

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA



**OPTIMIZACIÓN DE REDES DE DISTRIBUCIÓN
ELÉCTRICA MEDIANTE EQUIPOS AUTOMÁTICOS DE
ÚLTIMA GENERACIÓN.**

INFORME DE SUFICIENCIA

PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:

INGENIERO ELECTRICISTA

PRESENTADO POR:

EDMUNDO DAVID FARGE INGA

PROMOCIÓN

2003 - I

LIMA – PERU

2006

**OPTIMIZACIÓN DE REDES DE DISTRIBUCIÓN
ELÉCTRICA MEDIANTE EQUIPOS AUTOMÁTICOS
DE ÚLTIMA GENERACIÓN.**

DEDICATORIA

A todos los hombres que inspiran y motivan en sus generaciones venideras la inquietud de realizar el cambio y la de seguir transformando lo real a lo inimaginable.....A los Ingenieros.

SUMARIO

El presente informe comprende la descripción de diseño y operación de equipos automáticos, cuyo principio es electromecánico con control electrónico digital incorporado para uso en sistemas de distribución de hasta 38 Kv.

El control automático de las tensiones por fase, con el equipo "Regulador de tensión Monofásico" se logra mantener valores de tensión no permisibles a valores nominales por fase en una red de distribución para líneas relativamente extensas con caídas de tensión considerables; con costos mínimos e instalaciones practicas y sencillas dentro de las redes de distribución de hasta 38 KV.

Por otro lado; mediante la coordinación automática de las protecciones y el tiempo de respuesta mínimo en el seccionamiento selectivo e interrupción y la reposición con recierres ante fallas permanentes y momentáneas se logra mantener óptimamente la continuidad de servicio en redes de distribución hasta 38 KV, usándose para ello "Interruptores de recierre Automático" usando el vacío como medio de interrupción y Seccionalizadores Automáticos con apertura bajo carga en SF6.

El uso actual de los recloser seccionalizadores y reguladores de tensión monofásicas cobra vital importancia en el sentido que permite la reducción de la interrupción del servicio eléctrico; es mas selectivo en la operación y mejora los niveles de tensión con alta eficiencia.

En el presente informe se plantea el principio de diseño, funcionamiento e instalación en las redes de distribución del tipo rural y urbana para sistemas de con neutro aislado y neutro aterrado de estos equipos automáticos.

Además planteamos los costos actuales de estos equipos y las soluciones que estos equipos proveen a las deficiencias en las redes de distribución eléctrica en cuanto a continuidad y calidad del servicio se refiere.

ÍNDICE

INTRODUCCIÓN

CAPÍTULO I

CONCEPCIÓN DEL DISEÑO Y OPERACIÓN DE LOS

EQUIPOS AUTOMÁTICOS

3

1.1 Interruptores de Recierre Automático

3

1.2 Seccionalizadores Automáticos

22

1.3 Reguladores de Tensión Monofasico Automáticos

37

CAPÍTULO II

ESTRUCTURA DE LA RED ELÉCTRICA; UBICACIÓN;

INSTALACIÓN DE LOS EQUIPOS AUTOMÁTICOS

63

2.1 Descripción de la Red Eléctrica (Urbano - Rural)

63

2.2 Ubicación e instalación de los equipos Automáticos

64

2.2.1 Instalación en la red de interruptores de recierre Automático

64

2.2.2 Instalación en la red de los Seccionalizadores Automáticos

68

2.2.3 Instalación en la red de los reguladores de tensión

Monofásicos automáticos

70

CAPÍTULO III

PROBLEMÁTICA CENTRAL DE LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN

78

3.1 Fallas de sobrecorriente a Tierra

78

3.1.1 Falta de Selectividad

78

3.1.2 Tiempos de Respuesta muy lentos en la apertura de

Interruptores convencionales

78

3.1.3 Corrientes de falla a tierra muy pequeñas

79

3.2 Falla de Coordinación en el seccionamiento de las cargas

por falla o mantenimiento

79

3.3	Problemas en los niveles de tensión debido a las líneas extensas e incrementos de carga	79
CAPÍTULO IV		
SOLUCIÓN DE LA PROBLEMÁTICA DE LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA		
		81
4.1	Cuadro comparativo de resultados	81
4.1.1	Resultado en solución de fallas de sobrecorriente a Tierra	83
4.1.2	Resultados en Falla de Coordinación en el seccionamiento de las cargas por falla o mantenimiento	84
4.1.3	Resultados en solución de Problemas en los niveles de tensión debido a las líneas extensas e incrementos de carga	87
CAPÍTULO V		
COSTOS DEL EQUIPAMIENTO AUTOMÁTICO DE LAS REDES DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA		
		89
CONCLUSIONES		
		91
ANEXOS		
		93
BIBLIOGRAFÍA		
		112

INTRODUCCIÓN

La alimentación con energía eléctrica exige una aceptable calidad del servicio. Uno de los factores que miden esta calidad es precisamente la continuidad del servicio.

No pueden evitarse económicamente ciertas perturbaciones en el suministro que atentan contra la continuidad y en consecuencia debe buscarse reducir estas situaciones y restablecer el servicio en tiempos mínimos.

Es importante que las fallas sean limitadas en área de influencia y en duración.

Las fallas implican en ciertos casos un lucro cesante, que es el factor que permite evaluar la conveniencia de utilizar dispositivos que mejoren la continuidad del servicio.

La rapidez de intervención ante una falla exige una rápida prelocalización y seccionamiento, por lo que es conveniente que cada falla afecte áreas pequeñas, lógicamente debe existir una guardia que intervenga en tal caso de manera de minimizar el tiempo de falla y lograr un rápido establecimiento del servicio. Esto es posible con los interruptores de Recierre Automático “recloser” y Seccionalizadores Automáticos instalados adecuadamente y coordinadamente en las redes rurales y urbanas.

Por otro lado los problemas de caídas de tensión o desniveles de tensión a causa del incremento de la demanda; líneas de distribución relativamente extensas y sobredimensionamiento de los compensadores reactivos (capacitores) deben ser solucionados sin perjuicio de cualquier orden en beneficio de los usuarios.

Lugares como en Brasil; EE.UU. principalmente debido a su extenso de su territorio; además de Colombia; Paraguay y Bolivia; países conscientes de la calidad de servicio eléctrico donde los centros de consumo están dispersos por áreas diversas de sus respectivas geografías, lejos de los puntos de generación. Agregado a esto, la aparición de gran cantidad de nuevos Equipos eléctricos y electrónicos conectados en el sistema de utilización de la red, sensibles a las oscilaciones de tensión, ocasionan los reclamos de los consumidores, que exigen una buena calidad de Servicio de energía eléctrica.

Debido a esto, a la actualidad se encuentran instalados en varios puntos de aquellos países decenas de millares de reguladores de Tensión Monofasicos como una solución de costo reducido y altamente confiable, suministrando a los puntos de consumo una regulación de tensión adecuada y suministrando calidad al suministro de energía. Eso trae por lo menos tres consecuencias benéficas:

- Satisfacción del consumidor;
- Reducción de las pérdidas en la distribución;
- Incremento de la facturación de las concesionarias de energía eléctrica.

Estos reguladores de Tensión tienen gran aceptación por parte de las concesionarias de estos países, por razones económicas, de simplicidad y versatilidad.

Hoy, en el Perú se están optimizando las redes de distribución eléctrica con la instalación de reguladores de tensión; reclosers y seccionalizadores Automáticos en las respectivas áreas de concesión de las empresas Distribuidoras; conscientes de que los factores que miden la calidad de servicio Eléctrico es la regulación de los niveles de Tensión, y la continuidad del servicio según la norma la Ley Peruana en la NTCSE ; norma que están obligados a cumplir por encargo del organismo supervisor OSINERG.

En este estudio se busca dar a conocer la concepción del diseño, la instalación y operación de los equipamientos que logran la optimización de la operación de las redes de distribución eléctrica.

CAPITULO I

CONCEPCIÓN DEL DISEÑO Y OPERACIÓN DE LOS EQUIPOS AUTOMÁTICOS.

1.1 Interruptores de Recierre Automático “Recloser”.

El recloser, es un interruptor de recierre automático; provisto de cámaras de interrupción en vacío aisladas mediante gas SF6 (Hexafloruro de Azufre que sirve como medio aislante del arco eléctrico que pueda generarse internamente).

Es un equipo eléctrico para corte y maniobra en media tensión. Su diseño, concebido para operar de modo automático brinda a la empresa de distribución una alta confiabilidad y seguridad eléctrica.

Su diseño, combina lo más avanzado de la interrupción en vacío, el empleo de un actuador magnético aislado en gas SF6, y un control en base a microprocesador.

El recloser utiliza energía proveniente de su batería o de una fuente auxiliar en baja tensión, que puede provenir de un transformador conectado a la misma línea de distribución o de alguna instalación eléctrica cercana.

1.1.1 Componentes del Recloser

Tanque del recloser.

- Cámaras de Interrupción en vacío
- Actuador magnético aislado en gas SF6.
- Aisladores y bushing.
- T.C y CVD Incorporados (3 T.C y 6 CVD.).

Cubículo de Control.

- Caja de relé para protección y control.
- Banco de baterías.
- UPS.

Componentes Adicionales

- Cable umbilical de control. (Principal y auxiliar.)
- Cable de alimentación Auxiliar.
- Cable de comunicación Local.
- Software de Interfase.
- Estructura para soporte del recloser.[1]

1.1.2 Características Generales del Recloser Según;

IEEE C37.60 (TM), "IEEE Standard Requirements for Overhead, Pad-Mounted, Dry Vault, and Submersible Automatic Circuit Reclosers and Fault Interrupters for Alternating Current Systems Up to 38 kV". [1]

Tabla N° 1.1 Tabla de Características del Recloser.

Descripción	Modelo 1	Modelo 2	Modelo 3
Tensión máxima del sistema (kV)	15kV	27kV	38kV
Frecuencia (Hz)	50/60Hz	50/60Hz	50/60Hz
Corriente Nominal (A)	400/630A	400/630A	630/800A
Corriente de Interrupción simétrica (kA)	12.5/16kA	12.5/16kA	12.5/16kA
Corriente de cierre asimétrica (kAp)	32.5kAp	32.5kAp	32.5/41.6kAp
Tensión de impulso atmosférico (kV BIL)	110kVpk	125kVp	170kVp
Tensión de prueba a frecuencia industrial (kV), En seco (1 min.)	50kV	60kV	70kV
Tensión de prueba a frecuencia industrial(kV), En Húmedo (10 seg)	45kV	50kV	60kV
Operaciones mecánicas (ciclos)	10,000	10,000	10,000
Peso (Kg.)	160	170	210

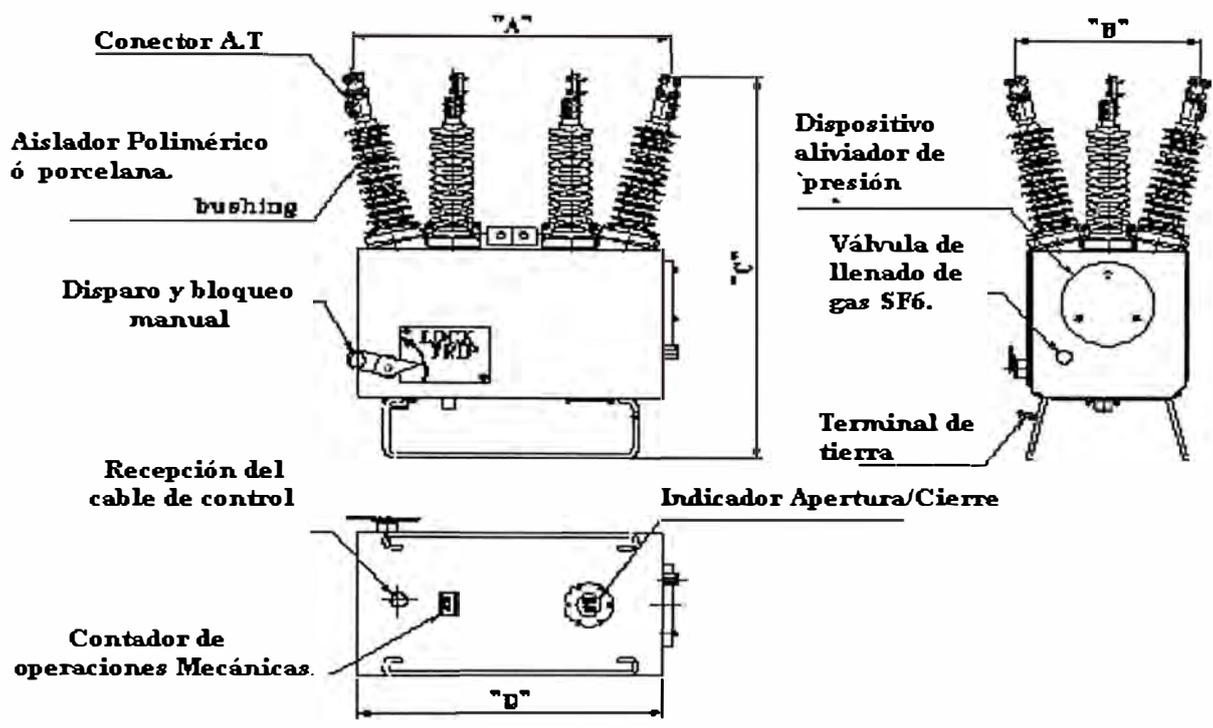


Fig .1.1 Dimensiones del Tanque del Recloser

Tabla N° 1.2 Cuadro de dimensiones del tanque del recloser

	A	B	C	D
15kV	750	415	980	780
27kV	812	460	1100	780
38kV / 630A	841	475	1058	870
38kV / 800A	841	475	1078	870

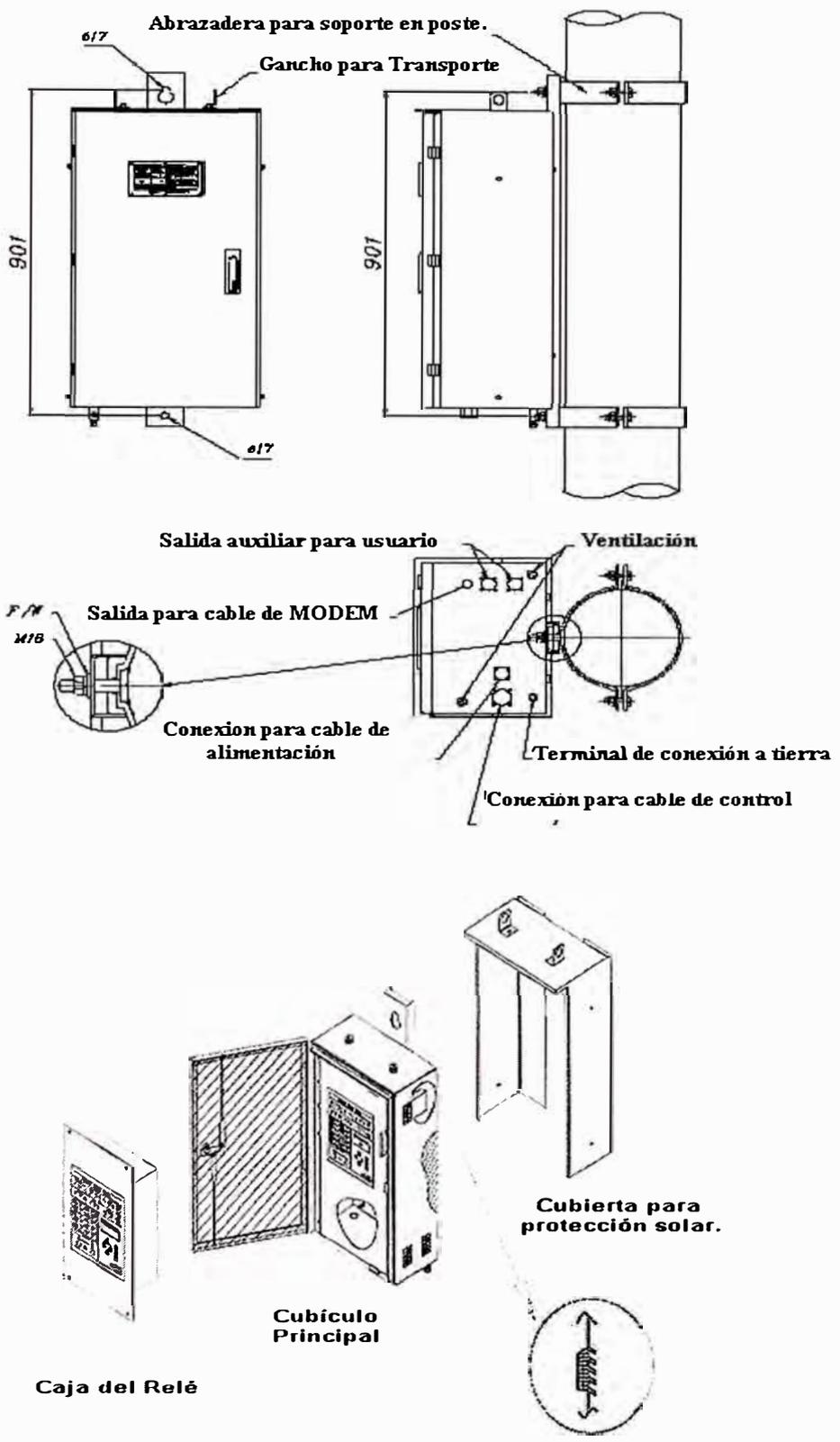


Fig. 1.2 Dimensiones del Cubículo de Control.

Estructura Interna

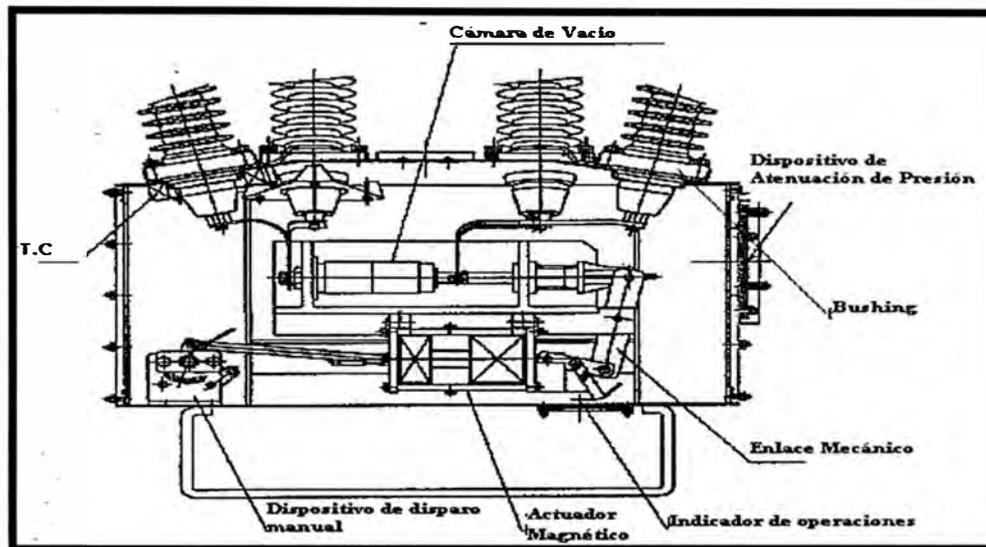


Fig. 1.3 Estructura Interna del Tanque del Recloser.

1.1.3 Diseño Constructivo del Tanque.

Tanque del Recloser

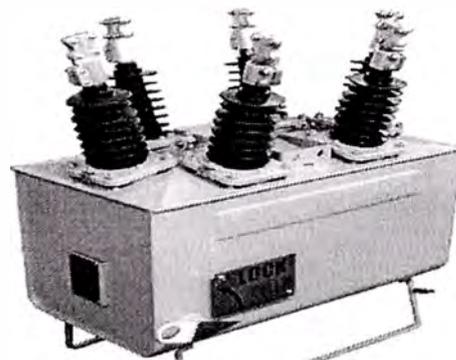


Fig. 1.4 Tanque del Recloser

- Acero inoxidable (304L)
- Tratamiento superficial mediante arenado fosfático
- Totalmente Soldado.
- Tanque lleno de gas SF6, para aislamiento.
- Doble acabado con pintura epóxica.

Ensamblaje del Interruptor

- Cámaras de interrupción en vacío
- Armazón de fibra de vidrio aislante, de alta resistencia mecánica.
- Configuración para suavizar el campo eléctrico.
- Sistema de comando simple.

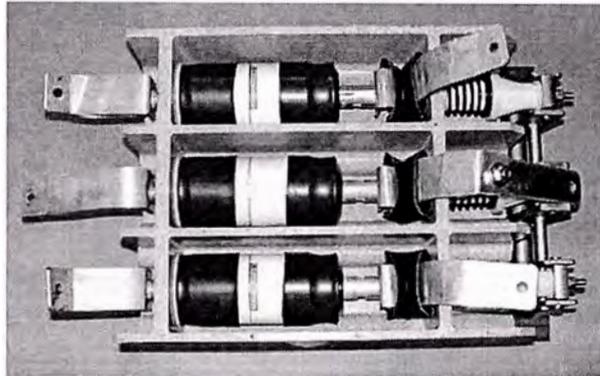


Fig. 1.5 Cámaras de Interrupción en Vacío.

Actuador Magnético.

- Actuador magnético de bajo consumo de energía.
- Partes móviles simples, por el uso de un eje o pestillo magnético
- Alta velocidad de respuesta.
- Peso liviano y dimensiones reducidas
- 10,000 ciclos de operación mecánica.
- Bajo consumo de energía

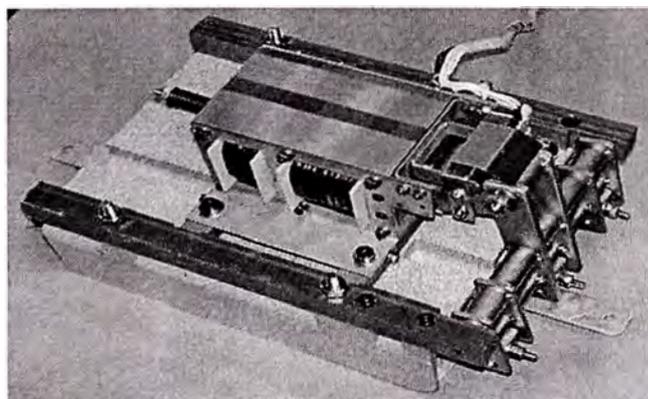


Fig. 1.6.1 Actuador Magnético.

Principio de operación del Actuador Magnético

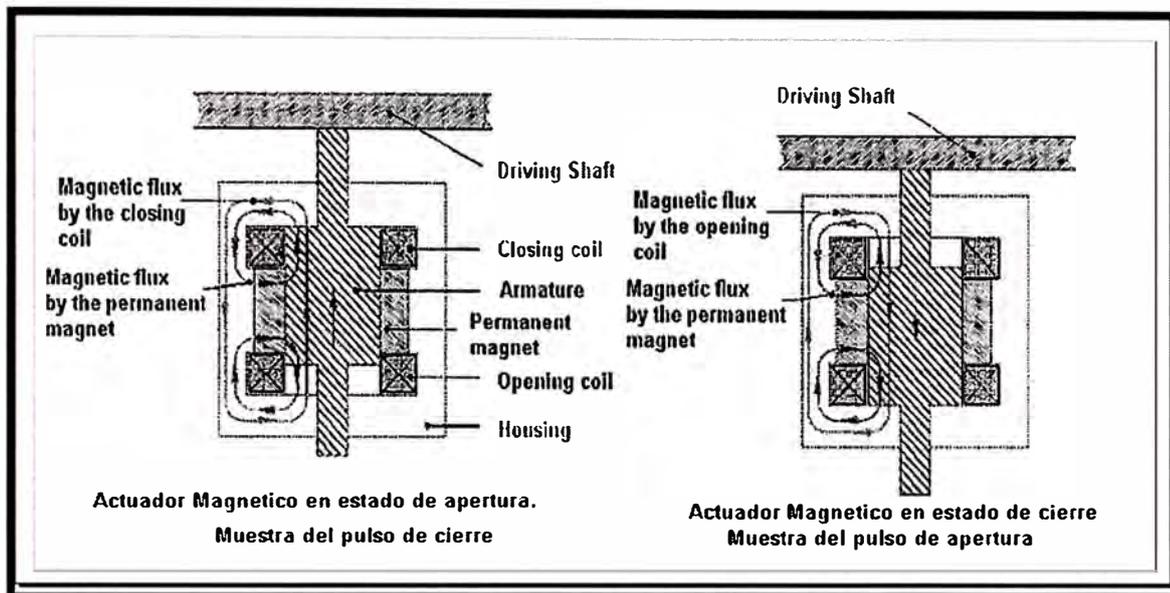


Fig. 1.6.2 Actuador Magnético.

Aislador y Bushing

- Bushing de resina epóxica.
- Bushing con divisor de tensión capacitivo (CVD).
- Aislador polimérico de Goma SILICON.
- Excelente resistencia al esfuerzo en el Transporte.
- A prueba de vandalismo.
- Fácil manejo para su transporte e Instalación.



Fig. 1.7 Aislador y Bushing

Dispositivo de Disparo Manual y Bloqueo

El disparo y bloqueo manual se consigue mediante el uso de una pértiga.

Previene el cierre accidental, desde el panel de control local o remoto, durante el mantenimiento de la línea aguas abajo del equipo.

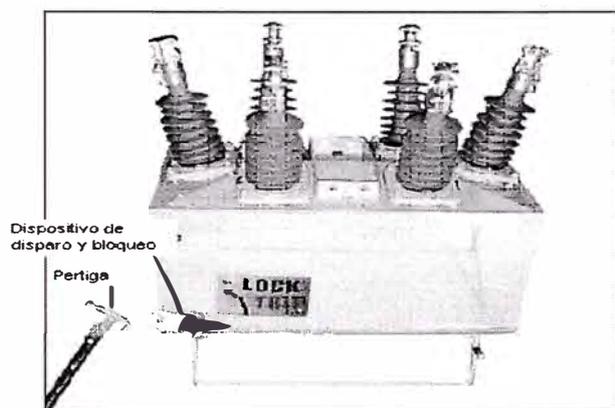


Fig. 1.8 Indicador OPEN / CLOSE y Contador



Fig. 1.9 Dispositivo de Disparo Manual y Bloqueo.

1.1.4 Gabinete de Control Tropicalizado

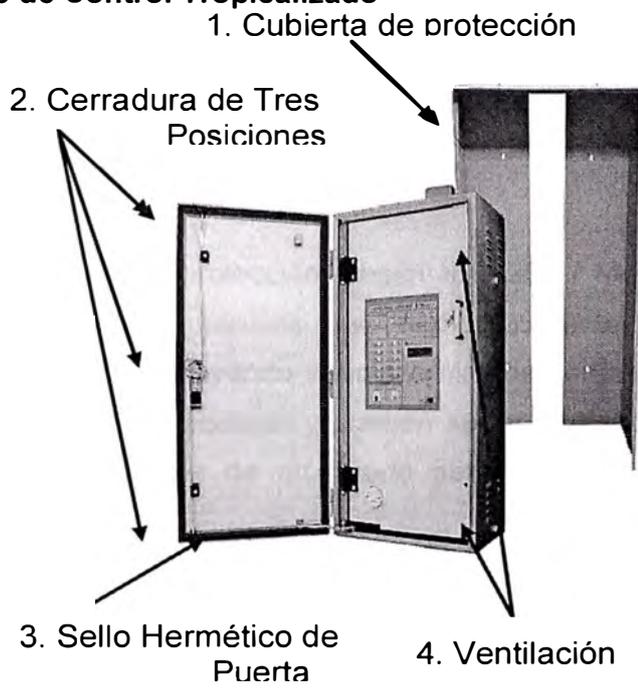


Fig. 1.10 Gabinete de Control Tropicalizado

7. Espacio para MODEM y contactos para alarmas.

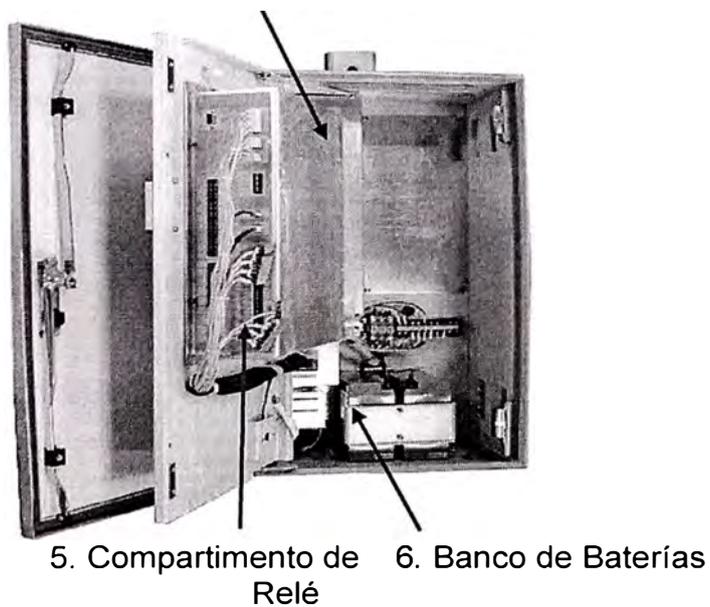


Fig. 1.11 Gabinete de Control Tropicalizado

1.1.5 Control y Protección

- La tecnología del diseño del controlador del recloser, en base a microprocesador, proporciona una protección y control integral, sobre el sistema de distribución, ya sea de manera local o remota.
- Las características de protección, según IEC 255 / Mc. Graw Edison están dadas mediante 38 curvas básicas de tiempo-corriente, las cuales pueden ser reprogramadas, sea incluyendo desplazamientos verticales o agregando constantes de tiempo, cuando se requiera, y pueden ser seleccionadas y modificadas desde el panel frontal o a través de un puerto serial RS232 mediante una computadora tipo "lap-top".[1]
- **Registro histórico de Eventos y Fallas.**

El registro de la magnitud de la falla y fecha de los eventos, provee la información de análisis del sistema, con la que el usuario puede determinar la necesidad del mantenimiento de sus líneas, tomando como base a la incidencia de fallas, de carácter temporal o definitivo, durante el servicio.

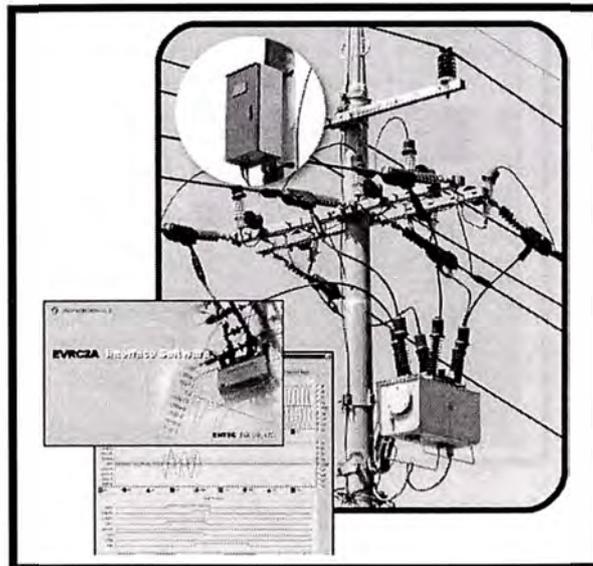


Fig. 1.12 Software para oscilografía y diagrama de carga.

- Permite visualizar el estado de los contactos de las botellas de vacío. Muestra la vida útil remanente de los contactos en porcentaje, la cual dependerá del número y magnitud de las fallas que interrumpa.
- Permite visualizar la condición de estado de la batería, mostrando su capacidad remanente, la cual dependerá de su desgaste natural así como del consumo debido a las operaciones.
- Permite visualizar en la pantalla LCD del panel de control, los valores instantáneos de corriente de línea.
- El teclado y el visor LCD en el lado derecho del panel de control, permiten la entrada y recuperación de información, presentación de la fecha e indicación de estado.
- Los botones de control local en lado izquierdo del panel, posibilitan las funciones de apertura y cierre, protección activada/desactivada, control local/remoto, protección de falla a tierra activada/desactivada, recierre automático activado/ciclo único.[1]

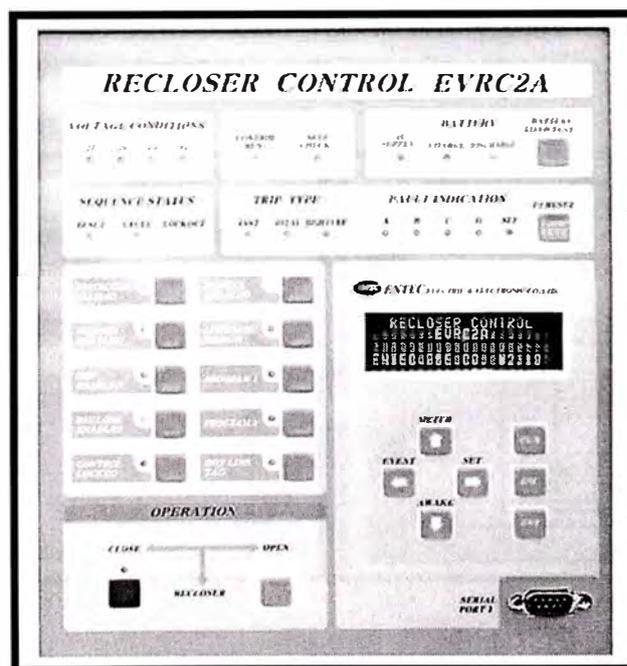


Fig. 1.13 Panel de Control

- El puerto serial de comunicación RS232 permite la entrada de datos y recuperación de información usando una computadora personal o mediante el programador portátil, así como también reprogramar o modificar las curvas tiempo-corriente de protección.
- Secuencia de coordinación, para prevenir operaciones innecesarias del recloser de respaldo, cuando dos o más reclosers se encuentran operando en cascada.
- Característica de ajuste, para reinserción de línea (carga fría), para evitar la operación del recloser en caso de una corriente pico transitoria esperada, luego de efectuado el cierre manual, local o remoto.
- Protección recierre automático activado/ciclo único.
- Posibilidad de control remoto.
- Los ajustes se pueden programar fácilmente y de manera rápida, a través del teclado en el panel de control, mediante el programador portátil, o desde una PC.
- Permite monitorear la información del ciclo de servicio del recloser, al cual se accede por medio del teclado, o del puerto RS232.
- Contraseña de seguridad para operaciones seleccionadas, asegura que solamente personal debidamente autorizado pueda acceder y modificar los ajustes del equipo.

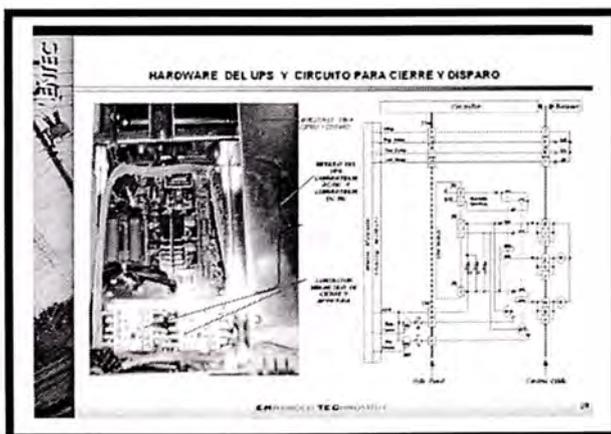


Fig 1.14 Hardware del UPS

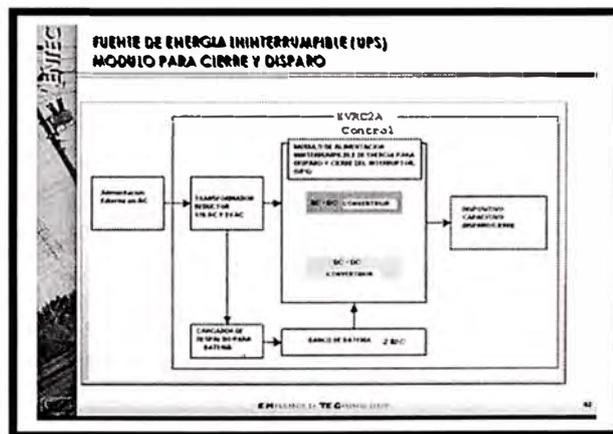


Fig 1.15 Diagrama de bloques del sistema de alimentación del control

Controlador del Recloser, a base de Microprocesador

- El RTU y el control del recloser están montados en el mismo gabinete, con espacio para radio y modem
- Protocolo de comunicaciones DNP 3,0 y capacidad para SCADA
- Tensión auxiliar disponible de 12 o 24 Vdc para el radio o modem
- Medición de corriente, voltaje y potencia
- Baja frecuencia y rechazo de carga
- Registro de operaciones, fallas y forma de onda, para análisis de línea y perfil de carga.
- Fuente de poder ininterrumpida (UPS) para el disparo y cierre
- Protección contra el calor exterior mediante espuma de poliuretano.
- Software de interface del recloser EVRC2A en entorno de Windows.

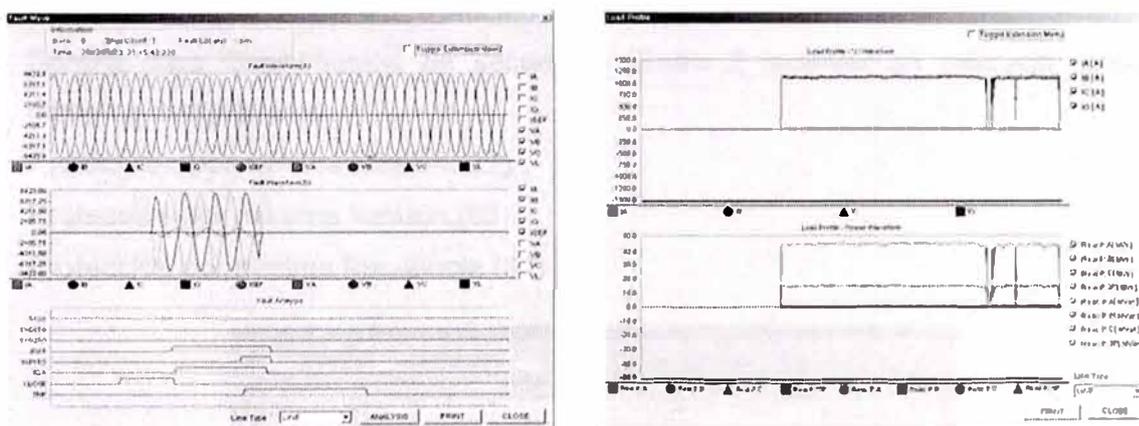


Fig. 1.16 Software para oscilografía y diagrama de carga

Funciones de Protección Especial

- Capacidad de construcción de las curvas tiempo-corriente (TCC)
- Tres tipos de curvas estándares: IEEE, IEC y 38 curvas de tiempo inverso.
- En caso de corte del fluido eléctrico, la programación del control queda almacenada en memoria dual no volátil.
- Protección contra sobrecorriente retardada (51P, 51N)
- Protección contra sobrecorriente instantánea (50P, 50 N)
- Protección contra sobrecorriente de secuencia negativa (46)

- Detección y alarma por sobretensión y baja tensión (27,59).
- Protección de Sobrecorriente Direccional (con TP inductivo Externo).
- Protección de SEF (Falla sensitiva a tierra)
- Verificación del sincronismo entre el lado de la fuente y el lado de la carga. (25)
- Reinserción de línea (carga fría), Secuencia de coordinación para operación en cascada.
- Direccional de sobrecorriente por fase (67P)
- Direccional de tiempo definido para falla a tierra(67G)
- Sobrecorriente temporizada sensible para falla a tierra (SEF).
- Sobrecorriente instantánea por secuencia negativa (46(50)).
- Sobrecorriente temporizada por secuencia negativa (46(51)).
- Bloqueo y Disparo por alta corriente de tiempo definido por secuencia negativa (50(46)).
- Recierre automático (Hasta 4 Recierres) (79)
- Control para Coordinación de secuencia (Entre 2 recloser en cascada -previene disparos simultáneos).
- Protección por mínima tensión.(27)
- Protección por máxima tensión.(59)
- Protección por mínima frecuencia (81).

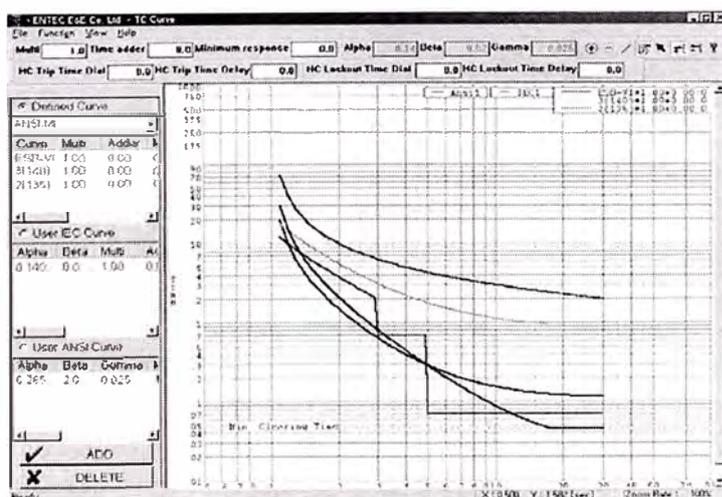


Fig. 1.17 Curva de Tiempo Corriente Editable via software.

Opciones de medición múltiples.

- Corriente
- Voltaje
- Medición de Kw. y Kwh, factor de potencia, demanda en kW y VARs, y frecuencia
- Datos de Perfil de la carga y oscilografía

Comunicación Remota

- Puertos RS-232
- Protocolo DNP3.0 basado en el IEC870-5
- RTU incorporada en el panel de Control.
- Acceso remoto permite pleno acceso a las funciones, configuración, medición y registro de datos.

Tabla N° 1.3 Especificaciones Técnicas del Control del Recloser [1]

Fuente de Alimentación		
	Frecuencia Nominal	50 o 60 Hertz
	Voltaje	110/220 AC
Medio Ambiente:		
	Rango de Temperaturas del Ambiente	Almacenado : -40° to +85° Operación : -30° to 70°
	Grado de Protección	IP65
	Voltaje de Prueba de Aislamiento	2kV 50/60Hz, un minuto
	Resistencia del Voltaje de Arranque	5kV Peak, 1.2/50µs IEEE 62.45
	Resistencia de la Prueba de Interferencia	SWC and Fast transient IEC61000-4-4,
	Interferencia en la Radio Frecuencia	IEC 255-22-3 Class □, ANSI C37.90.2
Protección General:		
	Sobrecorriente temporizada de fase :	CT ratio x (0.04~3.2)
	Rango multiplicador instantáneo de fase	CT ratio x (0.10~20.00)
	Sobrecorriente temporizada a tierra	CT ratio x (0.02~1.60)
	Rango multiplicador instantáneo a tierra	CT ratio x (0.10~20.00)
	Falla sensible de tierra (SEF)	CT ratio x (0.005~0.160)
	Curvas de tiempo para fallas entre fases y tierra.	IEEE37.112, IEC255-338 curvas no estándar de tiempos inversos
Recloser:		
	Cantidad de recierres.	Programable desde 1 hasta el 4
	Tiempo (muerto)de recierre	1er recierre: 0.5-600 segundos en pasos de 0.1segundos
		2do recierre: 1.0-600 segundos en pasos de 0.1segundo
		3er recierre: 1.0-600 segundos en pasos de 0.1segundo
	Tiempo de Reposición	1-600 segundos en pasos de 1 segundo.
Medición (en tensión nominal y corriente):		
	Corriente	±1%
	Voltaje	±1%
	Horas wattio	±3%
	Horas Vars	±3%
	Exigencias	±3%
	Factor de Poder	±3%
	Frecuencia	±0.05Hz
Registro de Datos		
	Registro de los últimos 100 eventos	
	Registro de las últimas 100 operaciones	
	Registro de los últimos 100 eventos del sistema	
	Registro de las últimas 40 ciclos de falla y reposición	

1.1.6 Utilización de interruptores de recierre Automático;

En las redes en las cuales gran parte de las fallas que se producen no son permanentes, sino por el contrario son Momentáneas, desapareciendo al cabo de un tiempo, la continuidad del servicio puede ser mejorada utilizando el recierre.

Cuando en una línea se produce una falla, las protecciones ordenan la apertura del interruptor y la corriente de falla se extingue, figura (1).

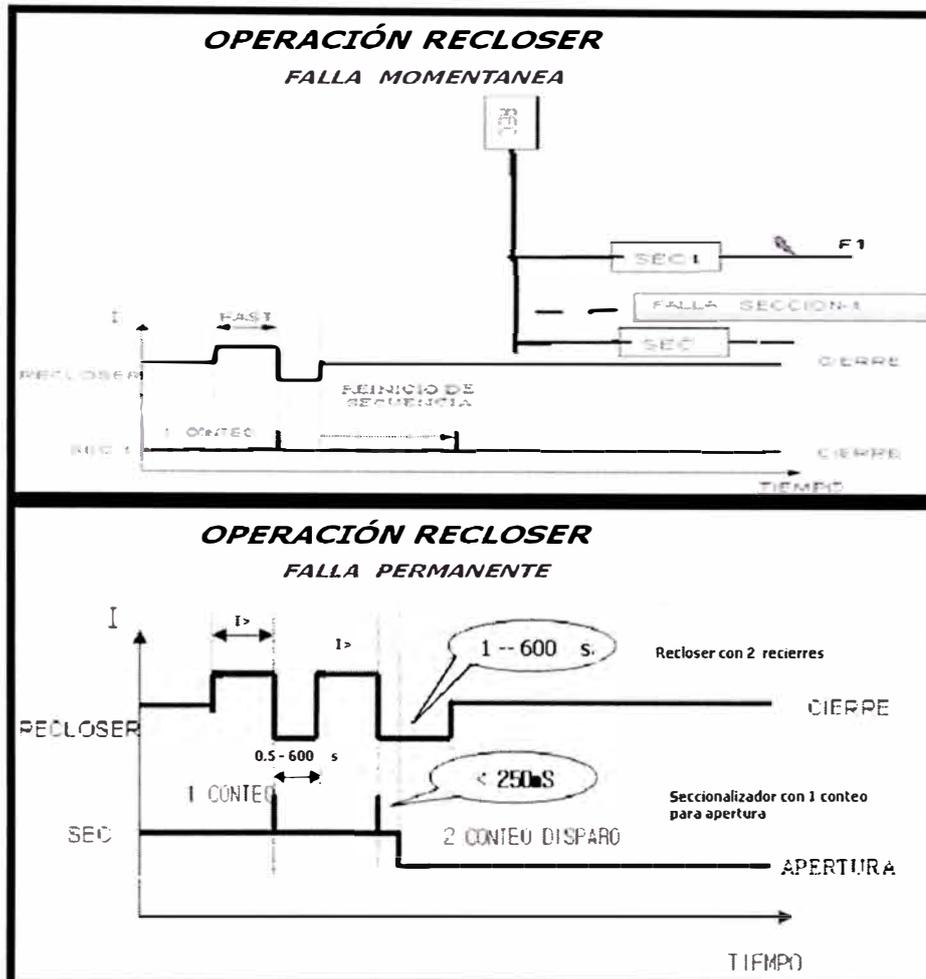


Fig. 1.18 Operación del Recloser para fallas de sobrecorriente.

Si como sucede en líneas aéreas (en el 70 - 80 % de los casos) la falla desaparece con la extinción de la corriente, y regenerado el aire en la zona en que se produjo el arco, se puede realizar el recierre exitoso de la línea.

A consecuencia de esta forma de operar las interrupciones de servicio son reducidas en forma importante. Solo en caso de que la falla persista (falla permanente) la segunda o tercera o cuarta actuación de las protecciones es seguida por la apertura definitiva de la línea si el control del recloser es programado de esta forma.

Este sistema es el mismo que se utiliza en las líneas de transmisión e interconexión para mantener en sincronismo los sistemas.

La actuación de los interruptores (en ambos extremos de la línea) puede ser tripolar o unipolar, en este último caso se tienen mejores condiciones de estabilidad entre las dos partes que la línea une.

En las líneas de distribución, el ciclo de recierre puede ser con más maniobras de las antes indicadas, los interruptores normales pueden cumplir el ciclo O - 0,3 seg. - CO - 3 minutos - CO.

Se hacen entonces un recierre rápido y uno lento, con lo cual las pérdidas del servicio son aún menores ya que algunos recierres lentos son exitosos (fallas semipermanentes, que duran más de 0,3 segundos y menos de 3 minutos).

En algunos casos se hacen hasta 4 maniobras sucesivas antes de interrumpir el servicio definitivamente. Los interruptores con recierre pueden ser utilizados en combinación con los fusibles, haciendo actuar los interruptores de manera de salvar la integridad de los fusibles ante fallas fugaces. Esta forma de operar exige un análisis cuidadoso, y eventuales ensayos, para asegurar la coordinación de las protecciones, Figura (1.19)

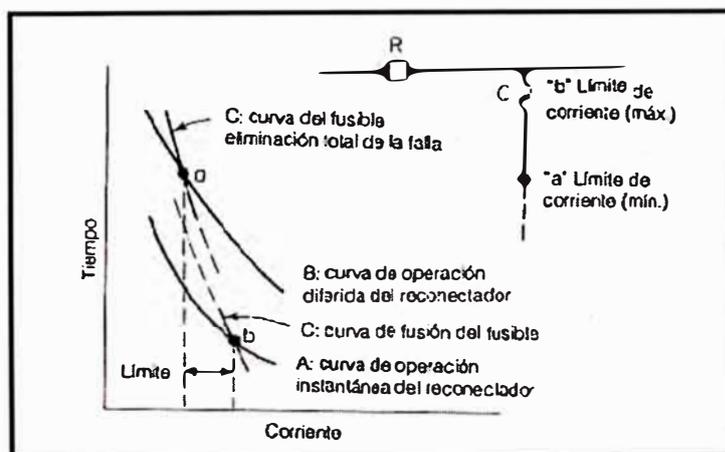


Fig. 1.19 Coordinación de la protección recloser-Fusible.

El tiempo de actuación del interruptor ante la primera falla debe ser muy breve para evitar la fusión del fusible, si la falla desaparece la integridad del fusible debe salvarse, si la falla persiste, la segunda actuación del interruptor debe ser lo suficientemente demorada para que actúen los fusibles y si en esta forma desaparece la falla no se produzca la segunda apertura.

La actuación de los interruptores (en ambos extremos de la línea) puede ser tripolar o unipolar, en este último caso se tienen mejores condiciones de estabilidad entre las dos partes que la línea une.

En las líneas de distribución, el ciclo de recierre puede ser con más maniobras de las antes indicadas, los interruptores normales pueden cumplir el ciclo O - 0,3 seg. - CO - 3 minutos - CO.

Se hacen entonces un recierre rápido y uno lento, con lo cual las pérdidas del servicio son aún menores ya que algunos recierres lentos son exitosos (fallas semipermanentes, que duran más de 0,3 segundos y menos de 3 minutos).

En algunos casos se hacen hasta 4 maniobras sucesivas antes de interrumpir el servicio definitivamente. Los interruptores con recierre pueden ser utilizados en combinación con los fusibles, haciendo actuar los interruptores de manera de salvar la integridad de los fusibles ante fallas fugaces. Esta forma de operar exige un análisis cuidadoso, y eventuales ensayos, para asegurar la coordinación de las protecciones, Figura (1.19)

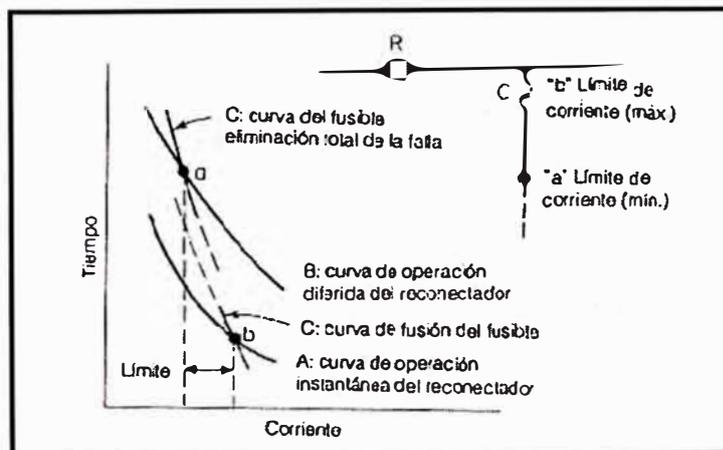


Fig. 1.19 Coordinación de la protección recloser-Fusible.

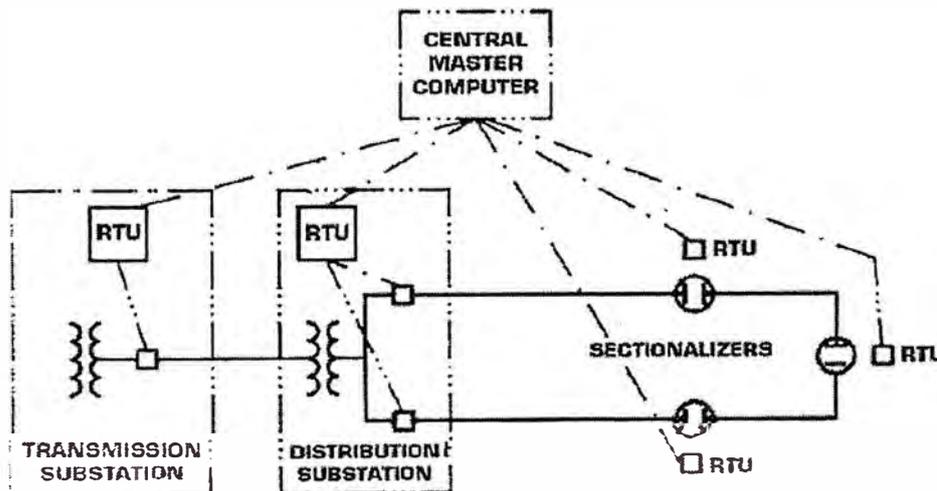
El tiempo de actuación del interruptor ante la primera falla debe ser muy breve para evitar la fusión del fusible, si la falla desaparece la integridad del fusible debe salvarse, si la falla persiste, la segunda actuación del interruptor debe ser lo suficientemente demorada para que actúen los fusibles y si en esta forma desaparece la falla no se produzca la segunda apertura.

Esta forma de actuación se utiliza en redes aéreas de distribución urbanas en media tensión y también en redes rurales.

1.2 Seccionalizadores Automáticos con apertura bajo carga en SF6.

La concepción de los seccionalizadores Automáticos esta basada en los principios y la explicación de su evolución en su Tecnología y la superación de algunos inconvenientes para minimizar la interrupción del servicio; aspectos que a continuación detallamos.

El seccionalizador se abrirá automáticamente y colocará hacia fuera el interruptor que será controlado automáticamente cuando se cierre durante el tiempo muerto del recloser de la subestación.



1.2.3 Seccionalizador dentro de la Automatización en Distribución

Seccionalizador, control de supervisión de carga, SCADA, EMS, y el control VAR son parte de los beneficios globales para la automatización de la distribución. El control central es obviamente atractivo pues incluye la adquisición de datos de la línea de la distribución específicamente: voltajes y corrientes que proporcionan flujo de la carga, perfil del voltaje, factor de la energía, niveles de la corriente de falla, y localizaciones de falla.

Usar una computadora central se puede limitar en la práctica por la cantidad y la localización de las entradas de detección. La primera localización normal de la prioridad de detectar el equipo está en los puntos de la conmutación para el seccionalizador, dirección de carga y control VAR.

La respuesta de alta velocidad a las ocurrencias de la falla se convierte en una tarea importante en los términos de la zona de la protección y del método de comunicación. RTU's (Unidades Terminales Remotas) que por excepción permite la transmisión de la información muy rápidamente de una ocurrencia de la falla. Líneas a bajo el seccionalizador a permanecer funcionando automáticamente desde esta estación de control central para el mando total a distancia que un re-energizador del alimentador criticado que usa las decisiones de la lógica basándose en la adquisición de datos. La justificación económica está llegando a ser más realista debido a confianza en la fiabilidad y la formalidad como resultado de la experiencia del programa piloto. [3]

Los progresos importantes continúan proporcionando una inteligencia más local en las posiciones remotas.

Una discusión se presenta a menudo con respecto a poner toda la inteligencia en una localización en donde una falla central puede afectar el sistema entero solamente en un foco de datos central con inteligencia local en las localizaciones de la conmutación. Los centros de discusión alrededor de la justificación económica, confiabilidad, contingencias de la falla y puntos de vista operacionales. Existen diversos acercamientos que se requieren para las diversas regiones del país y para las diversas filosofías y usos de manera general. Un acercamiento conservador es considerar la inteligencia local para el servicio del seccionalizador automático inmediato con flexibilidad del mando a distancia.

La automatización de la distribución con los avances en tecnologías del microprocesador ha permitido una consideración más práctica debido a sus acercamientos más rentables. Estos nuevos progresos tienen confiabilidad de levantamiento paralelo y necesitan resolver costos de aumento de la responsabilidad pues los clientes de la compañía de electricidad se han hecho más dependientes sobre energía confiable. La sofisticación aumentada del equipo del usuario final es de importancia primaria con respecto a la justificación del costo para el seccionalizador aumentado. [3]

1.2.4 Sistema Anillo del Seccionalizador

Una línea de la distribución relativamente corta pero altamente cargada sería imposible coordinar confiablemente con los acercamientos de la sobre intensidad de corriente del tiempo para el número de los puntos del seccionalizador demostrados en el cuadro 3. Note eso en este sistema de anillo, el interruptor del lazo abierto también está provisto con los controles del seccionalizador automático.

En un cualquier caso, el lazo abierto (O-T) del seccionalizador se cerrará automáticamente después de un retraso de tiempo de pérdida de voltaje en cualquier lado del (O-T) seccionalizador.

Usando la tensión detección en ambos lados del seccionalizador, el seccionalizador se puede cerrar automáticamente para proporcionar energía R1 o R2, si se pierde la fuente normal anterior o una falta por aguas arriba ocurre. La última meta es aislar la falta a la línea de segmento más pequeña de modo que el aislamiento de fallas ocurra por los dispositivos del seccionalizador en ambos lados de la falta.

Para la falla en la localización "A" el cierre ocurriría en R1 y VT-1; para una falla en la localización "B" será la cerradura.

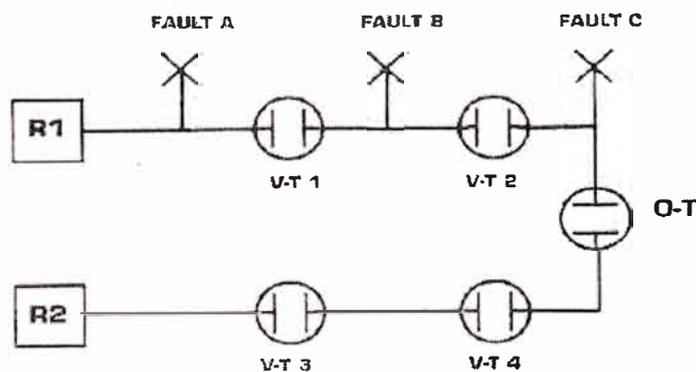


Fig. 1.21 Coordinación de operación entre Seccionadores

1. Permite la revisión de una falla en la localización "B". El sistema funcionará automáticamente como se hizo en nuestro ejemplo de la operación (V-T) en la sección anterior. Esto permitirá la re - energización de la línea de R1 a (VT-1), el cuál es abierto y trabado hacia fuera.

2. Después de que de cierre el alojamiento retraso, (O-T) el seccionizador se cerrará y su lógica de circuito se convertirá automáticamente a la lógica de un (V-T) incluyendo el contador de tiempo de cierre etc. para dar energía a la línea de (O-T) a (VT-2).
3. El control (VT-2) detectará el voltaje en su lado R2. (V-T-2) se cerrará y expondrá la falla al que R2 abrirá para despejar la falla.
4. Los seccionizadores que son alimentados por R2 se abrirán. (VT-2) no sólo se abrirá sino también se trabará hacia fuera.
5. Después de los reclosers R2, (VT-3) el recierre continuaría con (VT-4) y después con (O-T).

El resultado será el aislamiento en forma automática de la avería en la localización "B" por cierre de (VT-1) y (VT-2) el seccionizador con la restauración del servicio al sistema restante.

El seccionizador trifásico Automático aislado en gas SF6, y extinción de arco en SF6; es un dispositivo autocontenido que posibilita la apertura del circuito eléctrico con carga, el cual no tiene una característica tiempo-corriente.

Este es controlado por subtensión y es utilizado en conjunto con dispositivos de protección de lado fuente, tales como reclosers o interruptores, que permiten discriminar fallas Momentáneas de las fallas permanentes para automáticamente aislar la sección de la línea de distribución eléctrica, en niveles de tensión 15; 27; 38 KV.

Después de detectar que una corriente está encima de un nivel predeterminado, el seccionizador realiza un conteo cuando un recloser con protección de sobrecorriente en lado fuente desenergiza el circuito.

Al mismo tiempo abre la sección de la línea dentro de la zona de protección durante el intervalo de apertura del recloser aguas arriba .Un espacio de coordinación es extendida para máxima corriente de corto circuito evaluada en el sistema.

Esta función práctica, hace del seccionizador un dispositivo ideal para aplicaciones en pequeños sistemas radiales, donde la coordinación de corrientes provenientes de fallas son analizadas y contabilizadas.

Puede ser configurado para abrir después de 1; 2 o 3 conteos, para aislar las fallas permanentes y configurar salidas para líneas cortas, eliminando así la posibilidad de salida del circuito por fallas de corriente Momentánea. Esta concepción de proyecto aumenta y mejora la coordinación de protección.

La energía necesaria para operar el control electrónico con microprocesador y el mecanismo de apertura (trip) es obtenida a través de los transformadores del divisor de tensión capacitivo C.V.D montados internamente, en los bushings .Esto posibilita la operación sin fuentes externas de energía, mas este está disponible para fuentes de alimentación interna (batería 24 Vcc / 7Ah; 12Ah ó 16Ah) ó externa o interna según requerimiento (120/220Vac) para el cargador de batería.

El seccionalizador al usar el gas SF6, posee alto aislamiento, máxima seguridad y fácil mantenimiento.

Este seccionalizador es fabricado de acuerdo a las normas internacionales ISO, IEC, ANSI.[2]

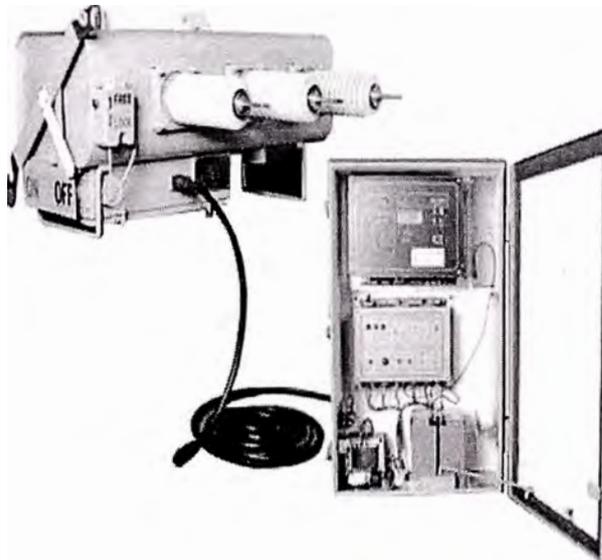


Fig. 1.22 Seccionalizador Automático.

1.2.4 Características del seccionizador

Tanque

El Tanque es fabricado con una chapa de acero inoxidable STS 304L de espesor igual a 3 mm para soportar presiones internas del gas SF₆; y sellado completamente de manera hermética que no permite fuga alguna. El tanque esta protegido contra corrosión debido a la pintura epoxica con la cual esta recubierta. [2]

Dispositivo de enclavamiento debido a la baja presión.

El dispositivo de enclavamiento mecánico con la finalidad de mantener al seccionizador en la posición abierta o cerrada cuando la presión interna del gas se encuentre por debajo de aproximadamente 0.7-1.0 kg.f/cm².G. La situación de baja presión de gas deberá ser visualizado en el panel de control del seccionizador.

Dispositivo de alivio de presión.

El seccionizador posee un dispositivo de alivio de presión para prevenir la destrucción del tanque del seccionizador, en caso la presión interna sube de manera anormal para 4.0 ~ 6.0kg.f/cm².G.

Caja de control

El panel posee una estructura en acero inoxidable a prueba de corrosión el cual sirve de protección y aislamiento térmico del rele y control eléctrico contenidos en la caja.

Bushing

Los bushings usados pueden ser de porcelana o del tipo ANSI / IEEE 386, fabricadas con material epóxi que posee una rigidez dieléctrica suficiente para soportar tensiones de impulso atmosféricos de valor igual a 125 kV/ 170 kV, tensiones a 60 Hz de tipo seco de 70 kV y corriente de 630 A.

Mecanismo operacional

El seccionizador es operado manualmente y eléctricamente a través de un mecanismo que contiene un resorte de forma espiral que almacena una energía que permite realizar la operación de cierre y apertura de los contactos principales en el menor tiempo posible.

Contactos

Los contactos del tipo tulipa deslizante (Cu+W) de material resistente al Arco, que asegura durabilidad de los contactos debido a la alta corriente de apertura.

Método de Extinción de arco

El principio de dilatación asegura una apertura positiva de los contactos principales del seccionizador; desde pequeñas corrientes a la corriente nominal con tiempos de arco extremadamente cortos (dentro de 0,5 ciclos).

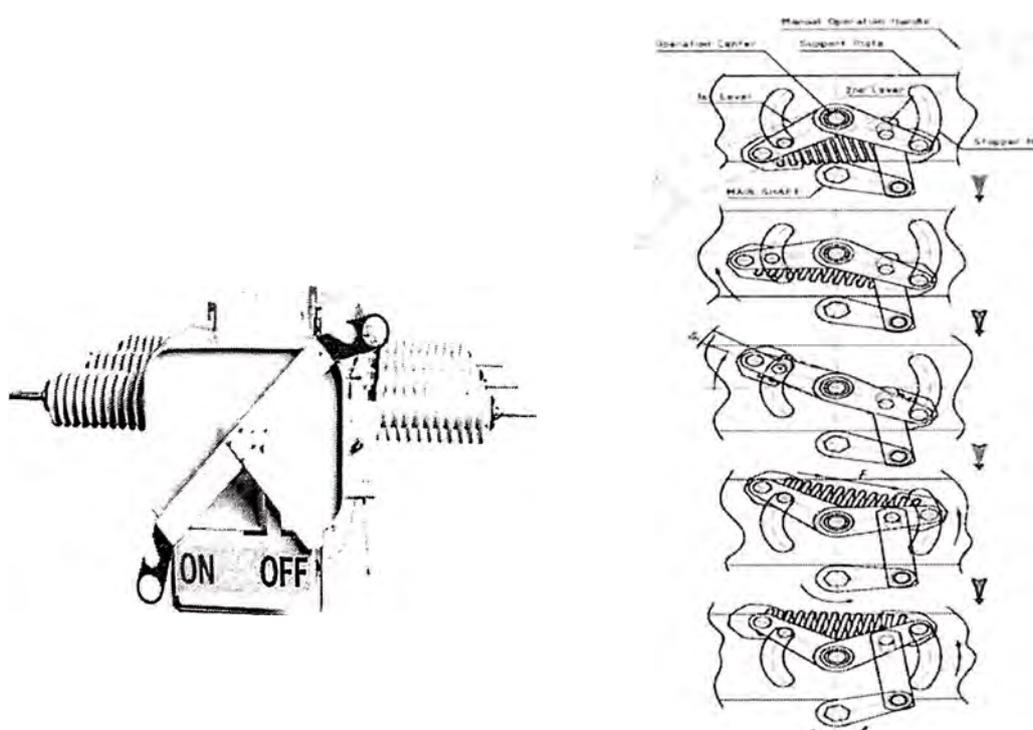


Fig. 1.23 Mecanismo de Operación.

Estructura Interna

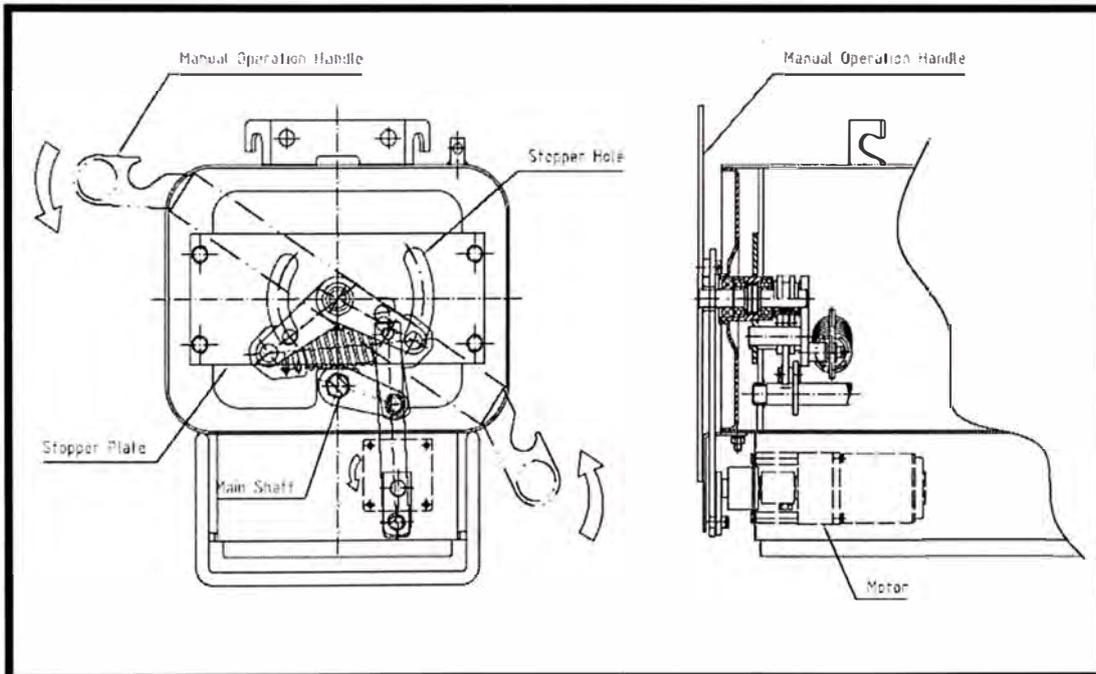
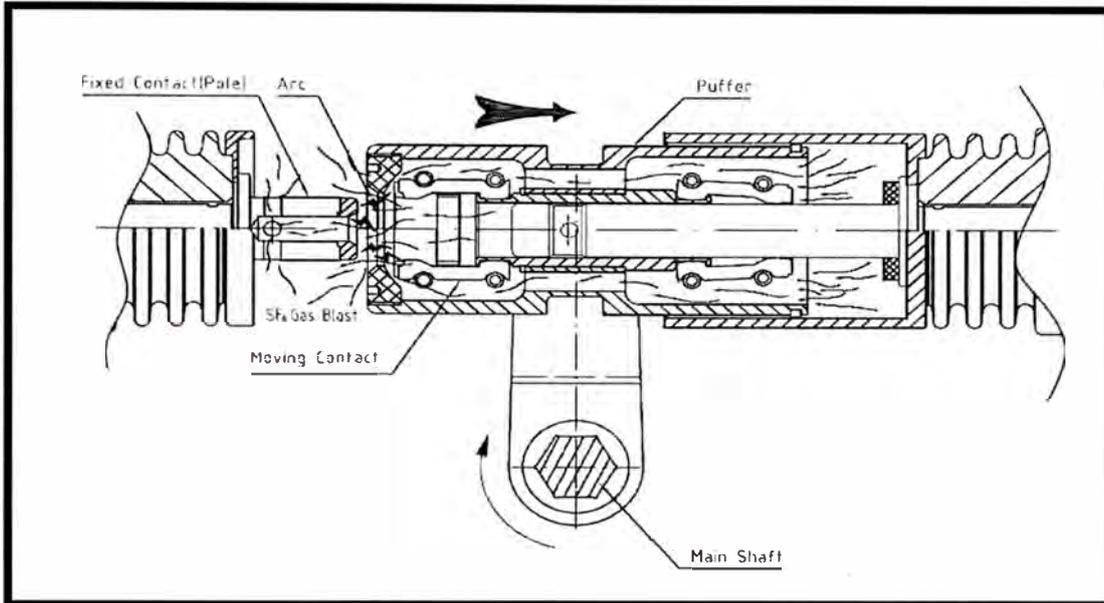


Fig. 1.24 Estructura interna del Seccionalizador.

Fig. 1.25 Diagrama de Conexionado del Seccionizador.

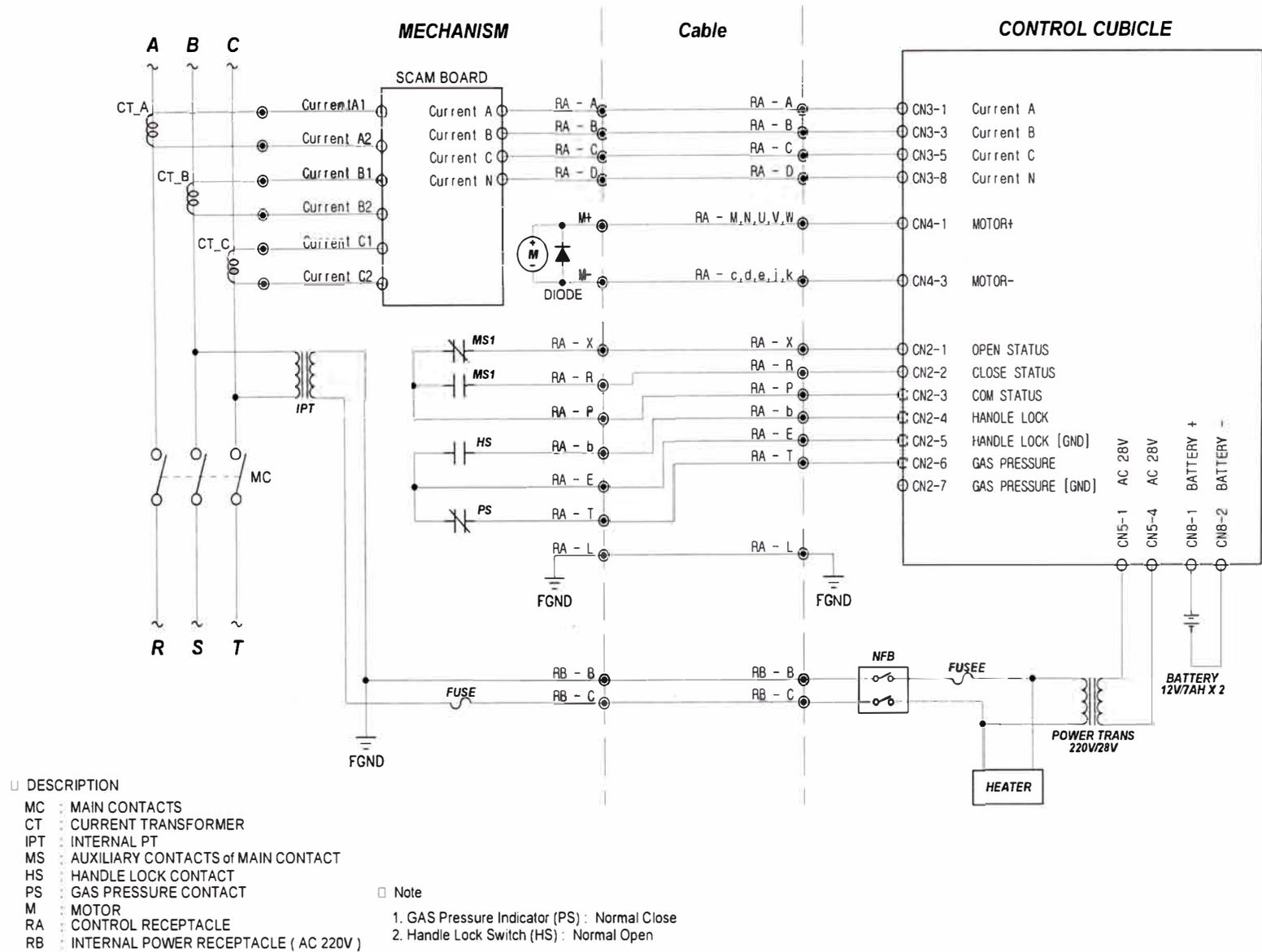
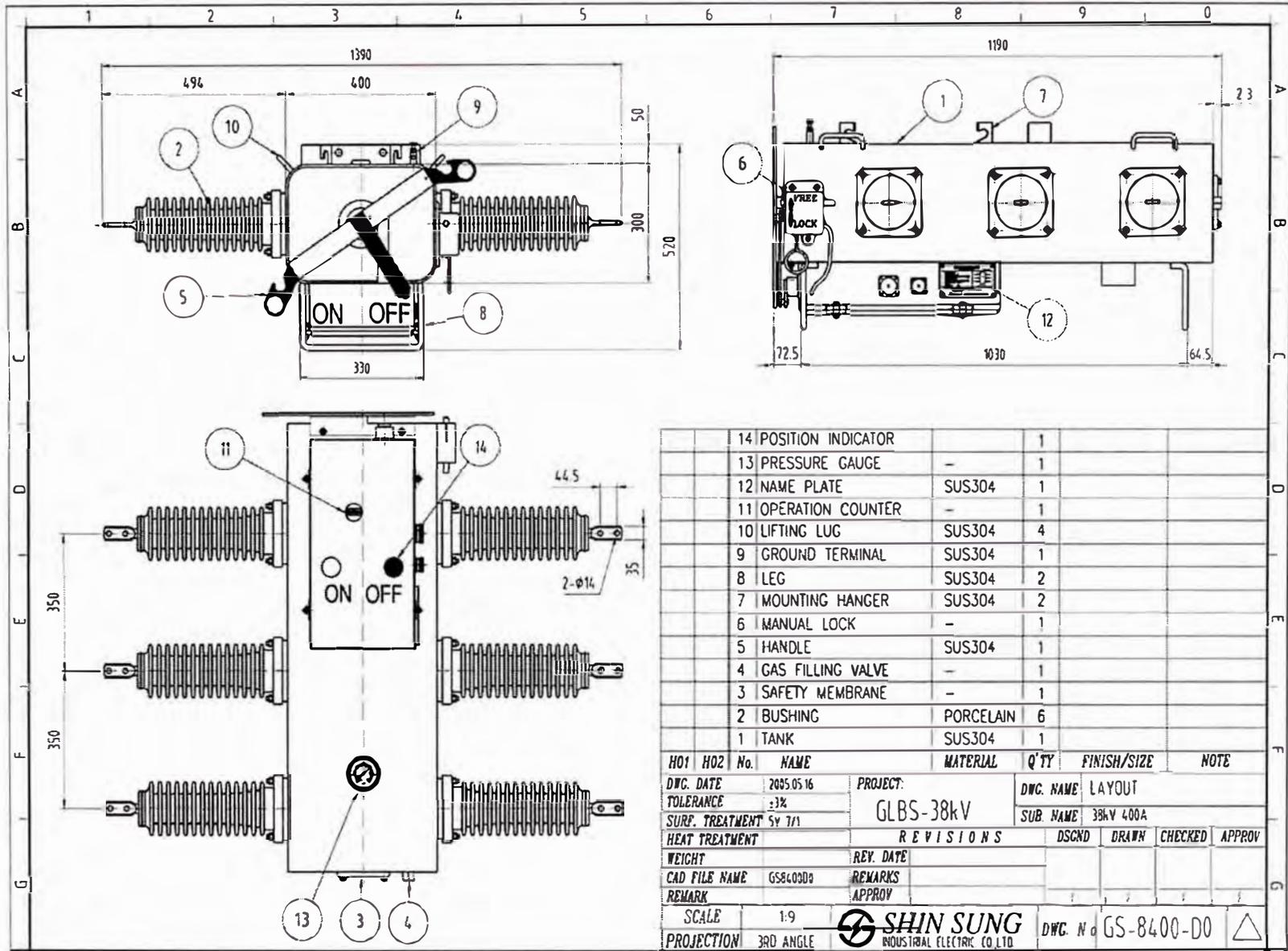


Fig. 1.26 Partes y Dimensiones



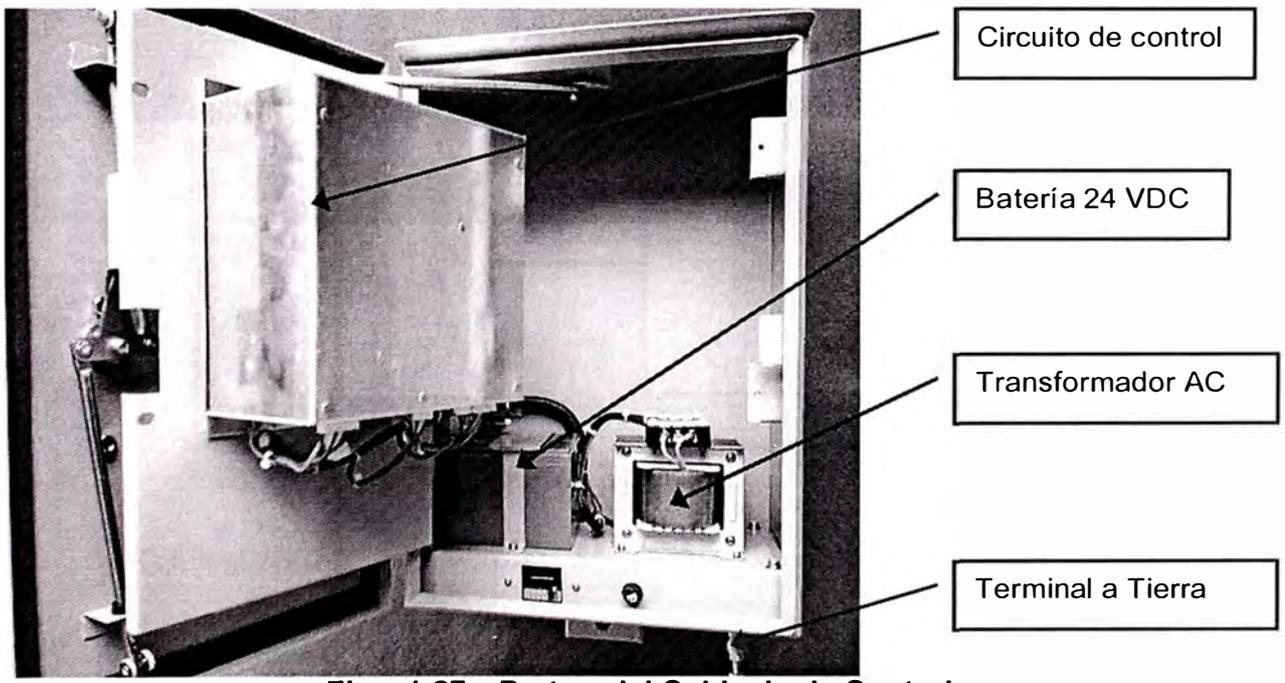
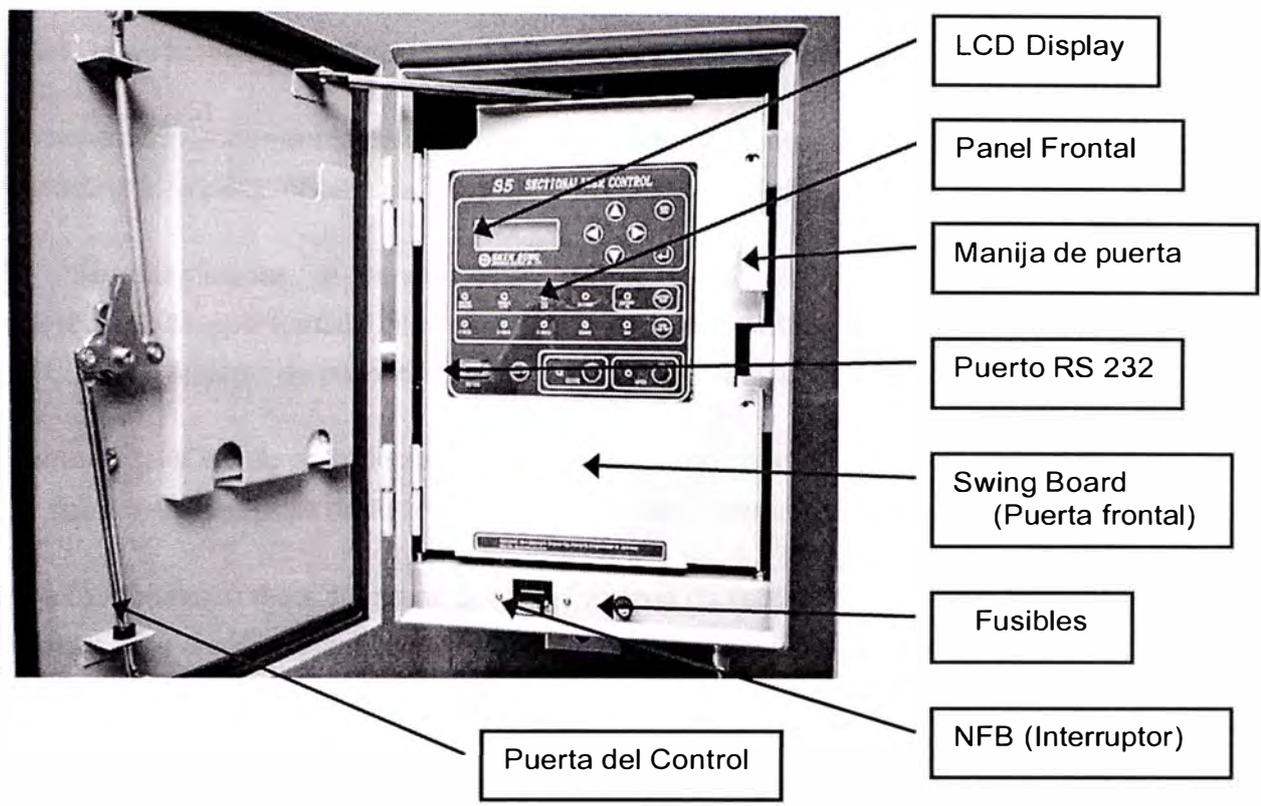


Fig. 1.27 Partes del Cubiculo de Control

1.2.5 Operaciones del Seccionalizador ante Fallas Momentáneas.

Después de la ocurrencia de una falla de naturaleza momentánea (punto B) el recloser se encontrará en posición abierta, iniciando su ciclo de recierre.

El Seccionalizador, al sensar esta corriente de falla en secuencia, monitorea la operación de apertura del Recloser (ubicado aguas arriba), Que cambiara el estado de su contador interno de posición 0 para la posición 1.(punto C).

Como la falla es de naturaleza momentánea, el recloser ejecutara el comando de cierre de sus contactos, realizando la recomposición del sistema (punto D).

Con la reposición del sistema, el contador interno de reinicio del seccionalizador retornara nuevamente a su posición inicial (punto E), después del tiempo de reinicio.

En esta situación no habrá operación innecesaria del seccionalizador y consecuentemente, no habrá interrupción sin alimentación de energía de ese ramal.

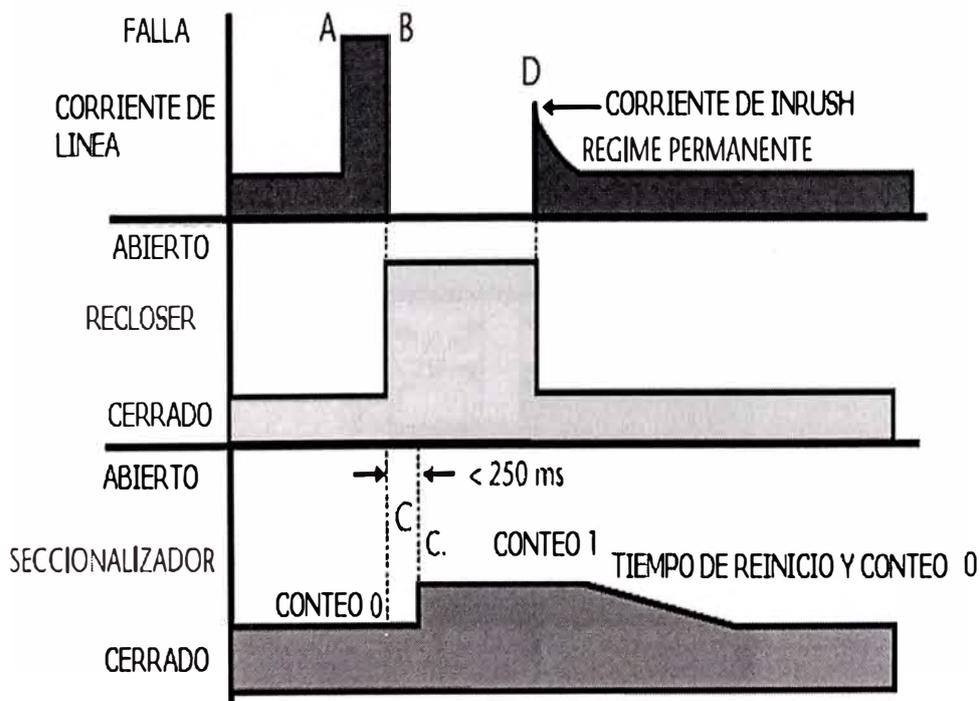


Fig. 1.28 Secuencia de Operación ante fallas Momentáneas

1.2.6 Operación del Seccionalizador ante Fallas Permanentes.

En caso de una falla de naturaleza permanente y, para un recloser programado, por ejemplo, para 4 recierres los Seccionalizadores instalados precisamente, deberán estar programados para un número de conteos inferior al Recloser, en este caso 3.

Cuando se realice la penúltima operación de apertura del recloser (punto H), el contador interno del seccionalizador cambiará su estado de posición 2 para la posición 3 (punto J), desconectando a la sección en falla (apertura en vacío).

De esta forma, el Recloser ejecutara el último cierre de sus contactos, antes de entrar en bloqueo, se realizará una recomposición del sistema (punto K), evitando, de esta forma, la falta de alimentación de todo el trecho exacto desde el recloser.

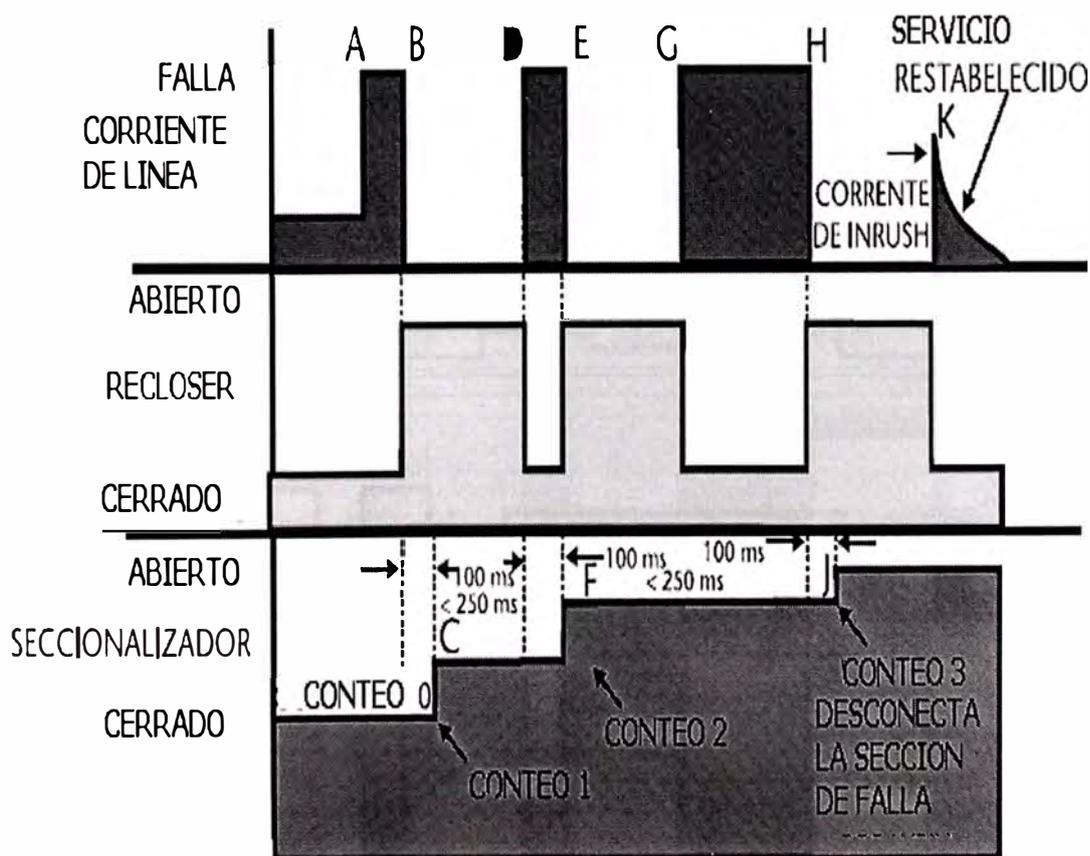


Fig. 1.29 Secuencia de Operación ante fallas Permanentes.

1.2.7 Operación Recloser-Seccionalizador

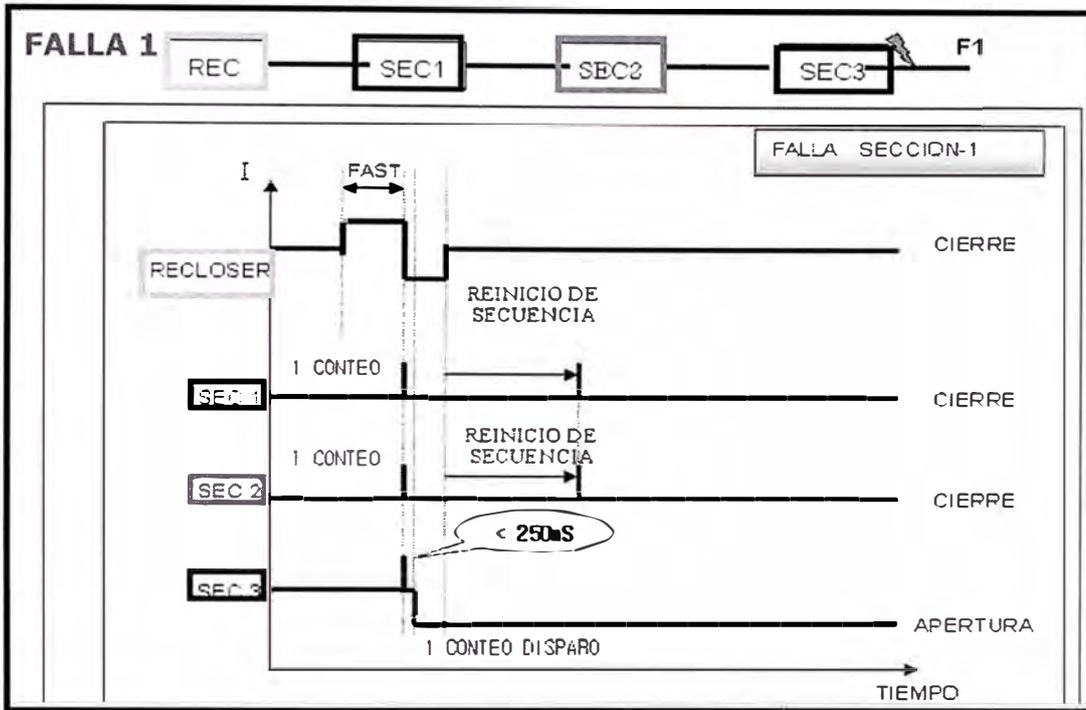


Fig. 1.30 Operación Recloser-Seccionalizador Falla 01.

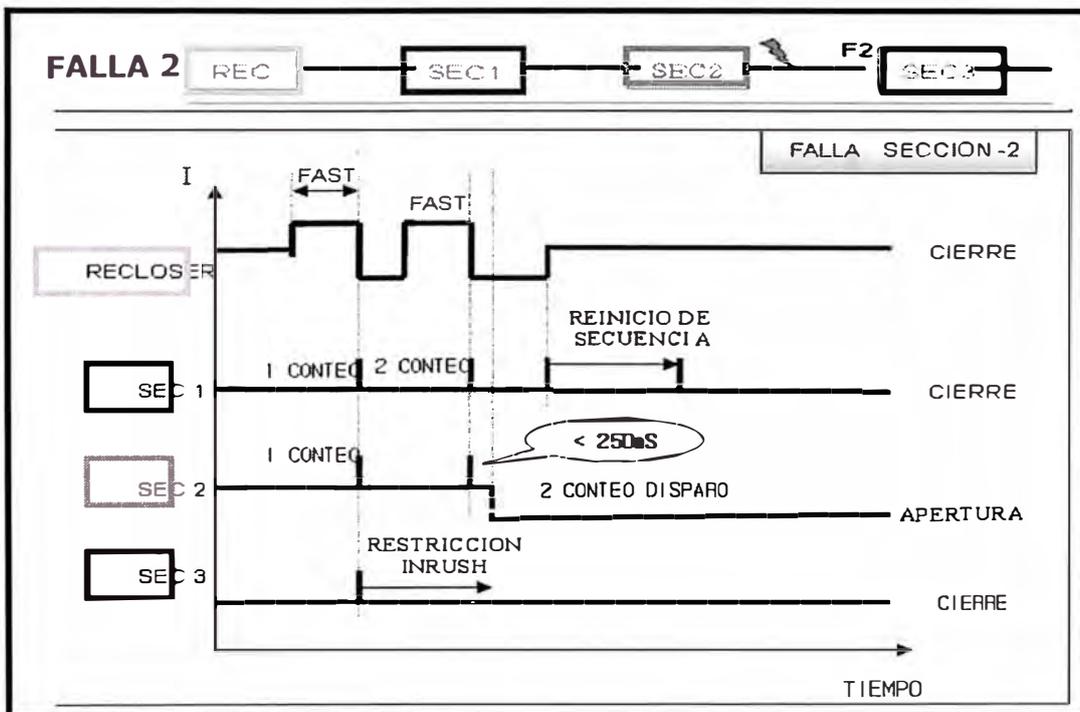


Fig. 1.31 Operación Recloser-Seccionalizador Falla 02.

1.3 Reguladores de Tensión Monofásico Automáticos.

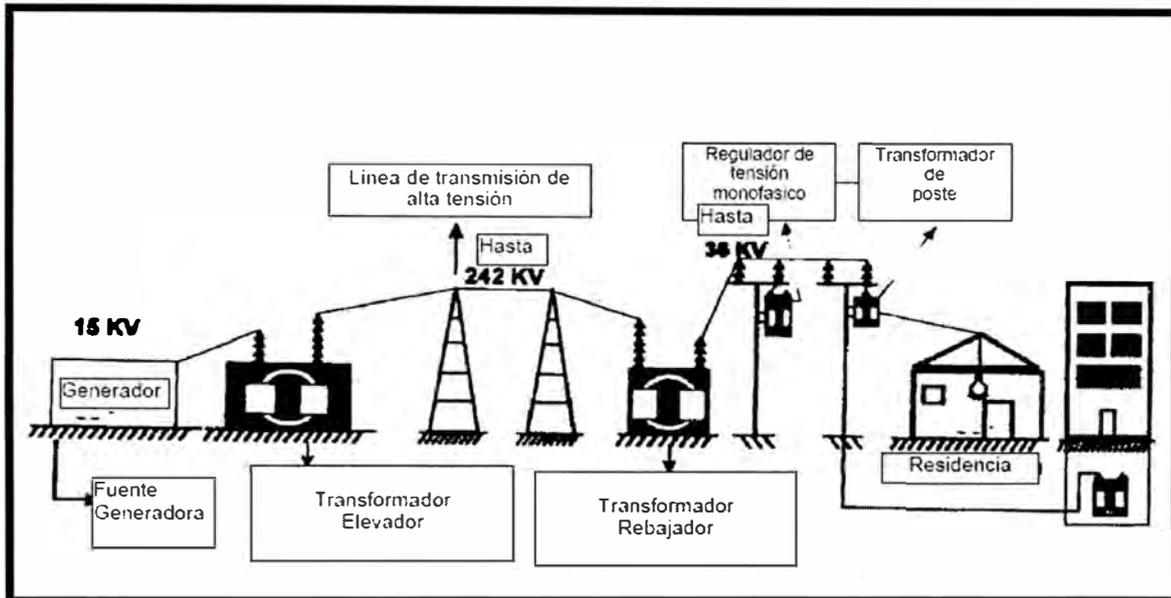


Fig. 1.34 Reguladores de Tensión en Sistemas de Distribución.

1.3.1. Principio de funcionamiento.

El principio de funcionamiento es similar al de un autotransformador, o sea,

que existe, además del acoplamiento magnético entre el primario y el secundario, un acoplamiento eléctrico, conforme la figura Fig.1.35 .

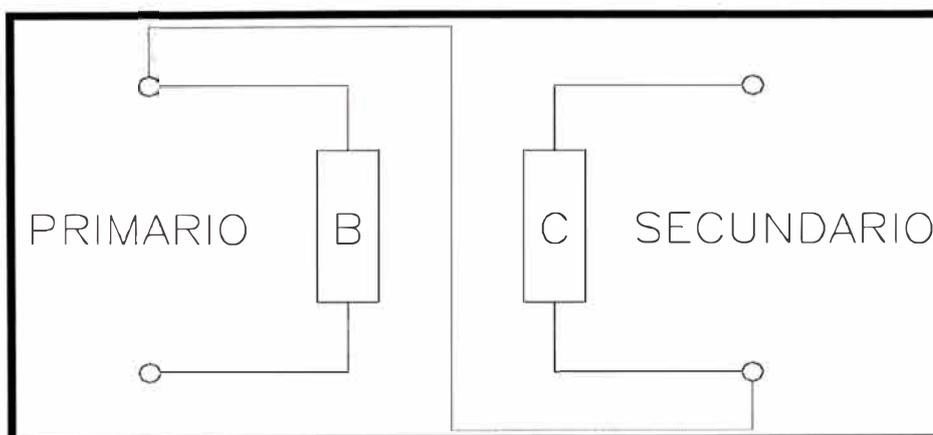


Fig. 1.35 Principio del Autotransformador.

Existen dos maneras de realizar la conexión eléctrica entre el primario y el secundario, convirtiendo el autotransformador en elevador o rebajador:

Funcionamiento como elevador

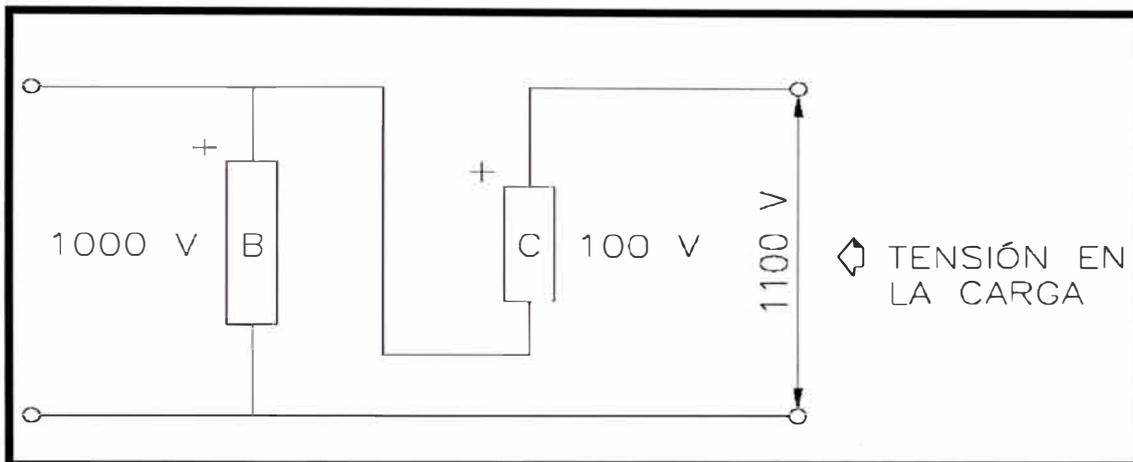


Fig. 1.36 Funcionamiento como elevador

Funcionamiento como reductor

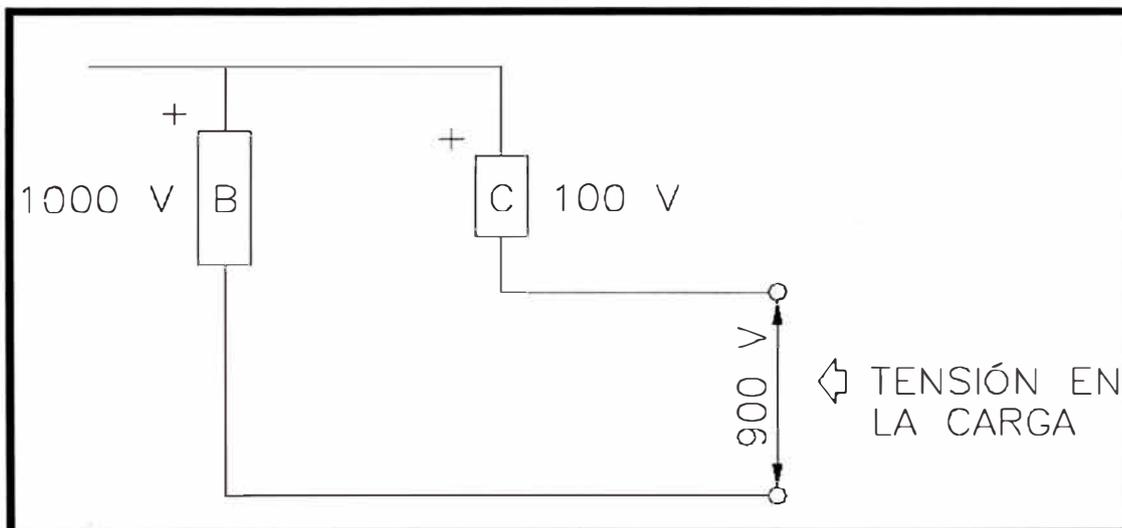


Fig. 1.37 Funcionamiento como reductor.

Es la polaridad de los bobinados que determina la conexión eléctrica para que el autotransformador funcione como reductor o elevador.

Luego, agregamos una llave inversora de polaridad en el circuito, para posibilitar que el autotransformador funcione como elevador y reductor.

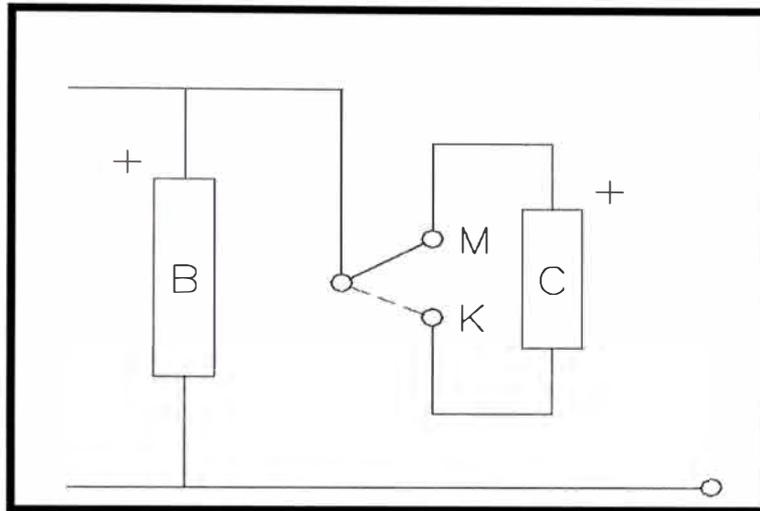


Fig. 1.38 Funcionamiento con conmutador

Forma Constructiva del Regulador

Agregando taps al bobinado **C** pasamos a tener escalones de tensión.

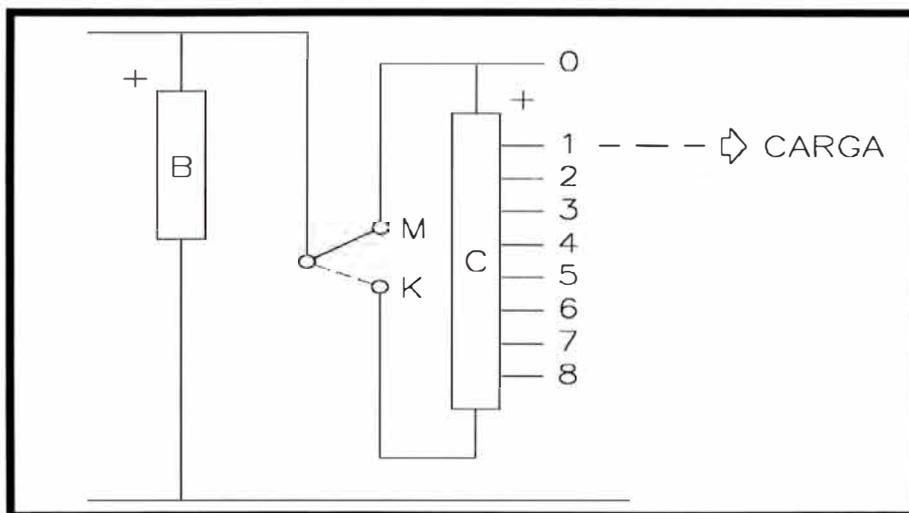


Fig. 1.39 Funcionamiento con conmutador con Taps.

Luego si la carga estuviera ligada en el TAP 1, y si necesitamos cambiar su conexión para el TAP 2 tendremos que interrumpir el circuito, o sea, desconectar el regulador.

Para que eso no ocurra, la solución es agregar un reactor al circuito, porque mientras una de las extremidades (patas) del reactor viaja para el TAP 2, la Alimentación de la carga se hace por medio de la otra extremidad del reactor.

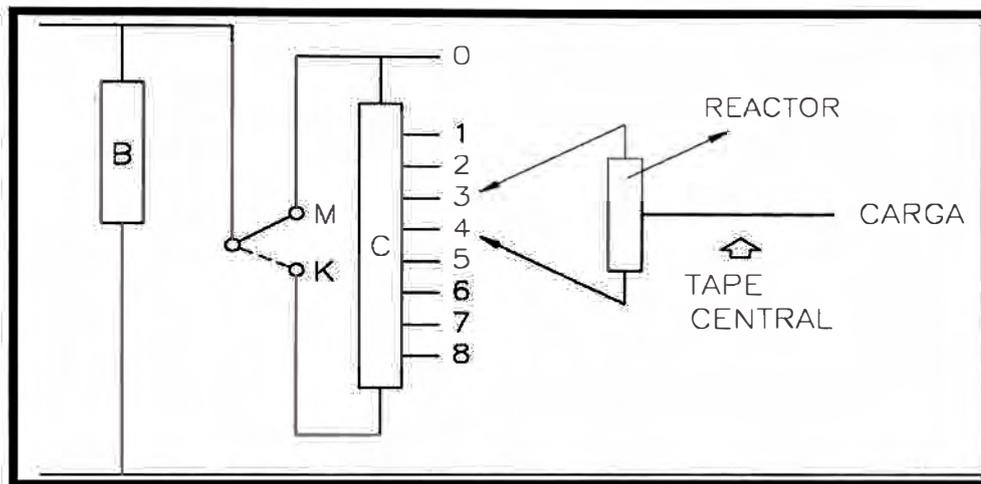


Fig. 1.40 Funcionamiento con conmutador, Taps y Reactor.

Funciones del reactor

Vamos considerar para mejor detalle del circuito del reactor, un pedazo del bobinado C

Divisor de tensión

Considerando el reactor en la posición 0 (neutra) :

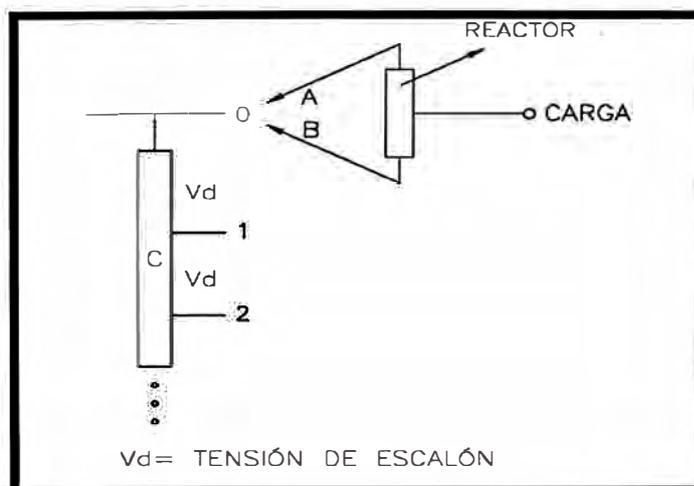


Fig. 1.41 Reactor Como Divisor de Tensión.

Veamos ahora para:

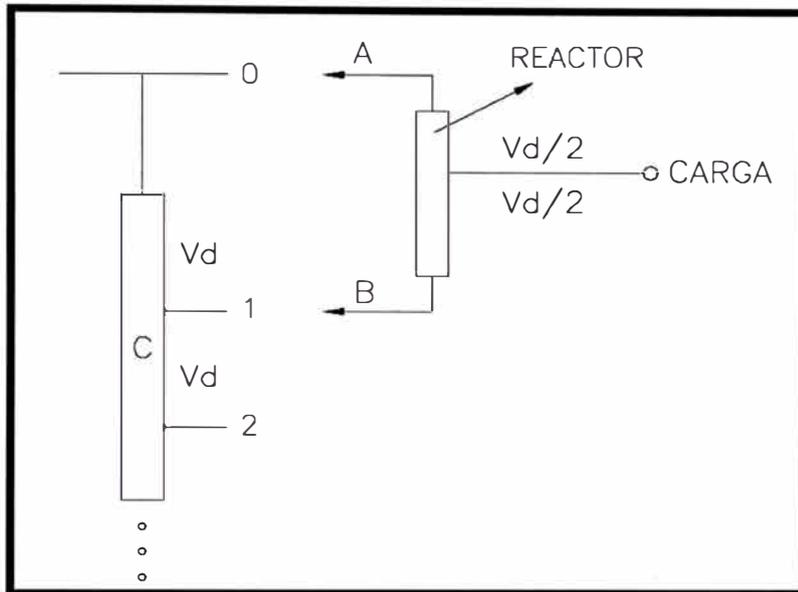


Fig. 1.42 Reactor Como Divisor de Tensión Exacto.

La tensión aplicada a los terminales del reactor es V_d , pero la tensión en la carga incrementará o disminuirá en la proporción de $V_d/2$, debido al TAP central, lo que aclara el reactor ser un divisor de tensión.

No permitir la interrupción del circuito en la conmutación.

Analizando el circuito anterior, cuando B sale del TAP 0, y estuviera viajando para el TAP 1, la energización del circuito se hace por medio de A conforme ya aclarado anteriormente.

Limitar la corriente circulante

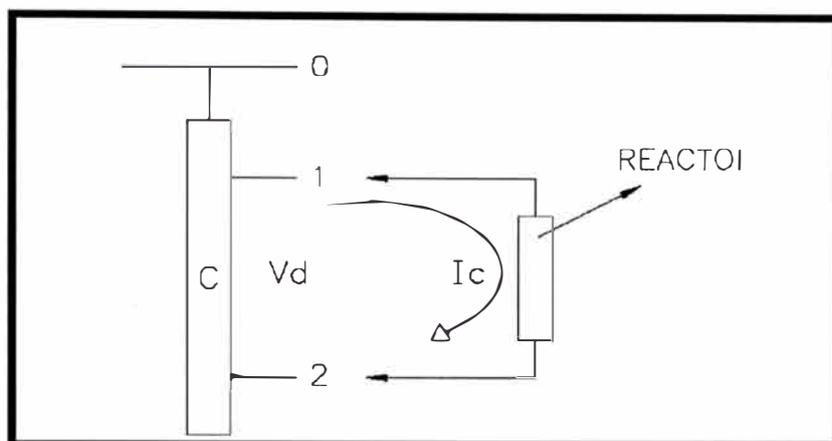


Fig. 1.43 Reactor Limitador de Corriente Circulante.

Al ser aplicada la tensión V_d en los terminales del reactor, circula una corriente circulante, I_c , y esta corriente debe ser limitada para que no ocurra el desgaste excesivo de los contactos del conmutador y la vida útil de los mismos sea mantenida.

La determinación del límite de la corriente circulante en el reactor se origina del principio de la extinción de arco en un circuito conforme se indica abajo:

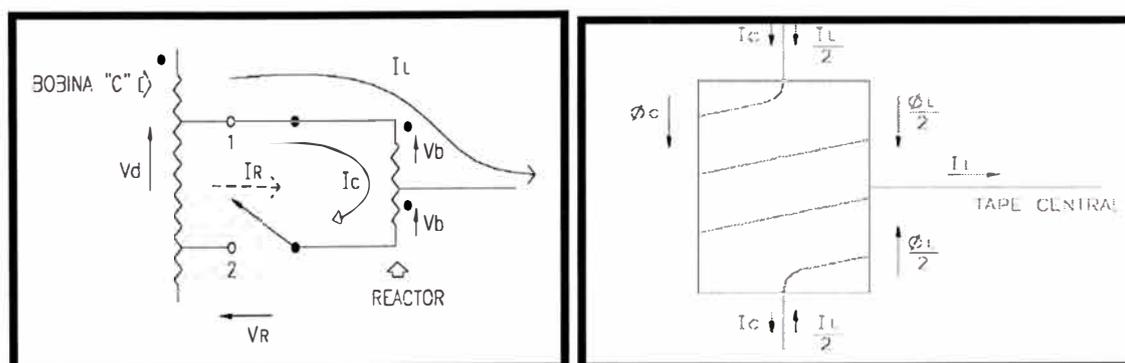


Fig. 1.44 Secuencia de la Corriente Circulante.

Al partir de este punto, desarrollase estas ecuaciones y se concluye que el reactor debe ser proyectado para:

$$I_C = 50\% I_L \quad \square \quad \square \quad \dots \quad (1.1)$$

La tolerancia para el ensayo de corriente circulante es de $\pm 20\%$.

El núcleo del reactor tiene de 1 a 2 Gaps que son dimensionados para que la corriente circulante se establezca dentro de los parámetros anteriores.

Estos Gaps son llenados con fenolito o premix. Sin embargo, a lo largo de la vida Útil del regulador, el gap puede incrementar o disminuir debido a las vibraciones y/o temperatura por tanto la calibración de la corriente no corresponde a los parámetros anteriores [4].

El reactor presenta la característica de posibilitar la circulación de la corriente de carga, I_L , libre por este mismo, no constituyendo impedancia para esta corriente.

Esto ocurre debido al TAP central, que promueve la circulación de la mitad de I_L por un lado del reactor (A) y la otra mitad de I_L por otro lado del reactor (B), conforme la figura anterior.[4]

Bobinado de ecualización

Analizando los circuitos abajo:

Circuito B : Como existe tensión aplicada sobre el reactor $\rightarrow I_C \neq 0$.

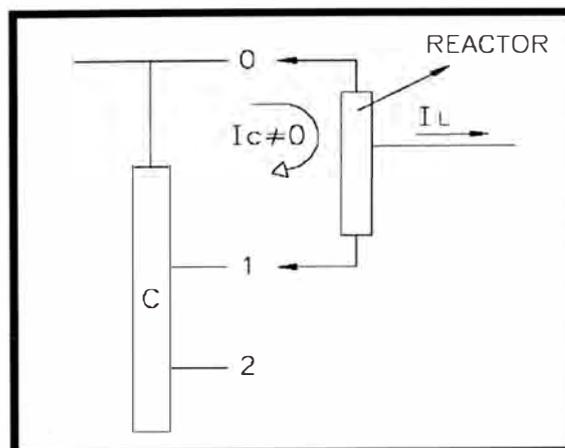


Fig. 1.45 Bobinado de Ecualización.

La alternancia de la corriente circulante de cero (circuito A) para el valor 50% IL (circuito B) durante las conmutaciones del regulador, causaría un elevado desgaste de los contactos del conmutador debido al $L \, di/dt$, o sea, la tasa de variación de corriente de cero para 50% sería elevada, lo que causaría el incremento de la tensión de arco y consecuentemente de la potencia de arco. [4]

Para resolver este problema y mantener la corriente circulante en el reactor constante en 50% IL independiente de la posición del conmutador;

Agregándose el bobinado de ecualización al circuito del reactor conforme sigue:

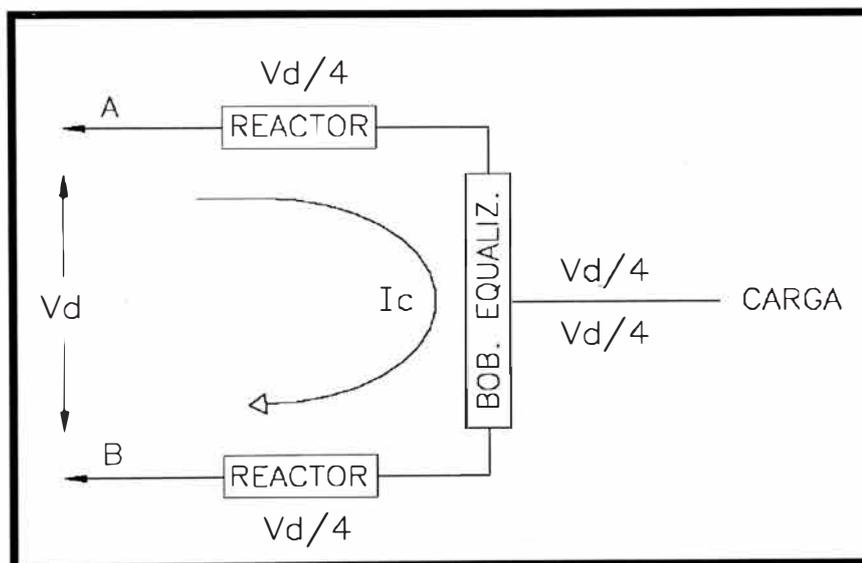


Fig. 1.46 Bobinado de Ecualización con Reactor.

El bobinado de ecualización se localiza en la parte activa del transformador principal del regulador. Lo que permite que este bobinado sea un elemento activo, o sea, una fuente de tensión, en el circuito del reactor.

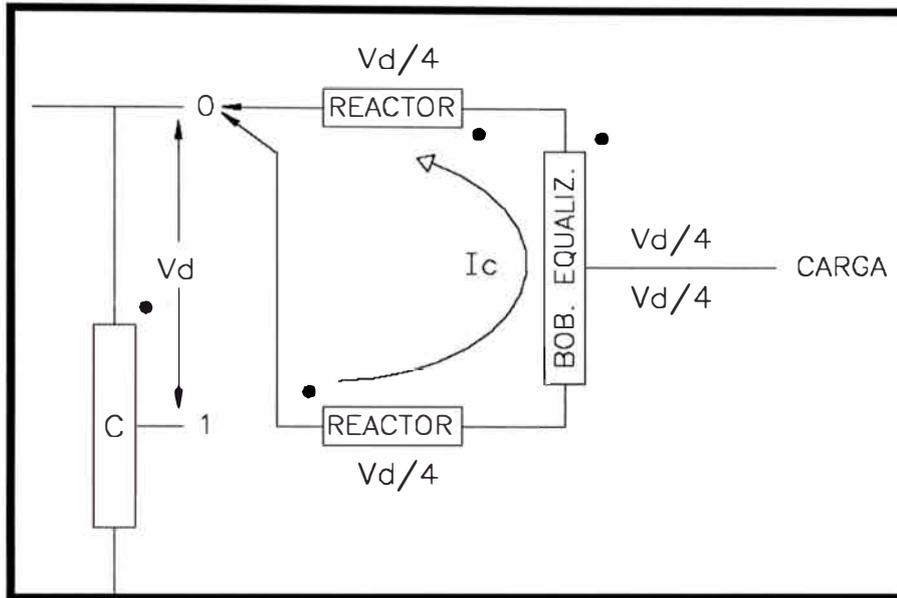
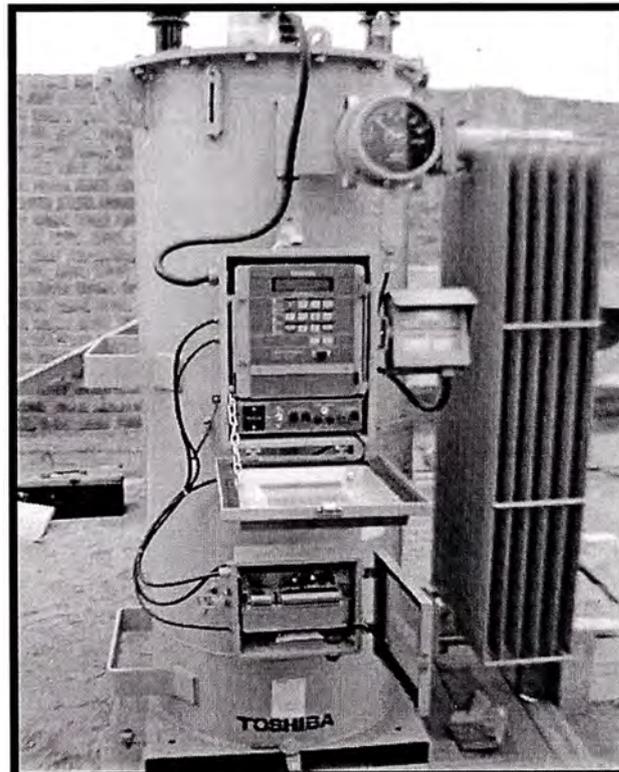


Fig. 1.47 Bobinado de Ecuación con Reactor y Conmutador.



REGULADOR DE TENSION MONOFASICO

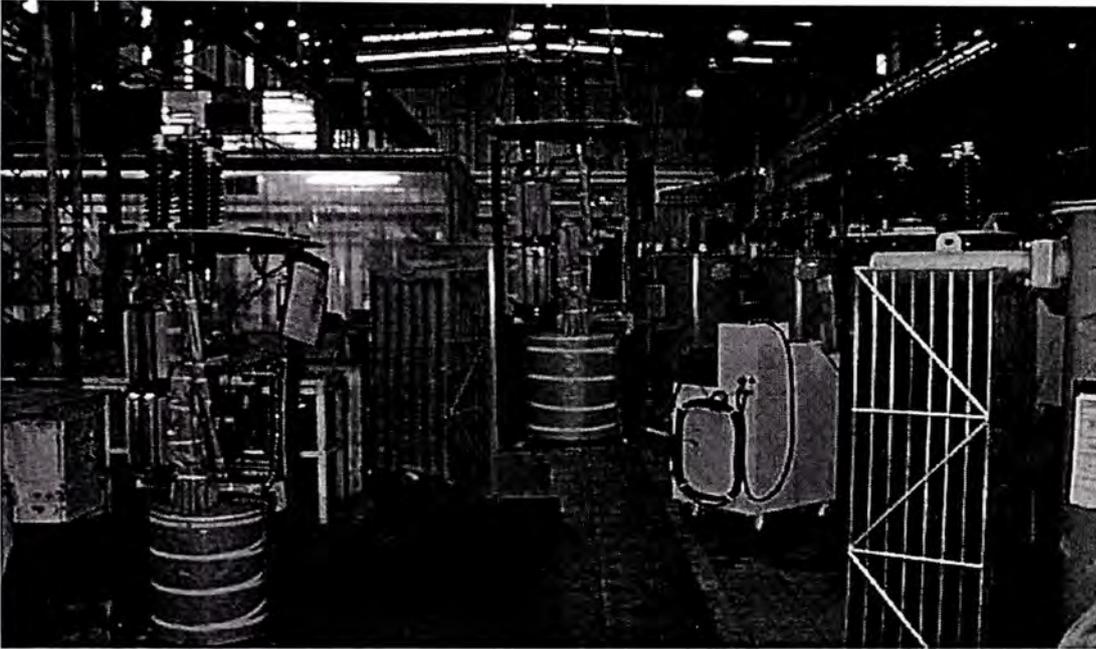


Fig. 1.48 Parte Activa del Regulador.

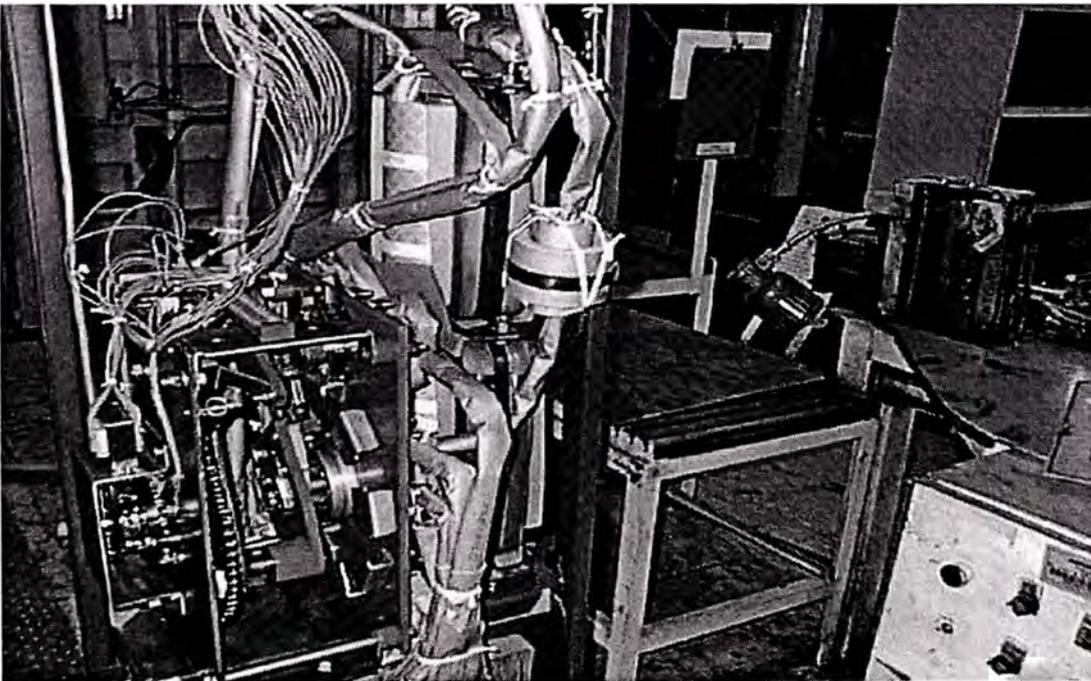


Fig. 1.49 Conmutador del Regulador.

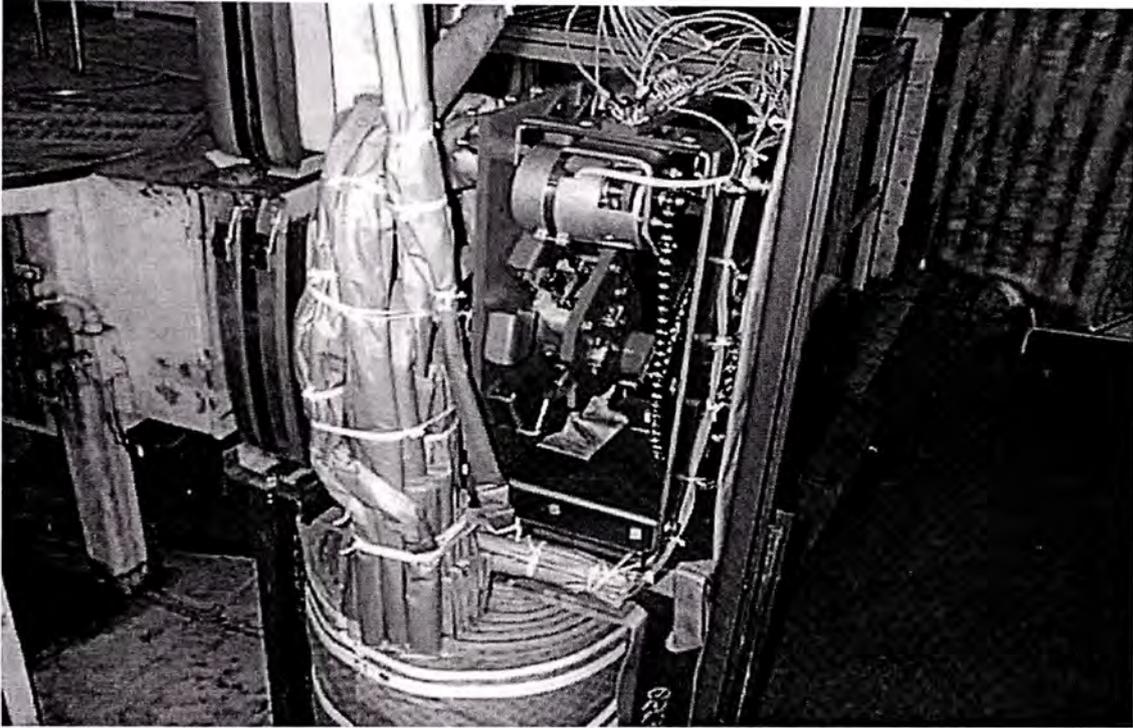


Fig. 1.50 Bobinado Principal del Regulador



Fig. 1.51 Reactor del Regulador

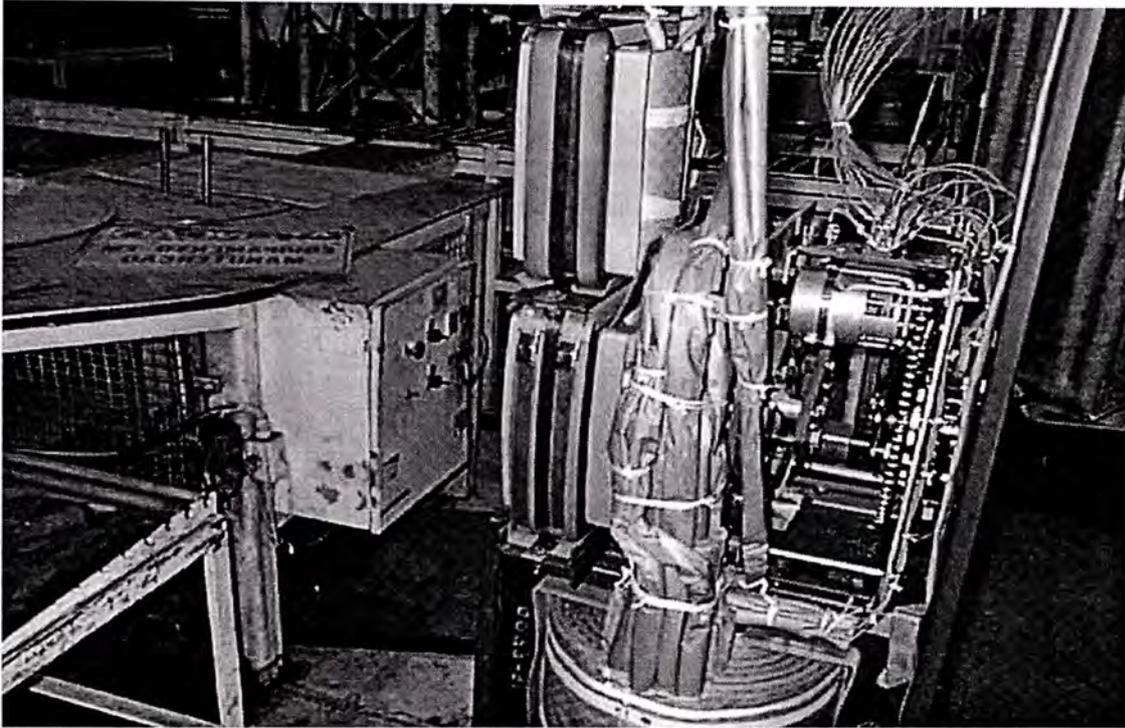


Fig. 1.52 Transformador de Corriente del Regulador.

1.3.2 Tipos de Conexión en los Reguladores de Tensión Monofasicos.

Conexión Delta Cerrado

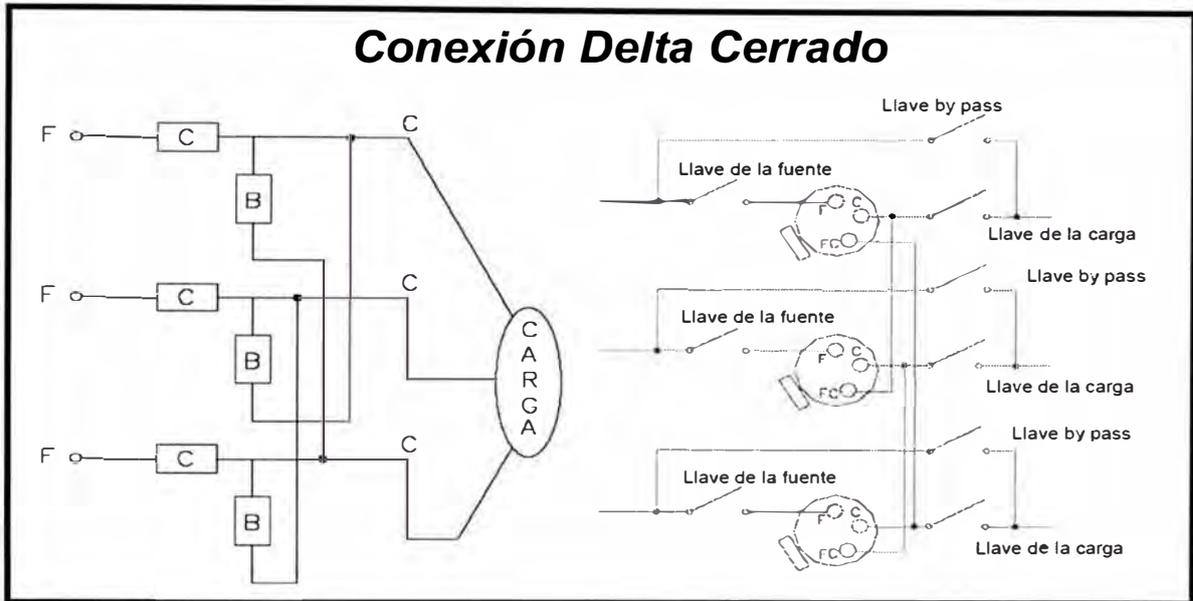


Fig. 1.53 Conexión Unifilar en Delta Cerrado

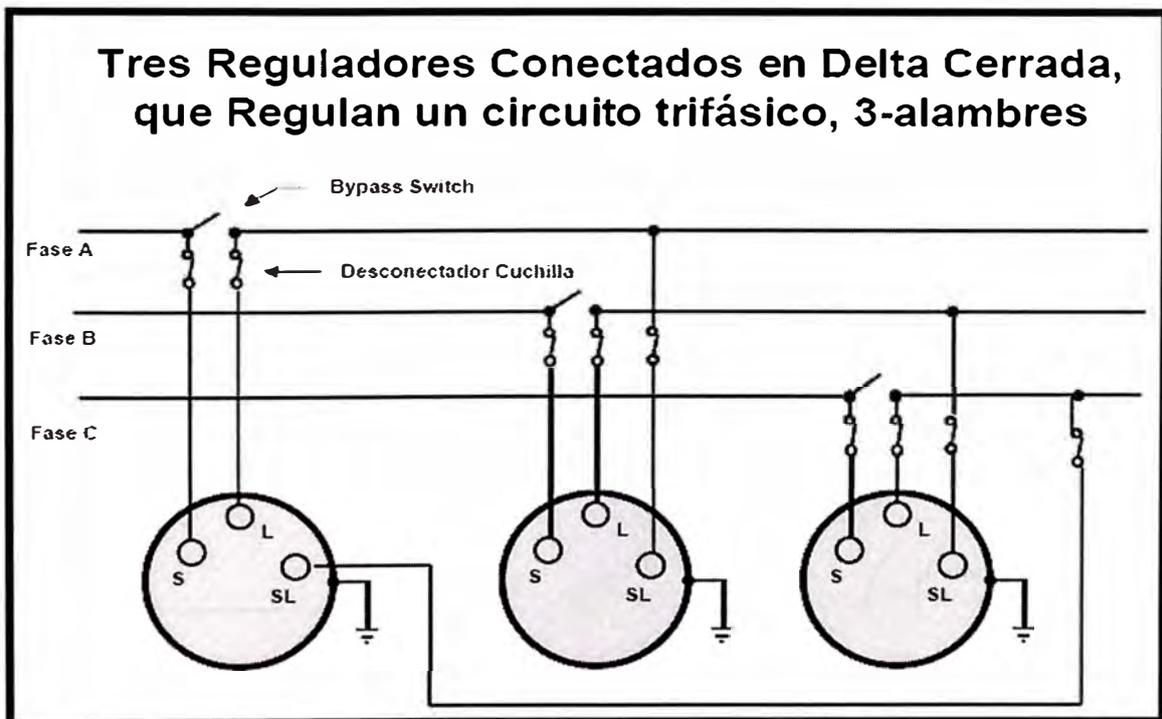


Fig. 1.54 Conexión Trifilar en Delta Cerrado

Diagrama vectorial de Tres Reguladores Conectados en Delta Cerrada, que Regulan un circuito trifásico, 3-alambres

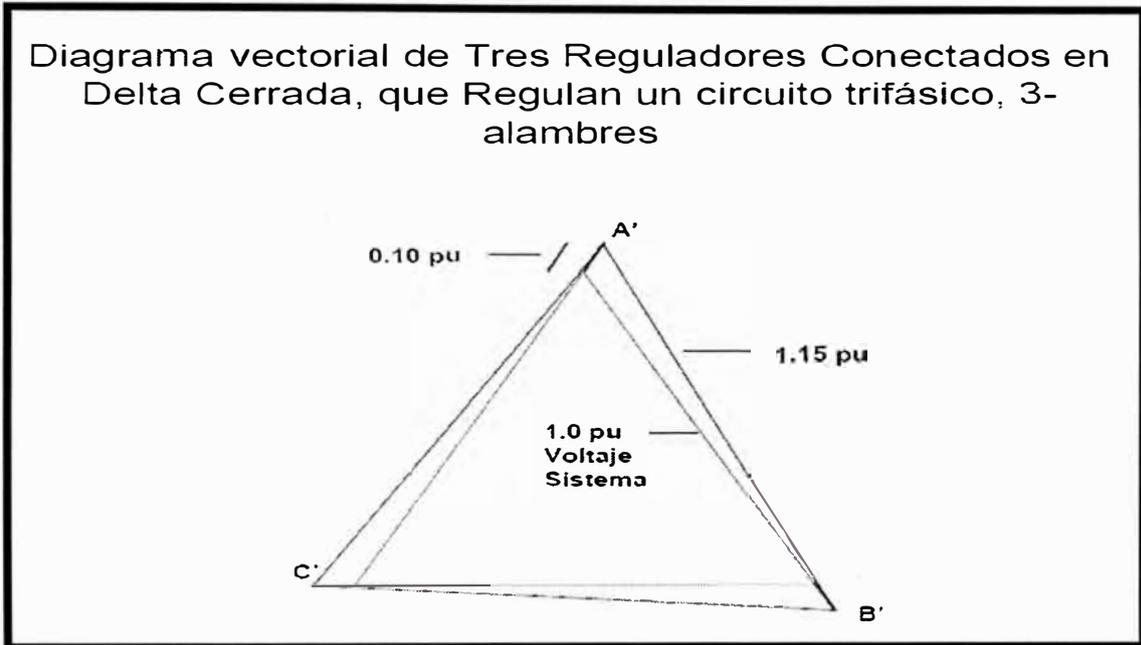


Fig. 1.55 Diagrama Vectorial en Delta Cerrado

Conexión Delta Abierto

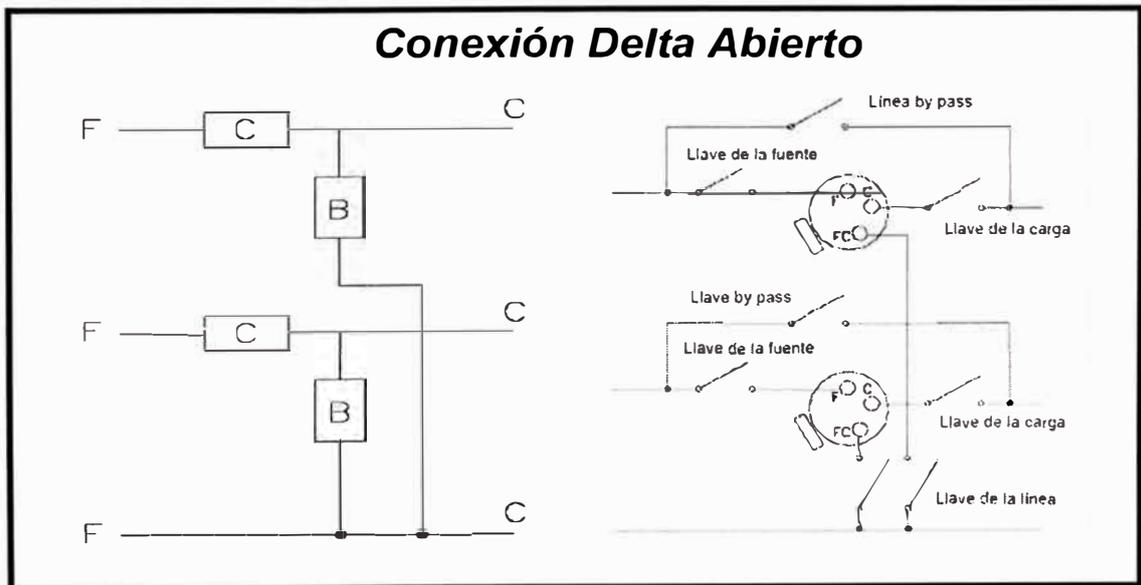


Fig. 1.56 Conexión Unifilar en Delta Abierto.

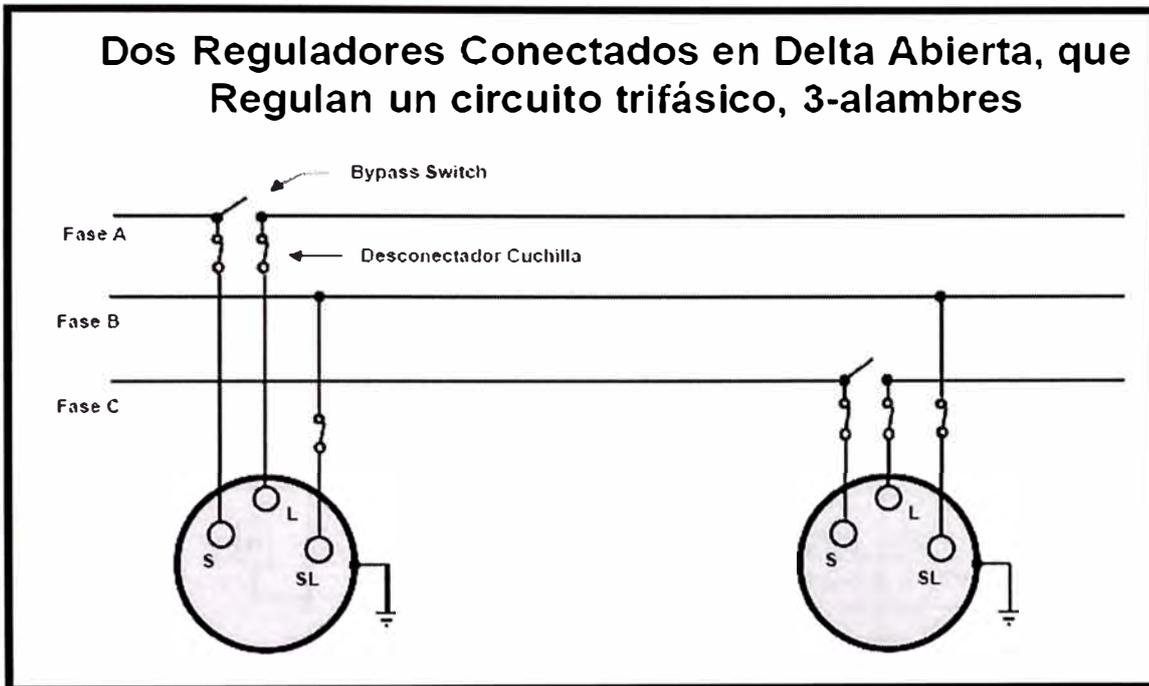


Fig. 1.57 Conexión Trifilar en Delta Abierto.

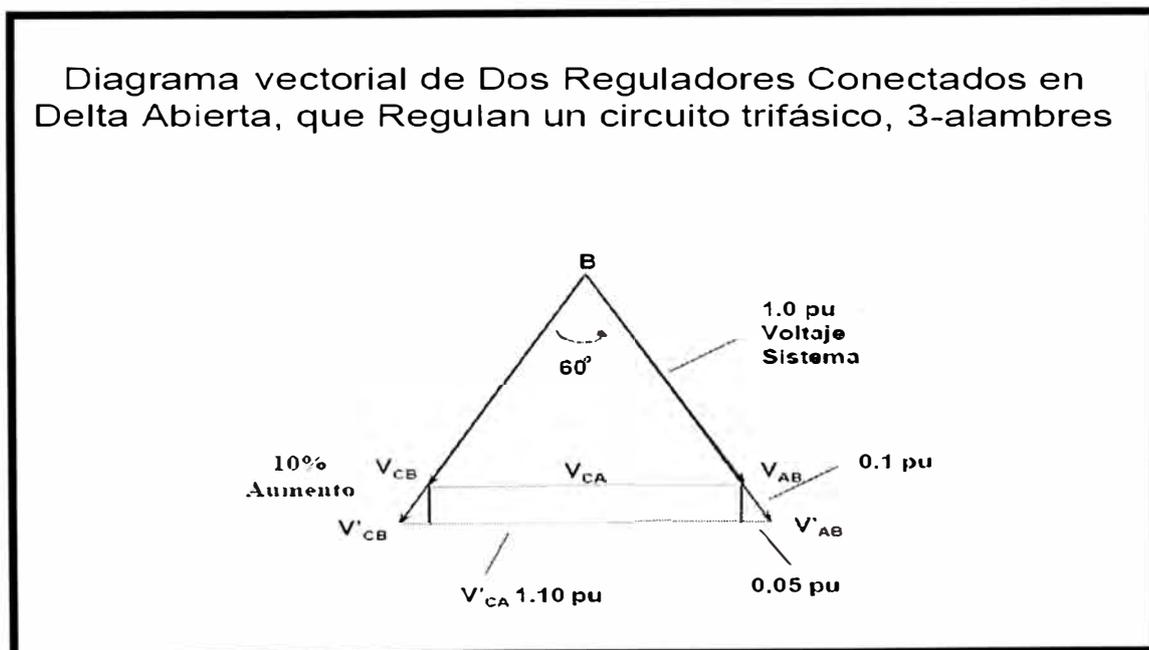


Fig. 1.58 Diagrama Vectorial en Delta Abierto.

Conexión Estrella

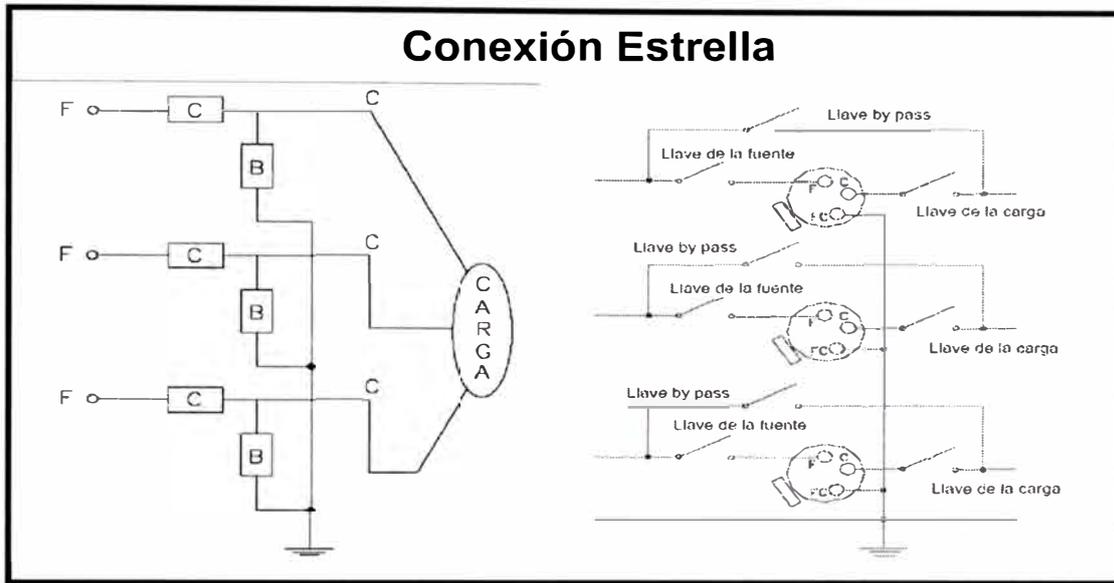


Fig. 1.59 Conexión Unifilar en Estrella.

Diagrama vectorial de Tres Reguladores que Regulan un circuito trifasico, de Cuatro-alambres, Estrella aterrizada en varios puntos

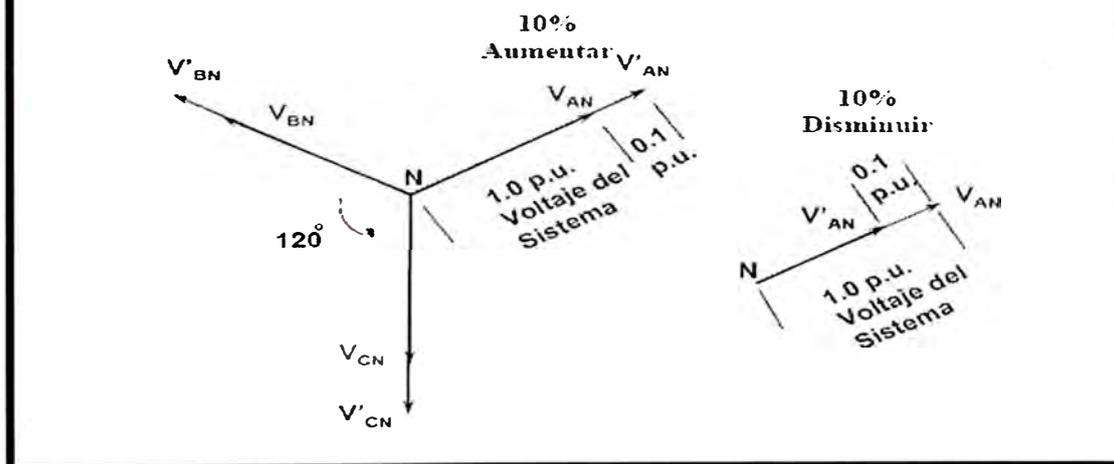


Fig. 1.60 Diagrama Vectorial en Estrella.

1.3.3 Reguladores Normalizados por la Norma ANSI C57-15/1999

Desde 4.16 Kv Hasta 13.8 Kv.

Tensión nominal del sistema (V)	Tensión nominal del regulador (V)	Ligación del banco de reguladores	Nivel básico de impulso	Potencia nominal del regulador	Corriente de línea (A)
4160	2400	Estrella con neutro puesto a tierra	60	50	200
				75	300
				100	400
				125	500
				167	668
				250	1000
8320	4800	Estrella con neutro puesto a tierra	75	50	100
				75	150
				100	200
				125	250
				167	334
				250	500
				333	668

Tensión nominal del sistema (V)	Tensión nominal del regulador (V)	Ligación del banco de reguladores	Nivel básico de impulso	Potencia nominal del regulador	Corriente de línea (A)
13200	7620	Estrella con neutro puesto a tierra	95	38,1	50
				57,2	75
				76,2	100
				114,3	150
				167	219
				250	328
				333	438
				416	546
				509	668
13800	13800	Delta	95	69	50
				138	100
				207	150
				276	200
				414	300
				552	400

Desde 24.94 Kv Hasta 36 Kv o 38 Kv (*).

Tensión nominal del sistema (V)	Tensión nominal del regulador (V)	Ligación del banco de reguladores	Nivel básico de impulso	Potencia nominal del regulador	Corriente de línea (A)
24940	14400	Estrella con neutro puesto a tierra	150 (tensión aplicada = 50kV)	72	50
				144	100
				216	150
				288	200
				333	231
				432	300
				576	400
				667	463
34500	19920	Estrella con neutro puesto a tierra	150 (tensión aplicada = 50kV)	100	50
				200	100
				333	167
				400	201
				667	334
				833	418

(*) Reguladores para niveles de hasta 38 Kv También pueden ser diseñados.

1.3.4 Funcionamiento del Regulador

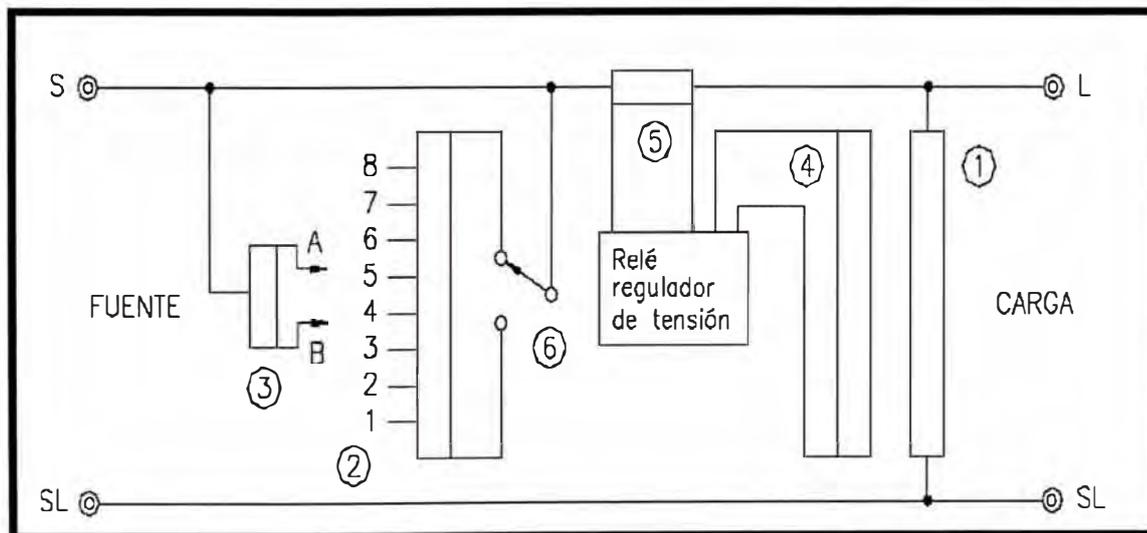


Fig. 1.61 Parte Interna del Regulador de Tensión.

El arrollamiento 1, llamado de arrollamiento de excitación (arrollamiento B), induce una tensión en el arrollamiento 2 (arrollamiento C), también conocido por arrollamiento de taps o de regulación.

En la figura **anterior**, el TP4 (transformador de potencial) instalado del lado de la carga envía un señal para el relé regulador de tensión que posiciona los terminales A y B del reactor 3 en la posición adecuada para mantener la tensión en la carga constante. La llave inversora de polaridad mostrada en la fotografía 6 determinará si el regulador elevará o disminuirá la tensión, siendo que su control es realizado por el relé del regulador.

El TC 5 (transformador de corriente) instalado del lado de la carga enviará al relé del regulador un señal de posicionamiento de la línea, posibilitando la compensación de caídas de tensión que ocurran en el sistema.

Ajuste del Sistema de Control (relé regulador).

El sistema de control de los reguladores monofásicos permite obtener gran versatilidad del equipamiento cuando en operación. Normalmente los reguladores son suministrados con los siguientes controles.

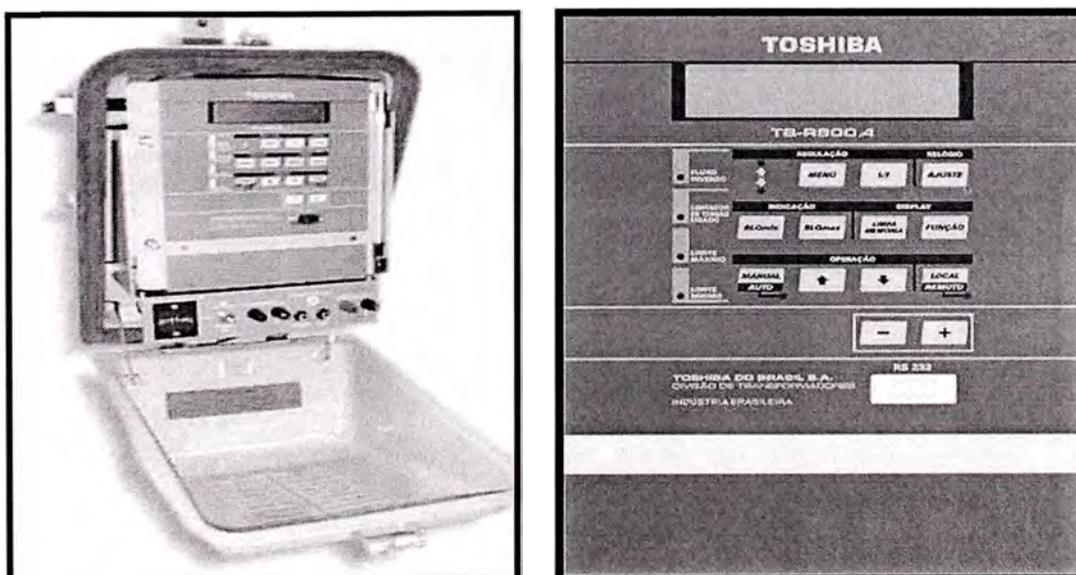


Fig. 1.62 Control y Relé del Regulador de Tensión.

Ajuste del valor de referencia de tensión.

Existe en los reguladores por escalones un TP (transformador de potencial) instalado en el lado de la carga que provee una muestra de la tensión de la carga. Normalmente el valor de la tensión del secundario de este TP es 120V, y cuando el regulador está con tensión nominal aplicada en el primario (3) del TP, el sensor de tensión del relé regulador tiene la finalidad de comparar la tensión proveída por el TP con la tensión de referencia ajustada. Luego, suponiéndose que esta sea de 120V, si hubiera un cambio, para más o para menos, de la tensión proveída por el TP, el relé del regulador comandará el conmutador de manera a ajustar del lado de la carga hasta que si tenga 120V en el secundario del TP, y consecuentemente, la tensión nominal en el lado de la carga.

Caso haya la necesidad de operación en sistemas con tensión nominal diferente de la tensión del regulador, pudiese actuar en este control para adecuar el funcionamiento. Suponiendo que tenemos un banco de reguladores cuya Tensión nominal fuera 7620V y necesitásemos conectarlo en sistema estrella puesto a tierra con tensión entre fases de 13800V. Luego, la tensión entre fase y tierra sería $13800/\sqrt{3} = 7967V$. La relación del TP sería $7620V/120V = 63,5.V$. De esta manera, pudiese cambiar el valor de la tensión de referencia para 125V para que el regulador pase a funcionar con una tensión de 7967V. Se debe observar que algunos fabricantes suministran el regulador con posibilidad de funcionamiento en tensiones diferentes de la nominal, siendo eso suficiente para cambiar las conexiones en el control y actuar en las llaves, y utilizar otros recursos.

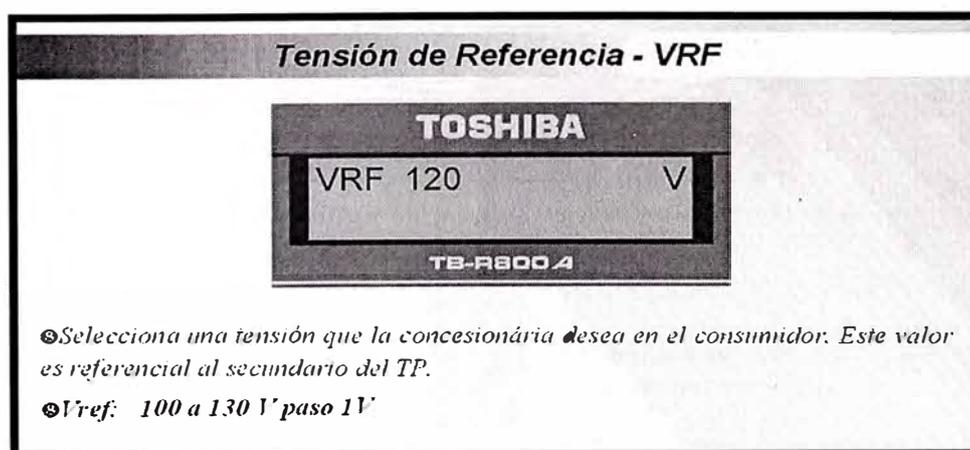


Fig. 1.63 Ajuste de la Tensión de Referencia en el Relé.

Ajuste de insensibilidad (anchura de faja)

Este ajuste determina la faja de precisión, al partir de la tensión de referencia, dentro de la cual el regulador considera que no hay necesidad de conmutación.

Normalmente los reguladores son suministrados con anchura de faja de 1,5 hasta 6V o $\pm 0,6\%$ hasta 6% de la tensión de referencia.

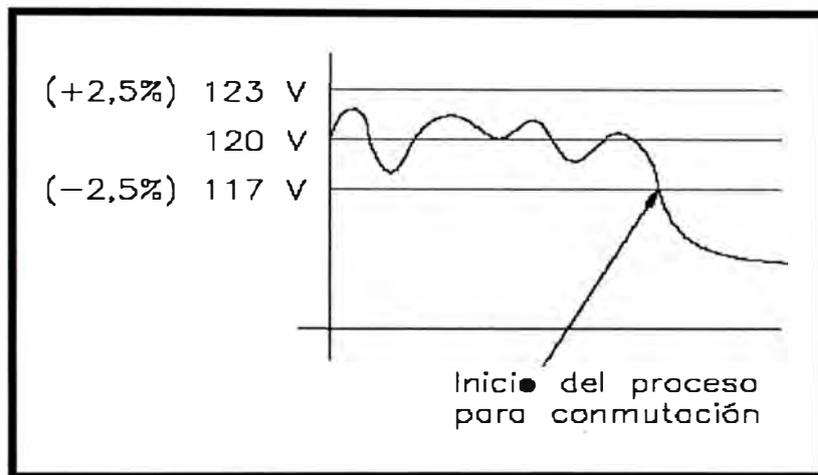


Fig. 1.64 Faja de Precisión.

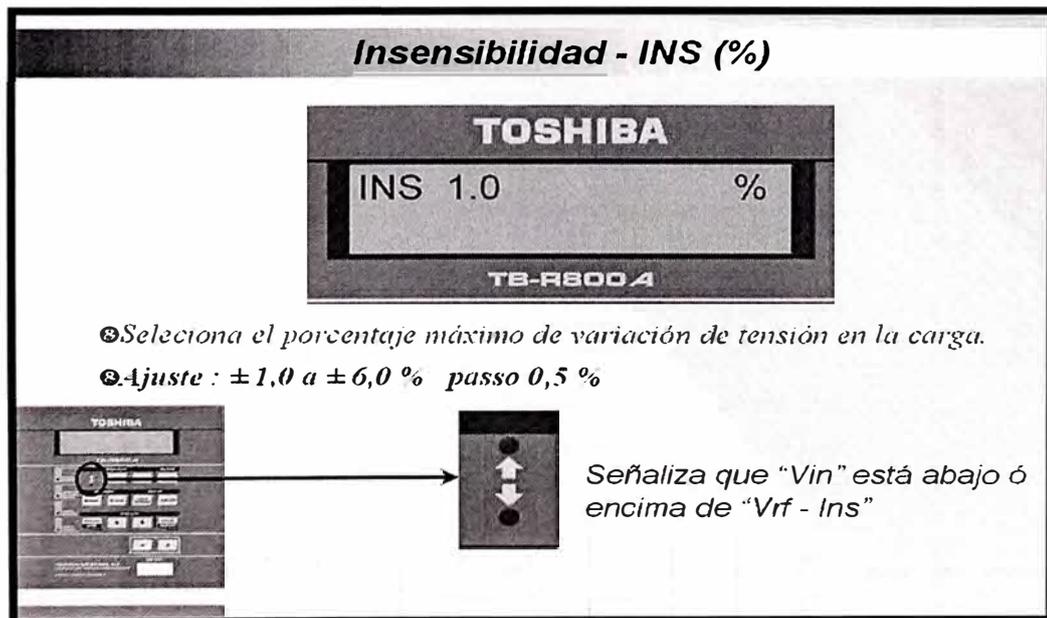


Fig. 1.65 Ajuste de la Insensibilidad en el Relé.

Temporización

La finalidad de la temporización es evitar conmutaciones innecesarias en función de variaciones rápidas de tensión. Sin ella ocurriría un número excesivo de conmutaciones, provocando desgaste mecánico acelerado del conmutador.

De esa manera, la corrección de tensión ocurre solamente para las variaciones de tensión cuyas intensidades están fuera de los valores ajustados por la tensión de referencia y anchura de faja, y por período mayor que el determinado en la temporización. La faja de temporización normalmente suministrada es de 10 hasta 120 segundos, con incrementos de 10 segundos.

Este control presenta una otra función también importante, que es la coordinación de dos o más reguladores de tensión conectados en cascada; el regulador más próximo a la fuente debe responder lo más rápido a las variaciones de tensión para evitar un número de operaciones excesivas de los demás reguladores.

Normalmente, el regulador más próximo de la fuente tiene la temporización ajustada en 30 segundos y los demás en 45 segundos, en incrementos de 15 segundos para cada banco en cascada.

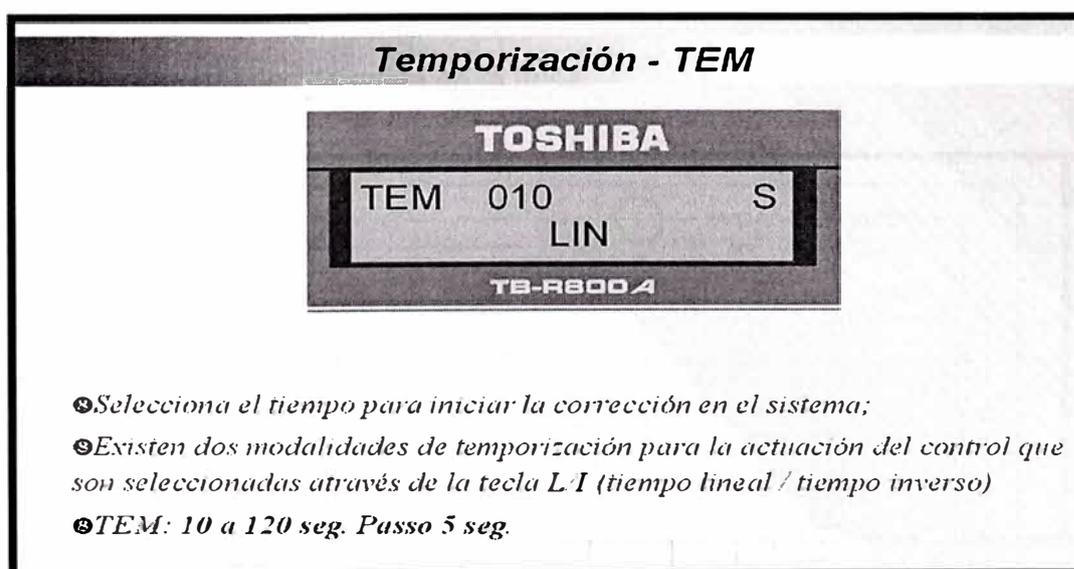


Fig. 1.66 Ajuste de la Temporización en el Relé.

Compensador de caída de tensión en la línea

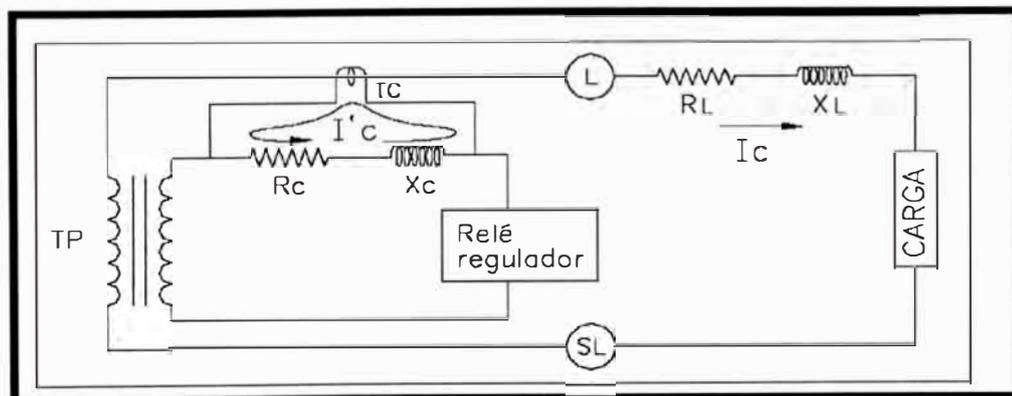
Este es un componente que simula la impedancia de la línea desde el banco de reguladores hasta el punto adonde se desea que la tensión sea constante. El circuito básico del compensador simula las caídas de tensión existentes en la línea, haciendo con que el regulador las compense.

El secundario del TP, que provee la muestra de la tensión del lado de la carga, es puesto en serie con un circuito cuya resistencia y cuya inductancia son imágenes de la resistencia e inductancia de la línea.

Cuando el regulador es sometido a la carga, circula en el TC una corriente proporcional al carga tres, y así surge una caída de tensión en RC y XC proporcional a la caída de tensión de la línea.

En este caso, la tensión vista por el relé regulador es la tensión del secundario del TP menos la caída provocada por el compensador. Luego el relé posicionará el regulador de manera a restablecer el equilibrio entre la tensión que ele mira y la tensión de salida del regulador. Así, esta tensión de salida es mayor que aquella considerada para el sistema, pero, debido a la caída de tensión en la línea, la tensión en la carga permanecerá constante.

Ajuste del compensador de caída en la línea.



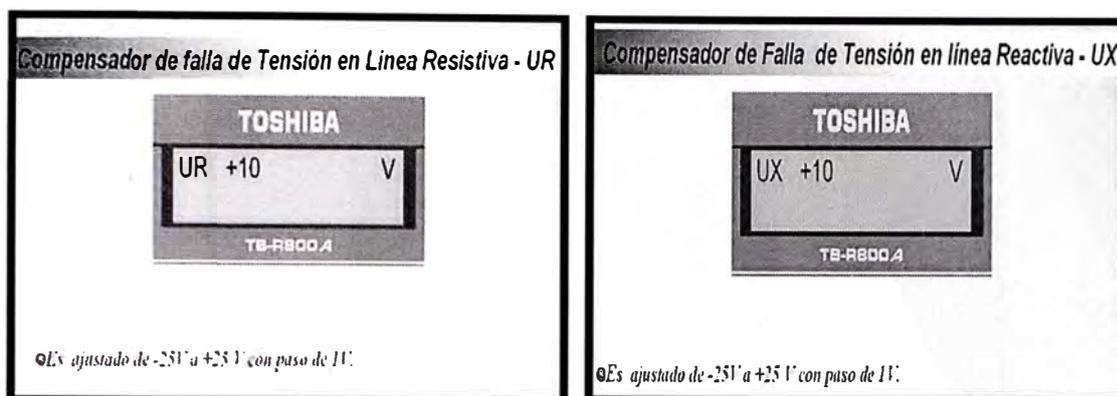


Fig. 1.67 Ajuste del compensador de Caída de Línea en el Rele.

Ajuste de la capacidad de conducción de corriente ("Load Bonus")

El regulador de tensión permite el incremento de la corriente pasante (incremento de carga) con la reducción de la faja de regulación. La faja de regulación máxima normalizada es de $\pm 10\%$, pero existen en el regulador ajustes capaces de limitar esta faja en los siguientes puntos: $\pm 10\%$, $\pm 8,75\%$, $\pm 7,5\%$, $\pm 6,25\%$ y $\pm 5,0\%$.

La actuación de este control hace con que el conmutador de tomas bajo carga sea bloqueado automáticamente al atingir la tensión de la faja de regulación ajustada.

Tabla 1.4 Incremento de corriente respecto a la faja de regulación de la tensión conforme norma NBR 11809/1192.

Faja de regulación de tensión (%)	Corriente suplementar (% de la corriente nominal)
10,0	100
8,75	110
7,5	120
6,25	135
5	160

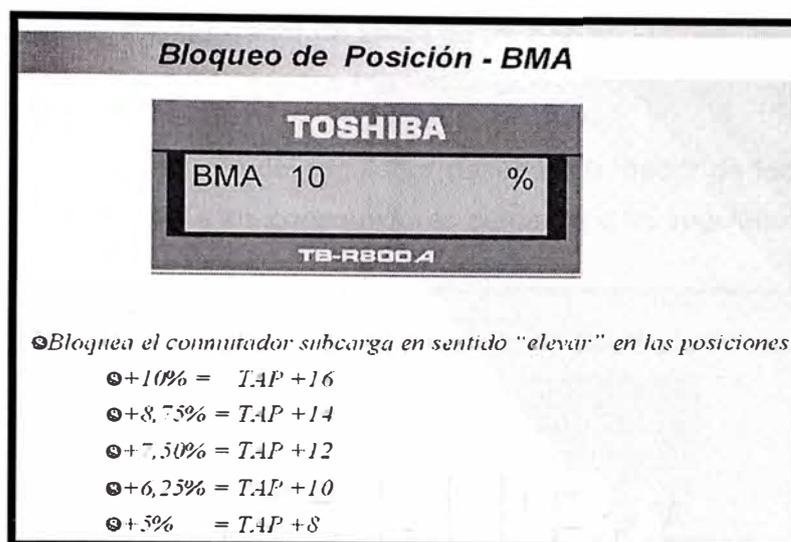


Fig. 1.68 Ajuste del Load Bonus en el Relé.

Limitador de tensión.

Los reguladores de tensión son generalmente instalados en circuitos con cargas distribuidas al largo de la línea. En el caso de utilización del compensador de caída en la línea, las cargas inmediatamente después del regulador de tensión quedan sometidas a tensiones inadecuadas.

Para proteger estas cargas es recomendable la utilización del limitador de tensión.

Este limitará la tensión en la salida del regulador dentro de un valor preestablecido, de manera a no perjudicar los consumidores próximos.

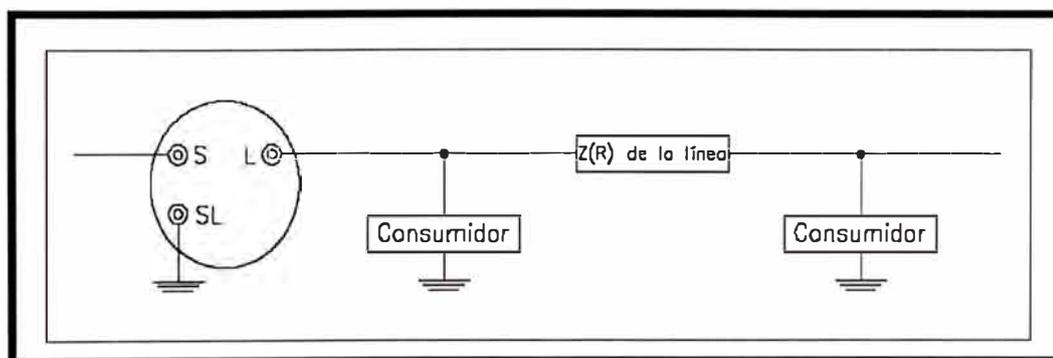


Fig. 1.69 □ Caída de Tensión en la Línea de Distribución Eléctrica.

Cuando es utilizado el compensador de caída de tensión en la línea, las cargas próximas al regulador quedan sujetas a tensiones Inadecuadas.

Para evitar esta situación el rele del regulador posee un limitador de tensión que pondrá tensiones límites adecuadas a los consumidores cercanos a los reguladores.

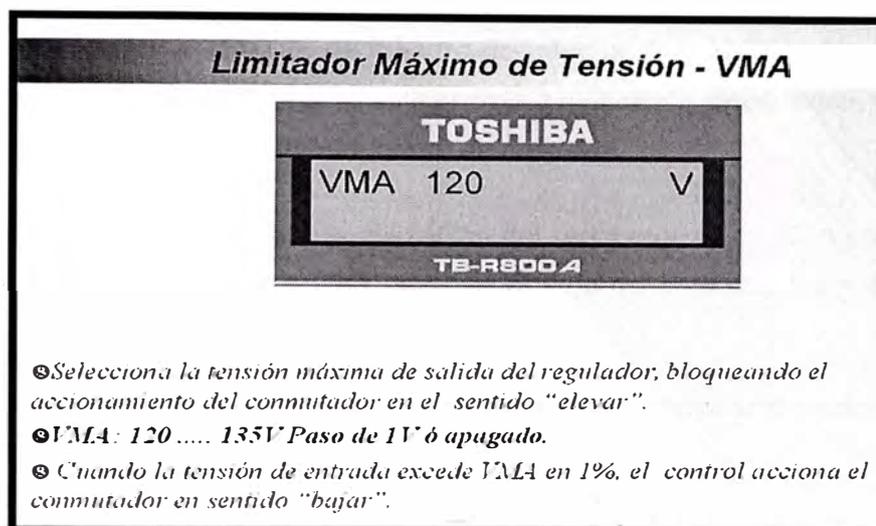


Fig. 1.70 □ Ajuste del Limitador de Tensión en rele.

Detector de flujo inverso de potencia

Los reguladores de tensión son generalmente instalados en circuitos con flujo de potencia unidireccional (fuente-carga). Como, algunos circuitos son del tipo anillo puede ocurrir la inversión del flujo de carga.

Cuando ocurra este fenómeno, el regulador tendrá un comportamiento inadecuado, pudiendo causar sobretensiones o subtensiones en el circuito conectado al terminal fuente del regulador.

Para proporcionar una operación adecuada y segura en estas condiciones el relé regulador tiene un detector de flujo inverso de potencia □

Este es capaz de detectar automáticamente la inversión del flujo y hace las siguientes alteraciones en el funcionamiento del regulador, de manera a adecuar su operación:

- Inversión en el sentido de rotación del motor del conmutador bajo carga;
- Conexión del relé regulador a un TP (opcional) instalado en el lado de la fuente del regulador.
- Inversión de la polaridad del compensador de caída en la línea.

Si el flujo se invierte nuevamente para el sentido normal, el relé automáticamente hace los cambios necesarios al circuito, de manera de adecuarlo a su funcionamiento normal. Se debe sin embargo, atender para no aplicar este accesorio cuando exista posibilidad de funcionamiento de fuentes en paralelo, como el mostrado.

En este caso no es recomendable la utilización del regulador de tensión como accesorio de interconexión de los sistemas, una vez que el flujo de potencia fue indefinido podrá ocurrir inestabilidad en el sistema de control del regulador.

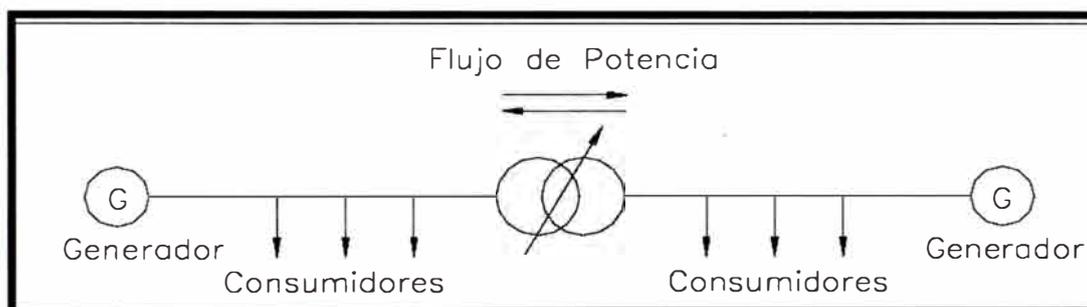


Fig. 1.71 □ Regulador aplicado a sistema con fuentes en paralelo.

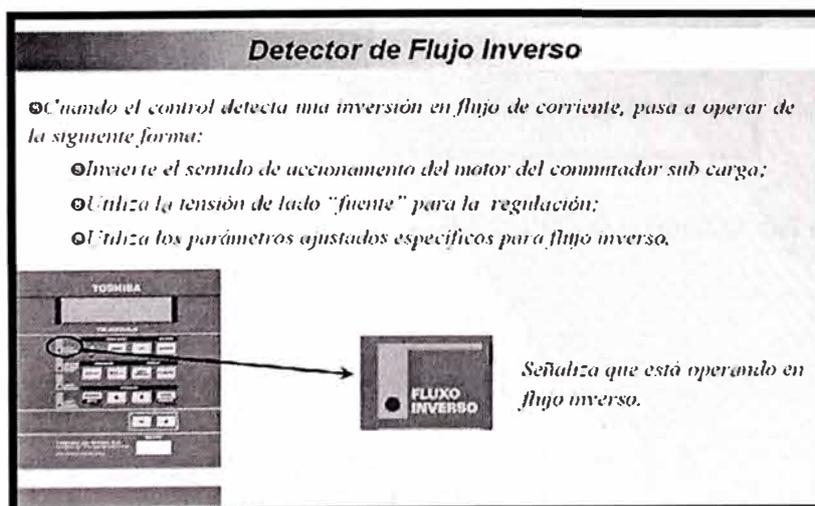


Fig. 1.72 Indicador del Detector de Flujo Inverso en el panel de control.

Comunicación Vía PC y Remota

El relé o control, posibilita la comunicación de datos a través de un software, a ser suministrado junto con los reguladores, para comunicación vía serial RS-232 cuando una Pc es conectado al relé. A través de este software, si tiene acceso a datos como tensión en la salida del banco de reguladores, corriente de carga, demanda máxima, potencia activa, potencia reactiva, potencia aparente, factor de potencia, tensión y corriente en la salida del banco reflejada en el circuito del relé, alteración de ajustes diversos, memoria de masa conteniendo datos como tensión de salida del banco, corriente de carga, posición del cambiador de taps en intervalos ajustables de 1 en 1 minuto hasta 60 en 60 minutos, como requerimiento por el usuario.

Este Relé posee dos protocolos para comunicación remota (automatización): el protocolo Mod-bus y el DNP 3.0. La aplicación del protocolo depende del receptor que es de responsabilidad del usuario. La automatización puede ser hecha a través de radio, satélite, fibra óptica y otros medios aplicables, siendo elegido por el usuario.



Fig. 1.73 Puertos de Comunicación vía local y remota del relé.

CAPITULO II

ESTRUCTURA DE LA RED ELECTRICA; UBICACIÓN; INSTALACION DE LOS EQUIPOS AUTOMATICOS.

2.1 Descripción de la Red Eléctrica (Urbano - Rural)

2.1.1 Redes Radiales

Cuando la inversión debe ser mínima los distintos puntos de la red, en los que debe entregarse energía se unen entre sí con líneas formando una estructura arborescente.

En cada caso se eligen las uniones de manera de lograrse la mínima longitud total de la línea, en rigor el mínimo costo. La estructura arborescente, utilizada en las líneas rurales, y en las líneas de baja tensión de poca importancia satisface los requerimientos de suministro Fig. 2.1 pero la protección exige complicaciones en la operación ya que deben ponerse protecciones selectivas en cada punto de ramificación. Si se disminuyen los puntos en que se instalan protecciones se aumenta la dificultad de encontrar el punto en que se ha producido la falla aumentándose también el área de influencia de la falla, con lo que se aumenta el costo de operación del sistema.

Para tener centralizadas las protecciones, simplificando al máximo la operación, la forma que debe adoptar la red es llegando a cada usuario desde un único centro alimentador. Este criterio es normalmente utilizado para el diseño de redes industriales de baja tensión, en las cuales la falla del cable deja al usuario (motor) sin alimentación. Cada falla solo afecta un usuario, todas las protecciones están centralizadas, Fig. 2.2.

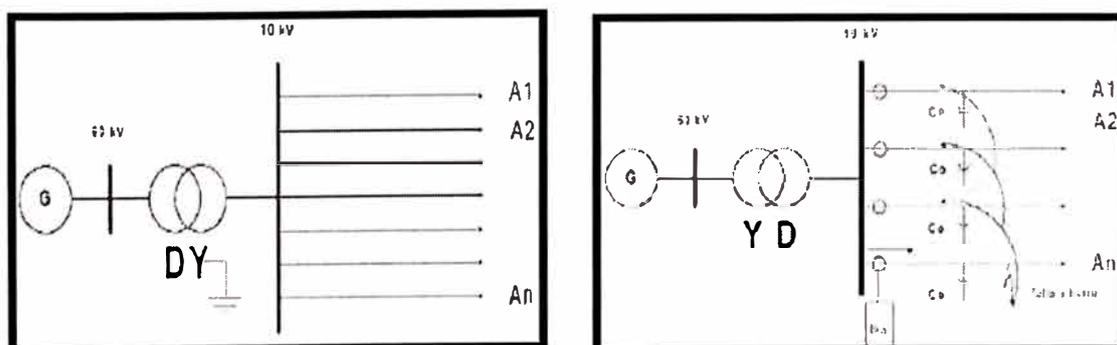


Fig. 2.2 Redes con sistemas Neutro Aterrado y Neutro Aislado.

Esta forma de alimentación es particularmente interesante cuando el valor de las cargas es relativamente importante y la tensión de alimentación es relativamente baja, por lo que no hay ventajas en construir una red de distribución de tipo arborescente.

2.2 Ubicación e Instalación de los equipos Automáticos.

2.2.1 Instalación en la Red de Interruptores de Recierre Automático.

La Ubicación del los reclosers será realizada en base a un estudio de coordinación de la protección con el objetivo primordial de mantener la continuidad del servicio.

La coordinación de los equipos de protección entre los reclosers automáticos y los fusibles tipo expulsión se ha realizado para garantizar que las fallas que ocurran en las redes primarias sean despejadas por los equipos de protección principales de cada sector.

Hay dos reglas generales que definen la coordinación de la protección adecuada:

- Para todos los valores de corriente de falla en la sección protegida por el fusible, el tiempo mínimo de fusión del fusible deber ser mayor que el tiempo de despeje de la operación rápida del recloser automático.
- Para todos los valores posibles de corriente de falla en la sección de línea protegido por el fusible, el tiempo máximo de despeje del fusible no debe ser mayor que el mínimo tiempo de despeje lento del recloser automático.

Las curvas de los fusibles están formadas por dos partes; es decir la parte superior de la curva (rango de baja corriente) representa la curva de tiempo total de eliminación de la falla y la parte inferior (rango de alta corriente) representa la fusión del fusible.

Los puntos de intersección de las curvas del fusible con las curvas rápida y lenta del recloser ilustran los límites entre los cuales es de esperarse la coordinación.

No obstante, para establecer con precisión los puntos de intersección, es necesario que las curvas características del recloser y del fusible se desplacen, o modifiquen para tomar en cuenta el calentamiento y enfriamiento alternados del elemento fusible conforme el recloser pasa por su secuencia de operación.

Para percibir la característica y función principal del recloser se realiza un análisis de corto circuito para una red real SS.EE PUR PUR con la descripción de sus parámetros eléctricos y su respectivo análisis de la coordinación de la protección con los fusibles existentes.

Asumiendo una falla entre fases calibramos al recloser según dicho estudio (Ver la Fig. 2.3).

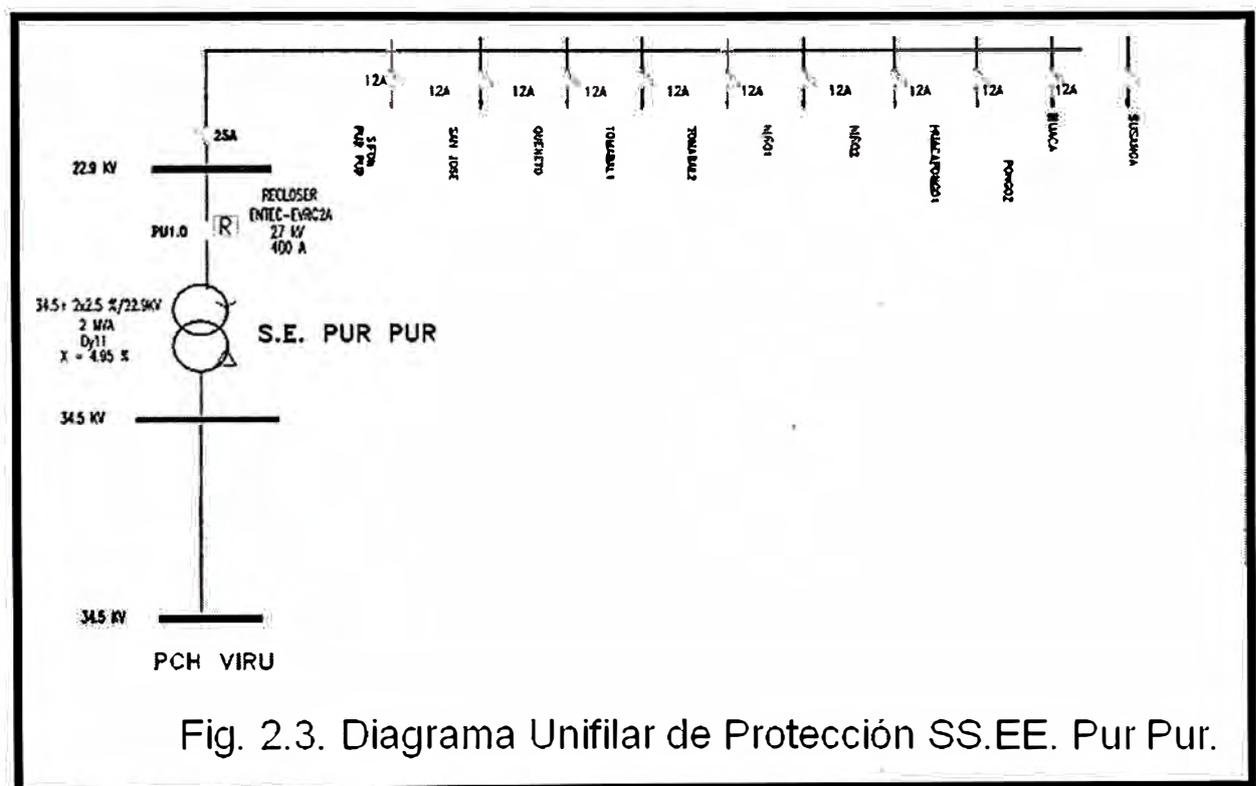


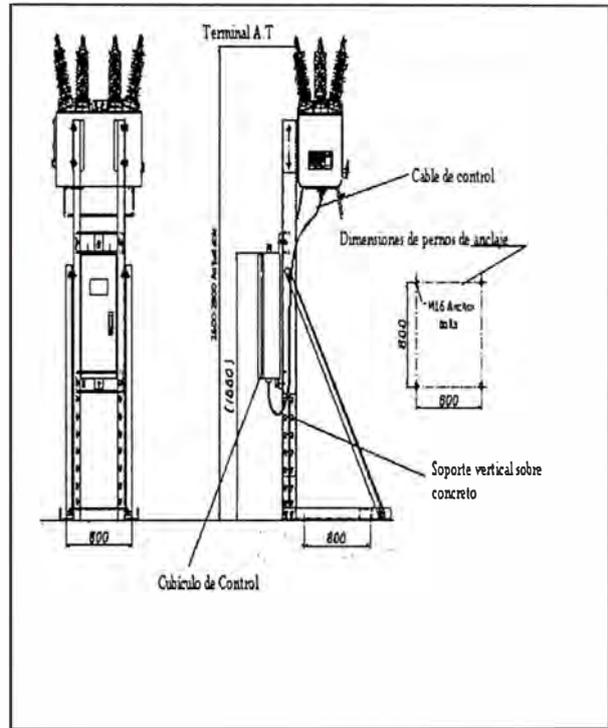
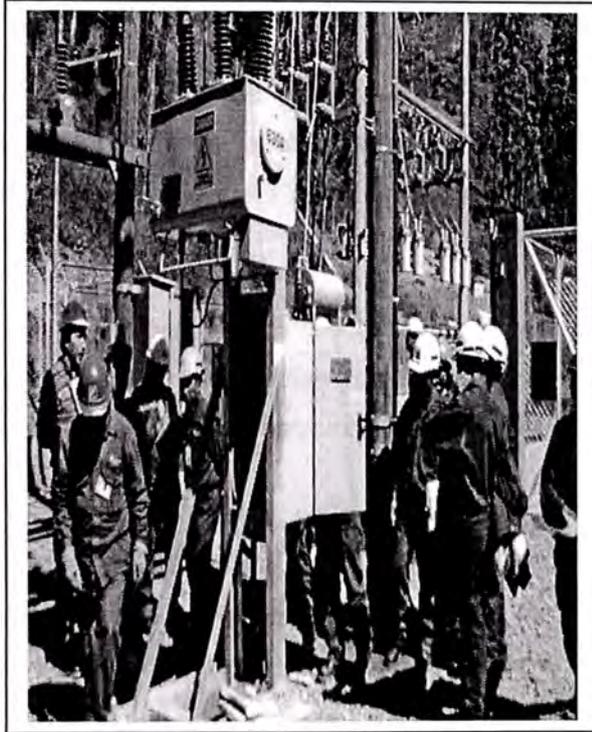
Tabla 2.1 Ajustes Realizados para el rele del Recloser.

DATOS RELES SUBESTACIÓN PUR PUR														Pag.1/2				
No	COD RELE	UBICACION DEL RELE	EQUIPO PROTEGIDO			TRANSFORMADORES DE MEDIDA						DATOS DEL RELE						
						TRANSF. DE CORRIENTE			TRANSF. DE TENSION			MARCA	TIPO	Nº SERIE	DEFINICION LITERAL	FASES	CODIGO PAS	VALOR NOMINAL
			VA	CP	VA/VA	VA	CP	VA	CP	A	C							D
TABLERO	NOMBRE	CODIGO	n(A)	VA	CP	VA/VA	VA	CP										
1	PUI.0	Transformador	Transformador		5042	4001					ENTEK	RECLOSER		SOBRECORRIENTE ENTRE FASES	RST	5051		
			2 MVA															
			34.5/22.9 kV - lado 22.9 kV															

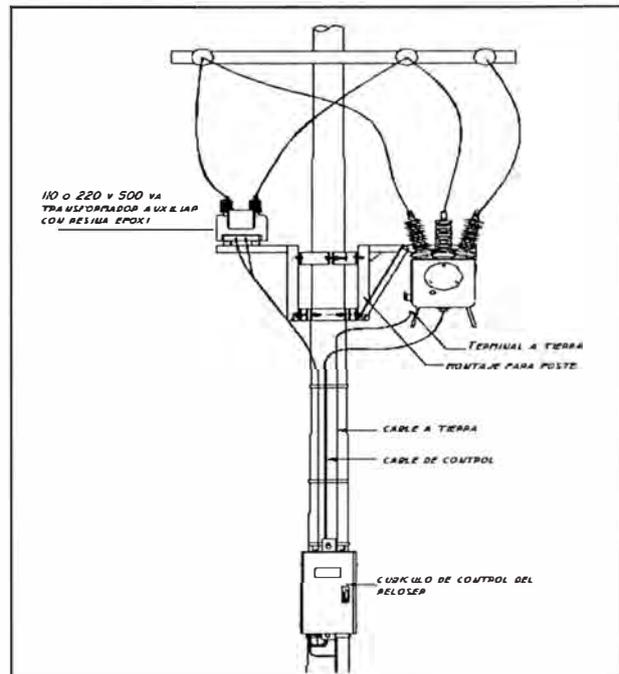
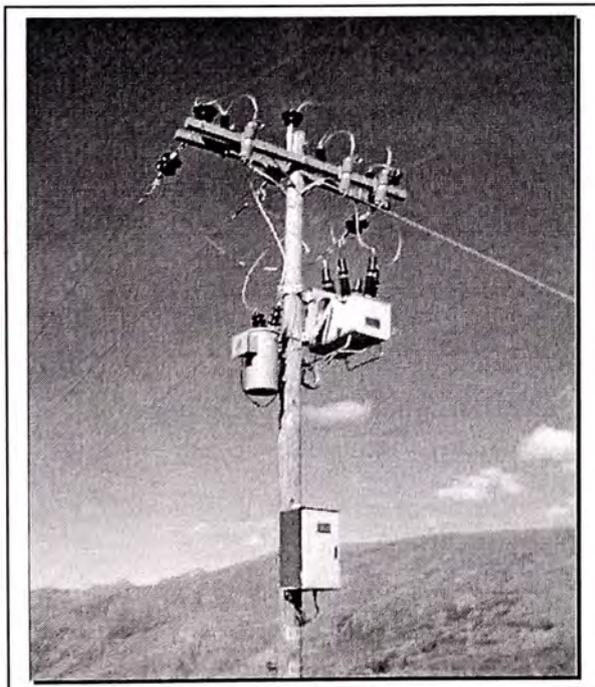
DATOS RELES SUBESTACIÓN PUR PUR												Pag.2/2
No	RANGOS			AJUSTE ACTUAL	AJUSTE PROPUESTO	INTERRUPTORES QUE COMANDA	TIENE INDICACION ?	TIENE SENAL ?	CODIGO MANUAL SERVICIO	No DIAGRAMA UNIFILAR	FECHA	OBSERVACIONES
	VARIABLE	VALOR	UNID									
1	CURRENT SENSING					In T - 22.9 kV			3.03	PUI	Oct-04	
	PHA CTRatio	1 - 1200 (1)			400							
	GND CT Ratio	1 - 1200 (1)			400							
	SEF CTRatio	1 - 1200 (1)			400							
	FASES (Fas)											
	Pickup Current x CT (I _p)	0.04 - 3.20 (0.01)	x CT		0.05							
	Function	TRIP, TR&AR			TRIP							
	Relays	OFF (0 - 8)			OFF							
	Curve	ANSI(M,N,LV,EI,SI,DT) IEC(N,LV,LVI)			IEC - EI							
	Time Dial (TMS)	0.05 - 15 (0.01)			0.05							
	Time Adder	0.00 - 10.00 (0.01)	seg		0.00							
	M.R.T.	0.00 - 10.00 (0.01)	seg		0.00							
	H/C TRIP PHA Function	OFF, TRIP, TR&AR			OFF							
	Pickup(CT) (I _p)	1 - 20 (0.01)	x CT		-							
	Time Delay	0 - 10 (0.01)			-							
	FASES 2 (Delay)											
	Pickup Current x CT (I _p)	0.04 - 3.20 (0.01)	x CT		0.05							
	Function	TRIP, TR&AR			TRIP							
	Relays	OFF (0 - 8)			OFF							
	Curve	ANSI(M,N,LV,EI,SI,DT) IEC(N,LV,LVI)			IEC - EI							
	Time Dial (TMS)	0.05 - 15 (0.01)			1.00							
	Time Adder	0.00 - 10.00 (0.01)	seg		0.00							
	M.R.T.	0.00 - 10.00 (0.01)	seg		0.00							
	H/C TRIP PHA Function	OFF, TRIP, TR&AR			OFF							
	Pickup(CT) (I _p)	1 - 20 (0.01)	x CT		-							
	Time Delay	0 - 10 (0.01)			-							
	PHASE HIGH LOCKOUT											
	Pickup(CT)	1 - 20 (0.01)	x CT		5							
	Time Delay	0 - 10 (0.01)	seg		0							
	RECLOSE											
	Lockout - PHA	1 - 5 (1)			2							Numero de Cierres
	Lockout - GND	1 - 5 (1)			-							
	Lockout - SEF	1 - 5 (1)			-							
	Fast Curve - PHA	1 - 5 (1)			1							Numero de Recierre (Curva Rapida)
	Fast Curve - GND	1 - 5 (1)			-							
	Fast Curve - SEF	1 - 5 (1)			-							
	Interval Reclose 1	0.5 - 600 (0.01)	seg		1							Tiempo entre cierre y recierre
	Interval Reclose 2	0.5 - 600 (0.01)	seg		-							
	Interval Reclose 3	0.5 - 600 (0.01)	seg		-							
	Interval Reclose 4	0.5 - 600 (0.01)	seg		-							

Instalaciones Típicas

- Tipo Subestación



- Tipo Poste



2.2.2 Instalación en la Red de los Seccionalizadores Automáticos.

La Ubicación del los Seccionalizadores será realizada en base a un estudio de coordinación de la protección con el objetivo primordial de mantener la continuidad del servicio y poseer un seccionamiento selectivo.

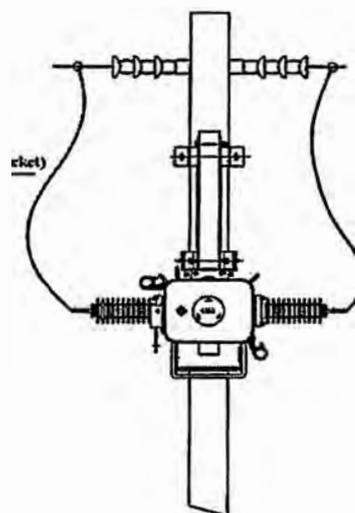
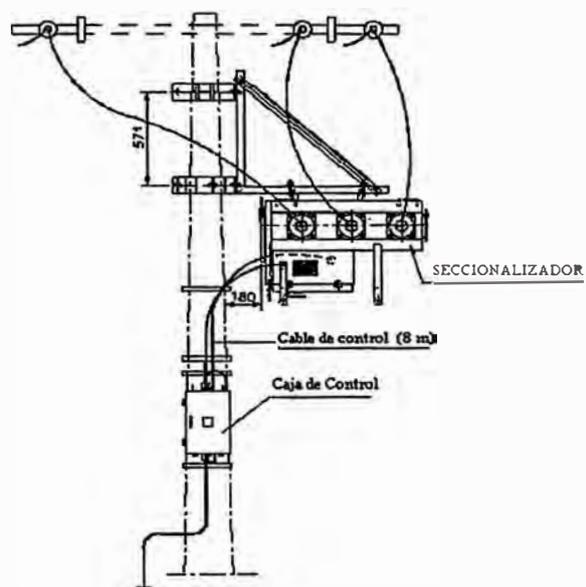
La coordinación de los equipos de protección entre los reclosers automáticos y los seccionalizadores automáticos se ha realizado para garantizar que las fallas que ocurran en las redes primarias sean despejadas por los equipos de protección principales de cada sector.

La instalación de los seccionalizadores serán ubicados en las derivaciones de los alimentadores principales donde se ubican las cargas; aguas abajo de la ubicación del recloser a fin de seccionar las cargas durante una falla principalmente del tipo permanente.

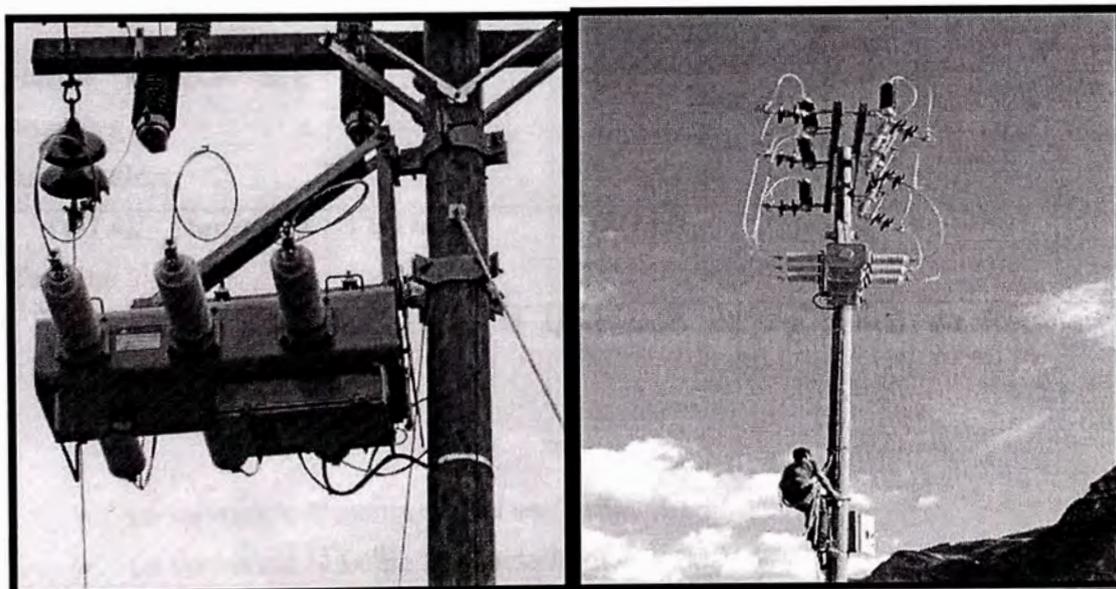
La instalación de un seccionalizador obedece a la frecuencia del tipo de fallas en determinadas ramales y la lejanía de las cargas donde se podrá seccionar las cargas ya sea por falla o por mantenimiento remotamente.

En el grafico que se muestra a continuación se indica la ubicación de los seccionalizadores.

Instalaciones Típicas



EN POSTE



2.2.3 Instalación en la Red de los Reguladores de Tensión Monofásico Automáticos.

Aquí podremos determinar la ubicación y selección de Reguladores de Tensión; para una red de distribución en particular de una minera; que tiene una derivación denominada Sucre hacia la mina S.E Bolívar en 22.9 Kv; **Ver Fig. 2.5.** El incremento de Demanda se produce de la siguiente forma según datos alcanzados por la Minera:

Tabla 2.2 Cargas desde la derivación Sucre hasta la Mina.

Descripción	Carga Actual (MW)	Carga Futura (MW)	Tensión de Operación Actual.
Derivación .Sucre			21.75 KV
SE. San Martín.	0.2	0.215	
SE. Marina	0.2	0.215	
SE. Bolívar	0.5	0.537	
S.E Campamentos	0.06	0.064	
Planta Filtro.Y S.E Bombas e Iluminación.	0.9	0.967	
TOTAL Demanda Maxima	1.86 MW	2.00 MW	

a) **Análisis para determinar la Ubicación de un banco de Reguladores de Tensión.**

Consideraciones:

- La demanda Máxima actual es : 1.86 MW
- La demanda Máxima Proyectada es : 2.00 MW
- La potencia reactiva en las cargas es de 1/3 de la demanda máxima respectivamente.
- La línea es de 22.9 Kv
- La tensión de operación actual de la derivación Sucre se encuentra a 21.75 Kv; según los datos de flujo alcanzados para 1000 Kw.; 1200 Kw. y 1500 Kw.
- Los rangos permitidos de tensión según la NTCSE es +- 5% VN.

Realizamos el flujo de carga en Winflu para la situaciones cuya demanda máxima actual es 1.86 MW y para la demanda proyectada de 2.00MW;

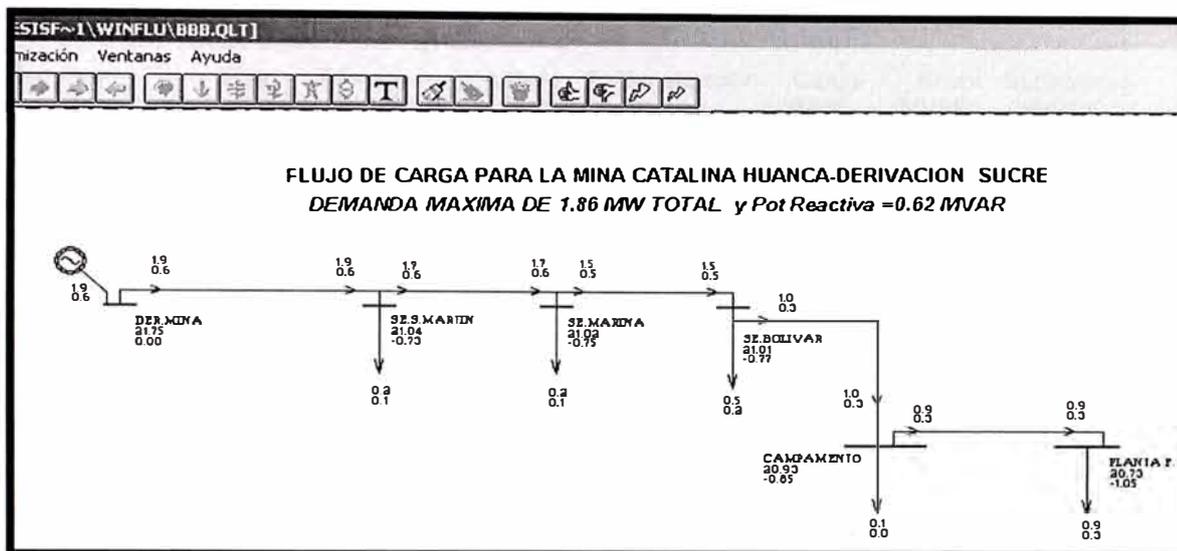


Fig. 2.7 Flujo de carga para una demanda total de 1.86 MW

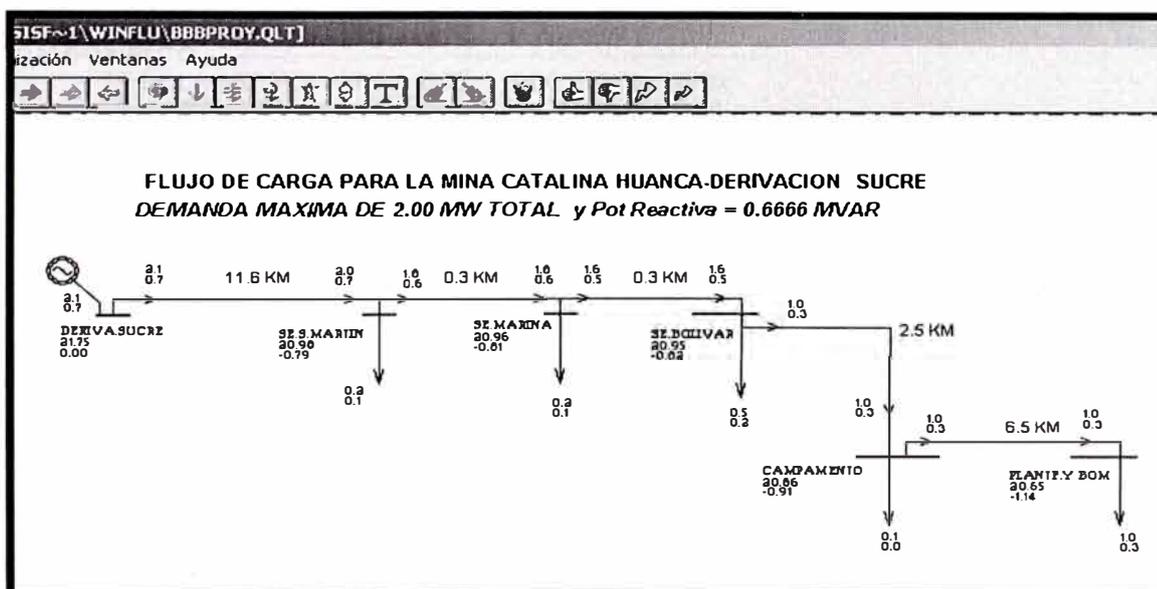


Fig. 2.8 Flujo de carga para una demanda total de 2.00 MW.

En la figura 2.8 podemos observar que existen Tensiones fuera de límite para demanda máxima proyectada 2MW; Se puede apreciar en el diagrama y en el flujo de carga para esta demanda proyectada las caídas de tensiones en cada barra ,conforme las longitudes de la línea se alejan del pto. de alimentación, las tensiones caen proporcionalmente.

Flujo de Carga para demanda máxima proyectada 2MW.

Número de Barras 6

Número de Generadores: 1

* BARRAS DEL SISTEMA *

Nombre	Tipo	Tensión (KV) (pu)	Angulo (Grados)	F. Penalización	Carga (MW)	Shunt (MVAR)	Subsistema (MVAR)
DERIVA SUCRE	2	21.755 0.950	0.000	1.000000	0.00	0.00	1
SE.S.MARTIN	0	20.981 0.916	-0.790	1.067590	0.22	0.07	1
SE.MARINA	0	20.963 0.915	-0.808	1.069215	0.22	0.07	1
SE.BOLIVAR	0	20.947 0.915	-0.825	1.070721	0.54	0.18	1
CAMPAMENTO	0	20.860 0.911	-0.915	1.078714	0.06	0.02	1
PLANTF.Y BOM	0	20.648 0.902	-1.136	1.098530	0.97	0.32	1

* FLUJOS ENTRE LINEAS

ENVIO	RECEPCION	Longitudinal (MW)	P.Transv. (MVAR)	P. Totales (MW)	P. Totales (MVAR)	Tap (visual)
DERIVA.SUCRE	-----					
SE.S.MARTIN		2.08	0.70	0.00	0.06	0.05
SE.S.MARTIN	-----					
DERIVA.SUCRE		-2.01	-0.65	0.00	0.06	0.05
SE.MARINA		1.80	0.59	0.00	0.00	0.00
SE.MARINA	-----					
SE.S.MARTIN		-1.80	-0.59	0.00	0.00	0.00
SE.BOLIVAR		1.58	0.53	0.00	0.00	0.00
SE.BOLIVAR	-----					
SE.MARINA		-1.58	-0.53	0.00	0.00	0.00
CAMPAMENTO		1.04	0.35	0.00	0.00	0.00
CAMPAMENTO	-----					
SE.BOLIVAR		-1.04	-0.35	0.00	0.00	0.00
PLANTF.Y BOM		0.98	0.33	0.00	0.01	0.00
PLANTF.Y BOM	-----					
CAMPAMENTO		-0.97	-0.32	0.00	0.01	0.00

* GENERADORES

BARRA	Tipo	Tensión (KV) (pu)	Angulo (Grados)	Potencia Generada (MW)	Potencia Generada (MVAR)	Limites React. Min Max	f.p. (%)
DERIVA.SUCRE	2	21.8 0.950	0.00	2.08	0.70	-310.00 620.00	94.77

* GENERACION Y CARGAS POR AREAS

Área: 0	Carga:	0.00 MW	0.00 MVAR	Generación:	0.00 MW	0.00 MVAR
Área: 1	Carga:	2.00 MW	0.67 MVAR	Generación:	2.08 MW	0.70 MVAR

* PERDIDAS TOTALES

Perdidas Totales del Sistema: 0.080 MW

Perdidas Longitudinales : 0.080 MW

Perdidas Transversales : 0.000 MW

* TENSIONES FUERA DE LIMITES

Nombre	Tensión (pu)	Tensiones limites Min Max	
SE.S.MARTIN	0.916 L	0.950	1.050
SE.MARINA	0.915 L	0.950	1.050
SE.BOLIVAR	0.915 L	0.950	1.050
CAMPAMENTO	0.911 L	0.950	1.050
PLANTF.Y BOM	0.902 L	0.950	1.050

Regulación de la Tensión con +/-10 % VN.

Podemos observar que cada una de las barras posee una subtensión por debajo del 95%VN; graficando el perfil de tensiones a lo largo de la red eléctrica; podemos sintetizar que para que todas las barras se encuentren en el 105% VN y el 95 %VN; es necesario ubicar el banco de regulación (03 Unidades conectado en estrella).es decir en el inicio de la derivación.

La conexión será en estrella aterrizado debido a que el secundario del transformador aguas arriba de la derivación tiene una conexión en estrella con neutro a tierra.

Aquí realizamos un cuadro comparativo del perfil de tensiones a lo largo de la derivación Sucre (Minera Catalina Huanca.)

Tabla 2.3 Tensiones en barras con regulador ubicado en la Derivación para una demanda de 1.86 MW.

Tensiones en Barras con Carga Total 1.86 MW					
(KV)					
Tensión Max en barras con Regulador	Porcentaje de tensión con regulador Max +10 %	Porcentaje de tensión sin regulador	Tensión en barras sin regulador	Longitud de la Línea (Km.)	Barras de tensión
24.04	104.98%	94.98%	21.75	0	Derivación Sucre
23.33	101.88%	91.88%	21.04	11.6	S.E San .Martín.
23.31	101.79%	91.79%	21.02	11.9	S.E Marina
23.3	101.75%	91.75%	21.01	12.2	S.E Bolívar
23.22	101.40%	91.40%	20.93	14.7	S.E Campamento
23.02	100.52%	90.52%	20.73	21.2	Planta Filtro Relaves

Tabla 2.4 Tensiones en barras con regulador ubicado en la Derivación para una demanda de 2.00 MW

Tensiones en Barras con Carga Total 2.00 MW					
(KV)					
Tensión Max en barras con REGULADOR 01	Porcentaje de tensión con regulador Max +10 %	Porcentaje de tensión sin regulador	Tensión en barras sin regulador	Longitud de la Línea (Km)	Barras de tensión
24.04	104.98%	94.98%	21.75	0	Derivación Sucre
23.53	101.62%	91.62%	20.98	11.6	S.E San Martín.
23.25	101.53%	91.53%	20.96	11.9	S.E Marina
23.24	101.48%	91.48%	20.95	12.2	S.E Bolívar
23.15	101.09%	91.09%	20.86	14.7	S.E Campamento
22.94	100.17%	90.17%	20.65	21.2	Planta Filtro Iluminación y Bomba

Tabla 2.5 Tensiones en barras Limites permitidos por la NTCSE.

105.00%	24.045 Kv	Limites Max. de tensión
95.00%	21.755 Kv	Limites min. de tensión

Perfil de Tensiones a lo largo de la Derivación Sucre que incluye las cargas de la Mina Catalina Huanca a una demanda máxima proyectada 2.00 MW.

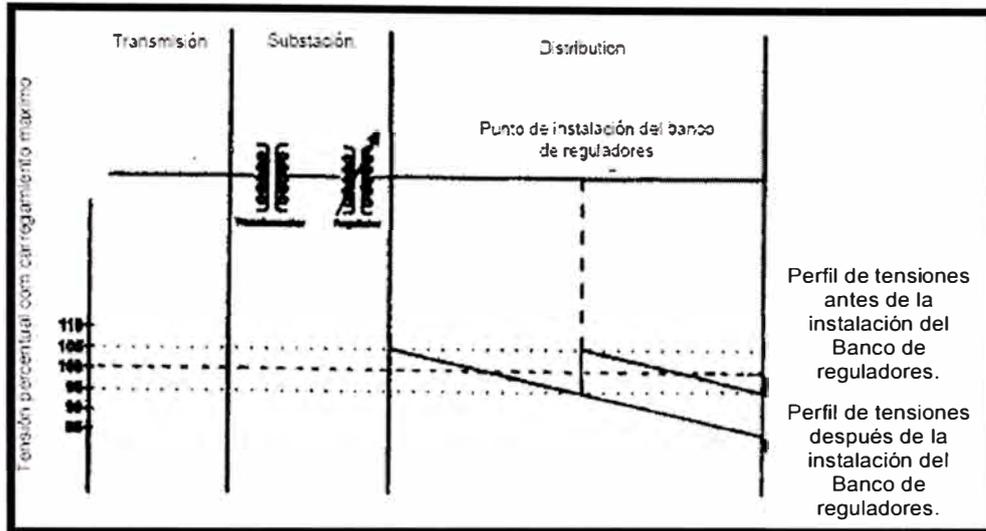


Fig. 2.9 Perfil de Tensiones y Localización General de Reguladores.

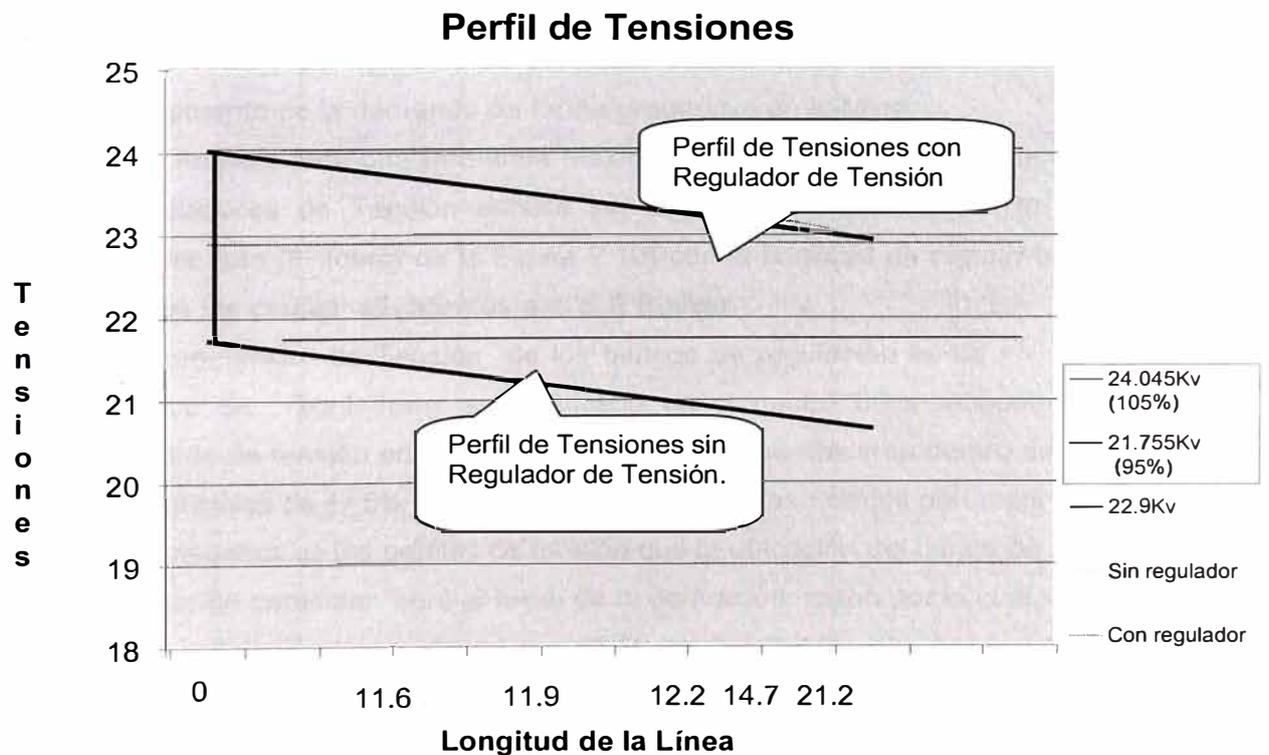


Fig. 2.10 Perfil de Tensiones para una demanda total de 2.00 MW

b) Análisis para determinar selección de un banco de Reguladores de Tensión para la derivación Sucre.

La Demanda Máxima es: 2.00 MW y de las consideraciones Anteriores Potencia Aparente de la Carga : 2.108MVA

Considerando conexión en estrella con neutro a tierra en el sistema de Electrosureste (Aguas arriba de la derivación Sucre) en 22.9 KV:

$$I_{3\Phi} \text{ (sistema)} = 2108 \text{ KVA} / (22,9\text{kV} \times \sqrt{3}) = I = 53,1464\text{Amp}$$

$$V_{N\text{fase}} = 22.9 \text{ KV} / \sqrt{3} = 13.22 \text{ KV.}$$

Se escogerá; de las tablas ANSI C57-15 (Tabla para reguladores de Tensión Monofasicos.;

Un banco de 03 reguladores; 3 x 144 KVA; 13.22 KV/ 100Amp. 150 KV BIL

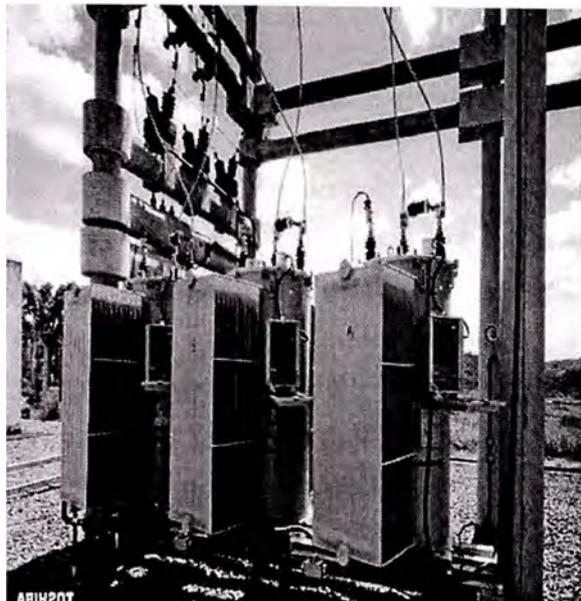
Se puede apreciar de este análisis lo siguiente:

1. Las tensiones por debajo del límite permitido indicadas en el cuadro 01; figura 01 y cuadro 02; figura 02 se producen por las líneas extensas (12-24 Km) y el incremento de la demanda de forma progresiva en la Mina.
2. Del Análisis para una Demanda Máxima 2.00 MW; se concluye que el banco de reguladores de Tensión deberá ser ubicado exactamente en la **derivación Sucre** (pto 00(cero) de la Figura 2.10) con la finalidad de regular la tensión en todas las cargas adyacentes a la S.E Bolívar.
3. La regulación de Tensión de los bancos de regulación es de +/- 10 % Vn; el banco de reguladores será ubicado en el punto 10; consecuentemente los valores de tensión en las barras de las cargas se ubicaran dentro de los valores permisibles de +/-5% de la Vn (22.9 KV).según las normas peruanas NTCSE.
4. Se visualiza en los perfiles de tensión que la ubicación del banco de reguladores de forma particular será al inicio de la derivación; razón por la cual se requieren una instalación tipo pedestal con 03 llaves Cut Out.(fuente, carga y común).y 01 llave bypass.

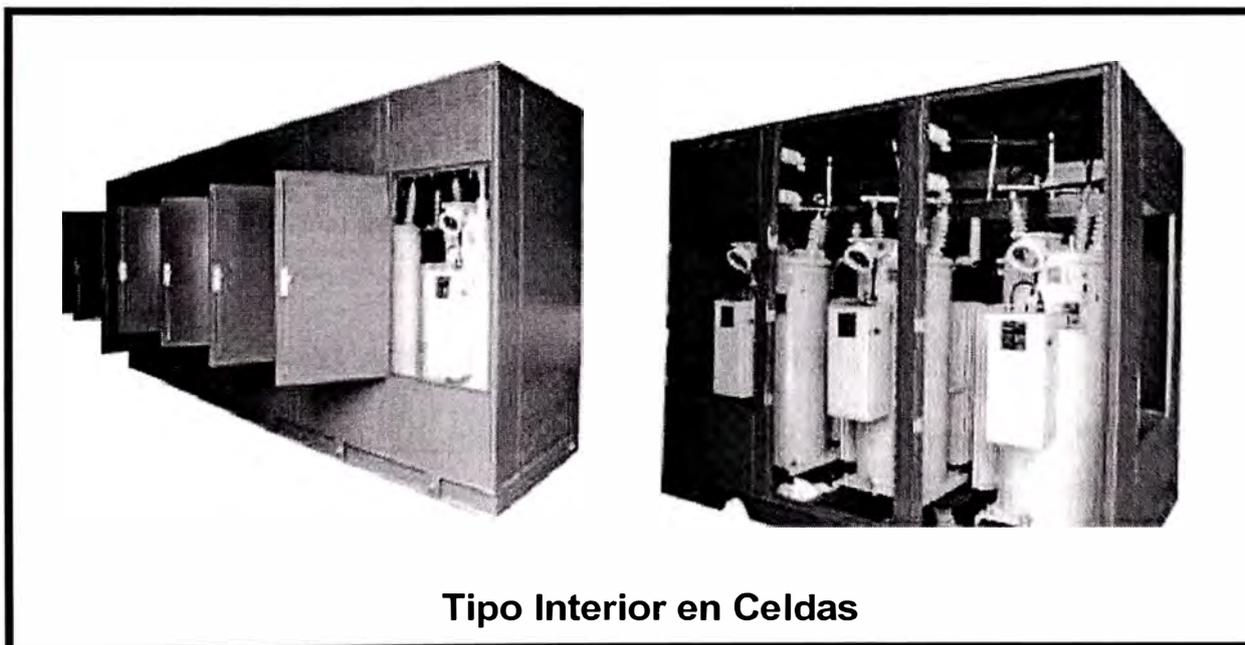
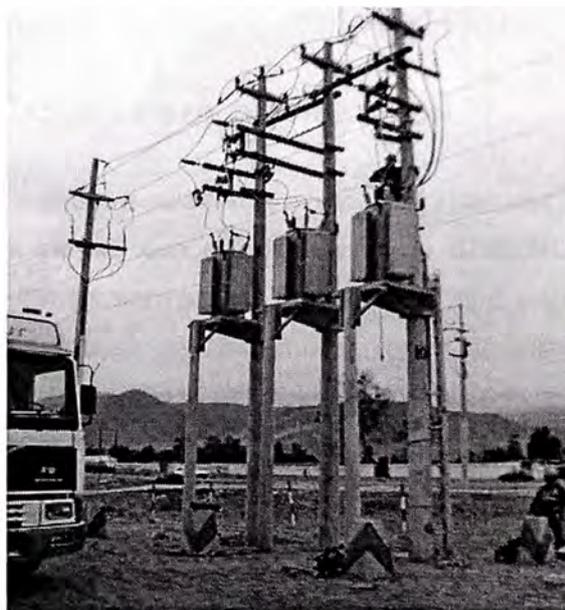
5. Es necesario la instalación de 02 pararrayos Shunt (polimérico o porcelana) por regulador Monofasico; uno para el lado fuente y el otro para el lado carga; para la protección de las sobretensiones atmosféricas o sobretensiones por maniobras.

TIPOS DE INSTALACION

Instalación Tipo Subestación



Instalación Tipo Poste



Tipo Interior en Celdas

Fig. 2.11 Tipos de Instalación y Montaje de Reguladores de Tensión.

CAPITULO III

PROBLEMÁTICA CENTRAL DE LAS REDES DE DISTRIBUCION

Aquí planteamos la problemática común que se presenta en los sistemas de Distribución de nuestro país; particularmente en las concesionarias como EDELNOR; LUZ DEL SUR; DISTRILUZ; cuyas redes urbanas son en su mayoría del tipo neutro aislado y los PSE's (Pequeños Sistemas Eléctricos) que se construyen y se vienen construyendo por el MEM; sus redes rurales son también del tipo neutro aislado y en algunos casos presentan un terreno cuya resistividad es relativamente alta.; dando como consecuencia corrientes de fallas a tierra pequeñísimas menores a 5 Amp. en la línea de red primaria.

3.1 Fallas de Sobrecorriente a Tierra.

Las fallas de sobrecorriente que se presentan en un sistema de Distribución Neutro Aterrado normalmente son del tipo fase-fase y fase-tierra.

Las fallas de fase Tierra son según las estadísticas de campo de un 90 % de posibilidades de ocurrencia; clasificadas en fallas transitorias (momentáneas) y permanentes; normalmente ocurren debido a caídas de líneas; caídas de ramas de árboles sobre las líneas de la red eléctrica; cuellos muertos mal instalados etc.

3.1.1 Falta de Selectividad.

Es común encontrar una selectividad no definida debido a la mala coordinación de protección en la red de distribución entre los reclosers y los fusibles de expulsión;

Además se ha podido observar que la selectividad es producto de una buena coordinación y un tiempo de respuesta rápido de los dispositivos de protección para poder despejar las fallas.

3.1.2 Tiempos de Respuestas muy lentos en la apertura de Interruptores Convencionales.

Actualmente los interruptores desde 15 KV hasta 38 Kv (Tensiones Máximas de Operación) ubicados en los alimentadores de las redes de distribución poseen un medio de interrupción en SF₆ y mecanismos de actuación con bobinas de cierre y apertura; solenoides y llegando a usar resortes con motores eléctricos que permiten la apertura y cierre de los contactos principales en tiempos de 70 ms a 80 ms para abrir y 400 ms a 700 ms para cerrar los contactos principales .

Estos tiempos aun son tiempos muy extensos que no permiten optimizar la continuidad del servicio en un tiempo mínimo.

Conforme la Tecnología avanza se logra alta eficiencia en los mecanismos de operación de los interruptores de vacío son mas seguros alta capacidad de interrupción y menos contaminantes.

Por otro lado los mecanismos de operación y de actuación son mas rápidos debido al uso de un dispositivo denominado actuador magnético que es simple en su diseño y posee un consumo mínimo de energía para poder realizar la apertura y cierre en tiempos mínimos tales como 30 ms a 80 ms. Además de poseer reles incorporados con UPS incorporado dentro de un solo compartimiento da una alta confiabilidad y tiempo de respuesta inferior a los interruptores convencionales

3.1.3 Corrientes de Fallas a Tierra muy pequeñas en sistema neutro Aislado.

Dentro de estas fallas a tierra es común encontrar corrientes de fallas a tierra muy pequeñas; esto debido principalmente al sistema débil de nuestras redes eléctricas de distribución nuevas y existentes, producto de nuestra baja demanda y en algunos casos por alta resistividad de terreno; dando valores de corriente de falla a tierra por debajo de los 5 Amperios en el primario.

3.2 Falla de Coordinación en el seccionamiento de las Cargas.

La falla de coordinación en el seccionamiento de las cargas se realizan por un tiempo de respuesta lento de la actuación de los Cut Out (fusibles de expulsión) o los Power Fuses ; y de manera directa , es decir al existir falla ya sea del tipo momentánea o permanente el Cut Out abren definitivamente.

Y no hay, manera de reponerse, dejando de lado la alimentación a las cargas importantes innecesariamente.

3.3 Problemas en los Niveles de Tensión debido a las líneas extensas e incrementos de demanda.

Dentro de la problemática de la calidad del servicio eléctrico se encuentra el de calidad en los niveles de tensión; estos son producidos en las redes de distribución eléctrica debido a lo extenso de las líneas aéreas sean del tipo rural o del tipo urbano; que producen caídas de tensión considerables que llegan a oscilar a valores menores al 95 % VN.

Por otro lado las caídas de tensiones se producen debido al incremento de la demanda en zonas urbanas como Lima; donde el crecimiento de la demanda es importante y estas a su vez producen desniveles de subtensión que afectan a los usuarios.

Otra causa que producen problemas de mínima tensión son las instalaciones inadecuadas de banco de capacitores; que producen desniveles de tensión Ya sean por sobre tensión o subtensión.

CAPITULO IV

SOLUCION DE LA PROBLEMÁTICA DE LAS REDES DE DISTRIBUCION

4.1 Cuadro comparativo de resultados.

Para el caso de los Interruptores de Recierre Automático □Recloser

Tabla 4.1 Cuadro comparativo de Características de Interruptores.

EQUIPO	TIEMPO DE APERTURA	TIEMPO DE CIERRE	DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN ADICIONAL
Interruptores Convencionales 27 Kv	80ms	450ms	<ul style="list-style-type: none">• Rele de I>.• Cargador/Rectificador• Banco de Baterías• Transformador de Corriente 5P20.
Interruptores de Recierre Automático. 27 Kv	30 ms	300ms	Ninguno

Para el caso de los Reguladores de Tensión Monofasicos Automáticos. Extraemos del Análisis de instalación y selección de reguladores propuestos.

Tabla 4.2 Cuadro comparativo de Características de los Niveles de Tensión con y sin regulador.

Tensiones en Barras con Carga Total 2.00 MW (KV)			
Tensión Max en barras con Regulador	Tensión en barras sin regulador	Longitud de la Línea (Km)	Barras de tensión
24.04	21.75	0	Derivación Sucre
23.53	20.98	11.6	S.E San .Martín.
23.25	20.96	11.9	S.E Marina
23.24	20.95	12.2	S.E Bolívar
23.15	20.86	14.7	S.E Campamento
22.94	20.65	21.2	Planta Filtro Iluminación y Bomba

4.1.1 Resultados en solución de Fallas de sobrecorriente a Tierra.

Los resultados pueden ser visualizados en el estudio de coordinación realizado para el ejemplo en la SS.EE PUR PUR.

Tabla 4.2 Cuadro de ajustes de los reles del recloser para fallas.

DATOS RELES SUBESTACION PUR PUR														Pag 1/2						
Id	COD RELE	UBICACION DEL RELE TABLERO	EQUIPO PROTEGIDO				TRANSFORMADORES DE MEDIDA						DATOS DEL RELE							
			NOMBRE	CODIGO	NUN	TRANSF. DE CORRIENTE			TRANSF. DE TENSION			MARCA	TIPO	N° SERIE	DENOMINACION UTERNA	FASES	CODIGO MIS	VALOR NOMINAL		
						IAE (A)	VA	CF	Va y Vm (V)	VA	CP							A	C	D
1	PUL0	Transformador	Transformador 2 MVA 34.5/22.9 kV - lado 22.9 kV		50.42	400/1						ENTE	RECLOSER		SOBRECORRIENTE ENTRE FASES	RST	5051			

DATOS RELES SUBESTACION PUR PUR														Pag 2/2
No	RANGOS			AJUSTE ACTUAL	AJUSTE PROPUESTO	INTERRUPTORES QUE COMANDA	TENE INDICACION ?	TENE SENAL ?	CODIGO MANUAL SERVIDO	No DIAGRAMA UNILAR	FECHA	OBSERVACIONES		
	VARIABLE	VALOR	UNID											
1	CURRENT SENSING					Int T - 22.9 kV			3.03	PUL	Oct-04			
	PHA CTRatio	1-1200 (1)			400									
	GND CTRatio	1-1200 (1)			400									
	SEF CTRatio	1-1200 (1)			400									
	FASES (Fast)													
	Pickup Current x CT (I->)	0.04 - 3.20 (0.01)	x CT		0.05									
	Function	TRIP, TR&AR			TRIP									
	Relays	OFF (0 - 0)			OFF									
	Curve	ANSI(M,N,LV,EI,S,DT) IEC(NI,V,LLV)			IEC - EI									
	Time Dial (TMS)	0.05 - 15 (0.01)			0.05									
	Time Adder	0.00 - 10.00 (0.01)	seg		0.00									
	M.R.T.	0.00 - 10.00 (0.01)	seg		0.00									
	H/C TRIP PHA Function	OFF, TRIP, TR&AR			OFF									
	Pickup(xCT) (I->)	1 - 20 (0.01)	x CT		-									
	Time Delay	0 - 10 (0.01)			-									
	FASES 2 (Delay)													
	Pickup Current x CT (I->)	0.04 - 3.20 (0.01)	x CT		0.05									
	Function	TRIP, TR&AR			TRIP									
	Relays	OFF (0 - 0)			OFF									
	Curve	ANSI(M,N,LV,EI,S,DT) IEC(NI,V,LLV)			IEC - EI									
	Time Dial (TMS)	0.05 - 15 (0.01)			1.00									
	Time Adder	0.00 - 10.00 (0.01)	seg		0.00									
	M.R.T.	0.00 - 10.00 (0.01)	seg		0.00									
	H/C TRIP PHA Function	OFF, TRIP, TR&AR			OFF									
	Pickup(xCT) (I->)	1 - 20 (0.01)	x CT		-									
	Time Delay	0 - 10 (0.01)			-									
	PHASE HIGH LOCKOUT													
	Pickup(xCT)	1 - 20 (0.01)	x CT		5									
	Time Delay	0 - 10 (0.01)	seg		0									
	RECLOSE													
	Lockout - PHA	1 - 5 (1)			2							Numero de Cierres		
	Lockout - GND	1 - 5 (1)			-									
	Lockout - SEF	1 - 5 (1)			-									
	Fast Curve - PHA	1 - 5 (1)			1							Numero de Reciente (Curva Rapida)		
	Fast Curve - GND	1 - 5 (1)			-									
	Fast Curve - SEF	1 - 5 (1)			-									
	Intervals Reclose 1	0.5 - 600 (0.01)	seg		1							Tiempo entre cierre y reciente		
	Intervals Reclose 2	0.5 - 600 (0.01)	seg		-									
	Intervals Reclose 3	0.5 - 600 (0.01)	seg		-									
	Intervals Reclose 4	0.5 - 600 (0.01)	seg		-									

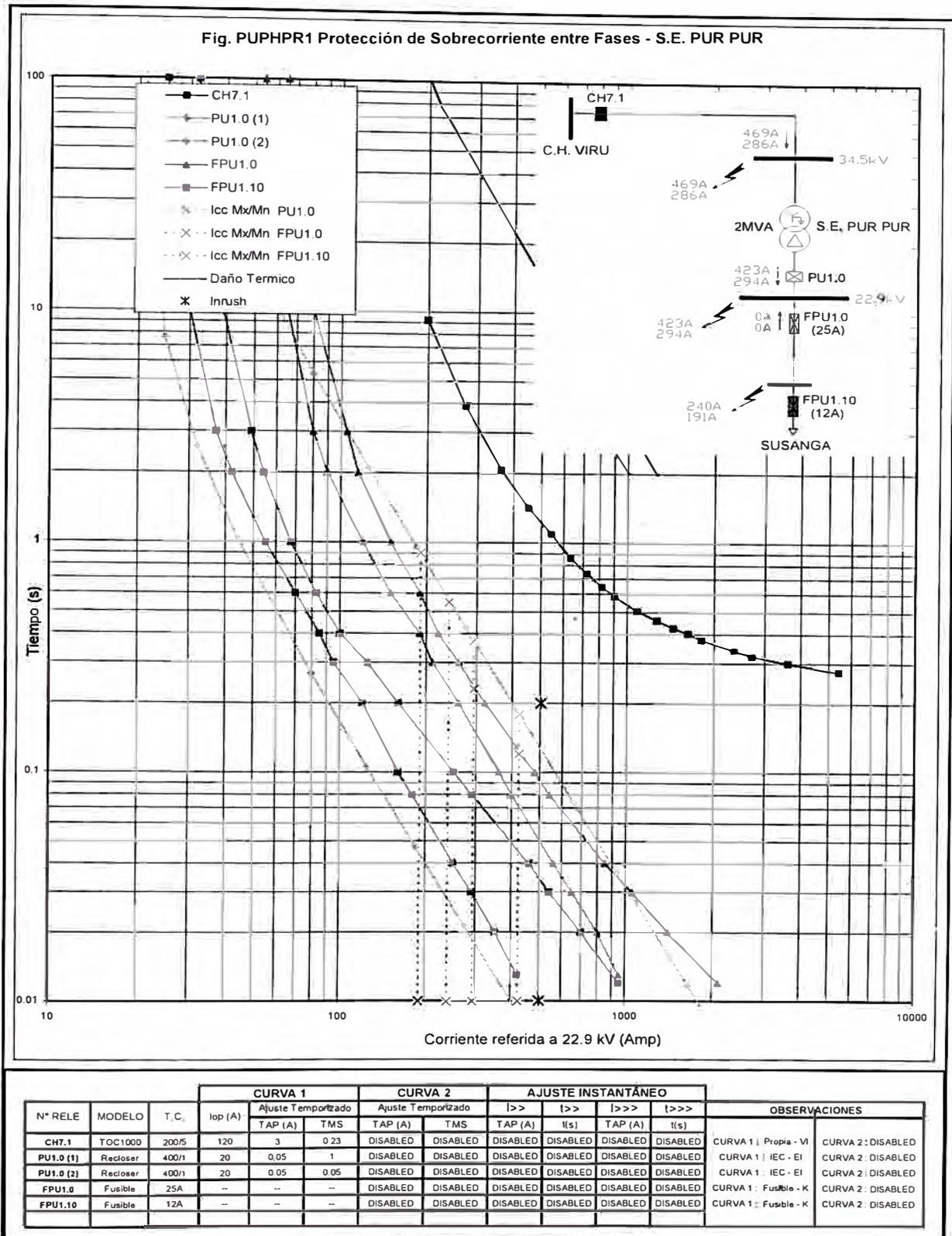


Fig. 4.1. Diagrama Unifilar de Protección SS.EE. Pur Pur (Detalle)

4.1.2 Resultados en solución de Falla de Coordinación en el seccionamiento de las cargas por falla o Mantenimiento.

Realizamos la instalación de seccionadores con los siguientes ajustes para el diagrama en adjunto;

Tabla 4.3 Cuadro de ajustes de los relés del Seccionizador para fallas.

Sectionalizer		Settings			
TITLE	SETTINGS				
Caption	RAMAL 3 UCC - PSE HUARI			Serial No.	
Firmware Ver.	1.4	Software Ver.	1.2	Model No.	S5
CT Ratio	400 / 1				
Min. Trip	Min. Pickup 50 Min. Pickup Ground 20 Min. Pickup SEF OFF				
Inrush	Multiple Phase 10 Time Phase 10 Cycle Time Ground 80 Cycle TEST <input checked="" type="checkbox"/> Disable				
Frequency	60 Hz				
Shot Count	1 Reset Time 1300 Cycle				
One Shot	Disable Reset Time 800 Cycle				
Operation Count	22 times				
Communication					

Instalación de Seccionadores y Recloser.

Análisis para fallas Momentáneas

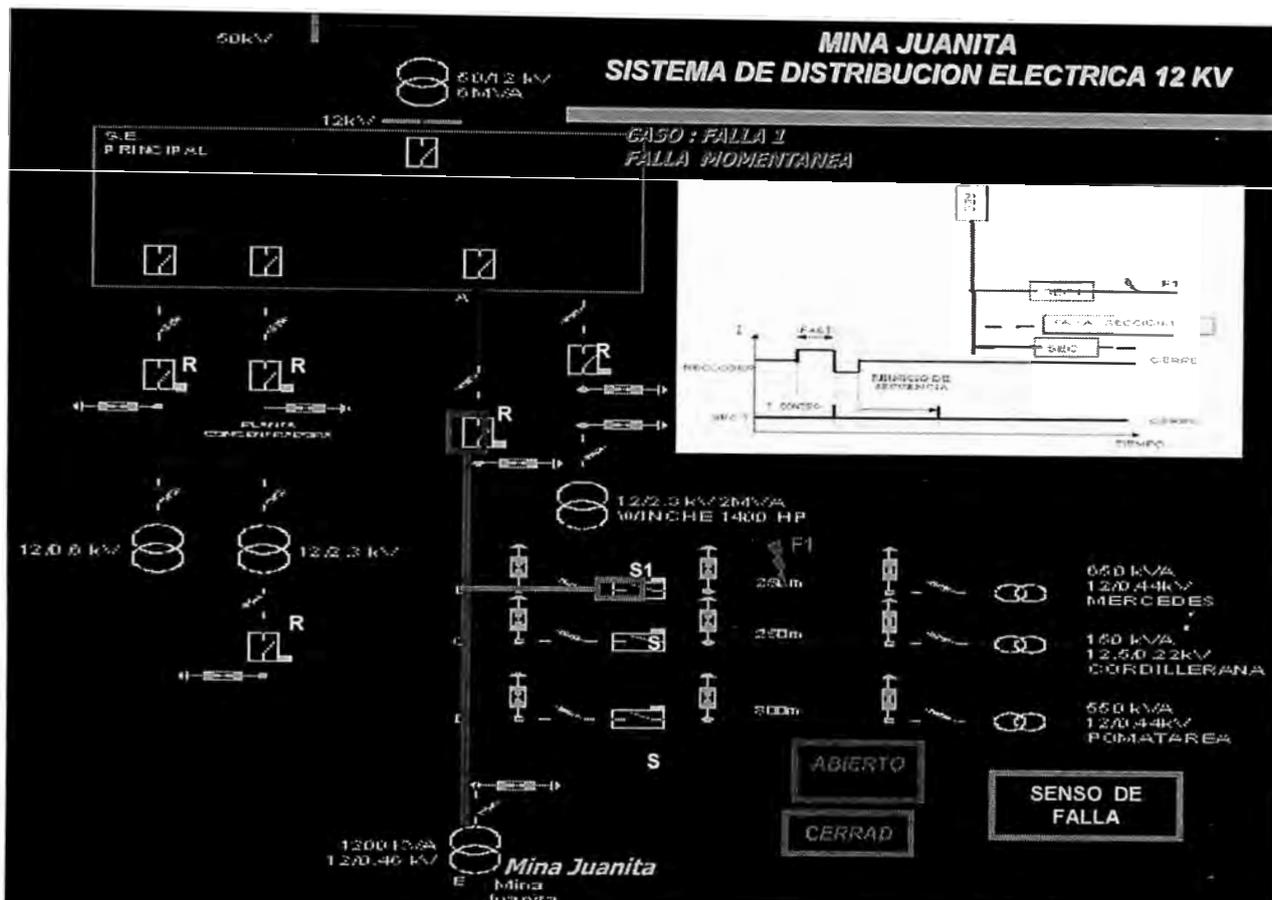


Fig. 4.2. Diagrama Unifilar de Protección Recloser Seccionador ante fallas momentáneas.

4.1.3 Resultados en solución de Problemas en los Niveles de Tensión debido a las Líneas Extensas e Incrementos en la demanda.

Los resultados de la solución indican las mejoras en los niveles de tensión según la instalación del banco de reguladores de tensión.

Tabla 4.4 Cuadro de resultados de mejoras de las tensiones.

Tensiones en Barras con Carga Total 2.00 MW (KV)					
Tensión Max en barras con REGULADOR 01	Porcentaje de tensión con regulador Max +10 %	Porcentaje de tensión sin regulador	Tensión en barras sin regulador	Longitud de la Línea (Km)	Barras de tensión
24.04	104.98%	94.98%	21.75	0	Derivación Sucre
23.53	101.62%	91.62%	20.98	11.6	S.E San .Martín.
23.25	101.53%	91.53%	20.96	11.9	S.E Marina
23.24	101.48%	91.48%	20.95	12.2	S.E Bolívar
23.15	101.09%	91.09%	20.86	14.7	S.E Campamento
22.94	100.17%	90.17%	20.65	21.2	Planta Filtro Iluminación y Bomba

Perfil de Tensiones a lo largo de la Derivación Sucre que incluye las cargas de la Mina Catalina Huanca a 2.00 MW.

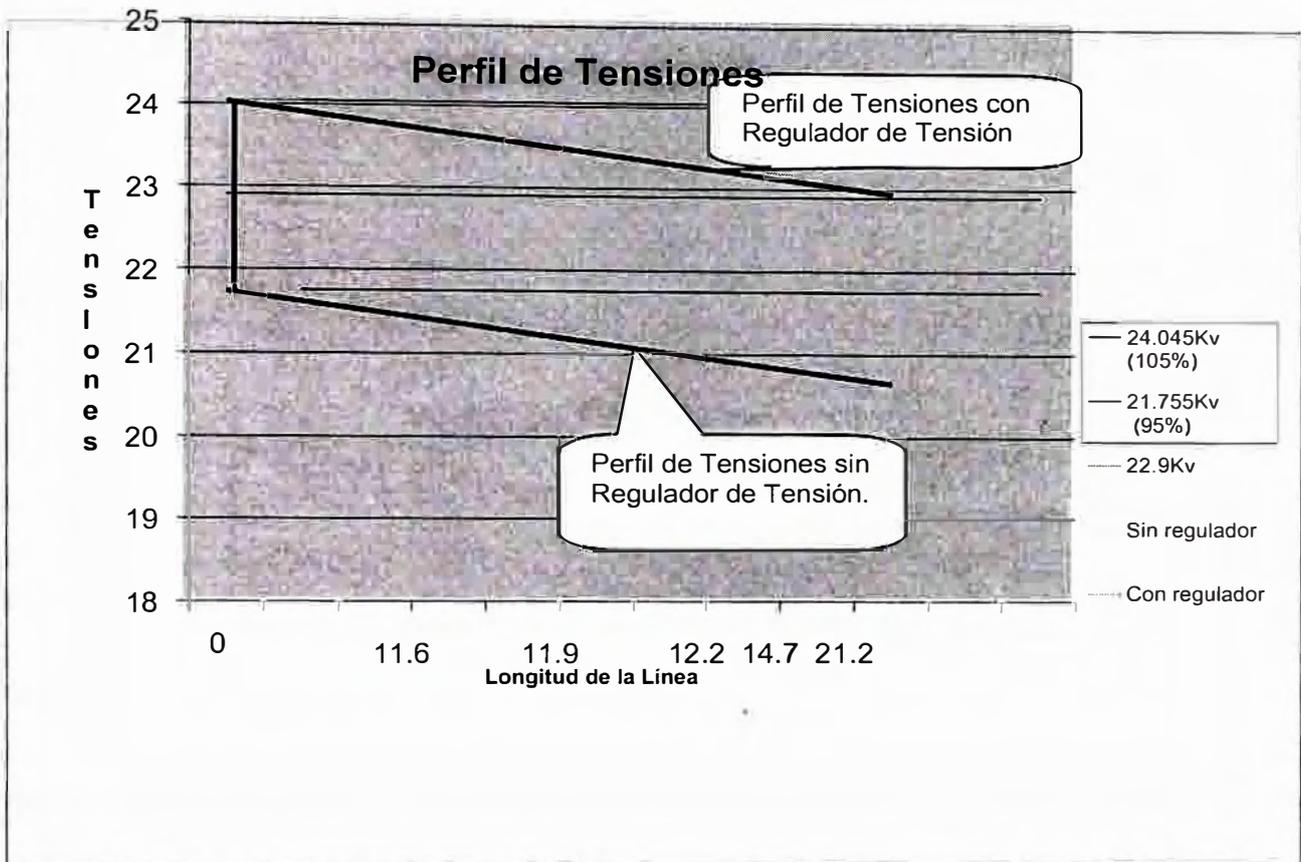


Fig. 4.4 Perfil de tensiones con mejoras de tensión en todas las barras.

Existen alternativas para la adecuación de los niveles de tensión en el sistema de distribución Eléctrico tales como:

- Cambio de Taps en el conmutador de AT del transformador de la Subestación.
- Construcción de una nueva subestación e instalación de equipos de Compensación reactiva de alto costo;
- Mejora del factor de potencia y control de tensión mediante la Instalación de Bancos de Condensadores.

Estas alternativas representan cambios directos que exigen la reevaluación de todo el sistema de distribución y además de eso, en la mayoría de las situaciones, la adopción de una de estas alternativas, no resolverá del todo el problema de alta tensión o baja tensión experimentados en la red.

Los reguladores de Tensión Monofasicos debido a su alta tecnología con rele con microprocesador incorporado; son modernos, económicos y confiables; son la mejor solución.

CAPITULO V

COSTOS DEL EQUIPAMIENTO AUTOMATICO DE LAS REDES DE DISTRIBUCION ELECTRICA.

Tabla 4.5 Interruptores de Recierre Automático

EQUIPO	Costos en Almacenes	IGV	Dispositivos de Alimentación Auxiliar adicional
Interruptores de Recierre Automático. 38 Kv	14.800 U\$\$	19%	Transformador Auxiliar de Tensión. 38Kv/220 VAC
Interruptores de Recierre Automático. 27 Kv	13.800 U\$\$	19%	Transformador Auxiliar de Tensión. 27Kv/220 VAC
Interruptores de Recierre Automático. 15 Kv	12.500 U\$\$	19%	Transformador Auxiliar de Tensión. 15Kv/220 VAC

Tabla 4.6 Costo de Materiales para Montaje de un Recloser 10KV

LISTADO DE MATERIALES						
FOLIO	DESCRIPCION	UNIDAD	CANTIDAD	PRECIO UNIT S/.	PRECIO TOTAL S/.	
1	RECONECTADOR TRIF 10KV 560A	UN	1	33238,93	33238,93	
2	POSTE C.A. 13/400/180/375 L.A.-MT/BT/AP	UN	2	837,39	1674,78	
3	TERMINACION ELAT.N2XS Y 10KV. 1x 70MM2 EXT	JG	1	344,33	344,33	
4	TERMINACION ELAT.N2XS Y 10KV. 1x 70MM2 INT	JG	1	335,48	335,48	
5	PARARRAYO VARISTOR OXIDO POLIM.Y AISL. 10	UN	3	244,51	733,53	
6	AISLADOR POLIM.PIN L.F. 500MM. 15KV.C.ALUM	UN	7	147,36	1031,52	
7	BLOQUE 1.6M. C.A. P.PROTECC.POSTE CONTRA	UN	4	127,29	509,16	
8	AISLADOR POLIM.PIN LF 500MM. 15KV.C.PORC	UN	3	99,74	299,22	
9	ABRAZADERA A*G*170-245MMD.P.VIENTO	UN	1	61,21	61,21	
10	SOPORTE A*G*185-225MMD.P.TRAFO MONOF	UN	1	56,65	56,65	
11	VARILLA ANCLAJE 3/4"X2400MML COPPERWEL	UN	1	50,67	50,67	
12	AISLADOR POLIM.ANCLAJE L.F. 585MM.CL. 25KV	UN	12	50	600	
13	CRUCETA MAD. 4"X 5"X 7 10KV. L.A.	UN	2	49,09	98,18	
14	CRUCETA ASIM. C.A. ZA/1.5/0.9/250-235MMD.	UN	1	36,96	36,96	
15	SAL HIGROSCOPICA P.POZO PUESTA TIERRA (B	UN	1	32,35	32,35	
16	CABLE N2XY 0.6/ 1KV. 3-1X 70MM2.	M	15	28,16	422,4	
17	CANALETA PROTECTORA A*G*2240MML.	UN	3	27,95	83,85	
18	CRUCETA MAD. 4"X 4"X 4 10KV. L.A.	UN	2	24,09	48,18	
19	ELECTRODO COPPERWELD 5/8"X2400MML. P.T	UN	3	23,4	70,2	
20	MENSULA C.A. M/0.60/250-245MMD.	UN	2	23,26	46,52	
21	CABLE N2XS Y (XLPE)8.7/15KV. 1x 70MM2	M	369	20,12	7424,28	
22	PERNO ANCLAJE A*G*5/8"X2100MML P.VIENT	UN	2	20,05	40,1	
23	ZAPATA C.A.TP. CRUZ 700X700MM. P.ANCLAJE	UN	1	20,04	20,04	
24	BOVEDA C.A. C/TAPA P.ELECTRODO DE PUESTA	JG	1	19,51	19,51	
25	BRAZO APOYO A*G*TUBO 1.1/2"X750MML.	UN	2	19,33	38,66	
26	GRAPA ANCLAJE AL 25MM2. P.CABLE AUTOSOP.	UN	2	17,23	34,46	
27	ACCESORIO FIJAC.AL. 70 A 240MM2.P.AMARRE	UN	12	15,6	187,2	
28	CABLE N2XY 0.6/ 1KV. 3-1X 35MM2.	M	1,2	15,06	18,072	
29	PERNO C/OJAL/TUERCA 170MMLX5/8"	UN	2	13,11	26,22	
30	JUEGO LIMPIEZA CC-2 P.PREPAR.CABLE	UN	2	13,09	26,18	
31	ZAPATA C.A.TP. CUADRADA 400X400MM.P.ANCLA	UN	2	12,88	25,76	
32	DUCTO MORTERO 4 VIAS C.A. 90MMD.X 1ML.	UN	15	11,87	178,05	
33	AMARRE PREF.A*G*(CL-C) 3/8" P.VIENTO	UN	12	11,86	142,32	
34	SOPORTE LATER A*G*48X380MML.AISLD POLIM	UN	1	9,06	9,06	
35	ARANDELA CUADR.PLANA BRC. 75X75X13MM. AG	UN	1	8,82	8,82	
36	CRUCETA MAD. 4"X 4"X 1.33 10KV. L.A.	UN	2	8,13	16,26	
37	OJAL ROSC.BRC.(FORJA) 1 VIA 3/4" 60KN.	UN	1	7,95	7,95	
38	CONDUCTOR CABL.DESN.CU.SEMID.19H. 70MM2	M	12	7,93	95,16	
39	AMARRE PREF.ANCLJ.AA. 70MM2.AZUL	UN	12	7,89	94,68	
40	AISLADOR TENSOR PORCEL. 54-1 P.VIENTO B.	UN	2	7,16	14,32	
41	(*) TUBO PVC TP. SAP (P80) 3"X D.	M	6	6,76	40,56	
42	CONECTOR PERF. 16-70AL/10-16CU.MM2	UN	4	6,52	26,08	
43	VARILLA ROSC.A*G* 5/8"X550MML	UN	3	6,45	19,35	
44	TUERCA CIEGA BRC.3/4"X D. BARRA 1.1/4"	UN	1	6,02	6,02	
45	VARILLA ROSC.A*G* 5/8"X450MML.	UN	12	5,69	68,28	
46	CABLE N2XY 0.6/ 1KV. 3-1X 10MM2.	M	44	5,51	242,44	
47	CONDUCTOR CABL.TW 750V. 1x 35MM2.AMARILLO	M	8	5,13	41,04	
48	AISLADOR TENSOR PORCEL. 54-2 P.VIENTO M.	UN	1	4,52	4,52	
49	VARILLA ROSC.A*G* 5/8"X300MML.	UN	2	4,41	8,82	
50	VARILLA ROSC.A*G* 5/8"X250MML.	UN	5	3,98	19,9	
51	OJAL ROSC.A*G*(FORJA) 5/8"X D. 60KN.	UN	12	3,92	47,04	
52	ABRAZADERA A*G*36MMD.P.N2XS Y 1x25MM2	UN	6	3,78	22,68	
53	FLEJE AC.INOX 0.8 ESP. X 3/4"ANCHO	M	2	3,72	7,44	
54	ESLABON ANGULAR A*G* 50X110MM.AGUJ.17.5	UN	2	3,42	6,84	
55	CONECTOR BRC.P.ELECTRODO PSTA.TIERRA	UN	5	3,34	16,7	
56	(*) TUBO PVC TP. SAP (P50) 2"X D.	M	12	3,26	39,12	
57	CONECTOR PERN.PART.BR S/SEP. 70/ 6-70MM2	UN	1	3,17	3,17	
58	PLANCHA CU. 3x40MM.AGUJ. 20MMD.	UN	20	3	60	
59	CONECTOR COMPR.BIM."X" AA. 70/ CU. 70MM2	UN	12	2,74	32,88	
60	FLEJE AC.INOX 0.8 ESP. X 1/2"ANCHO	M	11	2,54	27,94	
61	CONDUCTOR CABL.TW 750V. 1x 16MM2.AMARILLO	M	38,5	2,43	93,555	
62	CONECTOR TERM.COMPR CU. 70MM2.	UN	6	2,26	13,56	
63	CABLE P.VIENTO A*G* (CL-C) 3/8" 7HIL.	M	31	2,21	68,51	
64	AMARRE SIMPLE P.AA. 70MM2. AISL. PIN 10KV	UN	6	2,12	12,72	
65	CONECTOR PERN.PART.BR S/SEP. 25-35/ 6-35	UN	2	2,06	4,12	
66	CONDUCTOR DESN.AAAC. 7H. 70MM2-C/GRASA	M	54	1,7	91,8	
67	CONECTOR PERN.PART.S/SEP. 10-16/6-16MM2	UN	4	1,53	6,12	
68	CINTA ELECT.TERMOPL. 19MMX 20M. BLANCO	RL	0,5	1,47	0,735	
69	CINTA ELECT.TERMOPL. 19MMX 20M. ROJO	RL	0,5	1,47	0,735	
70	CINTA ELECT.TERMOPL. 19MMX 20M. VERDE	RL	0,5	1,47	0,735	
71	CONECTOR TERM.COMPR CU. 35MM2.	UN	1	1,15	1,15	
72	ARANDELA CUADR.PLANA AC. 75X75X4.75MM. A	UN	9	1,07	9,63	
73	ARANDELA CUADR.CURVA AC. 75X75X4.75MM.AG	UN	20	0,98	19,6	
74	GRAPA (HEBILLA) AC.INOX 3/4" P.FLEJE	UN	2	0,88	1,76	
75	ARANDELA CUADR.PLANA AC. 55X55X4.75MM.AG	UN	8	0,64	5,12	
76	GUARDACABO A*G* 5/8" ABERTURA	UN	2	0,63	1,26	
77	ARANDELA CUADR.CURVA A*G* 5X50X50MM.	UN	4	0,6	2,4	
78	GRAPA (HEBILLA) AC.INOX 1/2" P.FLEJE	UN	10	0,55	5,5	
79	(*) PERNO A*G*CAB.EXAG. 1/2X 2"X C/T.	UN	4	0,38	1,52	
80	ABRAZADERA PLAST. 7.6X360X1.7MM.P.CABLE	UN	13	0,3	3,9	
81	TIRAFONDO A*G* 3/8x 2"	UN	12	0,2	2,4	
82	CINTA SENALIZ.ROJA P.CABLE SUBT. MT. 150	M	110,7	0,2	22,14	
83	(*) PERNO A*G*CAB.EXAG. 3/8X 2"X C/T.	UN	12	0,18	2,16	
84	(*) PERNO A*G*CAB.EXAG. 3/8X 1.1/2"X C/T.	UN	6	0,16	0,96	
85	CINTA SENALIZ.AMARILLA P.CABLE SUBT. BT.	M	53,1	0,15	7,965	
86	(*) PERNO A*G*CAB.EXAG.5/16X 1"X C/T.	UN	3	0,1	0,3	
87	(*) ARANDELA PLANA A*G* 1/2" P.PERNO	UN	8	0,1	0,8	
88	(*) ARANDELA PLANA A*G* 3/8" P.PERNO	UN	48	0,04	1,92	
89	(*) ARANDELA PLANA A*G* 5/16" P.PERNO	UN	6	0,02	0,12	
				SUBTOTAL	49325,237	

Tabla 4.7 Costo Total de Materiales y Mano de Obra para Instalacion de un Recloser 10KV

FOLIO	DESCRIPCION	UNIDAD	CANTIDAD	COSTO		COSTO TOTAL
				MANO OBRA	MATERIAL	
1	INTERRUPTOR DE RECIERRE (RECLOSER)	C/U	1	249,26	34527	34776,26
2	CABLES SUBTERRANEOS M.T.	C/U	123	393,21	7446	7839,21
3	POSTE CONCRETO PARA LINEA AEREA 10KV, B.T. Y A	C/U	2	366,65	1675	2041,65
4	ESTRUCTURA TIPO A-24	C/U	1	159,07	1036	1195,07
5	ESTRUCTURA TIPO A-21	C/U	1	159,07	907	1066,07
6	CRUCETAS, MENSULAS Y PROTECTORES DE POSTE	C/U	4	261,69	509	770,69
7	TERMINALES EXTERIORES PARA SAM, SAB O POSTE	C/U	1	147,95	474	621,95
8	CABLES SUBTERRANEOS SECOS B.T.	C/U	15	24,24	425	449,24
9	TERMINALES INTERIORES CABLES SUBTERR. M.T.	C/U	1	147,2	382	529,2
10	VIENTOS B.T.	C/U	2	182,51	314	496,51
11	GRAPA ANCLAJE: PUÑO, PISTOLA O AMARRE PREFOR	C/U	12	0	282	282
12	CABLES SUBTERRANEOS SECOS B.T.	C/U	44	71,09	249	320,09
13	VIENTOS ALUMOWELD Y COPPERWELD	C/U	1	91,26	207	298,26
14	POZO DE TIERRA Y CONEXIONADO EN SUBEST.CONVE	C/U	1	266,08	180	446,08
15	CRUZADAS	C/U	15	334,24	178	512,24
16	CONDUCTORES CABLEADOS ALEAC.ALUMINIO	C/U	18	35,93	92	127,93
17	PERNOS ANGULARES Y ABRAZADERAS PARA VIENTO	C/U	1	0	61	61
18	CRUCETAS, MENSULAS Y PROTECTORES DE POSTE	C/U	1	7,44	46	53,44
19	ELECTRODO DE TIERRA Y CONEXIONADO POSTES M.T.	C/U	1	0	46	46
20	ELECTRODO DE TIERRA Y CONEXIONADO POSTES M.T.	C/U	1	0	43	43
21	TUBOS DE ACERO Y PVC	C/U	12	0	39	39
22	GRAPAS Y SOPORTES PARA LINEAS AEREAS B.T.	C/U	2	0	37	37
23	PERNOS, VARILLAS Y ARANDELAS LINEAS AEREAS	C/U	6	0	34	34
24	UNION, MANGUITO Y CONECTOR DERIV.COMPRESION	C/U	12	0	33	33
25	ESTRUCTURAS PARA REDES AEREAS BAJA TENSION	C/U	2	5,91	30	35,91
26	CONECTORES DERIVACION LINEA AEREA B.T.	C/U	4	0	26	26
27	ZUNCHO DE ACERO INOXIDABLE	C/U	6	0	19	19
28	TERMINALES A PRESION PARA CABLES SECOS B.T.	C/U	6	33,96	15	48,96
29	ACCESORIOS DE AISLADORES M.T.	C/U	6	0	13	13
30	RETIRO DE CONDUCTORES	CU	26	15,5	0	15,5
31	ZANJAS	C/U	28	283,53	0	283,53
32	TRASLADO Y RECOLOCACION CABLES SUBTERRANEO	CU	2	38,47	0	38,47
33	INSTALACION DE POZO DE TIERRA	U	1	266,08	0	266,08
34	RETIRO DE CONDUCTORES	CU	45	53,65	0	53,65
35	RETIRO DE POSTES	CU	1	92,72	0	92,72
36	RETIRO DE VIENTOS	CU	1	24,49	0	24,49
37	TRASLADO DE CONDUCTORES	CU	111	83,44	0	83,44
38	RETIRO TERMINALES EXTERIORES M.T.	CU	1	23,49	0	23,49
39	CRUZADAS	C/U	1	4,02	0	4,02
40	ZANJAS	C/U	87	1246,29	0	1246,29
41	RETIRO CABLES SUBTERRANEOS B.T. Y M.T.	CU	8	7,12	0	7,12
42	RETIRO TERMINALES INTERIORES M.T.	CU	1	23,49	0	23,49
				5099,05	49325	54424,05

Tabla 4.8 Seccionalizadores Automáticos

EQUIPO	Costos en Almacenes	IGV	Dispositivos de Alimentación Auxiliar adicional
Seccionalizador Automático. 38 Kv	8000 U\$\$	19%	Ninguno
Seccionalizador Automático. 27 Kv	7000 U\$\$	19%	Ninguno
Seccionalizador Automático. 15 Kv	6.500 U\$\$	19%	Ninguno

Tabla 4.9 Costo de Reguladores de Tensión Monofásico Automático.

EQUIPO	Costos en Almacenes	IGV	Dispositivos de Protección adicional
Banco de 03 Reguladores de Tensión 10 KV ;250A 150Kv	32634 U\$\$	19%	06 Parrayos Shunt
Banco de 03 Reguladores de Tensión 20 Kv ;200A 150Kv	63538 U\$\$	19%	06 Parrayos Shunt

Tabla 4.10 Costo de Materiales para Montaje de un Banco de Reguladores 10KV

(Considerando alrededor de reemplazo de 60metros de linea aerea en 10KV)

FOLIO	DESCRIPCION	UNIDAD	CANTIDAD	PRECIO UNIT S/.	PRECIO TOTAL S/.
1	(*) PERNO A°G°CAB.EXAG. 3/8X 1"°C/T.	UN	3	0,12	0,36
2	(*) ARANDELA PLANA A°G° 3/8" P.PERNO	UN	6	0,04	0,24
3	(*) ARANDELA PLANA A°G°CALIENTE 1/2" P.PER	UN	32	0,06	1,92
4	(*) COBRE PLETINA 8MM.x 60MM.ANCHO	M	6	74,85	449,1
5	SAL HIGROSCOPICA P.POZO PUESTA TIERRA (B	UN	3	32,17	96,51
6	CONDUCTOR CABL.DESN.CU.SEMID. 7H. 25MM2	M	12	3,04	36,48
7	CONDUCTOR CABL.DESN.CU.SEMID.19H. 70MM2	M	36	9,03	325,08
8	CONDUCTOR DESN.AAAC.37H.240MM2-C/GRASA	M	60	5,63	337,8
9	ELECTRODO COPPERWELD 5/8"X2400MML. P.T	UN	3	28,84	86,52
10	(*) CONDUCTOR CABL. TW 750V. 1x 35MM2.AMARILLO	M	130	5,41	703,3
11	CONECTOR TERM.COMPR.CU. 35MM2.	UN	3	1,38	4,14
12	AISLADOR POLIM.ANCLAJE L.F.585MM.CL.25KV	UN	9	53,56	482,04
13	AISLADOR POLIM.PIN LF.500MM.15KV.C.PORC	UN	4	99,74	398,96
14	AISLADOR POLIM.PIN L.F.500MM.15KV.C.ALUM	UN	12	147,36	1768,32
15	POSTE C.A. 11/400/180/345 L.A.-MT/BT/AP	UN	4	782,53	3130,12
16	PALOMILLA DOBLE CA.400-630KVA.290MMX2300	UN	2	73,53	147,06
17	CRUCETA C.A. Z/1.20/300-245MMD.	UN	4	39,38	157,52
18	PLATAFORMA SOP.CA.400-630KVA.350MMDX1150	UN	4	208,47	833,88
19	BLOQUE 1.6M. C.A. P.PROTECC.POSTE CONTRA	UN	4	129,59	518,36
20	BOVEDA C.A. C/TAPA P.ELECTRODO DE PUESTA	JG	3	20,17	60,51
21	CRUCETA MAD. 4"x 4"x 1.33" 10KV. L.A.	UN	3	8,17	24,51
22	CRUCETA MAD. 4"x 4"x 4" 10KV. L.A.	UN	3	24,13	72,39
23	CONECTOR COMPR.BIM."H"AA.120-240/120-	UN	18	11,14	200,52
24	AMARRE PREF.ANCLJ.AA.240MM2.NARANJA	UN	6	48,3	289,8
25	(*) AMARRE DOBLE P.AA.120-240MM2.P.AISL.PIN	UN	15	3,74	56,1
26	ACCESORIO FIJAC.AL. 70 A 240MM2.P.AMARRE	UN	6	15,55	93,3
27	GRAPA ANCL. AL.TP.PISTOLA A.A.240MM2	UN	6	69,28	415,68
28	(*) ARANDELA CUADR.PLANA AC. 55X55X4.75MM.AG	UN	24	0,69	16,56
29	(*) ARANDELA CUADR.CURVA AC. 75X75X4.75MM.AG	UN	16	0,98	15,68
30	SOPORTE LATER.A°G°48x380MML.AISLD.POLIM	UN	4	9,2	36,8
31	(*) VARILLA ROSC.A°G° 5/8"Dx300MML.	UN	8	4,55	36,4
32	(*) VARILLA ROSC.A°G° 5/8"Dx450MML.	UN	12	7,23	86,76
33	(*) VARILLA ROSC.A°G° 5/8"Dx550MML	UN	4	7,47	29,88
34	(*) OJAL ROSC.A°G°(FORJA) 5/8"D. 60KN.	UN	9	5,15	46,35
35	(*) PLANCHA CU. 3x40MM.AGUJ. 20MMD.	UN	53	3,08	163,24
36	SECC.UNIP.AEREO 10KV.400A.-MODERADA	UN	12	485,6	5827,2
37	BANCO REGULADOR AUT.TENSION 10KV.200A.32	UN	3	42008,49	126025,47
38	(*) PLETINA AC.G°CALIENTE 2.1/2X1/2"X405M	UN	4	21,51	86,04
39	(*) CONECTOR BRC.P.ELECTRODO PSTA.TIERRA	UN	9	3,33	29,97
40	(*) PERNO A0G0CALIENTE 1/2X5"C/TUERCA	UN	16	0,98	15,68
				Sub Total	143106,55

Tabla 4.11 Costo Total de Materiales Y Mano de obra para Montaje de un Banco de Reguladores 10KV

FOLIO	DESCRIPCION	UNIDAD	CANTIDAD	COSTO PARCIAL		TOTAL
				MANO OBRA	MATERIAL	
1	CONDUCTORES DIVERSOS B.T.	C/U	130	0	703	703
2	TERMINALES A PRESION PARA CABLES SECOS B.T.	C/U	3	50,94	5	55,94
3	AISLADORES PIN Y SUSPENSION	C/U	4	0	492	492
4	AISLADORES PIN Y SUSPENSION	C/U	12	0	1805	1805
5	AISLADORES PIN Y SUSPENSION	C/U	9	0	528	528
6	ACCESORIOS DE AISLADORES M.T.	C/U	15	0	56	56
7	CONDUCTORES CABLEADOS ALEAC.ALUMINIO	C/U	20	798,4	338	1136,4
8	CONDUCTORES CABLEADOS DE COBRE	C/U	4	31,92	36	67,92
9	UNION, MANGUITO Y CONECTOR DERIV.COMPRESION M.T.	C/U	18	0	201	201
10	GRAPA ANCLAJE: PUÑO, PISTOLA O AMARRE PREFORMAD	C/U	6	0	416	416
11	GRAPA ANCLAJE: PUÑO, PISTOLA O AMARRE PREFORMAD	C/U	6	0	383	383
12	INSTALACION DE AISLADORES EXTERIOR	C/U	16	1271,84	0	1271,84
13	INSTALACION DE AISLADORES EXTERIOR	C/U	9	598,32	0	598,32
14	INSTALACION DE CONECTORES	U	6	402,18	0	402,18
15	CRUCETAS, MENSULAS Y PROTECTORES DE POSTE	C/U	4	1046,76	518	1564,76
16	CRUCETAS, MENSULAS Y PROTECTORES DE POSTE	C/U	3	66,96	149	215,96
17	CRUCETAS, MENSULAS Y PROTECTORES DE POSTE	C/U	3	66,96	0	66,96
18	PERNOS, VARILLAS Y ARANDELAS LINEAS AEREAS	C/U	6	0	43	43
19	PERNOS, VARILLAS Y ARANDELAS LINEAS AEREAS	C/U	12	0	8	8
20	REGULADOR AUTOMAT. DE TENSION 10 KV.	UN	3	0	126025	126025
21	REGULADOR AUTOMAT. DE TENSION 10 KV.	UN	3	3426,87	0	3426,87
22	ACCESORIOS DE PUESTA A TIERRA	C/U	33	0	102	102
23	ACCESORIOS DE PUESTA A TIERRA	C/U	4	0	12	12
24	RETIRO DE CONDUCTORES	CU	20	477	0	477
25	BASE FUSIBLE SECCIONADOR UNIPOLAR AEREO 10KV	C/U	12	0	5827	5827
26	BASE FUSIBLE SECCIONADOR UNIPOLAR AEREO 10KV	C/U	4	534,84	0	534,84
27	BIPOSTES DE CONCRETO	C/U	2	2224,1	4410	6634,1
28	TRASLADO DE CONDUCTORES	CU	30	676,5	0	729,05
29	PLETINA DE COBRE ELECTROLITICO	C/U	6	0	449	449
30	POZO DE TIERRA Y CONEXIONADO EN SUBEST.CONVENC.	C/U	3	2394,69	599	2993,69
				14068,28	143105	157225,83

CONCLUSIONES

La descripción que se pueden obtener a partir del análisis de este informe es el siguiente:

- 1) El uso de equipamiento automático para optimizar las redes de distribución son equipos de última generación que en el diseño de su rele incorporan RTU a fin de poder tener una comunicación remota y maniobra desde un centro de control.
- 2) Se puede comprobar en cada descripción del equipo como en la indicación de su aplicación que los equipos automáticos poseen un tiempo de respuesta de actuación mucho más rápido que con equipos de maniobra y protección convencionales.
- 3) La incorporación de los microprocesadores y la memoria no volátil; así como UPS incorporado permite una alta confiabilidad en la operación permanente de los equipos de protección y maniobra.
- 4) Si hablamos de incorporación de TC y PT en los interruptores de recierre automático; seccionadores automáticos y reguladores de tensión monofásicos.

Estos proveen una precisión en las mediciones de parámetros eléctricos., así como precisión para detectar fallas de sobrecorriente.

- 5) Podemos indicar que el uso de un recloser simplifica la instalación convencional de un interruptor convencional; reles de protección; banco de baterías y cargador de baterías así como los TC y TP; podemos tener todo un equipamiento de protección confiable y selectiva a costo reducido.
- 6) También podemos concluir que el uso de un reconectador puede realizarse hasta en 04 situaciones (es decir 04 recierres) y además de forma independiente para fallas a tierra y fallas fase fase.
- 7) Los reclosers pueden ser instalados en poste o tipo subestación.
- 8) El uso de los seccionadores nos dan un a mayor selectividad en el seccionamiento de las cargas ante fallas permanentes; de forma coordinada con los reclosers; posibilitando además una apertura bajo carga en condiciones normales.

- 9) El seccionalizador puede realizar la apertura en condiciones de falla de sobre corriente ante un sensor de la falla y el sensor de falta de tensión en la red, y puede realizar la apertura para casos de mantenimiento de forma remota si el control con microprocesador posee un RTU incorporado.
- 10) Estos seccionalizadores pueden ser montados normalmente en postes.
- 11) Los reguladores de Tensión presentan una eficiencia en la regulación por fase comparado con los reguladores trifásicos.

Siendo la opción más eficiente para la adecuación de los niveles de tensión en los puntos de consumo o en las cargas.

- 12) El uso de los bancos de reguladores monofásicos es menor en costos en aproximadamente un 25% que cuando se compara a los transformadores trifásicos con conmutación bajo carga.

Posee alta versatilidad debido a que pueden operar dentro de sistemas de las más variadas características (sistema estrella, delta abierto, delta cerrado).

Estos reguladores tienen reducidas dimensiones y peso relativamente liviano, permite fácil locomoción e instalación en postes o plataformas con costos reducidos.

- 13) La simplicidad de su construcción transmite alta confiabilidad y precisión. Los reguladores de tensión pueden ser instalados ya sea en subestación o poste tipo pedestal; o en Celdas de Tipo Interior.

ANEXOS

ANEXO A

INSTALACIONES TIPICAS

DE LOS EQUIPOS

AUTOMATICOS HASTA 38 kV

INSTALACION DE RECLOSERS EN EL PERU.

INSTALACIONES EN EL PERÚ



SS.EE URPIPATA -ELECTROSURESTE.
P.S.E LA CONVENCION II ETAPA- QUILLABAMBA-CUZCO



DERIVACION PALLANCHACRA-ELECTROCENTRO
P.S.E HUARIACA -CERRO DE PASCO

INSTALACIONES EN EL PERÚ



C.H CHALHUAMAYO --SATIPO
ELECTROCENTRO S.A



SS.EE C.H MACHU -ELECTROCENTRO
RENOV. SISTEMA DE PROTECCIÓN -HUANCAYO

INSTALACIONES EN EL PERÚ



*C.H MILPO --ELECTROCENTRO
P.S.E HUARIACA I ETAPA-CERRO DE PASCO*



*SS.EE CHAPRIN ELECTROCENTRO S.A
P.S.E HUARIACA I ETAPA-CERRO DE PASCO*

INSTALACIONES EN EL PERÚ



PROYECTO ESPECIAL CHAVIMOCHIC 2003

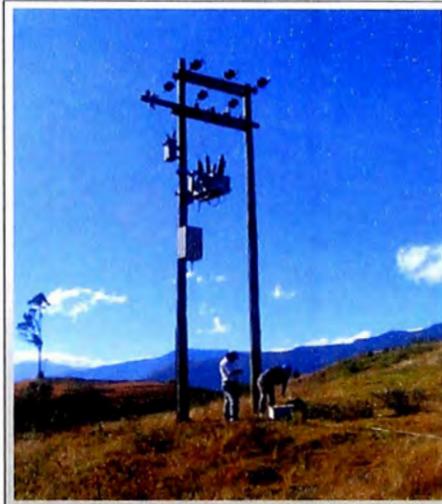


C.H. INGENIO I-6068 -- ELECTROCENTRO

INSTALACIONES EN EL PERÚ

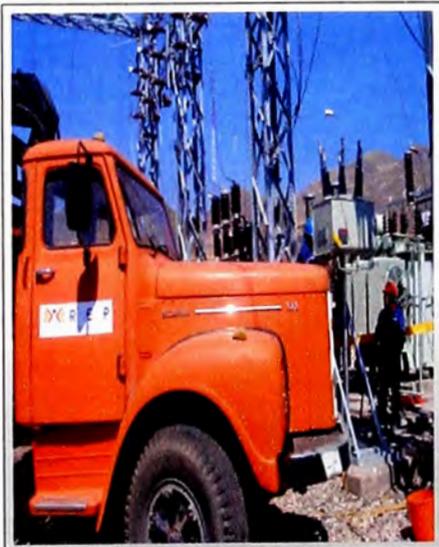


*SUBESTACION PILUA OESTE -ENOSA
RENOVACION DE EQUIPOS -PILUA*



*P.S.E CARHUAQUERO II (MIRACOSTA)-ENSA
CAJAMARCA*

INSTALACIONES EN EL PERÚ



SUBESTACION COMBAPATA -REP.S.A



S.S.EE. ATIPAYAN-SIGMA CONTRATISTA

INSTALACION DE SECCIONALIZADORES EN EL PERU



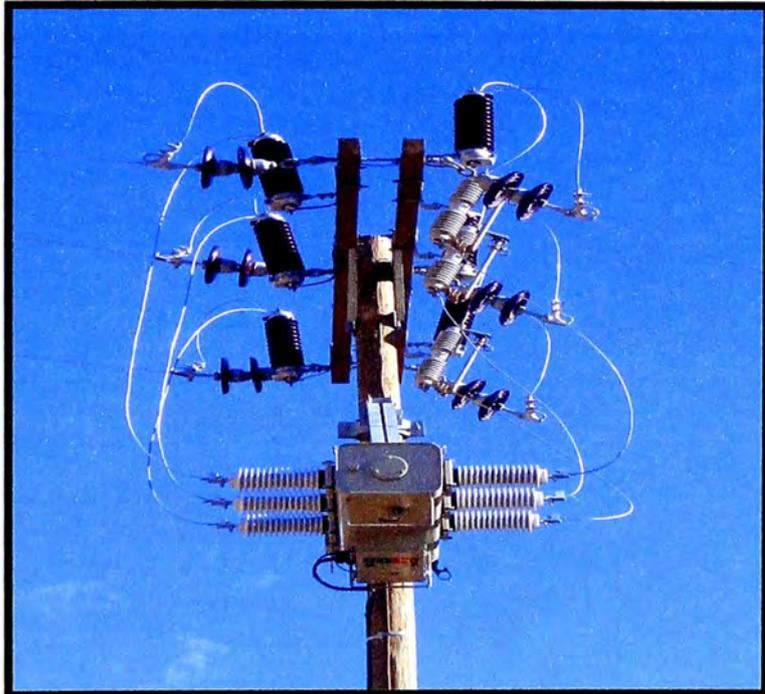
P.S.E HUARI II ETAPA DEP-MEM 38 Kv



P.S.E HUARI III ETAPA DEP-MEM 38 Kv



P.S.E AYACUCHO DEP-MEM 38 Kv

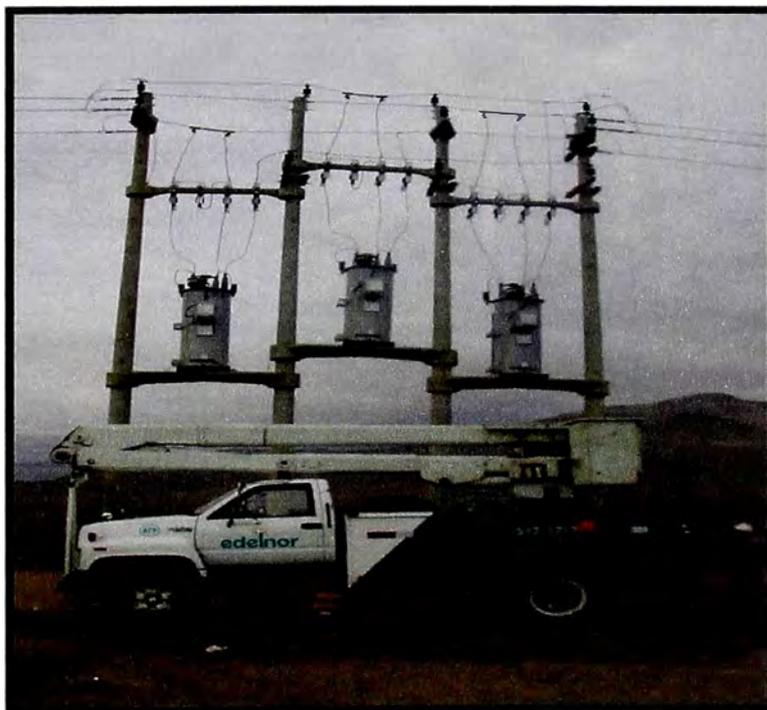


AREA DE CONCESION HIDRNADINA-22.9 Kv CHIMBOTE NORTE

**INSTALACION DE REGULADORES DE TENSION
EN EL PERU**



**INSTALACION Y MONTAJE EN LINEA SAN BARTOLO -CHILCA
10 Kv - LUZ DEL SUR**



INSTALACION LINEA PTE PIEDRA-10 Kv -EDELNOR



**INSTALACION Y MONTAJE EN LINEA LAS FLORES –S.J.L
10 Kv – EDELNOR**



**INSTALACION EN LINEA AMANCAES –S.J.L
10 Kv - EDELNOR**

ANEXO B

**PANEL DEL CONTROL DEL
RECLOSER**

PANEL DE USUARIO DEL CONTROL DEL RECLOSER

SECCION DE TENSION

SECCION DE DIAGNOSTICO DEL RELE

ESTADOS DE OPERACION

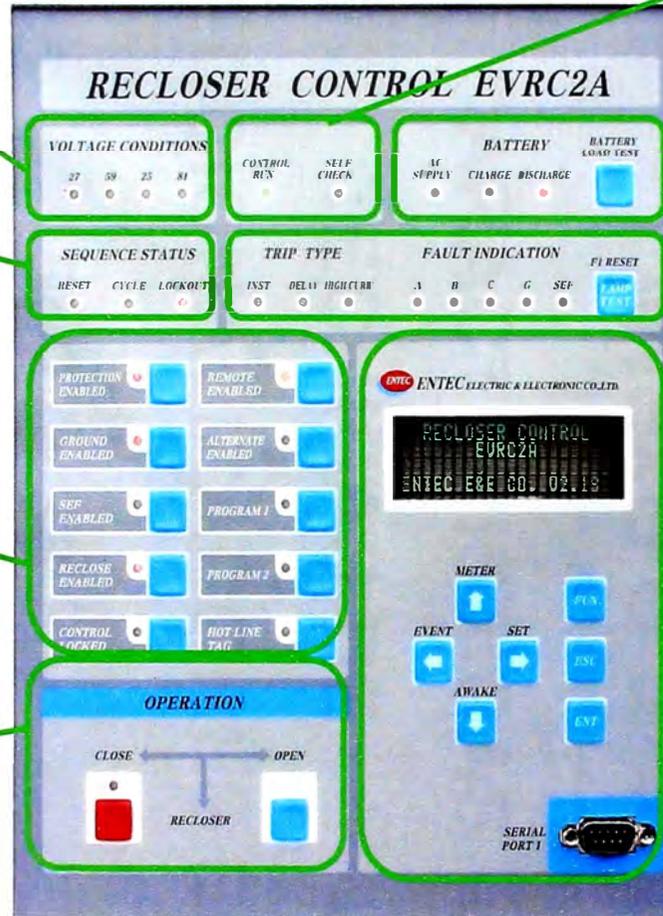
SECCION PRUEBA DE BATERIA

SECCION DE CONTROL LOCAL

SECCION DE INDICACION DE FALLA

APERTURA Y CIERRE LOCAL

SECCION MENU DE CONTROL



ANEXO C

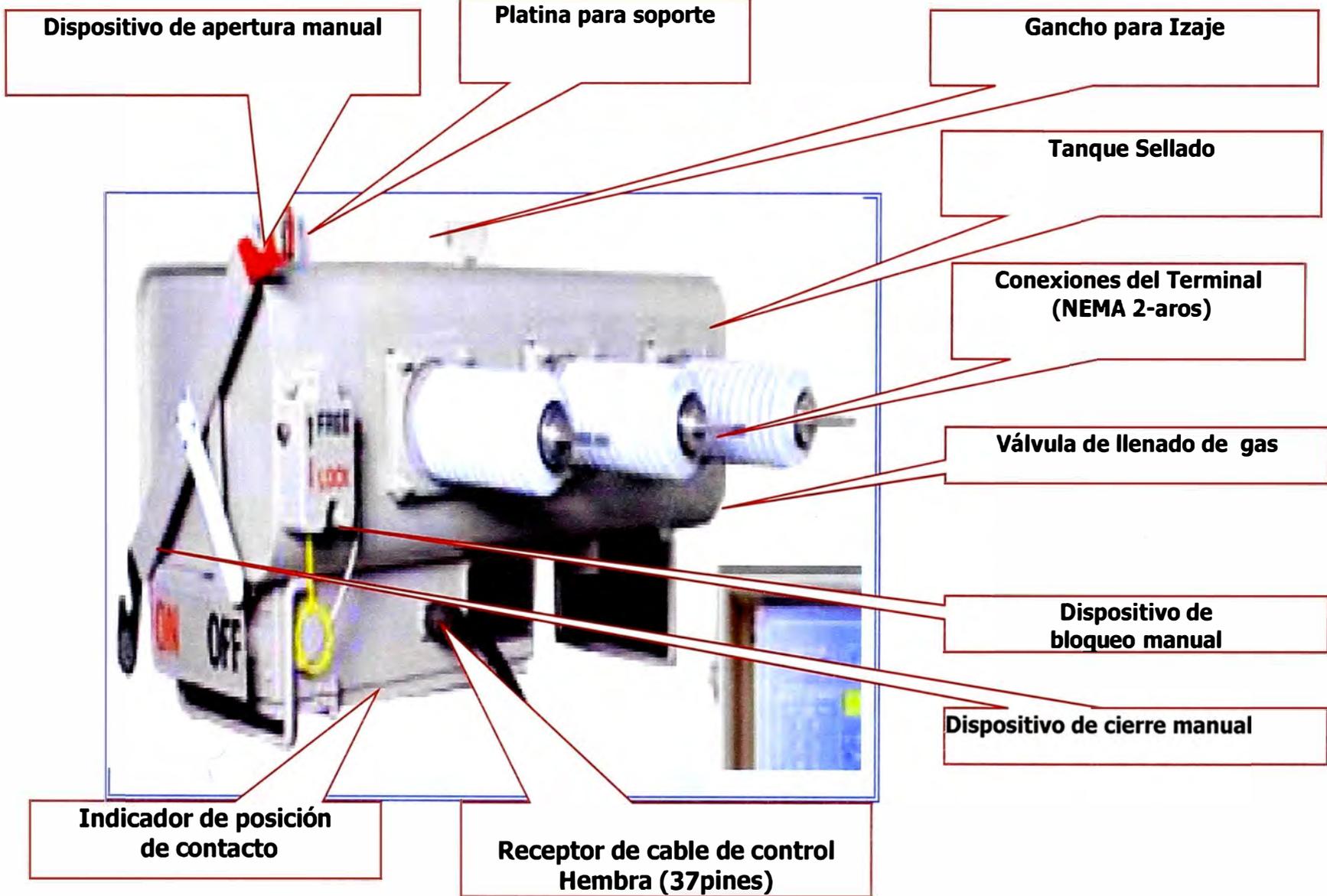
CARACTERISTICAS

TECNICAS DE

SECCIONALIZADORES EN

15; 27; 38 Kv

MODELO	SPGSS -15	SPGSS -27	JK-ACSBS-38
Tensión Maxima	15.5kV	27kV	38kV
Tensión del Sistema.	13.8kV	22/24kV	34.5kV
Corriente Nominal	400 A/630A		
Frecuencia	50Hz/ 60Hz		
Capacidad de Interrupción <ul style="list-style-type: none"> • Corriente de corto circuito simetrica • Corriente de Cierre asimetrica. • Corriente de Magnetización • Corriente de interrupción para carga del cable. 	20, 12.5, 12.5kA (rms)/1sec, 50, 31.5, 31.5 kA(rms)/10sec		
	15 kA (Asym) 14/22A		
	20A	25A	20A
Tensión de prueba a frecuencia Industrial <ul style="list-style-type: none"> • Seco, 1 minuto. • Humedo, 10 segundos. 	60 kV 60 kV	70 kV 77 kV	70 kV 80 kV
Nivel de aislamiento ó impulso (1.2×50µs) <ul style="list-style-type: none"> • Fase a tierra. • Ante interrupción 	110 kV 125 kV	150 kV 165 kV	170 kV 195 kV
Mínima Corriente de Actuación. <ul style="list-style-type: none"> • Fase(A) • Tierra(A) • SEF(A) 	40, 56, 80, 112, 160, 224, 256, 300, 450 10, 40, 56, 80, 112, 160, 224, 300, Block 1.5 Hasta 3.5		
Numero de Conteos para Apertura	1, 2, 3		
Reinicio de Conteos (seg.)	15, 30, 60, 90, 120		
Reinicio del Inrush <ul style="list-style-type: none"> • Fase (ciclos) • Tierra (seg) 	5, 10, 15, 20 0.3, 0.7, 1.5, 3, 5		
Nivel Multiplicador de Actuación de fase (Restricción del	x1. x2. x4. x6. x8. x10. Test.		
Condición de Servicio Ambiental <ul style="list-style-type: none"> • Temperatura Ambiental. • Humedad Relativa • Altitud 	Desde -25 hasta 70 °C Hasta el 100 % Hasta los 1000 metros sobre el nivel del mar.		
Tension Nominal para el control	AC220V/DC24V ó AC120V/DC24V		
Peso Aproximado (Tanque/ Controlador)	160kg/40kg	170kg/40kg	185kg/40kg
Norma Aplicada	ANSI C37.63		



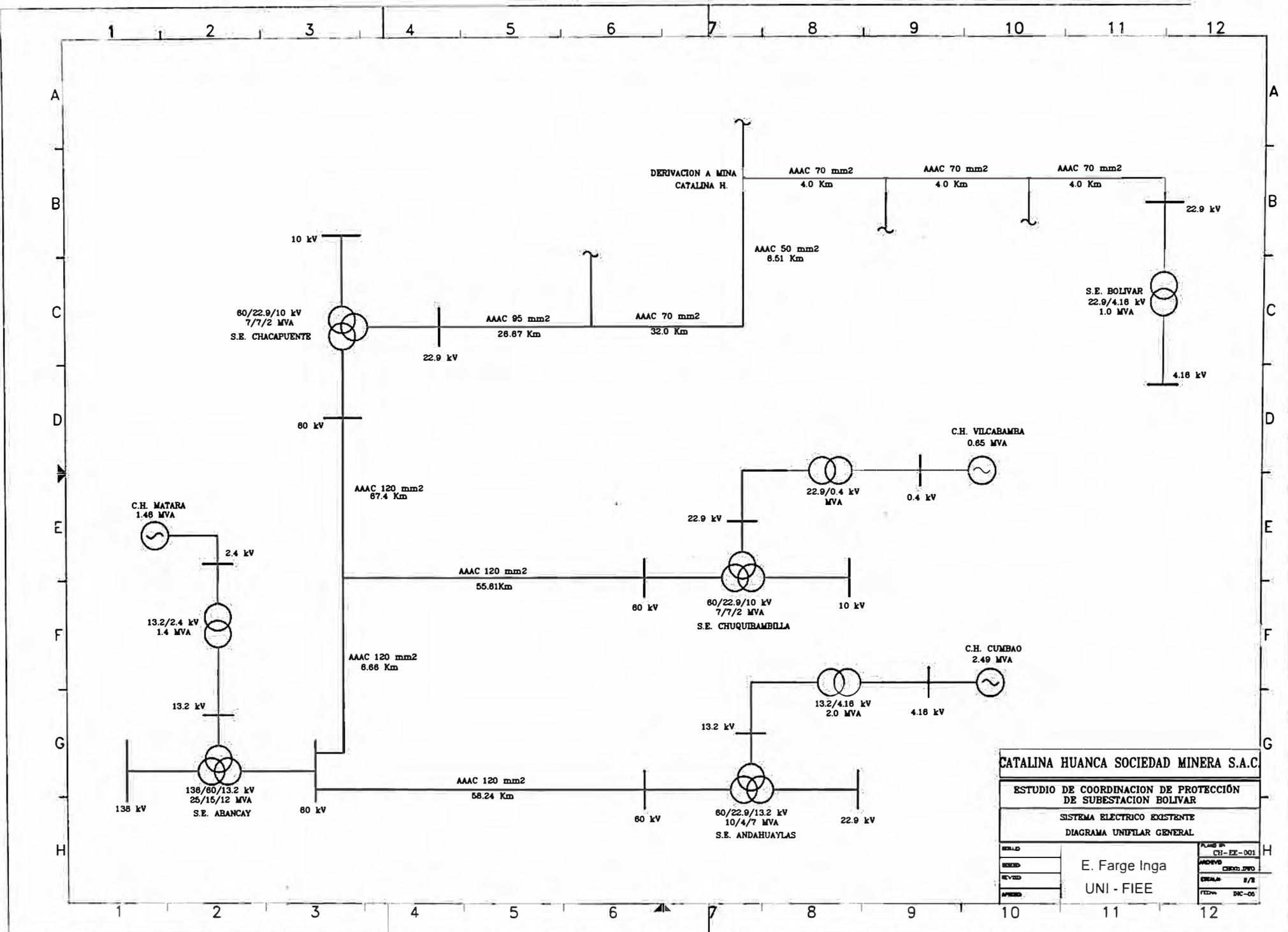
ANEXO D

SISTEMA RADIAL

EN REDES DE DISTRIBUCIÓN

**Fig. 2.5 Ubicación de
Seccionalizadores en la red de
Distribución de una Minera**

**Diagrama Unifilar; derivación
de la Mina Catalina Huanca a
S.E Bolívar**



CATALINA HUANCA SOCIEDAD MINERA S.A.C.		
ESTUDIO DE COORDINACION DE PROTECCIÓN DE SUBSTACION BOLIVAR		
SISTEMA ELECTRICO EXISTENTE		
DIAGRAMA UNIFILAR GENERAL		
DISEÑO REVISÓ APROBÓ	E. Farge Inga UNI - FIEE	PLANO N° CH - EE - 001 APROBÓ CEROO JFO DISEÑÓ E/F FECHA DIC-08

ANEXO E

**Detalle de la Instalacion y
Montaje del recloser en 10 Kv
para sistemas Neutro Aislado**

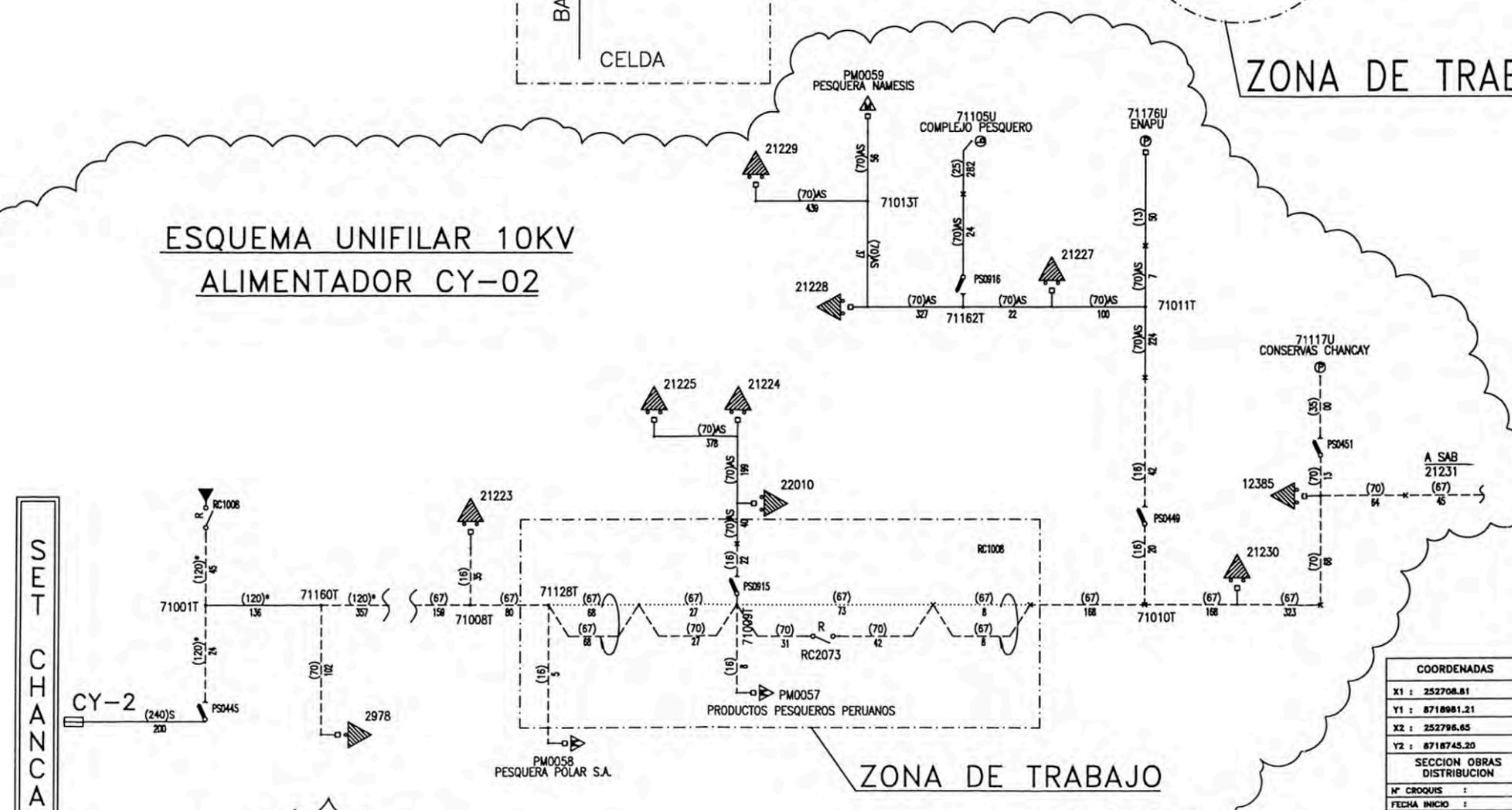
PLANO 01

PLANO 02

ESQUEMA ELECTRICO DE PROTECCION.



ESQUEMA UNIFILAR 10KV ALIMENTADOR CY-02



ALIMENTADOR	SOLICITUD	D.T.	VALORIZACION	PARTIDA	MANIOBRA
CY-02		294	P-2005-01	P. 1. 2.	

PROY.	CANT.	EXIST.	RET.	CANT.	UNID.	DESCRIPCION
						POSTE DE MADERA
						BLOQUE DE PROTECCION
						RETENIDA TIPO VIOLIN
						RETENIDA TRIPLE
						RETENIDA DOBLE
						RETENIDA SIMPLE
						POSTE CAC 15/400/210/435
						POSTE CAC 13/400/180/375
						POSTE CAC 12/400/180/345
						TRASLADO CONDUCTOR AEREO DESNUDO 3-1x67 mm2 Cu
						CONDUCTOR AEREO DESNUDO 3-1x16 mm2 Cu
						CONDUCTOR AEREO DESNUDO 3-1x70 mm2 Cu
						CONDUCTOR AEREO DESNUDO 3-1x87 mm2 Cu
						SUBSTACION AEREA BIPOSTE
						PUESTO DE MEDICION A LA INTERPERIE

COORDENADAS	
X1 :	252708.81
Y1 :	8718981.21
X2 :	252796.65
Y2 :	8718745.20

LEYENDA

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA

FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA

RED ELECTRICA DE 10 kV

FIEE-UNI

INSTALACION DE RECLOSER (RC 2073) 10KV, ALIMENT. CY-02, ENTRE EL TRAMO NODO 71009T Y EL NODO 71010T
DIRECCION: AV. ROOSEVELT (ANTIGUA PANAM. NORTE)

PROYECTO: CHANCAY PROVINCIA: CHANCAY DEPARTAMENTO: LIMA
FECHA: 01-42897 CAMP: CY-02 ESC: 1/500 FECH: MARZO 2005

PLANO :
DISEÑO: E.FARGE INGA
REVISIÓN:

SECT CHANCAY

ANEXO F
Detalle de la Instalación y
Montaje del Regulador
de Tensión en 20 Kv en
Delta Abierto para
Sistema Neutro Aterrado

PLANO 03

BIBLIOGRAFÍA

- [1] ENTEC. “**EVR Automatic Recloser** ”,User’s Manual , Entec ELECTRIC & ELECTRONIC CO. LTD Corea -2003.
- [2]SHINSUNG “**Pole Mounted Sectionalizer**”, User’s Manual, Shinsung INDUSTRIAL ELECTRIC; Corea -2001.
- [3] James F. Domo “**Automatic Distribution Sectionalizing Advances Made Possible With Microprocessor Technology And Its Role In Distribution Automation**”11 Th IEEE / PES Transmission And Distribution Conference And Exposition New Orleans Convention Center – OHIO EE.UU, 1989.
- [4] TOSHIBA “**Reguladores de Tension Monofasicos para Sistemas de Distribucion**” Catálogos del fabricante. TOSHIBA DO BRASIL. ; Versión Portugués ,Brasil-1999.
- [5] Norma Ansi **C 37.60;61**
- [6] Norma Ansi **C37.63**
- [7] Norma Ansi **C57-15/1999**
- [8] **IEEE C37.112 and IEC 255-3**