

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

ESCUELA DE INGENIERÍA

**AUTOMATIZACIÓN DE LA SUBESTACIÓN MULALÓ
MEDIANTE EL EMPLEO DE RELÉS DIGITALES
(SIPROTEC 7SJ63 "SIEMENS")**

**PROYECTO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERO
ELÉCTRICO**

LUIS ALFREDO MUÑOZ BARRERA

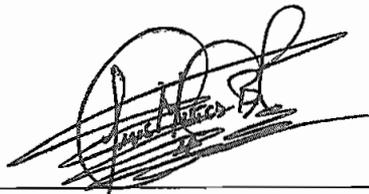
DIRECTOR: ING. ANTONIO BAYAS

Quito, Julio del 2001

DECLARACIÓN

Yo, Luis Alfredo Muñoz Barrera, declaro que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentada para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

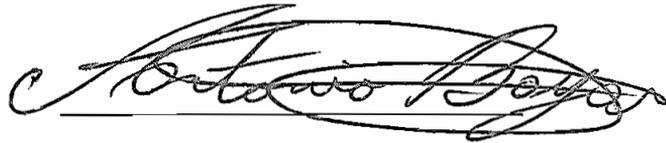
La Escuela Politécnica Nacional, puede hacer uso de los derechos correspondientes a este trabajo, según lo establecido por la Ley, Reglamento de Propiedad Intelectual y por la normatividad institucional vigente.



Luis A. Muñoz Barrera

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por el Señor Luis A. Muñoz Barrera, bajo mi supervisión.

A handwritten signature in black ink, appearing to read 'Antonio Bayas', written in a cursive style with a horizontal line underneath.

ING. Antonio Bayas
DIRECTOR DE PROYECTO

AGRADECIMIENTO

Al Ing. Edwin Chávez de SIEMENS por su valiosa y desinteresada colaboración, quien con sus sabios consejos de orden técnico y humano ha permitido que logre culminar el presente trabajo.

Al Ing. Antonio Bayas que ha dedicado parte de su valioso tiempo para guiarme en la realización del presente proyecto de titulación.

DEDICATORIA

A mi esposa Irma Regalado y mi hija Leslie, quienes fueron un refugio en los momentos difíciles ya que con optimismo y entereza me han dado la fuerza necesaria para cristalizar tan caro anhelo.

A mis padres que han sabido guiarme y me enseñaron a triunfar a pesar de las adversidades, a toda mi familia que siempre me ha brindado un apoyo incondicional.

CONTENIDO

	página
CAPÍTULO 1: INTRODUCCIÓN	1
1.1 Objetivo	1
1.2 Reseña histórica	2
1.3 Ley de régimen del sector eléctrico	4
1.3.1 Objetivos de la LRSE	4
1.3.2 Disposiciones fundamentales	6
1.3.3 Disposiciones generales	6
1.3.4 Las empresas de generación, transmisión y distribución	6
1.3.4.1 De las empresas de distribución	7
1.3.5 Reglamento del suministro del servicio de electricidad	9
1.4 Alcance	10
CAPÍTULO 2: ANÁLISIS TECNOLÓGICO DE LAS EMPRESAS ELÉCTRICAS DEL ECUADOR	12
2.1 Empresa Eléctrica Quito S.A. (EEQSA)	13
2.1.1 Antecedentes	13
2.1.2 Área de servicio de la empresa eléctrica Quito S.A.	13
2.1.2.1 Provincia de Pichincha	14
2.1.2.2 Provincia de Napo	14
2.1.2.3 Provincia de Imbabura	14
2.1.2.4 Provincia de Cotopaxi	14
2.1.3 Aspectos técnicos relevantes	14
2.1.4 Planificación del sistema eléctrico de potencia plan de expansión	16

	página
2.1.4.1 Subestaciones de distribución	16
2.1.4.2 Redes de distribución	17
2.1.4.3 Diversas	17
2.1.5 Implementación del sistema SCADA	17
2.2 Empresa Eléctrica Ambato S.A. Regional	19
Centro Norte	
2.2.1 Antecedentes	19
2.2.2 Área de servicio de la Empresa Eléctrica Ambato S.A.	21
2.2.3 Aspectos técnicos relevantes	21
2.2.3.1 Centrales de generación	21
2.2.3.2 Sistema de Subtransmisión	21
2.2.3.3 Líneas de Subtransmisión a 69 kV	22
2.2.3.4 Redes de distribución	22
2.2.4 Implementación del sistema SCADA	23
2.2.4.1 Descripción del sistema SCADA	23
2.2.4.2 Descripción del sistema para administración y manejo de redes de distribución	24
2.3 Empresa Eléctrica Provincial Cotopaxi ELEPCO S.A.	26
2.3.1 Antecedentes	26
2.3.2 Área de servicio	27
2.3.3 Aspectos técnicos relevantes	27
2.3.3.1 Características técnicas de los transformadores de cada S/E	27
2.3.3.2 Antigüedad y fabricante de transformadores de S/E	27
2.4 Empresa Eléctrica del Ecuador INC. EMELEC	28
2.4.1 Antecedentes	28
2.4.2 Área de servicio	29
2.4.3 aspectos técnicos relevantes	29

2.4.3.1	Listado de subestaciones y transformadores de distribución	29
2.4.3.2	Líneas de Subtransmisión	31
2.5	Empresa Eléctrica Regional Guayas Los Ríos EMELGUR S.A.	31
2.5.1	Antecedentes	31
2.5.2	Área de servicio	32
2.5.3	Implementación del sistema SCADA	32
2.5.3.1	Sistema de comunicaciones	32
2.5.3.2	Centro de control e interfaz Hombre Máquina	33
CAPÍTULO 3:	AUTOMATIZACIÓN DE SUBESTACIONES	36
3.1	Porqué es necesario automatizar una Subestación	36
3.1.1	Criterio económico	37
3.1.2	Criterio técnico	37
3.2	Esquema tradicional de los sistemas de abastecimiento de Energía Eléctrica	38
3.3	Definición de funciones	43
3.3.1	Funciones de control de emergencia	43
3.3.2	Funciones de control en estado normal	43
3.3.3	Adquisición de información para el análisis	43
3.4	Requerimientos del sistema de potencia	44
3.5	Interacción funcional	44
3.5.1	Relación de redundancia	44
3.5.2	Relación dependencia seguridad	45
3.6	Operación de un sistema de potencia	45
3.7	Arquitectura del sistema	46
3.8	Visión general	48
3.8.1	SICAM RTU	49
3.8.1.1	Descripción	51
3.8.1.2	Unidad central de procesamiento	51
3.8.1.3	Procesador de comunicaciones	51

3.8.1.4 Comunicaciones	52
3.8.1.4.1 Transmisión simétrica	53
3.8.1.4.2 Transmisión asimétrica	53
3.8.1.5 Configuración	53
3.8.1.6 Parametrización	54
3.8.2 SICAM SAS	55
3.8.2.1 Arquitectura del sistema	56
3.8.2.2 Unidad central de procesamiento	58
3.8.2.2.1 Run program	58
3.8.2.2.2 Run	58
3.8.2.2.3 Stop	58
3.8.2.2.4 Hardware reset	59
3.8.2.3 Unidad de memoria	59
3.8.2.4 Procesador de comunicaciones	59
3.8.2.5 Imagen de la entrada de datos	60
3.8.2.6 Módulo de entradas digitales	60
3.8.2.7 Módulo de entradas análogas	61
3.8.2.8 Módulo de salida	61
3.8.2.9 Configuración	62
3.8.3 SICAM PCC	62
3.9 Transformadores de medida	64
3.9.1 Transformador de corriente	65
3.10 Principios básicos de las protecciones eléctricas	65
3.11 Zonas de protección	67
3.11.1 Protección de transformadores	69
3.11.1.1 Relés para protección diferencial	69
3.11.1.2 Corriente de magnetización de Inrush	71
3.11.2 Protección de barras	71
3.11.3 Protección de líneas	72
3.11.3.1 Protección de sobrecorriente	73
3.11.3.2 Coordinación	74

3.12 SIPROTEC 7SJ63	75
3.12.1 Ventajas	76
3.12.2 Control	77
3.12.3 Automatización	78
3.12.4 Comunicaciones	79
3.12.5 Medición	80
CAPÍTULO 4: APLICACIÓN EN LA SUBESTACIÓN MULALÓ	81
4.1 Requerimientos operativos	81
4.2 Elementos constitutivos y programas de la RTU	82
4.3 Características de la subestación MULALÓ	83
4.4 Automatización mediante SICAM RTU	85
4.4.1 Arquitectura	86
4.4.2 Definición del número de salidas digitales	87
4.4.2.1 Alimentadores	87
4.4.2.2 Transformador	88
4.4.2.3 Líneas de Subtransmisión	88
4.4.2.4 Transformador de servicios auxiliares	89
4.4.2.5 Barras	89
4.4.3 Definición del número de entradas digitales	90
4.4.3.1 Alimentadores	90
4.4.3.2 Transformador	90
4.4.3.3 Líneas de Subtransmisión	91
4.4.3.4 Transformador de servicios auxiliares	91
4.4.3.5 Barras	91
4.4.4 Definición del número de entradas análogas	92
4.4.4.1 Alimentadores	92
4.4.4.2 Líneas de Subtransmisión	92
4.4.4.3 Barras	93
4.4.5 Comunicación hacia el centro de control y unidades de bahía	94

	Página
4.5 Automatización mediante SICAM SAS	96
4.5.1 Alimentadores	98
4.5.2 Transformador	99
4.5.3 Líneas de Subtransmisión	100
4.5.4 Barras	101
4.5.5 Comunicación hacia el centro de control y unidades de bahía	101
4.6 automatización de la subestación MULALÓ	102
CAPÍTULO 5: ANÁLISIS DE FACTIBILIDAD	104
5.1 Nuevos requerimientos del sistema de potencia	104
5.2 Reducción en los costos de operación	105
5.3 Reducción en los costos de mantenimiento	106
5.4 Reducción en los costos de operación de equipo primario	106
5.5 Reducción en los costos de operación y mantenimiento de los equipos de control y protección	107
5.6 Reducción en los costos de instalación de la subestación	107
5.7 Análisis de la factibilidad de automatizar la S/E MULALÓ	108
5.7.1 Método de la TIR	109
5.7.2 Relación Beneficio Costo	114
5.7.3 Período de Recuperación de Capital	116
CAPÍTULO 6: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	119
6.1 Conclusiones	119
6.2 Recomendaciones	120

ANEXOS:

ANEXO I: ÁREA DE CONCESIÓN DE LAS EMPRESAS ELÉCTRICAS

ANEXO II: TIPO DE RELÉS DE PROTECCIÓN UTILIZADOS

ANEXO III: CIRCUITOS DE CONTROL

ANEXO IV: SOFTWARE

ANEXO V: PROTOCOLOS DE COMUNICACIÓN

ANEXO VI: GLOSARIO DE TÉRMINOS

ANEXO VII: DIAGRAMAS UNIFILARES DE LA SUBESTACIÓN MULALÓ

**ANEXO VIII: ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DE LOS RELÉS DE
PROTECCIÓN**

RESUMEN

En el presente proyecto de titulación, se realizó un análisis técnico económico a cerca de la factibilidad de automatizar la Subestación Mulaló de ELEPCO mediante tecnología digital, además demostrar porque era necesario implementar este tipo de tecnología para cumplir con las nuevas disposiciones de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico. Para lograr este objetivo se utilizaron las herramientas técnicas necesarias como son: Diagramas unifilares de la Subestación, manuales de operación de las RTU's, de los relés de protección digital, así como manuales del software necesario para efectuar la configuración de los relés, la RTU y la disposición de la subestación a través de una pantalla del computador. Cabe resaltar que únicamente se realizó una descripción del software que debía ser utilizado para el efecto, debido a que por razones netamente económicas era imposible disponer de todos y cada uno de los paquetes computacionales requeridos.

Un resultado concreto al que se llegó, fue el determinar el tipo de RTU que debía ser instalada en la Subestación (ello implica determinar el número total de entradas y salidas análogas y digitales, el medio de transmisión y los protocolos de comunicación requeridos para enviar la información requerida por el centro de control que se instalará en un futuro en ELEPCO); así como también de acuerdo a criterios técnico-económicos se recomendó la instalación de relés de protección digital en lugares estratégicos de la Subestación, manteniendo los equipos de protección existentes al máximo, para de esta forma reducir los costos iniciales de inversión.

Al efectuar el análisis económico de factibilidad, se demostró que un proyecto de esta naturaleza es completamente viable, por lo que se recomendó la implementación del proyecto lo antes posible.

Otro aspecto importante del presente trabajo, era hacer una investigación en 5 Empresas Eléctricas del Ecuador a cerca del estado en que se encontraban las

mismas en lo que respecta a la implementación de sistemas SCADA. De las 5 empresas que se realizó el estudio, 2 de ellas aún no incursionaban en este tipo de sistemas concretamente EMELEC y ELEPCO, las otras 2 Empresas Eléctricas se encontraban en un proceso de instalar completamente un sistema SCADA en sus instalaciones, aunque ya tienen implementados centros de control para efectuar la toma y adquisición de datos: Empresa Eléctrica Ambato y la Empresa Eléctrica Quito; mientras que EMELGUR tiene implementado el sistema SCADA en todo sus sistema, y únicamente 5 de todas las Subestaciones manejadas por esta empresa requieren personal para efectuar las diferentes tareas.

PRESENTACIÓN

CAPÍTULO 1.-

Se describe la introducción, objetivo y alcance del presente trabajo; además hace referencia a la Ley de Régimen del Sector Eléctrico para justificar la necesidad de implementar nuevos tipos de tecnologías con el fin de mejorar la calidad de servicio eléctrico.

CAPÍTULO 2.-

Se hace un análisis del tipo de tecnología empleada en 5 Empresas Eléctricas del Ecuador, concretamente en lo referente a la implementación de sistemas SCADA en cada una de ellas; estudios que puedan tener dichas empresas para implementar estos sistemas y perspectivas a futuro.

CAPÍTULO 3.-

Este capítulo tiene por propósito presentar los 3 tipos de esquemas de automatización propuestos por SIEMENS, en ellos se incluye el tipo de equipo requerido en cada uno de estos esquemas de automatización, software requerido en cada caso, medios de transmisión de datos y protocolos de comunicación que podrían utilizarse.

CAPÍTULO 4.-

Basado en los 3 tipos de automatización descritos en el capítulo anterior, se hace un análisis detallado de la Subestación Mulaló para luego seleccionar el esquema de automatización que más se ajuste a los requerimientos técnicos de la Subestación. Basado en ello se proporcionan 2 alternativas para efectuar la automatización de la Subestación Mulaló, pero se aconseja el tipo de esquema de automatización que debería ser implementado.

CAPÍTULO 5.-

En este capítulo se hace un análisis técnico-económico de factibilidad para determinar la viabilidad de realizar una inversión de esta naturaleza; todo esto a través de 2 métodos de evaluación económica.

CAPÍTULO 6.-

Corresponde a conclusiones y recomendaciones adquiridas al realizar el presente proyecto de titulación.

CAPÍTULO 1

CAPÍTULO 1

INTRODUCCIÓN

1.1 OBJETIVO.-

El nuevo marco en el cual se desenvuelven las empresas del sector eléctrico ecuatoriano y mundial obliga a profundos cambios administrativos, tecnológicos, financieros y legales. La nueva ley de régimen del sector eléctrico establece normas que deben ser cumplidas por los agentes del mercado a fin de brindar un servicio de calidad, confiabilidad y economía. Para cumplir con este objetivo, se deben implementar nuevos esquemas a fin de mejorar la calidad del servicio; en lo referente al aspecto técnico, la mayoría de empresas eléctricas disponen de equipos de protección, medición y control que no están acorde con las exigencias del sector eléctrico actual, razón por la cual es imperativo un cambio radical mediante el cual se pueda mejorar las condiciones técnicas en beneficio de los agentes y del usuario final.

Los componentes de un sistema eléctrico de potencia son: generación, transmisión y distribución. El sistema de distribución constituye la fase final del proceso de abastecimiento de energía eléctrica, y es quizá el más complejo por cuanto involucra varios subsistemas que van desde el punto de recepción de energía eléctrica en la red de transmisión hasta el equipo de medición ubicado en el sitio mismo de consumo. El sistema de subtransmisión consta de líneas y subestaciones que conforman una red eléctrica en la mayoría de los casos radial; es aquí donde se controla la calidad de voltaje y las interrupciones de servicio; la calidad de voltaje se puede controlar mediante la inserción de un banco de capacitores en la subestaciones o mediante el cambio de taps en los transformadores.

Para realizar una evaluación de la confiabilidad, se registran las interrupciones de acuerdo al tipo de origen, para luego hacer un análisis del número de

interrupciones y el tiempo de duración de las mismas. Es en este tipo de análisis en el cual interviene la tecnología digital, mediante la cual y el uso de relés digitales se pueden obtener datos exactos del número de desconexiones y el tiempo de duración de las mismas. Otra de las ventajas que se pueden obtener mediante el empleo de este tipo de relés es por ejemplo el tiempo de reconexión de servicio, ya que debido al grado de automatización existente en una determinada subestación se pueden hacer reconexiones local o remotamente; además este tipo de relés permiten un sinnúmero de aplicaciones mediante las cuales se puede controlar de una mejor manera el sistema.

Por las razones mencionadas anteriormente, el presente trabajo está orientado a la automatización de la subestación Mulaló de ELEPCO mediante el empleo de tecnología digital; para lo cual dependiendo de las necesidades específicas requeridas en cada parte de la Subestación, se describirá el tipo de relé necesario, así como la RTU que deberá ser instalada en el sistema y el software necesario para administrar a todos los equipos a ser instalados en la Subestación Mulaló. Un ejemplo de ello es el relé (Siprotec 7SJ63 SIEMENS). Además se efectuará un análisis de factibilidad, a fin de determinar si la realización del proyecto es factible.

1.2 RESEÑA HISTÓRICA.-

El 23 de Abril de 1897 se crea la primera SOCIEDAD "LUZ ELÉCTRICA" en el país, con asentamiento en la ciudad de Loja; dicha sociedad estuvo conformada inicialmente por veinte socios, de los cuales diecisiete fueron accionistas mayores y los tres restantes, accionistas menores. Entre los objetivos de la naciente sociedad, figuraron:

- a.- Instalar una central para proporcionar luz eléctrica de servicio público y particular.
- b.- Instalar una fábrica de aserrar y labrar madera.

Una vez instalada la central, su inauguración oficial se llevo a efecto el PRIMERO DE ABRIL DE 1899, (conmemoración del día del electricista ecuatoriano e ingeniero eléctrico), para tal efecto circularon invitaciones, cuyo texto decía: "GLORIA AL TRABAJO Y A LA INDUSTRIA, EN LOGRO ESTRECHO VAN CAMINO DE LA VIDA. EL EXTENDIDO, EL PODEROSO ABRAZO. ELLA BAÑADA DE LUZ Y SONREÍDA", de esta manera la ciudad de Loja fue la primera en tener luz eléctrica en el Ecuador, y probablemente la tercera ciudad de Sudamérica, luego de Lima y Buenos Aires.

En Mayo de 1961 se promulgó la ley básica de electrificación que crea el instituto ecuatoriano de electrificación INECEL, ente estatal, al cual se asigna la planificación, construcción, operación y mantenimiento de los futuros proyectos de electrificación en el país. Además de las funciones antes mencionadas, el INECEL es encargado también de la regulación y control de la actividad eléctrica nacional. Dicha entidad se convirtió en accionista de las diferentes empresas distribuidoras de electricidad, excepto EMELEC, que obtuvo un contrato de concesión en el año de 1925, para abastecer de servicio eléctrico a la ciudad de Guayaquil.

Los primeros pasos dados por el INECEL, fueron obtener información sobre los recursos hidráulicos y las instalaciones existentes, para elaborar lo que sería el primer plan de electrificación mismo que es publicado en Agosto de 1966. Este plan tuvo 2 objetivos principales:

La creación del Sistema Nacional Interconectado SNI.

La integración eléctrica regional.

El plan de electrificación para el período 1980-1984, uno de los más completos realizados en el país, contempló la ejecución de los proyectos Paute fase C, Daule Peripa, Paute Mazar y otros menores, para cuyo financiamiento se requería de nivelación tarifaria y aportes del Estado. Sin embargo a partir del año 1985 se inicia un proceso de deterioro financiero del sector al congelarse los ingresos por las regalías petroleras, se aumentan los aranceles de importación y los precios de los combustibles, todo esto manteniendo las tarifas eléctricas prácticamente fijas.

Por estas razones los proyectos del plan se retrasaron o se suspendieron. La central Paute fase C inicia su operación en 1991, con cuatro años de retraso, Agoyán en 1987 con dos años de retraso. Los proyectos Paute-Mazar y Toachi-Pilatón que debían operar desde los años 1989 y 1990, respectivamente, aún no se han construido.

La Ley de Régimen del Sector Eléctrico establece un nuevo tipo de mercado eléctrico y los agentes que lo conforman, cada uno de los cuales tiene derechos y obligaciones, algunas de las cuales deben ser cumplidas en determinados períodos de tiempo para el correcto funcionamiento del mercado. Una de las obligaciones fundamentales de los agentes del mercado es de proveer un suministro de energía con calidad. Para cumplir con este objetivo, los agentes del mercado deben realizar cambios en la parte técnica y administrativa; para lo cual deben emplear nuevos esquemas administrativos, y realizar investigaciones en lo referente al uso de nuevas tecnologías que les permitan satisfacer los requerimientos de calidad en los plazos fijados.

1.3 LEY DE RÉGIMEN DEL SECTOR ELÉCTRICO.-

Esta Ley produce una transformación radical en el sector. Dispone la desintegración vertical y horizontal de la industria; el INECEL es dividido en varias empresas de generación, en una empresa de transmisión y una de sus unidades que constituía el CENACE, pasa a ser una corporación. La ley promueve la inversión privada en las diferentes etapas de la industria: generación, transmisión y distribución. Se crea el Concejo Nacional de Electricidad, CONELEC, como ente de regulación y control.

1.3.1 OBJETIVOS DE LA LRSE.-

La Ley de Régimen del Sector Eléctrico (LRSE) fija los siguientes objetivos fundamentales de la política nacional en materia de generación, transmisión y distribución de electricidad:

- a. Proporcionar al país un servicio eléctrico de alta calidad y confiabilidad que garantice su desarrollo económico y social.
- b. Regular la transmisión y distribución de electricidad, asegurando que las tarifas que se apliquen sean justas tanto para el inversionista como para el consumidor.
- c. Reglamentar y regular la operación técnica y económica del sistema, así como garantizar el libre acceso del servicio a las instalaciones de transmisión y distribución.
- d. Proteger los derechos de los consumidores y garantizar la aplicación de tarifas preferenciales para los sectores de escasos recursos económicos
- e. Promover la competitividad de los mercados de producción de electricidad y las inversiones de riesgo del sector privado para asegurar el suministro a largo plazo.
- f. Establecer sistemas tarifarios que estimulen la conservación y el uso racional de la energía.
- g. Desarrollar la electrificación en el sector rural.
- h. Promover la realización de inversiones privadas de riesgo en generación, transmisión y distribución de electricidad, velando por la competitividad de los mercados.
- i. Fomentar el desarrollo y uso de los recursos energéticos no convencionales a través de organismos públicos, universidades e instituciones privadas.
- j. Promover la realización de inversiones públicas en transmisión

- k. Asegurar la confiabilidad, igualdad y uso generalizado de los servicios e instalaciones de transmisión y distribución de electricidad.

1.3.2 DISPOSICIONES FUNDAMENTALES.-

La ley de régimen del sector eléctrico en su artículo 1 establece: El suministro de energía eléctrica es un servicio de utilidad pública de interés nacional; por tanto, es deber del Estado satisfacer directa o indirectamente las necesidades de energía eléctrica del país, mediante el aprovechamiento óptimo de recursos naturales, de conformidad con el Plan Nacional de Electrificación.

1.3.3 DISPOSICIONES GENERALES.-

Artículo 7. –

El Estado garantiza la continuidad del servicio de energía eléctrica para cuyo efecto en el caso de que, cumplidos los procedimientos de selección determinados en la presente Ley, no existieren oferentes a los que pudiese concesionarse tales actividades de generación o servicios de transmisión y distribución, el Estado desarrollará esas actividades de generación y proveerá servicios de transmisión y distribución, de conformidad con lo establecido en esta Ley.

1.3.4 LAS EMPRESAS DE GENERACIÓN, TRANSMISIÓN Y DISTRIBUCIÓN.-

Art. 27. –

La generación, transmisión o distribución de energía eléctrica será realizada por compañías autorizadas, y establecidas en el país, de conformidad con esta Ley y la de Compañías. Las compañías a las que se refiere esta disposición, independientemente de su estructura accionaria, se someterán para todos los efectos, incluyendo el tributario y el laboral, al régimen legal aplicable para las

personas jurídicas de derecho privado.

A fines de Septiembre de 1998, se aprueba la ley que declara al INECEL en liquidación y, se dispone que hasta el 31 de Marzo de 1999, debían ejecutarse todos los actos y contratos tendientes a la constitución de las sociedades anónimas de generación y transmisión, así como también a la formación de lo que hoy es el Centro Nacional de Control de Energía CENACE. Estas actividades se han cumplido, y en los actuales momentos, se encuentran constituidas las siguientes empresas de generación: Hidropáute, Hidroagoyán, Hidropucará, Electroguayas, Termoesmeraldas y Termopichincha.

Se ha conformado también, la única empresa de transmisión, Transelectric S.A., a cuyo cargo se encuentran las instalaciones que constituyen el Sistema Nacional de Transmisión, incluyendo líneas de transmisión y subestaciones. Su responsabilidad es de operar y mantener las instalaciones actuales, así como efectuar las ampliaciones que sean necesarias para cumplir con los requerimientos del país.

1.3.4.1 De las empresas de distribución.-

Art.34.-

La distribución será realizada por empresas conformadas como sociedades anónimas para satisfacer, en los términos de su contrato de concesión, toda demanda de servicios de electricidad que les sea requerida.

El CONELEC otorgará la concesión de distribución, manteniendo un solo distribuidor por cada una de las áreas geográficas fijadas en el Plan Maestro de Electricidad.

En el contrato de concesión se establecerán los mecanismos de control de los niveles de calidad de servicio, tanto en lo técnico como en lo comercial, y de

identificación de las mejoras de cobertura. En ningún caso el Estado garantizará la rentabilidad del negocio, ni establecerá tratamientos tributarios especiales o diferentes a los que rijan al momento de la celebración del contrato

En cuanto se refiere a las empresas distribuidoras de electricidad, éstas por mandato de la Ley, han continuado trabajando bajo su anterior régimen jurídico y, en la actualidad tienen como accionista al fondo de solidaridad, así mismo, acatando lo dispuesto por la Ley, estas empresas han suscrito el respectivo acuerdo de concesión con el CONELEC, requisito previo para la suscripción del contrato de concesión, instrumento que, a más de fijar el área geográfica, dentro de la cual desarrollará la actividad de distribución de energía eléctrica, establece las reglas, los derechos y obligaciones que el Estado y las Distribuidoras fijan para la prestación del servicio de distribución.

Las empresas de distribución tienen la responsabilidad de satisfacer toda la demanda del servicio de electricidad que les sea requerida por los clientes en su área de concesión.

Esta etapa de la industria está normada en lo relacionado a la calidad de servicio, tanto técnico, comercial y administrativo que debe ofrecer al cliente. Las distribuidoras están atravesando actualmente por una situación económica difícil, originada en el hecho de que las tarifas al usuario final aún no alcanzan niveles reales para cubrir el propio costo de la distribución y los pagos por la energía comprada así como los servicios de transporte.

La situación antes descrita se agrava debido a las altas pérdidas de energía (técnicas y comerciales) que tienen la mayoría de distribuidores. El reciente incremento aprobado por el CONELEC Junio 2000 permite recuperar parcialmente la economía del sector, la misma que irá mejorando paulatinamente. con el incremento mensual del 4% en promedio que se aplicará en los siguientes dos años.

1.3.5 REGLAMENTO DE SUMINISTRO DEL SERVICIO DE ELECTRICIDAD.-

Art.1.- Objetivo y alcance.-

El presente Reglamento contiene las normas generales que deben observarse para la prestación del servicio eléctrico de distribución y comercialización; y, regula las relaciones entre el Distribuidor y el Consumidor, tanto en los aspectos técnicos como en los comerciales.

Art. 7. - Obligaciones del Distribuidor.-

El Distribuidor está obligado a cumplir con las disposiciones que establece la Ley de Régimen del Sector Eléctrico, su Reglamento General, el Reglamento de Concesiones, Permisos y Licencias para la Prestación del Servicio de Energía Eléctrica, este Reglamento, las Regulaciones dictadas por el CONELEC y las obligaciones establecidas en el Contrato de Concesión. El Distribuidor asume la responsabilidad de prestar el servicio a los Consumidores ubicados en su zona de concesión de acuerdo a estas normas y de mantener el suministro de energía y la atención al consumidor, dentro de los límites de calidad previstos.

Art. 13. - Continuidad de Servicio.-

Los Distribuidores deberán efectuar la recopilación de información relacionada con el registro de las interrupciones de Servicio y la determinación de los indicadores de continuidad de suministro. El registro de las interrupciones deberá efectuarse mediante un sistema cuya metodología deberá ser desarrollada hasta alcanzar los índices de calidad que se establezcan en las Regulaciones pertinentes.

Art.14.- Frecuencia.-

El Distribuidor deberá instalar equipos (relés de frecuencia) que desconecten, en bloques, parte de sus cargas cuando la frecuencia del Sistema Nacional

Interconectado (SNI) varíe fuera de los límites permitidos. Las etapas de las desconexiones serán establecidas por el CENACE y las interrupciones por esta causa no serán consideradas en el cálculo de los indicadores de continuidad de Servicio, a los que se refiere el artículo inmediato anterior.

Art. 15. – Interrupciones Intempestivas Generales.-

En caso de producirse interrupciones generales intempestivas (apagones), que afecten la operación global del Sistema Nacional Interconectado (SNI) o la de un Distribuidor, se deberá cumplir estrictamente con los procedimientos de reposición gradual del Servicio a ser determinados por el CENACE, a fin de que el voltaje y frecuencia permanezcan dentro de los rangos permitidos y no causen daños a los bienes de los Consumidores.

En el caso de que el Distribuidor no cumpla con los procedimientos de reposición establecidos por el CENACE y que por esta causa se produjeran daños y perjuicios en las instalaciones y equipos del Consumidor, éste podrá recurrir a las acciones señaladas en el artículo 5 de este Reglamento.

1.4 ALCANCE.-

Por todo lo anotado en los puntos anteriores, queda comprobado que debe hacerse un estudio serio a cerca de la posibilidad de implantar nuevas tecnologías, con el objeto de mejorar la calidad de servicio al usuario final.

El presente trabajo está dirigido a la automatización de la subestación Mulaló perteneciente a ELEPCO; para lo cual se procederá a determinar el tipo de relés y la configuración de los mismos que se requieren en cada alimentador, línea de Subtransmisión, así como los relés necesarios para efectuar la protección del transformador y protección de barras de la mencionada subestación. Además hacer un estudio general de ELEPCO a partir de diagrama unifilar, demandas máximas, y hacer una evaluación en lo que respecta al estado actual de los esquemas de protección utilizados en dicha empresa.

Se presentará especial énfasis en lo que respecta al tipo de relés utilizados, así: tecnología utilizada, protocolos de comunicación y demás aspectos que permitan describir completamente la funcionalidad de los mismos aplicado a la protección de subestaciones de distribución.

Otro punto relevante del presente trabajo será hacer una evaluación de 5 empresas eléctricas, en lo que respecta a la implementación de sistemas SCADA; es decir hacer una evaluación del tipo de tecnología utilizado en cada una de las subestaciones de distribución de las empresas eléctricas seleccionadas.

Como punto final, se hará un estudio de factibilidad de inversión, para determinar la viabilidad de implementar relés digitales en la mencionada subestación a través de la relación beneficio-costos del proyecto de automatización.

CAPÍTULO 2

CAPÍTULO 2

ANÁLISIS TECNOLÓGICO DE LAS EMPRESAS ELÉCTRICAS DEL ECUADOR

El nuevo tipo de mercado en cual se desarrollan las transacciones comerciales efectuadas por los actores del mercado eléctrico, obliga a que dichos actores se vean obligados a realizar cambios en los aspectos económico, técnico, legal, etc.

Uno de los principales aspectos a ser tomado en cuenta es el técnico, debido a que mediante un correcto desarrollo de los agentes en este ámbito, permitirá que dichos actores sean capaces de competir con eficiencia en un medio que cada vez se vuelve más competitivo.

Las nuevas técnicas de información, adquisición y toma de datos, hacen que, aquellos agentes que desarrollen sus capacidades en torno a estas características, se tornen más eficientes para competir con éxito en el futuro.

El objeto principal del presente capítulo, es hacer una evaluación del estado actual en el que se encuentran las empresas eléctricas, en lo referente al aspecto técnico, es decir hacer un análisis y evaluación del tipo de protecciones implementadas, y los esquemas utilizados para efectuar la adquisición evaluación y supervisión de los datos generados en las subestaciones principalmente de distribución de cada una de las empresas eléctricas. De acuerdo a la información que a continuación se proporcionará, existen empresas eléctricas que se encuentran en un avanzado proceso de implementación de sistemas SCADA, debido a que las mismas han sido partícipes de proyectos piloto en lo que respecta a esta área; como contraste de lo citado con anterioridad, existen empresas eléctricas que aún no han emprendido el proceso de innovación de sus esquemas de control supervisión y adquisición de datos.

Debido a cuestiones económicas, el presente estudio se hará respecto a 5 Empresas Eléctricas del Ecuador, las cuales detallamos a continuación: Empresa Eléctrica Quito S.A. (EEQSA), Empresa Eléctrica Ambato S.A. Regional Centro Norte, Empresa Eléctrica Provincial Cotopaxi (ELEPCO S. A.), Empresa Eléctrica del Ecuador INC. (EMELEC.), Empresa Eléctrica Guayas los Ríos S.A. (EMELGUR),

En el anexo I .1 se detalla el área de concesión correspondiente a cada empresa de distribución.

2.1 EMPRESA ELÉCTRICA QUITO S.A. (EEQSA).-

2.1.1 ANTECEDENTES.-

La Empresa Eléctrica Quito S. A., es una de las más importantes Empresas Eléctricas del Ecuador, puesto que sirve a una de las Ciudades con mayor población –La ciudad de Quito-, además de otros cantones de la Provincia de Pichincha, y cantones de Provincias aledañas.

Como no podía ser de otra forma, debido a la importancia que esta empresa ocupa en el mercado eléctrico nacional, se encuentra en un proceso de actualización de sus esquemas de protección, equipos de adquisición, administración y supervisión de datos. En la actualidad, la empresa ha efectuado la modernización de 6 subestaciones de distribución, y tiene previsto efectuar la actualización de 8 subestaciones más, que pronto entrarán en funcionamiento.

A continuación se detallan algunos de los aspectos más relevantes que caracterizan a la mencionada empresa.

2.1.2 ÁREA DE SERVICIO DE LA EMPRESA ELÉCTRICA "QUITO" S.A.

El área de servicio de Empresa Eléctrica "Quito" S.A., comprende:

2.1.2.1 Provincia de Pichincha.-

Quito: Quito, Alangasí, Amaguaña, Atahualpa, Calacalí, Calderón, Conocoto, Cumbayá, Chavezpamba, Checa, El Quinche, Gualea, Guarngopolo, Guayllabamba, La Merced, Llano Chico, Lloa, Nanegal, Nanegalito, Nayón, Nono, Pacto, Perucho, Pifo, Pintag, Pomasquí, Puéllaro, Puembo, San Antonio, San José de Minas, Tababela, Tumbaco, Yaruquí, Zámbezita.

Mejía: Machachi, Albág, Aloasí, Cutuglagua, Chaupi, Cornejo, Astorga, Tambillo, Uyumbicho.

Rumiñahui: Sangolquí, Cotogchoa, Rumiipamba.

Cayambe: Ascázubi, Otón, Santa Rosa de Cuzubamba.

San Miguel de los Bancos: San Miguel de los Bancos, Mindo.

Puerto Quito: Puerto Quito.

Pedro Vicente Maldonado: Pedro Vicente Maldonado.

2.1.2.2 Provincia del Napo.-

Quijos: Baeza, Cuyuja, Cosanga, Papallacta.

Chaco: El Chaco, Bombón, Linares.

2.1.2.3 Provincia de Imbabura.-

García Moreno.

2.1.2.4 Provincia de Cotopaxi.-

CLIRSEN.

2.1.3 ASPECTOS TÉCNICOS RELEVANTES.-

A continuación se detallan algunos aspectos que sirven de referencia para observar el crecimiento de la empresa:

1.992	1.993	1.994	1.995	1.996	1.997	1.998*
Capacidad instalada en centrales hidráulicas propias KW						
91.530	91.530	91.530	91.530	91.530	91.530	91.530
Capacidad instalada en centrales térmicas propias KW						
43,4	43,4	43,4	43,4	43,4	43,4	43,4
Demanda Máxima KW						
314.000	319.200	353.400	392.600	408.900	439.650	457.200
Energía generada (propia más comprada) GWh						
1.650	1.658	1.804	1.812	2.021	2.133	2.336
Energía facturada GWh						
1.405	1.389	1.478	1.530	1.693	1.845	2.003
Abonados #						
334.649	358.075	378.376	407.197	429.415	454.450	473.367
Ingresos facturados millones de sucres						
85.508	171.597	199.343	206.851	233.077	524.764	648.453
Precio medio de venta sucres / KWh						
61,41	123,5	134,87	135,19	137,69	284,42	323,7
1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998
Población electrificada #						
1.515.612	1.571.095	1.629.139	1.689.868	1.753.423	1.818.057	1.885.699
Grado de electrificación %						
94	94,4	94,8	95,2	95,6	95,9	96,2

Pérdidas %						
14,73	16,04	17,96	15,34	16,24	14,43	14,24

2.1.4 PLANIFICACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA PLAN DE EXPANSIÓN.-

En las subestaciones de transmisión y distribución se prevé la instalación y operación de Sistema SCADA de Subestaciones y centrales de generación.

En lo referente a los aspectos de transmisión y distribución, se planea ejecutar obras de construcción y readecuación de las líneas existentes, a continuación se detallan algunos ejemplos:

- L/T 138 KV S/E Pomasqui – S/E 18-N, 1998
- L/T 138 KV Deriv. S/E Chilligallo, 1998
- S/E Vicentina, 138/46 KV, 60/80/100 MVA adicional, 2005

2.1.4.1 Subestaciones de distribución.-

En lo que respecta a las subestaciones de distribución, como se mencionó anteriormente, se prevé el incremento de la capacidad de las mismas, así como la actualización en lo referente a nuevos sistemas de protección y adquisición de datos.

- S/E Epiclachima, 46/23 KV, 20/27/33 MVA reemplazo, 2001 y 2005
- S/E N° 18-N, 138/23 KV, 20/27/33 MVA adicional, 2002
- S/E N° 20 (Kennedy), 138/23 KV, 20/27/33 MVA, 2005
- S/E Chilligallo, 138/23KV, 20/27/33 MVA adicional, 2005
- S/E N° 19-N, 46/23 KV, 20/27/33 MVA adicional, 2005
- S/E San Rafael, 46/23 KV, 15/20 MVA adicional, 2005

- S/E Tumbaco, 46/23 KV, 15/20 MVA adicional, 2003
- S/E Santa Rosa, 46/23 KV, 15/20 MVA adicional, 2005

2.1.4.2 Redes de distribución.-

Remodelación y cambio de tensión de redes urbanas y rurales de 13,2 a 23 KV, primarios urbanos y rurales, extensiones de red, alumbrado público, construcción de nuevas redes de distribución para atender a 243.241 nuevos abonados, lo cual permitirá incorporar al servicio eléctrico a una población cercana al millón cuatrocientos mil habitantes.

Para atender la incorporación de los nuevos abonados, se requerirá instalar las respectivas acometidas y equipos de medición.

2.1.4.3 Diversas.-

- Actualización del Inventario de bienes EEQ
- Plan de Control y Reducción de Pérdidas (OLADE)
- Estudios Proyectos Microcentrales
- Mejoramiento y construcción de agencias de recaudación, bodegas, talleres, etc.
- Convenios Politécnica Nacional y Universidades.
- Sistema documental EEQ.

En el anexo I .2.1 se detallan, el tipo de relé, y el fabricante del mismo, en lo que respecta a las subestaciones de distribución.

2.1.5 IMPLEMENTACIÓN DEL SISTEMA SCADA.-

Como se mencionó anteriormente, la Empresa Eléctrica Quito, se encuentra en un proceso de reestructuración de sus esquemas de protección, control y adquisición de datos (SCADA).

Para efectuar la actualización de sus esquemas de protección, la Empresa Eléctrica Quito ha efectuado un proceso de transición, el cual implica cambiar los equipos de protección que han cumplido su tiempo de vida útil; de acuerdo a esto, actualmente se encuentran instalados relés de estado sólido, y en algunas subestaciones, principalmente de transmisión, se encuentran instalados algunos relés digitales en lugar de los relés electromecánicos instalados anteriormente. Es así que, en algunas subestaciones de la Empresa eléctrica Quito, se pueden encontrar una gama de relés operando en conjunto.

En el cuadro siguiente se describen las subestaciones que actualmente cuentan con RTU's y aquellas que entrarán a operar con este tipo de unidades en corto tiempo.

S/E que operan con RTU's ILEX	S/E a implementar RTU's ELIOP
Carolina	Eugenio Espejo
10 Vieja	Eplicachima
10 Nueva	15
12	16
11	18
9	19
	Tumbaco
	Pomasqui

Un segundo paso, que consiste en instalar unidades para efectuar control y adquisición de datos, es instalar RTU's en las subestaciones de distribución más importantes de la empresa. De acuerdo a criterios técnicos y económicos, la empresa ha optado por mantener los equipos de protección existentes en las subestaciones, es decir mantener los relés existentes, sean electromecánicos de

estado sólido o digitales; y con ellos hacer una red que se conectará hacia la RTU para efectuar el control y adquisición de datos.

A futuro, de acuerdo a las exigencias del mercado, la disponibilidad económica, y de acuerdo a como se cumpla la vida útil de los relés instalados en la actualidad, la empresa planea implementar en sus subestaciones relés digitales y equipos para efectuar el control protección y monitoreo, los mismos que permitirán incrementar la versatilidad al efectuar la automatización de una subestación.

2.2 EMPRESA ELÉCTRICA AMBATO S.A. REGIONAL CENTRO NORTE.-

2.2.1 ANTECEDENTES.-

La comisión de las comunidades Europeas y las autoridades del Ecuador, a través del Ministerio de Energía y Minas, en 1987 y 1989, iniciaron un programa de cooperación en materia de energía del Ecuador, mediante el desarrollo de un proyecto de control y gestión de cargas eléctricas de distribución. Este proyecto de carácter piloto para América Latina tuvo como propósito desarrollar metodologías y tecnologías para un mejor manejo de la demanda de Energía Eléctrica.

Posteriormente, como una segunda acción, desde 1991 se ejecutó un nuevo proyecto similar al anterior para otras 2 ciudades del Ecuador: Ambato y Cuenca. A través de las respectivas Empresas Eléctricas, con el propósito de difundir los resultados del primer proyecto piloto. A fin de complementar el proyecto ejecutado en estas 2 ciudades, en 1994, como una segunda fase de la segunda acción, se suscribe un nuevo convenio de financiamiento denominado " Control y gestión de carga y demanda eléctrica en las ciudades de Cuenca y Ambato" o lo que se denominaría proyecto COGECCEL; esta segunda fase se desarrollo con el fin de extender los alcances de la primera.

Los objetivos generales de largo plazo a cumplirse con las diferentes acciones desarrolladas, principalmente han sido los siguientes:

- Apoyar al desarrollo tecnológico Nacional mediante la transferencia y adaptación de nuevas tecnologías para contribuir al proceso de modernización.
- Lograr una utilización eficiente y racional de la energía y contribuir a los programas de ajuste mediante la consideración de nuevos criterios de eficiencia y rentabilidad en la gestión del sector eléctrico.
- Contribuir al desarrollo económico y social mediante un adecuado Suministro de energía eléctrica.
- Promover la cooperación industrial y el intercambio comercial.

Las acciones del programa en sus 2 proyectos han tenido como objetivos específicos de corto plazo y metas:

- Automatizar la gestión de la red desde un centro de control, con el fin de suministrar información confiable que permita mejorar la operación de las subestaciones y de los alimentadores asociados a estas
- Dotar de los medios técnicos que permitan el análisis para planificar el crecimiento de la carga en las redes, a fin de controlar pérdidas, sobrecargas y condiciones de suministro.
- Optimizar la utilización de energía disponible en función de la demanda, los recursos disponibles para la operación y mantenimiento, y las distintas posibilidades de configuración de los circuitos de distribución.
- Incrementar la utilización de las capacidades instaladas a fin de diferir o reducir las inversiones requeridas para la expansión del sistema de distribución.

2.2.2 ÁREA DE SERVICIO DE LA EMPRESA ELÉCTRICA AMBATO S.A. .-

El área de servicio asignada a la Empresa Eléctrica Ambato S.A. corresponde a las siguientes provincias: Tungurahua, Pastaza y Morona Santiago; los cantones: Palora y Huamboya

2.2.3 ASPECTOS TÉCNICOS RELEVANTES.-

2.2.3.1 Centrales de Generación.-

TIPO	NOMBRE	POTENCIA ÚTIL
HIDRÁHULICA	Península	2.94 MW
TERMOELÉCTRICA DIESEL	Batán	1.50 MW
TERMOELÉCTRICA DIESEL	Lligua	4.0 MW
	TOTAL	8.44 MW

2.2.3.2 Sistema de Subtransmisión.-

NOMBRE	CAPACIDAD DE TRANSFORMACIÓN (OA)	NÚMERO DE TRANSFORMADORES
ORIENTE	15 MVA	2
LORETO	16 MVA	1
SAMANGA	5 MVA	1
ATOCHA	10 MVA	1
HUACHI	10 MVA	1
MONTALVO	5 MVA	1
PELILEO	10 MVA	1
BAÑOS	5 MVA	1
PUYO	5 MVA	1
TOTAL	81 MVA	10

Otras Subestaciones: 13.8/ 6.9 / 4.16 kV

Capacidad de transformadores	26.25 MVA
Número de Transformadores	10

2.2.3.3 Líneas de Subtransmisión a 69 kV.-

NOMBRE	LONGITUD
Anillo De Subtransmisión Ambato	46.1 Km
Totoras – Pelileo	13.0 Km
Pelileo – Baños	19.6 Km
Baños – Puyo	51.5 Km
TOTAL	130.2 Km

2.2.3.4 Redes de Distribución.-

Alimentadores de 13.8 kV	31
Alimentadores de 4.6 kV	6
Longitud de primarios	1350 Km
MVA en transformadores	98.1 MVA
Número de transformadores	5450
Potencia en Luminarias	3.3
Número de Luminarias	18401

En el anexo I.2.2 se describe el tipo de relé utilizado en las subestaciones de distribución para la empresa eléctrica Ambato S. A. Regional centro Norte.

2.2.4 IMPLEMENTACIÓN DEL SISTEMA SCADA.-

Según lo expresado en el numeral 2.2.1, la necesidad de un desarrollo para el control, gestión de carga y demanda eléctrica en varias empresas eléctricas del Ecuador, ha tenido como propósito fundamental implementar proyectos pilotos dotándolos de ciertas herramientas modernas, y los conocimientos para mejorar la gestión de distribución en lo que respecta fundamentalmente a centros urbanos, todo lo expuesto anteriormente, dentro del marco de apoyo y asistencia técnica de la comisión de las comunidades Europeas.

El proyecto COGECCEL es el resultado de 2 fases ejecutadas a partir de 1991 y responde a varios de los objetivos, metas y medios a través de los cuales se ha alcanzado la asistencia técnica y financiera que, la Comisión de las Comunidades Europeas, actuando en nombre de la Comunidad Económica Europea (CCE), contribuye mediante una subvención no reembolsable para el financiamiento del proyecto: Control y Gestión de Cargas y Demandas eléctricas en las ciudades de Cuenca y Ambato (Programa COGECCEL). El proyecto consistió de un sistema integrado de control y manejo de distribución a través de 2 subsistemas:

- Sistema de supervisión, control y adquisición de datos, con las funciones de un SCADA, a través de un software principal denominado SEDIS, para la automatización de 6 subestaciones con la instalación de la respectiva unidad terminal remota RTU, y los sistemas de comunicación para transmisión de datos.
- Sistema para el análisis y manejo de las redes de distribución, denominado DMS, asociado al registro de parámetros eléctricos mediante registradores portátiles. Asociado también al sistema SEDIS mediante una red LAN y otras aplicaciones.

2.2.4.1 Descripción del sistema SCADA.-

EL sistema SEDIS instalado tanto en la primera fase, como en la modificación de su software realizado en la segunda fase, corresponden a un SCADA elemental,

para funcionamiento en un PC. Provee las funciones de control y monitoreo remoto de las 6 subestaciones consideradas en el proyecto.

En la primera fase, el sistema SCADA instalado para la automatización de las 2 subestaciones consideradas, se basó en el desarrollo informático EPC 6200 de la empresa francesa CEGECEL que ha sido adaptado a las necesidades específicas del proyecto, fue instalado con el nombre de SEDIS (Systems Europe Dispatch).

Para la segunda fase, se ha modificado el software y el sistema operativo, habiéndose instalado una nueva versión denominada SEDIS/G que permite un sistema de visualización tipo Windows a base del sistema operativo OS/2. Las características y funciones principales del SCADA son las siguientes:

- Telemedición
- Teleseñalización
- Control remoto (Telecomando)
- Alarmas
- Configuración de base de datos
- Diagramas sinópticos y reportes
- Cálculos y programación específica
- Almacenamiento histórico de datos
- Evaluación y manejo de cargas.

2.2.4.2 Descripción del sistema para administración y manejo de redes de distribución DMS.-

Este sistema DMS (Distribution Management System), es un paquete de software compuesto de una base de datos, funciones de aplicación y funciones de soporte.

El DMS tiene como fuentes de datos al sistema SEDIS y a los registradores portátiles a instalarse en los primarios de distribución; la primera proporciona al sistema de mediciones en tiempo real, y la segunda, recolecta datos estadísticos de carga en sitios estratégicos del primario. Estos registradores también se

pueden utilizar para obtener la carga de transformadores de distribución y secundarios.

Los componentes iniciales del DMS instalados como parte del proyecto COGECCEL comprenden: un sistema para manejo (gestión) de Distribución consistente de un conjunto de programas informáticos que funcionan bajo MS-Windows 3.1 y que comprende:

- Base de datos DMS, la cual está compuesta de varios archivos y dividida en 2 sub bases de datos: Una base de datos de carga, un sistema de Base de Datos, para almacenar las características de la red
- Funciones de aplicación DMS: Representación gráfica de la red, descripción de los componentes de la red.
- Base de datos con el registro histórico de los estados de la red
- Visualización de flujos y curvas de carga
- Cálculo de pronósticos de flujos y cargas
- Cálculo y visualización de flujos de corriente, voltajes y pérdidas para una determinada topología en un particular momento de tiempo.
- Funciones de soporte del DMS: Intercambio de datos con el SEDIS, Software para los registradores portátiles.

En el cuadro que se detalla a continuación, se describe las subestaciones que forman parte del sistema SCADA CON RTU's ELIOP

S/E QUE OPERAN CON	S/E A IMPLEMENTAR
RTU	RTU
Huachi	Puyo
Atocha	Baños
Samanga	Batán
Montalvo	Lligua
Oriente	

S/E QUE OPERAN CON RTU	S/E A IMLEMENTAR RTU
Loreto	
Pelileo	

Con objeto de mejorar las características del sistema SCADA implementado en la actualidad, manteniendo las RTU's existentes marca ELIOP y los dispositivos de protección implementados en cada subestación; la Empresa Eléctrica Ambato planea la adquisición de un nuevo software de control Supervisorio y Adquisición de datos marca SHERPA, con el cual planea integrar todo el sistema y evitar los inconvenientes de comunicación existentes en la actualidad entre las RTU's ELIOP y el sistema SEDIS.

2.3 EMPRESA ELÉCTRICA PROVINCIAL COTOPAXI ELEPCO S.A. .-

2.3.1 ANTECEDENTES.-

Acorde con las exigencias del sector eléctrico nacional, la Empresa Eléctrica Provincial Cotopaxi ELEPCO, ha contratado un estudio a cerca de la factibilidad de implementación de un sistema SCADA con un centro de control ubicado en una de sus Subestaciones, concretamente en la Subestación El calvario. En dicho estudio se detallan las características que debe presentar el sistema SCADA, mismas que se describen en un capítulo posterior.

El presente trabajo está orientado a la automatización de la Subestación Mulaló, ciñéndose a los requerimientos planteados por dicho estudio, proponiendo una alternativa de automatización de la misma con miras a la implementación de un sistema SCADA que a futuro administre a todas las subestaciones de la empresa.

Cabe resaltar que en la actualidad no está implementado en ninguna de las subestaciones manejadas por la empresa ningún tipo de tecnología referente a

sistemas SCADA; en lo que se refiere a la instalación de relés de protección digital tampoco existen este tipo de equipos en ninguna de las Subestaciones.

2.3.2 ÁREA DE SERVICIO.-

El área de servicio asignada a la Empresa Eléctrica Provincial Cotopaxi S.A. comprende fundamentalmente la Provincia de Cotopaxi

2.3.3 ASPECTOS TÉCNICOS RELEVANTES.-

2.3.3.1 Características técnicas de los transformadores de cada S/E.-

Subestación	Potencia (MVA)	Impedancia	Taps	Conexión	Bil kV (AT/BT)	Clase
SALCEDO	5	6.87 %	- ⁺ 2x2.5%	Dy1	350/110	OA
SAN RAFAEL	10-13	6.87 %	- ⁺ 2x2.5%	Dyn1	350/110	OA/FA
CALVARIO	4 – 5.2	5.81 %	- ⁺ 2x2.5%	Dy1	150/110	OA/FA
CALVARIO	3x1.75	6.4 %	- ⁺ 2x2.5%	Yy aislad	No disp´.	OA
COCHA	10 –12	6.44 %	- ⁺ 2x2.5%	Dyn1	350/125	OA/FA
MULALÓ	10 –12	7.57 %	- ⁺ 2x2.5%	Dy1	350/110	OA/FA
LASSO	10 – 12	7.70 %	- ⁺ 2x2.5%	Dy1	350/110	OA/FA

2.3.3.2 Antigüedad y fabricante de transformadores de S/E.-

SUBESTACIÓN	ANTIGÜEDAD	FABRICANTE
SALCEDO	12	MITSUBISHI
SAN RAFAEL	25	FEDERAL PIONEER
CALVARIO (22/13.8)	25	FEDERAL PIONEER
CALVARIO 3x(22/6.3)	39/49/45	BROWN BOVERI
COCHA	3	PAWELS

SUBESTACIÓN	ANTIGÜEDAD	FABRICANTE
MULALÓ	12	MITSUBISHI
LASSO	11	MITSUBISHI

En el anexo I.2.3 se describe el tipo de relé utilizado en las subestaciones de distribución para la Empresa Eléctrica Provincial Cotopaxi S. A ELEPCCO.

Al no existir ningún tipo de tecnología para la toma y adquisición de datos, mediante el presente trabajo se pretende dar una alternativa de automatización con miras a la implementación de un sistema SCADA; esto en cierto modo es beneficioso, debido a que en otras empresas que han iniciado procesos de implementación de sistemas SCADA han existido problemas de comunicaciones, software, incompatibilidad de equipos y otros; estas experiencias pueden ser tomadas a beneficio de la empresa.

2.4 EMPRESA ELÉCTRICA DEL ECUADOR INC. EMELLEC.-

2.4.1 ANTECEDENTES.-

A causa de la situación político-económica que ha vivido la empresa durante los últimos años, se han dejado de lado aspectos tan importantes como el técnico; todo ello ha ocasionado un retraso de esta empresa en lo referente a la implementación de nuevas tecnologías. Cabe resaltar que tampoco se han realizado estudios en lo referente a la futura implementación de sistemas SCADA; al igual que otras empresas eléctricas, se ha reemplazado los relés electromecánicos que han cumplido con su tiempo de vida útil por relés de protección de estado sólido.

Existe un convenio verbal entre la Empresa Eléctrica del Ecuador Inc. y la empresa ABB, para efectuar la automatización de una de las subestaciones de distribución; de acuerdo a esto EMELEC proporcionó la información necesaria de una de sus Subestaciones de distribución, pero hasta el momento no se ha tenido respuesta por parte de la empresa ABB. Como se ha podido constatar, la incursión de EMELEC en lo referente a la implementación de sistemas de automatización de Subestaciones es prácticamente nula.

2.4.2 ÁREA DE SERVICIO.-

La Empresa Eléctrica del Ecuador Inc. EMELEC, tiene asignada como área de servicio única y exclusivamente la ciudad de Guayaquil en su perímetro urbano y rural.

2.4.3 ASPECTOS TÉCNICOS RELEVANTES.-

2.4.3.1 Listado de Subestaciones y Transformadores de Distribución.-

	SUBESTACIÓN	MARCA	CAPACIDAD		VOLTAJE	
			MVA	MVA	Primario	Secund.
1	Alborada	Delta Star	18	24	67	13.8
2	América	H. K. Porter	18	24	67	13.8
3	Atarazana	ABB	18	24	67	13.8
4	Ayacucho	Trafo	18	24	67	13.8
5	B. Público	G. Electric	8	10	67	13.8
6	Boyacá 1	H. K. Porter	18	24	67	13.8
7	Boyacá 2	H. K. Porter	18	24	67	13.8
8	C. Blanco	Wagner	12	16	67	13.8

	SUBESTACIÓN	MARCA	CAPACIDAD		VOLTAJE	
			MVA	MVA	Primario	Secund.
9	Ceibos 1	ABB	18	24	67	13.8
10	Ceibos 2	ABB	18	24	67	13.8
11	Cumbres	Wagner	12	16	67	13.8
12	El Universo	G. Electric	12	16	67	13.8
13	Esmeraldas 1	ABB	18	24	67	13.8
14	Esmeraldas 2	ABB	18	24	67	13.8
15	Garay 1	H. K. Porter	18	24	67	13.8
16	Garay 2	H. K. Porter	18	24	67	13.8
17	Garzota	H. K. Porter	18	24	67	13.8
18	Germania	Trafo	18	24	67	13.8
19	Guasmo 1	ABB	18	24	67	13.8
20	Guasmo 2	Delta Star	18	24	67	13.8
21	Guayacanes	Trafo	18	24	67	13.8
22	Kennedy 1	ABB	18	24	67	13.8
23	Kennedy 2	ABB	18	24	67	13.8
24	Mapasingue 1	ABB	18	24	67	13.8
25	Mapasingue 2	Toshiba	18	24	67	13.8
26	P. Canals	ABB	18	24	67	13.8
27	P. Liza	ABB	18	24	67	13.8
28	Portuaria	Wagner	12	16	67	13.8
29	Pradera	G. Electric	18	24	67	13.8
30	Sauces 1	Delta Star	18	24	67	13.8
31	Sauces 2	Westinghouse	10		67	13.8
32	Torre 1	G. Electric	12	16	67	13.8
33	Torre 2	H. K. Porter	12	16	67	13.8
34	Vergeles	Delta Star	18	24	67	13.8

2.4.3.2 Líneas de Subtransmisión.-

CIRCUITOS TRIFÁSICOS	LONGITUD (Km)
No. 477 MCM 26/7 ACSR	115.45
No. 477 MCM 18/1 ACSR	9.95
No. 465.4 MCM 5005 AA	3.32
No. 336.4 MCM 18/1 ACSR	16.19
No. 4/0 AWG 6/1 ACSR	14.23
No. 4/0 AWG 5005 AA	12.34
No. 2/0 AWG ACSR	1.15
240 mm ² Cu – XLPE insulated	0.9
TOTAL	173.53

En lo que respecta a los alimentadores primarios existen un total de 120 a un nivel de voltaje de 13.8 KV con un promedio de longitud de 2 Km .

En el anexo I.2.4 Se detalla el tipo de relé implementado en cada S/E

2.5 EMPRESA ELÉCTRICA REGIONAL GUAYAS LOS RÍOS EMELGUR S.A. .-

2.5.1 ANTECEDENTES.-

De acuerdo a criterios técnico-económicos, 10 años atrás EMELGUR proyectó disponer de un sistema SCADA que le permitiese superar inconvenientes como poder tomar decisiones operativas acertadas en un sistema que abarca un área tan extensa; para esto, como un primer paso para efectuar la automatización de su sistema eléctrico, EMELGUR a través del ex INECEL y mediante convenio del gobierno de Bélgica, presentó su deseo de elaborar el proyecto que permitiese la implementación de un sistema SCADA; en el mismo participaron las empresas

PAUWELLS CONTRACTING, el ex INECEL y EMELGUR con personal técnico en la elaboración de este proyecto.

En virtud de las distancias existentes entre cada una de las subestaciones y el centro de control, y considerando que solamente 5 de las 19 subestaciones existentes son atendidas por personal de operadores durante las 24 horas; el sistema SCADA debe operar los equipos de las Subestaciones, tomar lecturas de los parámetros eléctricos, de manera similar a los trabajos que se desarrollaban en forma manual.

2.5.2 ÁREA DE SERVICIO.-

La Empresa Eléctrica Regional Guayas Los Ríos S.A. tiene como área de cobertura aproximadamente 11.000Km²; cubriendo las provincias de Guayas, Los Ríos, Manabí, Azuay y Cotopaxi; dispone de 400 Km de línea de 69 KV, 2300Km de línea de 13.8 KV y 21 Subestaciones distribuidas en distintas provincias donde sirve alrededor de 140.000 clientes.

2.5.3 IMPLEMENTACIÓN DEL SISTEMA SCADA.-

El sistema SCADA de EMELGUR está compuesto por 3 subsistemas que son: Sistema de control, Sistema de comunicaciones, y el Sistema de ejecución de comandos y adquisición de datos.

2.5.3.1 Sistema de comunicaciones.-

La primera consideración hecha por la PAUWEWLS CONTRACTIC, el ex INECEL y EMELGUR para el desarrollo del proyecto SCADA fue la determinación del medio de comunicación a ser utilizado; se analizaron 2 alternativas, una alámbrica y la otra inalámbrica. La primera alternativa considera la posibilidad que la

comunicación sea vía PLC (Power Line Carrier), se analizó las desventajas de este sistema, puesto que EMELGUR dispone de varias fuentes para distribución de energía; esta alternativa encarecería los costos de transmisión de datos porque se tenía que combinar tecnologías.

La segunda alternativa se consideró más conveniente, iniciando el proyecto con la utilización de la banda en VHF, posteriormente se decidió hacerlo en la banda UHF a una frecuencia aproximada de 400 MHZ. Finalmente se utilizó la banda de 900 MHZ, todos estos cambios se efectuaron debido a disposiciones que cada cierto tiempo emitían los organismos que rigen las comunicaciones en el país.

2.5.3.2 Centro de Control e Interfaz Hombre Máquina.-

El centro de control consta de 2 computadores Compaq, los cuales funcionan simultáneamente; el primer computador funciona como maestro, y se encarga de las comunicaciones, control y demás tareas requeridas. El segundo computador funciona como esclavo, no es un punto activo de control sino funciona como una unidad en " Stand By ", cada una conectada a su Gateway.

Los computadores poseen un software especial para sistemas SCADA denominado WIZCON 7, que se detalla a continuación.

La interfaz hombre Máquina o HMI (Human Machine Interface), es el medio a través del cual los usuarios del sistema SCADA pueden procesar y visualizar los datos que este proporciona, además permite ejercer control sobre el proceso; en otras palabras, es la ventana del operador del sistema hacia el proceso. Mediante este programa se pueden ejecutar las siguientes tareas:

- Edición en línea
- Monitoreo y Control
- Cálculos
- Almacenamiento de Eventos

- Señalización de alarmas
- Gráficos y tendencias
- Generación e impresión de reportes
- Configuración y operación fácilmente manejables
- Funciones de ayuda incorporadas provistas para cada nivel

Wizcon 7 es un programa avanzado de control supervisorio y adquisición de datos SCADA utilizado como una herramienta para desarrollar aplicaciones, que permite a los integradores del sistema crear aplicaciones sofisticadas para una variedad de procesos.

Wizcom 7 toma las ventajas de las capacidades poderosas y multitareas de los sistemas operativos Windows p5 y Windows NT.

La aplicación Wizcon 7 se comunica con el grupo de control de campo, como RTU'S, PLC'S o controladores lógicos programables, instrumentos de medición y otros dispositivos. Como el equipo es monitoreado y los datos grabados, Wizcom 7 responde de acuerdo a los requerimientos lógicos del sistema o del operador.

El sistema MOSCAD (Motorola SCADA) está formado por las unidades terminales remotas RTU'S y uno o más centros de control computarizados, conectados a una red de comunicación a través del procesador de comunicaciones MCP/T.

Los componentes de la RTU MOSCAD son: Radio o MODEM, batería de respaldo, Fuente de poder AC, Módulo para el CPU, módulos de expansión I/O

Como dato adicional se presenta a continuación un cuadro, en el cual se demuestra la conveniencia de la implementación del sistema SCADA en lo referente a tiempos de reconexión. Este cuadro se basa en la experiencia adquirida por EMELGUR en la implementación de su sistema SCADA.

ANTES DEL SCADA:

SUBESTACIÓN	ALIMENTADOR	HORA APERTURA	HORA REPOSICIÓN	FECHA	TIEMPO INTERRUP.
EL EMPALME	PORVENIR	18 : 00 h	19 : 00 h	05-03-98	1 Hora
EL EMPALME	PICHINCHA	19: 25 h	20: 07 h	15-02-98	43 minutos
PALESTINA	CEDEGE	06: 50 h	08: 53 h	2-12-98	2 h 3 min.

CON SCADA:

SUBESTACIÓN	ALIMENTADOR	HORA APERTURA	HORA REPOSICIÓN	FECHA	TIEMPO INTERRUP.
EL EMPALME	PORVENIR	21 : 20h	21 : 22 h	15-02-00	2 minutos
EL EMPALME	PICHINCHA	11 : 14 h	11 : 17 h	13-12-99	3 minutos
PALESTINA	CEDEGE	07 : 15 h	07 : 16 h	12-12-99	1 minuto.

CAPITULO 3

CAPÍTULO 3

AUTOMATIZACIÓN DE SUBESTACIONES

El creciente desarrollo de los microprocesadores, las facilidades presentadas por los convertidores análogo-digitales, la incorporación de librerías para protección y control, han permitido que en la actualidad sea técnicamente posible integrar las funciones de protección, control y monitoreo; por ejemplo para realizar la protección de una subestación o de una línea de transmisión. La tercera generación de equipos de protección y control basados en este tipo de microprocesadores, hacen que sea factible integrar las funciones descritas anteriormente; esto debido a que como se puede inferir, las funciones de protección y control utilizan la misma información proveniente del equipo primario y, además, tienen muchas similitudes o, lo que equivale a decir que muchas de las funciones utilizadas para protección y control son redundantes.

La integración permite disminuir los requerimientos -de espacio y cableado-, y al mismo tiempo incrementar la disponibilidad y confiabilidad del sistema; además de estos beneficios se suman otros como son reducir inversiones y costos de operación y mantenimiento.

Una pregunta que se debe formular es: Cómo la disponibilidad y la confiabilidad se pueden mantener en un sistema en el que se han integrado muchas funciones en un solo terminal, esto se puede explicar mediante el **criterio de primera falla** que se verá posteriormente.

3.1 PORQUÉ ES NECESARIO AUTOMATIZAR UNA SUBESTACIÓN.-

La industria del sector eléctrico mundial se enfrenta a rápidos cambios orientados a optimizar el manejo y administración del sistema de potencia en todos los

niveles que conforman el mismo. La privatización del sector eléctrico ha desembocado en un nuevo tipo de mercado, el cual difiere en muchos aspectos al mercado eléctrico tradicional que se ha manejado en el pasado. Un mercado en donde los consumidores se transforman en clientes, debido a que nuevos agentes aparecen en el mercado haciéndolo más competitivo.

Por lo tanto, la necesidad de automatizar las subestaciones existentes debe ser evaluada por las compañías, a fin de cubrir las expectativas del nuevo tipo de mercado y poder competir con éxito en el mismo; para poder cumplir con este cometido, dichas compañías deberán estudiar profundamente sus necesidades de automatización en particular, y los beneficios que obtendrían del mismo. Existen dos principales criterios que se deben tomar en cuenta para decidir si se debe o no automatizar una subestación, estos dos criterios son: económico y técnico. A continuación se hace un análisis de los dos criterios mencionados anteriormente.

3.1.1 CRITERIO ECONÓMICO.-

La parte económica es la razón primordial que justifica la automatización de una Subestación existente. La información que se obtiene del mercado eléctrico actual, es un referente que demuestra que las compañías involucradas en el negocio de la electricidad, deben ser más competitivas en un tipo de mercado libre, en el cual, la competencia entre compañías y un tipo de mercado eléctrico desregulado se está introduciendo con fuerza en el mundo entero.

3.1.2 CRITERIO TÉCNICO.-

Las necesidades del nuevo mercado, el cual requiere mayor información, obligan a los integrantes del mercado a actualizar las subestaciones existentes. Los requerimientos de información de los clientes y otros agentes del mercado, obligan a efectuar predicciones de carga mediante computador, nuevos sistemas de administración de energía; cuanto más precisos y confiables sean los datos,

implicarán mayores réditos. Por tanto, el poder disponer de datos confiables y precisos, asegura poder competir de forma eficiente en el nuevo mercado.

El preciso manejo de la información, juega un papel importante para efectuar una correcta administración del sistema de potencia, los datos son continuamente requeridos por los centros de control para ser procesados a fin de manejar correctamente el sistema de potencia, esto requiere que las subestaciones existentes sean actualizadas y automatizadas.

Uno de los problemas que se presentan actualmente, se refieren en lo que respecta a la documentación de todos los cambios y actualizaciones efectuadas en la red. En otras palabras actualmente no hay un sistema que permita conocer exactamente el estado de operación de los equipos, principalmente de los equipos secundarios. Actualmente se destina gran parte de tiempo a verificar las instalaciones, antes de realizar cualquier operación, actualización o implementación de la red existente. Con la nueva tecnología digital, la cual ofrece sistemas de almacenamiento y evaluación de datos, los problemas descritos anteriormente, se resuelven de forma rápida y eficiente; además con cada cambio que se haga en el equipo secundario, el software se encarga de actualizar el mismo instantáneamente.

Debido al rápido diagnóstico de problemas, y demás tipos de información requeridos por el sistema, el sistema de potencia incrementa su confiabilidad, esto implica un mejor y más rápido restablecimiento de servicio en caso de problemas severos que se presentaren en el sistema de potencia.

3.2 ESQUEMA TRADICIONAL DE LOS SISTEMAS DE ABASTECIMIENTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA.-

En el pasado los sistemas de potencia, en lo que se refiere a protección supervisión y control, se han llevado a cabo por equipos separados y manejados

por diferente personal. Los equipos convencionales para el control, monitoreo y protección de una subestación han sido diseñados tradicionalmente mediante una combinación de equipos de estado sólido y electromecánicos, lo cual implica un sinnúmero de sistemas separados. El control de equipos de seccionamiento, bloqueos, alarmas, registradores de disturbios, protección, medición, etc. son algunos ejemplos de los subsistemas empleados, cabe indicar que cada uno de estos requiere un cableado individual.

Anteriormente y en la actualidad, muchas empresas utilizan para el manejo de sus subestaciones tecnología convencional, lo cual implica utilizar un gran número de relés auxiliares y aparatos de medición. En general este tipo de tecnología, va perdiendo espacio debido a que resulta costosa, debido a que consume gran cantidad de tiempo y espacio en detrimento de la seguridad y confiabilidad. La principal desventaja de la tecnología convencional es el mantenimiento, o en caso de que se requiera realizar nuevas ampliaciones en una subestación, debido a que el sistema de control, y por ende el cableado y los aparatos deben ser totalmente modificados.

Si una parte del sistema sale fuera de servicio para mantenimiento, esto afecta a otras partes del sistema, a menos que se tomen cuidadosos procedimientos. Para encontrar una falla, se pueden producir largas interrupciones debido al gran número de cables presentes, a continuación se detallan algunas desventajas de los sistemas convencionales:

- **Confiabilidad:** En sistemas de control convencional el diseño emplea un gran número de componentes para realizar funciones, ya sean estas simples o complejas; además existe redundancia en tales diseños, y la falla de simples componentes puede afectar a todo el sistema, lo cual resta confiabilidad al sistema.
- **Instalación y puesta en servicio:** La experiencia indica que la mayoría de fallas en los sistemas de protección y control son causadas por errores humanos durante el proceso de ingeniería, cableado, instalación,

puesta en servicio; este tipo de problemas no aparecen en el momento de la instalación, sino con el transcurso del tiempo.

- **Mantenimiento y pruebas:** El mantenimiento de cualquier parte del sistema normalmente requiere cambios del conexionado. Por ejemplo, para efectuar el mantenimiento de un disyuntor, este debe salir de servicio así también el registrador de eventos, alarmas, y cualquier secuencia lógica. Es además, casi imposible probar el sistema completo, debido a que este involucra muchos componentes.
- **Crecimiento:** Modificaciones en una estación existente, por ejemplo la entrada de una línea de transmisión, resulta harto difícil, debido a que gran parte de la lógica de control de la subestación tiene que cambiar, lo cual involucra grandes cambios en el cableado; lo anterior implica riesgo de errores en la conexión, pérdidas de tiempo, además de que una parte de la subestación quede fuera de servicio.

En los gráficos 3.1 y 3.2 que se detallan a continuación, se describe el funcionamiento de una subestación convencional con subsistemas separados para cada función. De esto se puede observar que los sistemas de control y protección tienen muchas similitudes, ya que existen funciones redundantes para dichas aplicaciones. Con una adecuada coordinación de estas funciones es posible mantener por separado las funciones de protección y control.

Esta coordinación puede reducir los requerimientos de espacio, e incrementar sobre todo la confiabilidad y disponibilidad del sistema de control, el concepto de esta coordinación se basa en microprocesadores y técnicas de comunicaciones.

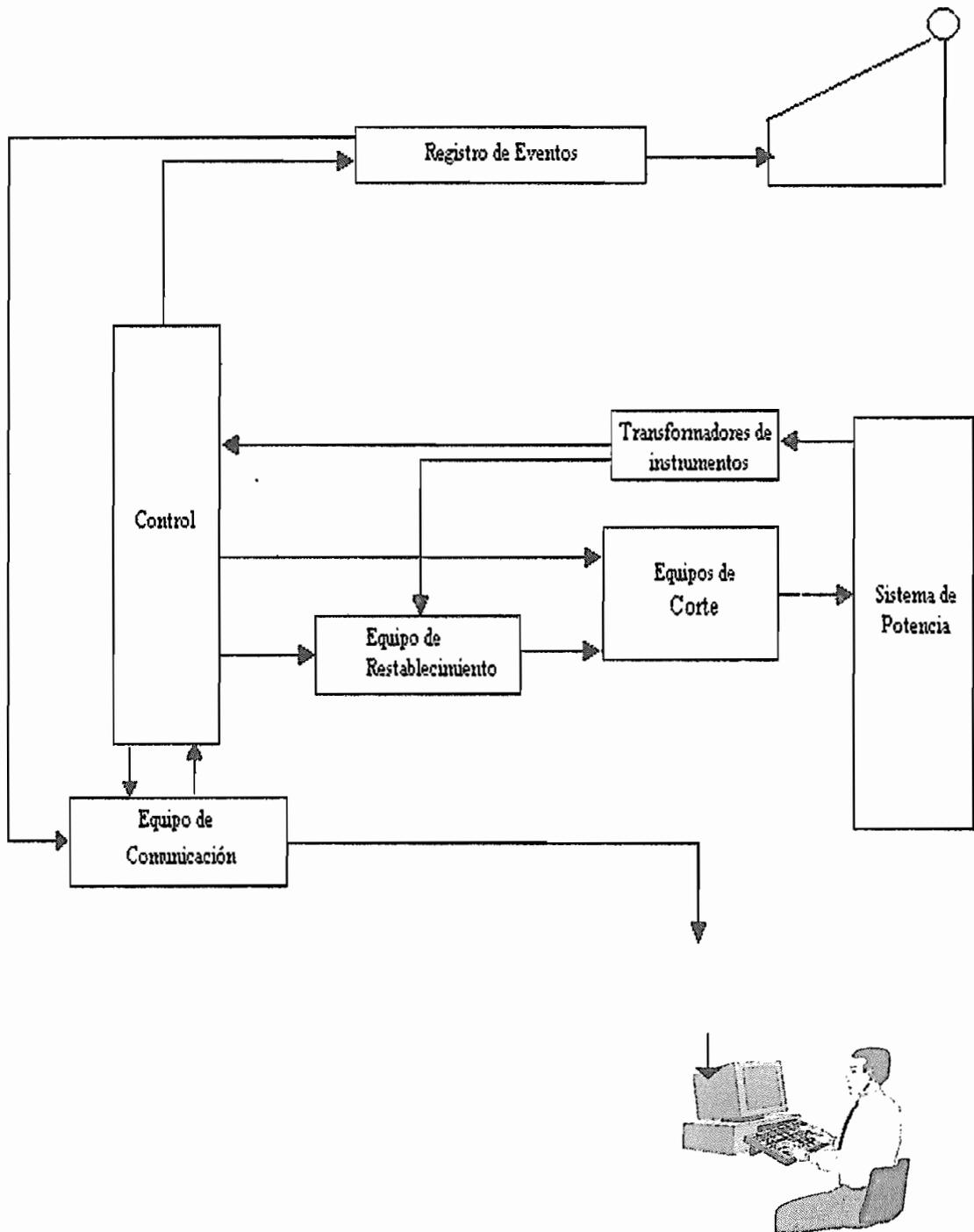


Figura 3.1 Requerimientos de un sistema de control convencional

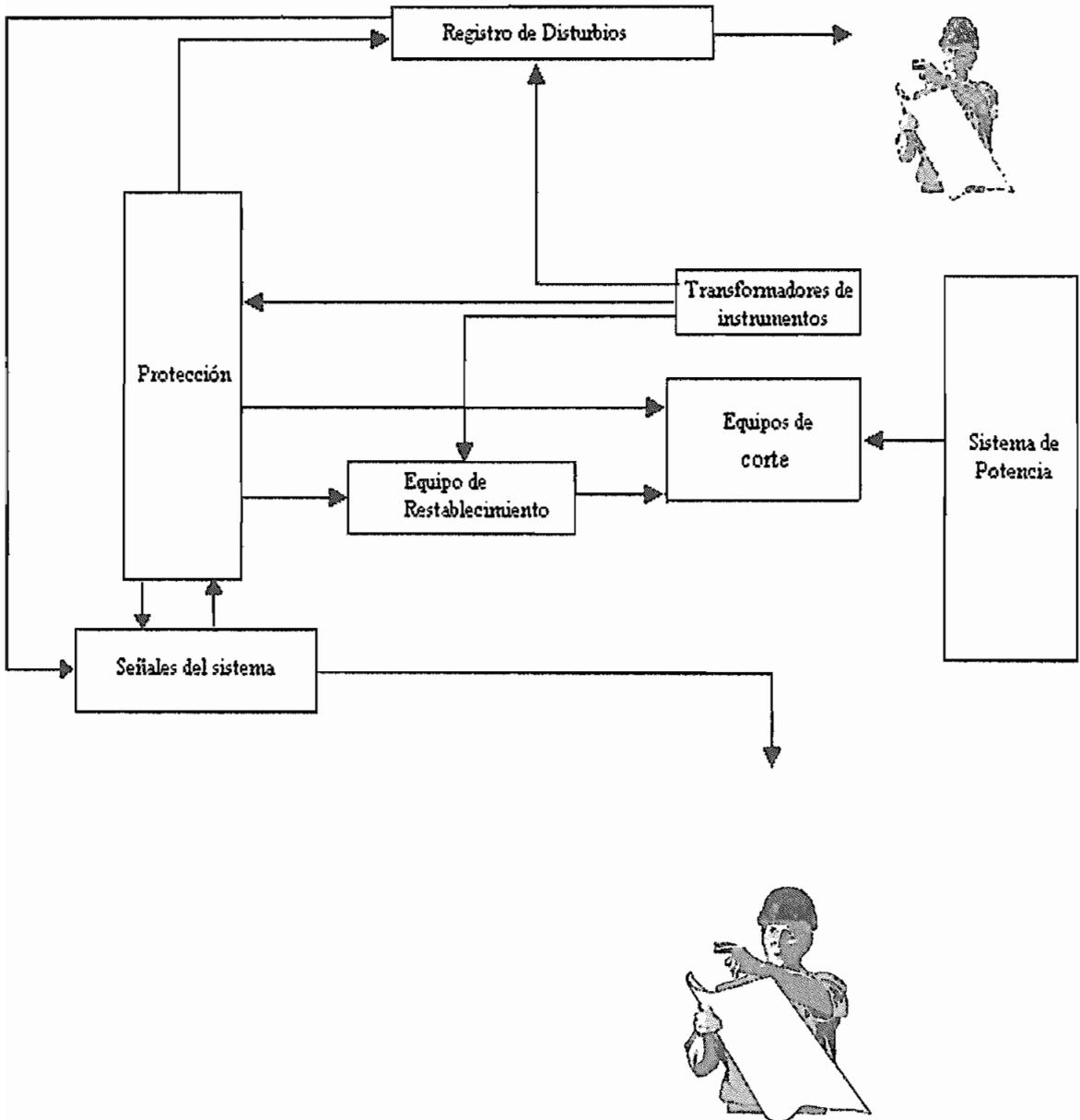


Fig. 3.2 Requerimientos de un sistema de Protección Convencional

3.3 DEFINICIÓN DE FUNCIONES.-

Las diferentes funciones de protección y control en una subestación, han sido agrupadas para efectuar el análisis de toda la estructura. Este agrupamiento de las diferentes funciones, no está asociado con respecto a la separación física del equipo. Los grupos de función serán usados para identificar el factor que influye en la estructura.

Estos grupos se definen estrictamente como grupos de funciones, incluyendo todos los componentes que permiten que tales funciones puedan ser llevadas a cabo, tales como: transformadores de corriente, transformadores de potencial, cableado, etc.

3.3.1 FUNCIONES DE CONTROL DE EMERGENCIA.-

Este grupo incluye todas las funciones manuales o automáticas, las mismas que sirven para prevenir condiciones anormales del sistema de potencia, este grupo incluye alarmas, medición y otras funciones para detectar condiciones anormales.

3.3.2 FUNCIONES DE CONTROL EN ESTADO NORMAL.-

Este grupo corresponde a las funciones destinadas a la operación del sistema en condiciones normales de operación. Las funciones manuales y automáticas se utilizan para el control de voltaje y frecuencia, cambio del modo de operación, así como otras funciones que operan cuando el sistema se halla funcionando en estado normal.

3.3.3 ADQUISICIÓN DE INFORMACIÓN PARA EL ANÁLISIS.-

Este grupo contiene funciones para adquisición, almacenamiento, transmisión y despliegue de información; para permitir el análisis de la red y el funcionamiento

del equipo, en ambos casos durante operación normal y falla del sistema (análisis post-falla). La medida de cantidades se incluye en este grupo.

3.4 REQUERIMIENTOS DEL SISTEMA DE POTENCIA.-

Desde el punto de vista de control y protección, los principales requerimientos son los siguientes:

- Dependencia: La dependencia de una función, es la probabilidad de que una función sea ejecutada correctamente cuando sea requerida.
- Seguridad: La seguridad de una función, es la probabilidad de que esta función no se ejecute si no es requerida.
- Degradación: Es el porcentaje de funciones individuales en el sistema principal, las cuales no operarán a causa de una falla en el sistema de control y protección principal.

3.5 INTERACCIÓN FUNCIONAL.-

Las funciones individuales deben tener independencia con respecto a otras funciones, desde el punto de vista del sistema, tres tipos de independencia deben ser tomados en cuenta:

3.5.1 RELACIÓN DE REDUNDANCIA.-

La relación de redundancia está relacionada con la dependencia de la función; las funciones en una relación redundante no pueden perderse simultáneamente, esta relación es por supuesto bidireccional. Normalmente la pérdida simultánea de una o más funciones están relacionadas con una falla en el corazón del sistema o en el software que opera al mismo.

Mediante pruebas de mantenimiento regular, y auto-supervisión la probabilidad de más de una falla simultánea puede ser obviada, y por lo tanto del criterio de primera falla se justifica. Especificaciones para el diseño de sistemas para dos o más fallas, resultan en sistemas muy complicados y diseños demasiado caros.

3.5.2 RELACIÓN DEPENDENCIA SEGURIDAD.-

Esta relación tiene que ver con la pérdida de seguridad en una función, y la simultánea pérdida de dependencia en otra función; esta relación tiene sólo una dirección, y no es bidireccional como la relación de redundancia. Esta relación permite una simultánea pérdida de dependencia en dos funciones, y la integración es posible si un contador se emplea para evitar una función no deseada, cuando la otra función se pierde.

3.6 OPERACIÓN DE UN SISTEMA DE POTENCIA.-

La operación de un sistema de potencia incluye un gran número de funciones. Estas funciones pueden ser divididas en: Control de subestaciones y funciones de control de red, dependiendo de donde se encuentren localizadas las funciones, a continuación se describen algunas funciones del control de subestaciones:

- Protección del equipo de alto voltaje
- Control y bloqueo de aparatos de desconexión
- Monitoreo del sistema y alarmas
- Indicaciones de estado y grabación de eventos
- Recierre y restauración automática
- Sincronismo y ángulos de fase
- Localización de fallas y grabar disturbios
- Seccionamiento de carga

Como funciones de control de red, se pueden describir:

- Control de voltaje
- Control de frecuencia
- Administración de carga

Para poder coordinar estas funciones, el centro de control debe realizar diversas acciones en cada una de las subestaciones de la red; esto requiere de un sistema SCADA (Sistema de Supervisión, Control y Adquisición de Datos), en cada una de las subestaciones.

El grado de integración, ha permitido que en la actualidad se incremente la confiabilidad de los sistemas, reducir los costos de operación y mantenimiento.

La tendencia en el diseño de futuras subestaciones, será distribuir la inteligencia en el sistema para minimizar los daños en caso de una falla en el equipo de control, además de preparar el sistema para futuras expansiones de los diferentes componentes de un sistema de potencia; este tipo de arreglo facilita el mantenimiento del sistema.

3.7 ARQUITECTURA DEL SISTEMA.-

El equipo principal de alto voltaje en una subestación puede ser dividido en: bahías y equipo relacionado. Los equipos e bahía los podemos relacionar a la línea, transformador, etc. También las funciones de protección y control pueden ser relacionadas a las bahías. Las diferentes bahías (alimentadores), son conectadas mediante la barra de alto voltaje. La conexión de las diferentes bahías o alimentadores, requieren de un control de subestación común; y las funciones de protección tales como: Protección de barras, bloqueos, control de interruptores requieren de una supervisión de la subestación.

Por lo tanto es natural dividir las funciones de control y protección, en funciones de bahía y funciones de nivel de subestación.

Para presentar las funciones de bahía con equipo individual de hardware, la degradación es limitada en caso de falla a equipo de bahía; en caso de extensión de la subestación, una o más bahías son añadidas junto con unidades de bahía de control y protección, y las funciones complementarias necesarias para el funcionamiento de la subestación. El sistema de control y protección, puede ser entonces extendido con la mínima interacción y modificación del sistema existente. Las expansiones de un sistema son de suprema importancia, y el mismo debe estar preparado para este tipo de cambios, ya que tarde o temprano prácticamente todas las subestaciones se verán obligadas a incrementar su capacidad; el mantenimiento de la subestación también resulta beneficiado, debido a que se minimizan las interacciones con otras partes del sistema.

La principal función del equipo de bahía será naturalmente la función de protección; esta función no se verá afectada a causa de una falla ocurrida fuera de la bahía.

La función de protección para un transformador normalmente depende de la información de varias bahías, y en este caso la función de protección se relaciona en mayor grado con la bahía conectada al lado de alto voltaje.

En el caso de disposiciones como disyuntor o disyuntor y medio, las funciones de bahía preferiblemente se subdividen en: objeto (línea, etc.), y funciones relacionadas con el disyuntor.

Las funciones que no pueden ejecutarse completamente en la bahía, o que requieren información de otra bahía, se relacionan al nivel de subestación. Las funciones al nivel de subestación son: protección de barras, bloqueos, control de seccionadores, SCADA, etc. Algunas de estas funciones, por ejemplo los bloqueos, pueden estar parcialmente distribuidos en las unidades de bahía.

La arquitectura se basará en inteligencia distribuida, mediante niveles de bahía y subestación, para permitir que en caso de falla del sistema de control, la degradación del sistema sea mínima, además de preparar a la subestación para

futuras ampliaciones. Además este tipo de estructura simplifica el trabajo de mantenimiento.

La función de control de emergencia tiene una relación de redundancia con relación a la función de protección, debido al hecho de que en caso de condiciones de funcionamiento anormal del sistema, se puede llegar a una falla en un componente del sistema principal. La función de control de emergencia del sistema debe incluir la detección de condiciones anormales, la cual es parte de la función de alarma. Por lo tanto la función de alarma debe tener relación de redundancia con la función de protección.

Una falla en el sistema de control, que puede provocar una operación no deseada, no debe ser permitida de bloquear la función de protección (la operación equivocada de la protección, puede causar una falla de alto voltaje). En el caso de funciones de protección totalmente redundantes, no es una restricción para la integración de funciones, debido al hecho de que las dos funciones de protección no pueden perderse simultáneamente.

Para reducir el cableado en una subestación, se debe emplear un sistema de comunicaciones a través de pórtico serial, para mejorar la confiabilidad del sistema se puede emplear fibra óptica, y así evitar interferencias electromagnéticas.

3.8 VISIÓN GENERAL.-

El presente trabajo está enfocado a la automatización de la subestación MULALÓ de ELEPCO, mediante el empleo de relés digitales "SIEMENS"; por tal razón a continuación se describen ciertos métodos que pueden emplearse para la automatización de la subestación, basados en terminología utilizada por la marca antes mencionada.

Existen tres posibilidades de automatización, de acuerdo a los requerimientos de la subestación que se desea implementar; SICAM RTU, SICAM SAS, SICAM PCC.

3.8.1 SICAM RTU.-

Se aplica este tipo de equipo a una subestación en la que se desea un control o mando a distancia, sin la necesidad de una automatización completa de la subestación.

Para los requerimientos de:

- Monitoreo y control remoto de Subestaciones
- Adquisición de datos en tiempo real
- Funcionalidad tipo PLC.

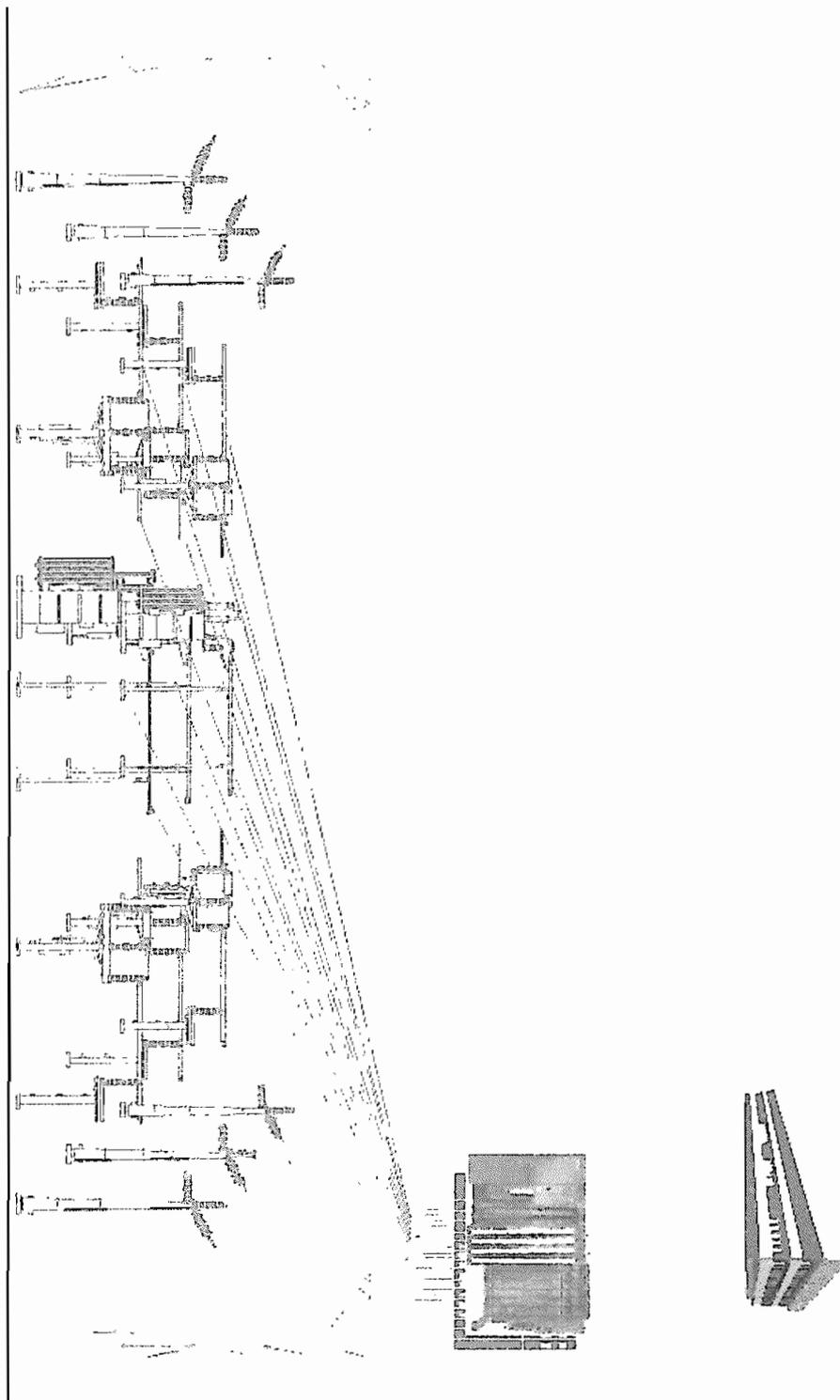
Características:

- Aislamiento de 2.5 Kv
- Módulos de entrada / salida con un tiempo de resolución de 1ms.
- Amplio rango de entradas / salidas
- La comunicación se puede hacer a través de varios protocolos de comunicación así: IEC 60870-5-101, SINAUT 8-FW.
- Auto monitoreo

Beneficios:

- Baja inversión inicial
- Protocolos de comunicación standard
- Fácil de maniobrar
- Requerimiento limitado de partes de repuesto

SICAM RTU:



GERINHO DE CONTROLO

3.8.1.1 Descripción.-

Esta unidad está conformada por los siguientes componentes: Unidad de procesamiento, procesador para comunicaciones, fuente de energía, rack de expansión. De acuerdo a los requerimientos del sistema esta unidad puede incrementarse mediante módulos de expansión, por ejemplo: módulo para entradas análogas, módulo para entradas digitales, módulo de salida binaria y análoga.

3.8.1.2 Unidad central de procesamiento.-

Esta unidad provee el lazo entre el procesamiento de datos en cada uno de los módulos y las interfaces de comunicación hacia el procesador de comunicaciones. Esta unidad es utilizada para efectuar la parametrización y programación de todo el sistema. Mediante el CPU se pueden realizar tareas como: procesamiento de los datos requeridos, efectuar ajustes, funciones de diagnóstico del sistema. Indicación de errores, administración y almacenamiento de parámetros, ejecución de programas de aplicación por ejemplo: Control de unidades de generación (arranque y parada), secuencias de operación, almacenamiento y administración de los datos de parametrización, procesamiento de programas de usuario a través de STEP7

3.8.1.3 Procesador de Comunicaciones.-

Esta unidad está prevista con 2 interfaces serial para ofrecer una comunicación segura, la cual puede ser enviada a dos centros de control diferentes. Además presenta varios tipos de entradas, las cuales permiten por ejemplo el acceso de aparatos de prueba, una entrada de sincronización para conexión con un reloj de sincronización externo; a través de indicadores de operación y diagnóstico ubicadas en la parte frontal, se puede visualizar el estado de operación de la unidad. El procesador de comunicaciones maneja todas las tareas relacionadas

con la transmisión de datos hacia el centro de control, algunas de las características principales son las siguientes:

Transmisión de datos:

- Control del tipo de transmisión (Punto a punto)
- Control de los modos de operación
- Procesamiento de mensajes requeridos desde el centro de control

Tareas internas del sistema:

- Administración de tiempo (Ajuste y sincronización)
- Procesamiento de la información, y distribución de la misma hacia varios canales de transmisión.

3.8.1.4 Comunicaciones.-

La comunicación de datos segura y confiable, transmisión de datos a alta velocidad hacia el centro de control; son las principales características del sistema de automatización SICAM RTU. Variedad de protocolos de comunicación, variedad de posibilidades de comunicación mediante el empleo de diversos medios de transmisión, permiten satisfacer las demandas de sistemas que se encuentran ubicados geográficamente distantes.

Cuando existen errores en la transmisión de datos, el sistema es capaz de reconocer errores en la transmisión de datos debidos a causas como: Interferencia electromagnética, diferencias de potencial con respecto a tierra; errores como por ejemplo transmisión de un bit, transmisión de un telegrama, información no deseada.

Existen dos tipos de comunicaciones que pueden ser empleadas, así: transmisión simétrica, y transmisión asimétrica.

3.8.1.4.1 Transmisión Simétrica.-

Mediante este tipo de comunicación, el centro de control y la RTU, tienen las mismas opciones de transmisión y recepción de datos; la RTU será asignada a su propio centro de control mediante un único canal de comunicaciones. En caso que se necesite transmitir comandos para efectuar control, estos comandos son transmitidos espontáneamente.

3.8.1.4.2 Transmisión Asimétrica.-

En este tipo de comunicación, el centro de control actúa en el tipo de comunicación Master y toma la iniciativa durante la transmisión de datos, el RTU, actúa como Slave y solo envía datos cuando estos son requeridos por el centro de control. Este tipo de transmisión de datos permite que el centro de control utilice un receptor y un emisor para controlar varias RTUs y recibir la información proveniente de estas; cada RTU recibe una dirección mediante la cual puede ser identificada y a través de esto se realicen las funciones requeridas por el sistema.

3.8.1.5 Configuración.-

Cada uno de los módulos del equipo debe ser parametrizados independientemente, esto se realiza mediante el programa de parametrización SICAM PLUS TOOLS.

La configuración puede efectuarse de manera relativamente simple, debido a que el programa de parametrización SICAM PLUS TOOLS funciona en un ambiente Windows. Los ajustes necesarios son especificados mediante software, y luego descargados en la unidad; y cuando la unidad arranca, la información es transferida a cada uno de los módulos que han sido previamente colocados.

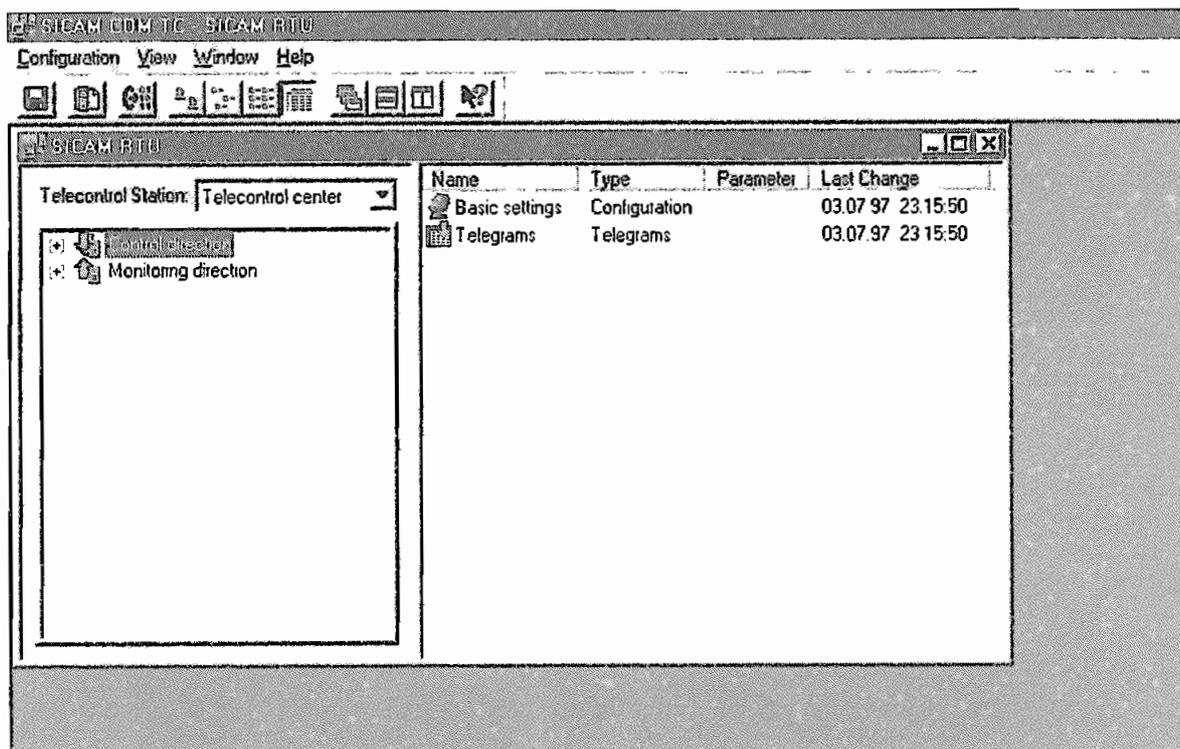


Fig 3.3 Configuración mediante SICAM PLUS TOOLS.

3.8.1.6 Parametrización.-

La parametrización se puede efectuar de forma sencilla así, por ejemplo, para realizar la parametrización de un determinado módulo, basta con colocar el puntero del mouse en el módulo que se desea parametrizar y hacer doble click en él, así se abre un cuadro de diálogo. En la figura se describe como funciona el cuadro de diálogo para una entrada digital; como ejemplo se observa que se pueden parametrizar las opciones de parámetros básicos como son el tipo de entradas digitales, en las cuales se puede escoger entre distintas opciones de acuerdo a las características del sistema que se está operando.

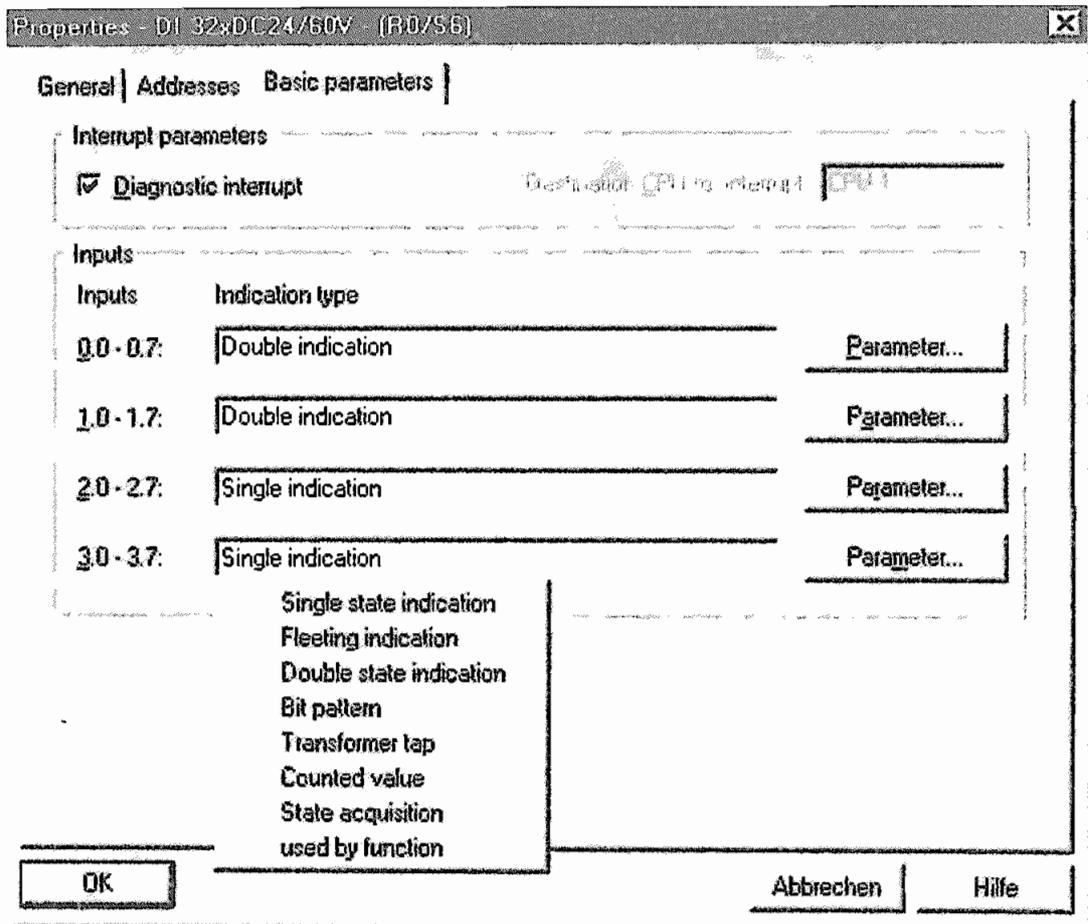


Fig 3.4 Cuadro de diálogo parametrización

3.8.2 SICAM SAS.-

SICAM SAS es un sistema diseñado para efectuar control, monitoreo y protección de una subestación en forma local o remota.

Si los requerimientos del sistema son:

- Información del estado de las protecciones y las unidades de bahía
- Funciones de automatización mejoradas
- Mayor flexibilidad para efectuar comunicaciones
- Sistema descentralizado
- Evaluación y adquisición de datos

- Control remoto de aparatos de maniobra
- Comunicación hacia un centro de control, y hacia otros sistemas

Características:

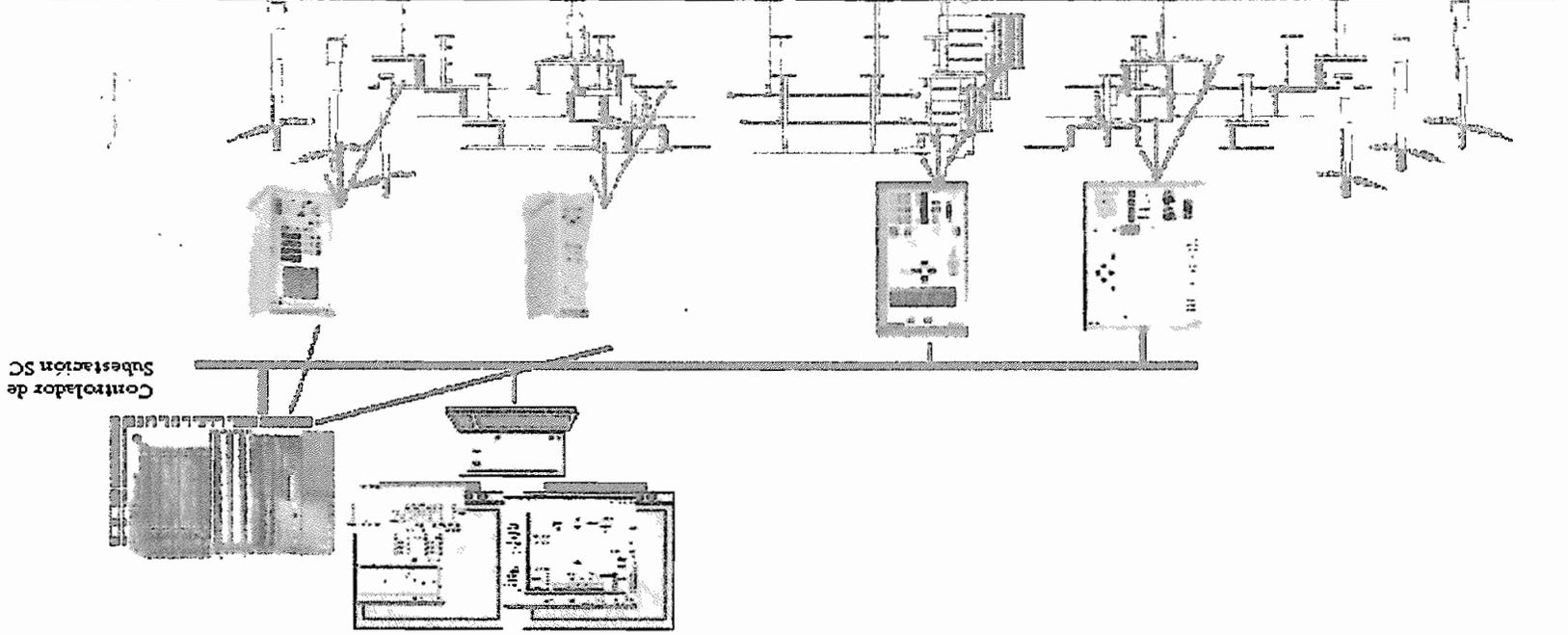
- Actualización de CPU, e implementación de nuevas funciones
- Sin cambios de estructura
- Protocolos de comunicación Standard por ejemplo IEC 60870-5-103
- Conexión de las unidades de protección mediante fibra óptica
- Conexión de las unidades de bahía mediante puerto RS-485

3.8.2.1 Arquitectura del sistema.-

El sistema fundamentalmente consiste de:

- Controlador de Subestación (SICAM SC)
- Sistema de comunicación hacia un centro de control
- Comunicación hacia las unidades de bahía
- Un computador personal y el programa SICAM PLUS TOOLS, para efectuar la configuración
- Sistema de visualización, interfase hombre-máquina SICAM WINCC

El controlador de la subestación consta de los siguientes componentes: Fuente de poder, unidad de procesamiento (CPU), procesador modular de comunicaciones (MCP), módulo para interfase (en caso de expansiones); además se puede obtener los siguientes módulos adicionales: Módulos de entrada/salida, módulo de señales el cual permite la sincronización de tiempo mediante DCF77, GPS o IRIG-B, procesador de comunicaciones en caso de que se emplee el protocolo de comunicaciones profibus. Este procesador de comunicaciones permite la comunicación del SICAM SAS con el centro de control y con los IED's, vía radio en el primer caso mediante protocolo de comunicación IEC 870-5-101, y mediante fibra óptica en el segundo y el mismo protocolo de comunicación.



En caso de que se requiera una expansión del sistema, el controlador de la subestación permite un máximo de 6 racks de expansión, con 14 slots libres cada uno de ellos; si se toma en cuenta que el primer rack tiene disponibles sólo 11

Slots, esto da un total de 95 slots disponibles, en cada uno de los cuales se puede ubicar diferentes módulos de entrada salida (análogos o binarios); o conectar 4 diferentes acopladores para comunicación, cada uno de los cuales ocupa 5 slots y mediante esto conectar hasta 96 controladores de bahía.

3.8.2.2 Unidad Central de Procesamiento.-

La unidad central de procesamiento posee una tarjeta de memoria, opera a una velocidad de 120 Mhz. Existen cuatro formas de operación así: Run-program, Run, Stop y hardware reset, cada una de las cuales puede ser activada mediante un selector.

3.8.2.2.1 Run Program.-

En este modo de operación, el CPU está ejecutando un programa de aplicación, o simplemente está inactivo; el selector no puede ser cambiado de posición, mediante el programa de operación se puede leer datos desde el CPU, o descargar programas hacia el mismo. Todo lo mencionado anteriormente sirve para efectuar la modificación de parámetros en línea.

3.8.2.2.2 Run.-

El CPU está ejecutando un programa de aplicación, el selector puede ser cambiado de posición, el programa cargado en la memoria del procesador, no puede ser cambiado en este modo de operación; este es el estado de operación normal del sistema.

3.8.2.2.3 Stop.-

El CPU no ejecuta el programa de aplicación, en este modo de operación se pueden leer programas desde el CPU, o descargar los mismos hacia el. Este

modo de operación indica que el sistema no se encuentra en operación, o que se está descargando un programa hacia el CPU.

3.8.2.2.4 Hardware Reset.-

Este modo de operación se utiliza para borrar los programas de operación existentes en el CPU.

3.8.2.3 Unidad de memoria.-

Las tarjetas de memoria con un medio de almacenamiento de programas y datos, estos dispositivos pueden ser utilizados para guardar información como: programas de aplicación, parámetros de la subestación los cuales determinan el comportamiento del controlador de subestaciones (SC), parámetros, los cuales determinan el funcionamiento de los módulos de estrada salida. Esta tarjeta de memoria es de tipo flash eprom, lo cual implica que no necesita de un voltaje auxiliar para mantener su contenido.

3.8.2.4 Procesador de comunicaciones.-

El procesador de comunicaciones está encargado de administrar al controlador de comunicaciones; el mismo que maneja la comunicación entre el controlador y las unidades de bahía, y la comunicación entre el controlador y el centro de control; la comunicación se puede realizar a través de dos interfaces serial a ser elegidas, estas son RS232 y RS485. Provee además de dos pines adicionales para efectuar la sincronización externa de tiempo.

Cuando se aplica la función de monitoreo, el procesador de comunicaciones realiza las siguientes funciones: transferencia de datos desde las unidades de bahía, transferencia de datos hacia otros procesadores de comunicaciones, el procesador de comunicaciones está encargado también de recibir y enviar hacia otros equipos la señal para efectuar la sincronización de tiempo.

3.8.2.5 Imagen de la entrada de datos.-

Mediante esta característica denominada PII se determina el estado de cada una de las entradas, las cuales son registradas en el buffer de eventos; un cambio de estado en una de las entradas provoca un cambio en el estado del bit asignado a dicha entrada en el buffer de eventos.

De igual manera que en el caso de automatización mediante RTU, existen varios módulos de entrada salida análogos y digitales, a continuación se describirá las características y usos principales de algunos de ellos.

3.8.2.6 Módulo de entradas digitales.-

Todas las entradas que se encuentran conectadas al módulo de entradas digitales son grabadas automáticamente en el buffer de memoria con una resolución de 1 ms. Mediante este tipo de entradas se pueden definir los estados de operación de sensores, interruptores, seccionadores que son conectados a las mismas; existen tres tipos de indicaciones que pueden ser reconocidas: Una entrada, dos entradas, indicación de fleeting.

La indicación para una sola entrada ocupa solo una entrada del módulo de entradas digitales, mediante el cual se pueden representar dos estados de operación del aparato por ejemplo, encendido o apagado; además cada cambio de posición en las entradas, ocasiona un cambio en el buffer de memoria.

La indicación de fleeting ocupa solamente una entrada del módulo, de igual manera que en el caso anterior, cada cambio en una de las entradas provoca un cambio en el buffer de entrada.

En el caso de la indicación para doble entrada, se pueden representar dos estados definidos de un aparato, por ejemplo encendido o apagado, y además dos posiciones indeterminadas, por ejemplo posiciones intermedias. Este tipo de

entradas siempre ocupan dos posiciones o entradas en el módulo; cada cambio en el estado de una de las entradas es registrado en el buffer de eventos.

Una de las aplicaciones más importantes del módulo de entradas digitales es por ejemplo la determinación del estado y posición de los taps de un transformador a partir de una serie de entradas asignadas para el mismo. Cuando se comienza el cambio del tap, la entrada correspondiente al contacto móvil pasa de 0 a 1, y el tiempo de monitoreo arranca. Una vez que se ha cambiado la posición de los taps, la señal del contacto móvil que corresponde a una entrada digital cambia de 1 a 0, la posición del tap es transmitida en todo momento.

3.8.2.7 Módulo de entradas análogas.-

Las señales analógicas que se encuentran conectadas al módulo de entradas análogas, reciben el nombre de valores medidos; cada uno de estos valores es registrado en el buffer de eventos mediante un multiplexor con una resolución de 1 ms. Existen diferentes áreas que se pueden asignar a los valores medidos, dependiendo del voltaje de entrada al cual se encuentren sometidos, esto se lo hace para mejorar la precisión en la medida de los datos.

3.8.2.8 Módulo de Salida.-

Mediante este módulo es posible manejar diferentes tipos de salidas, estas pueden ser salidas simples o dobles. Mediante los comandos de salida simple, los cuales ocupan una sola salida, se pueden ejecutar diferentes tipos de tareas, como por ejemplo activar un relé para efectuar la desconexión de carga; esto ocurre cuando se ejecuta un comando y la salida de voltaje es activada; de igual manera cuando la orden termina, el voltaje de salida es desconectado y por lo tanto se desactiva el relé que efectúa el seccionamiento de carga, este tipo de salidas se aplican por ejemplo para: inicializar un contador, tareas de control, volver a su estado normal de operación a un relé de falla a tierra.

Los comandos dobles siempre ocupan dos salidas, cada una de las cuales se le asigna una sola posición encendido o apagado, las dos salidas nunca deben ser activadas al mismo tiempo. Este tipo de salidas se pueden emplear para operar disyuntores, seccionadores, seccionador a tierra, cambiar los taps de los transformadores.

3.8.2.9 Configuración.-

Para efectuar la configuración y parametrización, se utiliza el mismo programa de parametrización y configuración utilizado en el SICAM RTU, es decir se utiliza el SICAM PLUS TOOLS.

Mediante la ayuda del programa Sicam Wincc, se obtiene una información gráfica de los datos existentes en el Controlador de Subestaciones SC; es decir que mediante el Wincc se obtiene una visión general en forma de diagramas unifilares del estado operativo de toda la subestación en la cual se encuentra operando, además se puede efectuar control en las unidades de bahía.

Adicionalmente a los programas antes mencionados, se debe utilizar adicionalmente el programa Digsig V3.4, mediante el cual se realiza la parametrización de los relés de protección conectados a cada uno de los alimentadores.

3.8.3 SICAM PCC.-

El sistema de control de subestaciones Sicam PCC permite efectuar las siguientes tareas: Distribución de datos a través de redes de comunicaciones, visualización local para efectuar control y monitoreo, evaluación de datos mediante aplicaciones standard.

Funciona bajo sistema operativo Windows NT 4.0, el sistema de comunicaciones puede basarse en redes tipo LAN o WAN con protocolos de comunicación IEC 60870-5-tase.2 o mediante protocolo TCP/IP; de igual forma que los sistemas anteriores, para efectuar el control y monitoreo se utiliza el Wincc.

Para efectuar la comunicación con otras subestaciones, o con el centro de control se utiliza el protocolo de comunicación ICCP. Mediante SICAM PCC se puede configurar y operar el sistema, de la misma manera en que se abren o guardan archivos o programas utilizando Windows, de tal forma que al efectuar una configuración esta puede hacerse como se muestra en la figura:

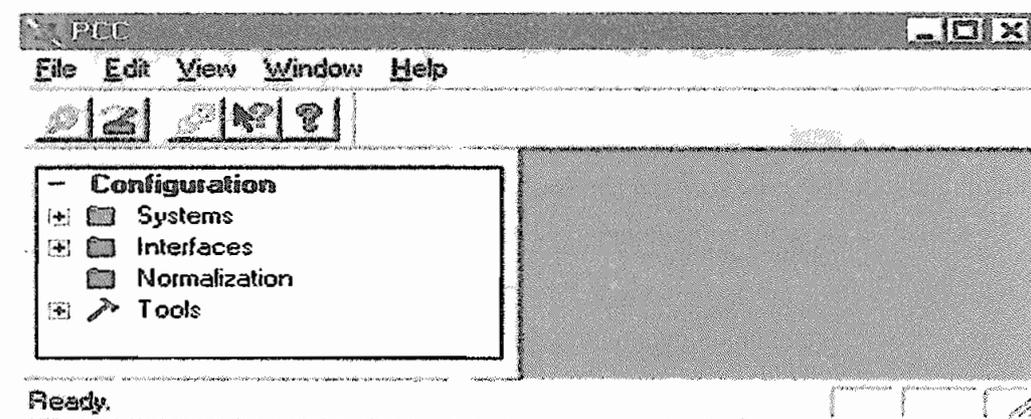


Fig 3.5 Cuadro de diálogo Configuración PCC

Para ingresar en cualquiera de los iconos que se detallan en la figura, basta con hacer doble click en uno de ellos. Por ejemplo si se desea implementar un nuevo equipo de protección, hay que hacer clic en el icono configuración, se abre una nueva ventana, a continuación aparecen una nueva lista de iconos, hay que seleccionar el icono interfaces e introducir mediante el teclado Insertar nuevo objeto. Luego de aquello de debe ingresar el protocolo de comunicación a utilizarse, el puerto al cual se va a conectar; una vez realizado esto, el equipo de protección estará listo para entrar en funcionamiento.

El tipo de protección que se emplea en un determinado sistema, depende de la forma como este se encuentre conectado a tierra.

Existe una gran variedad de posibilidades de conexión de un sistema eléctrico a tierra, las cuales pueden variar desde sistemas sólidamente puestos a tierra (en los cuales no existe una impedancia entre el neutro del sistema y tierra) hasta sistemas aislados de tierra (los mismos que no se encuentran conectados físicamente a tierra, sino más bien a través de la capacitancia de cada uno de ellos). De acuerdo al tipo de conexión a tierra varía la relación entre resistencia e inductancia, y por lo tanto las corrientes de cortocircuito serán diferentes para cada caso.

En sistemas sólidamente puestos a tierra se debe tener especial cuidado en el diseño de las mallas de tierra, para que la resistencia de las mismas se mantenga en el mínimo valor posible; los valores típicos de resistencia en la malla de tierra están alrededor de 0.1 ohmios o menos en regiones de baja resistividad. Este valor se puede incrementar, si la resistividad del suelo aumenta; por esta razón en un sistema se pueden tener gradientes de potencial entre una subestación y un punto remoto de la red, en el caso de existir una falla a tierra.

Otro tipo de sistemas que se pueden encontrar en una red eléctrica son los sistemas no efectivamente puestos a tierra, los mismos que pueden ser:

- a. Sistemas sin puesta a tierra
- b. Sistemas con puesta a tierra mediante una reactancia
- c. Sistemas con puesta a tierra mediante una resistencia

3.9 TRANSFORMADORES DE MEDIDA.-

Los transformadores de medida son utilizados para proteger al personal y los aparatos, además de proveer de niveles de aislamiento, voltajes y corrientes manejables. Un nivel standard de transformación es: 5 A. / 120 V. 60 Hz.

La dirección del flujo de corriente en los bobinados del transformador no es de importancia cuando el relé opera sólo con una magnitud (corriente o voltaje). Sin embargo cuando el relé compara la suma o diferencia de dos magnitudes, o la interacción de algunas corrientes o voltajes, es estrictamente necesario conocer la polaridad del transformador.

3.9.1 TRANSFORMADOR DE CORRIENTE.-

Es un aparato que permite transformar los niveles de corriente que se encuentran en las líneas de transmisión y subtransmisión a niveles manejables por aparatos y equipos de protección. Un buen criterio para la selección del transformador de corriente es que debe ser de una capacidad de al menos igual a la máxima corriente de carga, esto implica que la corriente en el secundario del transformador de corriente no debe exceder el valor de placa de corriente de carga aplicable al relé al cual se va a aplicar, lo cual es aplicable a relés de fase, en los cuales la corriente de carga fluye a través de ellos.

El mismo criterio se puede aplicar indirectamente a los relés de falla a tierra, siempre y cuando estos no reciban corrientes de carga debido a que están generalmente conectados a los mismos transformadores que los relés de fase. Debido a que la relación de transformación se toma en base a la corriente de carga para los relés de fase, la misma relación debe ser aplicada a los relés de falla a tierra; la relación de transformación debe ser tal que la corriente en el secundario sea alrededor de 5 A. Para la máxima corriente de carga.

3.10 PRINCIPIOS BÁSICOS DE LAS PROTECCIONES ELÉCTRICAS.-

Al ocurrir una falla en un sistema, necesariamente se debe subdividir al mismo en secciones más pequeñas, esto debido a que la zona que contiene la falla es

desenergizada lo más pronto posible. Un sistema bien diseñado y protegido debe cumplir con los siguientes requisitos.

- a. Confiability.- El sistema debe responder a cualquier tipo de fallas.
- b. Selectividad.- Mínimo número de usuarios afectados debido al aislamiento de la parte del sistema que se encuentra en problemas.
- c. Rapidez.- Mínimo tiempo de despeje de la falla y daño en los aparatos.
- d. Simplicidad, - La menor cantidad de equipo y circuitos destinados a la protección de los elementos de un sistema eléctrico.
- e. Economía.- Brindar la máxima protección al mínimo costo posible.

Pero resulta muy difícil conjugar todos estos elementos en un esquema de protección, debido a que si se incrementa el número de aparatos de protección, la instalación resulta más cara y viceversa; es por tal razón que se debe llegar a un consenso entre calidad y economía. Un complejo sistema de protección puede resultar si no se tiene la suficiente capacidad para combinar los criterios anteriores; por ejemplo debido a razones económicas disminuir excesivamente el número de disyuntores, o en su defecto se parte de un sistema mal diseñado.

Un exitoso sistema de protección, además, debe cumplir con los siguientes requisitos:

- a. Equipo calificado: Relés, transformadores de corriente, transformadores de potencial, y demás equipo necesario.
- b. Diseño óptimo que permita proteger al sistema y corregir defectos de operación de equipos mediante los respaldos necesarios.

- c. Mantenimiento continuo para asegurar que todos los equipos y accesorios se encuentren en óptimas condiciones de funcionamiento.

3.11 ZONAS DE PROTECCIÓN.-

Para optimizar el uso de los relés, y mejorar la capacidad de respuesta del sistema, se divide al mismo en varias zonas de protección; cada una de las cuales posee sus relés de protección asociados con el fin de detectar la existencia de fallas, y desconectar la zona que presente problemas del resto del sistema. Es importante restringir la parte del sistema que tiene que ser desconectada, por tal razón se divide al sistema en varias zonas de operación las cuales entran en operación dependiendo del tipo de falla involucrada; logrando así el menor número posible de usuarios afectados en caso de existir problemas en la red.

La filosofía en un sistema de potencia es dividir al mismo en varias zonas de protección, las cuales pueden ser adecuadamente protegidas con el mínimo número de elementos a ser desconectados. Por esta razón se divide al sistema de potencia en las siguientes zonas de protección:

- a. Generadores
- b. Transformadores
- c. Barras
- d. Líneas
- e. Motores

La incorrecta operación de los disyuntores que no están asociados con la zona de falla o respaldo es, en algunas ocasiones común; por esto se debe prestar especial atención en el diseño e instalación, para evitar posibles fallas de operación y así mejorar la respuesta de los equipos a una eventual falla.

El principal objetivo de las zonas de protección es ofrecer una primera línea de protección. De acuerdo a los diferentes tipos de fallas que pueden ocurrir, se pueden asignar distintos respaldos o recursos para despejar las zonas cercanas a la falla.

El presente trabajo está dirigido a la automatización de una subestación de distribución, por tal razón se hará especial énfasis en lo concerniente a la protección de transformadores, barras y líneas.

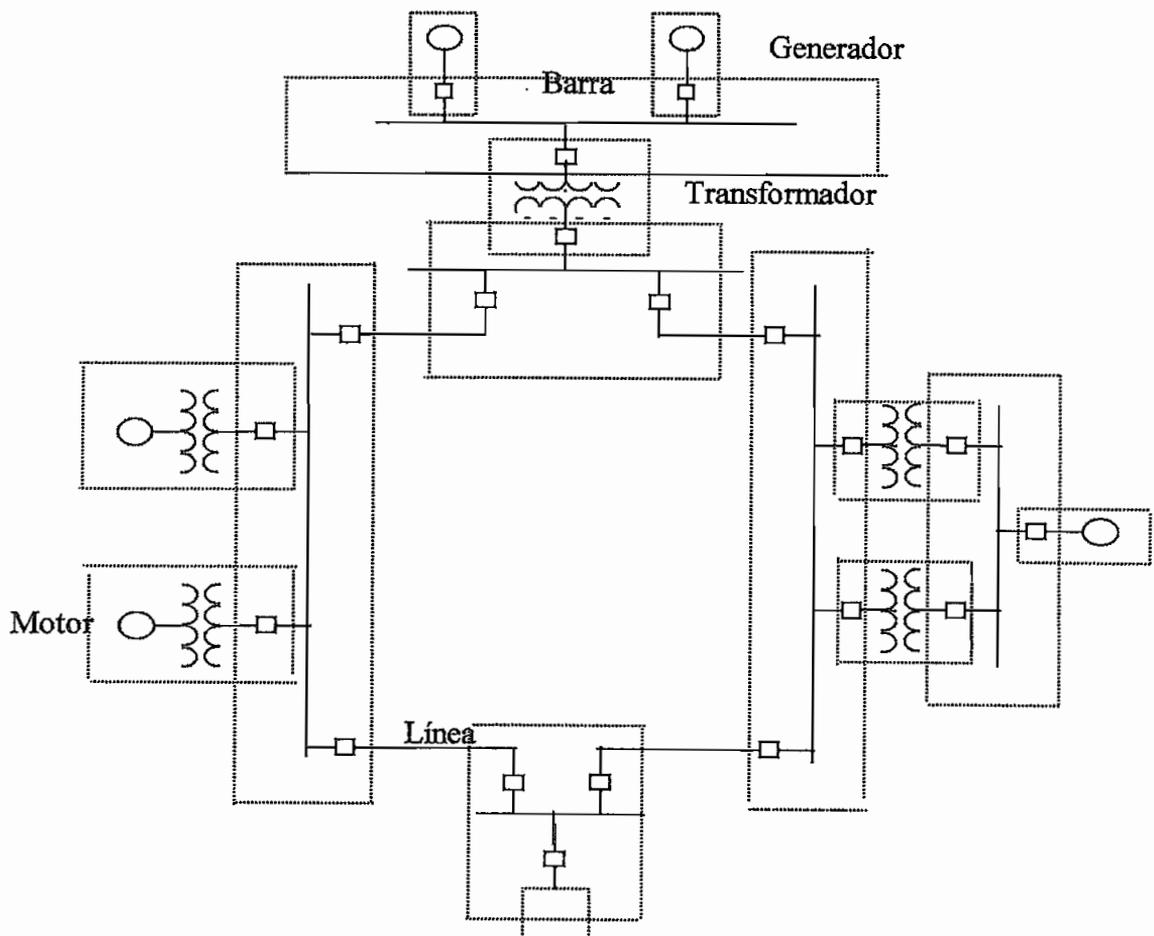


Fig. 3.6 Zonas de protección

3.11.1 PROTECCIÓN DE TRANSFORMADORES.-

Para proteger a un transformador se deben utilizar 2 tipos de protecciones así: Protección contra sobrecargas, y protección contra fallas. Para proteger a un transformador contra sobrecargas se emplean relés térmicos los cuales se encuentran inmersos en el interior del transformador, pero están energizados mediante un transformador de corriente, y el relé utilizado para este tipo de protección, responde a un aumento de temperatura del cobre. En caso de existir una falla franca se utilizan relés diferenciales; además de este tipo de protección, se debe proteger al transformador contra la corriente de Inrush. Por lo general se incluye a los transformadores y a las líneas de transmisión en un mismo esquema de protección.

Para efectuar la protección de un transformador se deben realizar los siguientes pasos:

Asumir que las corrientes I_a , I_b , I_c fluyen a través del transformador para una falla externa o sobrecarga.

Tomar en cuenta la polaridad del transformador de corriente para evitar una mala operación debido a fallas en la conexión del transformador de corriente.

Alternar el tipo de conexión para el transformador de corriente, es decir, por ejemplo si la conexión en el transformador de potencia que deseamos proteger es $Dy0$, entonces el tipo de conexión en el transformador de corriente deberá ser: $Yd0$.

3.11.1.1 Relés para protección diferencial.-

Debido a que los relés convencionales ven a la corriente de Inrush como una falla en el transformador, se deben emplear relés que permitan distinguir entre las corrientes de falla y corrientes de Inrush, así: un relé diferencial con alto valor de

corriente de pickup y tiempo de retardo que permita anular los picos de corriente al energizar al transformador.

Estas características pueden ser implementadas junto con otro tipo de protecciones en un mismo relé de protección gracias a la tecnología digital.

La principal forma de proteger a un transformador es mediante relés diferenciales, los mismos que se encuentran sometidos a diferentes factores que podrían causar una operación equivocada de los relés, así por ejemplo: Diferentes niveles de voltaje que podrían causar diferentes valores de corriente y así provocar la operación de la protección diferencial, posibles errores en las relaciones de transformación de los transformadores, el defasaje introducido en la forma de conexión de los transformadores, corrientes de Inrush las cuales pueden ser vistas por el relé diferencial como una falla.

3.11.1.2 Corriente de magnetización de Inrush.-

Esta se produce cuando un transformador es energizado, este tipo de corriente es de carácter transitorio y tiene un alto componente dc; si no se toman las debidas precauciones, esta corriente puede hacer operar a los relés diferenciales debido a que llega a alcanzar hasta 30 veces el valor de plena carga.

Los factores que intervienen en la duración y la magnitud de la corriente de Inrush son:

- a. Tamaño y localización del banco de transformadores
- b. Tamaño del sistema de potencia
- c. Resistencia existente entre la fuente y el banco de transformadores.
- d. Tipo de hierro utilizado en la fabricación del núcleo del transformador

En los primeros ciclos luego de ocurrida la falla, la corriente de Inrush decae rápidamente, pero después de transcurrido cierto tiempo, esta decrece muy lentamente dependiendo de la resistencia del circuito. La constante de tiempo (L/R) no es constante, el valor de la inductancia varía dependiendo de la saturación del transformador, durante los primeros ciclos después de ser energizado el mismo, la saturación es de un alto valor y por ello el valor de la inductancia es bajo; la resistencia entre la fuente y el banco de transformador determina el decaimiento que experimentará la onda de corriente.

3.11.2 PROTECCIÓN DE BARRAS.-

Una barra es uno de los elementos más importantes del sistema de potencia, debido a que la misma es el punto de convergencia de muchos circuitos así: líneas de transmisión, generadores, cargas y compensadores. Al existir una falla en barra, el efecto de la misma es como si se tuviesen varias fallas en diversos puntos del sistema al mismo tiempo, y la magnitud de este tipo de fallas es por lo general muy elevada. Debido a esta característica la protección para barras debe ser de alta velocidad, para evitar grandes daños al sistema o a la estabilidad del mismo.

La protección diferencial es la más recomendada para la protección de barras, pero una de las principales dificultades que se presentan es la saturación de los transformadores de medida, como resultado de la gran cantidad de circuitos involucrados; esto debido a la componente transitoria de dc que se presenta en un cortocircuito, en casos extremos la componente transitoria de dc requiere 100 veces más capacidad de flujo en el transformador que lo que requeriría la componente normal de ac. La relación L/R de un sistema de potencia, misma que determina la velocidad de decrecimiento de la componente dc de la corriente de falla, determina primordialmente el esquema de protección que se empleará en la barra. Para realizar la protección de barras se debe tomar en cuenta los siguientes aspectos:

- a. Tipo de configuración empleada
- b. Corriente de falla mínima y máxima (falla monofásica a tierra, falla trifásica)
- c. Características del transformador de corriente así: localización, relación de transformación, tipo de precisión, curvas de saturación.
- d. Tiempo de operación requerida.

De igual manera que en el caso de la protección de transformadores, al existir una falla severa se podría producir la saturación de los transformadores, en la protección diferencial los relés y los transformadores de medida funcionan como uno sólo; así, cuando los transformadores de corriente no funcionan adecuadamente, los relés tampoco lo harán. Así, se debe plantear un esquema de protección mucho más efectivo.

3.11.3 PROTECCIÓN DE LÍNEAS.-

En un sistema de potencia, las líneas pueden clasificarse de acuerdo al nivel de voltaje así: Distribución, Subtransmisión, y Transmisión. La mayoría de fallas en un sistema de potencia ocurren en las líneas que conectan los centros de producción con los centros de consumo; cada uno de estos circuitos varía ampliamente en sus características, configuraciones, longitud e importancia, por lo tanto también variarán sus técnicas de protección. A continuación se mencionan algunas de las técnicas comúnmente usadas para proteger a las líneas: Sobrecorriente instantánea, sobrecorriente tiempo, sobrecorriente direccional, protección de distancia, etc.

Muchos factores intervienen al escoger el tipo de protección que se requiere en una línea como por ejemplo: Tipo de circuito, función e importancia de la línea, requerimientos de coordinación así: compatibilidad con equipo de líneas y

sistemas asociados. Además de estos requerimientos, debemos añadir los de carácter económico y legal

3.11.3.1 Protección de sobrecorriente.-

Algunos factores fundamentales intervienen para escoger el tipo de protección que se aplica a una línea de transmisión así:

1. Tipo de circuito: Línea aérea, subterránea, simple, líneas en paralelo, etc.
2. Importancia y función de la línea: Efectos en la continuidad del servicio, tiempo requerido para aislar la falla del resto del sistema.
3. Requerimientos de coordinación: Compatibilidad con equipo de líneas adyacentes.

Mediante retardos de tiempo se puede detener la operación de un relé para evitar que funcione innecesariamente.

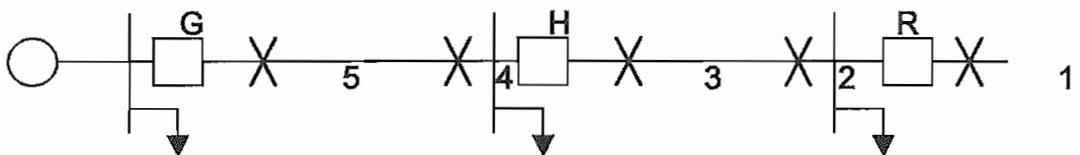


Fig. 3.7 Coordinación de Protecciones

Como ejemplo, en el gráfico se debe verificar que el relé H tenga un tiempo de retardo para fallas que puedan ocasionarse en los puntos 1 o 2. Si la falla ocurre en el punto 1, el retardo de tiempo obliga a que primero opere el relé que se encuentra ubicado en R. Así, aunque el relé ubicado en H no operará para una falla en 1, este operará cuando ocurra una falla en el punto 2. Esta técnica

llamada coordinación o selectividad está desarrollada para combinar el mínimo tiempo de operación para el despeje de fallas con el mínimo retardo en un punto lejano debido a la coordinación. En el ejemplo del gráfico los relés del punto R deben de coordinarse con los de la derecha, los del punto H deben coordinarse con los de R, y los del punto G con los del punto H.

3.11.3.2 Coordinación.-

Los relés deben ser coordinados en pares, si en el ejemplo de la figura el relé en H ha sido coordinado con los relés existentes en R y posteriores, entonces el relé en G debe ser coordinado con el H. A continuación se detallan algunos procedimientos que deben seguirse para efectuar la coordinación.

1. Determinar la localización de los puntos de falla críticos, y los valores de las corrientes de falla en los mismos.
2. Graficar estas variables en una tabla corriente-tiempo.
3. Determinar la parametrización del relé más alejado, para la máxima y mínima corriente de falla, es decir configurar al relé lo más rápido y sensible. Si no existe un relé más alejado que tenga que ser coordinado con este, entonces se debe configurar al relé de sobrecorriente a un valor mayor o igual a 2 veces la máxima carga.
4. Hacer un gráfico del tiempo de operación del relé R en el gráfico corriente versus tiempo.
5. Añadir un intervalo de tiempo para la coordinación, con esto se consigue 2 puntos para la curva característica del relé ubicado en H.
6. Seleccionar el tap para el relé en H, el mismo que hará operar al relé en condición de mínima falla en el punto 1; en caso de tratarse de un relé de

fase, este no debe operar en condición de máxima carga. En caso de mínima falla en el punto 1, el relé debe operar en por lo menos un valor similar a 2 veces la corriente de pickup.

7. Seleccionar un nivel de tiempo tal que la característica de tiempo del relé en H pase por lo menos cerca de uno o 2 puntos de los graficados en el paso anterior.
8. Repetir los pasos anteriores para las otras secciones de la línea.

El intervalo de coordinación, es el mínimo tiempo que permite que un relé y un disyuntor localizados en una zona remota despejen la falla en su zona de protección asignada; los factores que influyen en este tiempo de coordinación son: El tiempo de interrupción del disyuntor, tiempo de operación de los contactos del relé una vez que la corriente de falla se haya producido, tiempo de seguridad que debe asignarse para compensar posibles desviaciones en el cálculo de las corrientes de falla, selección del tap del relé, tiempo de operación del relé, y errores al escoger la relación de transformación de los instrumentos de medida.

3.12 SIPROTEC 7sj63. –

Los relés digitales de la serie SIPROTEC 4, permiten realizar el control y monitoreo, además reducir los costos de operación del sistema, mejorar la confiabilidad del mismo. Este tipo de relés están basados en un microprocesador, mismo que utiliza valores medidos digitalmente, lo cual permite eliminar la influencia de corrientes de alta frecuencia, fenómenos transitorios, componentes de dc, e interferencias electromagnéticas.

Las funciones lógicas integradas, permiten al usuario crear sus propias tareas en la automatización de una subestación mediante una interfase gráfica. Esta unidad puede ser utilizada para protección de líneas en medio y alto voltaje; en redes con neutro aislado, puesta a tierra mediante resistencia, inductancia o aislada de

tierra; además puede ser aplicada para protección de motores, transformadores, protección de respaldo y protección de líneas.

Permite además el control en la desconexión de aparatos por ejemplo interruptores motorizados o disyuntores mediante el panel de operación, entradas binarias o mediante el computador y la utilización del software DIGSI V2.V4, o mediante el sistema de control y protección, por ej: SICAM.

3.12.1 VENTAJAS.-

El siprotec 7sj63 permite grabar datos para realizar el análisis y control de fallas, por ejemplo, las últimas 8 señales de falla en la línea, las 3 últimas señales de falla a tierra, son almacenadas en la memoria de la unidad, estas grabaciones tienen un tiempo de resolución de 1 ms. Una característica principal es que se puede distinguir entre diferentes clases de señales, así por ejemplo se tiene 2 bases de datos diferentes asignadas una para la grabación de fallas, y la otra para grabar violaciones que se hayan efectuado en los valores máximos y mínimos de los valores especificados.

Todas las señales que no están directamente asociadas con la falla, por ejemplo operaciones de cierre, son grabadas en el buffer de estado, para evitar pérdida de información importante en caso de un corte de energía, el relé está protegido mediante una batería de respaldo, la cual también alimenta al reloj, el mismo que a su vez puede ser sincronizado vía satélite, entrada binaria, o SCADA por ejemplo SICAM.

El hardware y software son continuamente monitoreados, si se producen condiciones anormales, las unidades las detectan automáticamente. La batería que es parte del equipo, sirve para dar respaldo al reloj, los indicadores de falla, y la grabación de las fallas, en caso de falta de abastecimiento de la fuente principal, el estado de funcionamiento de la batería es revisado continuamente por el procesador a intervalos regulares.

3.12.2 CONTROL.-

Además de las funciones de protección, el SIPROTEC 7sj63 permite realizar control y monitoreo, lo cual es necesario para llevar a cabo la automatización de una subestación de alto o medio voltaje. El estado de operación de los aparatos auxiliares puede ser obtenido mediante contactos auxiliares y comunicados al relé, mediante señales binarias; por lo tanto, se puede detectar y visualizar si un interruptor está cerrado o abierto, y realizar la apertura o cierre del mismo. El número de elementos que pueden ser controlados (normalmente 1 a 5), únicamente es restringido por el número de entradas y salidas disponible. Mediante la aplicación del Siprotec 7sj63, se pueden elaborar tareas de control sin necesidad de emplear relés auxiliares.

El medio de comunicación utilizado para realizar la comunicación hacia la RTU o hacia el computador que contiene el software SICAM PCC, es a través de fibra óptica o par trenzado, y puerto RS-232 o RS-485.

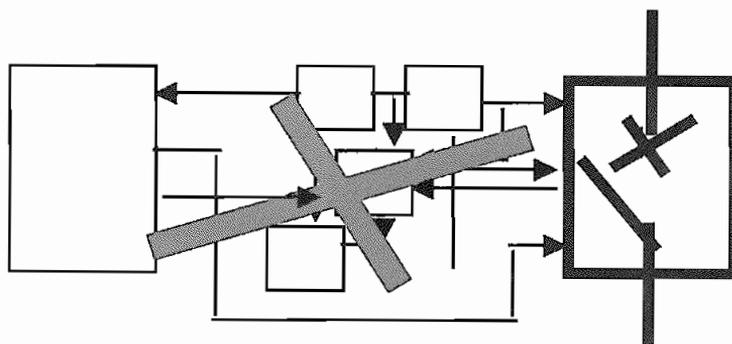


Fig 3.8 Disposición de contactores auxiliares

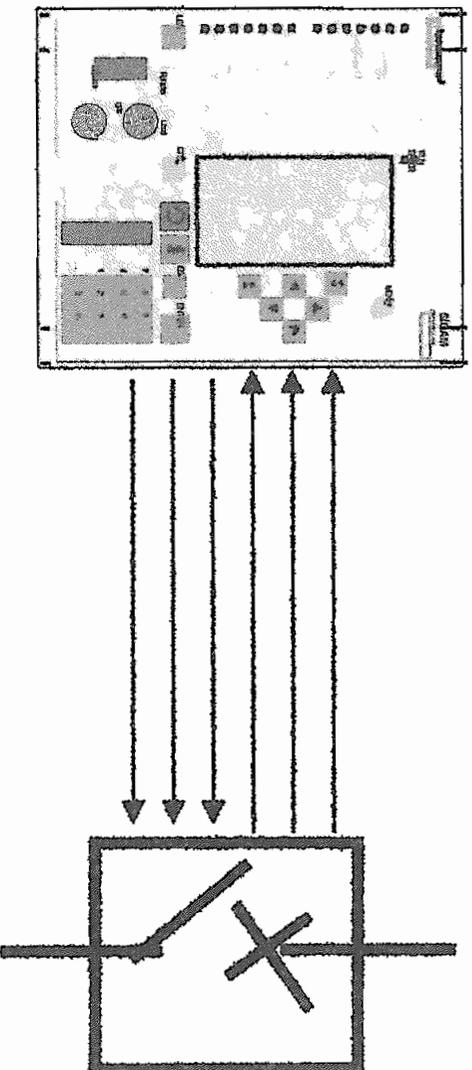


Fig 3.9 Operación directa de motores mediante Sirpotec 75J63

3.12.3 AUTOMATIZACIÓN.-

El usuario puede ingresar datos, mediante una interfase gráfica (CFC) la cual consiste de funciones específicas para efectuar la automatización de una subestación, estas funciones pueden ser activadas mediante teclas de función, entradas binarias, o mediante una interfase de comunicación. Cada una de las operaciones de los interruptores es guardada en la memoria de indicación de estado.

Mediante la utilización de la interfase CFC, se pueden realizar tareas de automatización básicas como son: Control de interruptores, control de seccionadores de tierra, control del intercambiador de taps, bloqueos, sincronización antes de cierre, etc. ; además se pueden implementar funciones de control más sofisticadas como: Secuencias de desconexión, aislamiento instantáneo de secciones que se encuentran en falla, cambio automático de barras, función de recierre inteligente, transferencia de carga entre líneas de transmisión o Subtransmisión, seccionamiento de carga inteligente, restauración

de potencia dinámica, Intercambio de carga entre diferentes Empresas de distribución, o de generación distribución.

3.12.4 COMUNICACIONES.-

Los relés de la serie Siprotec presentan características relevantes en lo que a comunicaciones se refiere así:

- El sistema de comunicación maneja automáticamente grandes bloques de datos por ejemplo: la grabación de los eventos de falla o archivos de parámetros, el usuario puede emplear estas características sin necesidad de programar al relé para ello.
- Para que la ejecución de un comando sea lo más segura, la señal de operación es primero reconocida, y luego procesada en la unidad; cuando un comando ha sido habilitado y ejecutado, una señal de revisión es emitida, las condiciones actuales y los comandos de ejecución son revisados, si estas condiciones no son satisfechas, es posible que se genere una interrupción.
- Interfase local para computador, la cual es accesible desde la parte frontal de la unidad, permitiendo rápido acceso a todos los parámetros, y también permite la revisión de los últimos datos de fallas.
- Bus de datos RS485, la transmisión de datos se realiza mediante conductores de cobre; en caso de existir una avería en cualquier unidad, el resto del sistema puede seguir operando sin problemas.
- Fibra óptica, mediante un circuito doble conectado en anillo, se puede eliminar las influencias externas que pudieren afectar los datos a ser transmitidos, en caso de ocurrir una falla en una sección que conecta a dos unidades, el sistema puede continuar operando sin fallas, si una unidad es afectada, o se encuentra operando de forma defectuosa, esto no afecta al resto del sistema.

3.12.5 MEDICIÓN.-

Los valores RMS son calculados a partir de valores de corriente y voltaje tomados directamente de los tc y tp así: factor de potencia, frecuencia, potencia activa y reactiva. Internamente la unidad calcula la potencia activa y reactiva. Los valores medidos, pueden ser enviados y visualizados en el centro de control; se puede hacer una distinción de potencia activa, reactiva, además si estas son entregadas o absorbidas por la subestación.

CAPÍTULO 4

CAPÍTULO 4

APLICACIÓN EN LA SUBESTACIÓN MULLALÓ

Frente al constante crecimiento del mercado, la Empresa Eléctrica Cotopaxi (ELEPCO S.A.) prevé la construcción de obras eléctricas, cuya finalidad es lograr una expansión racional del sistema eléctrico y su estructura.

Como primer paso, la empresa ha contratado un estudio a cerca de la factibilidad de implementar un sistema SCADA; después de hacer los análisis respectivos, dicho estudio determinó que es necesario para la empresa actualizar los sistemas de protección, adquisición y manejo de datos.

A futuro, se pretende establecer un sistema integrado, el mismo que tendrá su centro de control en la Subestación El Calvario; el cual debe asegurar una flexibilidad suficiente para poder crecer con los requerimientos tecnológicos, el sistema SCADA para ELEPCO S.A. está orientado en lo referente a Subtransmisión y distribución de Energía Eléctrica.

A continuación se detallan algunas de las características que debe cumplir el equipo a instalarse de acuerdo al estudio realizado para el efecto.

4.1 REQUERIMIENTOS OPERATIVOS.-

El centro de control de ELEPCO tendrá a su cargo las decisiones operativas derivadas del análisis de los parámetros del sistema; el cierre y apertura de interruptores serán realizados normalmente por el centro de control. La operación remota de seccionadores motorizados se hará en lugares de la red, en los cuales sea necesario efectuar cambios rápidos en la configuración del sistema; para efectuar estas operaciones se plantea la implementación de Unidades Terminales Remotas en cada una de las subestaciones que conforman ELEPCO. A

continuación se detallan algunos de los requerimientos que deben cumplir las RTU's.

- Recoger la información de los valores analógicos, pulsos, indicaciones de estado y alarmas de los sistemas de potencia y comunicaciones
- Interactuar con los IED's (Intelligent Electronic Devices) mediante protocolos de comunicación estándar.
- Organizar y transmitir la información a la estación central del centro de control a través de los canales de comunicación.
- Recibir los comandos enviados desde el centro de control y ejecutarlos sobre los diferentes equipos de corte y seccionamiento.
- Tener capacidad de autodiagnóstico de fallas, con indicación local para todos sus elementos.
- Registro secuencial de eventos, con una resolución y estampado de tiempo de 1 ms.
- Cálculo de energía mediante barrido de potencia en el tiempo.
- Capacidad de servicio a varios centros de control que actúen concurrentemente y con la posibilidad de empleo de diferentes protocolos de comunicación.

4.2 ELEMENTOS CONSTITUTIVOS Y PROGRAMAS DE LA RTU.-

Las tarjetas básicas y módulos suministrados deben manejar las señales requeridas por cada subestación, más una reserva del 20%.

Las RTU's deben interactuar tanto con los equipos de protección y medición tradicionales (electromecánicos y electrónicos), como con los relés numéricos o digitales, es decir deberán ser capaces de comunicarse mediante una gama de protocolos de comunicación.

La RTU debe poseer un reloj interno que puede ser sincronizado desde el Sistema central, o desde una señal de radio GPS.

Los parámetros de la RTU podrán cargarse desde la estación central, y localmente desde un computador de prueba, mediante un software de parametrización soportado en el sistema operativo Windows 95 o superior; para el efecto se deberá disponer de puertos RS232/485.

Las RTU's deben tener posibilidades de autodiagnóstico para efectuar la revisión de su condición operativa. En caso de detectarse una falla, además de las indicaciones locales, las RTU's deberán enviar el mensaje correspondiente a la estación central.

Todo lo expuesto anteriormente corresponde al estudio a cerca de la probabilidad de implementación de un sistema SCADA para ELEPCO. Como se detalló en el capítulo anterior, las posibilidades de implementar automatizaciones mediante la tecnología ofrecida por los sistemas de automatización de SIEMENS, cumplen con todos los requerimientos establecidos en dicho estudio; es por esto que, como un primer paso para establecer la implantación de un sistema SCADA para ELEPCO, el presente trabajo analiza la posibilidad de automatizar la subestación MULALÓ mediante la tecnología ofrecida por los sistemas SIEMENS.

4.3 CARACTERÍSTICAS DE LA SUBESTACIÓN MULALÓ.-

La Subestación Mulaló es parte de la Empresa Eléctrica Provincial Cotopaxi ELEPCO S.A., esta Subestación abastece de energía eléctrica principalmente a la zona industrial, consta de dos patios de transformación, uno de 138 KV a 69KV,

y uno de 69 KV a 13.8 KV. Este estudio se centra en lo que respecta al nivel de Subtransmisión, debido a que el patio de transmisión es propiedad de TRANSELECTRIC S.A..

La Subestación Mulaló en conjunto con la Subestación Ambato abastecen de energía eléctrica mediante un sistema radial a toda el área geográfica asignada a ELEPCO S.A. De acuerdo al diagrama eléctrico unifilar proporcionado por ELEPCO y presentado en el ANEXO II.1, la Subestación Mulaló a nivel de distribución, consta de cinco alimentadores a 13.8 KV, un transformador de 10/12 MVA con una impedancia del 7.57% en conexión Dy1, posee 2 interruptores a nivel de 69KV para facilitar el cambio en la topología de la red a nivel de 69 KV.

Existen las siguientes cabinas:

- Cinco cabinas de primarios que incluyen equipos de protección, medición y control
- Alimentación del transformador
- Pararrayos, transformadores de corriente (TC), transformadores de potencial (PT).
- Transformador de servicios auxiliares.
- Equipo de seccionamiento de barras

Todos los esquemas de protección utilizados actualmente en la Subestación Mulaló son electromecánicos de una antigüedad aproximada de 12 años, marca Mitsubishi, y aunque en la actualidad operan con relativa eficiencia, no están acorde con los requerimientos que exige el sector eléctrico a fin de mejorar el servicio al usuario final; para detallar cada uno de ellos se recurre al ANEXO I.2.3

A continuación se describen las funciones que se implementarán en el sistema SCADA mediante el sistema de automatización SICAM RTU.

- Medida remota de las corrientes de fase

- Señalización remota del estado (ON, OFF) del disyuntor correspondiente a cada primario.
- Señalización remota de falla del primario
- Señalización de telemando deshabilitado
- Medida remota de los voltajes de línea a nivel de 13.8 kV.
- Medida de la corriente de falla de secuencia cero
- Control remoto de cada uno de los disyuntores asociados a los cinco primarios de distribución.
- Control remoto del disyuntor, para protección de transformador

Para efectuar la automatización de la Subestación Mulaló, se presentan 2 alternativas, las mismas que satisfacen plenamente la necesidad de automatización requerida por el estudio citado anteriormente; las diferencias intrínsecas que presenta cada uno de ellos, se tomarán como puntos de referencia para que, en un capítulo posterior se haga un análisis técnico económico para de esta forma seleccionar la mejor de las alternativas. Las dos alternativas que se presentan a continuación son: SICAM RTU y SICAM SAS, cada una de las cuales detallaremos en lo posterior.

4.4 AUTOMATIZACIÓN MEDIANTE SICAM RTU.-

Como se ha visto en un capítulo anterior, el hecho de automatizar una subestación debe ser basado fundamentalmente en dos aspectos como son: técnico y económico. Acorde con ello, una primera alternativa que se presenta, es el automatizar la Subestación Mulaló, mediante el esquema de automatización presentado por SIEMENS, el SICAM RTU 6MD2010, debido a que el mismo presenta una solución que puede ser tomada como un primer paso de automatización; la cual permitirá entrar a la Subestación Mulaló en la filosofía de Automatización de Subestaciones, debido a que, manteniendo los equipos necesarios en la Subestación se hará un acondicionamiento de los mismos para poder realizar el control y toma de datos desde los mismos hacia la RTU.

De acuerdo a lo explicado en el capítulo 3, mediante este esquema de automatización, se consigue hacer el control remoto y monitoreo de subestaciones, además de adquisición de datos en tiempo real. Todo esto, sin necesidad de efectuar cambio en la estructura actual de la subestación, es decir manteniendo los relés de protección existentes en la subestación.

Para efectuar esta tarea, únicamente se debe llevar las señales requeridas desde los equipos existentes hasta las entradas analógicas o digitales de la RTU según sea el caso. Para efectuar el control sobre los equipos de maniobra, se utilizan las salidas digitales, a través de las cuales se accionan a relés de potencia, los mismos que comandarán la bobina de operación del disyuntor, o seccionador motorizado, en caso de existir este tipo de equipo.

Debido a las características presentadas por este sistema, las cuales se ajustan perfectamente a los requerimientos exigidos por el estudio antes mencionado, se detallan a continuación algunos de los beneficios que ofrece el mismo, las cuales satisfacen los requerimientos del estudio citado con anterioridad.

4.4.1 ARQUITECTURA.-

El sistema de automatización SICAM RTU está constituido por un microprocesador, para efectuar las tareas de automatización y control, comunicación con el centro de control y con los dispositivos de bahía, además efectuar autodiagnóstico de fallas internas del equipo. El sistema consta de módulos de entrada salida analógicos y digitales, los cuales permiten llevar la información desde los equipos primarios (transformadores de corriente y potencial), desde los IEDs o desde los interruptores o seccionadores hacia la RTU para efectuar la medición y monitoreo; mientras que mediante los módulos de salida, se pueden efectuar operaciones de mando, hacia relés auxiliares o directamente hacia los dispositivos de maniobra para efectuar control sobre los equipos de seccionamiento.

Para efectuar la comunicación hacia el centro de control, o hacia y desde los IEDs, se utilizan protocolos de comunicación estándar como son IEC 870-5-101, 870-5-103, o los protocolos PROFIBUS, MODBUS, entre otros.

Debido a que en este primer paso de automatización, no existen relés digitales, el número total de entradas análogas y digitales que debe existir en la RTU, debe ser el igual al número total de entradas análogas y digitales que se requieran en la subestación.

4.4.2 DEFINICIÓN DEL NÚMERO DE SALIDAS DIGITALES.-

Para definir el número total de salidas digitales que se requerirán adicionar a la RTU, se procederá a determinar las mismas en cada uno de los componentes de la subestación por separado, esto es: alimentadores, transformador, líneas de transmisión a 69 kV. Una vez que se ha determinado el número total de salidas requeridas, se procederá a determinar el número de módulos de salidas digitales DO que se necesitarán insertar en los racks de la RTU.

4.4.2.1 Alimentadores.-

En base a los gráficos que se presentan en los anexos III.1 y III.2 que corresponde al circuito de operación de un primario en general, se definen el número total de salidas digitales requeridas por cada alimentador; en cada uno de los alimentadores primarios, existe un disyuntor y un seccionador a tierra.

Concretamente en el anexo III.2 se puede determinar exactamente el número de salidas digitales requeridas por cada alimentador para su correcto funcionamiento, es decir tomando en cuenta las bobinas de cierre y disparo.

De acuerdo con los diseños respectivos, se ha determinado que el número de salidas digitales requeridas por cada alimentador es 2, debido a que en la

subestación Mulaló existen 5 alimentadores primarios entonces se ha determinado que se necesitarán de 10 salidas digitales para determinar el estado de operación en que se encuentran cada uno de los disyuntores que forman parte de los alimentadores de la subestación.

4.4.2.2 Transformador.-

Como se explicó con anterioridad, el presente trabajo está orientado hacia la automatización de una subestación de distribución; la subestación Mulaló posee 2 transformadores -uno en el nivel de transmisión 138 kV a 69 kV-, y otro a nivel de Subtransmisión de 69 kV a 13.8kV, pero debido a las razones explicadas con anterioridad se efectuará el análisis únicamente del transformador de Subtransmisión.

Una vez más se utilizarán los circuitos de control y protección que operan a los equipos de seccionamiento para determinar el número de salidas digitales requeridas. De acuerdo con los gráficos III.3, III.4, III.5 que corresponden a los circuitos de protección diferencial, alarmas y circuito de operación respectivamente, se ha determinado que el número de salidas digitales requeridas por el transformador es 2, debido a que únicamente se debe llevar las señales tomadas desde las bobinas de cierre y operación de los equipos de protección del transformador, hacia las entradas digitales requeridas por el sistema SCADA.

4.4.2.3 Líneas de Subtransmisión.-

En el nivel de Subtransmisión, la subestación Mulaló tiene 2 líneas conectadas en su barra de 69 kV. Cada una de estas líneas tiene asociados 2 seccionadores, un disyuntor, y un seccionador de tierra. Para poder efectuar el control de los disyuntores a nivel de 69 kV, es necesario que el o los equipos destinados para el efecto, dispongan de al menos 2 salidas digitales por cada disyuntor, es decir se necesitan para el efecto 4 salidas digitales.

4.4.2.4 Transformador de servicios auxiliares.-

En este transformador, no es necesario implementar nuevos equipos de protección, en este equipo únicamente existe un interruptor operado manualmente, por tal razón, no se necesita adicionar salidas digitales para efectuar control sobre este tipo de equipo.

4.4.2.5 Barras.-

De acuerdo lo especificado en el diagrama unifilar, existen 2 disyuntores asociados a las barras de 13.8 kV y 69 kv. En lo que respecta a nivel de 13.8 kV existe protección de sobrecorriente y sobrecorriente instantánea, el relé encargado de brindar esta protección a la barra, será encargado de operar el disyuntor, por lo que para efectuar mando remoto hacia el mismo, se necesitarán adicionalmente 2 salidas digitales. El disyuntor a nivel de 69 kV está asociado con la protección diferencial del transformador, por lo que el número de salidas digitales necesarias para operar este disyuntor, ya se tomaron en cuenta al realizar la protección para el transformador.

Es de primordial importancia resaltar que, en la Subestación Mulaló no existe protección diferencial para efectuar la protección de barras, por tal razón no existen relés asociados a este tipo de protección.

El relé digital de protección multifuncional a ser implementado en este caso, es similar al relé descrito en el caso de los alimentadores, difiriendo únicamente en que, para este caso se omitirá la función de auto recierre.

Por las características descritas anteriormente, el relé de protección multifuncional con las características de protección que se describirán en un ítem posterior que será ubicado para el efecto será:

7SJ6215-5EN22-3FG0

4.4.3 DEFINICIÓN DEL NÚMERO DE ENTRADAS DIGITALES.-

Para determinar el número total de entradas digitales necesarias que deben ser implementadas en la RTU, se procederá de manera similar que cuando se definieron el número de salidas digitales, es decir, haciendo un análisis por separado de cada uno de los componentes de la Subestación; tomando en cuenta que, básicamente las entradas digitales sirven para determinar el estado operativo en que se encuentran los equipos de seccionamiento (disyuntores, seccionadores, seccionadores de tierra, alarmas, etc.).

4.4.3.1 Alimentadores.-

Una vez más se recurre a los gráficos correspondientes a los circuitos de operación de un primario. A partir de gráfico III.2, en el cual se detallan los contactos auxiliares del disyuntor de operación correspondiente a un primario, se ha determinado el número de entradas digitales requeridas para establecer el estado de operación de un disyuntor; de acuerdo a ello, se necesitan 2 contactos auxiliares del disyuntor, los mismos que serán cableados hacia las entradas digitales de la RTU, y con ello se podrá determinar con exactitud el estado operativo de cada uno de los disyuntores que forman parte de los alimentadores. Como el número total de alimentadores existentes en la subestación es 5, entonces se requerirán 10 entradas digitales para determinar el estado operativo de los alimentadores.

Adicionalmente, existe un seccionador de tierra por cada alimentador, esto es, si se desea conocer el estado operativo de los seccionadores de tierra, entonces se necesitarán 10 entradas digitales adicionales.

4.4.3.2 Transformador.-

Para conocer el estado operativo del disyuntor que protege al transformador de potencia, se necesitan 2 entradas digitales; adicionalmente si se desea conocer el

estado de los 2 seccionadores asociados, y además del seccionador de tierra, se requerirán de 6 entradas digitales adicionales, además como este es un aparato de suprema importancia, existen otros tipos de protecciones asociadas como por ejemplo: Baja presión de gas, sobre temperatura del transformador, falla de enfriamiento, bajo nivel de aceite, cada una de estas alarmas debe estar asociada adicionalmente a 1 entrada digital para que puedan ser visualizadas en pantalla en caso de que se presentare una falla en cualquiera de estas protecciones; por tanto se deben adicionar 4 entradas digitales. Por todo lo anotado con anterioridad se deduce que se necesitan un total de 12 entradas digitales para conocer el estado operativo de los equipos de seccionamiento relacionados con el transformador.

4.4.3.3 Líneas de Subtransmisión.-

Como se mencionó con anterioridad, a nivel de 69 kV existen 4 seccionadores, 2 seccionadores a tierra, y 2 disyuntores. Para determinar el estado de operación de cada uno de estos equipos, se necesitan 2 entradas digitales por cada equipo de seccionamiento; esto quiere decir que en total se requieren de 16 entradas digitales a nivel de líneas de Subtransmisión.

4.4.3.4 Transformador de servicios auxiliares.-

Para determinar el estado de operación de este transformador es decir posición ON OFF, se deberá cablear desde una de las entradas digitales de la RTU hacia la manija de desconexión del transformador, por lo tanto se requiere de una entrada digital en este equipo.

4.4.3.5 Barras.-

Para conocer el estado operativo del disyuntor que protege la barra de 13.8 kV, se necesitan 2 entradas digitales, el estado operativo del disyuntor a nivel de 69 kV, está determinado con relación a la protección de transformador.

4.4.4 DEFINICIÓN DEL NÚMERO DE ENTRADAS ANÁLOGAS.-

El sistema de automatización de subestaciones SICAM RTU, brinda la posibilidad de tomar las señales de voltaje y corriente, directamente desde los dispositivos primarios (TC y TP); para ello se utilizarán los módulos de entradas análogas AI 32 o AI 16. El módulo de entradas análogas AI 32 está provisto de 32 entradas análogas con referencia de potencial común y aisladas de la circuitería electrónica, este módulo tiene una precisión de $\pm 0.25\%$ en el rango de temperaturas de 0 a 60 °C. El módulo de entradas análogas AI 16 está provisto de 16 entradas análogas cada una de ellas aislada de la otra y de la circuitería electrónica, el módulo de entradas análogas AI 16 brinda una precisión de $\pm 0.15\%$ en el rango de 0 a 60 °C.

Los módulos de entradas análogas AI 16 o AI 32, se proveen individualmente para acceder a entradas de corriente o voltaje, es decir se puede escoger independientemente módulos de entrada análoga de corriente o voltaje.

4.4.4.1 Alimentadores.-

Es necesario obtener las señales de corriente y voltaje de cada alimentador; cada alimentador primario está provisto de 3 fases, lo cual implica que, se necesitan 3 entradas análogas de corriente que deben ser llevadas desde los equipos de medición primarios hacia la RTU. Por tanto, se necesitan un total de 15 entradas análogas de corriente; en lo que respecta a las entradas de voltaje, de acuerdo al diagrama unifilar proporcionado por ELEPCO, las entradas de voltaje se toman desde la barra de 13.8 kV.

4.4.4.2 Líneas de Subtransmisión.-

Para determinar el número de entradas análogas, basta con referirnos una vez más al diagrama unifilar del el ANEXO II.1, existen transformadores de corriente en cada

una de las líneas de Subtransmisión, y para llevar la señal de voltaje se utiliza un transformador de voltaje ubicado en la barra de 69 kV. Por tanto, se infiere que el número total de entradas de corriente es 6 (2 alimentadores x tres fases cada uno), y 3 entradas análogas de voltaje tomadas desde la barra de 69 kV.

En el cuadro que se presentara posteriormente, se resume el número total de entradas y salidas digitales y análogas.

4.4.4.3 Barras.-

De acuerdo a lo especificado en el diagrama unifilar presentado en el ANEXO II.1, en el ámbito de barras existen 2 equipos primarios de medición (1 transformador de corriente y un transformador de voltaje), por esta razón es necesario llevar estas señales de corriente y voltaje hacia los módulos de la RTU; por lo tanto se necesitan de 3 entradas análogas de voltaje y 3 entradas análogas de corriente.

En el cuadro que se presenta a continuación, se resume el número total de entradas, salidas análogas y digitales requeridas por la RTU; sin considerar los relés digitales que se recomienda implementar en la Subestación al mismo tiempo, debido a que los mismos también poseen entradas análogas, y entradas y salidas digitales.

ITEM	DO	DI	v AI	I
Alimentadores	10	20	-	15
Transformador	2	12	-	-
Línea de Subtransmisión	4	16	3	6
Trafo. de Servicios Auxiliares	-	1	-	-
Barras	2	2	3	3
TOTAL	18	51	6	24

DI : Entradas digitales

DO: Salidas digitales

AI: Entradas análogas

Con respecto al cuadro anterior, se requieren un total de 18 salidas digitales, 51 entradas digitales y 30 entradas análogas de las cuales 6 corresponden a entradas de voltaje y las restantes 24 a entradas de corriente.

Por lo tanto se deben implementar en el esquema de automatización mediante SICAM RTU: 1 módulo de salidas digitales DO 32, 2 módulos de entradas digitales DI 32, 1 módulo de entradas análogas de voltaje AI 16 y 1 módulo de entradas análogas de corriente AI 32. De acuerdo con lo especificado anteriormente, se prevé un porcentaje de entradas y salidas análogas y digitales adicional, en caso de que se realicen futuras expansiones en la subestación.

Por todo lo expuesto anteriormente, para efectuar la automatización de la Subestación Mulaló se propone implementar la RTU con las siguientes especificaciones:

SICAM RTU 6MD2010-1AB17-0AA1

4.4.5 COMUNICACIÓN HACIA EL CENTRO DE CONTROL Y UNIDADES DE BAHÍA.-

El procesador de comunicaciones TP1 es la interfase entre el centro de control y la RTU. Existen varios medios de transmisión que pueden utilizarse para comunicar el centro de control con la RTU los cuales se detallan a continuación:

- Transmisión por onda portadora en líneas de alto voltaje
- Fibra óptica

- Par trenzado (Conductores de cobre)
- Redes telefónicas (Mediante una línea específica asignada y un módem)
- Comunicación a través de radio.

De acuerdo a experiencias adquiridas por otras empresas eléctricas, se recomienda descartar el uso de redes telefónicas. El medio de transmisión recomendado es fibra óptica (mayor ancho de banda, menor interferencias, mayor distancia de transmisión), o transmisión por radio con características de menor calidad, pero que prestan la confiabilidad y rapidez suficientes para la transmisión de datos desde la subestación hacia el centro de control de ELEPCO.

En el estudio existente a cerca de la factibilidad de implementación de un sistema SCADA para ELEPCO, se hace referencia al tipo de medio de transmisión a emplearse; en dicho estudio se sugiere transmisión por medio de radio, debido a que la empresa como tal tiene implementado en su infraestructura los medios que facilitarían este tipo de transmisión. Además los costos que implicaría tener una red de fibra óptica para interconectar todas las subestaciones hacia un centro de control, hacen que el sistema de transmisión a través de radio sea el más idóneo.

Por lo tanto se recomienda comunicación a través de radio desde la RTU al centro de control.

Existen 2 tipos de comunicación disponibles: Transmisión simétrica y transmisión asimétrica; en la transmisión simétrica tanto el centro de control como la RTU tienen los mismos derechos de enviar y recibir mensajes. Durante la transmisión asimétrica, el centro de control (master) tiene prioridad durante la comunicación de datos, la RTU (slave) únicamente enviará datos cuando éstos sean solicitados por el centro de control.

A continuación se describen algunas condiciones que pueden provocar una transmisión espontánea de datos al efectuar control: Comandos, ajustes.

A continuación se describen algunos ejemplos de operaciones de monitoreo que causan transmisión espontánea de datos: Cambios de estado, violaciones de valores máximos o mínimos, restauración de valores, comandos no ejecutados, etc.

Existe una gama de protocolos de comunicación a través de los cuales se puede comunicar el centro de control con la RTU: IEC 60870-5-101, SINAUT 8FW, Profibus, Industrial Ethernet. El protocolo de comunicación recomendado es el IEC 60870-5-101.

De acuerdo al esquema de automatización SICAM RTU, los equipos de protección existentes en la subestación no serán reemplazados, por lo que la comunicación entre estos y la RTU, se realizará efectuando una conexión a través de cables de cobre, cabe anotar que, los tipos de información que se puede obtener de tales equipos son básicamente valores de corrientes, voltajes y estado operativo de los aparatos de maniobra.

4.5 AUTOMATIZACIÓN MEDIANTE SICAM SAS.-

Si el objetivo a mediano plazo es efectuar una automatización completa de la subestación, entonces como un segundo paso se deben mejorar las características de la SICAM RTU, esto es efectuar actualizaciones en cuanto al procesador de comunicaciones, sin necesidad de efectuar un cambio en la infraestructura del sistema, así: Se mantendrá el esquema original implementado para la RTU; adicionalmente el sistema de automatización SICAM SAS soporta los protocolos de comunicación IEC 70870-5-103.

El sistema de automatización SICAM SAS, permite además incorporar nuevas unidades -para efectuar medición, control y monitoreo- o dispositivos de control inteligente (IED's). Cada uno de estos equipos reemplazará a las unidades de

protección existentes en la subestación, de acuerdo a las condiciones económicas y técnicas que se presentaren.

Los tipos de dispositivos inteligentes a ser instalados en cada uno de los componentes de la subestación se considerarán a continuación, así como también los medios de transmisión disponibles para el efecto; el software de parametrización requerido para este nuevo tipo de RTU conocido como SICAM SAS es el mismo que el de la RTU, es decir el SICAM PLUS TOOLS. Debido a que este nuevo sistema de automatización ofrece mayores posibilidades en cuanto a la toma de datos en tiempo real y control de los equipos de protección, adicionalmente se requiere de 2 nuevos software destinados para el efecto: SICAM WINCC, el cual nos permite efectuar control sobre los equipos de seccionamiento, crear listas de eventos, listas de alarmas, etc. Adicionalmente con este programa se puede realizar un gráfico completo de la subestación a base de los esquemas existentes en las librerías, y en el mismo efectuar tareas de control como por ejemplo abrir o cerrar disyuntores.

Con la inclusión de los IED's se requerirá adicionalmente de un software que permita efectuar la parametrización de los mismos; existe un software especialmente diseñado para desempeñar dicha tarea, este software es el DIGSI 4, el mismo que se describe EN EL ANEXO IV.4; según los requerimientos del usuario se puede acoplar los programas WinCC y Digsí para efectuar la parametrización de los relés en forma remota.

A continuación se hará un análisis del tipo de dispositivos de control inteligente o IED's que deberán ser implementados en la subestación para realizar la automatización de la misma. De igual forma como se procedió para implementar la SICAM RTU, se hará un análisis de cada uno de los elementos constitutivos de la subestación por separado.

Los IED's a implementarse en la subestación, poseen entradas de voltaje y corriente, así como entradas y salidas digitales; por lo que es necesario definir el número específico de entradas y salidas análogas y binarias para cada bahía, debido a que en este esquema de automatización, no existe una unidad que concentre módulos de entrada-salida análogas y digitales.

4.5.1 ALIMENTADORES.-

Con respecto a lo que se definió en los numerales 4.4.2.1 y 4.4.3.1, el número total de salidas digitales es 2, y el número total de entradas digitales es 4; esto corresponde al número de entradas y salidas digitales por cada alimentador. En lo que respecta al número de entradas análogas, los relés de protección digitales SIPROTEC 4 disponen de 3 entradas de voltaje y 3 de corriente respectivamente, por tal razón, cuando se emplean relés digitales de este tipo, el número de entradas análogas de voltaje y corriente están implementadas en el relé por defecto. Este tipo de relés se incluyen directamente entradas análogas de corriente y voltaje, debido a que mediante estas características se pueden obtener datos como: Potencias activa, reactiva, aparente, factor de potencia, etc. ; las mismas que son calculadas directamente en los relés de protección digital y enviados hacia el servidor SICAM PCC.

Acorde con las características descritas anteriormente, a continuación se procede a describir el tipo de relé de protección digital o IED que se deberá instalar en cada uno de los alimentadores.

Se propone instalar en los 5 alimentadores a nivel de 13.8 kV relés de protección digital multifuncionales con las siguientes características: Unidad multifuncional de control, protección y medida con 8 entradas digitales, 8 salidas digitales, alimentación desde una fuente dc de 125 Voltios, entradas de corriente de 5 Amperios, tipo de ejecución flush mounting, con las siguientes funciones de protección incluidas:

- 50/51 Sobrecorriente instantánea y sobrecorriente-tiempo inverso
- 50/51N Sobrecorriente instantánea y sobrecorriente-tiempo inverso a tierra
- 49 protección de sobrecarga
- 46 Protección de secuencia negativa
- 50BF protección de falla interruptor
- 74 TC supervisión de circuito de disparo
- 86 Disparo y bloqueo
- 67/67N Sobrecorriente direccional para fases y tierra
- 47 Secuencia de fases
- 27/59 Sobre y bajo Voltaje
- 81 Sobre y baja frecuencia

Adicionalmente este relé posee autorecierre, grabación de máximos y mínimos, registro de fallas. Puerto posterior RS 485 para comunicación hacia el centro de control mediante protocolo de comunicación IEC 60870-5-103; puerto posterior RS 485 para gestión de protecciones y comunicación mediante software DIGSI. El relé presenta además 7 leds de alarma.

El relé de protección digital que cumple con las características descritas anteriormente es:

7SJ6215-5EN22-3FG1

4.5.2 TRANSFORMADOR.-

Para realizar la protección de un transformador, es necesario implementar el esquema de protección diferencial. Se dispondrá del relé de protección diferencial existente en la subestación sin necesidad de efectuar ningún cambio en el mismo por considerar que, el cambio a un relé de protección diferencial digital no tiene

mayor injerencia en cuanto a control. En lugar de colocar un nuevo relé de protección digital, se emplearán las entradas y salidas digitales excedentes en relé de protección de sobrecorriente para protección de barra.

4.5.3 LINEAS DE SUBTRANSMISIÓN.-

Debido a la importancia que representan estas líneas en el sistema de Subtransmisión de ELEPCO, es necesario implementar relés de protección y control digital acorde con las exigencias que ello implica.

Por lo tanto se propone instalar relés multifuncionales de la serie 7SJ63 que presentan las siguientes características: Unidad multifuncional de control, protección y medida con 11 entradas digitales, 8 salidas digitales, alimentación desde una fuente dc de 125 Voltios, entradas de corriente de 5 Amperios, tipo de ejecución flush mounting, con las siguientes funciones de protección incluidas:

- 50/51 Sobrecorriente instantánea y sobrecorriente-tiempo inverso
- 50/51N Sobrecorriente instantánea y sobrecorriente-tiempo inverso a tierra
- 49 protección de sobrecarga
- 46 Protección de secuencia negativa
- 50BF protección de falla interruptor
- 74 TC supervisión de circuito de disparo
- 86 Disparo y bloqueo
- 67/67N Sobrecorriente direccional para fases y tierra
- 47 Secuencia de fases
- 27/59 Sobre y bajo Voltaje
- 81 Sobre y baja frecuencia
- 79 Autorecierre
- Localizador de fallas

Puerto posterior RS 485 para comunicación hacia el centro de control mediante protocolo de comunicación IEC 60870-5-103; puerto posterior RS 485 para gestión de protecciones y comunicación mediante software DIGSI. El relé presenta además 14 leds de alarma.

El relé digital que cumple con las características antes mencionadas es:

7SJ6315-5EN22-3FG3

4.5.4 BARRAS.-

Acorde a lo especificado en un capítulo anterior en esta Subestación no existe protección diferencial de barras; con respecto al diagrama unifilar de la Subestación Mulaló, existe un relé de protección de sobrecorriente y sobrecorriente tierra asociado a la barra de 13.8 kV; la función del mismo es proteger la barra en caso de cortocircuitos, y también de sobrecargas al transformador. El relé digital que se recomienda, tiene las mismas características de los relés que deben ser implementados en los alimentadores, con excepción de la propiedad de auto recierre.

Por tanto, el relé a ser implementado para el efecto es:

7SJ6215-5EN22-3FG0

4.5.5 COMUNICACIÓN HACIA EL CENTRO DE CONTROL Y UNIDADES DE BAHÍA.-

Una de las ventajas que presenta este sistema, es que se puede utilizar la tecnología empleada en la RTU; por lo cual, los medios de transmisión y protocolos de

comunicación utilizados inicialmente para comunicar la RTU con el centro de control y los IED's, se utilizarán de la misma manera en el sistema de automatización mediante SICAM SC.

4.6 AUTOMATIZACIÓN DE LA SUBESTACIÓN MULALÓ.-

De las experiencias adquiridas por las empresas eléctricas que han participado en la implementación de sistemas de automatización de sus Subestaciones, cabe resaltar que cada una de ellas ha desarrollado mejoras en sus sistemas de -adquisición de datos, control y protección- paulatinamente; es decir han ido evolucionando hacia un nuevo tipo de tecnología. De ahí que es recomendable para ELEPCO que, valiéndose de las experiencias de las empresas eléctricas en cuanto a este campo, actualice sus esquemas de toma y adquisición de datos en forma similar a como lo han hecho el resto de empresas eléctricas; es decir utilizando los recursos existentes, adecuarlos con un nuevo tipo de tecnología; con lo cual se consigue actualizar sus esquemas de protección, toma de datos y control, reduciendo los costos en la inversión inicial.

Para ello, se recomienda utilizar el método de automatización mediante SICAM SAS, con las características descritas con anterioridad en lo referente al número de entradas y salidas digitales, entradas análogas y comunicaciones; manteniendo los equipos de protección existentes y adecuando los esquemas de control.

Para efectos de toma de datos en tiempo real del consumo de potencias activa, reactiva, factor de potencia, voltaje, etc. se recomienda cambiar los relés de protección para la barra de 13.8 KV y en las 2 líneas de Subtransmisión a 69 KV, por los especificados en un numeral anterior. El resto de equipos se reemplazarán a futuro de acuerdo a la conveniencia de la empresa.

El software requerido para efectuar esta tarea es: WinCC HMI (Interfase hombre máquina), SICAM PLUS TOOLS para efectuar la configuración del SC, y el DIGSI V3.4 para efectuar la parametrización de lo relés digitales; estos software se describen el en anexo IV.

CAPITULO 5

CAPÍTULO 5

ANÁLISIS DE FACTIBILIDAD

El aspecto económico juega un papel primordial a la hora de justificar la implementación de un nuevo proyecto.

El nuevo tipo de mercado en el cual se han desarrollado las transacciones energéticas en el mundo, y en particular en nuestro país; obliga a que se tomen las medidas necesarias, para que en un futuro cercano, las compañías de distribución sean capaces de competir con éxito a fin de brindar un servicio de calidad, seguridad y economía.

En este tipo de medio, la información empieza a jugar un papel estratégico, debido a que se trabaja en un mercado de decisiones rápidas, casi instantáneas; con lo cual se desarrolla un nuevo tipo de requerimientos, los cuales no pueden ser obtenidos mediante los tipos de subestaciones convencionales. A continuación se describen algunos aspectos, los cuales explican la necesidad de automatizar una subestación.

5.1 NUEVOS REQUERIMIENTOS DEL SISTEMA DE POTENCIA.-

Como se mencionó en un capítulo anterior, los consumidores en el nuevo mercado se toman desde otro punto de vista, y pasan a ser clientes. Estos clientes tendrán la facultad de elegir quien los abastecerá de energía eléctrica, de los diferentes proveedores que se encuentren en el mercado. Esta tendencia no solo se aplica para los generadores de energía eléctrica, sino también a los distribuidores lo cual obliga a mejorar los sistemas para brindar mayor calidad de servicio eléctrico.

Por tanto, nuevos tipos de contratos de energía eléctrica serán introducidos en el mercado. Estos contratos, manejarán el abastecimiento de energía eléctrica en diferentes intervalos de tiempo, a diferentes precios, y con diferentes abastecedores. Esto requiere de un manejo de grandes cantidades de información en forma rápida y confiable. Aún más, los clientes se ven en la necesidad de conocer el costo de energía, a fin de planear su producción para así reducir costos de operación e incrementar sus ganancias; por todo lo mencionado anteriormente, la información forma parte primordial del mercado eléctrico actual, y las subestaciones existentes deben dirigir su mira hacia la automatización, si quieren formar parte de este nuevo tipo de mercado.

5.2 REDUCCIÓN EN LOS COSTOS DE OPERACIÓN.-

Los costos de operación tienen la mayor influencia en el aspecto económico, los ahorros que se pueden efectuar con respecto a este rubro se detallan a continuación:

- Reducción de personal, mediante la implementación de subestaciones controladas en forma remota.
- Localización y despeje de fallas en forma rápida, lo cual ocasiona interrupciones de servicio muy cortas, y por lo tanto menores réditos económicos.
- Sistemas autosuficientes, desconexiones secuenciales, debido a las funciones sofisticadas ofrecidas por los nuevos equipos; además mayor precisión y rapidez que los operadores
- Intercambio de carga entre alimentadores, subestaciones o incluso con otros sistemas de potencia

5.3 REDUCCIÓN EN LOS COSTOS DE MANTENIMIENTO.-

Las compañías en este nuevo tipo de mercado, tienden a reducir sus costos de mantenimiento, estos costos pueden ser divididos en dos categorías:

Reducción del tiempo de localización de fallas: Debido al gran número de conductores que conectan los paneles, equipo de control y protección, y demás equipo existente en las subestaciones, la localización de fallas es una tarea muy ardua, la cual requiere de gran cantidad de personal y equipo. En el caso de una subestación automatizada, este problema se reduce considerablemente, debido a que el cableado se reduce, y las distancias se acortan; aquí el problema se enfoca hacia el software de operación, debido a que en este tipo de subestación se tienen previstas pruebas de autodiagnóstico para la detección de fallas, es decir que si el software de operación se revisa constantemente, no existirá ningún problema en el momento de detectar una falla.

5.4 REDUCCIÓN EN LOS COSTOS DE MANTENIMIENTO DE EQUIPO PRIMARIO.-

Esto se traduce simplemente en material, partes de repuesto y horas hombre empleadas en los programas de mantenimiento, los cuales pueden ser eliminados mediante una correcta adquisición mediante tablas dinámicas, de la frecuencia con la que operan tales dispositivos. Por ejemplo los nuevos tipos de relé de protección para alimentadores primarios de distribución, poseen la característica de enviar información a cerca de la operación del disyuntor en condiciones de falla, esto mediante simples contadores, los cuales determinan el número de operaciones del disyuntor. Así la decisión de efectuar un mantenimiento en el disyuntor se basa en información actualizada a cerca de las características de operación del mismo.

5.5 REDUCCIÓN EN LOS COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO DE LOS EQUIPOS DE CONTROL Y PROTECCIÓN.-

Con la nueva tecnología aplicada en el software de operación, la revolución de las comunicaciones digitales, relés numéricos y los equipos de control digital, habrá una gran reducción en las horas hombre empleadas al efectuar mantenimientos de rutina de los relés Electromecánicos y de estado sólido, así como de equipos de control. Mediante la nueva tecnología, estas rutinas de mantenimiento, son efectuadas mediante software, el mismo que se encarga de efectuar las rutinas de prueba en toda la subestación, a intervalos determinados. Un ejemplo de esto son los alimentadores de distribución, los cuales están equipados con diferentes tipos de relés así: sobrecorriente, sobrecorriente a tierra, y recierre; los alimentadores en una subestación de distribución, pueden ser probados mediante un bus de datos común, sin necesidad de cambiar los equipos de prueba de un panel a otro. En el caso de una subestación automatizada, cada alimentador tiene una dirección única de identificación y por ello las pruebas se pueden realizar en todos los alimentadores, sin necesidad de interrupción y en un corto intervalo de tiempo; mientras que en subestaciones convencionales o no automatizadas se requiere una gran cantidad de horas hombre para efectuar estas pruebas de rutina.

5.6 REDUCCIÓN EN LOS COSTOS DE INSTALACIÓN DE LA SUBESTACIÓN.-

Es de esperar que, con el moderno equipo existente se efectúen reducciones de costo significativas. Sin embargo las compañías manufactureras aún no ofrecen un producto que permita reducir los costos de una manera significativa. Ciertas empresas, como por ejemplo el sector industrial, necesitan observar esta

reducción de costos; esto se puede explicar mediante la reducción de costos en algunas de las áreas correspondientes a una subestación, como por ejemplo:

Reducción del cableado para control y protección: Una gran cantidad de cableado, es requerida entre las bahías y los equipos de control en una subestación convencional. Esta gran cantidad de cable, se ve expuesta a factores ambientales, como son: deterioro, pérdida de señal, inducción, ruptura de los cables la cual toma gran cantidad de tiempo en ser localizada y reparada. Mientras que en procesos efectuados mediante equipo digital, se evitan todos estos inconvenientes; el único cableado que se requiere es entre las unidades de bahía y sus equipos primarios asignados. El resto de cableado hacia el cuarto de control maestro es efectuado digitalmente.

Reducción en el costo de instalación de equipo aplicado a funciones específicas: Para implantar sistemas de automatización modernos, es de esperarse que se justifiquen los costos de inversión para efectuar el cambio hacia nuevas tecnologías, con lo cual se conseguirán mayores réditos en los aspectos: actualización, instalación, mantenimiento de equipos como pueden ser RTU, registrador de fallas transitorias TFR; debido a que en muchas de las ocasiones en caso de realizar cambios en la subestación, como pueden ser de topología o capacidad, únicamente se requerirá en muchos de los casos un cambio en el software de operación, lo cual dinamizará el proceso reduciendo tiempo y costos de operación.

5.7 ANÁLISIS DE LA FACTIBILIDAD DE AUTOMATIZAR LA S/E MULALÓ.-

De acuerdo al estudio realizado previamente, se ha demostrado la necesidad de implementar un sistema SCADA para ELEPCO; de igual manera en el Seminario Nacional de Control y Gestión de Cargas eléctricas, se resume las cualidades que presenta este tipo de tecnología en la optimización de recursos, por lo que

recomienda la implementación sistemas de control supervisorio y adquisición de datos SCADA. Para efectuar este análisis se utilizará el método de la tasa interna de retorno o TIR y la relación beneficio-costos.

5.7.1 MÉTODO DE LA TIR.-

Para determinar la factibilidad de implementación del proyecto, se efectuará un análisis comparativo entre el sistema actual con el cual se opera el sistema, y el ahorro de recursos que se podría efectuar al implementar el nuevo tipo de tecnología; para ello, se detallarán a continuación los rubros en que se disminuirán los costos de operación y mantenimiento:

- Localización y despeje de fallas: En caso de existir una falla en la línea de Subtransmisión que alimenta desde la S/E Mulaló a las Subestación Lasso, según datos proporcionados por el personal de la Empresa Eléctrica Cotopaxi el tiempo de reconexión es de 3 horas en promedio. De igual manera al perder la línea de Subtransmisión que conecta la Subestación Mulaló con la Subestación San Rafael, el tiempo promedio de reconexión es 3 horas.

Si se considera que en el primer caso se perderían alrededor de 10 MW, y en el segundo 4 MW, entonces la potencia total que se dejaría de servir será 14 MW. Debido a que el tiempo de reconexión aproximado es alrededor de 3 h, entonces se tiene 42 MWh que dejarían de ser servidos. Con un promedio anual de 6 fallas en línea de Subtransmisión se tendría un total de 252 MWh.

- Operador de la Subestación: Debido a que en una Subestación automatizada no se necesita de personal en la misma, esto representa una reducción de personal, en promedio 300 USD al mes, entonces anualmente se tendrá una reducción de 3600 USD.

- **Mantenimiento preventivo de equipo primario y tableros de control:** De acuerdo con los reportes presentados por la empresa, este tipo de mantenimientos se efectúan anualmente. Para ello se requiere de 1 ingeniero y 3 técnicos más los costos de transporte y equipo de pruebas, esto da un costo promedio de 60 USD hora, Si se considera un tiempo aproximado de 30 horas para efectuar este tipo de pruebas, entonces resulta un valor de 1800 USD.

En el cuadro que se detalla a continuación, se describe los ítems en los cuales se reducirán costos de operación y mantenimiento:

Ítem	Valor Unitario	Valor Anual
Localización y desp. fallas	40 USD MWh	10080 USD
Operador	300 USD/Mes	3600 USD
Mantenimiento preventivo	60 USD/hora	1800 USD
	TOTAL	15480

Los valores tomados anteriormente corresponden al mantenimiento y operación de una sola Subestación, con un precio de 4 centavos de dólar el Kwh.

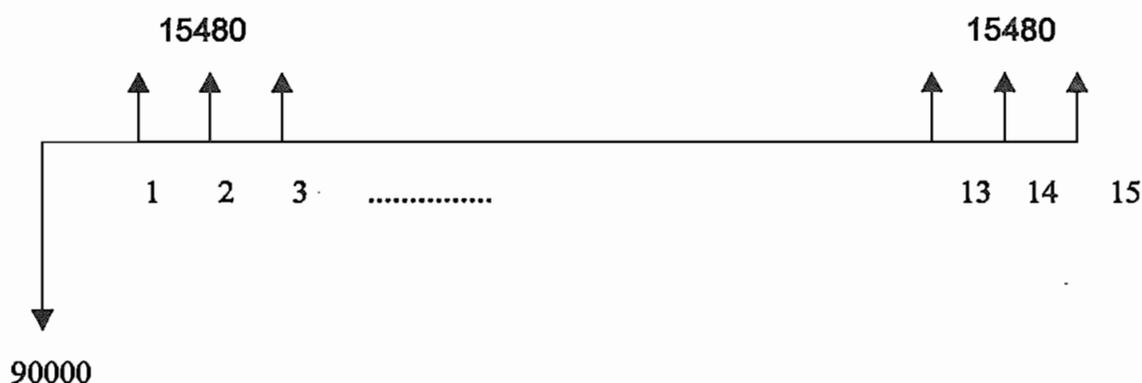
A continuación se hace el análisis de factibilidad de la inversión mediante la Tasa Interna de Retorno TIR, haciendo una comparación entre el sistema tal cual funciona en la actualidad, y como funcionaría el mismo mediante la implementación del sistema SCADA.

La inversión aproximada que tendría que realizarse, aproximadamente sería: 2 relés de protección digitales 7SJ6315-5EN22-3FG3, con un costo aproximado de 6000 USD cada uno, 1 relé para la protección en barra de 13.8 KV 7SJ6215-

5EN22-3FG1 con un costo aproximado de 5000 USD. El controlador de subestación SICAM SC con un costo aproximado de 30000 USD. En cuanto al software, se necesitaría: Un Software WinnCC, PLUS TOOLS, y Digi 4, con un costo aproximado de 42000 USD. La labor de ingeniería duraría aproximadamente 80 horas, con un costo aproximado de 25 USD/hora lo cual resulta 2000 USD.

Por lo tanto el valor total que debería ser desembolsado es alrededor de 90000 USD para iniciar el proyecto.

Efectuando el análisis mediante la TIR se obtiene:



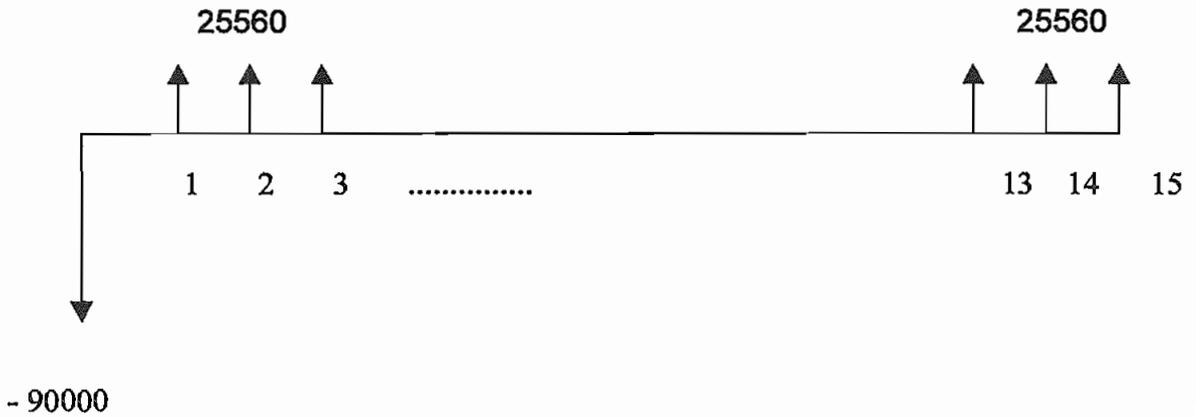
$$\text{Ec. (1)} \quad -90000 + 15480 * \frac{(1+i)^{15} - 1}{(1+i)^{15} * i} \rightarrow i = 0,15118$$

De la ecuación anterior se obtiene una tasa de retorno del 15.12%, si la tasa de retorno mínima aceptable TRMA es 20% correspondiente al interés bancario, entonces la inversión no se justifica.

Haciendo un nuevo análisis con un precio de 8centavos de dólar por kWh, el resultado es el siguiente:

Ítem	Valor Unitario	Valor Anual
Localización y desp. fallas	80 USD MWh	20160 USD
Operador	300 USD/Mes	3600 USD
Mantenimiento preventivo	40 USD/hora	1800 USD
TOTAL		25560

La Ecuación (1) corresponde a la Tasa Interna de Retorno.



$$\text{Ec. (2)} \quad -90000 + 25560 * \frac{(1+i)^{15} - 1}{(1+i)^{15} * i} \rightarrow i = 0.2767$$

Es decir que la tasa de retorno es del 27.67%, que es mayor al 20% de la TRMA, lo cual implica que el proyecto en estas condiciones justifica completamente.

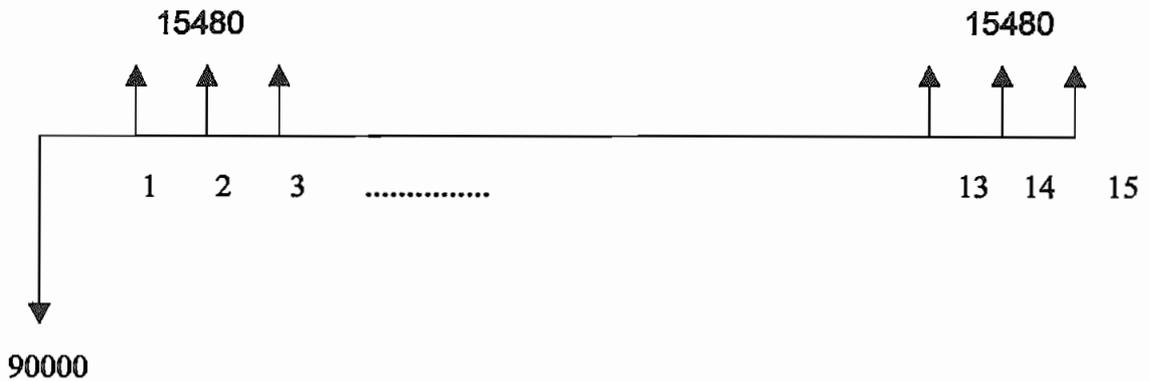
Un estudio similar efectuado por el jefe del centro de control de la Empresa Eléctrica Ambato dio como resultado que, utilizando el método de la TIR un proyecto de esta clase desarrollado en una subestación de distribución tiene una tasa de retorno del 29.78%.

Cabe anotar que en el análisis realizado no se han considerado factores que también pueden reducir costos de operación; esto una vez que se haya implementado completamente la automatización de la Subestación, ya que como se explicó en un capítulo anterior el presente trabajo constituye un primer paso de automatización de la Subestación Mulaló. A continuación se detallan los rubros que podrían mejorar el funcionamiento de las instalaciones existentes como son:

- Secuencias de desconexión
- Transferencia de carga automática en primarios
- Transferencia de carga automática entre subestaciones
- En caso de existir un aumento en la capacidad de la S/E, se optimizará tiempo debido a que para actualizar los sistemas de control, únicamente se deberán efectuar cambios en el software de operación.
- Administración de carga en transformadores
- Análisis mediante la utilización de aplicaciones computacionales, para determinar el mejor aprovechamiento de la capacidad instalada.}
- Equilibrio de carga en primarios de distribución
- Tiempos de reconexión en alimentadores

5.7.2 RELACIÓN BENEFICIO COSTO.-

En primer lugar se realizará el análisis utilizando un valor de 4 centavos de dólar por kWh, tomando los datos desarrollados en el literal anterior:



$$\text{Ec. (3)} \quad \text{BC} = \frac{\sum B}{\sum C}$$

BC: Relación Beneficio costo Ec. (3)

$\sum B$: Beneficios totales

$\sum C$: Costos totales

Si se cambia el valor de inversión inicial a una serie de anualidades para poder compararlas con las anualidades correspondientes al ahorro se tiene:

$$\text{Ec. (4)} \quad \sum C = P * \left[\frac{i * (1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \right], \quad i = 0.2$$

Donde:

ΣC : Es la inversión inicial transformada en anualidades

P: Es la inversión inicial

i : Es la tasa de interés bancario

n: El período de la inversión

$$\Sigma C = 90000 * \left[\frac{0.2 * (1 + 0.2)^{15}}{(1 + 0.2)^{15} - 1} \right], \quad i = 0.2$$

$$\Sigma C = 19249.4$$

Por tanto
$$BC = \frac{15480}{19249.4} \rightarrow BC = 0.81$$

Por lo tanto en estas condiciones, no se justifica la inversión. Haciendo un análisis con una tasa de retorno menor que 15.118% correspondiente a la tasa encontrada mediante la TIR se tiene: A una tasa bancaria del 10%

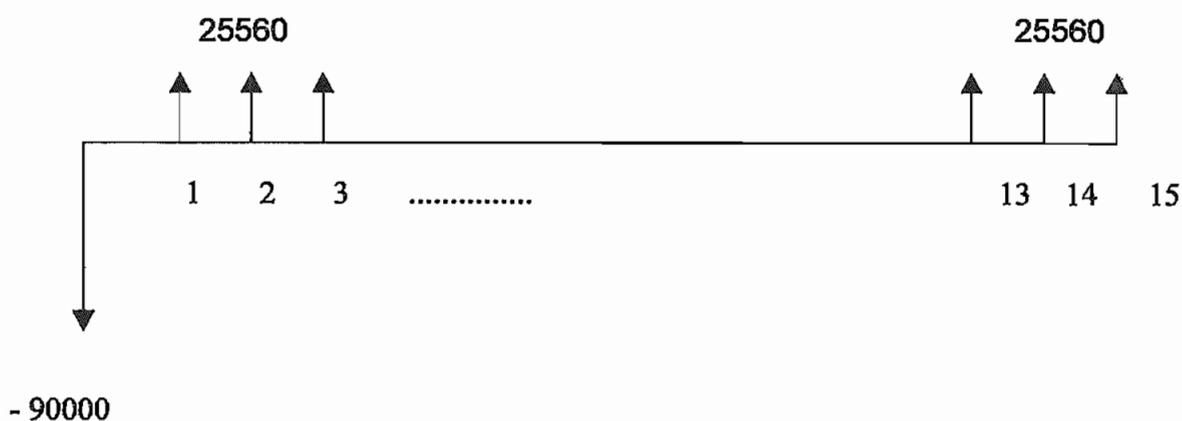
$$\Sigma C = 90000 * \left[\frac{0.1 * (1 + 0.1)^{15}}{(1 + 0.1)^{15} - 1} \right], \quad i = 0.1$$

$$\Sigma C = 11832.64$$

Por lo tanto se tiene: $BC = \frac{15480}{11832.64} \rightarrow BC = 1.34$

En este caso la inversión si se justifica.

Ahora realizando el mismo procedimiento para un valor de 8 centavos de dólar por kWh:



$$\text{Ec. (4)} \quad \Sigma C = P * \left[\frac{i * (1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \right], \quad i = 0.2$$

El valor de la inversión inicial en anualidades para una tasa del 20% se mantiene constante, es decir es igual a $\Sigma C = 19249.4$

$$BC = \frac{25560}{19249.4} \rightarrow BC = 1,3278$$

Mediante este análisis se deduce que la inversión sería mucho más conveniente cuando los precios de la energía eléctrica alcancen su valor real, debido a que la relación beneficio costo es mayor que 1 en el caso de que el precio de la energía por kWh sea de 8 centavos de dólar.

Otro aspecto importante que hay que tomar en cuenta es que en la actualidad la tasa de interés bancario no se ubica a niveles internacionales por cuanto es demasiado alta, perjudicando las inversiones del sector productivo.

5.7.3 PERÍODO DE RECUPERACIÓN DE CAPITAL.-

Para determinar el período de recuperación de capital, se asume que se realizará una inversión inicial aproximada de 90000 USD, y que los beneficios totales serán aquellos que ocasionen una reducción en los costos de operación y mantenimiento. Asumiendo una tasa del 20%, y un precio de 4 centavos de dólar por kWh..

$$Ec (7) \quad RC = \frac{C_o}{B_i}$$

RC : Período de recuperación de capital

C_o : Inversión Inicial

B_i : Beneficios totales (A valor presente)

Por tanto se tiene que: $C_o = 90000$ USD

$$\text{Ec. (8) } B_i = A * \frac{(1+i)^{15} - 1}{(1+i)^{15} * i}, \quad i = 0.2$$

La Ecuación (8) corresponde al valor presente de una serie de anualidades.

A es la anualidad que se tendría por ahorro, es decir $A = 16834,72$

$$B_i = 16834,72 * \frac{(1+0.2)^{15} - 1}{(1+0.2)^{15} * 0.2} = 78710.27$$

$$RC = \frac{90000}{78710,27} \rightarrow RC = 1,14 \text{ años.}$$

Efectuando el mismo análisis con un precio por kWh de 8 centavos de dólar se tiene lo siguiente:

$$RC = \frac{C_o}{B_i}$$

A es la anualidad que se tendría por ahorro, es decir $A = 28269,44$

$$B_i = 28269,44 * \frac{(1+0.2)^{15} - 1}{(1+0.2)^{15} * 0.2} = 132173.00$$

$$RC = \frac{90000}{132173,00} \rightarrow RC = 0.681 \text{ años.}$$

Como se ha demostrado con el análisis económico efectuado con anterioridad, y teniendo en cuenta las perspectivas del país a futuro, se demuestra que el proyecto es completamente viable, por lo que es recomendable que la Empresa Eléctrica Provincial Cotopaxí realice los esfuerzos necesarios para incorporar este tipo de tecnología.

CAPÍTULO 6

CAPÍTULO 6

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

6.1 CONCLUSIONES.-

Automatizar la Subestación Mulaló, permitirá a ELEPCO reducir los costos operativos, y al mismo tiempo lograr una mejor administración de la información entre las diferentes áreas de la empresa. Esto debido a que la Interfaz Hombre Máquina (HMI), permite transferir los datos de la subestación hacia bases de datos que pueden ser manejadas por diferente personal de la empresa.

Desde el punto de vista económico y esperando que se cumplan las perspectivas desde el punto de vista del sector eléctrico y macroeconómico, es completamente viable incursionar en un proyecto de esta naturaleza, por lo que es necesario que ELEPCO adquiera este tipo de tecnología lo antes posible.

La automatización de la Subestación Mulaló permite incrementar la confiabilidad de la misma; los relés de protección digital empleados y la RTU efectúan un proceso de autodiagnóstico tanto del software como del hardware, el mismo que se efectúa constantemente lo cual permite detectar a tiempo averías en el sistema las cuales pueden ser reparadas en forma oportuna.

No es necesario incrementar la planilla de personal de operadores.

Existe un flujo de información dinámico para las distintas áreas, el mismo que permite realizar correctos y oportunos mantenimientos preventivos y poder planificar de una mejor manera el sistema de distribución.

Se pueden reducir las pérdidas técnicas de la empresa, al poder disponer de herramientas que permitan efectuar una mejor administración de la carga.

El sistema de comunicaciones es fundamental a la hora de automatizar una Subestación, por lo que cualquiera que sea el medio escogido para el efecto, deberá brindar la seguridad y confiabilidad necesarias. En caso de la Subestación Mulaló el sistema de comunicaciones debe ser vía radio por las características de confiabilidad y seguridad que brinda, y además porque en la empresa existe la infraestructura necesaria para implementar este tipo de comunicaciones.

Mediante la implementación de un sistema SCADA se cumple con las regulaciones y normativas que exige el CONELEC y la ley de régimen del Sector Eléctrico.

En caso de que en una Subestación se tengan equipos diferentes, se deberá tener en cuenta los protocolos de comunicación que manejan cada uno de ellos, y determinar si la RTU tiene la capacidad de administrar dichos protocolos.

6.2 RECOMENDACIONES.-

Es conveniente actualizar los sistemas de control, protección y monitoreo en forma paulatina, para así evitar grandes desembolsos al iniciar un proyecto de este tipo. Es decir tratar de acoplar los sistemas existentes a la nueva tecnología, para luego reemplazarlos en forma progresiva; y de esta manera hacer un proyecto de este tipo completamente viable.

El sistema de automatización escogido por ELEPCO, deberá permitir integrar cualquier equipo mediante protocolos de comunicación abiertos, esto en caso de que para una futura ampliación de la Subestación se puedan integrar equipos de marcas diferentes.

Se debe establecer la filosofía operativa del sistema eléctrico, para con esta base conocer lo que se desea automatizar.

Elaborar la interfase hombre máquina lo más sencilla posible, para evitar conflictos de imágenes.

EL diseño de la RTU debe ajustarse particularmente para cada subestación, debiéndose guardar un porcentaje de reserva en caso de futuras ampliaciones.

De acuerdo a experiencias adquiridas por empresas eléctricas que han incursionado en la implementación de SCADA, se puede afirmar que se han reducido en un 95 % los tiempos de interrupción, comparados con los tiempos que se requerían para reponer el servicio en ausencia de un sistema SCADA. Concretamente esta información fue proporcionada por EMELGUR, la cual tiene completamente automatizadas la mayoría de sus Subestaciones.

Para realizar la conexión de los relés digitales hacia la RTU, se debe realizar la misma en configuración estrella, para aumentar la confiabilidad del sistema.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Seminario Ecuatoriano de Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica “ Experiencia del Sistema SCADA de EMELGUR”, Ing. Manuel Romero Vélez, Latacunga, Marzo 29,30,31 del 2000.

Circuit Breaker Monitoring IEEE Switchgear Meeting, Pittsburgh PA, Noviembre 1999

Manual de operación de relés digitales de la serie SIPROTEC 4 SIEMENS

Manual de operación de las RTU´s SICAM RTU y SICAM SAS SIEMENS.

Seminario Nacional de Control y Gestión de Cargas eléctricas de distribución (Contribuciones técnicas), Ambato, 19 Febrero de 1997

ABB, Protective Relaying theory and applications, 1994

Análisis de Sistemas de Potencia, Graninger-Stevenson, 1996

Adicionalmente se consultó las siguientes direcciones electrónicas

www.ieee.org

www.bergman@ieee.org

[www.grouper.ieee.org/groupsc37/1/working/drafts/ Funct ss 5b](http://www.grouper.ieee.org/groupsc37/1/working/drafts/Funct%20ss%205b)

<http://grouper.ieee.org/groups/1525/CIGRE34.07/Document/Book1r9.pdf>

<http://www.ewh.ieee.org/r2/baltimore/baltimorepes/documents/tech1200.htm>

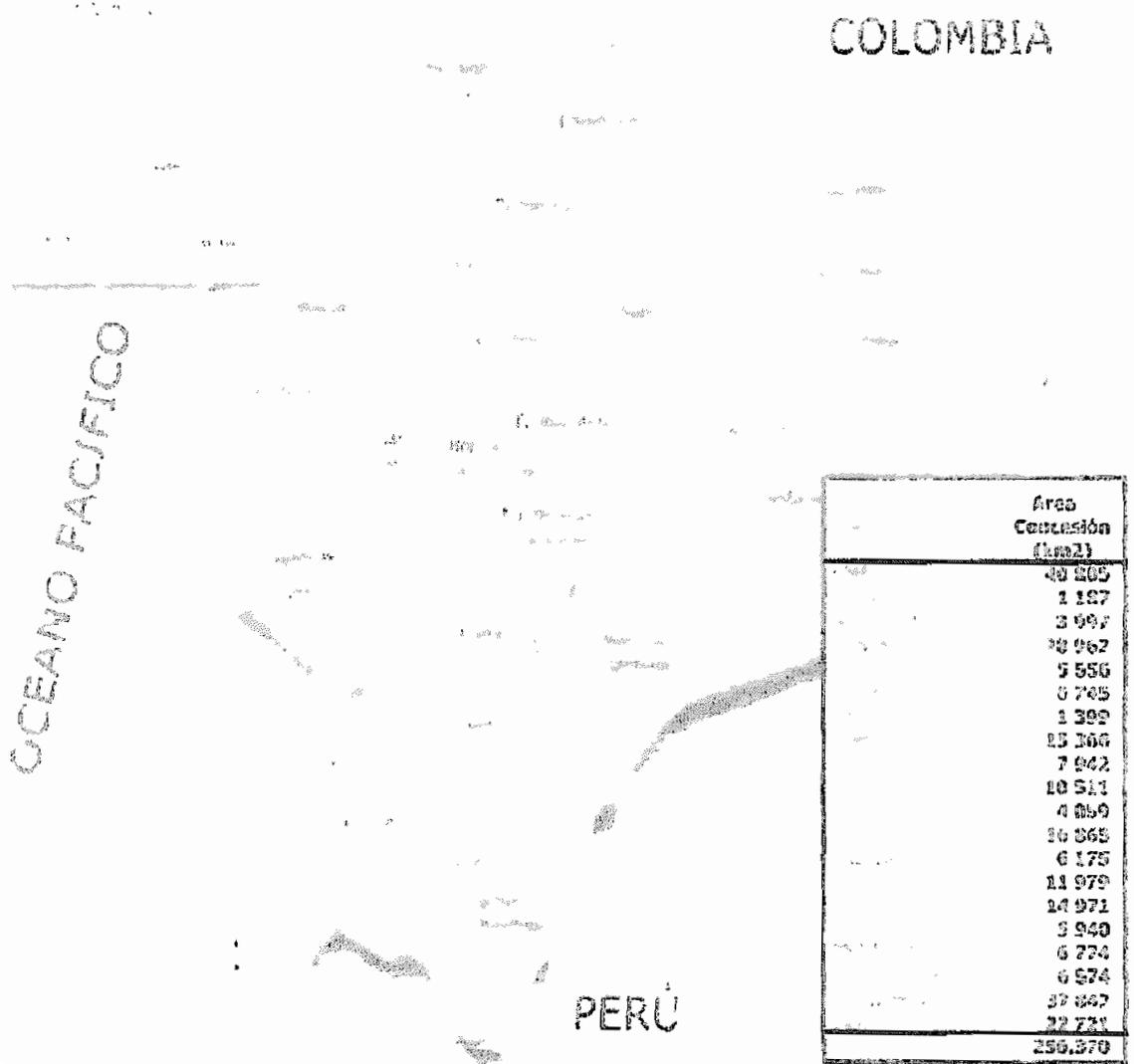
<http://www.spectrum.ieee.org/select/0198/pows1.html>

<http://www.spectrum.ieee.org/select/0198/pows1.html>

ANEXO I

ANEXO I.1

ÁREA DE CONCESIÓN DE LAS EMPRESAS ELÉCTRICAS



ANEXO II

AJUSTE DE PROTECCIONES DE SS/EE DE DISTRIBUCION

11-Ene-2001

S/E	ALIMENTADOR O PRIMARIO	CALIBRE CONDUCTOR	I máxima Amperios	RELACION T/C	MARCA RELE F	TIPO RELE F	TAP RELE F	LEVER RELE F	INSTANT. RELE F	MARCA RELE T	TIPO RELE T	TAP RELE T	LEVER RELE T	INSTANT. RELE T	T/C AUX	FECHA AJUSTE	OBSERVACIONES	DATOS PRIMARIO
02	ALIM.6.3KV	2x500 MCM	1112	1200.5	ABB	SPA140C	3.00	0.050	200.00	ABB	SPA140C	1.00	0.200	999.99		21-Oct-96		
02	C	370 MCM	453	250.5	GEC	CDG64	4.80	0.100	25.00	GEC	CDG14	2.50	0.100	25.00	1.5	29-Abr-98		
02	B	250 MCM	372	400.5	WES-ANTIG	CO6	4.00	1.000	25.00	WES	CO7	1.00	0.500	25.00	1.5	21-Oct-96		
02	D	2x250 MCM	744	400.5	WES-ANTIG	CO6	4.00	1.000	999.99	WES	CO7	1.00	0.500	20.00	1.5	21-Oct-96		
02	DISY.7-SUR	477 MCM	670	150.5	WES	CO7	4.00	6.000	60.00	WES	CO7	3.00	3.000	60.00		29-Abr-98		
SUR	ALIM.23KV			300.5	MERLIN-G	SEPAM-EI	5.00	0.100	16.00	MERLIN-G	SEPAM-EI	1.50	0.100	16.00		03-Jun-98		si
SUR	DISY.10			300.5	ABB	SPA140C	2.50	0.400	125.00	ABB	SPA140C	0.60	0.045	999.99		28-May-98		
03	ALIM.46KV	477 MCM	670	600.5	GEC-ALS	MBCH02	4.00	1.000	999.99	GEC	CDG16	2.50	1.000	999.99		28-Abr-00		
03	ALIM.6.3KV	2x240 mm2	974	2400.5	GEC-ALS	MCGG82-EI	4.50	0.325	999.99	GEC-ALS	MCGG82-EI	3.25	0.225	999.99		27-Abr-98		
03	A	500 MCM	556	600.5	GEC-ALS	MCGG82-EI	4.00	0.100	20.00	GEC-ALS	MCGG82-EI	1.25	0.100	8.75		27-Abr-98		
03	B	2x4/0	676	600.5	GEC-ALS	MCGG82-EI	3.25	0.050	13.00	GEC-ALS	MCGG82-EI	1.25	0.050	8.25		27-Abr-98		
03	C	1x4/0+1x3/0	633	600.5	GEC-ALS	MCGG82-EI	3.75	0.050	15.00	GEC-ALS	MCGG82-EI	1.25	0.050	8.25		27-Abr-98		
03	D	500 MCM	556	600.5	GEC-ALS	MCGG82-EI	3.75	0.050	15.00	GEC-ALS	MCGG82-EI	1.25	0.050	8.25		27-Abr-98		
03	E	2x4/0	676	600.5	GEC-ALS	MCGG82-EI	5.00	0.100	25.00	GEC-ALS	MCGG82-EI	1.25	0.200	10.00		08-May-00		
03	F	2x4/0	676	600.5	GEC-ALS	MCGG82-EI	3.00	0.050	12.00	GEC-ALS	MCGG82-EI	1.50	0.050	10.00		28-Abr-00		
03	TERC.23KV	350 MCM	424	300.1	HAWKER-S	MICROTRIP2-EI	1.00	0.100	5.00	HAWKER-S	MICROTRIP2-EI	0.30	0.100	5.00		03-Jun-98	F:2 Ráp., 1 lenta T:2 Ráp., 1 Lenta	
03	CAPACITORES			300.5	MERLIN-G	SEPAM2000-EI	2.26	0.100	16.00	MERLIN-G	SEPAM2000-EI	1.50	0.100	16.00		29-Abr-98	Relés 51N,59,55	
03				300.5	GEC-ALS	MCGG82	2.00	0.150	4.00	GEC-ALS	MCGG82	2.00	0.150	4.00		28-Abr-00		
03	TROLE			50.5	GENERAL ELECT	GEK98831C	5.25	0.200	42.00	GENERAL ELECT	GEK98831C	1.56	0.200	25.00		08-May-00		
04	ALIM.6.3KV	3x1000 MCM	2400	2400.5	GEC	CDG36	4.80	0.350	999.99	GEC	CDG16	2.50	0.350	999.99		31-Jul-98		
04	A	500 MCM	556	600.5	GEC	CDG63	4.80	0.200	30.00	GEC	CDG23	0.50	0.200	12.00		31-Jul-98		
04	B	500 MCM	556	600.5	GEC	CDG63	4.00	0.200	30.00	GEC	CDG23	0.50	0.200	12.00		31-Jul-98		
04	C	500 MCM	556	600.5	GEC	CDG63	4.00	0.200	30.00	GEC	CDG23	0.50	0.200	12.00		31-Jul-98		
04	D	500 MCM	556	600.5	GEC	CDG63	4.80	0.200	30.00	GEC	CDG23	0.50	0.200	12.00		31-Jul-98		
04	E	500 MCM	556	600.5	GEC	CDG63	4.00	0.200	30.00	GEC	CDG23	0.50	0.200	12.00		31-Jul-98		
04	F-TROLEBUS			600.5	GEC	CDG63	4.00	0.200	30.00	GEC	CDG23	0.50	0.200	12.00		31-Jul-98		
04	CAPACITORES			300.5	GEC-ALS	MCGG82	5.50	0.100	44.00	GEC-ALS	MCGG82	1.50	0.100	12.00		28-Abr-00		
05	ALIM.6.3KV	2x250 MCM	744	600.5	GEC	CDG36	4.80	0.200	999.99	GEC	CDG16	2.50	0.150	999.99		07-Ago-95		
05	A	2/0	258	300.5	GEC	CDG64	4.00	0.100	20.00	GEC	CDG14	2.50	0.100	25.00		07-Ago-95		
05	B	2/0	258	300.5	GEC	CDG64	4.00	0.100	20.00	GEC	CDG14	2.50	0.100	25.00		07-Ago-95		
05	C-D	2x2/0	516	300.5	GEC	CDG64	4.00	0.100	20.00	GEC	CDG14	2.50	0.100	25.00		07-Ago-95		
05	AEREO	2/0	258	300.5	GEC	CDG64	4.00	0.400	25.00	GEC	CDG14	2.50	0.100	27.00		25-Jun-98		
05	EXPRESO-TROLE	3/0	295	300.5	GEC	CDG64	4.00	0.100	20.00	GEC	CDG14	2.50	0.100	25.00		29-Abr-98		
07	ALIM.6.3KV	3x1000 MCM	2452	2400.5	GEC	CDG36	4.80	0.275	999.99	GEC	CDG16	2.50	0.350	999.99		28-Abr-00	Cambia grupo de sistemas	
07	A	350 MCM	453	600.5	GEC	CDG64	4.00	0.300	25.00	GEC	CDG14	3.75	0.100	40.00	1.5	28-Abr-00	1 Reconexión. t=10s.	si
07	B	240 mm2	500	600.5	GEC	CDG64	4.80	0.300	25.00	GEC	CDG14	2.50	0.100	40.00	1.5	01-Dic-98	1 Reconexión. t=10s.	si
07	C	350 MCM	500	600.5	GEC	CDG64	4.00	0.300	25.00	GEC	CDG14	2.50	0.100	40.00	1.5	23-Abr-97	1 Reconexión. t=10s.	si
07	D	350 MCM	453	600.5	GEC	CDG64	4.80	0.100	50.00	GEC	CDG14	3.75	0.100	40.00	1.5	28-Abr-00	1 Reconexión. t=10s.	
07	E	240 mm2	487	600.5	GEC	CDG64	4.00	0.300	35.00	GEC	CDG14	2.50	0.100	40.00	1.5	23-Abr-97	1 Reconexión. t=10s.	
07	CAPACITORES	4/0	338	600.5	GEC	CDG64	4.80	0.050	25.00	GEC	CDG14	2.50	0.500	20.00		23-Abr-97		
08	ALIM.46KV	477 MCM	670	200.5	ABB	SPA140C	4.00	0.300	40.00	ABB	SPA140C	1.00	0.200	40.00		28-Abr-98		
08	ALIM.6.3KV	1500 MCM	1010	1200.5	GEC	CDG64	4.80	0.600	999.99	GEC	CDG14	3.00	1.000	999.99		28-Abr-98		
08	A	2x3/0	590	300.5	GEC	CDG64	4.80	0.100	50.00	GEC	CDG14	2.50	0.100	25.00		08-Jul-97		
08	B	2x3/0	590	300.5	GEC	CDG64	4.80	0.100	50.00	GEC	CDG14	2.50	0.100	25.00		08-Jul-97		
08	C	2x3/0	590	300.5	GEC	CDG64	4.80	0.100	50.00	GEC	CDG14	2.50	0.100	25.00		08-Jul-97		
08	D	2x3/0	590	300.5	GEC	CDG64	4.80	0.100	50.00	GEC	CDG14	2.50	0.100	35.00		08-Jul-97		
08	AEREO	3/0	516	600.5	GEC	CDG64	4.00	0.160	35.00	GEC	CDG14	2.50	0.100	25.00		08-Jul-97		
08	EXPRESO	3/0	295	300.5	GEC	CDG64	4.80	0.100	50.00	GEC	CDG14	2.50	0.100	25.00		08-Jul-97		
08	TROLEBUS			300.5	GEC-ALS	MCGG82	3.25	0.100	28.00	GEC-ALS	GEC-ALS	1.00	0.100	24.00		08-Jul-97		
09	ALIM.6.3KV	750 MCM	698	1200.5	MIT	CO8	5.00	2.500	20.00	MIT	CO8	2.00	4.000	10.00		08-Nov-96		
09	A	4/0	698	1000.5	MIT	CO8	2.00	0.500	10.00	MIT	CO8	2.00	0.500	10.00		01-Ago-95		
09	C	2x4/0	676	400.5	MIT	CO8	5.00	0.500	25.00	MIT	CO8	2.00	0.500	20.00		08-Nov-96		
09	D	1x2/0+1x3/0	633	400.5	MIT	CO8	4.00	0.500	20.00	MIT	CO8	2.00	0.500	20.00		08-Nov-96		
09	E	500 MCM	556	400.5	MIT	CO8	5.00	0.500	20.00	MIT	CO8	2.00	0.500	20.00		08-Nov-96		
09	CAPACITORES	250 MCM	372	400.5	MIT	CO8	2.00	0.160	20.00	MIT	CO8	2.00	0.500	10.00		08-Nov-96		
10-N	ALIM.6.3KV	3x750 MCM	2094	2400.5	GEC	CDG36	4.80	0.300	999.99	GEC	CDG16	2.50	0.250	999.99		28-Abr-00		
10-N	A	240 mm2	487	600.5	GEC	CDG64	4.80	0.150	25.00	GEC	CDG14	5.00	0.100	100.00	1.5	31-Ago-96		
10-N	B	240 mm2	487	600.5	GEC	CDG64	4.00	0.150	25.00	GEC	CDG14	5.00	0.100	100.00	1.5	31-Ago-96		
10-N	C	240 mm2	487	600.5	GEC	CDG64	4.80	0.150	25.00	GEC	CDG14	5.00	0.100	100.00	1.5	28-Abr-00		
10-N	E	240 mm2	487	600.5	GEC	CDG64	4.80	0.150	25.00	GEC	CDG14	5.00	0.100	100.00	1.5	31-Ago-96		
10-N	F-DESCON.	240 mm2	487	600.5	GEC	CDG64	4.00	0.150	24.00	GEC	CDG14	5.00	0.100	100.00	1.5	31-Ago-96		
10-N	DISY50-60VIC	500 mm2	670	600.5	ABB	SPA140C	5.00	0.300	50.00	ABB	SPA140C	1.20	0.300	43.00		31-Ago-96		
10-N	SERV.AUX.	240 mm2	487	600.5	GEC	CDG64	4.00	0.500	25.00	GEC	CDG14	5.00	0.100	100.00	1.5	31-Ago-96		
10-V	ALIM1.6.3KV	750 MCM	698	1200.5	ABB	SPA140C	3.00	0.700	999.99	ABB	SPA140C	0.75	0.800	999.99		07-Sep-00		
10-V	A	2x1/0+1x2/0	710	300.5	GEC-ALS	MCGG82-EI	5.00	0.200	50.00	GEC-ALS	MCGG82-EI	1.00	0.200	31.00		07-Sep-00		
10-V	B	400 MCM	487	300.5	GEC-ALS													

AJUSTE DE PROTECCIONES DE SS/EE DE DISTRIBUCION

11-Ene-2001

S/E	ALIMENTADOR O PRIMARIO	CALIBRE CONDUCTOR	I máxima Ampéres	RELACION T/C	MARCA RELE_F	TIPO RELE_F	TAP RELE_F	LEVER RELE_F	INSTANT. RELE_F	MARCA RELE_T	TIPO RELE_T	TAP RELE_T	LEVER RELE_T	INSTANT. RELE_T	T/C AUX	FECHA AJUSTE	OBSERVACIONES	DATOS PRIMARIO
10-V	C	400 MCM	487	600.5	GEC-ALS	MCGG82-EI	3.00	0.200	30.00	GEC-ALS	MCGG82-EI	0.75	0.200	23.25		07-Sep-00		
10-V	D	400 MCM	487	300.5	GEC-ALS	MCGG82-EI	5.00	0.200	50.00	GEC-ALS	MCGG82-EI	1.00	0.200	31.00		07-Sep-00		
10-V	E	2x2/0	516	300.5	GEC-ALS	MCGG82-EI	4.00	0.200	48.00	GEC-ALS	MCGG82-EI	1.00	0.200	31.00		07-Sep-00		
11	ALIM.5.3KV	800 MCM	1200	1200.5	GEC-ALS	MCGG82-SI	4.50	0.200	899.99	GEC-ALS	MCGG82-SI	1.25	0.300	899.99		27-Abr-98		
11	A	40+1x3/0	633	300.5	GEC-ALS	MCGG82-EI	5.00	0.250	25.00	GEC-ALS	MCGG82-EI	0.50	0.200	9.00		27-Abr-98		
11	B	700 MCM	676	600.5	GEC-ALS	MCGG82-EI	3.50	0.200	28.00	GEC-ALS	MCGG82-EI	0.75	0.100	9.75		27-Abr-98		
11	C	700 MCM	676	600.5	GEC-ALS	MCGG82-EI	4.00	0.200	32.00	GEC-ALS	MCGG82-EI	0.75	0.200	10.50		27-Abr-98		
11	O	40+1x500MCM	893	300.5	GEC-ALS	MCGG82-EI	5.00	0.200	20.00	GEC-ALS	MCGG82-EI	0.75	0.300	18.00		27-Abr-98		
11	CAPACITORES			600.5	GEC-ALS	MCGG82-EI	3.00	0.200	24.00	GEC-ALS	MCGG82-EI	1.50	0.100	14.00		27-Abr-98	Relés 51N.59.55	
12	ALIM.6.3	2x800 MCM	1396	1200.5	GEC-ALS	MCGG82-SI	5.00	0.700	999.99	GEC-ALS	MCGG82-SI	2.00	0.450	999.99		31-Ago-96		
12	A	2x4/0	676	400.5	MIT	CO8	5.00	2.000	30.00	MIT	CO8	2.00	0.500	30.00		31-Ago-96		
12	B	2x4/0	676	400.5	MIT	CO8	5.00	0.500	30.00	MIT	CO8	2.00	0.500	30.00		31-Ago-96		
12	C-DESCON	4/0	338	400.5	MIT	CO8	5.00	0.500	30.00	MIT	CO8	2.00	0.500	30.00		31-Ago-96		
12	O	2x2/0	516	400.5	MIT	CO8	5.00	0.500	30.00	MIT	CO8	2.00	0.500	30.00		31-Ago-96		
12	EXPRESO	3/0	285	400.5	MIT	CO8	5.00	0.500	30.00	MIT	CO8	2.00	0.500	30.00		31-Ago-96		
13	ALIM.46KV			2400.5	GEC	CDG36	4.00	0.250		GEC	CDG16	2.50	0.450			28-May-99	Neutro del transformador	
13	A	2x700 MCM	1228	1200.5	MERLIN-G	SEPAM2000-EI	2.50	2.000	999.99	MERLIN-G	SEPAM2000-EI	2.00	2.000	999.99		15-Jun-00		
13	B	2x2/0	516	400.5	MERLIN-G	SEPAM2000-EI	5.00	0.500	20.00	MERLIN-G	SEPAM2000-EI	2.00	0.500	20.00		15-Jun-00		
13	E	350 MCM	453	400.5	MERLIN-G	SEPAM2000-EI	5.00	1.000	20.00	MERLIN-G	SEPAM2000-EI	2.00	0.500	20.00		15-Jun-00		
13	F-TROLEBUS			200.5	MERLIN-G	SEPAM2000-EI	4.00	1.000	20.00	MERLIN-G	SEPAM2000-EI	2.00	1.000	20.00		15-Jun-00		
13	ALIM2.6.3KV	2x350 MCM	908	1200.5	MERLIN-G	SEPAM2000-EI	3.00	2.000	999.99	MERLIN-G	SEPAM2000-EI	2.00	2.000	999.99		15-Jun-00		
13	B	2x2/0	516	400.5	MERLIN-G	SEPAM2000-EI	4.00	0.500	20.00	MERLIN-G	SEPAM2000-EI	2.00	0.500	20.00		15-Jun-00		
13	C	400 MCM	487	400.5	MERLIN-G	SEPAM2000-EI	4.00	0.500	20.00	MERLIN-G	SEPAM2000-EI	2.00	0.500	20.00		15-Jun-00		
13	D	2x4/0	676	400.5	MERLIN-G	SEPAM2000-EI	5.00	0.500	20.00	MERLIN-G	SEPAM2000-EI	2.00	0.500	20.00		15-Jun-00		
15	ALIM.46KV	500 mm2	648	600.5	GEC	CDG68	4.00	0.250	25.00	GEC	CDG26	2.50	0.200	25.00		28-Abr-00		
15	ALIM.6.3KV	3x800 MCM	2343	2400.5	GEC	CDG36	4.00	0.300	999.99	GEC	CDG16	2.50	0.300	999.99		28-Abr-00		
15	A	500 MCM	558	600.5	GEC	CDG64	4.80	0.100	30.00	GEC	CDG14	2.50	0.100	100.00	1.5	28-Abr-00	1 Reconexión. t=10s.	
15	B	500 MCM	558	600.5	GEC	CDG64	4.80	0.100	30.00	GEC	CDG14	2.50	0.100	100.00	1.5	28-Abr-00	1 Reconexión. t=10s.	
15	C	500 MCM	558	600.5	GEC	CDG64	4.80	0.200	30.00	GEC	CDG14	2.50	0.100	100.00	1.5	28-Abr-00	1 Reconexión. t=10s.	
15	D	3x240 mm2	1461	300.5	GEC	CDG94	4.00	0.100	25.00	GEC	CDG14	2.50	0.050	100.00	1.5	28-Abr-00	1 Reconexión. t=10s.	
15	E	500 MCM	558	600.5	GEC	CDG64	4.00	0.100	25.00	GEC	CDG14	2.50	0.100	100.00	1.5	28-Abr-00	1 Reconexión. t=10s.	
15	CAPACITORES	800 MCM	558	600.5	GEC	CDG64	4.00	0.500	75.00	GEC	CDG14	2.50	0.500	23.00	1.5	30-May-97	Relés 59.55	
16	ALIM1.6.3KV	2x800 mm2	2200	2400.5	GEC	CDG36	4.00	0.450	999.99	GEC	CDG16	2.50	0.050	999.99		25-Oct-96		
16	A	700 MCM	813	600.5	GEC	CDG23	4.00	0.520	20.00	GEC	CDG23	0.50	0.300	15.00		29-Abr-98		
16	B	2x4/0	676	600.5	GEC	CDG23	4.80	0.500	20.00	GEC	CDG23	0.50	0.300	15.00		25-Oct-96		
16	C	2x4/0+1x250	1048	600.5	GEC	CDG23	4.00	0.500	20.00	GEC	CDG23	0.50	0.300	15.00		25-Oct-96		
16	D	375 MCM	453	600.5	GEC	CDG23	4.00	0.520	20.00	GEC	CDG23	0.50	0.300	15.00		13-Mar-00		
16	CAPACITORES1	240 mm2	487	600.5	MEIDENSHA	K10C6	5.00	1.000	30.00							29-Abr-98		
16	ALIM2.6.3KV	2x800 mm2	2200	2400.5	GEC	CDG36	4.00	0.450	999.99	GEC	CDG16	2.50	0.050	999.99		25-Oct-96		
16	E	2x4/0	676	600.5	GEC	CDG23	4.80	0.500	20.00	GEC	CDG23	0.50	0.300	15.00		25-Oct-96		
16	F	2x4/0	676	600.5	GEC	CDG23	6.00	0.520	20.00	GEC	CDG23	0.50	0.300	15.00		28-Abr-00		
16	G	2x4/0	676	600.5	GEC	CDG23	4.80	0.520	20.00	GEC	CDG23	0.50	0.300	15.00		28-Abr-00		
16	H			600.5	GEC	CDG23	4.80	0.300	20.00	GEC	CDG23	0.50	0.300	15.00		25-Oct-96		
16	TROLEBUS			300.5	GEC-ALS	MCGG82	3.50	0.300	28.00	GEC-ALS	MCGG82	1.00	0.200	28.00		25-Oct-96		
16	CAPACITORES2			300.5	GEC-ALS	MCGG82	2.50	0.050	12.50	GEC-ALS	MCGG82	0.50	0.050	2.50		28-Abr-00	Relés 51N.59.55	
17	ALIM.46KV			2400.5	GEC-ALS	MCGG82-SI	4.80	0.250		GEC-ALS	MCGG82-SI	2.50	0.350			23-Jul-99	Neutro del transformador	
17	A	800 MCM	1300	1200.5	GEC-ALS	MCGG82-SI	3.00	0.300	999.99	GEC-ALS	MCGG82-SI	1.50	0.350	999.99		27-Abr-98		
17	B	700 MCM	613	300.5	GEC-ALS	MCGG82-EI	4.00	0.200	16.00	GEC-ALS	MCGG82-EI	1.50	0.200	15.50		28-Abr-00	FASE W (0.6) Y TIERRA (0.1) cambiados	
17	C	600 MCM	516	600.5	GEC-ALS	MCGG82-EI	3.75	0.200	11.25	GEC-ALS	MCGG82-EI	1.50	0.200	9.45		28-Abr-00		
17	D	700 MCM	613	300.5	GEC-ALS	MCGG82-EI	5.00	0.200	20.00	GEC-ALS	MCGG82-EI	1.00	0.200	20.00		27-Abr-98		
17	ALIM2.6.3KV	800 MCM	1300	1200.5	GEC-ALS	MCGG82-SI	4.50	0.250	999.99	GEC-ALS	MCGG82-SI	1.25	0.250	999.99		28-Abr-00		
17	E	700 MCM	613	300.5	GEC-ALS	MCGG82-EI	5.00	0.200	25.00	GEC-ALS	MCGG82-EI	1.00	0.200	22.00		27-Abr-98		
17	F	700 MCM	613	600.5	GEC-ALS	MCGG82-EI	3.00	0.200	9.75	GEC-ALS	MCGG82-EI	1.50	0.200	9.45		28-Abr-00		
17	G	700 MCM	613	300.5	GEC-ALS	MCGG82-EI	5.00	0.200	20.00	GEC-ALS	MCGG82-EI	1.00	0.200	20.00		27-Abr-98		
17	CAPACITORES			300.5	GEC-ALS	MCGG82-EI	6.00	0.200	999.99	GEC-ALS	MCGG82-EI	1.50	0.200	999.99		28-Abr-00	Relés 51N.59.55	
18	ALIM.23KV	800 MCM	980	1200.5	GEC-ALS	MCGG82-SI	4.25	0.325	999.99	GEC-ALS	MCGG82-SI	5.00	0.350	999.99		06-May-99	Neutro del transformador	
18	A	250 MCM	372	300.5	GEC-ALS	MCGG82-EI	5.00	0.400	40.00	GEC-ALS	MCGG82-EI	2.50	0.650	32.50		06-May-99		si
18	B	250 MCM	372	300.5	GEC-ALS	MCGG82-EI	5.00	0.400	50.00	GEC-ALS	MCGG82-EI	2.50	0.600	30.00		06-May-99		si
18	C	250 MCM	372	300.5	GEC-ALS	MCGG82-EI	5.00	0.400	45.00	GEC-ALS	MCGG82-EI	2.50	0.600	32.50		06-May-99		si
18	D	250 MCM	372	300.5	GEC-ALS	MCGG82-EI	5.00	0.400	55.00	GEC-ALS	MCGG82-EI	2.50	0.650	32.50		06-May-99		si
18	E	250 MCM	372	300.5	GEC-ALS	MCGG82-EI	5.00	0.400	45.00	GEC-ALS	MCGG82-EI	2.50	0.550	35.00		06-May-99		si
18	CAPACITORES	4/0	338	300.5	GEC-ALS	MCGG82-EI	2.800	0.050	50.00	GEC-ALS	MCGG82-EI	0.25	0.100	16.50		28-Abr-00	Relés 51N.59.55	
18	CAPACITORES			300.5	MERLIN-G	SEPAM2000-EI	2.26	0.100	16.00	MERLIN-G	SEPAM2000-EI	1.50	0.100	16.00		02-Dic-99	Relés 51N.59.55	
19 (23-13.8 KV)	ALIM.46KV	477 MCM	670	300.5	GEC	CDG64	4.80	0.500	35.00	MIT	CO9	2.00	1.000	28.50		12-Dic-00		

AJUSTE DE PROTECCIONES DE SS/EE DE DISTRIBUCION

11-Ene-2001

S/E	ALIMENTADOR O PRIMARIO	CALIBRE CONDUCTOR	I máxima Amperios	RELACION T/C	MARCA RELE_F	TIPO RELE_F	TAP RELE_F	LEVER RELE_F	INSTANT. RELE_F	MARCA RELE_T	TIPO RELE_T	TAP RELE_T	LEVER RELE_T	INSTANT. RELE_T	T/C AUX	FECHA AJUSTE	OBSERVACIONES	DATOS PRIMARIO
19 (23 kV)	D	2x3/0	590	300.5	GEC	CDG63	4.80	0.200	35.00	GEC	CDG23	2.00	0.500	10.00		12-Dic-00	Inst. tierra ve a todo el primario. Poner reco	si
19 (23 kV)	F			300.5	MIT	CO8	5.00	0.500	30.00	MIT	CO8	2.00	2.000	30.00		12-Dic-00		
19 (13.8 kV)	D	2x2/0	516	200.5	MIT	CO9	5.00	1.000	25.00	MIT	CO8	2.00	0.500	22.00		01-Dic-98		si
19 (23 kV)	ALIM.23KV			1200.5	GEC	CDG36	4.80	0.200	999.99	GEC	CDG16	2.50	0.300	999.99		12-Dic-00		
19 (23 kV)	A	250 MCM	372	300.5	GEC	CDG63	4.80	0.100	30.00	GEC	CDG23	1.50	0.150	2.00		04-May-98		
19 (23 kV)	B	250 MCM	372	300.5	GEC	CDG63	4.80	0.100	20.00	GEC	CDG23	1.00	0.100	2.50		04-May-98		
19 (23 kV)	C	250 MCM	372	300.5	GEC	CDG63	4.00	0.100	20.00	GEC	CDG23	1.00	0.100	2.00		04-May-98		
19 (23 kV)	E		300.5		MERLIN-G	SEPAM2000-EI	5.00	0.170	44.00	MERLIN-G	SEPAM2000-EI	1.50	0.770	40.00		13-Nov-98		si
19 (23 kV)	CAPACITORES1		300.5		GEC	CDG36	4.00	0.100								04-May-98	Relés 51N,59,55	
19 (23 kV)	CAPACITORES2		300.5														Relés 51N,59,55	
CAROLINA	ALIM.46KV	300 mm2	600	300.5	GEC	CDG66	4.80	0.400	25.00	GEC	CDG26	2.50	0.200	25.00		14-Nov-95		
CAROLINA	ALIM.6.3KV	800 mm2	4000	2400.5	GEC	CDG36	4.80	0.250	999.99	GEC	CDG16	2.50	0.250	999.99		14-Nov-95		
CAROLINA	A	240 mm2	487	600.5	GEC	CDG23	4.00	0.200	20.00	GEC	CDG23	0.50	0.200	20.00		14-Nov-95		
CAROLINA	B	240 mm2	487	600.5	GEC	CDG23	4.00	0.200	20.00	GEC	CDG23	0.50	0.200	20.00		14-Nov-95		
CAROLINA	C	240 mm2	487	600.5	GEC	CDG23	4.00	0.200	20.00	GEC	CDG23	0.50	0.200	20.00		14-Nov-95		
CAROLINA	D	500 MCM	556	600.5	GEC	CDG23	4.80	0.500	20.00	GEC	CDG23	0.50	0.200	20.00		14-Nov-95		
CAROLINA	E	350 MCM	453	600.5	GEC	CDG23	4.00	0.500	20.00	GEC	CDG23	0.50	0.200	20.00		14-Nov-95		
CAROLINA	F	281.4 MCM	440	600.5	GEC	CDG23	4.00	0.050	20.00	GEC	CDG23	0.50	0.150	10.00		14-Nov-95		
CAROLINA	TROLE			300.5	GEC-ALS	MCGG82-EI	3.50	0.300	28.00	MCGG82-EI	MCGG	1.00	0.200	28.00		28-May-98		
EPICLACHIMA	ALIM.46KV			600.5	WES	CR7	5.00	4.000		WES	IRD7	2.00	0.500	4.00		03-Jun-98		
EPICLACHIMA	ALIM.23KV			1200.5	WES	CO7	5.00	4.000	999.99	WES	CO7	2.00	5.500	999.99		03-Jun-98		
EPICLACHIMA	T1			1200.5	WES	CO7	1.00	11.000	999.99	WES	CO7	1.00	11.000	999.99		01-Dic-98	Neutro del transformador	
EPICLACHIMA	T2			1200.5	WES	CO7	1.00	11.000	999.99	WES	CO7	1.00	11.000	999.99		01-Dic-98	Neutro del transformador	
EPICLACHIMA	A	2x4/0	676	400.5	WES	CO9	4.00	4.000	24.00	WES	CO9	1.00	6.000	24.00		02-Dic-98		
EPICLACHIMA	B	2x4/0	676	400.5	WES	CO9	4.00	4.000	24.00	WES	CO9	1.00	6.000	20.00		02-Dic-98		
EPICLACHIMA	C	2x4/0	676	400.5	WES	CO9	4.00	4.000	24.00	WES	CO9	1.00	6.000	20.00		02-Dic-98		
EPICLACHIMA	D	2x4/0	676	400.5	WES	CO9	4.00	4.000	24.00	WES	CO9	1.00	4.000	22.00		02-Dic-98		
EPICLACHIMA	E	2x4/0	676	400.5	WES	CO7	5.00	4.000	20.00	WES	CO9	1.00	6.000	20.00		02-Dic-98		
EPICLACHIMA	CAPACITORES	4/0	338	300.5	WES	CO7	3.50	2.000	30.00							28-Abr-00		
EPICLACHIMA	CAPACITORES			300.5	GEC	CDG64	4.00	0.500	10.00	GEC	CDG/SPEC	2.50	0.500	10.00		23-Sep-99		
HCJB-PAPALLAC.	ALIM.6.3KV	3/0 ACSR		200.1	WHIPP&BOURNE	GVR	0.40	0.300	6.00	WHIPP&BOURNE	GVR	0.25	0.300	5.00		08-Sep-00	F:1Ráp. T:1Ráp.	
MACHACHI	ALIM.46KV			300.5	GEC	CDG66	4.80	0.150	25.00	WES	CO9	2.50	0.100	30.00		03-Jun-98		
MACHACHI	ALIM.23KV			600.5	MERLIN-G	SEPAM2000-EI	5.00	0.250	999.99	MERLIN-G	SEPAM2000-EI	1.50	0.600	999.99		03-Jun-98		
MACHACHI	A			200.1	WHIPP&BOURNE	GVR	1.20	0.100	6.00	WHIPP&BOURNE	GVR	0.40	0.100	6.00		21-Ago-98	F: 2Ráp., 1 Lenta. T: 2Ráp., 1 Lenta.	
MACHACHI	B			200.1	WHIPP&BOURNE	GVR	1.00	0.100	6.00	WHIPP&BOURNE	GVR	0.40	0.100	6.00		21-Ago-98	F: 2Ráp., 1 Lenta. T: 2Ráp., 1 Lenta.	
MACHACHI	C			200.1	WHIPP&BOURNE	GVR	1.00	0.100	6.00	WHIPP&BOURNE	GVR	0.40	0.100	6.00		21-Ago-98	F: 2Ráp., 1 Lenta. T: 2Ráp., 1 Lenta.	
MACHACHI	D			200.1	WHIPP&BOURNE	GVR	1.00	0.100	6.00	WHIPP&BOURNE	GVR	0.40	0.100	6.00		21-Ago-98	F: 2Ráp., 1 Lenta. T: 2Ráp., 1 Lenta.	
MOVIL	ALIM.6.3KV			1200.5	GEC	CDG36	4.00	0.400	999.99	GEC	CDG16	2.50	0.200	999.99			Desconectada.	
OLIMPICO	ALIM.6.3KV			2400.5	GEC	CDG36	4.00	0.400	999.99	GEC	CDG16	2.50	0.350	999.99		28-Abr-00		
OLIMPICO	A	240 mm2	487	600.5	GEC	CDG64	4.00	0.300	25.00	GEC	CDG14	2.50	0.100	100.00	1.5	05-Sep-96		
OLIMPICO	B	240 mm2	487	600.5	GEC	CDG64	4.80	0.300	25.00	GEC	CDG14	2.50	0.100	100.00	1.5	05-Sep-96		
OLIMPICO	C	240 mm2	487	600.5	GEC	CDG64	4.80	0.200	25.00	GEC	CDG14	2.50	0.100	100.00	1.5	05-Sep-96		
OLIMPICO	D	240 mm2	487	600.5	GEC	CDG64	4.80	0.200	20.00	GEC	CDG14	2.50	0.100	100.00	1.5	05-Sep-96		
OLIMPICO	E	240 mm2	487	600.5	GEC	CDG64	4.00	0.200	20.00	GEC	CDG14	2.50	0.100	100.00	1.5	05-Sep-96		
OLIMPICO	CAPACITORES			600.5	GEC	CDG64	4.00	0.100	10.00	GEC	CDG14	2.50	0.100	25.00		28-Abr-00		
PEREZ GUERRERO	ALIM.6.3KV			2400.5	GEC-ALS	MCGG62	4.50	0.125	999.99	GEC-ALS	MCGG22	4.50	0.125	999.99		28-Abr-00		
PEREZ GUERRERO	A-TROLERUS			300.5	GEC	CDG63	4.00	0.100	10.00	GEC	CDG23	1.00	0.100	8.00		24-Feb-97		
PEREZ GUERRERO	B-DESCON.	700 MCM	613	600.5	GEC	CDG63	4.00	0.500	10.00	GEC	CDG23	2.00	0.500	8.00		24-Feb-97		
PEREZ GUERRERO	C	700 MCM	613	600.5	GEC	CDG63	4.00	0.100	40.00	GEC	CDG23	1.00	0.100	8.00		24-Feb-97		
PEREZ GUERRERO	D	700 MCM	613	600.5	GEC	CDG63	4.80	0.100	30.00	GEC	CDG23	1.00	0.100	8.00		24-Feb-97		
PEREZ GUERRERO	E	700 MCM	613	600.5	GEC	CDG63	4.80	0.100	25.00	GEC	CDG23	1.00	0.100	8.00		24-Feb-97		
PEREZ GUERRERO	F	700 MCM	613	600.5	GEC	CDG63	4.00	0.100	30.00	GEC	CDG23	1.00	0.100	8.00		24-Feb-97		
PEREZ GUERRERO	CAPACITORES			300.5	GEC	CDG23	12.00	0.400	95.00	GEC	CDG23	12.00	0.400	95.00		27-Abr-98	Relés 51N,59,55	
S.RAF.-22KV	ALIM.46KV	477 MCM	670	200.5	GEC	CDG66	4.00	0.220	60.00	GEC	CDG26	2.50	0.100	40.00		15-Nov-00	Por cambio de transformador	
S.RAF.-22KV	C-C.H.CHILL	3/0 ACSR		300.5	GEC	CDD44	4.00	0.100	25.00	GEC	CDD44	2.50	0.100	25.00		01-Ago-95		
S.RAF.-23KV	ALIM.23KV			600.5	GEC	CDG36	4.00	0.150	999.99	GEC	CDG16	2.50	0.150	999.99		01-Dic-98		
S.RAF.-23KV	A	250MCM	372	300.5	GEC	CDG64	4.80	0.100	25.00	GEC	CDG14	2.50	0.100	25.00		22-Feb-00		
S.RAF.-23KV	B	250 MCM	372	300.5	GEC	CDG64	4.80	0.100	35.00	GEC	CDG14	2.50	0.100	35.00		01-Ago-95		
S.RAF.-23KV	D			300.5	MERLIN-G	SEPAM2000-EI	5.00	0.100	25.00	MERLIN-G	SEPAM2000-EI	2.00	0.100	25.00		03-Jun-98		
S.RAF.-23KV	F			300.5	GEC	CDG64	4.80	0.100	25.00	GEC	CDG14	2.50	0.100	25.00		01-Ago-95		si
S.RAF.-23KV	CAPACITORES																Reconector	
S.RAF.-23KV	CAPACITORES			300.5	MERLIN-G	SEPAM2000-EI	2.28	0.100	16.00	MERLIN-G	SEPAM2000-EI	1.50	0.100	16.00		03-Jun-98	Relés 51N,59,55	
STA. ROSA	ALIM.23KV			600.5	GEC	CDG36	4.80	0.170	999.99	GEC	CDG16	2.50	0.170	999.99		16-Oct-96		
STA. ROSA	A	240 MCM	372	300.5	GEC	CDG64	4.80	0.100	35.00	GEC	CDG14	2.50	0.100	35.00		28-Abr-00		

ANEXO I.2.2

EMPRESA ELÉCTRICA AMBATO

SUBESTACIÓN	ALIMENTADOR	FASE	NEUTRO
MONTALVO	Tisaleo	SPAJ140 C ABB	SPAJ140 C ABB
	Q Cevallos	CO8 WESTINGHOUSE	CO8 WESTINGHOUSE
	Alimentador Sur	CO8 WESTINGHOUSE	CO8 WESTINGHOUSE
	Totalizador	IAC G.E.E	IAC G.E.E
	A Totoras 69 KV	JBC512E112A G.E.E	JBCQ51K14A G.E.E
	A Huachi 69 KV	JBC512E112A G.E.E	JBCQ51K14A G.E.E
PELILEO	Huambalo	CO8 WESTINGHOUSE	CO8 WESTINGHOUSE
	Pelileo	CO8 WESTINGHOUSE	CO8 WESTINGHOUSE
	Patate	DPU200 ABB	DPU200 ABB
	Totalizador	CO8 WESTINGHOUSE	CO8 WESTINGHOUSE
	Totalizador 1	CO8 WESTINGHOUSE	CO8 WESTINGHOUSE
	A Baños	IAC G.E.E	IAC G.E.E
HUACHI	Totalizador	CO-81-D MITSUBISHI	CO-81-D MITSUBISHI
	Atahualpa	CO-91-D MITSUBISHI	CO-91-D MITSUBISHI
	Pasa	CO-91-D MITSUBISHI	CO-91-D MITSUBISHI
	Miraflores	CO-91-D MITSUBISHI	CO-91-D MITSUBISHI
	Santa Rosa	CO-91-D MITSUBISHI	CO-91-D MITSUBISHI
	Montalvo 69KV	CO-91-D MITSUBISHI	CO-91-D MITSUBISHI
	Atocha 69 KV	CO-91-D MITSUBISHI	CO-91-D MITSUBISHI
ATOCHA	Ficoa	IAC G.E.E	IAC G.E.E
	Hospital	IAC G.E.E	IAC G.E.E
	Américas	IAC G.E.E	IAC G.E.E
	Interc. Batán	IAC G.E.E	IAC G.E.E
	Quisapincha	CO8 WESTINGHOUSE	CO8 WESTINGHOUSE
	Pilishurco	CO8 WESTINGHOUSE	CO8 WESTINGHOUSE
ORIENTE	Olimpica	SPAJ140 C ABB	SPAJ140 C ABB
	Universidad	SPAJ140 C ABB	SPAJ140 C ABB
	Totoras	SPAJ140 C ABB	SPAJ140 C ABB
	Interc. Lligua	CO8 WESTINGHOUSE	CO8 WESTINGHOUSE
	Interc. Oriente-Lo	CO8 WESTINGHOUSE	CO8 WESTINGHOUSE
	Trafo 13,8 KV	CO8 WESTINGHOUSE	CO8 WESTINGHOUSE
	L/T Orient. Amba.	CO8 WESTINGHOUSE	CO8 WESTINGHOUSE
	Capacitores	CO8 WESTINGHOUSE	CO8 WESTINGHOUSE
LORETO	Totalizador	CO8 WESTINGHOUSE	CO8 WESTINGHOUSE
	Totalizador 4,16kv	CO8 WESTINGHOUSE	CO8 WESTINGHOUSE
	Ingahurco	CO8 WESTINGHOUSE	CO8 WESTINGHOUSE
	Interc. Loret-loret	CO8 WESTINGHOUSE	CO8 WESTINGHOUSE
	Interc. Loret.Batán	CO8 WESTINGHOUSE	CO8 WESTINGHOUSE
	Espejo	CDG English Electric	CDG English Electric
	INT. Loreto Batán	SPAJ 140C ABB	SPAJ 140C ABB
	Subterráneo 1	SPAJ 140C ABB	SPAJ 140C ABB
	Ferrobriaria	SPAJ 140C ABB	SPAJ 140C ABB
	12-Nov	SPAJ 140C ABB	SPAJ 140C ABB
Totalizador	SPAJ 140C ABB	SPAJ 140C ABB	
PUYO	Central	SPAJ 140C ABB	SPAJ 140C ABB
	Shell Mera	SPAJ 140C ABB	SPAJ 140C ABB
	Circunvalación	SPAJ 140C ABB	SPAJ 140C ABB
	Totalizador 69 KV	SPAJ 140C ABB	SPAJ 140C ABB
	Capricho	CO8 WESTINGHOUSE	CO8 WESTINGHOUSE
	Macas	CO8 WESTINGHOUSE	CO8 WESTINGHOUSE
	Tarqui	CO8 WESTINGHOUSE	CO8 WESTINGHOUSE
	Tena 69 KV	IAC G.E.E	IAC G.E.E
Lligua	Lligua-Oriente	CO8 WESTINGHOUSE	CO8 WESTINGHOUSE
	Lligua-Samanga	CO8 WESTINGHOUSE	CO8 WESTINGHOUSE
	Catiglata	CO8 WESTINGHOUSE	CO8 WESTINGHOUSE
	Inter. Peníns,-Lligua	CO8 WESTINGHOUSE	CO8 WESTINGHOUSE

SUBESTACIÓN	ALIMENTADOR	FASE	NEUTRO
Lligua	Intr. Lligua-Oriente	CO8 WESTINGHOUSE	CO8 WESTINGHOUSE
	Intr. Lligua - Saman.	CO8 WESTINGHOUSE	CO8 WESTINGHOUSE
	Catiglsata	CO8 WESTINGHOUSE	CO8 WESTINGHOUSE
	Península-Lligua	CO8 WESTINGHOUSE	CO8 WESTINGHOUSE
BATAN	Perez de Anda	CO9 WESTINGHOUSE	CO9 WESTINGHOUSE
	Central	CO9 WESTINGHOUSE	CO9 WESTINGHOUSE
	Disy. Totalizad. 4,16	SPAJ 140C ABB	SPAJ 140C ABB
	Bolívar	CO9 WESTINGHOUSE	CO9 WESTINGHOUSE
	Interc. Batán' Loreto	M.D.P. GENERAL EL.	M.D.P. GENERAL EL.
	Vicentina	CDG English. meter	CDG English. meter
BAÑOS	Río verde	CO8 WESTINGHOUSE	CO8 WESTINGHOUSE
	Pititic	CO8 WESTINGHOUSE	CO8 WESTINGHOUSE
	Baños	DPU2000 ABB	DPU2000 ABB
	Totalizador 13,8KV	IAC G.E.E	IAC G.E.E
	Totalizador 69 KV	JBC512E112A G.E.E	JBCQ51K14A G.E.E
	Puyo 69 KV	JBC512E112A G.E.E	JBC512E112A G.E.E
SAMANGA	Píllaro	SPAJ 140C ABB	SPAJ 140C ABB
	Norte	SPAJ 140C ABB	SPAJ 140C ABB
	P.I.A.	CO8 WESTINGHOUSE	CO8 WESTINGHOUSE
	Totalizador 13,8KV	IAC G.E.E	IAC G.E.E
	Ambato 69KV	JBC512E112A G.E.E	JBC512E112A G.E.E
	Atocha 69 KV	JBC512E112A G.E.E	JBC512E112A G.E.E

ANEXO I.2.3

ELEPCO

AJUSTES DE LOS RELÉS UNIDADES INSTANTÁNEAS

	SALCEDO	SAN RAFAEL	CALVARIO	COCHA	MULALÓ	LASSO
50/Iluchi 1	-	-	12	-	-	-
67/A San Rafael	-	-	-	-	30	-
67N/A San Rafael	-	-	-	-	20	-
50/G	60	No tiene	40	20	30	40
50N/G	40	No tiene	40	23	30	42
50/AL	20	40	50	37,5	40	30
50N/AL	20	30	33	25	30	20
50/69	-	20	-	-	50	-
50N/69	-	11	-	-	13	-
50/AL 1	-	-	-	-	-	80
50N/AL 1	-	-	-	-	-	Bloqueado
50/AL INTER	-	38	40	-	-	-
50N/AL INTER	-	34	34	-	-	-
50/13,8	-	-	24	-	-	-
50N/13,8	-	-	15	-	-	-
50/22	-	-	40	-	-	-
50N/22	-	-	10	-	-	-
50/AL 2	-	-	25	-	-	-
50N/AL 2	-	-	17	-	-	-
50/AL 1,5	-	-	-	75	-	-
50N/AL 1,5	-	-	-	50	-	-
67/ San Rafael	-	-	-	-	-	-
67N/ San Rafael	-	-	-	-	-	-

AJUSTE DE RELÉS TEMPORIZADOS 51 51N

	TAP	DIAL
S/E Mulaló 69 kV a S/E San Rafael	3,5 (1,5)	4 (4)
S/E San Rafael 69 kV a S/E Mulaló	2,4 (1)	4 (4)
S/E San Rafael 13,8 kV, Barras	5 (1,5)	3 (5)
S/E San Rafael 13,8 kV, a Pujilí	5 (1,5)	2 (4)
S/E San Rafael 13,8 kV a Saquisilí	6 (2)	2 (4)
S/E San Rafael 13,8 kV a S/E Calvario	5 (1,5)	4 (4)
S/E Calvario 13,8 kV a S/E San Rafael	6 (1,5)	5 (7)
S/E Calvario 13,8 kV a Barras	3 3,5 (1,2)	0,2 (0,25)
S/E Calvario 13,8 kV Alimentador 2	3 3,5 (1,4)	0,2 (0,4)
S/E Calvario 13,8 kV Alimentador 1,3,4	3 5,5 (1,4)	0,2 (0,4)
S/E Calvario Transformador lado 13,8 kV	5 (1,5)	2 (2,5)
S/E Calvario trafo lado de 22 kV	4 (1,5)	2 (1)
S/E Calvario 22 kV a Illuchi 1	4 (No tierra)	1
S/E Salcedo 13,8 kV Barras	5 (1,5)	4 (4)
S/E Salcedo 13,8kV Alimentador 1	4 (1)	4 (3)
S/E Salcedo 13,8 kV Alimentador 2,3,4	3 (1)	4 (3)
S/E La Cocha 13,8 kV Barras	2,65 (1)	0,2 (0,5)
S/E La Cocha 13,8 kV Alimentador 1	3,5 (1,15)	0,3 (0,5)
S/E La Cocha 13,8 kV Alimentador 5	4,5 (1,5)	0,3 (0,5)
S/E La Cocha 13,8 kV Alimentador 2,3,4	2,5 (0,85)	0,3 (0,5)
S/E Mulaló 13,8 kV Barras	4 (1,5)	2 (3)
S/E Mulaló 13,8 kV Alimentador 1-5	4 (1,5)	4 (4)

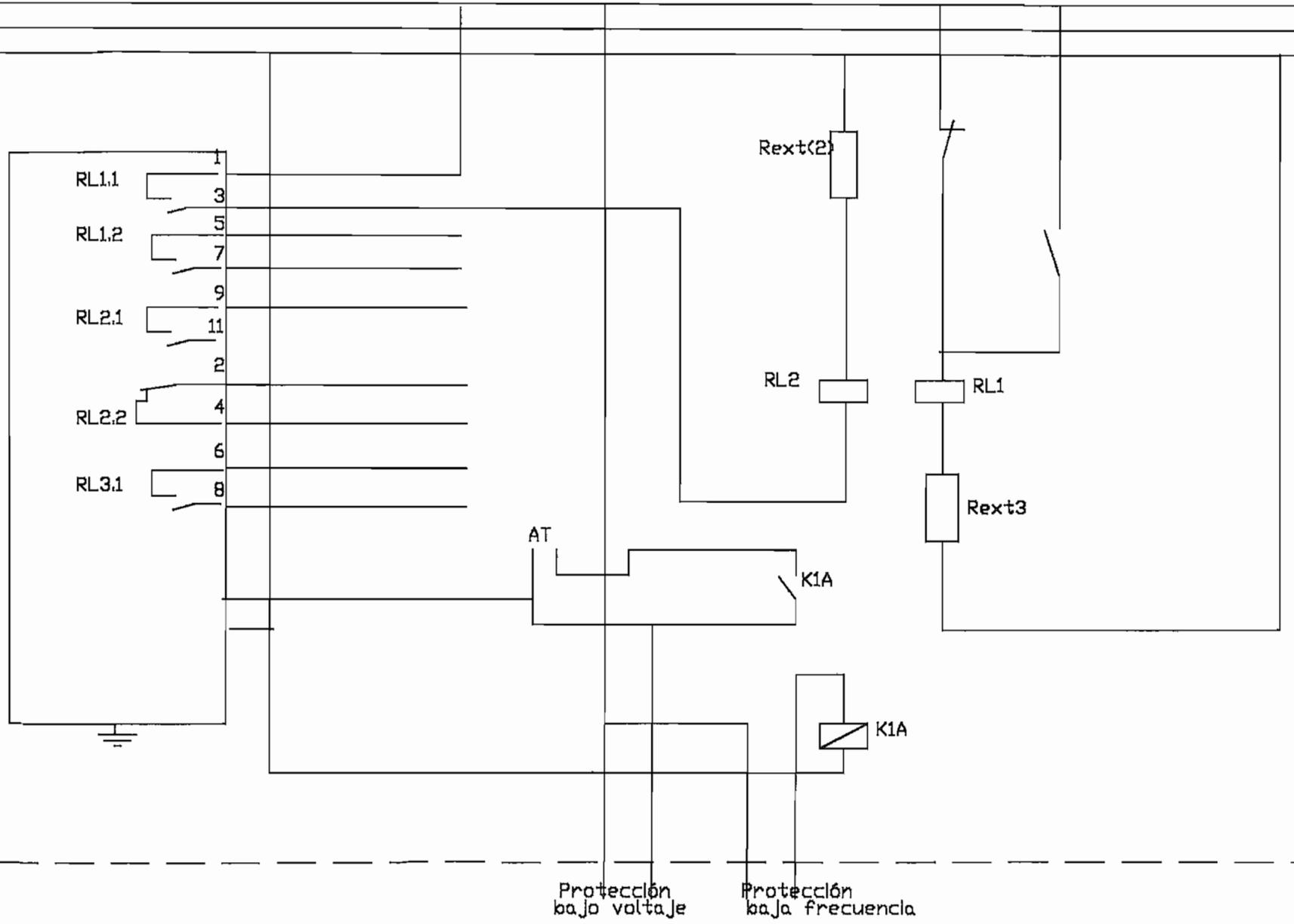
ANEXO I.2.4

EMELEC

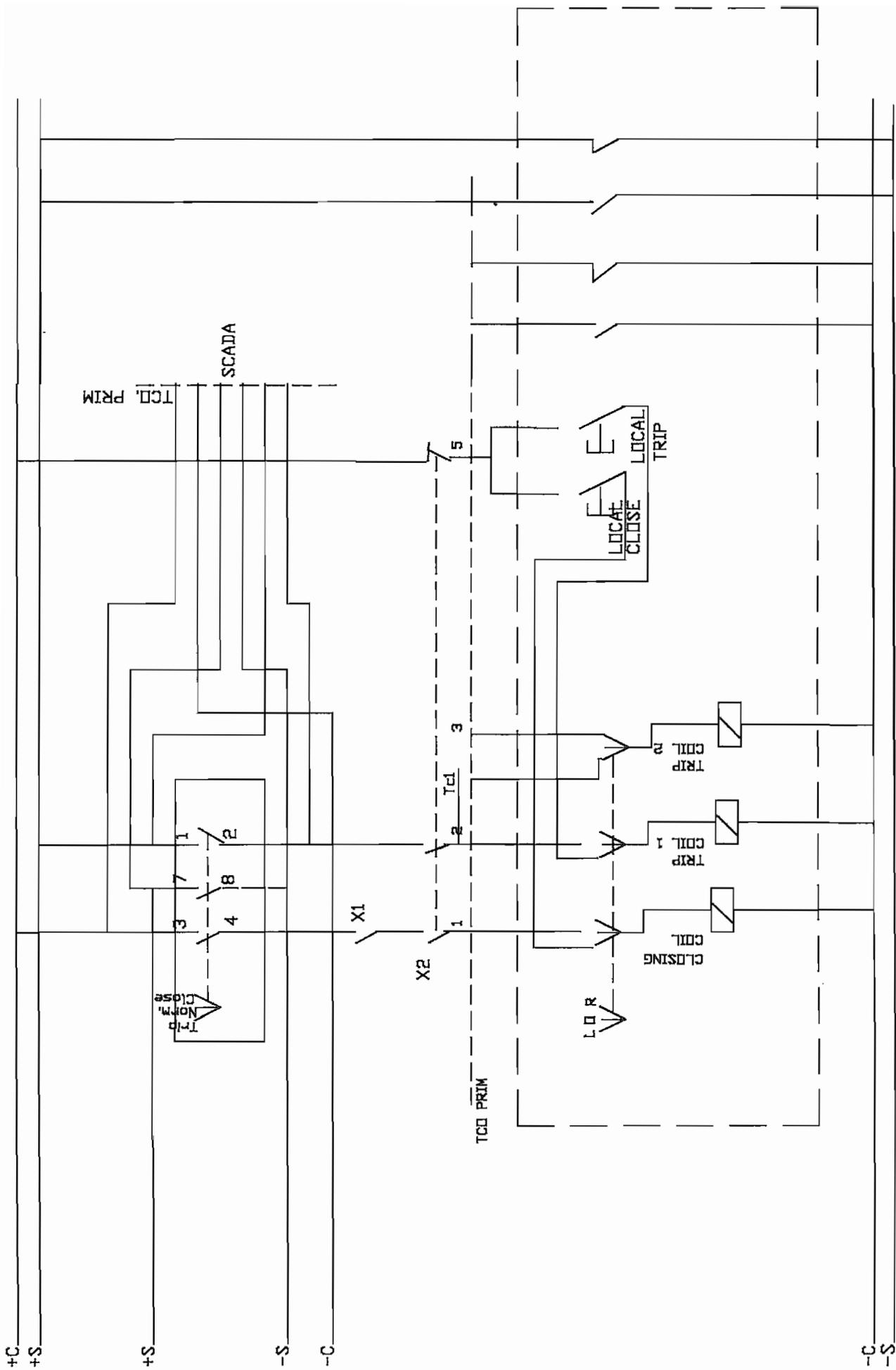
RELÉS DE PROTECCIÓN EN S/E DE DISTRIBUCIÓN

SUBESTACIÓN	Relé de Protección
ALBORADA	Fusible
AMÉRICA	Fusible
ATARAZANA	Fusible
AYACUCHO	Fusible
B. PÚBLICO	Fusible
BOYACÁ 1	Fusible
BOYACÁ 2	Fusible
C. BLANCO	Fusible
CEIBOS 1	General Electric 290B346A09, CO -9
CEIBOS 2	General Electric 290B346A09, CO -9
CUMBRES	Fusible
EL UNIVERSO	Fusible
ESMERALDAS 1	TPU 2000
ESMERALDAS 2	TPU 2000
GARAY 1	TPU 2000
GARAY 2	TPU 2000
GARZOTA	Fusible
GERMANIA	Fusible
GUASMO 1	TPU 2000
GUASMO 2	TPU 2000
GUAYACANES	Fusible
KENNEDY 1	SPAJ 140C, SPADC3,DPU2000
KENNEDY 2	SPAJ 140C, SPADC3,DPU2000
MAPASINGUE 1	TPU 2000
MAPASINGUE 2	TPU 2000
P. CANALS	Fusible
P. LIZA	Fusible
PORTUARIA	Fusible
PRADERA	Fusible
SAUCES 1	Fusible
SAUCES 2	Fusible
TORRE 1	Fusible
TORRE 2	Fusible
VERGELES	Fusible

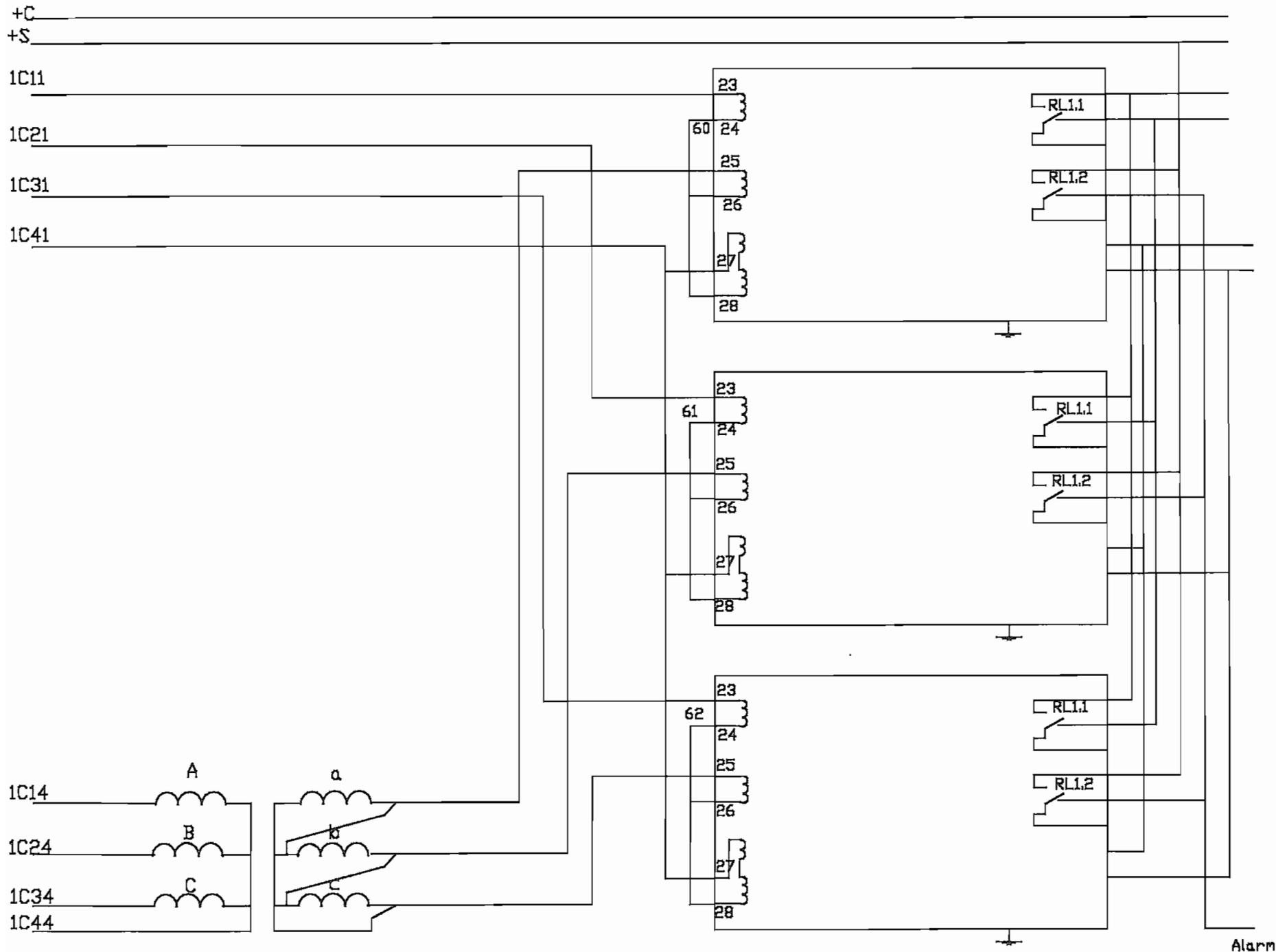
ANEXO III



Circuito de operación de un primario

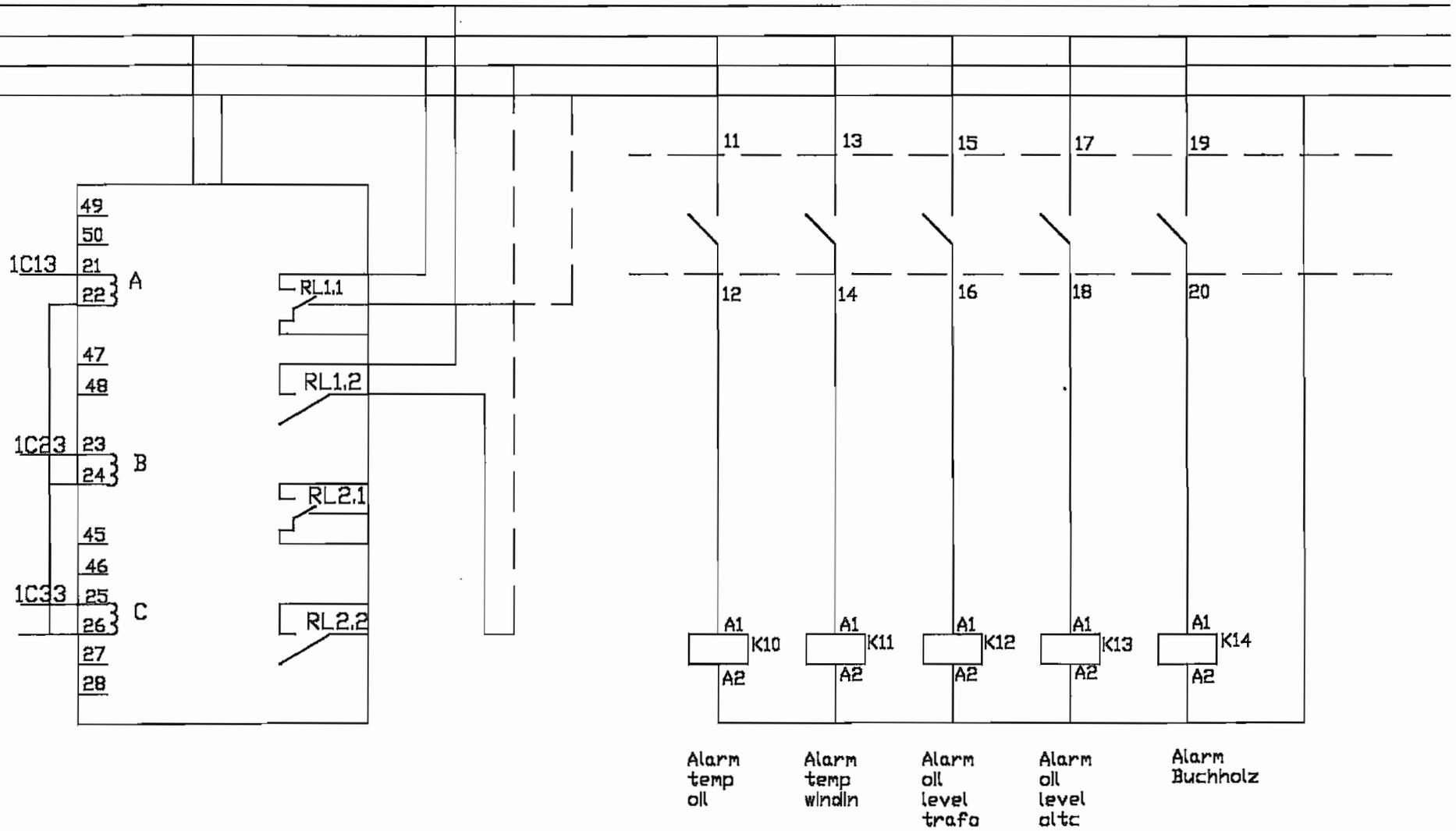


Operación desde sistema SCADA a primario

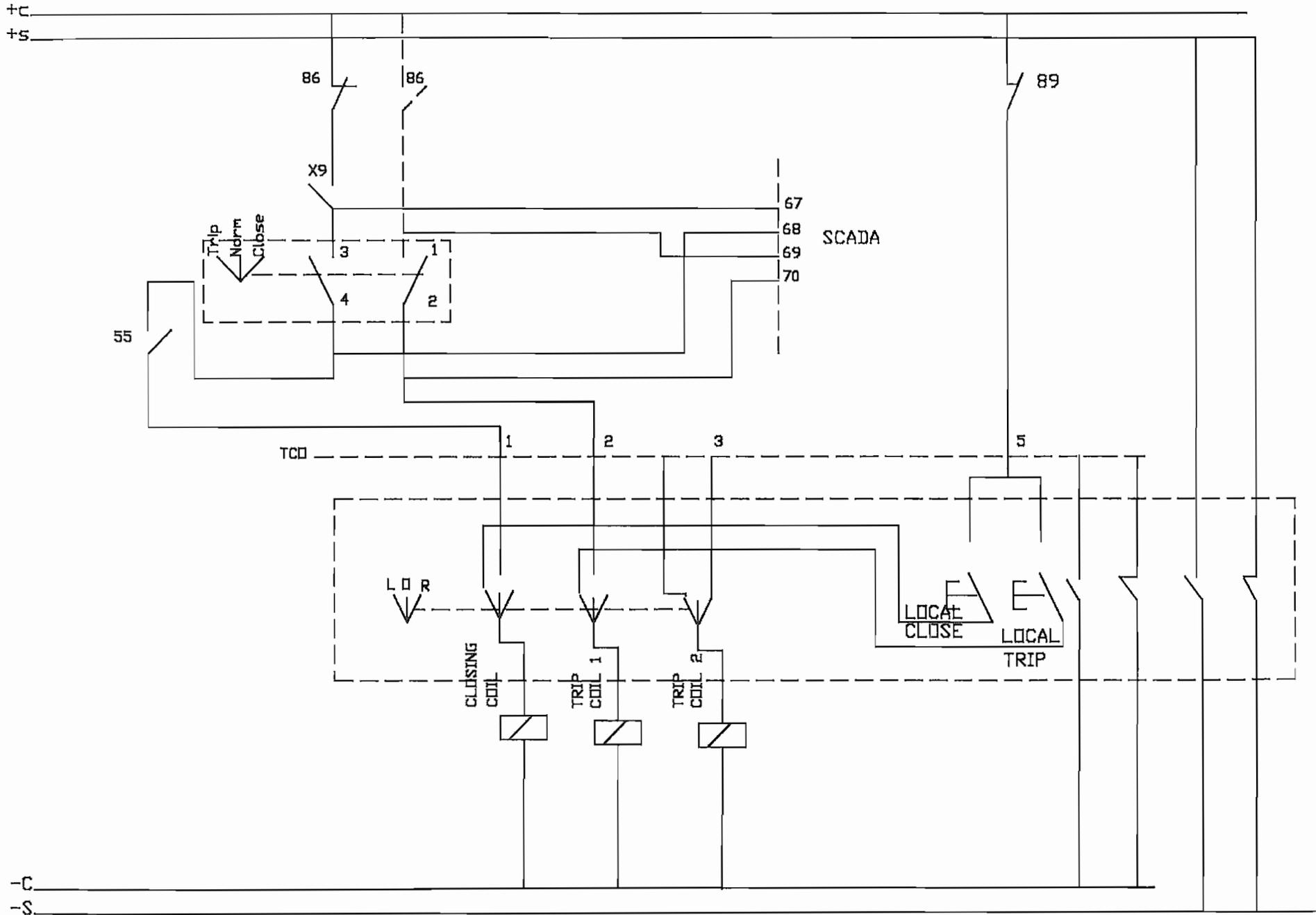


Protección diferencial de transformador

ANEXO III.4



Alarmas de Transformador



Operación desde sistema Scada a transformador

ANEXO IV

ANEXO IV

SOFTWARE

Conforme al desarrollo del trabajo de investigación, se han planteado dos posibilidades para efectuar la automatización de la subestación Mulaló; de acuerdo a ello, dependiendo del grado de automatización en que se encuentre la subestación, se requerirán de diferentes tipos de software de operación para efectuar las tareas de automatización necesarias en cada esquema de automatización.

En el primer caso en el cual se emplea el sistema de automatización mediante SICAM RTU, manteniendo los mismos equipos de protección existentes (es decir manteniendo los relés electromecánicos, y circuitos de control), básicamente se empleará el software de parametrización y configuración de hardware SICAM PLUS TOOLS, software para efectuar las tareas de control, programación de secuencias y tareas adicionales STEP 7; a medida en que se actualizan los sistemas de protección y control, se requerirán adicionalmente otros tipos de software para efectuar las tareas de automatización.

En los otros esquemas de automatización presentados por SIEMENS, se requieren además del SICAM PLUS TOOLS, otros software de operación como son WinCC, Digsig V3.4, debido a que en estos esquemas de automatización se reemplazan los relés electromecánicos por relés digitales, y se debe actualizar por ejemplo el procesador de la RTU. A continuación se hará una descripción de cada uno de los programas mencionados anteriormente.

IV.1 SICAM PLUS TOOLS.-

El objetivo principal de la red eléctrica es brindar un servicio de calidad y confiabilidad a los clientes. Por tal razón, el personal de operación requiere de información lo más detallada posible a cerca del estado de operación de dicha red. En cada una de las

subestaciones que conforman la red, existe gran cantidad de información, la misma que debe ser almacenada y luego evaluada con rapidez y eficiencia.

Con el fin de satisfacer este objetivo, el sistema de configuración SICAM PLUS TOOLS, actúa como interfase para el usuario, la cual permite efectuar la parametrización y configuración de los equipos existentes en una subestación.

IV.1.1 FUNCIONES PRINCIPALES.-

Mediante SICAM PLUS TOOLS, se puede configurar y parametrizar:

- El hardware del SICAM SC o SICAM RTU.
- La conexión de las unidades de control de bahía hacia el SICAM SC.
- Conexión del SICAM SC o SICAM RTU hacia el centro de control.
- La información a ser desplegada y controlada mediante el sistema de visualización WinCC.
- Condiciones de bloqueo para efectuar operaciones de cierre o apertura.
- Funciones de automatización específicas.

IV.1.2 ESTRUCTURA DE PROYECTO.-

Una estructura de proyecto, es creada automáticamente durante el proceso de configuración. Las áreas de datos son almacenadas en diferentes carpetas, todo esto se desarrolla en un ambiente Windows, esto permite efectuar la parametrización de los diferentes elementos que forman parte de la estructura, de igual forma que al trabajar en cualquier programa desarrollado para Windows, es decir se pueden añadir o cambiar parámetros mediante las barras de herramientas y el mouse.

Una subestación cualquiera que se está desarrollando debe configurarse por medio de los siguientes niveles jerárquicos: Hardware, Com TC, Com IED, CCp 443-5, CPU 846-3, SIM.

IV.1.3 CONFIGURACIÓN Y PARAMETRIZACIÓN DEL HARDWARE.-

En el modo de configuración de hardware, se pueden configurar los módulos del SICAM SC o del SICAM RTU, y parametrizarlos de acuerdo al proyecto respectivo. Los Slots correspondientes a cada rack, son desplegados en forma tabular. Desde un catálogo de hardware importado desde las librerías se puede seleccionar los módulos correspondientes y colocarlos en el slot correspondiente, todo esto mediante el mouse, de igual forma en que se seleccionan y copian objetos de dibujo en Microsoft Word.

IV.1.4 CONEXIÓN DE LAS UNIDADES DE CONTROL DE BAHÍA HACIA EL CONTROLADOR.-

Esto se realiza a través del nivel jerárquico COM IED (Comunicación con los dispositivos de protección inteligentes), mediante el se puede configurar la conexión y la cantidad de información que será manejada por las unidades de control de bahía, todo esto con miras hacia el control y monitoreo de la subestación. Con las unidades de protección SIPROTEC 4, las cuales se encuentran conectadas mediante el protocolo PROFIBUS FMS, existe la posibilidad de transferir los datos generados en los relés de protección hacia la unidad de almacenamiento de datos existente en el SICAM PLUS TOOLS.

IV.1.5 CONEXIÓN HACIA EL CENTRO DE CONTROL.-

La aplicación SICAM COM TC, administra todos los parámetros relacionados con el intercambio de información entre el SICAM RTU o SICAM SAS y el centro de control relacionado. La transmisión de mensajes o telegramas para efectuar monitoreo se efectúan con prioridad sobre el resto de tareas.

SICAM PLUS TOOLS, permite el transporte y almacenamiento de datos, para llevar a cabo este propósito, se debe especificar la topología de la subestación de acuerdo a las necesidades del sistema. A través de una tabla, se puede determinar la información a ser procesada por determinados módulos, esto es, por ejemplo, se puede especificar el tipo de información a ser desplegada en el centro de control, y determinar si se quiere o no efectuar control sobre la misma.

IV.1.6 FUNCIONES DE AUTOMATIZACIÓN.-

El componente del sistema de automatización SICAM CFC se utiliza para efectuar las siguientes tareas:

- Generar información derivada, por ejemplo grupos de indicaciones
- Procesar comandos de salida hacia los módulos de salida del SICAM SC.
- Configurar Condiciones de bloqueo.
- Definir secuencias de operación.
- Configurar funciones de automatización específicas de usuario.
- Indicar violaciones de los valores límite.
- Especificar secuencias de desconexión.
- Definir rutinas de medición: intervalos de medición, borrado.

CFC permite efectuar una configuración gráfica de operaciones lógicas, además de los bloques de función general tales como and, or nor, etc, se pueden utilizar bloques de función para control protección, por ejemplo para procesar valores medidos.

Para efectuar las tareas de visualización y parametrización en los centros de control, se deben emplear las interfaces existentes con los programas WinCC y Digsig V3.4.

Device	Information				Source							Destination															
	Numb	Display text	Lt	Type	Binary inputs							C	Binary outputs							C	Image						
					1	2	3	4	5	6	7		21	1	2	3	11	12	13		14	D	C				
Control Device		52Breaker		CF_D12										X	X	X									X	X	
		52Breaker		DI			X	X																	X	X	X
		Dis.Swit.		CF_D2														X	X						X	X	
		Dis.Swit.		DI					X	X															X	X	X
		52 Open		IS								X															
		52 Closed		IS								X															
		Dis. Open		IS								X															
		Dis.Closed		IS								X															
		Block Data		IS								X															
		32 Arrow		DI								X													X	X	X

Funcionamiento del CFC

IV.1.7 REQUERIMIENTOS.-

Computador personal PC o controlador lógico programable PLC, con las siguientes características:

- Procesador Pentium \geq 133MHz
- Memoria RAM \geq 64MB
- Capacidad de disco duro \geq 1Gbyte
- Drive Cd rom
- Teclado
- Mouse
- PC/MPI cable serial para PC
- Sistema operativo Microsoft Windows 95 o Windows NT 4.0 o mayores.

IV.2 SICAM WinCC.-

SICAM WinCC representa la interfase entre el usuario y la subestación. Para efectuar una eficiente operación de la Subestación, un gran número de datos individuales son presentados en forma rápida y segura. Un operador terminal posee un monitor, teclado, mouse e impresora; el monitor sirve por un lado, para desplegar todos los procesos (por ejemplo mostrar los estados de operación de los elementos de la subestación, valores medidos, etc.); por otro lado, en combinación con el teclado y el mouse se pueden llevar a cabo acciones como por ejemplo seccionamiento de disyuntores. WinCC también archiva los datos más relevantes de la subestación, haciéndolos disponibles para el usuario en forma de curvas o tablas en caso de requerirse una evaluación de los mismos. Además de efectuar la visualización y evaluación de los eventos en la subestación, el usuario también puede acceder a estos parámetros en un centro de control distante, es a través de un modem, o una red tipo LAN o WAN.

IV.2.1 RANGO DE APLICACIÓN.-

WinCC es un sistema de gráfico de visualización, el cual a más de sus funciones integradas permite efectuar una expansión del sistema mediante interfases estándar en ambiente Windows; por ejemplo es posible ingresar valores medidos desde los aparatos en un alimentador hacia el programa Excel, para luego hacer un análisis exhaustivo de los mismos.

Es posible conectar hasta 2 servidores al SICAM SC en una configuración cliente servidor, a través de protocolos Industrial Ethernet o Profibus. Es posible incorporar niveles de autorización para cada operador. Para efectuar determinada operación, se requerirá de palabras clave que permitirán el acceso a cierta información (por ejemplo con una determinada clave de acceso sólo se podrá acceder a los

disyuntores de un determinado nivel de voltaje), o proteger ciertos procedimientos de operación (por ejemplo , cierre no sincronizado de disyuntores).

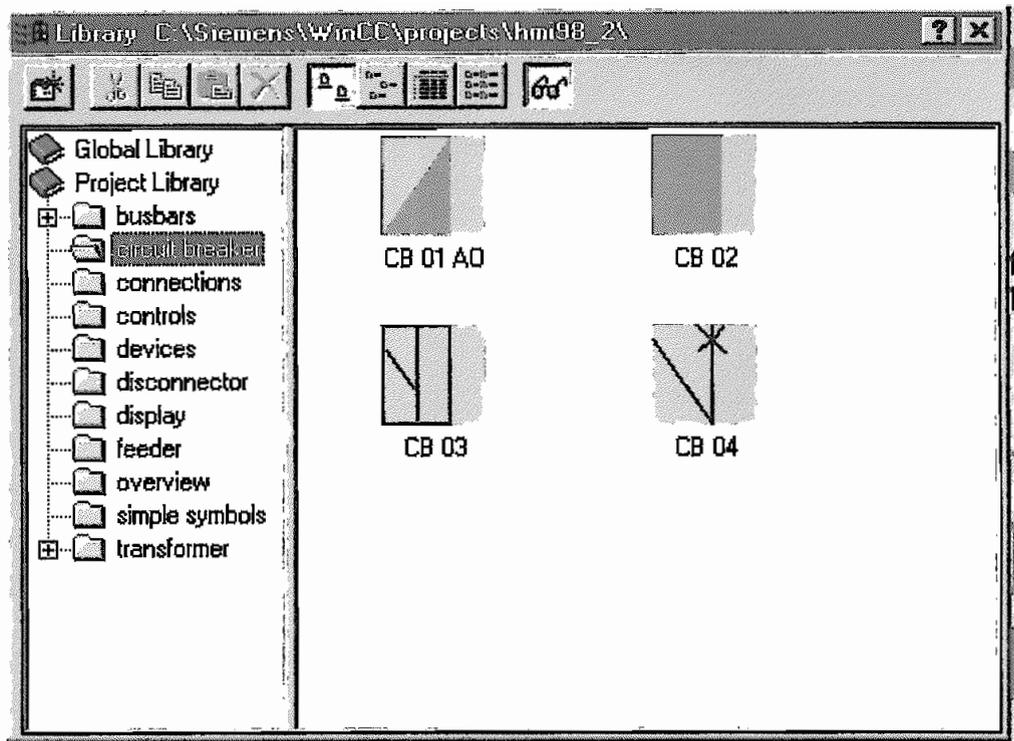
IV.2.2 FUNCIONES PRINCIPALES.-

Mediante el sistema gráfico, la visualización y operación son fácilmente configurables, el mismo se utiliza para realizar diagramas de los equipos que forman parte de una subestación. WinCC puede ser utilizado en un sistema con una sola terminal, o en configuraciones cliente servidor (por ejemplo en un sistema con varias terminales); los operadores en cada una de las terminales son coordinados con los demás, a fin de que todos tengan acceso a la red en cualquier instante de tiempo.

Para efectuar la configuración de una subestación se pueden utilizar asistentes, los mismos que ayudan a efectuar acciones repetitivas de manera rápida y precisa; también se pueden transferir datos desde SICAM Plus Tools hacia SICAM WinCC, esto permite optimizar tiempo y garantizar la confiabilidad de los datos transmitidos.

El sistema de administración de mensajes consiste de: Lista de eventos, lista de alarmas, y una lista para desplegar el estado de las protecciones; cada una de las listas consiste de secuencia de eventos, bloques de indicaciones, textos y gráficos. Los valores medidos y calculados en el SICAM PLUS TOOLS, pueden ser exportados hacia el sistema de visualización WinCC.

En la librería de símbolos, se puede encontrar equipo de control y protección típico de una subestación como por ejemplo: Aparatos de maniobra, unidades de bahía, transformadores, y demás equipo , los mismos que son empleados para realizar diagramas de una subestación.



Librerías

SICAM Valpro (Unidad de proceso de valores medidos y calculados), es un componente del WinCC utilizado para efectuar procesamiento, despliegue e impresión de valores medidos y calculados, los mismos que se encuentran almacenados en archivo. Es posible procesar los datos almacenados en archivo de valores medidos o calculados, sin que estos sean afectados por ningún cambio; solamente los valores originales son grabados, y la función de procesamiento es efectuada únicamente después que se archivan los datos. Se pueden efectuar las siguientes funciones de procesamiento:

- Valor mínimo
- Valor máximo
- Valor medio

- Factor de potencia en intervalos de 15 minutos, 1 hora, 1 día.

Es factible desplegar el diagrama unifilar de la subestación en pantalla, mediante esta operación, se puede determinar el estado de operación de los disyuntores en forma rápida y segura. Dependiendo de la parametrización, puede ser desplegada una parte de la subestación, este diagrama presenta en forma de ventana aquella sección de la subestación que se haya seleccionado mediante el mouse. Los comandos de ejecución son efectuados únicamente después que se haya ingresado una palabra clave. Todos los eventos que ocurren en la subestación, son almacenados continuamente en orden cronológico; esta lista de eventos incluye indicaciones, operaciones de desconexión y la comprobación de cada uno de los comandos. Además de la lista de eventos, existe una lista de alarmas, la misma que puede ser configurada de manera que permita visualizar determinadas operaciones de interés para el usuario.

IV.3 Digsí V3.4.-

Mediante el programa Digsí V3.4 se pueden parametrizar todos los dispositivos de protección fabricados por SIEMENS mediante un PC o Notebook a través de la interfase integrada en los mismos, también leer datos de perturbaciones. El programa de evaluación Digrá permite visualizar y evaluar registros de perturbaciones.

Este software de análisis y evaluación dispone de un gran número de funciones operacionales totalmente llevadas por cuadros de diálogo en ambiente Windows, este programa hace factible copiar archivos de datos del relé y descargarlos hacia el computador o viceversa, a través de la interfase existente en la parte frontal de los equipos de protección SIEMENS, la cual hace posible la conexión de un computador con el equipo de protección en forma rápida y segura.

IV.3.1 RANGO DE APLICACIÓN.-

Este software puede ser empleado en sistema operativo Windows 98, Windows NT o superiores; Digsí soporta los protocolos de comunicación IEC 60870-5-103 para efectuar la comunicación con los equipos de protección, es recomendable emplear conexiones aisladas como optoacopladores o fibras ópticas, especialmente si el equipo de protección se encuentra operando en red. AL iniciar el programa, automáticamente es abierto el administrador, mediante el cual, se pueden estructurar y administrar proyectos en cualquier topología que presente la subestación; así, si se desea implementar un equipo de protección en cualquier parte de la subestación, basta con importarlo desde un catálogo y mediante un click del mouse colocarlo en el sitio exacto de la subestación.

Para acceder a todos los parámetros del relé, basta con hacer doble click sobre el mismo, así se tendrá información a cerca del estado de la configuración del relé.

IV.3.2 CARACTERÍSTICAS.-

Interfase de usuario, la cual permite acceder a la información estrictamente requerida por el mismo similar a Microsoft Windows Explorer. Acceso protegido mediante palabra clave, con ello se consigue que tareas como configuración, ordenación, y ajuste sean efectuadas únicamente por personal autorizado. El programa Digsí puede ser utilizado también a nivel de centros de control en conjunción con el programa SICAM plus TOOLS, de esta manera existe la posibilidad de acceder y cambiar los parámetros del relé en forma remota. Otra característica del Digsí, es la matriz de configuración, la cual permite listar varios ítems de información escogidos de acuerdo a la función que realizan.

En caso de disturbio, se pueden archivar y desplegar los datos generados en el transcurso de la falla y mediante el programa Digrá, se pueden calcular valores

como: impedancia de secuencia positiva, valores RMS, componentes simétricas, vectores, etc. Los relés de protección SIPROTEC 4 incorporan un PLC, controlador lógico programable, estos relés están ajustados con una programación de bloqueos de fábrica por defecto. Si se desea adaptar o modificar estos ajustes, se debe usar el Editor CFC.

Cuando se efectúa los ajustes de los equipos de protección, es conveniente tener a disposición visual, las características de operación; mediante el paquete opcional Graphic tools 4, y con solo un click en el cuadro de diálogo de ajustes, se puede visualizar las características o diagramas de zonas dependiendo de los valores que se están observando, esto permite visualizar los efectos que ocasionaría un cambio en los ajustes de los equipos de protección.

Para efectuar el control remoto de los equipos, el programa DIGSI Remote 4 permite localizar equipos de protección y operarlos desde los centros de control. Si se ha abierto un equipo en Digsí, y se ha seleccionado configuración del equipo de protección vía modem, Digsí establecerá una conexión con el equipo mediante el MODEM de la subestación después de que el usuario ha ingresado el código de acceso.

ANEXO V

ANEXO V

PROCOLOS DE COMUNICACIÓN

Establecen una descripción formal de los formatos que deberán presentar los mensajes para poder ser intercambiados por equipos de cómputo; además definen las reglas que ellos deben seguir para lograrlo. En la actualidad contamos con muchos protocolos de comunicación comerciales con los cuales muchas veces aun sin darnos cuenta, los utilizamos, nos ayudan a hacer tareas como lo son el Internet, una transferencia por módem o una simple comunicación a un servicio en línea inteligente de algún banco (BITAL).

Los protocolos están presentes en todas las etapas necesarias para establecer una comunicación entre equipos de cómputo, desde aquellas de más bajo nivel (e.g. la transmisión de flujos de bits a un medio físico) hasta aquellas de más alto nivel (e.g. el compartir o transferir información desde una computadora a otra en la red).

Tomando al modelo OSI (Open Systems Interconnection) como referencia, podemos afirmar que para cada capa o nivel que él define existen uno o más protocolos interactuando. Los protocolos son entre pares (peer-to-peer), es decir, un protocolo de algún nivel dialoga con el protocolo del mismo nivel en la computadora remota.

A continuación se mencionan y explican varios de estos protocolos, estos son los más importantes y/o comerciales hoy día: FTP, HTTP, IPX/SPX, NFS, POP3, SCP TCP/IP .

V.1 FTP FILE TRANSFER PROTOCOL.-

Protocolo de Transferencia de Archivos. El objetivo principal de este protocolo son varios puntos, promover el compartir archivos entre computadoras (programas y/o

datos), alentar al uso remoto de las computadoras, y transferir datos de una forma segura y optima por computadora. FTP mas que para ser usado por un usuario directamente es para que los programas lo usen entre ellos para comunicarse.

Con este tipo de forma de hacer las cosas ayudamos al usuario a despreocuparse si tiene contacto con macrocomputadoras, micro, mini o simples PC's, gracias a un protocolo como este, no se necesita saber mucho y se logra lo que se quiere.

FTP ha ido evolucionando demasiado en todos estos años desde que se creo, este empezó en 1971 con un modelo de transferencia llamado RFC 141 en M.I.T.. Fue hasta después de muchas revisiones que llegó a RFC 265 cuando ya se le considero un protocolo de transferencia de archivos completa entre HOSTs (servidores de archivos) de ARPHANET. Finalmente un documento declarando un FTP oficial se publico cuando se llevo a RFC 454.

Hasta Julio de 1973 muchos cambios había sufrido ya el FTP, pero siempre conservo la estructura principal desde el principio. Al final de la edición de RFC 765 se incluyeron algunos de los que son ahora los comandos de este protocolo:

En la estructura de datos en FTP se consideran tres tipos diferentes de archivos:

File - structure donde no hay estructuras internas y el archivo es considerado una secuencia continua de bytes. Record - structure donde los archivos contienen puros registros iguales en estructura

Page - structure donde los archivos contienen paginas enteras indexadas separadas.

Al establecer una conexión por FTP se debe tomar en cuenta que el mecanismo de transferencia consiste en colocar bien la transferencia de datos en los puertos adecuados y al concluir la conexión estos puertos deben ser cerrados adecuadamente. El tamaño de transferencia es de 8 bits, en ambos. El que va a transferir, debe escuchar desde el puerto hasta que el comando enviado sea recibido

y este será el que de la dirección de la transferencia. Una vez recibido el comando y establecido una transferencia del servidor al que solicita, se inicializa la comunicación de la transferencia para verificar la conexión, esta es una cabecera con un formato específico, después de esto se comienza a enviar las tramas de 8 bits sin importar el tipo de datos que sea (antes mencionado), y al finalizar se envía otra trama cabecera ya establecida confirmando la transferencia completada.

Existen tres modos de transferencia en FTP

STREAM MODE

BLOCK MODE

COMPRESSED MODE

V.2 HTTP HYPER TEXT TRANSFER PROTOCOL.-

Protocolo para la transferencia de hipertextos. El protocolo para la transferencia de hipertextos es para todos los sistemas de información distribuidos que tengan la necesidad de mostrar la información y pasarla por una comunicación normal haciendo uso de las ligas de este lenguaje. La primera versión de este lenguaje (HTTP 0.9) se uso desde 1990.

El Protocolo fue implementado inicialmente para WWW en 1991 como una iniciativa de software y se denominó HTTP 0.9. El protocolo completo fue definido en 1992 e implementado en marzo de 1993.

El protocolo como todos tiene sus propias terminologías, a continuación se mencionan:

Conexión Es el circuito virtual establecido entre dos programas en una red de comunicación con el proceso de una simple comunicación.

Mensaje Esta es la unidad básica de un protocolo HTTP, estos consisten en una secuencia estructurada que es transmitida siempre entre los programas.

Cliente Es el programa que hace la llamada al servidor y es el que atiende en toda la transmisión la trama de los mensajes.

Servidor El que presta el servicio en la RED.

Proxy Un programa intermedio que actúa sobre los dos, el servidor y el cliente.

IPX/SPX Internetwork Packet Exchange, Sequence Packet Exchange

Este es un protocolo usado y registrado por la compañía mundial de redes Novell®
Existen otros tipos de protocolos POP 3y Scp

TCP/IP Transfer Communication Protocol / Internet Protocol

V.3 EL TCP/IP ES UN CONJUNTO DE PROTOCOLOS 'A CAPAS' O, SI SE PREFIERE, 'A NIVELES'.

Desarrollados como parte del proyecto DARPA a mediados de los 70's, dando lugar a la red ARPANET. Su objetivo fue que computadoras cooperativas compartieran recursos mediante una red de comunicaciones.

ARPANET deja de funcionar oficialmente en 1990.

TCP = TRANSFER CONTROL PROTOCOL

IP = INTERNET PROTOCOL

En la actualidad, las funciones propias de una red de computadoras pueden ser divididas en las siete capas propuestas por ISO para su modelo de sistemas abiertos (OSI). Sin embargo la implantación real de una arquitectura puede diferir de este modelo. Las arquitecturas basadas en TCP/IP proponen cuatro capas en las que las funciones de las capas de Sesión y Presentación son responsabilidad de la capa de Aplicación y las capas de Liga de Datos y Física son vistas como la capa de Interfase a la Red. Por tal motivo para TCP/IP sólo existen las capas Interfase de Red, la de Intercomunicación en Red, la de Transporte y la de Aplicación. Como puede verse TCP/IP presupone independencia del medio físico de comunicación, sin embargo existen estándares bien definidos al nivel de Liga de Datos y Físico que proveen mecanismos de acceso a los diferentes medios y que en el modelo TCP/IP deben considerarse la capa de Interfase de Red; siendo los más usuales el proyecto IEEE802, Ethernet, Token Ring y FDDI.

V.3.1 MODELO DE CAPAS DE TCP/IP.-

Descripción del Modelo de Capas de TCP/IP

Capa de Aplicación. Invoca programas que acceden servicios en la red. Interactúan con uno o más protocolos de transporte para enviar o recibir datos, en forma de mensajes o bien en forma de flujos de bytes.

Capa de Transporte. Provee comunicación extremo a extremo desde un programa de aplicación a otro. Regula el flujo de información. Puede proveer un transporte confiable asegurándose que los datos lleguen sin errores y en la secuencia correcta. Coordina a múltiples aplicaciones que se encuentren interactuando con la red simultáneamente de tal manera que los datos que envíe una aplicación sean recibidos correctamente por la aplicación remota, esto lo hace añadiendo identificadores de cada una de las aplicaciones. Realiza además una verificación por suma, para asegurar que la información no sufrió alteraciones durante su transmisión.

Capa Internet. Controla la comunicación entre un equipo y otro, decide qué rutas deben seguir los paquetes de información para alcanzar su destino. Conformar los paquetes IP que serán enviados por la capa inferior. Desencapsula los paquetes recibidos pasando a la capa superior la información dirigida a una aplicación.

Capa de Interfase de Red. Emite al medio físico los flujos de bit y recibe los que de él provienen. Consiste en los manejadores de los dispositivos que se conectan al medio de transmisión.

Para entender el funcionamiento de los protocolos TCP/IP debe tenerse en cuenta la arquitectura que ellos proponen para comunicar redes. Tal arquitectura ve como iguales a todas las redes a conectarse, sin tomar en cuenta el tamaño de ellas, ya sean locales o de cobertura amplia. Define que todas las redes que intercambiarán información deben estar conectadas a una misma computadora o equipo de procesamiento (dotados con dispositivos de comunicación); a tales computadoras se las denominan compuertas, pudiendo recibir otros nombres como enrutadores o puentes.

Para que en una red dos computadoras puedan comunicarse entre sí ellas deben estar identificadas con precisión. Este identificador puede estar definido en niveles bajos (identificador físico) o en niveles altos (identificador lógico) dependiendo del protocolo utilizado. TCP/IP utiliza un identificador denominado dirección internet o dirección IP, cuya longitud es de 32 bits. La dirección IP identifica tanto a la red a la que pertenece una computadora como a ella misma dentro de dicha red.

V.4 PROTOCOLO ICCP.-

Es un protocolo para intercambio de datos entre centros de control SCADA/EMS. ICCP significa "Inter Control-Center Communication Protocol"

ICCP es un componente de las especificaciones UCA (Utility Communication Architecture) desarrolladas por EPRI en los EEUU. Similarmente a Qnet, QUICS IV

ICCP es un programa tipo cliente-servidor que permite el intercambio bidireccional de datos entre múltiples estaciones maestras SCADA o EMS. A diferencia de Qnet, ICCP permite comunicarse con otras maestras aunque no sean QUICS IV.

La implementación de QUICS IV ICCP cumple con la norma TASE.2, y puede ser usada con los protocolos de red OSI y TCP/IP. Los siguientes componentes de ICCP han sido implementados en QUICS IV ICCP:

Bloque 1 - Servicios Básicos

Bloque 2 - Monitoreo de Condiciones de Conjunto de Datos Extendido

Bloque 4 - Estaciones del Operador

Bloque 5 - Control de Dispositivos

El Bloque 4 permite al operador en un centro de control intercambiar mensajes con operadores en otros centros de control. El operador puede:

- Enviar un mensaje a un operador en otro sistema.
- Usar formatos predefinidos para enviar solicitudes de "frecuencia utilizada" o mensajes informativos. Los formatos pueden ser editados antes de la transmisión. Al dirigir los reportes SCADA al directorio de formas, los operadores pueden transmitir archivos de reportes a otros sistemas.
- Leer y borrar mensajes recibidos de otros sistemas. Cada mensaje recibido se mantiene hasta que alguien lo borra.

Actualmente hay instalaciones QUICS IV ICCP comunicadas con sistemas que no son QUINDAR, utilizando productos ICCP de los siguientes proveedores: Siemens, Cycle Software.

V.5 BUS DE CAMPO.-

Un bus de campo es un sistema basado en un bus para transmitir datos entre distintos tipos de sistemas de control y unidades de entradas-salidas distribuidas espacialmente, a las cuales están conectadas sensores y actuadores.

Los sistemas de bus de campo consolidados están dimensionados para la interconexión de periféricos, como PLCs, equipos de medida, accionamientos, con una demanda de información de hasta algunos kBytes en diferentes formatos.

Entre los beneficios técnicos y económicos que se destacan en los proyectos de Automatización y Control que utilizan la tecnología de bus de campo se destacaron el ahorro de cableado, de espacio en salas de control, de materiales de instalación (racks, bandejas, regleteros de bornas) y la facilidad y menor tiempo de comisionado configuración puesta en marcha de los equipos.

Otra de las virtudes que proporciona la tecnología de bus de campo es la capacidad de diagnóstico de fallos de todos los componentes del sistema y la gestión de activos, donde el mantenimiento de carácter predictivo alcanza una dimensión tal que proporciona ahorros en las tareas de mantenimiento inimaginables hasta la fecha y por tanto un aumento de la disponibilidad de la planta aumentando la producción y calidad del producto.

V. 6 PROFIBUS.-

Estructura básica. Profibus es un bus de campo abierto independiente del fabricante. Su área de aplicación abarca manufacturación, procesos y automatización de edificios. La independencia del fabricante y el ser un sistema abierto está garantizado por el estándar Profibus EN 50 170. Con profibus los dispositivos de diferentes fabricantes pueden comunicarse sin necesidad de adaptaciones mediante interfaces especiales. Profibus puede ser empleado tanto para transmisiones de datos de alta velocidad y tiempos críticos, como para tareas intensivas de comunicación compleja.

La familia Profibus consiste en tres versiones compatibles: PROFIBUS-DP Optimizado para alta velocidad y enganche económico. Esta versión de Profibus está diseñada especialmente para comunicación entre sistemas automáticos de control y E/S distribuidos a nivel de campo. Puede ser empleado para reemplazar transmisiones paralelas de señales con 24V o 0 a 20mA.

V. 6.1 PROFIBUS-PA.-

Está especialmente diseñado para automatización de procesos. Permite que sensores y actuadores puedan ser conectados a un bus común en áreas intrínsecas de seguridad. Permite comunicación de datos y transporte de energía sobre el mismo bus empleando tecnología de dos cables, acorde con el estándar internacional IEC 1158-2.

V.6.2 PROFIBUS-FMS.-

Es la solución de propósito general para tareas de comunicación a nivel de control. Los potentes servicios FMS abren un amplio rango de aplicaciones y proveen gran flexibilidad. También pueden ser empleado para tareas de comunicación extensas y complejas.

A continuación se detallan algunas de las características más relevantes de las subfamilias del bus de campo PROFIBUS.

Sub. familia	Principal aplicación	Principal ventaja	Características más relevantes
PROFIBUS-FMS	Automatización para propósitos generales	Universal	<ul style="list-style-type: none"> • Gran variedad de aplicaciones • Comunicaciones multi-maestro
PROFIBUS-DP	Automatización de factorías	Rápido	<ul style="list-style-type: none"> • Plug and Play • Eficiente y efectivo en costo
PROFIBUS-PA	Automatización de procesos	Orientado a aplicación	<ul style="list-style-type: none"> • Suministro de energía a través del propio bus • Seguridad intrínseca

V.6.3 ESTRUCTURA BÁSICA.-

Profibus especifica las características técnicas y funcionales de un sistema basado en un bus de campo serie en el que controladores digitales descentralizados pueden ser conectados entre si desde el nivel de campo al nivel de control. Se distinguen dos tipos de dispositivos:

V.6.3.1 Dispositivos maestros.-

Determinan la comunicación de datos sobre el bus. Un maestro puede enviar mensajes sin una petición externa cuando mantiene el control de acceso al bus (la señal). Los maestros también se denominan estaciones activas en el protocolo Profibus.

V.6.3.1 Dispositivos esclavos.-

Son dispositivos periféricos. Los esclavos son normalmente dispositivos de E/S, válvulas, actuadores y transmisores de señal. No tienen el control de acceso al bus y

sólo pueden recibir mensajes o enviar mensajes al maestro cuando son permitidos para ello. Los esclavos también son denominados estaciones pasivas. Por todo lo anterior sólo necesitan una parte del protocolo del bus, siendo su implementación particularmente económica.

V.7 MODBUS.-

Este protocolo es utilizado fundamentalmente en redes industriales, define una estructura la cual puede ser reconocida y utilizada por los controladores sin importar el tipo de red sobre la cual se efectúa la comunicación. Cuando se efectúan comunicaciones en la red, el protocolo determina la dirección del equipo, el tipo de mensaje y se encarga de enviar dicho mensaje hacia el equipo direccionado y determina la clase de acción a ejecutarse. A través de la interfase serial, se determinan: el número de pines del conector, cableado, niveles de señal, velocidad de transmisión de datos y paridad.

Los controladores efectúan la comunicación utilizando la técnica maestro esclavo, en la cual, sólo un equipo (el maestro) puede iniciar una transmisión de datos, mientras que el otro equipo sólo puede comunicarse cuando es requerido por el equipo maestro. El dispositivo maestro, puede direccionar individualmente a cada dispositivo esclavo, o hacerlo con todos los dispositivos esclavos al mismo tiempo; en caso de producirse un error en la comunicación o si el esclavo no está en condiciones de responder al mensaje, este dispositivo enviará un mensaje de error como respuesta. Los controladores se pueden comunicar en redes tipo Modbus, utilizando 2 tipos de transmisión de datos ASCII o RTU.

V.8 ETHERNET.-

Ethernet es una red de área local, la cual transmite información entre equipos de cómputo con velocidades de transmisión de 10 a 100 Mbps, en la actualidad la

versión de Ethernet más utilizada es conductores de par trenzado que permiten alcanzar una velocidad de transmisión de datos aproximada de 10Mbps. Ethernet es una de las redes que emplea tecnología Lan más utilizadas en el mundo, la tendencia es que se utilicen redes que permitan mayores velocidades de transmisión de datos, ethernet ofrece la posibilidad de incrementar la velocidad de transmisión a 100 Mbps utilizando medios de transmisión más sofisticados, como por ejemplo fibra óptica; esto a fin de conseguir que se pueda realizar toma de datos en tiempo real, y así poder manejar dispositivos de control inteligentes, mando remoto de entrada o salida; existen cuatro aspectos que, desde el punto de vista de ethernet, pueden ser mejorados significativamente.

- Control local o remoto usando servidor http
- Efectuar pruebas de diagnóstico y resolución de problemas
- Realizar adquisición de datos desde los equipos
- Administración de reportes y planeamiento del sistema.

Ethernet está diseñado para aplicaciones industriales.

V.9 PROTOCOLO IEC 60870-5-101.-

Como el DNP, el protocolo 101 utiliza la versión simplificada de 3 estratos del modelo OSI de 7 estratos llamado modelo de Arquitectura de Performance Aumentada (EPA). Su estrato de aplicación le permite aceptar un amplio rango de objetos de datos y comandos funcionales.

El diseño flexible del estrato físico del 101 permite el uso de un amplio rango de medios físicos para comunicaciones. Nu-Lec Industries toma ventaja de esto utilizando dos tipos de comunicaciones - RS-232 y V23 FSK.

Las características del 101 incluyen:

- Reporte de eventos binarios (digitales) y análogos con la hora (reporte por excepción)
- Reporte de datos analógicos cíclicos
- Control de paso simple o paso doble de puntos binarios (digitales) y analógicos
- Recolección de datos binarios y analógicos
- Recolección, congelado y eliminación de contadores
- Agrupación de objetos de datos
- Sincronización de la hora

ANEXO VI

ANEXO VI

GLOSARIO DE TÉRMINOS

VI.1 Equipo Secundario.-

Todos los equipos utilizados para efectuar tareas como son: protección, control, monitoreo, medida, comunicaciones en una Subestación. Cada uno de estos equipos puede ser enlazado con buses de comunicación serie, y comunicarse con cualquiera de los otros equipos secundarios presentes en una subestación.

VI.2 SUBESTACIÓN AUTOMATIZADA.-

Una subestación que posea los equipos o tecnologías enumeradas en el ítem anterior se conoce como Subestación automatizada.

VI.3 ESTRUCTURA DE UNA SUBESTACIÓN AUTOMATIZADA.-

La estructura típica de una subestación automatizada es:

- Dispositivos de control inteligentes (IED's), para efectuar todas las funciones requeridas en una bahía
- Comunicación serie hacia el computador de la subestación.
- Comunicación serie hacia el centro de control.

VI.4 PROTECCIÓN DE BAHÍA.-

Todas las funciones de protección requeridas en una bahía (Línea, transformador, generador, etc.) están incluidas en los dispositivos de control inteligentes. Ejemplos de protecciones de bahía son:

- Protección de distancia
- Protección diferencial
- Protección de sobrecorriente
- Protección de baja frecuencia, etc.

VI.5 PROTECCIÓN DE SUBESTACIÓN.-

Ejemplos de protección de subestación son:

- Protección de barra
- Protección de falla de disparo

Los datos necesarios para la protección de Subestación son recolectados en las unidades de bahía (corrientes, voltajes, potencias, etc.). Estos datos son procesados en las unidades de bahía, y transmitidos hacia el nivel de subestación donde serán procesados, los resultados serán enviados nuevamente hacia las unidades de bahía en donde se llevarán a cabo las acciones necesarias (iniciar avisos de falla, activar protecciones, etc.).

VI.6 FUNCIONES DE CONTROL.-

Las funciones de control pueden clasificarse en básicas y optimizadas. Ejemplos de funciones básicas son:

- Control del disyuntor
- Control del aislador
- Control del seccionador de tierra
- Control del intercambiador de taps del transformador
- Bloqueos
- Sincronización antes de cierre.

Ejemplos de funciones optimizadas son:

- Secuencias de disparo

- Aislamiento automático de secciones de falla
- Cambio automático de topología de barras
- Función de recierre inteligente
- Desplazo de carga entre líneas
- Seccionamiento de carga inteligente
- Restauración de potencia inteligente
- Optimización de intercambio de potencia entre distribuidores

VI.7 MONITOREO.-

Las funciones de monitoreo se pueden clasificar en básicas y optimizadas. Ejemplos de funciones de monitoreo básicas son:

- Estado de operación de los aparatos de maniobra
- Mediciones (V, I, Q, P, f)
- Lista de eventos
- Lista de alarmas

Ejemplos de funciones de monitoreo optimizadas son:

- Registro de fallas
- Registro de disturbios
- Curvas de tendencia
- Cálculo administración de valores medidos

VI.8 SCS.-

Substation Control System, incluye todas las funciones de supervisión y control, también incluye los interbloques de disyuntores y seccionadores. El SCS puede reemplazar las RTU's convencionales y los tableros en las subestaciones. Se

pueden incluir funciones como registrador de eventos, manejo de alarmas, funciones estadísticas y de control tales como restablecimiento.

VI.9 Terminal.-

Es una unidad funcional, las cuales puede comunicarse con el sistema de control de la subestación y/o sistema de monitoreo de la subestación. Un objeto terminal se refiere a un objeto específico, por ejemplo: Terminal de transformador, terminal de línea, terminal de generador. Un terminal puede incluir cualquiera de las siguientes funciones: Protección, control y monitoreo u otras. Un terminal de línea puede por ejemplo incluir protección de distancia, protección de falla a tierra, localizador de fallas, medición de la carga, registrador de disturbios.

DMS: Distribution Management System, Sistema de Administración de redes de distribución

DBMS: Database Management System, Base de datos del sistema de Administración de redes de distribución

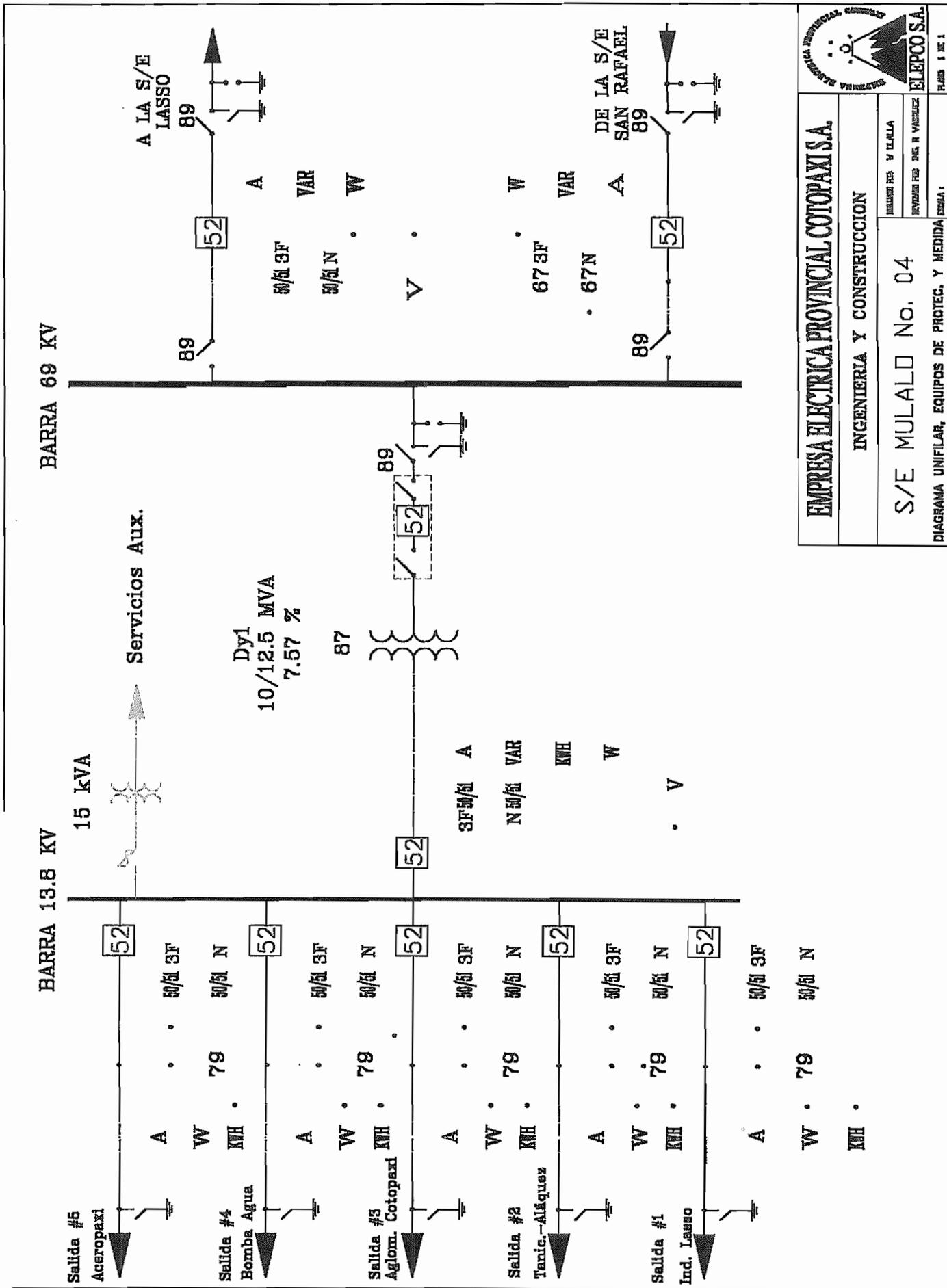
EMS: Energy Management System, Sistema de administración de energía.

HMI: Human Machine Interface, Interfase Hombre máquina

RTU: Remote terminal Unit, Unidad terminal remota

IED: Intelligent electronic devices, Equipos de protección inteligentes

ANEXO VII



<p>EMPRESA ELÉCTRICA PROVINCIAL COTOPAXI S.A.</p>	
<p>INGENIERIA Y CONSTRUCCION</p>	
<p>S/E MULALD No. 04</p>	
<p>DIAGRAMA UNIFILAR, EQUIPOS DE PROTEC. Y MEDIDA (SEMA) 1</p>	
<p>REVISADO POR: J. G. VILLALBA</p>	<p>REVISADO POR: J. R. VASQUEZ</p>
<p>EMPRESA ELÉCTRICA PROVINCIAL COTOPAXI S.A. PÁG. 1 DE 1</p>	

ANEXO VIII

SIPROTEC 4 7SJ61/62/63 6MD63

Multifunction Protection Relay and Bay Controller

Firmware Version 4.1

Catalog SIP 3.1 · 1999

© Siemens AG 1999

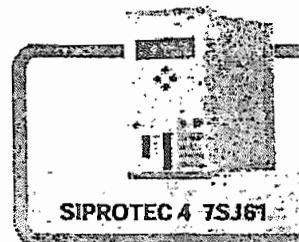
Advantages to you

- Cost-effectiveness
 - High degree of automation
 - User-friendly operation
 - Low planning and engineering effort
 - Fast, flexible mounting, reduced wiring
 - Simple, short commissioning
 - Simple spare part stocking
 - High flexibility
 - High reliability and availability
 - State-of-the-art technology
 - Compliance with international standards
 - Integration in the overall system
- SIPROTEC 4-SICAM-SIMATIC

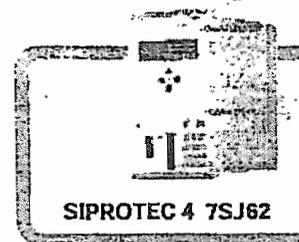
Protection Systems

Description/overview	Page 2 to 11
Functions	Page 12 to 24
Typical application	Page 25 to 32
Technical data	Page 33 to 44
Overview of SIPROTEC 4 units	Page 46 and 47

Unit data
Selection and ordering data
Connection diagram
Dimension drawings
Page 50 to 58



Unit data
Selection and ordering data
Connection diagram
Dimension drawings
Page 60 to 67



Unit data
Selection and ordering data
Connection diagram
Dimension drawings
Page 68 to 81



Unit data
Selection and ordering data
Connection diagram
Dimension drawings
Page 82 to 96



SIPROTEC 4 7SJ61/62/63 / 6MD63 Multifunction Protection Relay and Bay Controller

Functions

Protection functions

Time-overcurrent protection (ANSI 50, 50N, 51, 51N)

This function is based on the phase-selective measurement of the three phase currents and the ground current (four transformers). Two definite-time overcurrent protection elements (DMT) exist both for the phases and for the ground. The current threshold and the delay time can be set in a wide range.

As an option, inverse-time overcurrent protection characteristics (IDMTL) can be activated:

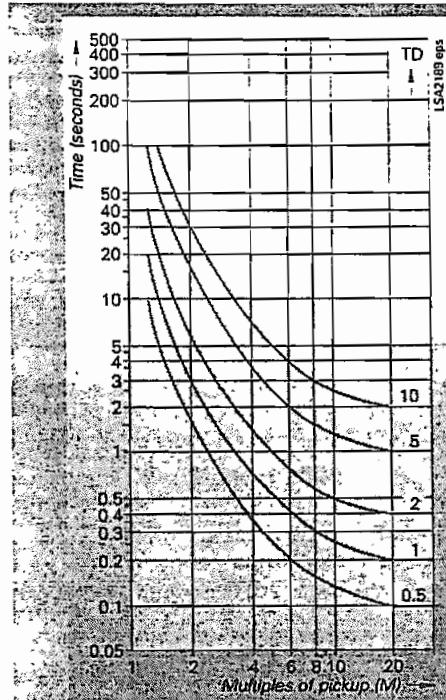


Fig. 29 Inverse $t = \left(\frac{8.9341}{M^{2.033}} + 0.17966 \right) \cdot TD$

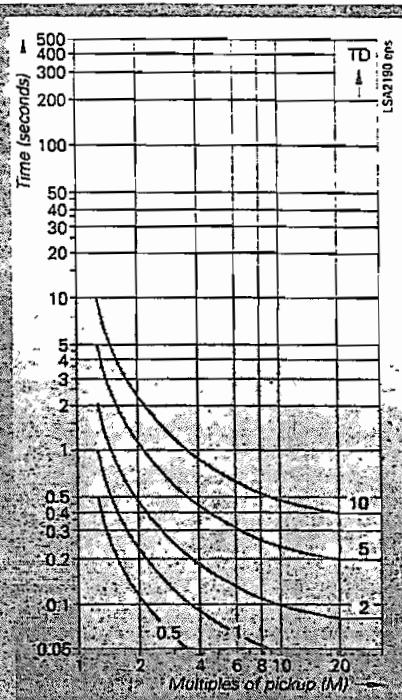
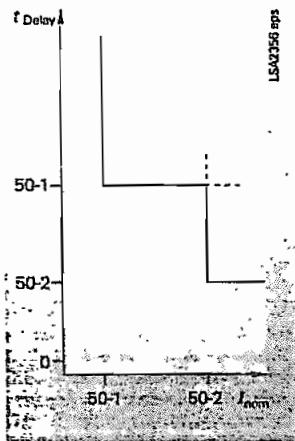


Fig. 30 Short Inverse $t = \left(\frac{0.2653}{M^{2.960}} + 0.03393 \right) \cdot TD$

Fig. 28 Definite-time overcurrent protection



Inverse-time overcurrent characteristics to ANSI/ IEEE

- Inverse
- Short inverse
- Long inverse
- Moderately inverse
- Very inverse
- Extremely inverse
- Definite inverse

Notes on Fig 29 to 32.
Scope of M from 1 to 20

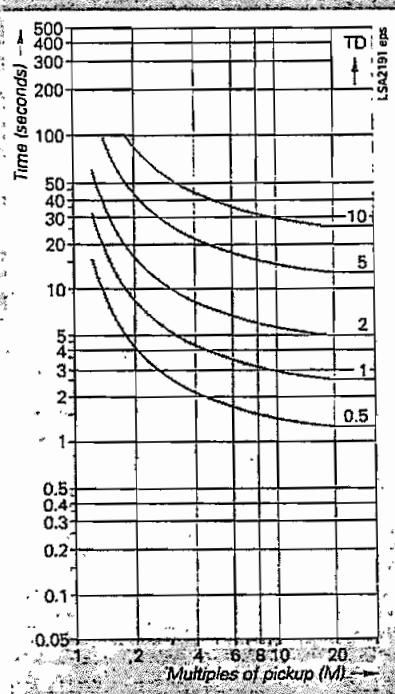


Fig. 31 Long inverse $t = \left(\frac{5.6143}{M-1} + 218592 \right) \cdot TD$

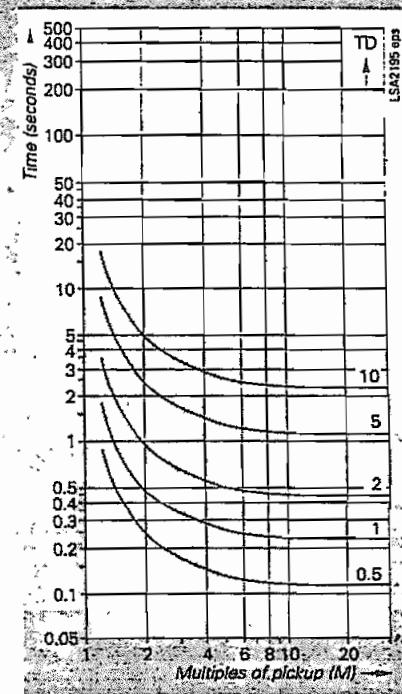


Fig. 32 Definite Inverse $t = \left(\frac{0.4797}{M^{1.5625}} + 0.21359 \right) \cdot TD$

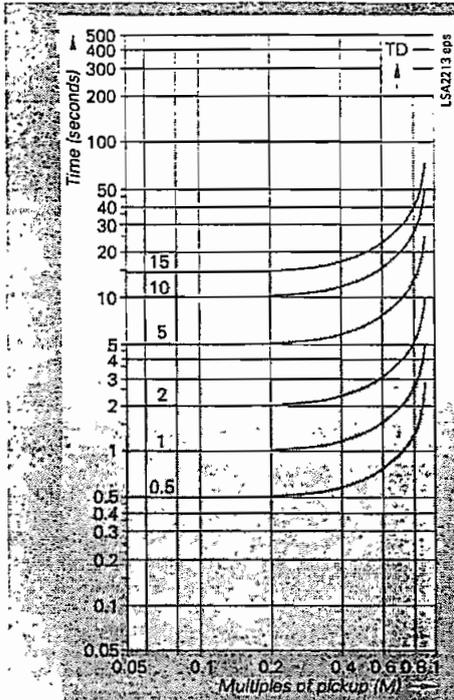


Fig. 33
Reset
Moderately inverse
 $t_{\text{reset}} = \frac{0.97 \cdot TD}{M^2 - 1}$

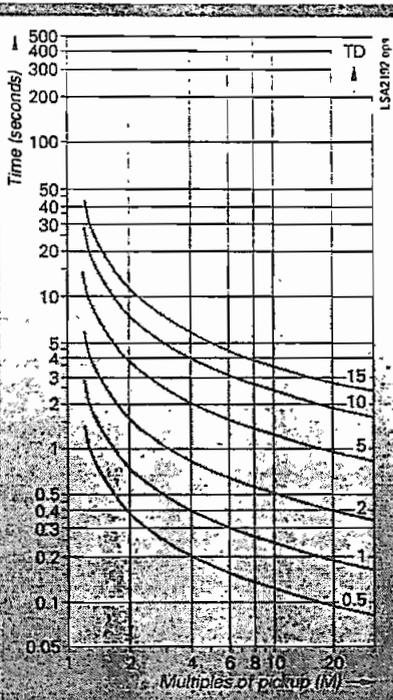


Fig. 34
Moderately inverse
 $t = \left(\frac{0.0103}{M^{0.02} - 1} + 0.0228 \right) \cdot TD$

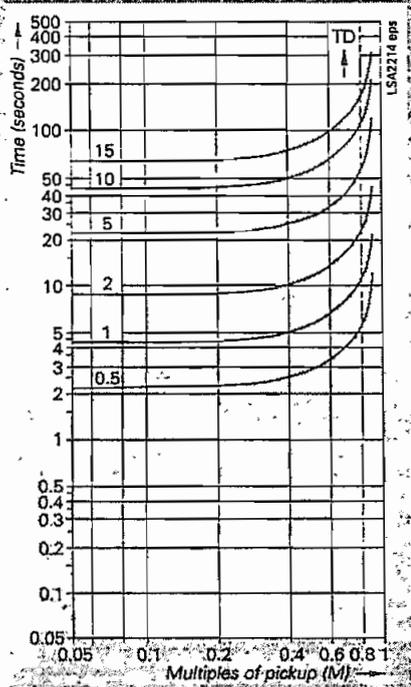


Fig. 35
Reset
Very inverse
 $t_{\text{reset}} = \frac{4.32 \cdot TD}{M^2 - 1}$

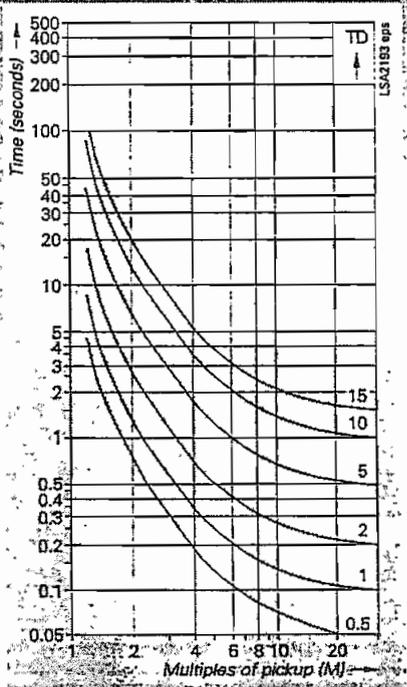


Fig. 36
Very inverse
 $t = \left(\frac{3.922}{M^2 - 1} + 0.0982 \right) \cdot TD$

Reset characteristics

For easier time coordination with electromechanical relays, reset characteristics according to ANSI standard C37.112 are applied.

The determination of the time sequence is carried out by integration of time constants according to the characteristics for all currents above the reset threshold. See Fig. 33, 35, 37

Tripping time characteristics of the definite-time overcurrent protection according to ANSI (IEEE) C37.112

t = tripping time in seconds
 M = multiples of pickup setting range 0.1 to 4
 TD = time dial

SIPROTEC 4 7SJ61/62/63 6MD63 Multifunction Protection Relay and Bay Controller

Functions

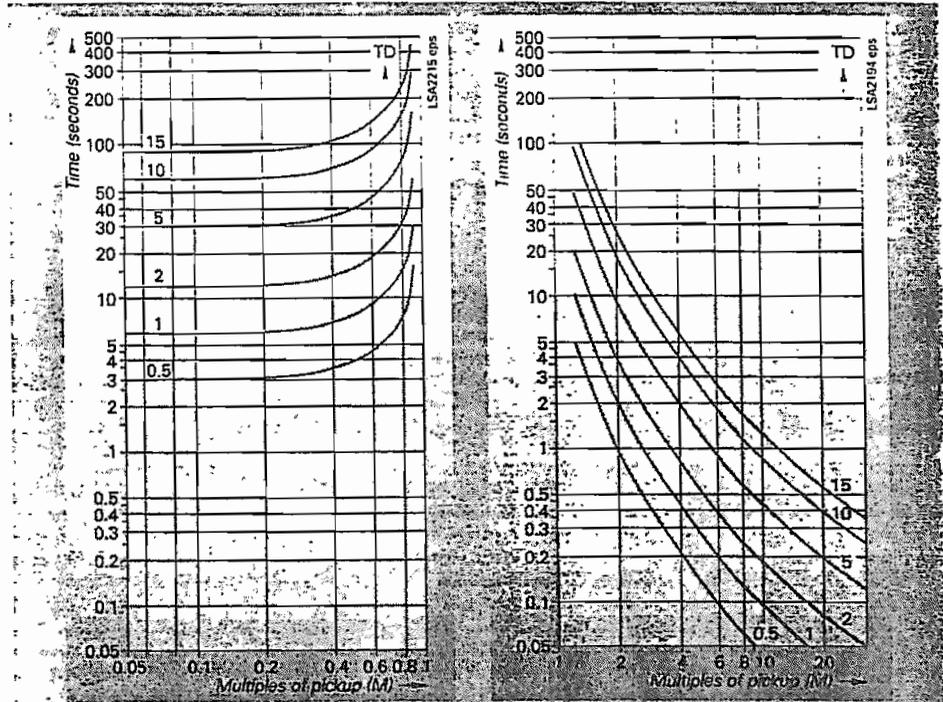


Fig. 37
Reset
Extremely Inverse
$$t_{trip} = \frac{5.82 \cdot TD}{M^2 - 1}$$

Fig. 38
Extremely Inverse
$$t_{trip} = \left(\frac{5.64}{M^2 - 1} + 0.0243 \right) \cdot TD$$

Tripping time characteristics of the definite-time overcurrent protection according to ANSI 'EEE'

- t = tripping time in seconds
- M = multiples of pickup setting range 0.1 to 2
- TD = time dial

Inverse time - overcurrent characteristics according to IEC standard

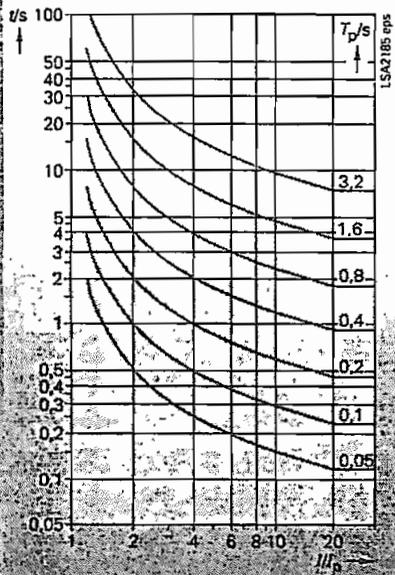


Fig. 39
Inverse $t = \frac{0.14}{(I/I_p)^{0.25} - 1} \cdot T_p$

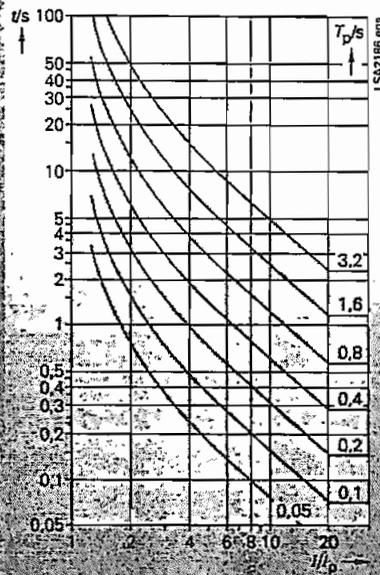


Fig. 40
Very inverse $t = \frac{13.5}{(I/I_p)^2 - 1} \cdot T_p$

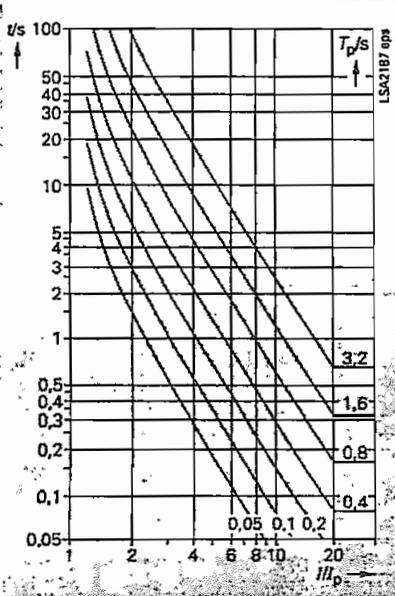


Fig. 41
Extremely inverse $t = \frac{80}{(I/I_p)^2 - 1} \cdot T_p$

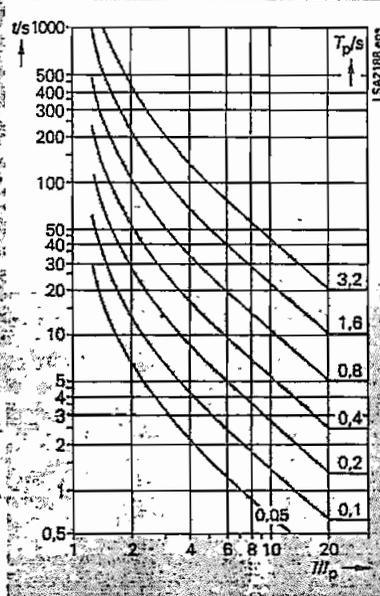


Fig. 42
Long inverse $t = \frac{120}{(I/I_p)^2 - 1} \cdot T_p$

SIPROTEC 4 7SJ61/62/63 6MD63 Multifunction Protection Relay and Bay Controller

Typical applications

Fig. 71
Sensitive directional
ground fault detection
with directional ele-
ment for phases

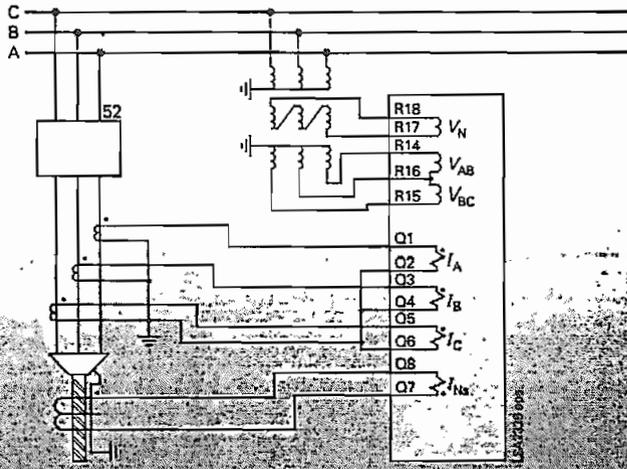


Fig. 72
Sensitive directional
ground fault detection

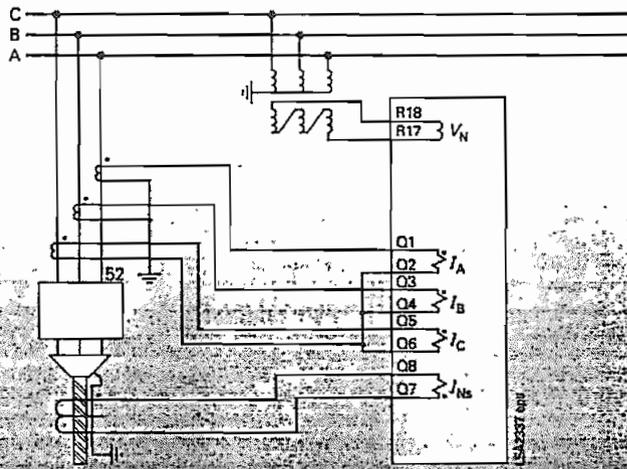
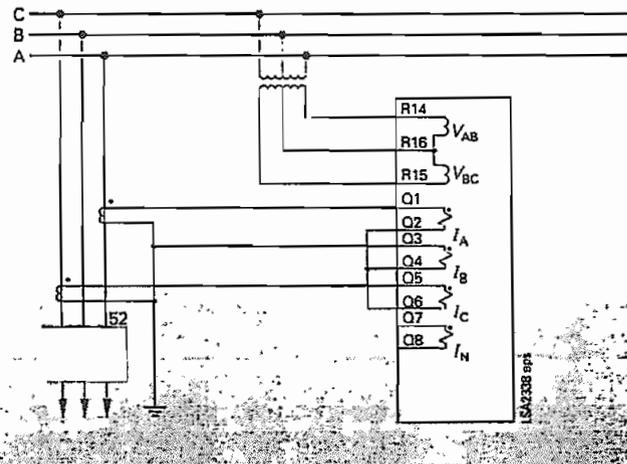


Fig. 73
Isolated-neutral or
compensated net-
works



Connection for compen- sated networks

The figure shows the connection of two phase-to-ground voltages and the V_N voltage of the open delta winding and a phase-balance neutral current transformer for the ground current. This connection maintains maximum precision for directional ground fault detection and must be used in compensated networks. Fig. 72 shows sensitive directional ground detection only.

Connection for isolated- neutral or compensated networks only

If directional ground fault protection is not used, the connection can be made with only two phase current transformers. Directional phase short-circuit protection can be achieved by using only two primary transformers.

Overview of connection types · Typical application

Type of network	Function	Current connection	Voltage connection
(Low-resistance) grounded network	Time-overcurrent protection phase/ground non-directional	Residual circuit, with 3 phase current transformers required, phase balance neutral current transformer possible	-
(Low-resistance) grounded networks	Sensitive ground fault protection	Phase balance neutral current transformers required	-
Isolated or compensated networks	Time-overcurrent protection phases non-directional	Residual circuit, with 3 or 2 phase current transformers possible	-
(Low-resistance) grounded networks	Time-overcurrent protection phases directional	Residual circuit, with 3 phase current transformers possible	Phase-to-ground connection or phase-to-phase connection
Isolated or compensated networks transformers possible	Overcurrent-time protection phases directional	Residual circuit, with 3 or 2 phase balance neutral current transformers possible	Phase-to-ground connection or phase-to-phase connection
(Low-resistance) grounded networks	Overcurrent-time protection ground directional	Residual circuit, with 3 phase current transformers required phase balance neutral current transformers possible	Phase-to-ground connection required
Isolated networks	Sensitive ground-fault protection $\sin \varphi$ measurement	Residual circuit, if $0.1 I_N$ ground current < 1.5 A on secondary side, otherwise phase balance neutral current transformers required	3 times phase-to-ground connection or phase-to-ground connection with open delta winding
Compensated networks	Ground-fault protection $\cos \varphi$ measurement	Phase balance neutral current transformers required	Phase-to-ground connection with open delta winding required

Connection of circuit-breaker

Undervoltage releases

Undervoltage releases are used for automatic tripping of high-voltage motors.

Example: DC supply voltage of control system fails and manual electric tripping is no longer possible.

Automatic tripping takes place when voltage across the coil drops below the trip limit. In Fig. 74, tripping occurs due to failure of DC supply voltage, by automatic opening of the live status contact upon failure of protection unit or by short-circuiting the trip coil in event of network fault.

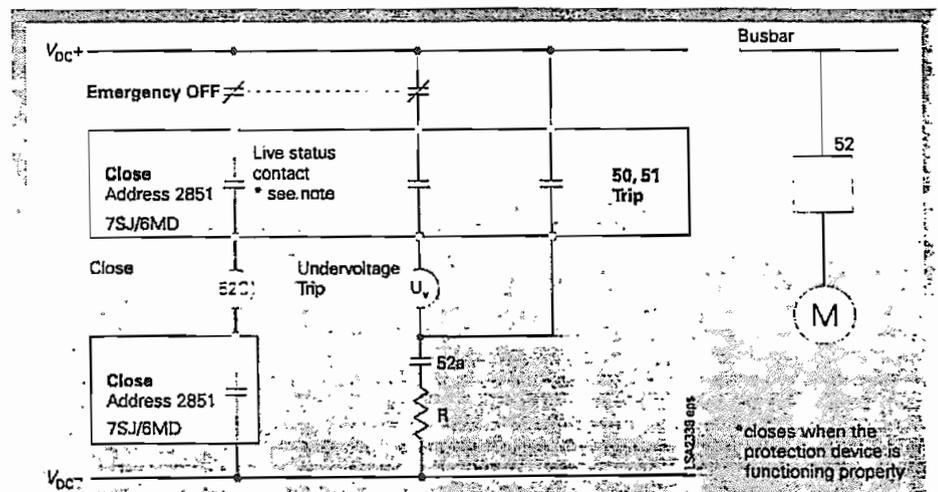


Fig. 74
Undervoltage release with make contact 50, 51

SIPROTEC 4 7SJ61/62/63 6MD63

Multifunction Protection Relay and Bay Controller

Typical application

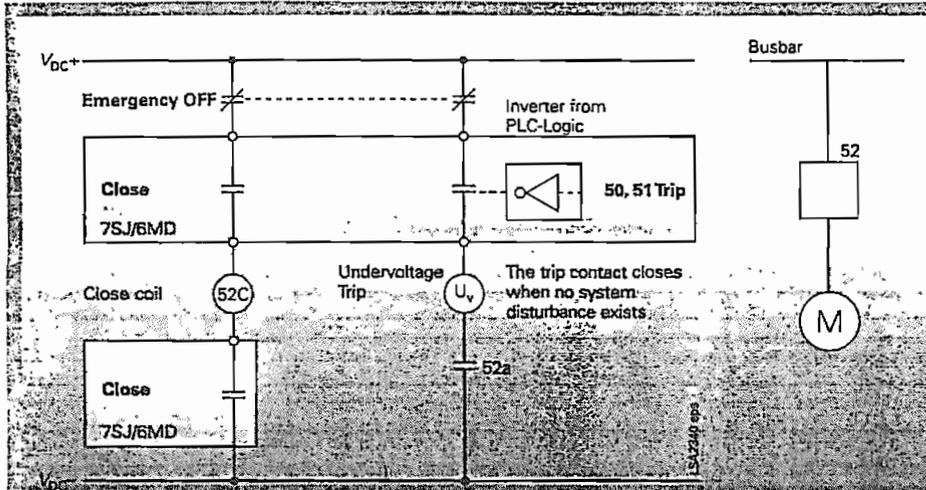


Fig. 75
Undervoltage trip with locking contact (trip signal 50 is inverted)

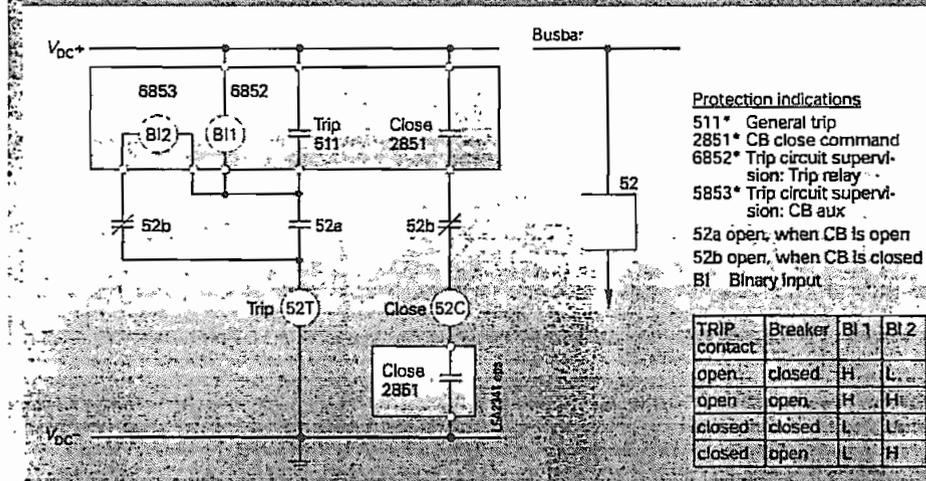
In Fig. 75, tripping is by failure of auxiliary voltage and by interruption of tripping circuit in event of network failure. Upon failure of protection unit, tripping circuit is also interrupted, since contact held by internal logic drops back into open position. Motor control (see page 13).

Trip circuit supervision (ANSI 74TC)

One or two binary inputs can be used for monitoring the circuit-breaker trip coil including its incoming cables. An alarm signal occurs whenever the circuit is interrupted.

Lockout (ANSI 86)

All binary outputs can be stored like LEDs and reset using the LED reset key. The lockout state is also stored in the event of supply voltage failure. Reclosure can only occur after the lockout state is reset.

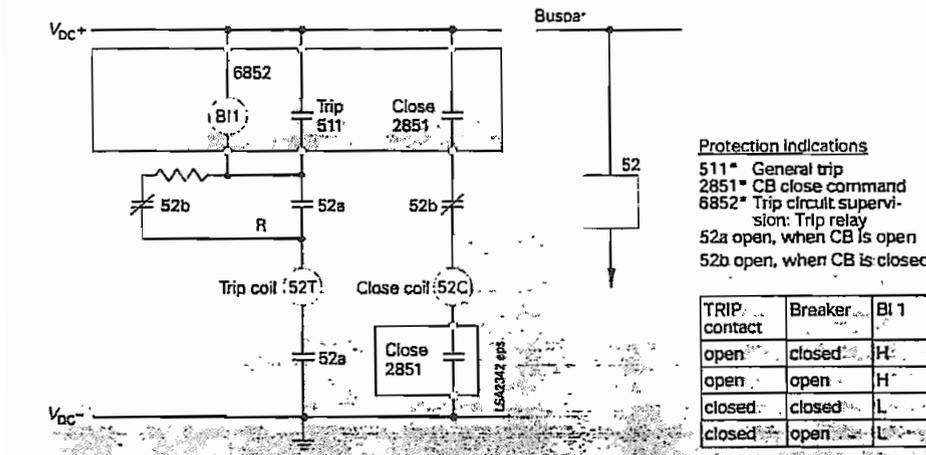


Protection indications

- 511* General trip
- 2851* CB close command
- 6852* Trip circuit supervision: Trip relay
- 6853* Trip circuit supervision: CB aux
- 52a open, when CB is open
- 52b open, when CB is closed
- BI Binary Input

TRIP contact	Breaker	BI 1	BI 2
open	closed	H	L
open	open	H	H
closed	closed	L	L
closed	open	L	H

Fig. 76
Trip circuit supervision with 2 binary inputs



Protection Indications

- 511* General trip
- 2851* CB close command
- 6852* Trip circuit supervision: Trip relay
- 52a open, when CB is open
- 52b open, when CB is closed

TRIP contact	Breaker	BI 1
open	closed	H
open	open	H
closed	closed	L
closed	open	L

Fig. 77
Trip circuit monitoring with 1 binary input

* Function number inside the relay.

Technical data

Standards		
Insulation tests	Standards	IEC 60255 ANSI C37.90, C37.90.1, C37.90.2, UL508
	Voltage test (100% test) all circuits except for auxiliary voltage and RS485/RS232 and time synchronization	JEC 60255-5; ANSI/IEEE C37.90.0 2.5 kV (rms value), 50 Hz/60 Hz
	Auxiliary voltage	3.5 kV DC 500 V AC
	Communication ports and time synchronization	5 kV (peak value); 1.2/50 μ s; 0.5 J 3 positive and 3 negative impulses at intervals of 5 s
	Impulse voltage test (type test) all circuits, except communication ports and time synchronization, class III	
EMC tests for interference immunity		
(Type tests)	Standards	IEC 60255-6; IEC 60255-22 (product standard) EN 50082-2 (generic specification) DIN 57435 Part 303
	High-frequency test IEC 60255-22-1, class III and DIN 57435 Part 303, Class III	2.5 kV (peak value); 1 MHz; $\tau = 15$ ms; 400 pulses per s; test duration 2 s
	Discharge of static electricity IEC 60255-22-2 class IV and EN 61000-4-2, class IV	8 kV contact discharge; 15 kV air gap discharge; both polarities; 150 pF; $R_f = 330 \Omega$
	Radio-frequency electromagnetic field, unmodulated IEC 60255-22-3 (Report) class III	10 V/m; 27 to 500 MHz
	Radio-frequency electromagnetic field, amplitude-modulated IEC 61000-4-3; class III	10 V/m; 80 to 1000 MHz; AM 80 %; 1 kHz
	Radio-frequency electromagnetic field; pulse-modulated IEC 61000-4-3/ENV 50204; class III	10 V/m, 900 MHz; repetition rate 200 Hz; on duration 50 %
	Fast transient interference/burst IEC 60255-22-4 and IEC 61000-4-4; class IV	4 kV; 5/50 ns; 5 kHz; burst length = 15 ms; repetition rate 300 ms; both polarities; $R_f = 50 \Omega$; test duration 1 min
	Surge IEC 61000-4-5; class III Auxiliary voltage	from circuit to circuit: 2 kV; 12 Ω ; 9 μ F across contacts: 1 kV; 2 Ω ; 18 μ F
	Binary inputs/outputs	from circuit to circuit: 2 kV; 42 Ω ; 0.5 μ F across contacts: 1 kV; 42 Ω ; 0.5 μ F
	Conducted RF, amplitude-modulated IEC 61000-4-6, class III	10 V; 150 kHz to 80 MHz; AM 80 %; 1 kHz
	Power frequency magnetic field IEC 61000-4-8, class IV IEC 60255-6	30 A/m; 50 Hz, continuous 300 A/m; 50 Hz; 3 s 0.5 mT, 50 Hz
	Oscillatory surge withstand capability ANSI/IEEE C37.90.1	2.5 to 3 kV (peak value), 1 to 1.5 MHz, damped wave; 50 pulses per s; duration 2 s $R_f = 150$ to 200 Ω
	Fast transient surge withstand capability ANSI/IEEE C37.90.1	4 to 5 kV; 10/150 ns; 50 pulses per s both polarities; duration 2 s; $R_f = 80 \Omega$
	Radiated electromagnetic interference ANSI/IEEE C37.90.2	35 V/m ¹⁾ ; 25 to 1000 MHz; amplitude and pulse modulated
	Damped wave IEC 60694 / IEC 61000-4-12	2.5 kV (peak value, polarity alternating) 100 kHz, 1 MHz, 10 and 50 MHz, $R_f = 200 \Omega$
EMC tests for interference emission		
(Type tests)	Standard	EN 50081-* (generic specification)
	Radio interferences on cables, only auxiliary voltage IEC/CISPR 22	150 kHz to 30 MHz class B
	Radio interference field strength IEC/CISPR 11	30 to 1000 MHz class B
	Units with a detached operator panel must be installed in a metal cubicle to maintain class B	

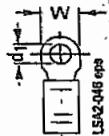
1) Upon request

SIPROTEC 4 7SJ61/62/63 6MD63

Multifunction Protection Relay and Bay Controller

Technical data

Vibration and shock stress		
In stationary operation	Standards	IEC 60255-21 and IEC 60068-2
	Vibration IEC 60255-21-1, class 2 IEC 60068-2-6	Sinusoidal 10 to 60 Hz: ± 0.075 mm amplitude; 60 to 150 Hz: 1 g acceleration frequency sweep 1 octave/min 20 cycles in 3 perpendicular axes
During transportation	Shock IEC 60255-21-2, class 1 IEC 60068-2-27	Semi-sinusoidal Acceleration 5 g, duration 11 ms; 3 shocks in both directions of 3 axes
	Vibration on earthquake IEC 60255-21-3, class 1 IEC 60068-3-3	Sinusoidal 1 to 8 Hz: ± 3.5 mm amplitude (hor. axis) 1 to 8 Hz: ± 1.5 mm amplitude (vert. axis) 8 to 35 Hz: 1 g acceleration (hor. axis) 8 to 35 Hz: 0.5 g acceleration (vert. axis) frequency sweep 1 octave/min 1 cycle in 3 perpendicular axes
	Standards	IEC 60255-21 and IEC 60068-2
	Vibration IEC 60255-21-1, class 2 IEC 60068-2-6	Sinusoidal 5 to 8 Hz: ± 7.5 mm amplitude; 8 to 150 Hz: 2 g acceleration frequency sweep 1 octave/min 20 cycles in 3 perpendicular axes
	Shock IEC 60255-21-2, Class 1 IEC 60068-2-27	Semi-sinusoidal acceleration 15 g, duration 11 ms 3 shocks in both directions of 3 axes
	Continuous shock IEC 60255-21-2, class 1 IEC 60068-2-27	Semi-sinusoidal acceleration 10 g, duration 16 ms 1000 shocks in both directions of 3 axes
	Climatic stress	
Humidity	Standards	IEC 60068-2-1 and IEC 60068-2-2
	Recommended temperature during operation Limit temperatures during operation during storage during transportation (storage and transportation with factory packing)	25 °F to 131 °F -5 to +55 °C -4 °F to 158 °F -20 to +70 °C ¹⁾ -13 °F to 131 °F -25 to +55 °C -13 °F to 158 °F -25 to +70 °C
Permissible humidity We recommend arranging the units in such a way that they are not exposed to direct sunlight or pronounced temperature changes that could cause condensation.		IEC 60068-2-3 Annual average 75 % relative humidity; on 30 days a year up to 95 % relative humidity; condensation not permissible!
Connections		
With screws		
Current terminals	Connection ring cable lugs	$W_{max} = 12$ mm $d_1 = 5$ mm
	Wire size Direct connection	2.7 - 4 mm ² (AWG 13-11) Solid conductor, flexible lead, connector sleeve
Voltage terminals	Connection ring cable lugs	$W_{max} = 10$ mm $d_1 = 4$ mm
	Wire size Direct connection	1.0 - 2.6 mm ² (AWG 17-13) Solid conductor, flexible lead, connector sleeve
	Wire size	0.5 - 2.5 mm ² (AWG 20-13)
With plug connectors		
Current terminals	only with screw-type terminals (see above)	
Voltage terminals	2-pin or 3-pin connectors	
	Wire size	0.5 - 1.0 mm ² 0.75 - 1.5 mm ² 1.0 - 2.5 mm ²
Mechanical design		
1) At 131 °F/55 °C legibility of the display	Case	7XP20
	Dimensions	See dimension drawings
	Weight in case for panel surface mounting in case for panel/cubicle flush mounting	Approx. 4.5 kg/10 lbs Approx. 4 kg/9 lbs
	Degree of protection acc. to EN 60529 Surface mounting case	IP 51
	Flush mounting case	Front: IP51, rear: IP20; IP2x with cover



Serial interface/front of unit		
Operating interface	Connection	Non-isolated, RS232 front panel, 9-pin subminiature connector
	Transmission rate	min. 4800 Baud, max. 38400 Baud
	Distance	15 m / 50 ft
Serial interface/rear of unit		
IEC 60870-5-103 DIGSI 4, modem	Isolated interface for data transfer	Port B (IEC 60870) Port C (DIGSI 4/Modem)
	Transmission rate	Setting as supplied 9600 Bd max. 38400 Bd, min 4800 Bd
	Transmission reliability	Hamming distance $d = 4$
RS232/RS485	Connection for flush-mounting case for surface-mounting case	9-pin subminiature connector on the two-tier terminal on the top or bottom part of the case Cable with two conductors, shielded singly and jointly, e.g. LIYCY-CY72 x 2 x 0.25 mm ²
	Distance RS232 Distance RS485	15 m / 15 ft Max. 1 km/3300 ft
	Test voltage	500 V AC against ground
Fiber optic	Connection fiber-optic cable	Integrated ST connector for fiber optic connection for flush-mounting case: rear for surface-mounting case: on bottom part of case
	Optical wavelength	820 nm
	Permissible path attenuation Distance No character position	Max. 8 dB, for glass-fiber 62.5/125 μm Max. 1.5 km/0.9 miles Selectable, setting as supplied "light off"
Profibus FMS/DP RS485	Isolated interface for data transfer to a control center	Port C
	Transmission rate Transmission reliability	up to 12 Mbaud Hamming distance $d = 4$
	Connection for flush-mounting case for surface-mounting case	Rear, 9-pin subminiature connector RS 485 on the two-tier terminal on the top or bottom part of the case Cable with two conductors, shielded singly and jointly, e.g. LIYCY-CY72 x 2 x 0.25 mm ²
Distance	Distance	1000 m/3300 ft \leq 93.75 kBd 200 m/600 ft \leq 1.5 MBd 500 m/1500 ft \leq 187.5 kBd 100 m/300 ft \leq 12 MBd
	Test voltage	2 kV with nominal frequency for 1 min 500 V AC against ground
	Transmission rate	up to 1500 kBaud; recommended \geq 500 kBaud
Fiber optic	Connection fiber-optic cable	Integrated ST connector for fiber-optic connection single ring double ring for flush-mounting case: rear for surface-mounting case: external repeater necessary (to be ordered separately from QZD Hirschmann)
	Optical wavelength	820 nm
	Permissible path attenuation Distance No character position	Max. 8 dB, for glass-fiber 62.5/125 μm Max. 1.5 km/0.9 miles Selectable, setting as supplied "light off"
Modbus RTU, ASCII, DNP3.0	Isolated interface for data transfer to a control center	
	Transmission rate	Setting as supplied 9600 Baud up to 19200 Baud
	Transmission reliability	Hamming distance $d = 4$ (Modbus RTU) ASCII $d = 6$ (DNP3.0)
RS485 port	Connection for flush-mounting case for surface-mounting case	9-pin subminiature connector 9-pin subminiature connector on top or bottom part of the case
	Distance	Max. 1 km/3300 ft max. 32 units recommended, with additional repeaters up to 248 (MODBUS) and up to 65000 (DNP3.0)
	Test voltage	500 V AC against ground

SIPROTEC 4 7SJ61/62/63 6MD63

Multifunction Protection Relay and Bay Controller

Technical data

Fiber optic port	Connection fiber-optic cable	For flush-mounting case: Integrated ST-connector for fiber-optic connection rear For surface-mounting case: External repeater RS485 - Fiber (OZD 485 Fa, Hirschmann)
	Optical wave length	820 nm
	Permissible path attenuation	Max 8 dB, for glass-fiber 62.5/125 μm
	Distance	Max. 1.5 km/0.9 miles
	No character position	"light off"
Clock	Time synchronization	Port A IRIG B-signal/DCF77 Binary input Communication
	Signal level	5 V, 12 V, 24 V

Dynamic parameter group		
Controllable function		Directional and non-directional pickup; tripping time
Time-controlled		3 timers
Current-controlled		Current threshold (reset on dropping below threshold; monitoring with timer)
Auxiliary contact		Configurable

Definite time-overcurrent protection (directional/non-directional)		
Setting range/increments		
Phase elements } phase I		0.5 to 175 A, ∞ ¹⁾ (in steps of 0.05 A) ¹⁾
Ground elements } ground I		0.25 to 175 A, ∞ ¹⁾ (in steps of 0.05 A) ¹⁾
Delay times T		0.00 s to 60.00 s (in steps of 0.01 s), ∞
Times set are pure delay times		
Pickup times (without inrush restraint, with inrush restraint + 10 ms)		
with twice the setting value		Non-directional Approx. 30 ms
with five times the setting value		Directional 45 ms
Drop-out times		Approx. 20 ms
at 50 Hz		
at 60 Hz		Pickup times
Drop-out ratio		Approx. 0.95 for $I/I_{nom} \geq 0.3$
Tolerances		
Pick-up		2 % of setting value or 50 mA ¹⁾
Delay times T		1 % or 10 ms
Influencing variables		
Auxiliary DC voltage in the range 0.8 $V_{aux}/V_{aux, nom} \leq 1.15$		$\leq 1\%$
Temperature in the range 25 °F / -5 °C $\leq \theta_{amb} \leq 131$ °F / 55 °C		$\leq 0.5\% / 10\text{ K}$
Frequency 0.95 $\leq f/f_{nom} \leq 1.05$		1 %
Harmonics		
up to 10 % 3rd harmonic		$\leq 1\%$
up to 10 % 5th harmonic		$\leq 1\%$

Inverse time-overcurrent protection (directional/non-directional)		
Inverse characteristics	Setting/increments	
	Current starting	I_p (phases) I_{Ep} (ground)
		0.5 to 20 A, ∞ (in steps of 0.05 A) ¹⁾ 0.5 to 20 A, ∞ (in steps of 0.05 A) ¹⁾
Tripping time characteristics according to IEC 60255.3 (does not apply to the US market)	Time multiplier for I_p , I_{Ep} (IEC characteristics)	$T_p = 0.05$ to 3.20 s, ∞ (in steps of 0.01 s)
	User-definable characteristics	
	Pickup threshold	Approx. 1.1 x I_p for $I_p / I_{nom} \geq 0.5$
	Reset threshold	Approx. 1.05 x I_p for $I_p / I_{nom} \geq 0.5$
	Tolerances	
	Pickup thresholds	2 % of setting value or 1 % of I_{nom}
	Timing period for 2 $\leq I/I_p \leq 20$	5 % of setpoint, $\pm 2\%$ current tolerance; at least 30 ms

1) At $I_{nom} = 1$ A, all limits divided by 5.

Inverse-time overcurrent protection (directional / non-directional) continued

<p>Tripping time characteristic to ANSI/IEEE C37.112 (for US market)</p>	<p>Influencing variables</p> <p>Auxiliary DC voltage in the range $0.8 \leq V_{aux}/V_{aux, nom} \leq 1.15$</p> <p>Temperature in the range $25\text{ °F} / -5\text{ °C} \leq \theta_{amb} \leq 131\text{ °F} / +55\text{ °C}$</p> <p>Frequency $0.95 \leq f/f_{nom} \leq 1.05$</p> <p>Harmonics up to 10 % 3rd harmonic up to 10 % 5th harmonic</p> <p>Characteristics see pages 14 to 16 time dial (ANSI characteristics)</p> <p>Pickup threshold</p> <p>Reset threshold alternatively EM emulation</p> <p>Tolerances</p> <p>Pickup thresholds</p> <p>Timing duration for $2 \leq M \leq 20$</p>	<p>$\leq 1\%$</p> <p>$\leq 0.5\% / 10\text{ K}$</p> <p>1 %</p> <p>$\leq 1\%$</p> <p>$\leq 1\%$</p> <p>TD = 0.05 to 15.0 s, ∞</p> <p>Approx. $1.1 \times M$ for $I_p / I_{nom} \geq 0.5$</p> <p>Approx. $1.05 \times M$ for $I_p / I_{nom} > 0.5$</p> <p>2 % of setting value, 50 mA</p> <p>5 % of the setpoint + 2 % current tolerance; at least 30 ms</p>
	<p>Influencing variables</p> <p>Auxiliary DC voltage in the range $0.8 \leq V_{aux}/V_{aux, nom} \leq 1.15$</p> <p>Temperature in the range $25\text{ °F} / -5\text{ °C} \leq \theta_{amb} \leq 131\text{ °F} / +55\text{ °C}$</p> <p>Frequency $0.95 \leq f/f_{nom} \leq 1.05$</p> <p>Harmonics up to 10 % 3rd harmonic up to 10 % 5th harmonic</p>	<p>$\leq 1\%$</p> <p>$\leq 0.5\% / 10\text{ K}$</p> <p>1 %</p> <p>1 %</p>

Direction detection

For phase errors	Type	With externally generated short-circuit tripping current With voltage memory (memory depth 2 cycles) for too small measuring voltages
	Forward range	Inductive: angle $45^\circ \pm 86^\circ$ Resistive: angle $0^\circ \pm 86^\circ$ Capacitive: angle $-45^\circ \pm 86^\circ$
	Direction sensitivity	For one and two-phase faults unlimited For three-phase faults dynamically unlimited Steady-state approx. 7 V phase-to-phase
For ground faults	Type	With zero phase sequence systems
	Forward range	Inductive: angle $45^\circ \pm 84^\circ$ Resistive: angle $0^\circ \pm 84^\circ$ Capacitive: angle $-45^\circ \pm 84^\circ$
	Direction sensitivity	Approx. 5 V displacement voltage (measured) Approx. 12 V displacement voltage (calculated)
Tolerances and influence variables	Phase angle error under reference conditions for phase ground error	$\pm 5^\circ$ electrical
	Frequency influence with unstored voltage	Approx. 1% in the range $0.95 f/f_{nom} 1.05$

Inrush blocking

Influenced functions	Time-overcurrent element, 50 - 1, 50N - 1; 51, 51N (directional, non-directional) $I>$, $I_E>$, I_P , I_{EP}
Lower function limit	1.25 A ¹⁾
Upper function limit (setting range)	1.5 to 125 A ¹⁾
Setting range T_2/fI	10 to 45 %
Crossblock (I_A , I_B , I_C)	ON/OFF

1) At $I_{nom} = 1\text{ A}$ all limits divided by 5.

SIPROTEC 4 7SJ61/62/63 6MD63

Multifunction Protection Relay and Bay Controller

Technical data

Sensitive ground-fault detection			
<u>Displacement voltage starting</u> for all types of ground fault	Displacement voltage, measured	$V_{Gnd} > 1.8$ to 130.0 V (in steps of 0.1 V)	
	Displacement voltage, calculated	$3 V_0 > 10$ to 225.0 V (in steps of 0.1 V)	
	Measuring time	Approx. 60 ms	
	Pickup delay time	0.04 to 320.00 s or ∞ (in steps of 0.01 s)	
	Time delay	0.10 to 40000.00 s or ∞ (in steps of 0.01 s)	
	Drop-out ratio	0.95 or (pickup value -0.6 V)	
	Measuring tolerance		
	V_{Gnd} (measured)	3 % of setting value, or 0.3 V	
	$3 V_0$ (calculated)	3 % of setting value or 3 V	
	Operating time tolerances	1 % of setting value, or 10 ms	
<u>Phase detection</u> for ground fault in an ungrounded system	Measuring principle	Voltage measurement (phase-to-ground)	
	$V_{ph, min}$ (ground fault phase)	10 to 100 V (in steps of 1 V)	
	$V_{ph, max}$ (unfaulted phases)	10 to 100 V (in steps of 1 V)	
	Measuring tolerance acc. to DIN 57435 part 303	3% of setting value, or 1 V	
	<u>Ground fault pickup</u> for all types of ground fault	Definite-time characteristic	0.003 to 1.500 A (in steps of 0.001 A)
		Current pickup 50Ns2	0 to 320.00 s (in steps of 0.001 A) or ∞ (inactive)
		Delay time 50Ns2	0.003 A to 1.500 A (in steps of 0.001 A)
		Current pickup 50Ns1	0 to 320.00 s (in steps of 0.01 s) or ∞ (inactive)
	Delay time 50Ns1	0.003 A to 1.500 A (in steps of 0.001 A)	
	Inherent pickup time	≤ 60 ms (non-directional) ≤ 80 ms (directional)	
User-defined characteristic	User-defined characteristic defined by a maximum of 20 pairs of current and delay time values		
Current pickup ¹⁾	0.003 to 1.400 A (in steps of 0.001 A)		
Time multiplier	0.10 to 4.00 (in steps of 0.01 s) or ∞ (inactive)		
<u>Direction detection</u> For all types of ground fault	Measuring tolerances acc. to DIN 57435	2 % of setting value or 1 mA	
	Operating time tolerances in the linear range	7% of setpoint for $2 \leq M^2 \leq 20$ + 2 % current tolerance, at least 70 ms	
	Drop-out ratio	Approx. 0.95	
	Direction measurement	Active/reactive measurement	
	I_{Gnd} , V_{Gnd} (measured)	0.003 A to 1.200 A (in steps of 0.001 A)	
	$3I_0$, $3V_0$ (calculated)		
	Measuring principle		
	Measuring enable (current component perpendicular (90 °) to direction vector)		
	Direction vector	- 45.0° to + 45.0° (in steps of 0.1°)	
	Angle correction for cable converter (for resonant-grounded system)	in 2 operating points F1 and F2	
Angle correction F1, F2	0° to 5.0° (in steps of 0.1°)		
Current values I_1 , I_2	0.003 A to 1.600 A (in steps of 0.001 A)		
Measuring tolerance acc. to DIN 57435	2 % of the setting value or 1 mA		
Angle tolerance (if V_{EN} voltage connected)	2° for $I_{nom} = 0.2$ A to 1.2 A 7° for $I_{nom} 0.2$ A		
Angle tolerance	3°		

1) Available as an option.

2) Multiple of pickup.

Overload protection

<u>Setting ranges/increments</u>	Factor k acc. to IEC 60255-8 Time constant Warning overtemperature $\Theta_{alarm}/\Theta_{trip}$ Current warning stage I_{alarm} Extension factor when stopped k_s factor	0.5 to 20 (in steps of 0.5) ¹⁾ 1.0 to 999.9 min (in steps of 0.1 min) 50 to 100 % with reference to the tripping overtemperature (in steps of 1 %) 0.10 to 4.00 (in steps of 0.01) 1.0 to 10.0 with reference to the time constant with the machine running (in steps of 0.1)
<u>Tripping characteristic</u>	For $(I/k \cdot I_{nom}) \leq 8$	$t = \tau \cdot \ln \frac{(I/k \cdot I_{nom})^2 - (I_{pre}/k \cdot I_{nom})^2}{(I/k \cdot I_{nom})^2 - 1}$ T_{trip} = tripping time τ = temperature rise time constant I = load current I_{pre} = preload current k = setting factor acc. to VDE 0435 Part 3011 and IEC 60255-8 see also Fig. 45 I_{nom} = nominal current of the protection relay
<u>Tolerances</u>	Drop-out at Θ_{trip} Θ_{alarm} I_{alarm} With reference to $k \cdot I_{nom}$ With reference to tripping time	Drop-out at Θ_{alarm} Approx. 0.96 Approx. 0.97 Class 5 acc. to IEC 60255-8 5 % \pm 2 S acc. to IEC 60255-8

Automatic reclose

Number of reclosures	1 to 9 (RAR, DAR) Shot 1- 4 can be set individually
Program for phase error Start-up by	Time-overcurrent elements (dir., non-dir.) negative sequence, binary input
Program for ground fault Start-up by	Time-overcurrent elements (dir., non-dir.) negative sequence
Blocking of ARC	Protection functions Three-phase fault Binary input TRIP command of a protection function (while ARC is running) that ARC is not intended to start TRIP command of the breaker failure protection (50BF) "Lock out time" elapsed with circuit-breaker open Opening the circuit-breaker without ARC External CLOSE
Blocking time	0.01 to 300 s or ∞ (in steps of 0.01 s)
Extension of pause time	Via binary input with time monitoring
Blocking of selected protection functions	Shot 1- 4 individually selectable
Dead times	Shot 1- 4 individually selectable 0.01 to 320 s
Blocking times	Shot 1- 4 individually selectable 0.01 to 300 s
Close command duration	0.01 to 32 s (in steps of 0.01 s)
Additional functions	Lockout Co-ordination with other protection relays Circuit-breaker monitoring Evaluation of the CB contacts

Breaker failure protection

<u>Setting ranges/increments</u>	Pickup of current element Delay time	CB $I > I_{nom}$ 0.2 to 5.00 (in steps of 0.05) ¹⁾ 0.06 to 60.00 s or ∞ (in steps of 0.01 s)
<u>Times</u>	Pickup times (with internal start) (via control) (with external start)	is contained in the delay time is contained in the delay time is contained in the delay time
<u>Tolerances</u>	Drop-out time Pickup threshold Delay time	Approx. 25 ms 2 % of setting value (50 mA) ¹⁾ 1 % or 20 ms

1) At $I_{nom} = 1$ A, all limits divided by 5.

SIPROTEC 4 7SJ61/62/63 6MD63

Multifunction Protection Relay and Bay Controller

Technical data

Negative sequence current detection

<u>Definite-time elements</u> (46-1 and 46-2)	Setting range	
	Pickup current	2.5 to 75.00 A (in steps of 0.05 A) ¹⁾ or ∞
	Delay times	0 to 60.00 s, ∞ (in steps of 0.01 s)
	Multiple of pickup	0.5 to 10.00 A
	Functional limits	
	Lower functional limit	At least one phase current ≥ 2.5 A
	Upper functional limit	All phase currents ≤ 100 A ¹⁾
	Inherent operating times	
	Pickup times	Approx. 35 ms
	Dropout times	Approx. 35 ms
	Dropout ratio	Approx. 0.95 for $I_2/I_{nom} > 0.3$
	Tolerances	
	Pickup thresholds	3 % of the setting value or 50 mA ¹⁾
	Delay times	1 % or 10 ms
<u>Inverse-time elements (46-TOC)</u>	Setting range	
	Pickup current	2.5 to 50 A ¹⁾ (in steps of 0.25 A) ¹⁾
	Time dial (IEC)	0.05 to 3.20 s (in steps of 0.01 s) or ∞
	Time dial (ANSI)	0.05 to 15.00 s (in steps of 0.01 s) or ∞
	Functional limits	
	Lower functional limit	At least one phase current ≥ 2.5 A ¹⁾
	Upper functional limit	All phase currents ≤ 100 A ¹⁾
	Tolerances	
	Pickup thresholds	3 % of the setting value or 250 mA ¹⁾
	Time for $2 \leq M \leq 20$	5 % of setpoint (calculated) + 2 % current tolerance, at least 30 ms
Dropout		
IEC and ANSI (without disk emulation)	Approx. $1.05 \cdot I_{20}$ setting value, which is approx. $[0.95 \cdot \text{pickup threshold}]$	
ANSI with disk emulation	Approx. $0.90 \cdot I_{20}$ setting value	

Starting time monitoring for motors

<u>Setting ranges/increments</u>	Start-up current of the motor $I_{start,max}/I_{nom}$	5.00 to 70.00 A (in steps of 0.05) ¹⁾
	Pickup threshold $I_{start,det}/I_{nom}$	3.00 to 50.00 A (in steps of 0.05) ¹⁾
	Permissible start-up time $T_{start,max}$	1.0 to 180.0 s (in steps of 0.1 s)
	Permissible locked rotor time $T_{locked,rotor}$	0.5 to 120.0 s (in steps of 0.1 s), ∞
<u>Tripping time characteristic</u>		$t = \left(\frac{I_{start}}{I_{rms}} \right)^2 \cdot T_{start,max}$
		for $I_{rms} > I_{start,det}$ I_{start} start-up current of the motor I_{rms} current actually flowing $I_{start,det}$ pickup threshold, from which the motor start-up is detected $T_{start,max}$ tripping time to start-up current I_{start} t actual tripping time until current flows
<u>Release condition</u>	$I_{rms} > I_{start,det}$	Approx. 0.95
<u>Tolerances</u>	Pickup value	2 % of setting value or 1 % of I_{nom}
	Delay time	5 % or 30 ms

Start inhibit for motors

<u>Starting ranges/increments</u>	Start-up current with reference to nominal motor current I_n/I_B	15.0 to 50.0 A (in steps of 0.5) ¹⁾
	Nominal motor current/transformer nominal current I_B	1.0 to 6.0 A (in steps of 0.1) ¹⁾
	Maximum permissible start-up time T_{start}	3 s to 120 s (in steps of 1 s)
	Rotor temperature compensation time T_{COMP}	0 to 60.0 min (in steps of 0.1 min)
	Maximum permissible number of warm starts n_w	1 to 4 (in steps of 1)
	Difference between cold and warm start $n_c - n_w$	1 to 2 (in steps of 1)
	Extension factor for cooling simulation of the rotor at zero speed k factor	1 to 10 (in steps of 1)
<u>Restarting limit</u>		$\Theta_{restart} = \Theta_{rot,max,perm} \cdot \frac{n_c - 1}{n_c}$
	$\Theta_{restart}$	temperature limit below which restarting is possible
	$\Theta_{rot,max,perm}$	maximum permissible rotor overtemperature (= 100% in operational measured value $\Theta_{rot}/\Theta_{rot,trip}$)
	n_c	number of permissible start-ups from cold state

1) At $I_{nom} = 1$ A, all limits divided by 5.

Undercurrent monitoring

Signal from the operational measured values

Can be generated with programmable logic

Undervoltage protection

Measured quantity	V1 (positive sequence system)
Setting range	30 to 210 V (phase-to-ground connection) 30 to 120 V (phase-to-phase connection)
Delay times	0 to 60 s (in steps of 0.01 s) or ∞ (i.e. inactive)
Pickup time	≤ 50 ms
Drop-out time	≤ 50 ms
Drop-out condition	
$V <$	1.05 - 3.0 settable
$V <<$	1.05
Voltage starting	3 % of setting value or 1 V
Delay times	1 % of setting value or 10 ms
Undercurrent blocking	yes/no

Tolerances**Overvoltage protection**

Measured quantity	maximum phase-to-phase voltage
Setting range	40 to 225 V (phase-to-ground connection) 40 to 130 V (phase-to-phase connection)
Delay times	0 to 60 s or ∞ (in steps of 0.01 s)
Pickup time	≤ 50 ms
Drop-out time	≤ 50 ms
Drop-out condition	0.95
Voltage starting	3 % of the setting value or 1 V
Delay times	1 % of the setting value or 10 ms

Tolerances**Frequency protection**

Number of frequency elements	4
Setting range	45.5 to 54.5 Hz (in steps of 0.01) at 50 Hz 55.5 to 64.5 Hz (in steps of 0.01) at 60 Hz
Delay times	0 to 100 s or ∞ (in steps of 0.01 s)
Undervoltage blocking	40 to 120 V (V1 positive sequence system)
Pickup times	≤ 150 ms
Drop-out times	≤ 150 ms
Hysteresis	Approx. 20 mHz
Drop-out condition under voltage blocking	1.05
Frequency	15 mHz
Undervoltage blocking	3 % of the setting value or 1 V
Delay times	1 % of the setting value or 10 ms

Tolerances**Fault locator**

The fault locator is only available if protection functions with a voltage input are used

Output of the fault distance	In Ω secondary In km / mile of line length
Starting signal	With tripping, with pickup release and binary input
Setting reactance per unit length (secondary)	0.006 to 6.215 Ω/km or 0.01 to 10 Ω/mile
Measuring tolerance according to DIN 57435 with sinusoidal measured quantities	≤ 2.5 % line length (without intermediate feed-in) 30° ≤ φ ≤ 90° and $V/V_{nom} \geq 0.1$

SIPROTEC 4 7SJ61/62/63 6MD63

Multifunction Protection Relay and Bay Controller

Technical data

Operational measured values

For currents	I_A, I_B, I_C in A (Amps) primary/secondary or in % I_{nom} 10 to 200 % I_{nom} 1 % of measured value or 0.5 % I_{nom}
Range	
Tolerance	
For voltages	V_{AN}, V_{BN}, V_{CN} 10 to 120 % of V_{nom} ≤ 1 % of measured value or 0.5 % V_{nom}
Range	
Tolerance	
For sensitive ground current detection	$I_{Ns}, I_{Nsc}, I_{Nrec}$ (rms, active and reactive current) in A (kA) primary, and in mA secondary 0 mA to 1600 mA 2 % of measured value or 1 mA
Range	
Tolerance	
P/ Watts (active power)	for $ \cos\phi = 0.707$ to 1 typically < 3 % for $V/V_{nom}, I/I_{nom} = 50$ to 120 %
Q/ Var (reactive power)	for $ \sin\phi = 0.707$ to 1 typically < 3 % for $V/V_{nom}, I/I_{nom} = 50$ to 120 %
S/ VA (apparent power)	for $V/V_{nom}, I/I_{nom} = 50$ to 120 % typically < 2 %
Power factor $\cos\phi$	for $ \cos\phi = 0.707$ to 1 typically < 5 %

All operational measured values and the measured values derived from them are available for use by connected control and protection equipment. Measured-value processing is performed using programmable logic.

Measured values that are calculated from voltages are only available if protection functions with a voltage input are used.

Standard measured values

Currents			Voltages	
I_A	in A, kA	primary	V_{AB}	in V, kV primary
I_B	in A, kA	primary	V_{BC}	in V, kV primary
I_C	in A, kA	primary	V_{CA}	in V, kV primary
I_N	in A, kA	primary	V_{Gnd}	in V, kV primary
$3I_0$	in A, kA	primary	V_{AN}	in V, kV primary (with phase-to-ground connection)
I_1	in A, kA	primary	V_{BN}	in V, kV primary (with phase-to-ground connection)
I_2	in A, kA	primary	V_{CN}	in V, kV primary (with phase-to-ground connection)
I_{Ns}	in mA, A	primary	V_0	in kV primary
I_{Nsc}	in mA, A	primary	V_1	in kV primary
I_{Nrec}	in mA, A	primary	V_2	in kV primary
I_A	in % or A	secondary	V_{AB}	in % or V secondary
I_B	in % or A	secondary	V_{BN}	in % or V secondary
I_C	in % or A	secondary	V_{CA}	in % or V secondary
I_N	in % or A	secondary	V_{Gnd}	in % or V secondary
$3I_0$	in % or A	secondary	V_{AN}	in % or V secondary (with phase-to-ground connection)
I_1	in % or A	secondary	V_{BN}	in % or V secondary (with phase-to-ground connection)
I_2	in % or A	secondary	V_{CN}	in % or V secondary (with phase-to-ground connection)
I_{Ns}	in mA	secondary	V_0	in % or V secondary (with phase-to-ground connection)
I_{Nsc}	in mA	secondary	V_1	in % or V secondary (with phase-to-ground connection)
I_{Nrec}	in mA	secondary	V_2	in % or V secondary (with phase-to-ground connection)

Measured quantities from overbaoc protection and restarting block

Power/work

G_{stn} (stator)
 G_{rot} (rotor)

S Apparent power
P Active power
Q Reactive power

$\cos\phi$

Metering

+ W_p kWh
- W_p kWh
+ W_q kvarh
- W_q kvarh

Frequency

Range
Tolerance

Overload

Range
Tolerance

in %
in %

in kVA, MVA, GVA
in kW, MW, GW
in kvar, Mvar, Gvar

-1 to +1

in kWh, MWh, GWh forward
in kWh reverse
in kvarh inductive
in kvarh, Mvarh, Gvarh capacitive

$f_n \pm 5$ Hz
20 mHz

0 % to 400 %
5 % (acc. to IEC 60255-8)

Optional measured values

	Operating hours	In h (0 to 999999h)
	Mean values	15, 30, 60 minutes mean values
	<u>Standard in 7SJ63/6MD63</u>	<u>Standard in 7SJ63/6MD63</u>
	<u>Optional in 7SJ61/62</u>	<u>Optional in 7SJ62</u>
Long-term mean values	I_A dmd in A, kA I_B dmd in A, kA I_C dmd in A, kA I_1 dmd in A, kA	Pdmd in kW Qdmd in kvar Sdmd in kVA
<u>Min/max memory</u>		
Memory	Measured values with date and time	Measured values with date and time
Reset automatic	Time of day (settable in minutes) Time range (settable in days; 1 to 365, ∞)	Time of day (settable in minutes) Time range (settable in days; 1 to 365, ∞)
Reset manual	Via binary input Via keyboard Via communication	Via binary input Via keyboard Via communication
	<u>Min/max. values of primary currents:</u>	<u>Min/max. values of primary voltages:</u>
	I_A I_B I_C I_1 (positive sequence system)	V_{AN} V_{BN} V_{CN} V_1 (positive sequence system) V_{AB} V_{BC} V_{CA} V_{gnd}
		<u>Min/max. values of power:</u>
		S Apparent power P Active power Q Reactive power Power factor cos φ
		<u>Min/max. values of frequency:</u>
		F
	<u>Min/max. LOG of primary currents (average values)</u>	<u>Min/max. values of primary currents (average values)</u>
	I_{Admd} I_{Bdmd} I_{Cdmd} I_{1dmd} (positive sequence system)	Pdmd in kW Qdmd in kvar Sdmd in kVA
<u>Metered values</u>	Pulse counter	via binary input (see measured values section for more)
<u>Measured value processing</u>	Limit values	Predefined limit values expansion possible with programmable logic
<u>Transducer</u>	For transducers	
Operational measured values	Operating range Accuracy range Tolerance	0 mA to 24 mA 1 mA to 20 mA 1.5 % of nominal value 20 mA
<u>Commissioning aids</u>	Operational measured values, setting contacts, reading binary inputs, generating signals	

Control

Number of switching units	Depends on the binary inputs and outputs
Interlocking	Programmable
Circuit-breaker signals	Feedback, close, open, intermediate position
Control commands	Single command / double command 1, 1 plus 1 common or 2 trip contacts
Programmable controller	PLC logic, graphic input tool
Local control	
Units with small display	Control via menu Assignment of a function key
Units with large display	Control via menu Assignment of a function key Control with control keys
Remote control	Via communication interfaces control and protection (e.g. SICAM) DIGSI 4 (e.g. via modem)

SIPROTEC 4 7SJ61/62/63 6MD63

Multifunction Protection Relay and Bay Controller

Technical data

Operating program

DIGSI 4 under Windows 95/98, Windows NT 4.0

Additional functions

<u>Measured quantity supervision</u>	Current balance	$I_{max}/I_{min} >$ symmetry factor, for $I > I_{lim}$	
	Voltage balance	$V_{red}/V_{min} >$ symmetry factor, for $V > V_{lim}$	
	Current sum	$ I_A + I_B + I_C + k \cdot I_N >$ limit value	
	Current phase sequence	Clockwise/counter-clockwise	
	Voltage phase sequence	Clockwise/counter-clockwise	
	Limit value monitoring	See operational measured values	
	Frequency substitution	± 5 Hz	
	Rotating field	Clockwise/counter-clockwise	
	<u>Fault logging</u>	Storage of signals of the last 8 faults	
		Storage of signals of the last 3 ground faults	
<u>Time stamping</u>	Resolution of operational indications	1 ms	
	Resolution of fault indications	1 ms	
	Max. time deviation (Internal clock)	0.01 % (worst case: 1 s deviation/ 10000 s) without time synchronization	
<u>Fault storage</u>	Back-up battery	Lithium battery 3 V/1 Ah, type CR 1/2 AA Self-discharge time > 5 years "Battery fault" low alarm	
	Storage time	Max. 8 fault recordings also backed up by battery if auxiliary voltage fails Total of 5 s Pre-event and post-event recording and storage time settable	
	Time base at 50 Hz	1 instantaneous value per 1.25 ms	
	Time base at 60 Hz	1 instantaneous value per 1.04 ms	
	Storable number of breaking operations	Up to 9 decimal places	
<u>Switching statistics</u>	Last setting date of the switching counter	DD.MM.YY	
	Last tripping current	Up to 4 decimal places, separated by switching pole	
<u>Operating hour count</u>	Display range	Up to 7 decimal places, criterion: exceeding a settable current threshold (CB- / >) with one or two binary inputs	
<u>Tripping current monitoring</u>		See page 42	
<u>Commissioning aids</u>	Operational measured values		
	Circuit-breaker test		
Clock (time synchronization)	Read binary input	IRIG-B signal	
	Set binary input	Binary input Communication	

CE conformity

The product complies with the provisions of the directive of the Council of the European Union for harmonization of the legislation of the member states about electro-magnetic compatibility (EMC directive 89/336/EEC). The product complies with the international standard of the IEC 60255 series and the German national standard DIN VDE 57 435/Part 303.

The unit was developed and manufactured for use in industrial zones according to EMC standards. This conformity is the result of a test, which is performed by Siemens AG in accordance with Article 10 of the directive in conformance with generic standards EN 50081 and EN 50082.

Y2k compliance

The tests made by Siemens EV S show no indications of any problems of the year 2000 compliance for the relays. Neither the performance nor the functionality of the protection relays become negatively affected through input of a date, which will be before, during or after the year 2000. The tests were made according to the recognized rules of the British Standards Institute (BSI). Because of the complexity of the application, a residual risk regarding the date function may not be totally excluded.