UNIVERSIDAD POLITECNICA SALESIANA
SEDE QUITO

FACULTAD DE INGENIERÍAS

CARRERA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

TESIS PREVIA A LA OBTENCIÓN DEL TITULO DE INGENIERO ELÉCTRICO

RECONFIGURACIÓN DE LOS ESQUEMAS DE PROTECCIÓN Y CONTROL MEDIANTE RELÉS ALFANUMÉRICOS PARA MODERNIZAR LA SUBESTACIÓN NORTE DE LA EEQ.SA.

AUTOR: CHRISTIAN MARIO ALOMOTO ALDANA

DIRECTOR: ING. FRANKLIN VÁSQUEZ

QUITO, NOVIEMBRE DEL 2010

AUTORÍA

Yo, Christian Mario Alomoto Aldana, declaro que el presente trabajo de Tesis es de mi autoría, que no ha sido previamente presentado para ningún grado o calificación profesional y que consulte las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

Los conceptos desarrollados y conclusiones de trabajo son de exclusiva responsabilidad del autor.

Christian Mario Alomoto Aldana.

Certifico que el presente trabajo de Tesis ha sido realizado en forma total por el señor Christian Mario Alomoto Aldana.

Ing. Franklin Vásquez

DIRECTOR DE TESIS

DEDICATORIA

Dedico la presente Tesis a mi Madre por ser mi ejemplo de honradez, entrega, y trabajo, a mi Padre por ser la luz que siempre guía mi camino.

AGRADECIMIENTO

Mi sincero agradecimiento a mis maestros y director de Tesis, por los conocimientos, y consejos compartidos.

Un agradecimiento especial a la Empresa Eléctrica Quito por brindarme todas las facilidades para el desarrollo del presente trabajo de Tesis.

Quito, 26 de Mayo del 2009

Ing.
Germán Arévalo.
Director de Carrera
Ingeniería Eléctrica
Ciudad.

De mi consideración:

Yo, Christian Mario Alomoto Aldana, estudiante de Ingeniería Eléctrica, solicito me autorice realizar el trámite correspondiente para la aprobación del proyecto de Tesis, previo a la obtención del Título de Ingeniero Eléctrico, que versará sobre el tema:

Reconfiguración de los esquemas de protección y control mediante relés alfanuméricos para modernizar la Subestación Norte de la EEQ.SA.

Tiempo de duración:	7 meses
Tema propuesto por:	EEQ.SA
Director Sugerido:	Ing. Franklin Vásquez

Atentamente,

Firma Estudiante

Firma Director Sugerido

1.- TÍTULO DEL TEMA.

Reconfiguración de los esquemas de protección y control mediante relés alfanuméricos para modernizar la Subestación Norte de la EEQ.SA.

2.- PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.

Las Subestaciones de la EEQ.SA fueron diseñadas y construidas con equipos de control y protección electromecánicos ya que en la época en que se instalaron ésta era la tecnología de punta, estos equipos al censar una falla envían una señal de desconexión para desenergizar el sistema eléctrico de potencia que están protegiendo, como registro de su operación únicamente presentan la señalización electromecánica de la fase en que ocurrió la falla, esto no permite saber la magnitud de la corriente que se presentó para activar al relé, tampoco permite determinar la hora en que se registró la falla, información que sería útil para mejorar el programa de mantenimiento. El constante desarrollo de la tecnología ha exigido que se implemente y adapte sistemas de control y protección con relés alfanuméricos, ya sea por requerimientos del sistema o por la sencilla razón de no existir en el mercado un equipo de las mismas características para remplazarlo, creando una mezcla de tecnologías, que si bien es cierto esto ha colaborado a mejorar el sistema de distribución de energía, también ha incrementado la dificultad para determinar un daño si éste se produjera.

El adaptar una tecnología moderna a sistemas antiguos ha ocasionado una desarticulación en los planos de la subestación tanto en los esquemas de control como en los esquemas de protección, debido a la falta de actualización de planos o por pérdida de la información. Al momento no se tiene planos actualizados de la subestación Norte con todos los cambios que se han realizado. Mucha de esta información reposa en el conocimiento del personal que realizó el trabajo.

La tecnología no solo se ha desarrollado en los equipos de control y protección, también ha realizado avances en equipos como: Disyuntores, Seccionadores, Transformadores de

Potencia, que han sido utilizados para suplir equipo defectuoso o equipo que ya cumplió su vida útil. El no contar con información actualizada de la subestación incrementa el tiempo en realizar un trabajo de cambio de equipo tanto en la sala de control, como en el patio de potencia. Además esta falta de información incrementa el tiempo para solucionar un problema y por lo tanto el tiempo de una desconexión, esto disminuye la calidad del Sistema de Distribución de Energía.

El cambio de equipo por daño o mantenimiento ha requerido cambiar sistemas de control, relés de protección electromecánicos y sistemas de medición análogos por relés alfanuméricos, que une estas tres actividades en un solo dispositivo compacto y versátil, ocupando una cuarta parte de espacio. Al sustituir los relés electromecánicos se reduce notablemente la cantidad de cableado, quedando mucho material inutilizado así como equipo fuera de servicio, y por otra parte el área donde se encontraban estos equipos queda vacía, produciendo un espacio no funcional y antiestético.

La EEQ.SA en su afán de mejorar el proceso de distribución de energía está planificando integrar sus subestaciones a un sistema SCADA, este proceso de integración se dificulta; ya que sus Subestaciones cuentan con instalaciones que no fueron diseñadas para este efecto lo cual incrementará el tiempo de la desconexión requerida para la instalación, pruebas y puesta en servicio del sistema SCADA.

El cambio de equipos se ha desarrollado de forma independiente por lo que no se tiene una idea clara de los requerimientos y costos que generaría la reconfiguración total de la Subestación Norte de la EEQ.SA.

3.- JUSTIFICACIÓN DEL TEMA.

La reconfiguración de los esquemas de protección y control de la Subestación Norte de la EEQ.SA mediante relés alfanuméricos, está dirigida para realizar el cambio de todos los relés electromecánicos por relés alfanuméricos, los mismos que además de cumplir con su labor de relé de protección permitirá obtener un registro de las fallas ocurridas en

el sistema eléctrico de potencia, para determinar la magnitud de la corriente de falla y la hora en que se presentó la misma, ésta información servirá para mejorar los programas de mantenimiento, Este cambio eliminará la mezcla de tecnologías y colaborará notablemente en la reducción de tiempos al solucionar daños o averías a las que el sistema está expuesto.

La reconfiguración de los esquemas de control y protección requiere de un proceso de levantamiento de información, el cual partirá con un estudio de los planos, equipos e instalaciones de la subestación, para corroborar o corregir la información de los mismos, este procedimiento permitirá actualizar los planos con información real y efectiva.

El contar con información actualizada de los esquemas de control y protección, optimizará el tiempo en los trabajos de cambio de equipos. Adicionalmente reducirá el tiempo para solucionar problemas y reducirá el tiempo de desconexiones, incrementando la calidad del Proceso de Distribución de Energía.
Un debido estudio de los requerimientos del sistema SCADA más la reconfiguración de los esquemas de protección y control, permitirá ordenar y optimizar los puntos de conexión, para que la integración de la subestación a este sistema sea ágil y versátil. Esto reducirá el tiempo de la desconexión requerida para la instalación, pruebas y puesta en servicio del sistema SCADA.

Con la reconfiguración de los esquemas de protección y control de la Subestación Norte de la EEQ.SA mediante relés alfanuméricos, se obtendrá parámetros para optimizar requerimientos de materiales, equipos y actividades para la implementación de los nuevos relés, eliminar todo relé electromecánico que sale de servicio de una forma estética y técnica, para el correcto desempeño del personal de Operación y Mantenimiento de Subestaciones, adicionalmente permitirá optimizar costos y tener una referencia del valor de éste trabajo.

4.- ALCANCES.

Se realizará el estudio y reconfiguración de los esquemas de control y protección de la Subestación Norte de la EEQ.SA, para sustituir con relés alfanuméricos los relés electromecánicos de:

- La Protección Diferencial de Barra.

- La Protección de Distancia y la Protección de Sobre Corriente Direccional para cada Línea de subtransmisión de la Subestación Norte, las cuales son:

- L / T NORTE - RIO COCA (16)
- L / T NORTE - GRANDA CENTENO (13) – SELVA ALEGRE (41)
- L / T NORTE - CUMBAYA 1 (80)
- L / T NORTE - CUMBAYA 2 (80)
- L / T NORTE - CAROLINA (24) - LA FLORESTA(12) – VICENTINA (39)
- L / T NORTE - VICENTINA (39)
- L / T NORTE - OLIMPICO (1)

Se desarrollará un estudio, investigación y análisis detallado de los relés alfanuméricos, con lo cual se determinará su funcionamiento, qué señales de corriente y voltaje necesita, cómo calcula e interpreta las señales de corriente o voltaje para poder trabajar como:

- Protección Diferencial de Barra.
- Protección de Distancia.
- Protección de Sobre Corriente Direccional.

Con esto se establecerá los parámetros necesarios a calcular para la calibración de cada tipo de relé.

Se efectuará el cálculo de los parámetros necesarios para calibrar los relés correspondientes a las siguientes protecciones:

- Protección Diferencial de Barra de la Subestación Norte de la EEQ.SA.

- Protección de Sobre Corriente Direccional, de la Línea de subtransmisión Norte-Vicentina.

- Protección de Distancia, de la Línea de subtransmisión Norte- Vicentina.

Se procederá al levantamiento de información, el cual partirá con un estudio de los planos, equipos e instalaciones de la subestación; esto, conjuntamente con la reconfiguración de los esquemas de control y protección, brindarán la información necesaria con la que se realizará el diseño de nuevos planos de los esquemas de control y protección de la Subestación Norte de la EEQ.SA.

Se realizará el diseño de hojas de cableado para el cambio de los relés de Distancia y Sobre Corriente Direccional correspondientes a cada una de las Líneas de subtransmisión de la Subestación Norte de la EEQ.SA, así como del cambio del relé Diferencial de Barra.

Se diseñará las hojas de cableado para el cambio de los disyuntores y seccionadores adyacentes que controlan las líneas de subtransmisión de la Subestación Norte de la EEQ.SA, también se diseñará las hojas de cableado para la integración de la subestación al sistema SCADA.

Se elaborará un listado de los recursos para el cambio de relés alfanuméricos, disyuntores y seccionadores de cada una de las líneas de subtransmisión necesarios para la reconfiguración de la Subestación Norte de la EEQ.SA, con esto se optimizará recursos y se obtendrá referencia de costos.

5.- OBJETIVOS.

5.1 General

Reconfigurar los esquemas de protección y control mediante relés alfanuméricos para modernizar la Subestación Norte de la EEQ.SA.

5.2 Específicos.

Reconfigurar los esquemas de protección y control de la Subestación Norte de la EEQ.SA para reducir los tiempos al solucionar daños o averías.

Realizar el levantamiento de información, para actualizar los planos de la Subestación Norte de la EEQ.SA.

Diseñar la reconfiguración de los esquemas de protección y control de la Subestación Norte de la EEQ.SA mediante relés alfanuméricos, para reducir el tiempo de la desconexión requerida para la instalación, pruebas y puesta en servicio de este sistema.

Estudiar los requerimientos del sistema SCADA, para ordenar y optimizar los puntos de conexión, incrementando la calidad del Sistema de Distribución de Energía.

Realizar el análisis económico de la reconfiguración de los esquemas de protección y control de la Subestación Norte de la EEQ.SA.

6.- HIPÓTESIS.

La reconfiguración de los esquemas de control y protección mediante relés alfanuméricos permitirá la Modernización de la Subestación Norte y facilitará su integración al sistema SCADA.

7.- MARCO TEÓRICO.

El desarrollo de esta Tesis se apoyará en conocimientos de Diseño de Subestaciones Eléctricas, para describir qué es una subestación, las partes constitutivas de una subestación, esquemas de control y protección, funcionamiento de una subestación y la importancia de una subestación Eléctrica.

Fundamentado en el Control Industrial se realizará el análisis del funcionamiento de los esquemas de control y protección de la subestación Norte de la EEQ.SA, para definir el tipo de configuración que tiene la subestación, el tipo de protecciones que emplea para su funcionamiento, los esquemas de conexión y funcionamiento del equipo de seccionamiento, tales como disyuntores y seccionadores, el funcionamiento y esquemas de conexión de los relés electromecánicos. También se realizará el levantamiento de información que permitirá corroborar o rectificar los planos de subestación Norte de la EEQ.SA.

El Control Industrial, la Electrónica, la Electrónica Digital, las Redes y Comunicaciones, se utilizarán para interpretar la operación y funcionamiento de los relés alfanuméricos que consiste en analizar o describir los esquemas de conexión, el tipo de entradas (análogas o digitales) que emplea para realizar acciones de control y protección, la forma de programación utilizada para su funcionamiento y calibración, así como para analizar el tipo y funcionamiento de los puertos de comunicación con los que está dotado este equipo. También se estudiarán tanto los requerimientos del sistema SCADA, así como los requerimientos de la Unidad de transmisión Remota (RTU), que se utilizará para integrar la Subestación Norte de la EEQ.SA a este sistema. En este punto se examinará el tipo de entradas y salidas (análogas o digitales) de la RTU, Los esquemas de conexión de la RTU y los puertos de comunicación con los que está dotado este equipo.

La teoría de Protecciones de Sistemas Eléctricos, servirá para describir el funcionamiento de las protecciones de la Subestación Norte de la EEQ.SA tales como:

Protección de Distancia, Protección de Sobre Corriente Direccional, Protección Diferencial de Barra, Se analizará las señales de voltaje o corriente que requiere cada una de ellas. También se analizará la coordinación de protecciones que se necesitan para tener un sistema de protecciones confiable.

La teoría de los Sistemas Eléctricos de Potencia (SEP) servirá para analizar y realizar los cálculos que conlleven a determinar los parámetros que el relé alfanumérico necesita en la calibración de cada tipo de protección.

8.- MARCO METODOLÓGICO.

El desarrollo de la tesis empezará por un estudio de la configuración actual de la subestación, basado en la teoría de subestaciones y en los planos de la subestación Norte de la EEQ.SA. Esto servirá para determinar el tipo de subestación, el equipo de seccionamiento instalado, el número de líneas de subtransmisión y la clase de protecciones instaladas.

Se realizará reuniones con personal del área de Protecciones y Mantenimiento de Subestaciones para solicitar información de los equipos con los que cuenta la EEQ.SA para realizar la reconfiguración de la Subestación Norte de la EEQ.SA, esclarecer los procedimientos y el número de relés electromecánicos que han sido sustituidos por relés alfanuméricos, y analizar los requerimientos que estas acciones conllevan.

Se realizará un estudio teórico detallado de las protecciones que intervienen en el funcionamiento de la subestación Norte de la EEQ.SA, y de los relés alfanuméricos que se utilizarán para la reconfiguración de la subestación, Se realizará una investigación del cálculo de los parámetros que se emplean para la calibración de cada tipo de protección con las que cuenta la subestación Norte de la EEQ.SA.

Se realizará reuniones con personal del la Empresa ELIOP la cual está encargada del diseño del sistema SCADA para definir los requerimientos para la integración de la

Subestación Norte de la EEQSA a este sistema.

La reconfiguración de los nuevos planos, de los esquemas de control y protección de la Subestación Norte, así como las hojas de cableado para el cambio de relés alfanuméricos, seccionadores y disyuntores, se analizará mediante una investigación teórica.

9.- ESQUEMA DE CONTENIDOS.

CAPITULO I
FUNDAMENTOS TÉCNICOS

1.1 SUBESTACION ELECTRICA

1.1.2 Partes constitutivas
1.1.3 Esquemas de control
1.1.4 Esquemas de protección
1.1.5 Esquemas de medición
1.1.6 Tipos de Subestaciones
1.1.7 Modernización de Subestaciones

1.2 SISTEMAS SCADA

1.4.1 Qué es el sistema SCADA
1.4.2 Requisitos del sistema SCADA
1.4.3 Información del sistema SCADA

1.3 SISTEMAS DE DISTRIBUCION DE ENERGIA

CAPITULO II

EQUIPO DE CONTROL Y PROTECCIÓN

2.1 Relés Electromecánicos

2.1.1 Características del relé electromecánico

2.1.2 Tipos de relés electromecánicos

2.1.3 Límites del relé electromecánico

2.1.4 Esquemas de conexión del relé electromecánico

2.2 Relés Alfanuméricos

2.2.1 Características del relé alfanumérico

2.2.2 Tipos de relés alfanuméricos

2.2.3 Comunicaciones del relé alfanumérico

2.2.4 Esquemas de conexión del relé Alfanumérico

2.3 Disyuntores

2.3.1 Características

2.3.2 Esquemas de conexión

2.4 Seccionadores

2.4.1 Características

2.4.2 Esquemas de conexión

2.4 RTU

2.4.1 Características

2.4.2 Esquemas de conexión

CAPITULO III

ANALISIS DEL SISTEMA DE PROTECCIONES DE UNA SUBESTACION

3.1 Protecciones de Líneas

3.2 Protecciones de Barra

3.3 Protecciones de Primarios

3.4 Protecciones de Trasformadores

CAPITULO IV

DISEÑO DE LA RECONFIGURACIÓN DE LOS ESQUEMAS DE CONTROL Y PROTECCIÓN

4.1 Diseño del Esquema de Control

4.2 Diseño del Esquema de Protección

4.3 Diseño de la Interface con el sistema SCADA

4.4 Hojas de cableado para cambio de equipos

CAPITULO V

ANÁLISIS ECONOMICO

5.1 Análisis costo / beneficio.

5.1.1 Análisis del costo de desconexiones.

5.1.2 Análisis de reducción de mantenimiento.

5.1.3 Análisis de continuidad de servicio.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.

10.- BIBLIOGRAFÍA.

CAPITULO I

FUNDAMENTOS TÉCNICOS

1.1 Subestación Eléctrica. 1

1.2 Clasificación de las Subestaciones. 1

1.2.1 Subestaciones variadoras de tensión. 1

1.2.1.1 Subestación de elevación. 1

1.2.1.2 Subestación receptoras primarias (transmisión). 2

1.2.1.3 Subestación receptoras secundarias (distribución). 2

1.2.2 Subestaciones de maniobra seccionadoras de circuito. 2

1.2.2.1 Diagrama de conexión con un solo juego de barra. 3

1.2.2.2 Diagrama de conexión Barra principal y Transferencia. 3

1.2.2.3 Diagrama de conexión en anillo. 4

1.2.2.4 Diagrama de conexión de interruptor y medio. 5

1.3 Partes de una Subestación. 5

1.3.1 Transformador de potencia. 5

1.3.1.1 Principio de funcionamiento. 7

1.3.1.2 Accesorios del transformador de potencia. 8

1.3.2 Transformadores de instrumentos. 9

1.3.2.1 Transformadores de corriente. 9

1.3.2.2 Transformadores de potencial. 13

1.3.3 Disyuntor o interruptor de potencia. 15

1.3.3.1 Parte activa del disyuntor de potencia. 16

1.3.3.2 Parte pasiva del disyuntor de potencia. 18

1.3.3.3 Tablero de control. 18

1.3.3.4 Mecanismo de operación 18

1.3.4 Seccionadores. 19

1.3.5 Barras colectoras. 20

1.3.6 Aisladores. 20

1.3.7 Tableros de control. 21

1.3.8 Tableros de protección y medición. 21

1.3.9 Servicios auxiliares. 22

1.3.9.1 Transformador de servicios auxiliares. 22

1.3.9.2 Banco de baterías. 22

1.4 Relés de protección 23

1.4.1 Relés electromecánicos. 23

1.4.1.1 Componentes y unidades de un relé electromecánico. 24

1.4.1.2 Relés de atracción electromagnética. 26

1.4.1.3 Relés de inducción. 28

1.4.2 Relés estáticos. 30

1.4.3 Relés digitales numéricos. 32

1.4.3.1 La arquitectura de un relé digital. 32

1.4.3.2 Subsistema de condicionamiento de señales. 33

1.4.3.3 Subsistema de conversión. 34

1.4.3.4 Subsistema de procesamiento digital de señal. 35

1.5 Protecciones. 38

1.5.1 Cortocircuitos. 39

1.5.1.1 Tipos de Cortocircuitos. 40

1.5.2 Coordinación de protecciones. 41

1.5.3 Flujos de potencia. 41

1.5.4 Protección de distancia. 42

1.5.5 Protección de sobrecorriente direccional. 46

1.5.5.1 Diagrama de conexión. 45

1.5.5.2 Angulo de máximo torque. 45

1.5.5.6 Determinación de la relación de transformación de los TCs. 45

1.5.5.7 Determinación del tap. 46

1.5.5.8 Calculo del ajuste para la protección instantánea de Sobre Corriente Direccional. 47

1.5.6 Protección Diferencial. 47

1.5.7 Protección Diferencial de Barra. 48

1.5.7.4 Características de los transformadores de corriente. 49

1.6 Sistema SCADA. 49

1.6.1 Funciones del sistema SCADA. 50

1.6.2 Beneficios del sistema SCADA. 51

CAPITULO II

ANÁLISIS DEL SISTEMA DE PROTECCIONES DE LA SUBESTACIÓN NORTE

2.1 Introducción. 52

2.2 Esquemas de control. 54

2.2.1 Condiciones de operación. 55

2.2.1.1 Condiciones de interbloqueo para la operación de apertura y cierre de los seccionadores adyacentes 89-11 y 89-12. 55

2.2.1.2 Condiciones de interbloqueo para la operación de apertura y cierre del seccionador de puesta a tierra 89 - E. 55

2.2.1.3 Operación del disyuntor 52-1. 55

2.2.1.4 Disparo del disyuntor 52-1. 56

2.2.1.5 Operación para transferir la carga del disyuntor 52-1 a la bahía de transferencia. 56

2.2.1.6 Disparo del disyuntor 52-4 al transferir la carga del disyuntor 52-1. 57

2.2.1.7 Condiciones de interbloqueo para el cierre del seccionador de transferencia 89-T1. 57

2.2.1.8 Condiciones de interbloqueo para el cierre del seccionador de transferencia 89-T1. 57

2.3 Esquema de medición y protección de la Subestación Norte 58

2.3.1 Esquema de medición. 58

2.3.2 Esquema de protección. 59

2.3.2.1 Protección de Distancia y Sobre Corriente Direccional. 57

2.3.2.2 Protección Diferencial de Barra. 61

2.4 Detalle de los equipos instalados en la Subestación Norte. 63

2.5 Lineamiento alternativos. 64

CAPITULO III

DISEÑO DE LA RECONFIGURACIÓN DE LOS ESQUEMAS DE CONTROL Y PROTECCIÓN

3.1 Introducción. 65

3.2 Reconfiguración de los esquemas de control y protección. 65

3.2.1 Reconfiguración de los esquemas de control. 68

3.2.1.1 Entradas analógicas. 69

3.2.1.2 Sistema de microprocesador. 70

3.2.1.3 Entradas y salidas binarias. 70

3.2.1.4 Elementos de la parte frontal. 71

3.2.1.5 Comunicaciones. 71

3.2.1.6 Funciones de mando. 72

3.2.1.7 Datos técnicos. 73

3.2.2 Condiciones de operación bahía de la L/T Norte-15-16. 73

3.2.2.1 Condiciones de interbloqueo para la operación de apertura y cierre del seccionador 89-11. 73

3.2.2.2 Condiciones de interbloqueo para la operación de apertura y cierre del seccionador 89-12. 73

3.2.2.3 Condiciones de interbloqueo para la operación de apertura y cierre del seccionador de puesta a tierra 89-E1. 74

3.2.2.4 Condiciones de interbloqueo para el cierre del seccionador de transferencia 89-T1. 74

3.2.2.5 Operación del disyuntor 52-1 desde el patio. 74

3.2.2.6 Operación del disyuntor 52-1 desde el Controlador de Bahía. 75

3.2.2.7 Disparo disyuntor 52-1. 75

3.2.3 Condiciones de operación bahía de transferencia. 75

3.2.3.1 Condiciones de interbloqueo para la operación de apertura y cierre del seccionador adyacente 89 T-41. 75

3.2.3.2 Condiciones de interbloqueo para la operación de apertura y cierre del seccionador adyacente 89 T-42 76

3.2.3.3 Operación para transferir la carga del disyuntor 52-1 a la bahía de transferencia. 76

3.2.3.4 Disparo del disyuntor 52-4 al transferir la carga del disyuntor 52-1 77

3.2.3.5 Alarma N/T en normal. 77

3.2.3.6 Señalización del que la bahía 1 está transferida. 77

3.3 Reconfiguración de los esquemas de protección. 78

3.3.1 Protección de distancia. 78

3.3.2 Protección de sobre Corriente Direccional. 79

3.3.3 Protección Diferencial de Barra. 79

3.4 Descripción de los esquemas de control y protección. 80

3.4.1 División de los esquemas de control. 80

3.4.2 Direccionalidad de planos. 82

3.4.2.1 Codificación de cables de control. 82

3.4.2.2 Codificación de equipos y puntos de conexión. 83

3.4.2.3 Secuencia de los circuitos de control y protección. 84

3.4.2.4 Esquemas de control y protección y hojas de cableado. 84

3.5 Parametrización de relés IEDs alfanuméricos. 257

3.6 Pasos para parametrizar los relés IEDs alfanuméricos Siprotec. 258

3.6.1 Creación del proyecto. 258

3.6.2 Selección del Equipo. 259

3.2.3 Propiedades generales del objeto. 259

3.6.4 Inicialización del relé. 260

3.7 Seting de parámetros. 261

3.7.1 Configuración de la capacidad de funciones. 262

3.7.2 Configuración de las informaciones. 263

3.7.3 Configuración de las funciones lógicas programable CFC. 265

3.7.4 Registro gráfico de perturbaciones. 266

3.8 Protección de distancia L/T Norte – Vicentina. 267

3.8.1 Cálculo de impedancias. 267

3.8.2 Impedancia de la L/T Norte-Vicentina en valores de ohmios primarios. 269

3.8.3 Ajuste zona 1. 271

3.8.4 Ajuste zona 2. 272

3.8.5 Ajuste zona 3 reversa. 273

3.8.6 Ajuste zona 4. 274

3.8.7 Ajuste para las protecciones de distancia de las líneas de la S/E Norte. 276

3.8.7.1 Ajuste zona 1 (ohm/primarios). 276

3.8.7.2 Ajuste zona 2 (ohm/primarios). 276

3.8.7.3 Ajuste zona 3 (ohm/primarios). 276

3.8.7.4 Ajuste zona 4 (ohm/primarios) 277

3.8.7.5 Tiempos de operación. 277

3.9 Protección de Sobre Corriente Direccional L/T Norte – Vicentina. 277

3.9.1 Cálculo de los ajustes para la protección de fases. 278

3.9.1.1 Calculo del pickup. 278

3.9.1.2 Cálculo del pickup en valores secundarios. 278

3.9.1.3 Determinación de la corriente de cortocircuito. 278

3.9.1.4 Corriente de cortocircuito referidas al secundario. 278

3.9.1.5 Determinación del Dial. 279

3.9.2 Cálculo de los ajustes para la protección de Tierra. 279

3.9.2.1 Calculo del pickup. 279

3.9.2.2 Determinación de la corriente de cortocircuito. 279

3.9.2.3 Corriente de cortocircuito referidas al secundario. 279

3.9.2.4 Determinación del Dial. 279

3.10 Protección Diferencial de Barra. 279

3.10.1 Cálculo de los ajustes para la protección Diferencial de Barra. 280

3.11 Integración de los relés IEDs alfanuméricos al sistema SCADA. 281

CAPITULO IV

ANÁLISIS ECONÓMICO

4.1 Presupuestos. 283

4.1.1 Presupuesto de materiales por bahía. 283

4.1.2 Presupuesto de montaje por bahía. 283

4.1.3 Presupuesto materiales protección Diferencial de Barra. 284

4.1.4 Presupuesto de montaje protección Diferencial de Barra. 284

4.1.5 Inversión total S/E Norte. 284

4.2 Análisis de costos por desconexiones no programadas. 285

4.2.1 Notificación de la falla. 285

4.2.2 Normalización del equipo mediante relés electromecánicos. 286

4.2.3 Normalización del equipo mediante relés IEDs alfanuméricos. 286

4.3 Cálculo de indicadores. 289

4.3.1 Datos de costos con relés electromecánicos. 289

4.3.2 Datos de costos con relés IEDs alfanuméricos. 289

4.3.3 Porcentaje de ahorro. 289

4.3.4 Calculo del VP del costo de energía no vendida. 290

4.3.5 Calculo del Costo Beneficio. 290

CONCLUSIONES. 291

RECOMENDACIONES. 293

BIBLIOGRAFÍA. 294

INDICE DE FIGURAS

Figura 1.1	Diagrama de conexión con un solo juego de Barras.	3
Figura 1.2	Diagrama de conexión Barra Principal y Transferencia.	3
Figura 1.3	Diagrama de conexión en anillo.	4
Figura 1.4	Diagrama de conexión de interruptor y medio.	5
Figura 1.5	Transformador de potencia.	6
Figura 1.6	Procedimiento general de distribución de energía.	6
Figura 1.7	Transformador ideal de núcleo de hierro.	7
Figura 1.8	Transformador de potencia vista frontal.	8
Figura 1.9	Transformador de potencia vista lateral.	9
Figura 1.10	Transformador de corriente.	9
Figura 1.11	Circuito equivalente de un transformador de corriente.	10
Figura 1.12	Transformador de potencial.	13
Figura 1.13	Componentes del sistema de protecciones. Funcionamiento. Básico del interruptor de potencia.	16
Figura 1.14	Cámara de extinción del arco eléctrico.	16
Figura 1.15	Seccionador tripolar.	19
Figura 1.16	Cadena de aisladores. Aislador rígido.	20
Figura 1.17	Relé electromecánico.	24
Figura 1.18	Relé tipo armadura atraída.	26
Figura 1.19	Curva de operación de relé tipo electromagnético.	27
Figura 1.20	Relé electromagnético.	27
Figura 1.21	Relé de inducción visa superior y frontal.	28
Figura 1.22	Relé de inducción.	29
Figura 1.23	Relé de sobrecorriente estático trifásico instantáneo y de tiempo.	31
Figura 1.24	Arquitectura del relé digital.	33
Figura 1.25	Unidad digital del relé.	35
Figura 1.26	Esquema del relé digital de sobre corriente.	36
Figura 1.27	Elementos de aislamiento para las entradas y salidas del relé Digital.	38
Figura 1.28	Conexión Protección Direccional.	43

Figura 1.29	Zona de operación del relé Direccional.	44
Figura 1.30	Protección Diferencial.	48
Figura 2.1	Diagrama unifilar de la S/E Norte configuración Barra principal y transferencia.	52
Figura 2.2	Diagrama unifilar de la bahía de la L/T Norte – 15 - 16 y de la bahía de Transferencia.	53
Figura 2.3	Tablero de control de la S/E Norte.	54
Figura 2.4	Diagrama del circuito de medición de la L/T Norte 15 – 16.	58
Figura 2.5	Esquema unifilar del sistema de protecciones de la L/T Norte 15 - 16.	59
Figura 2.6	Diagrama original de corrientes de las protecciones de la L/T Norte-15-16.	60
Figura 2.7	Diagrama original del circuito de potencial de las protecciones de la L/T Norte - 15 -16.	60
Figura 2.8	Cambio de relés electromecánicos 21 y 67 de la protección de la L/T Norte 15-16, por relés IED a.- Vista frontal (b) Vista posterior (conexiones).	61
Figura 3.1	Reconfiguración del diagrama unifilar de la bahía de la L/T Norte – (15) - (16) y de la bahía de Transferencia.	67
Figura 3.2	Relé SIPROTEC 7SJ645 (Controlador de Bahía).	68
Figura 3.3	Estructura básica del relé Digital SIPROTEC.	69
Figura 3.4	Elementos de la parte frontal del relé SIPROTEC.	71
Figura 3.5	Conexión de corriente alterna al seccionador 89 – 12.	83
Figura 3.6	Operación local del seccionador.	83
Figura 3.7	Software DIGSI, Nombre y dirección de un proyecto.	258
Figura 3.8	Software DIGSI. Jerarquía de un proyecto.	258
Figura 3.9	Software DIGSI, selección del equipo.	259
Figura 3.10	Software DIGSI, propiedades del equipo SIPROTEC.	260
Figura 3.11	Software DIGSI. Inicialización del equipo SIPROTEC.	260
Figura 3.12	Software DIGSI. Proceso de inicialización.	261
Figura 3.13	Software DIGSI. Equipo en Offline para parametrización.	261
Figura 3.14	Software DIGSI. Configuración de funciones.	262
Figura 3.15	Software DIGSI, Habilitación de funciones.	263

Figura 3.16 Software DIGSI, Vista parcial de la matriz de configuración. 264
Figura 3.17 Software DIGSI, CFC. 265
Figura 3.18 Software DIGSI, Registro SIGRA. 266
Figura 3.19 Pantalla de ingreso de datos del programa PLT. 267
Figura 3.20 Línea Norte – Vicentina. 269
Figura 3.21 Línea Norte – Vicentina. 271
Figura 3.22 Línea Norte Vicentina, falla al 10 % de distancia del relé q. 272
Figura 3.22 Línea Norte-12-24-Vicentina considerada para el ajuste. 273
Figura 3.24 Línea Norte Vicentina, falla al 10 % de distancia del relé q. 274
Figura 3.25 Diagrama Unifilar Relé Diferencial de Barras (87-B). 280
Figura 3.26 Arquitectura de comunicaciones de los relés IEDs alfanuméricos con el sistema SCADA. 282

INDICE DE TABLAS

Tabla 1.1	Cargas normales para transformadores de corriente según Normas ANSI C.57.13.	12
Tabla 1.2	Cargas normales para transformadores de potencial según Normas ANSI C.57.13.	14
Tabla 1.3	Clase de precisión de los transformadores de potencial.	15
Tabla 1.4	Ecuaciones normalizadas que definen diferentes características de operación tempo- corriente, para relés digitales.	37
Tabla 2.1	Listado de relés de protección de la Subestación Norte.	
Tabla 3.1	Datos técnicos de los relés.	73
Tabla 3.2	Codificación de conductores.	82
Tabla 4.1	Análisis de costos por desconexiones no programadas con relés electromecánicos.	285
Tabla 4.2	Análisis de costos por desconexiones no programadas con relés IEDS alfanuméricos.	286
Tabla 4.3	Cálculo del valor presente.	288

INDICE DE ANEXOS

A-1 Esquemas de control actualizados de la L/T Norte -15 – 16.

A-2 Diagrama unifilar actualizado de la S/E Norte.

A-3 Esquema original del circuito de corriente y potencial de la L/T Norte 15-16.

A-4 Esquemas de protección actualizados de la L/T Norte - 15-16.

A-5 Esquema del circuito de corrientes de la protección Diferencial de Barra.

B Reconfiguración del diagrama unifilar de subestación Norte.

C Características de las estructuras Tipo (S2) para 46 KV de la EEQ.SA.

D-1 Características de las líneas de subtransmisión de la EEQ.SA

D-2 Parámetros eléctricos y características de conductores.

E Impedancias de la L/T Norte ‘Vicentina cálculos del programa PLT.

RESUMEN

Los sistemas de protección y control de la Subestación Norte han sufrido una alteración en su diseño original, debido a que varios de los relés de protección electromecánicos han sido sustituidos ya sea por funcionamiento defectuoso o por requerimientos del sistema.

Utilizando para este efecto equipos de última tecnología como relés IEDs o Alfanuméricos, puesto que son los que actualmente se comercializan. El adaptar una tecnología moderna a sistemas antiguos ha ocasionado problemas técnicos como:

- Desarticulación de los planos de la subestación,
- Descoordinación de protecciones
- Desperdicio de recursos, entre otros.

La reconfiguración de los esquemas de control y protección de la S/E Norte mediante relés alfanuméricos, parte de la necesidad de eliminar los problemas ocasionados por ésta mescla de tecnologías, así como de modernizar las instalaciones de la subestación, para lo cual se realizó los siguientes trabajos:

- Estudio de las características de funcionamiento de los equipos de la subestación Norte.
- Análisis del sistema de protecciones de la Subestación Norte,
- Levantamiento y actualización de planos.
- Estudio de las características y funcionamiento de los IEDs alfanuméricos que se utilizaron.
- Diseño de la reconfiguración de los esquemas de control y protección.
- Diseño de hojas de cableado.
- Parametrización de los relés IEDs alfanuméricos utilizados.
- Análisis económico del proceso de reconfiguración.

El desarrollo de este proceso se plasma en el presente trabajo de Tesis.

CAPITULO I

FUNDAMENTOS TÉCNICOS

1.1 SUBESTACIÓN ELÉCTRICA.

Las Subestaciones Eléctricas son componentes de los Sistemas Eléctricos de Potencia, las cuales están constituidas por: transformadores de potencia, equipos de seccionamiento, protección, medición y circuitos de control, todos estos elementos interactúan entre sí con la función de modificar los parámetros de potencia eléctrica (voltaje e intensidad), para la transmisión o distribución de energía eléctrica, brindando seguridad para el sistema eléctrico, para los mismos equipos y para el personal de operación y mantenimiento.

1.2 CLASIFICACIÓN DE LAS SUBESTACIONES.

Las subestaciones pueden clasificarse de acuerdo a la función que desempeñan en:

- Subestaciones variadoras de tensión.
- Subestaciones de maniobra seccionadoras de circuito.
- Subestaciones mixtas (mezcla de las dos anteriores).

1.2.1 SUBESTACIONES VARIADORAS DE TENSIÓN.

1.2.1.1 Subestación de elevación.

Se ubican adyacentes a las centrales eléctricas las cuales modifican los parámetros de la potencia suministrada por los generadores eléctricos, elevando el nivel de voltaje para permitir la transmisión en alta tensión. La razón técnica para realizar esta operación es la conveniencia de transportar la energía eléctrica a larga distancia a tensiones elevadas para reducir las pérdidas resistivas por efecto Joule que dependen de la intensidad de corriente.

De esta forma al incrementar el nivel de voltaje de la potencia eléctrica que se quiere transmitir disminuimos el nivel de corriente y por lo tanto reducimos las perdidas.

1.2.1.2 Subestación receptoras primarias (transmisión).

Las líneas de transmisión son direccionadas hacia las subestaciones receptoras primarias, ubicadas en las inmediaciones de los centros de consumo, con la finalidad de acercar hacia estos la potencia de generación con las menores perdidas posibles, estas subestaciones alimentan a los sistemas de subtransmisión.

1.2.1.3 Subestación receptoras secundarias (distribución).

Dentro de los centros de consumo se encuentran las subestaciones receptoras secundarias, las cuales son alimentadas por los sistemas de subtransmisión, la función principal de estas subestaciones es de reducir el nivel de tensión para suministrar energía eléctrica al sistema de distribución.

1.2.2 SUBESTACIONES DE MANIOBRA SECCIONADORAS DE CIRCUITO.

El funcionamiento de una subestación de maniobra está definido por un diagrama unifilar, el mismo que tiene características especificas en base a la función que realiza dicha subestación en el Sistema Eléctrico de Potencia.

Basados en el diagrama unifilar se puede determinar: La cantidad de equipo a instalar, el área de terreno y en el costo final de la subestación. Para seleccionar el diagrama unifilar más adecuado se toma en cuenta los siguientes criterios.

- Versatilidad de operación y continuidad de servicio.
- Facilidad de mantenimiento de equipos.
- Capacidad y costo del equipo eléctrico.

Los diagramas de conexión más utilizados son:

- Diagrama de conexión con un solo juego de barra.
- Diagrama con un juego de barras principales y uno de barras de transferencia.
- Diagrama de conexión en anillo.

1.2.2.1 Diagrama de conexión con un solo juego de Barra.

En condiciones normales todas las líneas y transformadores se encuentran conectados al único juego de barras.

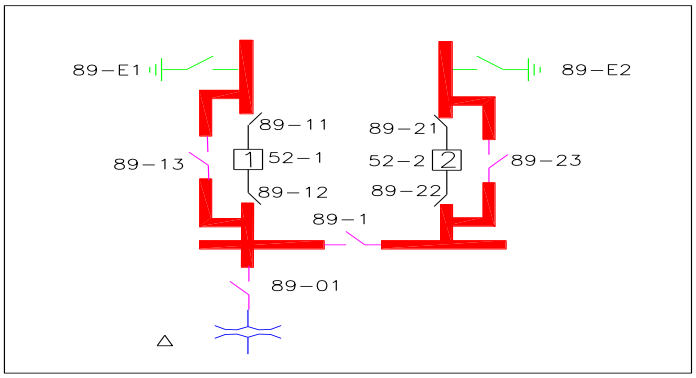


Figura 1.1 *Diagrama de conexión con un solo juego de Barras.*

En este tipo de conexión en caso de operar la protección diferencial de barra se desconectan los disyuntores desenergizando totalmente la subestación. El seccionador de barra (89-1) sirve para aislar el segmento con falla y normalizar la instalación.

1.2.2.2 Diagrama de conexión Barra principal y transferencia.

Este diagrama utiliza una barra de transferencia para sustituir mediante el disyuntor de transferencia cualquier interruptor que se desee reparar o dar mantenimiento.

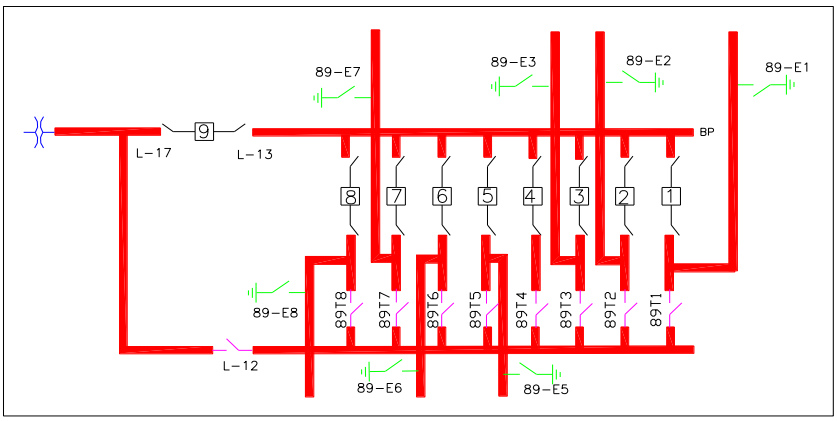


Figura 1.2 *Diagrama de conexión Barra Principal y Transferencia.*

Supongamos que se desea reparar el disyuntor 1. Primero se cierra el seccionador de transferencia 89T1 y los seccionadores adyacentes al disyuntor 4, se cierra el disyuntor de transferencia 4, se abre el disyuntor 1, se abre los seccionadores adyacentes al disyuntor 1, con lo cual queda transferido el circuito 1 y el disyuntor 1 está listo para el mantenimiento sin causar la desconexión del circuito 1.

1.2.2.3 Diagrama de conexión en anillo.

Permite perfecta continuidad de servicio, aun cuando salga de servicio cualquier fuente de alimentación.

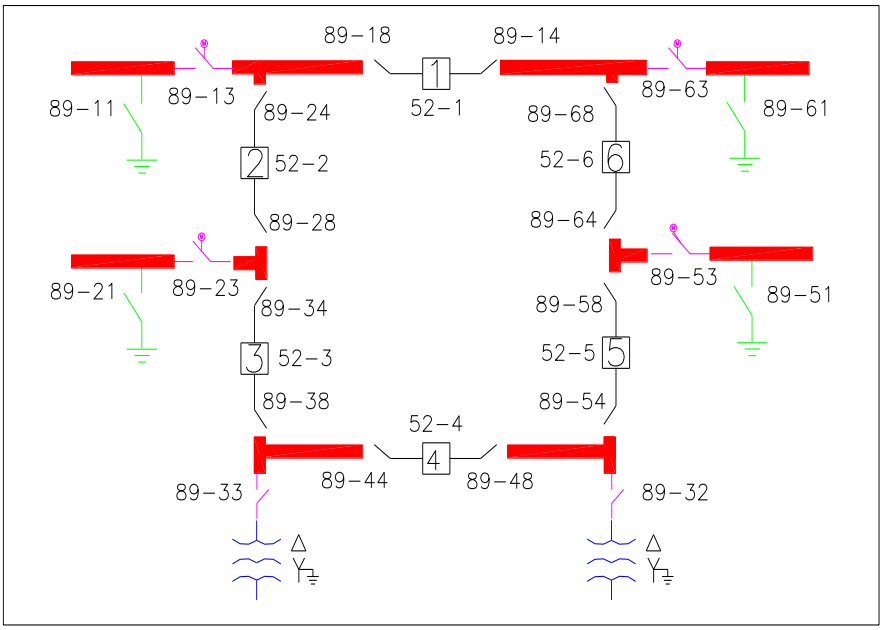


Figura 1.3 *Diagrama de conexión en anillo.*

Al salir de servicio cualquier circuito por motivo de falla, se abren los dos disyuntores adyacentes, si falla un transformador o una línea la carga se pasa al otro transformador o línea. Adicionalmente este tipo de conexión permite dar mantenimiento a cualquier disyuntor que se requiera.

1.2.2.4 Diagrama de conexión de interruptor y medio.

Este tipo de conexión se utiliza en las subestaciones de interconexión que forman parte de un sistema en anillo.

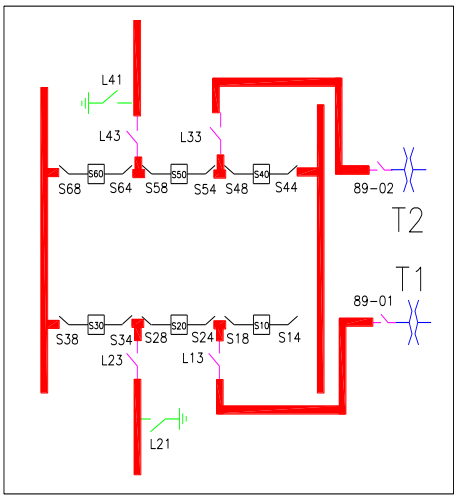


Figura 1.4 *Diagrama de conexión de interruptor y medio.*

En condiciones normales de operación, todos los disyuntores están cerrados, en caso de una falla en la línea se desconectaran los dos disyuntores que alimentan a dicha línea sin afectar al resto de la subestación.

Los disyuntores externos conectan a la barras la línea en un caso y al transformador en otro, se puede efectuar la reparación de cualquier interruptor sin afectar al sistema.

1.3 PARTES DE UNA SUBESTACIÓN

1.3.1 TRANSFORMADOR DE POTENCIA.

Un transformador de potencia es aquel que maneja grandes magnitudes de voltaje y corriente, los cuales se expresan en KVA (kilo voltio amperios) o en MVA (mega voltio amperios).

“Usualmente se considera un transformador de potencia cuando su capacidad es de un valor a partir de: 500 KVA, 750 KVA, 1000 KVA, 1250 KVA o 1.25 MVA, hasta potencias del orden de 900 MVA. Estos últimos operan en niveles de voltaje de 500 KV, 525 KV y superiores.”[1]

Figura 1.5 *Transformador de Potencia*.

Estos transformadores están instalados en centrales de generación y en subestaciones para la distribución de la energía eléctrica, efectuando la tarea intermedia entre las grandes centrales de generación y los usuarios domiciliarios o industriales.

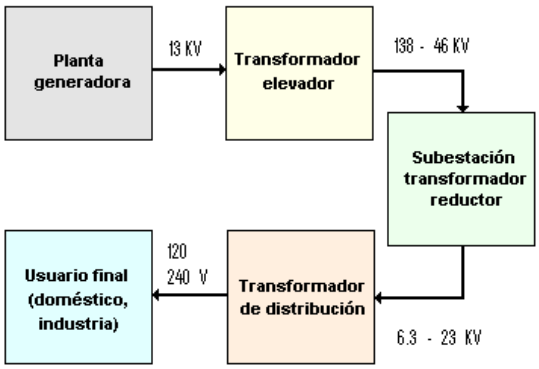


Figura 1.6 *Procedimiento general de* ***distribución de energía.***

[1] http://www.unicrom.com/tut_transformador_potencia_utilizacion.asp.

1.3.1.1 Principio de funcionamiento.

El transformador es considerado una máquina eléctrica estática que tiene la función de cambiar la magnitud de los parámetros de la potencia eléctrica, transfiriéndola de un circuito a otro en base al fenómeno de la inducción electromagnética entre dos o más circuitos acoplados inductivamente.

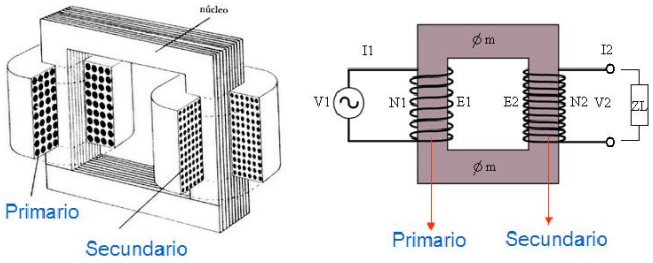


Figura 1.7 *Transformador ideal de núcleo de hierro.*[2]

Si se aplica una fuerza electromotriz alterna en el devanado primario, las variaciones de intensidad y sentido de la corriente alterna crearán un campo magnético variable dependiendo de la frecuencia de la corriente. Este campo magnético variable originará, por inducción electromagnética, la aparición de una fuerza electromotriz en los extremos del devanado secundario. El flujo que atraviesa cada espira en ambos arrollamientos es el mismo, luego la tensión que aparece en el secundario es:

$$V_2 = N_2 \frac{d\phi}{dt} \ , \qquad V_2 = \frac{N_2}{N_1} V_1 \qquad \text{Ecu 1.1}$$ [3]

V1 = Voltaje primario.

V2 = Voltaje secundario.

N1 = Numero de espiras del bobinado primario.

N2 = Numero de espiras del bobinado secundario.

dø = Variación del flujo electromagnético.

dt = Variación del tiempo.

[2] KOSOW, Irvin, *Maquinas Eléctricas y Transformadores*, Segunda edición, Hall Hispanoamericana, Atlacomulco-México, 1993, p. 549.

[3] Idem., p. 549

Las protecciones de una subestación en gran parte están dirigidas a salvaguardar la vida útil del Transformador de Potencia, debido a que este elemento cumple con la función más importante de una subestación, que es modificar los parámetros de potencia para alimentar los sistemas de transmisión, sub transmisión y distribución de energía eléctrica.

Debido a su importancia en el proceso de distribución de energía eléctrica el Transformador de Potencia cuenta con varios accesorios necesarios para su correcto funcionamiento tales como: radiadores, ventiladores, cambiador de derivaciones, tanques de expansión, dispositivos de protección y medición de temperatura, presión y nivel de aceite. Por esta razón es el equipo más voluminoso y costoso de una subestación.

1.3.1.2 Accesorios del transformador de potencia.

Es un conjunto de partes y dispositivos que auxilian en la operación del transformador y facilitan las operaciones de mantenimiento, estos dispositivos son:

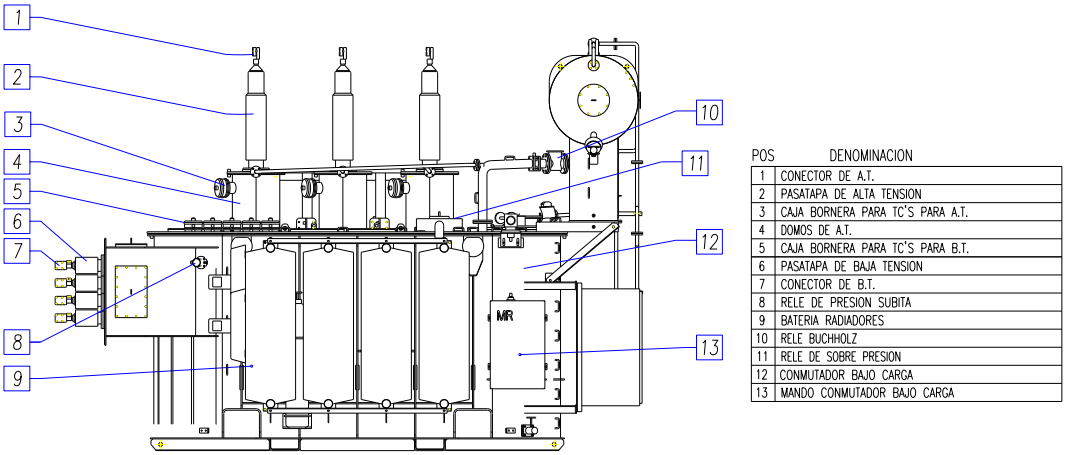


Figura 1.8 *Transformador de potencia vista frontal*[4].

[4] SIEMENS, Manual de servicio para transformadores **H1972301.302**, Bogotá, 10 de septiembre de 2009, p. 4.

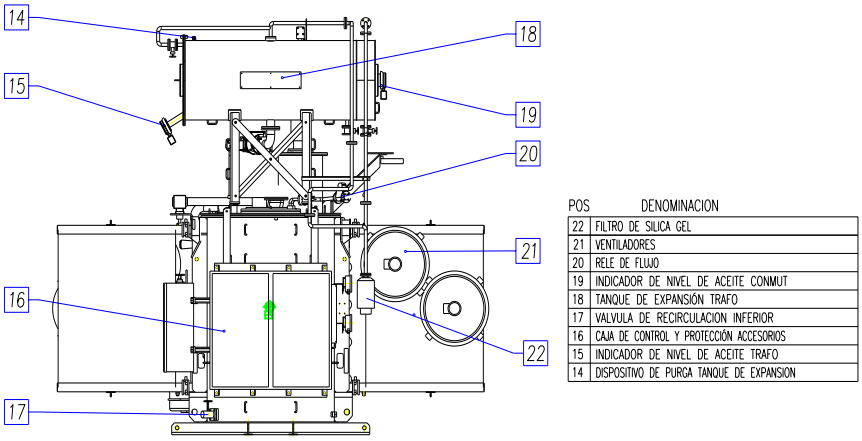


Figura 1.9 *Partes del Transformador de Potencia vista lateral*[5]

1.3.2 TRANSFORMADORES DE INSTRUMENTOS.

Son dispositivos cuya función principal es reducir a escala las grandes magnitudes de corriente y tensión que se utilizan para la protección y medición de los diferentes circuitos de una subestación, normalmente estos transformadores se construyen con sus secundarios, para corrientes de 5 amperios o tensiones de 120 voltios respectivamente.

1.3.2.1 Transformadores de corriente.

Son los transformadores destinados a entregar una corriente secundaria proporcional a la que circula por su enrollado primario, desarrollan dos tipos de función: transformar la corriente y aislar los instrumentos de protección y medición.

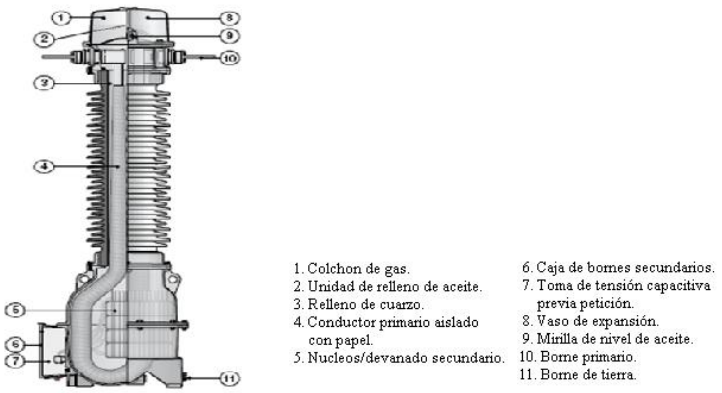


Figura 1.10 *Transformador de corriente.*[6]

[5] SIEMENS. Op. Cit. p. 4.

El primario del transformador se conecta en serie con el circuito que se va a controlar y el secundario se conecta en serie con las bobinas de corriente de los aparatos de protección y medición que requieran ser energizados. Un transformador de corriente puede tener uno o varios devanados secundarios embobinados sobre uno o varios circuitos magnéticos separados.

Los factores que determinan la selección de los transformadores de corriente son:

- El tipo de Transformador de Corriente.
- El tipo de instalación.
- El tipo de aislamiento.
- La potencia nominal.
- La clase de precisión.
- El tipo de conexión.
- La corriente nominal primaria.
- La corriente nominal secundaria

Un transformador de corriente trabaja bajo el mismo principio de funcionamiento de un transformador ideal, en base a la figura 1.11 se puede establecer:
La corriente Ip es la misma que la línea y la impedancia primaria "Zp" es lo suficientemente pequeña que puede ser despreciada.

La impedancia de carga "Zc" es la resultante de la corriente de excitación en serie de las bobinas de corriente de los equipos de protección y medición que el Tc debe alimentar, su magnitud debe ser pequeña para ofrecer, una mínima oposición al paso de la corriente "Is".

[6] CROMPTON GREAVES, *Istruction and maintenance manual for outodoor instrument transformer upto 52 kV*, Ambad, 1999, p. 3.

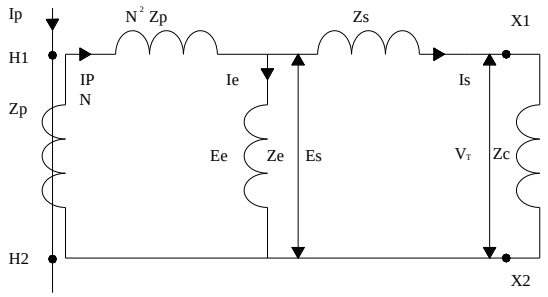


Figura 1.11 *Circuito equivalente de un transformador de corriente.*[7].

Ip = Corriente primaria.

N = Relación de las espiras secundarias a primarias.

Zp = Impedancia arrollamiento primario.

Ze = impedancia secundaria de excitación.

Ie = Corriente secundaria de excitación.

Es = Tensión secundaria de excitación.

Zs = Impedancia propia del devanado de baja tensión.

Is = Corriente secundaria. $\mathbf{V_T}$ = Tensión final secundaria.

Zc = Impedancia de carga **Zc** = Impedancia de carga.

La corriente primaria se transforma sin error de relación o de ángulo a una corriente Ip/N, conocida como: corriente primaria referida al secundario. Parte de esta corriente es consumida por la excitación del núcleo (Ie), la restante (Is) es la corriente secundaria. La corriente de excitación del núcleo es una función de la tensión secundaria de excitación (Ee) y de la impedancia secundaria de (Ze). La grafica que relaciona el voltaje de excitación con la corriente de excitación es conocida como curva de saturación de un TC.

Cuando el circuito secundario es abierto, toda la corriente primaria servirá para magnetizar el núcleo, provocando que el voltaje secundario "V_T" crezca hasta un valor dado por:

$$V = I_p \left\{ \frac{Z_e}{N} \right\} \qquad \text{Ecu 1.2}$$

[7] VILLAROEL, Manuel, *Protecciones de Sistemas Eléctricos*, Universidad de la Frontera, Chile, 2003, p. 24.

Que normalmente es suficiente grande para provocar la ruptura del aislamiento entre espiras, explosión del TC o daños al personal.

Clasificación ANSI de la precisión.

Los TCs (Transformadores de corriente) son fabricados de acuerdo a las normas ANSI, la cual establece la capacidad del TC mediante una nomenclatura conformada por dos símbolos: una letra "C" o "T" y un número que indica la capacidad de voltaje secundario en los bornes. Un TC de clase C – 400, puede suministrar una corriente máxima de 20 veces la corriente secundaria nominal (5 X 20 = 100 amperios), soportando un voltaje de hasta 400 Voltios en sus bornes, sin exceder el error de 10 % permitido para estos casos.

Cargas normales para transformadores de corriente según Normas ANSI C.57.13						
Designación	Características			Caract. Para 60 Hz y cor. secc, de 5 A		
de la carga	Clase	Resistencia (ohmios)	Inductancia en milihenrys	Impedancia (ohmios)	VA	Factor de potencia
B0.1	C - 10	0,09	0,116	0,1	2,5	0,9
B0.2	C - 20	0,18	0,232	0,2	5	0,9
B0.5	C - 50	0,45	0,580	0,5	12,5	0,9
B1.0	C - 100	0,5	2,3	1	25	0,5
B2.0	C - 200	1,0	4,6	2	50	0,5
B4	C - 400	2,0	9,2	4	100	0,5
B8	C - 800	4,0	18,4	8	200	0,5

Tabla 1.1 *Cargas normales para transformadores de corriente según Normas ANSI C.57.13*[8]

[8] MARTIN, José Raúll, Diseño de Subestaciones Eléctricas, 2da. Edición, McGRAW-HILL de México, S. A, Atlacomulco-México, 1987. p. 53.

1.3.2.2 Transformadores de potencial.

Son los transformadores utilizados para reducir tensiones primarias (normalmente del orden de los Kv) a tensiones secundarias de rangos normalizados (115- 120 volt), en forma directamente proporcional, este equipo es similar al transformador de poder ya que ambos tienen la finalidad de cambiar el nivel de tensión. El primario se conecta en paralelo con el circuito por controlar y el secundario se conecta en paralelo con las bobinas de tensión de los aparatos de medición y protección que se requiera energizar.

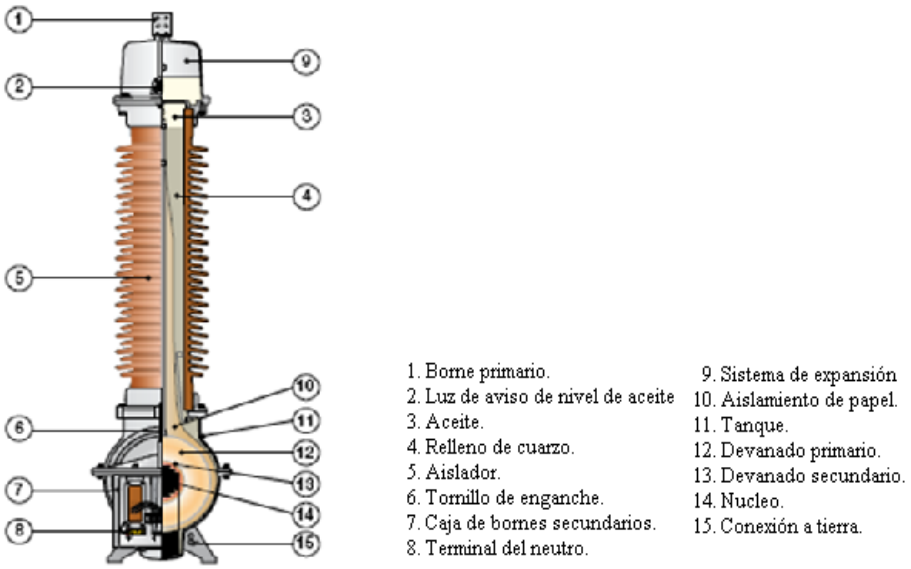


Figura. 1.12 *Transformador de potencial.*[9]

El transformador de potencial se define en términos de máxima carga (o burden) que es capaz de entregar, sin exceder los valores permitidos de aumento de temperatura, pueden llegar a ser hasta diez veces superior a su burden nominal. La exactitud de un transformador de potencial, queda determinada por las caídas de tensión en los enrollados primario y secundario, cuando el T/P tiene conectado una carga (burden) en el secundario es necesario considerar las caídas de voltaje originadas por la corriente de carga, por lo tanto la variación de la carga influye en su exactitud.

[9] CROMPTON GREAVES, *Istruction and maintenance manual for outodoor instrument transformer upto 52 kV*, Ambad, 1999, p. 4.

Cargas normalizadas y clases de precisión.

La exactitud depende de la carga y por ello las normas (ANSI) especifican estas, las mismas que se han elegido para incluir un rango normal de servicio.

Cargas normales para transformadores de potencial según normas ANSI C.57.13					
Cargas normales		Características con base en 120 V y 60 Hz			
Designación	VA	f.p	Resistencia ohms	Inductancia Henrys	impedancia ohms
W	12.5	0.10	115.2	3.042	1 152
X	25	0.70	403.2	1.092	576
Y	75	0.85	163.2	0.268	192
Z	200	0.85	61.2	0.101	72
ZZ	400	0.85	30.6	0.055	36
M	35	0.20	82.6	1.07	411

Tabla 1.2 *Cargas normales para transformadores de potencial según normas ANSI C.57.13*[10]

La carga que representa un instrumento o un relé puede aproximarse a estos valores y servirán como referencia para determinar la exactitud del T/P, debido a que pueden estar expuestos a fallas internas, usualmente se protegen con fusibles rápidos ubicados en el lado de AT y en el secundario con interruptores o fusibles.

Las normas ANSÍ definen la clase de precisión de acuerdo con los siguientes valores: 0.1, 0.2, 0.3, 0.4, 0.5, 0.6, 1.2, 3 y 5, según el uso que se le da al transformador de potencial, se recomienda las siguientes precisiones.

[10] MARTIN, José Raúll. Op. Cit. p. 57.

Clase	Utilización
0.1	Aparatos para medición y calibración de laboratorio.
0.2 a 0.3	Mediciones de laboratorio y alimentaciones para los watimetros de los alimentadores de potencia.
0.5 a 0.6	Alimentadores para equipos de facturación en circuitos de distribución e industriales.
1.2	Alimentadores a las bobinas de potencial de los aparatos de medición en general, y relés de protección de distancia y direccionales.
3 a 5	Alimentación a las bobinas de los relevadores de tensión frecuencímetros.

Tabla 1.3 *Clase de precisiones de los Transformadores de Potencial*.[11]

Para especificar un transformador de potencial de acuerdo a las normas ANSI se utiliza una nomenclatura compuesta por un número que expresa el valor de la precisión asociado a una letra que determina el valor de la potencia nominal en VA, por ejemplo: 0.3 W o 0.3 X.

1.3.3 DISYUNTOR O INTERRUPTOR DE POTENCIA.

Es el dispositivo encargado de desconectar una carga o una parte del sistema eléctrico, tanto en condiciones de operación normal (máxima carga o en vacío), como en condición de cortocircuito.

[11] Idem., p.57.

La operación de un interruptor puede ser manual o accionada por la señal de un relé encargado de vigilar la correcta operación del sistema eléctrico al cual está conectado, su comportamiento determina el nivel de confiabilidad de un sistema eléctrico de potencia.

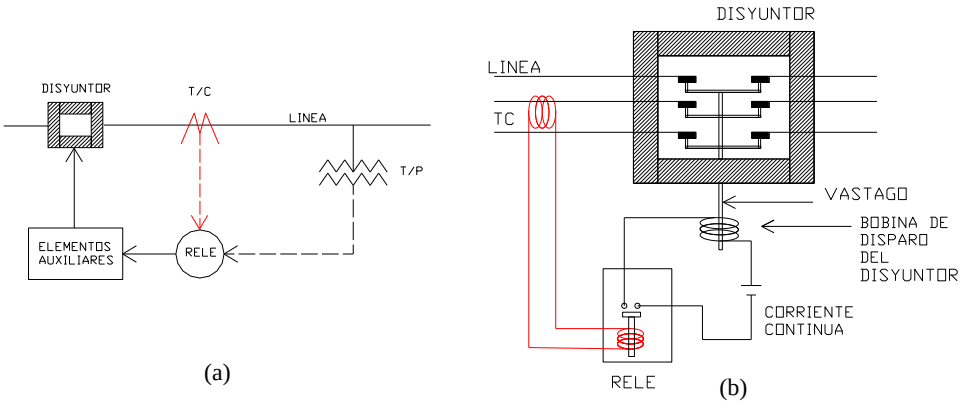
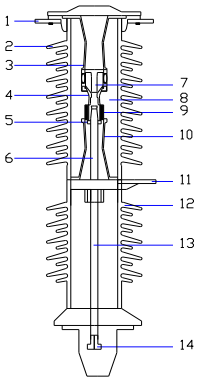


Figura 1.13 *(a) Componentes del sistema de protecciones, (b) Funcionamiento básico del Interruptor de Potencia.*

1.3.3.1 Parte activa del disyuntor de potencia.

Constituida por los bushing que sirven para conectar al disyuntor con el circuito eléctrico de potencia y al mismo tiempo aislar la parte activa de la parte pasiva del interruptor. En el interior de los bushing se encuentran las cámaras de extinción del arco eléctrico, las mismas que a su vez alojan los contactos fijos y móviles que sirven para abrir o cerrar el interruptor.



POS	DENOMINACION
1	TERMINAL DE ALTA TENSION
2	PORCELANA DE LA CAMARA
3	ZOCALO DIFUSOR
4	TOBERA
5	CILINDRO CALENTADOR
6	TUBO DE CONTACTO
7	PIN
8	UNIDAD DE RUPTURA
9	LAMINA DE CONTACTO
10	ZOCALO DE ACCIONAMIENTO
11	TERMINAL DE ALTA TENSION
12	AISLADOR SOPORTE
13	BARRA DE MANIOBRA
14	MECANISMO DE OPERACION

Figura 1.14 *Cámara de extinción del arco eléctrico.*[12]

[12] SAIEMENS, Manual interruptor de potencia 3AP1 FG, Bogotá, 7 de febrero de 2002, p. 17.

Las cámaras de extinción del arco son la parte primordial de cualquier interruptor eléctrico, en donde al abrir los contactos se transforma en calor la energía que circula por el circuito eléctrico al que está conectado.

Dichas cámaras deben soportar los esfuerzos electrodinámicos de las corrientes de cortocircuito, así como los esfuerzos dieléctricos que aparecen al producirse la desconexión de un circuito eléctrico.

El fenómeno de interrupción aparece al iniciarse la separación de los contactos, produciendo un arco eléctrico a través de un fluido, que lo transforma en plasma y que provoca esfuerzos en las cámaras, debido a las altas presiones y temperaturas.

Durante la interrupción del arco, aparecen los siguientes fenómenos:

a) Altas temperaturas debido al plasma creado por el arco.
b) Altas presiones debido a la alta temperatura del plasma.
c) Flujos turbulentos del gas que adquieren velocidades variables entre 100 y 1.000 metros entre segundo y que producen el soplado del arco, su alargamiento y, por lo tanto, su extinción.
d) Masas metálicas en movimiento (contacto móvil) que se aceleran en pocas milésimas de segundo hasta adquirir velocidades del orden de 10 metros entre segundo.
e) Esfuerzos mecánicos debidos a la corriente de cortocircuito.

En función de los elementos que utilizan las cámaras de extinción del arco eléctrico, los disyuntores se pueden clasificar en:

- Pequeño o gran volumen de aceite.
- Neumáticos.
- SF6 (Hexa fluoruro de azufre) o Al Vacio.

1.3.3.2 Parte pasiva del disyuntor de potencia.

La parte pasiva es el armazón que soporta a la parte activa del disyuntor, el tablero de control y el mecanismo de operación de los contactos móviles del disyuntor. Adicionalmente, esta estructura ofrece puntos para el transporte y manipulación del disyuntor.

1.3.3.3 Tablero de control.

Es un tablero en el cual se encuentran instalados elementos eléctricos y mecánicos que interactúan para la operación del disyuntor, estos son:

- Circuito de control.
- Acumulador de energía.
- Manómetros, válvulas de admisión.

1.3.3.4 Mecanismo de operación.

Está constituido por un émbolo asociado en la parte superior a las barras de maniobra del interruptor, ya que las tres fases operan simultáneamente y en la parte inferior el émbolo está asociado al acumulador de energía la misma que puede ser por accionamiento neumático o por compresión de resortes.

Datos eléctricos del interruptor de potencia

- Tensión nominal.
- Frecuencia nominal.
- Corriente nominal de servicio.
- Corriente de cortocircuito.
- Corriente nominal de cierre en cortocircuito.
- Duración nominal del cortocircuito.

1.3.4 SECCIONADORES.

Son elementos que sirven para abrir y cerrar partes del circuito eléctrico, o para realizar maniobras de operación en una subestación, por lo general están conectados adyacentes a un disyuntor y reciben el nombre de corte visible ya que a diferencia del disyuntor un seccionador puede operar con tensión nominal pero nunca con circulación de corriente puesto que no cuenta con ningún elemento para la extinción del arco eléctrico.

Figura 1.15 *Seccionador Tripolar*.

Por esto el circuito de control de una subestación garantizará que los seccionadores adyacentes a un interruptor solo puedan ser operados si el disyuntor se encuentra abierto.

La operación se efectúa en grupo por medio de un mecanismo de barras que interconectan los tres polos moviéndolos simultáneamente a través de una operación manual o motorizada.

Los seccionadores vienen asociados a una caja de control la cual brinda y recibe la información necesaria para su correcta operación.

1.3.5 BARRAS COLECTORAS.

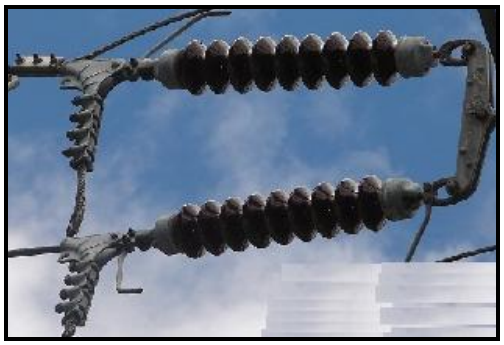
El conjunto de conductores eléctricos que se utilizan para unir los equipos de una subestación se denominan barras colectoras las mismas que están determinadas por:

- Las necesidades de conducción de corriente.
- La disposición física.
- Aspectos económicos.
- Materiales y normas establecida

1.3.6 AISLADORES.

Son elementos diseñados para fijar las barras colectoras a las estructuras de la subestación brindando el nivel de aislamiento necesario.

Los aisladores se determinaran en función de: El tipo de barra que se utilizara, el nivel de aislamiento necesario, los esfuerzos mecánicos requeridos, las condiciones ambientales. Se utilizan varios tipos de aisladores de los cuales los más utilizados son: los aisladores rígidos, los aisladores tipo cadenas y los aisladores especiales.



(a) (b)

Figura 1.16 *(a) Cadena de aisladores; (b) Aislador rígido*.

Los materiales más utilizados para la construcción de aisladores son la porcelana, el vidrio templado y el polímero.

Características del material aislante:

- Alta resistencia eléctrica.
- Alta resistencia mecánica.
- Alta rigidez.
- Cero absorciones de humedad.

1.3.7 TABLEROS DE CONTROL.

Con la finalidad de salvaguardar la integridad del operador, las operaciones que se realizan en una subestación se las efectúa de forma remota desde la sala de control, a través de mandos localizados en un tablero de control, los mismos que están ordenados de acuerdo al diagrama unifilar de la subestación, que en conjunto con la señalización del estado de cada equipo forman un diagrama mímico el cual sirve de guía para realizar la operación de los equipos de una subestación.

La secuencia de operación de los equipos de una subestación se determina mediante el circuito de control el mismo que depende tanto de la filosofía de las protecciones como tipo de subestación.

1.3.8 TABLEROS DE PROTECCIÓN Y MEDICIÓN.

En las instalaciones de una subestación se cuenta con diversos equipos de protección denominados relés, estos equipos están conectados para trabajar en un orden secuencial determinado por la coordinación de protecciones.

Los relés de protección para su funcionamiento pueden utilizar señales digitales procedentes de los equipos o señales analógicas de corriente y voltaje provenientes de los transformadores de instrumentación, tanto los relés de protección como las señales que se utilizan para su funcionamiento se instalan en un gabinete denominado Tablero de Protección. Los mismos que están diseñados para brindar información del estado de las protecciones ya sea por señalizaciones mecánicas, luminosas, sonoras o digitales

Por lo general los tableros de protección vienen asociados a los tableros de medición debido a que las señales que alimentan los circuitos de protección y medición pueden ser las mismas o están relacionadas entre sí.

1.3.9 SERVICIOS AUXILIARES.

En una subestación los servicios auxiliares son todas las fuentes de alimentación de corriente continua y alterna de baja tensión, que se utilizan para energizar los circuitos de control y protección así como los circuitos de iluminación y fuerza de la sala de control, estas fuentes de alimentación son.

- En corriente alterna, el transformador de servicios auxiliares
- En corriente continua, el banco de baterías

1.3.9.1 Transformador de servicios auxiliares.

El transformador de servicios auxiliares es un transformador trifásico conectado a la barra de distribución mediante seccionadores y fusibles, con el objetivo de ser la fuente de corriente alterna en baja tensión (210 - 121) voltios, que alimentará los circuitos y equipos de corriente alterna que se describen a continuación.

- Cargador de baterías.
- Ventiladores del transformador.
- Motor del cambiador de derivaciones.
- Circuitos de iluminación exterior.
- Circuitos de Iluminación y fuerza de la sala de control.

1.3.9.2 Banco de baterías.

Es un conjunto de baterías conectadas en serie y alimentadas por un cargador con el objetivo de tener una fuente de energía de emergencia para el funcionamiento de los equipos, circuitos de control y circuitos de protección de la subestación. Las especificaciones técnicas más importantes del banco de baterías son el voltaje y el amperaje - hora.

1.4 RELES DE PROTECCIÓN.

Los relés son los encargados de ordenar la correcta secuencia de operación de los elementos componentes del SEP (Sistema Eléctrico de Potencia) para corregir, evitar o disminuir daños en los equipos por fallas o condiciones anormales dentro o fuera del mismo.

Durante el funcionamiento normal el papel que desempeñan algunos relés es el de mantener ciertas características de operación como por ejemplo: La tensión, la corriente, la frecuencia, la potencia activa o reactiva, mientras que otros permanecen vigilantes, listos para actuar en casos de fallas y de esta forma evitar daños o reducirlos, existen tres clases de prevenciones.

- Para operación del sistema en estado normal.
- Para reducir el número de fallas del sistema.
- Para reducir los efectos de una falla.

Existe una gran variedad de relés, puesto que estos se fabrican con diferentes características para cumplir con requerimientos específicos derivados de los diversos problemas que pueden aparecer en la operación de un sistema de potencia, por su principio de operación se pueden clasificar en:

- Electromecánicos.
- Estáticos (electrónicos analógicos).
- Numéricos o Digitales (incorporan microprocesadores).

1.4.1 RELÉS ELECTROMECÁNICOS.

Los relés electromecánicos de protección para sistemas de potencia están constituidos por una o más unidades detectoras de falla o “Unidades de Medidas” cuya función es de recibir la información del equipo primario y discriminar si existe o no una condición anormal. Para este efecto compara la magnitud eléctrica medidas

con otra llamada de referencia, que le ha sido proporcionada con anterioridad a través de sus elementos de “ajuste”. En el caso de detectar una condición anormal, emitirá la orden correspondiente a través del resto de los elementos que componen el relé, con el objeto de desconectar el sector o equipo comprometido, despejando la falla.

1.4.1.1 Componentes y unidades de un relé electromecánico.

Un relé cumple con la función para la cual está diseñado, a través de ciertos elementos como:

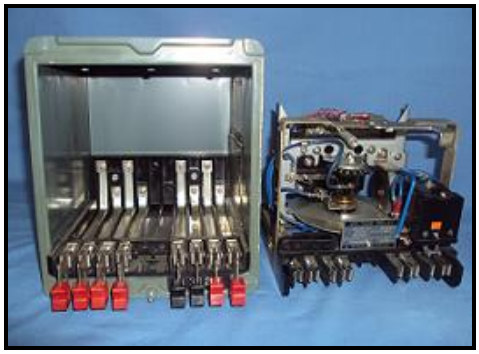


Figura 1.17 *Relé electromecánico*.

Elementos de ajuste.- Tienen como función la de poder dar diferentes niveles de operación y obtener características especiales de funcionamiento. Estos elementos son generalmente resistencia, reactancias, condensadores, bobinas con derivaciones o taps, etc.

Elementos auxiliares.- Son elementos internos del relé que se usan para adecuar las señales externas de modo de adaptarlas a la unidad de medida del relé. Por ejemplo transformadores de corriente auxiliares, para transformar una señal de corriente en voltaje.

Elementos de señalización.- Se agrupa aquí a los elementos internos del relé que permitan señalizar su operación (generalmente en forma visual: caída de una tarjeta, encendido de una señal luminosa etc.)

Contactos auxiliares.- Los que permiten aumentar la capacidad de potencia que pueda manejar el relé.

Unidad de medida.- Esta unidad es la que recibe en último término, la información del equipo protegido, mediante señales de corriente y voltaje, determinando por comparación la existencia de una condición anormal, los elementos de esta unidad son:

- **Elementos de excitación.-** Por lo general son bobinas y sirven de intermediarios entre la información y el elemento comparador.

- **Elementos antagónicos.-** Son aquellos cuya función permanente es la de oponerse a la acción o respuesta del elemento comparador, tratando de mantener en reposo a los elementos móviles o de dar retardo de tiempo a la operación de estos. Otros objetivos es la de evitar operaciones falsas por efectos extraños (Armónicos, golpes o interferencias) dando estabilidad a la operación y por otra parte, permitiendo la vuelta del sistema móvil al estado de reposo una vez cumplida su función.

- **Elemento comparador.-** Es el encargado de transformar las magnitudes informativas (corrientes y/o voltajes) en flujo, Fuerzas electromotrices, fuerzas magneto motrices o torques para compararlas y entregar una respuesta, ya sea en forma de movimiento o de señal.

Los relés electromecánicos se pueden clasificar en función del principio de funcionamiento del elemento comparador, principalmente en:

- Relés de atracción electromagnéticos.
- Relés de atracción por inducción.

1.4.1.2 Relés de atracción electromagnética.

Para estudiar su funcionamiento consideremos el relé tipo bisagra (armadura atraída) de la figura 1.18, el núcleo es de material magnético de alta permeabilidad y existe un pequeño entrehierro (x + d). Por lo tanto, la fuerza eléctrica queda.

$$F^e = -\frac{\mu_0 N^2 A}{2}\frac{i^2}{(x+d)^2} \qquad \text{Ecu1.3}^{13}$$

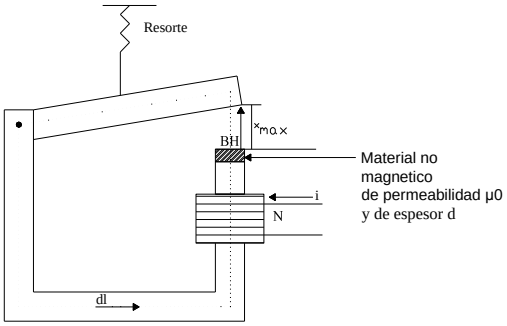


Figura 1.18 *Relé tipo armadura atraída*

Es decir, la fuerza eléctrica es proporcional al cuadrado de la corriente y actúa en sentido contrario a (x) esto tiende a cerrar la parte móvil. Por lo tanto, la ecuación de la fuerza neta sobre el elemento móvil es:

$$F = F^e - F_R \qquad \text{Ecu 1.4}^{14}$$

Donde F_R es la fuerza de oposición ejercida por el resorte, la que para pequeños desplazamientos se puede suponer constante, es decir: $F_R = K_2$

Además F^e se puede considerar independiente de la longitud del entrehierro por lo que se puede escribir como:

$$F^e = K_1 \; I^2 \quad \text{con} \quad K_1 = -\frac{\mu_0 N^2 A}{2(x+d)^2} \qquad \text{Ecu1.5}^{15}$$

$$F = K_1 I^2 - K_2$$

Esta ecuación permite graficar la fuerza F como función de la corriente I, como se

[13] VILLAROEL, Manuel. Op. Cit. p. 57
[14] Idem., p. 58
[15] Idem., p. 58

muestra en la siguiente figura donde $I_0 = \pm\sqrt{K_2/K_1}$; es la corriente mínima de operación (pick – up), se puede observar que la fuerza es positiva independiente del sentido de la corriente.

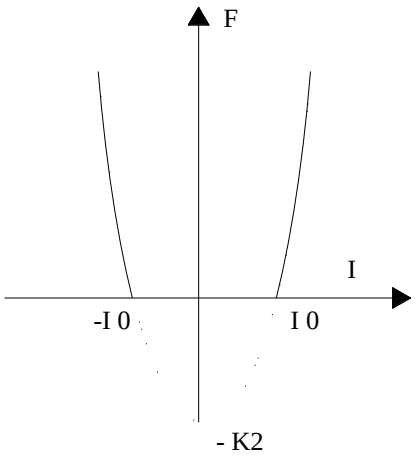


Figura 1.19 *Curva de operación de un relé tipo electromagnético*.[16]

Este tipo de relés tienen gran rapidez de operación sin embargo se les puede dotar de un tiempo de retardo utilizando medios tales como; mecanismos de relojería, amortiguadores hidráulicos o neumáticos. Existen varios tipos de relés electromagnéticos los que difieren de acuerdo a su forma de construcción, estos son:

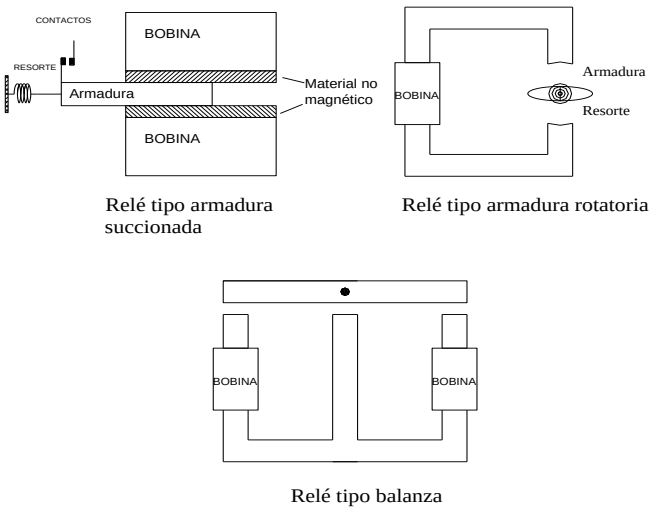


Figura 1.20 *Relés electromagnéticos*.

[16] VILLAROEL, Manuel, Op. Cit. p. 57.

1.4.1.3 Relés de inducción.

Operan bajo el principio de inducción electromagnética. Para producir el par de operación se requiere la interacción de dos flujos magnéticos separados espacialmente y desfasados en tiempo sobre un elemento móvil de material no ferro magnético, pero conductor de corriente.

Este principio se aplica a una estructura con un elemento móvil en forma de disco, la separación en el espacio se obtiene por el diseño del núcleo magnético y el desfasamiento por una bobina cortocircuitada. El par de rotación se produce cuando los flujos atraviesan el disco, que se desplaza en el entrehierro.

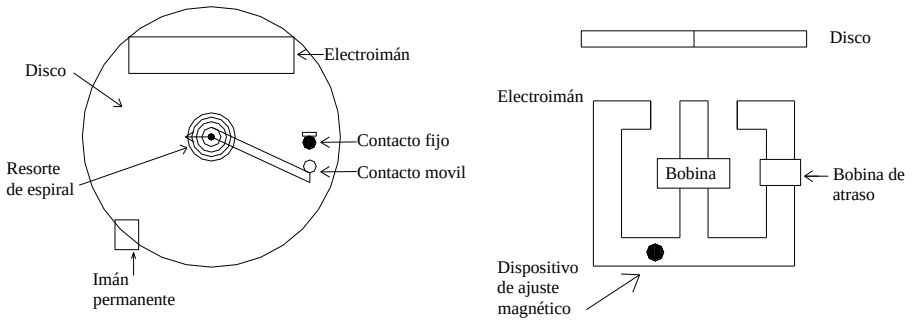


Figura 1.21 *Relé de inducción vista superior y frontal*.

Para completar las características del relé, éste cuenta con un imán permanente que frena el desplazamiento del disco para aumentar el tiempo de operación, además cuenta con un resorte en forma de espiral para cumplir las siguientes funciones.

- Asegura la posición original del relé cuando no hay corriente.
- Proporciona el par a igualarse para el arranque del disco.
- Regresa el disco a su posición original después de la operación
- Sirve de conductor para la conexión del contacto fijo.

La función derivada del principio de funcionamientos es:

$$F = K_C I^2 - K_r \qquad \text{Ecu 1.6}^{17}$$

F = Fuerza de atracción neta que hará girar el disco.

I = Corriente que circula por el relé.

K_C = Constante de conversión de la fuerza.

K_r = Fuerza de restricción (resorte + freno magnético + fricción).

El tiempo de respuesta u operación será en relación inversa a la magnitud de la corriente, es decir, a mayor corriente menor tiempo de operación, de aquí su nombre de relé de tiempo inverso, esta característica se obtiene principalmente por la restricción a través del resorte helicoidal y al diseño del disco. El ajuste del arranque (pick up) se obtiene mediante derivaciones (taps) de la bobina de corriente, para variar el número de vueltas y mantener el mismo número de (amperes –vuelta) necesarias para mover el disco, mientras que el tiempo se ajusta mediante el ángulo de desplazamiento del disco, a través del dial (palanca de tiempo).

El torque necesario para el movimiento del elemento móvil puede obtenerse de varias maneras, lo cual hace que los relés adopten diferentes formas constructivas.

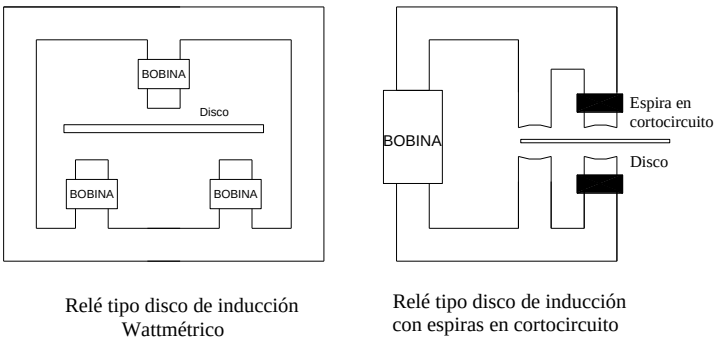


Figura 1.22 *Relés de inducción*.

[17] VILLAROEL, Manuel. Op. Cit. p. 62.

1.4.2 RELÉS ESTÁTICOS.

Los primeros diseños de relevadores estáticos fueron basados en la alta confiabilidad del transistor planar de silicio, esto marco el inicio para el desarrollo de los circuitos integrados, compuertas digitales y circuitos lógicos digitales y más tarde memorias y microprocesadores, con estos componentes se mejoraron las características de velocidad, sensibilidad, inmunidad a vibraciones, reducción en dimensiones y mantenimiento,

Las funciones son semejantes a la de los relés electromecánicos, a pesar de que los relevadores estáticos carecen de partes móviles, la terminología relativa al ajuste y operación es similar a la empleada en los relevadores electromecánicos.

Los relevadores utilizan los siguientes circuitos básicos:

- Rectificador, cuya función es convertir una entrada de corriente alterna en una señal de voltaje, capaz de ser medida y comparada.
- Detector de nivel, el cual compara una entrada analógica con un nivel prefijado, con el fin de responder a una salida analógica cuando este nivel es excedido.
- Temporizadores para demorar a manera constante o proporcional la entrada analógica de corriente.

Cada uno de estos circuitos, configuran una parte de los relés ilustrado en el diagrama de bloques de la figura 1.23

La corriente alterna que alimenta al relé es convertida en voltaje de corriente directa por medio de un transformador de corriente, un puente rectificador y una resistencia de carga conectada en paralelo, este voltaje es comparado con un nivel prefijado en el detector de nivel # 1, el cual genera un pulso al temporizador cuando el nivel es excedido.

El temporizador responde a un tiempo (en segundos). En el caso de los relés de tiempo, es proporcional a la magnitud de la corriente de entrada. Para este caso, un circuito de forma es requerido.

Generalmente el temporizador carga un capacitor, de manera que al alcanzar el valor prefijado en el detector de nivel # 2, se genera el pulso de salida. Los pulsos de operación del elemento instantáneo son obtenidos por medio del detector de nivel # 3, el cual opera al pasar por alto al temporizador.

Diodos emisores de luz (led's) son utilizados para abanderar la operación de los relés los cuales están normalmente apagados. Se iluminan cuando uno de los valores de ajuste (pick-up) es superado.

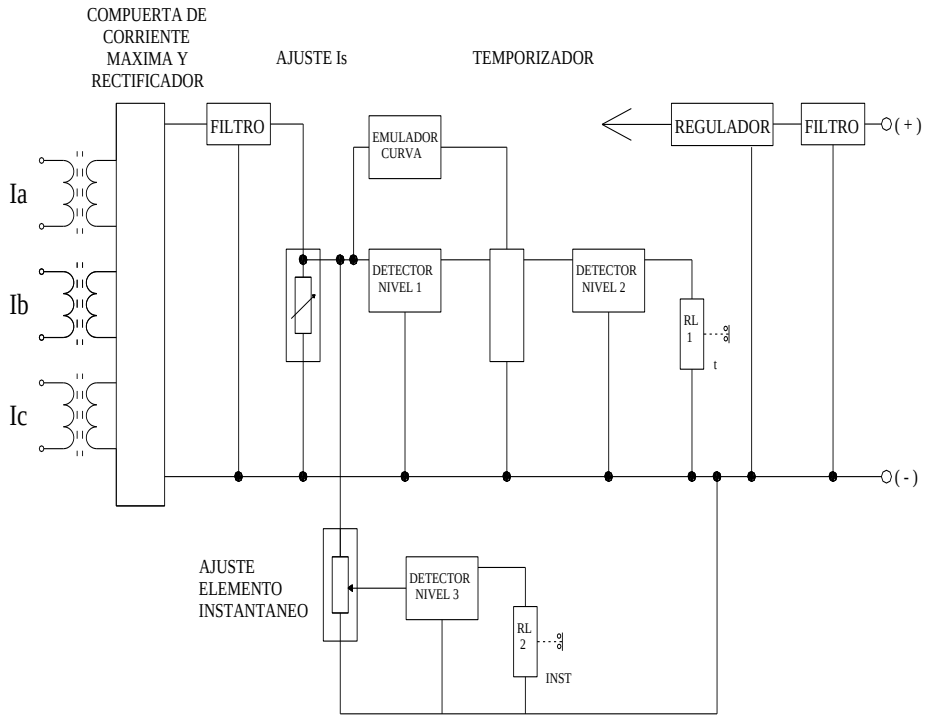


Figura 1.23 *Relé de sobrecorriente estático trifásico instantáneo y de tiempo.*[18]

[18] COURY, Denis, *Introducción a los Sistemas Eléctricos de Potencia*, Universidad de Sao Paulo, Sao Carlos, p.30

1.4.3 RELÉS DIGITALES NUMÉRICOS.

Con la aplicación de microprocesadores se han desarrollado procesadores que además de cumplir con funciones de protección, efectúan otras adicionales como son: medición, registro de eventos, localización de fallas y oscilografías.

Esto se lo realiza mediante el muestreo y manipulación de los parámetros eléctricos, los cuales son utilizados de forma numérica para resolver cada uno de los algoritmos que calcula el microprocesador para cumplir con las tareas anteriormente descritas.

1.4.3.1 La arquitectura de un relé digital.

Un relé digital es constituido por subsistemas con funciones bien definidas, las cuales muestran los estados de condicionamiento de las señales del relé desde la entrada hasta su procesamiento, y son compuestos por tres subsistemas fundamentales:

- Subsistema de condicionamiento de señales.
- Subsistema de conversión de señales.
- Subsistema de procesamiento digital de señales.

Los subsistemas de condicionamiento y conversión de señales son comunes en casi todos los tipos de relé digital. El tercer subsistema varía de acuerdo a la aplicación para la cual el relé está proyectado. Cada uno de los tres subsistemas es formado por un número de componentes y circuitos que serán detallados a continuación.

D/O = Salida de datos.
D/A = Conversión digital – analógico.
D / I = Entrada de datos.
A/D = Conversión analógico-digital.
CPU = Unidad central de procesamiento.

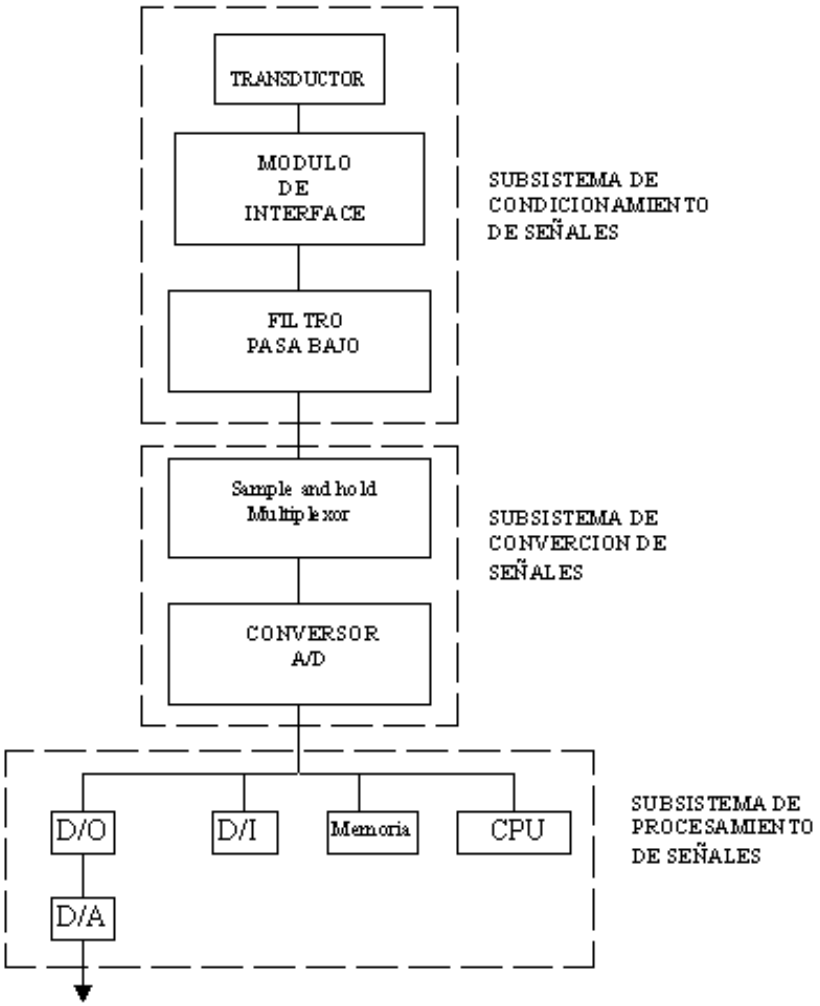


Figura 1.24 *Arquitectura del relé digital*[19].

1.4.3.2 Subsistema de condicionamiento de señales.

Transductor.

Como los relés operan con las señales de tensión y corriente relativamente altos estos deben ser atenuados a un nivel compatible al de los procesadores a través de transformadores denominados transductores, o simplemente transformadores de potencial TPs, y transformadores de corriente TCs. Los transductores deben siempre poseer alta calidad con el fin de reducir el error en esta etapa, visto que el desempeño del relé depende de la exactitud de la reproducción de la corriente de falla.

[19] COURY, Denis. Op. Cit. p. 42.

Modulo de interface

Después que las señales de tensión y corriente del secundario de los TCs y TPs fueron atenuados, ellos entran en un modulo de interface constituidos básicamente por capacitores y transformadores donde serán nuevamente atenuados hasta obtener niveles de discretos. Los transformadores reducen además los niveles de tensión de entrada y los filtros eliminan los componentes transitorios de alta frecuencia reduciendo así el error en la conversión análogo digital.

En esta etapa es realizada la conversión de las señales de corriente para señales de tensión pues los computadores trabajan solamente con tensión.

Filtraje de datos

Con los datos atenuados el paso siguiente es el filtraje analógico de señales, con la finalidad de reducir los componentes de alta frecuencia presentes cuando una falla ocurre, Las características dinámicas de los filtros pasa bajos así como sus características en régimen son de fundamentales para este objetivo.

1.4.3.3 Subsistema de conversión.

Sample and hold

Siendo el relé digital un dispositivo que trabaja con múltiples entradas de tensión y corriente, necesita manipular estas señales simultáneamente para realizar un correcto análisis.

Para esto se emplea varios circuitos conocidos como (sample and hold) en conjunto con un circuito multiplexador, en este esquema un circuito sample and hold es responsable del muestreo y almacenamiento de la señal de entrada para que un conversor A/D pueda realizar varias conversiones en cada instante de muestreo.

Multiplexador

En la operación de direccionamiento digital es usualmente utilizado un multiplexador analógico, este dispositivo selecciona una señal de un número de canales de entrada y lo transfiere para un canal de salida, permitiendo una transmisión de varios canales simultáneamente.

Conversor análogo digital.

Para cada instante definido por el reloj es ejecutada una conversión de señales analógicas de entrada para una forma digital a través de conversores A/D.

Un proceso típico de conversión de una variable analógica para digital es mostrado en la figura 1.25 donde se puede observar un arreglo Sample and hold/multiplexado

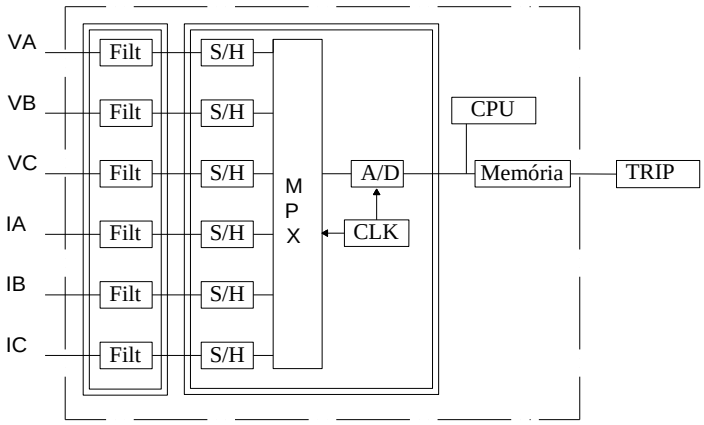


Figura 1.25 *Unidad digital del relé.*[20]

1.4.3.4 Subsistema de procesamiento digital de señal.

Este comprende un hardware y un software del relé. El hardware consiste en una central de procesamiento, memorias y un dispositivo de entradas y salidas. El software comprende la parte lógica del relé y un principio de operación conformado

[20] COURY, Denis. Op. Cit. p. 46.

de algunas rutinas que posibilitan su correcto funcionamiento, tales como: rutinas para la manipulación de datos de entrada y salida, rutinas para la manipulación de los elementos de salida, rutinas para un auto chequeo de hardware. El software es implementado a través de algún lenguaje de programación y compilado para un modelo de CPU presente en su hardware, los relés numéricos están constituidos básicamente por:

- Unidades de entradas analógicas y digitales.
- Fuente de alimentación.
- Microprocesadores para funciones de protección y medición.
- Memoria RAM para registro de eventos.
- Memoria EEPROM para grabar ajustes.
- Unidades de salida.
- Puertos de comunicación, display y teclado.
- Leds para señalización de banderas.
- Unidad de auto diagnóstico y monitoreo

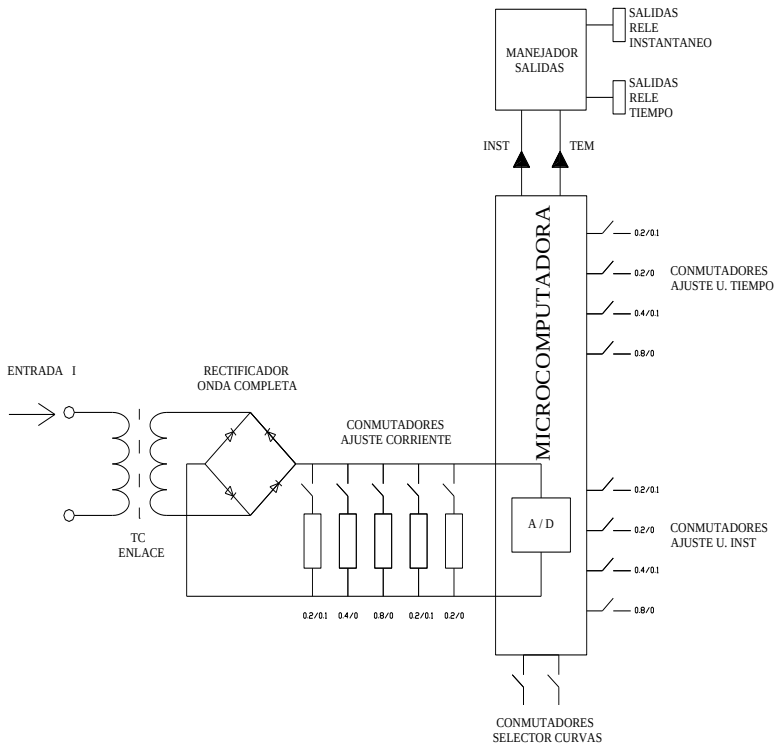


Figura 1.26 *Esquema del Relé digital de sobre corriente.*[21]

[21] COURY, Denis. Op. Cit. p. 50.

Las curvas características de operación de los relevadores digitales son seleccionables y responden a ecuaciones matemáticas, son utilizadas por el microprocesador para determinar el tiempo de operación bajo una condición de sobrecorriente dada, estas curvas han sido estandarizadas internacionalmente por la norma ANSI C 57.11.

TIPO DE CURVA	ECUACION
Inversa tiempo largo	$t = \frac{120}{M - 1} \cdot k$
Extremadamente inversa	$t = \frac{80}{M^2 - 1} \cdot k$
Muy inversa	$t = \frac{13.2}{M - 1} \cdot k$
Normal inversa	$t = \frac{0.14}{M^{0.02} - 1} \cdot k$
Inversa tiempo corto	$t = \frac{0.05}{M^{0.04} - 1} \cdot k$

K = palanca expresada en valor decimal.

M = Múltiplo de corriente mínima de operación.

Tabla 1.4 *Ecuaciones normalizadas que definen diferentes características de operación tempo- corriente, para relés digitales.*[22]

[22] COURY, Denis. Op. Cit. p. 44.

Entradas del relé digital.

El relé de IED es un elemento que permite aislar eléctricamente el circuito de entrada o mando y el circuito de salida, el Aislamiento, está asegurado generalmente por un acoplamiento óptico con semiconductor ejemplo.

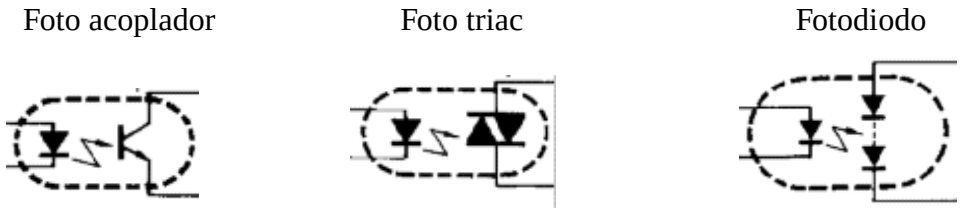


Figura 1.27 *Elementos de aislamiento para las entradas y salidas del relé digital.*

Salidas del relé digital.

El Circuito de salida, Salida de CA con tiristores anti paralelos o triacs, la salida CC con transistor bipolar o MOS FET, salida CA-CC con transistor MOS FET (ya que tiene igual ganancia en directo que en inverso), ofrecen Protección frente a transitorios mediante la utilización de redes RC, diodos, etc.

1.5 PROTECCIONES.

El sistema eléctrico está expuesto a eventos como fallas de equipo, fenómenos incontrolables como tormentas y descargas atmosféricas que hace que se produzcan condiciones anormales de operación y ante esto se requiere que los elementos de protección tengan un buen funcionamiento para controlar toda esta clase de eventos.

Entonces el correcto ajuste y coordinación del sistema de protecciones es necesario para que ante la presencia de estos eventos el sistema funcione adecuadamente para mantener el servicio permanente y con esto el usuario no sea el más afectado, dependiendo de los tipos de fallas se necesita diferentes clases de protecciones, los mismos que son ajustados dependiendo de las corrientes y voltajes de falla, es decir, los equipos de protección deben funcionar de tal manera que se pueda aislar los equipos fallados y restablecer lo más rápido el sistema.

Así mismo puede ocurrir que, ante cierto evento anormal el equipo principal que debe funcionar no actué de la manera correcta y por ende no se despeje la falla, ante esto se debe tener los equipos de respaldo para poder controlar la falla y que el sistema restablezca su servicio. Entonces se necesita que los equipos estén debidamente coordinados para que si algún elemento de protección no funcionó correctamente los equipos de respaldo actúen de inmediato.

El sistema de protección de los equipos y/o instalaciones del sistema tiene los siguientes objetivos:

- Aislar las fallas tan pronto como sea posible con la finalidad de minimizar las pérdidas económicas que se pudiesen producir como consecuencia de las fallas.

- Alertar sobre las condiciones anormales de operación del sistema con la finalidad de tomar las acciones preventivas que permitan evitar pérdidas económicas por posibles desconexiones. De acuerdo a la gravedad de la situación, efectuar operaciones automáticas de conexiones y/o desconexiones pertinentes.

- Alertar sobre el estado inapropiado de los equipos con la finalidad de tomar las acciones preventivas que permitan evitar pérdidas económicas por posibles fallas en dichos equipos. De acuerdo a la gravedad de la situación aislar al equipo del sistema.

1.5.1 CORTOCIRCUITOS.

Un cortocircuito es la desaparición del aislamiento relativo de dos conductores de voltaje diferente, alimentados de la misma fuente, sin la presencia de una impedancia conveniente. El cortocircuito puede ser realizado por contacto directo, llamado también cortocircuito metálico, como es el caso de dos conductores que se tocan o el toque de un conductor lanzado a una línea aérea. También puede ser causado por el deterioro o ruptura del aislante, como es el caso de arcos o fugas que se transforman en cortocircuitos. En líneas aéreas, los cortocircuitos son mucho más frecuentes y en

la mayoría de los casos se deben a ruptura o contaminación de las cadenas de aisladores, cortadura de conductores, balanceo de los conductores por la acción del viento, contacto accidental de la línea con cuerpos extraños, etc.

Las consecuencias de un cortocircuito se deben tanto a los efectos de la sobrecorriente como a los de las caídas de voltaje originadas por ésta.

En general, las corrientes de cortocircuito alcanzan magnitudes mucho mayores que los valores nominales de los generadores, transformadores y líneas. Si se permite que estas corrientes circulen por un período prolongado, pueden causar un serio daño térmico al equipo y problemas de estabilidad de funcionamiento en el SEP.

En este aspecto, el tipo de cortocircuito más severo es el trifásico, el que además de dar valores elevados de corriente, reduce a cero la capacidad de transmisión de una línea, le siguen los cortocircuitos, bifásico y finalmente el monofásico.

Los estudios de cortocircuito son esenciales para la selección de equipos, y el ajuste de sus respectivas protecciones. La duración del cortocircuito es el tiempo en segundos o ciclos durante el cual, la corriente de cortocircuito circula por el sistema.

1.5.1.1 Tipos de Cortocircuitos.

Un cortocircuito se manifiesta por la disminución repentina de la impedancia de un circuito determinado, lo que produce un aumento de la corriente. En sistemas eléctricos trifásicos se pueden producir distintos tipos de fallas, las cuales son:

Simétrica { Trifásica

Asimétrica { Falla Monofásica a tierra
Bifásica
Bifásica a tierra

1.5.2 COORDINACIÓN DE PROTECCIONES.

El estudio de coordinación de un sistema eléctrico de potencia consiste de un organizado estudio de tiempo-corriente de todos los dispositivos desde los centros de generación hasta las subestaciones de distribución. Este estudio es una comparación del tiempo donde los dispositivos operan cuando ciertos niveles anormales de corriente pasan a través de los dispositivos de protección.

Un estudio de coordinación sirve para determinar las características, valores y ajustes, de dispositivos de protección que aíslen a una falla o sobrecarga originada en cualquier parte del sistema. Al mismo tiempo los dispositivos y ajustes seleccionados deberán proveer satisfactoriamente la protección contra sobrecargas en los equipos e interrumpiendo cortocircuitos lo más rápido posible.

El estudio de coordinación provee datos útiles para la selección de relaciones de instrumentos de transformación, características y ajustes de los relés de protección. Esto también provee otra información pertinente para la provisión de una protección óptima, y selectividad o coordinación de estos dispositivos.

1.5.3 FLUJOS DE POTENCIA.

Los estudios de flujos de potencia son de gran importancia en la planeación y diseño de la expansión futura de los sistemas de potencia, así como también en la determinación de las mejores condiciones de operación de los sistemas existentes.

El propósito del programa de análisis de flujo de potencia es calcular con precisión los voltajes de estado estacionario en todas las barras de toda una red, y a partir de ese cálculo se obtiene los flujos de potencia activa y reactiva en cada una de las líneas y transformadores, bajo la suposición de generación y carga conocidas.

Su función básica radica en importantes detalles: modelar controles tales como derivaciones móviles de transformadores y potencia de salida reactiva del generador.

1.5.4 PROTECCIÓN DE DISTANCIA.

Una de las formas de detectar una anormalidad en un sistema eléctrico de potencia es medir su impedancia o reactancia, en un punto dado. Para este fin, la información de voltajes y corrientes se entrega a relés de protección que miden en todo instante la impedancia o reactancia por fase en el sentido de operación y que actúan cuando sus magnitudes bajan de un cierto valor.

A las protecciones que operan bajo este principio se les denomina: “Direccionales de Distancia” y se emplean principalmente en la protección de líneas de transmisión. Puesto que la impedancia de una línea de transmisión es proporcional a su longitud, para medir "distancias" se utiliza un relé capaz de medir la impedancia de la línea hasta un cierto punto. Este tipo de protección se diseña para operar solamente con fallas que ocurran entre el punto de ubicación de los relés y un punto dado de la línea, de modo que puedan discriminar entre fallas que ocurran en diferentes secciones de ella.

Los relés de distancia en la actualidad representan el elemento más importante dentro de todo el sistema de protecciones, debido a que funcionan como protección principal en las líneas de transmisión y subtransmisión. Esta es la protección que debe operar inmediatamente de producida la falla y despejarla instantáneamente o en intervalos de tiempo muy cortos, para poder evitar daños en equipos y garantizar un fluido eléctrico continuo en zonas no afectadas. De allí la importancia de realizar una buena coordinación de protecciones para relés de distancia.

En la actualidad existen relés de distancia que basan sus ajustes en la impedancia de secuencia positiva y secuencia cero de la línea protegida, por lo que se debe asegurar de tomar las consideraciones que podrían causar problemas con la variación de la impedancia.

Los relés digitales de distancia consisten de cuatro zonas. La primera zona tiene una acción instantánea para fallas sobre la línea protegida. Las otras zonas protegen la línea principal y las líneas adyacentes con tiempos de retardo incrementados en pasos discretos.

Para cada relé se debe encontrar valores de impedancia para el ajuste de cada zona y ajustes de tiempos de retardo para las zonas 2, 3 y 4. Se utiliza una secuencia ordenada de coordinación (principal / respaldo).

1.5.5 PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE DIRECCIONAL.

Un sistema eléctrico cuando está formado por varios anillos o cuando tiene varias fuentes de generación; al momento de ocurrir una falla en una línea, la corriente fluirá en ambas direcciones a través del los relés ubicados en los extremos de la línea protegida, por eso es necesario colocar relés direccionales que miren hacia la línea, para tener una gran selectividad de protecciones porque además de aplicarse el criterio de sobre intensidad también considera la orientación de la corriente, es decir, la protección de sobrecorriente direccional permite discriminar la parte de la red donde ocurre la falla mucho mejor que lo que hace la protección contra sobrecorrientes.

En la Figura 1.28 se indica las conexiones de los diferentes elementos que tiene la protección direccional de sobrecorriente.

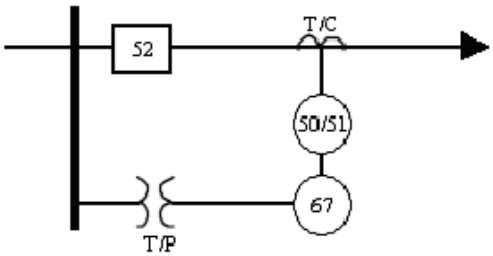


Figura 1.28 *Conexión Protección Direccional*

El principio de funcionamiento de la protección direccional de sobrecorriente es determinar la dirección a la falla que corresponde a la medida de diferencia angular entre la corriente y la magnitud de polarización y es determinada por una unidad direccional que está localizada en el relé. Esta unidad requiere que se le alimente con voltaje y corriente pero necesita que una de esas cantidades sea de referencia o

polarización. La magnitud de polarización no debe cambiar de polaridad cualquiera que sea la dirección del flujo de la corriente medida.

Como ya fue mencionado, el ángulo característico se define como el ángulo por el cual la corriente de operación aplicada al relé adelanta la tensión de polarización, de manera de producir una sensibilidad o el torque máximo para un relé electromecánico. Para un relé numérico, el ángulo característico es aquel en que alcanza su máxima sensibilidad.

El ángulo característico debe determinarse de forma que toda falla en la dirección de la detección escogida provoque una corriente situada en la zona de disparo y que toda falla en la otra dirección provoque una corriente situada fuera de esta zona. En la Figura 1.29 se indica la zona de operación del relé direccional y de los elementos que hace que la unidad direccional funcione.

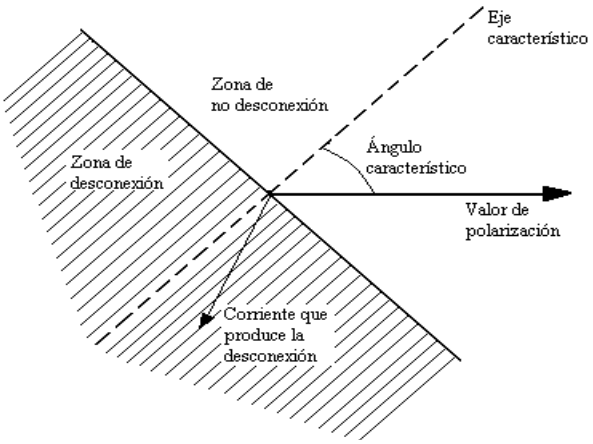


Figura 1.29 *Zona de Operación del Relé Direccional*[23]

Para poder determinar el ángulo característico se necesita tener para el caso de la protección de fase las medidas de corriente por fase y como magnitud de polarización un voltaje compuesto y para el caso de la protección de tierra se necesita la medida de las corrientes y voltajes residuales. Por lo tanto se deben tener conectadas individualmente a las fases A, B, C los transformadores de corriente y de voltaje para obtener los valores de corriente y voltaje y por ende el ángulo característico el cual es el desfasaje.

[23] VILLAROEL MORENO. Manuel. Op. Cit. p. 115.

1.5.5.1 Diagrama de conexión.

Existen muchos tipos de conexiones dependiendo del ángulo de fase con el cual las corrientes y voltajes son aplicados al relé. Los siguientes tipos de conexión son los que se han empleado por muchos años. Se clasifican como conexión 90º, 45º, 30º; esta denominación tiene que ver con la forma de conectarlos y no con el factor de potencia del sistema.

1.5.5.2 Ángulo de máximo torque.

El Ángulo de Máximo Torque o Ángulo Característico del Relé es el que corresponde al punto de mayor sensibilidad del relé. se lo calcula en función de los datos de impedancia de la línea

1.5.5.6 Determinación de la relación de transformación de los TCs.

Para la determinación de la relación de transformación de los TCs, se basa en el límite térmico y corriente nominal que puede soportar el elemento a protegerse;

Para el caso de líneas se selecciona el transformador de corriente refiriéndose al límite térmico (capacidad de corriente máxima que puede soportar el conductor) que es proporcionado por el fabricante. Para transformadores la corriente máxima de carga que circula por el transformador se calcula a su máxima potencia y nivel de voltaje en el devanado correspondiente (alto o bajo voltaje), como se indica en la siguiente fórmula:

$$I_N = \frac{S}{\sqrt{3}V}$$ Ecu 1.7[24]

I_N = Intensidad nominal.
S = Potencia aparente.
V = Voltaje de línea.

[24] Idem., p. 122.

Los TCs solo puede soportar un factor de sobrecarga del 10% (porcentaje adicional de corriente nominal que puede soportar).

1.5.5.7 Determinación del tap

Para calcular el valor del TAP se hace referencia a la corriente nominal del elemento a proteger. Para el Sistema Eléctrico Quito se basó en dos consideraciones, el límite térmico en el caso de líneas y la corriente de máxima carga para transformadores, adicionalmente el valor nominal de transformación de los TCs para establecer la sensibilidad del relé sin producir daños en los TCs. Como corriente nominal se toma el mínimo valor de corriente en relación al límite térmico del conductor y a la relación de corriente del TCs.

Para el cálculo del tap se establece la siguiente ecuación a continuación:

$$TAP_{FASE} = \frac{I_N}{RTC}$$ Ecu 1.8[25]

TAP_{Fase} = Parámetro de ajuste de pasos.
I_N = Intensidad nominal.
RTC = Relación de transformación.

Para los relés de falla a tierra, el valor del TAP es determinado tomando en cuenta el desbalance máximo que podría existir en el sistema, bajo las condiciones de operación normal indicada en la siguiente expresión:

$$TAP_{TIERRA} = \frac{0.3 * I_N}{RTC}$$ Ecu 1.9[26]

[25] VILLAROEL MORENO. Manuel. Op. Cit. p. 123.

[26] Idem., p. 123

1.5.5.8 Cálculo del ajuste para la protección instantánea de Sobre Corriente Direccional.

Se establece con la corriente de cortocircuito que atraviesa el relé para una falla al 80% del elemento protegido. La corriente de cortocircuito trifásica se utiliza para el instantáneo de fase y la corriente de cortocircuito monofásica se utiliza para el instantáneo de tierra.

$$Ins_{FASE} = \frac{Icc_{(80\%)(F-F)}}{RTC}$$ Ecu 1.10[27]

Ins_{FASE} = Ajuste instantáneo de fase.
$I_{CC\ (F-F)}$ = Intensidad de cortocircuito trifásica.
RTC = Relación de transformación.

$$Ins_{TIERRA} = \frac{Icc_{(80\%)(F-T)}}{RTC}$$ Ecu 1.11[28]

Ins_{TIERRA} = Ajuste instantáneo de tierra.
$I_{CC\ (F-T)}$ = Intensidad de cortocircuito monofásica.
RTC = Relación de transformación.

Se considera los valores de corrientes de cortocircuito que circulan por los TCs.

1.5.6 PROTECCIÓN DIFERENCIAL.

Los relés diferenciales toman una variedad de formas, dependiendo del equipo proteger. La definición de cada uno de los relés es "uno que opera cuando la diferencia vectorial entre dos o más cantidades eléctricas similares exceden el valor predeterminado". Es una protección de tipo primario y debe ser completada con protecciones de respaldo.

[27] VILLAROEL MORENO. Manuel. Op. Cit. p. 125
[28] Idem., 125

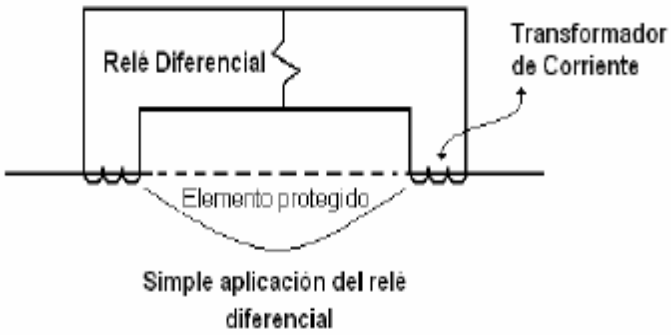


Figura 1.29 *Protección Diferencial*[29]

El concepto es una extensión de la ley de Kirchoff de las corrientes: la suma de todas las corrientes dentro de una región debe ser igual a cero. Se instalan transformadores de corriente (TC) en cada extremo o terminal de la zona protegida y conectada en forma conjunta como se indica en la Figura 1.32

Para fallas externas, donde la corriente de falla pasa a través de la zona, la corriente circula en el secundario de los transformadores de corriente (TC) sin pasar a través del relé. Si la falla es interna a la zona, las corrientes de los secundarios de los transformadores de corriente se oponen mutuamente y la resultante es forzada a circular por el relé.

1.5.7 PROTECCIÓN DIFERENCIAL DE BARRA.

Este principio es una aplicación directa de la primera ley de Kirchhoff. La sumatoria de corrientes en la barra es cero (corrientes que entran son iguales a las corrientes que salen), en la realidad no se logra obtener esta característica, se presenta un pequeño valor de corriente en el circuito diferencial debido a errores en los transformadores de corriente, por pérdidas e inexactitud en la medición proporcionado por la relación de transformación.

[29] VILLAROEL MORENO. Manuel. Op. Cit. p. 143.

1.5.7.1 Características de los transformadores de corriente.

Para la protección diferencial los TCs principales deben satisfacer las siguientes condiciones:

- Todos los TCs tienen que tener la misma relación de espiras y la misma característica magnética. La resistencia del arrollamiento secundario del TC debe ser la más baja posible.

- En el caso de TCs multi-relación, los mismos deben ser utilizados en su máximo valor de toma para evitar que, comportándose como auto transformador, se manifieste una elevada tensión entre los extremos del arrollamiento durante el uso de una toma intermedia. [30]

1.6 SISTEMA SCADA.

El sistema SCADA *(Supervisory Control and Data Acquisition)* tienen la función de supervisar, controlar y adquirir datos de las variables de un proceso en tiempo real, dependiendo del proceso la naturaleza de la variable es muy diversa: presión, temperatura, flujo, potencia, intensidad de corriente, voltaje, densidad, etc. Estos sistemas consisten de cinco componentes principales: una computadora maestra, unidades terminales remotas (RTU), transductores, periféricos para la comunicación, software de aplicación.

En una subestación eléctrica el sistema SCADA tiene la función de supervisar, controlar y adquirir datos del proceso de distribución de energía eléctrica, para los cual monitorea tanto las señales digitales correspondientes a los estados de equipos y alarmas de la subestación, como las señales análogas de corriente y voltaje, todas estas señales son dirigidas hacia una RTU, en donde por medio de transductores cada una de estas señales son convertidas en una señal digital apropiada para ser transmitidas hacia el centro de control mediante los periféricos de comunicación.

[30] COURY. Denys. OP. Cit. p. 140

En el centro de control, el periférico de comunicación recepta la información y la direcciona hacia un computador en donde por medio de software apropiados es administrada y organizada para que el operador pueda realizar una serie de análisis o estudios con los que se pueden obtener valiosos indicadores que permitan una retroalimentación del proceso. Esta información también puede servir de base para que el operador tome la decisión de realizar una acción de control sobre el proceso.

Para ejecutar una acción de control se tiene que realizar el proceso inverso al detallado anteriormente, con la diferencia de que al final esta acción es procesada por una salida de control de la RTU, la misma que se encarga de la operación del equipo de la subestación. La inversión de un sistema SCADA es justificada por: El numero de variables del proceso que se necesita monitorear, la necesidad de optimizar y facilitar las operaciones de la subestación, el incremento de la calidad del proceso de distribución de energía eléctrica.

1.6.1 FUNCIONES DEL SISTEMA SCADA.

Dentro de las funciones básicas realizadas por un sistema SCADA en una subestación están las siguientes:

- Supervisar el funcionamiento de una subestación eléctrica en tiempo real.

- Ejecutar acciones de control iniciadas por el operador, tales como: abrir o cerrar interruptores de potencia, arrancar o parar sistemas de ventilación, modificar valores de set point de un controlador, etc.

- Adquirir, almacenar y organizar información, correspondiente a señales análogas o digitales de la subestación, en forma continua y confiable.

- Alertar al operador de cambios detectados en la subestación, tanto aquellos que no se consideren normales (alarmas) como cambios que se produzcan en la operación diaria de la subestación (eventos).

- Administrar y organizar la información obtenida por el sistema para realizar: reportes, gráficos de tendencia, historia de variables, cálculos, predicciones, detección de fugas, etc.

- Reducir los tiempos del restablecimiento de los equipos de una subestación después de una falla, con la finalidad de incrementar la calidad del proceso de distribución de energía eléctrica.

1.6.2 BENEFICIOS DEL SISTEMA SCADA

- Reducción de los costos de producción y operación.
- Aumento de producción.
- Reducción de los costos de mantenimiento.
- Mejoramiento de la coordinación con el área de mantenimiento.

CAPITULO II

ANÁLISIS DEL SISTEMA DE PROTECCIONES DE LA SUBESTACIÓN NORTE

2.1 INTRODUCCIÓN.

La Subestación Norte de la EEQ.SA, está configurada con un esquema de Barra Principal y Barra de Transferencia, en la que se encuentran instaladas 9 bahías para el servició de 8 L/T (Líneas de Trasmisión) de 46 Kv. Las mismas que tienen la función de interconectar subestaciones tanto de generación como de distribución, estas líneas de transmisión son las siguientes:

- **DISYUNTOR 1** L / T NORTE – EL BOSQUE (15) - RIO COCA (16).
- **DISYUNTOR 2** LIBRE.
- **DISYUNTOR 3** L / T NORTE - GRANDA CENTENO (13).
- **DISYUNTOR 4** TRANSFERENCIA.
- **DISYUNTOR 5** L / T NORTE - CUMBAYA 1 (80).
- **DISYUNTOR 6** L / T NORTE - CUMBAYA 2 (80).
- **DISYUNTOR 7** L / T NORTE - CAROLINA (24) – (12)-(39).
- **DISYUNTOR 8** L / T NORTE - VICENTINA (39).
- **DISYUNTOR 9** L / T NORTE - OLÍMPICO (1).

.

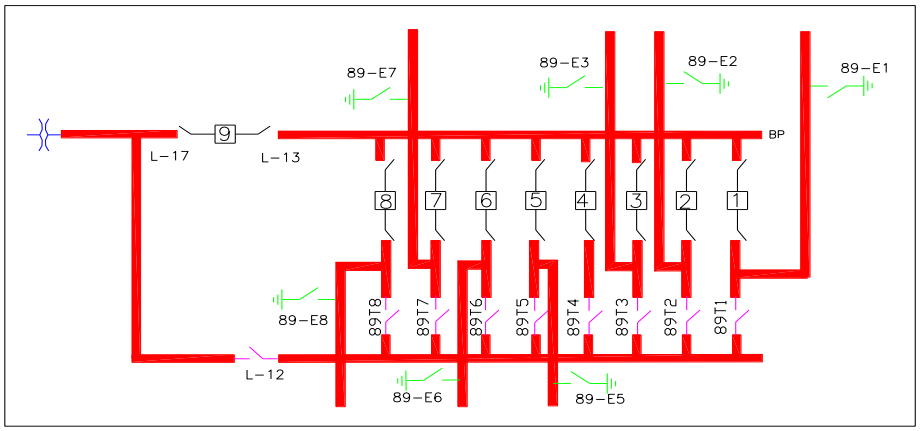


Figura 2.1 *Diagrama unifilar de la S/E Norte configuración Barra principal y transferencia.*

El conjunto del los equipos que se utilizan para proteger, conectar o seccionar una L/T toma el nombre de bahía, estos equipos son:

- Un interruptor de Potencia (52-1).
- Dos seccionadores adyacentes al Interruptor de Potencia (89-11 y 89-12).
- Un seccionador de Puesta a tierra (89-E1).
- Un seccionador de trasferencia (89–T1).
- Dos juegos de transformadores (TCs).

La bahía de transferencia cuenta con un interruptor y dos seccionadores adyacentes la misma que mediante una secuencia de operación conecta la barra principal con la barra de transferencia para suplantar cualquier disyuntor ya sea por mantenimiento correctivo o preventivo, la figura 2.3 muestra el diagrama unifilar de la bahía de la L/T Norte – (15) – (16) y el diagrama unifilar de la bahía de transferencia.

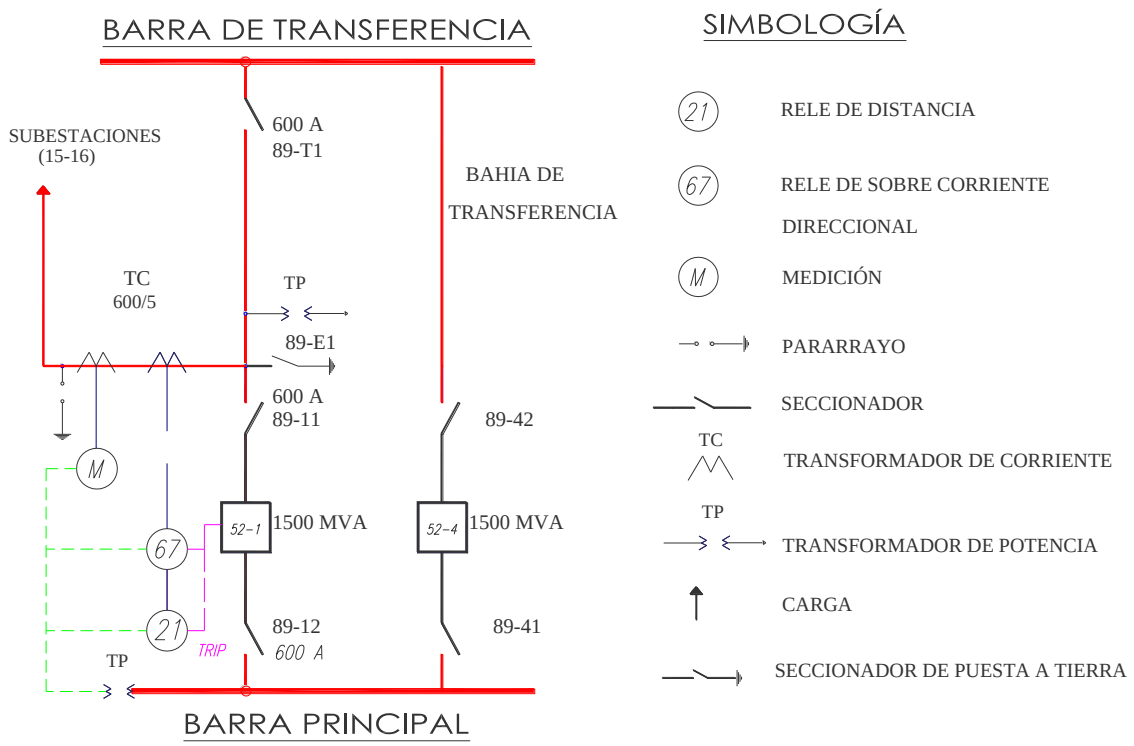


Figura 2.2 *Diagrama unifilar de la bahía de la L/T Norte – (15) - (16) y de la bahía de Transferencia.*

Para poder explicar el funcionamiento tanto de los esquemas de control como de los esquemas de protección se ha utilizado como referencia la bahía correspondiente a la L/T Norte – (15) – (16), tomando en cuenta que el resto de bahías operan exactamente bajo las mismas condiciones.

2.2 ESQUEMAS DE CONTROL.

Los esquemas de control contienen los circuitos y puntos de conexión tanto del tablero de control, como de los seccionadores y disyuntores involucrados en la operación de la subestación. Estos esquemas se encuentran divididos por bahías, cada una de ellas en relación con la bahía de transferencia. En el Anexo (A-1) se presenta los esquemas de control actualizados de la L/T Norte - (15) - (16).

Figura 2.3 *Tablero de control de la S/E Norte.*

2.2.1 CONDICIONES DE OPERACIÓN.

La operación de la L/T Norte – (15) – (16) se la realiza mediante el tablero de control. Para realizar las condiciones de operación de los diferentes equipos de la subestación se emplea los contactos auxiliares de control y elementos electromecánicos que cada equipo posee, sea este disyuntor, seccionador o tablero de control.

La conexión serie o paralelo de dichos contactos permite obtener una determinada secuencia de operación, la misma que se denomina Interbloqueo.

La bahía de la L/T Norte – (15) – (16) de la figura 2.2 opera bajo las siguientes condiciones:

2.2.1.1 Condiciones de Interbloqueo para la operación de apertura y cierre de los seccionadores adyacentes 89-11 y 89-12.

- Disyuntor 52-1 abierto.

2.2.1.2 Condiciones de Interbloqueo para la operación de apertura y cierre del seccionador de puesta a tierra 89-E1.

- Seccionadores adyacentes 89-11 y 89-12 abiertos.
- Seccionador de transferencia 89-T1 abierto.

2.2.1.3 Operación del Disyuntor 52-1.

- La manija N/T (Normal / Transferencia) en posición NORMAL.
- La manija L/R (Local / Remoto) del disyuntor en posición Remoto.
- Seccionadores 89-11 y 89-12 cerrados.
- Sincronismo habilitado para la conexión.
- Todas las protecciones habilitadas (No activos los disparos de protecciones).

Para operación desde el cuarto de control, el L/R del disyuntor debe estar en REMOTO.

Para operación desde el patio, los seccionadores 89-11 y 89-12 abiertos y la manija L/R del disyuntor debe estar en LOCAL.

2.2.1.4 Disparo Disyuntor 52-1.

- La manija N/T (Normal / Transferencia) en posición NORMAL.
- Las protecciones que enviarán el disparo son:

  Distancia (21),

  Sobrecorriente Direccional (67/67N).

  Diferencial de Barra (87-B).

2.2.1.5 Operaciones para transferir la carga del disyuntor 52-1 a la bahía de transferencia.

- Cerrar el seccionador 89-T1 y los seccionadores de la posición de transferencia (89-41, 89-42).
- La manija N/T correspondiente al Disyuntor 52-1 en posición NORMAL.
- La manija L/R del disyuntor 52- 4 en posición Remoto.
- Seccionadores 89-11 y 89-12 cerrados.
- El disyuntor 52-1 cerrado.
- Sincronismos habilitado para la conexión.
- Todas las protecciones habilitadas (No activos los disparos de protecciones).

Una vez conectado el disyuntor 52-4.

- Cambiar la manija N/T correspondiente al Disyuntor 52-1 a Transferencia.
- Desconectar el disyuntos 52-1.
- Abrir los seccionadores adyacentes 89-11 y 89-12.

Para operación desde el cuarto de control, el L/R del disyuntor debe estar en

REMOTO.

Para operación desde el patio, los seccionadores 89-41 y 89-42 abiertos y la manija L/R del disyuntor debe estar en LOCAL.

2.2.1.6 Disparo del Disyuntor 52-4 al transferir la carga del disyuntor 52-1.

En este caso los disparos del Disyuntor 52-1 serán transferidos al disyuntor 52-4 en el momento que se cambia de Normal a Transferencia la manija N/T del disyuntor 52-1, y las condiciones para realizar esta operación son:

1. Disyuntor 52- 1 abierto.
2. Seccionadores adyacentes 89-11 y 89-12 abiertos.
3. Manija N/T correspondiente al Disyuntor 52-1 en TRANSFERENCIA.

2.2.1.7 Condiciones de Interbloqueo para cierre del seccionador de transferencia 89-T1.

1. Interbloqueo del seccionador 89-T1 (*) habilitado.
2. Disyuntor 52-4 abierto.
3. Seccionadores 89-T41, 89-T42 y 89-E1 abiertos.

(*) El Bloqueo del seccionador 89-T1 se realiza electromecánicamente con los contactos auxiliares de cada seccionador de transferencia con la finalidad de garantizar la condición de que ningún seccionador de transferencia este cerrado.

2.2.1.8 Condiciones de Interbloqueo para apertura del seccionador de transferencia 89-T1.

1. Disyuntores 52-4 abierto.
2. Seccionadores 89-41, 89-42 y 89-E1 abiertos.

2.3 ESQUEMAS DE MEDICION Y PROTECCIÓN DE LA SUBESTACIÓN NORTE.

La S/E Norte cuenta con una protección de distancia más una protección de Sobre corriente Direccional para cada L/T, adicionalmente cuenta con una protección Diferencial de Barra, el Anexo (A-2) contiene el diagrama unifilar actualizado de la S/E Norte.

Cada línea de transmisión cuenta con dos juegos de transformadores de corriente como indica la figura 2.2 para alimentar los circuitos de protección y medición, el Anexo (A-3) presenta el esquema original de los circuitos de corriente y potencial de la L/T Norte – 15 - 16.

2.3.1 ESQUEMAS DE MEDICIÓN.

El primer juego de TCs se utiliza para el circuito de medición, en el cual se conectan un Vatímetro en serie con un Volta Amperímetro y este a su vez en serie con un Amperímetro, Como indica la figura 2.4, esta configuración se mantiene en la actualidad.

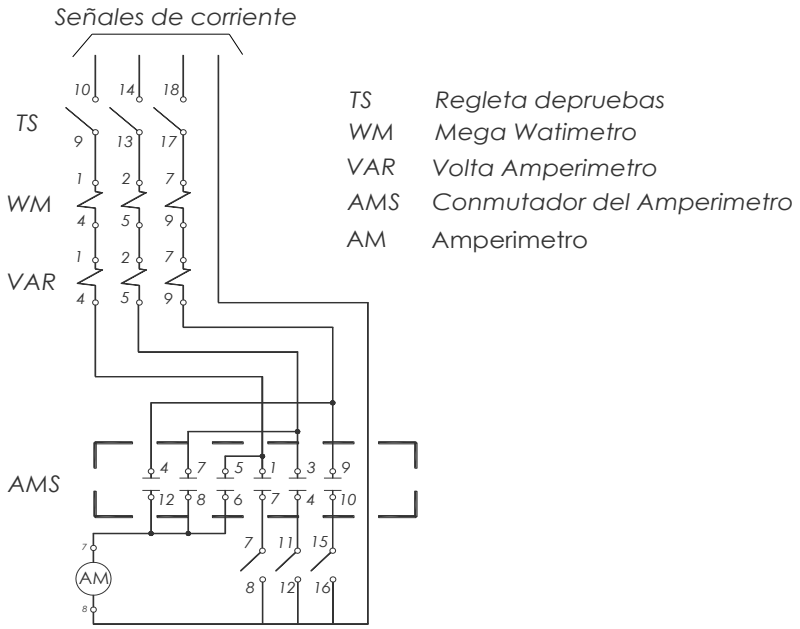


Figura 2.4 *Diagrama del circuito de medición de la L/T Norte – 15 – 16..*

2.3.2 ESQUEMAS DE PROTECCIÓN.

2.3.2.1 Protección de Distancia y Sobre Corriente Direccional.

Las protecciones de Distancia y de Sobre corriente direccional utilizan señales de corriente y de voltaje como indica la figura 2.5.

Las cuales mediante elementos auxiliares desconectan el disyuntor en caso de que las protecciones operen.

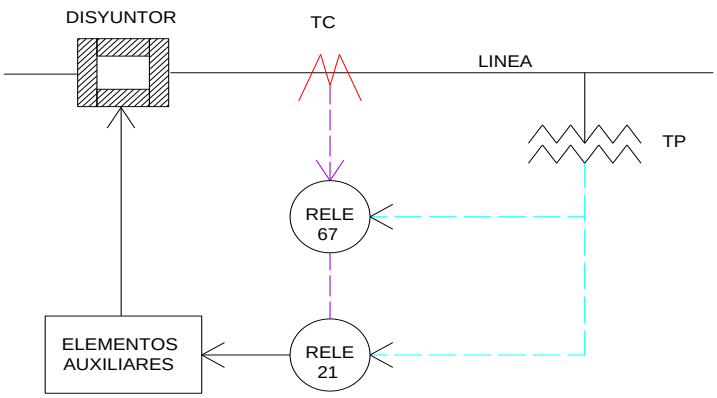


Figura 2.5 *Esquema unifilar del sistema de protecciones de la L/T Norte-15 - 16.*

El segundo juego de TCs se utiliza para el circuito de protecciones, en el mismo que se conecta la protección de sobrecorriente direccional en serie con la protección de distancia, adicionalmente en las señales de corriente se instalan en serie tres TCs uno para cada fase con la finalidad de tener las señales de corriente necesarias para la protección Diferencial de Barra.

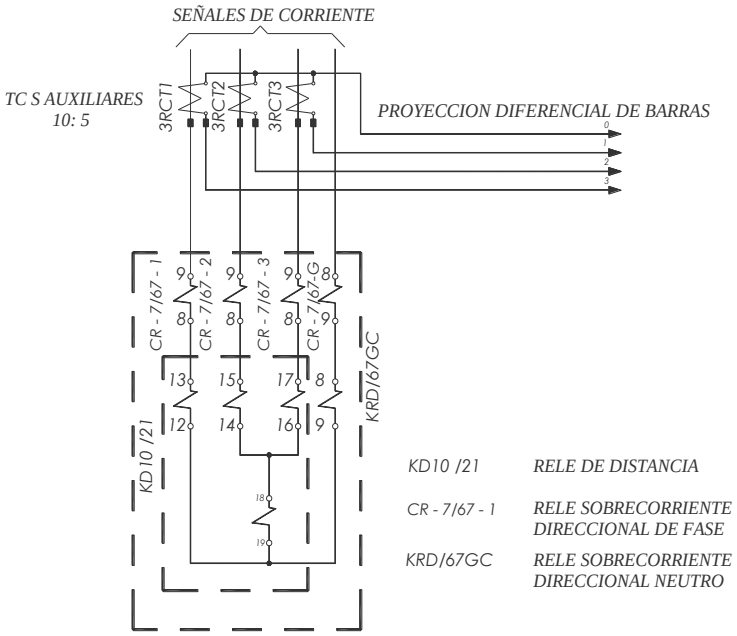


Figura 2.6 *Diagrama original de corrientes de las protección de la L/T Norte-15-16.*

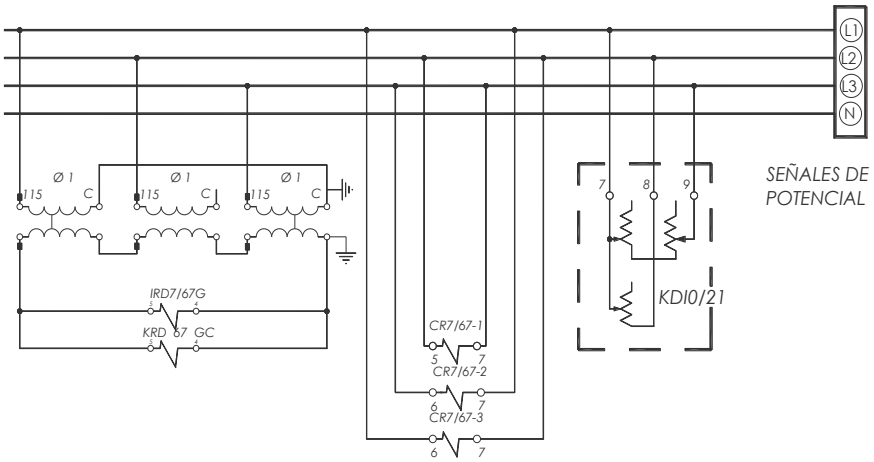


Figura 2.7 *Diagrama original del circuito de potencial de las protección de la L/T Norte - 15 -16.*

Originalmente la protección de distancia se realizaba mediante un relé electromecánico marca Westinghause tipo KD10 y la protección de Sobrecorriente Direccional con tres relés monofásicos marca Westinghause tipo CR7 y un relé de tierra marca Westinhause tipo IRD7. Los circuitos de corriente de estas protecciones estaban conectados como indica la figura 2.6.

En la actualidad la protección de distancia la realiza un relé IED marca Siemens tipo 7SA611 y la protección de Sobre Corriente Direccional la realiza un relé IED marca Siemens tipo 7SJ645. Los esquemas de protección actualizados se presentan en el Anexo (A- 4).

(a) (b)

Figura 2.8 *Cambio de relés electromecánicos 21 y 67 de la protección de la L/T Norte 15-16, por relés IED a.- Vista frontal (b) Vista posterior (conexiones).*

2.3.2.2 Protección Diferencial de Barra.

Este principio es una aplicación directa de la primera ley de Kirchhoff. La sumatoria de corrientes en la barra es cero (corrientes que entran son iguales a las corrientes que salen), por esta razón cada línea de transmisión aporta señales de corriente hacia el relé diferencial de Barra mediante tres transformadores de corriente auxiliares instalados en serie en cada fase de las señales de corriente figura 2.6.

La protección Diferencial de Barra se realiza mediante un relé electromecánico Westinghause tipo CA11, el mismo que está provisto de cuatro entradas trifásicas de corriente para realizar su sumatoria.

Debido a que la S/E Norte cuenta con 7 L/T, cada una de estas aporta señales de corriente independientes. Por lo que es necesario realizar un sumatorio exterior de las señales de corriente de tal forma que se puedan alimentar las cuatro entradas que posee el relé Diferencial de Barra.

El plano actualizado de esta protección se encuentra en el Anexo (A-5).

Relés auxiliares.

Entre los relés adicionales que se utilizan para la operación de la subestación están:

Relé de Sincronismo.- Este equipo tiene la función de comparar el voltaje de la barra con el voltaje de la línea de transmisión para habilitar o no el circuito de conexión del interruptor correspondiente a esta línea.

Relé de bloqueo.- Este equipo tiene la función de bloquear la conexión de cualquier interruptor si la protección Diferencial de barra actúa.

Relés Supervisores de Voltaje.- Estos equipos sirven para supervisar el voltaje de corriente continua en la subestación.

Relés Auxiliares de disparo.- Estos equipos se utilizan para aumentar el amperaje de los contactos del circuito de disparo.

2.4 DETALLE DE LOS EQUIPOS INSTALADOS EN LA SUBESTACIÓN NORTE.

LINEA O ELEMENTO	PROT	RELE ORIGINAL	TIPO	RELE ACTUAL	TIPO
Línea Norte	21	Westinghause	KD10	SIEMENS	7SA 611
15 - 16	67	Westinghause	CR7 IRD7	SIEMENS	7SJ645
Línea Norte	21	Westinghause	KD10	ABB	REL 511
13	67	Westinghause	CR7 IRD7	Westinghause	CR7 IRD7
Línea Norte	21	Westinghause	KD10	ABB	REL 511
80 (1)	67	Westinghause	CR7 IRD7	Westinghause	CR7 IRD7
Línea Norte	21	Westinghause	KD10	ABB	REL 511
80 (2)	67	Westinghause	CR7 IRD7	Westinghause	CR7 IRD7
Línea Norte	21	Westinghause	KD10	ABB	REL 511
24-12-39	67	Westinghause	CR7 IRD7	Westinghause	CR7 IRD7
Línea Norte	21	Westinghause	KD10	ABB	REL 511
39	67	Westinghause	CR7 IRD7	Westinghause	CR7 IRD7
Barra Principal y Transferencia	87 B	Westinghause	CA11	Westinghause	CA 11

Tabla 2.1 *Listado de relés de protección de la Subestación Norte.*

2.5 LINEAMIENTOS ALTERNATIVOS.

Luego del análisis de cada parámetro que forma parte de la Subestación Norte se establece que las instalaciones de la subestación actualmente presentan una mezcla de tecnología ya que muchos relés electromecánicos han sido sustituidos por relés IEDs, debido a su mal funcionamiento o requerimientos propios del sistema de protecciones, este remplazo a ocasionado factores para que la confiabilidad del sistema de protecciones disminuya.

Entre estos factores se pueden citar los siguientes:

- No existen planos actualizados de los cambios realizados tanto de los esquemas de control como de los esquemas de protección,

- Al tener relés electromecánicos trabajando en conjunto con relés IEDs se dificulta la coordinación de protecciones.

- Desperdicio de recursos debido a que los relés electromecánicos que han sido sustituidos cumplen exclusivamente funciones de protección y el relé IED que se ha utilizado para su remplazo está destinado a cumplir exactamente la misma función, desperdiciando así su verdadero potencial que entre varias de sus funciones puede realizar tareas de control, monitoreo y comunicación.

- La subestación Norte al igual que el resto de subestaciones de la EEQ.SA están en un proceso de integración a un sistema SCADA, por lo que es imprescindible preparar sus instalaciones para que este proceso sea versátil.

Con la finalidad de resolver los factores anteriormente descritos y de solventar los nuevos requerimientos del Sistema de Transmisión de la EEQ.SA se propone reconfigurar los esquemas de protección y control mediante relés alfanuméricos para modernizar la Subestación Norte de la EEQ.SA".

CAPITULO III

DISEÑO DE LA RECONFIGURACIÓN DE LOS ESQUEMAS DE CONTROL Y PROTECCIÓN

3.1 INTRODUCCIÓN.

La reconfiguración consiste en rediseñar los circuitos de control y protección anteriormente descritos utilizando relés IEDs alfanuméricos, manteniendo la filosofía de protecciones que consiste en una protección de Distancia (21) y una de Sobre Corriente Direccional (67) para la protección de cada L/T, y una protección Diferencial de Barra (87B).

3.2 RECONFIGURACIÓN DE LOS ESQUEMAS DE CONTROL Y PROTECCIÓN.

La S/E Norte mantiene una configuración de Barra Principal y Barra de Transferencia, en la que cada bahía que conforma la subestación sirve a una L/T especifica, excepto la bahía del disyuntor 4 denominada (Bahía de Transferencia).

Mediante esta configuración cualquier L/T puede ser transferida a la bahía de transferencia por razones de mantenimiento preventivo o correctivo de los equipos de la instalación.

En la reconfiguración de los esquemas de control y protección se ha utilizado relés IEDs alfanuméricos de tecnología SIPROTEC correspondientes a la casa comercial Siemens.

Estos equipos trabajan aplicando principios numéricos de medición. El procesamiento de señales completamente numérico posibilita una alta precisión de medida y consistencia en el tiempo así como la supresión de armónicos y fenómenos transitorios, proporcionando el grado más alto de seguridad en la determinación de

las respuestas de las protecciones. Mediante una función integrada de auto supervisión se reconocen y se señalizan rápidamente fallos en el equipo. Con esto, se descarta, prácticamente por completo, el fallo de una protección durante una perturbación de la red.

El usuario puede elegir entre equipos independientes para funciones de protección y control de subestaciones o una solución que integre ambos a nivel de la subestación.

Para esto se disponen de las siguientes posibilidades:

- Funciones de protección y de control de subestaciones en equipos independientes,

- Equipos de protección con los cuales se puede accionar el interruptor de potencia de la posición de línea, mediante los interfaces de comunicación.

- Equipos integrados que además de las funciones de protección, ofrecen funciones operacionales locales para diferentes unidades de mando con amplias funciones de control para subestaciones.

Los IEDs alfanuméricos SIPROTEC cumplen con todos los requisitos de las tecnologías de comunicación modernas y disponen de interfaces que permiten la integración en centros de control de nivel superior, parametrización adecuada y operaciones de servicio mediante PC locales o por conexión de módem, estos equipos cumplen con las normas internacionales generales de comunicación abierta:

PROFIBUS FMS.
PROFIBUS DP.
DNP 3.00 Level 2.
MODBUS ASCII/RTU.
Conexión Ethernet según IEC 61850.

Para poder explicar el funcionamiento de la reconfiguración tanto de los esquemas de control como de los esquemas de protección se ha utilizado como referencia la bahía de la L/T Norte – El Bosque (15) - Rio Coca (16), tomando en cuenta que el resto de bahías operan bajo las mismas condiciones. La figura 3.1 corresponde a la reconfiguración del diagrama unifilar de la bahía de una L/T en relación a la bahía de transferencia.

El Anexo (B) contiene la reconfiguración del diagrama unifilar de la subestación Norte.

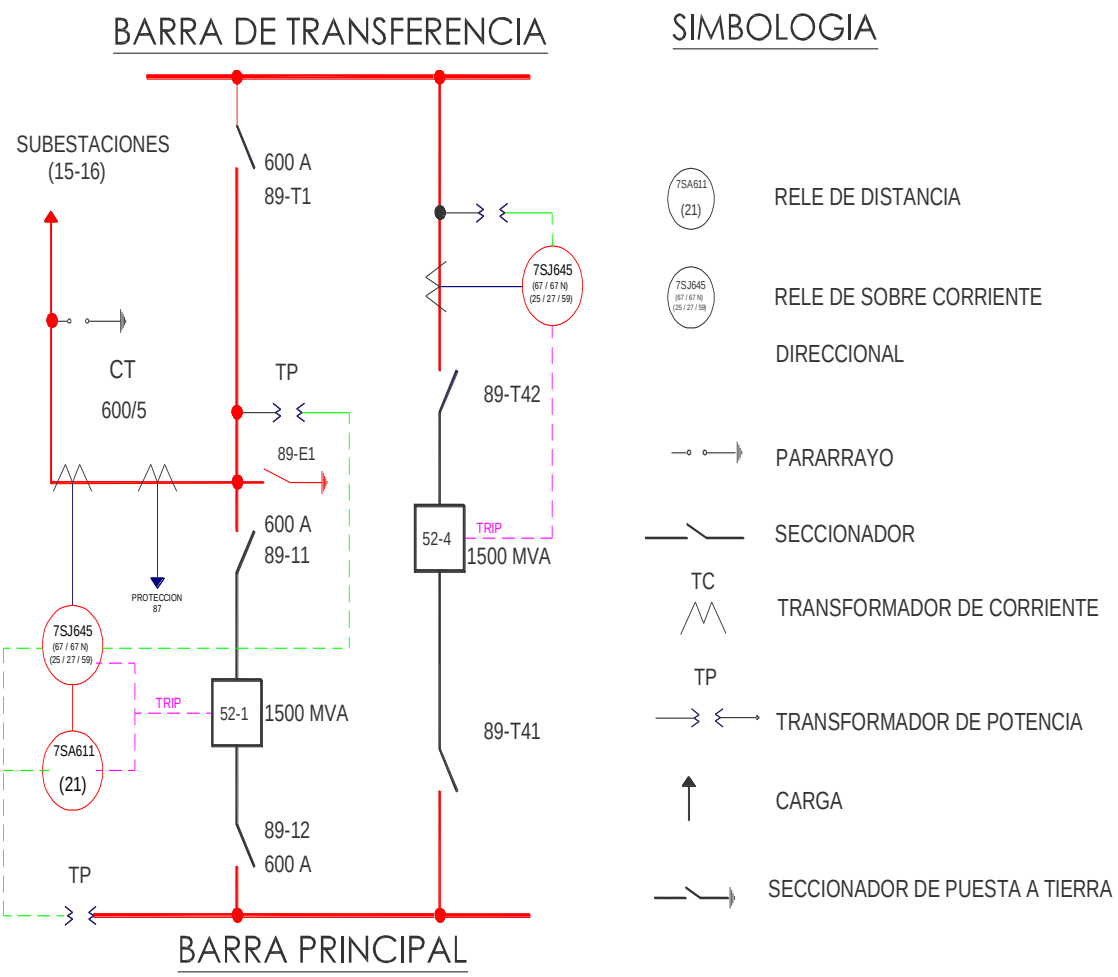


Figura 3.1 *Reconfiguración del diagrama unifilar de la bahía de la L/T Norte – (15) - (16) y de la bahía de Transferencia.*

3.2.1 RECONFIGURACIÓN ESQUEMAS DE CONTROL.

El control de cada bahía se realizara de forma independiente mediante un relé SIPROTEC tipo 7SJ645 para la bahía de la línea de transmisión y un relé SIPROTEC tipo 7SJ622 para la bahía de transferencia.

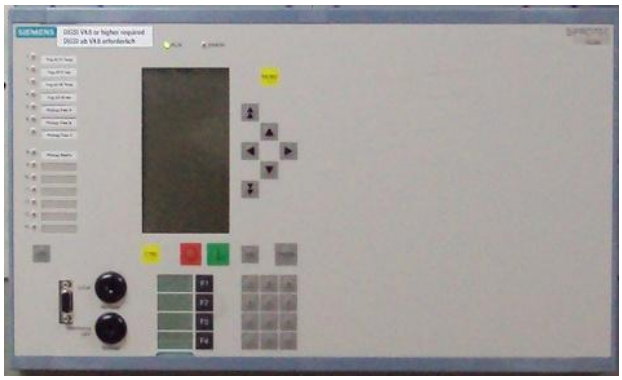


Figura 3.2 *Relé SIPROTEC 7SJ645 (Controlador de Bahía).*

Estos equipos se denominan Controladores de Bahía, puesto que tienen la función de concentrar las señales de control provenientes de los equipos de patio y de enviar las señales de operación e interbloqueos para los mismos.

Los relés IEDs alfanuméricos SIPROTEC, disponen de un microprocesador de tecnología avanzada.

Aquí se efectúan todos los procedimientos desde la detección de valores de medida hasta la salida de la orden a los interruptores de potencia completamente en forma digital, la figura 3.3 muestra la estructura básica del equipo SIPROTEC (7SJ-645/7SJ611/7UM635).

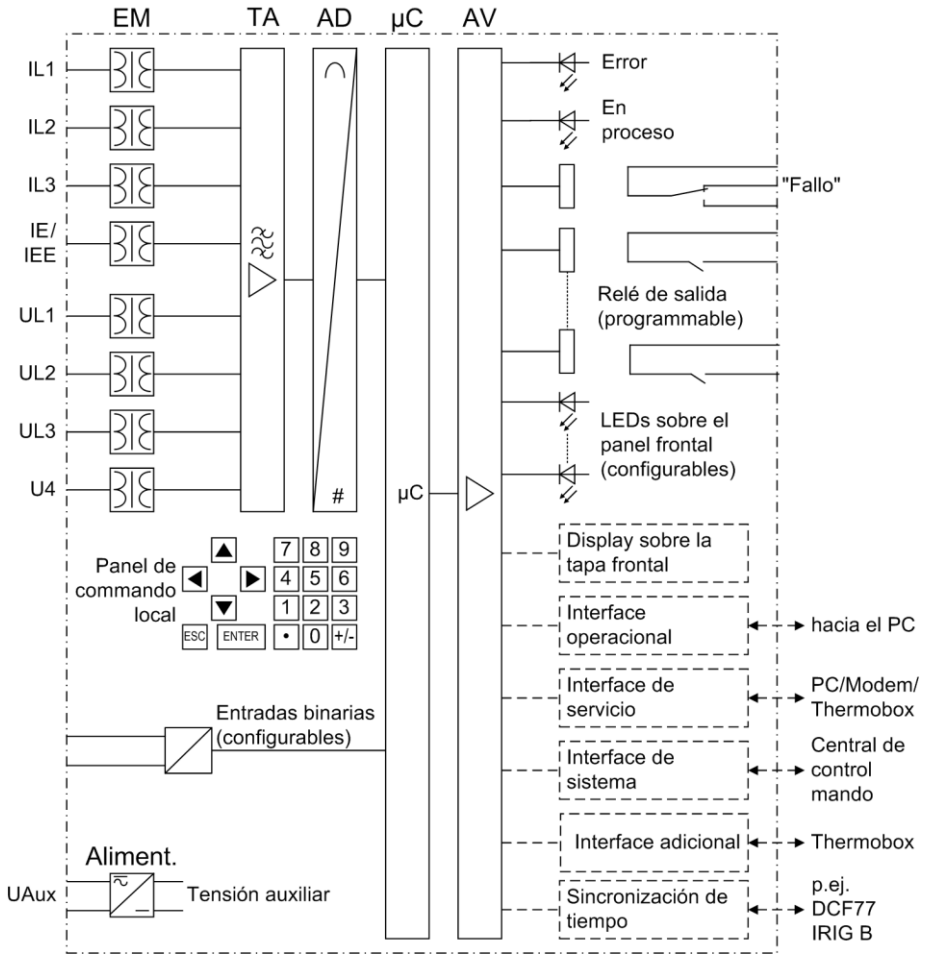


Figura 3.3 *Estructura básica del relé Digital SIPROTEC.*

3.2.1.1 Entradas analógicas.

Las entradas de medida EM transforman las corrientes y tensiones provenientes de los transformadores de instrumentos y las convierten a niveles adecuados para el trabajo interno del equipo. Este equipo dispone de 4 transformadores de intensidad y 4 transformadores de tensión. Tres transformadores están previstos para las entradas de la intensidad de fase, un transformador más (IE) para determinar fallas a tierra direccionales. Los 4 transformadores de tensión, se utilizan, para la entrada de 3 tensiones fase Tierra y una tensión adicional para la función de sincronización.

El grupo de amplificadores TA proporcionan a las magnitudes de entrada una terminación de alta impedancia y contiene filtros que están optimizados para la elaboración de valores de medida en cuanto al ancho de banda y la velocidad de procesamiento.

El grupo de convertidores analógico-/digital AD contiene multiplexores, convertidores analógico/digital y componentes de memoria para la transferencia al microprocesador.

3.2.1.2 Sistema de microprocesador.

En el sistema de microprocesador µC se elaboran aparte del control de los valores de medida, las propias funciones de protección y control. Estas son especialmente:

- Función filtro y elaboración de magnitudes de medida.
- Supervisión permanente de magnitudes de medida.
- Vigilancia de las condiciones de arranque para cada función de protección.
- Control de valores límite y transcursos de tiempo.
- Control de señales para las funciones lógicas.
- Decisión de las órdenes de desconexión y cierre.
- Memorización de avisos, datos de falla y valores de falla para el análisis de fallas.
- Administración del sistema operacional y de sus funciones, como por ejemplo memorización de datos, tiempo real, comunicación, interfaces, etc.
- Distribución de las informaciones mediante el amplificador de salida.

3.2.1.3 Entradas y salidas binarias.

Las entradas y salidas binarias para el sistema de control se transmiten desde componentes de entrada y salida (bornes de entrada y salida). Desde aquí, el sistema recibe informaciones de la instalación (por ejemplo Disyuntor abierto).

Las funciones de salida son generalmente órdenes al interruptor de potencia o avisos para la señalización remota de eventos y estados importantes.

3.2.1.4 Elementos en la parte frontal.

Los elementos ópticos (LED) y la pantalla de indicación (LCD) en la parte frontal sirven para dar informaciones sobre la función del equipo y señalizan los eventos, estados y valores de medida.

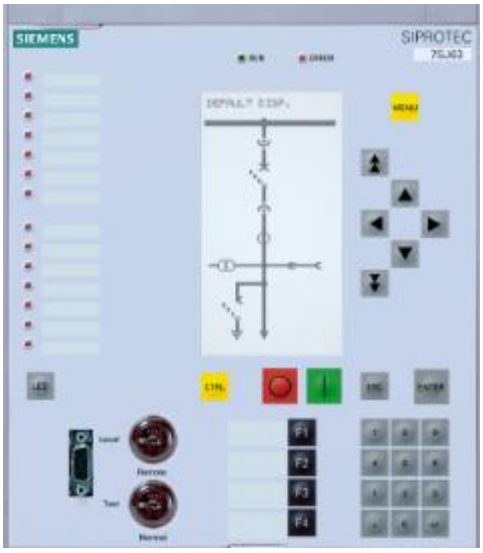


Figura 3.4 *Elementos de la parte frontal del relé SIPROTEC.*

Las teclas integradas numéricas y funcionales en combinación con la pantalla LCD posibilitan la comunicación con el equipo local. Mediante estas teclas se pueden consultar todas las informaciones del equipo, es decir, parámetros de configuración y de ajuste, avisos de servicio y fallas o valores de medida como también modificar los parámetros de ajuste. Además, mediante el panel de servicio del equipo se pueden efectuar funciones de control a los elementos de la subestación.

3.2.1.5 Comunicación.

Para la comunicación con sistemas externos de servicio, mando o memorización se disponen de interfaces.

Un conector DSUB en la parte frontal sirve para la comunicación local con un PC, mediante el programa de servicio DIGSI4, se pueden efectuar por este interfaz operacional todas las operaciones de servicio y evaluación, como la determinación

modificación de los parámetros de configuración y ajuste, la configuración de funciones lógicas definidas por el usuario, la lectura de avisos de servicio y de perturbaciones, el control de estado del equipo y de los valores de medida así como la introducción de órdenes. Otros interfaces se encuentran, en la parte posterior del equipo. Por éstos se puede establecer una comunicación con otras unidades digitales de servicio, mando y memorización:

El interfaz de Servicio puede ser conectado por un cable de comunicación de datos o por un conductor de fibras ópticas y también permite una comunicación por módem.

De esta manera es posible realizar operaciones de servicio desde un lugar remoto con un PC y el programa de servicio DIGSI4.

Para la transmisión de datos se disponen de protocolos estándar según IEC60870–5–103. Con este perfil de comunicación se realiza la integración de los equipos a los sistemas de automatización.

Mediante un módulo EN100 se puede efectuar una integración de los equipos a la red Ethernet de 100 Mbyte en los sistemas de control y automatización con protocolos según IEC 61850. En paralelo a la comunicación con el sistema de control es posible realizar mediante este interfaz una red de intercomunicación de equipos con GOOSE.

3.2.1.6 Funciones de mando.

El equipo dispone de una función de mando, por lo que es posible conectar y desconectar los equipos de patio por teclas operacionales, por el interfaz de sistema, vía entradas binarias o mediante el PC y el programa de servicio DIGSI4.

Mediante los contactos auxiliares de los interruptores y las entradas binarias del equipo registran información de los estados de conexión. Con esto se pueden observar en el equipo los estados de conexión actuales y utilizarlos para el control de

enclavamientos. El número de los elementos de subestación a controlar está limitado solamente por las entradas y salidas disponibles del equipo como también por su parametrización designada para la información de la posición del interruptor.

Por cada elemento de subestación se necesitan una (aviso simple) o dos entradas binarias (aviso doble). La autorización de mando puede ser limitada por las condiciones predeterminadas para la autoridad de mando (remota o local) y el modo de conmutación (bloqueado/ desbloqueado, con o sin código de acceso).

3.2.1.7 Datos técnicos.

Frecuencia Nominal.	50 o 60 Hz ajustable
Intensidad Nominal	1 A o 5 A
Tensión Nominal	100V a 200V ajustable
Tensión Continua	110 125 VDC
Tensión Alterna	115 v AC / 130 V AC
Entradas Binarias 7SJ622	11 configurables
Entradas Binarias 7SJ645	33 configurables
Salidas Binarias 7SJ622	6 configurables 3 conmutables.
Salidas Binarias 7SJ645	11 configurables 1 conmutable 8 relés de potencia.
Corriente total admisible para contactos	5 A permanente 30 A para 0.5 s.

Tabla 3.1 *Datos técnicos del los relés SIPROTEC.*

3.2.2 CONDICIONES DE OPERACIÓN BAHIA DE LA L/T NORTE-15-16.

3.2.2.1 Condiciones de Interbloqueo para la operación de apertura y cierre del seccionador adyacente 89-11.

- Disyuntor 52-1 abierto.

3.2.2.2 Condiciones de Interbloqueo para la operación de apertura y cierre del seccionador adyacentes 89-12.

- Disyuntor 52-1 abierto. Ausencia de tención en la línea.
- Seccionador de puesta a tierra 89 E1 abierto.

3.2.2.3 Condiciones de Interbloqueo para operación de apertura y cierre del seccionador de puesta a tierra 89-E1.

- Seccionadores adyacentes 89-11 abierto.
- Seccionador adyacente 89-12 abierto.
- Ausencia de tensión en la línea.

3.2.2.4 Condiciones de Interbloqueo para cierre del seccionador de transferencia 89-T1.

- Seccionador 89-11 cerrado.
- Seccionador 89-11 cerrado.
- Disyuntor 52-1 cerrado.
- Seccionador 89-E1 abierto.
- Manivela N/T correspondiente al Disyuntor 52-1 insertada.
- Todos los seccionadores de transferencia abiertos.

(*) El Bloqueo del seccionador 89-T1 se realiza electromecánicamente con los contactos auxiliares de cada seccionador de transferencia con la finalidad de garantizar la condición de que ningún seccionador de transferencia este cerrado.

3.2.2.5 Operación del Disyuntor 52-1 desde el patio.

- Selector L/R del 52-1 en Local.
- Seccionador 89-11 abierto.
- Seccionador 89-12 abierto.
- Presencia de corriente continua.
- Bloqueo de SF6 del 52-1 habilitado.
- Falla de mecanismo de operación habilitado.
- Resorte cargado.
- Disparos habilitados (sin ningún disparo).

3.2.2.6 Operación del Disyuntor 52-1 desde el Controlador de Bahía.

- Selector L/R del 52-1 en Remoto.
- Seccionador 89-11 cerrado.
- Seccionador 89-12 cerrado.
- Sincronismo habilitado.
- Presencia de corriente continua.
- Bloqueo de SF6 del 52-1 habilitado.
- Falla de mecanismo de operación habilitado.
- Resorte cargado.
- Supervisor del circuito de disparo 1 habilitado.
- Supervisor del circuito de disparo 2 habilitado.
- Selector L/R de la Bahía en Local.
- Disparos habilitados (sin ningún disparo).

Para poder operar el disyuntor 52-1 desde el SCADA, el selector L/R de la bahía en remoto.

3.2.2.7 Disparo Disyuntor 52-1.

- La manija N/T correspondiente al Disyuntor 52-1 en posición NORMAL.
- Las protecciones que enviarán el disparo son: Distancia (21), Sobrecorriente. Direccional (67/67N) y Diferencial de Barra (87-B).

3.2.3 CONDICIONES DE OPERACIÓN BAHIA DE TRANSFERENCIA.

3.2.3.1 Condiciones de Interbloqueo para la operación de apertura y cierre del seccionador adyacente 89T-41.

- Disyuntor 52-4 abierto.
- Manivela N/T correspondiente al Disyuntor 52-1 insertada.

3.2.3.2 Condiciones de Interbloqueo para la operación de apertura y cierre del seccionador adyacente 89T-42.

- Disyuntor 52-4 abierto.
- Manivela N/T correspondiente al Disyuntor 52-1 insertada.

3.2.3.3 Operaciones para transferir la carga del disyuntor 52-1 a la bahía de transferencia.

- El seccionador 89-T1 cerrado.
- Los seccionadores de la posición de transferencia (89-T41, 89-T42) cerrados.
- Selector N/T correspondiente al Disyuntor 52-1en posición NORMAL.
- Selector L/R del relé del 52- 4 en posición Local.
- Selector L/R del disyuntor 52- 4 en posición Remoto.
- Seccionadores 89-11 y 89-12 cerrados.
- El disyuntor 52-1 cerrado.
- Sincronismo habilitado.
- Presencia de corriente continua.
- Bloqueo de SF6 del 52-1 habilitado.
- Falla de mecanismo de operación habilitado.
- Resorte cargado.
- Supervisor del circuito de disparo 1 habilitado.
- Supervisor del circuito de disparo 2 habilitado.
- Selector L/R de la Bahía en Local.
- Disparos habilitados (sin ningún disparo).

Una vez conectado el disyuntor 52-4.

- Cambiar la manija N/T correspondiente al Disyuntor 52-1 a Transferencia.
- Desconectar el disyuntos 52-1.
- Abrir los seccionadores adyacentes 89-11 y 89-12.

3.2.3.4 Disparo del Disyuntor 52-4 al transferir la carga del disyuntor 52-1.

En este caso los disparos del Disyuntor 52-1 serán transferidos al disyuntor 52-4 en el momento que se cambia de Normal a Transferencia la manija N/T correspondiente al disyuntor 52-1, y las condiciones para realizar esta operación son:

4. Manija N/T correspondiente al disyuntor 52-1 en TRANSFERENCIA.
5. Desconectar 52- 1 abierto.
6. Abrir seccionadores adyacentes 89-11 y 89-12 abiertos.

Con la finalidad de asegurar el disparo, se enviará desde los dos relés los disparos al disyuntor 52-4, (relé-posición 1 y relé-posición de transferencia).

3.2.3.5 Alarma N/T en Normal.

Esta condición deberá ser llevada al SCADA, con esta alarma se indicará que la línea esta sin protección, puesto que, al no estar transferida la posición, las protecciones de la línea tampoco lo estarán, y si los equipos de transferencia están cerrados (52-4, 89-T41, 89-T42 y 89-T1) la línea se quedará sin protección.

3.2.3.6 Señalización de que la bahía 1 está Transferida.

Las condiciones para que se active esta señalización son:

- Manija N/T de la posición 1 en Transferencia.
- Seccionadores 89-T1, 89-T41, 89-T42 y disyuntor 52-4 cerrados.
- Seccionadores 89-11 y 89-12, y disyuntor 52-1 abiertos.

3.3 RECONFIGURACIÓN DE LOS ESQUEMAS DE PROTECCIÓN.

La S/E Norte cuenta con una protección de Distancia como protección principal, más una protección de Sobre corriente Direccional como protección de respaldo para cada L/T, adicionalmente cuenta con una protección Diferencial de Barra.

El Anexo B contiene la Reconfiguración del diagrama unifilar de protecciones de la S/E Norte.

La protección de distancia esta en serie con la protección de Sobre Corriente Direccional, en cambio que la protección Diferencial es alimentada por un juego de TCs independientes.

La reconfiguración de los esquemas de protección contempla utilizar un relé 7SJ622 para el control y protección de la bahía de transferencia, por lo que requiere instalar, un TP (Transformador de potencial) y un juego de TCs (Transformadores de corriente) en esta bahía. Figura 3.1.

3.3.1 PROTECCIÓN DE DISTANCIA.

Cada una de las posiciones cuenta con relés 7SA611 en los cuales se activará como función principal la protección de Distancia (21), adicionalmente la función de reenganche (79).

Al relé 21 se enviara señales de la posición del disyuntor esto sirve para que la protección actúe solo cuando el disyuntor está cerrado.

Las señales de arranque y disparo para el recierre provienen del relé 7SJ645 (Controlador de bahía) el que solicita que el relé 21 envié una orden de cierre al disyuntor 52-1, cuando el disparo del relé 21 ha sido instantáneo.

Las señales de indisponibilidad tanto del interruptor como del controlador de bahía son enviados al relé para qué este direccione o no el disparo o el recierre.

Los disparos que envía el relé 21 se conectaran en paralelo con la señal de apertura manual y a los disparos del 86B de cada bahía, de la misma forma que con la bahía del interruptor de transferencia.

Una señal (Arranque 21 para 50 BF) será enviada al relé 67 cuando el relé 21 falle, esta señal actuara como respaldo de protecciones. El relé cuenta con una señal de indisponibilidad en caso de avería.

3.3.2 PROTECCIÓN DE SOBRE CORRIENTE DIRECCIONAL.

Esta protección se realizara mediante el relé 7SJ645, anteriormente descrito como controlador de bahía, adicionalmente están habilitadas las funciones de:

Sincronismo (25).- Esta función compara el voltaje de la barra con el voltaje de la L/T para habilitar o no el circuito de conexión del interruptor correspondiente a la línea.

BF (Falla Breaker).- Esta función se utiliza para direccionar un disparo de respaldo.

3.3.3 PROTECCIÓN DIFERENCIAL DE BARRA.

La protección 87 B de la subestación Norte cuenta con tres relés IED SIPROTEC tipo 7UT635.

Los disparos de los tres relés diferenciales se conectan en paralelo y estos a su vez con un contacto del relé de bloqueo 86B, estos habilitaran relés auxiliares para alarmas y señalización.

Tres disparos más de los relés diferenciales se conectarán en paralelo esta vez con los disparos de Falla Breaker de todas las bahías de la subestación, con la finalidad de habilitar al relé 86 B, los contactos de este relé 86B se conectaran en paralelo con los disparos de las protecciones 21, 67 para garantizar la desconexión de toda la subestación.

El relé 86B tiene el objetivo de bloquear todos los circuitos de conexión de las diferentes bahías de la subestación y puesto que este equipo tiene que ser habilitado manualmente de esta forma se garantiza la presencia de personal en la subestación para su habilitación.

De la misma forma que los relés anteriormente descritos cuenta con un contacto que indicara su estado de indisponibilidad.

Los esquemas de control y protección objeto del presente trabajo de Tesis se Encuentran este capítulo.

3.4 DESCRIPCIÓN DE LOS ESQUEMAS DE CONTROL Y PROTECCIÓN.

3.4.1 DIVISIÓN DE LOS ESQUEMAS DE CONTROL.

Los esquemas de control se encuentran sub-divididos de acuerdo a la función que realizan en:

Diagramas lógicos.

Se utiliza esquemas lógicos para obtener la primera información de la secuencia de operación, así como las señales que cada equipo utiliza para el control y protección de la L/T, los mismos que a su vez se encuentran ubicados de acuerdo a su respectivo nivel de control.

Nivel de control.

Mediante esta sub división se ubica a los equipos y señales de control y protección en secuencia con su posición tanto física como de operación, estos niveles son:

Nivel 0 Corresponde a todos los equipos y señales ubicadas en el patio de control.

Nivel 1 Corresponde a los equipos instalados en los tableros de control que están ubicados en la sala de control, entre estos equipos se encuentran los relés IED alfanuméricos de control y protección.

Nivel 2 Es una interface entre los relés de control y protección con el sistema SCADA.

Nivel 3 Las subestaciones de la EEQ.SA se están integrando a un sistema SCADA, el mismo que tiene su base de operación en una instalación denominada Centro de Control, en consecuencia en este nivel se ubicara las señales tanto de control como de supervisión de dicho sistema.

Diagramas de circuitos (Equipos de patio).

En esta sección se encuentran detallados los puntos de conexión de los equipos de patio así como los interbloqueos necesarios para su secuencia de operación.

Diagramas del circuito (Servicios generales).

Esta sección contiene los circuitos de alimentación de corriente continua para los esquemas de control y protección, cada uno de ellos direccionados de su respectivo breakers.

Diagramas del circuito (Controladores de bahía).

En esta sección se encuentra los puntos de conexión del relé 7SJ635 que trabaja como controlador de bahía.

Diagramas del circuito (Protección 21 de línea).

En esta sección se encuentran los puntos de conexión del relé IED 7SJ622 que trabaja como protección de Distancia.

Diagramas del circuito (Protección Diferencial y Transferencia).

Esta sección contiene los puntos de conexión del relé IED 7UT645 que realiza la protección Diferencial de Barra y los circuitos correspondientes a la bahía de transferencia.

3.4.2 DIRECCIONALIDAD DE PLANOS.

Todos los planos diseñados para la reconfiguración de los esquemas de protección y control de la S/E Norte tienen un estricto orden, direccionado por códigos tanto para los conductores, como para la secuencia de los circuitos de control.

3.4.2.1 Codificación de cables de control.

Cada cable de control tiene un número de 6 dígitos utilizados de la siguiente forma:

Primer Digito	+ 5 Dígitos	Descripción.
2	# # # # #	Alimentación de corriente alterna
3	# # # # #	Circuitos de corriente
4	# # # # #	Alimentación de corriente continua
5	# # # # #	Cables de control y protección

Tabla 3.2 *Codificación de conductores.*

El cable 201104 utiliza los conductores 1 y 2 para alimentar corriente alterna al seccionador 89-12. El cable 201103 utiliza los conductores 1 y 2 para alimentar corriente alterna al seccionado 89-11 en los puntos L0-27 y L0-28 respectivamente.

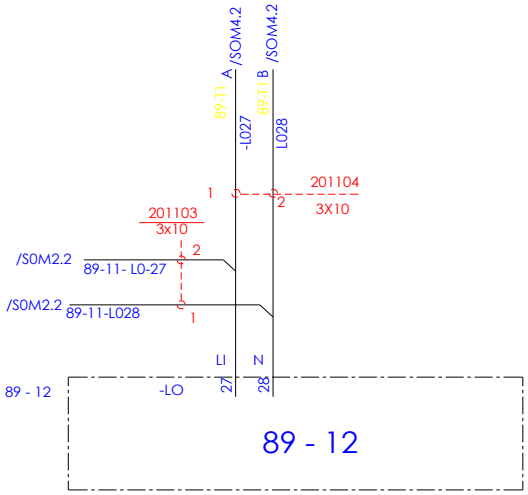


Figura 3.5 *Conexión de corriente alterna al seccionador 89 – 12.*

3.4.2.2 Codificación de equipos y puntos de conexión.

Cada equipo está representado por un cuadrilátero con línea segmentada, el mismo que cuenta con un código exterior e interior para su identificación, cuando un contacto del equipo es utilizado en otro plano también se utiliza un cuadrilátero esta vez con un número de identificación exterior.

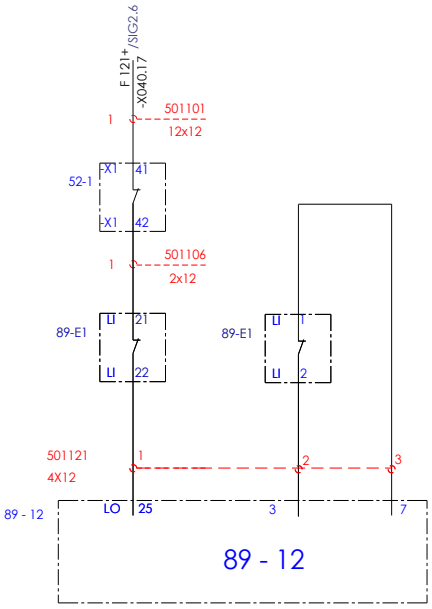


Figura 3.6 *Operación local del seccionador.*

3.4.2.3 Secuencia de los circuitos de control y protección.

Cada línea de control o parte de un circuito que tenga secuencia o se enlace a otro plano tiene una direccionalidad ordenada por un código alfanumérico.

En la figura 3.6 observamos que en la parte superior el código S1G26, corresponde a la página S1G hoja 2 sección 6, en esta dirección encontraremos la secuencia correspondiente a este circuito.

Cada plano tiene su identificación en la parte inferior derecha.

3.4 ESQUEMAS DE CONTROL Y PROTECCIÓN Y HOJAS DE CABLEADO.

3.5 PARAMETRIZACIÓN DE RELÉS IEDs ALFANUMÉRICOS.

Los relés IEDs alfanuméricos SIPROTEC utilizados, se parametrizan mediante el programa DIGSI4. En la parametrización de este equipo se debe especificar lo siguiente:

- Qué funciones desea utilizar.
- Qué datos, magnitudes de medida y órdenes desea registrar o extraer a través de qué entradas y salidas.
- Qué informaciones ha de mostrar la pantalla del equipo.
- Qué interfaces de comunicaciones desea utilizar.

La primera parametrización del equipo SIPROTEC puede hacerse, con DIGSI4, offline, ya que no se precisa una conexión con el equipo. Si después desea modificar parámetros, puede hacerlo online o también offline.

La parametrización de un equipo SIPROTEC está compuesta de:

Diseño general de protección y control con:

- Determinación de la capacidad de funciones,
- Configuración de las informaciones,
- Definición de las funciones lógicas por el usuario (CFC).

Ajustes de las funciones con:

- Ajustes generales,
- Ajustes de las funciones de protección.
- Ajustes de las funciones de control y mando para la subestación.

3.6 PASOS PARA PARAMETRIZAR LOS RELÉS IEDs ALFANUMÉRICOS SIPROTEC.

3.6.1 CREACIÓN DEL PROYECTO.

Abrir el programa DIGSI, seleccionar Archivo → Nuevo para crear un nuevo proyecto. En la siguiente ventana de dialogo se ingresa el Nombre y dirección del proyecto.

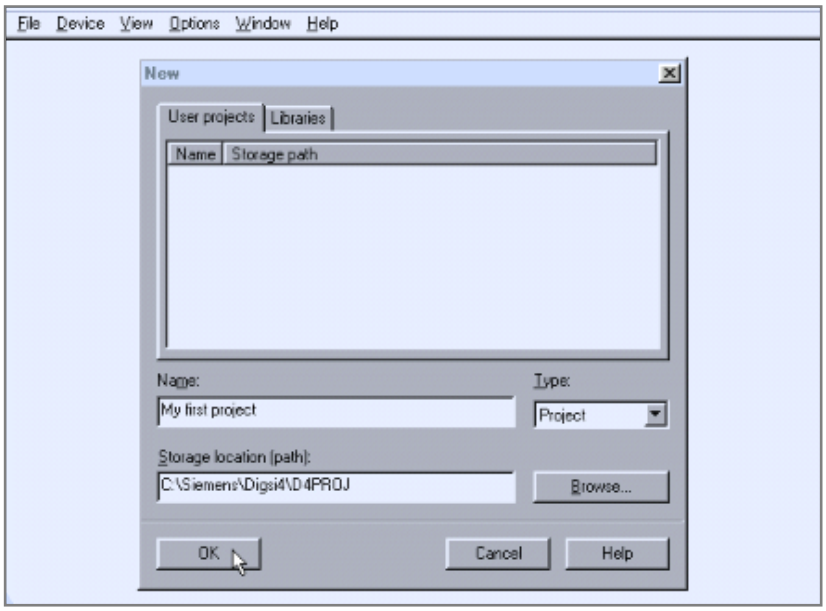


Figura 3.7 *Software DIGSI, Nombre y dirección de un proyecto.*

Todas las informaciones requeridas se guardan en forma de proyecto y se representan como objetos de una estructura jerárquica.

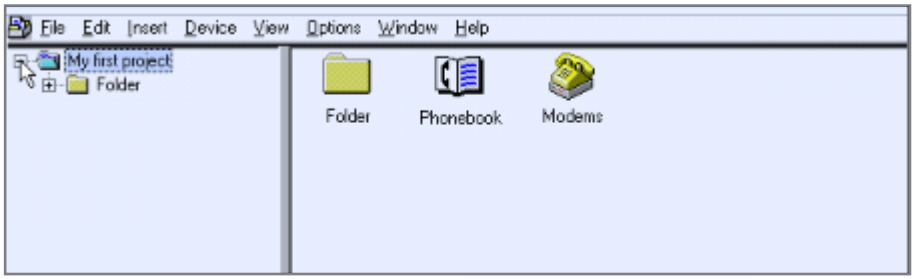


Figura 3.8 *Software DIGSI. Jerarquía de un proyecto*.

3.6.2 SELECCIÓN DEL EQUIPO.

Insertamos en el proyecto el relé que se desea parametrizar, seleccionándolo de un catalogo de equipos el mismo que los identifica por un número de versión, de forma que al seleccionar un equipo se lo pueda identificar por dicho número.

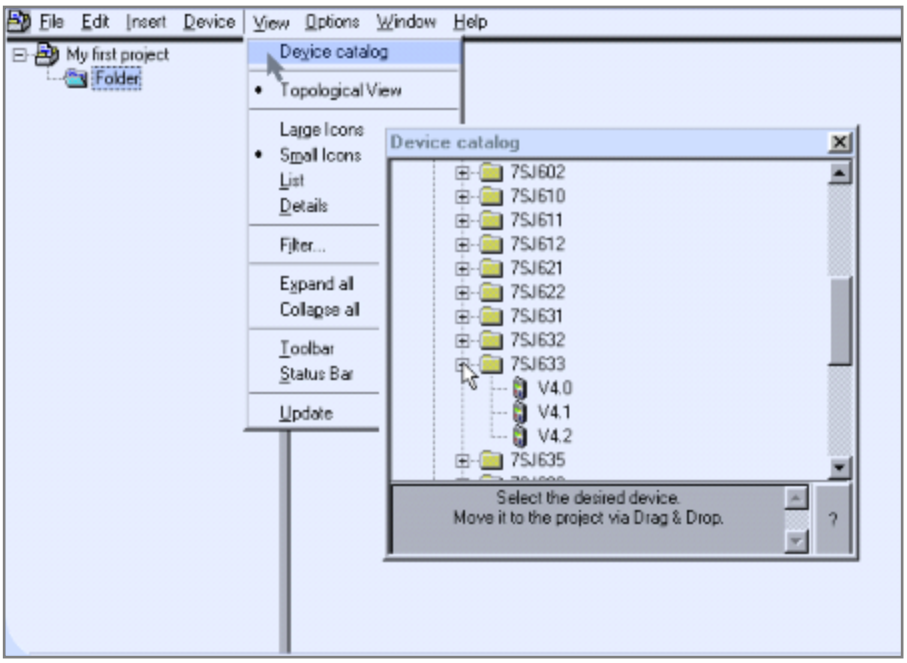


Figura 3.9 *Software DIGSI, selección del equipo.*

3.6.3 PROPIEDADES GENERALES DEL OBJETO.

Cada equipo dispone de propiedades. Éstas pueden ser generales, comunes a varios objetos, o bien específicas como el número de pedido (MLFB).

Los valores situados en las áreas de fondo blanco pueden ser editados o modificados con listas desplegables. En las áreas de fondo gris se indican propiedades de objeto que no se pueden modificar, el número MLFB de un equipo SIPROTEC sólo se puede cambiar en modo offline.

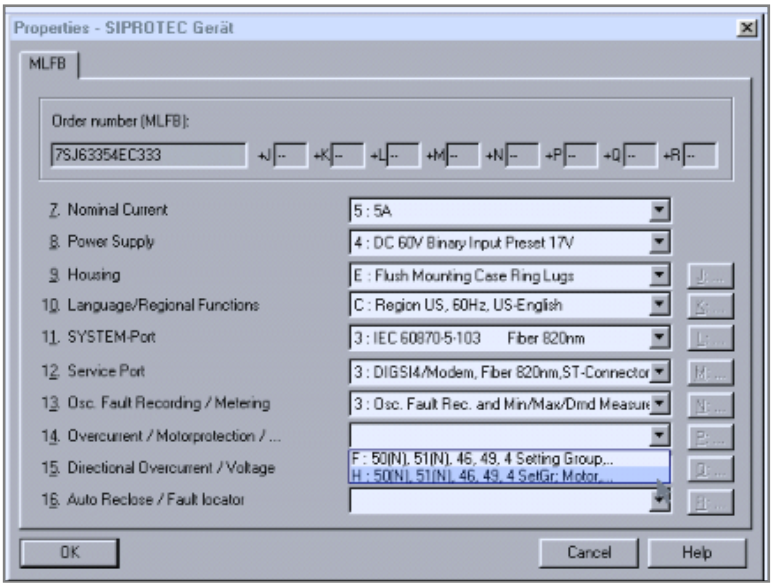


Figura 3.10 *Software DIGSI, propiedades del equipo SIPROTEC.*

3.6.4 INICIALIZACIÓN DEL RELÉ.

Cuando un relé es parametrizado por primera vez es necesario ingresar en el los datos del MLFB anteriormente configurado, para esto se despliega el menú contextual del relé y se selecciona la opción “Initialize Device”, el cuadro de dialogo que a continuación aparece solicita información de la interface de comunicación.

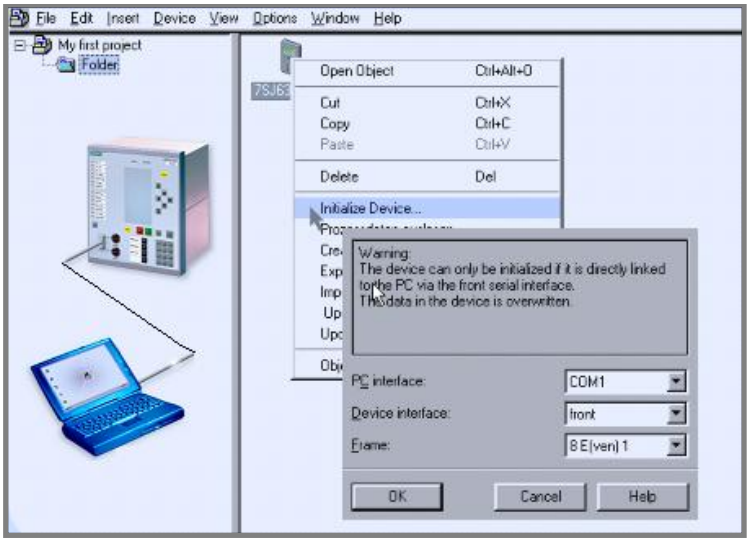


Figura 3.11 *Software DIGS. Inicialización del equipo SIPROTEC.*

Se requiere de un código para ingresar los parámetros al relé. Este código será único y se lo utilizara a lo largo de la parametrización del equipo.

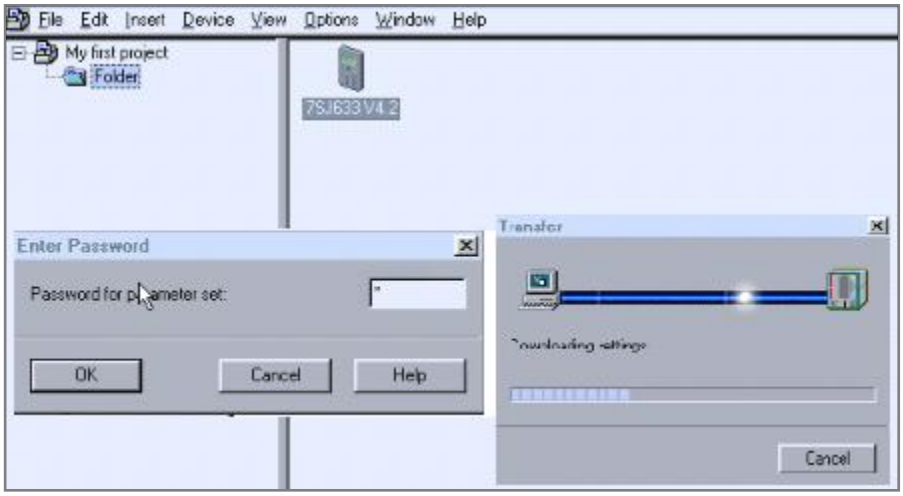


Figura 3.12 *Software DIGSI. Proceso de inicialización.*

3.7 SETING DE PARÁMETROS.

Abra el equipo que ha sido insertado en el proyecto en el modo de operación offline.

Figura 3.13 *Software DIGSI. Equipo en Offline para parametrización.*

Al Ingresar en Setings, se despliega una lista de funciones en donde se desarrolla:

- La configuración de la capacidad de funciones.
- La configuración de las informaciones.
- La configuración de las funciones lógicas programables (CFC).

3.7.1 CONFIGURACIÓN DE LA CAPACIDAD DE FUNCIONES.

Para este objetivo se ingresa en "Seting Group", esta opción despliega una lista de funciones que puede desarrollar el relé.

Los grupos de parámetros se usan para guardar diferentes ajustes de funciones para las distintas aplicaciones del equipo. Todos los grupos de parámetros se transmiten a la memoria del equipo SIPROTEC y pueden cambiarse de las tres formas siguientes:

- Desde el DIGSI4.
- A través de una entrada binaria.
- Mediante un telegrama a través del interface del sistema.

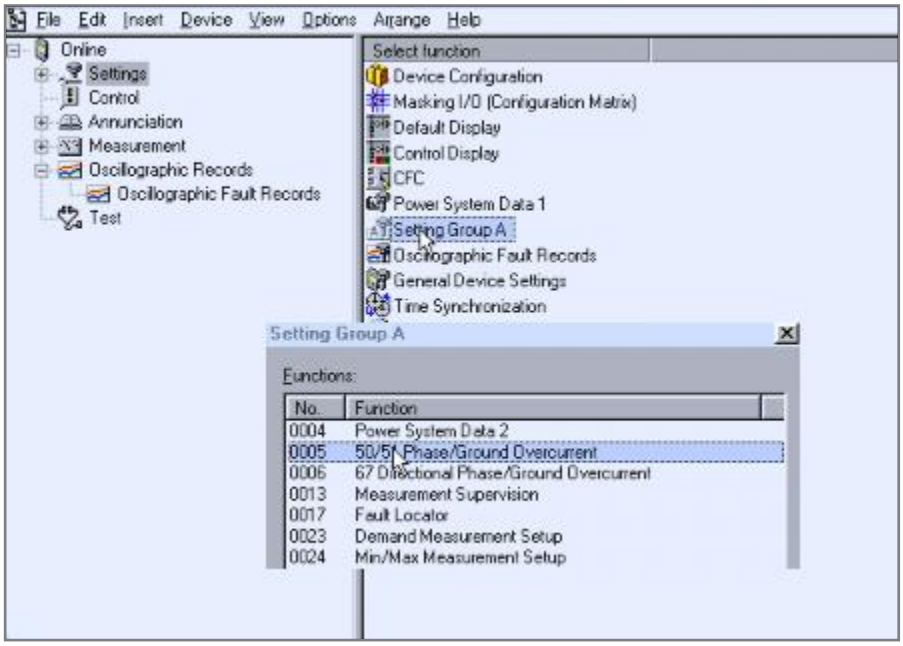


Figura 3.14 *Software DIGSI. Configuración de funciones.*

Una vez escogidas las funciones del equipo estas pueden ser habilitadas o deshabilitadas según los requerimientos del sistema.

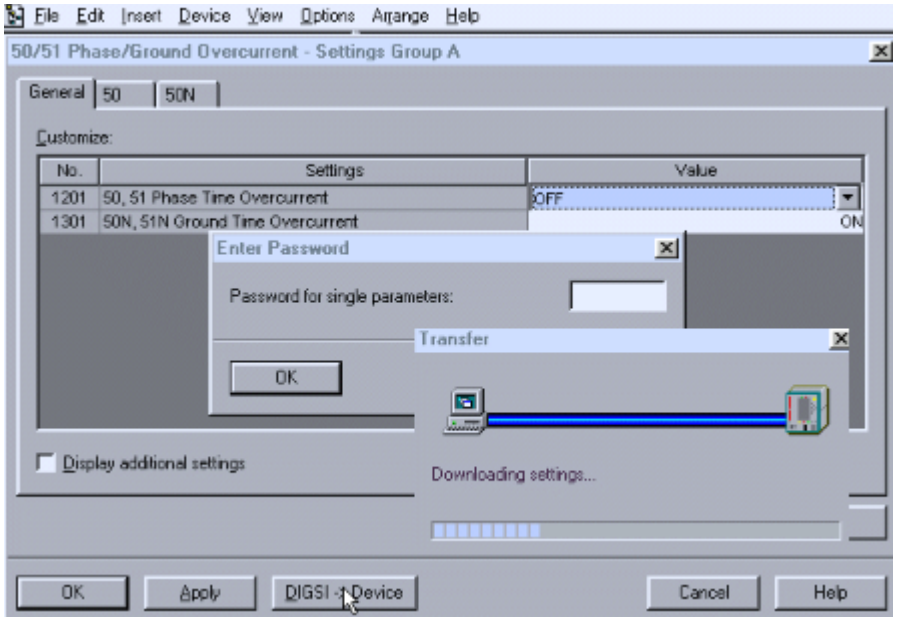


Figura 3.15 *Software DIGSI, Habilitación de funciones.*

3.7.2 CONFIGURACIÓN DE LAS INFORMACIONES.

En el menú de seting se determina mediante una matriz "Masking I/O" la manera en que la información deberá ser configurada a las entradas o salidas binarias.

La matriz de configuración del equipo es una herramienta versátil que permite configurar y editar las informaciones de un equipo SIPROTEC. Se denominan informaciones, no sólo a los valores de medida, valores de contaje, avisos y órdenes del equipo, sino también a las magnitudes que se utilizan con las funciones lógicas de CFC DIGSI4.

La matriz de configuración del equipo le permite asignar informaciones a distintos componentes del equipo SIPROTEC como, por ejemplo:

- Entradas y salidas binarias.
- LED.

- Buffers.
- Imágenes de la pantalla, etc.

Para ello se fija la asignación y el tipo de asignación, por ejemplo, un aviso se puede configurar, tanto memorizado como sin memorizar, a un LED.

Puede vincular las informaciones a un origen y/o un destino.

- Configurar una información a un origen significa que un suceso origina ésta.
- Configurar una información a destino, significa, que ésta será transferida o producirá una reacción.

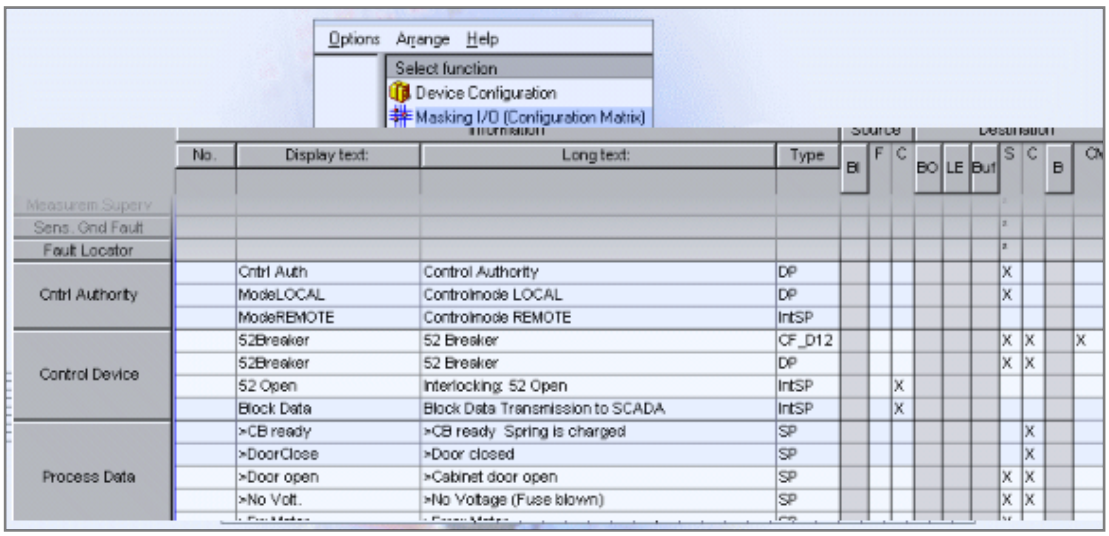


Figura 3.16 *Software DIGSI, Vista parcial de la matriz de configuración del equipo.*

Las columnas y filas están agrupadas en bloques que dependen de las funciones. Los nombres de estos bloques se simbolizan con botones que le permiten realizar operaciones de servicio para cambiar la visualización de la matriz.

La unión entre el origen y el destino de una información está representada por una marca situada en el punto de intersección de las filas con las columnas. La clase de marca se representa en forma de menú contextual y depende de la clase de información, origen y destino.

Horizontalmente la matriz de equipo está dividida en las áreas: Información, Origen y Destino. Dependiendo de la clase de información que sea, ésta puede asignarse a distintos orígenes y destinos.

3.7.3 CONFIGURACIÓN DE LAS FUNCIONES LÓGICAS PROGRAMABLES CFC.

El componente del sistema CFC DIGSI4 le permite configurar funciones lógicas individuales a través de un interface gráfico y con ello realizar, por ejemplo, enclavamientos y secuencias de mando o comprobaciones de valores límite. Para ello debe conectar las informaciones de la matriz de configuración a las entradas y salidas de las puertas lógicas, generando la lógica que posteriormente debe compilarse y cargarse en el equipo.

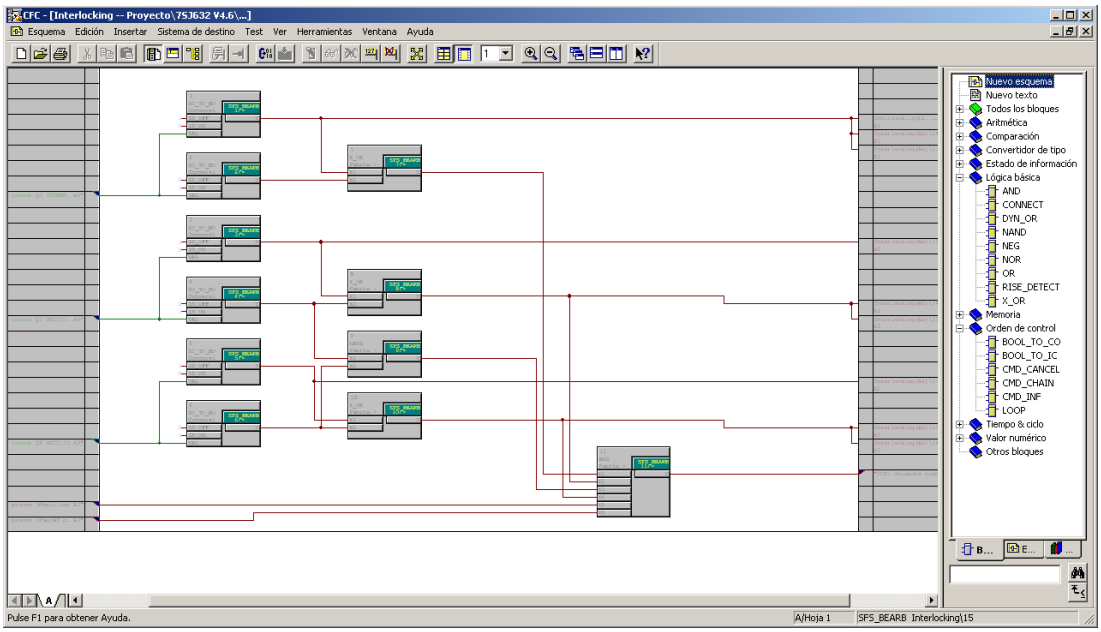


Figura 3.17 *Software DIGSI, CFC.*

3.7.4 REGISTRO GRÁFICO DE PERTURBACIONES.

Los equipos SIPROTEC registran durante las perturbaciones un número de valores de medida y avisos parametrizables. DIGSI4 extrae estos datos de perturbación a partir de la memoria del equipo y los archiva para el registro gráfico de perturbaciones en el formato estandarizado.

El software de análisis de perturbaciones SIGRA 4 ofrece suficientes posibilidades para la evaluación gráfica de los registros de perturbación. Este software calcula con los valores registrados adicionalmente las magnitudes de las impedancias y representa los valores medidos y calculados en:

- Diagramas de la señal en el tiempo.
- Diagramas vectoriales.
- Diagramas circulares.
- Análisis de armónicos superiores.

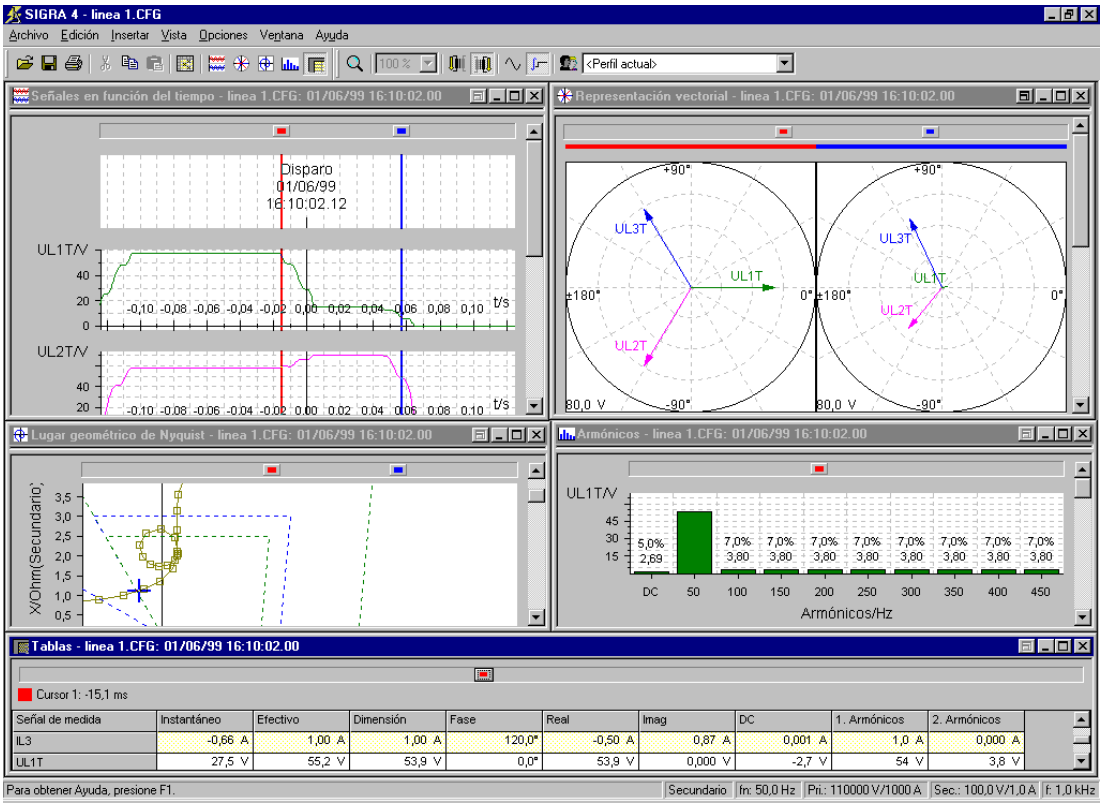


Figura 3.18 *Software DIGSI, Registro SIGRA.*

3.8 CÁLCULO DE LOS AJUSTES DE LA PROTECCIÓN DE DISTANCIA L/T NORTE – VICENTINA.

Los relés IEDs alfanuméricos para parametrizar la protección de distancia necesitan los datos de impedancia de cada una de las zonas de protección las cuales se calculan a continuación

3.8.1 CÁLCULO DE IMPEDANCIAS.

Mediante un recorrido de la línea de transmisión se identifica:

- La estructura tipo que ha sido utilizada para la línea.
- El numero de circuitos, nivel de voltaje.
- El tipo de conductor y longitud de la línea

El cálculo de impedancias de la línea se realizo en el programa PLT propiedad de la EEQ.SA

Ingresamos los datos correspondientes al programa para realizar el cálculo de las impedancias de la línea.

```
          INGRESE LOS DATOS                          PAG.  1
          ----------------
   PARA SALIR DEL MODO DE INGRESO

   PRESIONE E Y LUEGO RETURN

COND.  ASES  DIAM  RESIS  REAC  REAC  COOR HOR  ALT TORRE  ALT MVANO ESPECIF.
 No.         EXT.  INTER  INT   1FT   PIES  PG  PIES PLG.  PIES PLG.
             (PG)  (O/M)  (O/M) (O/M)
1 0 0.846 0.2324 0 0.432 0 0 40.03 0 33.46 0 FASE A
2 0 0.846 0.2324 0 0.432 8.63 0 36.42 0 29.86 0 FASE B
3 0 0.846 0.2324 0 0.432 0 0 32.81 0 26.25 0 FASE C
4 0 0.36 7.33 0 1.77 4.31 0 45.70 0 42.42 0 GUARDA
```

Figura 3.19 *Pantalla de ingreso de datos del programa PLT.*

Detalle de datos ingresados la programa PLT:

COND No:	Numero de conductor.
ASES:	El número de conductores por fase.
DIAM EXT. (PG):	Diámetro externo en pulgadas.
RESIS INT (O/M):	Resistencia Interna ohmio milla.
REAC INT (O/M):	Reactancia interna ohmio milla.
REAC 1 FT (O/M):	Reactancia a un pie de separación ohmio milla.
COOR PIES:	Coordenadas X en pies.
HOR PG:	Coordenadas X en pulgadas.
ALT PIES:	Coordenadas Y en pies.
TORRE PG:	Coordenadas Y en pulgadas.
ALT PIES:	Coordenadas Y en pies menos la Flecha: 2 m para fases y 1m para el hilo de guarda.
MVANO:	Coordenadas Y en pulgadas menos la Flecha: 2 m para fases y 1m para guarda.
ESPECIF:	Especificación de la Línea (A, B, C, Guarda).

En el Anexo C se detallan las características de la estructura tipo que se utiliza para la línea de transmisión Norte Vicentina, esta información sirve para identificar las coordenadas de cada fase necesarias para el programa, cabe señalar que las distancias en el Anexo C están en metros por lo que se las transformo a pulgadas con el fin de que los datos sean útiles para el programa PLT.

En el Anexo D se detallan las características propias del conductor dadas por el fabricante.

Los resultados del cálculo de impedancia se presentan en el Anexo E.

3.8.2 IMPEDANCIA DE LA L/T NORTE VIVENTINA EN VALORES DE OHMIOS PRIMARIOS

Voltaje = 46 KV

P Base = 100 MVA

Distancia = 5.09 km

Estructura tipo = S2

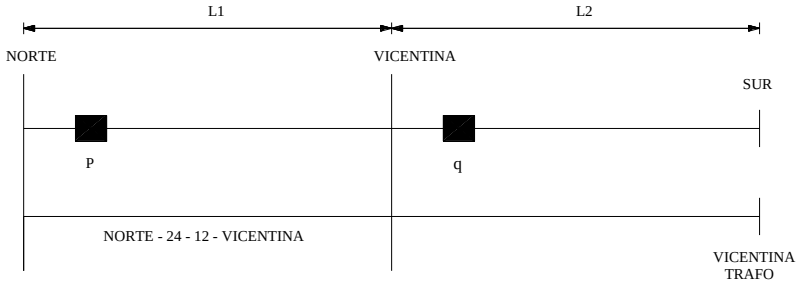


Figura 3.20 *Línea Norte – Vicentina.*

Impedancia de la línea entregada por el programa TPL.

	Ohm/milla		Ohm/primarios	
	R	X	R	X
Z1 =	0.2325	0.6927	0.73550342	2.1913257
Z0 =	0.6492	2.7053	2.05371535	8.5580963

Z1 = Impedancia de secuencia positiva.

Z0 = Impedancia de secuencia cero.

$$Ohm/primarios = \frac{\Omega}{milla} \times \frac{1milla}{1.609\ km} \times Distancia\ en\ (Km)$$

Impedancia de L1 en valores por unidad.

$$Z_{pu} = \frac{Z\Omega}{Z_B}$$

$$Z_B = \frac{KV_B{}^2}{MVA_B}$$

	PU		Ohm/primarios	
	R	X	R	X
Z1 =	0.034759141	0.10355982	0.73550342	2.1913257
Z0 =	0.097056491	0.40444690	2.05371535	8.5580963

Ajuste Zona 1 del relé q.

Los datos del relé q, son los actuales que protegen a la línea Vicentina Sur, la misma que se ha tomado por ser la línea más corta a la cual se dará respaldo, la misma que a su vez ha sido seleccionada para evitar sobre alcances al considerar una línea de mayor distancia.

	PU		Ohm/primarios	
	R	X	R	X
Z1 =	0.020482395	0.06124456	0.43340748	1.295935
Z0 =	0.055782592	0.23863532	1.18035965	5.0495234

Impedancia de la línea más corta hacia atrás Línea Norte – 12 – 24 – Vicentina.

	PU		Ohm/primarios	
	R	X	R	X
Z1 =	0.322666205	0.08943915	0.6912169	1.8925323
Z0 =	0.083427307	0.34430193	1.76532181	7.2854288

p = Relé sujeto a ajuste.

q = Relé al que dará respaldo el relé p.

3.8.3 AJUSTE DE ZONA 1.

Para el ajuste de primera zona se considera el alcance de la protección hasta el 80 % de la impedancia total de la línea desde la ubicación del relé. Característica que es tomada en cuenta para ajustes de secuencia positiva y secuencia cero, como lo indica en la figura 3.21.

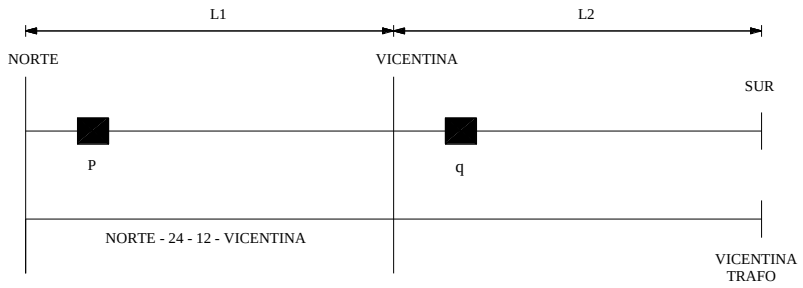


Figura 3.21 *Línea Norte – Vicentina.*

El ajuste es el 80 % de la impedancia de la línea a proteger.

$$Z_{1(+)} = 80\ \% \times Z_1 L_1$$

	Ohm/primarios	
	R	X
Z1 (+)	0.58840274	1.75306056

$$Z_{1(0)} = 80\ \% \times Z_0 L_1$$

	Ohm/primarios	
	R	X
Z1 (0)	1.64297228	6.84647704

3.8.4 AJUSTE ZONA 2.

El límite mínimo que debe cubrir la zona de protección del relé p (Figura 3.22) es el total de la impedancia de la línea Norte-Vicentina, es decir debe cubrir hasta la barra de S/E Vicentina Para el ajuste máximo de segunda zona del relé de respaldo (p) (Figura 3.22) tomamos el 100% de la impedancia de la línea Norte - Vicentina mas el 50% del ajuste de la primera zona del relé primario (q) pero referenciado este ajuste a valores de corriente máximos (I1/I2) a través del relé de respaldo (p) para obtener una relación real de la impedancia.

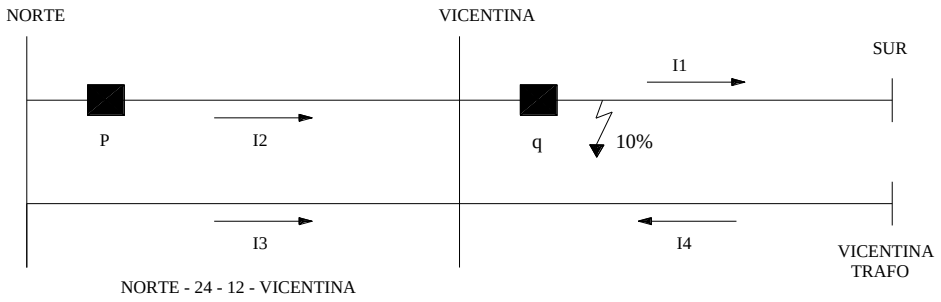


Figura 3.22 *Línea Norte Vicentina, falla al 10 % de distancia del relé q.*

En el programa ETAP (programa computacional para representar sistemas de potencia y análisis de flujos de potencia y cortocircuitos). Realizamos una falla trifásica al 10 % de distancia desde la ubicación del relé q, esto sirve para determinar la relación máxima de las corrientes (I1/I2), la misma que se utiliza para encontrar una relación de impedancia que corresponda a la corriente de falla del relé p.

Aportes de corrientes intermedias entregadas por el programa ETAP.

I1 = 8920 Amp

I2 = 2800 Amp

I3 = 3210 Amp

I4 = 2910 Amp

El ajuste es el 100 % de la impedancia de la línea L1, más el 50 % del ajuste de la zona 1 del relé q.

$$Z_{2(+)} = 100\% \times Z_1 L_1 + 50\% \, ajuste \, Z_{1(+)q} \times \frac{I1}{I2}$$

	Ohm/primarios	
	R	X
Z2 (+)	1.42585962	4.25556499

$$Z_{2(0)} = 100\% \times Z_0 L_1 + 50\% \, ajuste \, Z_{0(+)q} \times \frac{I1}{I2}$$

	Ohm/primarios	
	R	X
Z2 (0)	3.93385965	16.60126575

3.8.5 AJUSTE ZONA 3 REVERSA.

Sirve para proteger la línea más corta hacia atrás desde la ubicación del relé p (Figura 3.23), con un tiempo de retardo mayor al tiempo de segunda zona y se lo utiliza como respaldo.

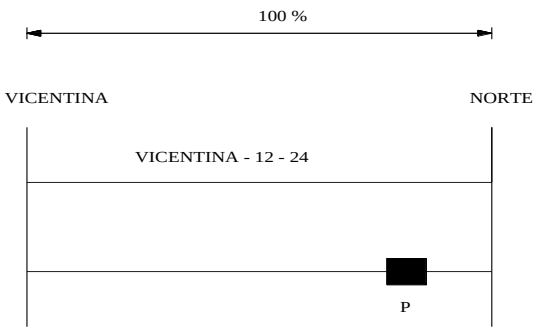


Figura 3.23 *Línea Norte-12-24-Vicentina considerada para el ajuste.*

El ajuste es el 100 % de la impedancia de la línea más corta hacia atrás.

$$Z_{3(+)} = 100\ \% \times Z_{1\ LINEA\ NORTE-12-24-VICENTINA}$$

	Ohm/primarios	
	R	X
Z3 (+)	0.69121690	1.89253230

$$Z_{3(0)} = 100\ \% \times Z_{0\ LINEA\ NORTE-12-24-VICENTINA}$$

	Ohm/primarios	
	R	X
Z3 (0)	1.76532181	7.28542880

3.8.6 AJUSTE ZONA 4.

Para el ajuste mínimo de cuarta zona del relé de respaldo p (Figura 3.24), tomamos el 100% de la impedancia de la línea Norte –Vicentina, mas el 80% del ajuste de primera zona del relé primario (q) pero referenciado este ajuste a valores de corriente máximos (I1/I2) a través del relé de respaldo (p) para obtener una relación real de la impedancia.

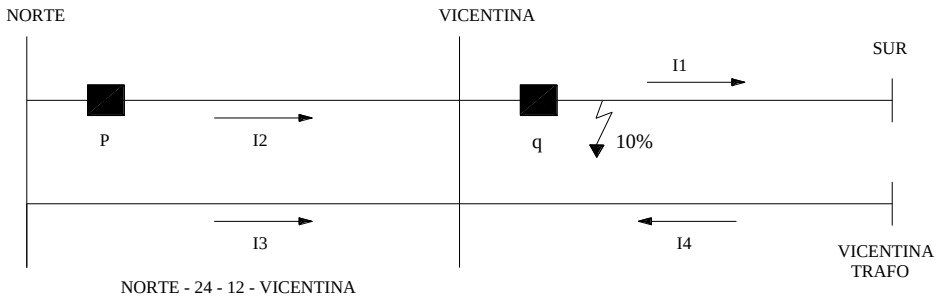


Figura 3.24 *Línea Norte Vicentina, falla al 10 % de distancia del relé q.*

En el programa ETAP realizamos una falla trifásica al 10 % de distancia desde la ubicación del relé q, esto sirve para determinar la relación máxima de las corrientes (I1/I2), la misma que se utiliza para encontrar una relación de impedancia que corresponda a la corriente de falla del relé p.

Aportes de corrientes intermedias entregadas por el programa ETAP.

I1 = 8920 Amp
I2 = 2800 Amp
I3 = 3210 Amp
I4 = 2910 Amp

El ajuste es el 100 % de la impedancia de L1, más el 80 % del ajuste de la zona 1 del relé q.

$$Z_{4(+)} = 100\% \times Z_1 L_1 + 80\% \, ajuste \, Z_{1(+)q} \times \frac{I1}{I2}$$

	Ohm/primarios	
	R	X
Z4 (+)	1.84007334	5.49410858

$$Z_{4(0)} = 100\% \times Z_1 L_1 + 80\% \, ajuste \, Z_{0(+)q} \times \frac{I1}{I2}$$

	Ohm/primarios	
	R	X
Z4 (0)	5.06194623	21.42716740

3.8.7 AJUSTES PARA LAS PROTECCIONES DE DISTANCIA DE LAS LINEAS DE LA S/E NORTE.

3.8.7.1 Ajustes zona 1 (ohm/primarios).

SUBESTACIÓN	LÍNEA	R1	X1	R0	X0
NORTE (38)	NORTE - 28 - 13 - 41	0.5530	1.5140	1.4123	5.8283
	NORTE - 16 - 41	1.0232	2.9102	2.8723	12.1635
	NORTE - 24 - 12 - 39	0.5530	1.5140	1.4123	5.8283
	NORTE - 39	0.5884	1.7530	1.6429	6.8464
	NORTE - 80 (L1)	0.3895	1.1132	1.0028	4.3619
	NORTE - 80(L2)	0.3841	1.0984	0.9869	4.2926

3.8.7.2 Ajuste zona 2 (ohm/primarios).

SUBESTACIÓN	LÍNEA	R1	X1	R0	X0
NORTE (38)	NORTE - 28 - 13 - 41	1.6208	3.8999	4.0231	16.4255
	NORTE - 16 - 41	2.7454	6.7569	7.1519	29.6226
	NORTE - 24 - 12 - 39	1.2934	3.6931	3.4053	14.3013
	NORTE - 39	1.4258	4.2555	3.9338	16.6012
	NORTE - 80 (L1)	0.9008	2.6861	2.1490	9.2135
	NORTE - 80(L2)	0.8868	2.6443	2.1159	9.0715

3.8.7.3 Ajuste zona 3 (ohm/primarios).

SUBESTACIÓN	LÍNEA	R1	X1	R0	X0
NORTE (38)	NORTE - 28 - 13 - 41	0.6912	1.8925	1.6553	7.2854
	NORTE - 16 - 41	0.6912	1.8925	1.6553	7.2854
	NORTE - 24 - 12 - 39	0.7343	2.1909	2.0390	8.5639
	NORTE - 39	0.6912	1.8925	1.7653	7.2854
	NORTE - 80 (L1)	0.6912	1.8925	1.7653	7.2854
	NORTE - 80(L2)	0.6912	1.8925	1.7653	7.2854

3.8.7.4 Ajuste zona 4 (ohm/primarios).

SUBESTACIÓN	LÍNEA	R1	X1	R0	X0
NORTE (38)	NORTE - 28 - 13 - 41	2.1785	5.0562	5.3777	21.9096
	NORTE - 16 - 41	3.6252	8.6284	9.2888	38.2735
	NORTE - 24 - 12 - 39	1.6547	4.7735	4.3893	18.5108
	NORTE - 39	1.8400	5.4941	5.0619	21.4271
	NORTE - 80 (L1)	1.0946	3.2634	2.6863	11.4702
	NORTE - 80(L2)	1.0777	3.2131	2.6453	11.2949

3.8.7.5 Tiempos de operación.

SUBESTACIÓN	LÍNEA	ZONA 1	ZONA 2	ZONA 3	ZONA 4
NORTE (38)	NORTE - 28 - 13 - 41	0.00	0.40	1.20	1.20
	NORTE - 16 - 41	0.00	0.40	1.20	1.20
	NORTE - 24 - 12 - 39	0.00	0.40	1.20	1.20
	NORTE - 39	0.00	0.40	1.20	1.20
	NORTE - 80 (L1)	0.00	0.40	1.20	1.20
	NORTE - 80(L2)	0.00	0.40	1.20	1.20

3.9 PROTECCIÓN DE SOBRE CORRIENTE DIRECCIONAL, L/T NORTE-VICENTINA.

Voltaje = 46 KV.

TCs = 1200/5.

Conductor = 477.

Limite térmico = 655 Amp.

3.9.1 CÁLCULO DE LOS AJUSTES PARA LA PROTECCIÓN DE FASES.

3.9.1.1 Cálculo del pickup.

1. Si el TC es mayor que el límite térmico del conductor el pickup es determinado en función del segundo factor para evitar daños en el conductor.

2. Si el TC es menor que el Límite térmico, se escoge el pickup en función del TC, con la finalidad de evitar saturaciones en estos equipos.

Para la línea Norte vicentina el pickup es determinado por el límite térmico del conductor:

Limite térmico del conductor 477 = 655 Amp.

Pickup = 655 Amp. (en valores primarios)

3.9.1.2 Cálculo del pickup en valores secundarios.

$$Pickup_s = Pickup_p \times RT$$

$$Pickup_s = 655\ Amp \times \frac{1200}{5}$$

$Pickup_s = 2{,}73\ Amp$ (en valores secundarios)

3.9.1.3 Determinación de la corriente de cortocircuito.

Simulamos una falla trifásica al 80 % de la línea en el programa ETAP.
Icc = 4110 Amp

3.9.1 4 Corriente de cortocircuito referidas al secundario.

$$Icc_s = \frac{Icc}{RT}$$

$$Icc_s = \frac{4110\ Amp}{240} = 17.13\ Amp$$

3.9.1.5 Determinación del Dial.

Sirve para ver la coordinación de protecciones a las que dará respaldo.

3.9.2 CÁLCULO DE LOS AJUSTES PARA LA PROTECCIÓN DE TIERRA.

3.9.2.1Cálculo del pickup.

$$Pickup = 30\ \%\ Pickup\ de\ fase$$
$$Pickup = 0{,}82\ Amp$$

3.9.2.2 Determinación de la corriente de cortocircuito.

Simulamos una falla monofásica al 80 % de la línea en el programa ETAP.
Icc = 320 Amp

3.9.2.3 Corrientes de cortocircuito referidas al secundario.

$$Icc_s = \frac{Icc}{RT}$$
$$Icc_s = \frac{320\ Amp}{240} = 1.33\ Amp$$

3.9.2.4 Determinación del Dial.

Sirve para ver la coordinación de protecciones a las que dará respaldo.

3.10 PROTECCIÓN DIFERENCIAL DE BARRA.

Este principio es una aplicación directa de la primera ley de Kirchhoff. La sumatoria de corrientes en la barra es cero (corrientes que entran son iguales a las corrientes que salen), en la realidad no se logra obtener esta característica, se presenta un pequeño valor de corriente en el circuito diferencial debido a errores en los transformadores de corriente, por pérdidas e inexactitud en la medición

proporcionado por la relación de transformación. Para calibrar el relé diferencial de barra de la S/E Norte todas las bahías involucradas deben tener TC con la mismas relación para obtener la misma representación secundaria de las corrientes primarias, con esto se evita diferencia en los sumatorios de corriente.

3.10.1 CÁLCULO DE LOS AJUSTES PARA LA PROTECCIÓN DIFERNECIAL DE BARRAS.

$\Sigma\, I_{ENTRAN} - \Sigma I_{SALEN} = 0$

$\Delta = 10\ \%\ I_n$

Los TC son en relación 1200/5 Amp.

$\Delta = 10\ \%\ 5\ Amp$

$\Delta = 0.5\ Amp$

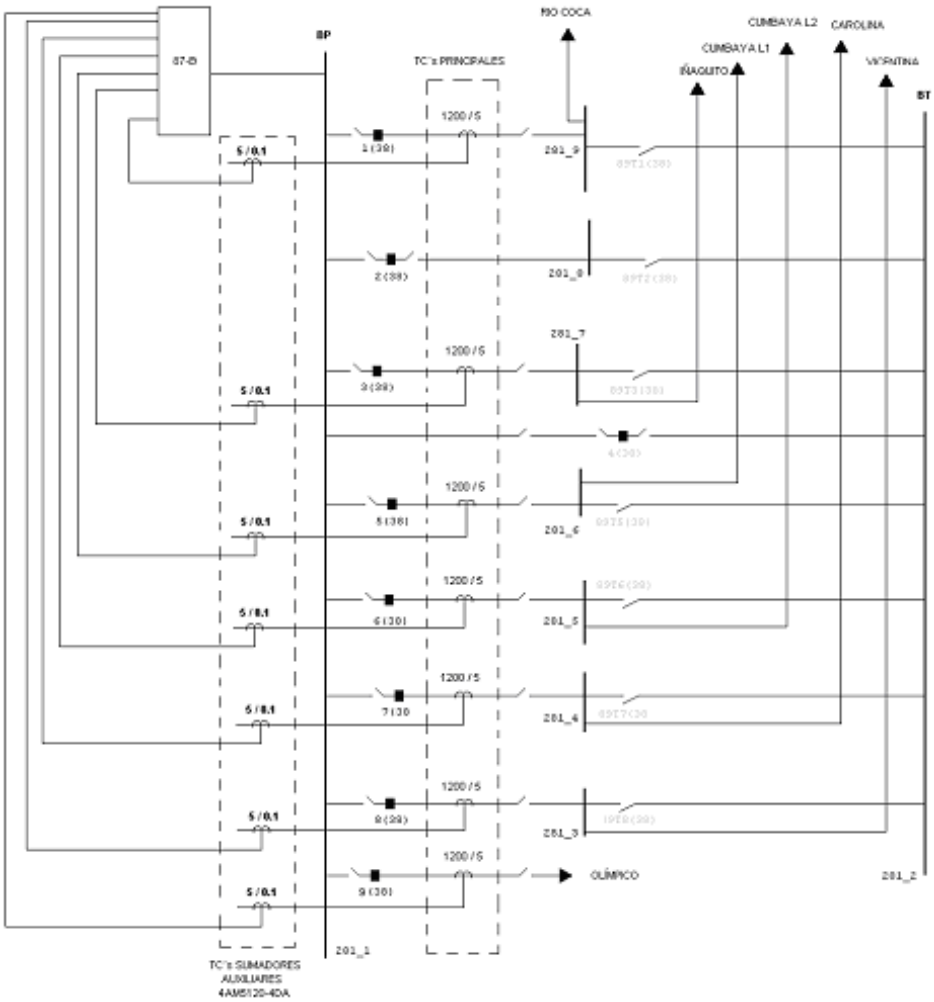


Figura 3.25 *Diagrama Unifilar Relé Diferencial de Barras (87-B).*

3.11 INTEGRACIÓN DE LOS RELÉS IEDs ALFANUMÉRICOS AL SISTEMA SCADA.

La EEQ.SA conjuntamente con la Empresa Eliop, integrarán la S/E Norte al sistema SCADA, para lo cual realizarán los siguientes trabajos:

Integrar los relés IEDs alfanuméricos instalados en la reconfiguración de los esquemas de control y protección de la S/E Norte, los mismos que cuentan con protocolos de comunicación DNP3.0, IEC103, IEC 61850, A una red no redundante en fibra óptica.

Los relés con protocolos de comunicación DNP3.0 o IEC103 serán direccionados a una RTU (Unidad de Transmisión Remota) con la finalidad de convertir estos protocolos en IEC 104, para enlazarlos al "Switch Subestación".

Los relés que cuentan con protocolo de comunicación IEC61850 se enlazaran directamente al mismo switch.

Este equipo denominado "Swicth Subestación" se encarga de concentrar toda la información de la instalación para que pueda ser transferida mediante el "Swicth de comunicaciones" hacia el centro de control de la EEQ.SA por protocolo IEC 61850 o al Centro de Control del CENACE mediante protocolo IEC104.

Adicionalmente mediante el "Switch Subestación" se puede direccionar esta información a un sistema SCADA local en la misma subestación.

3.11.1 ARQUITECTURA DE COMUNICACIONES.

A continuación se presenta como se integrarán los relés IEDs alfanuméricos al sistema SCADA.

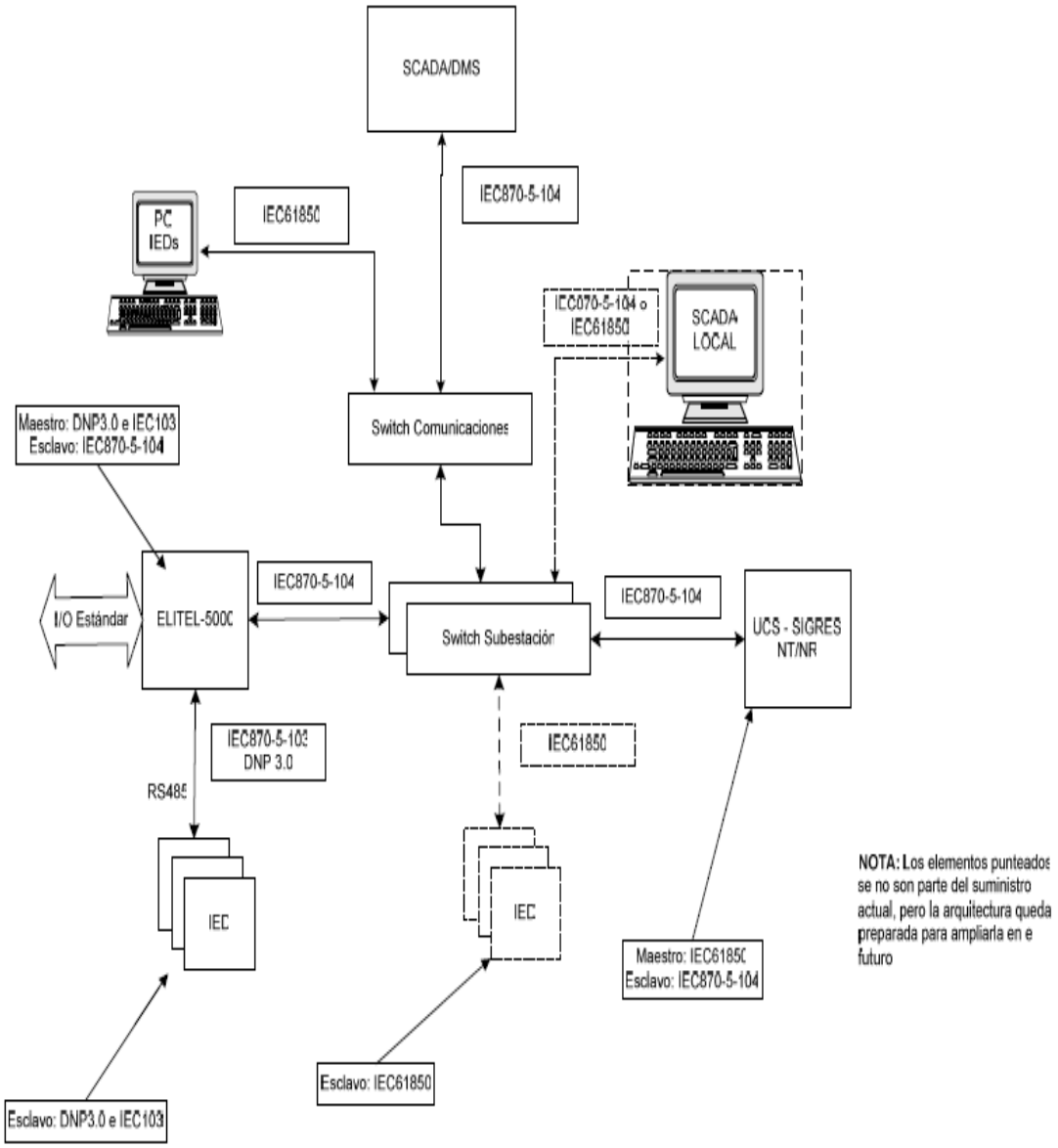


Figura 3.26 *Arquitectura de comunicación de los relés IEDs alfanuméricos con el sistema SCADA.*

CAPITULO IV

ANÁLISIS ECONÓMICO

4.1 PRESUPUESTOS.

La finalidad de los presupuestos es determinar el costo de la inversión necesaria para la reconfiguración de los esquemas de control y protección de la S/E Norte.

4.1.1 PRESUPUESTO DE MATERIALES POR BAHÍA.

CANT	DESCRIPCIÓN	V/UNIT	V/TOTAL
533	Cable de control cobre 600 V, No.2 X 12 AWG	1,91	1018,03
145	Cable de control cobre 600 V, No.3 X 10 AWG	2,11	305,95
350	Cable de control cobre 600 V, No.4 X 10 AWG	2,09	731,50
540	Cable de control cobre 600 V, No.12 X 12 AWG	2,79	1506,60
1	Gabinete metálico de hierro de 2mm pintura antioxid	554,40	554,40
1	Relé protección sobrecorriente direccional (Numérico)	6035,68	6035,68
1	Relé protección de distancia para L/T (Numérico)	8379,76	8379,76

COSTO TOTAL $ 18531,92

4.1.2 PRESUPUESTO DE MONTAJE POR BAHÍA.

CANT/H	DESCRIPCIÓN	V/HORA	V/TOTAL
40	Supervisor Técnico	10,94	437,60
40	Electromecánico	5,27	210,80
40	Ayudante de electromecánico	3,55	142,00
40	Transporte	10,50	420,00

COSTO TOTAL $ 1210,40

Inversión por bahía. $ 19,742.32

Inversión total por 9 bahías. $ 177,680.88

4.1.3 PRESUPUESTO DE MATERIALES PROTECCIÓN DIFERENCIAL DE BARRA.

CANT	DESCRIPCIÓN	V/UNIT	V/TOTAL
20	Cable de control cobre 600 V, No.2 X 12 AWG	1,91	38,20
137	Cable de control cobre 600 V, No.12 X 12 AWG	2,79	382,23
1	Gabinete metálico de hierro de 2mm	554,40	554,40
1	Relé numérico de protección diferencial de barras	15176,00	15176,00

COSTO TOTAL $ 16150,83

4.1.4 PRESUPUESTO DEL MONTAJE PROTECCIÓN DIFERENCIAL DE BARRA.

CANT/H	DESCRIPCIÓN	V/HORA	V/TOTAL
40	Supervisor Técnico	10,94	437,60
40	Electromecánico	5,27	210,80
40	Ayudante de electromecánico	3,55	142,00
40	Transporte	10,50	420,00

COTO TOTAL $ 1210,40

Inversión protección Diferencial de Barra $ 17,361.23

4.1.5 INVERSIÓN TOTAL S/E NORTE.

DETALLE	VALOR
Inversión total por 9 bahías	$ 177,680.88
Inversión protección Diferencial de Barra	$ 17,361.23

TOTAL $ 195,042.11

4.2 ANÁLISIS DE LOS COSTOS POR DESCONEXIONES NO PROGRAMADAS.

Para realizar el presente análisis, se ha considerado solo las desconexiones no programadas producidas por fallas en las líneas de transmisión que no hayan causado daños en las líneas o en los equipos de la subestación.

Esta consideración tiene el objetivo de que el análisis se concentre en función del tiempo de reposición de los equipos, puesto que cuando ocurre una falla el procedimiento para restituir los equipos a condiciones normales consiste en:

4.2.1 NOTIFICACIÓN DE LA FALLA.

El Centro de Control de la EEQ.SA es el departamento encargado de supervisar el sistema de Generación, Transmisión y Distribución de Energía, para esto cuenta con dos secciones denominadas: Despacho de Carga el cual está encargado del Sistema de Distribución y Despacho de Potencia encargado del Sistema de Generación y Transmisión de Energía Eléctrica.

Cuando ocurre una falla en las líneas de transmisión, por lo general un centro de carga considerable queda sin suministro de energía, esto puede ser debido a que la línea en la que ocurrió la falla estuvo alimentando parcial o totalmente a una subestación de distribución. Lo que ocasiona que el Despacho de Carga reciba un elevado número de reclamos por de falta de suministro de energía eléctrica. Esto es analizado conjuntamente con Despacho de Potencia para determinar qué línea de transmisión pudo desconectarse.

También el CENACE (Centro Nacional de Control de Energía), determina alteraciones en el suministro de energía a la EEQ.SA, notificando directamente a Despacho de Potencia.

4.2.2 NORMALIZACIÓN DEL EQUIPO MEDIANTE RELÉS ELECTROMECÁNICOS

Despacho de potencia notifica a personal de operación y mantenimiento de Líneas de Transmisión y Subestaciones para que se dirija a la subestación afectada y determine las protecciones actuadas y los daños en las líneas mediante un recorrido físico de ellas. Una vez que el personal de operación y mantenimiento determina que las instalaciones pueden volver a condiciones normales, Despacho de Potencia coordina la normalización de la L/T desconectada. Todo esto conlleva a que el tiempo de reposición de una falla sea el factor determinante en el cálculo de de la energía no vendida.

4.2.3 NOTIFICACIÓN Y NORMALIZACIÓN DE UNA FALLA MEDIANTE RELÉS IEDS ALFANUMÉRICOS.

La instalación de esta nueva tecnología posibilitara que el Centro de Control de la EEQ.SA cuente con las herramientas necesarias que le permitan:

- Obtener información de la subestación en tiempo real, es decir no necesitara determinar si una línea se desconecto en función de los reclamos de usuarios o por notificación de CENACE.

- Control sobre los elementos de la Subestación, esto evitara la necesidad de contar con personal de mantenimiento de subestaciones para la normalización de la instalación.

Cabe señalar que la instalación de los relés IEDs alfanuméricos no evitara las desconexiones de una L/T pero si reducirá considerablemente el tiempo de desconexión, para el debido análisis se a considérelo un tiempo promedio de 0.4 Horas por desconexión. El presente análisis consiste en relacionar el costo de la energía no vendida en función del tiempo de desconexión. Los datos que a continuación se presenta corresponden a los informes de desconexiones de la Subestación Norte en el periodo 2008- 2010.

COSTO SOCIAL DEL MWH. $ 1,500.00
VALOR DE OPERACIÓN (Operador + transporte)/H $ 21.44

ANALISIS DE LOS COSTOS POR DESCONEXIONES NO PROGRAMADAS CON RELÉS ELECTROMECÁNICOS

FECHA	LÍNEA	CARGA DESCONECTADA MW	TIEMPO DE DESCONEXIÓN HORAS	ENERG NO VENDIDA MWH	COSTO ENERGÍA NO VENDIDA	V/OPERACIÓN EN DÓLARES	C. TOTAL ENERGÍA NO VENDIDA
20/02/2008	NORTE - 16	21.00	1.53	32.13	$ 48,195.00	$ 32.80	$ 48,227.80
21/02/2008	NORTE - 16	19.30	0.87	16.791	$ 25,186.50	$ 18.65	$ 25,205.15
29/02/2008	NORTE - 16	15.40	1.15	17.71	$ 26,565.00	$ 24.66	$ 26,589.66
29/08/2008	NORTE	49.40	0.38	18.772	$ 28,158.00	$ 8.15	$ 28,166.15
25/08/2008	NORTE-12-24-39	22.50	0.75	16.875	$ 25,312.50	$ 16.08	$ 25,328.58
07/10/2008	NORTE - 1	8.74	2.2	19.228	$ 28,842.00	$ 47.17	$ 28,889.17
13/11/2009	NORTE - 16	10.20	1.8	18.36	$ 27,540.00	$ 38.59	$ 27,578.59
07/06/2009	NORTE-12-24-39	4.37	0.57	2.4909	$ 3,736.35	$ 12.22	$ 3,748.57
04/08/2009	NORTE-12-24-39	17.04	0.82	13.9728	$ 20,959.20	$ 17.58	$ 20,976.78
09/08/2009	NORTE-13	23.01	0.8	18.408	$ 27,612.00	$ 17.15	$ 27,629.15
15/01/2010	NORTE-12-24-39	3.74	2.13	7.9662	$ 11,949.30	$ 45.67	$ 11,994.97
31/01/2010	NORTE-12-24-39	14.53	1.6	23.248	$ 34,872.00	$ 34.30	$ 34,906.30
12-Jul	NORTE-12-24-39	24.12	0.18	4.3416	$ 6,512.40	$ 3.86	$ 6,516.26
04/08/2010	NORTE-12-24-39	15.49	0.8	12.392	$ 18,588.00	$ 17.15	$ 18,605.15
18/08/2010	NORTE - 16	24.33	0.57	13.8681	$ 20,802.15	$ 12.22	$ 20,814.37
		273.17	**16.15**	**236.5536**	**$ 354,830.40**	**$ 346.26**	**$ 355,176.66**

Tabla 4.1 Análisis de costos por desconexiones no programadas con relés electromecánicos.

COSTO SOCIAL DEL MWH. $ 1,500.00
VALOR DE OPERACIÓN (operador centro de control/H). $ 10.00

ANÁLISIS DE LOS COSTOS POR DESCONEXIONES NO PROGRAMADAS CON RELÉS IEDs ALFANUMÉRICOS

FECHA	LÍNEA	CARGA DESCONECTADA MW	TIEMPO DE DESCONEXIÓN HORAS	ENER NO VENDIDA MWH	COSTO ENERGÍA NO VENDIDA	V/OPERACIÓN EN DÓLARES	C. TOTAL ENERGÍA NO VENDIDA
20/02/2008	NORTE - 16	21.00	0.4	8.4	$ 12,600.00	$ 4.00	$ 12,604.00
21/02/2008	NORTE - 16	19.30	0.4	7.72	$ 11,580.00	$ 4.00	$ 11,584.00
29/02/2008	NORTE - 16	15.40	0.4	6.16	$ 9,240.00	$ 4.00	$ 9,244.00
29/08/2008	NORTE	49.40	0.4	19.76	$ 29,640.00	$ 4.00	$ 29,644.00
25/08/2008	NORTE-12-24-39	22.50	0.4	9	$ 13,500.00	$ 4.00	$ 13,504.00
07/10/2008	NORTE - 1	8.74	0.4	3.496	$ 5,244.00	$ 4.00	$ 5,248.00
13/11/2009	NORTE - 16	10.20	0.4	4.08	$ 6,120.00	$ 4.00	$ 6,124.00
07/06/2009	NORTE-12-24-39	4.37	0.4	1.748	$ 2,622.00	$ 4.00	$ 2,626.00
04/08/2009	NORTE-12-24-39	17.04	0.4	6.816	$ 10,224.00	$ 4.00	$ 10,228.00
09/08/2009	NORTE-13	23.01	0.4	9.204	$ 13,806.00	$ 4.00	$ 13,810.00
15/01/2010	NORTE-12-24-39	3.74	0.4	1.496	$ 2,244.00	$ 4.00	$ 2,248.00
31/01/2010	NORTE-12-24-39	14.53	0.4	5.812	$ 8,718.00	$ 4.00	$ 8,722.00
12-Jul	NORTE-12-24-39	24.12	0.4	9.648	$ 14,472.00	$ 4.00	$ 14,476.00
04/08/2010	NORTE-12-24-39	15.49	0.4	6.196	$ 9,294.00	$ 4.00	$ 9,298.00
18/08/2010	NORTE - 16	24.33	0.4	9.732	$ 14,598.00	$ 4.00	$ 14,602.00
		273.17	**6**	**109.268**	**$ 163,902.00**	**$ 60.00**	**$ 163,962.00**

Tabla 4.2 Análisis de costos por desconexiones no programadas con relés IEDs alfanuméricos.

4.3 CÁLCULO DE INDICADORES.

4.3.1 DATOS DE COSTOS CON RELÉS ELECTROMECÁNICOS.

Carga desconectada MW.	273.17
Energía no vendida en MWH.	236.55
Tiempo de desconexión en Horas.	16.15
Costo total de energía no vendida en Dólares.	$ 355,176.66

4.3.2 DATOS DE COSTOS CON RELÉS IEDs ALFANUMÉRICOS.

Carga desconectada MW.	273.17
Energía no vendida en MWH.	109.268
Tiempo de desconexión en Horas.	6
Costo total de energía no vendida en Dólares.	$ 163,962.00

4.3.3 PORCENTAJE DE AHORRO.

Este factor determina el porcentaje de ahorro que se obtiene con el uso de relés IEDs alfanuméricos y se calcula de la siguiente forma.

$$\%\ de\ ahorro\ = \frac{(Vp - V.ahorro) \times 100}{Vp}$$

Vp = Corresponde al valor de las pérdidas ocasionadas el sistema con la operación de relés electromecánicos.

V.ahorro = Corresponde al valor de perdidas si la instalación cuenta con relés IEDs alfanuméricos.

Porcentaje de ahorro en energía no vendida.	53.70%
Porcentaje de ahorro en tiempo de desconexión.	62.80%
Porcentaje de ahorro en el costo total de energía no vendida.	53.80%

4.3.4 CÁLCULO DEL VALOR PRESENTE DEL COSTO DE ENERGÍA NO VENDIDA.

La inversión en nuevos equipos en la Subestación Norte produce un ahorro del 53.80% del costo de la energía no vendida. En base a este ahorro se calcula el nuevo costo de la energía no vendida mediante la fórmula de Valor Presente.

$$VP = FNC\ X\ Fac.VP$$

$$Fac.VP = 1/(1 + i)^n$$

VP = Valor Presente. (Costo de la energía no vendida (con inversión)

FNC = Flujo neto de caja (Costo de energía no vendida).

Fac.VP= Factor del valor presente.

i = Tasa de interés (Porcentaje de ahorro).

N = Periodo.

PARAMETRO	TOTAL	Fac.VP	VP
Energía no vendida en MWH	236.55	0.65	153.7575
Tiempo de desconexión Horas	16.15	0.61	9.8515
Costo. total de energía no vendida en Dólares	$ 355,176.66	0.65	$ 230,864.83

Tabla 5.3 *Cálculo del valor presente*.

4.3.3 CÁLCULO DEL COSTO BENEFICIO.

$$B/C = \frac{VP}{Inversión} = \frac{230{,}860.83}{195{,}042.11} = 1.1836$$

Criterio de decisión.

Si la razón B/C es ≥1 se debe aceptara el proyecto de lo contrario rechazarlo.

CONCLUSIONES.

1. La reconfiguración de los esquemas de control y protección mediante relés IEDs alfanuméricos permitirá:

   - Eliminar costos por trabajos de mantenimiento de relés.

   - Eliminar la utilización de varias tecnologías y reducir el número de desconexiones mediante una coordinación de protecciones más fina.

   - El cálculo, supervisión y memorización de valores de medida y funciones de mando completamente numéricos desde el proceso de muestreo y digitalización de las magnitudes de medida hasta la decisión de cierre o disparo del interruptor de potencia.

   - El aislamiento galvánico íntegro y libre de interferencias entre los circuitos internos del relé y los circuitos de medición, control y alimentación de la instalación mediante transformadores instrumentales de medida, módulos binarios de entrada/salida.

   - La evaluación gráfica de fallas mediante el programa DIGSI4 que grafica y calcula los datos de corriente, impedancia, potencia o valores efectivos del sistema y los representa como:

     - Diagramas de la señal en el tiempo.
     - Diagramas vectoriales.
     - Diagramas circulares.
     - Análisis de armónicos superiores.

2. El levantamiento y actualización de información de la S/E Norte, se utilizo para determinar los puntos de conexión de los equipos a ser sustituidos, puesto que el proceso de integración de la reconfiguración de los esquemas de control y protección se lo realizará por bahías, contando con información real con el fin de

reducir al mínimo las posibilidades de una desconexión no programada, tomando en cuenta que el resto de la subestación estará en servicio.

3. Existen desconexiones que no son registradas por los relés electromecánicos, las mismas que pueden ser causadas por factores ajenos al Sistema Eléctrico de Potencia, como por ejemplo: Condensación del aire entre los contactos de un relé o contactos flojos, en esta situación es necesario revisar punto a punto el motivo que origino la desconexión, proceso puede tardar un tiempo considerable, la reconfiguración de los esquemas de protección y control proporciona información real de la subestación reduciendo así el tiempo de evaluación de la falla y puesta en marcha del sistema.

4. La instalación de los relés IEDs alfanuméricos no evitara las desconexiones de una L/T pero si reducirá considerablemente el tiempo de desconexión, puesto que estos equipos pueden ser operados desde un Centro de Control, evitando que personal de mantenimiento se desplace al sitio.

5. Los cálculos que se realizan para ajustar las funciones de protección del relé IED alfanumérico son los mismos que se han utilizado para los relés electromecánicos, la mayor precisión de las protecciones obedece a la facilidad que presentan los nuevos relés para ser calibrados exactamente con los valores calculados, mientras que en los equipos electromecánicos los valores del cálculo son adaptados a las características del relé, en función de la experiencia del personal de protecciones.

6. Para calibrar el relé Diferencial de Barra todas las bahías involucradas deben tener TCs con la misma relación, para obtener una representación secundaria de las corrientes primarias con iguales características, con esto se evita diferencia en los sumatorios de corriente. Un pequeño valor de corriente en el circuito diferencial puede presentarse debido a errores en los TC, por pérdidas e inexactitud de la relación de transformación.

7. Para realizar el análisis económico se empleo un factor conocido como el Costo Social del KWH (Kilo Watio Hora), este valor corresponde a un estudio realizado

en función de la influencia que tiene un corte de energía no programado hacia el cliente.

En el Ecuador el CENACE (Centro Nacional de Control de Energía) utiliza un valor de restricción de energía no vendida el cual es de:

- Desconexión no programada de 700 a 1500 USD por MWH.
- Desconexión programada de 300 A 600 UDS por MWH.

Estos valores varían en función del área afectada (industrial, comercial o residencial) por lo que se considerado los valores más altos, puesto que no existen zonas de carga definidas en el área de concesión de la EEQ.SA.

8. Al realizar el análisis económico de la reconfiguración de los esquemas de control y protección existen factores importantes que no se pueden cuantificar económicamente, estos son:

    - La imagen Empresarial.
    - La satisfacción del cliente.

Sin embargo estos dos parámetros son decisivos en la toma de decisiones, puesto que son ejes fundamentales del desarrollo institucional de la EEQ.SA.

RECOMENDACIONES.

1. Para realizar la reconfiguración de esquemas de control y protección de una subestación es necesario conocer el comportamiento de cada equipo de la instalación, así como su configuración y secuencia de operación, con el objetivo de reducir el tiempo de diseño e incrementar la confiabilidad de la información.

2. Crear una Área de calibración y operación de relés IEDs, puesto que en la actualidad existe solo una persona en la EEQ.SA que se encarga de esta labor.

3. Realizar un estudio de la influencia del costo social del KWH en función de la situación real del área de concesión de la EEQ.SA.

4. Que el personal de operación y mantenimiento de la EEQ.SA, utilice los planos y hojas de cableado diseñadas en este trabajo, para reducir tiempos en el montaje de los nuevos equipos de la subestación.

BIBLIOGRAFIA.

KOSOW, Irvin, *Maquinas Eléctricas y Transformadores*, Segunda edición, Hall Hispanoamericana, Atlacomulco-México, 1993.

SIEMENS, Manual de servicio para transformadores **H1972301.302**, Bogotá, 10 de septiembre de 2009.

CROMPTON GREAVES, *Istruction and maintenance manual for outodoor instrument transformer upto 52 kV*, Ambad, 1999.

VILLAROEL, Manuel, *Protecciones de Sistemas Eléctricos*, Universidad de la Frontera, Chile, 2003.

MARTIN, José Raúll, Diseño de Subestaciones Eléctricas, 2da. Edición, McGRAW-HILL de México, S. A, Atlacomulco-México, 1987. P..

COURY, Denis, *Introducción a los Sistemas Eléctricos de Potencia*, Universidad de Sao Paulo, Sao Carlos.

http://www.unicrom.com/tut_transformador_potencia_utilizacion.asp.

ANEXO A

A-1 ESQUEMAS DE CONTROL ACTUALIZADOS DE LA L/T NORTE – 15 – 16.

A-2 DIAGRAMA UNIFILAR ACTUALIZADO DE LA S/E NORTE.

A-3 ESQUEMA ORIGINAL DEL CIRCUITO DE CORRIENTE Y POTENCIAL DE LA L/T NORTE – 15-16.

A-4 ESQUEMAS DE PROTECCIÓN ACTUALIZADOS DE LA L/T NORTE – 15 – 16.

A-5 ESQUEMA DEL CIRCUITO DE CORRIENTES DE LA PROTECCIÓN DIFERENCIAL DE BARRA.

ANEXO B

RECONFIGURACIÓN DEL DIAGRAMA UNIFILAR DE LA SUBESTACIÓN NORTE.

ANEXO C

CARACTERÍSTICAS DE LAS ESTRUCTURAS

TIPO (S2) PARA 46 KV EEQ.SA

ANEXO D

CARACTERÍSTICAS DE LAS LÍNEAS DE SUBTRANSMISIÓN DE LA EEQ.SA

PARÁMETROS ELECTRICOS Y CARACTERÍSTICAS DE CONDUCTORES

CARACTERÍSTICAS DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN Y SUBTRANSMISIÓN DE LA EEQ.SA.

CARACTERISTICAS DE LINEAS DE TRANSMISIÓN Y SUBTRANSMISION DE LA EEQ,SA

LINEA DE TRANSMISIÓN		CONDUCTOR		VOLTAJE	LONGITUD	ESTRUCTURA	CIRCUITOS
DE	A	SECCIÓN	TIPO	kV	km	TIPO	#
S/E SANTA ROSA 1	SELVA ALEGRE	636 MCM	ACSR	138	24,17	D2	1
S/E SANTA ROSA 2	EUGENIO ESPEJO	636 MCM	ACSR	138	9	D2	1
S/E SANTA ROSA 1	VICENTINA	477 MCM	ACSR	138	18,5		1
S/E SANTA ROSA 1	SANTA ROSA 2	636 MCM	ACSR	138	0,35	D2	1
EUGENIO ESPEJO	SELVA ALEGRE	636 MCM	ACSR	138	16,26	D2	1
SELVA ALEGRE	COTOCOLLAO (19)	636 MCM	ACSR	138	8,48	D3	1
SELVA ALEGRE	POMASQUI (57)	636 MCM	ACSR	138	17,13	D2	1
POMASQUI (TRANS)	COTOCOLLAO (19)	636 MCM	ACSR	138	17,73	D3	1
POMASQUI (57)	POMASQUI (TRANS)	636 MCM	ACSR	138	2,09	D2	1
		2X477 MCM	ACSR		1,08		
POMASQUI (57)	CRISTIANIA (18)	477 MCM	ACSR	138	6,51	S1	1
VICENTINA	TERMOPICHINCHA	477 MCM	ACSR	138	7,2		
SANTA ROSA 2	ADELCA	350 MCM	ACAR	138	15,79	D2	1
MACHACHI	ADELCA	477 MCM	ACSR	46	3,53	D2	1
SANTA ROSA (37)	MACHACHI	477 MCM	ACSR	46	6,46	D2	1
		500 MCM	ACAR	46	5	D2	
SANTA ROSA (37)	SAN RAFEL (27)	477 MCM	ACSR	46	14,06	S2	1
SANTA ROSA (37)	EPICLACHIMA Nº 1	477 MCM	ACSR	46	9,63	D16	1
SANTA ROSA (37)	EPICLACHIMA Nº 2	477 MCM	ACSR	46	9,63	D16	1
EPICLACHIMA (21)	DERIVACIÓN BARRIO NUEVO (3)	477 MCM	ACSR	46	3,76	S17	1
DERIVACIÓN BARRIO NUEVO (3)	BARRIO NUEVO (3)	477 MCM	ACSR	46	0,39	S16	1
SUR (20)	EPICLACHIMA (21)	477 MCM	ACSR	46	5,67	S16	1
SUR (20)	CHIMBACALLE (4)	266,8 MCM	ACSR	46	1,63	S9	1
SUR (20)	DERIVACIÓN SUCRE (6) Y MARIN (8)	477 MCM	ACSR	46	1,22	S12	1
DERIVACIÓN SUCRE (6) Y MARIN (8)	SUCRE (6)	397,5 MCM	ACSR	46	0,62	S12	1
DERIVACIÓN SUCRE (6) Y MARIN (8)	MARIN (8)	397,5 MCM	ACSR	46	0,57	S12	1
SUR (20)	VICENTINA	477 MCM	ACSR	46	3,75	S12	1
SUR (20)	GUANGOPOLO TÉRMICA (82)	477 MCM	ACSR	46	6,78	D3	1
				46	1,05	D14	
SUR (20)	GUANGOPOLO HIDRÁULICA (84)	477 MCM	ACSR	46	6,87	D3	1
SUR (20)	LULUNCOTO (2)	266,8 MCM	ACSR	46	0,18	S16	1
DERIVACIÓN BARRIO NUEVO (3)	SAN ROQUE (7)	477 MCM	ACSR	46	2,69	S16	1
					2,69	S17	
SELVA ALEGRE (41)	SAN ROQUE (7)	477 MCM	ACSR	46	4,9	S17	1
SELVA ALEGRE (41)	MIRAFLORES (9)	477 MCM	ACSR	46	3,75	S26	1
MIRAFLORES (9)	PEREZ GUERRERO (53)	477 MCM	ACSR	46	0,68	S17	1
DERIVACIÓN 10 V Y PEREZ GUERRERO	PEREZ GUERRERO (53)	477 MCM	ACSR	46	1,39	S17	1
DERIVACIÓN 10 V Y PEREZ GUERRERO	10 VIEJA	266,8 MCM	ACSR	46	0,31	S8	1
SAN RAFAEL (27)	SANGOLQUI (55)	477 MCM	ACSR	46	7,85	S4	1
SANGOLQUI (55)	PASOCHOA (88)	3/0 AWG	ACSR	46	8,83	S8	1
GUANGOPOLO TÉRMICA (82)	SAN RAFEL (27)	477 MCM	ACSR	46	3,3	S16	1
GUANGOPOLO TÉRMICA (82)	GUANGOPOLO HIDRÁULICA (84)	477 MCM	ACSR	46	1,14	D14	1
VICENTINA (39)	NORTE (38)	477 MCM	ACSR	46	5,09	S2	1
VICENTINA (39)	DERIVACIÓN FLORESTA (12)	477 MCM	ACSR	46	0,59	S11	1
DERIVACIÓN FLORESTA (12)	FLORESTA (12)	397,5 MCM	ACSR	46	0,22	S12	1
DERIVACIÓN FLORESTA (12)	DERIVACIÓN CAROLINA (24)	397,5 MCM	ACSR	46	2,32	S12	1
DERIVACIÓN CAROLINA (24)	CAROLINA (24)	477 MCM	ACSR	46	1,94	S9	1
DERIVACIÓN CAROLINA (24)	NORTE (38)	477 MCM	ACSR	46	1,42	S12	1
SELVA ALEGRE (41)	DERIVACIÓN GRANDA CENTENO (13)	477 MCM	ACSR	46	2,11	S16	1
DERIVACIÓN GRANDA CENTENO (13)	GRANDA CENTENO (13)	477 MCM	ACSR	46	0,1	S16	1
DERIVACIÓN GRANDA CENTENO (13)	DERIVACIÓN IÑAQUITO (28)	477 MCM	ACSR	46	1,89	S17	1
DERIVACIÓN IÑAQUITO (28)	IÑAQUITO (28)	477 MCM	ACSR	46	0,23	S16	1
DERIVACIÓN IÑAQUITO (28)	NORTE (38)	477 MCM	ACSR	46	1,65	S17	1
NORTE (38)	CUMBAYA (80) - Nº 1	477 MCM	ACSR	46	6,3	D5	1
NORTE (38)	CUMBAYA (80) - Nº 2	477 MCM	ACSR	46	6,2	D5	1
CUMBAYA (80)	TUMBACO (36)	477 MCM	ACSR	46	2,11	S16	1
CUMBAYA (80)	NAYÓN (86)	477 MCM	ACSR	46	1,46	S5	1
					1,46	S16	
NAYÓN (86)	QUINCHE (58)	477 MCM	ACSR	46	12,4	S5	1
NORTE (38)	RIO COCA (16)	477 MCM	ACSR	46	2,45	S17	1
SELVA ALEGRE (41)	EL BOSQUE (15)	477 MCM	ACSR	46	1,525	S16	1
					1,525	S17	
EL BOSQUE (15)	RIO COCA (16)	477 MCM	ACSR	46	3,35	S3	1
COTOCOLLAO (19)	DERIVACIÓN EL BOSQUE (15) Y ANDALUCIA (17)	477 MCM	ACSR	46	3,65	S16	1
DERIVACIÓN EL BOSQUE (15) Y ANDALUCIA (17)	EL BOSQUE (15)	477 MCM	ACSR	46	2,99	S17	1
DERIVACIÓN EL BOSQUE (15) Y ANDALUCIA (17)	ANDALUCIA (17)	477 MCM	ACSR	46	0,9	S17	1
COTOCOLLAO (19)	LOS BANCOS (49)	4/0 AWG	ACSR	46	24,07	S21	1
		281,4 MCM	AAC		15,65		
		266,8 MCM	ASC		8,83		
SELVA ALEGRE (41)	BELISARIO QUEVEDO (11)	477 MCM	ACSR	46	1,75	S26	1
		266,8 MCM	ACSR	46	0,87		
VICENTINA (39)	DERIVACIÓN 10 V Y PEREZ GUERRERO (53)	477 MCM	ACSR	46	1,5	S17	1
DERIVACIÓN CONOCOTO	CONOCOTO	500 MCM	ACAR	138	1,995		1
SANGOLQUI (55)	ENKADOR	266.8 MCM	ACSR	46	5,614		1

PARÁMETROS ELÉCTRICOS Y CARACTERÍSTICAS DE CONDUCTORES.

CONDUCTORES DE FASE									
SECCIÓN		MATERIAL	TIPO	LÍMITE TÉRMICO	NÚMERO DE HILOS	RESISTENCIA A 70 °C (OHM/MILLA)	REACTANCIA UN PIE DE SEPARACIÓN (OHM/MILLA)	GMR (Pulg)	REFERENCIA
636	MCM	ACSR	ROOK	780	24 / 7	0,1745	0,415	0,977	Pag 4-25 Tabla 4-16
500	MCM	ACAR		619	18 / 19	0,2392	0,443	0,813	Pag 4-30 Tabla 4-19
500	MCM	ACAR		650	30 / 7	0,2301	0,443	0,6779	Establecidos por Constructor
750	MCM	ACAR		840	30 / 7	0,125	0,418	0,977	Cablec
477	MCM	ACSR	FLICKER	670	24 / 7	0,2324	0,432	0,846	Pag 4-25 Tabla 4-16
397,5	MCM	ACSR	IBIS	590	26 / 7	0,2779	0,441	0,783	Pag 4-25 Tabla 4-16
350	MCM	ACAR		510	15 / 4	0,3286	0,466	0,679	Pag 4-30 Tabla 4-19
266,8	MCM	ACSR	PATRIDGE	460	26 / 7	0,4132	0,465	0,642	Pag 4-25 Tabla 4-16
266,8	MCM	ASC	LAUREL	457	19	0,42	0,483	0,593	Pag 4-9 Tabla 4-6
281,4	MCM	AAC	RATCH	460	19	0,444	0,465	0,609	Pag 4-16 Tabla 4-10
3/0	AWG	ACSR	PIGEON	300	6 / 1	0,757	0,579	0,502	Pag 4-20 Tabla 4-14
4/0	AWG	ACSR	PENGUIN	340	6 / 1	0,617	0,557	0,563	Pag 4-20 Tabla 4-14
CONDUCTOR DE GUARDA									
3/8	Extra High Strength Steel	ACERO GALVANIZADO	CLASE A		7	7,33	1,77	0,36	**PAPER**: Selección térmica de los cables de guarda de líneas futuras de ADELCA

Referencia: Aluminium Electrical Conductor Handbook

ANEXO E

IMPEDANCIAS DE LA L/T NORTE VICENTINA

CÁLCULOS DEL PROGRAMA

PLT.