UNIVERSIADAD POLITECNICA SALESIANA
SEDE QUITO

FACULTAD DE INGENIERÍAS

CARRERA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

TESIS PREVIA A LA OBTENCIÓN DEL TITULO DE INGENIERO ELÉCTRICO

"INTEGRACIÓN DEL PATIO DE 138 kV DE LA SUBESTACIÓN SELVA ALEGRE AL SISTEMA SCADA DE LA EEQ.SA"

AUTOR:

VICTOR DAVID CARRERA ANALUISA

DIRECTOR:

ING: SANTIAGO ESPINOSA.G

QUITO, JULIO DEL 2012

DECLARACIÓN

Yo, Victor David Carrera Analuisa, declaro bajo juramento que el trabajo de Tesis desarrollado a continuación es de mi autoría, los conceptos desarrollados, análisis y las conclusiones del presente trabajo, son de exclusiva responsabilidad del Autor.

A través de la presente declaración cedo mis derechos de propiedad intelectual a la Universidad Politécnica Salesiana, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual.

Quito, Julio 2012

_____

VICTOR DAVID CARRERA ANALUISA

CERTIFICACIÓN

Certifico haber dirigido y revisado la Tesis Previa a la obtención del Título de Ingeniero Eléctrico denominada: **"INTEGRACION DEL PATIO DE 138kV DE LA SUBESTACION SELVA ALEGRE AL SISTEMA SCADA DE LA EEQ. SA"**, la cual ha sido desarrollada en su totalidad por el estudiante: **VICTOR DAVID CARRERA ANALUISA,** cumpliendo con las disposiciones emitidas por la Universidad Politécnica Salesiana.

Quito, 30 junio del 2012

_____

ING. SANTIAGO ESPINOSA G.
DIRECTOR DE TESIS

DEDICATORIA

Dedico la presente tesis a mi amada familia a mi esposa Lorena e hijos Angelo y Neytan Carrera, los mismos que me han otorgado toda su paciencia y apoyo incondicional, y que gracias a ellos he logrado alcanzar una meta más en mi vida.

VICTOR DAVID CARRERA ANALUISA

AGRADECIMIENTO

A Dios, por darme la fortaleza para nunca rendirme.

A mi madre Juanita Analuisa y hermanita Beatriz Carrera, por ser las personas que confiaron en mí, al Ing. Santiago Espinosa por su guía, durante el desarrollo de la Tesis y en especial al Ing. Oswaldo Merizalde jefe del Dpto. de Operación y Mantenimiento de Líneas y Subestaciones de la EEQ. Por la ayuda proporcionada para el desarrollo del presente trabajo de Titulación.

.

VICTOR DAVID CARRERA ANALUISA

INDICE

Planteamiento del problema……..... -----

Justificación del tema…… -----

Alcances…….. -----

Objetivos……. -----

Hipótesis…….. -----

Marco teórico……. -----

Marco metodológico…….. -----

Resumen……. -----

CAPITULO I

SISTEMA AUTOMATICO DE SUBESTACIONES (SAS)

1.1 **Introducción……** 1

1.2 **Subestaciones Eléctricas...…..……..** 2

1.2.1 Tipos de subestaciones eléctricas……..... 2

1.2.1.1 Subestación tipo intemperie……. 2

1.2.1.2 Subestación tipo interior…….……. 3

1.2.1.3 Subestación tipo blindado…… 3

1.2.1.4 Elevadoras……..... 3

1.2.1.5 Reductoras…… 3

1.2.2 Capacidad de una subestación…….. 4

1.2.3 Voltajes……. 4

1.2.3.1 Niveles de voltajes……... 5

1.2.4 Diagrama unifilar…….. 5

1.2.4.1 Normas empleadas en la realización de diagramas eléctricos…… 6

1.2.5 Designación de dispositivos eléctricos utilizados en la subestación…… 6

1.2.6 Tipos de esquema y su evaluación…… 8

1.2.6.1 Esquema de barra simple…… 8

1.2.6.2 Esquema de barra principal y de transferencia…… 9

1.2.6.3 Esquema con juego de barras principal y uno de barras auxiliares…….. 10

1.2.6.4 Diagrama con doble juego de barras o barra partida… 11

1.2.6.5 Esquema con arreglo en anillo……. 12

1.2.6.6 Esquema con arreglo interruptor y medio…… 13

1.2.6.7 Esquema con arreglo doble interruptor…… 14

1.2.7 Esquema de barras de la Subestación Selva Alegre…… 15

1.3 Esquemas de automatización de subestaciones……... 17

1.3.1 Sistemas de automatización de subestaciones (SAS)…….. 17

1.4 Protocolos y comunicaciones……. 19

1.4.1 Medios de comunicación……. 19

1.4.1.1 Por cable...…… 19

1.4.1.2 Por radio…….. 20

1.4.1.3 Por fibra óptica……. 20

1.4.2 Protocolos de comunicación……. 21

1.4.2.1 DNP3…… 21

.

1.4.2.2 IEC 61850…… 22

1.4.2.3 IEC 60870-5-104…….. 23

1.4.2.4 Comunicación entre los módulos de bahía y los dispositivos electrónicos inteligentes IED's…… 24

1.4.2.5 Gateway…… 25

1.4.2.6 Comunicación entre módulos de bahía y Pc de adquisición de datos y Gateway……..... 26

1.4.2.7 Comunicación entre Pc de adquisición de datos y Pc's remotas……. 26

1.4.2.8 Comunicación con el SCADA……. 27

1.5 Sistema SCADA……..... 28

1.5.1 Flujo de información en un sistema SCADA……... 29

.

1.5.2 Necesidad de un sistema SCADA…… 30

1.5.3 Funciones de un sistema SCADA…… 30

1.5.4 Beneficios de un sistema SCADA…… 31

CAPITULO II

SUBESTACION SELVA ALEGRE

2.1 **Introducción……** 32

2.1.1 Situación actual de la Subestación Selva Alegre…….. 33

2.1.2 Descripción general…….. 33

2.2 **Equipo del patio de 138kVde la Subestación Selva Alegre……** 34

2.2.1 Interruptores 34

2.2.2 Seccionador de líneas y seccionador de puesta a tierra…… 36

2.2.3 Seccionadores asociados a los disyuntores…….. 37

2.2.4 Elementos para medida de magnitudes eléctricas…… 37

2.2.4.1 Transformadores de corriente (TC's)……... 38

2.2.4.2 Transformadores de potencial (TP's)……... 39

2.2.5 Pararrayos……. 41

2.2.6 Transformador de potencia…….. 42

2.2.7 Otros elementos…….. 46

2.2.8 Banco de baterías……. 47

2.3 **Secuencia de control y enclavamientos actuales…….** 48

2.3.1 Control de seccionadores……. 48

2.3.2 Energización de una línea……. 49

2.3.3 Desconexión de una línea……. 49

2.3.4 Energización de un transformador…… 49

2.4 **Estructura de la Subestación Selva Alegre…….** 50

2.4.1 Posición de la línea de 138kV…….. 50

2.4.2 Posición de los transformadores de potencia T1 y T2…….. 51

2.5 **Protecciones……** 52

2.5.1 Funciones de una protección…… 52

2.5.2 Protección general para una subestación con esquema en anillo. 52

2.5.2.1 Protección de distancia (CODIGO ANSI 21)…….. 53

2.5.2.2 Protección direccional (CODIGO ANSI 67)…….. 54

2.5.2.3 Protección de tensión (CODIGO ANSI 27)…… 55

2.5.2.4 Protección diferencial (CODIGO ANSI 87)…….. 55

2.5.2.5 Protección por falla de disyuntor BF (falla breaker)… 56

2.6 **Protecciones del patio de 138kV de la Subestación Selva Alegre……...** 56

2.6.1 Protecciones del patio de 46kVde la Subestación Selva Alegre.. 57

2.6.2 Protecciones para transformadores de potencia……. 58

CAPITULO III

3.1 **INTRODUCCION…….** 59

3.2 **Alcance de la automatización de la S/E Selva Alegre……..** 60

3.2.1 Requerimientos técnicos para la integración de la Subestación Selva Alegre al sistema SCADA de la EEQ…… 60

3.3 **Integración de la Subestación Selva Alegre tomando como base a los niveles jerárquicos del SAS……** 62

3.3.1 Nivel 0.-Equipo del patio……. 63

3.3.2 Nivel 1.-Nivel de bahía……. 63

3.3.2.1 Control de bahía de la Subestación Selva Alegre…… 65

3.3.2.2 IED´s de control de bahías Subestación Selva Alegre 66

3.3.2.3 Señales de entradas y salidas binarias de los relés de control de bahía Siemens Siprotec 7SJ64…….. 67

3.3.2.4 Lógicas de programación de los relés de control de bahías……... 68

3.3.2.5 IED´s de protección de bahía Subestación Selva Alegre……..... 69

3.3.2.6 Protecciones para transformadores de potencia…….. 87

3.3.2.7 Protocolos de comunicación utilizados en el nivel de bahía…… 88

3.3.3 Nivel.-2 De estación Subestación Selva Alegre…….. 89

3.3.3.1 Intercambio de datos entre nivel de bahía y estación de la Subestación Selva Alegre…… 89

3.3.3.2 Telecontrol……... 90

3.3.3.3 Interfaz Hombre- Máquina (HMI)…….. 92

3.3.3.4 Supervisión, control y adquisición de datos en el nivel de estación…… 92

3.3.3.5 Funciones de control remoto…… 93

3.3.3.6 Funciones de monitoreo…….. 94

3.4 **Equipos a supervisar y monitorear de la Subestación Selva Alegre..** 94

CAPITULO IV

Análisis Económico…… 101

4.1 **Supuestos considerados…….** 101

4.1.1 Tasa de descuento…… 101

4.1.2 Forma de pago de la inversión ……. 102

4.2 **Identificación, cuantificación y valoración de ingresos, beneficios y costos de (inversión, operación y mantenimiento)……....** 102

4.2.1 Energía no suministrada (ENS)…… 102

4.2.2 Costo de la Energía no suministrada…… 102

4.2.3 Beneficio por energía no recuperada…… 106

4.2.4 Resumen de costos de Energía no suministrada (ENS) con operador de subestación…….. 106

4.2.5 Resumen de costos de Energía no suministrada (ENS) con operación desde el SCADA EEQ. ……. 106

4.2.5.1 Porcentaje de ahorro%..... 107

4.3 **Costos……..** 107

4.3.1 Costos de inversión……... 107

4.3.2 Costos por operación y mantenimiento…… 109

4.4 **Flujos Económicos y Financieros…….** 109

4.4.1 Flujos económico……..... 110

4.5 **Indicadores económicos y sociales……** 110

4.5.1 VAN……. 110

4.5.2 TIR…… 111

4.5.3 Costo Beneficio…… 111

4.5.4 Criterio de decisión…….. 112

CAPÌTULO V

Conclusiones y recomendaciones…….. 113

5.1 Conclusiones…… 113

5.2 Recomendaciones……. 115

INDICE DE TABLAS

CAPITULO I

Tabla 1.1	Lista de relés utilizados en disyuntores primarios……	7
Tabla 1.2	Lista de relés de protección utilizados en líneas de transmisión y subtransmision……	7
Tabla 1.3	Lista de relés de protección utilizados en transformadores de potencia…….	7

CAPITULO II

Tabla 2.1	Características de los disyuntores instalados en el patio de 138kVde la S/E Selva Alegre……..	35
Tabla 2.2	Características de los seccionadores de línea instalados en el patio de 138kVde la S/E Selva Alegre…….....	36
Tabla 2.3	Características de los TC's instalados en el patio de 138kVde la S/E Selva Alegre……..	38
Tabla 2.4	Características de los TP's instalados de la Líneas Pomasqui y Cotocollao del patio de 138kVde la S/E Selva Alegre…….	39
Tabla 2.5	Características de los TP's instalados de la Líneas E. Espejo y Sta. Rosa del patio 138kVde la S/E Selva Alegre……	40
Tabla 2.6	Características de los pararrayos de barras y líneas Pomasqui y Cotocollao del patio de la S/E Selva Alegre……..	41
Tabla 2.7	Características de los pararrayos de barras y líneas Sta. Rosa Transelectric y E. Espejo…….....	42
Tabla 2.8	Características de transformador de potencia T1 patio de 138kV	44
Tabla 2.9	Características de transformador de potencia T2 patio de 138kV	45
Tabla 2.10	Características de los Transformadores de servicios auxiliares ubicados en el patio de 138kV……	47
Tabla 2.11	Características de banco de baterías del patio de 138kVde la S/E Selva Alegre…….	47
Tabla 2.12	Características de banco de baterías del patio de 46kVde la S/E	47

Selva Alegre……

Tabla 2.13 Posición de las líneas que se encuentran derivados a la S/E Selva Alegre…….. 50

CAPITULO III

Tabla 3.1 Parámetros calculados para la protección de la Línea Selva Alegre- Pomasqui…… 74

Tabla 3.2 Parámetros calculados para la protección de la Línea Selva Alegre-Cotocollao…….. 78

Tabla 3.3 Parámetros calculados para la protección de la Línea Selva Alegre-Sta. Rosa …… 83

Tabla 3.4 Parámetros calculados para la protección de la Línea Selva Alegre-E. Espejo……. 87

Tabla 3.5 Lista de los equipos que se va a supervisar y monitorear de la S/E Selva Alegre patio de 138kV ……. 95

Tabla 3.6 Lista de los equipos de la S/E Selva Alegre monitoreados desde el SCADA de la EEQ……. 99

Tabla 3.7 Lista de las señales de la S/E Selva Alegre monitoreados desde el SCADA de la EEQ……. 100

CAPITULO IV

Tabla 4.1 Lista de líneas y subestaciones asociados a la Subestación Selva Alegre……. 103

Tabla 4.2 Análisis de Costos de Energía No Suministrada (ENS) en la Subestación Selva Alegre periodo enero 2008-abril 2011…….. 104

Tabla 4.3 Análisis de Costos de Operación de la Subestación Selva Alegre con un tiempo promedio de 0.4horas desde el sistema SCADA EEQ……. 105

Tabla 4.4 Inversión total del proyecto……. 108

Tabla 4.5 Costo por operación y mantenimiento de la S/E Selva Alegre…. 109

Tabla 4.6 Flujo Financiero…….. 109

Tabla 4.7 Valoración económica del proyecto…… 110

INDICE DE FIGURAS

CAPITULO I

Figura 1.1	Esquema de conexión barra simple S/E Miraflores……..…….	9
Figura 1.2	Esquema de conexión barra principal y transferencia S/E Norte……..	10
Figura 1.3	Esquema de conexión barra principal y una auxiliar S/E Sta. Rosa Transelectric……	11
Figura 1.4	Esquema de conexión barra partida S/E San Roque…….	12
Figura 1.5	Esquema de conexión en anillo S/E Selva Alegre…….	13
Figura 1.6	Esquema de conexión disyuntor y medio S/E Sta. Rosa EEQ...	14
Figura 1.7	Esquema de conexión doble interruptor S/E Zambiza……...	15
Figura 1.8	Esquema funcional de un sistema automatizado……..	18
Figura 1.9	Comunicación DNP3…….	22
Figura 1.10	Comunicación IEC 61850…….	23
Figura 1.11	Comunicación IEC 60870-5-104……..	24
Figura 1.12	Gateway de comunicación de la S/E Selva Alegre……	25
Figura 1.13	Estructura de un sistema de control de una subestación……	26
Figura 1.14	Sistema de comunicación SCADA EEQ…….. ….	28
Figura 1.15	Sistema SCADA actual de la EEQ…….	29
Figura 1.16	Flujo de información en sistemas SCADA……	30

CAPITULO II

Figura 2.1	Transformación de energía. ……..	32
Figura 2.2	Disyuntor ASEA patio de 138kV S/E Selva Alegre……..	35
Figura 2.3	Seccionador motorizado de línea patio de 138kV S/E Selva	37

	Alegre…….	
Figura 2.4	Transformadores de corriente TC´s……	38
Figura 2.5	TP´s instalados en el anillo de 138kVde la S/E Selva Alegre…….	40
Figura 2.6	Pararrayos de la subestación……..	42
Figura 2.7	Transformador de potencia T1 BBC patio de 138kV S/E Selva Alegre……	44
Figura 2.8	Transformador de potencia T2 Siemens patio de 138kV S/E Selva Alegre……...	46
Figura 2.9	Banco de baterías de la Subestación Selva Alegre…….	48
Figura 2.10	Bahía de transformador…….	51
Figura 2.11	Tablero actual de protección y control del patio de 138kV…	51
Figura 2.12	Zonas de protección para un esquema en anillo…….	53
Figura 2.13	Zonas de protección de relés de distancia……..	54
Figura 2.14	Diagrama funcional y circuito de control de una protección (67)……	55
Figura 2.15	Diagrama funcional protección (87)…….	56

CAPITULO III

Figura 3.1	Integración de subestaciones aplicando los niveles jerárquicos del SAS.	62
Figura 3.2	Gabinetes de control y protección nuevas de la S/E Selva Alegre patio 138kV……	65
Figura 3.3	Proceso de cambio relés electromecánicos con relé Siemens Siprotec 7SJ645…….	66
Figura 3.4	Relé Siemens Siprotec 7SJ64……	67
Figura 3.5	Lógicas de control programadas en el relé Siprotec 7SJ645….	68
Figura 3.6	Relé ABB REF 670……	69

Figura 3.7	Relé ABB REF 670 protección de distancia……..	88
Figura 3.8	Comunicación entre relés Siemens……	89
Figura 3.9	Protocolos de comunicación utilizados en la Subestación Selva Alegre……..	90
Figura 3.10	Gabinete, de RTU, SCADA local equipamiento de comunicaciones……..	91
Figura 3.11	Despliegue grafico de la Subestación Selva Alegre mostrado en el SCADA local y remoto…….	92
Figura 3.12	Centro de Control de la EEQ……	93
Figura 3.13	Centro de Control de la EEQ, software y hardware…….	94

INDICE ANEXOS

A.1 Diagrama unifilar patio de 138 kV S/E Selva Alegre

B.1 Pruebas previas de interruptor de potencia 52-1 patio de 138kV S/E Selva Alegre.

C.1 Diagrama de conexión relé de sobrecorriente (67/67N) disyuntor 52-1.

C.2 Diagrama de conexión relé de sobrecorriente (67/67N) disyuntor 52-2.

C.3 Diagrama de conexión relé de sobrecorriente (67/67N) disyuntor 52-3.

C.4 Diagrama de conexión relé de sobrecorriente (67/67N) disyuntor 52-4.

C.5 Diagrama de conexión relé de sobrecorriente (67/67N) disyuntor 52-5.

C.6 Diagrama de conexión relé de sobrecorriente (67/67N) disyuntor 52-6.

D.1 Lógicas de control disyuntor 52-1 cierre y apertura.

D.2 Lógicas de control disyuntor 52-2 cierre y apertura.

D.3 Lógicas de control disyuntor 52-3 cierre y apertura.

D.4 Lógicas de control disyuntor 52-4 cierre y apertura.

D.5 Lógicas de control disyuntor 52-5 cierre y apertura.

D.6 Lógicas de control disyuntor 52-6 cierre y apertura.

E.1 Lógicas de control disyuntor 52-1 disparo.

E.2 Lógicas de control disyuntor 52-2 disparo.

E.3 Lógicas de control disyuntor 52-3 disparo.

E.4 Lógicas de control disyuntor 52-4 disparo.

E.5 Lógicas de control disyuntor 52-5 disparo.

E.6 Lógicas de control disyuntor 52-6 disparo.

F.1 Manual de procedimiento de operación del patio de138kV de la Subestación Selva Alegre con sistema SCADA EEQ.

F.2 Maniobras de operación de la Subestación Selva Alegre patio 138kV.

G.1 Informe de desconexiones de la Subestación Selva Alegre en el periodo Enero 2008- Abril 2011 obtenidos en los reportes del Centro de Control de la EEQ.

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

La Subestación Selva Alegre, una de las más importantes de la Empresa Eléctrica Quito SA, dispone actualmente de tres operadores, los mismos que se encargan de la toma manual de los datos referentes a: voltajes, corrientes de las líneas, potencia activa, reactiva y posición del tap de los transformadores de potencia etc.

El operador de la subestación tiene el deber de enviar un reporte cada hora al departamento de despacho de potencia o centro de control sobre las lecturas tomadas. También informa inmediatamente sobre alguna anomalía en la subestación en el caso de una desconexión de un equipo por falla del patio de 138kV, los relés de protección electromecánicos actuados y a que línea corresponden.

Esta información es enviada al despachador en el centro de control, ya sea por medio de comunicación telefónica o vía radio, el cual recepta toda la información de lo sucedido en la subestación.

A su vez, el centro de control indica al operador las maniobras necesarias de operación para restablecer el sistema.

¿Será posible integrar al sistema SCADA de la EEQ.SA el patio de 138kV de la Subestación Selva Alegre?

El tema de esta denuncia de tesis es" Integración del patio de 138kV de la Subestación Selva Alegre al Sistema SCADA de la EEQ.SA."

JUSTIFICACIÓN DEL TEMA

Para el desarrollo de esta tesis de Ingeniería Eléctrica se necesitan conocimientos de Control, Sistemas Eléctricos de Potencia, Protecciones y redes; los cuales brindan los conceptos necesarios para cumplir con el objetivo de este trabajo.

Con la integración del patio 138kV de la Subestación Selva Alegre, al sistema SCADA de la Empresa Eléctrica Quito SA. El Sistema de Distribución obtendrá

ventajas como: protección, control remoto, monitoreo, supervisión y comunicación de la Subestación Selva Alegre.

Los beneficiados serán también los usuarios que se encuentran en la zona de concesión, de la EEQ.SA, puesto que con la automatización, podrá optimizar su operación y servicio.

ALCANCES

- Recopilación de información técnica, del patio de 138kV de la Subestación Selva Alegre.

- Diseño de los nuevos planos con los esquemas de control y sus respectivas hojas de cableado, para la puesta en operación del nuevo tablero de control y protección de todos los equipos del patio de 138 kV.

- Elaboración de una tabla de parámetros de los diferentes dispositivos de control y protección, tomando como referente los seteos de los relés electromecánicos que funcionan actualmente, entre los principales se pueden mencionar:

  - Protección Diferencial de Barra.
  - Protección de Distancia principal y respaldo
  - Protección de Sobre Corriente Direccional para cada Línea de transmisión de la Subestación Selva Alegre:

    Línea S/E Selva Alegre – S/E Pomasqui.
    Línea S/E Selva Alegre –S/E Cotocollao.
    Línea S/E Selva Alegre – S/E Santa Rosa Transelectric.
    Línea S/E Selva Alegre – S/E Eugenio Espejo.

- Ejecución de un protocolo de pruebas de los relés alfanuméricos IED´s de control y protección de los diferentes equipos del patio de 138kV de la Subestación Selva Alegre.

OBJETIVOS

General

Integrar el patio de 138kV de la Subestación Selva Alegre al Sistema SCADA de la EEQ .SA.

Específicos.

- Recopilar la información de la topografía y funcionamiento actual del patio de 138kV de la Subestación Selva Alegre respecto al sistema de operación, control y medición.

- Diseñar los planos que servirán para el montaje y cableado de los nuevos tableros de control y protección, para integrar la subestación Selva Alegre al Sistema SCADA EEQ.SA.

- Elaborar una tabla de los parámetros para calibrar los diferentes relés alfanuméricos o IED's de control y protección , tomando como referencia aquellos seteos de los relés electromecánicos

- Enlistar un protocolo de pruebas de los equipos de control y protección antes de su puesta en servicio.

- Implementar cada una de las líneas de transmisión del patio de 138kV al SCADA de la EEQ.SA, probar su control y monitoreo.

HIPÓTESIS

Al finalizar el presente trabajo la Empresa Eléctrica Quito SA. Dispondrá de un documento que le permita implementar los equipos para supervisar y monitorear desde centro de control.

MARCO TEÓRICO

La presente Tesis se basará en conocimientos de Diseño de Subestaciones Eléctricas, partiendo de la descripción de una subestación, las partes constitutivas de una subestación, esquemas de control, medición y protección, funcionamiento e importancia de una subestación Eléctrica.

Utilizando lo aprendido en la materia de Control Industrial y SEP se realizará el análisis del funcionamiento de los esquemas de control y protección de la subestación Selva Alegre de la EEQ.SA, para definir el tipo de configuración que tiene la subestación, las protecciones que emplea para el correcto funcionamiento de las líneas de transmisión , los esquemas de conexión y funcionamiento del equipo de seccionamiento, tales como disyuntores y seccionadores adyacentes , de línea y de puesta a tierra.

También se realizará el levantamiento de información que permitirá corroborar o rectificar los planos de subestación Selva Alegre de la EEQ.SA.

El equipo micro procesado o relés alfanuméricos que se utilizara en la automatización de S/E permitirá, procesar los datos en forma digital, pero es claro que los datos y las mediciones tomadas en el campo mismo del proceso deben ser convertidos en señales digitales antes de ser procesadas. Para lo cual las se utilizaran convertidores análogo/digitales (ADC) para implementar las señales a nuestra RTU.

La Protección de Distancia principal y respaldo, Protección de Sobre Corriente Direccional, Protección Diferencial de Barra, Se analizará las señales de potencial y corriente y disparos que requiere cada una de ellas para la protección de las líneas de 138 kV de la Subestación Selva Alegre.

MARCO METODOLÓGICO

En el desarrollo de la tesis se utilizará el método deductivo por la característica del mismo ya que se empezará por un estudio de la subestación Selva Alegre basado en la ingeniería de subestaciones el cual permitirá realizar cálculos y diseños de su automatización.

Al implementar el patio de 138 kV de la Subestación Selva alegre al Scada de la EEQ.SA, se realizará un proceso experimental, ya que todos los equipos y dispositivos serán utilizados de acuerdo a las necesidades, criterios y parámetros específicos y aplicables a las necesidades de la subestación y los datos de campo y estadística ameritan este procedimiento.

RESUMEN

Actualmente, en muchos países las empresas encargadas de la distribución de energía eléctrica han sentido la necesidad de optimizar la calidad del servicio a través de sistemas electrónicos, razón por la cual han recurrido a los Sistemas SCADA los cuales conllevan el uso de redes de control remoto capaces de administrar el comportamiento de una subestación eléctrica.

El presente trabajo es la describe el proceso y aplicación utilizado para integrar el patio de 138kV de la Subestación Selva Alegre al sistema SCADA de la Empresa Eléctrica Quito cabe recalcar que la subestación, mencionada es una de las más importantes para la EEQ.

El primer capítulo se enfoca en la descripción de una Subestación Eléctrica, tipos de subestaciones existentes las principales topologías empleadas y esquemas de conexión. Así mismo se analizan los distintos esquemas de subestaciones existentes, en cuanto a la disposición física de los elementos de potencia, para investigar las ventajas y desventajas de los mismos.
Se describen los protocolos de comunicación más utilizados que intervienen en las redes remotas, los protocolos de comunicación juegan un papel muy importante porque de ellos dependen las futuras ampliaciones y estandarizaciones que podríamos hacer.

El segundo capítulo trata de describir a la Subestación Selva Alegre en su estado actual se procede a enlistar el equipo de potencia instalado en el patio de maniobras así mismo se analiza el esquema control, protección y operación que poseía la subestación.

El tercer capítulo de este proyecto estudia la estructura y aplicación de un Sistema Automático de Subestaciones (SAS), el mismo que posee un modelo de modernos sistemas de control, protección, supervisión y monitoreo de subestaciones. Con lo cual se obtienen importantes resultados como la recopilación, almacenamiento y distribución de información de las variables de interés para el Centro de Control de la EEQ.

El cuarto capítulo se enfoca al estudio Técnico económico que justifica la modernización, para el caso específico de la subestación Selva Alegre patio de 138kV. Para este estudio se comparó los tiempos que se demoran las maniobras con un operador de subestación y el tiempo operando la subestación desde el sistema SCADA EEQ.

Demostrándose que la inversión que se realizó se lo recuperara a corto plazo por lo que este proyecto beneficiara a la Empresa Eléctrica Quito y a sus usuarios finales.

CAPITULO I

SISTEMA AUTOMATICO DE SUBESTACIONES (SAS)

1.1. INTRODUCCION.

Las Subestaciones de Transformación son un elemento muy importante de los sistemas eléctricos de potencia, debido a que son el nexo existente entre la transmisión de energía eléctrica y la entrega a los usuarios finales.

En la actualidad, podemos encontrar diferentes tipos de subestaciones eléctricas, las mismas que se han tecnificado en el transcurso de los años debido al desarrollo mundial, todo esto como resultado de abastecer el incremento de la demanda eléctrica de los consumidores bajo condiciones de calidad.

Considerando estos antecedentes, las empresas generadoras y distribuidoras de energía eléctrica, han implementado de forma paulatina avances tecnológicos en sus instalaciones de potencia, los cuales están principalmente enfocados a los campos de las protecciones eléctricas, el control remoto y local de la operación y el monitoreo de las magnitudes relacionadas con los sistemas eléctricos de potencia.

En este contexto, los sistemas eléctricos de potencia están tendiendo a automatizarse con el fin de implementar esquemas que sean capaces de realizar por si mismos los procesos básicos y afrontar imprevistos que se presentan en el proceso de distribución de la energía eléctrica, para ello es necesario utilizar elementos con la visión de integrar diversas funciones e interactuar con sistemas informáticos, con el fin que permitan la coordinación de un registro de su operación para que el despachador pueda realizar la evaluación del funcionamiento del sistema.

La implementación de nuevos equipos, requiere de un exhaustivo estudio de las variaciones y relevancias que se generarán las distintas variables que contiene el sistema eléctrico a ser automatizado. Los estudios referidos deben tener como objetivo primordial identificar las condiciones técnicas óptimas, para la instalación de los nuevos componentes que pasarán a realizar las tareas ya existentes,

simultáneamente con las nuevas tareas que permitan tener un control y supervisión en tiempo real de las situaciones en los procesos energéticos.

1.2. SUBESTACIONES ELECTRICAS.

Una subestación es un conjunto de máquinas, elementos y circuitos que tienen la función de modificar los parámetros eléctricos, permitiendo el control del flujo de energía, brindando seguridad para el sistema eléctrico, los equipos y para el personal de operación y mantenimiento.

FUNCIONES:

- Modificar los niveles de voltaje
- Incremento de voltaje (elevación)
- Reducción de voltaje (reducción)
- Realizar maniobras

  Conexión

  Desconexión
- Protección
- Monitoreo
- Registro de eventos

1.2.1. TIPOS DE SUBESTACIONES ELECTRICAS.

Las subestaciones eléctricas se construyen, de acuerdo a las necesidades de los usuarios y tomando en cuenta parámetros como seguridad, transporte y distribución de la energía eléctrica.

1.2.1.1. SUBESTACION TIPO INTERPERIE.

Este tipo de subestaciones generalmente se construyen en terrenos expuestos a la intemperie, y requiere de un diseño, elementos y máquinas capaces de soportar el

funcionamiento bajo condiciones atmosféricas adversas (lluvia, viento, nieve, etc.) por lo general se utilizan en los sistemas de alto voltaje.

1.2.1.2. SUBESTACION TIPO INTERIOR.

En este tipo de subestaciones los elementos y máquinas están diseñados para operar dentro de compartimientos diseñados para este tipo de subestación, estas subestaciones generalmente son usadas en las industrias.

1.2.1.3. SUBESTACION TIPO BLINDADO.

En estas subestaciones, los elementos y las máquinas están sumamente protegidos, y el espacio necesario para su instalación es muy reducido, generalmente se utilizan en fábricas, hospitales, auditorios, edificios y centros comerciales que requieran poco espacio para su instalación, generalmente utilizan voltajes de distribución.

Las subestaciones se pueden denominar, de acuerdo con el tipo de función que desarrollan, como se muestra a continuación:

1.2.1.4. ELEVADORAS.

Son subestaciones que permiten elevar el voltaje generado, con el fin de transportar la energía generada a grandes distancias donde están ubicados los centros de consumo y se encuentran al aire libre, situadas generalmente al lado de las centrales generadoras de energía.

El voltaje primario de los transformadores utilizados en este tipo de subestaciones suele estar entre 3 y 36kV mientras que el voltaje secundario está condicionado por el nivel de voltaje de la línea de transporte o de interconexión.

1.2.1.5. REDUCTORAS.

Son subestaciones con la función de reducir el nivel de voltaje de alto o muy alto a medio voltaje para su posterior distribución en las áreas de consumo.

El voltaje primario de los transformadores depende del voltaje de la línea de transporte mientras que el voltaje secundario está condicionada por el nivel de voltaje de las líneas de distribución (entre 6 y 30 kV).

De acuerdo con el nivel de voltaje que manejan las subestaciones, estas se pueden agrupar en:

- Subestaciones de transmisión mayor o igual a 230kV.
- Subestaciones de subtransmision entre 230 y 115kV.
- Subestaciones de distribución primaria entre 115 y 23 kV.
- Subestaciones de distribución secundaria menor o igual a 23kV.

1.2.2. CAPACIDAD DE UNA SUBESTACION.

La capacidad de una subestación se fija, considerando la demanda actual de la zona en kVA o MVA según corresponda más el incremento, obtenido por el estudio de demanda para un periodo diez años, previendo el espacio necesario para las futuras ampliaciones y modificaciones.

1.2.3. VOLTAJES.

Dentro de la gama existente de voltajes normalizados, el voltaje de una subestación se puede fijar en función de los factores siguientes:

- Si la subestación es alimentada en forma radial, el voltaje se la puede fijar en función de la potencia.
- Si la alimentación proviene de un anillo, el nivel de voltaje queda obligada por la misma del anillo.

- Si la alimentación se toma de una línea de transmisión cercana, el voltaje de la subestación queda obligada por el nivel de voltaje de la línea.

1.2.3.1. NIVELES DE V0LTAJES.

Los voltajes en un sistema eléctrico de potencia se normalizan; inicialmente considerando las normas que se utilizan en cada país y también las normas internas de las empresas propietarias de los sistemas eléctricos para el caso ecuatoriano los voltajes normalizados para una subestación son:

- Transmisión 138-230kV.
- Subtransmision 46-69kV.
- Distribución Primaria 6.3-13.8-23kV.
- Distribución Secundaria
  Monofásica 120-240,115-230V
  Trifásica 120-208,127-220,440V

1.2.4. DIAGRAMA UNIFILAR.

El diagrama unifilar de una subestación eléctrica permite esquematizar en forma simbólica y a través de un solo trazo todo el equipamiento que forma parte de la instalación, considerando la forma de operación de cada uno de los elementos relacionados.

El diseño de una instalación eléctrica tiene su origen en el diagrama unifilar correspondiente, resultado del estudio técnico, de las necesidades del abastecimiento de carga de la zona vista de forma actual y con proyección en un futuro de mediano plazo.

1.2.4.1. NORMAS EMPLEADAS EN LA REALIZACION DE DIAGRAMAS ELECTRICOS.

Para el diseño de los esquemas y diagramas eléctricos existen varias normas que pueden ser utilizados y que podemos citar:

- IEC International Electrotechnical Comission.
- ANSI American National Estándar Institute.
- DIN Deutsche Industrie Normen.

El departamento de Diseño y Construcción de Subestaciones de la EEQ utilizan para realizar sus planos y esquemas de las nuevas subestaciones las normas -ANSI - American National Estándar Institute.

1.2.5. DESIGNACION DE DISPOSITIVOS ELECTRICOS UTILIZADOS EN LAS SUBESTACIONES.

Una de las instituciones que norma la designación de dispositivos eléctricos es A.S.A. (American Estándar Association) que se lo emplea en diagramas realizados en la norma ANSI.

En este contexto, a continuación se muestran las tablas de los relés de protección de con sus respectivos códigos numéricos utilizados por la Empresa Eléctrica Quito en las subestaciones convencionales aplicando el código IEEE y American Standard C37.2-1996.

RELES DE PROTECCION UTILIZADOS EN PRIMARIOS		
Mínima tensión		27
Sobrecorriente	Instantánea	50
	Temporizada	51

Sobrecorriente de tierra	Instantánea	50N
	Temporizada	51N
Sobrevoltaje		59
Desbalance		60
Reenganche		79
Baja frecuencia		81
Bloqueo		86
Auxiliares de disparo		94
Supervisión de voltaje DC		95

TABLA 1.1. *Lista de relés de protecciones utilizadas en disyuntores primarios.*

Código IEEE y American Standard C37.2-1996.

RELES DE PROTECCION DE LINEAS DE TRANSMISION Y SUBTRANSMISION	
Distancia	21
Sincronismo	25
Mínima Tensión	27
Sobrecorriente Direccional	67
Sobrecorriente Direccional, Temporizada, Tierra	67N
Sobrecorriente Direccional, Instantánea , Tierra	67iN
Disparo	94
Supervisión de voltaje DC	95

TABLA 1.2. *Lista relés de protección utilizados en líneas de transmisión y subtransmisión.* ***Fuente:***

Código IEEE y American Standard C37.2-1996.

RELES DE PROTECCION PARA TRANSFORMADORES		
Mínima Tensión		27
Sobretemperatura		49
Sobrecorriente	Instantánea	50
	Temporizada	51
Factor de Potencia		55
Sobrepresión		63
Diferencial		87
Diferencial de Barra		87B
Diferencial de Transformador		87T
Disparo		94
Supervisor de Voltaje DC		95
Regulación de Voltaje		90

TABLA 1.3. *Lista relés de protección utilizados transformadores.*

Fuente: Código IEEE y American Standard C37.2-1996.

1.2.6. TIPOS DE ESQUEMAS Y SU EVALUACION.

[1]La elección del esquema de conexión de una subestación depende de las características específicas del sistema eléctrico y de la función que realiza dicha subestación en el sistema.

El esquema de conexiones que se adopte determina en gran parte el costo de la instalación, y adicionalmente depende de la cantidad de equipos considerados en el diagrama, lo cual repercute en la adquisición de mayor área de terreno y finalmente en el costo total.

En la realización de un esquema de conexiones, se pueden adoptar diferentes topologías, las cuales presentaran variaciones de la superficie ocupada en función del tipo de barras, del tipo de estructuras, del mayor o menor número de equipos de la instalación que repercutirán en el costo de la subestación.

Los criterios que se utilizan para seleccionar el esquema más adecuado y económico de una instalación, son los siguientes:

- Continuidad de servicios.
- Versatilidad de operación.
- Facilidad de mantenimiento de los circuitos.
- Cantidad y costo del equipo eléctrico.

1.2.6.1. ESQUEMA DE BARRA SIMPLE.

En esta configuración todos los circuitos se encuentran directamente conectados a una única barra, por ello posee pocos dispositivos y ocupa poco espacio, razón por la

[1] Martin, José Diseño de Subestaciones Eléctricas 2da Edición ,Editorial Mc Graw-Hill ,México 1987

cual ocasiona que tenga un uso más intensivo por ser un esquema sencillo con un reducido costo respecto a otras configuraciones.

Sin embargo, la configuración presenta como inconveniente la salida de servicio de toda la instalación en caso que se produzca una falla o sea necesaria la revisión de algún disyuntor o seccionador conectado a la barra única; por lo tanto quedaría sin servicio la instalación alimentada por dicho elemento dando lugar al desabastecimiento del suministro independiente de una o varias líneas, la figura 1.1muestra el esquema de barra simple.

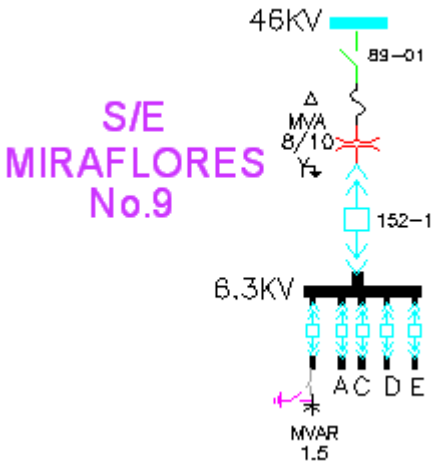


Figura. 1.1. *Esquema de conexión barra simple S/E Miraflores.*

Fuente: Diagrama Unifilar 2012 Líneas y S/E Centro de control EEQ.

1.2.6.2. ESQUEMA BARRA PRINCIPAL Y TRANSFERENCIA.

Este esquema permite realizar las acciones respectivas de operación y mantenimiento sin interrumpir la continuidad del servicio, ya que este esquema posee los siguientes elementos:

- Tres seccionadores por circuito + 2 de transferencia.
- Un interruptor por circuito + 1 de transferencia.

En el caso de una falla en la barra, permanece con suministro de energía todos los circuitos y estos a su vez quedan protegidos por el interruptor de transferencia así mismo. Así mismo, en el caso de una falla en un interruptor existe continuidad del servicio para los otros alimentadores, ya que solo se desconecta el disyuntor en que se produjo la falla. La figura 1.2 muestra el esquema de barra principal y de transferencia.

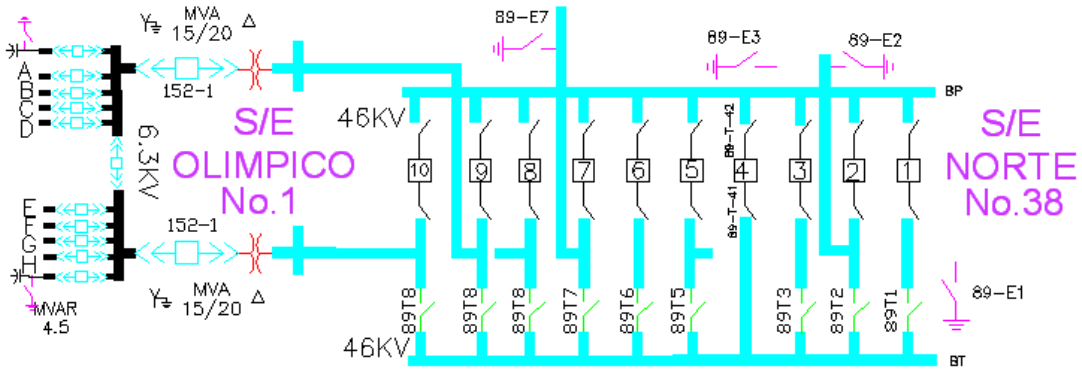


Figura.1.2. *Esquema de conexión barra principal y transferencia S/E Norte.*

Fuente: Diagrama Unifilar 2012 Líneas y S/E Centro de control EEQ.

1.2.6.3. ESQUEMA CON UN JUEGO DE BARRAS PRINCIPAL Y UNO DE BARRAS AUXILIARES.

En condiciones normales de operación, el esquema permite que todas las líneas y bancos de transformadores se conecten a las barras principales. Con este diagrama se obtiene alta continuidad de servicio. Los arreglos con interruptor comodín logran mayor flexibilidad de operación, aunque aumentan las maniobras de los equipos.

Este arreglo permite sustituir y dar mantenimiento a cualquier interruptor sin alterar la operación de la subestación en lo referente a desconexión de líneas, sin embargo la desventaja de este tipo de esquema es que utiliza mucho equipo y es más costoso. La figura 1.3 muestra el esquema de barra principal y barra auxiliar.

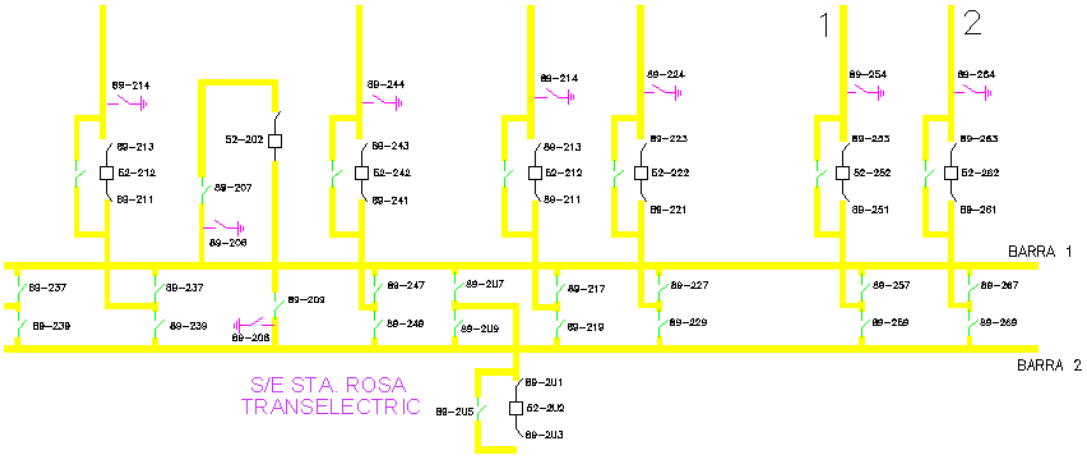


Figura.1.3. *Esquema de conexión barra principal y una auxiliar S/E Sta. Rosa Transelectric.*

Fuente: Diagrama Unifilar 2012 Líneas y S/E Centro de control EEQ.

1.2.6.4. DIAGRAMA CON DOBLE JUEGO DE BARRAS O BARRA PARTIDA.

Su configuración se basa en la división de la barra en dos partes a través de un seccionador o interruptor, misma que incrementa la seguridad y la flexibilidad de operación y de mantenimiento.

En caso de una falla o mantenimiento en la barra, no se suministra energía en una sección de la barra, pudiendo existir además múltiples fuentes de abastecimiento.

En el caso de poseer cada sección de barra el suministro, cuando una sección se quede sin alimentación simplemente se cerraría el acoplamiento existente entre las diferentes secciones restableciéndose el suministro. La siguiente figura 1.4 muestra el esquema descrito anteriormente.

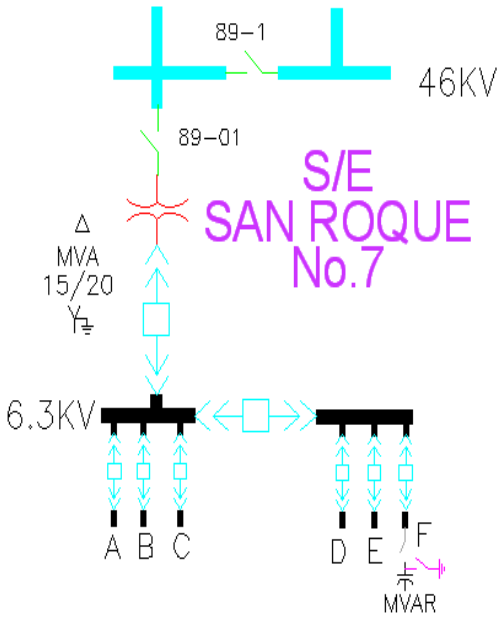


Figura.1.4. *Esquema de conexión barra partida S/E San Roque.*

Fuente: Diagrama Unifilar 2012 Líneas y S/E Centro de control EEQ.

1.2.6.5. ESQUEMA CON ARREGLO EN ANILLO.

Este esquema, en concepto, es una barra que se cierra sobre sí misma. Permite mucha flexibilidad de traspaso de cargas de una barra a otra, logrando equilibrios de cargas, así como respaldo ínter derivaciones.

El esquema en anillo brinda una seguridad mayor, ya que cuenta con múltiples alternativas para guiar la energía alrededor del anillo, aunque el resultado de una falla en las barras es parecido al que se obtiene en el esquema de barra simple. La diferencia está en que en el esquema en anillo al producirse una falla puede ser aislada del sistema operando convenientemente la subestación, pudiendo restablecer el servicio a una gran cantidad de alimentadores. Para este tipo de esquema se requiere mayor espacio físico. La figura 1.5 muestra un esquema en anillo.

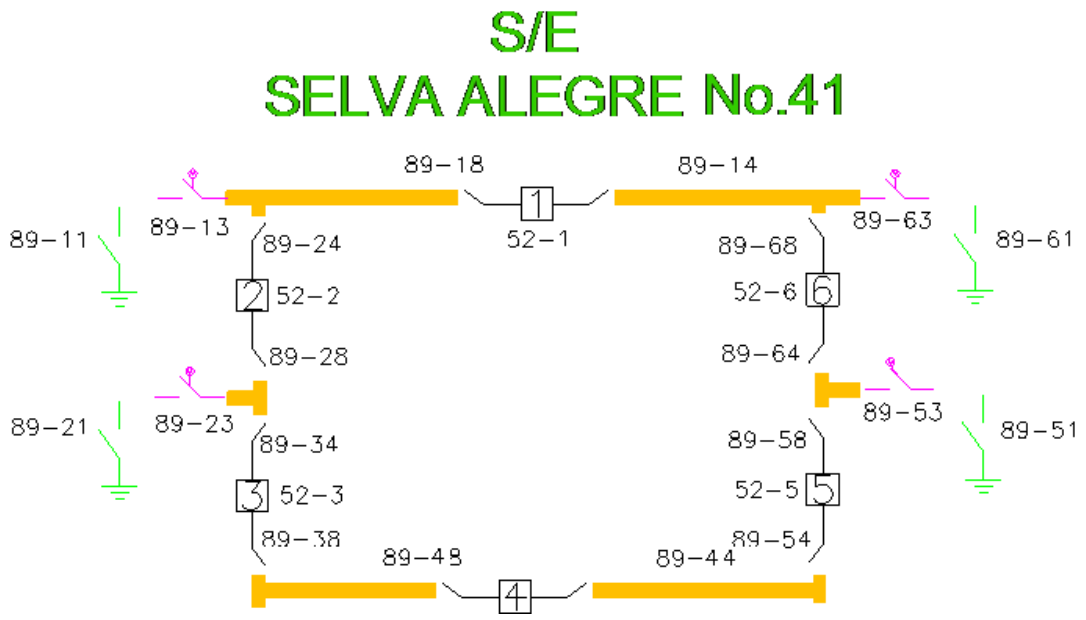


Figura.1.5 *Esquema de conexión en anillo S/E Selva Alegre.*

Fuente: Diagrama Unifilar 2012 Líneas y S/E Centro de control EEQ.

1.2.6.6. ESQUEMA CON ARREGLO INTERRUPTOR Y MEDIO.

El empleo de este esquema se encuentra generalizado en los sistemas eléctricos desde 230 hasta 400 kV permitiendo una gran flexibilidad en la explotación a la vez que garantizan continuidad en el suministro.

En esta configuración, todos los interruptores se encuentran cerrados y protegen dos líneas, cada juego de barras poseen su propia protección diferencial, en el caso de falla en cualquiera de las barras solo desconecta los interruptores que lleven energía a la barra afectada.

Este arreglo se utiliza mucho en las áreas de alto voltaje de las subestaciones de gran potencia, sobre todo en aquellas de interconexión; que forman parte de un sistema de anillo. Además, con este esquema existe una perfecta continuidad del servicio de entrega de energía eléctrica y comparando con el de doble barra más barra auxiliar, requiere una cantidad mayor de interruptores, pero de igual forma representa un costo total menor. En la figura 1.6 se muestra el diagrama para un esquema de disyuntor y medio.

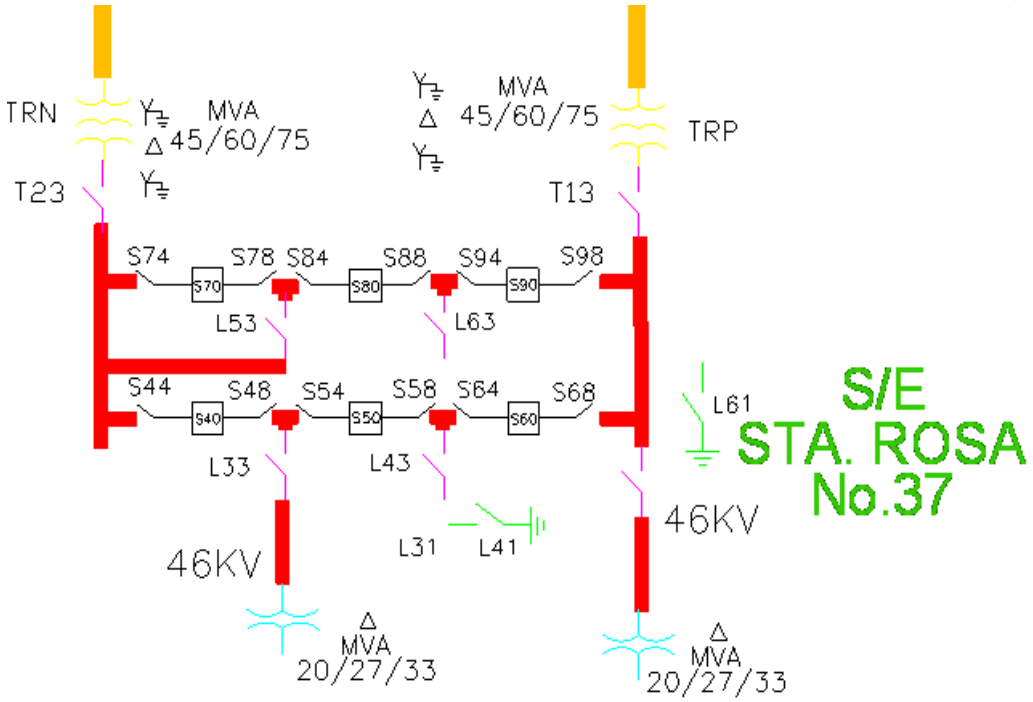


Figura.1.6 *Esquema de conexión disyuntor y medio S/E Sta. Rosa EEQ.*

Fuente: Diagrama Unifilar 2012 Líneas y S/E Centro de control EEQ.

1.2.6.7. ESQUEMA CON ARREGLO DE DOBLE INTERRUPTOR.

La utilización de este esquema es aplicable en subestaciones grandes e importantes donde se precisa de máxima confiabilidad en el servicio a pesar de conllevar un mayor costo.

Cada circuito se encuentra protegido por dos interruptores diferentes, por lo que ninguna maniobra de un interruptor puede afectar a más de un circuito, lo cual se refleja en que si se produjese una falla o mantenimiento en una barra conllevaría la conexión de las líneas a la otra barra.

De igual manera, si se realiza el mantenimiento del interruptor de una línea, se mantendría dicha línea en servicio por medio de la otra barra y controlada con el otro interruptor.

El esquema en cuestión es otra forma de arreglo escasamente utilizado por su alto costo, aunque tiene un incremento de confiabilidad relativamente mayor que en los casos de anillo o interruptor y medio pero, se requiere mayor número de interruptores

y seccionadores, por lo que se considera el más caro de los esquemas. La figura 1.7 muestra el esquema de doble disyuntor.

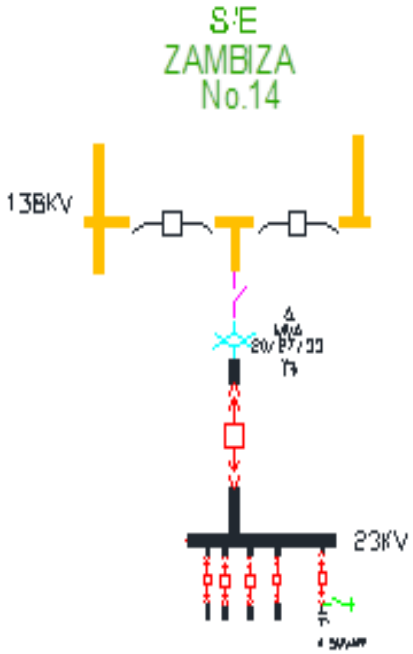


Figura.1.7. *Esquema de conexión doble interruptor S/E Zambiza.*

Fuente: Diagrama Unifilar 2012 Líneas y S/E Centro de control EEQ.

1.2.7. ESQUEMAS DE BARRAS DE LA SUBESTACION SELVA ALEGRE.

Las configuraciones de barra para instalaciones de alto y medio voltaje dependen principalmente de las condiciones operacionales requeridas para la subestación; en tal sentido, el uso de las diferentes configuraciones es básico para las operaciones a efectuarse y mantener niveles de confiabilidad.

En este contexto, la subestación Selva Alegre posee dos patios con niveles de tensión diferentes; el patio de 138 kV posee un esquema de barras en ¨**Anillo**¨ el cual se puede apreciar en el Anexo A. 1 «Plano 1.- Diagrama Unifilar Selva Alegre. – Patio de 138 kV».

Las características más importantes de este esquema de barras en anillo son:

- Esquema confiable y maniobrable que permite realizar mantenimiento sin suspender el servicio.

- Control conjunto de dos disyuntores correspondientes a dos circuitos, a través de un disyuntor; por tanto, la falla en un disyuntor en condiciones normales de operación determina la salida de solo dos circuitos, con la posibilidad de que el esquema se convierta en un esquema de barra simple y sea posible conservar el servicio para los dos circuitos mencionados.

- Operación obligada de un solo disyuntor por cada circuito, con el fin de cerrar el circuito y garantizar la continuidad del servicio en caso de que el un lado resulte fallido.

- No afectación en la continuidad del servicio en el caso de maniobras de operación de una bahía o posición.

- Operación flexible de mantenimiento de un disyuntor debido a que el circuito puede quedar protegido por el disyuntor restante.
- Mantenimiento o falla de un disyuntor, el anillo se convierte en un esquema de barra simple seccionada el cual no presenta las garantías suficientes para un sistema como el que estamos analizando, por lo cual es recomendable que en una situación de este tipo, se recupere la configuración de anillo.

La S/E Selva Alegre, en el patio de maniobras de 46kV tiene una configuración de **"Doble barra con disyuntor y Medio"**.

La configuración de doble barra con disyuntor y medio, pretende mantener la continuidad del servicio y facilitar el mantenimiento de los equipos mediante el uso del disyuntor compartido; las principales características de este esquema se detallan a continuación:

- Permisión para realizar mantenimiento sin suspender el servicio a los circuitos que se alimentan de la subestación así como de cada barra.

- No influencia en el funcionamiento del esquema en el caso de una posición bahía.

- La presencia de falla en una barra no suspende el servicio a los circuitos que se alimentan de la S/E.

- Operación flexible y una alta confiabilidad en la continuidad del servicio.

- En caso de fallas en los disyuntores de barra se determina la salida momentánea de solamente el circuito correspondiente a ese disyuntor.

- El esquema presenta ciertas dificultades en el sistema de protecciones del disyuntor central, debido a que debe actuar con los circuitos asociados.

  S/E San Roque # 7
  S/E Miraflores # 9
  S/E Belisario Quevedo # 11
  S/E Granda Centeno # 13
  S/E El Bosque #15
  S/E Rio Coca #16

1.3. ESQUEMAS DE AUTOMATIZACION DE SUBESTACIONES.

1.3.1. SISTEMAS DE AUTOMATIZACION DE SUBESTACIONES SAS.

Los sistemas automáticos de subestaciones (SAS), mejoran la eficiencia operacional por medio de la utilización de dispositivos electrónicos inteligentes IED’s que se comunican e interaccionan, utilizando los principios y protocolos que servirán para monitorear, supervisar, medir, coordinar y operar de manera remota dispositivos de corte (interruptores) así como también los equipos de una subestación.

La operación de las redes de distribución afecta directamente al servicio, que reciben los clientes finales, por medio de los sistemas de automatización se pueden recopilar los datos directamente desde los dispositivos de campo, dichos datos se llevan a sistemas de control jerárquicos que realizan el procesamiento de los datos convirtiéndolos en información que resulta útil para conocer el estado de la red en un momento dado. La figura 1.8 muestra el esquema de un sistema automático de subestaciones.

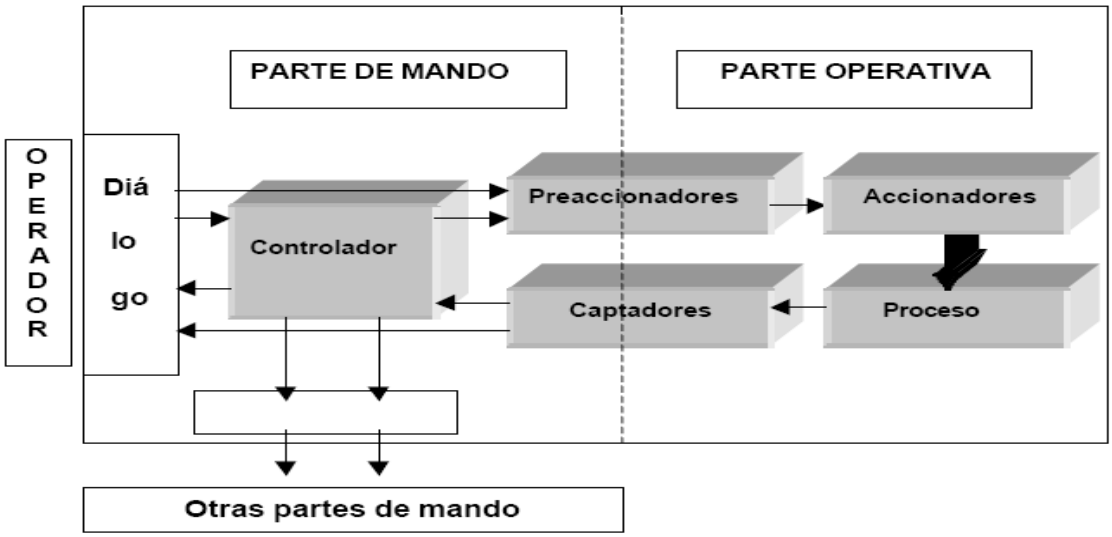


Figura. 1.8. *Esquema funcional de un sistema automatizado.*
Fuente: Ejemplo de automatización realizado de Genia.PDF www.genia.com

Entre los objetivos más relevantes de la automatización se puede citar los siguientes:

- Mejorar la productividad de la empresa, reduciendo los costos de la producción y mejorando la calidad de la misma.

- Mejorar las condiciones de trabajo del personal, suprimiendo los trabajos penosos e incrementando la seguridad.

- Realizar las operaciones complicadas de control.

- Simplificar el mantenimiento de forma que el operario no requiera grandes conocimientos para la manipulación del proceso productivo.

- Integrar la gestión y producción.

Un Sistema de Automatización de Subestaciones (SAS) realiza las funciones de:

- Acceder de manera local y remota al sistema de energía.
- Funciones de control locales manuales y automáticas.
- Enlazar la comunicación e interfaces con el patio de maniobras, así como con el sistema de manejo de red.

Estas funciones son ejecutadas y combinadas en muchos IED's (Dispositivos Electrónicos Inteligentes) dedicados al control, monitoreo, protección automatización, comunicación, etc.

1.4. PROTOCOLOS Y COMUNICACIONES.

La comunicación como tal debe realizar la transferencia de información de un lugar a otro, es decir el intercambio de datos entre componentes y subsistemas para lo cual se requiere que el sistema de comunicación sea:

- Eficiente
- Confiable y seguro

1.4.1. MEDIOS DE COMUNICACIÓN

La comunicación en los sistemas automáticos de subestaciones-SAS- pueden lograrse por medio de:

1.4.1.1. Por cable.

Cables (líneas), ya sean estas rentadas o propias, estos elementos son el medio físico por donde de transportan las comunicaciones, la EEQ realizo una inversión para el

tendido de redes de comunicación (fibra óptica), el cual serviría para la automatización de todas sus subestaciones e implementar el SCADA.

1.4.1.2. Por radio.

Se puede decir que la comunicación por radio o transmisiones inalámbricas, es realizada mediante radio frecuencia, microondas y enlaces satelitales.

1.4.1.3. Por Fibra Óptica.

[2]La fibra óptica ha hecho posible la transmisión de información mediante pulsos de luz, un pulso de luz indica un bit de valor 1, la ausencia de un pulso de luz indica un bit de valor 0. Las fibras proporcionan un ancho de banda extremadamente grande y tiene una pérdida de potencia muy pequeña, razón por la cual se emplean en grandes distancias, la fibra no se altera por interferencia electromagnética por lo que se emplean en ambientes industriales expuestos a condiciones muy severas. Se ampliara un poco más el tema de la fibra óptica debido a que la Empresa Eléctrica Quito utilizo este medio físico para sus comunicaciones.

La fibra óptica es utilizada debido a que presenta las siguientes ventajas, que se acoplan a las necesidades físicas y de capacidad de transmisión de datos tales como:

- Bajo tamaño y peso, alta flexibilidad y maniobrabilidad.
- Alta velocidad de transmisión de datos.
- Inmunidad al elevado rango de interferencia electromagnética generado en una S/E de alto voltaje.
- Gran ancho de banda.
- Tasa de error muy baja en la transmisión de información.

[2] Dr. Corrales Luis, ESPN Interfaces de Comunicación industrial, Enero 2003 Quito.

1.4.2. PROTOCOLOS DE COMUNICACIÓN.

En la actualidad la tendencia del uso de protocolos está encaminada a la utilización de protocolos abiertos, debido a que estos posibilitan la integración de equipos de diferentes fabricantes. En tal sentido la comunicación entre los equipos y dispositivos será entre protocolos estándar, entre los más relevantes, se puede citar los siguientes:

- Comunicación entre el Centro de Control y RTUs mediante el protocolo IEC-870-5-104.

- Comunicación entre RTUs e IEDs mediante el protocolo DNP3.0 e IEC 103.

- Comunicación UCSs Unidad concentradora de señales¨ Gateway¨ e IEDs mediante el protocolo IEC 61850.

- Comunicación entre Relés antiguos con Relés nuevos mediante el protocolo DNP3 o el IEC 103.

1.4.2.1. DNP3

Acrónimo del inglés Distributed Network Protocol, en su versión 3- DNP3, es un protocolo industrial para comunicaciones entre equipos inteligentes (IED) y estaciones controladores, componentes de sistemas SCADA.

Es un protocolo ampliamente utilizado en el sector eléctrico, el protocolo DNP3 fue diseñado para establecer comunicaciones fiables en medios y entornos desfavorables a los cuales los equipos de automatización del sector eléctricos suelen estar sometidos, para superar las distorsiones que se producen en las comunicaciones por la inducción electromagnética.

Una característica clave del protocolo DNP3 es que es un protocolo estándar abierto y ha sido adoptado por un número significativo de fabricantes de equipos. La ventaja de un estándar abierto es que permite la interoperabilidad entre equipos de diferentes fabricantes, esto significa por ejemplo que un usuario puede comprar el equipo del sistema, como una estación principal de un fabricante, y ser capaz de agregar equipos RTU que provienen de otro fabricante. La figura 1.9 muestra la utilización de la comunicación DNP3 en un sistema automático de subestaciones SAS.

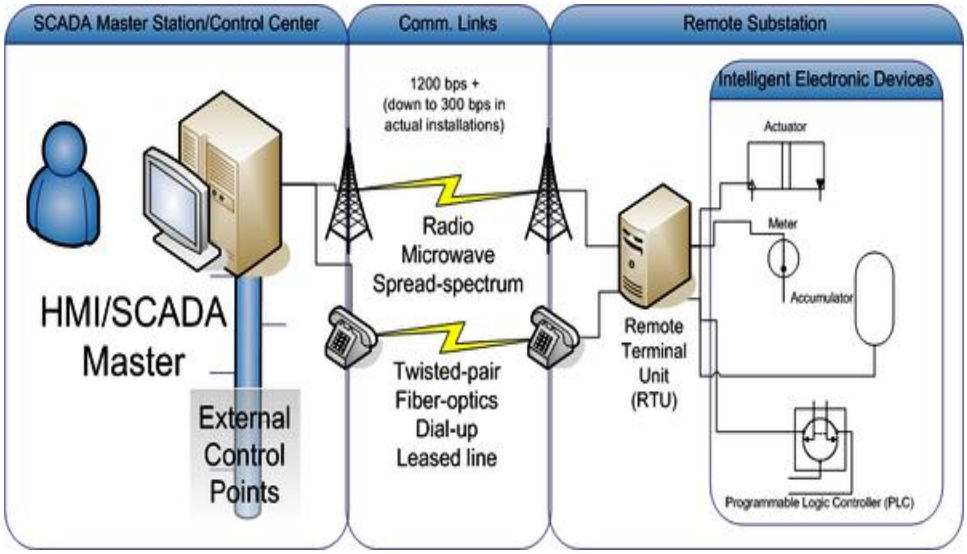


***Figura.1.9**. Comunicación DNP3*

Fuente: McDONALD, John, Substation, Integration & Automation, SCADA and Communications.

1.4.2.2. IEC 61850

IEC 61850, es un estándar para redes y sistemas de comunicación de subestaciones, utiliza tecnologías de red para todos los tipos de intercambios de información que suelen suceder en una subestación. Este modelo de comunicación se ha convertido en una parte integral del sistema de protección y control; y, ofrece además varios protocolos para las distintas aplicaciones de la subestación:

- Protocolo cliente/servidor para SCADA
- GOOSE para el envío de mensajes en tiempo real entre dispositivos de la subestación.

La información GOOSE son señales de estado binario en la red de subestaciones y se usan entre otras cosas para el disparo de los relés de protección.

A través del IEC 61850 se puede realizar protección, control, supervisión, monitoreo a niveles de estación, bahía y proceso a través de entradas y salidas digitales o analógicas de datos y comandos.

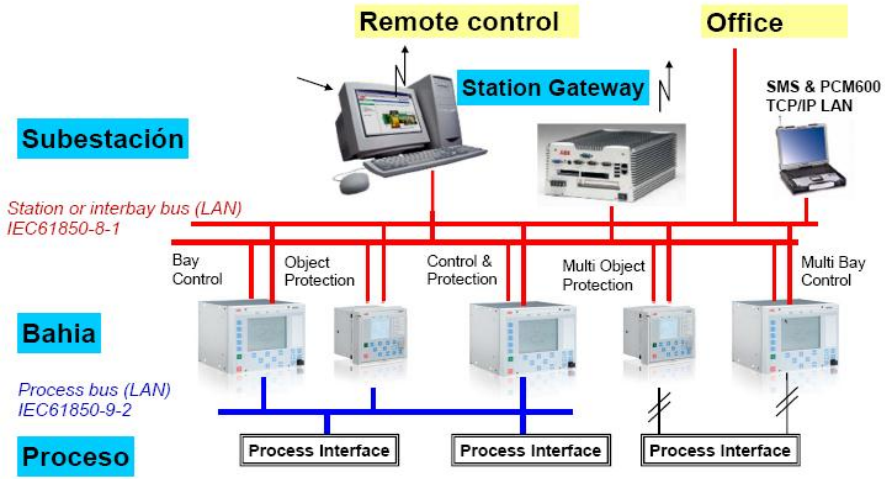


Figura. 1.10. *Comunicación 61850*

Fuente: McDONALD, John, Substation, Integration & Automation, SCADA and Communications

1.4.2.3. IEC 60870-5-104

Este estándar de comunicación, utiliza la interfaz de red TCP / IP, y permite enviar los mensajes básicos del telecontrol entre una estación central y un punto remoto, el IEC 104 es protocolo que se utiliza entre la Unidad Central de Información (UCI) y la Unidad Interna de Datos (IDU), es el protocolo de nivel superior que interactúa con el sistema SCADA el cual sirve para operar y concentrar los puntos remotos tele controlados.

Generalmente para sistemas de energía eléctrica se utiliza el protocolo IEC 104 para el centro telecontrol y el protocolo IEC 101 para la interacción con las remotas de campo.

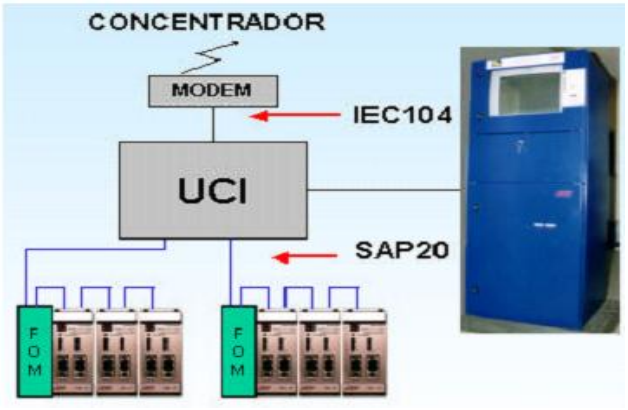


Figura.1.11. *Comunicación IEC 60870-5-104*

Fuente: McDONALD, John, Substation, Integration & Automation, SCADA and Communications

1.4.2.4. COMUNICACIÓN ENTRE LOS MODULOS DE BAHIA Y LOS DISPOSITIVOS ELECTRONICOS INTELIGENTES IED's.

Para la comunicación entre estos equipos se utilizará como base al protocolo IEC 61850, con lo cual se garantizará interoperabilidad entre equipos de diferentes fabricantes además de permitir control, y monitoreo desde los siguientes puntos:

- El módulo de bahía asociado.
- Puntos de control y monitoreo local de la subestación.
- Computadores remotos.

Los contactos de salida de los IED´s se conectan mediante fibra óptica a su respectivo módulo de bahía, estableciendo una comunicación punto – punto, los cuales se encargarán de transferir al anillo de fibra óptica toda la información proveniente de los IED´s.

Esta conexión es posible gracias a que los IED´s como los Módulos de Bahía, poseen una tarjeta adaptadora de red (NIC) con capacidad de envío -recepción usando como medio de transmisión a la fibra óptica.

Una tarjeta de red o adaptador de red permite la comunicación con aparatos conectados entre sí y también permite compartir recursos entre dos o más computadoras discos duros, CD-ROM, impresoras, etc.

A las tarjetas de red también se las conoce como “tarjeta de interfaz de red". Existen diversos tipos de adaptadores en función del tipo de cableado o arquitectura que se utilice en la red, pero actualmente el más común es del tipo Ethernet utilizando una interfaz o conector RJ-45.

1.4.2.5. GATEWAY.

[3]El Gateway es un equipo que permite interconectar redes con protocolos y arquitecturas diferentes de comunicación y se encarga de dar el acceso y control de datos desde el Centro de Control.

Este necesita una conexión física con el sistema de comunicaciones utilizado por el Centro de Control, y de un traductor de protocolos, el cual interpreta los mensajes de acuerdo al protocolo del Centro de Control y los traduce en acciones para el SAS.

El Gateway está localizado en el Nivel de Estación, en el cual se encuentran los equipos de comunicación relacionados de tele-protección, tele-alarmas y tele-monitoreo. La figura 1.12 muestra el Gateway utilizado para las comunicaciones entre las RTU de las S/E y el centro de control de la EEQ.

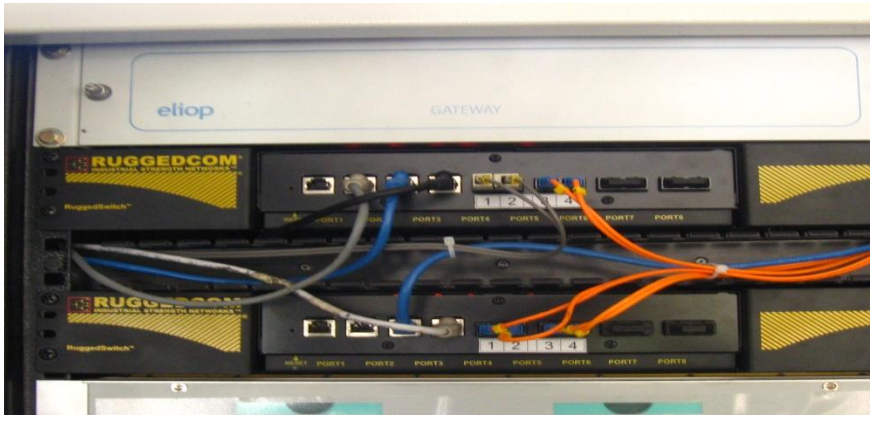


Figura.1.12. *Gateway de comunicación de la S/E Selva Alegre*

[3] Dr. Corrales Luis, ESPN Interfaces de Comunicación industrial, Enero 2003 Quito

Fuente: Gateway comunicaciones utilizado en la S/E Selva Alegre EEQ.

1.4.2.6. COMUNACION ENTRE MODULOS DE BAHIAS Y PC DE ADQUISICION DE DATOS Y GATEWAY.

Este tipo de comunicación se relaciona con la comunicación de los IED's con la interface hombre máquina (HMI) de la Workstation ubicada en la sala de control, a través del cual se realizan las tareas de supervisión, monitoreo y control llevado a cabo por las labores diarias de los operadores.

La red que comunica a los módulos de bahía con los PC de adquisición de datos y gateway está compuesta por un doble anillo de fibra óptica normalmente conocido como. Anillo Redundante.

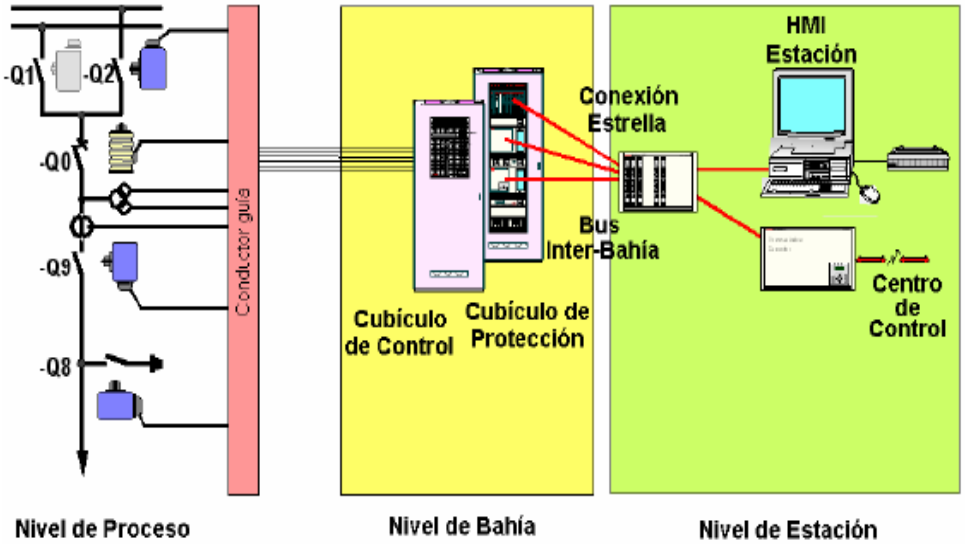


Fig.1.13. *Estructura de sistema de control de una subestación.*

Fuente:McDONALD, John, Substation, Integration & Automation, SCADA and Communications

1.4.2.7. COMUNICACIÓN ENTRE PC DE ADQUISICION DE DATOS Y PC´s REMOTAS.

La comunicación entre PC de adquisición de datos y PC´s remotas se realiza a través de una red Ethernet, esta comunicación es desarrollada bajo el estándar Ethernet. El medio de comunicación que se emplea para esta red será también fibra óptica, sin

embargo, no se utiliza redundancia específica para esta red debido a que el anillo descrito anteriormente garantiza que se pueda acceder a la información desde cualquier punto de la red.

Mediante esta conexión toda la información disponible en la computadora de adquisición de datos puede ser enviada a través de la Ethernet; esta información puede ser:

- Datos operativos como estados de instrumentos, alarmas, medidas en tiempo real.

- Datos importantes de perturbaciones y grabación de eventos de los IED’s almacenados temporalmente en la PC de adquisición pueden ser intercambiados después de un pedido manual del PC remoto.

1.4.2.8. COMUNICACIÓN CON EL SCADA.

La comunicación con los puntos remotos y en este caso con el centro de control de la EEQ será realizada por el Gateway de comunicación. El Gateway está habilitado para utilizar los protocolos Modbus RTU, DNP3, IEC 61850, o cualquier otro protocolo normalizado en caso de ser requerido, debido a que se establece un sistema de comunicación abierto que no posee limitaciones en cuanto a interoperabilidad.
En la figura que se encuentra a continuación se puede apreciar las comunicaciones de la Subestación Selva Alegre.

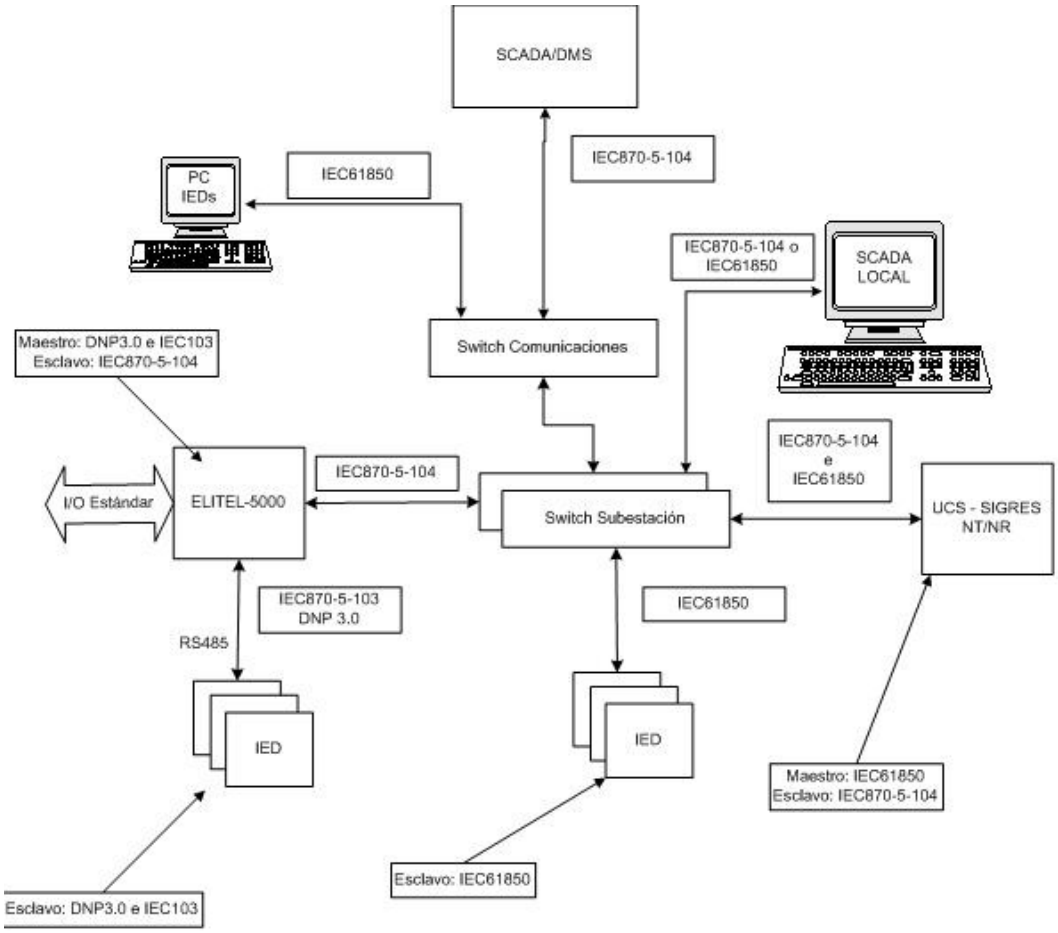


Fig. 1.14. *Sistema de comunicación SCADA .EEQ.*

Fuente: Diagrama Protocolos de Comunicaciones de las S/E EEQ.

1.5. SISTEMA SCADA.

[4]SCADA proviene de las siglas - Supervisory Control And Data Acquisition - es decir el sistema de adquisición de datos y control supervisor, se trata de un sistema que permite controlar y/o supervisar una planta o proceso por medio de una estación central o maestra, y una o varias unidades remotas RTU's por medio de las cuales se realiza el control y adquisición de datos hacia /o desde el campo.

El Scada necesita de un software especializado que le permitirá tener una interfaz gráfica el HMI interfaz hombre-máquina de esta manera es posible controlar el

[4] Dr. Corrales Luis, ESPN Interfaces de Comunicación industrial, Enero 2003 Quito

proceso en forma automática. Además proporciona al operador, ubicado remotamente en un Centro de Control, de la suficiente información para determinar el estado de una unidad ya sea generador, transformador o equipo de una subestación, y le faculta para que puede intervenir remotamente en el mismo si se lo requiere.

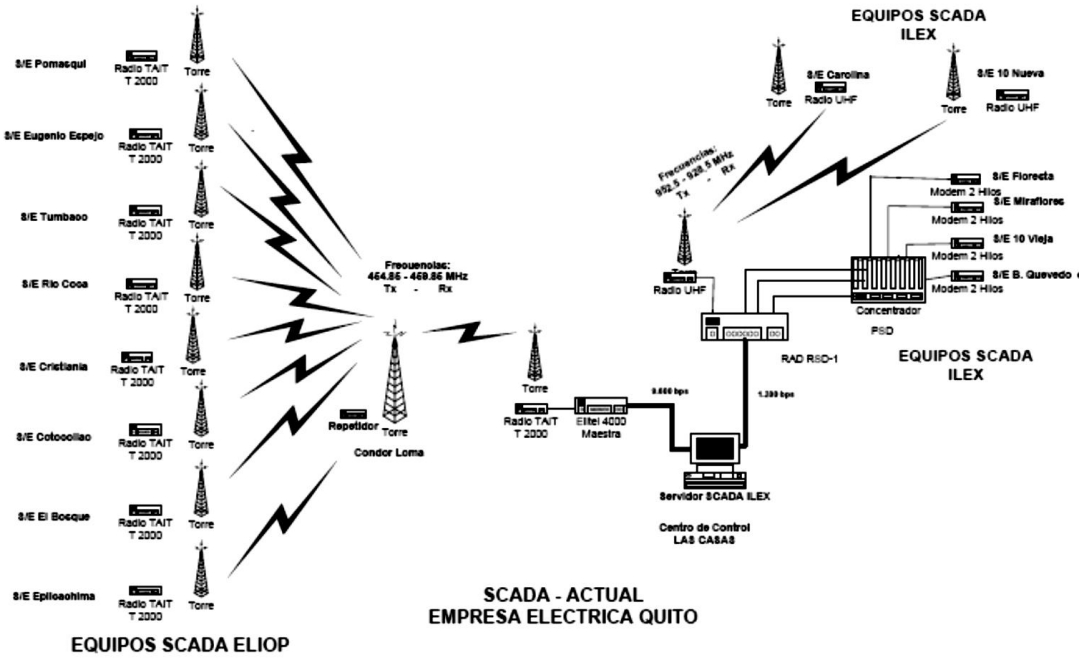


Fig.1.15. *Sistema SCADA actual de la EEQ.*

Fuente: Scada EEQ.

1.5.1. FLUJO DE INFORAMCION EN UN SISTEMA SCADA.

La información en los sistemas SCADA, necesita hacer una transferencia de datos que es, llevada a cabo por un circuito de conversión Análoga /Digital.

Una vez que los datos se han digitalizado llegan al computador central donde son almacenados para su análisis generación de históricos y para la toma de decisiones simultáneamente, por medio del HMI se muestra la información al operador el mismo puede decidir realizar una acción de control sobre el proceso si así lo requiera.

Fig.1.16 .*Flujo de información en sistemas SCADA.*

Fuente: Scada EEQ.

1.5.2. NECESIDAD DE UN SISTEMA SCADA.

Para evaluar si es necesaria la implementación de un sistema SCADA a un proceso se debe cumplir con las siguientes características:

- El número de variables del proceso que se va a monitorear sea alto.
- La información del proceso debe darse en el mismo momento que se produjo un cambio esto es información en tiempo real.
- Los beneficios obtenidos en el proceso a ser controlado y supervisado Justifiquen la inversión en un sistema Sacada.

1.5.3. FUNCIONES DE UN SISTEMA SCADA.

Las funciones básicas que debe realizar un proceso con sistema Scada son las siguientes:

- Automatización: Recabar, almacenar y mostrar la información en forma continua y confiable desde los equipos del patio hasta el centro de control.

- Supervisión: por medio del HMI mostrar y/o alertar mostrar al operador los cambios se produjeron en el proceso, tanto aquellos que no se consideren normales (alarmas) como cambios que se producen en la operación diaria (eventos), con esta información el operador podrá iniciar acciones sobre el proceso si fuera necesario.

- Manejo de alarmas: indicar al operador cuando se presente una alarma y si esta a su vez provoca un disparo de un equipo pueda identificarse y corregirse a tiempo.

- Generación de reportes: Basadas en la información obtenida por el sistema se generaran reportes, cálculos, detecciones y predicciones.

1.5.4. BENEFICIOS DE EN SISTEMA SCADA.

Entre los beneficios que brinda el Sistema SCADA se encuentran los siguientes:

- Mejora de la calidad de servicio por reducción en la duración de las interrupciones.

- Mejora de la fiabilidad de la red, gracias a configuraciones más adecuadas.

- Reducción de costos de operación.

- Mejora de la seguridad de personas e instalaciones.

- Mejor conocimiento del funcionamiento de la red.

CAPITULO II

SUBESTACION SELVA ALEGRE

2.1. INTRODUCCION.

Un sistema eléctrico de potencia (SEP) es el conjunto de centrales generadoras de líneas de transmisión interconectadas entre si y de sistemas de distribución esenciales para el abastecimiento de energía a los consumidores finales.

Con base a esta definición un SEP tiene como objetivo principal, generar energía eléctrica en las cantidades suficientes y en lugares adecuados para proceder a transmitir la energía eléctrica en grandes bloques hacia los centros de consumo y finalmente distribuir a los consumidores, todo esto efectuado al menor costo posible lo que implica tener un mínimo margen de pérdidas en las etapas de transmisión y distribución garantizando la calidad del servicio y respeto al medio ambiente.

En este sentido el sistema de subtransmision es un conglomerado integrado por líneas, subestaciones y grandes consumidores de energía eléctrica que operan voltajes con superiores a 34.5 kV y menores a 220kV, en el caso del Ecuador estos voltajes oscilan entre 46 y 69kV. La etapa de subtransmision puede considerarse entonces como un punto intermedio entre las etapas de transmisión y distribución de un SEP debido al nivel de voltaje al que trabaja, y por tanto de vital importancia monitorear continuamente este sistema para tomar las decisiones más acertadas que garanticen su correcto funcionamiento.

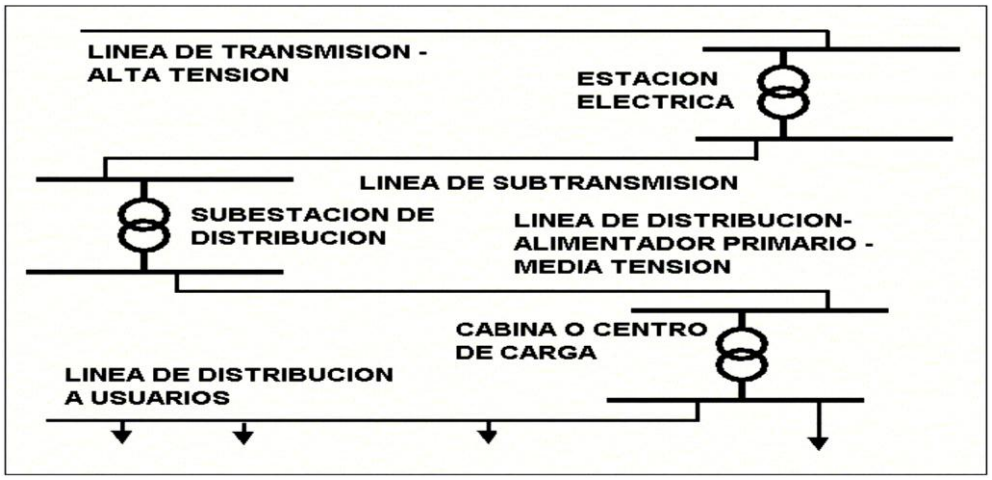


Figura.2.1.*Transformacion de energía*

Fuente: Manual de Procedimiento De Operación Para Subestaciones Proceso de Transmisión EEQ.

2.1.1. SITUACION ACTUAL DE LA SUBESTACION SELVA ALEGRE.

[3] La S/E Selva Alegre es una subestación de subtransmisión misma que se encuentra ubicada en el Nor - Occidente de la ciudad de Quito, aproximadamente en una zona centro – occidental del área de concesión de la Empresa Eléctrica Quito, dicha S/E es la número 41 de propiedad de la EEQ.

2.1.2. DESCRIPCION GENERAL.

La Subestación Selva Alegre está conformada por:

- Patio de 138kV, con dos transformadores a 46kV y 6.3kV.
- Patio de 46kV.
- Cabinas de 6.3kV.
- Transformador de servicios auxiliares.
- Tablero de servicios auxiliares de intemperie.
- Edificio de la sala de control.

La subestación Selva Alegre tiene entre las características principales las siguientes:

- Equipo de interrupción de alto y medio voltaje.
- Esquema de configuración en anillo para el patio de maniobras 138kV.
- Equipo de protección con relés electromecánicos.
- Esquema de configuración de doble barra con disyuntor y medio para el patio de 46kV.
- Servicios auxiliares etc.

La S/E Selva Alegre es del tipo exterior, es decir con un aislamiento basado en la rigidez dieléctrica del aire, cumpliendo con las características de aislamiento requeridas por las normas IEC y ANSI y los requerimientos propios planteados por la Empresa Eléctrica Quito.

[3] Sistema de Información Geográfica GIS E.E.Q.

En la S/E Selva Alegre, actualmente se realizan las operaciones y maniobras manualmente ya que en sus instalaciones se encuentra personal especializado en la operación de subestaciones, los mismos que se encargan de recolectar los datos de forma manual y enviarlos al centro de control, por su parte el centro de control es el encargado de tomar las decisiones para el correcto funcionamiento de la S/E.

Es importante mencionar que el equipo de protección electromecánico de la subestación ha cumplido con su labor de acuerdo a las necesidades del momento en el cual se construyó la subestación; pero en la actualidad la Empresa Eléctrica Quito se ha encontrado en la necesidad de automatizar las subestaciones, con el fin de brindar una mayor confiabilidad al sistema eléctrico y evitar problemas económicos con la energía no suministrada.

2.2. EQUIPO DEL PATIO DE 138kV DE LA SUBESTACION SELVA ALEGRE.

2.2.1. INTERRUPTORES.

El interruptor o también llamado disyuntor es un elemento capaz de realizar el cierre y la apertura de circuitos eléctricos operando bajo carga, es decir con los elementos del sistema energizados, tanto en condiciones normales de operación (régimen permanente) como en condiciones de falla (régimen transitorio), adicionalmente este dispositivo se utiliza para incluir o retirar de la red cualquier elemento energizado como generadores, líneas de transmisión o distribución, transformadores.

El interruptor puede ser de tipo monopolar o tripolar, el interruptor monopolar es aquel que opera con tres bobinas de cierre, tres de apertura y tres de disparo una por fase.

Por otra parte el interruptor tripolar solo opera con una bobina de cada tipo y en caso de falla abre las tres fases simultáneamente.

El interruptor de potencia mostrado en la (Figura 2.2), conforma uno de los elementos más importantes de la subestación y su comportamiento determina el nivel de confiabilidad que puede tener un sistema eléctrico de potencia.

El esquema de barras tipo anillo de la subestación Selva Alegre esta accionado por seis interruptores de potencia en SF6 (52-1 a 52-6), los mismos que se encuentran descritos en la tabla 2.1.

DISYUNTOR 138KV	
Marca	ASEA
Voltaje de operación	138 kV
Corriente Nominal	2500 Amp
Tipo HPL	170/25
Norma	IEC 46
Capacidad de interrupción	31,5kA
Clase	SF6
Máximo Voltaje de operación	170kV
Tiempo de Interrupción	3s
Voltaje de Disparo	125 Vdc
Frecuencia	60 HZ
Nivel básico de aislamiento	AT 750-325kV
Mecanismo de operación	Tipo BLG/002
Peso total	1600 Kgr
Año de fabricación	1986
Año de instalación	1987

Tabla 2.1. *Características de los disyuntores instalados en el patio de 138 kV de la S/E Selva Alegre.*

Fuente propia: Datos de placa de los disyuntores de 138kV

Figura.2.2. *Disyuntor ASEA patio de 138 kV la S/E Selva Alegre.*

Fuente propia: Foto tomada del equipo instalado en la S/E Selva Alegre.

2.2.2. SECCIONADOR DE LINEAS Y SECCIONADOR DE PUESTA A TIERRA.

Los seccionadores son dispositivos empleados para conectar y desconectar ciertas partes de la subestación en el momento de realizar maniobras de operación y mantenimiento.

Estos elementos solo pueden abrir o cerrar cuando el sistema se encuentra sin carga, es decir, cuando la parte del sistema en cuestión esta desenergizada, esto debido a que no cuenta con un medio de extinción del arco electromagnético como el interruptor, por lo que para su operación de apertura o cierre es necesario que el interruptor se encuentre totalmente abierto. Por lo general en cada bahía se utiliza un seccionador de barra y uno de línea o también uno de alimentación al transformador según sea el caso.

Existen doce seccionadores adyacentes en el patio de 138kV, (89n-4 y 89 n-8) para aislar los interruptores antes mencionados.

Los seccionadores de puesta a tierra (89 – n1) son usados solamente en los módulos de línea, para que al realizar trabajos en las líneas de subtransmision se tenga la certeza de que el elemento esta desenergizada y drenar cualquier carga capacitiva presente.

DATOS DE PLACA DEL SECCIONADOR	
Marca	GARDY
Voltaje de Operación	138kV
Corriente Nominal	1600 Amp
Corriente de Cortocircuito	20 kA
Máximo Voltaje de Operación	170kV
Tipo	AD3
BIL	750 kV
Fases	Trifásico
Sistema de Operación	Manual
Año de Fabricación	1987

Tabla 2.2. *Características de los seccionadores de línea 138kV de la S/E Selva Alegre.*

Fuente propia: Datos de placa de los seccionadores de la S/E Selva Alegre de 138kV

Figura 2.3. *Seccionador motorizado de línea patio de 138 Kv S/E Selva Alegre.*

Fuente propia: Foto tomada del equipo instalado en la S/E Selva Alegre.

2.2.3. SECCIONADORES ASOCIADOS A LOS DISYUNTORES.

Cada uno de los disyuntores posee dos seccionadores adyacentes que garantizarán su aislamiento en situaciones necesarias, tales como mantenimiento de los disyuntores. Los seccionadores asociados son los que se menciona a continuación:

- Seccionadores 89-14 y 89-18 asociado al Disyuntor 52-1
- Seccionadores 89-24 y 89-28 asociado al Disyuntor 52-2
- Seccionadores 89-34 y 89-38 asociado al Disyuntor 52-3
- Seccionadores 89-44 y 89-48 asociado al Disyuntor 52-4
- Seccionadores 89-54 y 89-58 asociado al Disyuntor 52-5
- Seccionadores 89-64 y 89-68 asociados al Disyuntor 52-6

2.2.4. ELEMENTOS PARA LA MEDIDA DE MAGNITUDES ELECTRICAS.

Son dispositivos electromagnéticos cuya función principal, es transformar la corriente y tensión a valores adecuados para los relés y equipos de medida, con el objetivo de aislar los equipos de los voltajes del sistema de potencia.

2.2.4.1. TRANSFORMADORES DE CORRIENTE (TC's).

Los transformadores de corriente también llamados TC's se encargan de transformar la corriente y aislar los instrumentos de protección y medición conectados a los circuitos de alto voltaje. Un transformador de corriente puede tener uno o varios devanados secundarios, los de mayor precisión se utilizan para la medición mientras que los otros se utilizan para los circuitos de protección. En la subestación Selva Alegre se encuentran repartidos tres TC's por interruptor y uno por fase con una relación de 600 /5 Amp para la medición, y 1200 /5Amp para la protección cuyas características se pueden apreciar en el siguiente tabla. La figura 2.3. Muestra a los transformadores de corriente de la S/E Selva Alegre.

DATOS DE PLACA DE LOS TC's	
Marca	Arteche
Relación	2000/5 Amp
Burden	100 VA
Clase de precisión	C400/ 10P10
Máximo voltaje de operación	170kV
Tipo	GTG 170
BIL	325/ 750 kV
Frecuencia	60 Hz
Ubicación	Junto a los disyuntores 138kV
Año de fabricación	1987

Tabla 2.3. *Características de los TC's de la S/E Selva Alegre.*
Fuente propia: Datos de placa tomados del equipo instalado en la S/E Selva Alegre.

Figura.2.4.*Transformadores de Corriente TC's.*

Fuente propia: Foto tomada del equipo instalado en la S/E Selva Alegre.

2.2.4.2. TRANSFORMADOR DE POTENCIAL (TP's).

Un transformador de potencial, es un transformador diseñado para conectar su enrollamiento primario en paralelo con el circuito cuyo voltaje se trata de medir y por el lado secundario entrega un voltaje proporcional al voltaje de línea que para el caso de los TP's de la subestación los valores son de 120 voltios fase – fase y 68 voltios fase neutro.

Los transformadores de potencial pueden ser de dos tipos:

- Transformadores de voltajes magnéticos son más económicos y se utilizan en voltajes menores que 145kV.

- Transformadores de voltaje capacitivos por lo general se utilizan en niveles de tensión superior a 145kV.

En los extremos opuestos de las barras patio de 138 kV de la subestación Selva Alegre están situados dos juegos de transformadores de potencial, (TP-B1 y TP-B2) un TP por fase cada uno cuenta con una caja de centralización donde se conectan y salen las señales de potencial a la sala de control. Son seis TP's cuyas características y ubicación se las puede ver a continuación en la siguiente tabla.

DATOS DE PLACA DE LOS TP's	
Marca	Nissin
Relación	2000/5 Amp
Burden	100 VA
Clase de precisión	0,6 ZZ
Voltaje primario	138 kV
Voltaje secundario	115/64.4 v
Tipo	AH 145
BIL	550 kV
BIL (Bushings)	690 kV
Ubicación	Salidas de líneas 138kV
año de instalación	1987

Tabla 2.4. *Características de los TP's de líneas Pomasqui y Cotocollao del patio de 138 kV de la S/E Selva Alegre.*

Fuente propia: Datos de placas del equipo instalado en la S/E Selva Alegre.

- Trece TP’s con las siguientes características y ubicación:

DATOS DE PLACA DE LOS TP’s	
Marca	Atreche
Relación de transformación	138 kV/1.73-115/1,73V
Capacidad C1	12300 Pf
Capacidad C2	77000 Pf
Burden	325/750VA
Clase de precisión	0,6
Tipo	DFC 170
Ubicación Barras 1y2 y salidas de las líneas	S/E Santa Rosa Transelectric y Eugenio Espejo
Voltaje primario	138000/1.73V
Voltaje secundario	115/64,4V
Año de fabricación	1987

Tabla 2.5. *Características de los TP’s de líneas Eugenio Espejo Sta. Rosa Transelectric de 138 kV de la S/E Selva Alegre.*

Fuente propia: Datos de placa tomados del equipo instalado en la S/E Selva Alegre.

Figura 2.5 *TP’s instalados en el anillo de 138 kV de la S/E Selva Alegre.*

Fuente propia: Foto tomada del equipo instalado en la S/E Selva Alegre.

2.2.5. PARRARAYOS.

Son dispositivos eléctricos formados por una serie de elementos resistivos no lineales y que limitan la amplitud de los sobrevoltajes originados, por descargas atmosféricas, o algún desbalance en el sistema.

Estos elementos funcionan con una impedancia variable, pero ante una falla de sobrevoltaje esta impedancia cae de manera repentina aproximada 0 ohmios, estableciendo un buen punto de conexión a tierra para drenar toda la corriente originada por el sobrevoltaje.

En la actualidad la S/E Selva Alegre está protegida por pararrayos con intervalo de chispa y resistencias de silicón y carbono conectadas en serie además cada uno dispone de un contador de descargas, sin embargo, este tipo de instrumentos puede ser reemplazado por pararrayos sin intervalos de chispa y con resistencias óxido-metal, así mismo, el antiguo aislamiento de porcelana puede ser reemplazado por aislamiento a través de polímeros ,consiguiendo de esta forma mayor seguridad y mejores resultados en cuanto a la prevención de arqueo externo a través del aislamiento.

A continuación se detalla las características de los pararrayos ubicados en la subestación. La figura 2.6 muestra los pararrayos instalados en la S/E Selva Alegre.

DATOS DE PLACA DE LOS PARARRAYOS	
Marca	Sorrester
Voltaje de operación	138 Kv
Voltaje de diseño	120kV
Cuerpos	Cuerpos
Burden	325/750VA
Ubicación Salidas líneas S/E	Pomasqui- Cotocollao
Año de instalación	1992

Tabla 2.6. *Características de los pararrayos de barras y líneas Pomasqui y Cotocollao de 138 kV de la S/E Selva Alegre.*

Fuente propia: Datos de placa tomados del equipo instalado en la S/E Selva Alegre.

DATOS DE PLACA DE LOS PARARRAYOS	
Marca	Asea
Voltaje de operación	138 kV
Voltaje de diseño	120kV
Ubicación Salidas líneas y entrada al T1 de 138kV S/E	Santa Rosa-Eugenio Espejo

Año de instalación	1987

Tabla 2.7. *Características de los Pararrayos de líneas Santa Rosa Transelectric y Eugenio Espejo.*

Fuente propia: Datos de placa tomados del equipo instalado en la S/E Selva Alegre.

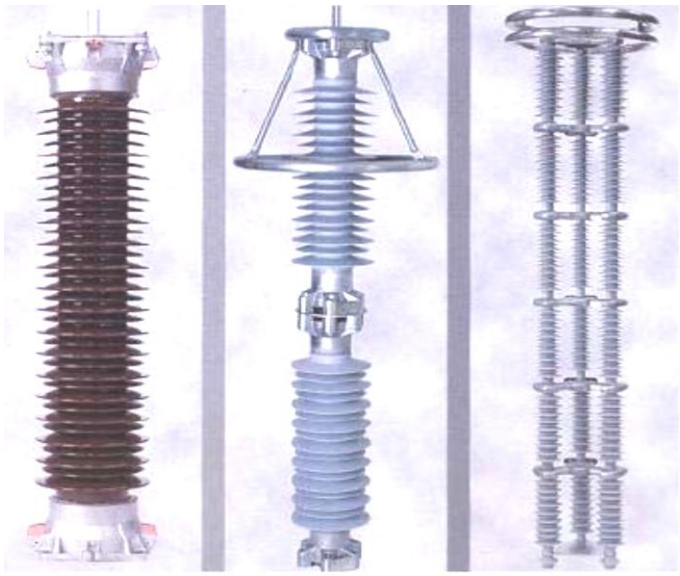


Figura 2.6. *Pararrayos de la Subestación.*

Fuente propia: Foto tomada del equipo instalado en la S/E Selva Alegre.

2.2.6. TRANSFORMADOR DE POTENCIA.

Un transformador de potencia o fuerza es una maquina eléctrica, cuya función principal es cambiar el nivel de voltaje a otro nivel de voltaje alterno ya sea mayor o menor al de la entrada, esta es la función principal del transformador ya sea empleado para transmisión como para distribución. Este cambio en los niveles de voltaje se logra mediante la llamada relación de transformación.

Un transformador es una maquina compleja que está constituida de manera resumida por el siguiente conjunto de elementos:

- Núcleo: constituye el circuito magnético que ayuda a mejorar la inducción del voltaje en la bobina secundaria, está fabricado en acero laminado y silicio puede estar unido a la tapa y levantarse junto con ella o unida a la pared del tanque lo cual produce mayor resistencia durante maniobras mecánicas de transporte.

- Bobinas: constituyen el circuito eléctrico los devanados de las bobinas, deben tener conductos de refrigeración radiales y axiales que permiten fluir el aceite y eliminar el calor. La bobina tipo rectangular se utiliza en transformadores de tipo acorazado de 138 y 230 kilovoltios.

- Cambiador de derivaciones: constituye un mecanismo para aumentar o disminuir el número de vueltas de las bobinas regulando así el voltaje lo que es necesario para que haya un adecuado funcionamiento durante los cambios en la demanda en las diferentes horas del día estas derivaciones pueden ser operadas manual o automáticamente.

Los transformadores de potencia T1 y T2 de la S/E Selva Alegre, son de tipo acorazado y sus bobinados son de forma de galleta, sumergidos en gran cantidad de aceite dieléctrico estos transformadores de potencia transfieren energía eléctrica del sistema de 138 kV al sistema de 46 kV.

Por medio de la barra1 y barra 2, los dos transformadores se encuentran en paralelo ya que tienen la misma potencia y tensión nominal esto es muy importante ya que existir una falla en el patio de 138kV el otro transformador asumirá toda la carga hasta que se normalice la subestación. A continuación en la siguiente tabla se muestra los datos de placa del transformador T1 del patio de 138kV.

TRANSFORMADOR DE FUERZA T1 PLACA DE CARACTERISTICAS	
Marca:	BBC
Potencia:	60/80/100 MVA (OA/FA/FOA)
Relación:	138/46/6,3 Kv
Ubicación física:	Patio de maniobras
Año de fabricación:	1986
Año de instalación en la ubicación actual:	1986
País de procedencia:	Alemania
Datos Técnicos:	
Tipo:	TPFD
Norma:	ANSI/IEEE-C5712.00
Serie:	GM 103797
Capacidad AT, OA/FA:	OA/60-67,2, FA1/80-89,6, FA2/100-112 MVA
Capacidad MT, OA/FA:	OA/60-67,2; FA1/80-89,6; FA2/100-112 MVA
Capacidad BT, OA/FA:	OA/60-8,7; FA1/80-11,6; FA2/100-14,5 MVA
Fases:	3

Voltaje primario:	138 kV; Voltaje secundario: 46 kV; Voltaje terciario: 6.3 kV
Amperios AT:	251/334,7/418,4 A; Amperios MT: 753/1004/1255 A;
Amperios BT:	714/953,2/1191,4 A
Frecuencia:	60 Hz
Conexión:	YN Y(N) d 11
Nivel de aislamiento (Bil) AT:	550/750 kV
Nivel de aislamiento (Bil) MT:	250/350 kV
Nivel de aislamiento (Bil) BT:	95/125 kV
Impedancia OA/FA/FOA:	14,2 AT/MT; 6,4 AT/BT; MT/BT: 4,1 %
Elevación de temperatura:	55 C
Volumen aceite	21560 lts
Volumen tanque intercambiador:	532 lts
Cambiador de taps en AT:	33 posiciones automático
Peso cobre y hierro:	45154,5 Kg (99.340 lbs.)
Tanque - accesorios:	79270,4 Kg (174.395 lbs.)
Peso desencubado:	54184,5 Kg (119.206 lbs.)
Peso total:	104355,4 Kg (229.582 lbs.)

***Tabla 2.8**. Características del transformador de fuerza T1del patio de 138kV.*

Fuente propia: Datos de placa tomados del equipo instalado en la S/E Selva Alegre.

***Figura 2.7**. Transformador de Potencia T1 BBC patio de 138kV S/E Selva Alegre.*

Fuente propia: Foto tomada del equipo instalado en la S/E Selva Alegre.

DATOS DE PLACA DEL TRANSFORMADOR T2 SIEMENS			
Marca	Siemens		
Tipo	TLGN7952		
Serie	185641		
País	Alemania		
Grupo de conexión	YNyNOd1		
Fases	3		
Frecuencia	60 Hz		
Pico de temperatura	65 / 55 C		
Temperatura promedio	30 C		
Refrigeración	ONAN/ONAF1/ONAF2		
BIL AT - PN/ BT / TER			
Voltaje V			
AT	158700	138000	117300
BT	46	46	46
Terciario	6.3	6.3	6.3
Corriente rise			
AT	363.8 A	418.4 A	492.2 A
BT	1255.1 / A	1255.1 / A	1255.1 / A
Terciario	1191.4	1191.4	1191.4
Corriente de corto circuito			
AT	3.71		
BT	9.46		
Terciario	28.55 KA		
Peso total	134500 KG		
Peso desmontable	63550 KG		
Peso transporte	80200 KG		
Duración del corto circuito	2.5		
Volumen de aceite	47000 lts		
Peso de aceite	41100 KG		

Tabla 2.9. *Características del transformador de fuerza T2 del patio de 138kV.*

Fuente propia: Datos de placa tomados del equipo instalado en la S/E Selva Alegre.

Figura.2.8. *Transformador de Potencia T2 Siemens (Patio de 138 Kv de la S/E Selva Alegre).*

Fuente propia: Foto del equipo instalado en la S/E Selva Alegre.

2.2.7. OTROS ELEMENTOS.

TRANSFORMADOR DE SERVICIOS AUXILIARES- SS.AA -

Dos transformadores instalados en el patio de maniobras de 138 kV con las siguientes características:

DATOS DE PLACA DEL TRANSFORMADOR DE SS.AA	
Marca	Incoesa
Potencia	112,5 KVA
Relación AT/BT	6300/208/120 V
Tipo	De exterior, montado a intemperie
Ubicación	Patio de maniobras de 138 kV
Año de instalación	1986
Tipo	PAD MOUNTED
Norma	CEI – 76
Fases	Trifásico
Amperios AT	10,31 A
Amperios BT	312,3 A
Voltaje primario	6,3 Kv
Voltaje secundario	208 – 120 V
Frecuencia	60 Hz

Conexión	D yN-11
BIL	28/95 Kv

Tabla 2.10. *Características de transformadores de servicios auxiliares ubicados en patio de maniobras de 138 kV.*

Fuente propia: Datos de placa tomados del equipo instalado en la S/E Selva Alegre.

2.2.8. BANCOS DE BATERIAS.

- Un banco de baterías con las siguientes características

DATOS DE PLACA DEL BANCO DE BATERIAS DE 138 kV	
Marca	EXIDE E
Tipo	EHGS-05
Ubicación	Cuarto de baterías
Año de instalación	1996
Voltaje del banco	130Vdc
voltaje de celda	2.1Vdc
Cantidad de las celdas	60
Capacidad	154A/H

Tabla 2.11. *Características de banco de baterías patio de 138kV S/E Selva Alegre.*

Fuente propia: Datos de placa tomados del equipo instalado en la S/E Selva Alegre.

DATOS DE PLACA DEL BANCO DE BATERIAS 46 kV	
Marca	ABSOLLYTE GNB
Ubicación	Cuarto de baterías
Año de instalación	1999
Voltaje del banco	125Vdc
voltaje de celda	2.1Vdc
Cantidad de las celdas	60
Capacidad	160A/H

Tabla 2.12. *Características de banco de baterías patio de 46kV*

Fuente propia: Datos de placa tomados del equipo instalado en la S/E Selva Alegre.

Figura 2.9. *Banco de bateria de la Subestacion Selva Alegre.*

Fuente propia: Foto tomada del equipo instalado en la S/E Selva Alegre.

2.3. SECUENCIA DE CONTROL Y ENCLAVAMIENTOS ACTUALES. ENCLAVAMIENTOS.

Son secuencias de procedimientos que brindan una operación confiable y segura del sistema, tanto para seguridad de los equipos de la subestación como para el personal de operación.

2.3.1. CONTROL DE SECCIONADORES.

Los seccionadores de puesta a tierra de línea poseen un enclavamiento mecánico y uno eléctrico, accionado por un solenoide de manera que estos seccionadores pueden cerrarse solo cuando:

- La línea se encuentra desenergizada.

- Los seccionadores del disyuntor aíslan al disyuntor operan solo y cuando el disyuntor asociado se encuentra desconectado.

- Ningún seccionador puede operarse con carga a menos que exista un camino paralelo para la corriente.

2.3.2. ENERGIZACION DE UNA LINEA.

Esta maniobra podrá conectar la línea de transmisión permitiendo que la energía pueda ser transmitida a otra subestación, esta maniobra supone dos posiciones:

La línea se encuentre desconectada y desenergizada en ambos extremos.

- El disyuntor y sus seccionadores asociados a la línea, se encuentren abiertos y adicionalmente el seccionador de puesta a tierra en las dos subestaciones tanto en la de partida como en la de llegada de la línea se encuentre abiertos.

La línea se encuentra energizada desde otra subestación.

- El procedimiento será similar con la diferencia antes de conectar el disyuntor se debe poner en sincronismo en la otra subestación.

2.3.3. DESCONEXIÓN DE LA LINEA.

En algunas maniobras como por ejemplo alivio de carga, se necesitan desconectar ciertos circuitos en este caso la energía eléctrica ya se encuentra fluyendo por la línea por lo que la desconexión merece cuidado.

- Abrir el disyuntor de la línea.
- Abrir los seccionadores asociados al disyuntor.
- Cerrar el seccionador de puesta a tierra siempre y cuando se desee realizar mantenimiento a la línea y en el otro extremo se encuentre también abierto.

2.3.4. ENERGIZACION DE UN TRANSFORMADOR.

El transformador será energizado desde el lado de 138kV permitiendo luego energizar el patio de 46 kV para esto se deben realizar las siguientes operaciones.

- Cerrar los seccionadores 89- T1 y 89-T2
- Cerrar los disyuntores 52 -3 y 52-5
- Terminada estas operaciones los transformadores han sido energizados desde el lado de alto voltaje.

2.4. ESTRUCTURA DE LA SUBESTACION SELVA ALEGRE.

Para cumplir correctamente con los fines destinados a una S/E, son necesarios varios elementos que resultan de la composición y adecuada disposición de elementos de corte, protección y medida. Estos elementos son conocidos como ***"Posiciones"*** y en la S/E se puede encontrar 2 tipos de ellos, los cuales son:

- Posición de línea
- Posición de transformadores

2.4.1. POSICIONES DE LA LINEA 138Kv.

Dentro de la zona de 138 kV de la S/E Selva Alegre, existen 4 posiciones de línea que poseen idéntica configuración, idéntico esquema de protecciones y control, así como también idéntica filosofía de maniobra y enclavamientos, las posiciones referidas corresponden a:

- Línea S/E Pomasqui #1.
- Línea S/E Cotocollao #2.
- Línea S/E Santa Rosa Transelectric #3.
- Línea S/E Eugenio Espejo #4.

Las características de las posiciones de línea que llegan y salen de la S/E Selva Alegre a nivel de 138 y 46 kV se indican a continuación en la siguiente tabla.

TIPO	NIVEL DE VOLTAJE	ORIGEN	DESTINO	DISTACIA (Km)	CONDUCTOR
Línea de alimentación	138kV	S/E Sta. Rosa Transelectric	S/E Selva Alegre	24,17	636 MCM -ASCR
Línea de alimentación	138kV	S/E Eugenio Espejo	S/E Selva Alegre	16,26	636 MCM -ASCR
Línea de transmisión	138kV	S/E Selva Alegre	S/E Pomasqui	17,13	636 MCM -ASCR
Línea de transmisión	138kV	S/E Selva Alegre	S/E Cotocollao	8,48	636 MCM -ASCR
Línea de subtransmisión	46kV	S/E Selva Alegre	S/E San Roque	4,9	477 MCM -ASCR
Línea de subtransmisión	46kV	S/E Selva Alegre	S/E Miraflores	8	477 MCM -ASCR
			S/E Pérez Guerrero	4.43	477 MCM -ASCR
Línea de subtransmisión	46kV	S/E Selva Alegre	S/E Belisario Q.	2,62	477 MCM -ASCR
Línea de subtransmisión	46kV	S/E Selva Alegre	S/E Granda Centeno	2,12	477 MCM -ASCR
			S/E Iñaquito	4,23	477 MCM -ASCR
			S/E Norte	5,65	477 MCM -ASCR
Línea de subtransmision	46kV	S/E Selva Alegre	S/E Bosque	3,05	477 MCM -ASCR

Tabla 2.13*. Posición de las líneas derivadas a la subestación Selva Alegre.*
Fuente propia: S/E distancias de líneas y calibres de conductor instalado Selva Alegre.

2.4.2. POSICION DE LOS TRANSFORMADORES DE POTENCIA T1 Y T2

Actualmente, la S/E Selva Alegre, en el nivel de 138 kV posee dos bahías de transformación, la función principal de la bahía de transformador, es reducir el voltaje de138 kV a 46 kV para alimentar al patio de 46 kV de la S/E.

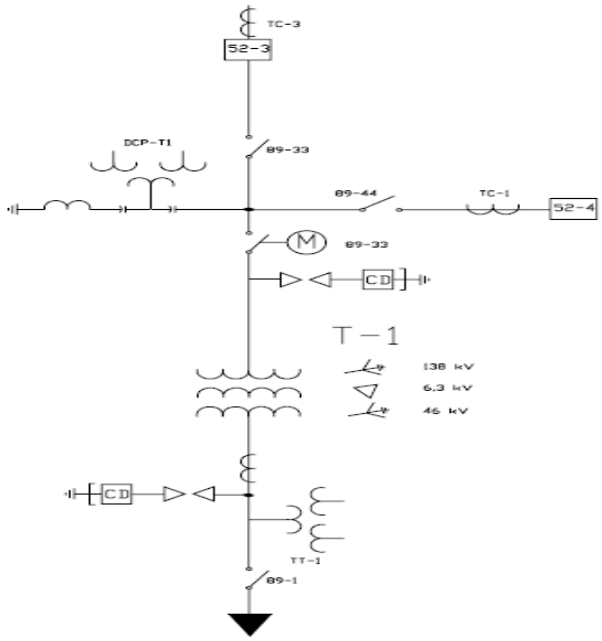


Figura 2.10. *Bahía de Transformador*

Fuente: Manual S/E Selva Alegre.

Figura 2.11. *Tablero actual de protección y control del patio de 138 kV*

Fuente propia: Datos de placa tomados del equipo instalado en la S/E Selva Alegre.

2.5. PROTECCIONES.

2.5.1. FUNCIONES DE UNA PROTECCION.

En una subestación, generalmente se protege a los componentes primarios:

- Protección de líneas.
- Protección de barras.
- Protección de generadores.
- Protección de transformadores.

2.5.2. PROTECCION GENERAL PARA UNA SUBESTACION CON ESQUEMA EN ANILLO.

Las protecciónes de una subestación con configuración en anillo, como es el caso del patio de 138kV de la S/E Selva Alegre,se las puede determinar zonificando el esquema tal que nos permitira obtener una buena coordinación .

Zona 1.- La zona 1 es la protección de las barras existentes en la configuración de anillo. Generalmente la protección de las barras se realiza con el respaldo de la protección de la posición adyacente. Esta protecciones requeridas para esta zona son: de sobrecorriente, falla a tierra, sobrecarga, bajo voltaje y sincronización.

Zona 2.- Esta es principalmente la zona de protección de una posición de transformador y puede interactuar con la protección de barras. Las protecciones requeridas para esta zona son: diferencial, sobrecorriente, falla a tierra, sobrecarga, térmica, presión de aceite, sincronización, recierre, bajo voltaje y regulación.

Zona 3.- La zona 3 está identificada como la zona de protección de líneas de transmisión. La protección de esta zona puede interactuar o formar parte de la protección de barras. Las protecciones requeridas para esta zona son: sobrecorriente, distancia, falla a tierra, bajo voltaje, sincronización y recierre.

Zona 4.- Esta zona está enfocada a la protección de los disyuntores. Esta zona puede interactuar o ser parte de la zona de protección de las posiciones adyacentes al disyuntor. Las funciones requeridas son: sobrecorriente, sincronización, recierre, presión de SF6.

Zona 5.- Se identifica a la zona 5 como la interacción de las protecciones de todas las posiciones y disyuntores, debido a que es una protección contra falla de disyuntor. La función principal requerida es la 86BF que es la protección temporizada contra falla de disyuntor.

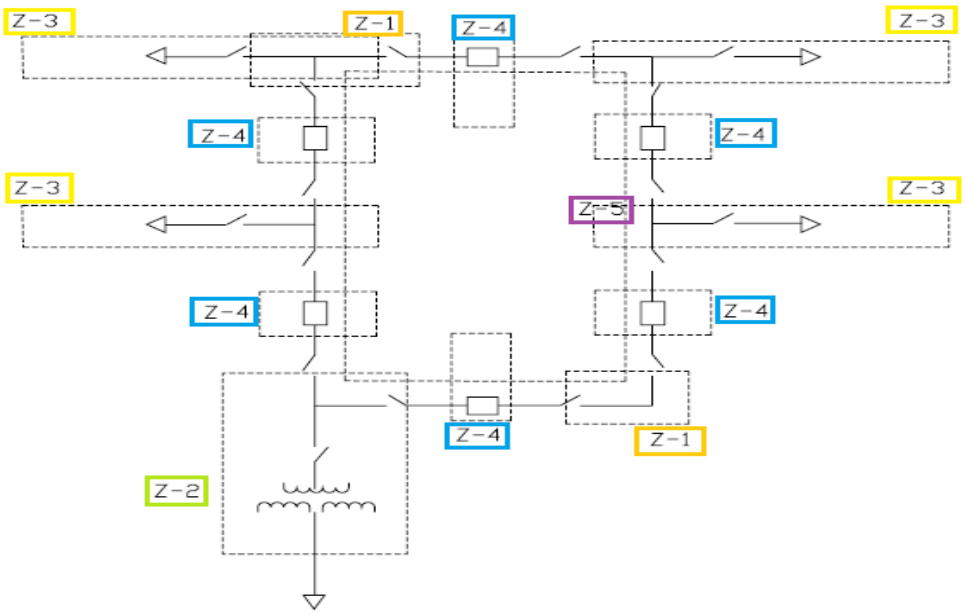


Figura.2.12 *Zonas de proteccion para un esquema de anillo.*

Fuente: Protecciones para un sistema en anillos manual S/E Selva Alegre.

2.5.2.1. PROTECCION DE DISTANCIA (Código ANSI 21).

En los circuitos de trasmisión de alto voltaje, los niveles de corriente de falla son altos, por lo cual si una falla no es despejada rápidamente, puede causar inestabilidad al sistema de potencia así como daños al personal o al equipamiento. Un relé de distancia calcula impedancia con el cociente entre la tensión y corriente, en su ubicación en el sistema de potencia, para determinar si existe una falla dentro o fuera de su zona de operación.

En las líneas de trasmisión la impedancia de la línea es proporcional a su longitud; es apropiado utilizar relés de distancia para medir la impedancia de la misma desde la ubicación del relé hasta un punto determinado (lugar de la falla).Los relés de distancia se pueden clasificar según la forma de sus zonas de operación. Un relé de distancia opera si la impedancia medida por el relé está dentro de su rango de operación.

Zonas de protección.

El esquema básico de los relés de distancia comprende una zona 1 instantánea y al menos dos zonas con disparo temporizado. Los ajustes típicos para un relé de distancia de 3 zonas se muestran en la Fig.2.13. Los relés digitales pueden tener hasta 5 zonas y algunas de ellas se las puede ajustar para operar hacia atrás. Los ajustes típicos de cada zona son:

- Zona 1: Alcance = 80% impedancia de la línea; Tiempo: instantáneo.

- Zona 2: Alcance = 120% impedancia de la línea: Tiempo: 0.3 a 0.6 s.

- Zona 3: Alcance = respaldo de líneas adyacentes: Tiempo: >1 s

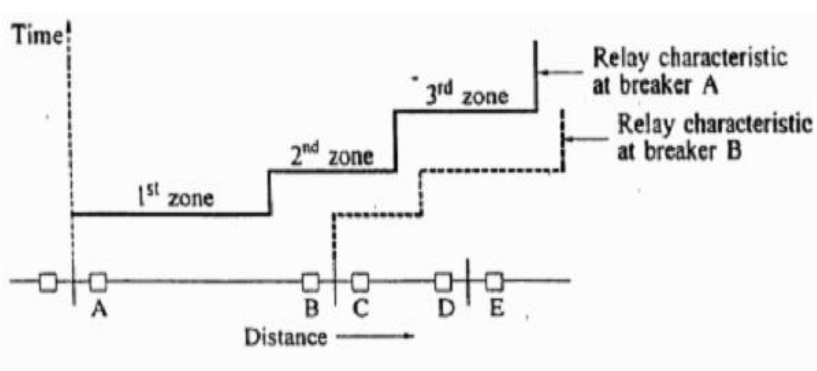


Figura 2.13. *Zonas de protección de relés de distancia.*

Fuente: Apuntes de los cursos de Estabilidad de Sistemas Eléctricos de Potencia de FING de los años 2003, 2005, 2007. http://iie.fing.edu.uy/ense/asign/esep/.

2.5.2.2. PROTECCION DIRECCIONAL (Código ANSI 67).

El relé 67 determina la dirección del flujo de potencia y/o corriente en una localización determinada, de un sistema eléctrico de potencia; de esta forma, es posible mediante este relé conocer la dirección y la ubicación de una falla.

Esta unidad direccional generalmente no se aplica sola, más bien se emplea en combinación con otra unidad, tal que ésta última detecte la falla y de la orden de operación o de apertura del interruptor ante la presencia de un valor de corriente superior a un valor mínimo preestablecido. La unidad de protección sensora de la magnitud de la corriente generalmente es un relé de sobrecorriente (51/50).

Con la acción de ambos relés se consigue tener orden de apertura del interruptor (52) si la magnitud de la corriente de falla es mayor a un valor preestablecido (pick-up) y la dirección del flujo concuerda con una dirección preestablecida en el relé direccional. La figura 2.14 muestra el sistema de protección con relé 67.

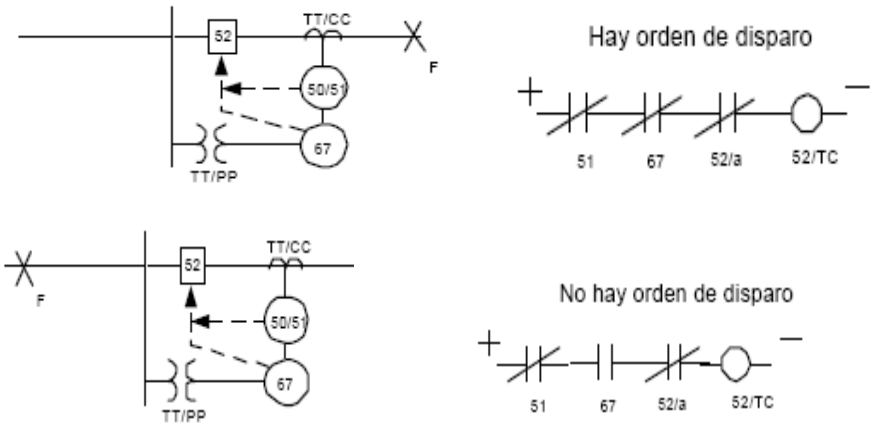


Figura 2.14. *Diagrama funcional y circuito de control de una protección (67).*

Fuente: Apuntes preparados por Prof. Sr. Raúl Saavedra Cossio Protecciones Relé direccional 67.

2.5.2.3. PROTECCION DE TENSION (Código ANSI 27).

El relé de tensión 27 protege a los equipos y sistemas eléctricos de voltajes altos y bajos, falta de fase en inversión de la secuencia de fases del sistema eléctrico de potencia.

2.5.2.4. PROTECCION DIFERENCIAL (Código ANSI 87).

Las protecciones diferenciales basan su funcionamiento en la comparación de las corrientes que entran y salen de un equipo, el relé diferencial se usa para la protección de máquinas sincrónicas y asincrónicas, transformadores de potencia,

barras de subestaciones siempre que su potencia sea importante. Usualmente sobre unos 5 a 8 MVA.

En el esquema de la Figura 2.15 se puede apreciar que la corriente que detecta el relé diferencial R, en las condiciones indicadas, es igual a cero. Al ocurrir una falla, sea monofásica, bifásica o trifásica, en la zona protegida entre los TC's se produce un desequilibrio que hace fluir una corriente diferencial Id distinta de cero, por el relé R, de modo que éste da la orden de abrir el interruptor correspondiente.

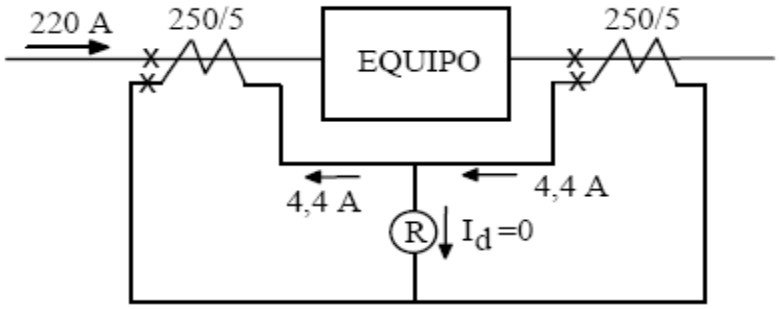


Figura 2.15. *Diagrama funcional protección (87).*

Fuente: Protecciones Relé diferencial 87.

2.5.2.5. PROTECCION POR FALLA DE DISYUNTOR BF (falla breaker).

Para cuando uno de los disyuntores del anillo no dispare, se utiliza un esquema de respaldo formado por un relé auxiliar temporizado, el cual se energiza el momento que operan los relés 94 o 94P y envía una señal, luego de un tiempo predeterminado, a un relé de disparo 86 BF con el objeto de disparar los disyuntores adyacentes al de la falla y de esa manera eliminar la alimentación a la falla.

2.6. PROTECCIONES DEL PATIO DE 138kV SUBESTACION SELVA ALEGRE.

La protección primaria utilizada en el patio de 138 kV de la S/E Selva Alegre es un esquema de disparo transferido permisivo de sobre alcance; sin embargo, este esquema no es un sistema de distancia tipo piloto como se había propuesto en las condiciones de diseño del mismo.

El esquema de protección primaria de las bahías de línea se basa en la protección de distancia de alta velocidad tipo mho, y físicamente comprende lo siguiente:

- Tres relés monofásicos o un trifásico que contiene unidades de medida "mho" para fallas trifásicas (21 P) y unidades de medida "mho" para fallas a tierra (21NP).

- Un relé de réplica de impedancia del neutro que funciona con la unidad de falla a tierra 21 NP.

- Un relé de bajo voltaje (27).

- Un relé de recierre simple (79).

- Un relé de disparo de alta velocidad (94P).

El esquema de protección secundaria consiste de relés de sobrecorriente direccional para fase-fase y fase-tierra, polarizados con voltaje. El voltaje de polarización será tomado de los TP's localizados en los extremos opuestos del anillo. Físicamente, la protección secundaria consta de:

- Un relé de sobrecorriente direccional para fase-fase (67).

- Un relé de sobrecorriente direccional para fase-tierra (67 N).

- Un relé de disparo de alta velocidad (94).

El esquema de recierre debe ser simple y de alta velocidad, para este efecto, operará un relé (79) cuando el disparo haya sido realizado por la protección primaria.

2.6.1. PROTECCIONES DEL PATIO DE 46 kV DE LA SUBESTACION SELVA ALEGRE.

La protección primaria de las líneas de 46 kV se realiza a través de la función de distancia (21). A través de la función de disparo transferido es seguro integrar la

función de autorecierre (79) con lo que se ahorraría mucho tiempo en la reconexión de fallas temporales que no requieren la intervención de operadores.
La protección secundaria se realiza a través de la función de sobrecorriente direccional (67) mediante la cual se realiza también la protección de las barras de 46 kV. Está función deberá interactuar con la función de disparo transferido para garantizar la protección completa de la línea en caso de falla u operación defectuosa de la protección de distancia.

2.6.2. PROTECCIONES PARA TRANSFORMADORES DE POTENCIA.

Las protecciones del transformador interactúan de manera activa con las protecciones de los sectores de 138 y de 46 kV son:

- Protección de las barras de 138 kV
- Protección diferencial (87 T) propia del transformador

La protección diferencial del transformador incluye lo siguiente:

Tres relés monofásicos o un relé trifásico diferencial de alta velocidad (87T) con restricción de armónicos y para tres devanados.

- Un relé de sobrecorriente a tierra (51 N)
- Un relé de disparo y bloqueo (86 T)

Protecciones contra fallas internas del transformador está constituida por:

- Un relé Buchholz (63 GD)
- Detectores de sobre-temperatura en cada devanado del transformador
- Detectores de sobre -temperatura de aceite
- Relé de sobrepresión

Adicionalmente existe medición de voltaje que interactúa con la protección 90 y 27 para regulación de voltaje y operación del LOAD TAP CHANGER (LTC).

CAPITULO III

PROYECTO DE AUTOMATIZACION DE LA SUBESTACION SELVA ALEGRE PATIO DE 138kV

3.1. INTRODUCCION.

En los sistemas convencionales de protección, medición, control y supervisión para subestaciones de alto voltaje, las funciones propias de estos sistemas han sido tradicionalmente realizadas por equipos y componentes discretos. La interconexión entre dichos equipos y los sistemas primarios de alto voltaje, para su correcto funcionamiento, siempre han necesitado un gran trabajo de ingeniería, implementación y puesta en servicio.

Actualmente, la tecnología de control numérico aplicada en el uso de IED's basados en microprocesadores ofrece nuevas posibilidades tales como auto supervisión, análisis de señales, facilidades computacionales para los algoritmos de protección, y control, almacenamiento de datos, manejo de eventos y análisis de fallas, es por ello que después de un estudio minucioso se determinó que los IED's, marca Siemens y ABB cumplen con todos los requerimientos necesarios para la automatización de la S/E Selva Alegre .

La implementación de subestaciones, aprovechando las nuevas tendencias tecnológicas han logrado una reducción significativa de espacio físico requerido para la instalación de los sistemas de protección, medición, control y supervisión ha reducido notablemente el número de componentes o equipos, lo cual ha aumentado la disponibilidad del sistema y ha reducido los costos asociados al mismo.

En este sentido, la automatización de los diferentes sistemas ha tomado gran importancia, siendo el principal ejemplo el uso de redes LAN de alta velocidad para la transmisión de datos, el cual permite ahorrar de manera considerable el volumen de cableado, y permite, gracias a su inmunidad a las interferencias electromagnéticas tal es el caso de la fibra óptica, su aplicación a los procesos "SMART" de distribución de energía.

3.2. ALCANCE DE LA AUTOMATIZACION DE LA S/E SELVA ALEGRE.

El proceso de automatización e integración al sistema SCADA de la EE.Q se aplicará a todos los equipos y elementos de la S/E Selva Alegre, patio de 138kV el cual deberá considerar los siguientes aspectos:

- Protección de bahías
- Funciones de control
- Funciones de monitoreo
- Funciones de comunicación
- SCADA

3.2.1. REQUERIMIENTOS TECNICOS PARA LA INTEGRACION DE LA SUBESTACION SELVA ALEGRE AL SISTEMA SCADA DE LA EEQ.

- **INGENIERIA**

El trabajo de ingeniería es una parte primordial y fundamental, este proyecto necesita un estudio completo tanto de protecciones, control y comunicaciones ya que esta subestación actualmente, es de tipo convencional, y se lo quiere transformar a un sistema automatizado basándose en las siguientes actividades:

- **MONTAJE.**

En primer lugar se realizará el montaje de los nuevos gabinetes metálicos en los cuales irán instalados los nuevos relés alfanuméricos de control de bahías y protección de líneas y transformadores de potencia.

Estos gabinetes serán ubicados dentro de la sala de control en un lugar paralelo a las antiguas cabinas de 138kV las cuales servían para controlar y proteger los equipos de la subestación.

- **CABLEADO**

En segundo lugar se realizara la elaboración de los planos del cableado de señales desde el nivel de control de campo hasta el nivel de control de bahía, los conductores

que se instalaran serán cumplirán con todos las normas y estándares, requeridos para ser utilizados en subestaciones.

- **CALIBRACION Y PROGRAMACION DE IED’s**.

El siguiente paso a realizar será el esquema de control alfanumérico de la subestación el cual como se indicó en el capítulo II, posee un esquema en anillo, esta programación debe cumplir con todos los requerimientos operacionales de control local y remoto de la subestación.

En el caso de las protecciones se procede a realizar la corrida de flujos de potencia y simulación de fallas en las líneas de 138kV en programas computacionales como el PSSE de Siemens adquirido por la EEQ y otros más, Con estos datos se procederá a la calibración de los relés de protección tanto de líneas principal y de respaldo como para transformadores de potencia.

- **PUESTA EN SERVICIO**

La puesta en servicio de la subestación Selva Alegre con sistemas de control numérico obligadamente recomienda realizar pruebas a los equipos de control y protección y de comunicación instalados en la sala de control de la subestación, estas pruebas serán ejecutadas antes y después de la puesta en servicio de las líneas y transformadores de potencia. El formato de las pruebas se las puede apreciar en la sección de Anexos parte B.

Mediante un cronograma de desconexiones previamente establecido y analizado se procederá a la suspensión del servicio por un tiempo determinado para la integración de los equipos de 138kV de la subestación Selva Alegre al Sistema SCADA de la EEQ.

- **OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO**

El proceso de operación se lo realizara remotamente y cuando se requiera mantenimiento será coordinado con centro de control de la EEQ, para las maniobras de operación se implementara un sistema de control que permita bloquear la operación remota en el caso de realizar trabajos de mantenimiento a los equipo de potencia de la subestación, para seguridad del personal que se encuentra ejecutando el trabajo.

3.3. INTEGRACION DE LA SUBESTACION SELVA ALEGRE TOMANDO COMO BASE A LOS NIVELES JERARQUICOS DEL SAS.

En la integración de la S/E Selva Alegre al SCADA de la EEQ se tomaran en cuenta los tres niveles funcionales/jerárquicos los cuales se describen a continuación en el siguiente grafico 3.1.

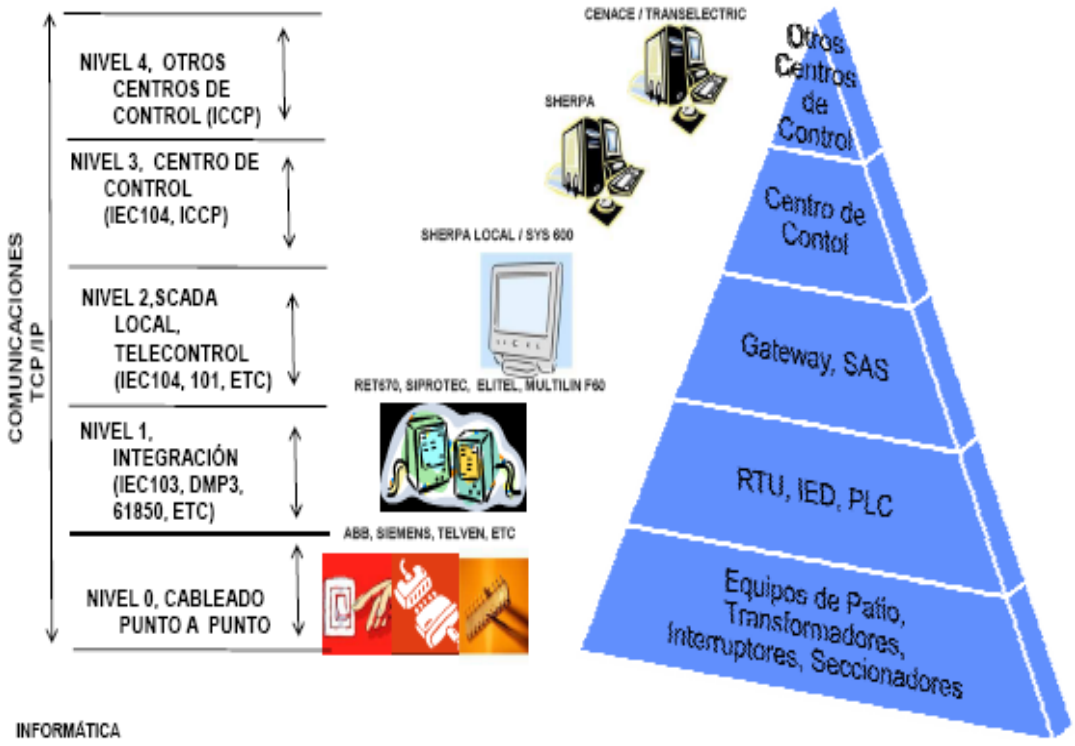


Figura: 3.1.Integración *de subestaciones aplicando los Niveles Jerárquicos del SAS.*

Fuente: Curso de SCADA EEQ.

3.3.1. NIVEL 0.- EQUIPO DEL PATIO.

Para el proceso de integración de la subestación Selva Alegre se comenzara desde el más básico que es el nivel cero el cual corresponde al patio de la S/E. En este nivel se manipulara en tableros de control, cajas concentradoras de señales etc., de todos los elementos de potencia de la subestación tales como: transformadores, interruptores, seccionadores asociados, de línea de puesta a tierra y equipos de medición TP's y TC's.

Es necesario mencionar que el nivel cero, posee elementos de control que tienen un mecanismo manual o motorizado para accionar los elementos anteriormente descritos, la operación en este nivel para el caso de ciertas operaciones se las realiza desde el patio de maniobras siguiendo los pasos de seguridad implantados por la EEQ, en tal sentido el proceso de automatización, iniciara con:

- El proceso de cableado nuevo será efectuado desde el equipo instalado en el patio de maniobras, hacia la sala de control de la subestación el cable en donde se encuentran los nuevos gabinetes metálicos los conductores a ser instalados son:

  Conductor 4x12 AWG para señales de TP's y TC's.

  Conductor 12x16AWG para señales de control de interruptores de potencia.

  Conductor 7x14 AWG para señales de control de seccionadores asociados, línea y puesta a tierra. Estos conductores cumplen con los requerimientos y necesidades de la subestación.

- El cableado traerá señales y estados de :

  Disyuntores -52-.

  Abierto
  Cerrado
  Conexión
  Apertura
  Disparo
  Local

Remoto

Alarma nivel SF6

Alimentación Vdc

Alimentación Vac

- Seccionadores de adyacentes, línea y puesta a tierra -89-.

  Abierto

  Cerrado

  Interbloqueo

  Alimentación Vdc

  Alimentación Vac

- Transformadores de potencia.

  Alarmas

  Disparos

  Operación ventiladores

  Operación OLTC
  - Local
  - Remoto
  - Posición tap

  Alimentación Vdc

  Alimentación VAC

- Medición TP's y TC's.

  Señales de voltaje

  Señales de corriente

Se utilizan tarjetas análogas/digital ya que se recibirán señales analógicas de voltajes, corrientes, y estas deberán se transformaran a señales digitales para nuestro caso binarias 0 y 1 estas facilitan el proceso de comunicación del cableado físico con los niveles superiores. El protocolo de comunicación estándar que se utilizara en nuestro nivel 0 y el recomendado por los equipos que posee la subestación es el IEC 61850, el cual permite utilizar e interconectar equipos de diferentes fabricantes que se implementaron en este proyecto.

3.3.2. NIVEL 1.- NIVEL DE BAHIA.

Las bahías o posiciones en la S/E Selva Alegre involucran todo el equipo de alto voltaje encargado de las operaciones de control, medida y protección referente a las líneas, barras y transformadores etc. Para el presente proyecto en este nivel le daremos importancia al equipo de corte y seccionamiento. A nivel de bahía se debe configurar los controladores de bahía (lógica programada), enclavamientos, permisivos, bloqueos, alarmas y señalizaciones a ser reportadas al SCADA local.

3.3.2.1. CONTROL DE BAHIA DE LA SUBESTACION SELVA ALEGRE.

La función de control del Nivel de Bahía permite operar la bahía localmente, todas las mediciones, alarmas e información de estado relevante relacionadas con la bahía se muestran en un panel de control, así como también los comandos de control pueden ser inicializados por medio de éste pasando la posición de la llave de remoto a local en el IED, accediendo así al control de la bahía. La figura 3.2 muestra los gabinetes instalados con los equipos de control y protección de las bahías de 138kV de la S/E Selva Alegre.

Figura. 3.2. *Gabinetes de control y protección bahías nuevos de la S/E Selva Alegre patio de 138kV.*

Fuente propia: Foto de los gabinetes de control de bahías nuevas de la S/E Selva Alegre patio de 138kV.

3.3.2.2. IED´s DE CONTROL DE BAHIAS SUBESTACION SELVA ALEGRE

Los IED´s instalados en los nuevos gabinetes de la sala de control de la subestación se encargarán de la supervisión y control de las bahías compuestos por relés Siemens Siprotec 7SJ645 los mismos que cumplen con normas y estándares requeridos para la automatización de la subestación, además poseen una conexión directa con el equipo de patio, sin mediadores y por medio de los cuales se efectuaran las siguientes funciones de control y monitoreo:

- Información de estado del equipo de patio abierto/cerrado.
- Doble salida de comandos para control del equipo de patio conexión/desconexión.
- Salida de información binaria
- Entradas analógica de valores de voltaje y corriente para medición.

El IED de control debe contener todas las funciones necesarias para control local y remoto, supervisión y control, de forma segura. Este debe proporcionar una interfaz serial para intercambio de información con otros IED´s, tanto del nivel de bahía, como de estación y cumplir con el estándar IEC 61850 para comunicaciones dentro de subestaciones.

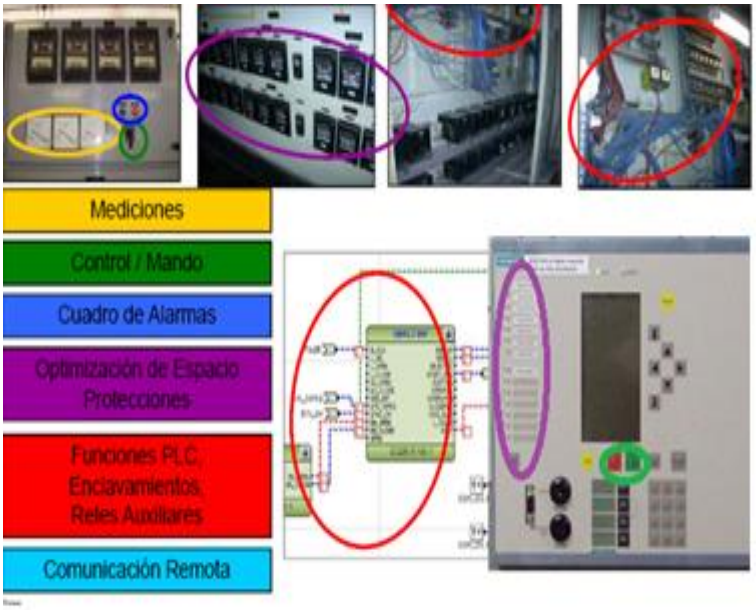


***Figura. 3.3**. Proceso de cambio relés electromecánico con relé Siemens Siprotec 7SJ64.*
Fuente: PDF Manual de relé Siemens Siprotec 7SJ64.

3.3.2.3. SEÑALES DE ENTRADAS Y DE SALIDAS BINARIAS DE LOS RELES DE CONTROL DE BAHIA SIEMENS SIPROTEC 7SJ64.

Las entradas y salidas binarias se utilizan para el sistema de control. Las entradas binarias captan eventos que se dan en los equipos del patio de 138kV de la subestación como por ejemplo: estados de interruptores y seccionadores, valores anormales de las variables, mal funcionamiento del equipo de potencia. Por lo general ante una entrada se acciona una salida que envía comandos para que las unidades de interrupción se activen, (abrir o cerrar) y también para que las señales de destino remoto de eventos importantes y estados se enciendan. Mediante el software de configuración de los relés Siemens (DIGSI 4), se configuran las lógicas de control para el control respectivo.

El DIGSI es una herramienta que nos permite ajustar, controlar y manejar procesos de datos de los equipos. Los planos del relé de control SIEMENS 7SJ645 programados para el control y protección de sobrecorriente de bahía, los mismos que tienen un punto de destino en las borneras localizadas en los gabinetes metálicos los mismos que poseen interconexión con las señales del patio de 138kVde la subestación. Y se encuentran en la sección Anexo literal C.

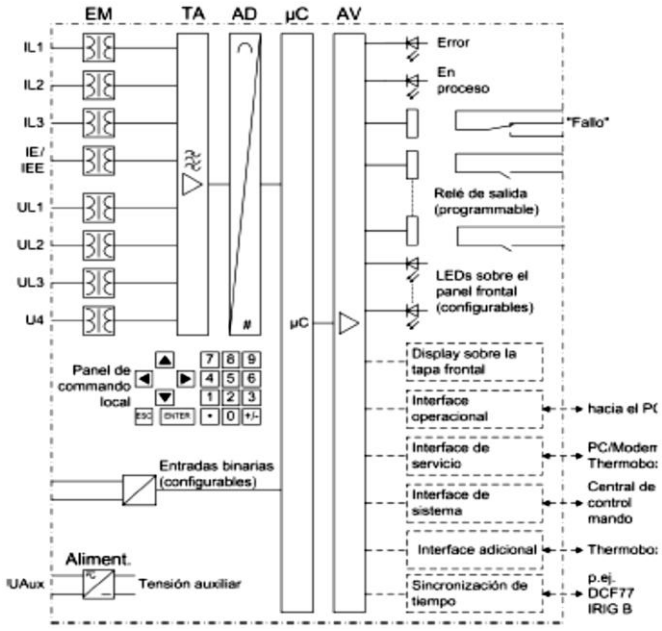


Figura. 3.4*. Relé Siemens Siprotec 7SJ64 .*
Fuente: PDF Manual de relé Siemens Siprotec 7SJ64.

3.3.2.4. LOGICAS DE PROGRAMACION DE LOS RELES DE CONTROL DE BAHIA.

El relé 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. 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. Las lógicas de control de todas las bahías del patio de 138kV se pueden apreciar de mayor forma en el Anexo D.

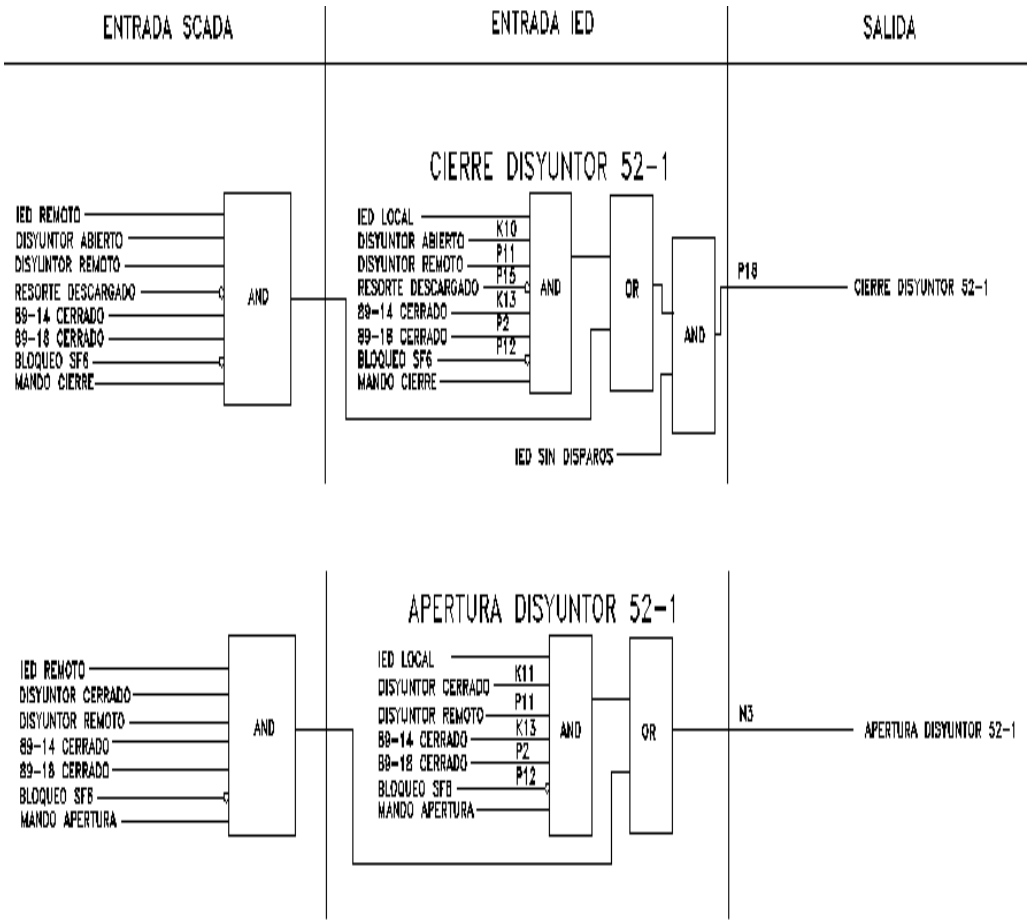


Figura. 3.5. *Lógicas de control programadas en el relé Siprotec 7SJ64*

Fuente propia: Lógicas de control de relé Siemens Siprotec 7SJ64 plano de control bahías 138 Kv S/E Selva Alegre.

3.3.2.5. IED´s DE PROTECCIÓN DE BAHIA SUBESTACION SELVA ALEGRE.

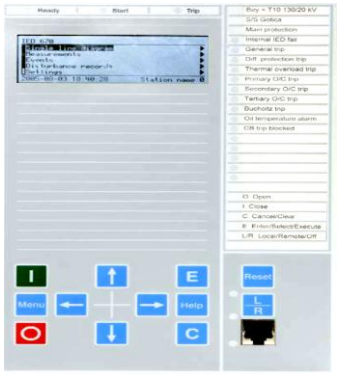


Figura. 3.6. *Relé ABB REF 670.*

Fuente: PDF manual relé ABB 670

El IED de protección está colocado debajo del relé de control de bahía, los mismos que son relés ABB REL 670 para la protección de distancia 21 principal y General Electric para la protección 21 de respaldo.

Los IED's antes mencionados tienen una conexión directa con el equipo de campo, (TC's, TP's) transformadores de corriente y voltaje cuyas medidas servirán para que el equipo desarrolle las funciones de protección y monitoreo.

Los de protección principal y de respaldo reciben, las mismas señales analógicas y transmitir al centro de control en tiempo real la distancia de la falla o la zona en la que ocurrió tal es el caso de los relés de distancia.

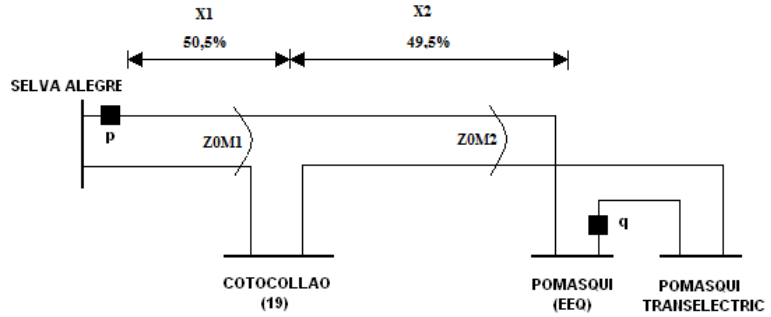
Para la calibración de estos relés se realizó la corrida de flujos de potencia en el simulador PSSE y el programa DIgSILENT (Digital Simulator for Electrical Network) el cual se utiliza para la simulación de fallas de corto circuito monofásica y trifásica, los valores que arrojaron estos simuladores de fallas nos sirven para calibrar relés de protección.

A continuación las siguientes tablas indican los valores de calibración para los relés de protección de líneas (21 de distancia), de la subestación Selva Alegre 138Kv

PROTECCIÓN DE DISTANCIA LÍNEA SELVA ALEGRE - POMASQUI (EEQ)

	ALTA	BAJA	Relación
TC	800	5	160
TP	138000	115	1200

Longitud = 17,13 **km**
Voltaje = 138 **kV**
P. Base = 100 **MVA**



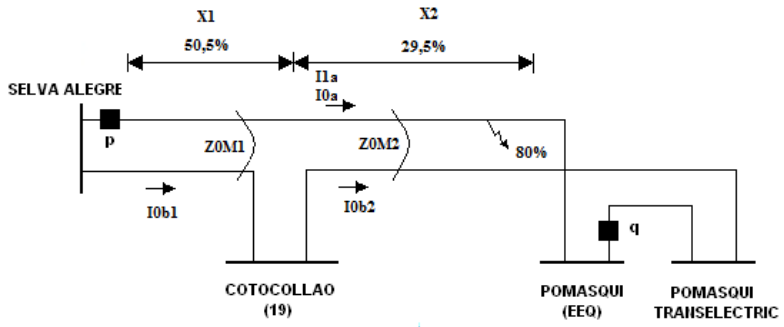
IMPEDANCIAS LÍNEA 1 (L1)

	PU		Ohm Primarios		Ohm Secundarios	
	R	**X**	**R**	**X**	**R**	**X**
Z1 =	0,0098	0,0437	1,8659	8,3248	0,2488	1,1100
Z0 =	0,0343	0,1356	6,5334	25,8279	0,8711	3,4437
Z0M =	0,0122	0,0424	2,3206	8,0772	0,3094	1,0770

AJUSTE DE ZONA 1 DEL RELÉ q

	PU		Ohm Primarios		Ohm Secundarios	
	R	**X**	**R**	**X**	**R**	**X**
Z1 =	0,0013	0,0060	0,2554	1,1393	0,0340	0,1519
Z0 =	0,0043	0,0171	0,8189	3,2522	0,1092	0,4336

AJUSTE DE ZONA 1



Falla al 80% de distancia de la ubicación del relé p

I1a =	880	**A**
I0a =	810	**A**
I0b1 =	100	**A**
I0b2 =	80	**A**
X1 =	49,5	**%**
X2 =	30,5	**%**

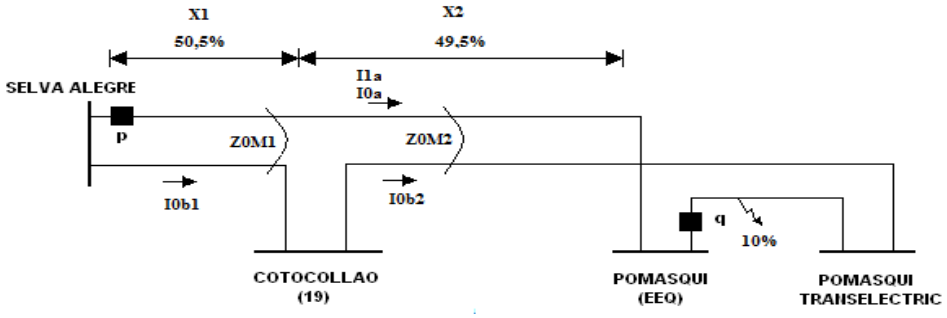
$$Z_{1(+)} = Z_1 L_1 \left(X + \frac{\pm I_{0b1} Z_{0M1} X1 \pm I_{0b2} Z_{0M2} X2}{2 I_{1a} Z_1 + I_{0a} Z_0} \right)$$

	ohmios primarios		ohmios secundarios	
	R	**X**	**R**	**X**
Z1(+) =	1,5435	6,8498	0,2058	0,9133

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

	ohmios primarios		ohmios secundarios	
	R	**X**	**R**	**X**
Z1(0) =	5,2267	20,6624	0,6969	2,7550

AJUSTE DE ZONA 2

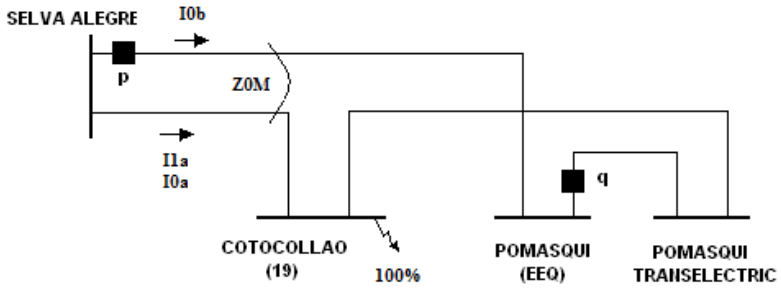


Falla al 10% de distancia desde la ubicación del relé q

I1a =	690	**A**
I0a =	560	**A**
I0b1 =	20	**A**
I0b2 =	200	**A**
X1 =	49,5	**%**
X2 =	50,5	**%**

AJUSTE DE ZONA 3

Se considera el 100% de la impedancia de la línea más corta hacia atrás (Selva Alegre - Cotocollao)



I1a =	1440	**A**
I0a =	1110	**A**
I0b =	200	**A**
X =	100	**%**

Línea Selva Alegre - Cotocollao considerada para el ajuste

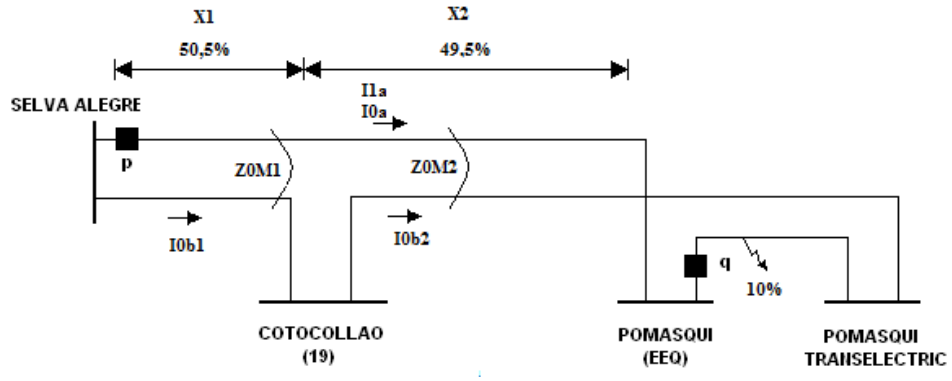
$$Z_{3(+)} = Z_1 L_1 \left(X + \frac{\pm I_{0b} Z_{0M} X}{2 I_{1a} Z_1 + I_{0a} Z_0} \right)$$

	ohmios primarios		ohmios secundarios	
	R	**X**	**R**	**X**
Z3(+) =	0,8546	3,8288	0,1139	0,5105

$$Z_{3(0)} = 100\% * Z_{0(SELVA\ ALEGRE-COTOCOLLAO)}$$

	ohmios primarios		ohmios secundarios	
	R	**X**	**R**	**X**
Z3(0) =	3,2358	12,8633	0,4314	1,7151

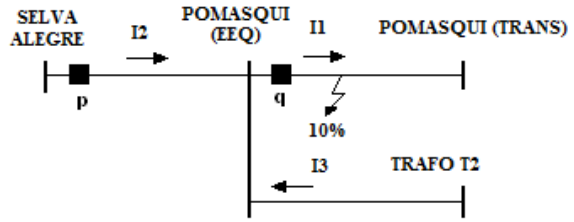
AJUSTE DE ZONA 4



Falla al 10% de distancia desde la ubicación del relé q

I1a =	690	**A**
I0a =	560	**A**
I0b1 =	20	**A**
I0b2 =	200	**A**
X1 =	49,5	**%**
X2 =	50,5	**%**

APORTE DE CORRIENTE INTERMEDIAS



I1 = 2143 **A**
I2 = 2010 **A**
I3 = 133 **A**

El ajuste es el 100% de la impedancia de la línea L1, más el 50% del ajuste de zona 1 del relé q Se ajusta al 50% ajuste de zona 1 del relé q para evitar traslape de zonas con la protección que vamos a dar respaldo.

$$Z_{4(+)} = 100\% * Z_1 L_1 + 50\%\ Z_1 L_2 * \left(\frac{I1}{I2}\right)$$

	ohmios primarios		ohmios secundarios	
	R	**X**	**R**	**X**
Z4(+) =	2,0020	8,9321	0,2669	1,1909

$$Z_{4(0)} = 100\% * Z_0 L_1 + 50\% * Z_0 L_2 * \left(\frac{I1}{I2}\right)$$

	ohmios primarios		ohmios secundarios	
	R	**X**	**R**	**X**
Z4(0) =	6,9699	27,5617	0,9293	3,6749

RESUMEN DE AJUSTES PARA PROTECCIÓN DE DISTANCIA SELVA ALEGRE POMASQUI.

		ohmios primarios		ohmios secundarios	
Zona de Operación	**Ajuste secuencia**	**R**	**X**	**R**	**X**
Z1	Positiva	1,5435	6,8498	0,2058	0,9133
	Cero	5,2267	20,6624	0,6969	2,7550
Z2	Positiva	1,9204	8,5677	0,2560	1,1424
	Cero	6,7080	26,5214	0,8944	3,5362
Z3	Positiva	0,8546	3,8288	0,1139	0,5105
	Cero	3,2358	12,8633	0,4314	1,7151
Z4	Positiva	2,0020	8,9321	0,2669	1,1909
	Cero	6,9699	27,5617	0,9293	3,6749

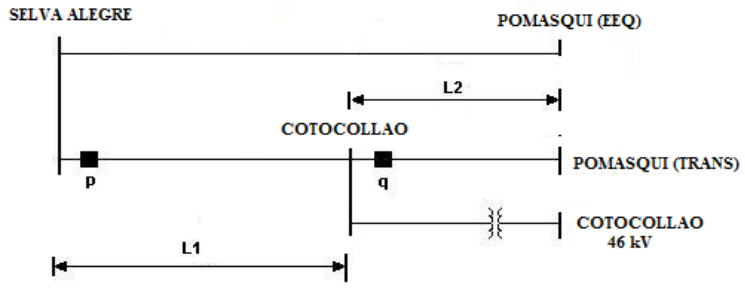
		ohm-prim	ohm-sec			
Zona de Operación	**Ajuste secuencia**	**Rf**	**Rf**	**Tiempo Operación (ms)**	**Ángulo**	**Dirección**
Z1	Positiva	7	1	0	75,80	Forward
	Cero	15	2	0	73,97	Forward
Z2	Positiva	10	1	400	75,80	Forward
	Cero	30	4	400	73,97	Forward
Z3	Positiva	20	3	1200	75,88	Reverse
	Cero	40	5	1200	73,97	Reverse
Z4	Positiva	20	3	1200	75,80	Forward
	Cero	40	5	1200	73,97	Forward

	Amperios	
	3F	**1F**
Icc	7760	7786

Tabla 3.1*.Parametros calculados para la protección de línea Selva Alegre – Pomasqui*
Fuente: Simulaciones de fallas en la línea Selva Alegre-Pomasqui

PROTECCIÓN DE DISTANCIA LÍNEA SELVA ALEGRE - COTOCOLLAO (19)

		ALTA	**BAJA**	**Relación**
	TC	800	5	160
	TP	138000	115	1200
Longitud =	8,48	**km**		
Voltaje =	138	**kV**		
P. Base =	100	**MVA**		



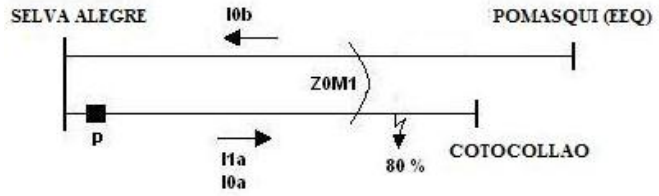
IMPEDANCIAS LÍNEA 1 (L1)

	PU		**Ohm Primarios**		**Ohm Secundarios**	
	R	**X**	**R**	**X**	**R**	**X**
Z1 =	0,0048	0,0214	0,9232	4,0821	0,1231	0,5443
Z0 =	0,0170	0,0675	3,2358	12,8633	0,4314	1,7151
Z0M =	0,0122	0,0424	2,3206	8,0772	0,3094	1,0770

AJUSTE DE ZONA 1 DEL RELÉ q

	PU		Ohm Primarios		Ohm Secundarios	
	R	**X**	**R**	**X**	**R**	**X**
Z1 =	0,0090	0,0392	1,7179	7,4665	0,2291	0,9955
Z0 =	0,0284	0,1130	5,4124	21,5156	0,7217	2,8688

AJUSTE DE ZONA 1



Falla al 80% de distancia de la ubicación del relé p

I1a = 1540 **A**
I0a = 1250 **A**
I0b = 250 **A**
X = 80 **%**

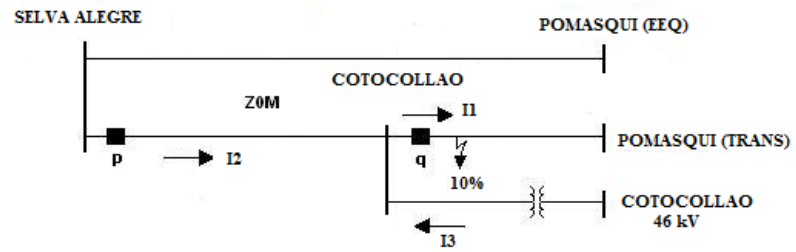
$$Z_{1(+)} = Z_1 L_1 \left(X \pm \frac{I_{0b} Z_{0M} X}{2 I_{1a} Z_1 + I_{0a} Z_0} \right)$$

	ohmios primarios		ohmios secundarios	
	R	**X**	**R**	**X**
Z1(+) =	0,6763	3,0355	0,0902	0,4047

	ohmios primarios		ohmios secundarios	
	R	**X**	**R**	**X**
Z1(0) =	2,5887	10,2906	0,3452	1,3721

AJUSTE DE ZONA 2

APORTE DE CORRIENTE INTERMEDIAS



I1 = 3630 **A**
I2 = 3630 **A**

I3 = 0 **A**

El ajuste es el 100% de la impedancia de la línea L1, más el 20% del ajuste de zona 1 del relé q Se ajusta al 20% de zona 1 del relé q para evitar traslape de zonas con la protección que vamos a dar respaldo.

$$Z_{2(+)} = 100\% * Z_1 L_1 + 20\% \, Z_1 L_2 * \left(\frac{I1}{I2} \right)$$

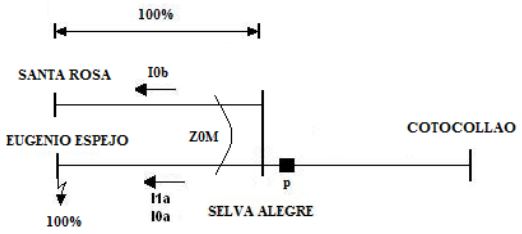
	ohmios primarios		ohmios secundarios	
	R	**X**	**R**	**X**
Z2(+) =	1,2667	5,5754	0,1689	0,7434

$$Z_{2(0)} = 100\% * Z_0 L_1 + 20\% * Z_0 L_2 * \left(\frac{I1}{I2} \right)$$

	ohmios primarios		ohmios secundarios	
	R	**X**	**R**	**X**
Z2(0) =	4,3183	17,1664	0,5758	2,2889

AJUSTE DE ZONA 3

Se considera el 100% de la impedancia aparente de la línea más corta hacia atrás, línea (Selva Alegre - Eugenio Espejo), para un falla al 100% de distancia de la ubicación del relé



$$Z_{APARENTE} = Z_1 L_1 \left(X \pm \frac{I_{0b} Z_{0M} X}{2 I_{1a} Z_1 + I_{0a} Z_0} \right)$$

$$Z_{3(+)} = 100\% * Z_{APARENTE(SELVAALEGRE-EUGENIOESPEJO)}$$

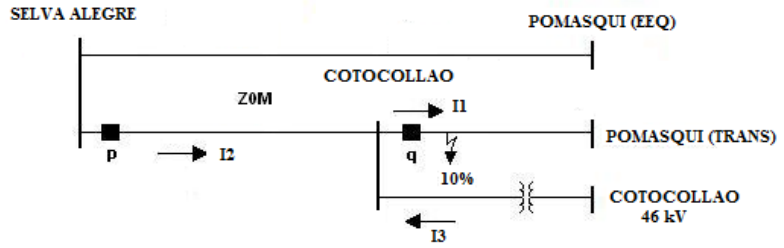
	ohmios primarios		ohmios secundarios	
	R	**X**	**R**	**X**
Z3(+) =	0,9220	4,1522	0,1229	0,5536

$$Z_{3(0)} = 100\% * Z_{0(SELVAALEGRE-EUGENIOESPEJO)}$$

	ohmios primarios		ohmios secundarios	
	R	X	R	X
Z3(0) =	3,4097	13,4794	0,4546	1,7973

AJUSTE DE ZONA 4

APORTE DE CORRIENTE INTERMEDIAS



I1 = 3630 **A**
I2 = 3630 **A**
I3 = 0 **A**

El ajuste es el 100% de la impedancia de la línea L1, más el 50% del ajuste de zona 1 del relé q Se ajusta al 50% ajuste de zona 1 del relé q para evitar traslape de zonas con la protección que vamos a dar respaldo.

$$Z_{4(+)} = 100\% * Z_1L_1 + 50\%\ Z_1L_2 * \left(\frac{I1}{I2}\right)$$

	ohmios primarios		ohmios secundarios	
	R	X	R	X
Z4(+) =	1,7821	7,8153	0,2376	1,0420

$$Z_{4(0)} = 100\% * Z_0L_1 + 50\% * Z_0L_2 * \left(\frac{I1}{I2}\right)$$

	ohmios primarios		ohmios secundarios	
	R	X	R	X
Z4(0) =	5,9420	23,6211	0,7923	3,1495

RESUMEN DE AJUSTES PARA PROTECCIÓN DE DISTANCIA LINEA SELVA ALEGRE-COTOCOLLAO

		ohmios primarios		ohmios secundarios	
Zona de Operación	**Ajuste secuencia**	**R**	**X**	**R**	**X**
Z1	Positiva	0,6763	3,0355	0,0902	0,4047
	Cero	2,5887	10,2906	0,3452	1,3721
Z2	Positiva	1,2667	5,5754	0,1689	0,7434
	Cero	4,3183	17,1664	0,5758	2,2889
Z3	Positiva	0,9220	4,1522	0,1229	0,5536
	Cero	3,4097	13,4794	0,4546	1,7973

Z4	Positiva	1,7821	7,8153	0,2376	1,0420
	Cero	5,9420	23,6211	0,7923	3,1495

Zona de Operación	Ajuste secuencia	ohm-prim Rf	ohm-sec Rf	Tiempo Operación (ms)	Ángulo	Dirección
Z1	Positiva	7	1	0	77,26	Forward
	Cero	15	2	0	75,88	Forward
Z2	Positiva	10	1	400	77,26	Forward
	Cero	30	4	400	75,88	Forward
Z3	Positiva	20	3	1200	77,48	Reverse
	Cero	40	5	1200	75,80	Reverse
Z4	Positiva	20	3	1200	77,26	Forward
	Cero	40	5	1200	75,88	Forward

	Amperios	
	3F	**1F**
Icc	4041	3827

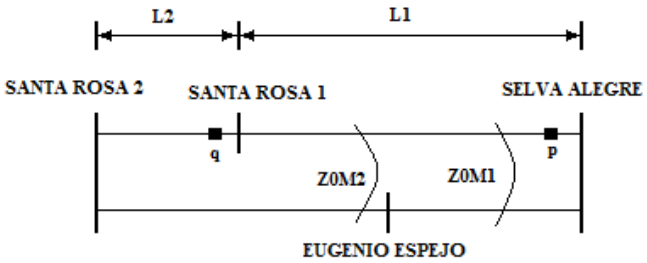
Tabla 3.2.*Parámetros calculados para la protección de línea Selva Alegre – Cotocollao*

Fuente: Simulaciones de fallas en la línea Selva Alegre- Cotocollao

PROTECCIÓN DE DISTANCIA LÍNEA SELVA ALEGRE - SANTA ROSA 1

	ALTA	**BAJA**	**Relación**
TC	800	5	160
TP	138000	115	1200

Longitud = 24,17 **Km**
Voltaje = 138 **kV**
P. Base = 100 **MVA**



IMPEDANCIAS LINEA 1 (L1)

	PU		**Ohm Primarios**		**Ohm Secundarios**	
	R	**X**	**R**	**X**	**R**	**X**
Z1 =	0,0138	0,0617	2,6328	11,7460	0,3510	1,5661
Z0 =	0,0484	0,1914	9,2184	36,4426	1,2291	4,8590
Z0M =	0,0233	0,0801	4,4365	15,2523	0,5915	2,0336

AJUSTE DE ZONA 1 DEL RELÉ q

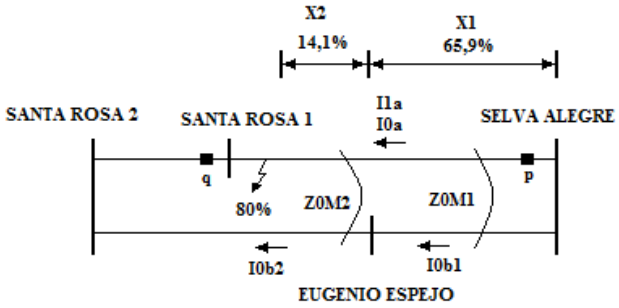
	PU		Ohm Primarios		Ohm Secundarios	
	R	**X**	**R**	**X**	**R**	**X**
Z1 =	0,0002	0,0007	0,0305	0,1361	0,0041	0,0181
Z0 =	0,0006	0,0022	0,1068	0,4222	0,0142	0,0563

IMPEDANCIA DE LA LÍNEA MAS CORTA HACIA ATRAS

	PU		Ohm Primarios		Ohm Secundarios	
	R	**X**	**R**	**X**	**R**	**X**
Z1 =	0,0048	0,0214	0,9232	4,0821	0,1231	0,5443
Z0 =	0,0170	0,0675	3,2358	12,8633	0,4314	1,7151
Z0M =	0,0122	0,0424	2,3206	8,0772	0,3094	1,0770

p = Relé sujeto a ajuste
q = Relé al que va a dar respaldo el relé p

AJUSTE DE ZONA 1



Falla al 80% de distancia de la ubicación del relé p

I1a =	600	**A**
I0a =	590	**A**
I0b1 =	10	**A**
I0b2 =	10	**A**
X1 =	65,9	**%**
X2 =	14,1	**%**

$$Z_{1(+)} = Z_1 L_1 \left(X + \frac{\pm I_{0b1} Z_{0M1} X1 \pm I_{0b2} Z_{0M2} X2}{2 I_{1a} Z_1 + I_{0a} Z_0} \right)$$

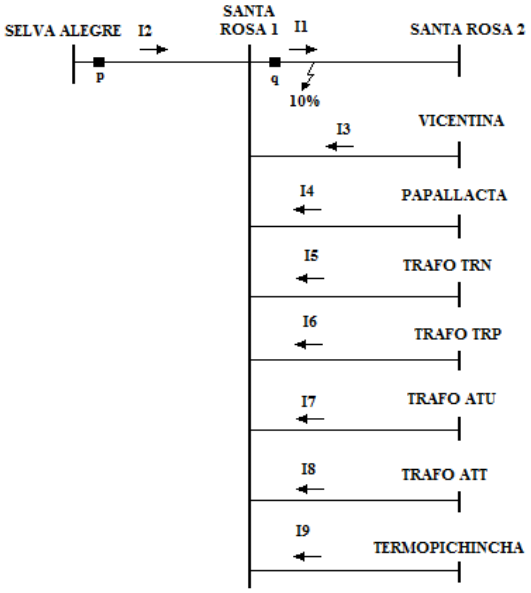
	ohmios primarios		ohmios secundarios	
	R	**X**	**R**	**X**
Z1(+) =	2,1162	9,4339	0,2822	1,2579

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

	ohmios primarios		ohmios secundarios	
	R	X	R	X
Z1(0) =	7,3747	29,1541	0,9833	3,8872

AJUSTE DE ZONA 2

APORTE DE CORRIENTE INTERMEDIAS



I1 =	9790	**A**
I2 =	767	**A**
I3 =	1280	**A**
I4 =	379	**A**
I5 =	273	**A**
I6 =	291	**A**
I7 =	3330	**A**
I8 =	3470	**A**
I9 =	0	**A**

El ajuste es el 100% de la impedancia de la línea L1, más el 20% del ajuste de zona 1 del relé q Se ajusta al 20% de zona 1 del relé q para evitar traslape de zonas con la protección que vamos a dar respaldo.

$$Z_{2(+)} = 100\% * Z_1 L_1 + 20\% \, Z_1 L_2 * \left(\frac{I1}{I2} \right)$$

	ohmios primarios		ohmios secundarios	
	R	X	R	X
Z2(+) =	2,7106	12,0934	0,3614	1,6125

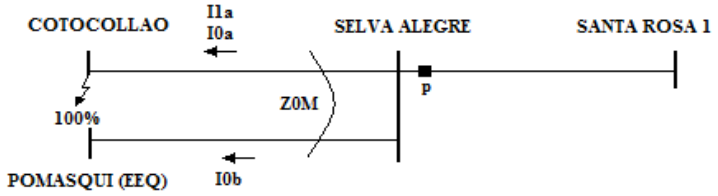
$$Z_{2(0)} = 100\% * Z_0 L_1 + 20\% * Z_0 L_2 * \left(\frac{I1}{I2} \right)$$

ohmios primarios		ohmios secundarios	
R	X	R	X

Z2(0) =	9,4910	37,5203	1,2655	5,0027

AJUSTE DE ZONA 3

Se considera el 100% de la impedancia de la línea más corta hacia atrás (Selva Alegre - Cotocollao)



I1a =	1440	**A**
I0a =	1110	**A**
I0b =	200	**A**
X =	100	**%**

Línea Selva Alegre - Cotocollao considerada para el ajuste

$$Z_{3(+)} = Z_1 L_1 \left(X + \frac{\pm I_{0b} Z_{0M} X}{2 I_{1a} Z_1 + I_{0a} Z_0} \right)$$

Z3(+) =

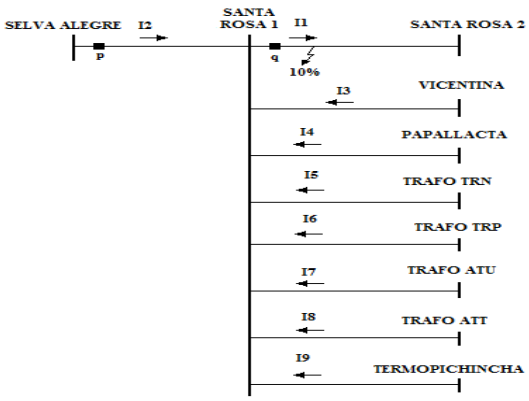
ohmios primarios		**ohmios secundarios**	
R	**X**	**R**	**X**
0,8546	3,9191	0,1139	0,5225

$$Z_{3(0)} = 100\% * Z_{0(SELVA\ ALEGRE - COTOCOLLAO)}$$

Z3(0) =

ohmios primarios		**ohmios secundarios**	
R	**X**	**R**	**X**
3,2358	12,8633	0,4314	1,7151

APORTE DE CORRIENTE INTERMEDIAS



I1 =	9790	**A**
I2 =	767	**A**
I3 =	1280	**A**
I4 =	379	**A**
I5 =	273	**A**
I6 =	291	**A**
I7 =	3330	**A**
I8 =	3470	**A**
I9 =	0	**A**

El ajuste es el 100% de la impedancia de la línea L1, más el 50% del ajuste de zona 1 del relé q Se ajusta al 50% ajuste de zona 1 del relé q para evitar traslape de zonas con la protección que vamos a dar respaldo.

$$Z_{2(+)} = 100\% * Z_1L_1 + 50\%\ Z_1L_2 * \left(\frac{I1}{I2}\right)$$

	ohmios primarios		ohmios secundarios	
	R	**X**	**R**	**X**
Z4(+) =	2,8274	12,6145	0,3770	1,6819

$$Z_{2(0)} = 100\% * Z_0L_1 + 50\% * Z_0L_2 * \left(\frac{I1}{I2}\right)$$

	ohmios primarios		ohmios secundarios	
	R	**X**	**R**	**X**
Z4(0) =	9,8999	39,1369	1,3200	5,2183

RESUMEN DE AJUSTES PARA PROTECCIÓN DE DISTANCIA DE LA LINEA SELVA ALEGRE – SANTA ROSA

		ohmios primarios		ohmios secundarios	
Zona de Operación	**Ajuste secuencia**	**R**	**X**	**R**	**X**
Z1	Positiva	2,1162	9,4339	0,2822	1,2579
	Cero	7,3747	29,1541	0,9833	3,8872
Z2	Positiva	2,7106	12,0934	0,3614	1,6125
	Cero	9,4910	37,5203	1,2655	5,0027
Z3	Positiva	0,8546	3,9191	0,1139	0,5225
	Cero	3,2358	12,8633	0,4314	1,7151
Z4	Positiva	2,8274	12,6145	0,3770	1,6819
	Cero	9,8999	39,1369	1,3200	5,2183

		ohm-prim	ohm-sec			
Zona de Operación	**Ajuste secuencia**	**Rf**	**Rf**	**Tiempo Operación (ms)**	**Ángulo**	**Dirección**
Z1	Positiva	7	1	0	77,37	Forward
	Cero	15	2	0	75,80	Forward
Z2	Positiva	10	1	400	77,37	Forward
	Cero	30	4	400	75,80	Forward

Z3	Positiva	20	3	1200	77,26	Reverse
	Cero	40	5	1200	75,88	Reverse
Z4	Positiva	20	3	1200	77,37	Forward
	Cero	40	5	1200	75,80	Forward

	Amperios	
	3F	**1F**
Icc	7537	7647

***Tabla 3.3**. Parámetros calculados para la protección de línea Selva Alegre Sta. Rosa*

Fuente: Simulaciones de fallas en la línea Selva Alegre-Sta. Rosa

PROTECCIÓN DE DISTANCIA LÍNEA SELVA ALEGRE - EUGENIO ESPEJO

	ALTA	**BAJA**	**Relación**
TC	800	5	160
TP	138000	115	1200

Longitud = 16,26 **km**
Voltaje = 138 **kV**
P. Base = 100 **MVA**

IMPEDANCIAS LÍNEA 1 (L1)

	PU		**Ohm Primarios**		**Ohm Secundarios**	
	R	**X**	**R**	**X**	**R**	**X**
Z1 =	0,0093	0,0415	1,7711	7,9020	0,2362	1,0536
Z0 =	0,0326	0,1287	6,2015	24,5162	0,8269	3,2688
Z0M =	0,0233	0,0801	4,4365	15,2523	0,5915	2,0336

AJUSTE DE ZONA 1 DEL RELÉ q

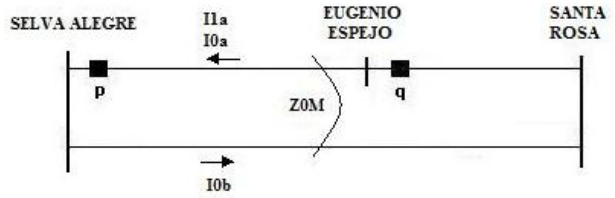
	PU		**Ohm Primarios**		**Ohm Secundarios**	
	R	**X**	**R**	**X**	**R**	**X**
Z1 =	0,0045	0,0199	0,8626	3,7846	0,1150	0,5046
Z0 =	0,0143	0,0566	2,7278	10,7835	0,3637	1,4378

IMPEDANCIA DE LA LÍNEA MAS CORTA HACIA ATRAS

	PU		Ohm Primarios		Ohm Secundarios	
	R	**X**	**R**	**X**	**R**	**X**
Z1 =	0,0046	0,0204	0,8678	3,8773	0,1157	0,5170
Z0 =	0,0170	0,0675	3,2358	12,8633	0,4314	1,7151

p = Relé sujeto a ajuste
q = Relé al que va a dar respaldo el relé p

AJUSTE DE ZONA 1



Falla al 80% de distancia de la ubicación del relé p

I1a = 1020 **A**
I0a = 1080 **A**
I0b = 170 **A**
X = 70 **%**

$$Z_{1(+)} = Z_1 L_1 \left(X \pm \frac{I_{0b} Z_{0M} X}{2 I_{1a} Z_1 + I_{0a} Z_0} \right)$$

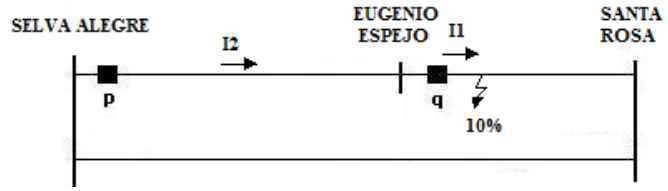
	ohmios primarios		ohmios secundarios	
	R	**X**	**R**	**X**
Z1(+) =	1,1491	5,1947	0,1532	0,6926

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

	ohmios primarios		ohmios secundarios	
	R	**X**	**R**	**X**
Z1(0) =	4,3411	17,1613	0,5788	2,2882

AJUSTE DE ZONA 2

APORTE DE CORRIENTE INTERMEDIAS



I1 = 2370 **A**

I2 = 2370 **A**

El ajuste es el 100% de la impedancia de la línea L1, más el 20% del ajuste de zona 1 del relé q Se ajusta al 20% de zona 1 del relé q para evitar traslape de zonas con la protección que se dará respaldo.

$$Z_{2(+)} = 100\% * Z_1 L_1 + 20\% \, Z_1 L_2 * \left(\frac{I1}{I2} \right)$$

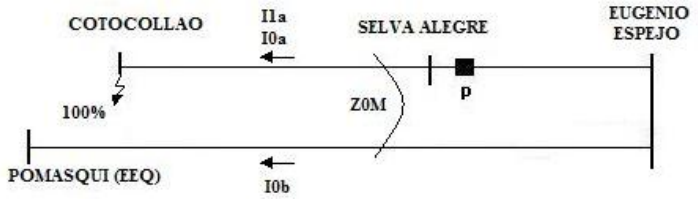
	ohmios primarios		ohmios secundarios	
	R	**X**	**R**	**X**
Z2(+) =	1,9437	8,6589	0,2592	1,1545

$$Z_{2(0)} = 100\% * Z_0 L_1 + 20\% * Z_0 L_2 * \left(\frac{I1}{I2} \right)$$

	ohmios primarios		ohmios secundarios	
	R	**X**	**R**	**X**
Z2(0) =	6,7471	26,6729	0,8996	3,5564

AJUSTE DE ZONA 3

Se considera el 100% de la impedancia aparente más corta hacia atrás, línea Selva Alegre - Cotocollao, para una falla al 100% de distancia de la línea.



$$Z_{APARENTE} = Z_1 L_1 \left(X \pm \frac{I_{0b} Z_{0M} X}{2 I_{1a} Z_1 + I_{0a} Z_0} \right)$$

$$Z_{3(+)} = 100\% * Z_{APARENTE(EUGENIO\,ESPEJO-COTOCOLLAO)}$$

	ohmios primarios		ohmios secundarios	
	R	**X**	**R**	**X**
Z3(+) =	0,8678	3,8773	0,1157	0,5170

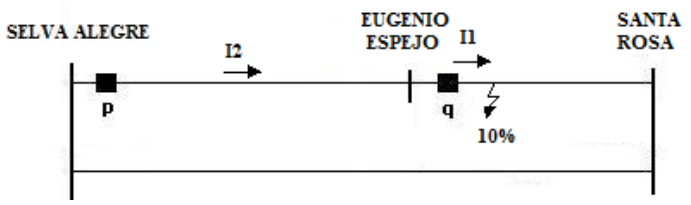
$$Z_{3(0)} = 100\% * Z_{0(EUGENIO\,ESPEJO-COTOCOLLAO)}$$

ohmios primarios		ohmios secundarios	
R	**X**	**R**	**X**

Z3(0) =	3,2358	12,8633	0,4314	1,7151

AJUSTE DE ZONA 4

APORTE DE CORRIENTE INTERMEDIAS



I1 = 2370 **A**
I2 = 2370 **A**

El ajuste es el 100% de la impedancia de la línea L1, más el 50% del ajuste de zona 1 del relé q Se ajusta al 50% ajuste de zona 1 del relé q para evitar traslape de zonas con la protección que vamos a dar respaldo.

$$Z_{2(+)} = 100\% * Z_1 L_1 + 50\%\ Z_1 L_2 * \left(\frac{I1}{I2}\right)$$

	ohmios primarios		**ohmios secundarios**	
	R	**X**	**R**	**X**
Z4(+) =	2,2024	9,7942	0,2937	1,3059

$$Z_{2(0)} = 100\% * Z_0 L_1 + 50\% * Z_0 L_2 * \left(\frac{I1}{I2}\right)$$

	ohmios primarios		**ohmios secundarios**	
	R	**X**	**R**	**X**
Z4(0) =	7,5654	29,9079	1,0087	3,9877

RESUMEN DE AJUSTES PARA PROTECCIÓN DE DISTANCIA DE LA LINEA SELVA ALEGRE – E.ESPEJO.

		ohmios primarios		**ohmios secundarios**	
Zona de Operación	**Ajuste secuencia**	**R**	**X**	**R**	**X**
Z1	Positiva	1,1491	5,1947	0,1532	0,6926
	Cero	4,3411	17,1613	0,5788	2,2882
Z2	Positiva	1,9437	8,6589	0,2592	1,1545
	Cero	6,7471	26,6729	0,8996	3,5564
Z3	Positiva	0,8678	3,8773	0,1157	0,5170
	Cero	3,2358	12,8633	0,4314	1,7151
Z4	Positiva	2,2024	9,7942	0,2937	1,3059
	Cero	7,5654	29,9079	1,0087	3,9877

		ohm-prim	ohm-sec			
Zona de Operación	**Ajuste secuencia**	**Rf**	**Rf**	**Tiempo Operación (ms)**	**Ángulo**	**Dirección**
Z1	Positiva	7	1	0	77,37	Forward
	Cero	15	2	0	75,80	Forward
Z2	Positiva	10	1	400	77,37	Forward
	Cero	30	4	400	75,80	Forward
Z3	Positiva	20	3	1200	77,38	Reverse
	Cero	40	5	1200	75,88	Reverse
Z4	Positiva	20	3	1200	77,37	Forward
	Cero	40	5	1200	75,80	Forward

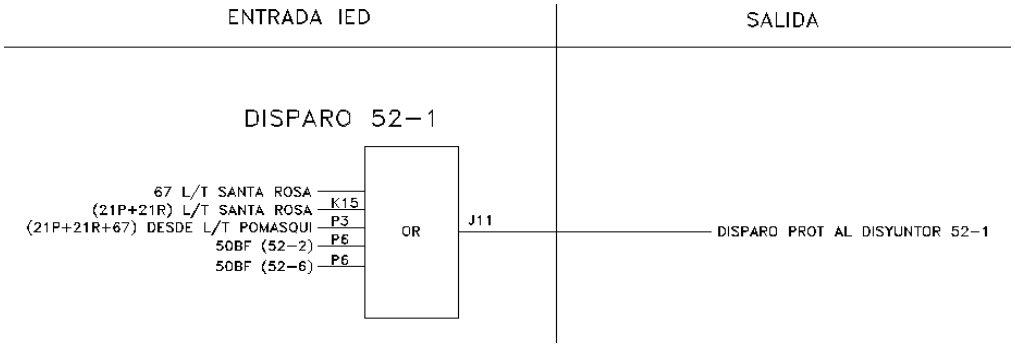
	Amperios	
	3F	**1F**
Icc	7598	7716

***Tabla 3.4**. Parámetros calculados para la protección de línea Selva Alegre – E. Espejo*

Fuente: Simulaciones de fallas en la línea Selva Alegre- E. Espejo

3.3.2.6. PROTECCIONES PARA TRANSFORMADORES DE POTENCIA.

Para la protección del Transformador de potencia se instalaran los relés diferenciales Siemens Siprotec 7UT61 al cual le llegaran las señales directas del transformador como alarmas, disparos corrientes y voltajes. Las señales de entradas y salidas binarias así como también las lógicas de programación se pueden apreciar en el Anexo E.



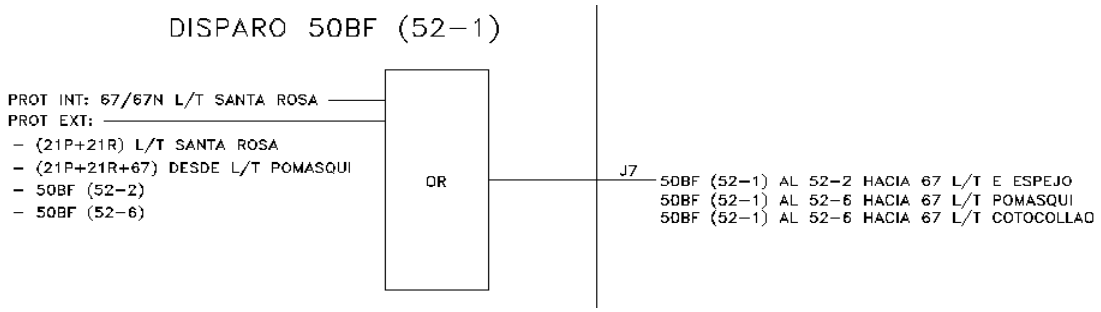


Figura. 3.7. *Relé ABB 670 Protecciones de distancia.*

Fuente: Lógicas de control de relé ABB 670 plano de protecciones de bahías 138 kV S/E Selva Alegre.

3.3.2.7. PROTOCOLOS DE COMUNICACIÓN UTILIZADOS EN EL NIVEL DE BAHIA.

Los sistemas de comunicaciones utilizarán como medio físico: la fibra óptica, sistemas de comunicación inalámbricos y onda portadora utilizando protocolos estándares y redes LAN en subestaciones y su conexión a los equipos de subestaciones y del centro de control a ser suministrados.

Para la integración de la subestación Selva Alegre al SCADA de la EEQ se utilizaron los siguientes protocolos de comunicación:

- EL IEC 60870-5-101 para la comunicación entre la unidad central y los centros de control a distancia.

- Automatización de la Subestación con protocolo IEC61850 con concentrador de subestaciones, red LAN redundante, interfaz hombre-máquina (IHM) e IEDs.

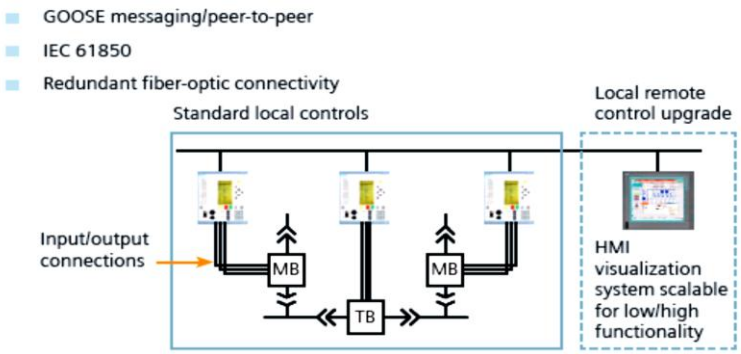


Figura. 3.8. *Comunicaciones entre relés siemens.*

Fuente: PDF Manual de Siemens Siprotec 7SJ64.

3.3.3. NIVEL 2.- DE ESTACIÓN SUBESTACION SELVA ALEGRE.

Este nivel es el más importante para nuestro proyecto, en este se lleva a cabo todo el proceso de integración de la Subestación Selva Alegre al sistema SCADA de la EEQ, debido a que es en esta parte del proceso es procesada, almacenada la información y se establecen las comunicaciones con las estaciones de operación local y centros de control EEQ.

Por medio del nivel de estación los operadores de las subestaciones ordenan las maniobras de apertura y cierre de interruptores y/o seccionadores, se monitorea el estado de los parámetros propios del sistema, tales como:

- Voltajes de barra.
- Corriente en las salidas.
- Potencias entregas y recibidas.

Todo esto se lleva a cabo por medio de la interfaz HMI.

3.3.3.1. INTERCAMBIO DE DATOS ENTRE EL NIVEL DE BAHIA Y ESTACION DE LA SUBESTACION SELVA ALEGRE.

El intercambio de datos entre el nivel de control de bahía y el nivel de estación, así como entre los diferentes IED´s, instalados en la subestación depende de la asignación de funciones; de tal forma que, cada IED intercambia datos con otros IED´s dependiendo de los requerimientos funcionales. El protocolo de comunicación inter – bahías habilitará el intercambio independiente de datos entre estación – bahía y bahía – bahía. El intercambio de datos con el nivel de proceso (sensores, actuadores, TC’s, TP’s) también será realizado en forma serial y en cumplimiento con el estándar IEC 61850 y también utilizando los protocolos que se nombran a continuación:

- El IEC 60870-5-103 o el Profibus que se emplearon para la comunicación entre las unidades de control de bahía o también las protecciones.

- Entre el Centro de Control y RTUs Nuevas (E-5000): El Centro de Control comunicará con las RTUs nuevas (ELITEL-5000) mediante el protocolo IEC-870-5-104.

- Entre el Centro de Control y UCS Nuevos (Gateway SIGRES NT/NR): El Centro de Control comunicará con los nuevos UCS mediante el protocolo IEC-870-5-104.

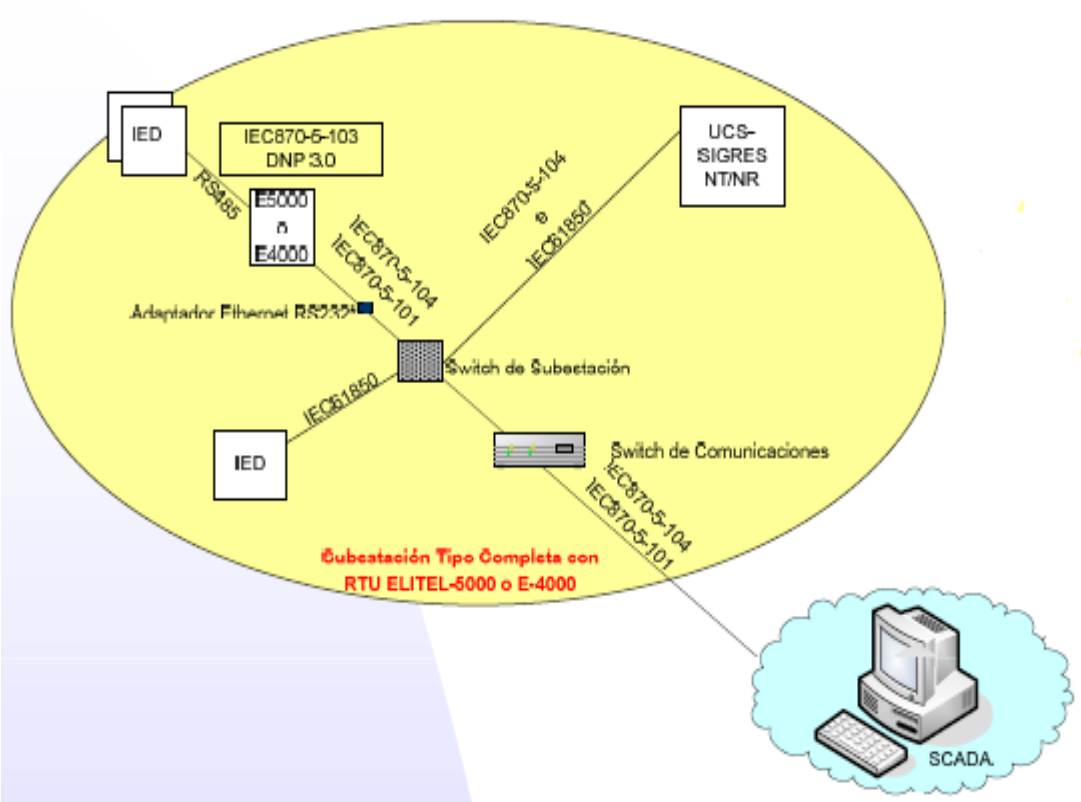


Figura. 3.9. *Protocolos de comunicación utilizados en la subestación Selva Alegre.*
Fuente: Curso SCADA EEQ.

3.3.3.2. TELECONTROL

El "Gateway" instalado en la unidad de comunicación de la subestación Selva Alegre asegura el flujo de la información hacia centro remoto de control. Este elemento

tiene la tarea de pre-procesar la información que se enviara al centro de control y realizar la conversión de protocolo.

Figura. 3.10.*Gabinete de RTU ,SCADA local Equipamiento de comunicaciones.*

Fuente: Foto del gabinete del SCADA local de la S/E Selva Alegre.

Hardware y Software de la Subestacion Selva Alegre:

- PC Windows,SCADA LOCAL Sherpa
- Gateway.
- RTU.
- IED, (Dispositivo Electrónico Inteligente).
- Switchs.
- Red local Ethernet.

3.3.3.3. INTERFAZ HOMBRE – MAQUINA (HMI).

Una interfaz Hombre - Máquina o (HMI), es el equipo que presenta los datos al operador del centro de control que es la persona encargada de la supervisión y monitorear el sistema.

Las señales del proceso de transmisión y distribución son conducidas al HMI por medio de los siguientes dispositivos tarjetas de entrada/salida en el ordenador, IED's, RTU (Unidades remotas de I/O). Todos estos dispositivos deben tener una comunicación que entienda el HMI.

Un HMI tiene vínculos con una base de datos, que proporciona la información así como un cronograma de procedimientos de mantenimiento, información logística, esquemas detallados de todo el sistema a controlar.

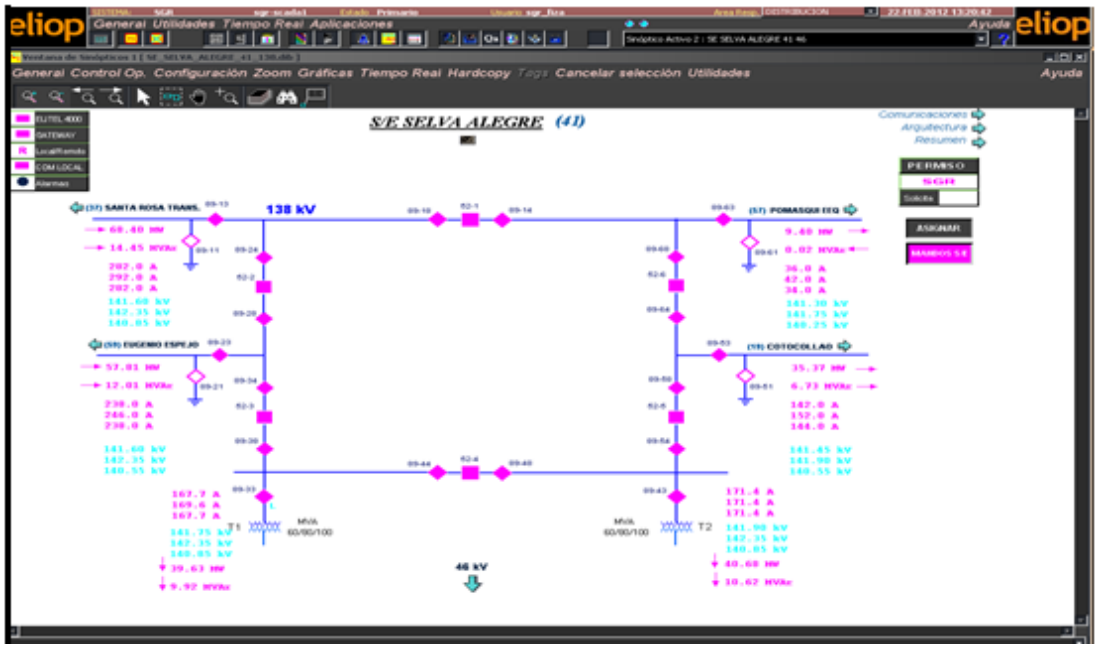


Figura. 3.11. *Despliegue gráfico de la Subestación Selva Alegre mostrado SCADA local y remoto*

Fuente: Imagen del mímico de la Subestación representado en la pc del Centro de Control. EEQ.

3.3.3.4. SUPERVICION, CONTROL Y ADQUISICION DE DATOS EN EL NIVEL DE ESTACION.

Los requerimientos de la subestación Selva Alegre en cuanto a velocidad de adquisición y procesamiento de datos están entre los 300ms ya que esta subestación es una de las más importantes de la EEQ, cuenta con un gran porcentaje de la carga

total del sistema de la EEQ. Así mismo, los niveles de confiabilidad (disponibilidad) de sus equipos y componentes garantizan su correcto funcionamiento tanto en condiciones normales o con falla.

El SCADA de la EEQ recolecta, procesa y almacena los datos provenientes de la unidad terminal remota (RTU's) ubicados en la sala de control de la subestación. La información debe estar disponible para los diferentes usuarios: Centro de Control del Operadores de Despacho de Carga y de Distribución EEQ.
Los equipos de potencia integrados al SCADA deben permitir realizar las siguientes funciones desde el centro de control:

Figura. 3.12. *Centro de Control de la EEQ.*
Fuente: Imagen del Centro de Control. EEQ.

3.3.3.5. FUNCIONES DE CONTROL REMOTO

Las funciones de control remoto son utilizadas principalmente para operar a la red de potencia de la subestación Selva Alegre las mismas que tienen una respuesta de tiempo del orden de los milisegundos.

Mismo que tienen una alta capacidad de discriminación, da al operador la capacidad de comprobar si la selección de un interruptor (disyuntor, seccionador asociado y

seccionador de puesta a tierra) fue correctamente realizada y si su operación es autorizada antes de ejecutar el comando, y asegurarse de que fueron transmitidos en forma segura verificando la operación en la pantalla del SCADA. Para ampliar un poco el proceso de operación, supervisión y adquisición de datos se implementó en la sección de anexos un manual de operación y maniobras de la Subestación Selva Alegre Anexos literal F.

3.3.3.6. FUNCIONES DE MONITOREO.

Las funciones de monitoreo proveen de una perspectiva general de la condición del equipo de control de la Subestación Selva Alegre, y de todos los eventos y perturbaciones ocurridas en esta, así como también las condiciones del proceso de manejo de la energía.

Las funciones puramente de monitoreo son usadas generalmente cuando se necesite monitorear un equipo en particular del que se necesite llevar un registro de todos los eventos que pueda tener como para ver la carga de una línea que se encuentre sensible o a su vez el análisis de falla de una de las líneas.

Figura. 3.13. *Centro de Control de la EEQ Software y Hardware*

Fuente: Imagen estructura Software y Hardware del Centro de Control. EEQ.

3.4. EQUIPOS A SUPERVISAR Y MONITOREAR DE LA SUBESTACION SELVA ALEGRE.

El sistema SCADA de la EEQ está en la capacidad de recibir y transmitir datos a través de los equipos Unidad Terminal Remota (RTU's), y de los concentradores de datos, de las diferentes subestaciones a ser supervisadas y/o controladas; esta

adquisición de datos se deberá realizar a través de los distintos medios de telecomunicación.

Entre los datos obtenidos de la subestación Selva Alegre incluyen:

- Estado de operación, posición de interruptores, posición de seccionadores, transformadores, alarmas, etc.
- Medidas corrientes
    - Fase
    - Fase –neutro
- Voltajes
    - Fase
    - Fase - neutro
- Potencias
    - MW
    - MVAr
- Factor de potencia
- Posición de la OLTC de un transformador de potencia.

En la siguiente tabla 3.5. Se enlista todo el equipo que se va a supervisar y monitorear de la Subestación Selva Alegre.

S/E SELVA ALEGRE (41)
Señales
Mando Local / Remoto RTU
Disyuntor 52-1
Relé SIEMENS 7SJ645 - L/T Santa Rosa cambio de posición IED disyuntor 52-1 corrientes, voltajes, Potencia activa reactiva y aparente factor de potencia disyuntor local/ Remoto y mantenimiento.
Arranque y disparo Relé REL-670 - L/T Santa Rosa protección 21 principal de distancia zona de la falla y datos.
Arranque y disparo Relé REL-670 - L/T Santa Rosa protección 21 respaldo de distancia zona de la falla y datos.
Mando Emergente Habilitado para conexión y desconexión disyuntor 52-1
Mando Emergente Deshabilitado para conexión y desconexión disyuntor 52-1
Apertura Local Desde Cabina

Cierre local Desde Cabina
Falta VCC Alim IED's
Falta VCC Control IED's
Apertura Desde Patio disyuntor 52-1
Cierre Desde Patio disyuntor 52-1
Falta VCC Control
Falla Contactor Motor Resorte disyuntor 52-1
Alarma Bajo Nivel SF6 disyuntor 52-1
Disyuntor 52-2
Relé SIEMENS 7SJ645 - L/T E. Espejo cambio de posición IED disyuntor 52-2 corrientes, voltajes, Potencia activa reactiva y aparente factor de potencia disyuntor local/ Remoto y mantenimiento.
Arranque y disparo Relé REL-670 - L/T E. Espejo protección 21 principal de distancia zona de la falla y datos.
Arranque y disparo Relé REL-670 - L/T E. Espejo protección 21 respaldo de distancia zona de la falla y datos.
Mando Emergente Habilitado para conexión y desconexión disyuntor 52-2
Mando Emergente Deshabilitado para conexión y desconexión disyuntor 52-2
Apertura Local Desde Cabina
Cierre Local Desde Cabina
Falta VCC Alim IED's
Falta VCC Control IED's
Falta VAC Tablero de control
Apertura Desde Patio disyuntor 52-2
Cierre Desde Patio disyuntor 52-2
Falta VCC Control
Falla Contactor Motor Resorte disyuntor 52-2
Alarma Bajo Nivel SF6 disyuntor 52-2
Disyuntor 52-3
Relé 7SJ645 - Transformador 1 cambio de posición local/ remoto cambio de posición del disyuntor 52-3, corrientes, voltajes, Potencia activa reactiva y aparente factor de potencia disyuntor local / Remoto y mantenimiento.
Mando Emergente Habilitado para conexión y desconexión disyuntor 52-3
Mando Emergente Deshabilitado para conexión y desconexión disyuntor 52-3
Apertura Local Desde Cabina disyuntor alimentación al TI
Cierre Local Desde Cabina disyuntor de alimentación al T1
Falta VCC Alim IED 7SJ645
Falta VAC Tablero de control
Apertura Local Desde Patio disyuntor 52-3
Cierre Local Desde Patio disyuntor 52-3
Falta VCC Control

Falla Contactor Motor Resorte del disyuntor 52-3
Alarma Bajo Nivel SF6 del disyuntor 52-3
Disyuntor 52-4
Relé 7SJ645 - Transformador 2 cambio de posición local/ remoto cambio de posición del disyuntor 52-4 corrientes, voltajes, Potencia activa reactiva y aparente factor de potencia disyuntor local Remoto y mantenimiento.
Mando Emergente Habilitado para conexión y desconexión disyuntor 52-4
Mando Emergente Deshabilitado para conexión y desconexión disyuntor 52-4
Apertura Local Desde Cabina disyuntor alimentación al T2
Cierre Local Desde Cabina disyuntor de alimentación al T2
Falta VCC Alim IED 7SJ645
Apertura Desde Patio
Cierre Desde Patio
Falta VCC Control
Falla Contactor Motor Resorte disyuntor 52-4
Alarma Bajo Nivel SF6 disyuntor 52-4
Disyuntor 52-5
Relé SIEMENS 7SJ645 - L/T Cotocollao cambio de posición del IED local remoto del disyuntor 52-5 corrientes, voltajes, Potencia, activa, reactiva y aparente factor de potencia disyuntor local /Remoto y mantenimiento.
Arranque y disparo Relé REL-670 - L/T. Cotocollao 21 principal de distancia zona de la falla y datos.
Arranque y disparo Relé REL-670 - L/T. Cotocollao 21 respaldo de distancia zona de la falla y datos
Mando Emergente Habilitado para conexión y desconexión disyuntor 52-5
Mando Emergente Deshabilitado para conexión y desconexión disyuntor 52-5
Apertura Local Desde Cabina disyuntor 52-5
Cierre local Desde Cabina disyuntor 52-5
Falta VCC Control IED's
Apertura Local Desde Patio disyuntor 52-5
Cierre Local Desde Patio disyuntor 52-5
Falta VCC Control
Falla Contactor Motor Resorte disyuntor 52-5
Alarma Bajo Nivel SF6 disyuntor 52-5
Disyuntor 52-6
Relé SIEMENS 7SJ645 - L/T Pomasqui cambio de posición del IED local remoto del disyuntor 52-6 corrientes, voltajes, Potencia activa, reactiva y aparente factor de potencia disyuntor local /Remoto y mantenimiento.
Arranque y disparo Relé REL-670 - L/T Pomasqui 21 principal de distancia zona de

la falla y datos.
Arranque y disparo Relé REL-670 - L/T Pomasqui 21 respaldo de distancia zona de la falla datos.
Mando Emergente Habilitado para conexión y desconexión disyuntor 52-6
Mando Emergente Deshabilitado para conexión y desconexión disyuntor 52-6
Apertura Local Desde Cabina disyuntor 52-6
Cierre local Desde Cabina disyuntor 52-6
Falta VCC Control IED's
Apertura Local Desde Patio disyuntor 52-6
Cierre Local Desde Patio disyuntor 52-6
Falta VCC Control
Falla Contactor Motor Resorte disyuntor 52-6
Alarma Bajo Nivel SF6 disyuntor 52-6
Seccionador 89-13
Apertura Desde Patio
Cierre Desde Patio
Falta VCC Control Patio
Seccionador 89-23
Apertura Desde Patio
Cierre Desde Patio
Falta VCC Control Patio
Seccionador 89-53
Apertura Desde Patio
Cierre Desde Patio
Falta VCC Control Patio
Seccionador 89-63
Apertura Desde Patio
Cierre Desde Patio
Falta VCC Control Patio
Transformador 1
Arranque y disparo Relé 7UT613 - Transformador 1
Falta VCC Alim IED 7UT613
Falta VCC Control IED 7UT613
Falla VCC General

Control Ventiladores Operación Local
Control Ventiladores Operación Remoto
Control Ventiladores Operación Manual
Control Ventiladores Operación Automático
Control Conmutador Individual
Control Conmutador Paralelo
Ventiladores Encendidos
Falla Guardamotores Ventiladores
Control Conmutador Local
Control Conmutador Remoto
Falla Guardamotor LTC
LTC Local
LTC Remoto
Falla VAC Transformador 1
Transformador 2
Arranque y disparo Relé 7UT613 - Transformador 2
Falta VCC Alim IED 7UT613
Falta VCC Control IED 7UT613
Falla VCC General
Control Ventiladores Operación Local
Control Ventiladores Operación Remoto
Control Ventiladores Operación Manual
Control Ventiladores Operación Automático
Control Conmutador Individual
Control Conmutador Paralelo
Ventiladores Encendidos
Falla Guardamotores Ventiladores
Control Conmutador Local
Control Conmutador Remoto
Falla Guardamotor LTC
LTC Local
LTC Remoto
Falla VAC Transformador 2

Tabla 3.6. *Lista de Equipos de la S/E Selva Alegre monitoreados desde el Scada de la EEQ.*

Fuente: Scada EEQ.

SALIDAS DIGITALES
Señales
Transformador 1

Conectar/Desconectar Ventiladores
Subir LTC
Bajar LTC
Transformador 2
Conectar/Desconectar Ventiladores
Subir LTC
Bajar LTC
Transformador 1
Posición LTC
Temperatura Bobinados
Transformador 2
Posición LTC
Temperatura Bobinados
Voltaje 138kV
VA
VB
VC
VN
Corrientes 138kV
IA
IB
IC
IN

Tabla 3.7. *Lista de señales de la S/E Selva Alegre monitoreados desde el Scada de la EEQ.*

Fuente: Scada EEQ.

CAPITULO IV

ANALISIS ECONOMICO

4.1. SUPUESTOS CONSIDERADOS.

La falta de entrega de suministro de energía eléctrica ya sea por falla o por maniobras en las Subestaciones afecta directamente a los clientes, razón por la cual la Empresa Eléctrica Quito ha realizado los respectivos correctivos, renovando su sistema de transmisión y distribución de energía eléctrica aumentando así la confiabilidad y seguridad de su sistema. En tal sentido, la automatización de la Subestación Selva Alegre, que es una de las más importantes de la EEQ para el transporte de la energía toma principal relevancia con el fin satisfacer la demanda de carga, minimizando los tiempos de desconexión y reduciendo de esta manera la energía no suministrada (ENS), resultando un incremento en la eficiencia de entrega de energía eléctrica a los clientes y evitando perdidas económicas considerables a la empresa.

Por lo expuesto la presente tesis y considerando las políticas emitidas por el Estado, se define que la inversión para expandir o mejorar el sistema de distribución, será cubierto de acuerdo a lo dispuesto en el Mandato Constituyente No. 15,el cual en su parte pertinente señala: “Los recursos que se requieran para cubrir las inversiones en generación, transmisión y distribución, serán cubiertos por el Estado, constaran obligatoriamente en su Presupuesto General ” adicionalmente se estimara un periodo de cuatro años para la recuperación de la inversión por la automatización de la Subestación Selva Alegre.

4.1.1. TASA DE DESCUENTO.

La tasa de rendimiento que se regirá para el presente estudio, será la tasa de descuento asumida por Secretaria Nacional de Planificación y Desarrollo (SENPLADES), la cual sirve para evaluar los proyectos de inversión del Estado y corresponde al valor del 12%.

4.1.2. FORMA DE PAGO DE LA INVERSION.

Basado en la normativa jurídica del sector eléctrico ecuatoriano, la inversión para este tipo de proyectos es efectuada por el Estado, a través del Presupuesto General del Estado. Para el caso del presente estudio, la EEQ ha considerado dentro de su plan de inversiones la implementación de la automatización de la Subestación Selva Alegre, razón por la cual se contó de forma efectiva con un monto estimado para desarrollo del proyecto.

4.2. IDENTIFICACION, CUANTIFICACION Y VALORACION DE INGRESOS, BENEFICIOS Y COSTOS (DE INVERSION, OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO).

4.2.1. ENERGIA NO SUMINISTRADA (ENS).

Representa la cantidad de energía (MWh), que deja de ser suministrada para abastecer la carga en un determinado periodo por los diferentes agentes que están involucrados en el sector eléctrico.

4.2.2. COSTO POR ENERGÍA NO SUMINISTRADA.

Mediante Resolución No.025/11, emitida por el Directorio del Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC), se ha establecido el valor de energía no suministrada, o también llamado costo social de energía el cual corresponde a 1,533.00 USD/MWh por energía no suministrada.

Para 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 Selva Alegre en el periodo Enero 2008- Abril 2011 con los valores obtenidos en los reportes de desconexión del Centro de Control de la Empresa Eléctrica Quito. Anexo G.

LINEAS Y SUBESTACIONES ASOCIADAS A LA SUBESTACION SELVA ALEGRE	NIVEL DE TENSION
S/E SAN ROQUE # 7	46 kV
S/E MIRAFLORES # 9	46 kV
S/E BELISARIO QUEVEDO # 11	46 kV
S/E GRANDA CENTENO # 13	46 kV
S/E EL BOSQUE #15	46 kV
S/E RIO COCA #16	46 kV
S/E COTOCOLLAO # 19	138kV
S/E POMASQUI	138kV
L/T POMASQUI-SELVA ALEGRE	138kV
L/T COTOCOLLAO-SELVA ALEGRE	138kV
L/T SANTA ROSA TRANSELECTRIC-SELVA ALEGRE	138kV
L/T EUGENIO ESPEJO-SELVA ALEGRE	138kV

Tabla 4.1. *Lista de Líneas y subestaciones asociadas a la Subestación Selva Alegre*

Fuente propia: Sistema de subtransmisión aguas debajo de la Subestación Selva Alegre.

Para el análisis, se considerará el promedio de tiempo de desconexión evaluada en el período Enero 2008- Abril 2011, tratamiento que también será aplicado a la estadística de carga que ha dejado de ser abastecida en el mismo período.

Tomando en cuenta los datos de operaciones de la Subestación Selva Alegre a partir del mes de mayo del 2011, la rapidez de respuesta del sistema SCADA, a una falla registrada y normalización de las zonas falladas, se estableció un porcentaje del tiempo en el que el sistema volverá a condiciones de operación normal y para ello se ha estimado un tiempo promedio, para que el operador del Centro de Control normalice la Subestación desde el sistema SCADA dando un valor promedio de 0.4horas. El costo de operación con este tiempo promedio se lo puede apreciar en la tabla 4.3.

ANALISIS DE COSTO DE LAS DESCONEXIONES NO PROGRAMADAS DE LA S/E SELVA ALEGRE DURANTE EL PERIODO ENERO 2008- ABRIL 2011								
								COSTO
NÚMERO	FECHA				TIEMPO	ENERGIA NO	COSTO	TOTAL USD
REPORTE	DE LAS	INSTALACION	Kv	CARGA	DESCONEXION	SUMINISTRADA	DEL	ENERGIA
	FALLAS			MW	HORAS	(MWh)	USD/MWh	NO VENDIDA
125	29/01/2008	LINEA S/E SELVA ALEGRE S/E SAN ROQUE	46	84,86	1,28	108,62	1.533,00	162.930,00
137	23/02/2008	LINEA S/E SELVA ALEGRE S/E SAN ROQUE	46	27,86	1,18	32,87	1.533,00	49.305,00
151	01/04/2008	LINEA S/E SELVA ALEGRE S/E GRANDA CENTENO	46	49,64	0,93	46,16	1.533,00	69.240,00
199	09/05/2008	LINEA S/E SELVA ALEGRE S/E GRANDA CENTENO	46	25,77	0,88	22,67	1.533,00	34.005,00
310	30/05/2008	LINEA S/E SELVA ALEGRE S/E MIRAFLORES	46	3,09	0,73	2,25	1.533,00	3.375,00
329	09/08/2009	LINEA S/E SELVA ALEGRE S/E GRANDA CENTENO	46	2,01	0,8	18,4	1.533,00	27.600,00
438	18/08/2010	LINEA S/E SELVA ALEGRE S/E EL BOSQUE	46	24,33	0,57	13,86	1.533,00	20.790,00
442	08/09/2010	LINEA S/E SELVA ALEGRE S/E GRANDA CENTENO	46	15,64	0,67	10,47	1.533,00	15.705,00
444	13/09/2010	LINEA S/E SELVA ALEGRE S/E GRANDA CENTENO	46	26,22	0,85	22,28	1.533,00	33.420,00
536	06/03/2011	LINEA S/E SELVA ALEGRE S/E GRANDA CENTENO	46	13,8	1,65	15,383	1.533,00	23.074,50
492	04/04/2011	LINEA S/E SELVA ALEGRE S/E SANTA ROSA	138	32,59	16,45	56,726	1.533,00	85.089,00
TOTAL				305,81	25,99	349,689	1.533,00	$ 524.533,50
PROMEDIO				27,80	2,36	65,69	1.533,00	$ 100.696,59

Tabla 4.2. Análisis de Costos de Energía No Suministrada (ENS) en la Subestación Selva Alegre periodo enero 2008 - abril 2011sin SCADA.

ANALISIS DE COSTO DE LAS DESCONEXIONES NO PROGRAMADAS DE LA S/E SELVA ALEGRE CON EL TIEMPO PROMEDIO DE OPERACIÓN								
		0.4 HORAS UTILIZANDO EL SCADA DE LA EEQ						
NÚMERO	FECHA				TIEMPO	ENERGIA NO	COSTO	COSTO
REPORTE	DE LAS	INSTALACION	Kv	CARGA	DESCONEXION	SUMINISTRADA	DEL	TOTAL USD
	FALLAS			MW	HORAS	(MWh)	USD/MWh	ENS S/E
125	29/01/2008	LINEA S/E SELVA ALEGRE S/E SAN ROQUE	46	84,86	0,4	33,94	1.533,00	52.036,15
137	23/02/2008	LINEA S/E SELVA ALEGRE S/E SAN ROQUE	46	27,86	0,4	11,144	1.533,00	16.716,00
151	01/04/2008	LINEA S/E SELVA ALEGRE S/E GRANDA CENTENO	46	49,64	0,4	19,856	1.533,00	27.784,00
199	09/05/2008	LINEA S/E SELVA ALEGRE S/E GRANDA CENTENO	46	25,77	0,4	10,308	1.533,00	15.462,00
310	30/05/2008	LINEA S/E SELVA ALEGRE S/E MIRAFLORES	46	3,09	0,4	1,236	1.533,00	1.854,00
329	09/08/2009	LINEA S/E SELVA ALEGRE S/E GRANDA CENTENO	46	2,01	0,4	0,804	1.533,00	1.206,00
438	18/08/2010	LINEA S/E SELVA ALEGRE S/E EL BOSQUE	46	24,33	0,4	9,732	1.533,00	14.598,00
442	08/09/2010	LINEA S/E SELVA ALEGRE S/E GRANDA CENTENO	46	15,64	0,4	6,256	1.533,00	9.384,00
444	13/09/2010	LINEA S/E SELVA ALEGRE S/E GRANDA CENTENO	46	26,22	0,4	10,488	1.533,00	15.732,00
536	06/03/2011	LINEA S/E SELVA ALEGRE S/E GRANDA CENTENO	46	13,8	0,4	5,52	1.533,00	8.280,00
492	04/04/2011	LINEA S/E SELVA ALEGRE S/E SANTA ROSA	138	32,59	0,4	13,036	1.533,00	19.554,00
TOTAL				305,81	4,4	122,32	1.533,00	$ 187.522,69
PROMEDIO				27,80	0,40	11,12	1.533,00	$ 17.047,52

Tabla 4.3. Análisis de Costos de Operación de la Subestación Selva Alegre con un tiempo promedio de 0.4 horas desde el sistema SCADA. EEQ.

4.2.3. BENEFICIO POR ENERGIA RECUPERADA.

El valor de energía recuperada se obtiene de la diferencia entre la energía que se dejó de transferir en condiciones actuales y la energía que se perdería con la implementación del sistema de SCADA, tomando en cuenta que ya no se dispondría de un operador de la subestación las 24 horas del día para operar la misma.

Las fallas registradas se han presentado en líneas de transmisión y subtransmision así como también, en subestaciones aledañas aspectos que conducen a la operación de las protecciones de la Subestación Selva Alegre, razón por la cual las labores de identificación, ubicación, despeje, información, coordinación y sincronización para reconexión después de una falla, responden a las condiciones de operación de la subestación.

4.2.4. RESUMEN DE COSTOS (ENS) CON OPERADOR DE SUBESTACION.

Promedio de carga desconectada en (MWA)	**27,8**
ENS en (MWh)	**65,69**
Tiempo promedio de desconexión en (h)	**2,36**
Costo promedio de ENS (USD)	**100.696,59**

4.2.5. RESUMEN DE COSTOS (ENS) CON OPERACIÓN DESDE EL SCADA EEQ.

Promedio de carga desconectada (MWA)	**27,8**
ENS en (MWh)	**11,12**
Tiempo promedio de desconexión (h)	**0.4**
Costo promedio de ENS (USD)	**17,047.52**

4.2.5.1. PORCENTAJE DE AHORRO %.

Determina el porcentaje de ahorro en tiempo y económico que se obtiene con la operación desde el sistema Scada de la EEQ.

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

Vp = Corresponde al valor promedio de las pérdidas ocasionadas, si las operaciones son por medio de un operador de subestaciones.

V.ahorro = Corresponde al valor de ahorro promedio si la instalación cuenta con la operación de la subestación utilizando el sistema SCADA de la EEQ.

Porcentaje de ahorro en energía no vendida.	83.07%
Porcentaje de ahorro en tiempo de desconexión.	83.05%
Porcentaje de ahorro en el costo total de energía no vendida.	83.07%

4.3. COSTOS.

4.3.1. COSTOS DE INVERSION.

La inversión inicial es la cantidad de dinero requerido para la ejecución de un proyecto esto incluye equipamiento, software, costos de ingeniería y construcción e implementación del mismo.

Por lo expuesto en el párrafo inmediato anterior, se estima que el costo de la automatización de la subestación Selva Alegre, se basarían en los costos que se muestran en la siguiente tabla 4.4.

INVERSION DEL PROYECTO				
ITEM	**ACTIVOS FIJOS**	**CANTIDAD**	**VALOR /UNIT USD**	**VALOR TOTAL USD**
1	Servidor de procesos PC adquisición de datos HMI GATEWAY.	1	12,000.00	12,000.00
2	Hub 24 puertos RJ45	1	250.00	250.00
3	Pantalla toucho screem 14`` control y monitoreo local.	1	1,500.00	1,500.00
4	IED microprocesador para protección principal y respaldo de línea REL 670 ABB y General Electric.	8	8,379.76	67,038.08
5	IED microprocesador para control de las bahías SIPROTREC 7SJ645	6	7,500.00	45,000.00
6	IED microprocesador para protección de los transformadores T1 y T2 REL ABB	2	9,000.00	18,000.00
7	Gabinetes metálicos RTU y accesorios	1	28,000.00	28,000.00
8	Gabinetes metálicos de hierro para montaje de relés alfanuméricos	3	3,500.00	10,500.00
9	Cable de control cobre 600 v , 7x14 AWG	2000	2.59	5,180.00
10	Cable de control cobre 600 v , 4x12 AWG	2000	2.58	5,160.00
11	Cable de control cobre 600 v , 12x16 AWG	1500	3.49	5,235.00
MANO DE OBRA DIRECTA OPERACIÓN E IMPLEMENTACION SCADA HORAS HOMBRE				
12	1 Ingeniero Eléctrico Jefe de sección	160	13	2,080.00
13	1 Supervisor eléctrico	160	10.94	1,750.40
14	1 Operador de la S/E	160	7.5	1,200.00
15	4 Electromecánicos	160	5.27	843.20
16	1 Ayudante Electromecánico	160	3.55	568.00
17	1 transporte	160	10,5	1,680.00
INGENIERIA-CAPITAL DE OPERACIÓN				205,984.68
18	Diseño de arquitectura	1	10,000.00	10,000.00
19	Diseño de redes	1	10,000.00	10,000.00
20	Diseño de esquemas	1	10,000.00	10,000.00
21	Diseño de software	1	25,000.00	25,000.00
22	Diseño y digitalización de planos	1	12,000.00	12,000.00
MANO DE OBRA INDIRECTA OPERACIÓN E IMPLEMENTACION SCADA				
23	Misceláneos e imprevistos	2	2000	4000.00
			SUB TOTAL	$276,984.68
			IVA 12%	**$33,238.16**
			TOTAL:	**$310,222.84**

Tabla 4.4.*Inversión total del proyecto***.**

Fuente: Datos adquiridos de proveedores calificadas por la EEQ en el proceso de adquisiciones y compras de equipos y suministros.

4.3.2. COSTO POR OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

El valor por operación significara, un ahorro mensual para la empresa ya que la Subestación Selva Alegre contaba con tres operadores de planta que cubrían las 24 horas del día y los 365 días del año. Para el aspecto de mantenimiento el valor es obtenido del presupuesto anual del Departamento de Operación y Mantenimiento de Líneas y Subestaciones.

MANO DE OBRA DIRECTA (operación y mantenimiento anual de la subestación)			
	CANTIDAD	VALOR UNIT (USD)	VALOR ANUAL TOTAL (USD)
Costo mensual de tres operadores de la S/E.	**3**	**2,400.00**	**$ 86,400.00**
Costo de mantenimiento anual de la S/E.	**1**	**8,000.00**	**$8,000.00**

Tabla 4.5. *Costo por Operación y Mantenimiento de la S/E Selva Alegre.*

Fuente: Datos de presupuesto del departamento de presupuesto y de personal de la EEQ.

4.4. FLUJOS ECONOMICOS Y FINANCIEROS.

El flujo financiero de fondos que se presenta a continuación se puede apreciar que no se obtienen ingresos, al contrario solo hay egresos ya sean estos el costos total de la inversión y costos por operación y mantenimiento de la S/E cuyos valores se pueden apreciar en la tabla 4.8 flujos financieros.

AÑOS	COSTO DE INVERSION DEL PROYECTO (USD)	COSTO DE MANTENIMIENTO (USD)	COSTO DE OPERACIÓN (USD)	INGRESOS (USD)	FLUJO NETO (USD)
0	310.222,84		86.000,00		(396.222,84)
1		8.000,00			(8.000,00)
2		8.000,00			(8.000,00)
3		8.000,00			(8.000,00)
4		8.000,00			(8.000,00)
TOTAL	310.222,84	32.000,00	86.000,00	-	(428.222,84)

Tabla 4.6. *Flujo Financiero*

Fuente: Datos adquiridos de costos de inversión y operación y mantenimiento.

4.4.1. FLUJOS ECONOMICOS

El principal beneficio de nuestro proyecto es el costo por energía no suministrada (ENS), ya que es un valor en dólares que pierde la Empresa Eléctrica Quito, por la interrupción del suministro de energía eléctrica a los clientes.

Otro beneficio es el ahorro del salario anual, de tres operadores que realizaban las maniobras de operación en la Subestación Selva Alegre, ellos solían permanecer en la Subestación Selva Alegre las 24 horas del día y los 365 días del año, para la toma de lecturas y operaciones en la subestación. Ahora con la implementación de la S/E al sistema SCADA, todo esto se lo realiza remotamente minimizando notablemente las pérdidas económicas para la Empresa Eléctrica Quito.

	INVERSION TOTAL			BENEFICIOS ECONÓMICOS		
Años	**Costo de inversión del proyecto (USD)**	**Costo de Mantenimiento (USD)**	**Costo de operación (USD)**	**Ahorro por Operación (USD)**	**Ahorro por tiempo de Desconexión (USD)**	**FLUJO NETO (USD)**
0	$ 310.222,84		86.000,00			(396.222,84)
1		8.000,00		86400	$ 81.848,40	160.248,40
2		8.000,00		86400	$ 81.848,40	160.248,40
3		8.000,00		86400	$ 81.848,40	160.248,40
4		8.000,00		86400	$ 81.848,40	160.248,40
Total	310.222,84	32.000,00	86.000,00	345.600,00	327.393,61	244.770,77

Tabla 4.7.*Valoracion económica del proyecto*

4.5. INDICADORES ECONOMICOS Y SOCIALES.

4.5.1. VAN

El Valor Actual Neto (VAN), de una inversión se entiende a la suma de los valores actualizados de todos los flujos netos de caja esperados del proyecto, deducido el valor de la inversión inicial.

Este criterio plantea:

VAN > 0 = Financiamiento conveniente

VAN = 0 = Financiamiento indiferente

VAN < 0 = Financiamiento inconveniente

4.5.2. TIR

La Tasa Interna de Retorno es aquella tasa que hace que el valor actual neto sea igual a cero (VAN=0). Este método de análisis de rentabilidad indica la tasa de rendimiento que proporciona la inversión. Cuando la TIR es mayor que la tasa de interés, el rendimiento que se obtendrá realizando la inversión del proyecto es mayor por lo tanto, conviene realizar el proyecto. Si la TIR es menor que la tasa de interés, el proyecto debe rechazarse.

Regla para realizar una inversión utilizando la TIR.

TIR > i Realizar el proyecto

TIR < i No realizar el proyecto

TIR = i El inversionista es indiferente entre realizar el proyecto o no.

4.5.3. COSTO BENEFICIO.

El análisis de costo-beneficio es una técnica importante dentro del ámbito de la teoría de la decisión. Pretende determinar la conveniencia de un proyecto mediante la enumeración y valoración posterior en términos monetarios de todos los costos y beneficios derivados directa e indirectamente de dicho proyecto. Este método se va aplicar a nuestro proyecto cuyo resultado nos ayudar a decir si se acepta o se rechaza el proyecto.

B/C > 1 = Acepta el proyecto

B/C = 1 Es indiferente

B/C < 1 = Rechaza el proyecto

$$B/C = \frac{VP}{Inversión}$$

$$B/C = \frac{511.019,18}{420.521,63}$$

$$B = 1.215$$

A continuación presentamos en la siguiente tabla 4.8 los valores obtenidos del estudio realizado para el proyecto.

Tasa de descuento	**12%**
VAN	90.507,54
TIR	22,4609%
RBC	1,215

Tabla 4.8. *Resultados obtenidos en el análisis financiero del proyecto.*

Fuente: Resultados del análisis financiero.

4.5.4. CRITERIO DE DECISIÓN.

La relación beneficio costo supera significativamente el valor de 1, por lo que este método confirma también la factibilidad de la realización del proyecto.

El criterio de análisis económicos y evaluación de proyectos, concluye que debido a la naturaleza del proyecto, el tiempo obtenido es potencialmente aceptable; por lo que se concluye que, también este parámetro de análisis, indica que la implementación de S/E Selva Alegre al sistema SCADA de la Empresa Eléctrica Quito es económicamente conveniente y que su inversión inicial será recuperada en cuatro años.

CAPITULO V

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.

5.1. CONCLUSIONES.

Al concluir el presente trabajo se puede concluir que:

- La automatizada de la Subestación Selva Alegre permite, minimizar los gastos en las, actividades de mantenimiento y control de la misma. Además una Subestación Automática permite tener una mayor precisión y exactitud en las mediciones de los valores de corriente, voltaje, etc., por lo que la confiabilidad mejora considerablemente.

- Adicional a lo expuesto en el párrafo inmediato anterior, la implantación de la automatización en la Subestación Selva Alegre permitirá disminuir los riesgos de maniobra y los errores en el manejo del sistema, ya que el sistema permite una operación más confiable a través del sistema SCADA.

- Un Sistema de Automatización de Subestaciones SAS ofrece la posibilidad de controlar y monitorear la Subestación desde sus diferentes niveles jerárquicos, de esta manera un SAS aumenta la disponibilidad y confiabilidad en el manejo de la energía, dando como resultado adicional una mejor gestión en el abastecimiento de la carga.

- Una de las ventajas de un SAS es poder realizar las tareas de mantenimiento de los equipos de patio de manera muy segura para el personal sin la necesidad de interrumpir el proceso general. Únicamente se aísla la zona de mantenimiento y todo el resto de la Subestación trabaja con normalidad ya que es un sistema en anillo.

- Anteriormente, la información referente a medidas y eventos ocurridos en las Subestaciones Selva Alegre eran efectuados en forma manual y generaban gran cantidad de papelería, ocupando grandes espacios físicos. Con la automatización toda la información de los eventos ocurridos se transmiten,

en tiempo real y se lo puede almacenar en una base de datos de la subestación propia, la cual puede ser usada para dar señales estadísticas sobre la operación de la subestación en cuestión.

- Los Dispositivos Electrónicos Inteligentes (IED's), son importantes en implementación del SAS tanto en las tareas de control, monitoreo y medición. Poseen la capacidad de almacenar información misma que puede ser usada mediante, los enlaces de comunicación o para tareas de mantenimiento. un IED es capaz de reconocer si un comando enviado desde el HMI, local o remoto, no es el correcto entonces, este dispositivo se encarga de bloquear dicho comando.

- El protocolo de comunicación DNP3 e IEC 61850 fueron los protocolos más utilizados en el SAS de la Subestación Selva Alegre, el DNP3 se aplicó en el en el Nivel de Bahía debido a la gran capacidad de comunicación entre IED's y el IEC 61850 se aplicó en su mayoría, en el Nivel de Proceso por su eficacia.

- La EEQ al ser una empresa encargada de la distribución y comercialización de energía eléctrica tiene la responsabilidad de implementar en sus subestaciones antiguas como nuevas los avances tecnológicos. Los cuales ayudaran para que la empresa brinde un mejor servicio a sus clientes, para el efecto también se debe tener en cuenta que el financiamiento para este tipo de sistemas está a cargo del Estado según lo establecido en el Mandato Constituyente No. 15, aspecto que puede causar retrasos cuando el desembolso de dinero es tardío dando como resultado un incumplimiento en el plan de expansión de la empresa distribuidora.

- De la evaluación del impacto del costo, por ENS, se concluye que gracias a la reducción de tiempos en la detección y despeje de fallas se obtiene un beneficio económico notable, lo cual reafirma la implementación de un sistema automático de la subestación.

5.2. RECOMENDACIONES.

- En el caso de requerir alguna maniobra de emergencia desde el sitio, es recomendable, que siempre esté disponible el control desde el SCADA local en la Subestación Selva Alegre.

- Es de suma importancia que la información del sistema SCADA sea distribuida con el fin de que toda la información del sistema, conformado por 44 subestaciones y 144 líneas de subtransmisión, se la pueda obtener en diferentes sitios para que personal calificado manipule dicha información y pueda procesarla y mantener un respaldo en el caso que el centro de control de la EEQ sufra algún problema.

- Es recomendable que la empresa eléctrica Quito, efectué un seguimiento continuo al equipo de patio de 138kV que se encuentra instalado, ya que para la automatización no se realizó ningún cambio en el equipo de este patio de maniobras y además los elementos constitutivos de este patio tienen varios años de operación ya que la subestación entro en servicio en 1987.

- La capacitación al personal que opera el sistema SCADA es muy relevante, ya que todos deben encontrarse en condiciones óptimas para operar y monitorear el sistema, con lo que se conseguirá un manejo correcto del sistema de subtransmisión y distribución eléctrica, razón por la cual es importante que la empresa distribuidora realice de forma continua planes de capacitación en las áreas que corresponda.