

**ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL**

**ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA**

**OPTIMIZACIÓN DEL SISTEMA DE PROTECCIÓN DE LA  
SUBESTACIÓN ALPACHACA**

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

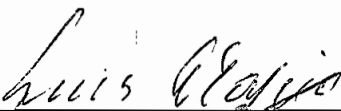
**SANDRA CATALINA BARAHONA IZA**

**DIRECTOR: ING. LUIS TAPIA**

**QUITO, NOVIEMBRE 2003**

## CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por la Srta. Catalina Barahona, bajo mi supervisión.

  
\_\_\_\_\_  
Ing. Luis Tapia  
**DIRECTOR DEL PROYECTO**

## **AGRADECIMIENTO**

A mis padres por haberme dado la vida, la educación y por su incondicional ayuda.

Al Ing. Luis Tapia y por medio de él a la Escuela Politécnica Nacional, quiénes con sus enseñanzas desinteresadas han fundado en mi conocimientos técnicos y de valores para desarrollar mi vida profesional de la mejor manera.

A la Empresa Regional Norte "EMELNORTE S.A.", en sus dignos representantes, señores Ingenieros: Germánico Gordillo, Hernán Pérez, Mario Burgos y a la Sra. Cristina Bedon, por la acogida y ayuda que supieron brindarme.

Al Ing. Cristian Ortega, excelente amigo, por su valioso aporte en la culminación de este trabajo.

## DEDICATORIA

A Dios por ser quien me dio la vida y la fuerza, para alcanzar este logro, y por ser mi apoyo, ayuda y protección durante toda mi vida y en especial durante mi carrera universitaria lejos de mi familia.

A Esmeri mi madre, que con su valioso ejemplo ha infundido en mi un espíritu luchador y altruista, además de que ha sido mi guía, mi apoyo y mi consejera durante toda mi vida.

A Mario mi padre, que desde la distancia ha sido mi respaldo y estímulo, para que siempre siga adelante.

A mis amigas Mire y Mafer, que siempre estuvieron dispuestas a escucharme y ayudarme, en los buenos y malos momentos.

# INDICE

## CAPÍTULO 1.- OBJETIVOS Y ALCANCE

1.1 Antecedentes.....	1
1.2 Objetivos.....	2
1.3 Alcance.....	2

## CAPÍTULO 2.- ANÁLISIS DE LA SITUACIÓN ACTUAL DE LA SUBESTACIÓN ALPACHACA.

2.1 Antecedentes.....	4
2.1.1 Descripción del Sistema de EMELNORTE S.A.....	4
2.1.1.1 Sistema de Subtransmisión.....	6
2.1.1.2 Sistema de Generación.....	7
2.1.2 Descripción General de la Subestación Alpachaca.....	7
2.2 Descripción detallada de las características y de los componentes de la Subestación Alpachaca.....	10
2.2.1 Dimensiones de la Subestación Alpachaca.....	10
2.2.2 Equipos de la Subestación Alpachaca.....	12
2.2.2.1 Equipos del Patio de Maniobras.....	12
2.2.2.2 Disposición de los Equipos en el Patio de Maniobras.....	13
2.2.2.3 Equipos de la Caseta de Control.....	14
2.2.2.4 Equipos Auxiliares.....	15
2.2.2.5 Elementos de Protección.....	16

## CAPÍTULO 3.- OPTIMIZACIÓN DEL SISTEMA DE PROTECCIONES DE LA SUBESTACIÓN ALPACHACA

3.1 Alcance.....	19
3.2 Descripción del Equipo de Protección, Corte y Seccionamiento.....	20
3.2.1 Descripción del Relé SIPROTEC®4 7SJ63.....	20

3.2.1.1	Características.....	20
3.2.1.2	Descripción de la Operación.....	22
3.2.1.3	Elementos constituyentes del Relé.....	23
3.2.1.3.1	Entradas Binarias y Salidas.....	24
3.2.1.3.2	Panel de Control.....	24
3.2.1.3.3	Puertos para la Comunicación.....	24
3.2.1.4	Descripción del Software DIGSI ® 4.....	25
3.2.1.5	Descripción de las Funciones de Protección incorporadas en el Relé SIPROTEC®4 7SJ63.....	26
3.2.2	Descripción del Interruptor Automático DT1 72.5 F1.....	34
3.2.2.1	Mecanismo de Operación.....	35
3.2.2.2	Características Técnicas.....	36
3.2.3	Beneficios que se tendrá al cambiar los equipos de la subestación Alpachaca.....	37
3.2.3.1	Beneficios por cambiar los Relés.....	37
3.2.3.2	Beneficios por cambiar los Interruptores TV por Interruptores TM.....	38
3.3	Aplicación de las Funciones de Protección en la Subestación Alpachaca.....	39
3.4	Determinación de Parámetros.....	40
3.4.1	Protección de Voltaje (27, 59).....	40
3.4.2	Protección de Frecuencia (81 O/U).....	41
3.4.3	Localización de la Falla.....	41
3.4.4	Protección de Sobrecorriente Direccional (67/67N).....	41
3.4.4.1	Revisión de la Coordinación de Protecciones del sistema de EMELNORTE S.A. a nivel de 34.5 kV.....	42
3.4.4.2	Comentarios.....	45
3.4.4.3	Cálculo de Parámetros.....	48
3.4.4.3.1	Calibración del RELÉ 17.....	49
3.4.4.3.2	Recalibración RELÉS 10 y 16.....	55

# **CAPÍTULO 4.- CRITERIOS DE AUTOMATIZACIÓN PARA APLICAR EN LA SUBESTACIÓN ALPACHACA**

<b>4.1</b>	<b>Introducción.....</b>	<b>58</b>
<b>4.2</b>	<b>Alcance.....</b>	<b>59</b>
<b>4.3</b>	<b>Conceptos Básicos.....</b>	<b>59</b>
<b>4.4</b>	<b>Consideraciones Básicas para la Automatización de la Subestación Alpachaca.....</b>	<b>60</b>
4.4.1	Estructuras Globales y Jerárquicas.....	60
4.4.2	Proceso de Automatización.....	60
<b>4.5</b>	<b>Principios generales para la Implementación del sistema SCADA de EMELNORTE S.A.....</b>	<b>61</b>
<b>4.6</b>	<b>Filosofía de Operación y Control de EMELNORTE.....</b>	<b>64</b>
<b>4.7</b>	<b>Requerimientos Funcionales del Sistema SCADA.....</b>	<b>65</b>
4.7.1	Recopilación de Datos.....	66
4.7.1.1	Proceso de Adquisición de Datos y Control.....	67
4.7.1.2	Señales Analógicas.....	68
4.7.1.3	Señales de Estado.....	68
4.7.2	Control, Monitoreo y Operación del Sistema.....	69
4.7.3	Intercambio de Información con el S.N.I. o CENACE.....	69
4.7.4	Funciones Adicionales Integradas (Especiales).....	70
4.7.5	Archivo de la Información.....	70
<b>4.8</b>	<b>Especificaciones Funcionales del Sistema.....</b>	<b>71</b>
4.8.1	Descripción del Centro de Control.....	71
4.8.2	Especificaciones para las UTRs.....	71
4.8.3	Especificaciones referentes a las Instalaciones.....	72
4.8.4	Configuración del Sistema Central.....	73
4.8.4.1	Módulo de Subestación.....	73
4.8.4.2	Módulo de Bahía.....	74
4.8.5	Requerimientos Funcionales para las Comunicaciones.....	74
4.8.6	Protocolos.....	75
4.8.6.1	Modelo de Referencia OSI.....	75

4.8.6.2	IEC 60870-5-101.....	77
4.8.6.3	Distributed Network Protocol 3.0 (DNP 3.0).....	77
4.8.6.4	MODBUS RTU.....	78
4.8.6.5	Profibus.....	78
4.8.7	Diseño de Hardware.....	79
4.8.8	Software Básico del Sistema.....	80
4.8.9	Alimentación en sitios de UTRs y Radios.....	81
4.8.10	Sistema de Comunicaciones.....	81
4.8.10.1	Enlaces de Radio.....	81
4.8.10.2	Estación Master.....	82
4.8.10.3	Estación Repetidora.....	82
4.8.10.4	Estación Remota.....	82
4.9	Requerimientos Funcionales para la Implementación del Sistema de Automatización de la Subestación Alpachaca.....	82
4.9.1	Equipamiento Requerido.....	82
4.9.2	Software.....	84
4.9.3	Operación de la Subestación.....	85
4.9.3.1	Interbloqueos para Disyuntores.....	85
4.9.3.2	Interbloqueos para Seccionadores.....	86
4.9.3.3	Secuencia de Operación para apertura, cierre, energización y sincronización de la subestación Alpachaca.....	86

## **CAPÍTULO 5.- ANÁLISIS TÉCNICO-ECONÓMICO DEL PROYECTO**

5.1	Introducción.....	90
5.2	Beneficios.....	91
5.3	Costos de Inversión.....	92
5.4	Costo de Energía por Desabastecimiento.....	92
5.5	Relación Beneficio-Costo B/C.....	94
5.6	TIR (Tasa Interna de Retorno) .....	95
5.7	VPN (Valor Presente Neto) .....	96



## **CAPÍTULO 6.- CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**

**6.1 Conclusiones.....98**

**6.2 Recomendaciones.....100**

# INDICE DE ANEXOS

## ANEXO 1

- Características de las Líneas de Subtransmisión de los alimentadores de la Subestación Alpachaca.

## ANEXO 2

- Características y Especificaciones del equipo existente en la Subestación Alpachaca.
  - Disyuntores
  - Transformadores de Potencial
  - Seccionadores tipo barra
  - Pararrayos
  - Datos técnicos del Relé tipo RACID de ABB
  - Curvas características del relé tipo RACID de ABB

## ANEXO 3

- Especificaciones Técnicas del Nuevo equipo que se instalará en la subestación Alpachaca.
  - Interruptor tipo TM, DT! 72.5 F1
  - Relé SIPROTEC®4 7SJ63
  - Curvas características del Relé SIPROTEC®4 7SJ63

## ANEXO 4

- Parámetros de ajuste de los relés del área de 34.5 kV.
  - Subestación Ibarra-TRANSELECTRIC S.A.
  - Subestación Alpachaca
  - Central Ambi
  - Subestación Atuntaqui
  - Subestación Despacho de Carga

## ANEXO 5

- Curvas características de los relés para análisis de protecciones.
  - Relé REYROLLE-ENGLAND.
  - Relé DPU 2000R (Curva extremadamente Inversa)
  - Relé tipo RACID (Curva muy Inversa)
  - Relé ICM 21P (Fase)
  - Relé ICM 21P (Neutro)
  - Relé SIPROTEC®4 7SJ63 (Curva muy Inversa)

## ANEXO 6

- Análisis de la coordinación de protecciones del área de 34.5 kV del sistema de EMELNORTE S.A.
  - Caso 1 (Protección de fase y Protección de Falla a tierra)
  - Caso 2 (Protección de fase y Protección de Falla a tierra)
  - Caso 3 (Protección de fase y Protección de Falla a tierra)
  - Caso 4 (Protección de fase y Protección de Falla a tierra)

## **ANEXO 7**

- Coordinación de protecciones de los relés de la subestación Alpachaca con el relé de la subestación Ibarra-TRANSELECTRIC.
  - Coordinación relés 10-11 (Protección de fase y Protección de Falla a tierra)
  - Coordinación relés 16-11 (Protección de fase y Protección de Falla a tierra)
  - Coordinación relés 17-11 (Protección de fase y Protección de Falla a tierra)

## **ANEXO 8**

- Funciones EMS del Proyecto SCADA/EMS del CENACE
- Diagramas de Control del Interruptor Automático DT1 72.5 F1

## **ANEXO 9**

- Resultados del Análisis Económico.

## RESUMEN

El presente proyecto de titulación, está orientado a modernizar la subestación Alpachaca, con el fin de implementar un sistema de control y protección, que permita la operación de la subestación en condiciones de mayor confiabilidad y seguridad. Teniendo en cuenta esto se procedió a realizar este trabajo

Como parte de este trabajo en el Capítulo 2 se realiza la descripción del estado actual de la subestación Alpachaca, dentro de lo cual se describe la ubicación geográfica y las dimensiones del terreno donde está la subestación. También se realiza la descripción de las características y especificaciones del equipamiento que actualmente posee la subestación.

En el Capítulo 3 se describen las características y especificaciones del nuevo equipamiento que se instalará en la subestación (relés numéricos y disyuntores), se analizan las ventajas que tienen el nuevo equipo comparadas con el que actualmente está instalado en la subestación. Luego se realiza un análisis del sistema de protecciones del sistema de EMELNORTE S.A., que se encuentra a nivel de 34.5 kV, puesto que la subestación Alpachaca se encuentra alimentada a este nivel de voltaje, con la finalidad de verificar si las calibraciones de las protecciones de la subestación Alpachaca son correctas o necesitan ser recalibradas. Teniendo como objetivo ampliar el esquema de protección de la subestación, se estudian las diferentes funciones de protección incorporadas en el relé, para aplicarlas de acuerdo a las necesidades y características de la subestación Alpachaca.

En el Capítulo 4 se dan las premisas básicas que se deben considerar para implementar un sistema de automatización en la subestación, se analizan las especificaciones y requerimientos indicados en el estudio del sistema SCADA de EMELNORTE S.A. De acuerdo a las características de la subestación se realiza la selección del equipamiento básico para la implementación del sistema de automatización.

En el Capítulo 5 se realiza el análisis técnico-económico del proyecto, en base a la inversión realizada por la Empresa para llevar a cabo este proyecto.

En el Capítulo 6 se establecen las conclusiones y recomendaciones que el presente trabajo deja como resultados.

## PRESENTACIÓN

La industria de los sistemas de potencia están en una competencia rápida para tener una óptima administración de la red del sistema de potencia en todos los niveles del sistema, por esta razón el tener equipos de tecnología actual en un sistema, es muy importante, puesto que esto permite brindar una alta confiabilidad para garantizar un servicio de calidad al usuario final.

La idea de realizar este proyecto surgió ante la observación de que en nuestro medio, no se le ha dado la importancia suficiente a los sistemas de protecciones de las subestaciones, los cuales merecen una singular atención, puesto que de ellos va a depender llegar a tener sistemas eléctricos de potencia robustos y altamente confiables.

En general el realizar un cambio total de equipos en subestaciones que cuentan con equipo obsoleto como es el caso de la subestación Alpachaca, implica tener mayores ventajas y facilidades de operación, puesto que los equipos que hoy en día ofrece el mercado posee diversas características y funciones que al ser implementados en subestaciones, permiten tener un sistema más óptimo, confiable y seguro. Las ventajas que se obtienen son innumerables, entre las que se pueden citar están: la optimización del sistema de protecciones, el mejoramiento de la Interconexión con otros sistemas, la disminución de los períodos de mantenimiento para los sistemas que posee este equipamiento, la obtención de facilidades para acceder a la información del sistema mediante el software que estos equipos de protección poseen y además porque existe mayor posibilidad para realizar la automatización total de la subestación.

La necesidad de automatizar las subestaciones será evaluada por las utilidades que se obtienen, en orden a encontrar los desafíos esperados del mercado futuro y la confiabilidad del equipamiento existente, lo cual permitirá prepararse para los futuros desafíos por venir para las subestaciones. Los resultados que se obtienen al automatizar las subestaciones, permiten un control óptimo así como mejoras en los aspectos económicos y técnicos.

# CAPÍTULO 1

## OBJETIVOS Y ALCANCE

### 1.1 ANTECEDENTES

EMELNORTE ha fijado como uno de sus objetivos prioritarios modernizar la subestación Alpachaca, para lo cual se procederá a la sustitución e instalación de nuevos equipos como: disyuntores, relés de protección, cargador y banco de baterías, con ello se logrará, mejorar el sistema de protección y control para atender la demanda del sistema de 34.5 kV, en mejores condiciones de confiabilidad y calidad de servicio

La subestación Alpachaca es una subestación típica de seccionamiento, presenta una configuración de barra simple, se alimenta a nivel de 34.5 kV desde la Subestación Ibarra-TRANSELECTRIC S.A. y desde la Central El Ambi, y actualmente sirve principalmente al sector centro norte del área de concesión de EMELNORTE S.A.,

Para la adquisición de los equipos que se instalarán en la subestación Alpachaca, la Empresa realizó un concurso a diferentes casas suministradoras, habiendo sido seleccionados aquellos ofertantes que cumplieron con los requerimientos mínimos de fabricación y calidad de los equipos, la evaluación de las ofertas la realizó considerando los precios, plazos de entrega, características técnicas y condiciones presentadas previamente en las bases.



## 1.2 OBJETIVOS

Entre los objetivos principales de este proyecto están:

- Describir la situación actual de la subestación Alpachaca, sus características y características de los equipos con los que actualmente cuenta.
- Modernizar el sistema de protecciones, control y fuerza de la S/E Alpachaca con el fin de obtener un sistema óptimo que cumpla con requerimientos técnicos tales como: rapidez, confiabilidad, selectividad, economía y seguridad.
- Estudiar las características técnicas y aplicación de las diferentes funciones que se pueden realizar con el nuevo equipo de protección, con el fin de analizar las posibilidades de configurar el sistema de protecciones para una futura automatización de la subestación.
- Justificar la implementación de los nuevos equipos en la S/E Alpachaca desde el punto de vista técnico y económico.

## 1.3 ALCANCE

Para proceder a la modernización de la Subestación Alpachaca, se realizará la descripción de los nuevos equipos que se instalarán, los cuales comprenden, principalmente; tres relés numéricos y tres Interruptores Automáticos.

Se propondrá ampliar el esquema de protecciones de la subestación, de acuerdo a las funciones y características que presenten los nuevos equipos, además se analizará las posibilidades de automatización que se tiene al implementar el nuevo sistema.

Dentro del trabajo que se realizará en la subestación Alpachaca, está la instalación de un relé numérico y de un disyuntor tipo Tanque Muerto, en el punto

de entrada de la Central El Ambi, con el fin de obtener un sistema que presente mayor confiabilidad y facilidad de mantenimiento, ya que ayudará a seccionar carga durante el mantenimiento en la línea de subtransmisión Alpachaca-El Ambi.

El trabajo que se realizará en la subestación comprende:

- Sustitución de relés electrónicos por relés numéricos y de disyuntores de gran volumen de aceite o Tanque Vivo por disyuntores tipo Tanque Muerto, en las posiciones de las líneas de subtransmisión Alpachaca-Despacho de Carga y Alpachaca-Atuntaqui.
- Instalación de un relé numérico y un disyuntor Tipo Tanque Muerto en la posición de la línea de subtransmisión Alpachaca-El Ambi,
- Sustitución del cargador y banco de baterías.

La parte final de este Proyecto de Titulación comprende un estudio técnico-económico del uso de relés numéricos en los procesos de medición, control y protección de la Subestación.

## CAPÍTULO 2

# ANÁLISIS DE LA SITUACIÓN ACTUAL DE LA SUBESTACIÓN ALPACHACA

### 2.1 ANTECEDENTES

#### 2.1.1 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE EMELNORTE <sup>[1]</sup>

El Sistema de EMELNORTE S.A. recibe energía de tres puntos de interconexión dos en la subestación TRANSELECTRIC-Ibarra. y uno en la subestación Tulcan-TRANSELECTRIC S.A., además se incorporó otro punto de entrega en el año 2002 por medio de la instalación de la subestación móvil a nivel de 69 kV. En la subestación Ibarra-Transelectric los puntos de interconexión se encuentran en las barras N°2 y N°3 a un nivel de voltaje de 69 kV y en la barra N°4 a nivel de 34.5 kV, (ver FIGURA 2.1)

Otro punto de recepción de energía se encuentra en la interconexión con Colombia a un nivel de 138 kV en la subestación TRANSELECTRIC-Tulcan. De tal forma que el sistema de EMELNORTE S.A. recibe energía tanto del S.N.I. como de Colombia de acuerdo al despacho económico realizado por el CENACE.

---

<sup>[1]</sup> Tesis de Grado "Estudio y Análisis del Sistema de Protecciones Eléctricas para la determinación del Anillo a 69 kV entre las S/E Ibarra-Otavalo-Cayambe-La Esperanza-Cotacachi" Ing Alejandro Caiza, Ing. Edison Cujilema, .

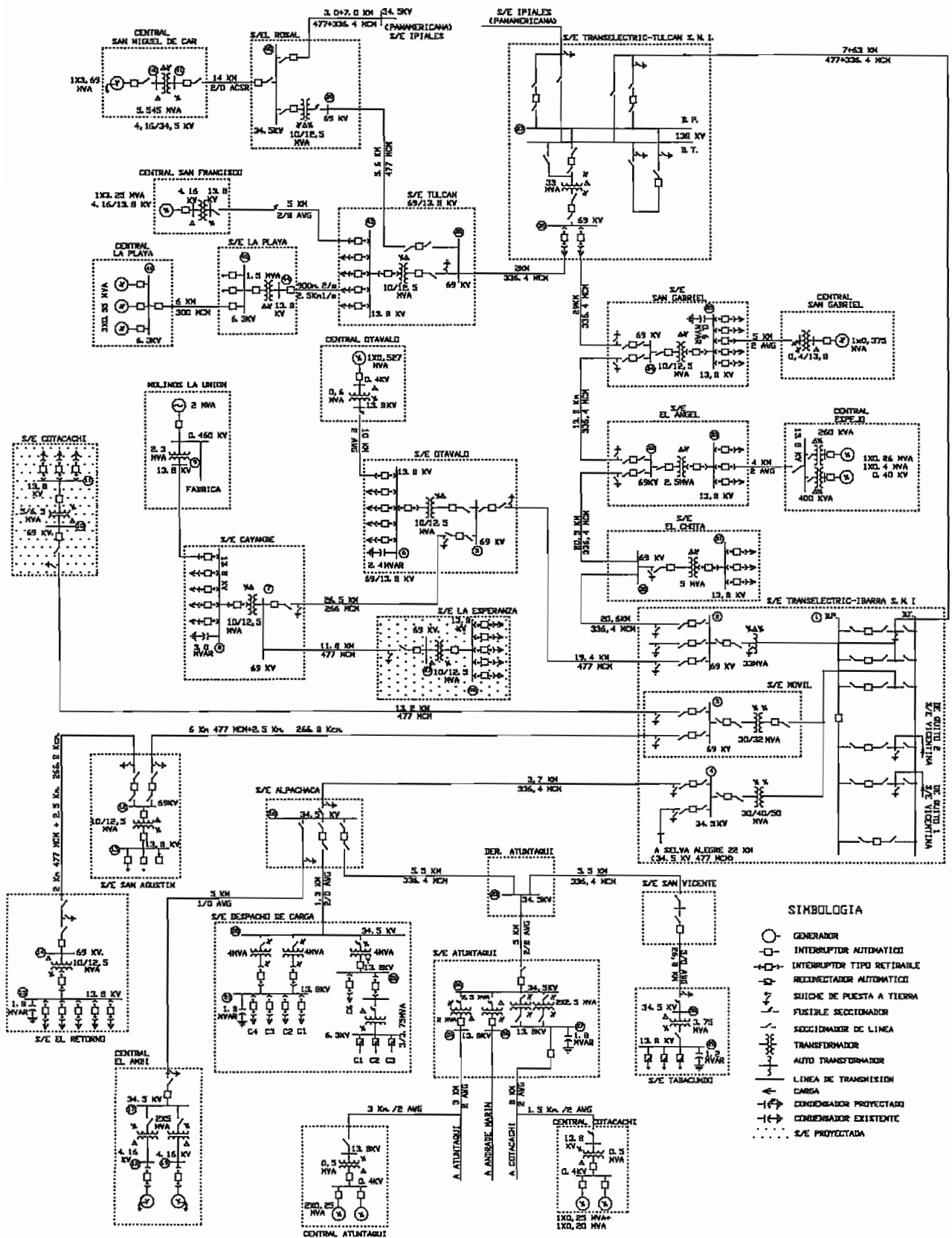


FIGURA 2.1.- DIAGRAMA UNIFILAR DEL SISTEMA DE EMELNORTE S.A.

FUENTE: Departamento de Planficación de EMELNORTE S.A.

### **2.1.1.1 Sistema de Subtransmisión**

La configuración actual del sistema de subtransmisión de EMELNORTE es radial, con niveles de voltaje de 69kV, 34.5kV, 13.8kV y 6.3kV Cuenta con 17 subestaciones de distribución, de las cuales 15 están en operación y 2 fueron recientemente construidas, pero actualmente están fuera de servicio y se espera que entren a operar en el año 2004.

En general las subestaciones de distribución presentan una configuración de barra simple tanto en alta como en media tensión y operan con un solo transformador, excepto las subestaciones Despacho de Carga y Atuntaqui, las cuales funcionan con dos transformadores conectados en paralelo. Las 17 subestaciones que forman parte del sistema de EMELNORTE S.A. se encuentran distribuidas en las siguientes provincias:

**Provincia del Carchi:** se encuentran 5 subestaciones: El Rosal, Tulcán, La Playa, San Gabriel y El Angel.

**Provincia de Imbabura:** se encuentran 8 subestaciones: El Chota, San Agustín, Alpachaca, El Retorno, Despacho de Carga, Atuntaqui, San Vicente y Otavalo.

**Provincia de Pichincha:** se encuentran 2 subestaciones: Cayambe y Tabacundo.

Las 2 subestaciones que fueron construidas recientemente y que aún entran en servicio son:

- *S/E La Esperanza.*- en la ciudad de Tabacundo, que fue construida con el fin de aliviar la carga de la Subestación Cayambe, puesto que se encuentra en su límite operativo referente a violaciones de voltaje.
- *S/E Cotacachi.*- en la ciudad de Cotacachi, que fue construida con el fin de aliviar la carga de la subestación Atuntaqui, puesto que se encuentra en su límite operativo referente a violaciones de voltaje.

### 2.1.1.2 Sistema de Generación

En la Tabla 2.1 se presenta un resumen de las disponibilidades hidroeléctricas del Sistema de EMELNORTE S.A.

NOMBRE	POTENCIA INSTALADA (MW)	POTENCIA EFECTIVA (MW)
San Miguel de Car	1 x 3,690	3.00
La Playa	3 x 0,550	1.30
San Gabriel	1 x 0,375	0.3
Espejo	1 x 0,260 1 x 0,400	0.16
Otavalo	1 x 0,600	0.597
El Ambi	2 x 4,000	8.00
Atuntaqui	2 x 0,250	0.32
Molinos La Unión	1 x 2,000	0.80

*Tabla 2.1.- Disponibilidades Hidroeléctricas del Sistema de EMELNORTE S.A. \**

### 2.1.2 DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA SUBESTACIÓN ALPACHACA

La Subestación Alpachaca fue construida en el año 1968, geográficamente está ubicada en el cantón Ibarra, al Occidente de la ciudad, en el Barrio 15 de Diciembre, de la parroquia Alpachaca. Paralela a la construcción de la Central El Ambi.

Se caracteriza por ser una subestación de seccionamiento, no posee transformador de distribución, presenta una configuración de barra simple al igual que todas las subestaciones de EMELNORTE S.A. y se encuentra alimentada a nivel de 34.5 kV desde la Subestación Ibarra-TRANSELECTRIC S.A. (sector Bellavista de Ibarra) y desde la Central El Ambi (parroquia Imbaya).

\* FUENTE: Departamento de Generación de EMELNORTE S.A.

La subestación Alpachaca tiene dos puntos de entrega que son:






- Alimentador a la Subestación Despacho de Carga en el cantón Ibarra
- Alimentador a las Subestaciones Atuntaqui–Tabacundo, en el cantón Atuntaqui y en el cantón Pedro Moncayo, respectivamente.

En el Diagrama Unifilar de EMELNORTE S.A., se puede apreciar lo expuesto. (FIGURA 2.1).

El principal objetivo de la subestación Alpachaca es distribuir la energía que proviene del Sistema Nacional Interconectado (S.N.I) y de la central El Ambi a la parte del sistema que se encuentra a nivel de 34.5 kV. En la FIGURA 2.2 se muestra el Diagrama Unifilar de la Subestación Alpachaca.

DE S/E IBARRA-TRANSELECTRIC

SIMBOLOGIA

-  INTERRUPTOR AUTOMÁTICO
-  SWITCH DE PUESTA A TIERRA
-  SECCIONADOR TIPO BARRA
-  TC
-  TP

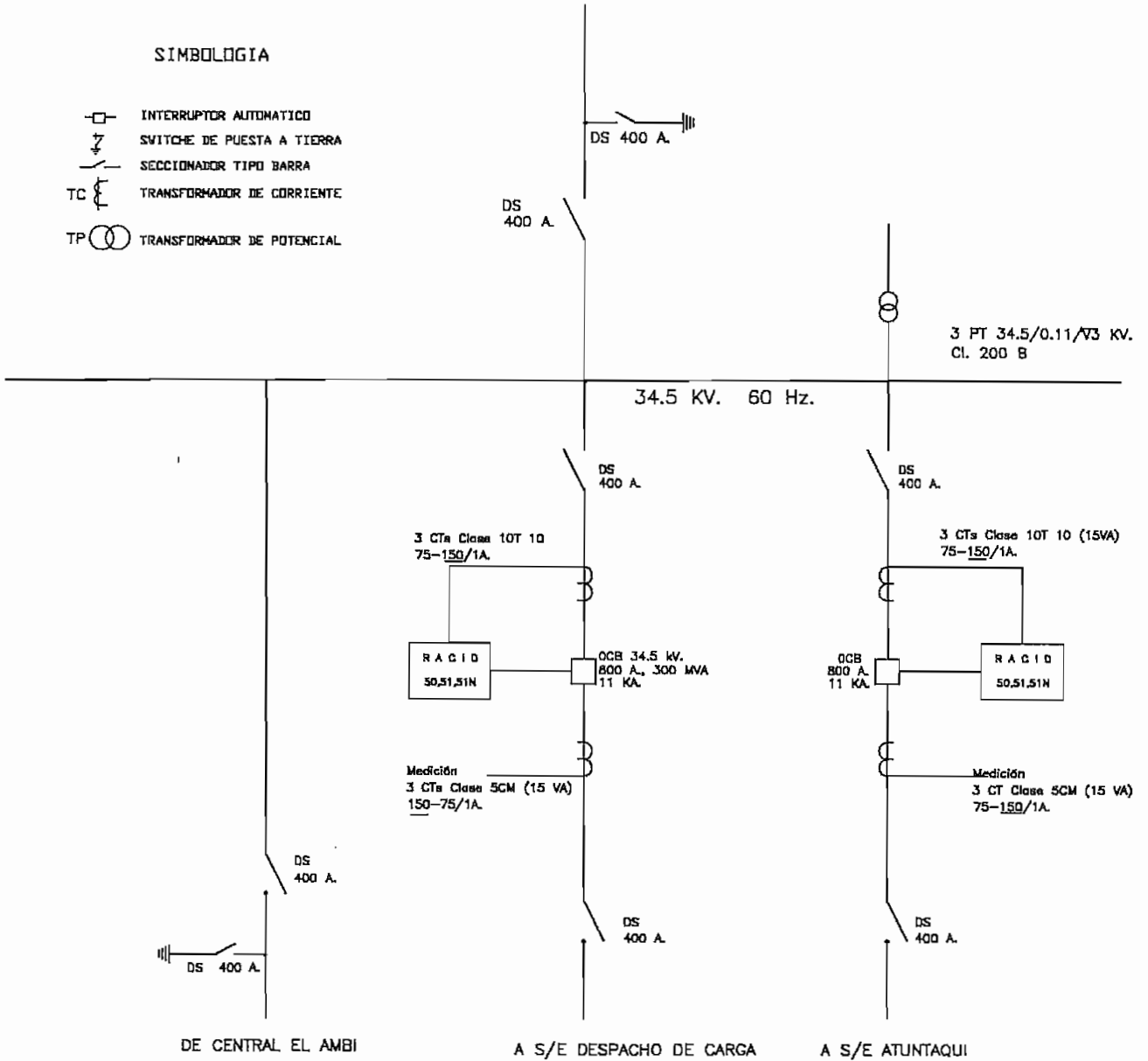


FIGURA 2.2.- DIAGRAMA UNIFILAR DE LA SUBESTACIÓN ALPACHACA

FUENTE: Departamento de Subestaciones



## **2.2 DESCRIPCIÓN DETALLADA DE LAS CARACTERÍSTICAS Y DE LOS COMPONENTES DE LA SUBESTACIÓN ALPACHACA**

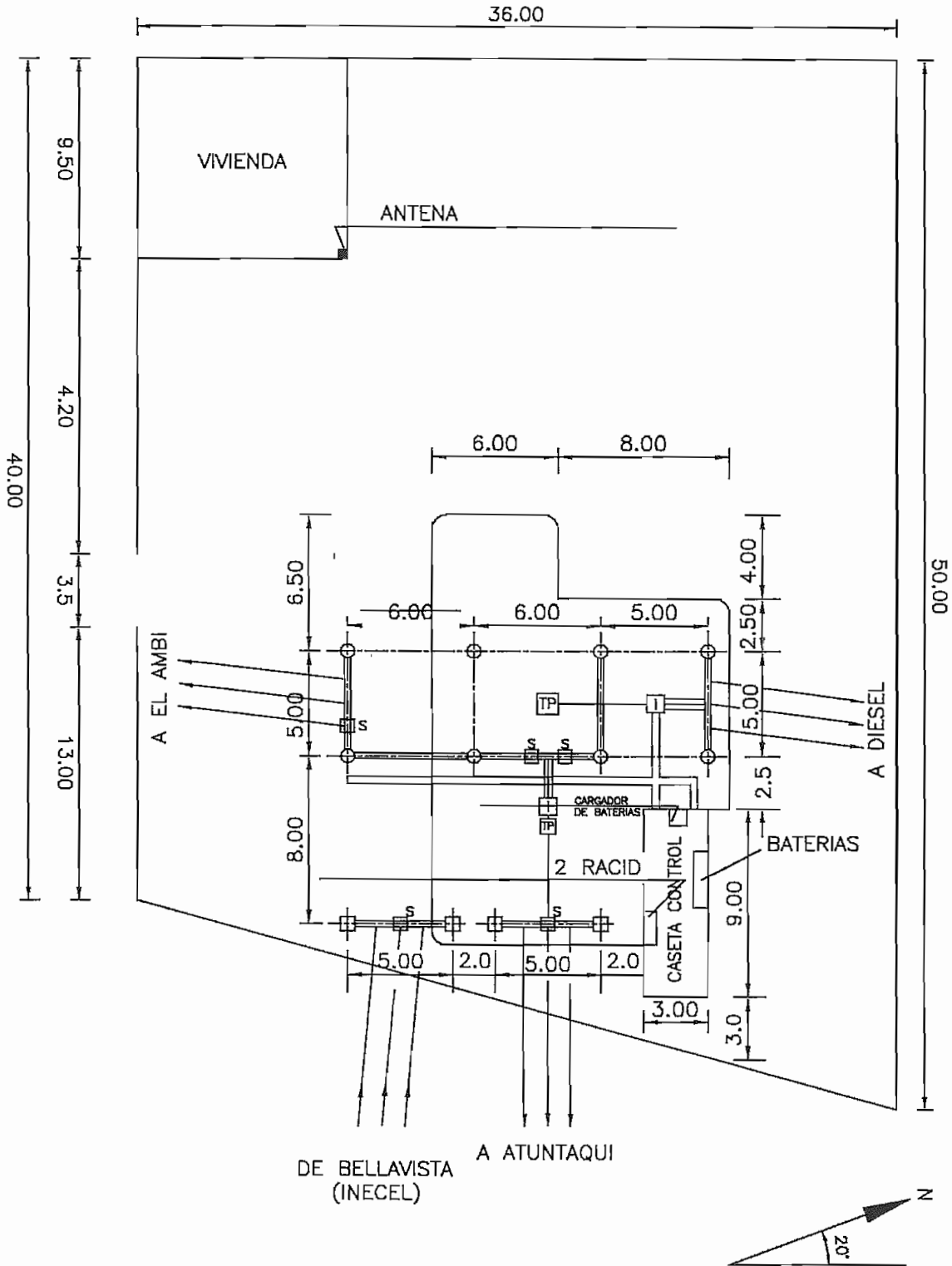
### **2.2.1 DIMENSIONES DE LA SUBESTACIÓN**

La subestación Alpachaca cuenta con una superficie de terreno de 2610 m<sup>2</sup>, en donde se encuentran dispuestos sus diferentes componentes: patio de maniobras, caseta de control y casa de vivienda para el operador. En la FIGURA 2.3 se puede observar las dimensiones y disposición de cada uno de estos componentes.

#### *Estado actual de la infraestructura y terreno*

De acuerdo al levantamiento realizado se puede ver que la subestación tiene disponible una amplia superficie de terreno, el cual es ocupado en un 60% aproximadamente, y el 40% restante se encuentra desocupada y puede ser utilizada para ampliación.

A pesar de que la Subestación Alpachaca se encuentra en un lugar alejado de la ciudad de Ibarra, se puede llegar a ella fácilmente y el transporte de nuevos equipos es factible.



S/E ALPACHACA, UBICADA AL OCCIDENTE DE LA CIUDAD DE IBARRA, A POCOS METROS DEL BARRIO.

**FIGURA 2.3.- IMPLANTACIÓN GENERAL DE LA SUBESTACIÓN ALPACHACA**

FUENTE: Departamento de Planificación

## 2.2.2 EQUIPOS DE LA SUBESTACIÓN ALPACHACA

Los equipos de la Subestación Alpachaca están dispuestos en el patio de maniobras y en la caseta de control.

### 2.2.2.1 Equipos del Patio de Maniobras

La subestación Alpachaca dispone de equipamiento de seccionamiento para 34.5 kV, dispuestos sobre un área de 17m x 16.5m, adyacente a la caseta de control.

Entre los equipos más importantes que conforman la subestación se pueden citar los siguientes:

- 1 Transformador de potencial trifásico.
- 1 Transformador de potencial monofásico.
- 12 Pararrayos tipo subestación de 33 kV
- 2 Seccionadores tipo barra, trifásicos, con cuchilla de puesta a tierra, de operación manual y 400 A de capacidad
- 4 Seccionadores tipo barra, trifásico, de operación manual, de 400 A de capacidad
- 2 Disyuntores trifásicos en aceite, marca REYROLLE ENGLAND, de 500 MVA de capacidad de ruptura, 800 A de corriente nominal, año de fabricación 1952. Cada uno de los disyuntores tiene tres TC's tipo Bushing de relación 150/75/1.
- 18 cadenas de aisladores de soporte de barras.tipo ASA 52-3 de 10"
- 4 estructuras metálicas de soporte de aisladores y barras
- 4 luminarias de sodio y 2 luminarias de mercurio, para iluminación del patio de la subestación.

#### *Transformadores de Potencial*

Existen dos transformadores de potencial un monofásico y un trifásico, los cuales son utilizados para alimentar sólo a los aparatos de protección, puesto que la subestación no cuenta con aparatos de medida. Estos transformadores son del

tipo seco y disponen de un sistema de enfriamiento en aceite, o el denominado autorefrigeración por radiadores. En la Tabla 2.2 se indican los datos técnicos de los transformadores de potencial.

TP	MARCA	RELACIÓN (VA)	CLASE	FASES	FREC (Hz)	AISL. (kV)	SERIE
1	Reyrolle-England	34.500/110/63.5	200-B	3	60	34.5/76	2YP1785
2	Reyrolle-England	19.920/63.5	200-B	1	60	34.5/76	3AP1312

*Tabla 2.2.- Datos Técnicos de los Transformadores de Potencial*

#### 2.2.2.2 Disposición de los Equipos en el patio de maniobras

La subestación presenta una configuración de barra simple, a la cual están conectados los terminales de alta del transformador trifásico de potencial, y que en baja tensión permite disponer de los voltajes 110-63.5 voltios, para alimentar los relés de protección localizados en la caseta de control, y el futuro equipo de medición. Los pararrayos tipo subestación se ubican en cada una de las tres fases de las líneas de transmisión que llegan de las siguientes subestaciones: Ibarra-Transelectric, Despacho de Carga, Atuntaqui. y de la Central Ambi, como protección de sobrevoltajes provocados por sobrecargas atmosféricas, además como soporte del conductor están colocadas cadenas de 5 aisladores de suspensión del tipo ASA 52-3 de 10".

A continuación se montan los seccionadores trifásicos, tipo barra que conectan las barras generales de la subestación con las líneas de transmisión. Básicamente estos seccionadores son únicamente elementos de maniobra, por lo que su operación se efectúa en vacío, además sirven como elementos de seguridad cuando se requiere aislar y desconectar las líneas de transmisión de la subestación por mantenimiento.

Los disyuntores trifásicos de salida de la subestación están conectados en el extremo final de las barras generales, a las líneas de transmisión trifásica que se dirigen hacia la subestación Despacho de Carga y hacia la Subestación Atuntaqui.

Las barras de la subestación son conductores de cobre desnudo número 636 MCM. Las características de las líneas de subtransmisión que se conectan a la subestación se presentan en el ANEXO 1.

Para una mejor comprensión de lo expuesto, en la FIGURA 2.3 se muestra la disposición de los equipos en la subestación.

#### *Estado actual del equipo del patio de maniobras*

Los transformadores de potencial que alimentan a los relés de protección de la subestación, presentan una buena apariencia física y no se observan señales de deterioro, en el aspecto funcional se considera un aparente buen estado, debido a que no se han realizado pruebas operativas.

Los disyuntores gracias a un programa de mantenimiento que se les ha brindado, puesto que se les ha realizado pruebas y cambios de aceite, ha permitido que pese a su tiempo de funcionamiento tengan un nivel moderado de obsolescencia.

Los equipos restantes como seccionadores, pararrayos y aisladores, presentan un buen estado funcional, ya que se les ha brindado un programa de mantenimiento, de tal forma que cuando se ha visto algún daño en cualquiera de estos equipos, han sido fácil y rápidamente reemplazados.

#### **2.2.2.3 Equipos de la Caseta de Control**

Los componentes ubicados en la caseta de control son:

- Sistema de corriente continua
- Cubículo con 2 Relés electrónicos marca ABB tipo RACID

El sistema de corriente continua está conformado por un cargador de baterías y un banco de baterías.

El cargador de baterías es de fabricación Ecuatoriana, marca FIRMESA, de voltaje de salida  $135 V_{DC}$ , corriente de salida  $10 A_{DC}$ , y que dispone de los siguientes componentes:

- Amperímetro de corriente continua para el cargador, de escala 0-10 A, clase 2.5.
- Amperímetro de consumo de corriente continua, de escala 0-10 A, clase 2.5.
- Voltímetro de corriente continua de escala 0-15  $V_{DC}$ .
- Amperímetro de indicación de carga y descarga de las baterías, de escala 0-60  $A_{DC}$ .

El banco de baterías se compone de 10 módulos del tipo plomo-ácido, cuya capacidad es de 195 Ah, reserva 350 min, voltaje nominal  $120 V_{DC}$ , voltaje mínimo por celda de 2 Vfpc, de fabricación ecuatoriana, marca BOSH.

#### **2.2.2.4 Equipos Auxiliares**

La subestación posee un transformador trifásico para servicios auxiliares, marca REYROLLE-ENGLAND, de 50 kVA, y relación de transformación 34.500/110 V.

Cuenta también con un equipo de comunicación (radio), marca Motorola, que le permite comunicarse externamente con los demás sistemas de EMELNORTE.

#### *Estado actual del equipo de la caseta de control y de los equipos auxiliares*

El transformador de servicios auxiliares aparentemente presenta un buen estado, pero debido a que no se le ha realizado pruebas operativas, no se puede asegurar que su funcionamiento sea correcto.

En cuanto al cargador y al banco de baterías, es recomendable cambiarlos si se va a instalar nuevos equipos, puesto que tienen muchos años de uso y ya son obsoletos.

### 2.2.2.5 Elementos de Protección <sup>[2]</sup>

Los elementos de protección con los que cuenta la subestación Alpachaca son relés electrónicos de marca ABB, tipo RACID, modelo RK671203-AA, y que tienen como función principal la protección de sobrecorriente y falla a tierra, para las posiciones en los puntos de salida de la subestación que son:

- Línea Alpachaca - Atuntaqui-Tabacundo
- Línea Alpachaca – Despacho de Carga

Los relés están ubicados en la caseta de control de la subestación, dentro de un cubículo que tiene las siguientes dimensiones: ancho=105.5 cm, alto=30 cm, profundidad=50 cm.

Las principales características de éstos relés son:

- Medición precisa.
- Escasa influencia en el alcance de los transitorios
- Alta relación de reposición y bajo tiempo de reposición
- Posee un amplio rango de ajuste de intensidad y retardo
- Bajo consumo de los circuitos de medición
- Fácil manejo
- Supervisión permanente de los circuitos internos
- Requiere un mínimo de mantenimiento.

Todos estos factores contribuyen para que se puedan usar intervalos cortos de tiempo y bajos ajustes de corriente para el esquema de selectividad.

Los parámetros de ajuste (TAP, DIAL e Instantáneo) para la protección de sobrecorriente y para la protección de falla a tierra se realizan independientemente.

---

<sup>[2]</sup> Manual del Relé tipo RACID de ABB

El manejo de este relé, es simple, para lo cual en el panel frontal se cuenta con elementos como: pulsadores, LEDs indicadores, llaves selectoras y un indicador digital, que permiten programar el relé con los ajustes deseados, y a la vez observar diferentes tipos de indicaciones como por ejemplo:

- Indicación de fase
- Indicación numérica de los valores de ajuste, de las corrientes de servicio y de las corrientes de falla si hubo disparo.
- Indicación en caso de manejo incorrecto
- Indicación del tipo de falla que provocó el disparo

Este relé cuenta con curvas características tiempo vs corriente, las cuales ayudan a realizar una correcta coordinación de las protecciones eléctricas de un sistema. Para este relé se tienen las siguientes curvas: (ANEXO 2)

- Tiempo independiente
- Tiempo inverso:
  - Normalmente inverso
  - Muy inverso
  - Extremadamente inverso
  - Curva RI

La curva característica muy inversa fue la curva utilizada para la calibración de estos relés, considerando que es la característica que permite una mejor discriminación corriente vs tiempo para la coordinación de protecciones.

En la *Tabla 2.3* se muestran los parámetros de ajuste con los cuales están calibrados actualmente los relés de la Subestación Alpachaca, tanto para la protección de sobrecorriente como para la protección de falla a tierra.



<b>FUNCIÓN DE PROTECCIÓN</b>	<b>RTC</b>	<b>TAP</b>	<b>DIAL</b>	<b>INSTANTÁNEO</b>
<b>Fase</b>	150/1	1.40	0.05	10.00
<b>Falla a tierra</b>	150/1	0.30	0.05	4.00

*a) Posición Atuntaqui-Tabacundo*

<b>FUNCIÓN DE PROTECCIÓN</b>	<b>RTC</b>	<b>TAP</b>	<b>DIAL</b>	<b>INSTANTÁNEO</b>
<b>Fase</b>	150/1	1.50	0.05	10.0
<b>Falla a tierra</b>	150/1	0.30	0.05	4.0

*b) Posición Despacho de Carga*

*Tabla 2.3.- Parámetros de ajuste actuales de los relés de la Subestación Alpachaca*

En el ANEXO 2 se presentan las características técnicas y especificaciones de todos los equipos instalados actualmente en la Subestación Alpachaca.

## CAPÍTULO 3

# OPTIMIZACIÓN DEL SISTEMA DE PROTECCIONES DE LA SUBESTACIÓN ALPACHACA

### 3.1 ALCANCE

Mediante el presente estudio se busca optimizar el funcionamiento de la subestación Alpachaca, brindando adecuados niveles de calidad de servicio y voltaje, además de brindar una considerable disminución de pérdidas en el sistema de subtransmisión, inclusive luego de una simple contingencia debido a una falla en cualquier tramo del sistema de subtransmisión involucrado.

Con el estudio que se realizará se pretende obtener los parámetros adecuados para dimensionar y calibrar los nuevos equipos de protección que serán instalados en la subestación Alpachaca, de tal forma que se obtenga un sistema de protección que cumpla con características de confiabilidad, seguridad y economía, estableciendo premisas y criterios que hay que tener en consideración para el diseño, proyecto y mantenimiento.

Se describirán y analizarán las características que presenten los nuevos equipos, en especial los relés de protección, con el fin de sugerir la ampliación del esquema de protección de la subestación. A esto se suma la implementación de un relé y un disyuntor en la posición de la Central Ambi, puesto que cuando se requiere realizar mantenimiento de la línea Alpachaca-Ambi se debe desconectar el relé de la subestación Ibarra-TRANSELECTRIC, y por lo tanto se desconecta todo el sistema de 34.5 kV.

## 3.2 DESCRIPCIÓN DEL EQUIPO DE PROTECCIÓN, CORTE Y SECCIONAMIENTO

El equipo de protección, corte y seccionamiento que EMELNORTE S.A adquirió con la finalidad de modernizar la subestación Alpachaca, comprenden tres relés numéricos de marca SIEMENS, tipo SIPROTEC®4 7SJ63 y tres disyuntores marca ALSTOM tipo TM los cuales fueron seleccionados previo un concurso a diferentes ofertantes, siendo éstos los que cumplieron con los requerimiento que la Empresa solicitaba.

### 3.2.1 DESCRIPCIÓN DEL RELÉ SIPROTEC®4 7SJ63<sup>[3]</sup>

El Relé SIPROTEC®4 7SJ63 es un dispositivo numérico, multifuncional, de protección y control, equipado con un microprocesador, de modo que todas las labores que realiza el dispositivo, tales como la adquisición de las cantidades medidas, son procesadas por el dispositivo de una forma completamente digital. A continuación se indican las características más importantes de este dispositivo.

#### 3.2.1.1 Características

Este dispositivo se caracteriza principalmente por la serie de funciones que tiene incorporadas y que pueden ser configuradas o habilitadas a través del software DIGSI®4, para efectuar operaciones de protección, control y supervisión en sistemas eléctricos. Entre otras características que este relé presenta se pueden citar las siguientes:

- Posee un sistema de microprocesador de 32 bits
- Realiza labores de procesamiento digital completo y control de los valores medidos.
- Fácil operación a través del panel de control integrado o con un computador personal conectado al equipo, mediante el Software DIGSI®4.

---

<sup>[3]</sup> Manual del Relé SIPROTEC®4 7SJ63

- Cálculo continuo y despliegue de cantidades medidas en la pantalla del dispositivo.
- Grabación de los datos de los eventos ocurridos, datos de fallas y formas de onda capturadas que serán usados para el análisis, localización y resolución de fallas.
- Constante monitoreo de las cantidades medidas, así como diagnósticos continuos que cubren el hardware y el software.
- Grabación de circuitos de interrupción estáticos incluyendo el número de señales de disparo enviadas y acumuladas.
- Rastreo de las horas en que operó el equipo que es protegido.
- Determinación de la dirección, indicación del estado de todas las entradas binarias, salidas y despliegue de las pruebas grabadas.

Además como parte de las características se puede mencionar que el 7SJ63 puede ser alimentado con alguna de las fuentes de energía común desde 24 VDC hasta 250 VDC, o también con 115 VAC.

En el ANEXO 3 se documentan las especificaciones técnicas de este relé.

3.2.1.2 Descripción de la Operación del Relé SIPROTEC®4 7SJ63

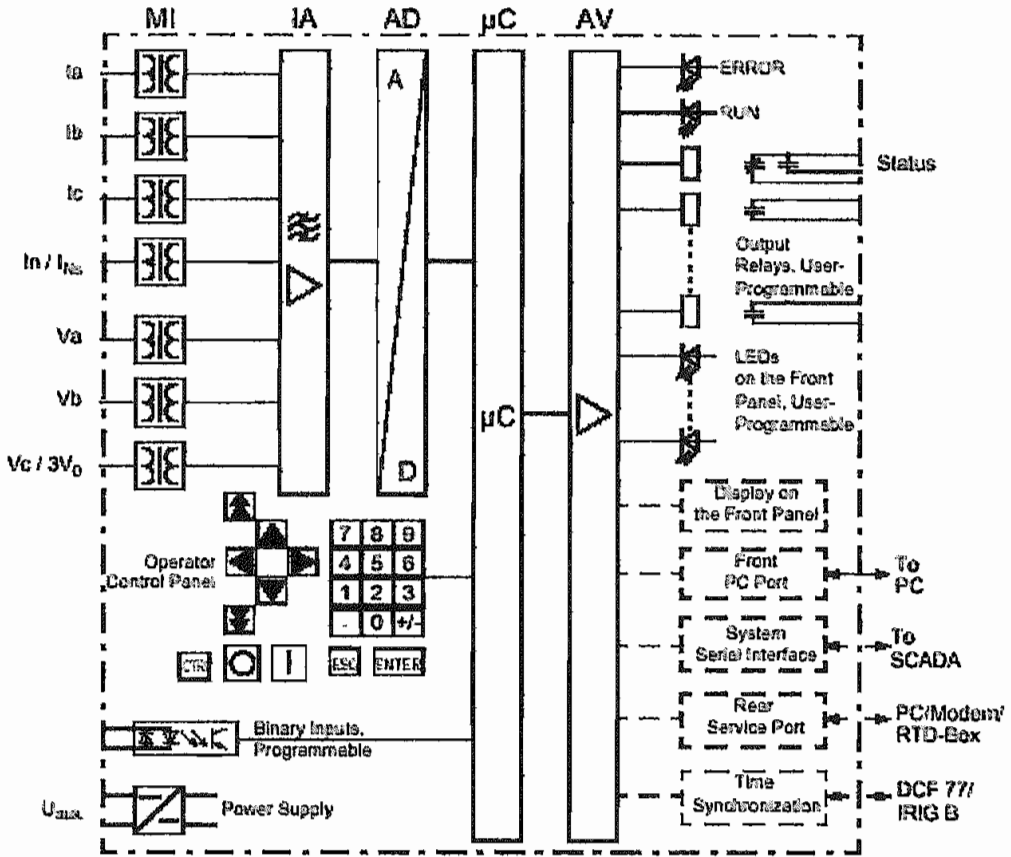


Figura 3.1.- Estructura Básica del Relé SIPROTEC®4 7SJ63

En la Figura 3.1 se puede observar que el dispositivo cuenta con entradas para medición MI (measuring inputs), que consisten de transformadores de corriente y de voltaje, cuya función es convertir las señales medidas en la entrada, a niveles apropiados para el trabajo interno del equipo.

De las cuatro entradas de corriente que están disponibles, las tres entradas (Ia, Ib e Ic) son usadas para medir las corrientes de fase, mientras que la cuarta entrada (I<sub>N</sub>/I<sub>Ns</sub>) se la puede usar para medir la corriente de tierra o la corriente que pasa por el neutro. Las tres entradas de voltaje (Va, Vb y Vc/3V<sub>0</sub>), en cambio pueden ser usadas para medir tres voltajes fase-tierra o dos voltajes fase-fase.

Las cantidades obtenidas de la sección MI, entran a una segunda etapa IA (Input Amplification), cuya función es poner una alta resistencia a las cantidades análogas que entran, para poder procesar los valores medidos.

Luego de esto pasan a una tercera etapa AD (Análoga-Digital), que transforma las señales análogas en señales digitales, las cuales son entradas para la cuarta etapa  $\mu$ C (Microcomputador del Sistema). En esta etapa las señales digitales son procesadas como valores numéricos.

Se podría decir que esta etapa es la más importante, puesto que se realizan las siguientes funciones:

- Se procesan las funciones de protección y de control.
- Filtración, preparación y monitoreo de las cantidades medidas.
- Control de señales para las funciones lógicas.
- Resolución para la apertura, cierre y otros comandos de control de los contactos de salida del dispositivo.
- Manejo del sistema operativo y de las funciones asociadas como la grabación de datos, actualización del tiempo del reloj, comunicaciones, interfaces, etc.

### **3.2.1.3 Elementos Constituyentes del Relé**

Este Relé externamente cuenta con elementos que permiten tener acceso a la información y programar los ajustes para que opere el relé. Estos elementos son:

- Entradas Binarias y Salidas
- Panel de Control y
- Puertos para la Comunicación

### 3.2.1.3.1 Entradas Binarias Y Salidas

Las entradas binarias son las que permiten acceder a la información externa, para poder activar comandos de control que permitan operar los elementos de protección o los diferentes dispositivos conectados en las salidas del equipo.

### 3.2.1.3.2 Panel de Control

La parte frontal del relé está conformada por un panel de control para el operador conformado por: pulsadores, LEDs indicadores y una pantalla de despliegue LCD; con estos elementos se tendrá acceso a toda la información del dispositivo, se podrán realizar ajustes de protección y control, y en la pantalla aparecerán mensajes relacionados con los eventos ocurridos, estado funcional del dispositivo y los valores medidos.

### 3.2.1.3.3 Puertos para la Comunicación

Los puertos para la comunicación se encuentran ubicados en la parte frontal inferior derecha del equipo (ver Figura 3.1), con los cuales se podrá acceder a la información o ingresar información al equipo.

Para la realización de las comunicaciones entre el 7SJ63 y PC's, RTU's o sistemas SCADA, se requerirán de las interfaces RS-232, RS-485 o cable de fibra óptica tipo ST. Mientras que para la comunicación local entre el 7SJ63 y un computador personal se requerirá de un conector 9-pin D-subminiature hembra, y del software DIGSI ® 4, para configurar el relé. Los puertos disponibles en el relé para la realización de las comunicaciones son:

- Front PC Port.- este es un puerto serial, con el cual se pueden realizar comunicaciones locales interconectando un computador personal con el 7SJ63, y con la ayuda del programa de operación DIGSI ® 4.

- Rear Service Port.- puerto proporcionado para comunicaciones remotas vía modem, o una computadora de la subestación con la ayuda del programa DIGSI®4. Este puerto se ajusta especialmente para la instalación eléctrica de los dispositivos al PC o para operación vía modem. Adicionalmente puede ser usado para conectar un RTD-box (detector de la resistencia de temperatura), dispositivo que detecta las temperaturas externas que pueden afectar al equipo (más utilizado en la protección de sobrecarga).
- System Serial Interface.- a través de este puerto se pueden transferir los datos a una central de control y a un sistema de supervisión (RTU/SCADA). Entre las interfaces disponibles para realizar las comunicaciones se tienen: RS-232 y RS-485, mediante el protocolo estándar IEC 60870-5-103.
- Time Synchronization.- a través de este puerto se puede sincronizar el tiempo del reloj interno, mediante fuentes de sincronización externa.

#### 3.2.1.4 Descripción del Software DIGSI ® 4 <sup>[4]</sup>

Con el propósito de realizar la configuración de los sistemas de protección, control y medida de todos los relés disponibles en el simulador SIEMENS (de la gama SIPROTEC®4 7SJ.....), se tiene disponible junto con el equipo de protección, el software DIGSI ® 4, que es un programa para trabajar con Windows 95, Windows 98 y Windows NT 4.0. Entre las propiedades que este programa presenta, se tienen:

- Asigna información y especifica las propiedades de cada uno de los equipos.
- Especifica los ajustes para interfaces, tiempos de sincronización y contraseñas.
- Muestra los valores medidos, mensajes, así como también valores límites.
- Exporta, imprime y almacena varios datos.

---

<sup>[4]</sup> Manual del Software DIGSI ® 4



- Compara y transfiere los valores ajustados entre el computador y el dispositivo SIPROTEC®4.
- Ejecuta funciones de prueba, controla el equipo operacional y ajusta marcadores.
- Usando el software DIGSI®4, los ajustes y la configuración pueden ser hechos en el relé. Las cantidades de operación de ese momento pueden ser visualizadas, las formas de onda capturadas y el registro de eventos grabado pueden ser desplegados, y los controles pueden ser emitidos.

### 3.2.1.5 Descripción de las Funciones de Protección incorporadas en el Relé SIPROTEC®4 7SJ63<sup>[3]</sup>

Las funciones de protección que este relé tienen incorporadas son:

- a) Protección de Sobrecorriente No Direccional (50/51N)
- b) Protección de Sobrecorriente Direccional (67, 67N)
- c) Protección de Voltaje (59, 27)
- d) Protección de Secuencia Negativa (46)
- e) Protección de Frecuencia (81 O/U)
- f) Supervisión de Funciones
- g) Detección de fallas a tierra sensibles
- h) Protección de Fallas a tierra intermitentes
- i) Sistema de Recierre Automático
- j) Localización de la Falla
- k) Protección para fallas del interruptor
- l) Detección de Temperatura vía RTD-boxes
- m) Secuencia de Fase

#### *a) Protección de Sobrecorriente No Direccional (50/51N)*

Es la principal función de protección del relé 7SJ63, la cual puede ser activada o desactivada para fallas de fase o fallas de tierra. Para la configuración de esta

<sup>[3]</sup> Manual del Relé SIPROTEC®4 7SJ63

protección se puede seleccionar entre diversas curvas características tiempo-corriente.

Esta protección funciona de modo que, las corrientes de fase y tierra son comparadas separadamente con los valores pick-up de cada elemento del relé. Las corrientes que sobrepasan el valor pick-up son detectadas y registradas en la protección del relé. Una vez que el tiempo de retardo configurado en el relé, ha pasado, se emitirá una señal de disparo.

Para la configuración de esta función, el dispositivo cuenta con cuatro elementos de sobrecorriente de tiempo definido o instantáneos (50-2, 50-1, 50N-2 y 50N-1) y dos elementos de sobrecorriente de tiempo inverso (51 y 51N).

Los elementos de tiempo inverso, son un caso especial, puesto que, éstos operan cuando la corriente excede el valor pick-up en un factor de 1.1. El tiempo de retardo para la señal de disparo va a depender de la corriente de falla que en ese momento está fluyendo y de la curva característica tiempo-corriente seleccionada.

#### *b) Protección de Sobrecorriente Direccional (67, 67N)*

La protección de sobrecorriente direccional realiza la misma función que la NO direccional, con la diferencia de que, la protección direccional tiene mayor aplicación en sistemas en los cuales es indispensable que el dispositivo detecte aparte de la magnitud, la dirección de la corriente de falla, como es el caso de sistemas en anillo. Puesto que en estos casos, al ocurrir un cortocircuito, el sentido del flujo de potencia varía, es decir fluye de ambos extremos de la línea hacia la falla.<sup>[1]</sup>

Para la configuración de esta función el dispositivo cuenta con cuatro elementos de tiempo definido, dos de fase (67-2 y 67-1) y dos de tierra (67N-2 y 67N-1), y

---

<sup>[1]</sup> Tesis de Grado “Estudio y Análisis del Sistema de Protecciones Eléctricas para la determinación del anillo a 69 kV, entre las S/E Ibarra-Otavalo-Cayambe-La Esperanza-Cotacachi”, Ing. Alejandro Caiza, Ing. Edison Cujilema, pag 37.

con dos elementos de tiempo inverso, uno para fase y otro para tierra designados como 67-TOC y 67N-TOC respectivamente.

Tanto para la protección de sobrecorriente no direccional y direccional se requiere que el equipo esté conectado al transformador de corriente y al transformador de voltaje. La protección de sobrecorriente de tiempo (no direccional) puede operar, si se sobrepone con la protección de respaldo o también puede ser deshabilitada.

*c) Protección de Voltaje (27,59)*

La protección de voltaje tiene la función de proteger al equipo eléctrico contra bajos y sobre voltajes, que son estados operacionales desfavorables, puesto que causan problemas de estabilidad y aislamiento. Generalmente se tienen voltajes altos anormales cuando baja la carga o cuando las líneas de transmisión son largas. Mientras que bajos voltajes se tienen cuando hay subidas de carga o pérdidas de fase.

El dispositivo cuenta con dos elementos para la protección de sobrevoltaje (59-2 y 59-1), y con dos elementos para la protección de bajo voltaje (27-2 y 27-1). En los cuales los ajustes del valor pick-up y del tiempo de retardo, para cada elemento se lo hace individualmente.

*d) Protección de Secuencia Negativa (46)*

La principal función de esta protección es detectar las cargas desbalanceadas de un sistema, pero además se lo puede usar para detectar interrupciones, fallas y problemas de polaridad en transformadores de corriente. Generalmente se lo utiliza cuando las fallas que se detectan fase-fase, fase-tierra o doble fase-tierra, son de magnitudes más bajas que las corrientes de carga máxima.

Esta protección comprende dos elementos de tiempo definido que son designados como 46-1 y 46-2, y un elemento de tiempo inverso designado como 46-TOC.

*e) Protección de Frecuencia (81 O/U)*

La protección de frecuencia detecta frecuencias altas y bajas anormales en el sistema. Si la frecuencia queda fuera del rango aceptable, se comienzan las acciones apropiadas como la distribución de carga o separando un generador del sistema.

Una disminución en la frecuencia del sistema ocurre cuando el sistema experimenta un aumento en la demanda de potencia reactiva, o cuando un funcionamiento defectuoso ocurre con el generador principal o con el control de la generación automática del sistema. Un aumento en la frecuencia del sistema ocurre cuando grandes cantidades de carga están alejadas del sistema, o también cuando un funcionamiento defectuoso ocurre con el generador principal o con el control de la generación automática del sistema.

La frecuencia es detectada desde voltajes fase-fase  $V_{a-b}$  aplicando al dispositivo. Si la amplitud de este voltaje es muy pequeña, uno de los otros voltajes fase-fase es usada en su lugar. A través de la utilización de filtros y mediciones repetidas, la evaluación de frecuencia es libre de influencias armónicas y además es muy precisa.

La protección de frecuencia consiste de cuatro elementos de frecuencia. Alguno de los elementos de frecuencia dados pueden ser ajustados al valor pick-up, ya sea para las condiciones de sobrefrecuencia o baja frecuencia. Cada uno de los elementos pueden ser ajustados independientemente, y utilizados para realizar diferentes funciones dentro del sistema. Para el estado de frecuencia, el usuario puede especificar independientemente de los valores límites parametrizados si este estado funcionará como disminución o incremento del estado. Por esta razón, esto puede también ser usado para aplicaciones especiales, si, por ejemplo, el usuario desea una señalización en caso de un sobrerango de frecuencia que están debajo de la frecuencia nominal.

*f) Supervisión de Funciones*

Este equipo está provisto por capacidades extensas de supervisión, tanto en hardware como en software. Por ejemplo, realiza la supervisión de los datos registrados por el equipo constantemente, por lo tanto para esta opción es muy importante las conexiones del transformador de voltaje y del transformador de corriente. Adicionalmente, es posible llevar a cabo la supervisión de todos los eventos que suceden en un circuito ya sea disparo o cierre, mediante la utilización apropiada de las entradas binarias disponibles en el equipo.

*g) Detección de fallas a tierra sensibles (64, 50Ns, 67Ns)*

Esta opción sirve para detectar fallas a tierra en sistemas aislados o compensados. También se puede determinar las impedancias altas que se originan de las fallas a tierra en sistemas sólidamente aterrados o de baja resistencia. Sin embargo cuando las fallas a tierra son exageradamente altas, es recomendable la aplicación de funciones de protección de sobrecorriente direccional y no direccional.

*h) Protección de Fallas a tierra Intermitentes*

Las fallas a tierra intermitentes generalmente ocurren en cables debido a una insuficiente aislación o al ingreso de agua en las juntas del cable. A menudo este tipo de fallas desaparecen automáticamente pero luego aparecen sorpresivamente luego de algún tiempo. La protección de falla a tierra intermitente es necesaria, debido a que estas fallas no son detectadas totalmente por la protección de sobrecorriente de tiempo, ordinaria.

*i) Sistema de Recierre Automático*

El sistema de recierre automático es una función muy importante del relé 7SJ63, y que puede ser aplicado principalmente a aquellos casos en los que las fallas son temporales, y se desea aumentar al máximo la disponibilidad del servicio, como

es el caso de los alimentadores aéreos. Por lo tanto es necesario implementar un sistema que cierre el circuito de interrupción brevemente luego de ocurrido el disparo.

Con esta función se tiene la ventaja de que si la falla continúa aún después de que el recierre automático se llevo a cabo, el elemento de protección vuelve a abrir el circuito de interrupción; dependiendo del número de recierres con el cual fue programado el elemento (máximo 9), entonces el circuito de interrupción hará un recierre nuevamente o permanecerá abierto.

Esta función es generalmente utilizada sólo en situaciones en que las fallas temporales se prevé. Por lo tanto, no es aplicado cuando el relé 7SJ63 se usa para proteger generadores, motores y transformadores.

#### *j) Localización de la Falla*

Una característica importante del relé 7SJ63, es que permite localizar rápidamente la falla, esto es posible debido a que se puede realizar la medición de la distancia y de la falla de cortocircuito. Para efectuar esta función es necesario que el equipo sea conectado al transformador de corriente y al transformador de voltaje.

El dispositivo empieza a localizar la falla, una vez que, el elemento del relé de sobrecorriente direccional o no-direccional emite una señal de disparo. Los primeros valores mostrados en el display corresponden a la corriente y al voltaje de cortocircuito, los cuales son almacenados en un buffer, y luego el equipo calcula automáticamente el valor de la impedancia (resistencia y reactancia)

La reactancia de falla calculada depende del valor pick-up del elemento de sobrecorriente de tiempo (direccional o no-direccional), y sólo se podrá calcular para fallas fase-tierra, siempre y cuando el dispositivo sea conectado a tres transformadores de corriente y a tres transformadores de voltaje en configuración estrella aterrado.

*k) Protección para Fallas del Interruptor (50BF)*

La función de protección para falla del interruptor supervisa la reacción del circuito de interrupción a la señal de disparo. Los métodos utilizados para determinar el estado del circuito de interrupción son los siguientes:

- El flujo de corriente a través del circuito de interrupción
- La posición del contacto auxiliar del circuito de interrupción

El criterio usado para escoger entre los dos métodos, va a depender de la función de protección que active esta opción. Por ejemplo si es la protección de voltaje la que la activa, la corriente de falla podría o no podría estar fluyendo a través del circuito de interrupción, por lo tanto, el flujo de corriente a través del circuito de interrupción no es una indicación fiable acerca de que si el circuito de interrupción operó apropiadamente. En este caso, la posición del contacto auxiliar del interruptor debería ser usada para determinar si el circuito de interrupción operó apropiadamente. Para las funciones de protección que operan en respuesta a corrientes (protección de sobrecorriente direccional y no-direccional), cualquiera de los dos métodos pueden ser usados, para determinar si el circuito de interrupción ha operado adecuadamente. Sin embargo, la operación del contacto auxiliar del circuito de interrupción, no siempre significa, que el circuito de interrupción despejó satisfactoriamente la corriente de falla, por lo tanto, el dispositivo puede ser programado de tal forma que sólo el criterio del flujo de corriente sea usado para determinar el estado del interruptor.

Si después del tiempo de retardo programado, el circuito de interrupción no se ha abierto, una señal de disparo del interruptor defectuoso será emitida, y todos los circuitos de interrupción adyacentes que pueden ser causantes de la falla, se dispararán.

La programación de esta función en el relé, se la puede realizar de dos formas diferentes:

- Mediante la Función de protección interna del relé 7SJ63 y
- Mediante una señal de disparo externa, a través de una entrada binaria (" $>50BF$  ext SRC").

#### *l) Detección de Temperatura vía RTD-boxes*

La principal aplicación de esta función es en la determinación del estado térmico de motores, generadores y transformadores. Las temperaturas pueden ser medidas en diferentes partes del objeto protegido, a través de sensores de temperatura, por ejemplo RTD (Detector de Temperatura de Resistencia), y los valores medidos son transmitidos al dispositivo vía uno o dos RTD-boxes 7XV566.

El RTD-box 7XV566 es una unidad externa la cual es montada en la parte superior de la barra. Esta unidad ofrece 6 detectores de temperatura y un interface RS485 para la comunicación con el equipo de protección.

#### *m) Secuencia de Fase*

Varias de las funciones del 7SJ63 solo operan correctamente si la secuencia de fase de los voltajes y corrientes es conocida, algunas de estas funciones son: la protección de bajo-voltaje (basado sólo en voltajes de secuencia negativa), la protección de sobrecorriente direccional, la protección de secuencia negativa y la supervisión de cantidades medidas. Por lo tanto, se emitirán mensajes, si las secuencias de fase requeridas no coinciden con las secuencias de fase calculadas, puesto que el intercambio de fases afecta directamente al cálculo de las cantidades de secuencia positiva y negativa.

La función de secuencia de fase se la puede implementar en el equipo 7SJ63 usando las entradas y haciendo los respectivos ajustes en el software, de tal forma que todas las funciones de protección y supervisión operen correctamente aún cuando la fase de rotación es invertida.



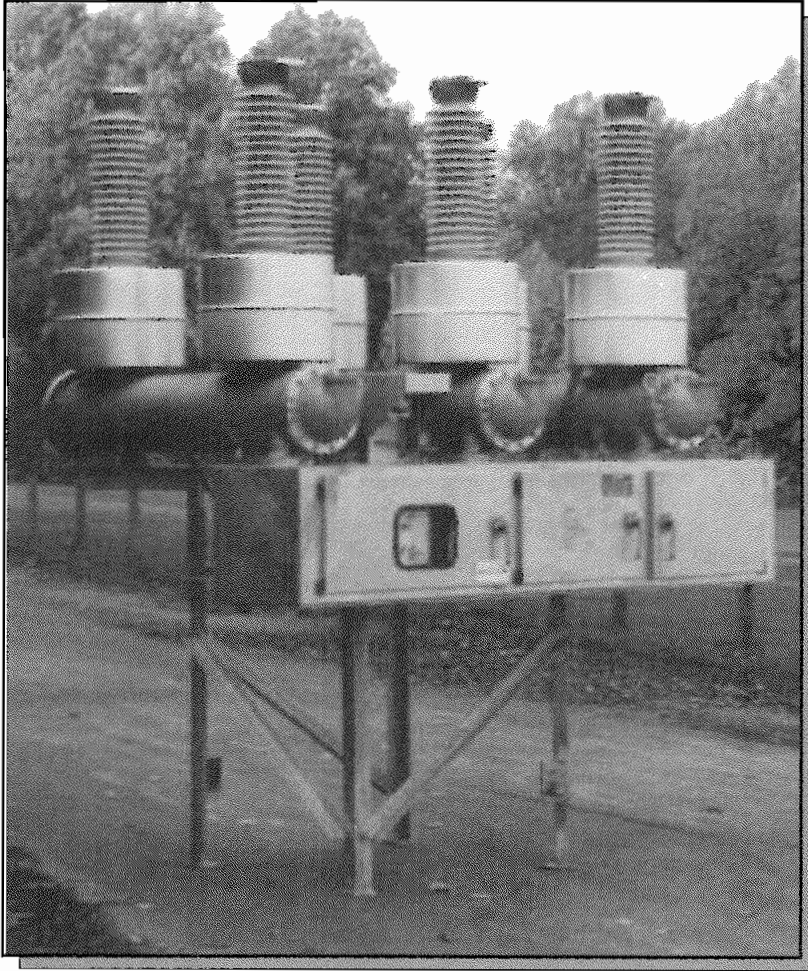
### 3.2.2 DESCRIPCIÓN DEL INTERRUPTOR AUTOMÁTICO DT1-72.5 F1<sup>[5]</sup>

Antes de describir el nuevo equipamiento de corte y seccionamiento que se instalará en la subestación Alpachaca, es necesario indicar, que es muy indispensable el reemplazo de los actuales disyuntores debido a que éstos poseen cierto nivel de obsolescencia y las condiciones de aislamiento han llegado a condiciones críticas, por lo cual este equipamiento ha perdido las características que permitan tener un sistema más confiable y seguro.

El nuevo equipo de corte y seccionamiento va a estar conformado por tres interruptores automáticos marca ALSTOM DT1-72.5 F1, tipo Tanque Muerto, con el medio de extinción en gas SF6, con accionamiento tripolar de alta velocidad, y para uso a la intemperie. Este disyuntor, posee equipos auxiliares requeridos para la operación normal, como: unidades de interrupción, aisladores de porcelana de soporte y el mecanismo de enlace de los polos. Además tiene un gabinete de control en el cual se aloja el mecanismo de control, regletas de conexión dieléctrica y equipos de protección. Los tres polos del interruptor están montados sobre una estructura de soporte común. (ver Fig. 3.2).

---

<sup>[5]</sup> “Interruptores tipo Tanque Muerto”, Conferencia dictada por ALSTOM



*Figura 3.2. Interruptor Automático TM, DT1-72.5 F1, marca ALSTOM*

### **3.2.2.1 Mecanismo de Operación del Interruptor Automático DT1-72.5 F1**

El interruptor es operado por un mecanismo a resorte que será cargado por un motor, incluye provisiones para cargar el resorte en condiciones de emergencia usando palanca manual. La operación de cierre y apertura del interruptor puede ser manual y eléctrica.

Los mecanismos de operación del interruptor han sido diseñados para operar satisfactoriamente con control local y remoto al voltaje nominal seleccionado. El control local incluye un interruptor desde un punto remoto cuando el interruptor está en la posición de "remoto". El interruptor de control local está equipado de manera que permite cerrar y abrir el interruptor cuando el interruptor selector se encuentra en la posición de local. Además los mecanismos de operación están

equipados con indicadores o señales de posición del interruptor (abierto o cerrado).

Todo el cableado para el control, señalización y bloqueo del mecanismo de operación, estarán dispuestos conjuntamente en un bloque terminal, el cual estará alejado del mecanismo de operación.

### 3.2.2.2 Características Técnicas del Interruptor Automático DT1-72.5 F1

- Probados con las normas ANSI/IEEE e IEC
- Superficies no pintadas: uso de aluminio o acero galvanizado
- Interruptores asistidos térmicamente de la Tercera generación
- Capacidad del interruptor antes del mantenimiento interno:
  - 15 operaciones en falla
  - 2000 operaciones a corriente nominal
  - 10,000 operaciones mecánicas
- A-C-A 15s-CA secuencia de operaciones
- Espacio para más de 3 transformadores de corriente
- Sísmicamente calificado de acuerdo la norma IEEE 693
- Válvula de sobre-presión segura y simple
- Tubería de acero inoxidable con un mínimo de conexiones
- Válvula Dilo para el llenado del gas SF6
- Tanques diseñados y probados según la norma ASME
- Cantidad mínima de superficies selladas - Menos de 1 % de fuga por año
- Terminal de Alto Voltaje NEMA 4
- Fácil de ensamblar – sólo montar la estructura de soporte.
- Placas de anclaje simétricas
- Bloqueador de puerta abierta - Puertas removibles
- Acceso fácil a los paneles para mantenimiento
- Probado para tener una vida de más de 10,000 operaciones
- Resortes de baja energía
- Motor de baja potencia para la carga del resorte

Las Especificaciones Técnicas de éstos interruptores se documentan en el ANEXO 3.

### 3.2.3 BENEFICIOS QUE SE TENDRÁ AL CAMBIAR LOS EQUIPOS EN LA SUBESTACIÓN ALPACHACA

Los beneficios que se tendrán al realizar el cambio de equipos en la subestación Alpachaca son diversos, a continuación se describen las ventajas que se tiene con el cambio de relés y con el cambio de los disyuntores.

#### 3.2.3.1 Beneficios por cambiar los Relés<sup>[1]</sup>

- La principal ventaja que se tendrá en la subestación Alpachaca, al cambiar los relés electrónicos por relés digitales es, la opción de conformar un sistema SCADA para realizar funciones de control y monitoreo, y en un futuro automatizarla.
- Debido a que éstos relés funcionan como unidades electrónicas inteligentes (IED's), tienen la capacidad de realizar diversas funciones, como son:
  - **Medición:** voltaje, corriente, potencia, energía, factor de potencia, etc.
  - **Control:** Abrir y cerrar interruptores, seccionadores, local y remotamente desde un centro de control.
  - **Supervisión:** Mediante esta función se puede visualizar los estados de alarmas de los distintos componentes del sistema eléctrico, controlar los niveles de voltaje, chequear el nivel de aceite de los transformadores, transferir la información de los eventos registrados por el relé a una PC los cuales servirán para tomar los correctivos necesarios, etc.

---

<sup>[1]</sup> Tesis de Grado "Estudio y Análisis del Sistema de Protecciones Eléctricas para la determinación del anillo a 69 kV, entre las S/E Ibarra-Otavalo-Cayambe-La Esperanza-Cotacachi", Ing. Alejandro Caiza, Ing. Edison Cujilema, pag 50.

- Tener alta confiabilidad.
  
- En el momento de realizar la calibración no es necesario aproximar los parámetros obtenidos de los cálculos ya que se los puede ajustar al valor calculado, aquí habrá que considerar si el valor calculado es el adecuado para la coordinación, caso contrario habrá que tomar un valor que esté alrededor de éste y ayude a obtener la coordinación adecuada.
  
- Prácticamente la calibración se lo hace una sola vez, al momento de realizar la instalación por lo que los costos de operación y mantenimiento se reducen.

### 3.2.3.2 Beneficios por cambiar los Interruptores TV por Interruptores TM<sup>[5]</sup>

Los Interruptores Tanques Muertos relativamente requieren menos espacio que los Tanques Vivos (importante para el reemplazo de Interruptores de gran volumen de aceite en Subestaciones existentes). Para el caso particular de este proyecto, no es así puesto que los interruptores Tanque Muerto son de mayor dimensión que los de Tanque Vivo.

- Las cimentaciones son más ligeras porque el centro de gravedad es más bajo.
- Excelentes aptitudes sísmicas.
- Necesitan menos terminales de conexión de Alta Tensión
- Requieren menos porcelanas: por lo cual es menor el mantenimiento en áreas contaminadas
- Se tiene acceso al Interruptor TM desde el nivel del piso
- Los arqueos internos resultarán en fallas a tierra por lo tanto las porcelanas no serán afectadas
- El equipo viene de un solo lugar en un solo embarque (TV+TC convencionales)

---

<sup>[5]</sup> “Interruptores tipo Tanque Muerto”, Conferencia dictada por ALSTOM

- La capacidad dieléctrica es superior en áreas de alta contaminación (Salt fog test)
- *Ventajas acerca de los Transformadores de Corriente:*
  - No requieren una fundición extra
  - No requieren un gabinete extra para el cableado secundario
  - No requieren una estructura de soporte adicional
  - Son baratos
  - No tienen aceite (por lo cual no es necesario realizar mantenimiento cada cierto período)
  - Pueden ser arreglados de los dos lados del interruptor
  - Los devanados pueden ser reemplazados fácilmente

### **3.3 APLICACIÓN DE LAS FUNCIONES DE PROTECCIÓN EN LA SUBESTACIÓN ALPACHACA**

Luego de analizar la descripción de cada una de las funciones incorporadas en el relé en líneas anteriores y de acuerdo a las características que tiene la subestación Alpachaca se ha visto que no cuenta con los requerimientos necesarios para que se puedan aplicar todas las funciones que los nuevos relés tienen incorporadas, por lo tanto se aplicarán sólo aquellas funciones que se adapten a las necesidades del sistema y que además permitan obtener un sistema de protección y medición óptimo, confiable y seguro

Entre las funciones de protección que se sugieren aplicar en la subestación Alpachaca están:

- Protección de Sobrecorriente Direccional (67, 67N)
- Protección de Voltaje (59, 27)
- Protección de Frecuencia (81 O/U)
- Localización de la Falla
- Supervisión de Funciones y
- Sistema de Recierre Automático

Otra de las funciones que sería muy importante aplicar en la subestación Alpachaca es la protección de fallas del interruptor, puesto que nos permite operar con mayor respaldo, pero, debido a que esta subestación no cuenta con un elemento indispensable como es el relé de disparo de barras 86 B, no se puede aplicar esta función.

Todas las funciones sugeridas para aplicar en la subestación Alpachaca, como se dijo anteriormente requieren del software DIGSI®4 para ser activadas y configuradas en el relé, mediante este programa se tiene la opción de habilitar o deshabilitar las funciones que se deseen, pero para ciertas funciones de protección no sólo se tiene la opción de habilitar y deshabilitar, sino que además, es necesario introducir parámetros de ajuste, como es el caso de las funciones de protección de sobrecorriente, voltaje, frecuencia y localización de fallas. Estos parámetros deben ser calculados previamente de acuerdo a las características de la subestación.

### **3.4 DETERMINACIÓN DE PARÁMETROS**

#### **3.4.1 PROTECCIÓN DE VOLTAJE (27, 59)**

Los parámetros de ajuste para esta función se consideraron, tomando en cuenta el crecimiento que tiene el voltaje en la barra de la subestación Alpachaca cuando se dispara alguno de sus alimentadores, además que para el caso de las barras de 69 kV, 46 kV y 34.5 kV, el transmisor deberá mantener los niveles de voltaje dentro de la banda de  $\pm 3\%$  del voltaje nominal, según disposiciones del CONELEC en la Regulación N° 004/02.

Por lo tanto el valor que debe ser seteado en el relé para sobre voltaje es de 35.5 kV y para Bajo voltaje es de 33.5 kV.

### **3.4.2 PROTECCIÓN DE FRECUENCIA (81 O/U)**

Los valores de ajuste para esta protección se consideran de acuerdo al esquema de alivio de carga que se tenga para esta subestación. En el esquema de alivio de carga que EMELNORTE presenta, no involucra a la subestación Alpachaca, por lo tanto esta función no puede ser aplicada en esta subestación.

### **3.4.3 LOCALIZACIÓN DE LA FALLA**

Para la aplicación de esta función se utilizará los datos de calibre, longitud, impedancia de secuencia positiva y de secuencia cero, puesto que con estos datos el relé calcula el punto exacto de la localización de la falla. En el ANEXO 1 se presentan los datos de los conductores de las líneas de transmisión que salen de la subestación Alpachaca.

### **3.4.4 PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE DIRECCIONAL (67, 67N)**

La determinación de los parámetros para la protección de sobrecorriente se le ha dejado para el final, puesto que para esta función se requiere de un análisis más extenso, ya que la determinación de éstos parámetros no sólo dependen de las características de la subestación sino que también va a depender de las características que tengan las subestaciones contiguas, es decir de la calibraciones de los relés de sobrecorriente que se encuentran aguas arriba y aguas abajo de la subestación Alpachaca.

Por lo tanto para este estudio es necesario revisar y analizar la coordinación y calibración de las protecciones de las subestaciones que se encuentran a nivel de 34.5 kV y que son contiguas a la subestación Alpachaca, con el fin de verificar si los ajustes actuales de los relés de la subestación Alpachaca están correctos, de tal forma que se puedan aplicar los mismos valores a lo nuevos relés, o caso contrario se requiere realizar un nuevo estudio para recalibrar los relés.



A continuación se realiza un análisis de la coordinación de protecciones del sistema de EMELNORTE S.A. que se encuentra a nivel de 34.5 kV.

#### **3.4.4.1 Revisión de la Coordinación de Protecciones del Sistema de EMELNORTE S.A. a nivel de 34.5 kV**

A nivel de 34.5 kV, las subestaciones que conforman el sistema de EMELNORTE S.A. y que son contiguas a la subestación Alpachaca, son:

- Subestación Despacho de Carga
- Subestación Atuntaqui
- Subestación Tabacundo
- Subestación San Vicente
- Subestación Alpachaca y
- Central Ambi

El suministro de energía para todas estas subestaciones lo reciben del Sistema Nacional Interconectado (S.N.I) a través de la subestación Ibarra-TRANSELECTRIC (Barra N° 2). (ver Figura 3.3)

En este análisis no se consideran las protecciones de las subestaciones San Vicente y Tabacundo, puesto que con la conformación del anillo de 69 kV, la carga de la subestación Tabacundo se transfiere hacia la subestación La Esperanza.

Por lo tanto el análisis de la coordinación de protecciones de esta parte del sistema de EMELNORTE S.A., se realizará de acuerdo al sistema de la Figura. 3.4, en el cual se analizará la coordinación tanto para la protección de fase como para la protección de falla a tierra, con el fin de verificar si la calibración de éstos relés están correctos.

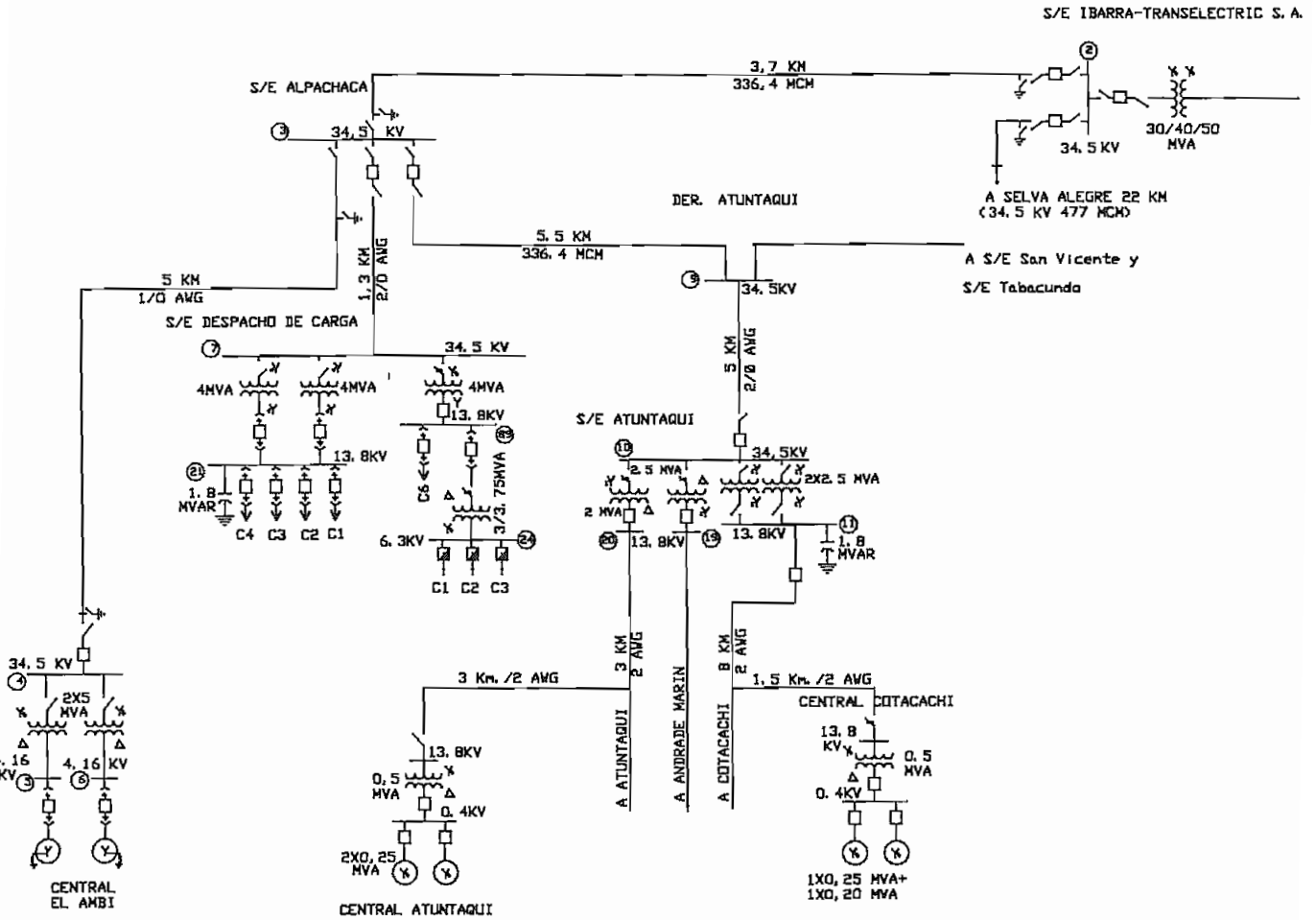


FIGURA 3.3.- SISTEMA DE EMELNORTE S.A. A NIVEL DE 34.5 KV.

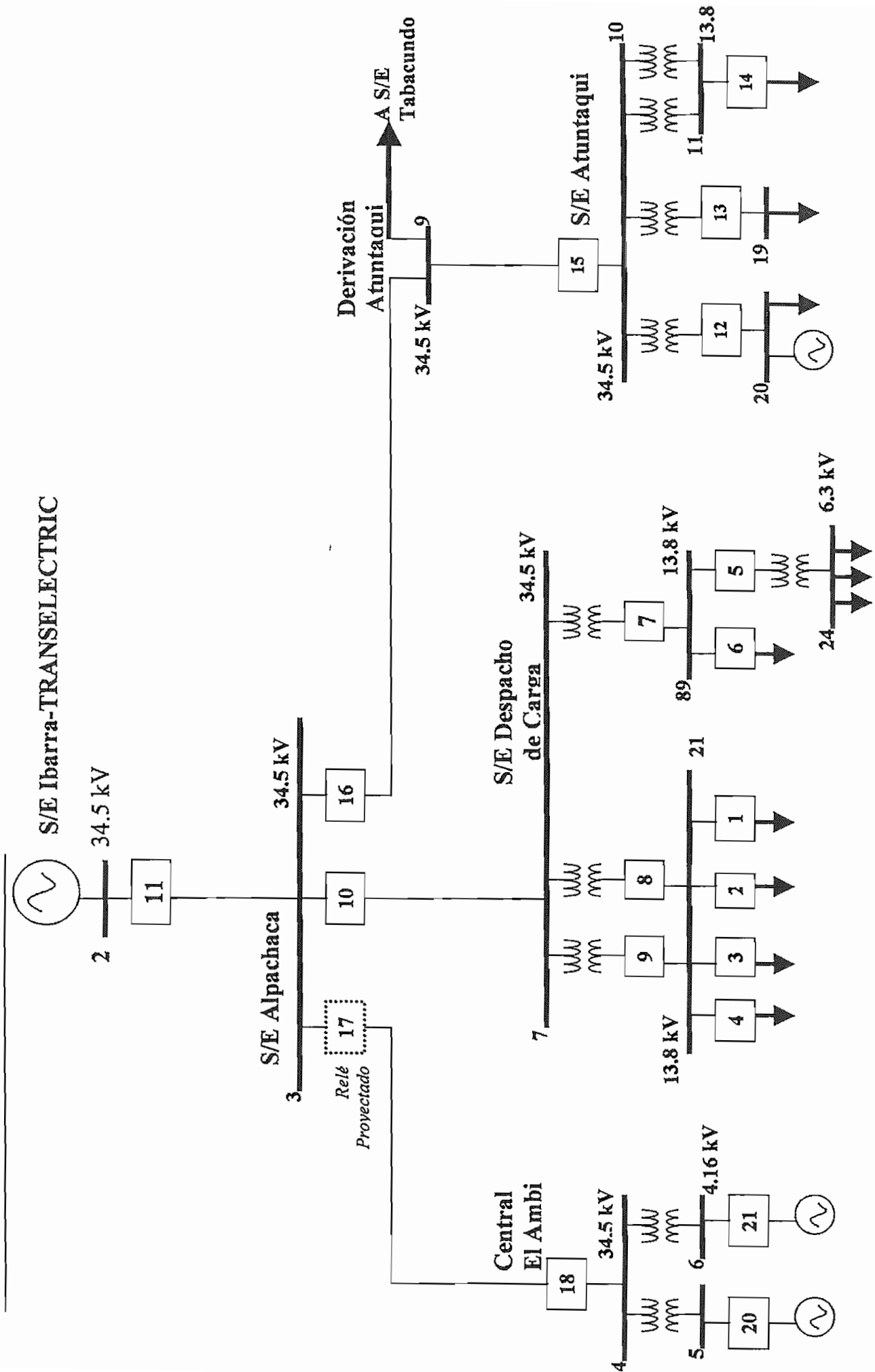


FIGURA 3.4.- SISTEMA DE PROTECCIONES DEL SISTEMA DE EMELNORTE S.A A NIVEL DE 34.5 KV.

El estudio se dividirá en cuatro casos, que comprenden:

- **Caso 1.-** análisis de la coordinación entre los relés 12, 13 y 14 con los relés 15, 16 y 11.
- **Caso 2.-** análisis de la coordinación de los relés 5 y 6, con los relés 7, 10 y 11.
- **Caso 3.-** análisis de la coordinación entre los relés 1, 2, 3 y 4, con los relés 9 y 8, y con los relés 10 y 11.
- **Caso 4.-** análisis de la coordinación entre el relés 18 con los relés 20 y 21.

Debido a que se trata de un sistema radial, el análisis de las protecciones se realiza desde la parte más alejada de la fuente y se sigue acercándose hacia la misma. Por lo tanto para los casos 1, 2 y 3, el análisis se realiza considerando como referencia el relé de la subestación Ibarra-TRANSELECTRIC, mientras que para el caso 4 la referencia son los relés de la Central Ambi.

Los datos utilizados en este análisis fueron los parámetros de ajuste de todos los relés de protección de sobrecorriente de fase y de neutro del área de 34.5 kV, y las curvas características de cada tipo de relé. ANEXO 4 y ANEXO 5.

En el ANEXO 6 se encuentran los resultados del análisis realizado.

#### **3.4.4.2 Comentarios**

##### **CASO 1**

a) **Protección de Fase.-** Para la protección de Fase se puede apreciar que aparentemente existe coordinación entre los relés 12-15 y 16, puesto que no hay cruces entre las curvas de operación, lo cual permite tener un suficiente margen de coordinación entre cada una de las curvas y a la vez garantizar una adecuada selectividad.

Entre las curvas de los relés 16 y 11, no existe cruce, pero se sugiere que se amplíen los tiempos de coordinación, ya que puede existir error de operación,

debido a la cercanía de las curvas. El margen de coordinación que se tiene está alrededor de 0.1 a 0.15 segundos, el cual no se considera adecuado puesto que el rango en el que se toma en cuenta el tiempo de operación de los disyuntores, el de los relés y más un factor de seguridad es de 0.3 a 0.5 segundos.

Con respecto a los instantáneos primarios, se aprecia que se cruzan los instantáneos de los relés 15 y 16, cuyo valor es de 1500A, por lo tanto se recomendaría disminuir el valor del instantáneo del relé 15, tomando en cuenta que los instantáneos tienen como función despejar fallas desde el inicio de las líneas de transmisión hasta el 85% de ellas.

**b) *Protección de Falla a Tierra.***- Para la protección de falla a tierra y de acuerdo a la gráfica se sugiere recalibrar los relés 12 y 15, puesto que se aprecia que las curvas de éstos relés se superponen y sobrepasan a las curvas de los relés 16 y 11 que son la referencia.

## **CASO 2**

**a) *Protección de Fase.***- En este caso se puede apreciar en la gráfica que las curvas de los relés 5 y 7 se superponen y sobrepasan a las curvas de los relés 10 y 11 que son la referencia, por lo tanto los relés 5 y 7 se sugiere que sean recalibrados.

En cuanto a los relés 10 y 11, existe un tiempo de coordinación que varía de 0.37 a 1.14 segundos, el cual se considera adecuado, puesto que se encuentran dentro del rango de tiempo en el que se considera apertura de los disyuntores más el tiempo de operación de los relés.

**b) *Protección de Falla a Tierra.***- Para este caso se aprecia en la gráfica que los relés 5 y 7 están descoordinados con respecto a los relés 10 y 11. La curva del relé 7 sobrepasa a las curvas de los relés 10 y 11 que son la referencia, y la curva del relé 5 se encuentra muy alejada de las otras curvas.

Por lo tanto se sugiere disminuir el valor del DIAL para el relé 7, y mover el valor del TAP del relé 5, para corregir esta situación.

Entre los relés 10 y 11 existe un tiempo de coordinación que varía entre 0.33 y 1.4 segundos, que es un tiempo adecuado para evitar error de operación de los relés.

### *CASO 3*

Aquí se puede apreciar que tanto para la protección de fase y para la protección de falla a tierra no existe coordinación, puesto que las curvas de operación de los relés 1 y 8, se superponen sobre las curvas de los relés 10 y 11 que son la referencia.

### *CASO 4*

Este caso es especial puesto que se coordina respecto al relé de la Central El Ambi, las curvas de operación que se analizan pertenecen a los relés 18 y 20, para la protección de fase y para la protección de falla a tierra, el margen de coordinación entre las curvas está alrededor de 1 y 3 segundos, el cual se considera adecuado para que exista selectividad.

En resumen, una vez realizado este análisis, se puede observar que aguas arriba de la subestación Alpachaca, los relés están bien coordinados, puesto que, en los casos analizados se observó que entre las curvas de operación de los relés de la subestación Alpachaca con respecto al relé de la subestación Ibarra-TRANESLECTRIC que es la referencia, no existen cruces y que hay un adecuado margen de coordinación.

En tanto que aguas abajo de la subestación Alpachaca, se pudo apreciar que existe una gran descoordinación, de tal forma que en caso de fallas en los alimentadores que se encuentran en esta parte del sistema, los relés que operan son los de la subestación Alpachaca, como se ha podido comprobar en la

práctica, por ejemplo, cuando falla uno de los alimentadores de la subestación Despacho de Carga el relé que ha operado ha sido el de la subestación Alpachaca (10).

Las gráficas tiempo-corriente para todos los casos están documentadas en el ANEXO 6.

#### **3.4.4.3 Cálculo de Parámetros**

De acuerdo al análisis realizado en el párrafo anterior, se pudo comprobar que los ajustes actuales de los relés 10 y 16 pertenecientes a la subestación Alpachaca (ver Figura. 3.4) están correctos, si tomamos como referencia la curva del relé perteneciente a la subestación Ibarra-TRANSELECTRIC.

Por lo tanto para que no existan variaciones en el comportamiento del sistema, para los nuevos relés se sugiere aplicar los mismos parámetros para la protección de sobrecorriente direccional, consecuentemente será necesario tomar en cuenta las características que presenten los nuevos equipos como son: relaciones de transformación de los TC's, y curvas características de operación de los nuevos relés.

Para calcular los parámetros de ajuste (TAP, DIAL e INSTANTÁNEO) del nuevo relé que se instalará en la posición de la línea Alpachaca-Ambi (Relé 17), será necesario obtener las corrientes de falla a través de las líneas Alpachaca-Ambi y TRANSELECTRIC-Alpachaca. Puesto que este relé se coordinará con el relé de la subestación Ibarra-TRANSELECTRIC, en el punto que corresponde a la máxima falla a mínima demanda.

A continuación se describe el procedimiento desarrollado para obtener los parámetros de ajuste para cada uno de los relés de la subestación Alpachaca.

### 3.4.4.3.1 Calibración RELÉ 17

#### *Simulación de las corrientes de Falla*

Mediante el Paquete Computacional PowerWorld versión 9.0 de propiedad de EMELNORTE S.A., se simularon fallas trifásicas, bifásicas y monofásicas, tanto para demanda máxima como para demanda mínima, en las barras de la subestación Alpachaca y de la Central Ambi.

Una vez obtenidos los resultados, se observó que a demanda máxima y a demanda mínima los valores son similares en magnitud, puesto que en el bosquejo modelado por el Departamento de Planificación, en generación mínima no se tiene salida de ningún generador, sólo se tiene disminución de generación, lo cual no afecta a las corrientes de falla ya que éstas dependen de la impedancia que tenga el sistema. El análisis se realizó considerando los valores a demanda máxima.

El relé 17 protegerá la línea 3-4, por lo tanto para su calibración se utilizarán las corrientes de falla a través de esta línea, para una falla en la Barra 4. Se considerarán dos casos:

- Corrientes en las cercanías de la Barra 3 (2% de la línea)
- Corrientes en las cercanías de la Barra 4 (83% de la línea)

Los datos obtenidos se muestran en la TABLA 3.1

TIPO DE FALLA	FALLA BUS 4	
	I (A) al 2% de la línea	I (A) al 83 % de la línea
Falla Trifásica	1881.86	1890
Falla Bifásica	1629.75	1640
Falla Monofásica	1581.42	1552
Falla Secuencia Cero	636.57	672

*TABLA 3.1.- Corrientes de Falla a través de la línea 3-4*



Para analizar el tiempo de operación del relé de la subestación Ibarra-TRANSELECTRIC (Relé 11), considerado como referencia en la calibración del Relé 17, se obtendrán las contribuciones a la corriente de falla a través de la línea 2-3, para falla en el Bus 3 y en el Bus 4. En la TABLA 3.2 se indican los resultados.

TIPO DE FALLA	Aportes a la Falla a través de la línea 2-3 I (A) al 2% de la línea	
	FALLA BUS 3	FALLA BUS 4
Falla Trifásica	2675.55	1792.84
Falla Bifásica	2317.10	1552.65
Falla Monofásica	2000.44	1498.40
Falla Secuencia Cero	1390.29	579.87

*TABLA 3.2.- Contribución a las corrientes de falla a través de la línea 2-3*

### *Selección del TC*

El valor del TC se ha seleccionado tomando en consideración la corriente que fluirá por la línea 3-4 a demanda y generación máxima de la Central Ambi, y a la cual se le añadido un porcentaje de seguridad, tomando en cuenta el crecimiento de la carga que se tendrá para los años siguientes. Y también tratando de ajustar el valor del TAP al valor más adecuado para que exista una correcta coordinación entre los relés.

La generación máxima del Ambi es de 8 MVAs, más el rango de sobrecarga se tiene:

$$LIMITE = 10 MVAs$$

$$I_{carga} = \frac{MVA}{\sqrt{3} \times kV} = \frac{10 MVAs}{\sqrt{3} \times 34.5 kV} = 167.35 A$$

Para este valor de corriente el TC seleccionado es: **600/5**

*Cálculo TAP, DIAL e INSTANTÁNEO para la Fase* <sup>[7][9][10]</sup>

**TAP**

El TAP es un valor de corriente mínima que debe producir la operación del relé en un tiempo no determinado. Este valor está designado en Amperios y se calcula mediante la siguiente expresión:

$$TAP = \frac{I_{carga}}{RTC} \quad \text{ec. 1}$$

$$TAP = \frac{167.35 A}{120} = 1.4 A$$

Con el fin de obtener una mejor coordinación se cambia el valor del TAP.

$$TAP = 3$$

**DIAL**

El DIAL se elegirá dándole el tiempo más corto posible para que opere el Relé 17, y considerando el margen de coordinación adecuado con respecto a la curva de operación del Relé 11, con el fin de evitar falsas operaciones por calibraciones.

El intervalo de coordinación entre dos características sucesivas tiempo-corriente está en el rango de 0.3 a 0.5 segundos, puesto que es el rango en el que se toma en cuenta el tiempo de operación de los disyuntores más un factor de seguridad, además tomando un valor del rango mencionado se mantiene la selectividad, la que se puede perder debido a:

[7] PROTECCIONES DE SISTEMAS ELÉCTRICOS, Luis A. Brand C., Juan A. Moncada V.

[9] Tesis de Grado “Confiabledad del Sistema de Coordinación de Protecciones Transmisión – Distribución Subestación Vicentina – Subestación Ibarra – EMELNORTE”, Ing. Julio García, Ing. Xavier Gómez.

[10] TRANSELECTRIC S.A. Ing. Crhistian Ortega

- Tiempo de operación de los disyuntores
- Variaciones de los niveles de fallas
- Errores de los transformadores de corriente

Considerando éstos criterios, el DIAL del Relé 17 debe calcularse con el tiempo del Relé 11 menos 0.4 segundos.

Con las corrientes de falla de la TABLA 3.2 se analizó los tiempos de operación para el Relé 11, obteniéndose que para la fase, el tiempo de operación es de 0.82 segundos.

$$t_{\text{relé } 11} = 0.82 \text{ seg}$$

$$t_{\text{relé } 17} = 0.82 - 0.4 = 0.42 \text{ seg}$$

Para obtener el número de veces el TAP se consideró la corriente de falla mínima (falla monofásica) a través de la línea 3-4 en las cercanías de la Barra 3, es decir al 2% de la línea. (TABLA 3.1)

$$I_{\text{falla prim}} = 1581.42 \text{ A}$$

$$I_{\text{falla sec}} = \frac{I_{\text{falla prim}}}{RTC} \quad \text{ec. 3}$$

$$I_{\text{falla sec}} = \frac{1581.42 \text{ A}}{120} = 13.18 \text{ A}$$

Y las veces el TAP se calcula con la siguiente expresión:

$$\text{Veces-TAP} = \frac{I_{\text{falla sec}}}{TAP} \quad \text{ec. 4}$$

$$\text{Veces-TAP} = \frac{13.18 \text{ A}}{3} = 4.4$$

Con los valores del tiempo y Veces-TAP, se pasa a las curvas características del Relé SIPROTEC (ANEXO 3), las cuales están definidas por fórmulas

matemáticas, en las que, dependiendo de los datos que se disponga se puede calcular el parámetro que falta.

Para la curva característica muy inversa, que es la curva con la que se calibró los relés 10 y 16, la fórmula matemática es:

$$t = \left( \frac{3.922}{\left( \frac{I}{I_p} \right)^2 - 1} + 0.0982 \right) * D \text{ [s]} \quad \text{ec. 5}^{[3]}$$

Donde:

t = tiempo de operación del relé en segundos

I = Corriente de falla en el secundario en Amperios

$I_p$  = TAP

D = DIAL

De esta ecuación se obtuvo:  $DIAL = 1.3$

## **INSTANTÁNEO**

La unidad Instantánea tiene como característica reducir el tiempo de operación de los relés ante fallas severas y además tiene la función de trabajar como protección primaria, lo cual permite reducir el riesgo de dañar los equipos protegidos por el relé.

Para este caso el INSTANTÁNEO se calculará, considerando la máxima corriente de falla, pero al 83% de la línea de transmisión, este valor se fijó con el fin de asegurar que el relé no actúe con una falla que esté fuera del tramo que está protegiendo.

---

<sup>[3]</sup> Manual del Relé SIPROTEC®4 7SJ63

Por lo tanto de acuerdo a la TABLA 3.1, la corriente de falla máxima en el 83% de la línea 3-4, corresponde a la falla trifásica.

$$I \text{ falla max} = 1890 \text{ A}$$

Que es la máxima corriente que debe censar el relé, para operar instantáneamente, por lo tanto:

$$INSTANTÁNEO \text{ primario} = 1890 \text{ A}$$

Y el Instantáneo secundario se obtiene mediante la siguiente expresión.

$$INSTANTÁNEO \text{ secundario} = \frac{INSTANTÁNEO \text{ primario}}{RTC} \quad \text{ec. 6}$$

$$INSTANTÁNEO \text{ secundario} = \frac{1890 \text{ A}}{120} = 15.8 \text{ A}$$

### **Cálculo del TAP, DIAL e INSTANTÁNEO para el Neutro**

#### **TAP**

El valor del TAP para el neutro se tomó la mitad del TAP de la fase, considerando el criterio de que por el Neutro pasa una corriente menor a la corriente que pasa por la fase. Por lo tanto:

$$TAP = 0.7$$

#### **DIAL**

Para la selección del DIAL del neutro se consideran los mismos criterios que para la fase.

El tiempo de operación del Relé 11 para el neutro es:

$$t_{\text{relé } 11} = 0.42 \text{ seg}$$

$$t_{\text{relé } 17} = 0.42 - 0.3 = 0.12 \text{ seg}$$

El número de veces el TAP se calculó con la corriente de falla de secuencia cero a través de la línea 3-4 en las cercanías de la Barra 3, es decir al 2% de la línea. (Tabla 3.1)

$$I_{\text{falla prim}} = 636.57 \text{ A}$$

Mediante las ecuaciones 3, 4 y 5, se obtiene:

$$I_{\text{falla sec}} = 5.3 \text{ A}$$

$$\text{Veces - TAP} = 7.6$$

$$DIAI = 0.72$$

### **INSTANTÁNEO**

El valor del Instantáneo para el neutro se calculó con la corriente de falla de secuencia cero al 83% de la línea de transmisión 3-4. (Tabla 3.1)

$$I_{\text{falla}} = 672 \text{ A}$$

$$\text{INSTANTÁNEO secundario} = 5.6 \text{ A}$$

de la ec. 6

#### **3.4.4.3.2 Recalibración RELÉS 10 y 16**

Los nuevos relés se sugiere calibrarlos con los mismos parámetros primarios que están calibrados los actuales, los parámetros secundarios variarán debido a que el valor del RTC cambiará, puesto que los nuevos disyuntores no poseen las mismas relaciones de transformación que los actuales relés.

Los parámetros de ajuste actuales para la protección de fase del Relé 10 son:

$$TAP = 1.5 = \text{Corriente Secundaria}$$

$$DIAL = 0.05$$

$$\text{INSTANTÁNEO secundario} = 10 \text{ A}$$

$$RTC = 150/1 = 150$$

Por lo tanto los valores primarios son:

$$\text{Corriente Primaria} = 1.5 \times 150 = 225 \text{ A}$$

$$\text{INSTANTÁNEO primario} = 10 \times 150 = 1500 \text{ A}$$

En las especificaciones técnicas de los nuevos disyuntores, documentadas en el ANEXO 3, se indican las nuevas relaciones de transformación disponibles para los TC's, de las cuales se seleccionará aquella que más se aproxime a la relación de transformación del actual relé.

El valor que más se aproxima al actual es:

$$RTC = 600/5 = 120$$

Una vez seleccionado el RTC, se procede a obtener el valor de la corriente secundaria y el instantáneo secundario, referido a este valor.

$$\text{Corriente Secundaria} = \frac{\text{Corriente Primaria}}{RTC_{\text{nueva}}} = \frac{225 \text{ A}}{120} = 1.88 \text{ A}$$

$$\text{INSTANTÁNEO secundario} = \frac{\text{INSTANTÁNEO primario}}{RTC_{\text{nuevo}}} = \frac{1500 \text{ A}}{120} = 12.5 \text{ A}$$

Que corresponden al TAP e INSTANTÁNEO que deben ser seteados en el nuevo relé.

Para la selección del DIAL, se lo hizo considerando la curva característica que se asemeje a la del actual relé, puesto que los nuevos relés presentan características diferentes a las de los actuales, y por lo tanto las curvas características de éstos también son diferentes. De tal forma que se eligió de la curva característica muy inversa, el DIAL 0.1, y que además es la curva que nos permite obtener el tiempo adecuado para que los relés actúen.

Para el Relé 16 se sigue el mismo procedimiento, tanto para la protección de Fase como para la protección de Neutro. En la TABLA 3.3 se muestran las calibraciones para los nuevos relés.

RELÉ	POSICIÓN	RTC	PROTECCIÓN	TAP	DIAL	INST.
10	A S/E DESPACHO DE CARGA 34.5 kV	600/5	FASE	1.88	1.0	12.5
			NEUTRO	0.38	1.0	5.0
16	A S/Es ATUNTAQUI-TABACUNDO 34.5 kV	600/5	FASE	1.75	1.0	12.5
			NEUTRO	0.38	1.0	5.0
17	A CENTRAL EL AMBI 34.5 kV	600/5	FASE	3	1.3	15.8
			NEUTRO	0.7	0.6	5.6

**TABLA 3.3.- Calibraciones para los nuevos relés de la subestación Alpachaca**

En el ANEXO 7 se muestra la coordinación de los nuevos relés con el relé de la subestación Ibarra-TRANSELECTRIC.



## **CAPÍTULO 4**

# **CRITERIOS BÁSICOS PARA IMPLEMENTAR UN SISTEMA DE AUTOMATIZACIÓN EN LA SUBESTACIÓN ALPACHACA**

### **4.1 INTRODUCCIÓN**

En la actualidad se impone la necesidad de una rápida mejora de la Calidad de Servicio para las Empresas Distribuidoras, por lo tanto para cumplir con esta premisa resulta imperativo la implementación rápida y efectiva de sistemas de monitoreo y control a distancia, los cuales permiten la detección, delimitación y reposición rápida de fallas producidas en distintos puntos de la red.

A esto se debe incluir que actualmente la utilización de dispositivos de campo IEDs, se ha generalizado y la adopción de redes de comunicaciones industriales, como base de la automatización de subestaciones, es cada vez más frecuente.

El hecho de instalar, equipos digitales en subestaciones permite la posibilidad de implementar Sistemas de Automatización de Subestaciones descentralizadas, utilizando diversos dispositivos electrónicos inteligentes (IEDs) para realizar las funciones requeridas (protección, control, monitoreo local y remoto, etc).

Es práctica común la normalización de la automatización de las subestaciones, debido a que las comunicaciones entre IEDs se desarrollan a través de un protocolo estándar, con el objetivo de cumplir con los requerimientos de desempeño y costos que soporte los futuros desarrollos tecnológicos. El estándar de comunicaciones debe soportar las funciones operativas de la subestación y poseer un perfil de comunicaciones, en los diversos niveles del modelo OSI, basado en los estándares IEC/ISO/OSI existentes.

## 4.2 ALCANCE

En este capítulo se proponen los puntos básicos que se deben considerar para el proceso de automatización de la subestación Alpachaca, para lo cual se analizarán y revisarán los fundamentos sobre los que se basa el estudio del sistema SCADA de EMELNORTE S.A., que se tiene previsto implementar a futuro. En este análisis se incluirán los requerimientos y especificaciones necesarias para todo el sistema en general y para el caso específico de la subestación Alpachaca, con el objetivo de integrar en forma total, el sistema de control, medición y protección de la subestación Alpachaca al sistema SCADA de EMELNORTE S.A.

## 4.3 CONCEPTOS BÁSICOS

**Unidad Terminal Remota (UTR).**- es una unidad destinada a ser alojada en algún área donde se requiera controlar a distancia la operación de equipos o sistemas. Este equipo es la terminal de un sistema de telemetría punto-multipunto con una dirección electrónica que lo identifica y realiza las funciones de transmitir a una central, mediciones y alarmas generadas en el área controlada con la finalidad de detectar fallas o registrar datos con fines estadísticos o de análisis, además de realizar funciones de comando remoto sobre los equipos bajo su control. Los UTRs envían la señal codificada por medio de trenes de onda, a través del canal de comunicaciones, hasta el centro de control del sistema, donde se procesa la información.

**Dispositivo Electrónico Inteligente (IED).**- es un dispositivo con procesadores, los cuales permiten recibir o enviar datos, realizar control, por ejemplo medidores electrónicos multifunción, relés digitales, controladores, etc.

## **4.4 CONSIDERACIONES BÁSICAS PARA LA AUTOMATIZACIÓN DE SUBESTACIÓN ALPACHACA<sup>[15]</sup>**

El sistema de automatización de la subestación Alpachaca debe hacerse sobre un “sistema abierto” con el fin de generar un proceso de integración con los demás sistemas de información de la Empresa, lo cual permitirá tener facilidades para transmisión, recepción de datos, indicación de estados, supervisión, control, medición y protección. Además de que se logrará procesar y resolver emergencias operativas en forma automática.

### **4.4.1 ESTRUCTURAS GLOBALES Y JERÁRQUICAS**

Un sistema de automatización tiene la siguiente estructura:

- Nivel de proceso.- lugar donde se realiza la acción.
- Nivel de posición de interrupción (Nivel de Bahía).- posición completa que involucra a todos sus equipos.
- Nivel de Subestación.- todas las posiciones de interrupción involucradas, los sistemas de supervisión, control, medición, protección y equipos de computación instalados en la sala de control.
- Nivel de centro de control.- todas las funciones del S.N.T.

### **4.4.2 PROCESO DE AUTOMATIZACIÓN**

Los dispositivos de control ubicados en el patio de maniobras permiten adquirir la información, la cual se transmite al nivel de subestación por un medio adecuado de transmisión y utilizando los periféricos necesarios. Y desde este nivel se transmite al centro general de control. Dentro del proceso de automatización los componentes más importantes que deben ser considerados en este proceso son:

---

<sup>[15]</sup> Apuntes Ing. Mst. Luis Tapia. Automatización de Subestaciones.

- Dispositivos de campo del sistema de potencia
- Unidades terminales remotas (UTR)
- Dispositivos Electrónicos Inteligentes (IEDs)
- Módulos de Subestación
- Módulos de Bahía
- Módulos de entradas y salidas analógicas y digitales
- Interfaces de Comunicaciones
- Software de interfaz hombre-máquina
- Comunicaciones de la red de área local (LAN)
- Procesador Host (Master) de la subestación.

#### **4.5 PRINCIPIOS GENERALES PARA LA IMPLEMENTACIÓN DEL SISTEMA SCADA DE EMELNORTE S.A.<sup>[11][14]</sup>**

Existe una estructura nacional para la operación de los sistemas eléctricos del país, que considera en conjunto generación, transmisión, subtransmisión y distribución, con el objeto de lograr eficiencia en la operación que redundará en confiabilidad y calidad de servicio, al menor costo.

La estructura de los centros de control en forma nacional define en primer lugar al Centro de Control de Energía (CENACE), que tiene como responsabilidad la supervisión y control de la generación y transmisión del sistema nacional; en segundo lugar están los Centros de Control de las Empresas Regionales, responsables de la supervisión y control de generación, subtransmisión y control de generación, subtransmisión y distribución local, que redundan en calidad de servicio.

---

<sup>[11]</sup> Diseño del Sistema de Supervisión y Control de EMELNORTE

<sup>[14]</sup> Proyecto SCADA/EMS del Centro Nacional de Control de Energía CENACE

La coordinación de la Operación en Tiempo Real del S.N.I, se realiza en base a los procesos de despacho de generación, control de reservas, redespacho, control de voltaje y análisis de flujos de potencia. Para este propósito, el CENACE dispone de un centro de control SCADA/EMS, que ha permitido establecer nuevos estándares operativos acordes con la importancia y complejidad del S.N.I.

La Funcionalidad del sistema SCADA/EMS del CENACE es de tipo estándar e incluye:

- Adquisición de Datos: tele medición de datos y control remoto, procesamiento de datos, alarmas, límites y cálculos, secuencia de eventos (SOE) y comunicaciones con Unidades Terminales Remotas y otros centros de control.
- Interfaz de usuario: presentación de despliegues, coloreo dinámico, tendencias, áreas de responsabilidad y bitácora.

Adicionalmente se incluyen las funciones de:

- i) Almacenamiento y Recuperación de Datos:
  - Base de datos de tiempo real
  - Sistema de Información Histórica (HIS)
  - Datos para el análisis de redes en tiempo real
  - Soporte para mantenimientos
  - Colección y análisis de datos de perturbaciones
- ii) Mantenimiento del Sistema:
  - Administración de la base de datos
  - Editor de despliegues y manejo del código fuente
  - Programación de remotas (desde la maestra)
  - Servicios de aplicaciones de PC y de Web.

Es de interés del CENACE cualquiera sea la configuración de la arquitectura, que el centro de control cumpla con características de:

- i) *Confiabilidad.*- basada en un kernel de sistemas operativos altamente seguro, que provea de respuestas determinísticas al procesamiento, habilidad para aceptar cambios inesperados de estados, datos y eventos; así como mecanismos de auditoría y monitoreo.
- ii) *Alto desempeño.*- que permita obtener cortos tiempos de respuesta en las operaciones de procesamiento de aplicaciones.
- iii) *Flexibilidad.*- basado en un sistema abierto, con estándares que hagan posible su expansión horizontal y vertical, a fin de evolucionar a nuevos requerimientos, sin necesidad de reemplazos completos.
- iv) *Alta disponibilidad.*- mediante una configuración redundante de servidores e interfaces de red, que posibilite un "switchover" instantáneo ante la ocurrencia de una falla, sin pérdida de datos.
- v) *Computación Distribuida y Manejo de la Red.*- a través de redes LAN y WAN, que interconecten los componentes del sistema y empleen donde se aplique estándares de la industria para el hardware, software e interfaces de usuario. El sistema debe cumplir con las recomendaciones y guías para la computación distribuida y manejo de la red, es decir, los criterios de OSF (Open Software Foundation) y DME (Distributed Management Environment).

En forma general el CENACE sugiere que al hacer la actualización del EMS, la estructura tenga una arquitectura abierta, nuevas funciones de manejo de energía y protocolos de comunicación con otros centros de control. Puesto que los centros de control basados en arquitectura abierta, aseguran a futuro la escalabilidad y expansión de posteriores proyectos de actualización en fases, que soporten los cambios en los modelos de administración y operación de los sectores eléctricos .

El SCADA/EMS es un componente más de la arquitectura corporativa de información. La correcta definición de interfaces de datos y procesos, es un aspecto clave para asegurar la interoperatividad global de las soluciones.

En el ANEXO 8 se indican las Funciones EMS.

#### **4.6 FILOSOFÍA DE OPERACIÓN Y CONTROL DE EMELNORTE<sup>[11]</sup>**

La Empresa Eléctrica tiene definidos dos niveles de operación. El primero generación y subtransmisión; y, el segundo distribución. Para el Sistema de Supervisión y Control de las instalaciones se ha previsto mantener los dos niveles con dos consolas separadas en el Centro de Control las que comandarán: generación y subtransmisión en forma independiente de distribución.

Para el caso de la subestación Alpachaca en la cual se instalarán equipos modernos, se puede implementar su control y supervisión total. Se trata de una subestación de paso y posee seccionadores manuales, por lo tanto las maniobras y operaciones de la instalación serán realizadas por el personal de la Empresa de acuerdo con la secuencia que ordene el operador del Centro de Control. Por lo tanto, para una mejor operación de la subestación, se sugeriría cambiar los seccionadores manuales por seccionadores motorizados, con el fin de poder aplicar la operación remota de seccionadores, para cuando se requiera cambiar la configuración del sistema.

Dentro de las órdenes del Centro de Control, no se incluyen las operaciones que deben ser realizados por el personal de la Empresa por razones de mantenimiento predictivo y preventivo, pero si debe introducirse un mecanismo de seguridad para impedir el comando remoto durante estos trabajos.

La estructura definida para el funcionamiento del Centro de Supervisión y Control debe considerarse con dos niveles perfectamente definidos:

---

<sup>[11]</sup> Diseño del Sistema de Supervisión y Control (SCADA) de EMELNORTE S.A.

- Centro de Operaciones Principal: el cual tiene a su cargo las decisiones de análisis de los parámetros de información, control y operación del sistema. Aquí mismo podría funcionar la parte que tiene a su cargo las acciones de optimización de los recursos de generación y compra de energía, operación de generación o distribución local y el control de calidad y mantenimiento del servicio en general.
- Centro de Operaciones Secundario: ubicado en la subestación Alpachaca, distante del Centro de Control, que respondiendo a las órdenes y planificación del centro primario, efectuará algunas tareas operativas y de mantenimiento coordinadas.

Esta estructura permitirá tener una coordinación adecuada para operar y mantener el sistema en las decisiones de operación y análisis. Es necesario que la Empresa redefina sus necesidades operativas en conjunto, pues el análisis de éstas permitirá definir las posibilidades de optimización de la operación del sistema al entrar a trabajar las oficinas y equipos de Supervisión y Control.

#### **4.7 REQUERIMIENTOS FUNCIONALES DEL SISTEMA SCADA<sup>[11][15]</sup>**

SISTEMA SCADA.- (Sistema de Supervisión, Control y Adquisición de Datos) es un sistema que integra y procesa los estados de la subestación, la información analógica y de mando, permitiendo la comunicación con equipos locales y remotos, con el fin de obtener la optimización de la dirección de recursos para operación y mantenimiento con mínima intervención humana.

---

[11] Diseño del Sistema de Supervisión y Control (SCADA) de EMELNORTE S.A.

[15] Apuntes Ing. Mst. Luis Tapia, Automatización de Subestaciones.



Entre las funciones que se pueden realizar con la implementación del sistema SCADA en las Empresas, se tienen las siguientes:

- Captura de datos mediante las Unidades Terminales Remotas (UTR)
- Comunicación entre las UTRs y el centro de control por medio de vía telefónica, radio comunicación, onda portadora o microonda.
- Procesamiento de la información en el centro de control.
- Cierre y apertura de disyuntores
- Transmisión de datos
- Supervisión y operación del SEP.
- Efectuar transferencia de carga
- Corregir interrupciones de servicio en un menor tiempo y facilitar la emisión de reportes diarios, mensuales y anuales.

Todas estas funciones se resumen en cinco:

- Recopilación de datos
- Control, monitoreo y operación del sistema eléctrico
- Intercambio de información con el S.N.I o CENACE
- Funciones adicionales integradas
- Archivo de la información

#### **4.7.1 RECOPIACIÓN DE DATOS**

Los datos son tomados de los diferentes componentes del sistema de distribución, por medio de la interfaz y a través de la UTR o directamente desde los IEDs, estos son enviados automáticamente, por algún medio de comunicación y con la ayuda de los sistemas FRONT-END, a la estación maestra, la cual esta provista de los recursos computacionales necesarios, para almacenar y depurar esta información.

La función de supervisión de los equipos permitirá que el operador del Centro de Control disponga de información confiable en tiempo real de la configuración del sistema total en estado estacionario y le permitirá definir límites operativos.

Los datos que se obtengan serán en forma general las señales eléctricas correspondientes a valores análogos como son: Corrientes de carga en líneas y transformadores, voltajes de barra y adicionalmente se podrán obtener datos de: Potencia activa, Potencia reactiva y Factor de Potencia. En cuanto a las señales de estado se considerará la apertura y cierre de disyuntores, seccionadores, reconectadores, relés de protección de las diferentes posiciones, alarmas de protecciones, posición de selectores de operación, señales de estado del circuito de cc y otra variedad de funciones ON-OFF en el sistema eléctrico.

Algunos de estos valores (por ej. Potencia reactiva, factor de potencia, etc.) podrán ser calculados en el sistema central, para este caso como existe el equipo primario para la medición o indicación del estado, estos cálculos se realizarán directamente en este equipamiento.

#### **4.7.1.1 Proceso de Adquisición de Datos y Control**

Los valores análogos se toman de instrumentos de transformación del sistema, por medio de transductores los cuales convierten las señales al formato aceptado por las Unidades Terminales Remotas del sistema SCADA. Estas señales de baja energía son proporcionales al voltaje de línea o a la corriente de fase. Los transductores en si tienen la función de transformar las señales analógicas a digitales, a través de tarjetas convertidoras analógico-digitales.

Los valores de estado se transmiten cuando ocurre un cambio de estado y se originan de contactos mecánicamente actuados por los aparatos monitoreados e ingresan a las UTRs o a un concentrador de datos a través de los relés de interposición. Para el manejo de estas señales, se requiere de acoplamiento digital-digital que aisle galvánicamente a los elementos y circuitos de gran potencia de la subestación con los dispositivos electrónicos para la adquisición de

datos y control. Las componentes deben ser conectadas a un computador con suficiente capacidad.

A continuación se describe en forma sintética el proceso que realiza el sistema en la adquisición de datos, tanto para las señales analógicas como para las señales de estado, y en la Figura 4.1 se indica el bosquejo para la descripción del proceso de adquisición de datos y control del sistema SCADA.

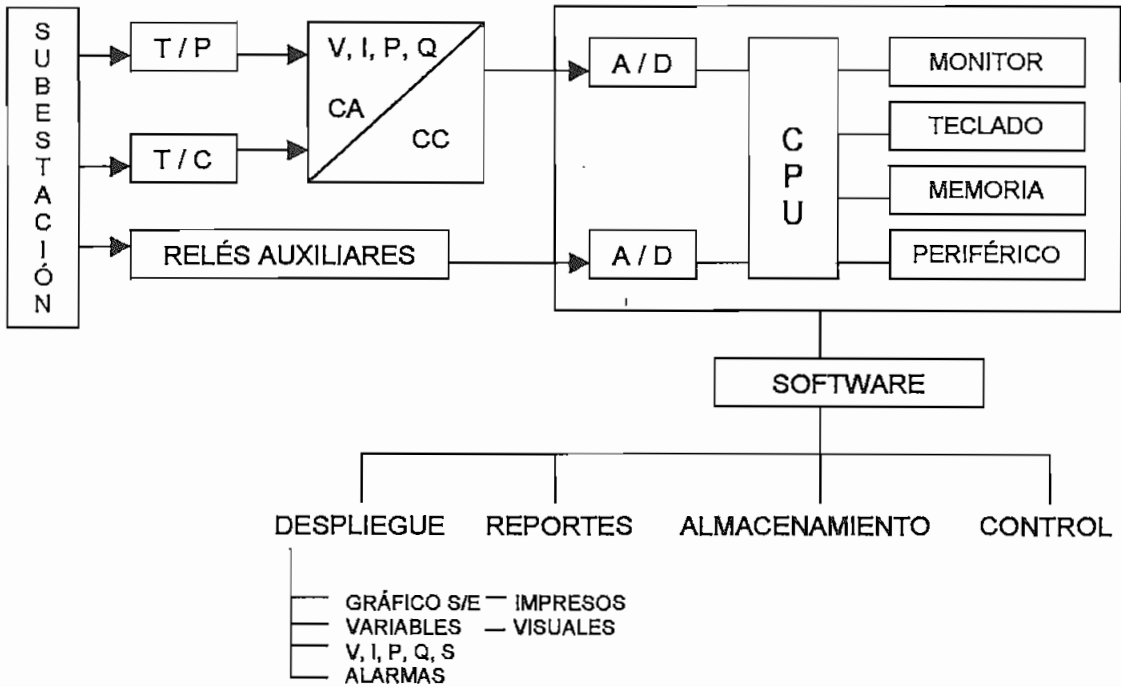


Figura 4.1.- Captura de datos y control del sistema SCADA

#### 4.2.1.1 Señales Analógicas

A los tableros llegan las señales analógicas de los transformadores de medida y los transductores toman las señales eléctricas en lazos de corriente continua que pueden ingresar a los canales de las tarjetas convertidoras analógico-digital del computador.

#### 4.2.1.2 Señales de estado

Las señales de estado requieren de una fuente regulada y estabilizada que envía la señal de los contactos auxiliares de: los disyuntores, relés de protección,

sensores de sobre-temperatura y relés de los transformadores. Estas señales van a la tarjeta convertidora de un computador.

Un software es el encargado de programar la operación del equipo de adquisición, proceso de datos y control del equipo de campo en la subestación. El control de operación de los disyuntores se realiza por medio de circuitos electrónicos que reciben las señales de los computadores, aisladas por optoacopladores u otro medio de aislamiento y luego se amplifican para controlar a relés auxiliares que accionan las bobinas de cierre y apertura de los disyuntores.

#### **4.7.2 CONTROL, MONITOREO Y OPERACIÓN DEL SISTEMA**

El Centro de Control recogerá la información de las Unidades Terminales Remotas a través del sistema de comunicaciones y actualizará la base de datos.

Las UTR's del Centro de Control deberán disponer de las entradas y salidas necesarias para el manejo de información digital, de estado, analógica y acumulativa, así como para la ejecución de operación de comandos.

Entre las funciones principales de la UTR están:

- Conversión Análoga-Digital (12 bits)
- Selección de tiempo de muestreo (1-60 seg)
- Filtrado digital (eliminar ruidos o falsas lecturas)
- Conversión a unidades de ingeniería de las medidas ingresadas a las UTRs.

#### **4.7.3 INTERCAMBIO DE INFORMACIÓN CON EL S.N.I O CENACE**

Para la compra o exportación de energía de o hacia el S.N.I se requiere supervisar los estados de los interruptores y seccionadores de las S/E Ibarra y Tulcán de TRANSELECTRIC S.A.. Además se transmitirán los datos de intercambio de energía con este sistema y proyecciones de demanda, etc. que la

nueva reglamentación exija a las Empresas de Distribución. Estos datos se transferirán periódica y automáticamente a través de un enlace computador-computador (opción) o a través de la UTR instalada en la subestación de enlace utilizando la conexión "back to back", a través de las tarjetas de salidas y entradas de la UTR.

#### **4.7.4 FUNCIONES ADICIONALES INTEGRADAS (Especiales)**

Con el sistema SCADA se podrá realizar funciones adicionales especiales, como las que se indican a continuación:

- a) Cálculo de factor de potencia, potencia activa, potencia reactiva, corrientes a partir de componentes conocidos.
- b) Cálculo de corrientes de cortocircuito.
- c) Localización probable de fallas en los primarios y líneas de distribución.
- d) Secuencia de eventos

#### **4.7.5 ARCHIVO DE LA INFORMACIÓN**

Toda la información en tiempo real enviada por las Unidades Terminales Remotas o ingresada manualmente por los operadores deberá archivar en una base de datos organizada adecuadamente, para que la misma pueda ser utilizada posteriormente en planificación, análisis post-operatorio y equipamiento.

Deberán crearse archivos de información histórica tanto de la Empresa como de la operación con el S.N.I. Esto permitirá tener los reportes informativos de operación horarios, diarios, semanales, mensuales y anuales.

## 4.8 ESPECIFICACIONES FUNCIONALES DEL SISTEMA<sup>[11][15]</sup>

### 4.8.1 DESCRIPCIÓN DEL CENTRO DE CONTROL

El sistema debe ser de tipo estándar y debe cumplir con los requerimientos técnicos como son funcionalidad, disponibilidad y respuesta. El equipamiento del Centro de Control debe incluir todo el hardware, software, equipo de telecomunicaciones, equipo de interfaz del sistema de potencia con el Centro de Control y equipo auxiliar ininterrumpible de potencia (UPS) para cumplir con funciones de: supervisión, control, protección y comunicaciones, para la configuración del Centro de Control. Todo debe ser adecuadamente integrado para la función de operación con las UTRs.

Para la interfaz entre el equipo de la subestación y las UTRs, en el Centro de Operación Secundario, debe instalarse la Unidad Terminal Remota (UTR), así como los transductores, relés de interposición, relés de bloqueo, etc.

Este sistema debe permitir la localización de fallas mediante una estructura de despliegues y subsistemas adecuada, con el fin de reducir los tiempos de respuesta ante éstas fallas.

### 4.8.2 ESPECIFICACIONES PARA LAS UTRs<sup>[12][13]</sup>

Las UTRs deben ser de arquitectura modular con un sistema inteligente basado en microprocesador con capacidad de realizar las siguientes funciones:

- Recoger la información de los valores analógicos, pulsos, indicaciones de estado del sistema de potencia y su equipo relacionado.

<sup>[11]</sup> Diseño del Sistema de Supervisión y Control (SCADA) de EMELNORTE S.A.

<sup>[15]</sup> Apuntes Ing. Mst. Luis Tapia. Automatización de Subestaciones.

<sup>[12]</sup> ALSTOM, Remote Terminal Unit S900, Substation Computers.

<sup>[13]</sup> SIEMENS, SINAUT, Remote Terminal Units

- Recoger las indicaciones de estado del equipo de comunicación en lo posible antes de una falla total del mismo.
- Tener supervisión interna de daños, con indicación local (diodos o códigos), en tarjeta principal, o módulos de entrada, salida y comunicaciones.
- Recibir los comandos enviados desde el Centro de Control y ejecutar los comandos de operación sobre los diferentes equipos de corte y seccionamiento.
- Organizar la información recogida y transmitir a la estación central del Centro de Control a través de los canales de comunicación.
- Como alternativa dentro de la funcionalidad de la UTR se recomienda el registro secuencial de eventos.

Las UTRs serán instaladas a la intemperie al lado de los equipos de la subestación de intemperie existente, por esto deben tener una protección adecuada y calefacción regulada.

#### **4.8.3 ESPECIFICACIONES REFERENTES A LAS INSTALACIONES**

Los equipos se instalan en áreas donde existen otros equipos eléctricos de alta tensión que puedan interferir, ya sea continuamente o durante una condición de disturbio. Por esta razón se toman en cuenta las siguientes recomendaciones.

##### **a) Malla a tierra**

En todas las subestaciones y centrales existe una malla de tierra para los equipos del patio. Es necesario si se va a utilizar esta misma malla, que la conexión a tierra de los equipos SCADA sea a través de una toma o un conductor exclusivo que vaya a la malla de tierra existente. Si esto no es posible se implementa una malla de tierra aparte. En los locales donde no exista ésta se implementa una aparte.

b) Cables para transmisión de señales en mA o mV

Para estas señales se utilizan cables apantallados y trenzados por par y suficiente número de pares para cada lugar donde se van a recolectar. La pantalla se pone a tierra en alguno de los extremos. El nivel de aislamiento es de 150/250.

#### **4.8.4 CONFIGURACIÓN DEL SISTEMA CENTRAL**

La configuración del sistema está conformado por dos módulos:

- Módulo de Subestación y
- Módulo de Bahía

Estos módulos están encargados de las funciones operativas del sistema de automatización, y necesariamente incluyen equipos periféricos tales como: unidades de disco, terminales de computación, controladores de comunicación, controladores periféricos, etc. Sistema conveniente para almacenar gran cantidad de datos que pueden ser manejados por sistemas tipo SQL.

Por lo tanto, la configuración del sistema de computación debe ser diseñada para que las funciones operativas sean probadas en un ambiente de tiempo real sin afectar el sistema de supervisión, control y adquisición de datos.

##### **4.8.4.1 Módulo de Subestación**

Es un dispositivo encargado de controlar los procesos de la subestación, administrar las comunicaciones, conectarse con HMI y sincronizar los demás equipos. Contiene un procesador principal y otro de comunicaciones, capaz de soportar las funciones de un módulo de bahía en caso de falla y aceptar protocolos abiertos (IEC 60870-5, DNP3).



#### **4.8.4.2 Módulo de Bahía**

Es un dispositivo encargado de procesar la información de los dispositivos de control, medición y protección. Se ubica cerca de los elementos de potencia de la subestación. Consta de procesador, memoria, fuente de poder, módulos para comunicaciones, para I/O analógicas y digitales e interfaz con los IEDs.

Los módulos de entrada realizan el monitoreo, los módulos de las salidas realizan las funciones de comando y el módulo de enlace de comunicaciones envía la información dentro y fuera del nivel de bahía, monitorea los dispositivos interconectados, evalúa los eventos de falla y envía los datos.

Los módulos de interfaz con los IEDs pueden conectarse con fibra óptica, con cable UTP o coaxial. Para lo cual, los protocolos más aplicables son: IEC 60870-5-101/103.

#### **4.8.5 REQUERIMIENTOS FUNCIONALES PARA LAS COMUNICACIONES**

Mediante las comunicaciones se podrá adquirir informaciones con el fin de realizar análisis para toma de decisiones. Las comunicaciones se pueden llevar a cabo a través de: líneas telefónicas, sistemas de hilo piloto, sistema de onda portadora (PLC), microonda o mediante fibra óptica.

Para la realización de las comunicaciones se debe tomar en cuenta los siguientes requerimientos:

- Normas para sistemas abiertos
- Comunicaciones administrativas y operativas
- Enlaces con el centro de control
- Comunicaciones entre niveles de bahía y de estación
- Red de área local en el nivel de estación

Las UTRs son un componente muy importante para las comunicaciones. La configuración para la comunicación con la UTR se basa en un esquema radial donde a través de las estaciones repetidoras se logrará la comunicación con cada una, en una forma ordenada y predeterminada. Para la comunicación con la UTR del Centro de Control podrá conectarse a través de cable sin pasar por el sistema de radio. Deberá tener pórticos abiertos con miras a aceptar el control de equipos nuevos.

#### 4.8.6 PROTOCOLOS <sup>[15][16]</sup>

Los protocolos son un conjunto de reglas que permite comunicarse a los dispositivos de una red, para que esta sea más eficiente. Además permiten la comunicación digital entre sensores, actuadores y controladores logrando una eficiente integración en la red de la subestación. Existen protocolos abiertos y cerrados, siendo los más recomendados, los protocolos abiertos, puesto que son los aplicables en la configuración de los sistemas abiertos. Este tipo de protocolos se basa en el modelo de tres capas (Modelo de Referencia OSI).

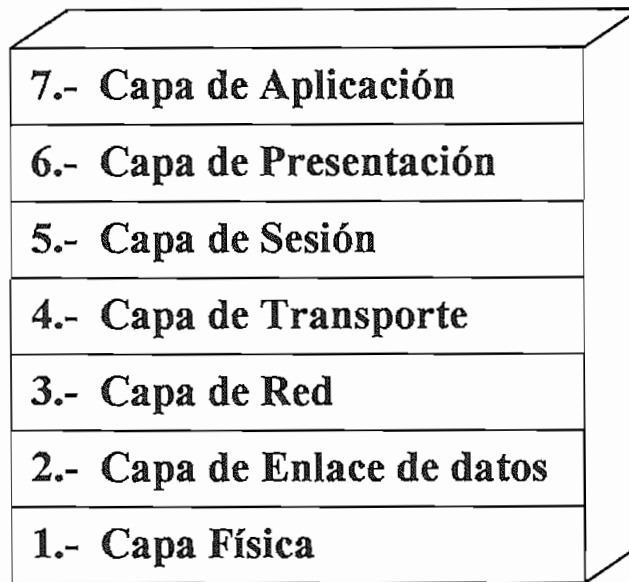
##### 4.8.6.1 Modelo de Referencia OSI

El Modelo de Referencia OSI (Open System Interconnection), brinda una descripción generalizada de las funciones necesarias para realizar comunicaciones confiables entre sistemas heterogéneos. El modelo, está organizado como una serie de siete capas (Figura 4.2), cada una de las cuales está dirigida a funciones específicas de comunicaciones.

---

<sup>[15]</sup> Apuntes Ing. Mst. Luis Tapia, Automatización de Subestaciones.

<sup>[16]</sup> Seminario Internacional sobre Automatización de Redes de Distribución de Energía Eléctrica y Centros de Control



*Figura 4.2.- Capas del Modelo OSI*

En general, las capas 1 a 4 (Física, Enlace de datos, red y transporte), definen funciones necesarias para la transmisión de datos entre sistemas, mientras que las capas 5 a 7 (sesión, presentación y aplicación), definen funciones orientadas al usuario.

El modelo denominado "EPA (Enhanced Performance Architecture)", utiliza solamente tres de las siete capas. En la Figura 4.3, se indica el modelo EPA con sus estándares asociados de la serie IEC 60870-5, para cada una de las capas o niveles.

<i>Selected Application Functions of IEC 60870-5-5</i>	<i>User Process</i>
<i>Selected Application Service Data Units of IEC 60870-5-3</i>	<i>Application</i>
<i>Selected Application Information Elements of IEC 60870-5-4</i>	
<i>Selected Link Transmission procedures of IEC 60870-5-2</i>	<i>Link</i>
<i>Selected Transmission Frame Formats of IEC 60870-5-1</i>	
<i>Selected CCITT Recommendations</i>	<i>Physical</i>

*Figura 4.3.- Modelo EPA con sus estándares asociados*

Entre los protocolos que se basan en este modelo están:

- IEC 60870-5-101
- Distributed Network Protocol 3.0 (DNP 3.0)
- MODBUS RTU
- Profibus

#### **4.8.6.2 IEC 60870-5-101**

Este protocolo, es el recomendado por la IEEE para la comunicación entre estación maestra, UTRs e IEDs. Se caracteriza principalmente por:

- Ser de arquitectura abierta.
- Los datos pueden ser monitoreados con un tiempo de respuesta rápido.
- Provee al igual que el DNP3
  - Sincronización de tiempo
  - Eventos con estampa de tiempo
  - Congelar/resetear contadores
  - Seleccionar antes de operar
  - Colección de datos análogos y digitales

#### **4.8.6.3 Distributed Network Protocol 3.0 (DNP 3.0)**

Este protocolo se basa en los estándares de la serie IEC 60870-5, y por lo tanto adopta el modelo OSI de 3 capas EPA. Entre las características importantes de este protocolo, se pueden mencionar las siguientes:

- Posee varios niveles de diseño
- Efectúa comunicaciones tipo maestro-esclavo
- Permite a un dispositivo reportar entradas digitales, de contadores y análogas, así como recibir controles análogos y digitales.

- Permite múltiples tipos de datos para ser encapsulados en un mensaje simple.
- Permite sincronización de eventos con estampa de tiempo, transmitir mensajes, enlaces de datos y confirmación de capa de aplicación.
- Es un protocolo estandarizado.
- No requiere de traductores de protocolos.

#### **4.8.6.4 MODBUS RTU**

MODBUS es un protocolo serie para el intercambio de mensajes, posicionado en el nivel 7 del modelo OSI, es decir en la capa de Aplicación. Provee comunicaciones del tipo cliente/servidor entre dispositivos conecados por diferentes tipos de buses o redes. Es ampliamente utilizado para la industria de procesos, manufactura y eléctrica.

MODBUS puede ser implementado utilizando: para transmisiones seriales asincrónicas sobre una variedad de medios físicos (cable: RS-232, RS-422, RS-485; fibra óptica, radioenlaces, etc.); TCP/IP sobre Ethernet, o bien sobre una red de alta velocidad con pasaje de token como control de acceso al medio.

#### **4.8.6.5 Profibus**

Profibus plantea que diferentes tipos de comunicación presentan diferentes problemas y requieren diferentes soluciones. Mientras que la comunicación entre estaciones maestras sofisticadas involucra mensajes complejos donde el requerimiento clave es la funcionalidad más que la velocidad, la comunicación entre sensores y actuadores involucra cantidades de datos relativamente pequeñas pero donde la velocidad es esencial.

Para satisfacer los diferentes requerimientos. Profibus ofrece tres implementaciones separadas, pero compatibles entre si:

- Profibus FMS (Fieldbus Message Specification)
- Profibus DP (Decentralized Periphery)
- Profibus PA (Process Automation)

Profibus FMS es el más completo y está diseñado para proveer comunicación entre estaciones maestras (PLC's y/o PC's) y puede también comunicar dispositivos de campo inteligentes. Está dirigido principalmente a la transmisión de grandes cantidades de información entre dispositivos de alto nivel, pero no siempre es adecuado para los requerimientos de velocidad en control de tiempo real. Este requerimiento se cumple con Profibus DP, que limita la cantidad de información a transmitir para lograr una mejor prestación de velocidad.

Profibus FMS y Profibus DP utilizan el mismo medio físico y en la práctica es posible implementar ambos dentro del mismo sistema e incluso dentro del mismo dispositivo. Por último Profibus PA, está diseñado especialmente para aplicaciones de automatización de procesos teniendo en cuenta la seguridad intrínseca del mismo.

#### **4.8.7 DISEÑO DE HARDWARE**

El diseño debe ser modular y con facilidad de incrementar las tarjetas de entrada y salida. Las tarjetas básicas y módulos deben tener la capacidad de manejar la cantidad de señales de la subestación.

Los parámetros dependientes de la instalación deben estar localizados en la memoria RAM de la UTR y tener la posibilidad de ser recargados desde la estación central y desde un computador de prueba localmente cuando ocurra una falla en la alimentación de energía a la unidad, o cuando se realice ajustes en sus funciones locales. La UTR debe tener la posibilidad de autodiagnóstico para una revisión de su condición operativa. En caso de detectar un mal funcionamiento, la UTR debe enviar el mensaje correspondiente a la estación central.

Para la ejecución de los comandos de control, la UTR debe tener el procedimiento conocido como "revisar antes de ejecutar". Los contactos de las salidas de comandos deben tener una capacidad de mínimo 1A a 125 VDC.

Debe existir la posibilidad de conectar a la UTR para comunicación con interfase RS232 o RS485 a otros equipos y hacia el radio. "half duplex" o "full duplex". La alimentación de estos equipos se efectúa desde los bancos de baterías de 125 VDC existentes en la subestación.

#### **4.8.8 SOFTWARE BÁSICO DEL SISTEMA**

El software básico debe ser estándar, de tecnología abierta y debe incluir como mínimo:

- Sistema operativo
- Administradores de archivos
- Comunicaciones con otro u otros computadores
- Detección y recuperación de fallas
- Mantenimiento y generación de la base de datos.
- Generador de reportes de acuerdo con las necesidades de la empresa.

El sistema operativo debe cumplir con estándares nacionales e internacionales relevantes. Las disposiciones de "networking" deben estar basados en la familia de protocolos Internet (TCP/IP). El software del sistema debe ser interactivo.

Para las comunicaciones entre computadores, el protocolo usado debe ser estándar y soportado por el sistema operativo. Las acciones de control sobre los diferentes elementos del sistema eléctrico, deberá ser controlado desde el sistema central o directamente desde la UTR, de acuerdo a la secuencia de eventos previamente definidas.

Para cuando existan fallas, éstas deben ser registradas y el sistema debe enviar el mensaje respectivo al operador.

#### **4.8.9 ALIMENTACIÓN EN SITIOS DE UTRs Y RADIOS**

La alimentación para las UTRs proviene de la misma subestación o de la red de distribución. Las tensiones más comunes son: 120/240 V. Para la supervisión de tensión y para dar alarma a través de la UTR al Sistema SCADA puede utilizarse un relé cuando falle la tensión CA.

#### **4.8.10 SISTEMA DE COMUNICACIONES**

Para el control de las subestaciones, se requiere de un sistema de comunicaciones para transmisión de los datos de los equipos remotos. Por las distancias que se necesitan cubrir y por el tipo de comunicación entre los dispositivos, lo recomendable es a través de radio punto-multipunto ubicando los centros de concentración o repetidoras en lugares estratégicos que permitan cubrir el territorio requerido. EMELNORTE posee un sistema de radio que opera sirviendo a las comunicaciones de voz fijas y móviles. El sistema funciona con dos repetidoras ubicadas en el Cerro Cotacachi y en el Cerro Troya.

Debido a que la subestación Alpachaca formará parte de un sistema de adquisición de datos en base a RTU. Cada unidad remota se comunica por un puerto RS-232. El medio de transmisión más apropiado a utilizarse sería enlace de radio a cada uno de los puntos donde se requiere el servicio.

##### **4.8.10.1 Enlaces de Radio**

Los sistemas de telemetría tipo SCADA, son sistemas que se basan en un controlador central que envía requerimientos de adquisición de datos a los equipos remotos (RTUs). Utilizando radio tipo punto-multipunto.



#### **4.8.10.2 Estación Master**

Se llama estación master al radio que se ubica en el centro de control, puesto que está ubicada en un sitio centralizado a todos los sistemas remotos. Los radios de la estación maestra operan en modo "full duplex".

#### **4.8.10.3 Estación Repetidora**

La estación repetidora se utiliza para aquellos casos en los que el radio master no pueda ser ubicado en el centro o no tenga la posibilidad de alcanzar todos los puntos, entonces se coloca una estación repetidora en un lugar más apropiado. Las estaciones repetidoras se necesitan para solucionar problemas de líneas de vista o potencia lo cual es indispensable para la comunicación de datos.

#### **4.8.10.4 Estación Remota**

El lugar donde se ubica la RTU se le nombra estación remota y en este caso está ubicada en la edificación cercana a los equipos de transformación. El radio se instala cuando es posible, en el mismo lugar donde se encuentra la RTU con una antena apropiada. El radio de la estación remota se lo configura como semi duplex, esto evita que en caso de una falla pueda obstruir la comunicación de otro de los puntos.

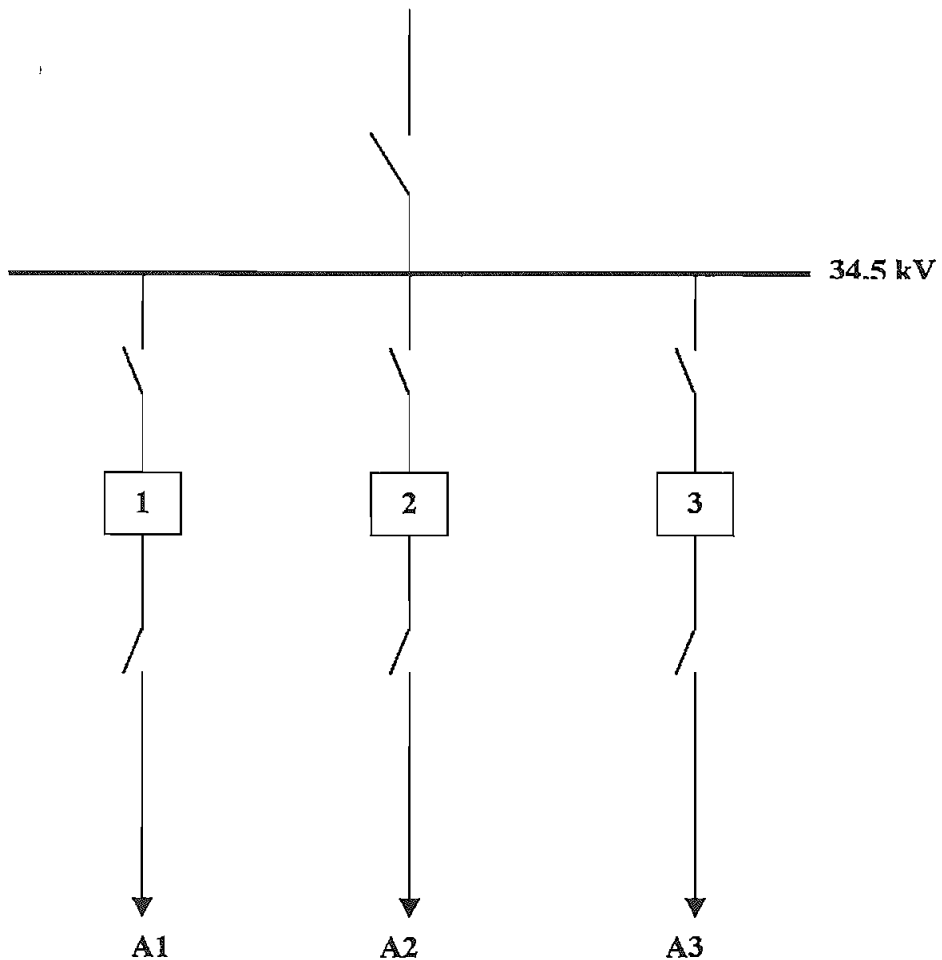
### **4.9 REQUERIMIENTOS FUNCIONALES PARA LA IMPLEMETACIÓN DEL SISTEMA DE AUTOMATIZACIÓN DE LA SUBESTACIÓN ALPACHACA**

#### **4.9.1 EQUIPAMIENTO REQUERIDO**

La selección del equipamiento se lo hace de acuerdo a las características y necesidades de la subestación que se desea automatizar, a partir de lo cual se seleccionan las señales que deben ser capturadas.

Por lo tanto para la subestación Alpachaca cuyo diagrama unifilar se indica en la Figura 4.4 las señales que deben ser capturadas son las siguientes:

- Voltaje: 1 barra (34.5 kV)
- Potencia activa: 3 alimentadores
- Señales de estado: 3 disyuntores, contactos de relés auxiliares: abierto y cerrado, total 6 señales.
- Señales de estado: relés de protección: total 3.
- Señales de estado de baterías: total 1.
- Control de cierre y apertura de 3 disyuntores, desde el centro de control.



*Figura 4.4.- Diagrama Unifilar de la Subestación Alpachaca*

Por lo tanto el equipamiento requerido para la subestación Alpachaca es el siguiente:

- Un transductor para capturar la señal de voltaje de la barra de 34.5 kV, desde el TP.
- Tres transductores para capturar las señales de potencia activa y potencia reactiva de los tres alimentadores, la señal se tomará desde el PT de la barra de 34.5 kV y desde los CT de los alimentadores.
- Tarjeta convertidora A/D para las señales analógicas con 7 canales (1 para voltaje, 3 para potencia activa y 3 para potencia reactiva).
- Tarjeta convertidora D/D para las señales de estado con 10 entradas digitales. Las señales vienen de relés auxiliares de dispositivos de protección y de disyuntores.
- Tarjeta con 6 salidas digitales, 2 por cada disyuntor. Las señales de estado se amplifican para el manejo de las bobinas de apertura y cierre de los disyuntores.

#### 4.9.2 SOFTWARE

El software con el cual se trabaje, va a estar encargado de realizar las siguientes funciones:

- Captura de datos y control de la subestación.
- Monitoreo de voltajes, potencias activas y reactivas, estado de disyuntores, señales de protecciones, apertura y cierre de disyuntores.
- Despliegue de diagrama mímico interactivo.
- El programa debe controlar:
  - 7 canales de entrada A/D
  - 6 canales de salida D/D
  - 10 canales de entrada D/D
  - Pantalla de presentación de datos en tiempo real.
  - Presentación de alarmas en tiempo real

- Tabla principal
- Tabla de configuración de canales analógicos
- Tabla de configuración de horas de impresión
- Menú de operación de disyuntores
- Operación de disyuntores
- Alarmas de fuera de rango de canales analógicos
- Alarmas de confirmación de estado de disyuntores y actuación de protecciones.
- Acceso a disco duro
- Tiempo de envío de datos a disco duro, que pueden ser procesados
- Acceso a impresora
- Presentación de hora y fecha del reloj de tiempo real
- Ingreso de claves de acceso.

Con la implementación de este sistema se tendrán los siguientes beneficios:

- Visualización de la información. Valores de voltaje, corrientes, potencias, estado de disyuntores, estado de protecciones y alarmas.
- Control local o remoto.
- Grabado automático de información en archivos
- Generación automática de reportes
- Cálculos de energía, reportes de fallas, análisis de condiciones antes y después de las fallas, tiempo promedio de las fallas, frecuencia de fallas, etc.

### **4.9.3 OPERACIÓN DE LA SUBESTACIÓN**

#### **4.9.3.1 Interbloqueos para Disyuntores**

En los diagramas presentados en el ANEXO 8, se indican los circuitos de cierre y de disparo de los disyuntores.

#### **4.9.3.2 Interbloques para Seccionadores**

Los seccionadores no tienen interbloques eléctricos puesto que la subestación Alpachaca cuenta con seccionadores manuales, por lo tanto no se puede realizar control remoto de los mismos.

#### **4.9.3.3 Secuencia de operación para apertura, cierre, energización y sincronización de la Subestación.**

Previo a realizar cualquier operación en la subestación se debe tener en cuenta lo siguiente:

- Ningún seccionador puede ser abierto o cerrado bajo carga a menos de que haya un camino paralelo de corriente.
- Los seccionadores del disyuntor, que deben operar simultáneamente, tienen la función de: aislar al disyuntor y operar cuando el disyuntor asociado está abierto.

Para el caso de la subestación Alpachaca, que es una subestación de paso, con una configuración de barra simple, no habrá transferencia de carga entre barras. En la Figura 4.5 se puede apreciar el diagrama unifilar de la subestación Alpachaca, con todo el equipamiento existente y con las modificaciones pertenecientes al caso, de acuerdo a este diagrama se describirá el procedimiento a seguir para la operación de la subestación, considerando los siguientes casos:

- Cuando la subestación Alpachaca está fuera de servicio y
- Cuando se dispara cualquiera de los dos alimentadores de la subestación: Alimentador Atuntaqui o Alimentador Despacho de Carga.

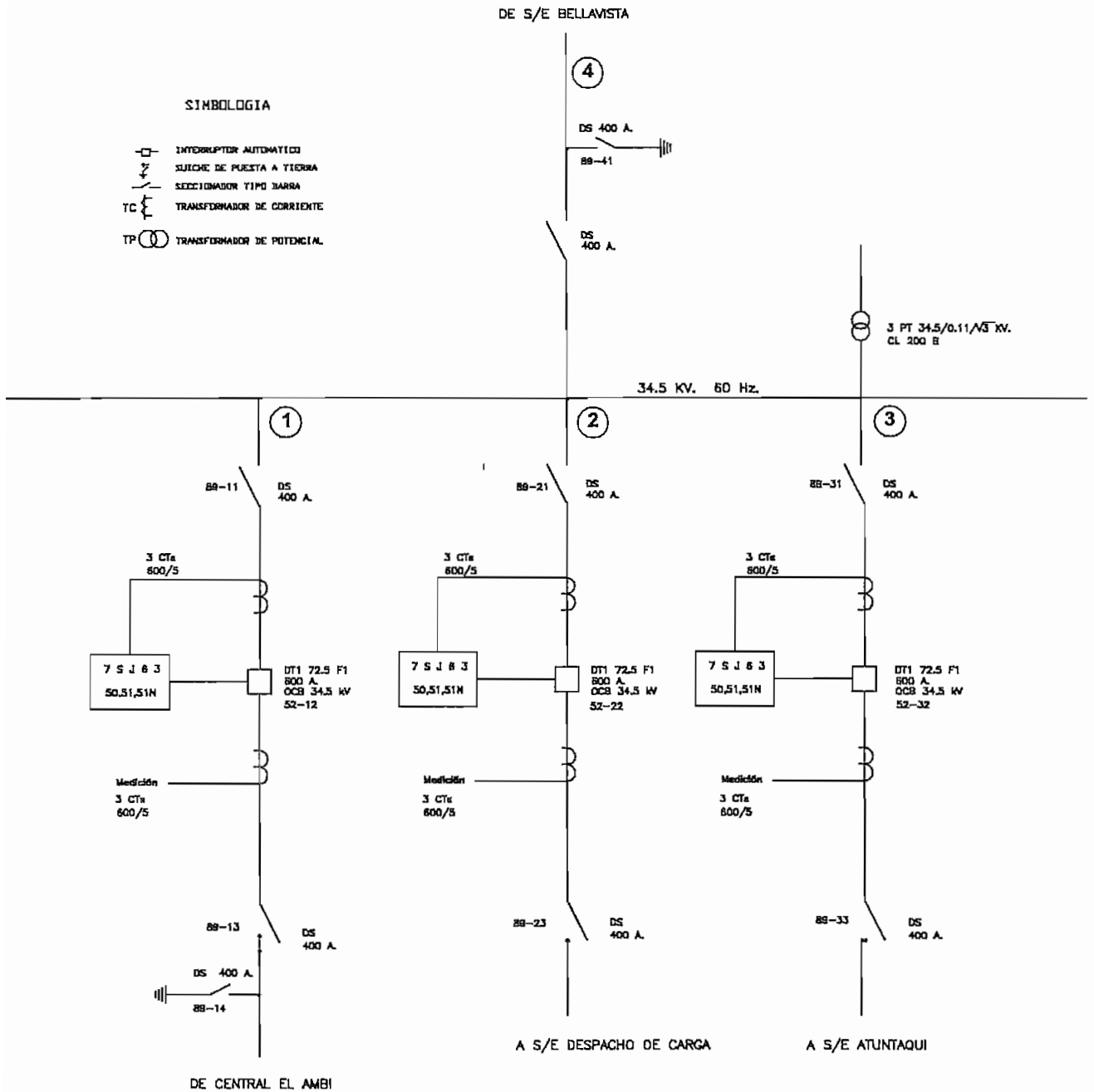


FIGURA 4.4.- DIAGRAMA UNIFILAR DE LA SUBESTACIÓN ALPACHACA

### **PRIMER CASO.- Subestación Alpachaca fuera de servicio**

1. Revisar que los contactos de los disyuntores de los alimentadores Ambi, Despacho de Carga y Atuntaqui (52-12, 52-22, 52-32), estén abiertos, caso contrario abrirlos.
2. Revisar que el seccionador (89-41) de la tierra de la línea Ibarra-Alpachaca esté desconectada.
3. Cerrar el seccionador de la línea Ibarra-Alpachaca (89-42).
4. Energizar la línea Ibarra-Alpachaca desde la subestación Ibarra-Transelectric.
5. Comprobar que la línea Ibarra-Alpachaca está energizada, midiendo el voltaje de barra, el cual para ser correcto debe ser muy bajo (alrededor de 1 pu). Este paso es posible realizarlo debido a que existe un PT de barra en la subestación Alpachaca.
6. Una vez energizada la línea Ibarra-Alpachaca, que alimenta a la subestación Alpachaca, se procede a conectar la carga de cada uno de los alimentadores de la subestación, incluyendo la generación de la Central Ambi.
7. Los pasos a seguir para conectar la carga del Alimentador Atuntaqui y del alimentador Despacho de Carga, son:
  - a) Cerrar seccionadores del Alimentador (89-31 y 89-33).
  - b) Cerrar el disyuntor correspondiente al alimentador Atuntaqui (52-32)
  - c) Realizar un monitoreo de voltaje en la línea y en la barra, además revisar la corriente.
  - d) Controlar que la caída de voltaje de la barra se encuentre dentro de los rangos permitidos con la conexión de carga del alimentador.
  - e) Si existe un voltaje estable y dentro de los rangos de operación, procedo a conectar la carga del alimentador Despacho de Carga, para lo cual se debe cerrar los seccionadores 89-21 y 89-23, y a continuación cerrar el disyuntor correspondiente al alimentador Despacho de Carga (52-22).
  - f) Y volver a los pasos c y d.

8. Por último procedemos a conectar la generación de la Central Ambi, para lo cual seguimos los siguientes pasos:

- a) Abrir el seccionador 89-14 de la tierra de la línea Alpachaca-Ambi.
- b) Cerrar los seccionadores 89-11 y 89-13.
- c) Monitorear que el voltaje de la barra de la subestación Alpachaca se encuentre dentro de los rangos permitidos.
- d) Arrancar los generadores del Ambi, y sincronizar la unidad, cerrando los disyuntores de la Central.

### **SEGUNDO CASO.- Disparo del Alimentador Atuntaqui**

El análisis se lo hace cuando dispara el disyuntor del alimentador Atuntaqui, pero también puede ser aplicado para cuando exista disparo del disyuntor del alimentador Despacho de Carga.

1. Identificar y analizar el tipo de falla que provocó el disparo del alimentador, es decir si fue una falla monofásica o trifásica, además se debe detectar la magnitud y ángulo de la falla.
2. Una vez identificada y despejada la falla, realizar un intento de cierre del disyuntor, y aquí se pueden obtener dos casos:
  - a) Si el disyuntor cierra, realizar monitoreo de los rangos de corriente y voltaje, los cuales deben estar dentro de los rangos normales.
  - b) Si el disyuntor cierra pero enseguida vuelve a disparar, queda a criterio de los operadores de la subestación, si se requiere realizar un nuevo intento de cierre, o si primero se realiza una inspección de la línea, para lo cual se debe abrir los seccionadores 2 y 3, y vuelvo al paso 1.



## CAPÍTULO 5

### ANÁLISIS TÉCNICO – ECONÓMICO DEL PROYECTO <sup>[17]</sup>

#### 5.1 INTRODUCCIÓN

En todo proyecto se debe realizar un análisis técnico-económico, debido a que el aspecto financiero se involucra directamente cuando se trata de modernización. Además a través de este análisis se busca cumplir con la finalidad de la Ley del Régimen del Sector Eléctrico Ecuatoriano, que es, garantizar el suministro continuo de energía eléctrica en condiciones de calidad, seguridad y economía. En la determinación de la rentabilidad de un proyecto se pueden utilizar varios métodos, como son:

- Método de la Relación Beneficio-Costo
- Método de la TIR y
- Método del VPN

La comparación entre éstos métodos tiene que realizarse dentro de las mismas unidades monetarias y considerando un determinado instante de tiempo. Para este estudio se utilizará el análisis económico realizado por EMELNORTE S.A. en el Plan de Expansión del 2001 para la construcción de las líneas de subtransmisión y subestaciones. Y se considerarán los valores de potencia máximos a transmitirse por las líneas de subtransmisión y subestaciones.

Con este estudio se analizará si se justifica o no el cambio de equipos en la subestación Alpachaca. Además se considerarán los beneficios que se tendrán al automatizar la subestación Alpachaca. Puesto que con la implementación de

---

<sup>[17]</sup> Plan de Expansión de EMELNORTE S.A.

estos equipos se tienen mayores posibilidades de implementar un sistema de automatización en la subestación Alpachaca.

## 5.2. BENEFICIOS

Entre los beneficios que se obtendrán con este proyecto están:

- Con la instalación de un disyuntor y relé de protección en el alimentador Alpachaca-Ambi de la subestación Alpachaca, cuando se requiera realizar mantenimiento en esta línea o cuando ocurra alguna falla, saldrá de servicio sólo esta línea y no toda la parte del sistema que se encuentra a nivel de 34.5 kV, puesto que sin estos equipos es necesario desconectar desde la subestación Ibarra-TRANSELECTRIC, la línea Ibarra-Alpachaca, con lo cual se secciona mayor carga.
- Debido a que los relés que se instalarán en la subestación son multifunción, en caso de fallas permiten una mayor seguridad puesto que cuentan con un sistema de autosupervisión, además permiten tener ahorro de tiempo en la localización de las fallas.
- Estos relés son útiles y manejables por sistemas SCADA, puesto que funcionan como Dispositivos Electrónicos Inteligentes (IEDs), con lo cual se tendría la base para la implementación de la automatización en la subestación Alpachaca.
- Con la implementación de la automatización en la subestación Alpachaca se disminuirá gastos de operación, puesto que habrá reducción de personal, mediante el control de la subestación de manera remota, y además se facilitará el acceso a la información. La localización y despeje de fallas se realizará en forma rápida, ocasionando interrupciones de servicio muy cortas.
- Con el cambio de los disyuntores, el principal beneficio que se obtendrá, es el relacionado con aspectos de mantenimiento, puesto que los disyuntores tipo

Tanque Muerto, no requieren que se les realice pruebas ni cambio de aceite; además por requerir menos porcelanas se realiza menos mantenimiento en áreas contaminadas.

### 5.3 COSTOS DE INVERSIÓN

Para el presente proyecto se tienen los costos del equipamiento adquirido por EMELNORTE S.A., y que son tres interruptores automáticos tipo TM, tres relés numéricos multifunción, un banco de baterías y un cargador de baterías.

El costo de los relés y de los interruptores es de \$190.581,44 USS y el costo del cargador de baterías y del banco de baterías es de \$18.360,83 USS (estos costos ya incluyen IVA), por lo tanto el costo total de la inversión de los equipos adquiridos por la Empresa es de \$208.942,27 USS.<sup>[1]</sup>

### 5.4 COSTO DE ENERGÍA POR DESABASTECIMIENTO

Para la determinación de los costos de desabastecimiento, se consideran agentes propios o externos del sistema que puedan producir interrupciones esporádicas en las líneas de transmisión de 34.5 kV, las cuales dependen del medio ambiente y de los equipos de apertura o cierre de la línea. Para el análisis de posibles fallas se consideran los siguientes parámetros de probabilidad de falla en una línea de transmisión como:

Número de interrupciones año	$\lambda$
Probabilidad de falla de la línea e interrupciones	P
Tiempo de desabastecimiento (h)	t
Factor de carga	Fc
Demanda máxima al año	Dm <sub>n</sub>
Costo de Energía desabastecida por kWh	CE <sub>d</sub>

<sup>[1]</sup> Departamento de Subestaciones de EMELNORTE, Ing. Edison Yépez

En la Tabla 5.1 se indican todos éstos parámetros para las líneas de subtransmisión de la subestación Alpachaca. El tiempo de desabastecimiento considerado, corresponde al tiempo de salida de servicio de la línea tomándose en cuenta sólo aquellas salidas cuyo tiempo sea mayor a 3 minutos. El costo social de la energía desabastecida es de **2 USD por kWh** según información del CONELEC.

En este punto se debe tomar en cuenta que para las líneas de subtransmisión Alpachaca-Atuntaqui y Alpachaca-Despacho de Carga, el cambio de equipos no implica que habrá disminución de fallas en éstas líneas, pero si disminución de fallas por malas calibraciones de los equipos. Por lo tanto para éstas líneas se considera el desabastecimiento de energía que se tiene cuando se realiza mantenimiento, pero, también se considera la energía desabastecida cuando ocurre alguna falla en la línea Alpachaca-Ambi, puesto que en este caso se abre el disyuntor de la subestación Ibarra-TRANSELECTRIC, de tal modo que se desenergiza toda la subestación Alpachaca.

Línea S/T de la S/E Alpachaca	$\lambda$	P	t	Fc
Alpachaca-Despacho de Carga	16	0.01073	23	0.52
Alpachaca-Atuntaqui	16	0.01073	23	0.5
Alpachaca-Ambi	15	0.01042	19	0.37

*Tabla 5.1.- Parámetros de probabilidad de falla en una línea de transmisión*

El costo total por desabastecimiento al año ( $CD_n$ ) se calcula con la siguiente expresión:

$$CD_n = \lambda \times P \times t \times Fc \times Dm_n \times CE_d$$

Donde:  $CD_n$  = Costo total por Energía Desabastecida

La información de demanda con la cual se realizaron los cálculos es tomada del Plan de Expansión de EMELNORTE S.A. septiembre del 2001.

## 5.5 RELACIÓN BENEFICIO-COSTO

Mediante la utilización de la relación beneficio-costos se determina si existe o no rentabilidad en realizar un proyecto, en el presente caso se determinará la rentabilidad en la instalación de nuevos equipos en la subestación Alpachaca, que es necesario realizarlo con el fin de mejorar la confiabilidad de la subestación. El proyecto se considera atractivo si los beneficios obtenidos a partir de que entra a funcionar el proyecto, superan a los costos de inversión, por lo tanto, un proyecto es factible de ejecutarlo si la relación beneficio-costos es mayor que la unidad, y además si el tiempo de recuperación de la inversión es menor al período de vida útil de la obra.

En general los beneficios son ventajas en términos de dinero que recibe el propietario, los costos son los gastos destinados para la construcción, operación y mantenimiento, y los perjuicios corresponde a la demanda no suministrada en la línea de subtransmisión, comúnmente las causas del desabastecimiento de energía se deben a agentes externos como: descargas atmosféricas, falla en interruptores, etc. Los costos de operación y mantenimiento de líneas de subtransmisión y subestaciones son el 1% del costo total de inversión del proyecto, y que para este caso corresponde a \$2089.41 US\$.

La relación Beneficio-Costo se determina mediante la sumatoria de todos los beneficios traídos a valor presente, divididos para la sumatoria de todos los costos y gastos expresados en valor presente, sumado a esto el valor de la inversión. Para el cálculo del valor presente de los costos totales, se ha considerado la tasa del 11.2% de acuerdo a instrucciones dadas por el CONELEC.

Con estos antecedentes, la relación convencional Beneficio-Costo (B/C) que se aplica para este estudio es:

$$B/C = \frac{\text{Beneficios} - \text{Costos de O \& M}}{\text{Costos de Inversión}}$$

Los resultados obtenidos de la Relación Beneficio-Costo se indican en la Tabla 5.2.

**Análisis Económico total para la S/E  
Alpachaca**

**Costo de Inversión de Equipos: 208942,27 US\$**

AÑO	C. Desabast. US\$	n	Vp C. Desabast. US\$	Recuperación Inversión
2003	52744,79	0	52744,79	52744,79
2004	55292,20	1	49723,20	102467,99
2005	57905,51	2	46828,50	149296,50
2006	43296,03	3	31487,17	180783,67
2007	53393,52	4	34919,61	215703,28
2008	55655,16	5	32732,67	248435,95
2009	58043,48	6	30699,03	279134,99
2010	60555,63	7	28801,89	307936,88

Sumatorio de Vp = 307.936,88

Relación B/C = 1,46

*Tabla 5.2.- Relación Beneficio-Costo para la subestación Alpachaca*

## 5.6 TIR (TASA INTERNA DE RETORNO)

Es el índice de rentabilidad ampliamente aceptada que consiste en encontrar la tasa de interés que permita al final de la duración del proyecto únicamente recuperar los gastos de inversión.

$C_{t-i}$  = Costo total de inversión

I = Ingresos

i = TIR, cuando se cumple que:

$$VP(C_{t-i}) = VP(\sum I)$$

Para que la TIR sea aceptable debe ser mayor que la TRMA (Tasa de Retorno Mínima Aceptable)

## 5.7 VPN (VALOR PRESENTE NETO)

El Valor Presente Neto de un proyecto de inversión no es otra cosa que su valor medido en dinero de hoy o expresando esta idea de otra manera, es el equivalente en dólares actuales de todos los ingresos y egresos presentes y futuros que constituirán el proyecto.

$$\text{VPN} = \text{VP}_{(\text{Ingresos})} - \text{VP}_{(\text{Egresos})}$$

$$\text{VPN} = (307.936,88 - 211.031,69) \text{ USS}$$

$$\text{VPN} = 96.905,19 \text{ USS}$$

SI  $\text{VPN} > 0$ , el proyecto es rentable.

En la Tabla 5.3, se indica el resumen de los resultados obtenidos, mediante los tres métodos.

Tasa de interés:	11.2%
Valor Presente de Beneficios:	307.936,88 USS
Costos de O&M:	2.089,42 USS
Costos de Inversión:	208.942,27 USS
Total gastos:	211.031,69 USS
Relación B/C:	1.46
Tiempo de Recuperación de la inversión:	4 años
TIR:	28.2%
VPN:	96.905,19 USS

*Tabla 5.3.- Resultados Obtenidos*

Como se puede observar, el proyecto es conveniente realizarlo puesto que el valor B/C es mayor que 1. Además tomando en cuenta que los relés y disyuntores tienen una vida útil de aproximadamente 30 años, se puede apreciar que la recuperación de la inversión realizada se la obtiene en los 4 primeros años. También se puede apreciar que la TIR obtenida es del 28.2%, lo que nos permite

concluir que el proyecto es totalmente rentable y el VPN nos da un valor mayor a 0, lo que también nos muestra la factibilidad de la aplicación del proyecto.



## CAPÍTULO 6

### CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

#### 6.1 CONCLUSIONES

- Una vez analizada la situación actual de la subestación Alpachaca se pudo apreciar que el hecho de no existir un disyuntor y un relé de protección en la posición de la línea de subtransmisión Alpachaca-Ambi, provoca que en casos en que se produzca fallas a través de esta línea o por cuestiones de mantenimiento, la protección que se disparará es la de la subestación Ibarra-TRANSELECTRIC, de tal forma que se secciona mayor carga, puesto que se desenergiza todo el sistema que se encuentra alimentado a 34.5 kV.
- En general el estado actual de los equipos de la subestación es crítico, puesto que para el caso de los relés y disyuntores, a pesar de que se les ha brindado un programa de mantenimiento, lo que ha permitido que se mantengan en una correcta operación, tecnológicamente sus características no permiten tener un sistema confiable y seguro, puesto que son equipos antiguos. Para los restantes equipos de alto voltaje, aparentemente se encuentran operando correctamente, pero debido a que no se cuenta con un registro de pruebas operativas que se les haya realizado, no se puede garantizar un óptimo funcionamiento.
- En un sistema eléctrico de potencia no existe diferencia sustancial en el uso, de relés electromagnéticos, electrónicos o numéricos, ya que ellos, ante una situación de falla deben actuar para conseguir el mismo objetivo, esto es, proteger a un elemento en particular. La tendencia en la actualidad es a usar relés digitales o numéricos, puesto que por poseer un mayor número de herramientas presentan muchas ventajas de análisis, además de que para un sistema de potencia son recomendados debido a confiabilidad, precisión y

economía y las características que estos presentan cumplen con los objetivos de la empresa.

- Los relés de las subestaciones que se encuentran aguas abajo de la subestación Alpachaca no poseen calibraciones adecuadas, por lo cual, los relés de la subestación Alpachaca están calibrados de tal forma que alcancen a despejar fallas en los alimentadores y/o líneas de transmisión de éstas subestaciones.
- Una vez analizado el sistema de protecciones del área de 34.5 kV del sistema de EMELNORTE S.A., se puede apreciar que existe una descoordinación total de los elementos de protección de sobrecorriente, además en la práctica se ha comprobado que los relés de la subestación Despacho de Carga y Atuntaqui no operan correctamente, puesto que cuando alguno de sus alimentadores falla, el relé que ha operado ha sido el relé de la subestación Alpachaca, más no el relé del alimentador fallado, provocando esto, grandes pérdidas para la empresa, puesto que se tiene que seccionar mayor carga.
- Es preciso tomar en cuenta que el equipo con el que actualmente cuenta la subestación Alpachaca, Despacho de Carga y la Central Ambi, tiene un cierto nivel de obsolencia, los relés son equipos electromecánicos los cuales presentan la desventaja de no poder ser calibrados con los parámetros reales sino que se les ajusta a valores aproximados, además estos equipos presentan ciertos daños evidentes, por ejemplo en estos relés no se puede apreciar el valor del instantáneo calibrado o simplemente no tienen esta opción, de la misma forma se puede hablar de los disyuntores los cuales tiene como desventajas que son de gran volumen de aceite, tienen incorporados los TC's que no son de relación múltiple, y que también representa un problema en el momento de calibrar las protecciones, puesto que por no tener variedad de relaciones de transformación no se tiene la opción de escoger la relación de transformación correcta sino que se escoge la que más se aproxime.

- De acuerdo al análisis económico realizado, se concluye que el proyecto es conveniente realizarlo puesto que el valor B/C es mayor que 1. El tiempo de recuperación de la inversión realizada se la obtiene en los 4 primeros años. También se pudo apreciar que la TIR obtenida es del 28% y el VPN nos da un valor mayor a 0, lo que también nos muestra la factibilidad de la aplicación del proyecto.

## 6.2 RECOMENDACIONES

- Es recomendable y debe ser de práctica común la verificación de ajustes de los relés y las relaciones de transformación tanto de corriente como de potencial de acuerdo al estudio correspondiente para la instalación bajo prueba.
- Es recomendable, luego de realizado el análisis de las protecciones del área de 34.5 kV, que la Empresa realice un estudio completo del sistema de protecciones de esta parte del sistema, con el fin de recalibrar los relés de toda esta parte del sistema con los parámetros adecuados, de tal forma que se pueda obtener un sistema de protecciones selectivo.
- Se recomienda a la empresa invertir en nuevos equipos en esta parte del sistema que se está analizando y que además abastece de energía a un sector importante de la provincia de Imbabura, con el fin de mejorar el sistema de protección y medición, mejorar la calidad y confiabilidad del suministro de energía, mejorar la recaudación de datos estadísticos, y también con la finalidad de que los nuevos equipos sean los adecuados para implementar la operación del sistema SCADA que es la proyección de EMELNORTE S.A.
- Para la realización de la automatización de la subestación Alpachaca se sugiere no involucrarse en redundancia, por tratarse de un sistema pequeño,

puesto que con la redundancia se tiene la posibilidad de que el sistema se haga más lento, además de resultar más caro.

- Es muy conveniente no sólo la automatización de la subestación Alpachaca, sino también se sugiere realizar el estudio adecuado para automatizar si es posible, todo el sistema de EMELNORTE S.A. puesto que esto permite predefinir la secuencia lógica de las operaciones, evitar la posibilidad de errores humanos en las mismas y aumentar la posibilidad de las maniobras correspondientes.
- El sistema de automatización deberá adquirir y evaluar un amplio rango de información detallada en tiempo real incluso en operación normal, en caso de falla se debe disponer de información adicional para asistirlo en un diagnóstico rápido de la falla.
- El sistema de automatización para la Subestación Alpachaca permitirá una integración que proporcionará beneficios en mejoramiento de la funcionalidad, mantenimiento y fiabilidad de la subestación.
- Para la implementación del sistema SCADA es necesario que la Empresa redefina sus necesidades operativas en conjunto, pues, el análisis de éstas permitirá el definir posibilidades de optimización de la operación del sistema al entrar a trabajar las oficinas y equipos de Supervisión y Control.
- Es recomendable que al momento de implementar el sistema de automatización en la subestación Alpachaca, se considere que los nuevos relés que se instalen tengan la capacidad de funcionar como IEDs, debido a que, con éstos equipos se pueden realizar funciones como: medición, control, monitoreo y supervisión, por lo tanto son equipos aptos para conformar un sistema SCADA.

# BIBLIOGRAFÍA

- [1] CAIZA Alejandro / CUJILEMA Edison.- “Estudio y Análisis del Sistema de Protecciones Eléctricas para la determinación del Anillo a 69 kV entre las S/E: Ibarra – Otavalo – Cayambe – La Esperanza – Cotacachi”, Tesis Escuela Politécnica Nacional, Quito, 2002.
- [2] Manual del Relé Tipo RACID de ABB.
- [3] SIPROTEC®4 7SJ63, Multi-Funtional, Protective Relay with Local Control 7SJ62/63/64 V4.4 Manual
- [4] Manual del Software DIGSI ® 4
- [5] “INTERRUPTORES TIPO TANQUE MUERTO”, Conferencia dictada por ALSTOM, Empresa suministradora de los Disyuntores que van a ser instalados en la Subestación Alpachaca (Ing. Vicent Marec 19-12-02).
- [6] MANUAL DE INSTRUCCIÓN INTERRUPTOR AUTOMÁTICO DT1-72.5, ALSTOM USA, Inc.
- [7] PROTECCIONES DE SISTEMAS ELÉCTRICOS, Luis A. Brand C., Juan A. Moncada V.
- [8] MORALES Raúl.- “Protección Digital de Sobrecorriente Falla a Tierra Direccional” Tesis Escuela Politécnica Nacional, Quito, 2001.
- [9] GARCÍA Julio/ GÓMEZ Xavier.- “Confiabilidad del Sistema de Coordinación de Protecciones Transmisión – Distribución Subestación Vicentina – Subestación Ibarra – EMELNORTE”
- [10] TRANSELECTRIC S.A. Ing. Crhistian Ortega

- [11] DISEÑO DEL SISTEMA DE SUPERVISIÓN Y CONTROL (SCADA), VOLUMEN I, MEMORIA TÉCNICA, Noviembre de 1998, Empresa Regional Norte S.A., EMELNORTE S.A.
- [12] ALSTOM, Remote Terminal Unit S900, Substation Computers.
- [13] SIEMENS, SINAUT, Remote Terminal Units.
- [14] Proyecto SCADA/EMS del Centro Nacional de Control de Energía CENACE.
- [15] Apuntes Ing. Mst. Luis Tapia, Automatización de Subestaciones.
- [16] PELLIZZONI Rodolfo/ VIGNONI Roberto.- "Seminario Internacional sobre Automatización de Redes de Distribución de Energía Eléctrica y Centros de Control", Comisión de Integración Energética Regional IV CIERTEC., Area de Distribución y Comercialización, Sao Paulo, Brasil, Septiembre de 2002.
- [17] PLAN DE EXPANSIÓN DE LA EMPRESA REGIONAL NORTE S.A. PARA ESCENARIO ALTO, MEDIO Y BAJO DE CRECIMIENTO DE LA DEMANDA, Base Metodológica, Septiembre del 2001.

**A N E X O S**

# **A N E X O 1**



**CARACTERÍSTICAS DE LAS LÍNEAS DE SUBTRANSMISIÓN DE LOS ALIEMENTADORES  
DE LA SUBESTACIÓN ALPACHACA**

From Number	From Name	To Number	To Name	LONG (Km)	CONDUC	Status	R	X	C	R	X	Lim A MVA
2	Ibarra	3	Alpachaca	3.7	336.4	Closed	0.0581	10.1249	0.0002	0.08828	0.43831	31.7
3	Alpachaca	4	El Ambi	5	1/0	Closed	0.2927	0.2225	0.0002	0.73175	0.55625	13.7
3	Alpachaca	7	Diesel	1.3	2/0	Closed	0.0608	0.0576	0.0001	0.152	0.144	16.1
3	Alpachaca	9	Der. Atuntaqui	5.5	336.4	Closed	0.0863	0.1857	0.0003	0.2157	0.46425	31.7

## CARACTERÍSTICAS Y ESPECIFICACIONES DEL EQUIPO ACTUAL DE LA SUBESTACIÓN ALPACHACA

### DISYUNTORES

<b>Posición:</b>	S/E Despacho de Carga	S/Es Atuntaqui-Tabacundo
<b>Marca:</b>	REYROLLE	REYROLLE
<b>Procedencia:</b>	Inglaterra	Inglaterra
<b>Serie:</b>	2YSDMT2-9	2YSDMT2-8
<b>Número:</b>	141A2619	141A2518
<b>Tipo:</b>	Trifásico	Trifásico
<b>Capacidad de Ruptura:</b>	500 MVA	500 MVA
<b>Corriente Nominal:</b>	800 A	800 A
<b>Corriente simétrica:</b>	8.76 kA	8.76 kA
<b>Corriente asimétrica:</b>	11 kA	11 kA
<b>Capacidad de cierre:</b>	22.3 kA	22.3 kA
<b>Voltaje:</b>	34.5 kV	34.5 kV
<b>Resistencia</b>	0.2 Ohmios	0.2 Ohmios
<b>Trafos- razón:</b>	150/75/1	150/75/1
<b>Medio aislante:</b>	Aceite	Aceite
<b>Frecuencia:</b>	60 Hz	60 Hz
<b>Año de Fabricación:</b>	1952	1952
<b>Observaciones:</b>	Se usan básicamente como protección de sobrecorriente	

### TRAFOS DE POTENCIAL

Trafo	1	2
<b>Marca:</b>	REYROLLE	REYROLLE
<b>Procedencia:</b>	Inglaterra	Inglaterra
<b>Serie:</b>	3 AP457	2YP1785
<b>Número:</b>	395A13125	395A13102
<b>Num. Fases:</b>	1	3
<b>Conexión:</b>		Yy0
<b>Voltaje:</b>	19920/63.5 V	35.000/110/63.5 V
<b>Frecuencia:</b>	60 Hz	60 Hz
<b>Aislamiento:</b>	34.5/76 kV	34.5/76 kV
<b>Clase:</b>	200-B	200-B
<b>Medio Aislante:</b>	Aceite	Aceite
<b>Número de Unidades:</b>	1	1
<b>Protecciones Internas y Externas:</b>	Fusibles en el lado de baja tensión.	
<b>Observaciones:</b>	Alimentan a los aparatos de protección y medida	

## SECCIONADORES BARRA DE LA S/E

<b>Marca:</b>	SOUTH WALES SWITCHGEAR
<b>Procedencia:</b>	Inglaterra
<b>Corriente Nominal:</b>	400 A
<b>Tipo:</b>	Trifásico
<b>Voltaje Nominal:</b>	34.5 kV
<b>Frecuencia:</b>	60 Hz
<b>Corriente de corta duración:</b>	13 kA para 3 seg.
<b>Número de unidades</b>	6
<b>Año de Fabricación:</b>	1967
<b>Observaciones:</b>	La unidades ubicadas a la entrada de las L/T de la Central Ambi y de la S/E Transelectric-Ibarra, disponen de cuchilla de puesta a tierra.

## PARARRAYOS:

<b>Marca:</b>	SOUTH WALES SWITCHGEAR
<b>Procedencia:</b>	Inglaterra
<b>Voltaje Nominal:</b>	33 kV
<b>Tipo:</b>	Subestación
<b>Frecuencia:</b>	60 Hz
<b>Número de Unidades:</b>	12
<b>Año de Fabricación:</b>	1967
<b>Observaciones:</b>	Todas las unidades están ubicadas en los puntos de conexión de las L/T con las barras generales.

**CARGADOR DE BATERÍAS:**

<b>Procedencia:</b>	Ecuador
<b>Marca:</b>	FIRMESA
<b>Voltaje de entrada:</b>	220 VAC
<b>Corriente de entrada:</b>	10 A
<b>Frecuencia:</b>	60 Hz
<b>Voltaje de salida:</b>	135 VDC
<b>Corriente de salida</b>	10 ADC

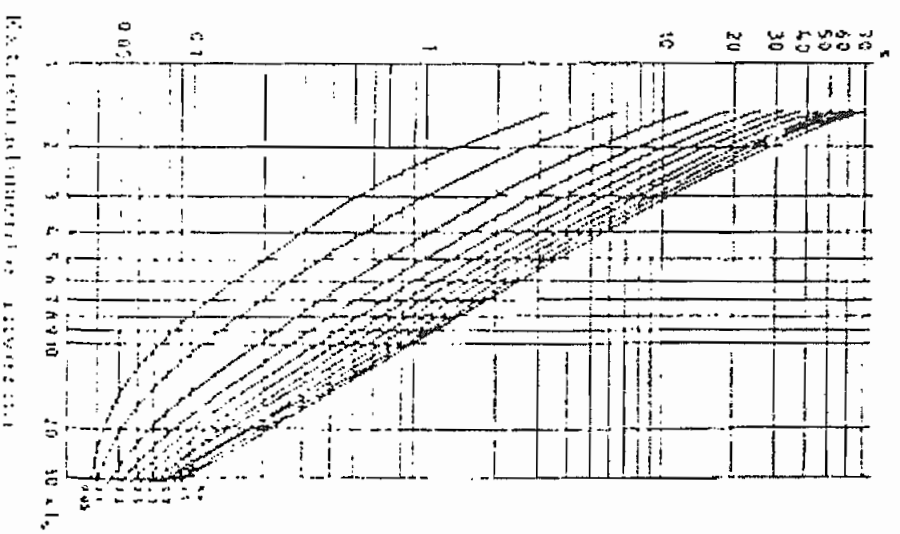
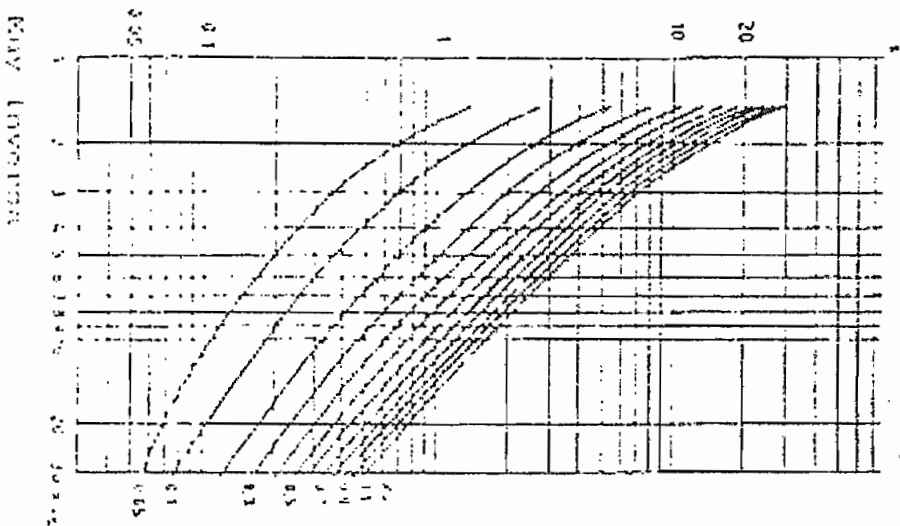
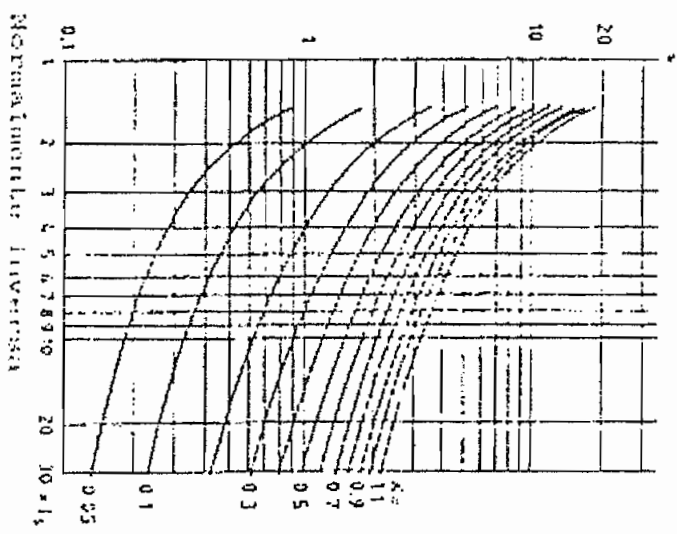
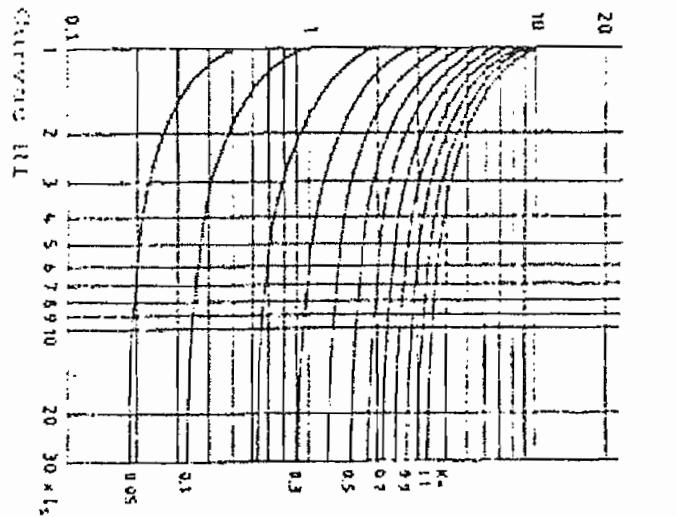
**BANCO DE BATERÍAS:**

<b>Procedencia:</b>	Ecuador
<b>Marca:</b>	BOSH
<b>Tipo:</b>	Plomo - Ácido
<b>Número de Unidades:</b>	10
<b>Capacidad:</b>	195 Ah en 350 min
<b>Voltaje:</b>	120 VDC
<b>Voltaje mín. por celda:</b>	2 Vfpc

## DATOS TÉCNICOS DEL RELÉ TIPO RACID DE ABB

<b>Posición:</b>		S/E Despacho de Carga
<b>Marca:</b>		ABB-RACID
<b>Procedencia:</b>		Suecia
<b>Serie:</b>		7431 154-AB
<b>Relé de Sobreintensidad</b>	<b>Intensidad Nominal (In)</b>	1 A
	<b>Operación de arranque y temporizada</b>	0.5 – 2.5 veces In
	<b>Operación instantánea</b>	2 –30 veces In
<b>Relé de falla a tierra</b>	<b>Intensidad Nominal (Ig)</b>	1 A
	<b>Operación de arranque y temporizada</b>	0.1 – 0.5 veces Ig
	<b>Operación instantánea</b>	0.5 – 8 veces Ig
<b>Tensión auxiliar:</b>		48 – 220 V ± 20%
<b>Frecuencia:</b>		50- 60 Hz
<b>Temperatura permitida del ambiente:</b>		-5° C a +55°C
<b>Temperatura de almacenamiento:</b>		-40°C a + 70°C
<b>Dimensiones:</b>		Alto = 170 mm Ancho = 168 mm Profundidad = 252 mm
<b>Peso:</b>		3.75 kgs

# CURVAS DE OPERACIÓN DEL RELÉ TIPO RACID



# **A N E X O 3**

# ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DEL INTERRUPTOR AUTOMÁTICO

<b>TIPO:</b>	DT1-72.5 F1
<b>N° SERIE:</b>	5437A-DT09
<b>Voltaje Nominal Máximo:</b>	72.5 kV
<b>BIL:</b>	350 kV
<b>Corriente Nominal:</b>	600 A
<b>Tiempo nominal de interrupción:</b>	3 ciclos
<b>Corriente nominal de corto circuito:</b>	40 kA
<b>Factor K nominal:</b>	1
<b>Frecuencia:</b>	60 Hz
<b>Corriente de interrupción al impulso para soportar voltaje de:</b>	Terminal a terminal: N/A Terminal a tierra: N/A
<b>Factor de corriente interruptiva al cierre:</b>	N/A
<b>Sf6 Presión nominal 20° C:</b>	6.8 BAR
<b>Alarma Baja Presión:</b>	3.8 BAR
<b>Presión de Bloqueo:</b>	3.5 BAR
<b>Peso total de SF6:</b>	22 kg

## Desconexión de corrientes capacitivas:

<b>Factor nominal de sobrevoltaje transitorio:</b>	2.0
<b>Corriente de carga de línea en vacío</b>	100 A
<b>Corriente aislada de banco de capacitores shunt:</b>	630 A
<b>Corriente de banco de capacitores shunt espalda-espalda:</b>	630 A
<b>Corriente transitoria de interrupción valor pico:</b>	25 kA
<b>Frecuencia de la corriente transitoria de interrupción:</b>	3360 Hz

**Corriente de interrupción en oposición de fases:** 5 kA

<b>Tipo de mecanismo:</b>	CRR4-5
<b>Tensión de control de cierre:</b>	125 VDC, 3.1 A
<b>Tensión de control de disparo:</b>	125 VDC, 1.4 A
<b>Motor:</b>	125 VDC/120 VAC, 450 W
<b>Calefacción:</b>	120 VAC, 190 W
<b>Peso total:</b>	18.18 kg
<b>Temperatura:</b>	-25° C / +40° C

## DATOS DE PLACA DE LOS TC

	<b>Relación:</b> 600/5	X2-X3	50:5	X2-X4	300:5
	<b>Clase de precisión:</b> C200	X1-X2	100:5	X1-X4	400:5
	<b>Valor térmico:</b> 3.5	X1-X3	150:5	X3-X5	450:5
	<b>Clase de voltaje:</b> 600V	X4-X5	200:5	X2-X5	500:5
	<b>BIL:</b> 10 kV	X3-X4	250:5	X1-X5	600:5



# ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DEL RELÉ SIPROTEC®4 7SJ63

## Analog Inputs

	Nominal Frequency $f_N$	50 Hz or 60 Hz (adjustable)
<b>Current Inputs</b>	Nominal Current $I_N$	1 A or 5 A
	Ground Current Sensitive $I_{Ns}$	$\leq 1.6 A^1$
	Burden per Phase and Ground Path	
	- At $I_N = 1 A$	approx. 0.05 VA
	- At $I_N = 5 A$	approx. 0.3 VA
	- Sensitive Ground Fault Detection 1 A	approx. 0.05 VA
	AC Current Overload Capability	
	- Thermal (rms)	$100 \cdot I_N \leq 1 s$ $30 \cdot I_N \leq 10 s$ $4 \cdot I_N$ continuous
	- Dynamic (current pulse)	$250 \cdot I_N$ for 0.5 cycle
	AC Current Overload Capability for Sensitive Ground Fault Detection $I_{Ns}^1$	
- Thermal (rms)	$300 A \leq 1 s$ $100 A \leq 10 s$ $15 A$ continuous	
- dynamic (impulse)	$750 A$ for 0.5 cycle	
<b>Voltage Inputs</b>	Secondary Nominal Voltage	100 V to 225 V AC
	Measuring Range	0 V to 170 V AC
	Burden at 100 V	approx. 0.3 VA
	AC Voltage Input Overload Capacity	
- Thermal (rms)	230 V continuous	
<b>Measuring Transducer Inputs</b> (7SJ63 only)	Input Current	0 mA DC to 20 mA DC
	Input Resistance	10 $\Omega$
	Burden	5.8 mW at 24 mA

<sup>1)</sup> only in versions with input for sensitive ground fault detection (ordering data see Appendix A.1)

## Power Supply

<b>Direct Voltage</b>	Voltage Supply Via Integrated Converter	
	Nominal Power Supply Direct Voltage $U_H$ DC	24/48 VDC   60/110/125 VDC
	Permissible Voltage Ranges	19 to 58 VDC   48 to 150 V DC
	Nominal Power Supply Direct Voltage $U_H$ DC 110/125/220/250 VDC	
	Permissible Voltage Ranges	88 to 300 V DC

Permissible AC Ripple Voltage, peak to peak  $\leq 15\%$  of the power supply voltage to IEC 60255-11

Power Consumption	Quiescent	Energized
7SJ621, 7SJ622	approx. 4 W	approx. 7 W
7SJ631	approx. 4 W	approx. 10 W
7SJ632, 7SJ633	approx. 5.5 W	approx. 16 W
7SJ635, 7SJ636	approx. 7 W	approx. 20 W
7SJ640	approx. 5 W	approx. 7.5 W
7SJ641	approx. 5 W	approx. 12 W
7SJ642	approx. 5 W	approx. 12 W
7SJ645	approx. 5 W	approx. 16 W

Bridging Time for Failure/Short Circuit to IEC 60255-11  $\geq 50$  ms at  $U \geq 110$  VDC  
 $\geq 20$  ms at  $U \geq 24$  VDC

## Communications Interfaces

<b>PC Front Interface</b>	– Connection	front panel, non-isolated, RS 232, 9-pin DSUB port for connecting a personal computer
	– Operation	with DIGSI® 4
	– Transmission Speed	min. 4800 Baud; max. 38400 Baud for 7SJ63/64; max. 115200 Baud Factory Setting: 38400 Baud; Parity: 8E1
	– Maximum Distance of Transmission	15 meters / 50 feet
<b>Rear Service-Modem-Interface</b>	– Connection	Isolated interface for data transfer
	– Operation	with DIGSI® 4
	– Transmission Speed	min. 4800 Bd, max. 38400 Baud for 7SJ63/64; max. 115200 Baud Factory Setting: 38400 Bd
	<u>RS 232/RS485</u>	RS232/RS485 depends on order code
	– Connection for flush mounted case	rear panel, mounting location "C"
	for panel-surface mounted case	9 pin DSUB port on the case bottom shielded data cable
	– Test Voltage	500 V AC
	<u>RS 232</u>	
	– Maximum Distance of Transmission	15 meters / 50 feet
	<u>RS485</u>	
	– Maximum Distance of Transmission	1 km / 3280 feet / 0.62 mile
	<u>Fibre Optical Link<sup>1)</sup></u>	
	– Connector Type	ST-Connector
	with flush-mounted case	rear panel, mounting location "C"
	with panel surface-mounted case	at FO housing on the case bottom
	– Optical Wavelength	$\lambda = 820 \text{ nm}$
	– Laser Class 1 Under EN 60925-1/-2	using glass fiber 50/125 $\mu\text{m}$ or using glass fiber 62.5/125 $\mu\text{m}$
– Optical Link Signal Attenuation	max. 8 dB, with glass fiber 62.5/125 $\mu\text{m}$	
– Channel Distance	max. 1.5 km (0.95 miles)	
– Character Idle State	selectable; factory setting: Light off	

**System (SCADA)  
Interface (optional)**

IEC 60870-5-103

RS232/RS485/  
depends on order code

floating interface for data transfer  
to a master terminal

RS232

- Connection for flush mounted case  
for panel surface-  
mounted case rear panel, mounting location "B"  
9 pin DSUB port  
at the housing on the case bottom
- Test Voltage 500 V AC
- Transmission Speed min. 4800 Bd, max. 38400 Bd  
Factory Setting: 38400 Bd
- Maximum Distance of Transmission 15 meters / 49 feet

RS485

- Connection for Flush Mounted Case  
for panel surface-  
mounted case rear panel, installation location "B"  
9 pin DSUB Port RS 485  
at the housing on the case bottom
- Test Voltage 500 V AC
- Transmission Speed min. 4800 Bd, max. 38400 Bd  
Factory Setting: 38400 Bd
- Maximum Distance of Transmission 1 km / 3280 feet / 0.62 mile

Fibre Optical Link

- Connector Type ST-Connector  
with flush-mounted case rear panel, mounting location "B"  
with panel surface-  
mounted case at housing  
on the case bottom
- Optical Wavelength  $\lambda = 820 \text{ nm}$
- Laser Class 1 Under EN 60825-1/ -2 using glass fiber 50/125  $\mu\text{m}$  or  
using glass fiber 62.5/125  $\mu\text{m}$
- Optical Link Signal Attenuation max. 8 dB, with glass fiber 62.5/125  $\mu\text{m}$
- Channel Distance max. 1.5 km (0.95 miles)
- Character Idle State selectable: factory setting "Light off"

PROFIBUS RS485 (FMS and DP)

- Connection for Flush Mounted Case rear panel, installation location "B"  
9 pin DSUB Port RS 485

	for panel surface-mounted case	at the housing on the case bottom
–	Test Voltage	500 V AC
–	Transmission Speed	up to 1.5 M Baud
–	Maximum Distance of Transmission	1 km / 3280 feet / 0.62 mile at: 93.75 kBd 500 m / 1640 feet / 0.31 mile at: 187.5 kBd 200 m / 650 feet at $\leq$ 1.5 MBd

Profibus (FMS and DP)

Fibre Optical Link

–	Connector type	integrated ST connector for DWG direct access; for FMS single ring or twin ring, depending on order for DP only double ring
	For Flush-Mounted Case For Panel Surface-Mounted Case	rear panel, mounting location "B" at the housing on the case bottom
–	Transmission Speed recommended:	up to 1.5 M Baud > 500 k Baud with normal casing $\leq$ 57600 Bd with detached operator panel
–	Optical Wavelength	$\lambda = 820$ nm
–	Laser class 1 Under EN 60825–1/–2	using glass fiber 50/125 $\mu$ m or using glass fiber 62.5/125 $\mu$ m
–	Optical Link Signal Attenuation	max. 8 dB, with glass fiber 62.5/125 $\mu$ m
–	Channel Distance	max. 1.5 km (0.95 miles)

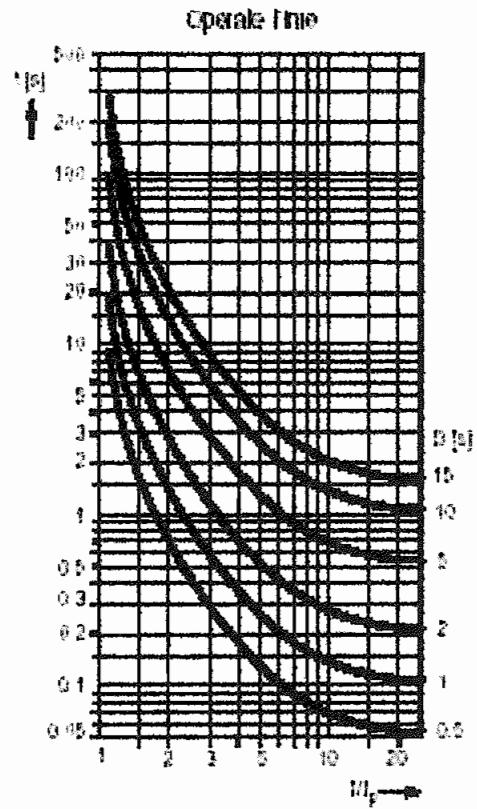
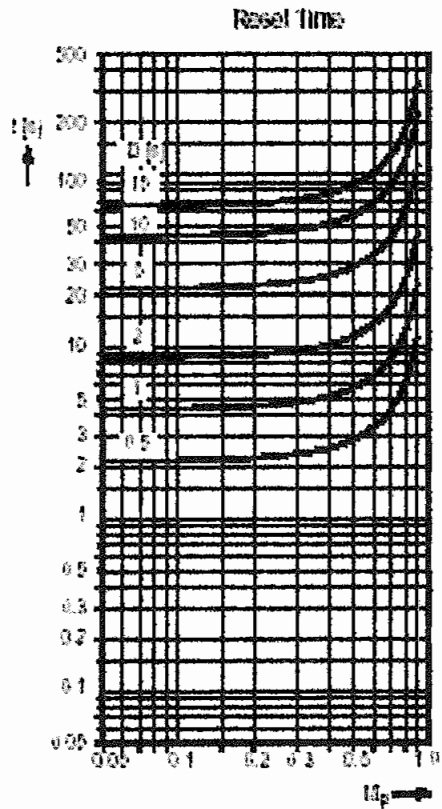
DNP3.0 / MODBUS RS485

–	Connection for Flush Mounted Case	rear panel, installation location "B" 9 pin DSIJB Port
	for panel surface-mounted case	at the housing on the case bottom
–	Test Voltage	500 V; 50 Hz
–	Transmission Speed	max. 19200 Bd
–	Maximum Distance of Transmission	1 km / 3280 feet / 0.62 mile

DNP3.0 / MODBUS Fibre Optical Link

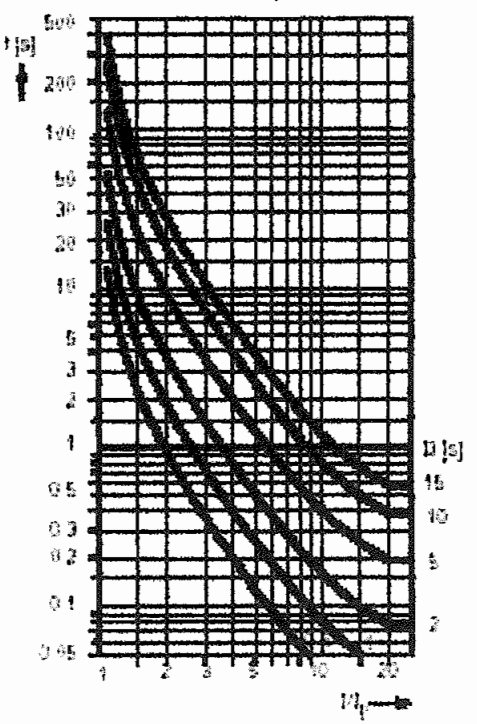
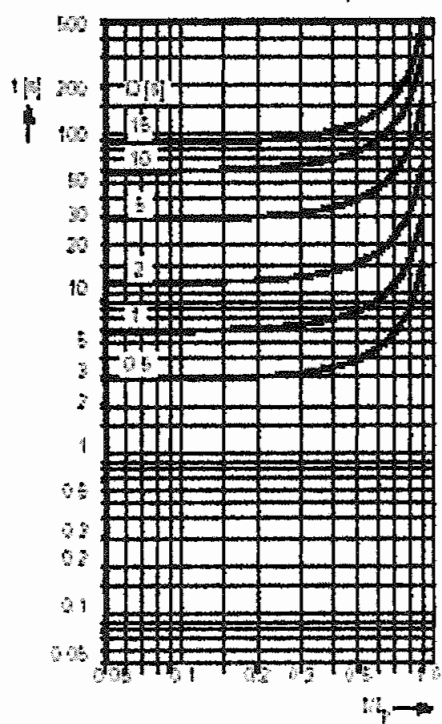
–	Connector Type	ST-Connector transmitter/receiver
–	Connection with flush-mounted case with panel surface-mounted case	rear panel, mounting location "B" at the housing on the case bottom
–	Transmission Speed	max. 19200 Bd
–	Optical Wavelength	$\lambda = 820$ nm
–	Laser Class 1 Under EN 60825–1/–2	using glass fiber 50/125 $\mu$ m or using glass fiber 62.5/125 $\mu$ m
–	Optical Link Signal Attenuation	max. 8 dB, with glass fiber 62.5/125 $\mu$ m
–	Channel Distance	max. 1.5 km (0.95 miles)

# CURVAS DE OPERACIÓN RELÉ SIPROTEC®4 7SJ63



**RESET VERY INVERSE**  $t = \frac{4.32}{(I_p)^2} D$  [s]

**VERY INVERSE**  $t = \frac{3.922}{(I_p)^2} D$  [s]



**RESET EXTREMELY INVERSE**  $t = \frac{5.52}{(I_p)^2} D$  [s]

**EXTREMELY INVERSE**  $t = \frac{5.04}{(I_p)^2} D$  [s]

Figure 4-5 Reset Time and Trip Time Characteristics Of The Inverse-time Overcurrent Protection, As Per ANSI/IEEE

# **A N E X O 4**

**SUBESTACIÓN BELLAVISTA, IBARRA – TRANSELECTRIC S.A**

RELÉ	POSICIÓN	MARCA	TIPO	I <sub>N</sub>	PROTECCIÓN	RTC	TAP	DIAL	INST.
11	A S/E ALPACHACA 34.5 KV	BROWN BOVERI	ICM 21P	5 A	FASE	1200/5	2.5	0.1	10.0
					NEUTRO	400/5	1	0.2	BLOQUEADO

**SUBESTACIÓN ALPACHACA**

RELÉ	POSICIÓN	RTC	MARCA	TIPO	I <sub>N</sub>	PROTECCIÓN	TAP	DIAL	INST.
10	A S/E DESPACHO DE CARGA 34.5 KV	150/1	ABB	RACID	1 A	FASE	1.5	0.05	10.0
						NEUTRO	0.30	0.05	4.0
16	A S/Es ATUNTAQUI- TABACUNDO 34.5 KV	150/1	ABB	RACID	1 A	FASE	1.40	0.05	10.0
						NEUTRO	0.30	0.05	4.0

### CENTRAL EL AMBI

RELÉ	POSICIÓN	RTC	MARCA	TIPO	I <sub>N</sub>	PROTECCIÓN	TAP	DIAL	INST.
18	A S/E ALPACHACA 34.5 kV	200/1	REYROLLE ENGLAND	TJV RELAY	1 A	FASE NEUTRO	0.75 0.30	0.3 0.2	- -
20	GENERADOR Nº 1 4.16 kV	800/1	REYROLLE ENGLAND	TJV RELAY	1 A	FASE NEUTRO	1.0 0.4	0.3 0.2	- -
21	GENERADOR Nº 2 4.16 kV	800/1	REYROLLE ENGLAND	TJV RELAY	1 A	FASE NEUTRO	1.0 0.4	0.3 0.2	- -

### SUBESTACIÓN ATUNTAQUI

RELÉ	POSICIÓN	RTC	MARCA	TIPO	I <sub>N</sub>	PROTECCIÓN	TAP	DIAL	INST.
12	CIRCUITO ATUNTAQUI 13.8 kV	200/5	ABB	DPU2000R REF544	5 A	FASE NEUTRO	2 1	2 2	12 8
13	CIRCUITO SAN ROQUE 13.8 kV	200/5	ABB	DPU2000R REF544	5 A	FASE NEUTRO	3 1	2 2	14 16
14	CIRCUITO COTACACHI 13.8 kV	200/5	ABB	DPU2000R REF544	5 A	FASE NEUTRO	4.2 1.5	2 2	20 20
15	DISYUNTOR 34.5 kV	100/1	ABB	DPU2000R REF544	5 A	FASE NEUTRO	1.4 0.98	2 2	15 13

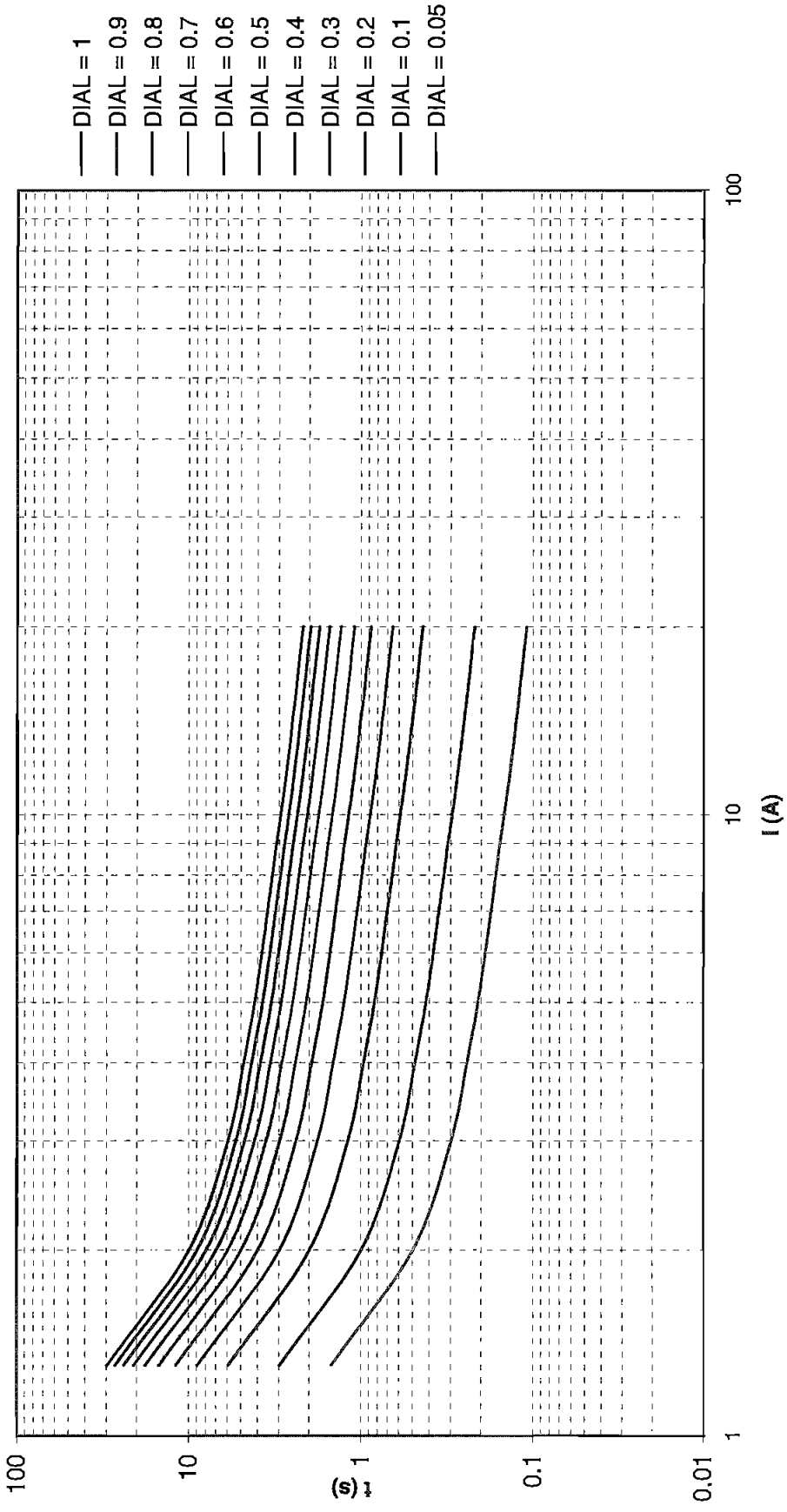


## SUBESTACIÓN DESPACHO DE CARGA

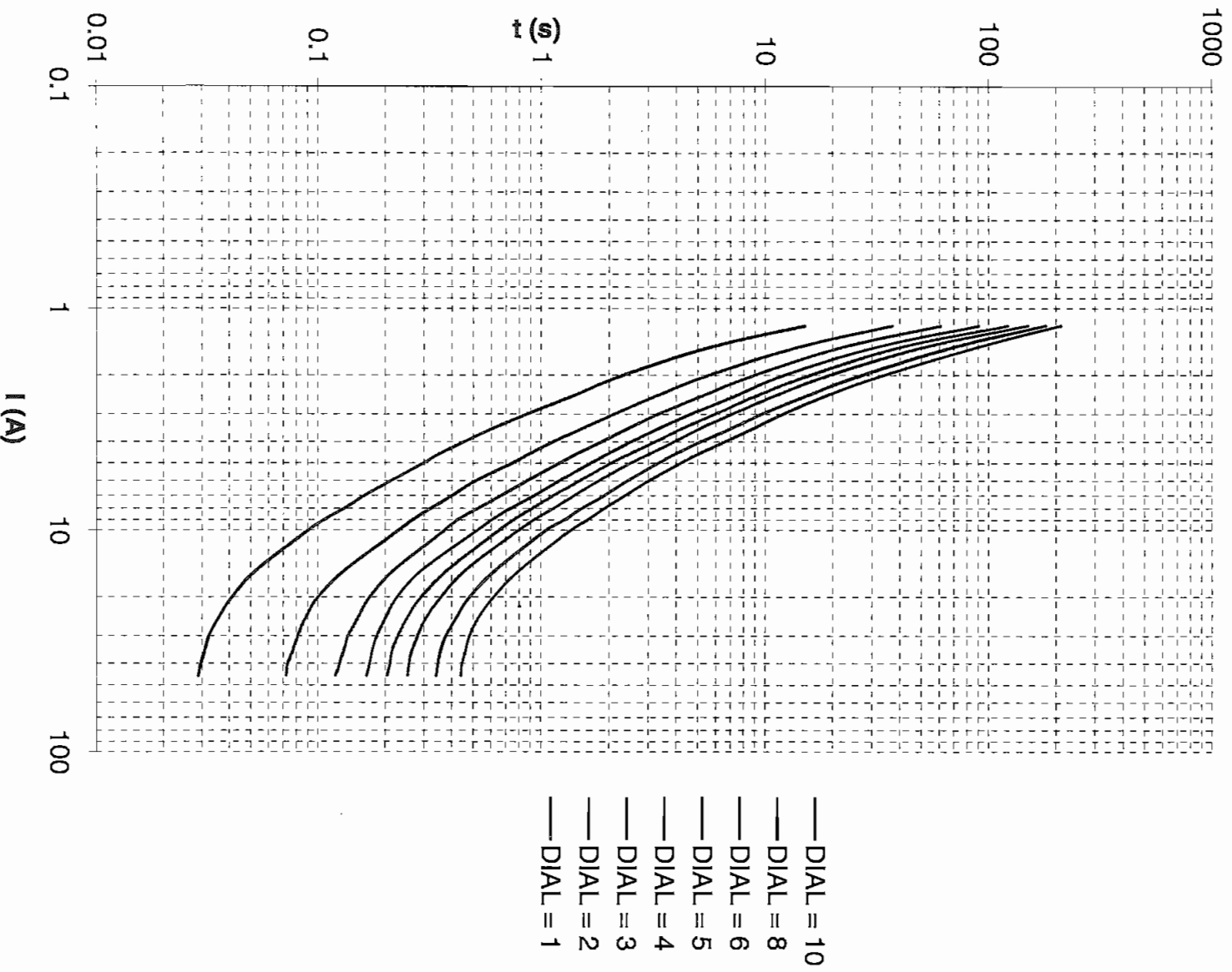
RELÉ	POSICIÓN	RTC	MARCA	TIPO	I <sub>n</sub>	PROTECCIÓN	TAP	DIAL	INST.
7	TABLERO DE MEDICIÓN 13.8 KV	150/5	REYROLLE ENGLAND	TJV RELAY	5A	FASE	10	0.5	-
						NEUTRO	2	0.5	-
1	CIRCUITO Nº 1 13.8 KV	75/1	REYROLLE ENGALND	TJV RELAY	1 A	FASE	1.25	0.1	-
						NEUTRO	0.4	0.1	-
2	CIRCUITO Nº 2 13.8 KV	75/1	REYROLLE ENGLAND	TJV RELAY	1 A	FASE	2	0.05	-
						NEUTRO	0.6	0.1	-
3	CIRCUITO Nº 3 13.8 KV	75/1	REYROLLE ENGLAND	TJV RELAY	1 A	FASE	1.25	0.1	-
						NEUTRO	0.6	0.05	-
4	CIRCUITO Nº 4 13.8 KV	75/1	REYROLLE ENGLAND	TJV RELAY	1 A	FASE	2	0.1	-
						NEUTRO	0.8	0.1	-
5	CIRCUITO Nº 1-2-3 6.3 KV	150/5	REYROLLE ENGLAND	TJV RELAY	5 A	FASE	6.25	0.1	-
						NEUTRO	0.5	0.1	-
6	CIRCUITO Nº 6 13.8 KV	150/5	REYROLLE ENGLAND	TJV RELAY	5 A	FASE	6.25	0.1	-
						NEUTRO	2	0.1	-
8 y 9	RELES TRAFOS PARALELO 13.8 KV	200/1	REYROLLE ENGLAND	TJV RELAY	1 A	FASE	1.25	0.2	-
						NEUTRO	0.4	0.2	-

# **A N E X O 5**

# CURVAS DE OPERACIÓN RELÉ REYROLLE-ENGLAND

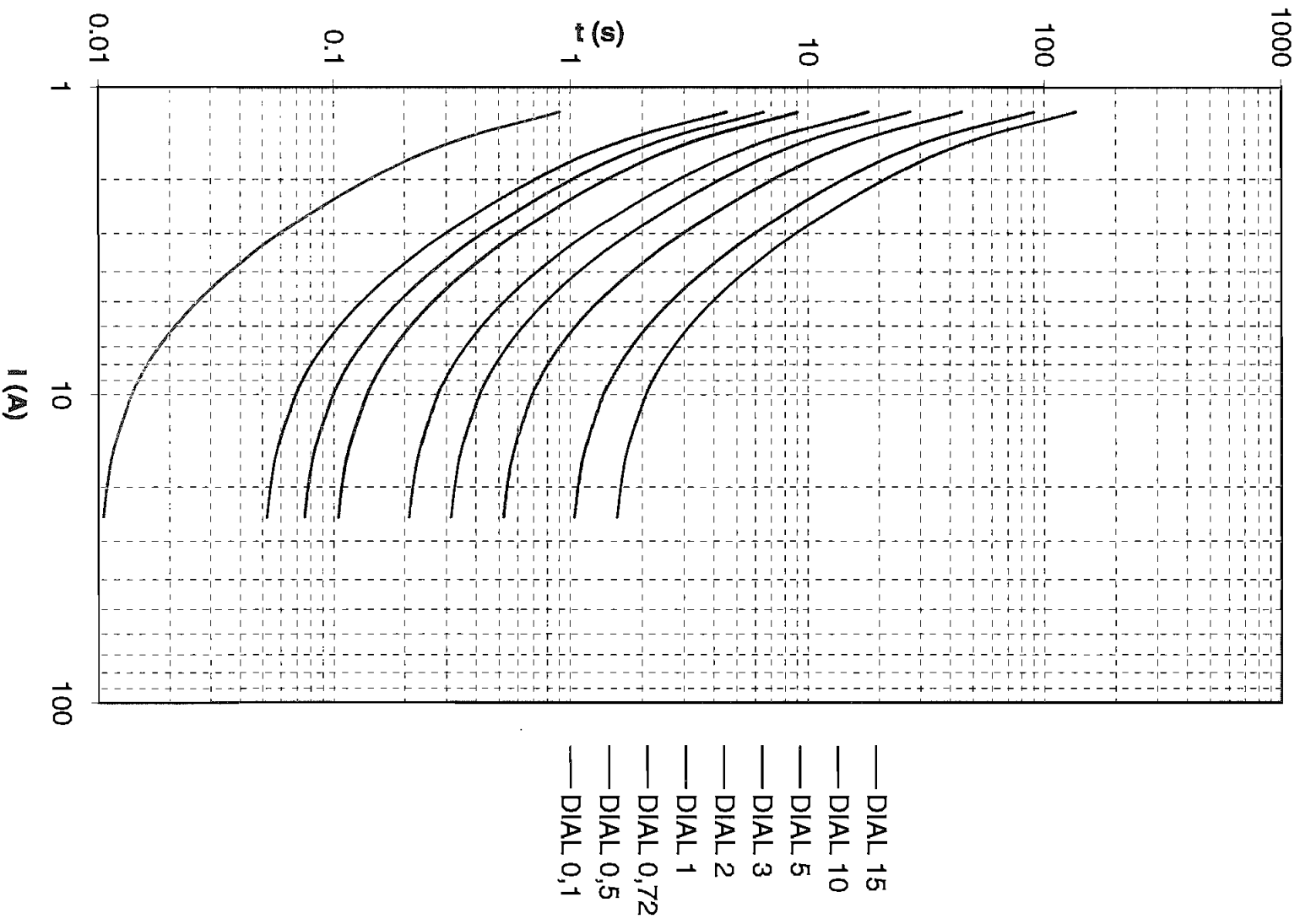


# CURVAS DE OPERACIÓN RELÉ DPU 2000R EXTREMADAMENTE INVERSA

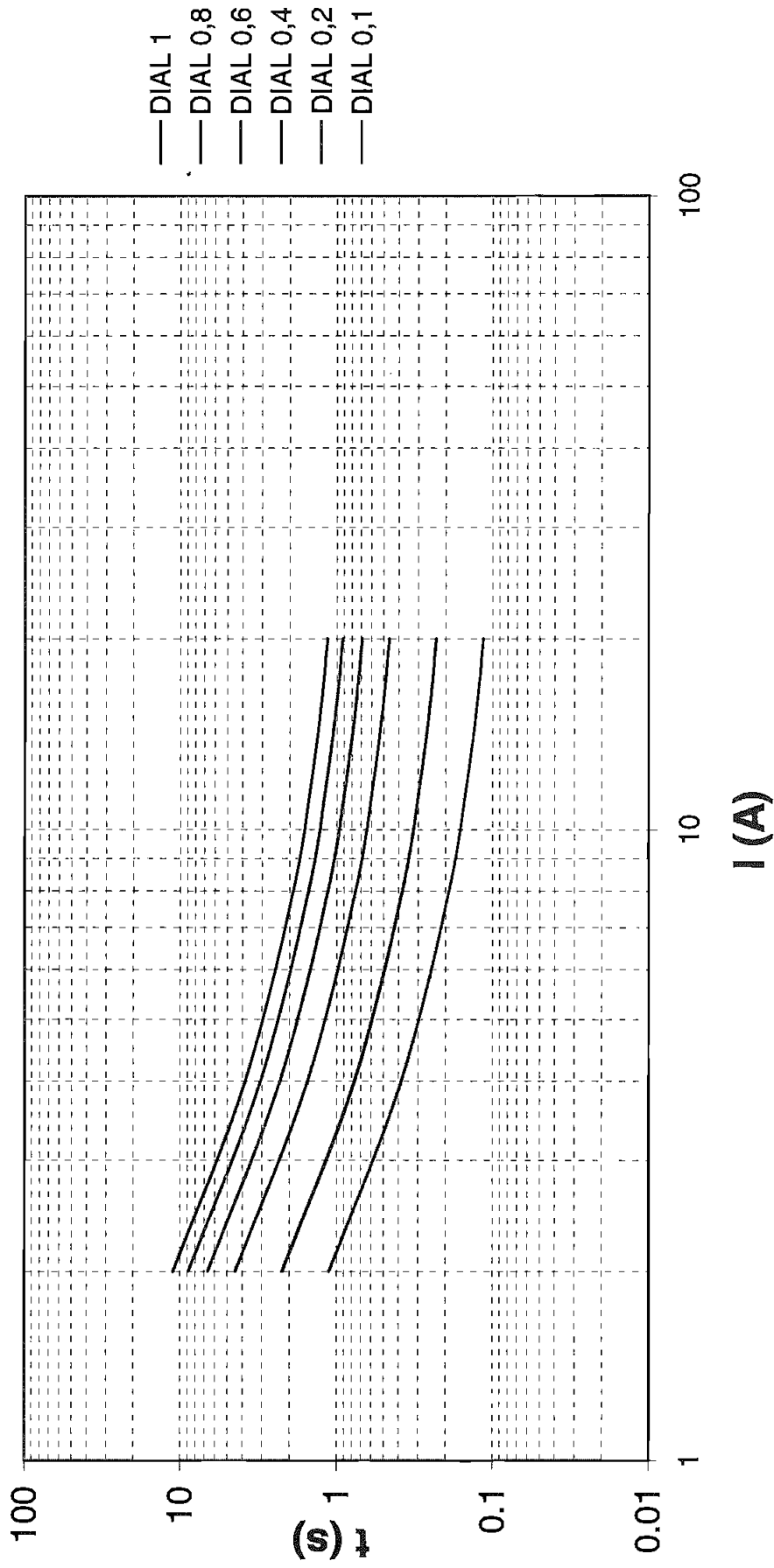


# CURVAS DE OPERACIÓN MUY INVERSA

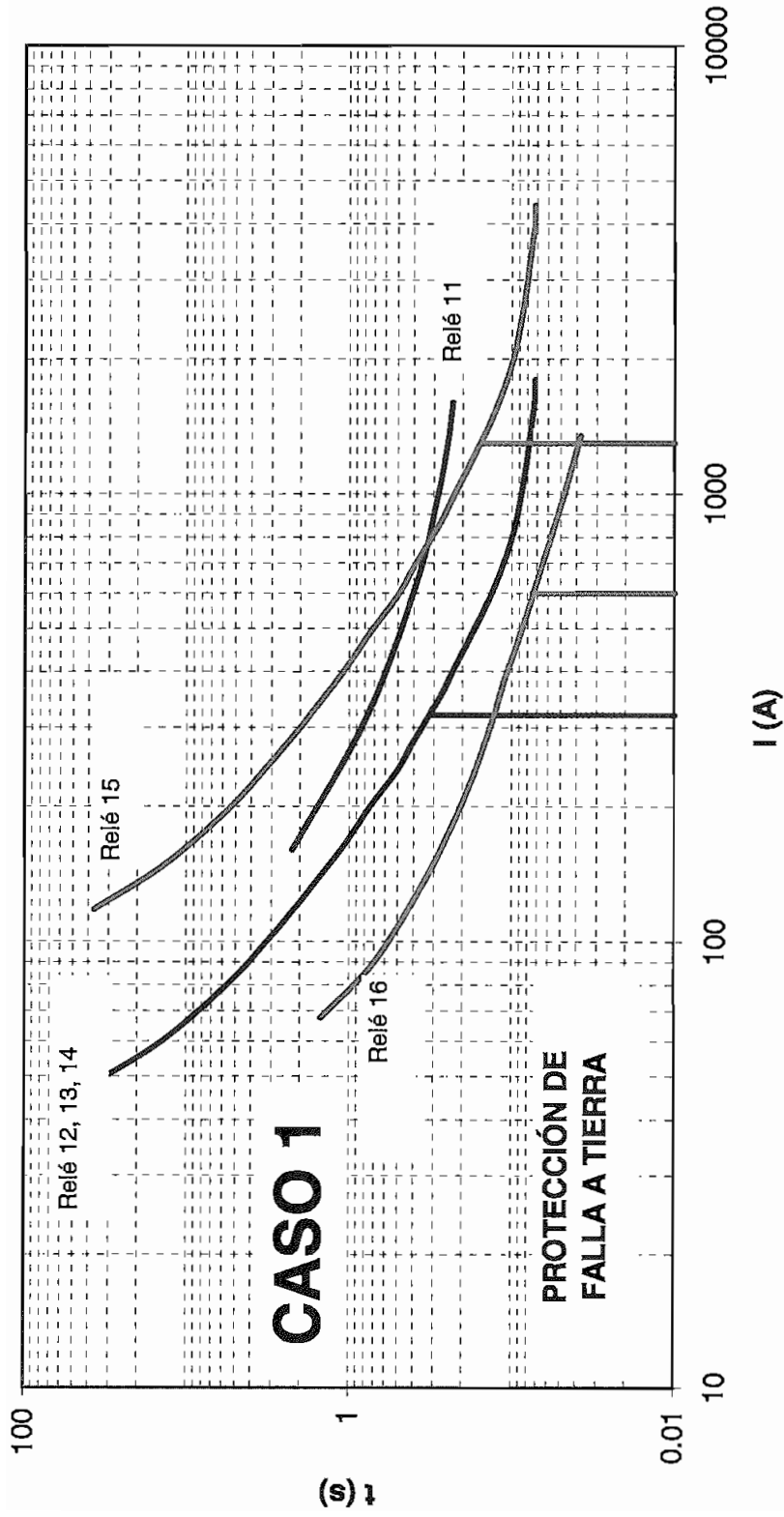
## RELE SIPPOTEC®4 7SJ63



# CURVAS DE OPERACIÓN RELÉ ICM 21P NEUTRO

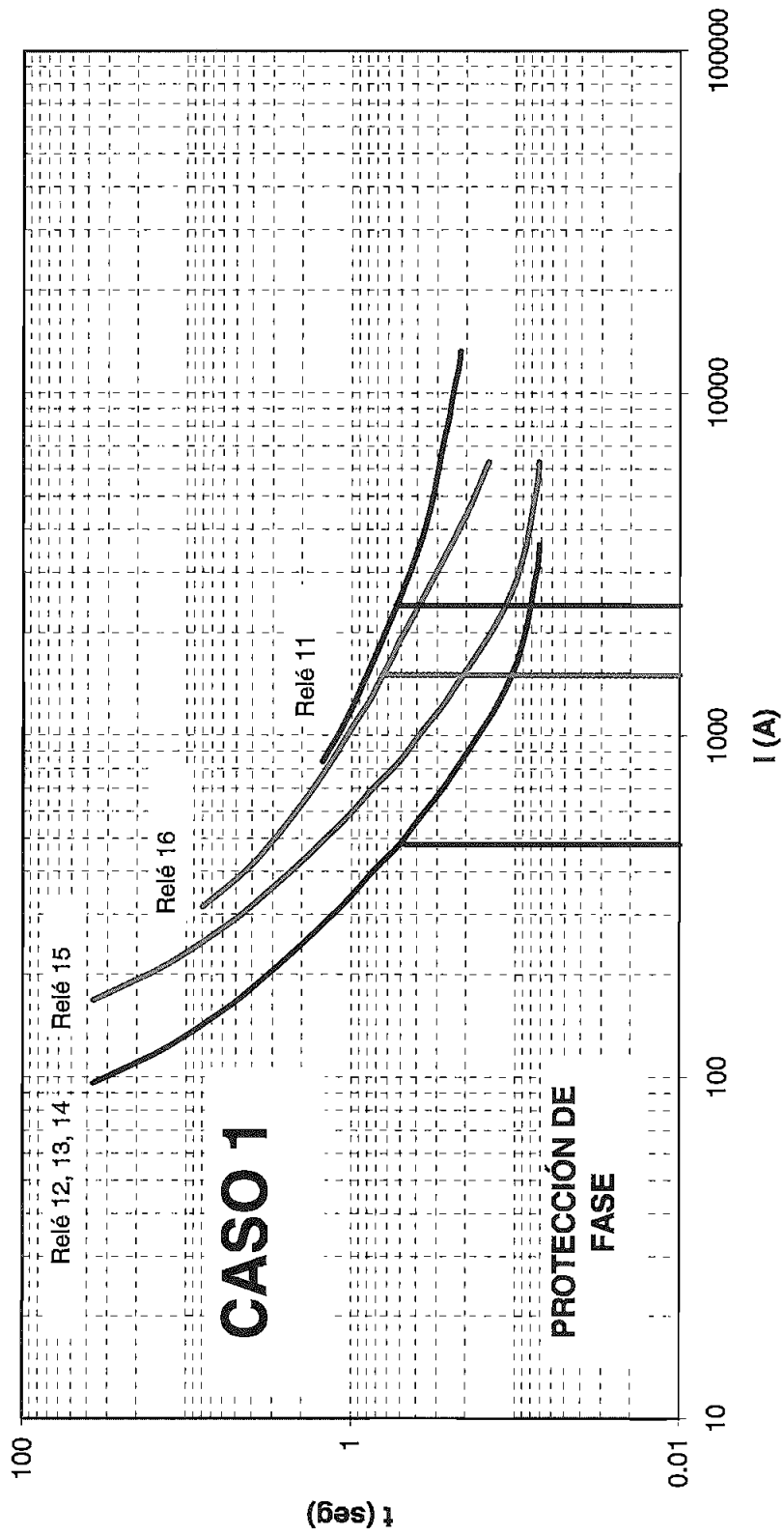


# **A N E X O 6**

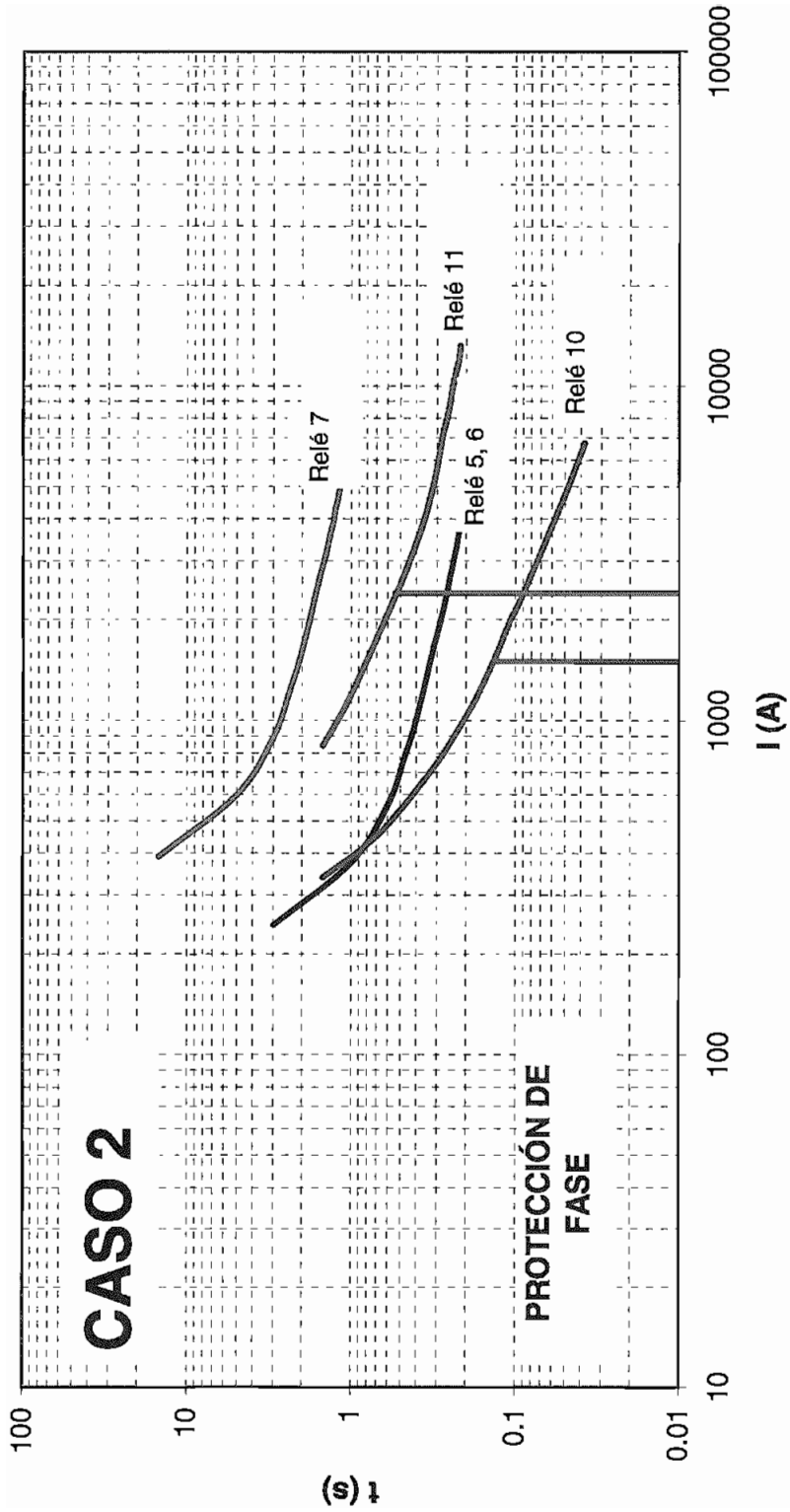


**COORDINACIÓN RELÉS 12-15-16-11**

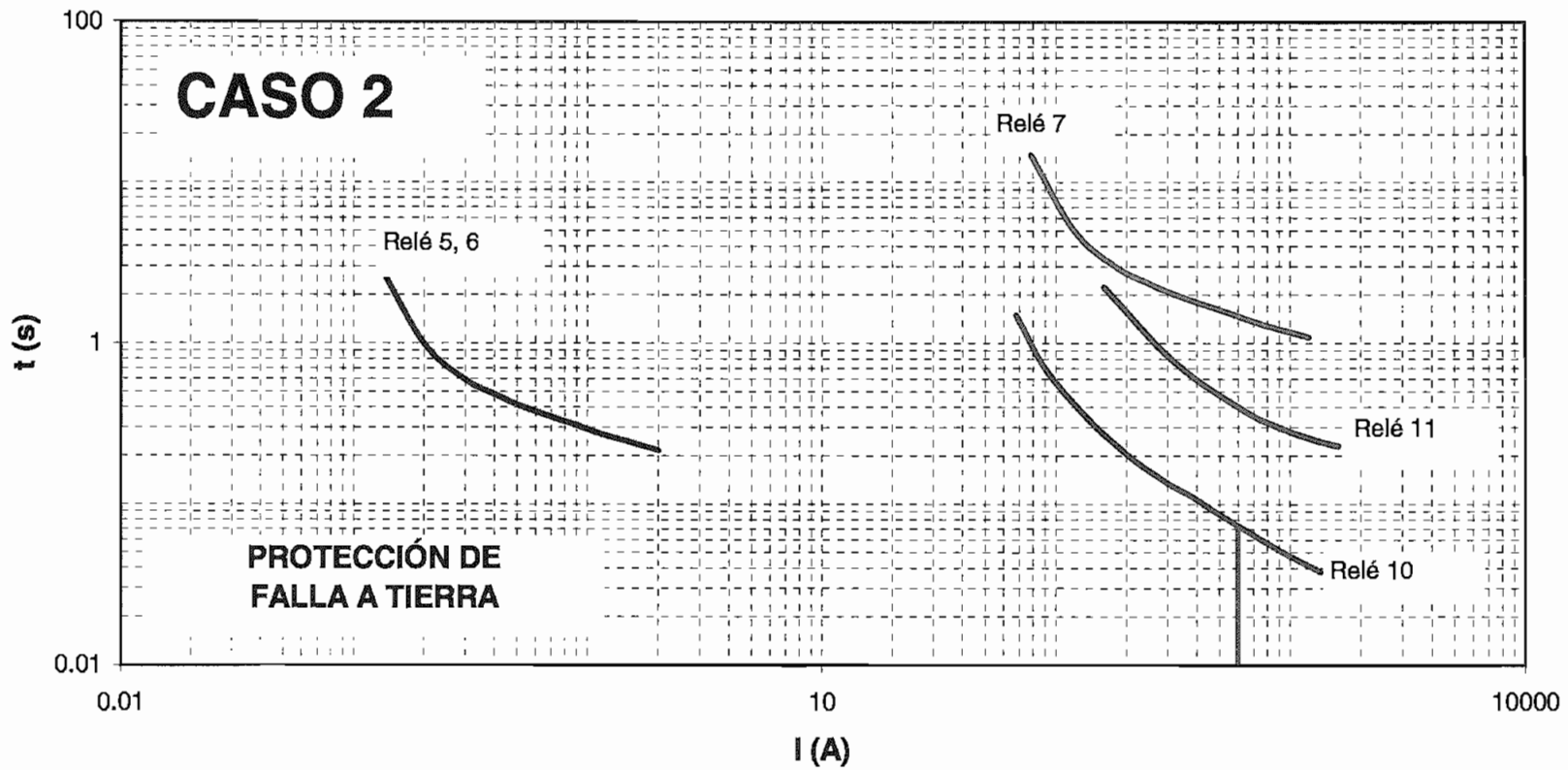




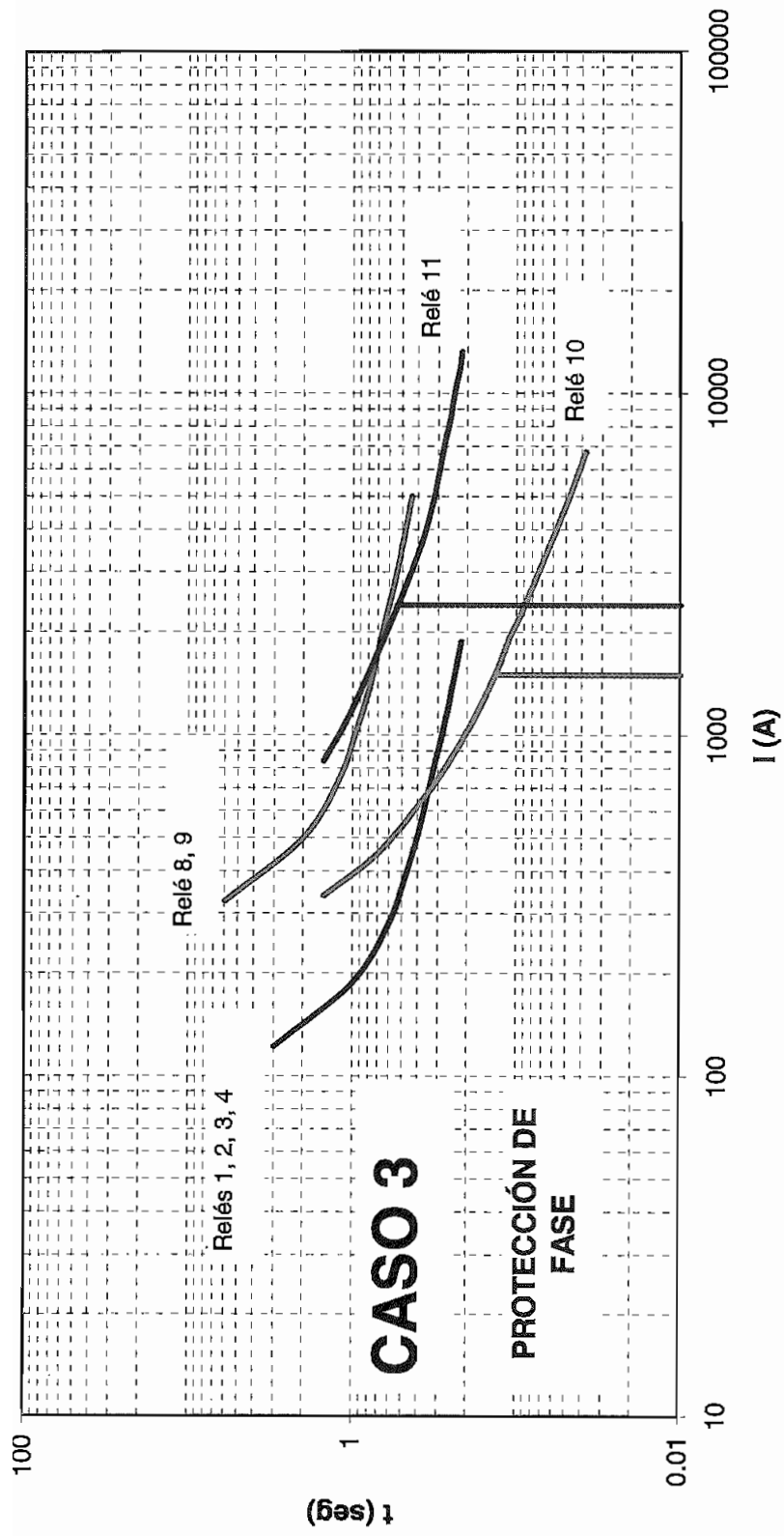
**COORDINACIÓN RELÉS 12-15-16-11**



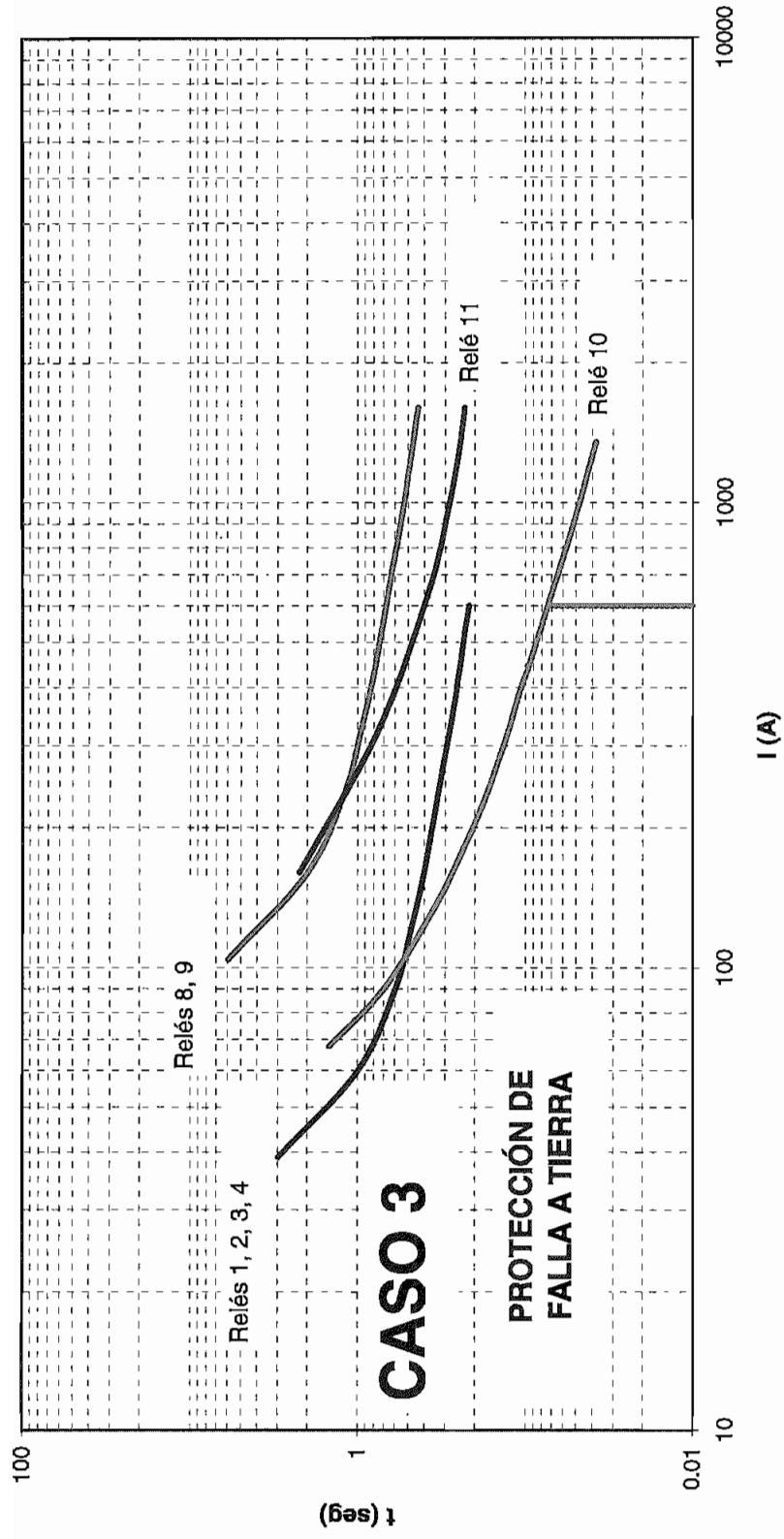
**COORDINACIÓN RELÉS 5-7-10-11**



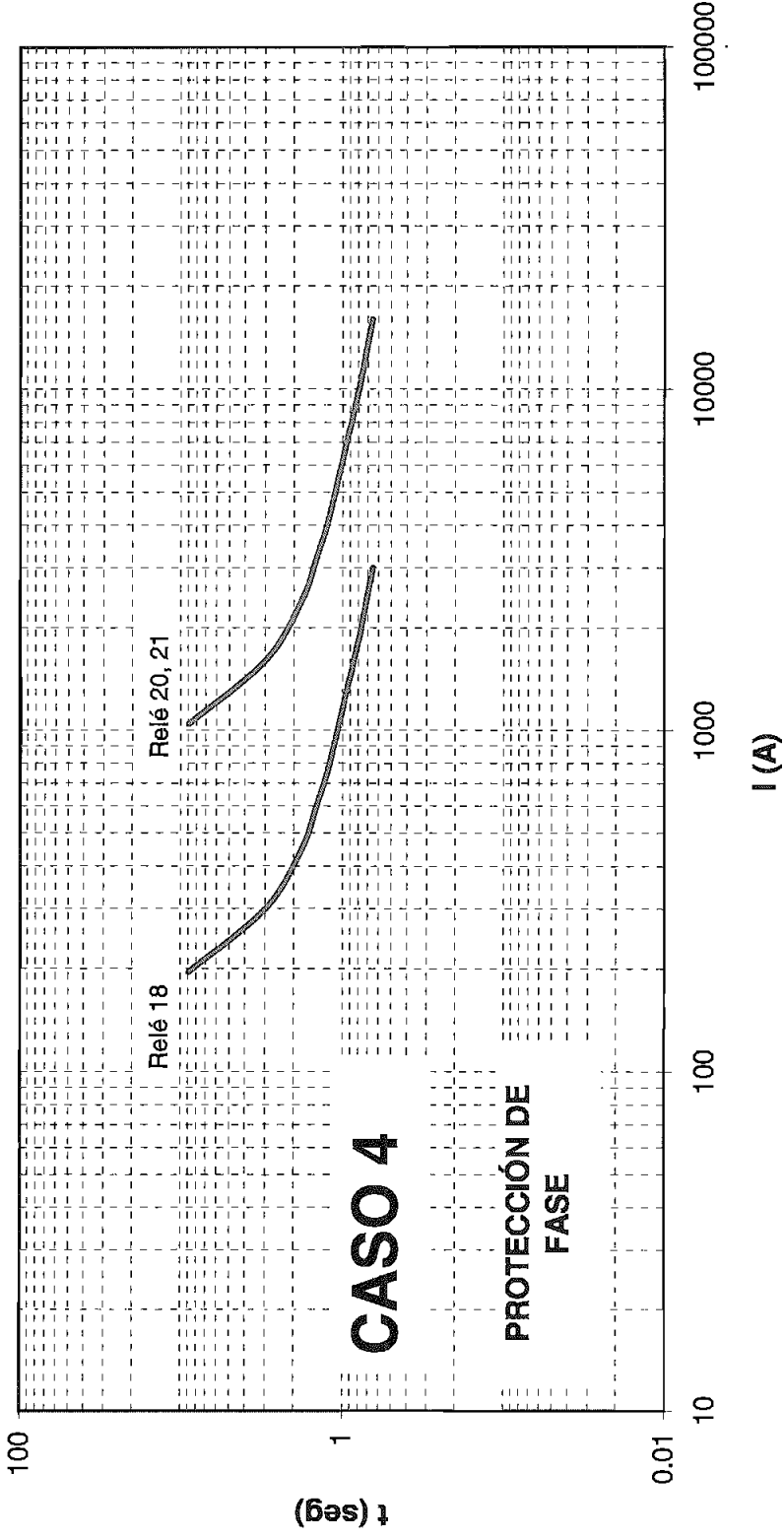
**COORDINACIÓN RELÉS 19-5-7-10-11**



**COORDINACIÓN RELÉS 1-8-10-11**



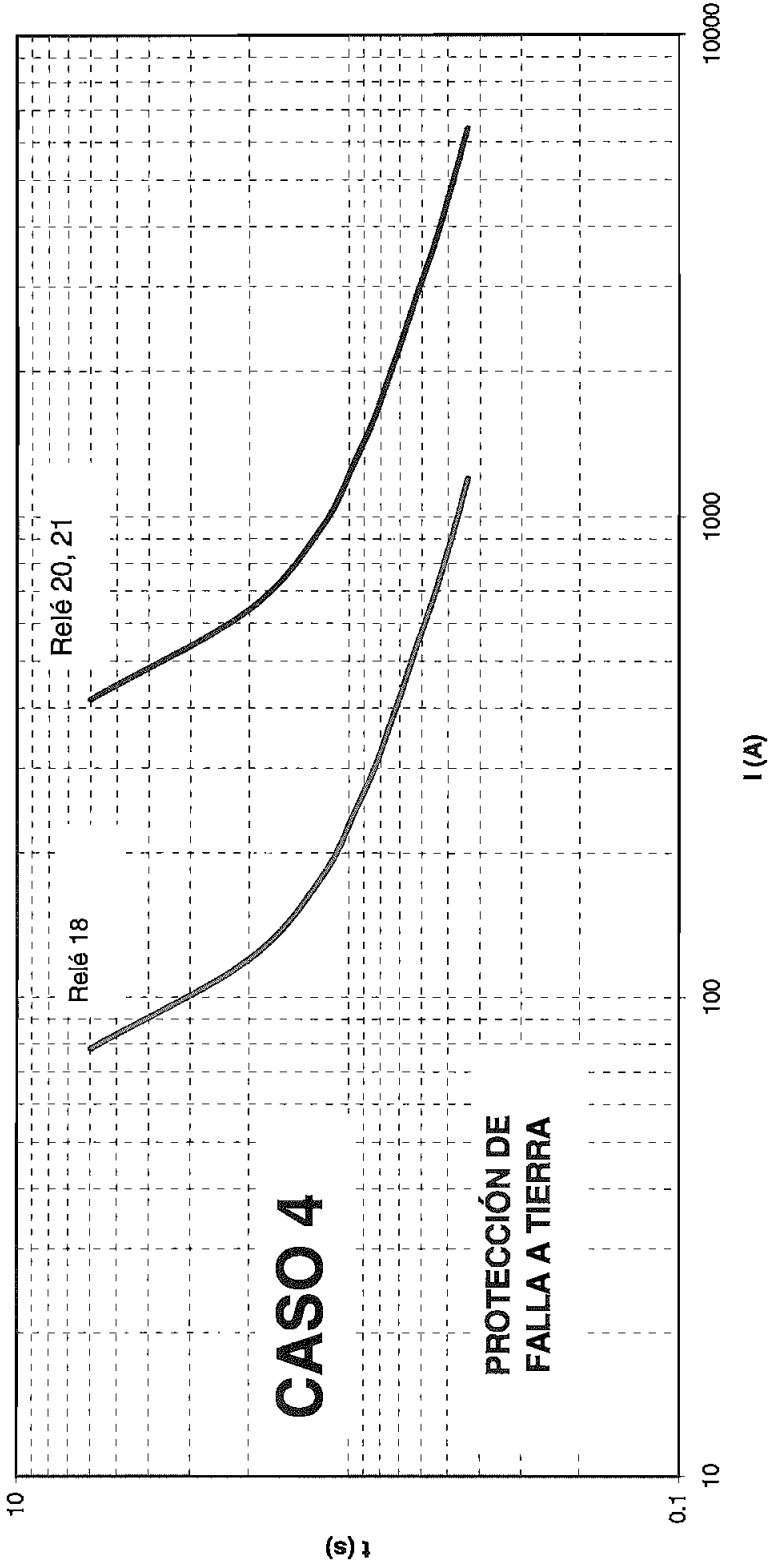
**COORDINACIÓN RELÉS 1-8-10-11**



# CASO 4

## PROTECCIÓN DE FASE

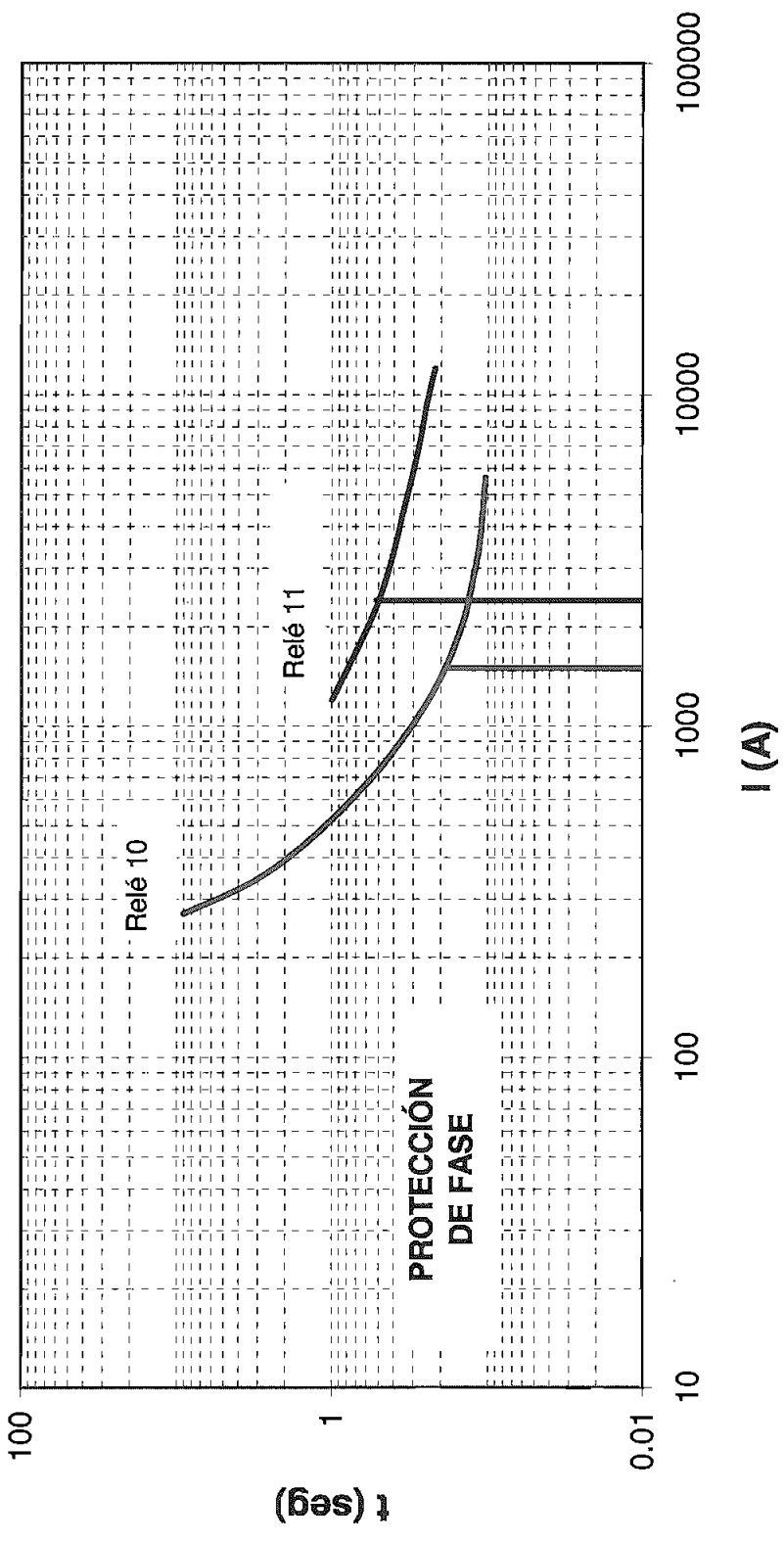
### COORDINACIÓN RELÉS 18-20



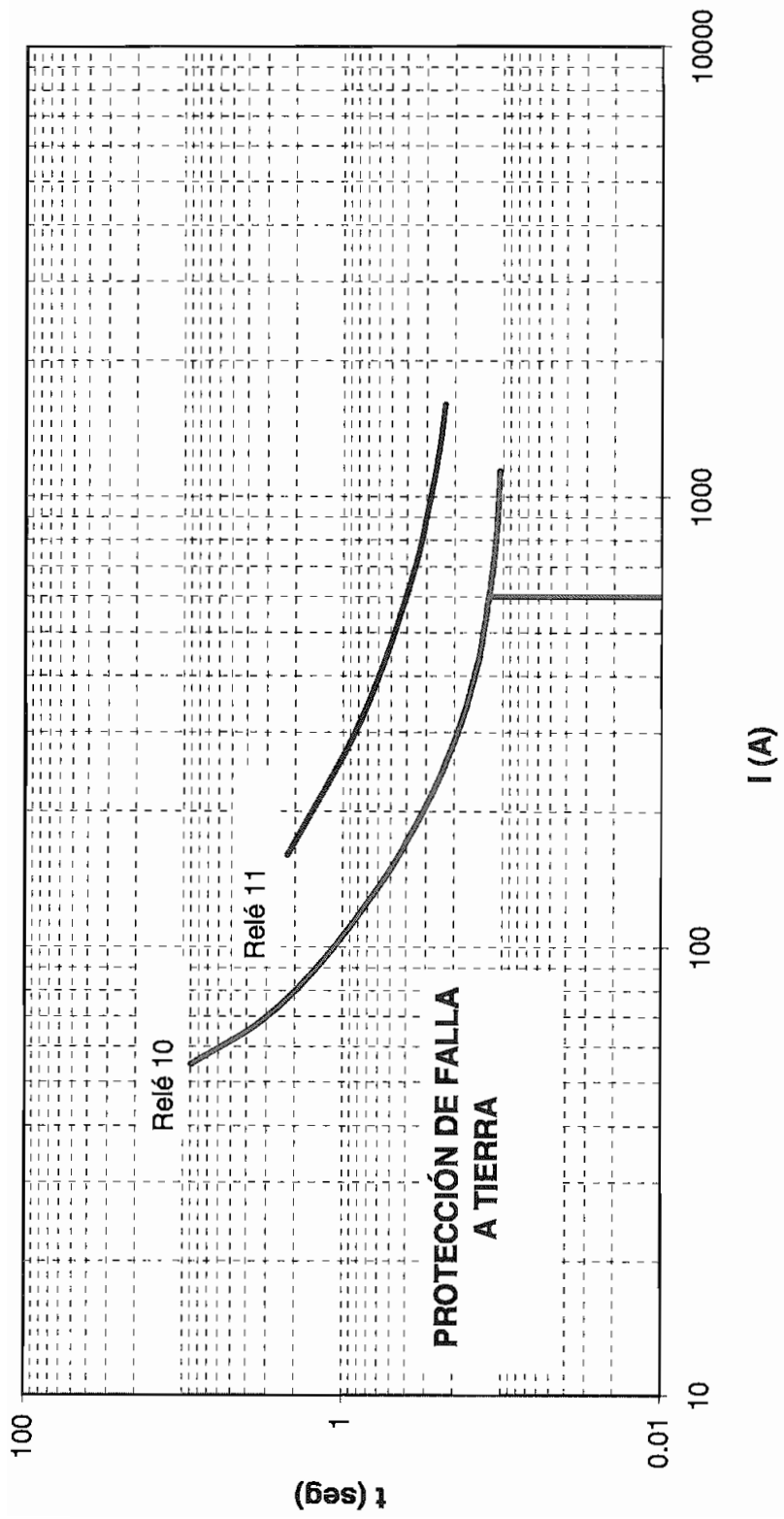
**COORDINACIÓN RELÉS 18-20**

# **A N E X O 7**

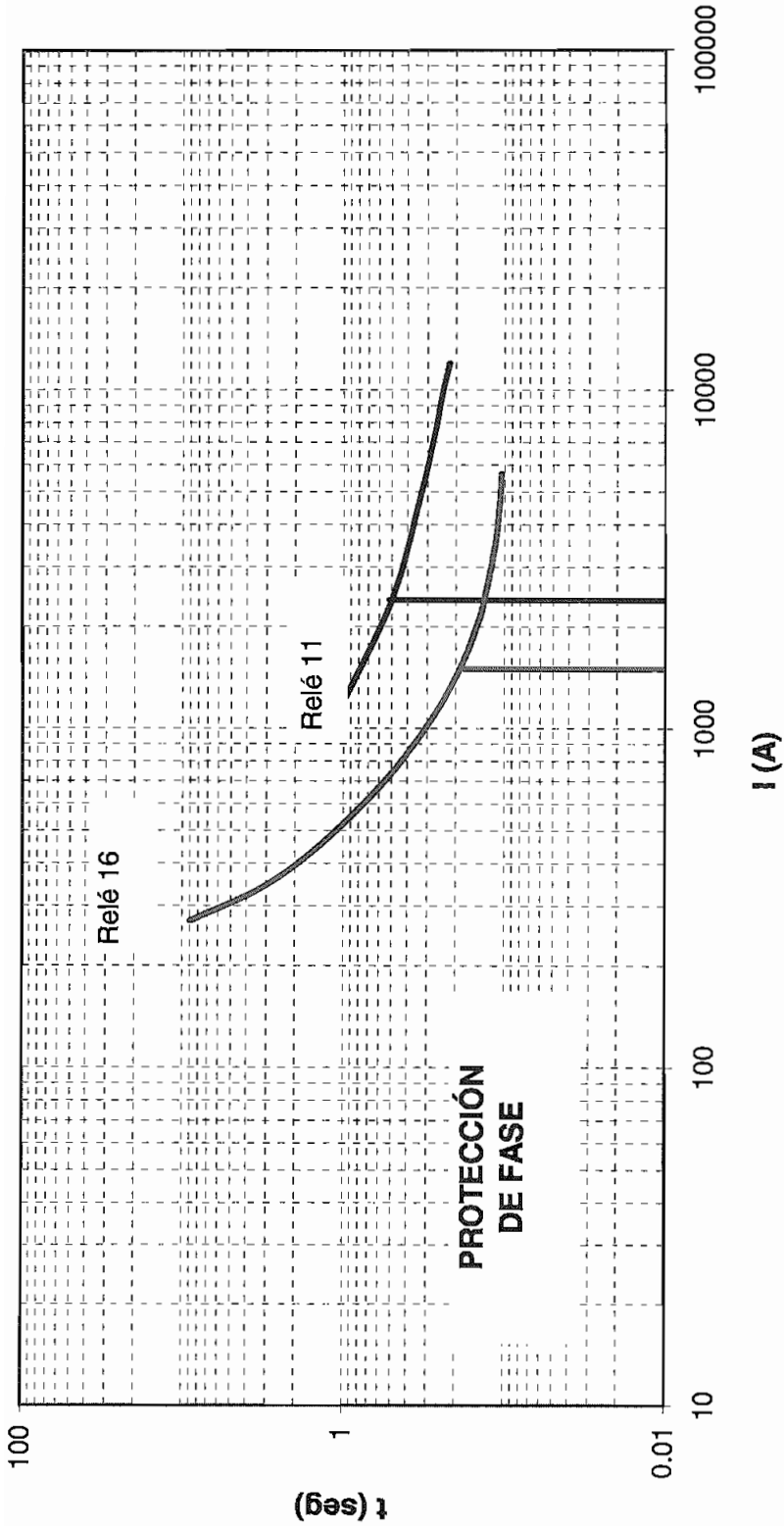




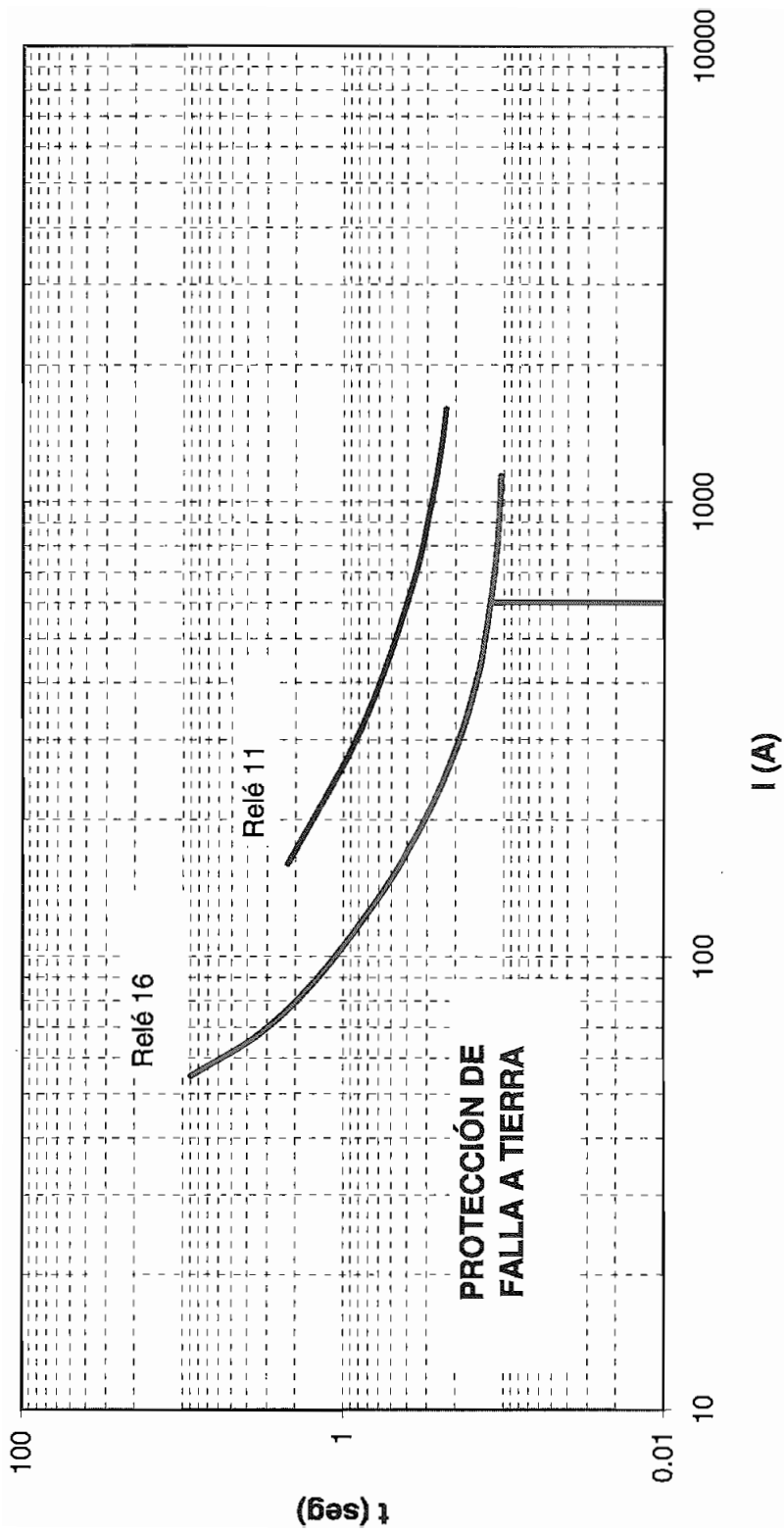
COORDINACIÓN RELÉS 10-11



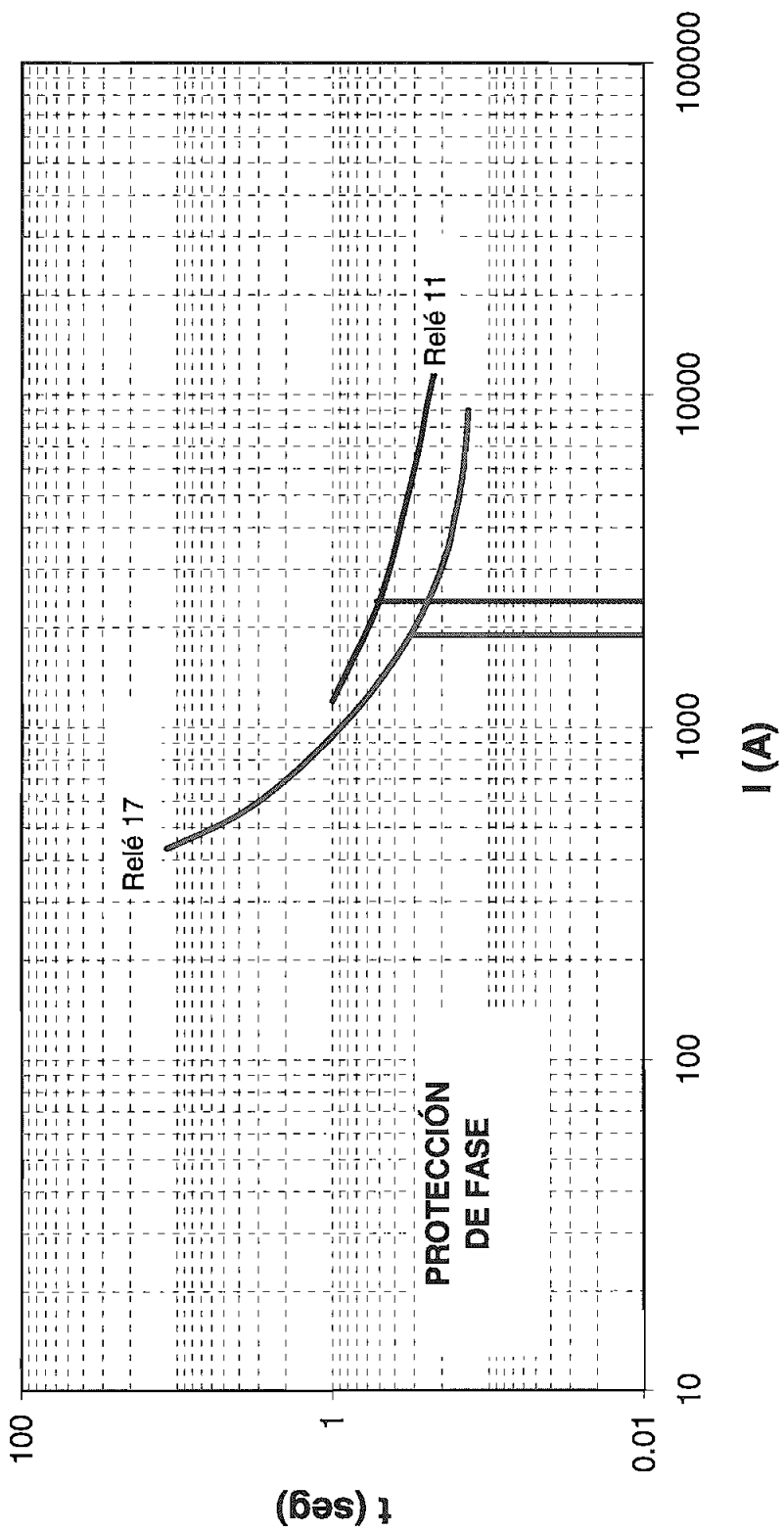
COORDINACIÓN RELÉS 10-11



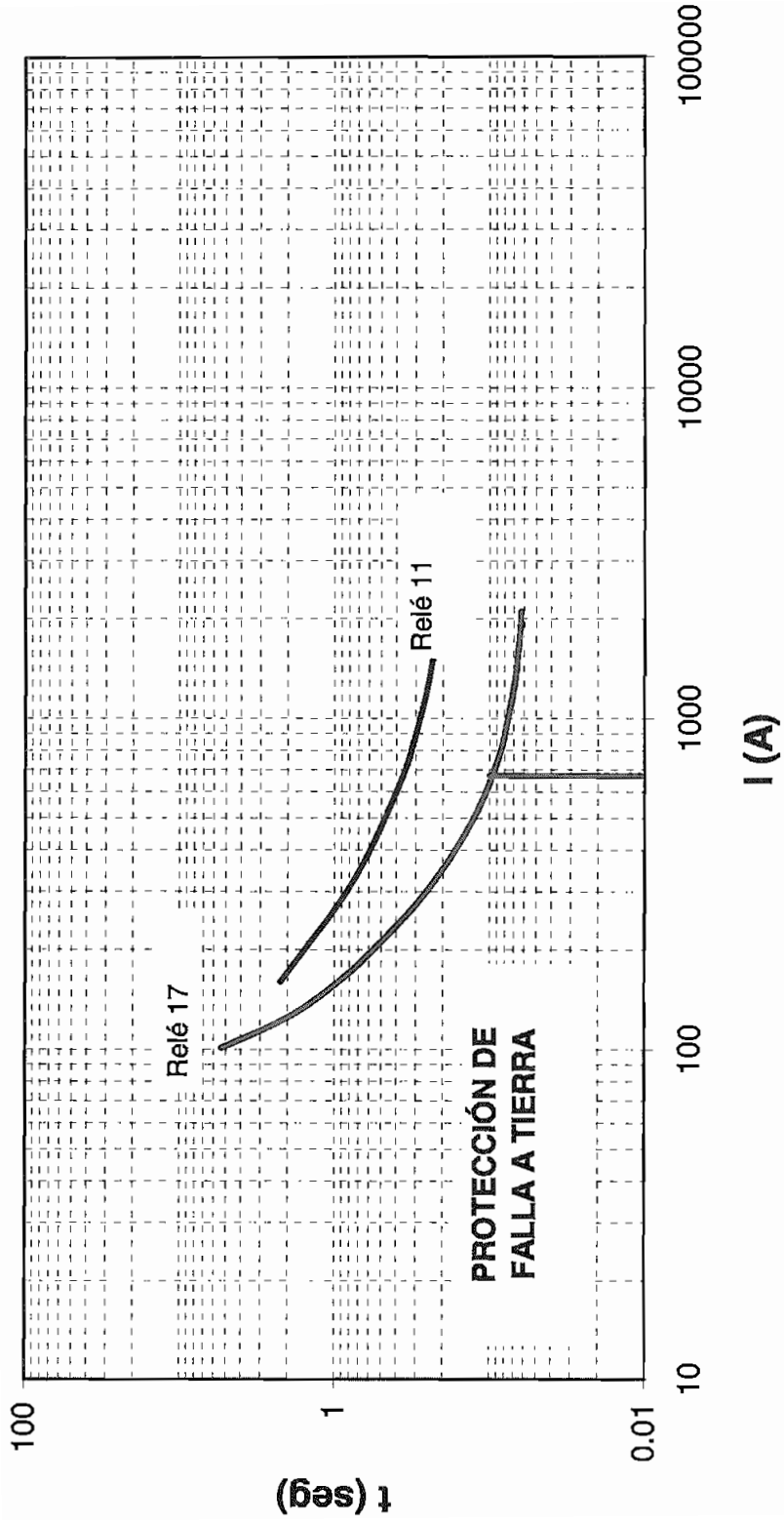
COORDINACIÓN RELÉS 16-11



**COORDINACIÓN RELÉS 16-11**



COORDINACIÓN RELÉS 17-11



COORDINACIÓN RELÉS 17-11

# **A N E X O 8**

## FUNCIONES EMS DEL PROYECTO SCADA/EMS DEL CENACE

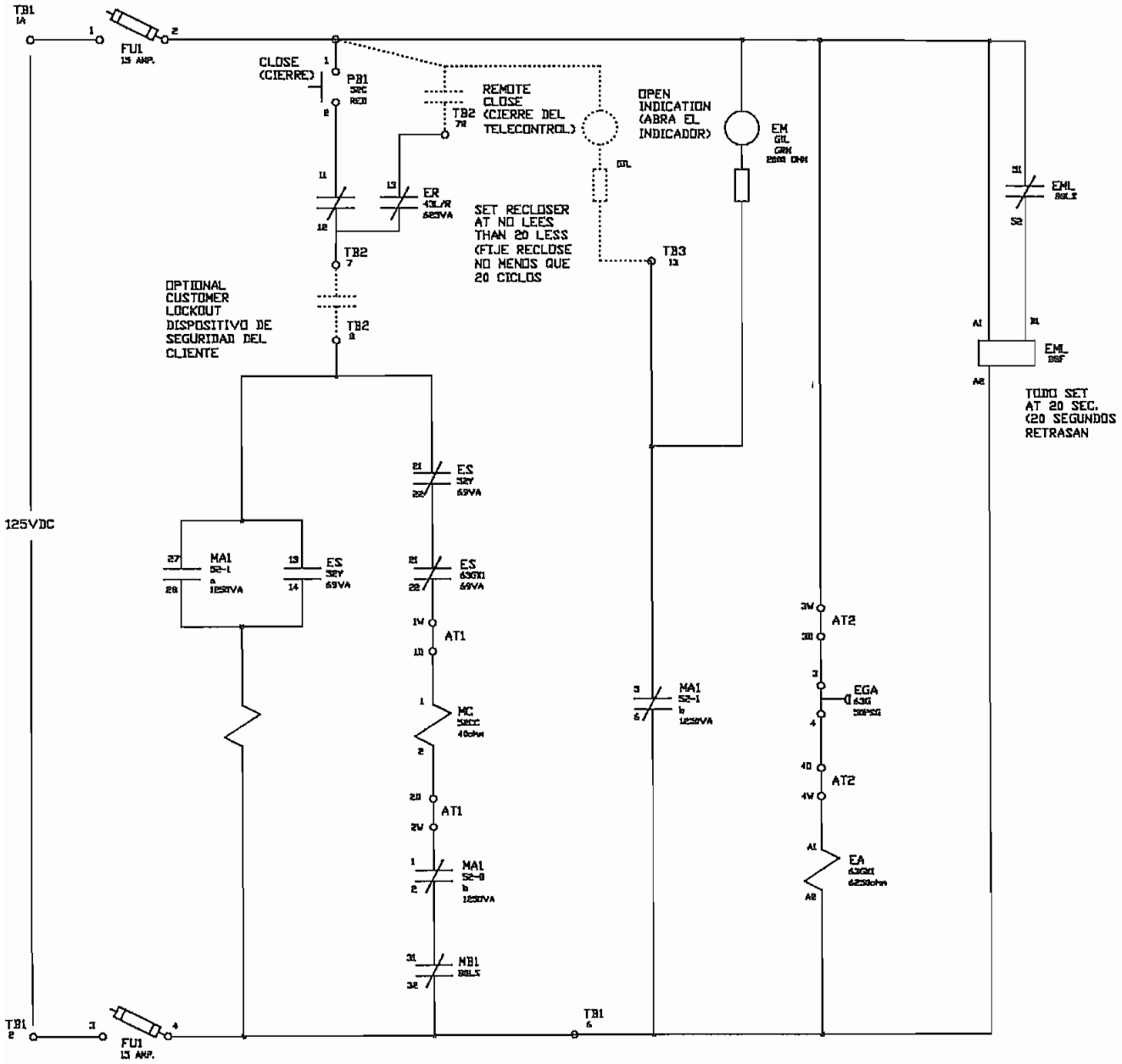
**Tabla 1: Funciones de Análisis de Red**

FUNCIONES	DESCRIPCIÓN
Procesador de Topología	Determina la topología de la red en base de las indicaciones de estado. La función se usa tanto en tiempo real como en el modo de estudio.
Modelación de la red en tiempo real	Crea la matriz del modelo de la red, con base en la topología y la información almacenada en la base de datos.
Estimador de estado	Determina el estado de la red, mediante el cálculo de un vector de voltajes y ángulos para cada barra. Este vector se usa como base para otras aplicaciones (flujo de potencia, análisis de contingencias). Con suficientes medidas, el resultado del estimador de estado es una mejor representación del estado de la red que las medidas provenientes de las UTRs.
Flujo de potencia	Usado por operadores para evaluar el comportamiento de la red en tiempo real para el soporte de sus decisiones de salida o rechazo de salida de equipamiento para fines de mantenimiento, etc.
Análisis de Contingencias <sup>(N)</sup>	Automatiza el estudio, en tiempo real del efecto de las contingencias más severas que puedan afectar adversamente el sistema. Se ejecuta periódicamente o en base de eventos de la red. Ayuda al despachador a entender los riesgos asociados con la peor contingencia que pueda ocurrir en el sistema.
Flujo de potencia óptimo <sup>(N)</sup>	Optimiza alguna parte del despacho. Se usa para la programación de la potencia reactiva con el objeto de minimizar alguna función objetivo, como por ejemplo: pérdidas de potencia activa/reactiva; número de actuaciones de dispositivos regulados; desplazamiento de los dispositivos regulados. Los siguientes pueden ser objetos del control por la programación de reactivos: reactivo y voltaje de generadores, taps de transformadores, capacitores y reactores.
Adaptación de parámetros	Complementa el modelo de la red de manera rápida y eficiente y mejora la calidad de los resultados de las funciones de análisis de la red. Alimentado por el estimador de estado, permite actualizar los valores de los factores de distribución de cargas y sus factores de potencia correspondientes. Usa filtros para evitar cambios bruscos.
Pronóstico de cargas	Para ejecutar un estudio de flujo de potencia en modo de estudio, se requiere alguna manera de pronosticar la carga. Este pronóstico será usado para la función anterior (adaptación de parámetros) para la determinación de la carga en barras.
Outage Mangement <sup>(N)</sup>	Esta función tiene como entrada la programación de la salida de los equipos eléctricos con el fin de que las aplicaciones de análisis de red puedan considerar la programación de este tipo de eventos en el futuro.
Simulación de la red y AGC <sup>(N)</sup>	Diseño para entrenar a operadores, así como proveer de un instrumento de experimentación de procedimientos operativos, análisis de escenarios y pruebas de nuevas aplicaciones. El OTS simula el sistema de potencia y las funciones en tiempo real del EMS.



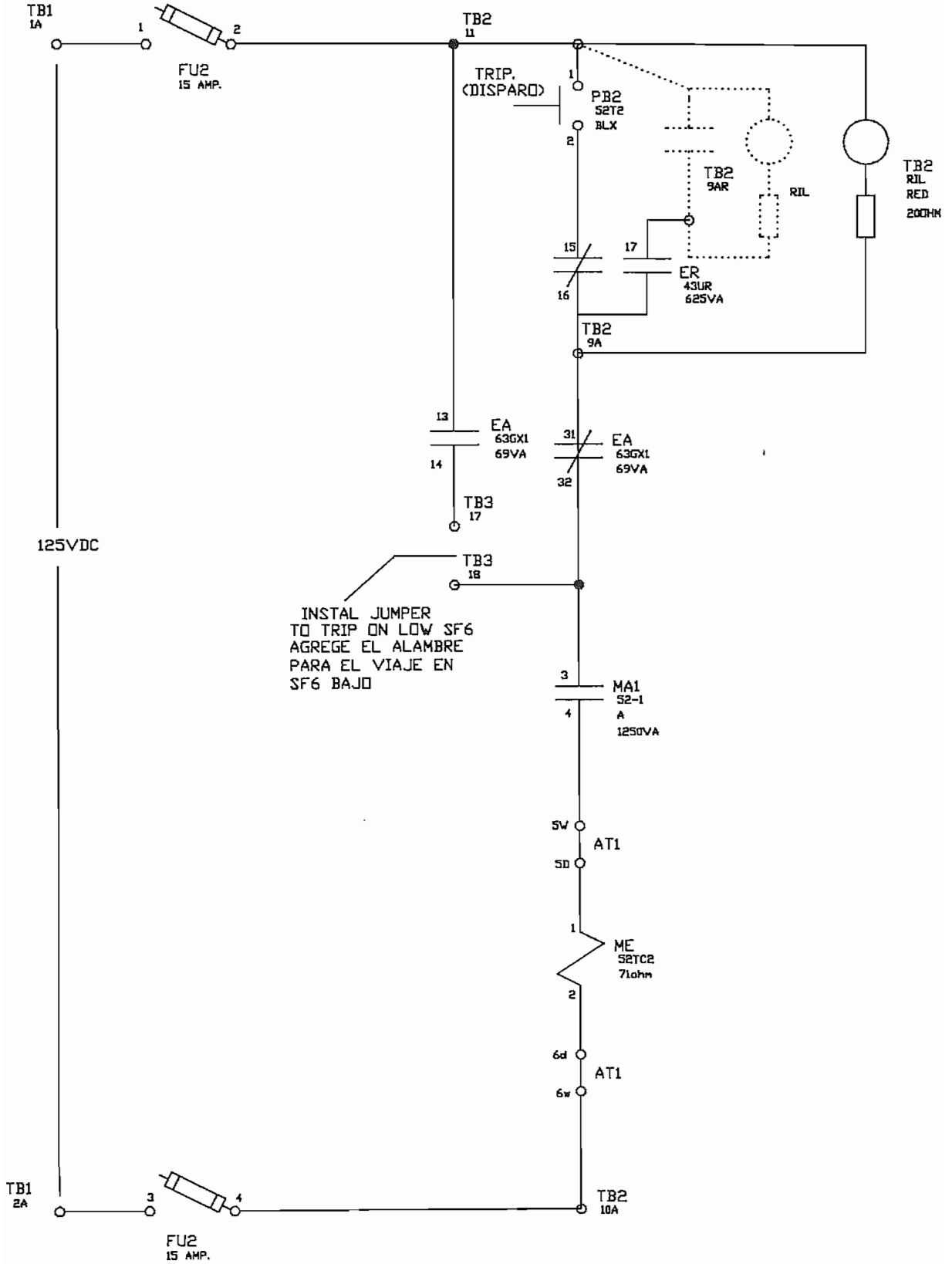
# CLOSE CIRCUIT

## CIRCUITO DE CIERRO



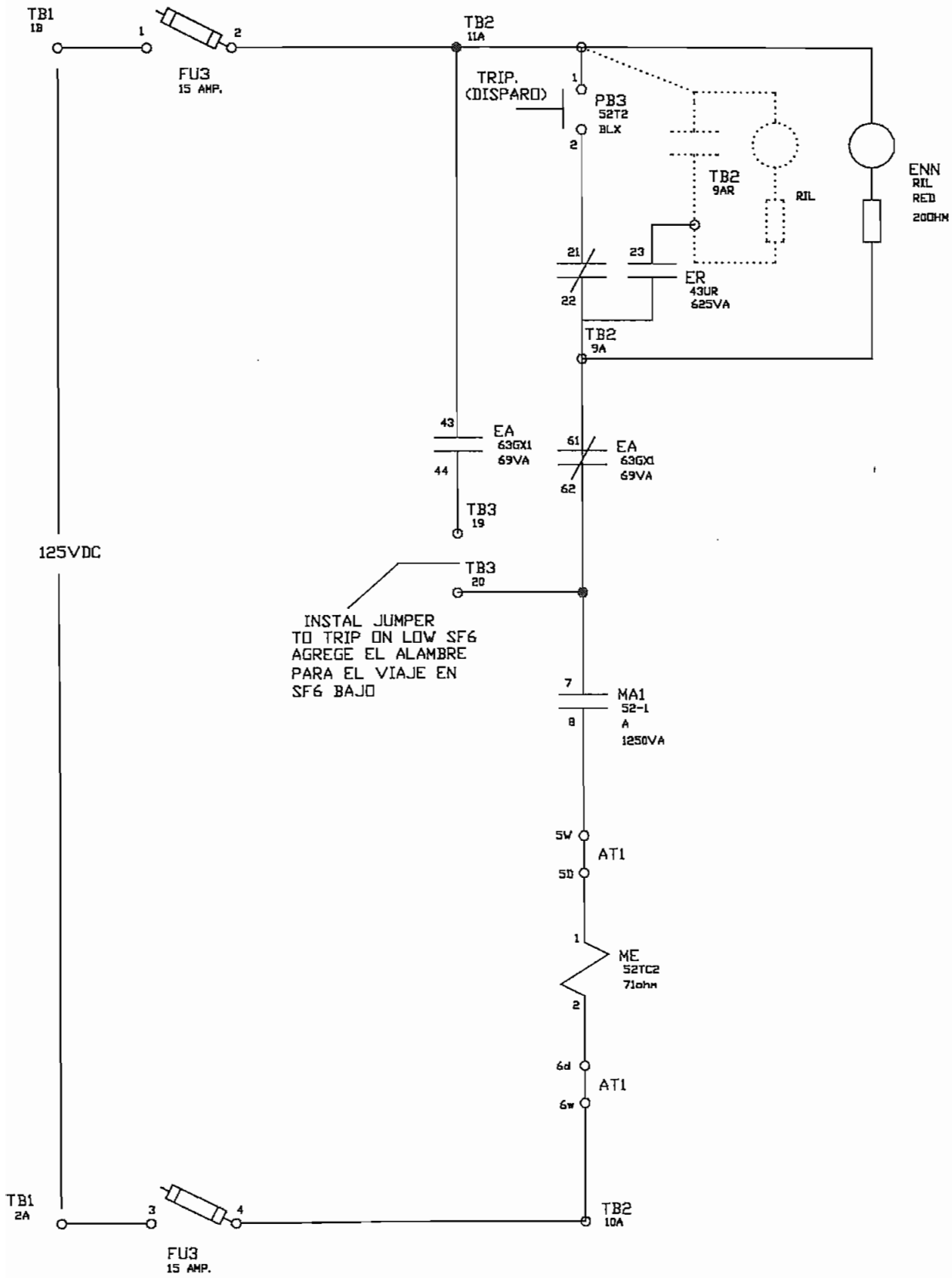
# TRIP 1 CIRCUIT

(CIRCUITO DE DISPARO)



# TRIP 2 CIRCUIT

(CIRCUITO DE DISPARO 2)



# **A N E X O 9**

**LST Alpachaca-Ambi**

**Costo de Inversión de Equipos: 63527,15 US\$**

AÑO	Demanda MW	C. Desabast. US\$	n	Vp C. Desabast. US\$	Recuperación Inversión
2003	8	17580.62	0	17580.62	17580.62
2004	8	17580.62	1	15809.91	33390.54
2005	8	17580.62	2	14217.55	47608.09
2006	8	17580.62	3	12785.56	60393.65
2007	8	17580.62	4	11497.81	71891.46
2008	8	17580.62	5	10339.76	82231.22
2009	8	17580.62	6	9298.34	91529.56
2010	8	17580.62	7	8361.82	99891.38

Sumatorio de Vp = 99.891.38  
Relación B/C = 1.54

**LST Alpachaca-Despacho de Carga**

**Costo de Inversión de Equipos: 63527,15 US\$**

AÑO	Demanda MW	C. Desabast. US\$	n	Vp C. Desabast. US\$	Recuperación Inversión
2003	7.88	22504.33	0	22504.33	22504.33
2004	8.61	24590.63	1	22113.88	44618.21
2005	9.36	26727.21	2	21614.44	66232.65
2006	4.07	11616.59	3	8448.20	74680.85
2007	7.42	21200.28	4	13865.08	88545.93
2008	8.03	22928.37	5	13484.95	102030.88
2009	8.67	24759.81	6	13095.40	115126.27
2010	9.34	26693.84	7	12696.31	127822.58

Sumatorio de Vp = 127.822.58  
Relación B/C = 1.98

**LST Alpachaca-Atuntaqui**

**Costo de Inversión de Equipos: 63527,15 US\$**

AÑO	Demanda MW	C. Desabast. US\$	n	Vp C. Desabast. US\$	Recuperación Inversión
2003	2.73	12659.84	0	12659.84	12659.84
2004	2.83	13120.94	1	11799.41	24459.25
2005	2.93	13597.67	2	10996.52	35455.76
2006	3.04	14098.81	3	10253.41	45709.17
2007	3.15	14612.62	4	9556.72	55265.89
2008	3.27	15146.16	5	8907.97	64173.86
2009	3.39	15703.04	6	8305.30	72479.15
2010	3.51	16281.17	7	7743.76	80222.92

Sumatorio de Vp = 80.222.92  
Relación B/C = 1.23

**Análisis Económico total para la S/E Alpachaca**

**Costo de Inversión de Equipos: 208942,27 US\$**

AÑO	C. Desabast. US\$	n	Vp C. Desabast. US\$	Recuperación Inversión
2003	52744.79	0	52744.79	52744.79
2004	55292.20	1	49723.20	102467.99
2005	57905.51	2	46828.50	149296.50
2006	43296.03	3	31487.17	180783.67
2007	53393.52	4	34919.61	215703.28
2008	55655.16	5	32732.67	248435.95
2009	58043.48	6	30699.03	279134.99
2010	60555.63	7	28801.89	307936.88

Sumatorio de Vp = 307.936.88  
Relación B/C = 1.46