



ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL

Instituto de Tecnologías

**PROGRAMA DE TECNOLOGÍAS EN ELÉCTRICIDAD,
ELECTRÓNICA Y
TELECOMUNICACIONES (PROTEL)**

TESIS DE GRADO

“MANUAL DE OPERACIONES DE LA SUBESTACION CARAGUAY”

Previa a la obtención del Título de:

Tecnólogo en Electricidad y Controles Industriales

Presentado por:

ROBERTO CARLOS LINO RODRÍGUEZ

GUAYAQUIL-ECUADOR

2011-2012

AGRADECIMIENTO

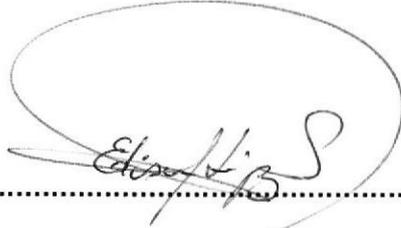
Agradezco a Dios, porque me dió la confianza, sabiduría, fortaleza y las fuerzas necesarias para poder culminar todo lo que me propuesto.

A mis maravillosos padres Roberto, Bárbara que gracias a sus consejos y apoyo, logré salir adelante. En especial a todas las personas que hicieron posible la realización de esta tesis.

Dedicatoria

*A Dios
A mis padres
A mis amigos*

TRIBUNAL DE GRADUACIÓN



.....
Ing. Edison Leonidas López Sangolquí
Director del Proyecto



.....
Ing. Héctor Antonio Plaza Vélez
Vocal Principal



.....
Lic. Camilo David Arellano Arroba
Delegado del INTEC

DECLARACIÓN EXPRESA

"La responsabilidad del contenido de esta Tesis, me corresponde exclusivamente; y el patrimonio intelectual de la misma a la Escuela Superior Politécnica del Litoral".

Reglamento de Graduación de ESPOL

A handwritten signature in black ink, reading "Roberto Carlos Lino Rodríguez", written over a horizontal dotted line.

Roberto Carlos Lino Rodríguez

INDICE GENERAL

Abreviaturas	11-12
Resumen	13
Introducción	14
Objetivos	14

CAPÍTULO 1

INFORMACION GENERAL

1.1 Ubicación de la Subestación Caraguay	15
1.2 Descripción de la Subestación	15
1.3 Descripción de la Bahías	17
1.4 Descripción de las nomenclaturas....	22

CAPITULO 2

DESCRIPCIÓN DE LOS NIVELES DE CONTROL DE LA S/E CARAGUAY

2.1 Sistemas de control	23
2.2 Nivel y selección de Control.	26

CAPITULO 3

SISTEMAS AUXILIARES.

3.1 Alimentación desde el Terciario del Autotransformador.	31
3.2 Alimentación desde la Regional EEPG	33
3.3 Alimentación desde el Generador de Emergencia.	34
3.4 Corriente Continua para fuerza, Control y Comunicación.	35
3.5 Cargador Rectificador.	37
3.6 Tablero de Transferencia Automática.	38
3.7 Sistema Contra Incendios.	40
3.7.1 Sistema de enfriamiento y Extinción Automática para Transformadores.	41
3.7.2 Sistema de Monitores con boquillas eductoras de espuma para la protección en caso de derrames de aceites	42
3.7.3 Sistema de extinción a base de gas ecológico de actuación automática.	43
3.7.4 Sistema de Bombeo	43
3.7.5 Funcionamiento del sistema.	44

CAPITULO 4

SISTEMAS DE PROTECCIONES.

4.1 Caseta de 138KV: Tableros de Control y Protección.....	45
4.2 Caseta de 69KV: Tableros de Control y Protección.	49
4.3 Sistema de Protecciones para líneas de trasmisión.....	53
4.3.1 Función de distancia - 21.	53
4.3.2 función de sobrecorriente direccional a tierra.....	54
4.3.3 función de cierre sobre falla -SOTF.....	54
4.3.4 Función de Oscilación de Potencia - 68.	54
4.3.5 Función de Recierre Automático - 79.	55
4.3.6 Función de Sobre y Bajo Voltaje.....	55
4.3.7 Función de Sincronismo - 25.	55
4.3.8 Función Falla interruptor - 50BF.	55
4.3.9 Información operativa de los IED`s de protección de L/T.	56
4.4 Sistema de protección para las barra principal y transferencias.	58
4.4.1 Función Diferencial de Corrientes-87B.	59
4.4.2 Función de Sincronismo - 25.	59
4.4.3 Función de Sobre y Bajo Voltaje -59-27.....	60
4.4.4 Información Operativa de los IEDS de protección de barras de 138 y 69KV.....	60
4.5 Sistema de Protecciones para el autotransformador ATQ 138/69KV 225MVA.	63
4.5.1 Función Diferencial de Corrientes - 87T.	63
4.5.2 Función de Sobrecarga - 49.....	65
4.5.3 Función de sobrecorriente de Respaldo - 51/51n y 51G.	65
4.5.4 Función de Falla a Tierra - 64G.....	65
4.5.5 Función de sobrecorriente de Respaldo - 51/51N.	65
4.5.6 Función de Sincronismo - 25.	65
4.5.7 Función Falla interruptor - 50BF.	66
4.5.8 Función de sobrecorriente de Respaldo - 51/51N.	66
4.5.9 Función de Sincronismo - 25.	66
4.5.10 Función Falla Interruptor - 50BF.	67
4.5.11 Función de Sobrecorriente 51/51N y falla Interruptor 50BF..	67
4.5.12 Información Operativa de los IED'S de protection del ATQ...	67
4.6.1 Función de Sobrecorriente 67/67N-50/51(N).	77
4.6.2 Función de Sobrecorriente de respaldo-50/51(N).	77
4.6.3 Función de Recierre Automático - 79.	78
4.6.4 Función de Sincronismo - 25.	78
4.6.5 Función Falla interruptor - 50BF.	78
4.6.6 Información operativa de los IED`s de protección de los alimentadores de 69Kv.	80
4.7 Sistema de protecciones para banco de capacitores 69Kv.	81
4.7.1 Función de Sobrecorriente 50/51N Protección de desbalance.	82
4.7.2 Función de Sobrecorriente de respaldo-50/51(N).	83

4.7.3 Función de Sobrecorriente de respaldo-50(N)/51(N).....	83
4.7.4 Función de Sobre y bajo voltaje -59-27.	83
4.7.5 Función Falla Interruptor-50BF.	83
4.7.6 Mando Sincronizado.	83
4.7.7 Información Operativa de los IED'S de protección del banco de capacitores	85
Conclusiones.....	86
Bibliografía.....	88

INDICE DE FIGURAS

Fig. 1. Ubicación de la S/E Caraguay.....	15
Fig. 2. Diagrama Unifilar S/E Caraguay	16
Fig. 3. Esclusas 2	17
Fig. 4. Esclusas 1	17
Fig. 5. Transformador 138kv.....	18
Fig. 6. Transferencia 138Kv	18
Fig. 7. Capacitores.....	19
Fig. 8. UEG1	19
Fig. 9. Transferencia 69Kv	20
Fig. 10. UEG3	20
Fig. 11. UEG4	21
Fig. 12. SICAM PAS US	23
Fig. 13. Arquitectura del Sistema	24
Fig. 14. Módulo de Sincronización de Tiempo	25
Fig. 15. Niveles y Selección de Control	26
Fig. 16. Nivel 0 (Patio)	27
Fig. 17. Nivel 1 (BCU)	27
Fig. 18. Nivel 2 (IHM)	28
Fig. 19. Nivel 3 (COT)	28
Fig. 20. Tablero de Tomas AVR	29
Fig. 21. TAPCON 240	29
Fig. 22. Alimentación del terciario 138kv.....	32
Fig. 23. Transformador 1	33
Fig. 24. Generador de emergencia 190KV	35
Fig. 25. Banco de Batería 125VDC	35
Fig. 26. Banco de Batería 48VDC.....	36
Fig. 27. Equipo Cargador Rectificador	38
Fig. 28. Operación TTA.....	40
Fig. 29. Autotransformador ATQ con sistema contra incendios	40
Fig. 30. Tableros de protección y control	46
Fig. 31. Tablero de control y protección de la bahía ATQ 138KV	47
Fig. 32. Tableros de control y protección de la bahía ATQ 138KV... ..	48
Fig. 33. Tableros de control y protección de la bahía ATQ 69KV	49

Fig. 34. Tableros de control y protección de la bahía UEG 69KV.....	50
Fig. 35. Tableros de control y protección de la bahía TRANSFERENCIA 69KV	51
Fig. 36. Tableros de control y protección de la bahía de capacitores 2-69KV	52
Fig. 37. IED SIEMENS 75*612 Protección 21P y 21S	56
Fig. 38. IED SIEMENS 7S S6010 Protection 87B.....	60
Fig. 39. IED SIEMENS 7SJ62 Protección 27/59 en barras 138 y 69KV	61
Fig. 40. IED SIEMENS 7UT63 Protección 87TP.....	67
Fig. 41. IED SIEMENS 7UT61 Protección 87TP	69
Fig. 42. IED SIEMENS 75 611 Protección 25/50BFT	71
Fig. 43. IED SIEMENS 75* 611 Protección 25/50BF en ATQ 69kv ..	73
Fig. 44. IED SIEMENS S7 SJ62 Protección 50/51/67 en ATQ 13.8kv75	
Fig. 45. IED SIEMENS 7 SA611 Protección 25/79/50BF en los alimentadores de 69kv.....	80
Fig. 46. IED AREVA RPH2 RELE de mando sincronizado.....	84
Fig. 47. IED trench cpr 04 protección 50/51 de desbalance en el banco de capacitores	85



ÍNDICE DE TABLAS

<u>Tabla 1. Descripción de la nomenclatura</u>	<u>22</u>
<u>Tabla 2. LED's de la protección 21P y 21S</u>	<u>57</u>
<u>Tabla 3. Teclas de función del 21P y 21S.....</u>	<u>58</u>
<u>Tabla 4. Estados operativos del relé 21P y 21S</u>	<u>58</u>
<u>Tabla 5. LED's de la protección 87B</u>	<u>61</u>
<u>Tabla 6. LED's de la protección 27/59 en las barras 138 y 69KV....</u>	<u>62</u>
<u>Tabla 7. Teclas de función del 50/51/67 de los alimentadores de 69KV</u>	<u>62</u>
<u>Tabla 8. Características ATQ 138/69 Kv</u>	<u>63</u>
<u>Tabla 9. LED's de la protección 87TP.....</u>	<u>68</u>
<u>Tabla 10. TECLAS DE FUNCION DEL 87TP.....</u>	<u>69</u>
<u>Tabla 11. LED's de Protección 87TS</u>	<u>70</u>
<u>Tabla 12. LED's de Protección 25/50BF en el ATQ 138KV</u>	<u>72</u>
<u>Tabla 13. Teclas de función del 25/50BF del ATQ 138KV</u>	<u>73</u>
<u>Tabla 14. LED's de Protección 25/50BF en el ATQ 69KV.....</u>	<u>74</u>
<u>Tabla 15. Teclas de función del 25/50BF del ATQ 69KV</u>	<u>75</u>
<u>Tabla 16. LED's DSD de la Protección 50/51/67 en el ATQ 138kv ...</u>	<u>76</u>
<u>Tabla 17. Teclas de función del 50/51/67 del ATQ 138KV</u>	<u>76</u>
<u>Tabla 18. Ajustes para función 67/N de los alimentadores de 69Kv</u>	<u>77</u>
<u>Tabla 19. LED's de Protección 50/51/67 en los alimentadores de 69KVZ</u>	<u>79</u>
<u>Tabla 20. LED's de Protección 25/79/50BF en los alimentadores de 69KV</u>	<u>81</u>
<u>Tabla 21. Ajustes protección de sobrecorriente bahía banco de capacitores.....</u>	<u>82</u>

ABREVIATURAS

S/E	Subestación Eléctrica.
SNT	Sistema Nacional de Transmisión
SF6	Interruptor en Hexafloruro de azufre
MW	Mega Watt
MW/h	Mega watt hora .
KV	Kilo Vativos.
UEG	Unidad Eléctrica de Guayaquil
MVA	Mega Voltios Amperios
ATQ	Autotransformador 138\69 Kv.
IHM	Interfaz Hombre Máquina
IED's	Dispositivo de Electrónicos Inteligentes
COT	Centro de Control de Transmisión
LTC	Intercambiador de tomas bajo carga
KV	Kilo Voltios
AH	AMPERIOS HORAS
AVR	Tablero de control de tomas
SSAA	Sistema de Servicios Auxiliares
EEPG	Empresa Eléctrica Pública de Guayaquil
MCM	Máximo Circular Mil
VDC	Voltaje de corriente continua
AH	Amperios horas
DC	Corriente Continua
AC	Corriente alterna
SCR	Rectificadores controlados de silicio
TTA	Tablero de transferencia Automática
PLC	Programador lógico controlado
ASTM	Norma técnica Americana

NFPA	National Fire Protection association
MNH	Norma Técnica de selección de Manguera
FNH	Adaptadores de Manguera contra Incendio
LED's	Diodo Emisor de Luz
87TP	Relé de protección principal
87TS	Relé de protección secundaria
L/T	Líneas de transmisión
21P	Relé de distancia protección principal
21S	Relé de distancia protección secundaria
DTT	Disparo Directo Transferido
POTT	Esquema de distancia opera mediante lógica
SOTF	Función de cierre sobre falla



BIBLIOTECA
DE ESCUELAS TECNOLÓGICAS

RESUMEN

El presente trabajo ha sido desarrollado de manera significativa, para que el operador desempeñe de manera eficiente y sea capaz de realizar las actividades diarias en el régimen normal y emergente que se presentan en la S/E y para que tenga el conocimiento suficiente y adecuado de la subestación.

Se presentan las consideraciones de mayor importancia realizadas en la concepción del proyecto, dando especial énfasis a la selección del equipamiento eléctrico para el emplazamiento de los circuitos de servicios auxiliares, en corriente alterna y corriente continua, protecciones requeridas por la subestación y sus correspondientes especificaciones técnicas.

El objetivo del presente manual es dar a conocer una descripción breve y concisa de las actividades que deben seguirse en la realización de las funciones como operador de la S/E Caraguay.

El manual incluye además información básica de la S/E como tal, del equipo primario de patio, y de los equipos de protección, control, medición, servicios auxiliares y telecomunicación.

Con este documento se quiere aportar a que el operador se desempeñe de una manera eficiente y eficaz frente a las actividades diarias en régimen normal y emergente que se presentan en la S/E, y además tenga un conocimiento adecuado de toda la instalación



Introducción

El servicio eléctrico en el sur de la ciudad de Guayaquil requiere la implementación de un nuevo punto de abastecimiento de energía eléctrica, ya que se estima que para finales del próximo año, se saturaría la capacidad de transformación de 138/69 kV existente en la subestación Trinitaria.

El abastecimiento iniciara desde el Sistema Nacional de Transmisión (SNT), el cual atenderá el incremento de la demanda de esta zona y del centro de la ciudad. Con la finalidad de evitar restricciones en el suministro de energía en la zona sur de Guayaquil.

TRANSELECTRIC en principio, estimo ampliar la capacidad de transformación de la subestación Trinitaria, pero por dificultades presentadas en las salidas de nuevos alimentadores y considerando que las barras son encapsuladas en SF6, se descartó esta alternativa de suministro.

El área que actualmente es abastecida con energía eléctrica por la EMPRESA ELECTRICA DE GUAYAQUIL cubre un total de 262 km², extendiéndose desde el Km. 33 vía a la Costa, el Km. 26 vía Daule y hasta el estero Cobina por el sur. Debido a la expansión que la ciudad de Guayaquil está experimentando, existe la posibilidad de que el área se amplié en 1.118 km², con lo que el área de concesión total del Sistema de Distribución de Guayaquil podría ampliarse a 1.380 km².

La demanda máxima de potencia registrada en el año 2007 alcanzó los 682,64 MW, con una demanda anual de energía de 3'789.349,64 MW/h, correspondiente al consumo de 466.241 clientes a diciembre del 2007.

Para mediados del año 2012 se tiene previsto la terminación de la subestación Las Esclusas de 230/138 kV, instalación que permitirá alimentar a esta nueva subestación de 138/69 kV, que se ubicara en el sector sureste de Guayaquil. Esto permitirá atender de manera confiable y segura el crecimiento de la demanda de la zona sur de la ciudad; por lo que debe construirse una línea de transmisión a 138 kV, que una la subestación Las Esclusas con la subestación Caraguay.

La implementación de la subestación Caraguay y la línea de transmisión en análisis, abarca una población de referencia que corresponde a la población de la ciudad de Guayaquil, de 2'379.062 habitantes. Este proyecto beneficiaria aproximadamente a una población demandante efectiva de 377.000 habitantes, en la que se incluyen 76.500 clientes que la UEG abastece a través de las líneas de subtransmisión de este proyecto ubicadas en la zona sur de Guayaquil.



1 Información general

1.1 Ubicación de la Subestación Caraguay

La subestación Caraguay está ubicada en el sector sureste de la ciudad de Guayaquil en los terrenos propiedad del Banco Central frente al redondel de la Av. Monseñor Domingo Comín, cercana al mercado Caraguay, junto a las instalaciones de Nestlé.

La línea de transmisión cruza de sur a norte todo el sector del Guasmo, terminando su trayecto en el terreno del Banco Central.

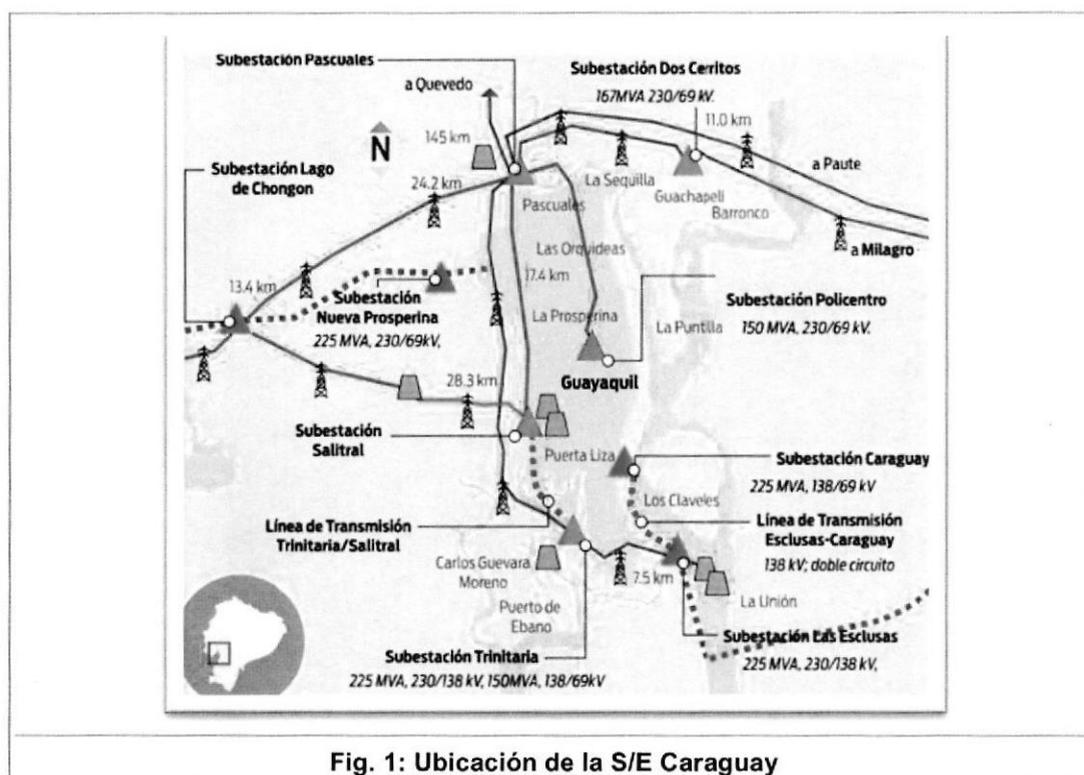


Fig. 1: Ubicación de la S/E Caraguay

1.2 DESCRIPCIÓN DE LA SUBESTACIÓN

La Capacidad de esta subestación es de 225MVA y esta interconectada momentáneamente con la S/E SALITRAL a 138KV mediante la posición Esclusas 1 (52-152) y para diciembre de este año con la S/E Esclusas 138KV con la posición Esclusas1 (52-152), también se pone en servicio la posición Esclusas 2 (52-142) a 138KV, la misma que al momento no se encuentra operativa

La S/E Caraguay se encuentra formada por dos patios uno de 138KV y otro de 69KV

El Patio de 138KV cuenta con cuatro bahías las cuales son:

- Bahía Esclusas 1
- Bahía ATQ 138KV
- Bahía Esclusas 2
- Bahía de Transferencia

El Patio de 69KV cuenta con seis bahías las cuales son:

- Bahía UEG4
- Bahía UEG3
- Bahía UEG1
- Bahía de Transferencia
- Bahía ATQ 69KV
- Bahía Capacitores

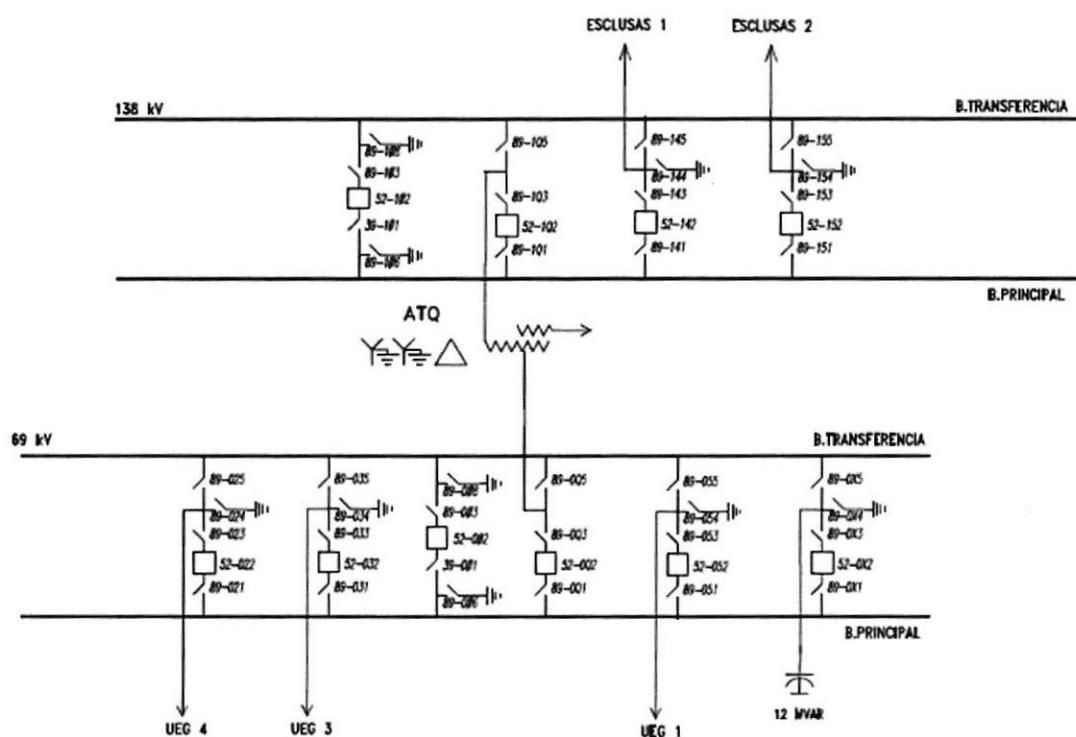


Fig.2. Diagrama Unifilar S/E Caraguay

TRANSFORMADOR 138KV.

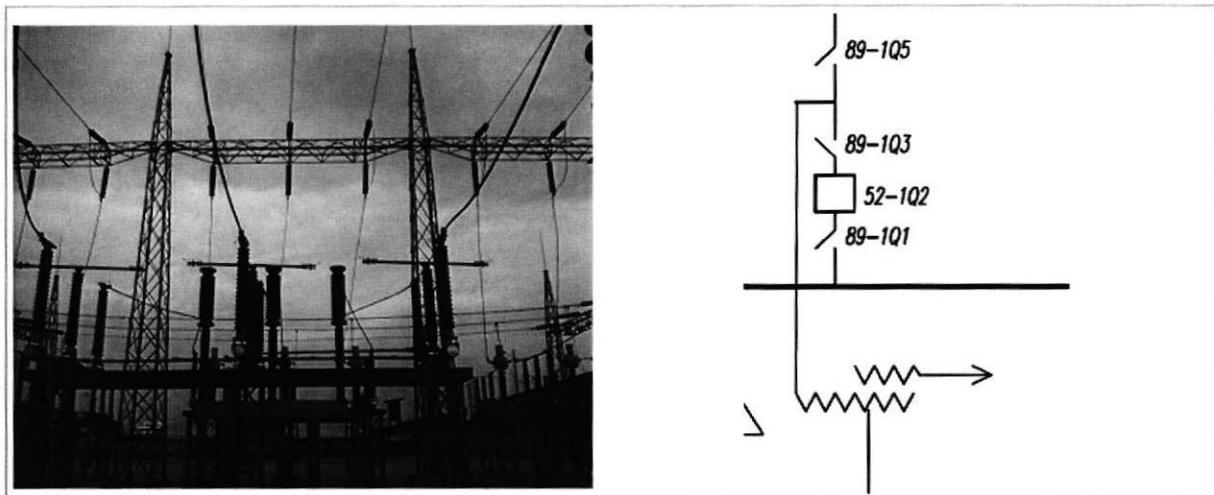


Fig. 5: Transformador 138KV

TRANSFERENCIA 138KV

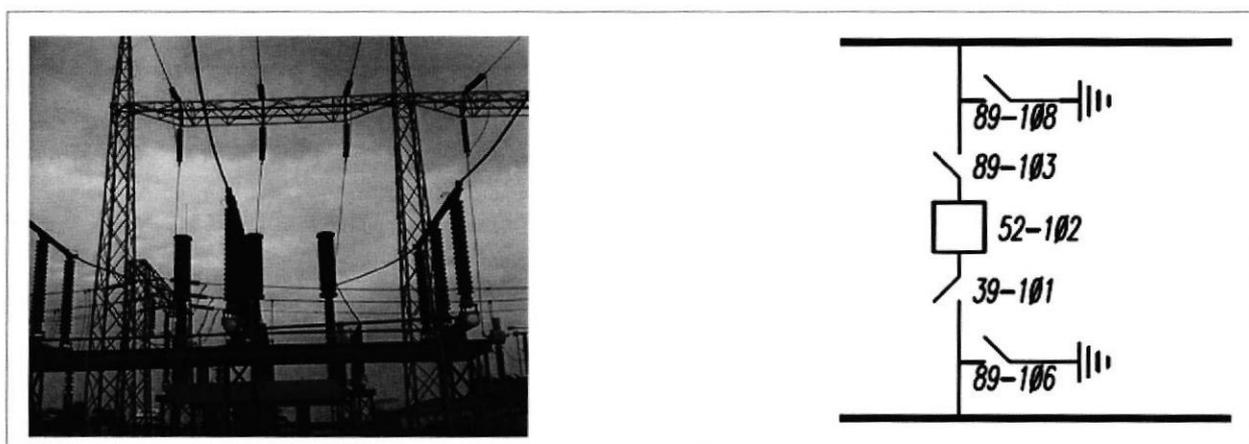


Fig. 6 : Transferencia 138KV



CAPACITORES 2

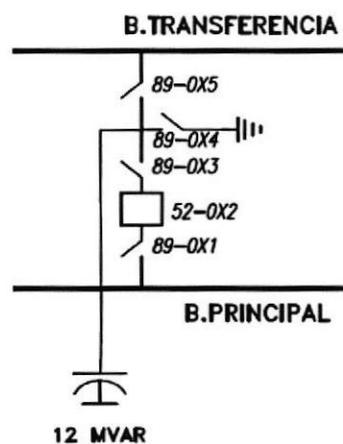


Fig. 7 : Capacitores

UEG-1

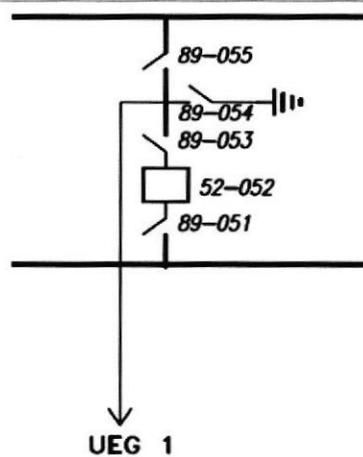


Fig. 8 : UEG 1

TRANSFERENCIA 69KV

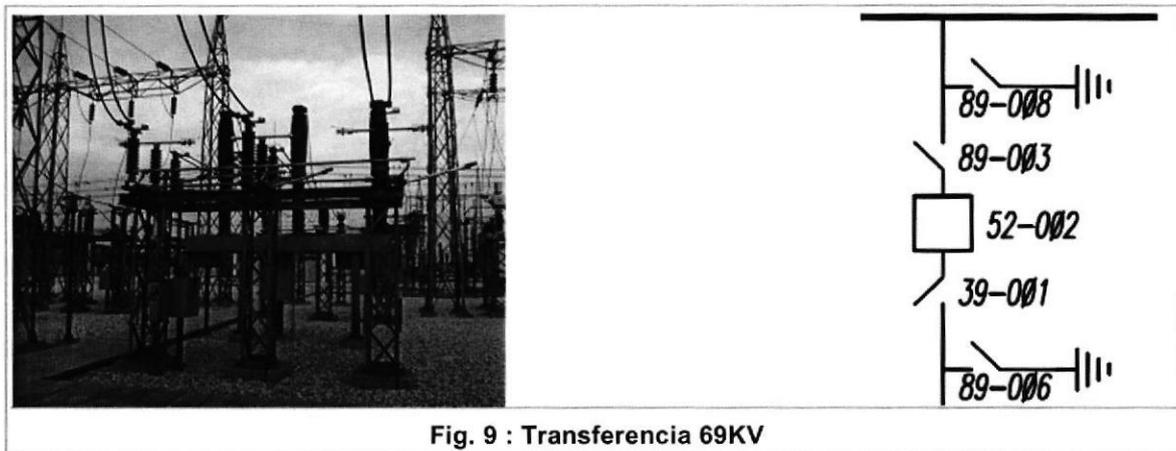


Fig. 9 : Transferencia 69KV

UEG-3

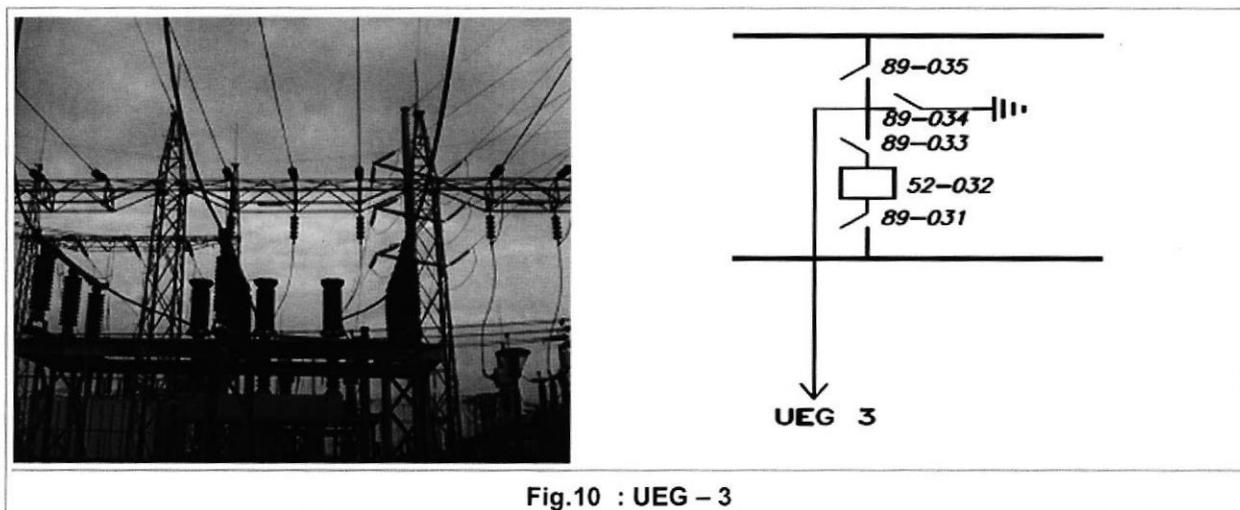


Fig.10 : UEG - 3

UEG-4

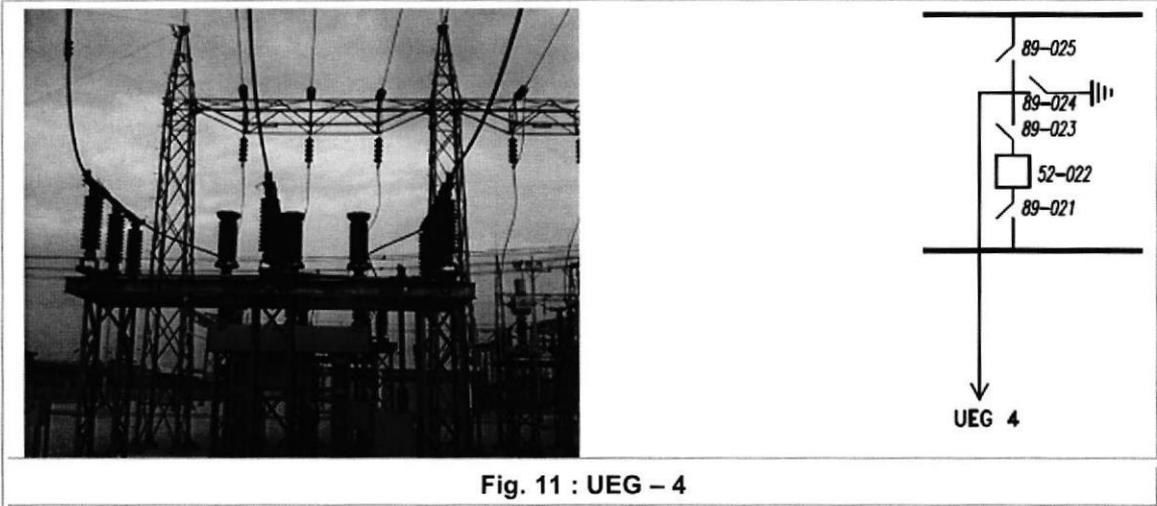
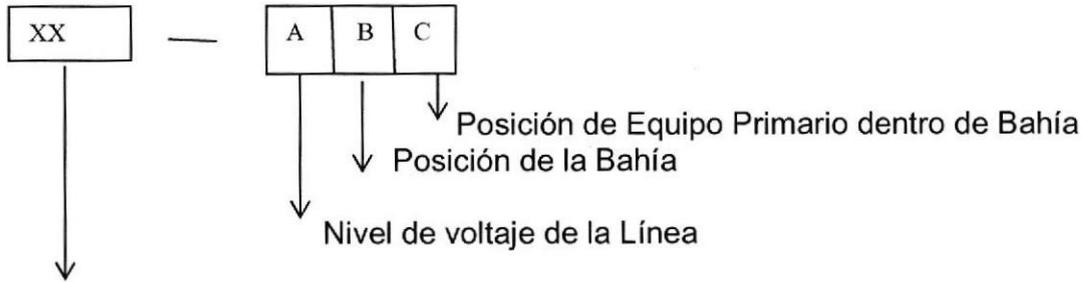


Fig. 11 : UEG - 4

DE ESOL

1.4 DESCRIPCION DE LA NOMENCLATURA



Numeración ANSI de acuerdo al equipo de seccionamiento

C	Posición de equipo
1	Seccionadores a barra (seccionador adyacente a interruptor)
2	Interruptor
3	Seccionadores a línea o equipo (seccionador adyacente a interruptor)
4	Seccionadores de puesta a tierra después de las barras (puede existir varios, se usan letras para diferenciar la posición)
5	Seccionador de transferencia (bypass)
6	Seccionadores de puesta a tierra de barra principal
8	Seccionadores de puesta a tierra de barra transferencia

B	Número designado para posición de bahía
1 - 9	Bahías de Línea
∅	Posición de acoplamiento

A	Nivel de voltaje de trabajo
0	69 kV
1	138 kV
2	230 kV
3	34.5 kV
7	13,8 kV

XX	Numeración ANSI de acuerdo al equipo
52	Interruptor (Disyuntor)
89	Seccionador

TABLA 1. DESCRIPCION DE LA NOMENCLATURA

CAPITULO 2

2.0 DESCRIPCIÓN DE LOS NIVELES DE CONTROL DE LA S/E CARAGUAY

2.1 Sistema de Control

La S/E Caraguay cuenta con el Sistema de Automatización de Potencia (Power Automation System) SICAM PAS de SIEMENS el cual permite supervisar, controlar y gestionar el equipo primario de la S/E desde la sala de control a través de un Interfaz Hombre Máquina (IHM); y, desde las casetas de control de cada patio mediante Unidades Controladoras de Bahía (BCU). Para cumplir con su función el SICAM PAS cuenta con los siguientes sub-sistemas:

Unidad de Control de Subestación (SICAM PAS SU).- Consiste en la plataforma de hardware del sistema basada en un computador tipo industrial con sistema operacional Windows XP, provisto con dos tarjetas CP5613 para comunicación con los Dispositivos Electrónicos Inteligentes (IED's) a través del protocolo de comunicación estándar IEC 61850, un puerto ETHERNET para la conexión a la LAN de la subestación y puertos seriales para la conexión con los centros de control. Para el SICAM PAS de la S/E Caraguay se utiliza un sistema redundante HOT / HOT conformado por dos SICAM PAS SU igualmente equipados, que funcionan uno a la vez. Estos equipos se encuentran en el tablero "=D00 +W00" ubicado en la sala de control. En la fotografía siguiente se muestran las Station Unit 1 y 2 de la S/E Caraguay.

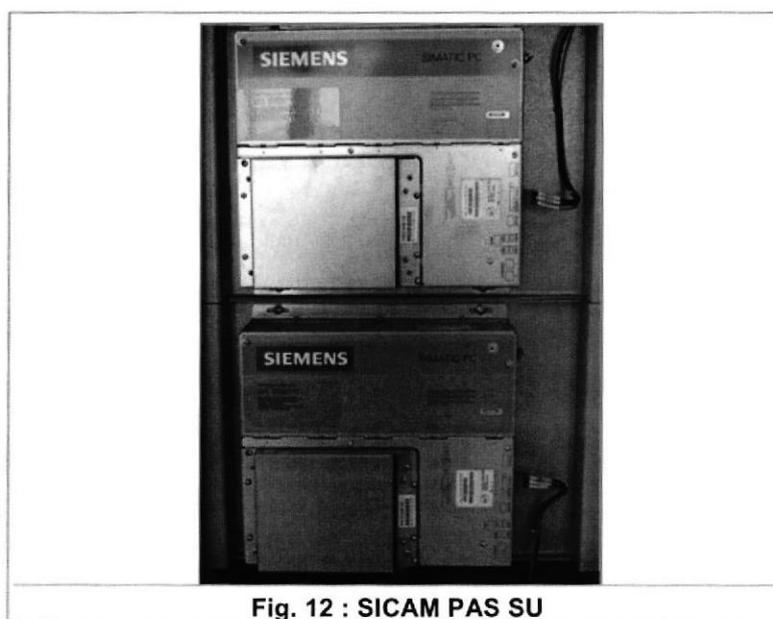


Fig. 12 : SICAM PAS SU

UNIVERSIDAD NACIONAL DE ESCUELA DE INGENIERIA

Dispositivos Electrónicos Inteligentes (IED's).- Son los elementos encargados de recibir información de los parámetros eléctricos de la S/E y de los estados de los equipos de patio, procesar esta información y actuar sobre el equipo primario; además estos dispositivos permiten supervisar y controlar la S/E. Dentro de los IED's se encuentran las unidades controladoras de bahía (BCUs), referencia: 6MD66 y los relés de protección SIPROTEC 4 (BCUs) de varias referencias. En la subestación Caraguay se cuenta con un total de 26 IED's distribuidos en los tableros de protección, control y medición de todas las bahías.

Interfaz Hombre – Máquina (IHM).- Este subsistema comprende una estación de trabajo basada en un computador PC estándar con sistema operativo Windows XP SP2, desde el cual se ejecuta la supervisión y el control de toda la subestación, para lo cual cuenta con las aplicaciones específicas. Además, se cuenta con un computador de características similares que sirve para la gestión de IED's de la S/E mediante el software DIGSI.

RED LAN de Subestación.- Esta red se ha implementado con el objeto de tener acceso a la red corporativa de CELEC EP – Transelectric, es decir, a través de esta red se integran los equipos de la S/E Caraguay a la red corporativa, permitiendo de esta manera la gestión remota del sistema SICAM PAS de la S/E, esta red se ha configurado usando cable TP (ETHERNET).

RED LAN de campo.- Esta red está configurada en anillo redundante de fibra óptica utilizando el protocolo IEC 61850; se ha implementado con el fin de permitir la comunicación entre las instalaciones de mando, control y gestión (COT, Station Units, PC's de gestión local y remota e IHM) con los IED's de campo: BCU y relés de protección. A continuación se muestra los esquemas de conexión de la red LAN local entre los diferentes IED's de la S/E.

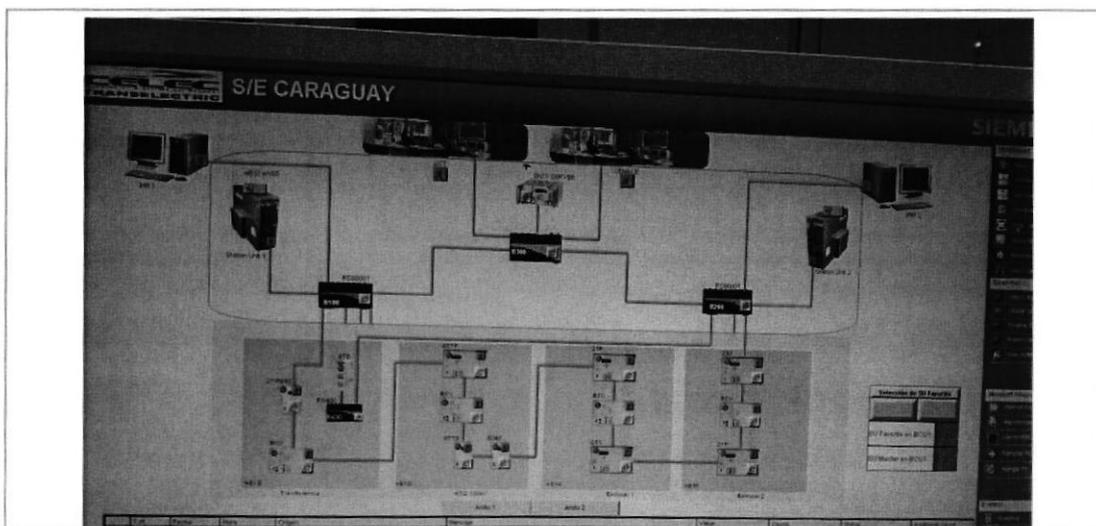


Fig. 13: Arquitectura del sistema.

Software de control SICAM PAS "Full Server".- Este sistema constituye la plataforma de software para la configuración general y operación del sistema de control distribuido.

Software de SICAM PAS CC.- Este software es el encargado de la visualización y control de cada uno de los elementos del sistema de control SICAM PAS, es decir permite visualizar esquemáticamente todas las instalaciones de la S/E en el IHM, facilitando de esta manera el control y supervisión de los equipos desde la sala de control de la S/E.

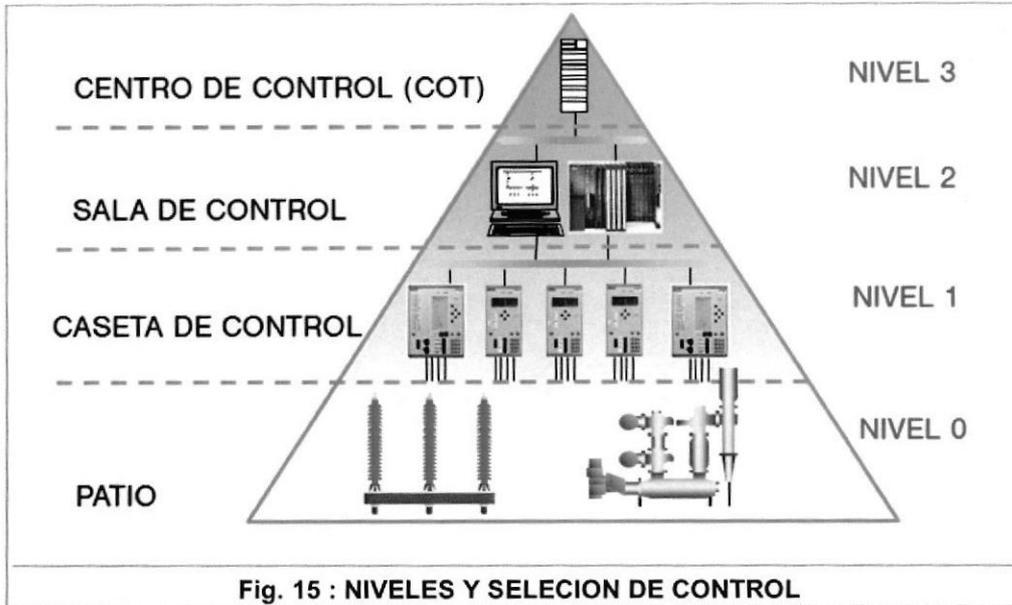
Módulo de sincronización de tiempo.- El trabajo de este equipo consiste en llevar a cabo la sincronización de tiempo de todos los IED's del SICAM PAS, este módulo se encuentra instalado en el tablero de control central de la S/E "=D00 +W00" ubicado en la sala de control. A continuación se muestra una fotografía de este equipo:



Fig. 14: Modulo de sincronización de tiempo.

2.2 NIVELES DE CONTROL Y SELECCIÓN DEL NIVEL DE CONTROL.

En la subestación Caraguay se encuentran cuatro niveles de control.



2.2.1 Nivel cero: Patio

En general este nivel de control es seleccionado desde los selectores Local/Remoto que se encuentran en los gabinetes de control de cada interruptor o seccionador.

Los estados posibles de estos selectores son:

LOCAL: Control de los equipos en patio a través de los pulsadores ubicados en el gabinete de control de cada equipo, los cuales son independientes del sistema de control.

La operación de interruptores será posible solamente si los seccionadores están abiertos y este nivel debe ser usado exclusivamente para mantenimiento.

REMOTO: Operación de cualquiera de los siguientes modos:

Nivel 1 (Controlador de Bahía).

Nivel 2 (HMI centralizada)

Nivel 3 (Centro de Control.)

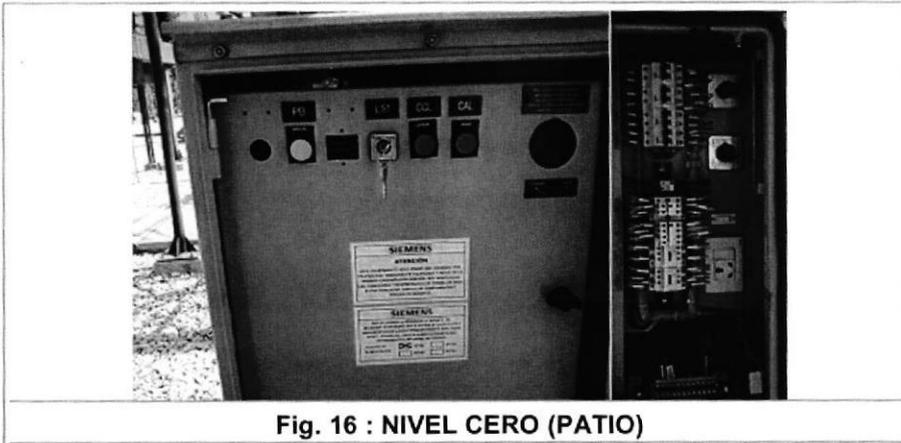


Fig. 16 : NIVEL CERO (PATIO)

2.2.2 Nivel uno: BCU

Este nivel de control se lo realiza desde el controlador de bahía BCU SIPROTEC 6MD66 que se puede observar en la figura:

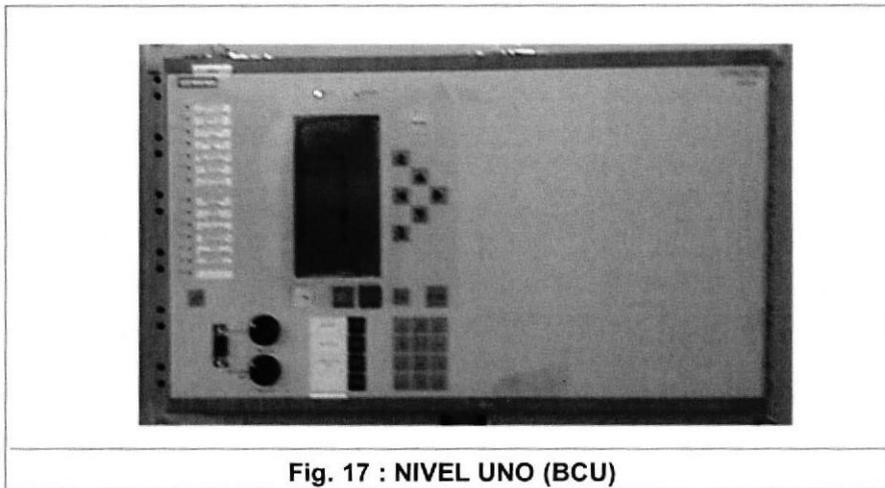


Fig. 17 : NIVEL UNO (BCU)

2.2.3 Nivel dos: IHM

IHM (Interfaz Hombre Máquina) desde este nivel de control se pueden realizar maniobras en todos los interruptores y seccionadores de la subestación a excepción de los seccionadores a tierra que únicamente tienen mecanismo manual.

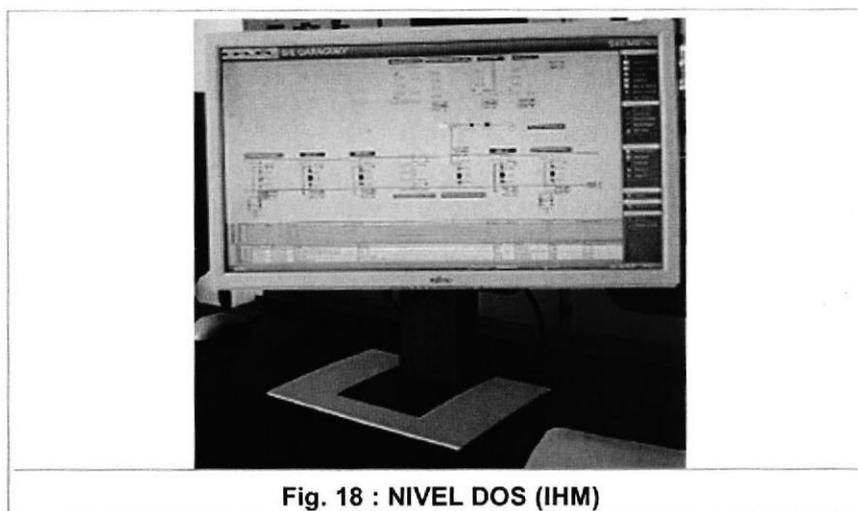


Fig. 18 : NIVEL DOS (IHM)

2.2.4 Nivel tres: COT

El COT tiene la posibilidad de maniobrar únicamente disyuntores desde el Sistema Scada. Este es el último nivel de control por tal motivo si se encuentra en este nivel no se pueden realizar maniobras en los niveles inferiores: dos, uno y cero si no se cambia de control remoto a control local el nivel en el que se quieren realizar las maniobras.

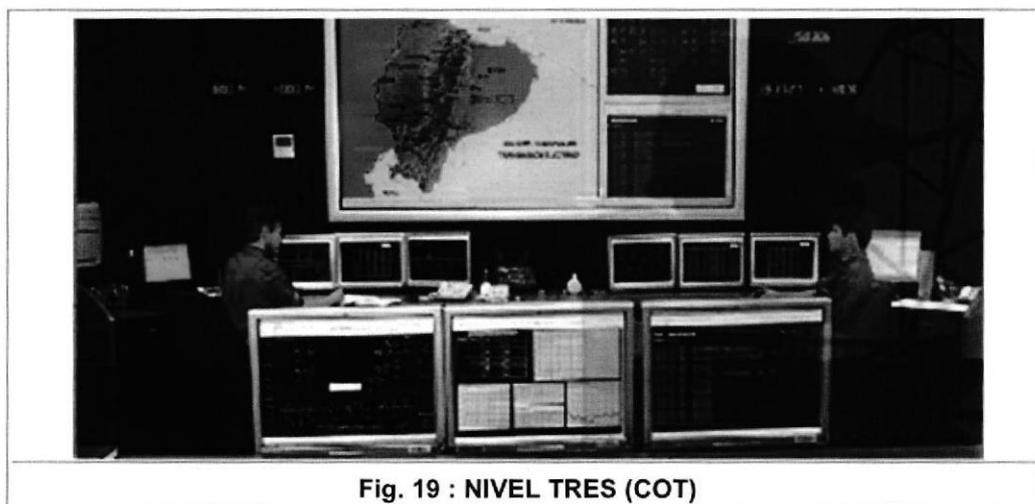


Fig. 19 : NIVEL TRES (COT)

2.2.1 Operación del LTC Autotransformador

El LTC del autotransformador ATQ 138/69 kV posee un nivel adicional de operación que se encuentra entre los niveles 0 y 1 que se lo realiza mediante un equipo TAPCOM 240, el mismo que, físicamente se encuentra en el patio de maniobras en el tablero de control de tomas AVR junto al ATQ.



Fig. 20 : TABLERO DE TOMAS AVR

2.2.2 Descripción del TAPCOM 240

El TAPCOM posee varias funciones como son:

- Medición
- Control
- Regulación

El manejo confortable tiene máxima prioridad. Lo facilita el display gráfico grande, en color y con contrastes fuertes, y las indicaciones por LED's libremente programables.

La clase de protección IP54 de la caja garantiza que durante la instalación del TAPCON 240 en el armario de distribución se observen todos los aspectos relevantes para la seguridad.

Las funciones principales del TAPCON 240 son:

- Monitoreo del voltaje regulado en la red (sub y sobretensión)
- Monitoreo de los cambios de voltaje iniciados por las operaciones del cambiador de tomas.

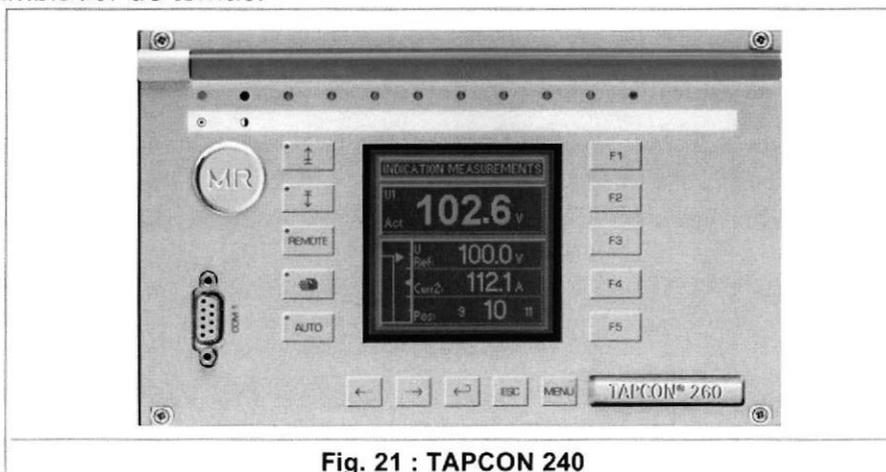


Fig. 21 : TAPCON 240

3 SERVICIOS AUXILIARES

Son todos aquellos circuitos derivados de corriente alterna o de corriente continua que se utilicen para dotar de los servicios básicos a la subestación, tales como:

- Alumbrado Normal y Emergencia de las Casetas de Patio y de Sala de Control.
- Tomacorrientes de uso normal y emergencia de las Casetas de Patios y de la Sala de Control.
- Circuitos de Aire Acondicionado de las Casetas de Patio y Sala de Control.
- Alumbrado Normal y Emergencia de los Diferentes Patios que conforman la Subestación.
- Alumbrado Perimetral y de Vías de Circulación de la Subestación.
- Alimentación Eléctrica para Bombas de Agua Potable y Bombas contra incendios.
- Cargas de corriente continua, los diferentes motores de accionamiento de los interruptores y seccionadores instalados en los diferentes patios de la Subestación.

Los servicios auxiliares pueden ser abastecidos de varias maneras:

- Alimentación desde el Terciario del Autotransformador.
- Alimentación desde la Regional EEPG.
- Alimentación desde el generador de emergencias.
- Corriente Continua para Fuerza, Control y Comunicación.
- Cargador Rectificador

3.1. Alimentación desde el Terciario del Autotransformador

Características:

Voltaje Nominal de operación (Fase - Fase): 13.8 kV

Sistema de Puesta a tierra: Sólidamente aterrizado.

Número de Fases: 3

Frecuencia Nominal: 60 Hz.

Para la alimentación de energía a este nivel de tensión, ha previsto utilizar el devanado terciario del autotransformador ATQ a 13.8 kV. Los cables de salida de este devanado terciario llegan a un pórtico de 13.8 kV donde se alojará un interruptor automático en vacío, tipo intemperie, que servirá como protección para el primario del transformador de SSAA. En dicho pórtico se instalarán además los equipos de seccionamiento y los pararrayos para protección contra sobrevoltajes.

La acometida a 13.8 KV entre el interruptor automático en vacío y el primario del transformador de servicios auxiliares, estará compuesta por tres conductores de cobre, calibre # 2 AWG, con aislamiento tipo XLPE para 15 kV para las fases y un conductor calibre # 4 AWG con aislamiento tipo TTU – 2KV para la tierra.

En el lado del interruptor automático existen puntas terminales tipo exterior, mientras que en el lado del transformador se utilizan terminales del tipo ELBOW CONNECTOR, con los respectivos INSERTS.

Por razones de seguridad, esta acometida será conducida en forma separada de las canalizaciones previstas para el cableado de señales de equipos en baja tensión, a través de una canalización subterránea compuesta por una tubería de PVC pesado de alta presión, de 4 pulgadas de diámetro.





Fig. 22 : ALIMENTACION DE TERCIARIO 13.8KV

Con el propósito de reducir la tensión de 13.8 KV al nivel de utilización de 220/127 V, se utilizará un transformador trifásico sumergido en aceite, del tipo PAD MOUNTED, con las siguientes características generales:

Potencia Nominal: 225 KVA.

Voltaje Primario: 13.8 KV

Voltaje Secundario: 220/127 V

Grupo de Conexión: Dyn5

Número de Fases: 3

Frecuencia Nominal: 60 Hz.

Tipo de Enfriamiento: OA

Forma constructiva: PAD MOUNTED, para uso a la intemperie.



Fig. 23 : TRANSFORMADOR 1

3.2. Alimentación desde la Regional EEPG

Esta acometida es trifásica y está conformada por 2 conductores de cobre, calibre # 350 MCM, con aislamiento tipo TTU – 2000 V, para cada una de las fases, 2 conductores del mismo calibre para el neutro y un conductor similar para la tierra, conformando un sistema TN-S, de 5 hilos. El conductor neutro aterrizado solamente en el punto central de la estrella del transformador.

Estos cables de acometida cubren el trayecto entre los bornes secundarios del transformador PAD MOUNTED y los terminales de entrada del tablero de transferencia automática, siguiendo la ruta de canalización subterránea prevista con este fin.

Esta acometida tiene la función de suministrar la energía eléctrica requerida por las cargas auxiliares a 220/127 V

Características:

- Corriente Alterna.
- Voltaje Nominal de operación (Fase - Fase): 220 V.
- Voltaje Nominal de operación (Fase - Neutro): 127 V.
- Sistema de Puesta a tierra: TN – S.
- Número de Fases: 3
- Frecuencia Nominal: 60 Hz

3.3. Alimentación desde el generador de emergencia

Con el objeto de dotar de energía eléctrica de emergencia al sistema de circuitos auxiliares de la subestación, está instalado un generador de emergencia operado a diesel, dimensionado para abastecer toda la carga que estos circuitos auxiliares imponen sobre el sistema.

DATOS DE OPERACIÓN

- Potencia de salida: 200 KW – 250 KVA.
- Voltaje: 220 / 127 V.
- Conexión de las Bobinas: Estrella – Paralelo.

Terminales: Los extremos de las bobinas deben llevarse hasta la caja de conexión localizada en el generador. De igual manera existe un punto de conexión apropiado para el aterrizaje del punto común de la estrella

Frecuencia Nominal: 60 Hz.

Factor de Potencia: 0.8

Tipo: Síncrono, TEFC

RPM: 1800

Número de polos: 4

Clase de Aislamiento: F o superior.

- Excitatriz: tipo sin escobillas, con puente rectificador trifásico y supresor de pico.

Regulación Automática de Voltaje: Si y debe cumplir los siguientes rangos de variación de voltaje.

En condiciones de estado estable: +/- 1 % del voltaje nominal.

Después de conectar toda la carga: +/- 2 % del voltaje nominal, en un segundo.

Sin carga: +/- 10 % del voltaje nominal.

Tipo de Operación: Stand by.

Disyuntor de Protección: De acuerdo a la capacidad del equipo.

Terminales: Los extremos de las bobinas llegan hasta la caja de conexiones localizada en el generador. De igual manera existe un punto de conexión apropiado para aterrizar el punto común de la estrella.

Panel de Control: dentro del panel en su interior hay el arranque y paro del motor



Fig. 24 : GENERADOR DE EMERGENCIAS DE 190KW

3.4. Corriente Continua para Fuerza, Control y Comunicación

Voltaje Nominal de operación: 125 VDC.

Tipo de Baterías: Plomo – Acido, tipo estacionario.

Cargador de Baterías: Para operación en carga de mantenimiento de baterías.

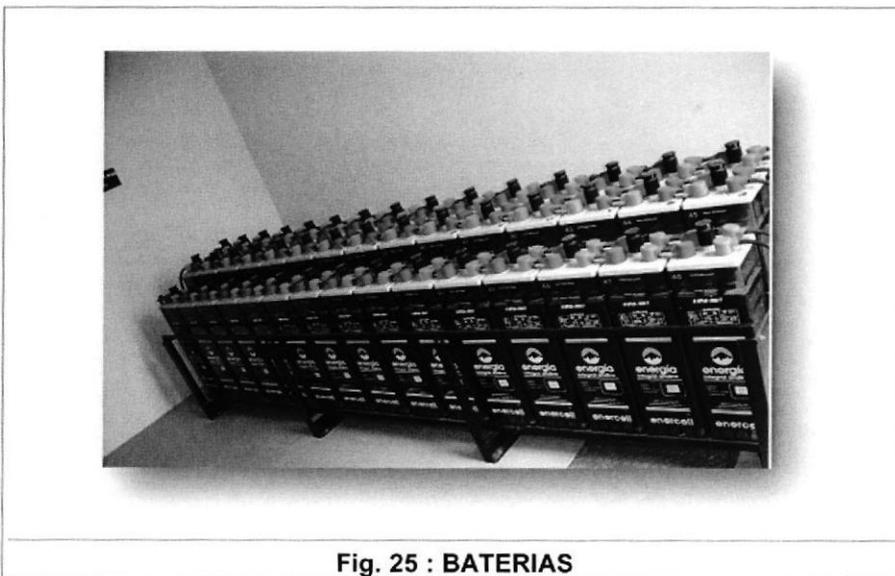


Fig. 25 : BATERIAS



Banco de baterías de Vdc para alimentar los equipos de telecomunicaciones del centro del gestión de la gerencia de telecomunicaciones de 48 Vdc conformado por 24 celdas conectadas en serie de 2Vdc de capacidad de 300 Ah.



Fig. 26 : BANCO DE BATERIAS 48VDC

La energía de alimentación DC hacia el banco de baterías será suministrada por su respectivo cargador que rectifica una señal AC de entrada, convirtiéndola al nivel de 125 VDC o 48 VDC.

La energía de corriente continua será suministrada por un banco de Baterías del tipo Plomo Acido instalado en un compartimiento provisto con esta finalidad en el cuarto de control. El tablero de transferencia automática, realiza en forma instantánea el cambio de operación en corriente alterna a corriente continua, cuando el suministro normal sufra algún evento que lo deje fuera de operación.

En estas condiciones, deberán entrar a funcionar con la orden del control automático de este tablero, los circuitos de alumbrado en corriente continua, hasta que se restablezca el servicio normal, condición en la cual el control deberá efectuar la correspondiente transferencia.

Para la distribución de los circuitos derivados de corriente continua se encuentran instalados tableros en el interior del cuarto de control, así como en las casetas de patios.

3.5. Cargador Rectificador

El Cargador-Rectificador es usado como equipo de suministro de corriente continua para la carga flotante y carga de igualación del banco de baterías; está provisto de un sistema de regulación automática de tensión compuesto por un dispositivo de control electrónico y rectificadores controlados de silicio (SCR); cuenta con los elementos necesarios para su control y supervisión en el sitio de instalación del equipo.

La regulación de tensión del cargador-rectificador será igual o menor al 1% de la tensión correspondiente a la carga de flotación.

El Cargador-Rectificador es usado como equipo de suministro de corriente continua para la carga flotante y carga de igualación del banco de Acumuladores; está provisto de un sistema de regulación automática de tensión compuesto por un dispositivo de control electrónico y rectificadores controlados de silicio (SCR); cuenta con los elementos necesarios para su control y supervisión en el sitio de instalación del equipo.

La regulación de tensión del cargador-rectificador será igual o menor al 1% de la tensión correspondiente a la carga de flotación.

El rectificador cargador tiene una de la más alta eficiencia y bajo rizado, deberá ser durable bajo largos períodos de uso.

El incremento de temperatura de los componentes no deberá ser mayor que los siguientes valores:

Núcleos magnéticos y arrollamientos del transformador: 50 °C.

Empalmes de los elementos rectificadores:

Tiristor 65 °C.

Silicio 85 °C

Resistencias 150 °C

El Rectificador - Cargador, con todos su elementos y componentes, esta adecuadamente instalado en un sólo tablero.

El controlador cuenta con una etapa que permita incrementar gradualmente la tensión en forma manual y automática para realizar la carga inicial del banco de acumuladores.



El cargador-rectificador cuenta con un conmutador de control que permita, según la necesidad operar el equipo en carga inicial, carga de flotación y carga de igualación.

El equipo cargador-rectificador está provisto de los elementos de protección necesarios a fin de proteger al conjunto contra fallas de cortocircuito y sobretensiones.

El rectificador deberá estar equipado con interruptores termomagnéticos, de tipo muy rápido que permitan cortar el suministro en caso de cortocircuito.



Fig. 27 : EQUIPO CARGADOR RECTIFICADOR

3.6 TABLERO DE TRANSFERENCIA AUTOMÁTICA.

El TTA tiene dos modos de operación automática y manual. Además tiene selector Local-Remoto lo que permite una operación desde el mismo tablero desde cualquier punto de control remoto establecido (IHM). En la operación manual se puede seleccionar Red-1, Generador o Red-2.

Cada una de las centrales de medida permite visualizar los distintos parámetros de operación. En caso de que el Generador entre en funcionamiento será por selección del usuario o por falla de la Red-1 o Red-2, o por el ejercitador semanal.

El interruptor automático por comando eléctrico es hecho por medio del accionamiento motorizado y por las bobinas de cierre y de abertura. El accionamiento motorizado carga los resortes del mecanismo de operación automáticamente, siempre que el interruptor automático sea apagado, operación que finaliza después de aproximadamente 2 segundos. Existe un bloqueo mecánico entre los 3 interruptores automáticos con el fin de establecer una operación segura.

En la operación automática se establece el funcionamiento en base tiempos establecidos vía software con esto se garantiza que la operación sea de tipo secuencial. En caso de falla o detección de alguna anomalía de los supervisores de voltaje guardaran automáticamente la falla y procederá a la transferencia. Para el arranque del generador el PLC está programado para hacer 3 intentos de encendido y si el error persiste activa automáticamente la luz de falla Generador.

Para restablecer a la normalidad el TTA tiene preferencia a la RED-1, cuyo tiempo para que este entre en funcionamiento es de 15 segundos.

El generador tiene un tiempo de calentamiento de 60 segundos. El Generador tiene un tiempo de enfriamiento de 120 segundos.

En caso de falla general o de que exista una anomalía que no se controle está presente el Paro de Emergencia desactivando todo el sistema pero sin desenergizar el PLC.

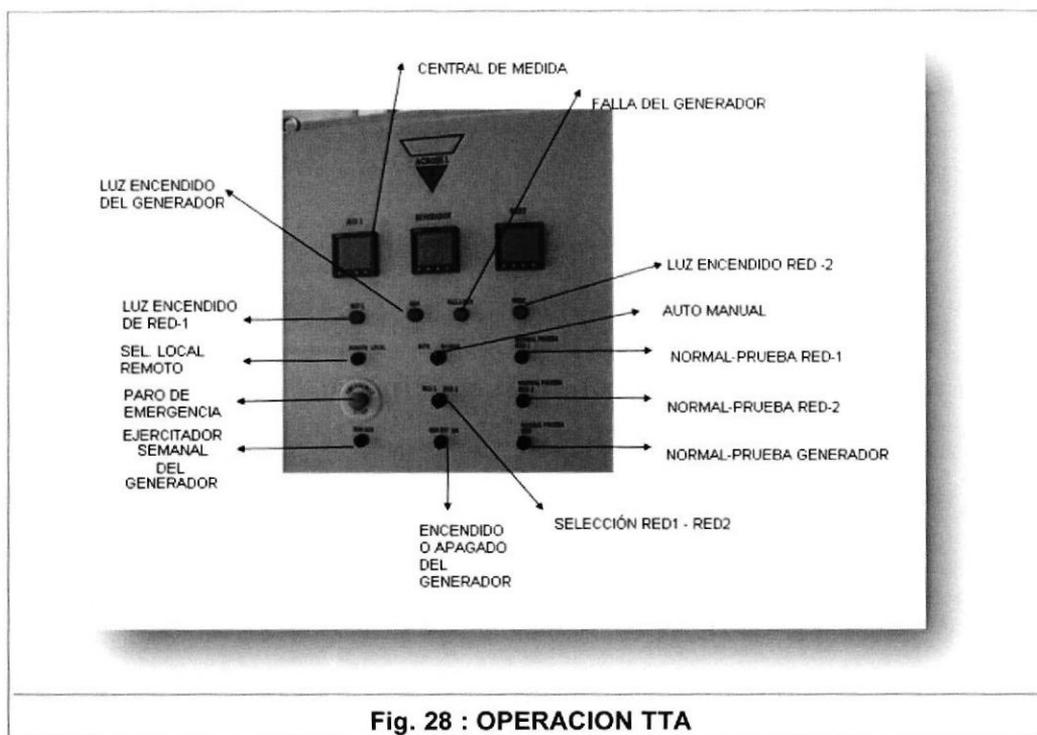
Se tiene un estado de funcionamiento normal y otro de prueba para cada uno de los sistemas (RED1, GEN, RED2), lo que permite antes de la puesta en marcha realizar pruebas de funcionamiento y verificar que todo esté acorde y sin inconvenientes.

Para realizar las maniobras de conexión y desconexión del circuito de generación de emergencia al sistema de distribución eléctrica a nivel de 220 voltios de una manera segura y autónoma, se ha dispuesto la instalación de un tablero de transferencia automática de carga, diseñado con esta finalidad.

Este tablero estará ubicado en el cuarto de distribución de baja tensión y recibirá en sus terminales de entrada designados con la letra N, los cables de alimentación a 220 V provenientes desde el secundario del transformador de 225 KVA. En sus terminales de entrada, identificados con la letra G, recibirá los cables de alimentación a 220 V provenientes del generador de emergencia.

En los terminales de salida de este tablero, se conectarán los cables de alimentación hacia el tablero de distribución principal a 220 V





3.7 SISTEMAS CONTRA INCENDIOS



Para la Subestación eléctrica CARAGUAY se ha instalado diferentes sistemas de Protección de Incendios dependiendo de los riesgos involucrados, estos sistemas son los siguientes

3.7.1. SISTEMA DE ENFRIAMIENTO Y EXTINCIÓN AUTOMÁTICA PARA TRANSFORMADORES

La subestación cuenta con 1 transformador enfriado por aceite se ha protegido mediante agua pulverizada (diluvio) que funcionará por la activación de un sistema de detección electrónica de temperatura, y en forma manual, el agua pulverizada envuelve completamente al transformador en una nube de agua, absorbiendo el calor y apagando el aceite encendido.

El sistema de diluvio en base a agua trabaja en base a un detector lineal de temperatura. Conectado a un tablero de disparo. Una vez disparada la alarma, está activa la válvula de diluvio y hace que actúe inmediatamente el sistema de diluvio en base a agua ubicado alrededor del transformador enfriando y/o apagando automáticamente cualquier principio de incendio.

Los componentes principales del Sistema de Diluvio instalados son:

- a) Las boquillas utilizadas son del tipo Protector Spray 110°, que produce una Aplicación cónica sólida. Están colocadas a una distancia entre ellas de 4.0 m. El tamaño del orificio es de 3/8" y la entrada es de 1/2" NPT y su factor K es 4.1, esto garantiza el caudal de inundación mínimo de la norma a una presión de 20 psi en la boquilla más remota y su ángulo para selección es 110°.
- b) Las tuberías empleadas y que alimentará el Sistema de Diluvio es de acero galvanizado que cumple con las especificaciones ASTM A 53.
- c) La Soportación de las tuberías es del tipo auto soportante y aterrizada.
- d) La válvula principal de diluvio es del tipo diafragma bajo diferencial mecánica.
- e) El sistema de diluvio corresponde al de tubería seca de aire sin presión. En caso de siniestro, el calor del fuego o temperatura en las caras del transformador activa el detector lineal situado en el transformador, que al llegar a una temperatura superior a los 60°C pone en acción el sistema, abriendo la válvula de diluvio (deluge valve) y el expulsor de aire que permite el paso del agua hacia el sistema de tuberías, descargándola a presión a través de todos los rociadores que están constantemente abiertos, produciendo un diluvio e inundación total en la zona protegida, para enfriar el transformador durante un mínimo de 60 minutos.

La válvula de diluvio proporciona un flujo de agua sin obstrucciones en la posición abierta o disparada. La válvula de diluvio está situada en un lugar accesible en caso de siniestro cercana al sistema de rociadores del transformador.

Una vez terminado el siniestro deberá cerrarse la válvula de paso de agua del sistema.

El Sistema de Detección diseñado para el transformador de la Subestación que activará la válvula de diluvio es un sistema en base de un detector lineal que llevará la señal en forma automática al tablero de diluvio ubicado en la caseta de patio producirse cualquier riesgo de incendio el sistema enviará la señal de alerta al panel de control SECURITON y a través de este activará la válvula de Diluvio.

3.7.2. SISTEMA DE MONITORES CON BOQUILLAS EDUCTORAS DE ESPUMA PARA LA PROTECCIÓN EN CASO DE DERRAMES DE ACEITES.

De acuerdo a la Norma NFPA 11, el número de boquillas (monitores) de descarga de solución de espuma deben ser como mínimo 1.

Su operación es manual, con conexión bridada diam 4"-150# FF y su descarga es roscada diam 2 1/2 MNH. La máxima elevación obtenida es 90° y la inclinación máxima es 60° sobre su eje horizontal, con una rotación de 360° Adicionalmente, el monitor dispondrá de los siguientes componentes:

Una boca de aspiración de espuma de diam 2 1/2 FNH, para un flujo de máximo de 250 gpm @100 psi.

Una boquilla de descarga, con un diam 2 1/2" FNST roscada para un flujo de máximo de 250 gpm @100 psi

En caso de siniestro el combate de fuego se inicia rápidamente al abrir la válvula de paso de 4" y la del concentrado de espuma. El sistema presurizado desde las líneas de agua del sistema general de incendio de la Subestación e impulsa el agua y el concentrado de espuma al dosificador generando la mezcla del 3% que llega a los monitores desde donde se proyecta hacia los cubículos y transformadores para cubrirlos con una capa extintora de gran eficiencia.



3.7.3. SISTEMA DE EXTINCIÓN A BASE DE GAS ECOLÓGICO DE ACTUACIÓN AUTOMÁTICA

El Sistema de Extinción instalado para las Casetas de Control y de patio está basado por uso del gas Novec 1230. Este gas está compuesto de Dodecafluoruro-2- methylpentano-3uno, y tiene su aplicación para todo tipo de fuegos en recintos cerrados.

Actúa como un sistema integrado que incluye los elementos de detección de humo, fuego o calor, realiza un diagnostico vía microprocesador, confirma la inminencia de un conato de incendio, emite las alarmas respectivas local o remotamente y en forma automática libera un gas ecológico que en menos de 10(seg) extingue el fuego presente.

Este consta de un sistema de detección automática con zona cruzada para evitar falsas alarmas y es controlado por un panel de detección marca, el que recibirá las señales de los detectores o Pulsador de descarga manual. El panel enviará la señal a los dispositivos de extinción y específicamente a la válvula solenoide ubicada en el cilindro.

3.7.4. SISTEMA DE BOMBEO

El Sistema Hidráulico de Protección Contra Incendios partirá de una reserva de agua para 90 minutos de operación con un volumen de agua mínimo de 200 m3 disponibles en forma permanente y continua, almacenados en la cisterna para incendios.

Se dispone de una bomba eléctrica contra incendios y de una bomba tipo jockey conectadas en paralelo. De acuerdo, con la norma NFPA 20, listadas UL y aprobadas FM para servicio de protección contra incendios.

La bomba de incendio es del Tipo horizontal construida específicamente para servicio de incendios y diseñada para operación en serie. Está impulsada por un motor eléctrico. De acuerdo con las normas, este motor deberá ser alimentado mediante acometida eléctrica en forma directa e independiente desde los tableros principales y tableros de emergencia de tal manera de garantizar que siempre tenga energía y especialmente en los casos de emergencia o Incendio.



3.7.5. FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA

La secuencia es la siguiente:

a) Al producirse el incendio, y con el apoyo del sistema de detección instalado se genera una alarma.

b) En forma inmediata, la brigada de incendio se dirigirá al sector afectado y utilizará uno o dos gabinetes los más cercanos al flagelo, o los monitores para la operación con los gabinetes tres operadores por gabinete que son los siguientes:

- Un pitonero Un ayudante de pitonero.
- Un asistente para la apertura y cierre de válvula
- Para el uso del monitor se requieren dos operadores uno para el uso del monitor y el otro como asistente del sistema de espuma.

c) Con la apertura de la válvula, la presión comenzará a disminuir, cuando el valor de dicha presión sea menor a 100 psi, un presostato cerrará un microswitch que por intermedio del tablero eléctrico pondrá en funcionamiento a la bomba Jockey. En ese instante se activará el detector de flujo instalado en la sala de bombas y este dará la señal en el tablero de detección.

d) Con el paulatino descenso de presión y alcanzado un valor menor a 90 psi un presostato ubicado en el tablero eléctrico de la bomba principal pondrá en funcionamiento el sistema. Entregando el caudal de agua a presión suficiente como para realizar una total extinción del fuego.

e) Si por causas circunstanciales se encontrará interrumpido el suministro de energía eléctrica deberá actuar el Generador de Emergencia.

f) Después de extinguido el incendio el jefe a cargo de la operación deberá instruir que la bomba se detenga en forma manual, y posteriormente cerrar las válvulas de los gabinetes.

g) Resetear el sistema de detección. La maniobra anterior provocará nuevamente la indicación de incendio en el tablero de detección, como así también la puesta en marcha de la bomba Jockey la cual se detendrá automáticamente cuando en la sala de bombas la presión alcance las 120 psi.



4. SISTEMA DE PROTECCIONES

La descripción del sistema de protecciones incluye: filosofía general implementada, descripción de las funciones de protección activas, estado de LED's de alarmas y teclas de función.

El diseño planteado para la S/E Caraguay, considera que las línea de transmisión Salitral - Trinitaria - Esclusas - Caraguay 138 kV será protegida por IED's con función de distancia (21) como principal elemento de protección. Provisionalmente la línea será protegida principalmente por las protecciones de la S/E Salitral.

Para la protección del transformador ATQ 138/69 kV de la S/E Caraguay se utiliza dos IED's (87TP y 87TS) redundantes con un esquema diferencial de corrientes entre los devanados de alta, baja y terciario. Como protección de respaldo se utilizan IED's de sobrecorriente no direccional ubicados en los lados de alta, baja, terciario y tierra del ATQ.

Para la protección de los alimentadores de 69 kV, UEG 1, UEG 3 y UEG 4, se utiliza como protección principal, un IED con función de protección sobrecorriente direccional de fases y tierra (67/67N). Como protección de respaldo se utilizan IED's de sobrecorriente no direccional, los cuales se activan únicamente ante la indisponibilidad del IED de protección principal.

Para la protección de las barras de 138 y 69 kV de la S/E Caraguay, se utiliza un esquema diferencial de corrientes centralizado trifásico (87B).

4.1 Caseta de 138 kV: Tableros de Control y Protección

En la caseta de 138 kV, encuentran los tableros que se enumeran a continuación:

1. Tablero E14+R01 Correspondiente a la bahía Esclusas 1
2. Tablero E15+R01 Correspondiente a la bahía Esclusas 2 (Salitral)
3. Tablero E1Ø+R01 Correspondiente a la bahía de Transferencia
4. Tablero E1Q+R01 Correspondiente a la bahía ATQ
5. Tablero E00+RAP Correspondiente a los Registradores de Fallas

En la figura, se detalla la implantación del tablero de la bahía Esclusas 2 138 kV, en la misma se observan los principales elementos existentes para la protección de la L/T



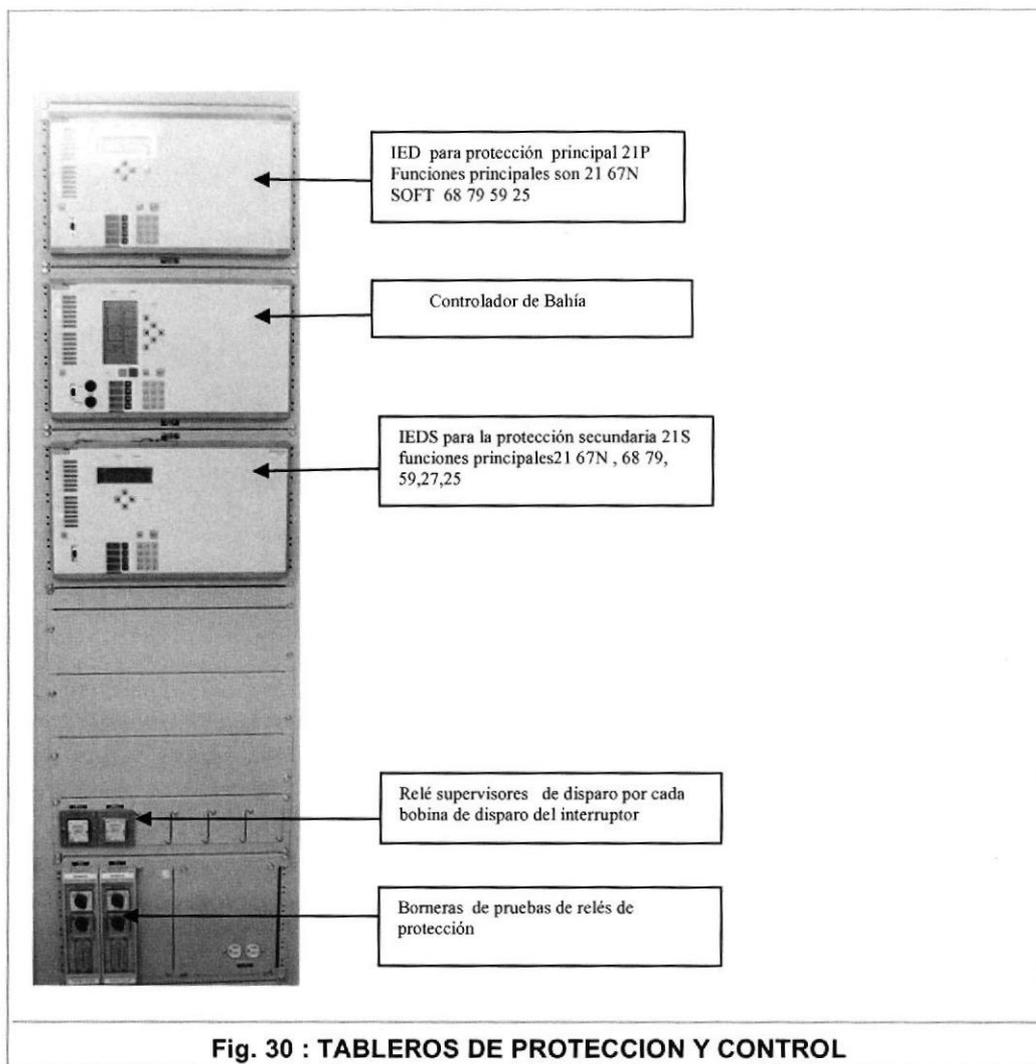
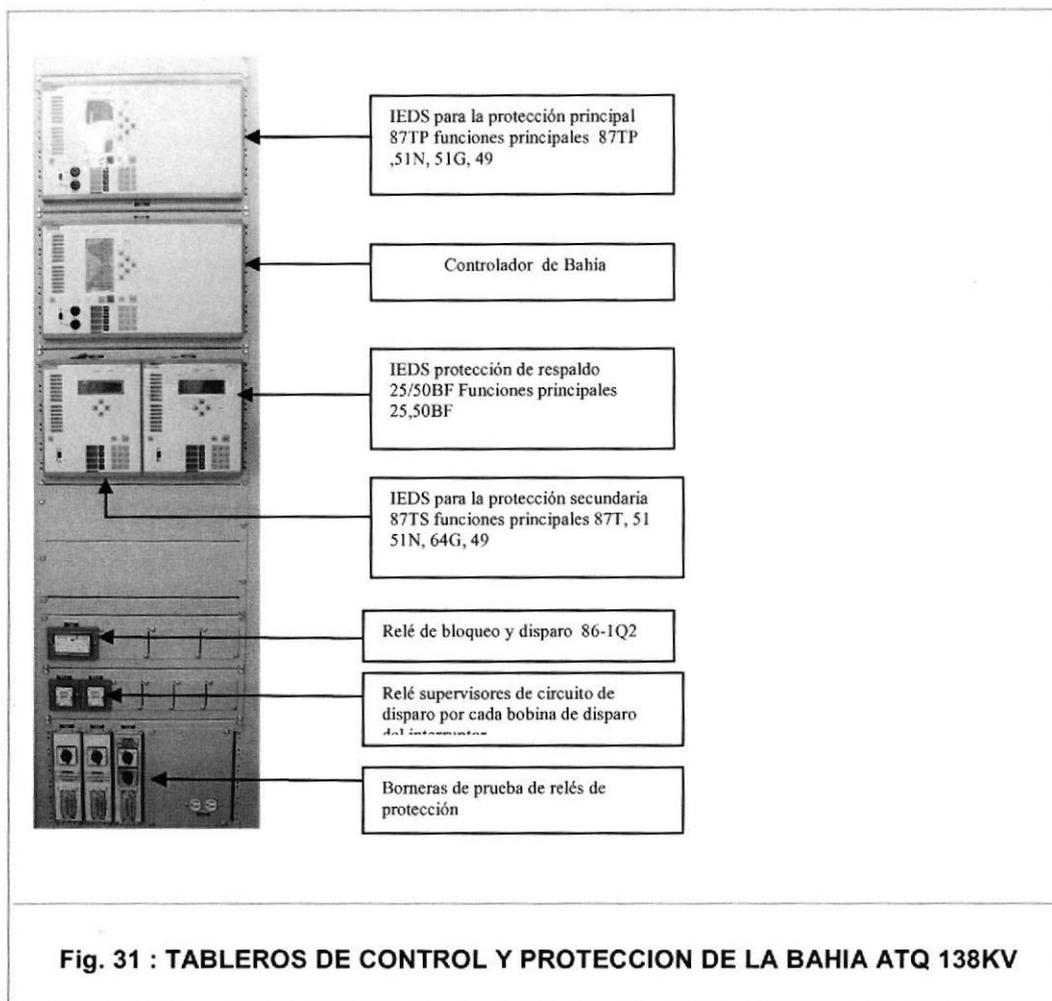
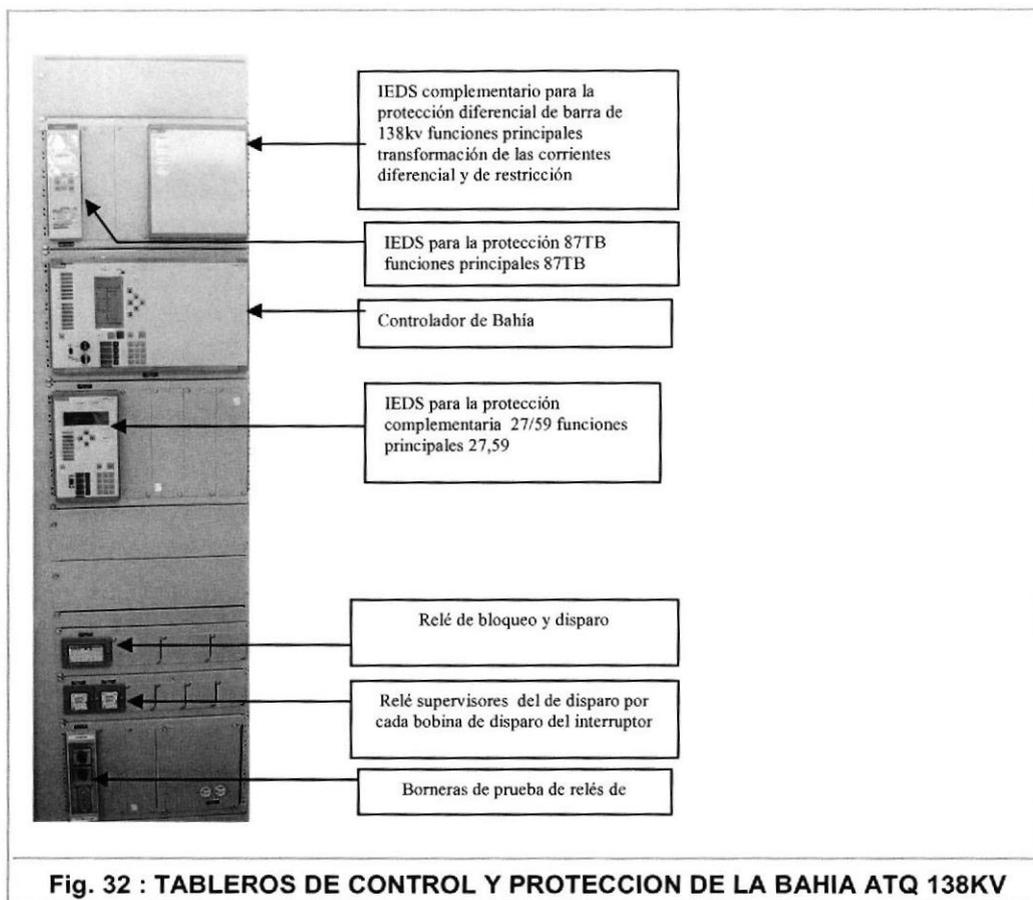


Fig. 30 : TABLEROS DE PROTECCION Y CONTROL

En la figura No.30, 31, se detalla la configuración del tablero de la bahía ATQ 138 kV, en la misma se observan los principales elementos existentes.



REVISADO POR: [Illegible]
FECHA: [Illegible]

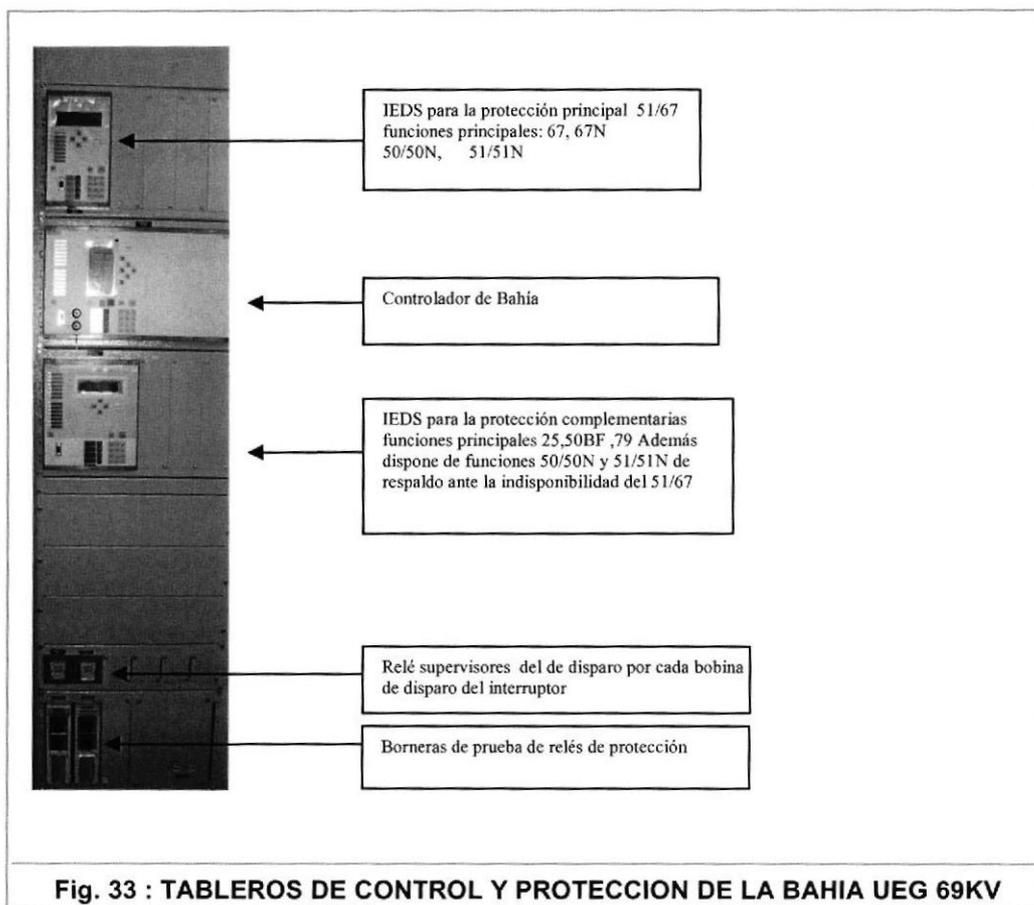


En la figura No 32, se detalla la configuración la bahía de transferencia en la caseta de tableros de protección y control. En la misma se observan los principales elementos existentes.

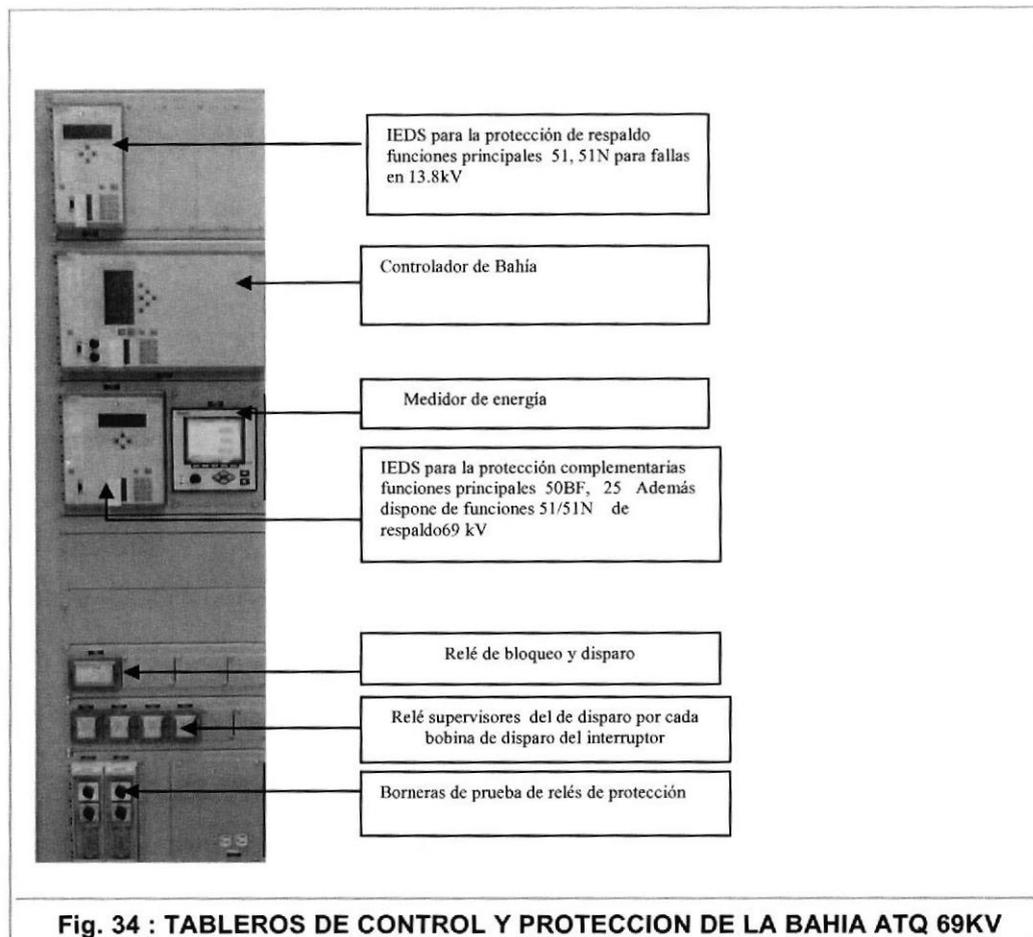
4.2. CASETA DE 69 KV: TABLEROS DE CONTROL Y PROTECCIÓN

En la caseta de 69 kV, encuentran los tableros que se enumeran a continuación:

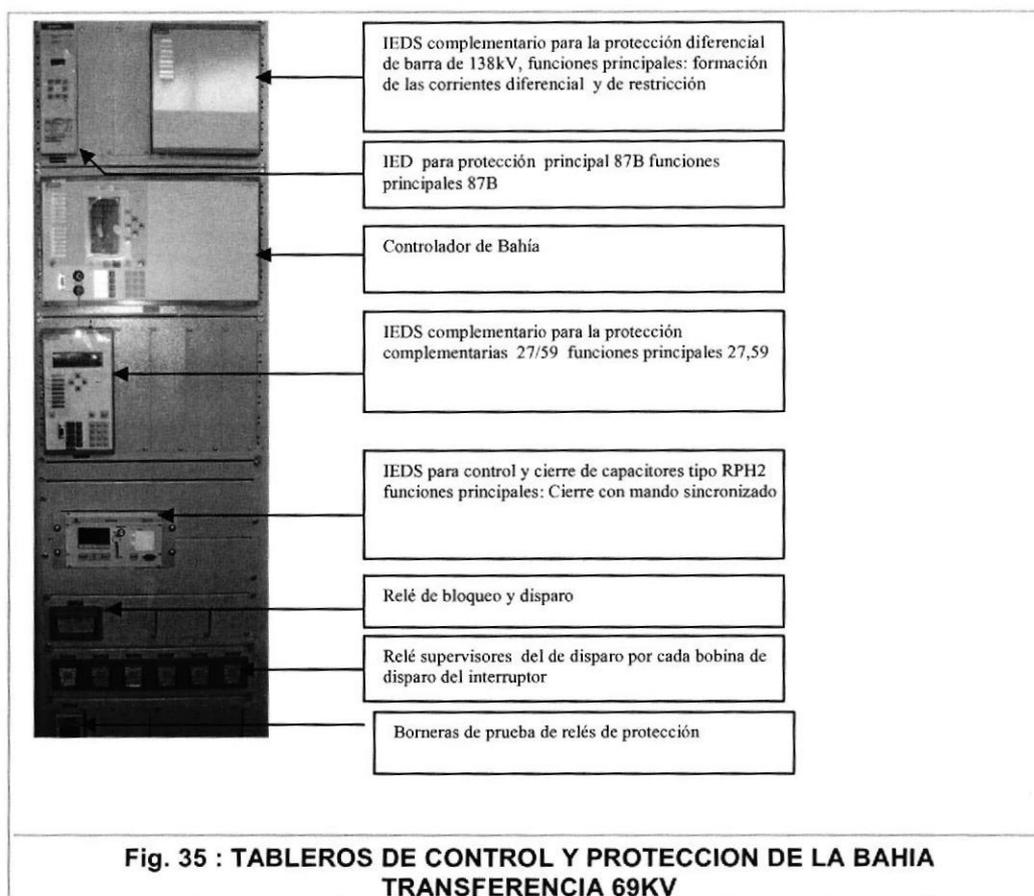
1. Tablero F05+R01 Correspondiente a la bahía UEG 1
2. Tablero F03+R01 Correspondiente a la bahía UEG 3
3. Tablero F04+R01 Correspondiente a la bahía UEG 4
4. Tablero F0Ø+R01 Correspondiente a la bahía de Transferencia
5. Tablero F0Q+R01 Correspondiente a la bahía ATQ
6. Tablero F0X+R01 Correspondiente a la bahía Banco de capacitores 2
7. Tablero F00+RF01 Correspondiente al Registrador de fallas



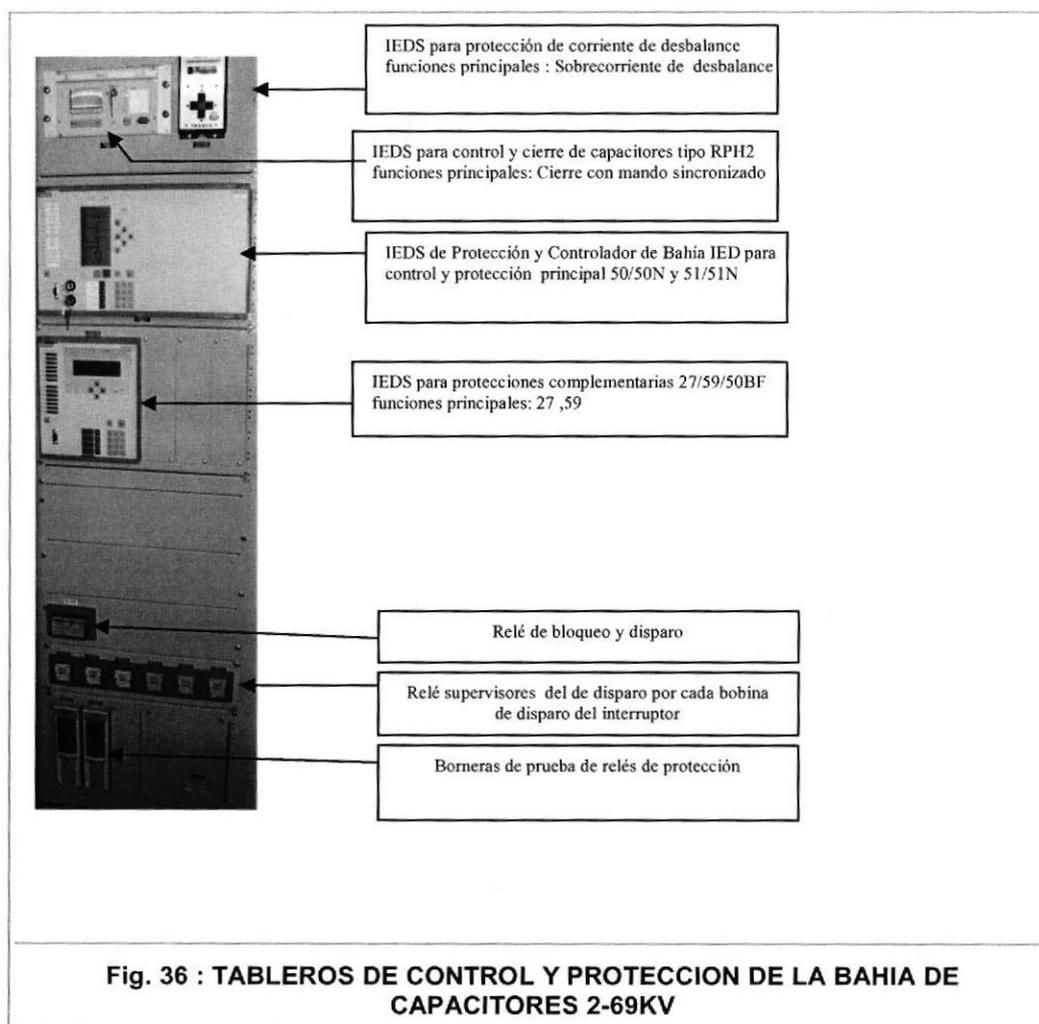
En la figura No. 33, se detalla la configuración del tablero de las bahías: UEG 1, UEG 3 y UEG 4 a 69 kV, en la misma se observan los principales elementos existentes.



En la figura No. 34, se detalla la configuración del tablero de la bahía de transferencia de 69 KV, en la misma se observan los principales elementos existentes.



En la figura No. 35, se detalla la configuración del tablero de la bahía Capacitores 69 kV, en la misma se observan los principales elementos existentes.



4.3. SISTEMA DE PROTECCIONES PARA LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

Las L/T se protegen mediante dos IED's (21P y 21S), marca SIEMENS, operando en un esquema redundante para todas las funciones activas dentro de cada IED, con excepción de la función recierre automático.

Adicionalmente se utiliza un sistema de teleprotección para cada L/T. En el diseño de la S/E se contempla un sistema de teleprotección de 4 canales:

- Canal 21P: destinado al envío y recepción de los permisos para la función de distancia de los IED's de protección primaria.
- Canal 21S: destinado al envío y recepción de los permisos para la función de distancia de los IED's de protección redundante.
- Canal DTT: destinado al envío y recepción de los disparos directos transferidos desde los IED's de protección de la subestación.
- Canal 67N: destinado al envío y recepción de los permisos para la función de sobrecorriente direccional de tierra de los IED's de protección primaria redundante.

Con relación al DTT, este se activará por operación de la función falla interruptor 50BF. La función 50BF de cada bahía, se encuentra integrada en las protecciones de distancia 21P y 21S, por lo que la descripción del DTT.

4.3.1. FUNCIÓN DE DISTANCIA – 21

El esquema de distancia opera mediante lógica POTT y zonas naturales funcionando de manera simultánea. En caso de indisponibilidad del sistema de teleprotección, operará únicamente mediante zonas naturales.

Para el caso del esquema POTT, el mismo opera en base a la zona Z1b, con sobrealcance del 150 %. Esta zona es la encargada de generar el permiso de envío o la aceleración del disparo por permiso de recepción.

En cuanto a las zonas naturales, se encuentran programadas dos zonas de protección. Con relación a las dos primeras zonas, Zona 1 y Zona 2, su finalidad es la protección de la línea correspondiente; por tal motivo presentan un ajuste similar en términos proporcionales para todas las líneas. Zona 1 cubre aproximadamente el 95% de la L/T de manera instantánea y Zona 2 con alcance del 150% y temporización de 300 milisegundos.

Debido a la configuración inicial de la red, es decir, la alimentación de la S/E Caraguay desde la S/E Salitral de forma radial, solo es posible detectar fallas a tierra de baja impedancia, por lo que se ha habilitado la función de fuente débil (weak infeed) (Disparo + ECHO), que disparará el interruptor 52-152 ante la llegada de la señal de teleprotección de 21P o 21S desde la S/E Salitral.

Adicionalmente, al recibir la señal de teleprotección se producirá un reenvío de la señal hacia la S/E Salitral que acelerará la actuación de las protecciones en dicha

subestación. Con la finalidad de evitar el envío de eco hacia el lado de Salitral por fallas fuera de la línea pero que estén dentro de la zona Z1B se ha habilitado una zona 3 reversa que tiene un alcance próximo a la impedancia del autotransformador. Esta zona 3 se utiliza adicionalmente como un respaldo para fallas en el transformador con una temporización de 800 ms.

Al tratarse de una subestación alimentada radialmente, no existe aporte de corrientes de cortocircuito desde el extremo de Caraguay para el caso de fallas que no involucran contacto a tierra. El caso de fallas a tierra el aporte por el lado de Caraguay tampoco es significativo, sin embargo es posible detectarlas, por lo que realiza el ajuste de la protección de distancia para este caso.

4.3.2. FUNCIÓN DE SOBRECORRIENTE DIRECCIONAL A TIERRA – 67N

Para realizar la cobertura ante fallas monofásicas de alta impedancia, se habilita el esquema de sobrecorriente direccional de tierra. El esquema 67N opera con lógica de confirmación direccional.

El disparo del interruptor se producirá únicamente ante un arranque del IED local y recepción desde el otro extremo de esta señal de permisivo, lo que garantiza que se produjo una falla a tierra en el circuito monitoreado. En caso de indisponibilidad del sistema de teleprotección la función 67N permanecerá bloqueada.

La función 67N se habilitará con un arranque de 150 A para disparo con confirmación desde el otro extremo únicamente.

4.3.3. FUNCIÓN DE CIERRE SOBRE FALLA – SOTF

Ante una maniobra de cierre, con presencia de falla permanente en la L/T, se activa el esquema de cierre sobre falla generando la orden de disparo del interruptor de manera instantánea. La función de cierre sobre falla (SOTF) se habilitará con un alcance de zona 2.

4.3.4. FUNCIÓN DE OSCILACIÓN DE POTENCIA – 68

Ante una oscilación de potencia, los IED's bloquearán sus disparos en Z2 y Z3. Se debe indicar que, ante una oscilación inestable (cambio de signo del componente resistivo de la impedancia al ingresar y salir de la zona de 68), los IED's disparan con su lógica original, independientemente de las zonas de bloqueo que se hayan configurado.



Escuela Superior Politécnica de Ingeniería
Facultad de Ingeniería
Universidad de Chile

4.3.5. Función de Recierre Automático – 79

El recierre comprende una función integral entre el nivel 2 (Sistema de control – IHM) y el nivel 1 (Sistema de control y protecciones).

Desde el nivel 2 se establece la activación del recierre. Adicionalmente desde este nivel se considera que la función recierre quede operativa únicamente en el 21P; en caso de indisponibilidad de este último, se activará el recierre en el 21S. La lógica de selección del recierre se lo realiza en el BCU por lo que en caso de este se encuentre indisponible, el recierre se deshabilita.

Considerando el nivel 1, el recierre queda operativo en la protección principal y redundante (21P y 21S), considerando una lógica de operación siempre que se haya producido una falla monofásica con despeje en Zona 1 o en esquema POTT (Z1b), con lo que se garantiza falla monofásica en la línea y despeje en los dos extremos.

Para condición de 67N no se activa el recierre. Se programa un solo ciclo de recierre y no se permite recierre ante fallas evolutivas.

4.3.6. Función de Sobre y Bajo Voltaje – 59 – 27

Se habilitan las funciones de sobre y bajo voltaje únicamente como alarmas con los siguientes ajustes:

- 59-Etapa 1: 1.1 pu, con temporización de 0.5 seg.
- 59-Etapa 2: 1.2 pu, con temporización de 0.05 seg.
- 27-Etapa 1: 0.9 pu, con temporización de 0.5 seg.
- 27-Etapa 2: 0.8 pu, con temporización de 0.05 seg.

4.3.7. Función de Sincronismo – 25

La función de sincronismo queda habilitada en los IED's 21P y 21S, con los siguientes ajustes:

Condiciones de verificación de sincronismo: Barra Viva – Línea Muerta, Barra Muerta – Línea Viva y Barra Viva – Línea Viva.

Diferencia de ángulo: 15°.

Diferencia de voltaje: 10% del voltaje nominal fase - tierra.

Diferencia de frecuencia: 0.1 Hz.

Ante la indisponibilidad del controlador de bahía, es posible realizar un cierre de emergencia con chequeo de condiciones de sincronismo, mediante las tecla de función F4, del IED 21S.

4.3.8. Función falla interruptor – 50BF

Esta función se encuentra integrada en las protecciones 21P y 21S. La orden de arranque de esta función es iniciada por la operación de disparo de los IED's de distancia, con lo que arranca la primera etapa de 50BF que corresponde a un re disparo (retrip) hacia el circuito fallado.

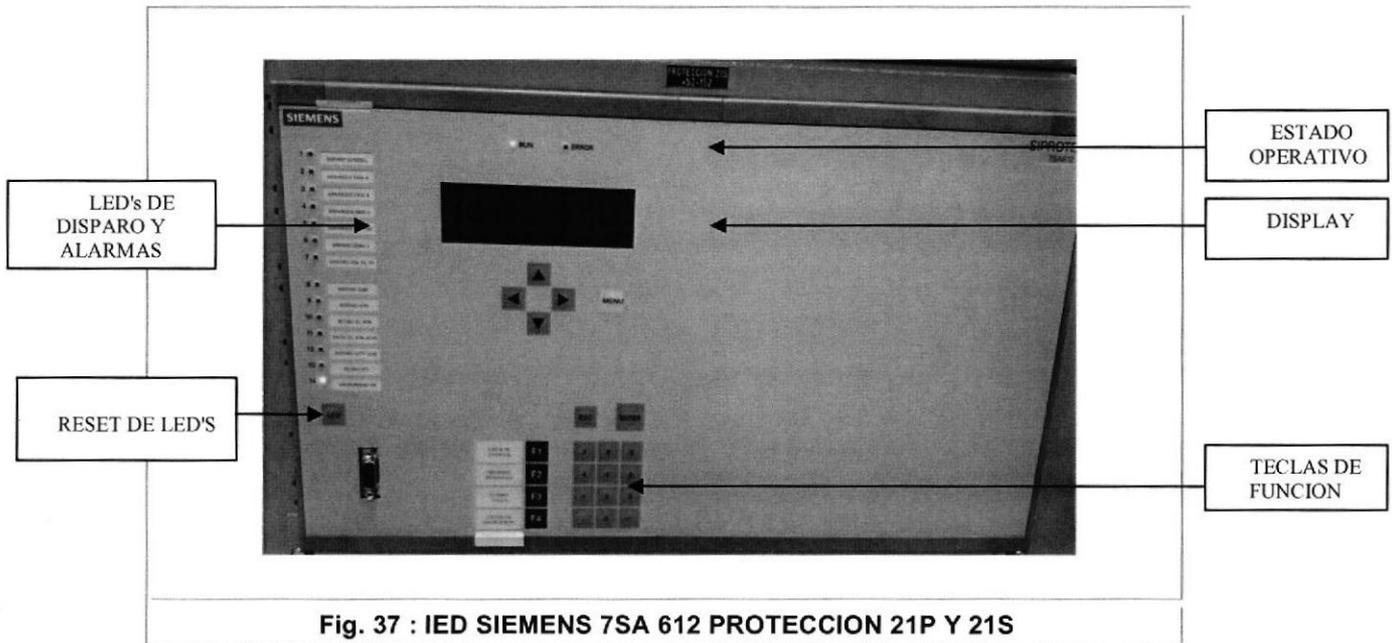
Si después de 250 milisegundos, la falla no ha sido despejada, se procede con la segunda etapa de 50BF, que corresponde al disparo de todas las bahías conectadas a la barra del interruptor fallado.

La operación de esta función se realiza por medio de relés de disparo y bloqueo (86B). Adicionalmente, la operación del 50BF, genera una señal de envío de DDT hacia los extremos remotos de la LT.

También se encuentra habilitada la función 50BF etapa 0, protección de zona muerta, que envía DDT al extremo remoto, cuando el interruptor propio se encuentra abierto. Esta función protege la zona entre los TC's y el interruptor.

4.3.9. Información Operativa de los IED's de protección de L/T

A continuación se describe la información relacionada con los IED's Siemens 7SA612 correspondientes a la protección 21P y 21S de todas las bahías de línea.



DESCRIPCION DE LEDS DE DISPARO Y ALARMAS

LED	TEXTO	DESCRIPCION
1	Disparo General	Se enciende con cualquier disparo que se genere por las funciones de protección activas del relé
2	Arranque fase A	Se enciende con cualquier arranque de las funciones de protección activas que involucren a la fase A.
3	Arranque fase B	Se enciende con cualquier arranque de las funciones de protección activas que involucren a la fase B.
4	Arranque fase C	Se enciende con cualquier arranque de las funciones de protección activas que involucren a la fase C.
5	Arranque Neutro	Se enciende con cualquier arranque de las funciones de protección activas que involucren al Neutro.
6	Disparo Zona 1	Se enciende con cualquier disparo que se genere en la zona 1 de la función de protección de distancia.

7	Disparo Z1B, Z2, Z3	Se enciende con cualquier disparo que se genere por el esquema POTT (Zona 1B), Z2, Z3 de la función de distancia. Z1B implica: envío y recepción 21.
8	Disparo 50BF	Se enciende por actuación de la función falla interruptor.
9	Disparo 67N	Se enciende con cualquier disparo que se genere por el esquema de comparación direccional de sobrecorriente de tierra.
10	Recibo 21, 67N	Se enciende cuando se reciba la señal de teleprotección por 21 o 67N, enviada desde la S/E remota. Es una señal sumarizada de las señales indicadas.
11	Envío 21, 67N, ECHO	Se enciende cuando se envía la señal de teleprotección por 21, 67N o ECHO, hacia la S/E remota. Es una señal sumarizada de las señales indicadas
12	Disparo SOFT	Se enciende cuando se produce un disparo posterior a un cierre sobre una condición de falla permanente.
13	Recibo DDT	Se enciende cuando se reciba la señal de Disparo Directo Transferido desde la S/E remota.
14	Sincronismo OK	Se enciende siempre que existan condiciones de sincronismo entre tensiones de barra y línea.

Tabla 2. LEDS de la protección 21P y 21S

DESCRIPCION DE LAS TECLAS DE FUNCION

Tecla de función	Texto	Descripción
1	Evento	Indica en el display todos los eventos registrados por el IED.
2	Medidas Primarias	Indica en el display las medidas de voltajes y corrientes primarios que se presenten en ese momento
3	Última Falla	Indica en el display información relacionada con la última falla registrada por el IED.
4	Cierre de Emergencia 25	Permite el cierre de emergencia verificando condiciones de sincronismo. La señal de cierre se producirá siempre que el BCU se encuentre indisponible. Esta función está habilitada únicamente en el 21S

Tabla 3. Teclas de función del 21P y 21S

DESCRIPCION DE LEDS DE ESTADO OPERATIVO DEL RELÉ

ESTADO	COLOR	DESCRIPCION
RUN	VERDE	Se enciende cuando el IED se encuentra operando de manera correcta.
ERROR	ROJO	Se enciende cuando el IED presenta problemas internos o de software, que hace que lo bloquee

Tabla 4. Estados operativos del relé 21P y 21S

4.4. Sistema de protecciones para las barras principal y transferencia

Para la protección de las barras de 138 y 69 kV de la S/E Caraguay se utiliza como protección principal un esquema diferencial de corrientes centralizado trifásico (87B). Este esquema se compone de tres elementos:

- Un transformador de interposición por cada bahía, con la finalidad de equiparar las diferentes relaciones de transformación utilizadas y disminuir las magnitudes de corriente hacia la protección diferencial.
- Un IED para la generación de las corrientes diferenciales y de restricción.
- Un IED para comparación de las corrientes en la característica de operación del 87B.



Se debe tener en cuenta que la bahía de Transferencia de 138 kV no tiene sincronismo.

Todos estos equipos se encuentran instalados en el tablero correspondiente al interruptor de transferencia de 138 y 69 kV respectivamente.

Adicionalmente en el tablero de transferencia se encuentra instalado un relé para el monitoreo de la tensión de barra de 138 y 69 kV.

La configuración de los patios es de barra principal y transferencia. Las barras están conformadas por un haz de dos conductores, tipo Bluebell de 1031 A, es decir, con una capacidad de 2062 A.

Las barras de la subestación disponen de una protección diferencial de baja impedancia y sin selección de fase que opera bajo el principio de corriente diferencial.

Como protección de respaldo ante la no apertura de un interruptor, cuando exista actuación de cualquier protección, se dispone de una protección de falla interruptor (50BF), la cual dispara la barra a la cual está conectado el interruptor defectuoso.

4.4.1. Función Diferencial de Corrientes – 87B

Para este IED los ajustes se referencian a una corriente nominal (I_n) de 100 mA.

Para el arranque del 87B se considera un ajuste diferencial de $0.3 I/I_n$.

La operación del 87B considera una característica "diferencial – restricción" de simple pendiente: Recta con cruce por el origen y pendiente de 0.6.

Todos los TC's para la protección diferencial de barras son de relación 2000/5.

4.4.2. Función de Sincronismo – 25

La función de sincronismo queda habilitada en el IED 7SJ62, con los siguientes ajustes:

- Condiciones de verificación de sincronismo: Barra Viva – Línea Muerta, Barra Muerta – Línea Viva y Barra Viva – Línea Viva.
- Diferencia de ángulo: 15° .
- Diferencia de voltaje: 10% del voltaje nominal fase - tierra.
- Diferencia de frecuencia: 0.1 Hz.

Al igual que lo indicado para los IED's de las L/T, ante la indisponibilidad del controlador de bahía, es posible realizar un cierre de emergencia con chequeo de condiciones de sincronismo, mediante las tecla de función F4.

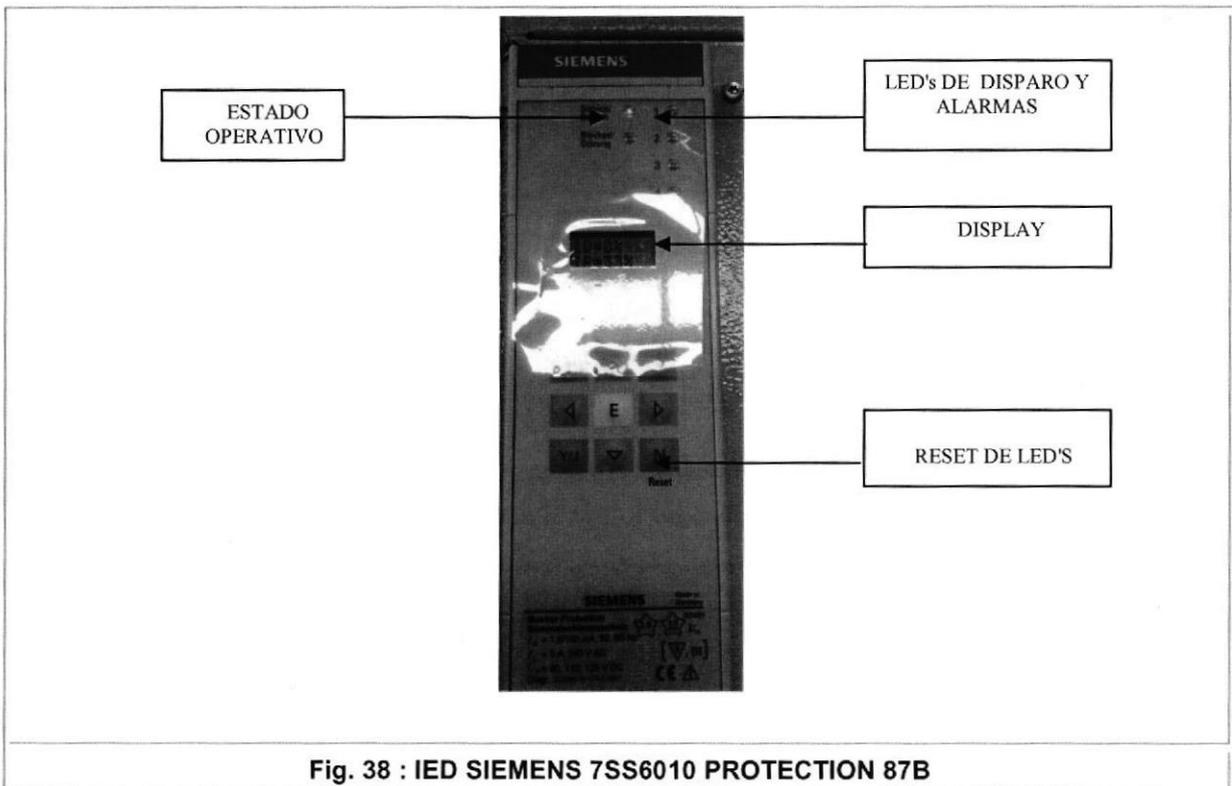
Se debe indicar que el sincronismo de la bahía de transferencia se realiza con el 25 del interruptor a transferirse, esta lógica funciona también para el cierre de emergencia con BCU indisponible.

4.4.3. Función de Sobre y Bajo Voltaje – 59 – 27

Las funciones relacionadas con la tensión de barra se habilitan en los IED's 7SJ62 (Barra1). Las funciones de sobre y bajo voltaje se activan únicamente como alarmas con los siguientes ajustes:

- 59-Etapa 1: 1.1 pu, con temporización de 0.5 seg.
- 59-Etapa 2: 1.2 pu, con temporización de 0.05 seg.
- 27-Etapa 1: 0.9 pu, con temporización de 0.5 seg.
- 27-Etapa 2: 0.8 pu, con temporización de 0.05 seg.

4.4.4. Información Operativa de los IED's de protección de barras de 138 y 69 Kv



LED	TEXTO	DESCRIPCIÓN
1	Disparo 87B	Se enciende con el disparo que se genere por la función diferencial de barra
2	2 Arranque Id	Se enciende cuando la corriente diferencial supere el umbral de 0.25.
3	87 Bloqueado	Se enciende cuando se encuentre bloqueada la función diferencial por ausencia de corrientes.

Tabla 5. LEDS de la protección 87B

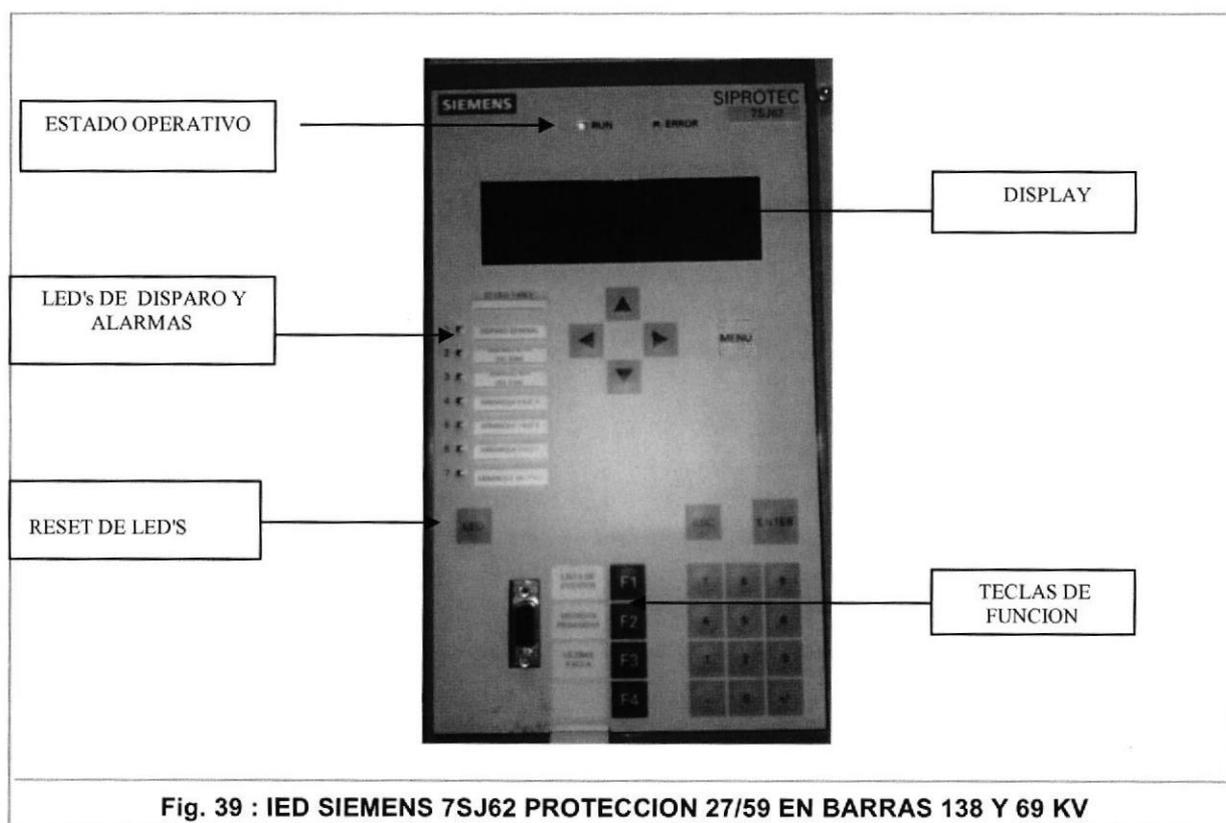


Fig. 39 : IED SIEMENS 7SJ62 PROTECCION 27/59 EN BARRAS 138 Y 69 KV

DESCRIPCIÓN DE LEDS DE DISPARO Y ALARMAS

LED	TEXTO	DESCRIPCIÓN
1	Alarma 59	Se enciende con cualquier alarma de sobrevoltaje que se presente
2	Alarma 27	Se enciende con cualquier alarma de bajo voltaje que se presente.
3	-----	
4	-----	
5	-----	
6	-----	
7	Falla Fusible	Se enciende cuando se detecte la condición de apertura de las fases del voltaje trifásico desde el TP

Tabla 6. LED's de la protección 27/59 en las barras 138 y 69 kV

DESCRIPCION DE TECLAS DE FUNCION

TECLA DE FUNCIÓN	TEXTO	DESCRIPCIÓN
1	Último Evento	Esta tecla muestra en el display el último evento registrado por el IED
2	Medidas	Esta tecla muestra en el display las medidas de tensión y corriente que en ese momento ingresen al IED, en valores primarios.
3	Última Falla	Esta tecla muestra en el display la información relacionada con la última falla registrada por el IED.
4	-----	

Tabla 7. Teclas de función del 50/51/67 de los alimentadores de 69 kV



4.5. Sistema de protecciones para el autotransformador ATQ 138/69 kV 225 MVA.

La subestación Caraguay dispone de un patio de transformación con un autotransformador de 138/69/13.8 kV, 225 MVA, Conexión Yn0Yn0d1. Los datos del ATQ se presentan a continuación:

ATQ S/E CARAGUAY			
TIPO	AUTOTRANSFORMADOR		
CONEXIÓN	Yn0Yn0d1		
Voltaje Nominal (kV)	Potencia Nominal(MVA)	Impedancia (%)	Pérdidas en el cobre (kW)
138	225	7.5	416.82
69	225	7.35	148.68
13.8	75	10.23	138.49

Tabla 8. Características ATQ 138/69 kV

4.5.1. Función Diferencial de Corrientes – 87T

La función diferencial de corriente, realiza la sumatoria de corrientes por fase desde los devanados de alta, baja y terciario, permitiendo discriminar las fases involucradas en una falla que ocurra en el transformador ATQ.

La protección diferencial es selectiva, por lo que al producirse una falla en el ATQ, emite sin retardo alguno la orden de disparo de los interruptores de 138 kV, 69 kV y 13.8 kV, correspondientes al ATQ.

Para este IED los ajustes se referencian a la capacidad nominal del transformador (I_{no}). Para el arranque del 87T se considera un ajuste diferencial de $0.2 I_{no}$. La operación del 87T considera una característica "diferencial – restricción" de doble pendiente:

- (a) Recta con cruce por el origen y pendiente de 0.25.
- (b) Recta con cruce por $2.5 I_{no}$ y pendiente de 0.5.

Si la corriente diferencial supera $7.5 I_{no}$, la protección dispara sin considerar restricción alguna. Para la energización se habilita el bloqueo por segunda y quinta armónica, con valores de 15 y 30%, respectivamente.

Con relación a los disparos realizados desde los IED's 87TP y 87TS, se debe indicar lo siguiente:

- Los disparos hacia el interruptor de 138 kV se realizan por protecciones mecánicas y disparo general.



- El arranque y disparo por 50BF hacia el interruptor de 138 kV se realizan por protecciones mecánicas y disparo general. El disparo hacia el 86-1Q2 se realiza por protecciones mecánicas y diferencial.
- Los disparos hacia los interruptores de 69 kV el arranque y disparo por 50BF hacia los interruptores de 69 kV y el disparo hacia el 86-0Q2 se realizan por protecciones mecánicas y diferencial.
- Los disparos hacia el interruptor de 13.8 kV se realizan por protecciones mecánicas y diferencial.

Protección principal

Para la protección del autotransformador ATQ 138/69 kV de la S/E Caraguay se utiliza como protección principal dos IED's con un esquema diferencial de corrientes (87TP y 87TS) entre los devanados de alta, baja y terciario.

La protección del autotransformador se realiza utilizando la protección diferencial, que proporciona un rápido y selectivo despeje de cortocircuitos internos, lo que complementa a la protección Bucholtz. Las fallas son detectadas por la comparación de las corrientes que fluyen al interior o fuera del autotransformador.

La zona protegida está claramente definida por la posición de los transformadores de corriente.

La zona de protección del 87TP se encuentra delimitada por los transformadores de corriente externos al autotransformador (Tipo pedestal) ubicados en los patios de maniobra lo que implica que esta protección además del autotransformador protege también la zona comprendida entre los transformadores de corriente de 138 y 69 kV de las bahías del autotransformador. La zona de protección del 87TS está delimitada por los transformadores de corriente propios del autotransformador (Tipo bushing).

Como funciones complementarias a la diferencial se disponen de bloqueo por segundo armónico para el caso de energización y bloqueo del quinto armónico para el caso de saturación.

Protección de respaldo.

Como protección de respaldo se utilizan IED's de sobrecorriente no direccional, de fases y tierra, ubicados en los lados de 138 kV, 69 kV, 13.8 kV y tierra del ATQ.

Las protecciones diferenciales 87TP, 87TS y 25/50BF disponen también de funciones de sobrecorriente de fases, residual y neutro, las mismas que se consideran como protección de respaldo tanto para el transformador como para los alimentadores de la EEPG.



4.5.2. Función de Sobrecarga – 49

Esta función se encuentra activada en los IED's 87TP y 87TS y básicamente está ajustada para permitir una sobrecarga del transformador hasta un 120% de su potencia nominal durante 20 minutos.

4.5.3. Función de Sobrecorriente de Respaldo – 51/51N y 51G.

Esta función se encuentra integrada en los IED's 87TP y 87TS, la misma se encuentra asignada al lado de 138 kV ATQ. Los ajustes programados permiten un respaldo ante fallas externas.

Para el ajuste de las protecciones de sobrecorriente de alta y baja (51/51N) se considera un arranque en aproximadamente 1.2 y 0.5 veces la corriente nominal del ATQ, para fases y tierra, respectivamente. Las curvas utilizadas corresponden al tipo IEC Standard Very Inverse.

Adicionalmente, en los IED's 87TP y 87TS, se encuentra activa la protección de sobrecorriente de tierra (51G), con ajustes similares a los de la protección de corriente residual.

4.5.4. Función de Falla a Tierra – 64G

Esta función se encuentra integrada en el IED diferencial 87TS, y establece una señal de alarma cuando se presente una falla a tierra del devanado terciario.

4.5.5. Función de Sobrecorriente de Respaldo – 51/51N

Como protección de respaldo, en el tablero ATQ-138 kV existe un IED adicional, en el cual se ha habilitado la función de sobrecorriente que se encuentra ajustada con los mismos valores de la función de sobrecorriente, de fases y tierra (51/51N) de los IED's 87TP y 87TS. Esta función se activa cuando el IED 87TP o 87TS está indisponible.

4.5.6. Función de Sincronismo – 25

La función de sincronismo queda habilitada con los siguientes ajustes:

- Condiciones de verificación de sincronismo: Barra Viva – Línea Muerta, Barra Muerta – Línea Viva y Barra Viva – Línea Viva.
- Diferencia de ángulo: 15°.
- Diferencia de voltaje: 10% del voltaje nominal fase - tierra.
- Diferencia de frecuencia: 0.1 Hz.

Ante la indisponibilidad del controlador de bahía, es posible realizar un cierre de emergencia con chequeo de condiciones de sincronismo, mediante la tecla de función F4.

4.5.7. Función de Falla interruptor – 50BF

Esta función se encuentra integrada en la protección 25/59/50BF. La orden de arranque de esta función es iniciada por la operación de disparo de los IED's 87TP y 87TS, con lo que arranca la primera etapa de 50BF que corresponde a un redisparo (retrip) hacia el circuito fallado.

Si después de 250 milisegundos, la falla no ha sido despejada, se procede con la segunda etapa de 50BF, que corresponde al disparo de todas las bahías conectadas a la barra del interruptor fallado.

La operación de esta función se realiza por medio de relés de disparo y bloqueo (86B).

Adicionalmente, la operación del 50BF, genera una señal de envío de DDT hacia los extremos de 69 kV y 13.8 kV.

También se encuentra habilitada la función 50BF etapa 0, protección de zona muerta, que envía DDT al extremo de 69 kV y 13.8 kV, cuando el interruptor propio se encuentra abierto. Esta función protege la zona entre los TC's y el interruptor.

4.5.8. Función de Sobrecorriente de Respaldo – 51/51N

Como protección de respaldo, en el tablero ATQ-69 kV se activa en este IED la función de sobrecorriente, la misma que se encuentra ajustada guardando coordinación con los ajustes tanto con las protecciones de sobrecorriente de 138 kV como con los ajustes de protección de los alimentadores de 69 kV.

Las curvas utilizadas corresponden al standard IEC y del tipo Very Inverse.

4.5.9. Función de Sincronismo – 25.

La función de sincronismo queda habilitada con los siguientes ajustes:

- Condiciones de verificación de sincronismo: Barra Viva – Línea Muerta, Barra Muerta – Línea Viva y Barra Viva – Línea Viva.
- Diferencia de ángulo: 15°.
- Diferencia de voltaje: 10% del voltaje nominal fase - tierra.
- Diferencia de frecuencia: 0.1 Hz.

Ante la indisponibilidad del controlador de bahía, es posible realizar un cierre de emergencia con chequeo de condiciones de sincronismo, mediante la tecla de función F4.



4.5.10. Función Falla Interruptor – 50BF

La orden de arranque de esta función es iniciada por la operación de disparo de: IED 25/50BF (función 51/51N) del tablero ATQ-69 kV, IEDs 87TP y 87TS del tablero ATQ- 138, y por recibo del disparo directo desde 138 kV a través del relé de disparo y bloqueo 86-0Q2.

Al operar esta función arranca la primera etapa de 50BF que corresponde a un redisparo (retrip) hacia el interruptor 52-0Q2. Si después de 250 milisegundos, la falla no ha sido despejada, se procede con la segunda etapa de 50BF, que corresponde al envío del disparo directo hacia toda la barra de 69 kV, interruptor 52-1Q2 de 138 kV y 52-702 de 13.8 kV.

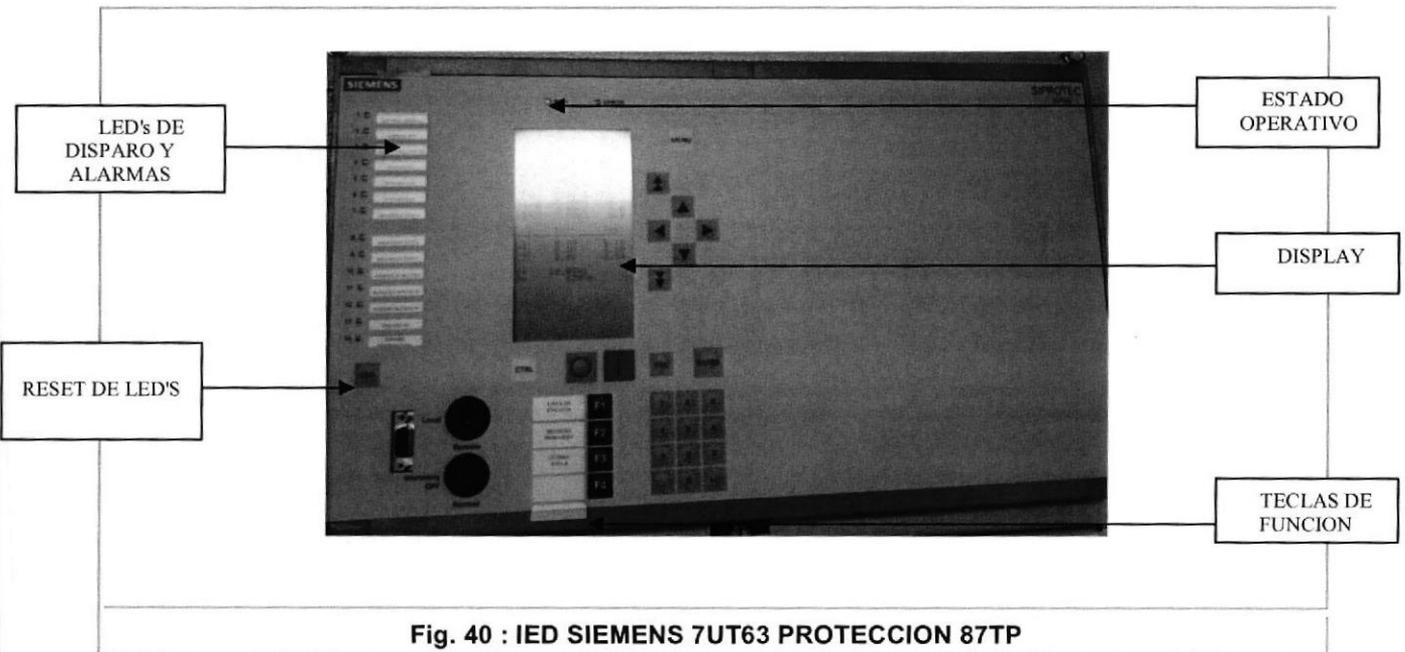
Se debe indicar que la operación del 50BF se realiza monitoreando la presencia de corriente y el estado de posición del interruptor.

4.5.11. Función de Sobrecorriente 51/51N y Falla Interruptor 50BF

En el tablero F0Q-69 kV existe un IED de sobrecorriente adicional ajustado para operar ante fallas en un nivel de 13.8 kV del ATQ. Las curvas utilizadas corresponden al standard IEC y del tipo Very Inverse.

Se activa la función falla interruptor, con una segunda etapa con disparos hacia los interruptores de 138 y 69 kV del ATQ

4.5.12. Información Operativa de los IED's de protección del ATQ



DESCRIPCIÓN DE LEDS DE DISPARO Y ALARMAS

LED	TEXTO	DESCRIPCION
1	Disparo General	Se enciende con cualquier disparo que se genere por las funciones de protección activas del relé.
2	Disparo 87T	Se enciende con el disparo que se genere por la función diferencial del autotransformador 87T
3	Disparo Mecánicas	Se enciende con el disparo que se genere por cualquiera de las protecciones mecánicas integradas al IED: Bucholtz, temperatura, sobrepresión.
4	Disparo 51	Se enciende con el disparo que se genere por la función de sobrecorriente de las fases del lado de 138 kV.
5	Disparo 51N	Se enciende con el disparo que se genere por la función de sobrecorriente de neutro del lado de 138 kV.
6	Disparo 51G	Se enciende con el disparo que se genere por la función de sobrecorriente del lado de tierra del ATQ.
7	Arranque fase A	Se enciende con cualquier arranque de las funciones de protección activas que involucren a la fase A.
8	Arranque fase B	Se enciende con cualquier arranque de las funciones de protección activas que involucren a la fase B.
9	Arranque fase C	Se enciende con cualquier arranque de las funciones de protección activas que involucren a la fase C.
10	Arranque Neutro	Se enciende con cualquier arranque de las funciones de protección activas que involucren al Neutro.
11	Bloqueo Inrush 87	Se enciende cuando se produce el bloqueo de la función 87 durante la energización del transformador ATQ
12	Disparo Bucholtz	Se enciende con el disparo que se genere por la protección Bucholtz.
13	Disparo Temperatura	Se enciende con el disparo que se genere por la protección de Temperatura.
14	Disparo Sobrepresión	Se enciende con el disparo que se genere por la protección de Sobrepresión

Tabla 9. LED's de la protección 87TP

DESCRIPCION DE TECLAS DE FUNCION

TECLA DE FUNCION	TEXTO	DESCRIPCION
1	EVENTOS	Indica en el display todos los eventos registrados por el IED
2	MEDIDAS PRIMARIAS	Indica en el display las medidas de voltajes y corrientes primarios que se presenten en ese momento
3	ÚLTIMA FALLA	Indica en el display información relacionada con la última falla registrada por el IED.
4	-----	-----

Tabla 10. Teclas de función del 87TP

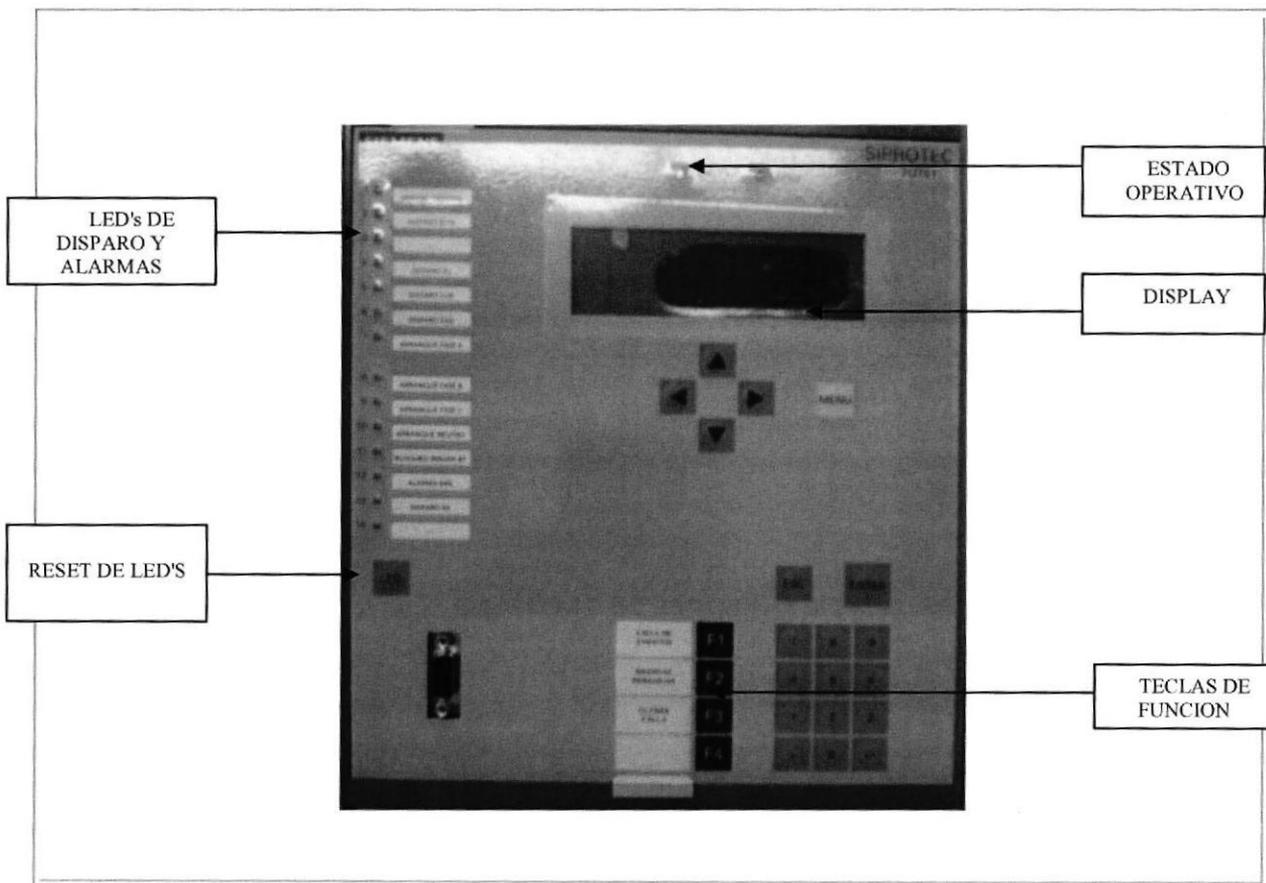


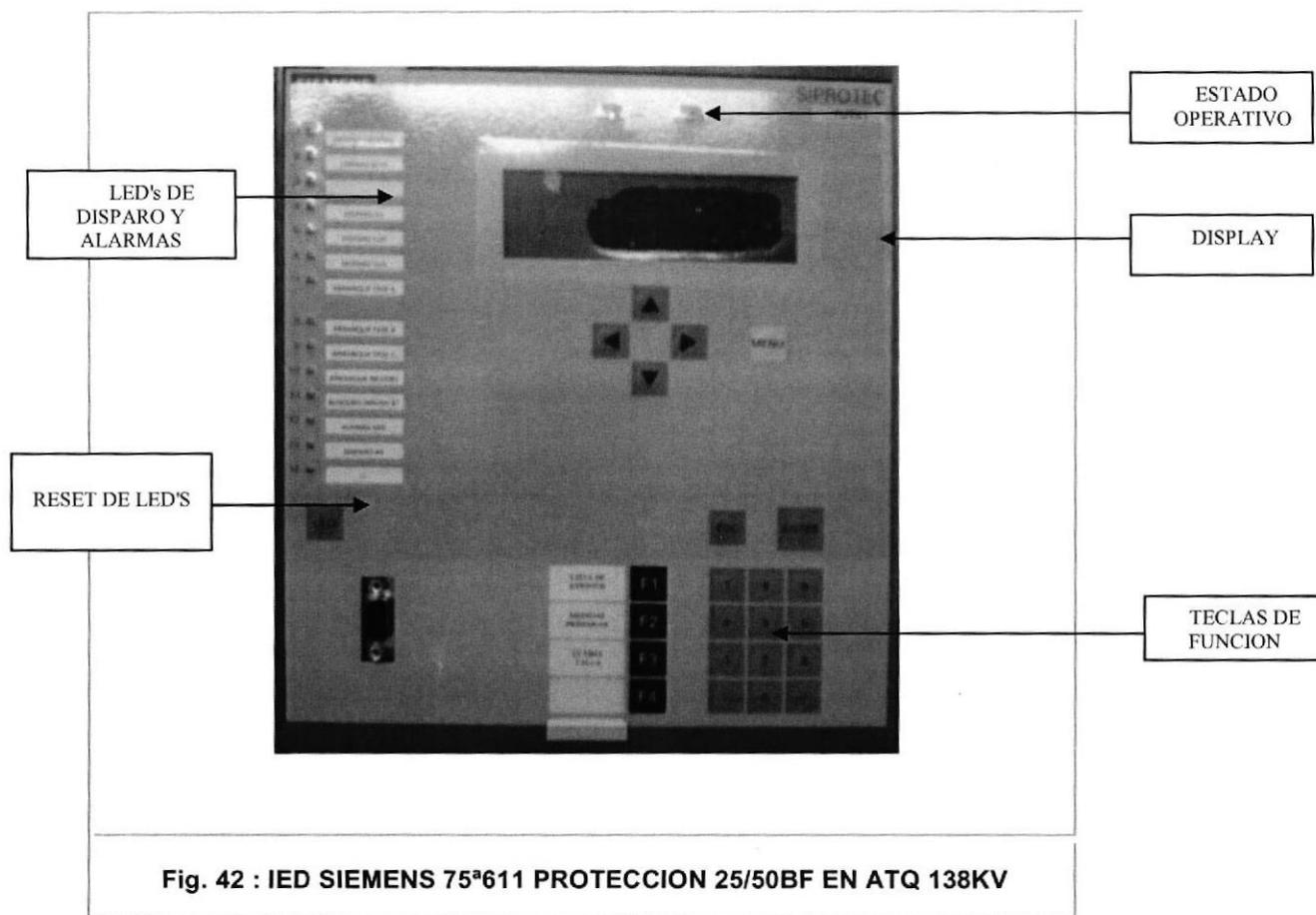
Fig. 41 : IED SIEMENS 7UT61 PROTECCION 87T

DESCRIPCIÓN DE LEDS DE DISPARO Y ALARMAS

LED	TEXTO	DESCRIPCÓN
1	Disparo General	Se enciende con cualquier disparo que se genere por las funciones de protección activas del relé
2	Disparo 87TS	Se enciende con el disparo que se genere por la función diferencial del autotransformador 87T.
3	-----	-----
4	Disparo 51	Se enciende con el disparo que se genere por la función de sobrecorriente de las fases del lado de 138 kV.
5	Disparo 51N	Se enciende con el disparo que se genere por la función de sobrecorriente de neutro del lado de 138 kV.
6	-----	-----
7	Arranque fase A	Se enciende con cualquier arranque de las funciones de protección activas que involucren a la fase A.
8	Arranque fase B	Se enciende con cualquier arranque de las funciones de protección activas que involucren a la fase B.
9	Arranque fase C	Se enciende con cualquier arranque de las funciones de protección activas que involucren a la fase C.
10	Arranque Neutro	Se enciende con cualquier arranque de las funciones de protección activas que involucren al Neutro
11	Bloqueo Inrush 87	Se enciende cuando se produce el bloqueo de la función 87 durante la energización del transformador ATQ
12	Alarma 64G	Se enciende cuando se produce la detección de una falla a tierra del devanado terciario del transformador ATQ
13	---	-----
14	-----	-----

Tabla 11. LED's de la protección 87TS





DESCRIPCIÓN DE LEDS DE DISPARO Y ALARMAS

LED	TEXTO	DESCRIPCIÓN
1	Disparo General	Se enciende con cualquier disparo que se genere por las funciones de protección activas del relé
2	50BF Etapa 1	Se enciende cuando se produzca el disparo de Etapa 1 de la función Falla Interruptor.
3	50BF Etapa 2	Se enciende cuando se produzca el disparo de Etapa 2 de la función Falla Interruptor
4	50BF Etapa 0	Se enciende cuando se produzca el disparo de Etapa 0 (Zona Muerta) de la función Falla Interruptor
5	Disparo 51/51N	Se enciende con el disparo que se genere por la función de sobrecorriente de fases del lado de 69 kV
6	-----	-----
7	Arranque fase A	Se enciende con cualquier arranque de las funciones de protección activas que involucren a la fase A.
8	Arranque fase B	Se enciende con cualquier arranque de las funciones de protección activas que involucren a la fase B.
9	Arranque fase C	Se enciende con cualquier arranque de las funciones de protección activas que involucren a la fase C.
10	Arranque Neutro	Se enciende con cualquier arranque de las funciones de protección activas que involucren al Neutro
11	-----	-----
12	Falla Fusible Barra 138 kV	Se enciende cuando se detecte la condición de apertura de las fases del voltaje trifásico desde el TP de barra de 138 kV.
13	Falla Fusible Barra 69 kV	Se enciende cuando se detecte la condición de apertura de las fases del voltaje trifásico desde el TP de barra de 69 kV.
14	Sincronismo OK	Se enciende siempre que existan condiciones de sincronismo entre las tensiones de barra y línea.

Tabla 12. LED's de la protección 25/50BF en el ATQ 138 kV



DESCRIPCION DE TECLAS DE FUNCION

TECLA DE FUNCION	TEXTO	DESCRIPCION
1	ÚLTIMO EVENTO	Esta tecla muestra en el display el último evento registrado por el IED
2	MEDIDAS	Esta tecla muestra en el display las medidas de tensión y corriente que en ese momento ingresen al IED, en valores primarios.
3	ÚLTIMA FALLA	Indica en el display información relacionada con la última falla registrada por el IED.
4	CIERRE DE EMERGENCIA 25 OK	Esta tecla permite un cierre de emergencia, verificando condiciones de sincronismo. La señal de cierre se producirá siempre que el Controlador de Bahía se encuentre indisponible.

Tabla 13. Teclas de función del 25/50BF del ATQ 138 kV

25/50BF del ATQ 69 kV (respaldo 51/51N)

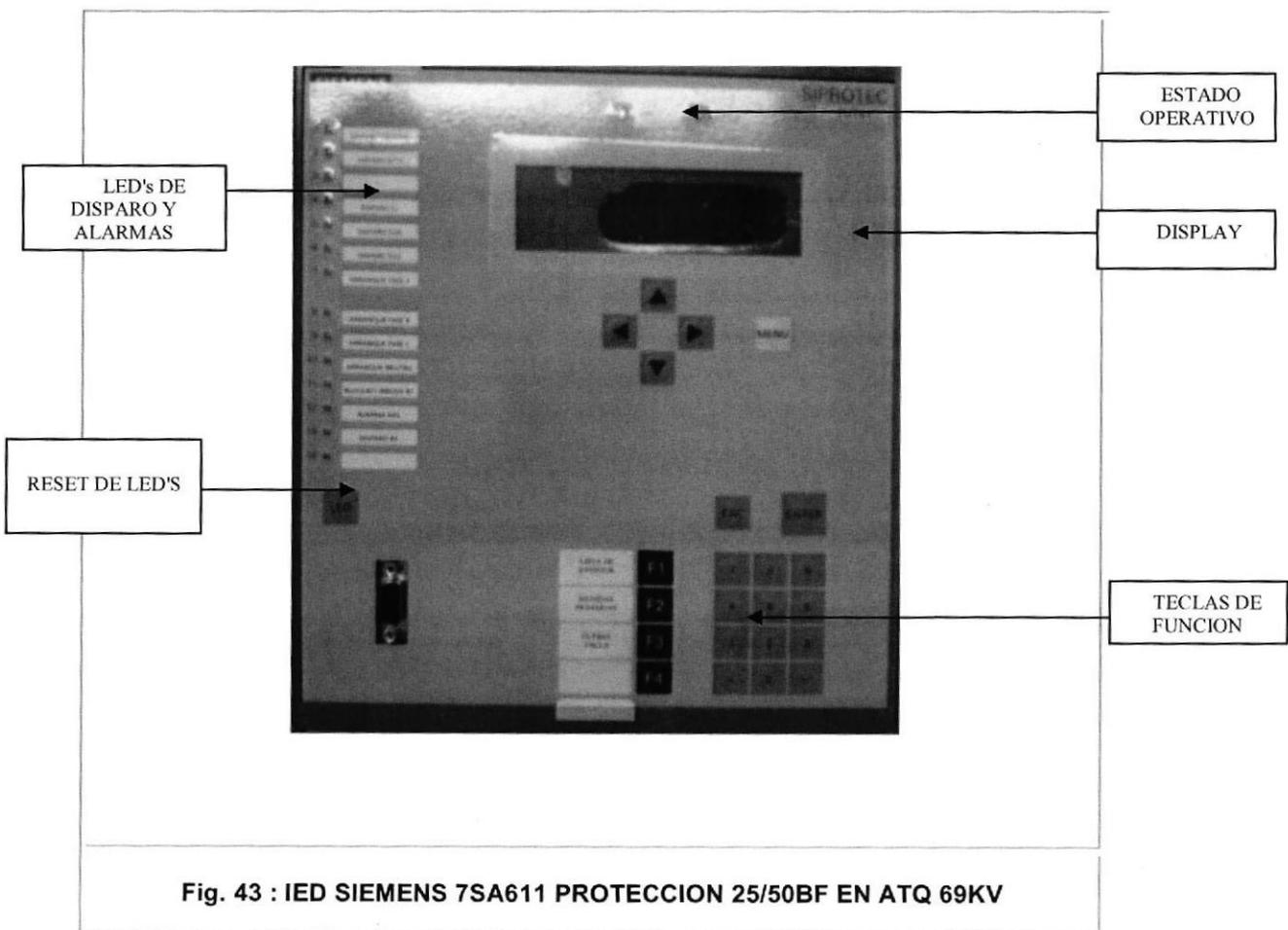


Fig. 43 : IED SIEMENS 7SA611 PROTECCION 25/50BF EN ATQ 69KV

DESCRIPCIÓN DE LEDS DE DISPARO Y ALARMAS

LED	TEXTO	DESCRIPCIÓN
1	Disparo General	Se enciende con cualquier disparo que se genere por las funciones de protección activas del relé
2	50BF Etapa 1	Se enciende cuando se produzca el disparo de Etapa 1 de la función Falla Interruptor.
3	50BF Etapa 2	Se enciende cuando se produzca el disparo de Etapa 2 de la función Falla Interruptor
4	Protección 51/51N Activa	Se enciende cuando se active las funciones de sobrecorriente de respaldo ante indisponibilidad del IED 87TP
5	Disparo 51/51N	Se enciende con el disparo que se genere por la función de sobrecorriente temporizada de fases o neutro
6	-----	-----
7	Arranque fase A	Se enciende con cualquier arranque de las funciones de protección activas que involucren a la fase A.
8	Arranque fase B	Se enciende con cualquier arranque de las funciones de protección activas que involucren a la fase B.
9	Arranque fase C	Se enciende con cualquier arranque de las funciones de protección activas que involucren a la fase C.
10	Arranque Neutro	Se enciende con cualquier arranque de las funciones de protección activas que involucren al Neutro
11	-----	-----
12	Falla Fusible Barra 138 kV	Se enciende cuando se detecte la condición de apertura de las fases del voltaje trifásico desde el TP de barra de 138 kV.
13	Falla Fusible Barra 69 kV	Se enciende cuando se detecte la condición de apertura de las fases del voltaje trifásico desde el TP de barra de 69 kV.
14	Sincronismo OK	Se enciende siempre que existan condiciones de sincronismo entre las tensiones de barra y línea.

Tabla 14. LED's de la protección 25/50BF en el ATQ 69 kV



DESCRIPCION DE TECLAS DE FUNCION

TECLA DE FUNCION	TEXTO	DESCRIPCION
1	ÚLTIMO EVENTO	Esta tecla muestra en el display el último evento registrado por el IED
2	MEDIDAS	Esta tecla muestra en el display las medidas de tensión y corriente que en ese momento ingresen al IED, en valores primarios..
3	ÚLTIMA FALLA	Indica en el display información relacionada con la última falla registrada por el IED.
4	CIERRE DE EMERGENCIA 25 OK	Esta tecla permite un cierre de emergencia, verificando condiciones de sincronismo. La señal de cierre se producirá siempre que el Controlador de Bahía se encuentre indisponible.

Tabla 15. Teclas de función del 25/50BF del ATQ 69 kV

50/51/67 ATQ 13.8 Kv

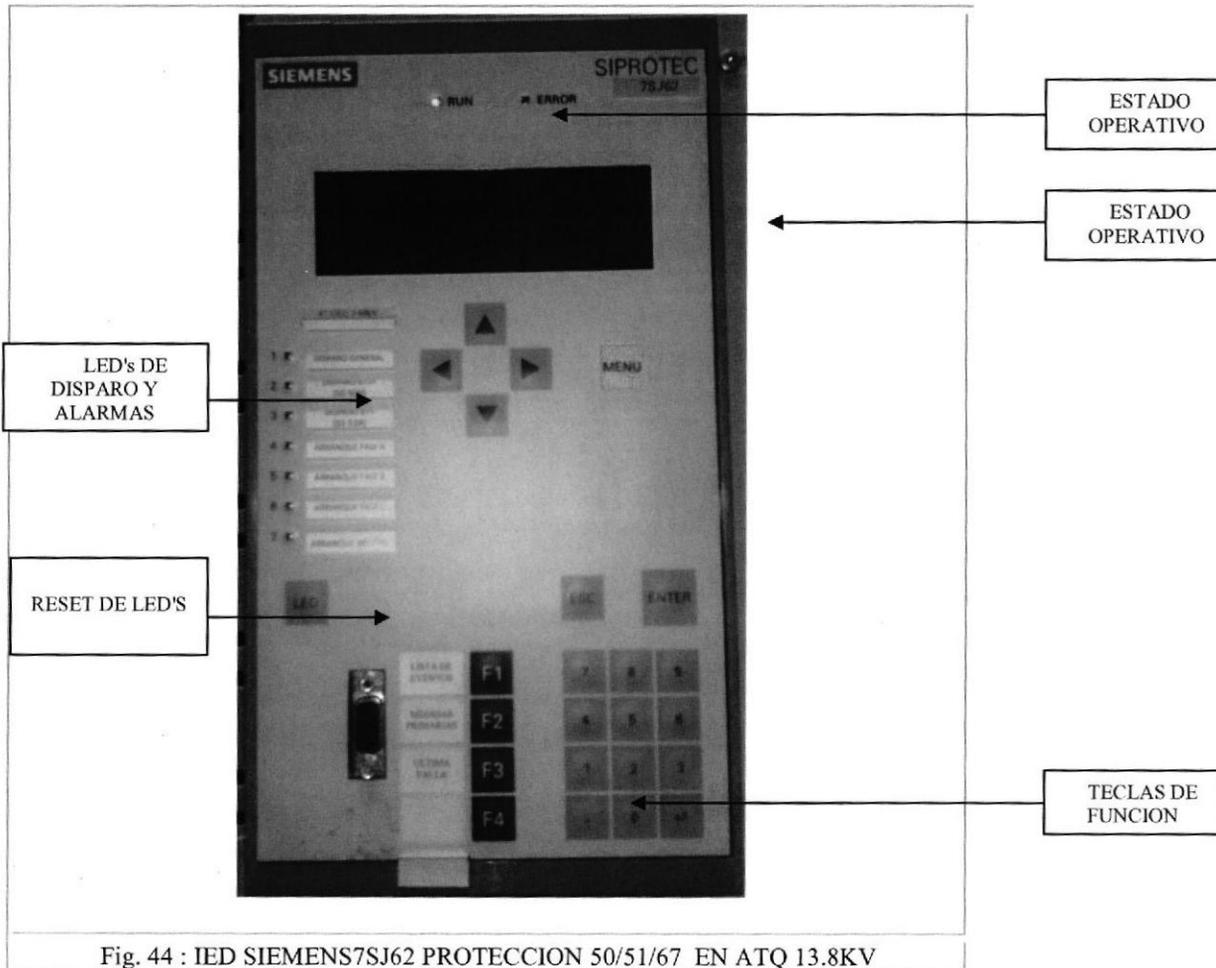


Fig. 44 : IED SIEMENS7SJ62 PROTECCION 50/51/67 EN ATQ 13.8KV

DESCRIPCIÓN DE LEDS DE DISPARO Y ALARMAS

LED	TEXTO	DESCRIPCION
1	Disparo 50/51	Se enciende con cualquier disparo que se genere por las funciones de sobrecorriente del relé.
2	50BF Etapa 1	Se enciende cuando se produzca el disparo de Etapa 1 de la función Falla Interruptor.
3	50BF Etapa 2	Se enciende cuando se produzca el disparo de Etapa 2 de la función Falla Interruptor
4	Arranque fase AB	Se enciende con cualquier arranque de las funciones de protección activas que involucren a la fase AB del devanado terciario del ATQ.
5	Arranque fase BC	Se enciende con cualquier arranque de las funciones de protección activas que involucren a la fase BC del devanado terciario del ATQ.
6	Arranque fase CA	Se enciende con cualquier arranque de las funciones de protección activas que involucren a la fase CA del devanado terciario del ATQ.
7	Disparo desde 138 kV	Se activa cuando se reciba una orden de disparo desde el patio de 138 kV de la S/E.

Tabla 16. LED's DSD de la protección 50/51/67 en el ATQ 138 kV

DESCRIPCION DE TECLAS DE FUNCION

TECLA DE FUNCION	TEXTO	DESCRIPCION
1	ÚLTIMO EVENTO	Esta tecla muestra en el display el último evento registrado por el IED
2	MEDIDAS	Esta tecla muestra en el display las medidas de tensión y corriente que en ese momento ingresen al IED, en valores primarios.
3	ÚLTIMA FALLA	Indica en el display información relacionada con la última falla registrada por el IED.
4	CIERRE DE EMERGENCIA 25 OK	Esta tecla permite un cierre de emergencia, verificando condiciones de sincronismo. La señal de cierre se producirá siempre que el Controlador de Bahía se encuentre indisponible.

Tabla 17. Teclas de función del 50/51/67 del ATQ 13.8 kV



4.6. Sistema de protecciones para los alimentadores a 69 kV.

Para la protección de los alimentadores a 69 kV, se utiliza como protección principal, un IED con función de sobrecorriente direccional de fases y tierra.

Adicionalmente, como protección de respaldo se utiliza un IED de sobrecorriente no direccional, el mismo que se activa únicamente ante la indisponibilidad del IED de protección principal (50/51/67).

En la subestación Caraguay se han construido tres nuevas bahías para alimentación a la EEPG. Los alimentadores de 69 kV se han denominado UEG 1, 3 y 4, los mismos que disponen de una protección principal de sobrecorriente direccional de fase y tierra y los ajustes que son iguales para las tres bahías se presentan a continuación:

Ajustes para la función 67/67N						
Protección	Instantáneo		TAP		Dial	Tipo de Curva
	Primarios	Secundarios	Primarios	Secundarios		
67	-	-	640	4.0	0.37	IEC Muy Inversa
76N	-	-	496	3.1	0.37	IEC Muy Inversa

Tabla 18. Ajustes para la función 67/67N de los alimentadores de 69 kV

La protección de sobrecorriente instantánea se encuentra deshabilitada, debido a la configuración de la red interna de la EEPG (se tienen muchas conexiones en "T" en los alimentadores cercanos a la S/E Caraguay).

El ajuste de la protección de sobrecorriente temporizada en todos los alimentadores de 69 kV se encuentran en un valor de 76 MVA.

4.6.1. Función de Sobrecorriente - 67/67N - 50/51(N).

La protección principal corresponde a un relé de sobrecorriente direccional con los ajustes establecidos en los estudios correspondientes.

En este IED opera de manera permanente la función direccional 67/67N. Si esta función se bloquea, se habilitan las funciones 50/51(N) con los mismos ajustes que el 67/67N.

4.6.2. Función de Sobrecorriente de Respaldo - 50(N)/51(N)

Ante la indisponibilidad del IED de Protección Principal, se activa la protección de respaldo con funciones de sobrecorriente no direccional para fases y tierra. Los ajustes corresponden a los mismos valores programados en la protección principal.

4.6.3. Función de Recierre Automático - 79

El recierre comprende una función integral entre el nivel 2 (Sistema de control – IHM) y el nivel 1 (Sistema de control y protecciones). Desde el nivel 2 se establece la activación del recierre.

Considerando el nivel 1, el recierre arranca con señales provenientes de la protección 50/51/67, y queda operativo considerando una lógica de arranque siempre que se haya producido una falla monofásica con despeje mediante la función de sobrecorriente instantánea, con lo que se garantiza falla monofásica en el alimentador respectivo.

El recierre se realiza únicamente en condiciones de barra viva - línea muerta. Se programa un tiempo muerto de 600 milisegundos y un solo ciclo de recierre. No se permite recierre ante fallas evolutivas.

4.6.4. Función de Sincronismo - 25.

La función de sincronismo queda habilitada con los siguientes ajustes:

- Condiciones de verificación de sincronismo:
- Barra Viva – Línea Muerta, Barra
- Muerta – Línea Viva y Barra Viva – Línea Viva.
- Diferencia de ángulo: 15°.
- Diferencia de voltaje: 10% del voltaje nominal fase - tierra.
- Diferencia de frecuencia: 0.1 Hz.

Ante la indisponibilidad del controlador de bahía, es posible realizar un cierre de emergencia con chequeo de condiciones de sincronismo, mediante la tecla de función F4.

4.6.5. Función Falla Interruptor - 50BF.

La orden de arranque de esta función es iniciada por la operación de disparo de: IED 50/51/67 de cada tablero de la propia bahía.

Al operar esta función arranca la primera etapa de 50BF que corresponde a un redisparo (retrip) hacia el propio interruptor. Si después de 250 milisegundos, la falla no ha sido despejada, se procede con la segunda etapa de BF, que corresponde al envío del disparo directo hacia toda la barra de 69 kV.

Se debe indicar que la operación del 50BF se realiza monitoreando la presencia de corriente y el estado de posición del interruptor.



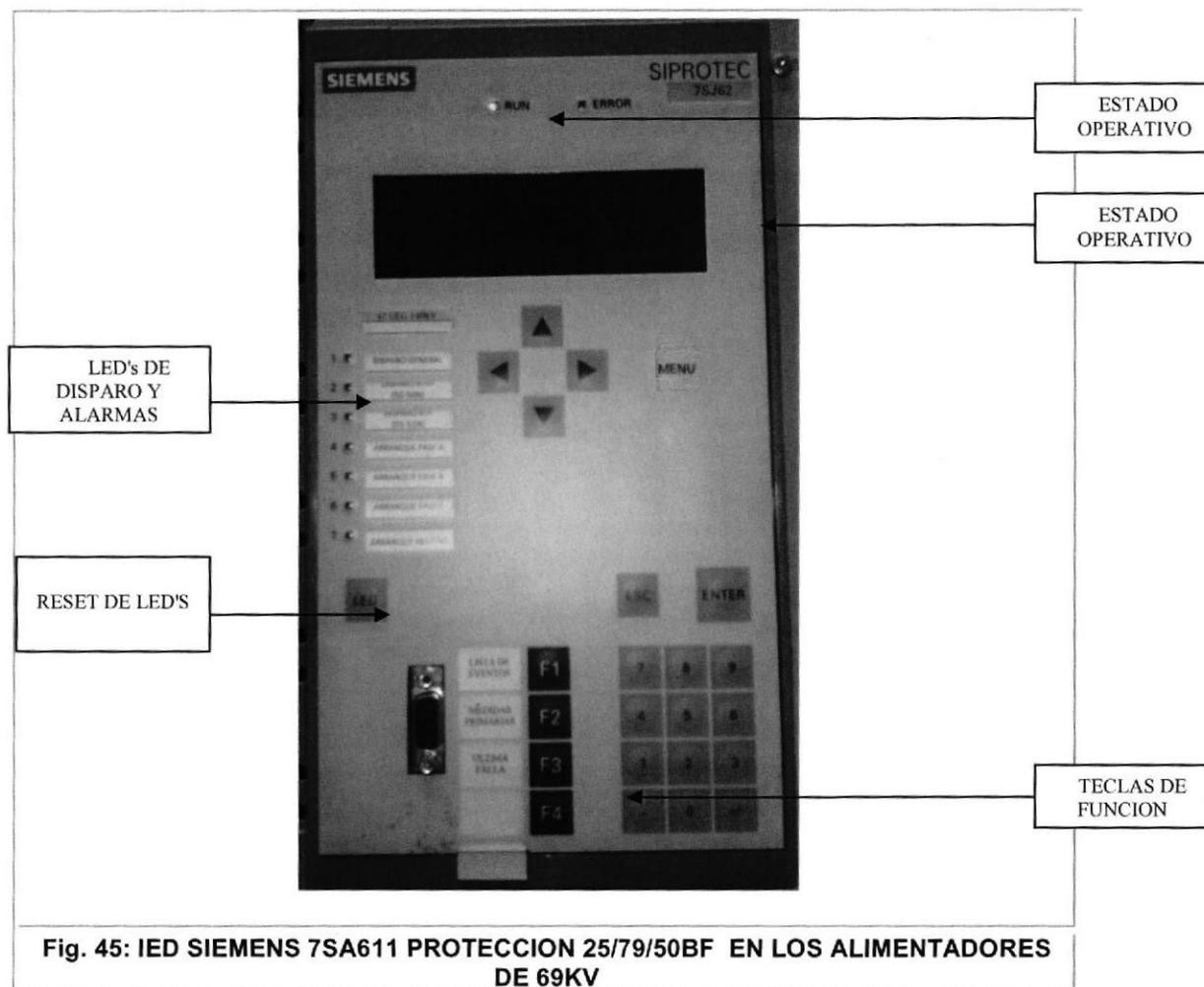
LED	TEXTO	DESCRIPCIÓN
1	Disparo General	Se enciende con cualquier disparo que se genere por las funciones de protección activas del relé.
2	Disparo 67>> (50 – 50N)	Se enciende con el disparo que se genere por la función de sobrecorriente instantánea de fases y de tierra.
3	Disparo 67> (51 – 51N)	Se enciende con el disparo que se genere por la función de sobrecorriente temporizada de fases y de tierra
4	Arranque fase A	Se enciende con cualquier arranque de las funciones de protección activas que involucren a la fase A..
5	Arranque fase B	Se enciende con cualquier arranque de las funciones de protección activas que involucren a la fase B.
6	Arranque fase C	Se enciende con cualquier arranque de las funciones de protección activas que involucren a la fase C.
7	Arranque Neutro	Se enciende con cualquier arranque de las funciones de protección activas que involucren al Neutro.

Tabla 19. LED's de la protección 50/51/67 en los alimentadores de 69 kV



4.6.6. Información Operativa de los IED's de protección de los alimentadores de 69 kV

DESCRIPCIÓN DE LEDS DE DISPARO Y ALARMAS 25/79/50BF



DESCRIPCIÓN DE LEDS DE DISPARO Y ALARMAS

LED	TEXTO	DESCRIPCIÓN
1	Disparo General	Se enciende con cualquier disparo que se genere por las funciones de protección activas del relé
2	50BF Etapa 1	Se enciende cuando se produzca el disparo de Etapa 1 de la función Falla Interruptor.
3	50BF Etapa 2	Se enciende cuando se produzca el disparo de Etapa 2 de la función Falla Interruptor
4	Recierre ON	Se enciende cuando se encuentre activa la función de recierre automático
5	Comando de Recierre	Se enciende cuando se produzca un comando de recierre hacia el Interruptor.
6	Protección 50/51Activa	Se enciende cuando se active las funciones de sobrecorriente de respaldo ante indisponibilidad del IED 51/67.
7	Disparo 50 – 50N	Se enciende con el disparo que se genere por la función de sobrecorriente instantánea de fases y de tierra.
8	Disparo 51 – 51N	Se enciende con el disparo que se genere por la función de sobrecorriente temporizada de fases y de tierra
9	Arranque fase A	Se enciende con cualquier arranque de las funciones de protección activas que involucren a la fase A.
10	Arranque fase B	Se enciende con cualquier arranque de las funciones de protección activas que involucren a la fase B.
11	Arranque fase C	Se enciende con cualquier arranque de las funciones de protección activas que involucren a la fase C.
12	Arranque Neutro	Se enciende con cualquier arranque de las funciones de protección activas que involucren al Neutro.
13	Falla Fusible	Se enciende cuando se detecte la condición de apertura de las fases del voltaje trifásico desde el TP de línea.
14	Sincronismo OK	Se enciende siempre que existan condiciones de sincronismo entre las tensiones de barra y línea.

Tabla 20. LED's de la protección 25/79/50BF en los alimentadores de 69 kV.

4.7. Sistema de protecciones para banco de capacitores 69 kV.

Para la protección del banco de capacitores se utiliza como protección principal, la función de sobrecorriente de fases, tierra y de desbalance por fase.

4.7.1. Función de Sobrecorriente – 50/51(N) Protección de desbalance

Se trata de un relé trifásico que supervisa la sobrecorriente sensitiva por fase y opera al producirse una falla interna en el banco de capacitores. La protección establece el disparo de las tres fases del mismo, así como los arranques para la función de falla interruptor 50BF.

Recibe la señal proveniente del secundario del transformador de corriente de desbalance (RTC 5:5), programado para cumplir todas las funciones de un relé de desequilibrio de tiempo independiente y decide la apertura del interruptor 52-0X2 cuando la corriente de desequilibrio sobrepasa cierto valor, consecuencia de la falla de algunos de los elementos internos de los capacitores y para preservación de las unidades sanas que quedan en ese banco. El criterio de ajuste se basa en el cálculo de desequilibrio, de forma tal que en condiciones de falla en alguna unidad, los elementos sanos no queden sometidos a sobrevoltajes por encima de los valores fijados en las normas internacionales (1.1 pu).

De acuerdo a esto los ajustes propuestos son los siguientes:

Ajuste para la protección de desbalance		
Primarios (A)	Secundarios (A)	Tiempo (s)
0.58	0.58	Alarma (5s)
1.27	1,27	0.1

Esta protección corresponde a la función de sobrecorriente de fases y tierra, habilitada en el Controlador de Bahía (BCU) y programada con los ajustes establecidos en los estudios correspondientes. La protección establece el disparo de las tres fases del mismo, así como los arranques para la función de falla interruptor 50BF.

Las bahías de los bancos de capacitores disponen de protección de sobrecorriente de fases y residual. Los ajustes de dicha protección son los siguientes

Ajuste para la función 50N/51N			
Tiempo Definido			
Primarios (A)	Secundarios (A)	Tiempo (s)	
800	5	Instantáneo	
Curva Tiempo - Corriente			
TAP		Dial	Tipo de Curva
Primarios (A)	Secundarios (A)		
80	0.50	0.05	IEC Normal Inversa

Tabla 21. Ajustes protección de sobrecorriente bahía banco de capacitores

4.7.2. Función de Sobrecorriente de Respaldo - 50(N)/51(N)

Ante la indisponibilidad del BCU, se activa la protección de respaldo con funciones de sobrecorriente no direccional para fases y tierra. Los ajustes corresponden a los mismos valores programados en el BCU.

4.7.3. Función de Sobre y Bajo Voltaje - 59 - 27

Se habilitan las funciones de sobre y bajo voltaje con característica de disparo y los siguientes ajustes:

4.7.4. Función Falla Interruptor - 50BF

La orden de arranque de esta función es iniciada por la operación de disparo de las protecciones: 50/51 de desbalance y del IED 50/51/Controlador de Bahía.

Al operar esta función arranca la primera etapa de 50BF que corresponde a un redisparo (retrip) hacia el propio interruptor. Si después de 250 milisegundos, la falla no ha sido despejada, se procede con la segunda etapa de 50BF, que corresponde al envío del disparo directo hacia toda la barra de 69 kV.

Los disparos realizados por el relé de desbalance y los disparos por función 59, función 50BF bloquean el cierre del interruptor a través del relé 86-0X2.

4.7.5. Mando sincronizado.

El IED AREVA RPH2, permite maniobras del banco de capacitores de manera controlada. Su finalidad es disminuir el transitorio de maniobra de cierre en base al cruce por cero de las ondas de voltaje.

Operativamente la única acción que se debe realizar sobre este IED, es el reset del mismo ante la presencia de alarmas. Esta acción deberá realizarse en coordinación con la supervisión de operación.





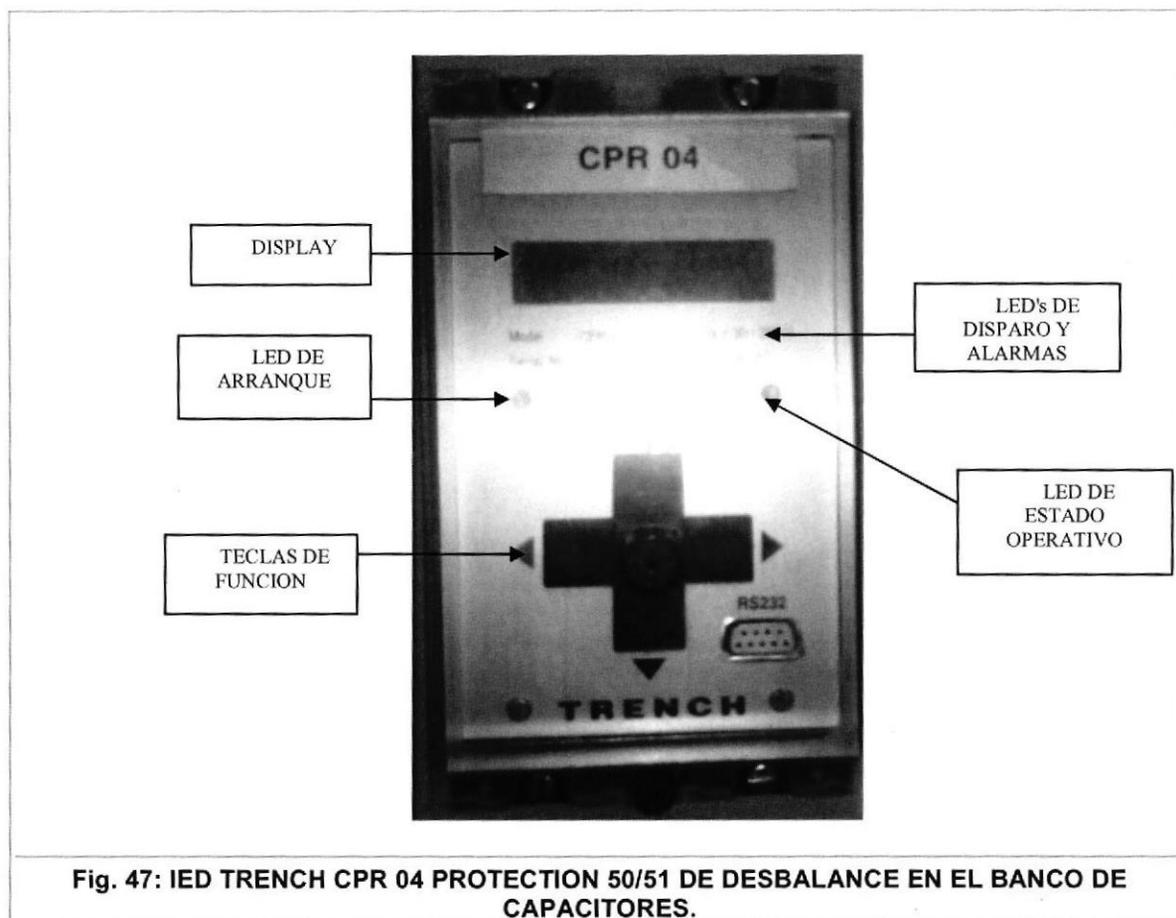
Fig. 46: IED AREVA RPH2 RELE DE MANDO SINCRONIZADO

Existe la restricción de que NO PUEDE ingresar el banco C2 mediante el disyuntor de transferencia 52-0Ø2, ya que no funciona el mando sincronizado para esta condición.

Está habilitado el mando sincronizado para que ingrese en operación el capacitor C2 mediante su disyuntor 52-0X2 y se puede realizar la transferencia de dicha bahía.

4.7.6. Información Operativa de los IED's de protección del banco de Capacitores

50/51 Relé de desbalance



TE EL...

CONCLUSIONES

- El presente manual tiene como objeto conocer cada uno de los equipos que existente en la subestación propósito de que el tablerista se familiarice con tales elementos para que de esta forma le sea más fácil maniobrar con destreza todas las instalaciones
- Normalizar los procedimientos que deben seguir los tableristas en la operación de las subestaciones de TRANSELECTRIC S.A. tanto en condiciones normales como de emergencia, y en sus relaciones con el Centro de Operación de TRANSELECTRIC -COT para evitar de esta manera, malos entendidos y operación errónea.
- Presentar las características básicas de operación de los equipos primarios asociados a la subestación, y dar a conocer al tablerista la función de cada elemento, para que se familiarice con la operación de cada uno de ellos.
- Prestar al tablerista un instrumento de fácil manejo, que le permita maniobrar con destreza todas las instalaciones de la subestación y particularmente cada posición en los diferentes niveles de tensión. De esta forma, se pretende evitar operaciones erróneas que puedan provocar perturbaciones en el Sistema Nacional Interconectado o la interrupción del servicio a las diferentes empresas de distribución que se sirven de esta subestación.

Recomendaciones

- Las maniobras a realizarse para mantenimientos tanto de líneas como de bahías siguen una serie de procedimientos que deben estar claros para una correcta operación.
- Con la seguridad industrial implementada en la subestación se tendrá un conocimiento y la capacitación necesaria para la utilización y el manejo apropiado de herramientas y equipos que presenten algún tipo de riesgos por parte el personal de tal manera que se podrá evitar accidentes, malas maniobras, y se obtendrá un óptimo rendimiento de las personas y los equipos que se utilizan.

Bibliografías.

Siemens .Simeas R Manual .Edicion17.05.04.

Tapcon240 Manual KA230_05_ES_TAPCON240

Raull J Diseño de Subestaciones Eléctricas. Libro Mac Graw-Hill de México, S.A.

Protección de Sistema Eléctricos de Potencia Universidad Autónoma de Nuevo León.

REGULACION No CONELEC-002/06. "Calidad de Trasporte de Potencia y del Servicio de Conexion en el SNI".

CELEC EP-TRANSELCTRIC S.A Plan de Expansion de Transmision Periodo 2010 -2020.

