

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA



**MODERNIZACION DEL SISTEMA DE CONTROL Y
PROTECCION DEL TRANSFORMADOR T15-261
S.E. PIURA OESTE**

INFORME DE SUFICIENCIA

PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:

INGENIERO ELECTRICISTA

PRESENTADO POR:

GABRIEL N. ZARATE SAMANIEGO

**PROMOCIÓN
2006 - II**

**LIMA – PERU
2012**

**MODERNIZACION DEL SISTEMA DE CONTROL Y
PROTECCION DEL TRANSFORMADOR T15-261
S.E. PIURA OESTE**

Para mi madre que siempre me brindo
su apoyo incondicional y para mi padre
el recuerdo de un gran hombre
trabajador y responsable

SUMARIO

El presente es un informe de suficiencia describe la ingeniería desarrollada para la modernización de los sistemas de control y protección de las bahías del Transformador T15-261 del proyecto Ampliación 5 de la S.E. Piura Oeste de la empresa de Transmisión Eléctrica ISA-REP.

En el Capítulo I se realiza una descripción del proyecto que contempla el cambio de configuración de una subestación de barra simple a barra doble para 220 kV y 60 kV, la instalación de un nuevo transformador de potencia de 100 MVA y la modernización de los sistemas de control y protección de toda la subestación.

En el Capítulo II se explica los conceptos generales sobre la automatización de subestaciones para los sistemas de control y protección.

En el Capítulo III se detalla el sistema de Control y Protección que se instala para el Transformador T15-261

En el Capítulo IV se realiza una descripción de la implementación de nuevo sistema de barra doble y de la interface Hombre-Maquina

SUMARIO

El presente es un informe de suficiencia describe la ingeniería desarrollada para la modernización de los sistemas de control y protección de las bahías del Transformador T15-261 del proyecto Ampliación 5 de la S.E. Piura Oeste de la empresa de Transmisión Eléctrica ISA-REP.

En el Capítulo I se realiza una descripción del proyecto que contempla el cambio de configuración de una subestación de barra simple a barra doble para 220 kV y 60 kV, la instalación de un nuevo transformador de potencia de 100 MVA y la modernización de los sistemas de control y protección de toda la subestación.

En el Capítulo II se explica los conceptos para los sistemas de control y protección. Se realiza una descripción de la filosofía de control y protección aplicada al proyecto.

En el Capítulo III se realiza una descripción mas detalla de la ingeniería aplicada en las bahías del transformador T15-261 donde se incluye la lógica de disparos y lógica de enclavamientos y los diagramas desarrollados del sistema de control y protección

INDICE

INTRODUCCION	1
CAPITULO I	
GENERALIDADES	2
1.1 Antecedentes.....	2
1.2 Ubicación del proyecto.....	2
1.3 Objeto.....	3
1.4 Alcances del proyecto.....	3
1.5 Aspectos generales de la subestación.....	4
1.6 Descripción del Transformador T15-261.....	5
1.7 Descripción de los Equipos de Patio en la Bahía de 220kV.....	7
1.7.1 Seccionador de Potencia SA-2605.....	7
1.7.2 Interruptor de Potencia IN-2236.....	7
1.8 Descripción de los Equipos de Patio en la Bahía de 60kV.....	8
1.8.1 Seccionador de Potencia SA-6219.....	8
1.8.2 Interruptor de Potencia IN-6114.....	8
1.8.3 Transformador de Tensión TT-627.....	9
CAPITULO II	
CONCEPTOS GENERALES	11
2.1 Visión General.....	11
2.2 Arquitectura General del Sistema.....	12
2.3 Componentes del Sistema de Automatización.....	13
2.3.1 SIPROTEC 4.....	13
2.3.2 DIGSI 4.83.....	18
2.3.3 SICAM PAS.....	20
2.3.4 Station Unit (SU).....	21
2.3.5 SICAM PAS CC.....	22
2.4. Comunicaciones del Sistema.....	23
2.4.1. Switch Ruggedcom.....	24
CAPITULO III	
SISTEMA DE CONTROL Y PROTECCION	26
3.1 Sistema de Control.....	26

3.1.1 Controladores de Campo 6MD66	26
3.1.2 Modos de Operación	30
3.2 Sistema de Protección	33
3.2.1 Relé Multifuncional de Protección 7UT6331	34
3.2.2 Descripción del Sistema de Protección	37

CAPITULO IV

IMPLEMENTACION DEL NUEVO SISTEMA 38

4.1 Equipos a Integrar	38
4.1.1 Seccionador de Potencia SB-3857 lado 220kV	38
4.1.2 Seccionador de Potencia SB-6245 lado 6kV	39
4.2 Trabajos Realizados	39
4.2.1 Tendido y Conexión de Cables de Fuerza y Control	39
4.2.2 Timbrado y Amarillado de Cables de Fuerza y Control	40
4.2.3 Pruebas de Control y Protección	40
4.3 Descripción de la Interfase Hombre Maquina (IHM)	41

CONCLUSIONES

ANEXO A

Diagrama de Principio del Transformador T15-261

ANEXO B

Diseño Mecánico de los Tablero

ANEXO C

Controlador de Bahía

ANEXO D

Relé de Protección

BIBLIOGRAFIA

INTRODUCCIÓN

Actualmente el país esta en un proceso de crecimiento del sector eléctrico y esto se ve reflejado en los diversos proyectos que en los últimos años se están desarrollando en el país en generación, transmisión y distribución.

El crecimiento y mejora de las redes de transmisión eléctrica y las subestaciones de las que están compuestas son esenciales para brindar un servicio óptimo, es por ello que en la S.E. Piura Oeste se realizo un proyecto ampliación de sus instalaciones como parte del aumento de demanda de Energía Eléctrica.

La ampliación realizada a esta subestación es el cambio de configuración de barra simple a barra doble, instalación de un nuevo transformador de potencia y una modernización de los sistemas de control y protección de toda la subestación. De esta manera la subestación mejora su confiabilidad y seguridad dentro del Sistema Interconectado Nacional.

CAPITULO I

GENERALIDADES

1.1 Antecedentes.

Red de Energía del Perú S.A. -REP-, es una Empresa Privada de Transmisión de Energía Eléctrica que opera en el área de influencia del Sistema Interconectado Centro Norte y Sur del Perú, conforme a la Ley N° 25844 de Concesiones Eléctricas del Perú y su Reglamento y de acuerdo a lo estipulado en el contrato de Concesión de los sistemas de Transmisión Eléctrica ETECEN - ETESUR.

REP dentro del su programa de expansión a realizado El proyecto Ampliación 5, que consistía en el "Diseño, suministro, construcción, montaje, interfase, pruebas y puesta en servicio de los equipos asociados a la ampliación de las subestaciones Quencoro, Azángaro, Trujillo Norte, Piura Oeste y Tingo María y la adecuación para la conexión Tocache – Bellavista.

Se requiere convertir la subestación Piura Oeste, tanto el nivel 220 kV como el de 60 kV en configuración de doble barra, la cual responde a la necesidad de ISA REP de atender el crecimiento de la generación y la demanda de la zona del proyecto, así como el mejoramiento de la confiabilidad de las instalaciones y continuidad del suministro eléctrico.

1.2 Ubicación del Proyecto

La subestación Piura Oeste está ubicada en el norte del país, en el km 8 de la carretera Piura - Paita, en el Distrito, Provincia y Departamento de Piura. Sus coordenadas son: UTM Norte 9428780 y UTM Este 533287.

1.3 Objeto

El objeto del presente documento es la descripción de los trabajos realizados en la implementación del "Proyecto Ampliación V", y el "Proyecto de Modernización REP" en la subestación Piura Oeste; centrandose en el desarrollo de la ingeniería secundaria de los sistemas de control y protección de las bahías del Transformador de Potencia T15-261 de 50 MVA como parte del cambio de configuración de barra simple a doble barra en la subestación.

1.4 Alcances del Proyecto.

De acuerdo con los requerimientos de REP, la ampliación considera lo siguiente:

- Diseño y construcción de la obra civil, pruebas funcionales y puesta en servicio de un

tercer transformador 220/60/10 kV, con una potencia nominal de 80- 100/80-100/60-75 MVA (ONAN-ONAF), y con sus respectivas celdas de conexión en 220, 60 y 10 kV. Se tendrá en cuenta que el transformador trabajará en paralelo con los transformadores existentes (Hyunday y ABB). El diseño de la fundación del transformador de potencia será realizado con las guías de obra civil entregadas por el fabricante del transformador.

- Instalación de las celdas asociadas al transformador de potencia en todos sus niveles
- En el nivel de 220 kV: cambio de configuración del actual sistema de barras (barra simple) a doble barra, incluyendo su respectiva celda de acoplamiento. Se completarán los equipos necesarios para conectar a la doble barra las celdas existentes.
- En el nivel de 60 kV: cambio de configuración del actual sistema de barras (barra simple) a doble barra, incluyendo su respectiva celda de acoplamiento y se completarán los equipos necesarios para conectar a la doble barra las celdas existentes. También en este nivel de tensión se instalarán dos nuevas celdas de línea.
- En el nivel de 10 kV: instalación de la celda del nuevo transformador y una celda de acoplamiento para conectar la nueva barra con la barra existente.
- Se debe considerar que el nuevo transformador operará en paralelo con los existentes en los niveles de tensión de 220 kV, 60 kV y 10 kV. Para ello se debe tener en cuenta las características de los transformadores existentes.
- Instalación del sistema de control automatizado en 220 kV, 60 kV y 10 kV, para la nueva configuración de barras, incluyendo las celdas existentes y las nuevas celdas, alcance de este proyecto.
- Instalación de la Protección Diferencial de Barras en 220 kV y 60 kV para las nuevas configuraciones de doble barra.
- Se implementará una red de gestión de protecciones. En las protecciones de línea existentes tanto en 220 kV como en 60 kV, se instalaran nuevos relés de protección principal y de respaldo. Para los transformadores de potencia existentes se deben suministrar nuevos relés de protección principal y respaldo.
- Instalar contadores para el nuevo transformador de potencia en los tres niveles de tensión y en las nuevas celdas de 60 kV. Se debe considerar red de gestión de contadores.
- Diseño, suministro, instalación y pruebas de puesta en servicio de equipos electromecánicos que se requieran, según el diseño.
- Diseño, suministro, instalación y pruebas de puesta en servicio de los sistemas de protección, control, telecomunicaciones y medida necesarios para la ampliación de la subestación y cambio de configuración.
- Diseño, suministro, instalación y pruebas de puesta en servicio de servicios auxiliares

complementarios asociados a las instalaciones de la ampliación. Se verificarán espacios requeridos y capacidad disponible para los equipos de la ampliación.

- Diseño de las labores de interfase y suministro de los elementos que se requieran, además de las órdenes de trabajo.
- Efectuar el cableado y conexión de los equipos de patio y de control, medida y protección. Para garantizar la calidad de esta labor, se efectuará el seguimiento de cada circuito indicado en los planos esquemáticos y se marcará con resaltador los que se hayan revisado.
- Diseño y construcción de malla a tierra en el área afectada al proyecto. Incluye medición de tensiones de toque y paso.
- Diseño y construcción de dos nuevas casetas de control: una para el nivel de 220 kV, y la otra para el nivel de 60 kV. Las celdas de 10 kV se instalarán en la sala de celdas existentes. En cada sala se ubicarán los sistemas de control, protección y servicios auxiliares de la ampliación.
- Diseño y construcción de las obras civiles bajo las consideraciones de Calidad y Oportunidad, con las debidas pruebas y certificaciones.
- Demoliciones, reubicación de pórticos, construcción de nueva vía, verificación de las estructuras existentes y sus respectivas bases, y en caso de ser necesario se realizará el reforzamiento, teniendo en cuenta los nuevos parámetros de sismo, corto circuito y cambio de configuración.
- Con las órdenes de trabajo identificadas, se elaborará el plan de cortes de energía con la debida anticipación, requeridos para construir la ampliación y cambiar la configuración. Este documento debe entregarse para revisión de REP, el cual gestionará su aprobación con el COES, OSINERGMIN y las empresas distribuidoras y generadoras de la zona.
- Construcción de las variantes de líneas provisionales y definitivas para garantizar la continuidad del servicio eléctrico en las líneas existentes y transformadores de potencia; se despejarán las zonas de trabajo, de forma confiable y segura, mientras se adelanta la ampliación y cambio de configuración.

1.5 Aspectos generales de la Subestación

La subestación Piura Oeste es una subestación tipo exterior convencional que actualmente se encuentra en servicio y está constituida por dos patios de llaves, uno a 220 kV y otro a 60 kV interconectados mediante dos transformadores de potencia de tres devanados, cada uno con un terciario de 10 kV cargados con celdas de distribución.

El patio de llaves de 220 kV tiene con una configuración de barra sencilla con la siguiente distribución de celdas:

- Una celda de compensación con reactor Inductivo 220 kV, 20 MVA
- Una celda de salida de línea hacia la subestación Laguna La Niña (L-2239)
- Una celda de salida de línea hacia la subestación Talara (L-2248)
- Una celda de transformación conectada al transformador de potencia T32-261.
- Una celda de transformación, conectada al transformador de potencia T15-261

El patio de llaves de 60 kV tiene con una configuración de barra sencilla con la siguiente distribución de celdas:

- Una celda de salida de línea hacia la subestación Piura (L-6650)
- Una celda de salida de línea hacia la subestación Textil Piura (L-6651)
- Una celda de salida de línea hacia la subestación Chulucanas (L-6657)
- Una celda de salida de línea hacia la subestación Sullana (L-6698)
- Una celda de salida de línea hacia la subestación Paita (L-6654)
- Una celda de salida de línea hacia la subestación La Unión (L-6658)
- Una celda de transformación proveniente de 220 kV del transformador T15-261
- Una celda de transformación proveniente de 220 kV del transformador T32-261

La caseta con celdas de 10 kV tiene una configuración de barra sencilla con la siguiente distribución de celdas:

- Dos celdas de entrada de transformación
- Una celda para transformador de servicios auxiliares, con seccionador
- Una celda de salida para alimentar las instalaciones de ENOSA

1.6 Descripción del Transformador T15-261

El transformador T15-261 es un Transformador Trifásico de tres devanados con conexión de la marca ABB y con regulador de Tensión bajo carga (CBC) con las siguientes características:

- Tipo: TMY 44
- Año de Fabricación: 1995
- Número de Serie: 59456
- Grupo de conexión: YN0/yno/d11
- Relación de transformación: $220 \pm 11 \times 1\%$ / 60 / 10kV
- Potencia Nominal Continua ONAN: 40 /40 /24 MVA
- Potencia Nominal Continua ONAF: 50 /50 /30 MVA
- Nivel de Aislamiento Externo: 950 / 325 / 75 kV
- Tensión de Cortocircuito entre:
 - Relación 220 /60 kV: 8.967%
 - Relación 220 /10 kV: 8.985%
 - Relación 60 /10 kV: 2.830%

- Peso Total: 112 Ton.



Figura 1.1. Transformador T15-261

Los transformadores de corriente en el lado de 220kV son:

- 03 núcleos para protecciones con relación 75-150 / 1A de 20 VA clase 10P20
- 01 núcleo para medición con relación 75-150 / 1A de 20 VA clase 0.5
- 01 núcleo monofásico fase T para Imagen Térmica con relación 220 / 2.5 A

Los transformadores de corriente en el lado de 60kV son:

- 02 núcleos para protecciones con relación 250-500 / 1A de 30 VA clase 5P10
- 01 núcleo para medición con relación 250-500 / 1A de 30 VA clase 0.5
- 01 núcleo monofásico fase T para Imagen Térmica con relación 720 / 2.5 A
- 01 núcleo monofásico fase R para Compensación con relación 480 / 5A

Los transformadores de corriente en el lado de 10kV son:

- 01 núcleo para protecciones con relación 1000-2000 / 1A de 30 VA clase 5P10
- 01 núcleo de medición con relación 1000-2000 / 1A de 30 VA clase 1.0
- 01 núcleo monofásico para Imagen Térmica con relación 2600 / 2.5 A

La alimentación de los motores y control automático del sistema de ventilación es 380/220 Vac, 60 Hz.

La alimentación de motor del Conmutador Bajo Carga es 380 Vac y del control es en 220

Vac con frecuencia de 60 Hz

1.7 Descripción del Equipo de Patio en la bahía de 220kV

El equipo de patio e la bahía de 220 kV esta conformado por un seccionador y un interruptor existente, las características de cada equipo se detalla a continuación:

1.7.1 Seccionador de Potencia SA-2605

El seccionador de Potencia de la marca AEG tiene con características:

- Tipo: SEP-245-2250
- Serie: 29745
- Tensión Nominal (Vn): 245 kV
- Nivel de Aislamiento: 1050 kV
- Corriente Nominal (In): 2250 A
- Corriente Termina por 2 segundos (Ith): 40 kA

La caja de mando del seccionador presenta las siguientes características:

- Tipo: AE-53
- Número de Serie: 3248
- Tensión Alimentación Motor: 380 Vac, 60 Hz
- Tensión Alimentación Mando: 220 Vcc
- Tensión de Alimentación Calefacción: 220 Vac, 60 Hz
- Año de Fabricación: 1984

1.7.2 Interruptor de Potencia IN-2236

El interruptor trifásico de la marca ABB tiene las siguientes características:

- Tipo: HLP 245/2581
- Número de Serie: 8261050
- Tensión nominal (Vn): 245 kV
- Nivel de Aislamiento 950/395 kV
- Corriente Nominal (In): 2500 A
- Poder de Corte: 31.5 kA
- Poder de Cierre: 79 kA
- Año de Fabricación: 1995

La caja de mando posee las siguientes características:

- Mecanismo de Operación tipo: BLG 1002A
- Número de Serie: 8261053
- Tensión de Alimentación Motor: 220 Vcc
- Tensión de Alimentación Bobina de apertura: 220 Vcc
- Tensión de Alimentación Bobina de cierre: 220 Vcc
- Tensión de Alimentación Calefacción: 220 Vac 60 Hz



Figura 1.2. Interruptor de Potencia IN-2236

1.8 Descripción del Equipo de Patio en la bahía de 60kV

1.8.1 Seccionador de Potencia SA-6219.

El seccionador de Potencia de la marca ASEA tiene las siguientes características:

- Tipo: MBA-72.5/1250
- Serie: 29745
- Tensión Nominal (V_n): 72.55 kV
- Nivel de Aislamiento: 325 kV
- Corriente Nominal (I_n): 1250 A

La caja de mando del seccionador presenta las siguientes características:

- Tensión Alimentación Motor: 220 Vac 60 HZ
- Tensión Alimentación Mando: 110 Vcc
- Tensión de Alimentación Calefacción: 220 Vac 60 Hz

1.8.2 Interruptor de Potencia IN-6114

El interruptor trifásico de la marca SIEMENS tiene las siguientes características:

- Tipo: 3AP1FG
- Numero de Serie: 35092812
- Tensión nominal (V_n): 72.5 kV

- Nivel de Aislamiento 325 kV
- Corriente Nominal (In): 2500 A
- Corriente nominal de ruptura: 25 kA
- Año de Fabricación: 2005

La caja de mando posee las siguientes características:

- Tensión de Alimentación Motor: : 220 Vac 60 HZ
- Tensión de Alimentación Control: 110 Vcc
- Tensión de Alimentación Calefacción: 220 Vac 60 Hz



Figura 1.3. Interruptor de Potencia IN-6114

1.8.3 Transformador de Tensión TT-627

El transformador de Tensión de la marca TRENCH-ELECTRIC, tiene la siguiente característica:

- Tipo: TEV 69
- Número de Serie: 86568602
- Tensión nominal (Vn): 72.5 kV
- Nivel de Aislamiento 325 kV
- 01 núcleo con relación de transformación $60/\sqrt{3} / 0.05-0.1$ kV 400 VA clase 0.5
- 01 núcleo con relación de transformación $60/\sqrt{3} / 0.05-0.1$ kV 25 VA clase 3PX



Figura 1.4. Transformador de Tensión TT-627

CAPITULO II

CONCEPTOS GENERALES

2.1 Visión General.

El sistema de automatización de SIEMENS está basado en el sistema SICAM PAS para el Nivel 2 (sistema de automatización de la subestación SAS) y el sistema SIPROTEC 4 para el Nivel 1 (IED: Intelligent Electronic Device), los cuales conforman un sistema modular y abierto, donde las tareas específicas de control y protección de sistemas de potencia son realizadas por sistemas numéricos programables e integradas en el mundo de la tecnología de las comunicaciones IT (Information Technology). El sistema cumple con las tareas de:

- Adquisición y distribución de la información en tiempo real.
- Señalización local (Nivel 1 y Nivel 2) y remota (Nivel 3).
- Supervisión.
- Automatización.
- Control local y remoto.
- Control con enclavamientos.
- Control bajo secuencias de mando.
- Conexión centralizada mediante protocolos estándar (configuración Maestro/Esclavo) con equipos de protección, controladores de campo y estaciones esclavas.
- Conexión descentralizada mediante protocolos estándar (configuración Cliente/Servidor) con equipos de protección y controladores de campo.
- Registro y archivo de la información del proceso.
- Integración a otros sistemas mediante la plataforma OPC (Sistema abierto).

Asimismo, el Sistema de Automatización presenta las características siguientes:

- **Modular:** El sistema de automatización es escalable y expansible en la medida que se puede implementar en un rango amplio de tipos y tamaños de subestaciones con diferentes aplicaciones y requerimientos, y ser ampliado a la medida de las necesidades.
- **Abierto:** El sistema es flexible y migrable, utiliza los estándares industriales ampliamente aceptados para el manejo de la información, permite la implementación de soluciones específicas para cada proyecto y permite la utilización de sistemas de otros fabricantes.
- **Expansible:** Este sistema de automatización digital se integra a la tecnología de las

comunicaciones IT aprovechando las ventajas actuales de esta tecnología y todas sus posibilidades futuras.

2.2 Arquitectura General del Sistema

La arquitectura lógica del sistema de automatización está conformada por cuatro niveles jerárquicos de control y las comunicaciones asociadas entre estos niveles. En el proyecto de la S.E. Piura Oeste se implementan los siguientes protocolos de comunicación:

- IEC 60870-5-101, protocolo serial.
- IEC 61850, protocolo de red.
- DNP 3.0, protocolo de red.
- SNTP, protocolo sincronización de tiempo.

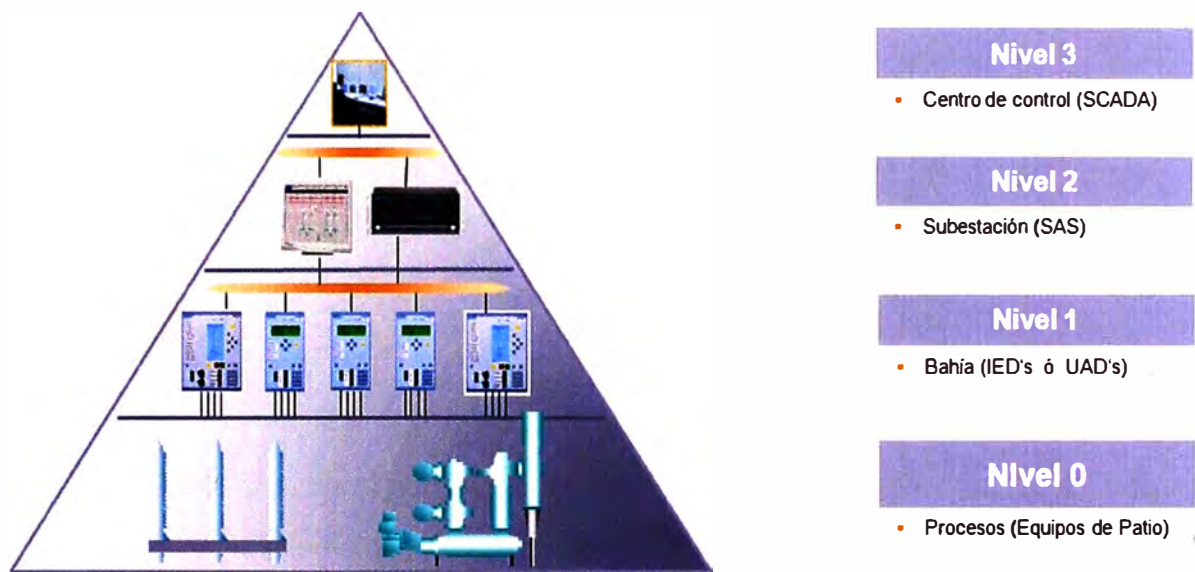


Figura 2.1. Niveles de Integración del SAS de Siemens.

- **Nivel 0:** A éste nivel se encuentran los equipos de alta tensión de la subestación (seccionadores, interruptores, transformadores, etc.),
- **Nivel 1:** A este nivel se encuentran integrados los IEDs de la familia SIPROTEC 4 de Siemens los cuales realizan la recopilación y procesamiento de datos de los diversos equipos de potencia ubicados en la subestación. Adicionalmente el Nivel 1 está conformado también por los IEDs de protección los cuales poseen igualmente propiedades de adquisición de datos digitales y análogos, cálculos, acciones de control y enclavamientos. También se encuentran los registradores de falla, medidores, reguladores de tensión (TAPCON 240) y equipos de monitoreo y protección de transformador (QUALITROL). La adquisición de datos se hace mediante cableado convencional a las señales individuales de entradas y salidas digitales y análogas de los IEDs y controladores de campo asociados con los equipos de potencia en el patio de la subestación.

- **Nivel 2:** A este nivel se encuentra el administrador de la red, Station Unit en configuración redundante HOT – HOT donde solo una a la vez tiene atributos de control mientras la otra opera en modo de supervisión, y donde se encuentra instalado el software SICAM PAS que corresponde al sistema de automatización del Nivel 2. Como sistema de interfase de usuario de Nivel 2 y sistema de almacenamiento de datos históricos, se tiene instalado el software SICAM PAS CC en versión Runtime en las dos estaciones de trabajo, que conforman también una configuración redundante. Solo una estación a la vez tiene atributos de control mientras la otra opera en modo de supervisión. Las estaciones de trabajo se denominan IHM (Interface hombre maquina). El usuario hace la selección de asignación de las funciones de control a los equipos de nivel 1 través de un botón de comando en la aplicación. Para la gestión de protecciones, registradores de falla y controladores de campo, se tiene una estación de gestión local con el software DIGSI (relés de protección y controladores de campo) y el software OSCOP (registradores de falla), Software ION SETUP (medidores de energía). Los equipos de Nivel 2 se encuentran ubicados en la sala de control de la subestación.
- **Nivel 3:** Corresponde al sistema remoto de información conformado por el Centro de Control de REP de San Isidro y Socabaya y usuarios del sistema de gestión remota de medidores, protecciones, registradores de falla y controladores de campo. Las funciones de los centros de control son el monitoreo y el control para todo el sistema de automatización de la subestación. [2]

2.3 Componentes del Sistema de Automatización

2.3.1 SIPROTEC 4

Los equipos SIPROTEC 4 pertenecen a la serie de equipos numéricos innovadores de SIEMENS, con tecnología de punta, especialmente diseñados para la protección y el control de los sistemas de media y alta tensión en el área de generación, transmisión y distribución de energía. El procesamiento de señales, totalmente numérico, ofrece alta precisión y consistencia a largo plazo para las medidas y un manejo confiable de armónicos y transitorios. Las técnicas internas de filtrado digital y estabilización dinámica de los valores medidos aseguran un alto grado de seguridad en la determinación de las respuestas de protección. Los errores de los equipos son reconocidos e indicados rápidamente gracias a las rutinas de autosupervisión.

Los equipos SIPROTEC 4 pueden ser seleccionados con funciones de protección y control de forma separada o de forma integrada de acuerdo con la filosofía de protección y control a implementar en cada nivel de tensión dentro de la subestación. De esta forma se tienen las siguientes opciones de equipos SIPROTEC 4 [3]:

- Funciones de protección y control en equipos independientes.

- Equipos de protección que proveen la capacidad de controlar el interruptor de un campo, por medio de una interfaz gráfica.
- Equipos de protección y control de varios equipos de maniobra por campo integrados en una sola unidad.

Todos los equipos SIPROTEC son iguales en sus características generales como son:

- Uniformidad en el diseño.
- Uniformidad en la estructura de hardware.
- Un mismo software.
- Uniformidad en el método de conexionado.

Se diferencian dependiendo de las aplicaciones según:

- Principio de protección: Distancia, Diferencial, Sobrecorriente, etc.
- Elemento a proteger: Línea, Transformador, Generador, Motor.
- Tipo de montaje.
- Bloques de funciones estándar para tareas individuales tales como: Recierre automático, comparación de señales, localizador de fallas, registrador de fallas, etc.

Dependiendo de las funciones y del número de salidas y entradas requeridas, los equipos de control y protección son suministrados en cajas con anchos de 1/6, 1/3, 1/2, y 1/1 del sistema de 19" pulgadas, con despliegue de cristal líquido de cuatro líneas o con mímico del campo incluido, cuatro teclas funcionales frontales libremente programables, 7 ó 14 LED's libremente programables, dos LED's que indican el estado del equipos y selectores de dos posiciones con llave para el manejo del funcionamiento interno del equipo.

La disposición general de los equipos se muestra en la siguiente figura.

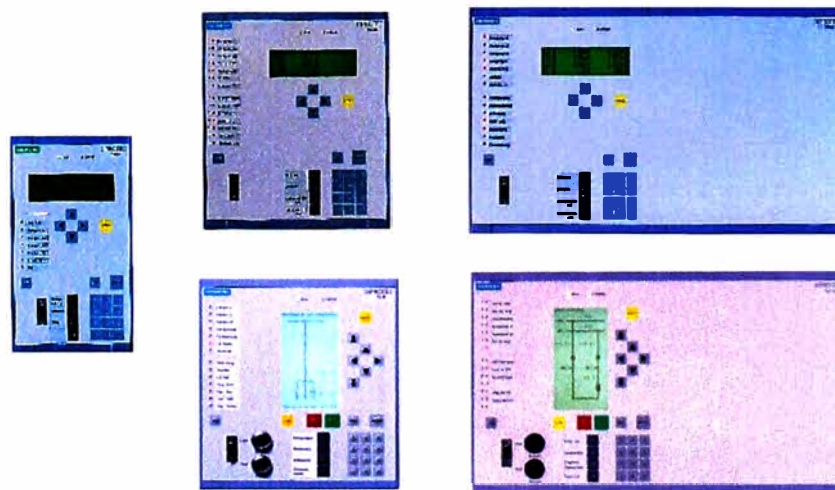


Figura 2.2. Disposición General de IEDs, de la familia SIPROTEC de SIEMENS

Opcionalmente, los equipos cuentan con una o varias interfaces de servicio y una interfaz de sistema totalmente independientes entre sí.

- **Las Interfaces de Servicio:** Sirven para interconectar los equipos con sistemas de gestión de protecciones, equipos de teleprotección, unidades externas para lectura de temperatura, unidades externas de medidas análogas de 0-20 mA u otros equipos de control.
- **Las Interfaces de Sistema:** Sirven para interconectar los equipos a un sistema de control y supervisión mediante un protocolo definido de comunicaciones, dentro de cuya gama se tienen disponibles los siguientes protocolos:

IEC 60870-5-103

IEC 61850

- Profibus FMS
- Profibus DP
- DNP3.0
- Modbus RTU

Las interfaces de servicio y sistema adicionalmente son seleccionables entre:

- **Eléctricas:** Tipo RS232, RS485, Ethernet 100BaseTX.
- **Ópticas:** Tipo monomodo, multimodo o Ethernet 100BaseFX.

Los equipos de protección y control del presente proyecto, operan sobre la base de principios numéricos de medida. Los valores análogos de medida de corriente y voltaje se desacoplan galvánicamente de los circuitos secundarios de la subestación mediante transductores de entrada.

Después de un filtrado análogo, se lleva a cabo el muestreo y la conversión análoga – digital. El muestreo es, dependiendo de los distintos principios de funcionamiento, entre 12 y 20 muestras por período. En ciertos equipos se ajusta continuamente el tiempo de muestreo dependiendo de la frecuencia del sistema.

El principio de funcionamiento se basa en algoritmos de cálculo que utilizan las muestras de medidas análogas de corriente y voltaje. La existencia real de una falla se confirma mediante cálculos secuenciales previa a las reacciones o respuesta del equipo. El comando de disparo se transfiere del procesador al relé de comando utilizando un canal de control dual.

El concepto de equipo numérico ofrece una variedad de ventajas, especialmente relacionadas con el alto nivel de seguridad, disponibilidad y uso amigable, tales como:

- Alta precisión en las medidas. La utilización de algoritmos adaptivos producen resultados precisos inclusive en condiciones problemáticas.
- Seguridad contra sobre y sub funcionamiento.

El sistema integrado de auto evaluación comprende las siguientes áreas:

- Entradas análogas.

- Sistema de microprocesador.
- Relés de comando.

Con este concepto se reduce el peligro de un mal funcionamiento del equipo debido a un error no detectado, con respecto a los sistemas convencionales. Adicionalmente, los servicios de mantenimiento cíclico y preventivo se han convertido en obsoletos.

Los equipos numéricos están en la capacidad de manejar múltiples funciones adicionales propias de otros equipos, que anteriormente y en conjunto eran necesarias para un programa completo de protección y control. Un dispositivo numérico de protección compacto, por ejemplo, puede reemplazar un número determinado de dispositivos convencionales.

De acuerdo con esto, en el caso de equipos complejos, las funciones de operación se pueden activar o desactivar por medio de rutinas de configuración. Es posible maniobrar los contactos de entrada ó las alarmas lógicas internas hacia los LEDs o hacia relés de alarma o relés de comando.

También es posible una aplicación flexible de acuerdo con los requerimientos específicos de la subestación, gracias a la extensiva maniobrabilidad y opciones de configuración que tienen los sistemas.

Todos los valores de configuración son guardados en EPROMS, de manera tal que las configuraciones no pueden ser eliminadas como resultado de una pérdida de alimentación.

La evaluación de eventos operacionales y fallas se ha simplificado con la utilización de la tecnología numérica en los sistemas de protección y control. En el caso de una falla en la red, todos los eventos así como los datos análogos de las medidas de voltaje y corriente son organizados y grabados como un buffer en anillo, en el cual, el último evento sobrescribe el registro más viejo.

Los siguientes tipos de memoria están disponibles en los equipos de control y protección:

- Memoria de evento operacional. Alarmas que no pueden ser asignadas directamente a una falla en la red
- Memoria de evento – falla. Alarmas que ocurren por fallas en la red.
- Memoria de fallas para voltajes y corrientes.

Las etiquetas de tiempo adicionadas a los eventos, tienen una resolución de 1ms. La memoria de eventos operacionales, registro de falla y eventos está protegida contra una interrupción en el suministro de la alimentación por medio de una batería de respaldo.

La información del registro de fallas, eventos y operaciones, así como la configuración del equipo y el ajuste de las maniobras se puede acceder directamente en la interfaz del equipo ó por medio de un computador el cual tenga instalado el software DIGSI 4.83 con

sistemas operacionales WINDOWS 95/NT/2000/XP. Este software tiene las siguientes ventajas sobre la operación directa en la interfaz incluida en los equipos:

- Presentación y operación considerablemente más amigable.
- Listado y almacenamiento de todos los parámetros de configuración.
- Despliegue gráfico de todos los valores de configuración e información de fallas y eventos.

La operación desde el PC comprende las siguientes funciones:

- Adaptación a la instalación presente, configuración y maniobrabilidad
- Configuración de funciones de protección.
- Configuración de funciones de control.
- Lectura de operación e información de fallas.

Con la ayuda de la función de Configuración / Maniobrabilidad se pueden seleccionar las funciones adicionales que se desean activar, así como se puede maniobrar la interfaz del relé (entradas binarias, relés de alarma, contactos de salida).

a. Passwords de Operación Disponibles

Con el fin de prevenir cambios no autorizados en los equipos SIPROTEC 4 y operaciones inapropiadas, de fábrica se prevén los siguientes niveles de acceso protegidos con password:

- Realización de operaciones (Suiching/Tagging/Manual Overwrite).
- Realización de operaciones sin verificación de enclavamientos (Non-interlocked suiching).
- Pruebas y diagnósticos (Test and diagnostics).
- Simulación de señales de Hardware (Hardware test menus).
- Cambio de controles individuales (Individual Settings).
- Cambio de grupos de controles (Setting groups).
- Estos niveles son accesibles a través del programa DIGSI 4.83. A través de este mismo programa se realiza el cambio de estos Passwords.

b. Uso de Baterías en los Controladores de Campo

En general, cada equipo SIPROTEC 4 de la subestación cuenta con una batería de litio 3V/1Ah tipo CR 1/2 AA. Dicha batería es utilizada para las siguientes funciones:

- Mantenimiento del reloj interno RTC (Real Time Clock) del equipo en caso de falla de la fuente de alimentación del equipo.
- Mantenimiento del buffer de memoria de eventos y oscilografías.
- En caso de falla (o ausencia) de la batería, al ocurrir una falla en la fuente de alimentación se perderá la lista de eventos almacenada en el buffer de la unidad, así como cualquier oscilografía que se haya almacenado.

- La parametrización del Controlador de Campo o relé se mantendrá sin embargo intacta. La unidad cumplirá con todas sus funciones de control y protección en perfecta forma sin importar si la batería está o no instalada.

De cualquier forma, la indicación "Battery fail" es reportada en el sistema en caso que se requiera cambio de la batería (esto no debe ocurrir antes de 10 años de funcionamiento).

c. Sincronización del Tiempo

El tiempo de todos los IEDs de la subestación debe ser sincronizado según el sistema GPS, de forma que al realizar el análisis de eventos la secuencia de los mismos sea consistente (precisión de +/- 1 ms), independiente del IED del cual se esté tomando la información. Los IEDs SIPROTEC pueden ser sincronizados por diferentes métodos:

- A través del protocolo SNTP.
- A través del protocolo IEC-870-5-103.
- Vía el puerto para sincronización externa (DCF77 ó IRIG B).
- Por un impulso por minuto a través de una entrada binaria.

Para los controladores de campo así como todos los IEDs conectados a la red LAN de la subestación se utilizará el protocolo SNTP para la sincronización del tiempo de los equipos. El origen será un reloj maestro receptor de señales GPS Hopf el cual cuenta con una antena receptora de la señal de los satélites. El reloj maestro mediante una tarjeta de red LAN Ethernet 100BaseTX presta el servicio de Servidor SNTP (Simple Network Time Protocol) para la sincronización de tiempo de los clientes (SICAM SU, IEDs) a través de la red LAN Ethernet de la subestación (puerto de sistema de los equipos SIPROTEC 4).

2.3.2 DIGSI 4.83

El DIGSI 4.83 es el programa básico para configuración de los controladores de campo y de los relés de protección SIPROTEC 4. Desde este programa se configuran las entradas y salidas de estos IEDs, los despliegues de los mismos (en caso de tenerlos), los enclavamientos a ser tenidos en cuenta desde la operación de nivel 1, las secuencias, se activan/desactivan las funciones de protección disponibles, etc. [1]

La conexión del DIGSI a los IEDs de protección y control se puede realizar de las siguientes maneras:

- **Local:** Mediante conexión serial directa entre un computador con DIGSI y el puerto frontal del IED de protección o controlador de campo.
- **Local Centralizada:** Mediante el computador de gestión local instalado en la red LAN de la subestación.
- **Remota:** A través del sistema de gestión remoto. (Enlace remoto con el computador local de gestión de la subestación, a través del servicio Remote Desktop de Windows XP)

La norma IEC61850 define unos procedimientos y un formato de archivos para la parametrización de los controladores de campo e IEDs, y poder así asegurar la interoperabilidad de equipos de diferentes fabricantes sobre una misma red.

El software DIGSI cumple con este esquema de programación y genera los archivos estandarizados (ICD, SCD y CID) en formato (XML) según lo solicitado por la norma.

El módulo Device Configuration del DIGSI lee los archivos con la descripción típica de los IEDs y controladores de campo. Para los equipos SIPROTEC 4, estos archivos se toman de la librería incluida en el DIGSI, para equipos de otros fabricantes, se toman los archivos de descripción típica en formato XML proporcionado por el fabricante del equipo.

El módulo Device Configuration permite crear los ajustes particulares sobre cada equipo SIPROTEC 4, (para los equipos de otros fabricantes, este módulo solo configura las opciones de datos que el IED va a compartir o leer de la red IEC61850, la programación de las funciones específicas del equipo deben ser parametrizadas con el software del fabricante). El módulo Device Configurator crea los archivos ICD (IED Configuration Description) los cuales contienen los datos específicos de cada IED que participa en la red.

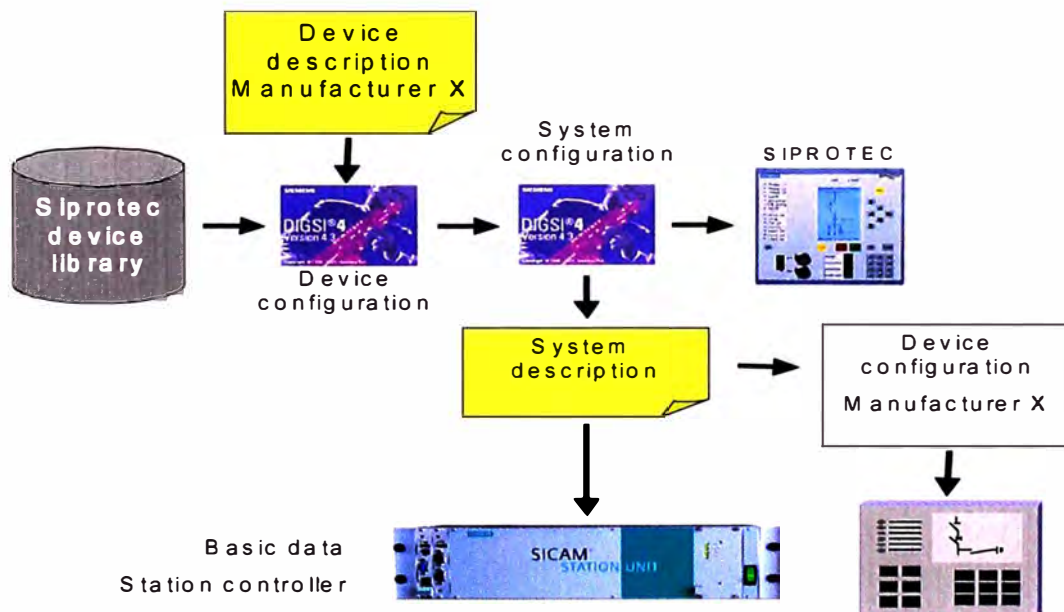


Figura 2.3. Representación procedimientos de programación en DIGSI 4.83

Este archivo es leído por la aplicación de configuración de sistema, para el caso SIEMENS, esta aplicación está formada por un módulo del DIGSI denominado System Configurator. Esta aplicación crea los parámetros completos de comunicación del sistema y genera un archivo en formato estándar (XML) denominado SCD (System Configuration Description) este archivo es requerido por las aplicaciones de cada fabricante para cargar los ajustes de conectividad a cada IED.

En el caso SIEMENS, el software DIGSI toma este archivo automáticamente y descarga los ajustes a los IEDs y Controladores de Campo. El sistema SICAM PAS toma el archivo SCD para cargar y configurar la base de datos del sistema de forma directa.

2.3.3 SICAM PAS

El sistema SICAM PAS está conformado por un software servidor denominado SICAM PAS "Full Server" que contiene la base de datos relacional en tiempo real del sistema y realiza las funciones de interfaz de datos (gateway de datos y comunicaciones).

Si se requiere ampliar la capacidad de puntos de interfaz del sistema, o se requiere distribuir (en varios equipos) el proceso de interfaz de datos, el sistema SICAM PAS posee un componente denominado procesador de interfaz de equipos o SICAM PAS "DIP"s, el cual funciona como un procesador de interfaz de datos adicional. El sistema SICAM PAS utiliza una sola base de datos relacional la cual está contenida en el SICAM PAS "Full Server" [1].

Los SICAM PAS "DIP"s no poseen bases de datos. La información del proceso recopilada por los SICAM PAS "DIP"s es administrada en esta base de datos única.

Al computador en el que se instala el software del sistema SICAM PAS "Full Server" o "DIP" se le denomina SICAM SU o Station Unit. En las figuras siguientes se muestra las configuraciones mencionadas.

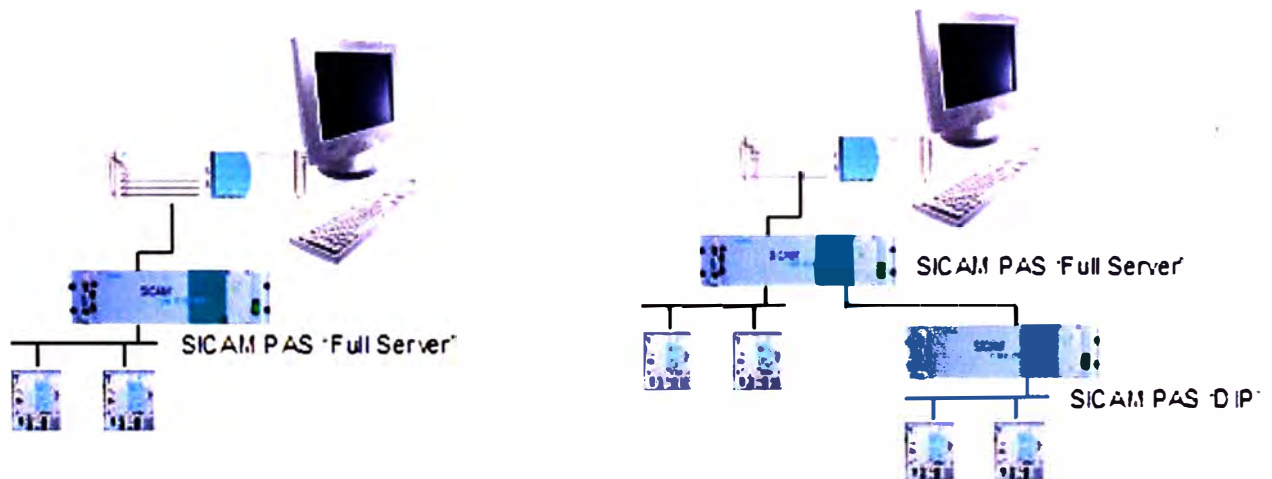


Figura 2.4. SICAM PAS "Full Server" y SICAM PAS "DIP"

Los módulos del paquete básico del sistema SICAM PAS son:

- Sistema de Distribución de datos DSI ("Full Server")
- Base de Datos Sybase SQL ("Full Server")
- SICAM PAS UI – Operation ("Full Server" y "DIP")
- SCADA-Value-Viewer ("Full Server" y "DIP")
- OPC Server ("Full Server" y "DIP")
- Feature Enabler ("Full Server" y "DIP")

Como módulos básicos se denomina a los paquetes mínimos requeridos por el sistema, razón por la cual están incluidos de forma estándar en cada sistema SICAM PAS. Por otro lado se encuentran los módulos opcionales.

Estos módulos son específicos para cada proyecto y por lo tanto son ordenados separadamente en cada proyecto dependiendo de las funcionalidades que requiera el sistema en particular son los siguientes módulos opcionales:

- SICAM PAS UI – Configuration.
- Automatización CFC.
- IEC 61850 (Cliente) para la conexión de unidades (controladores e IEDs) de campo con propiedades de servidores IEC61850.
- Profibus FMS para la conexión de unidades de campo SIPROTEC 4.
- Profibus DP.
- IEC 60870-5-103 Master.
- IEC 60870-5-101 Master.
- IEC 60870-5-101 Slave.
- IEC 60870-5-104 Slave.
- DNP V3.00 Master.
- DNP V3.00 Slave.
- Modbus RTU Master.
- OPC Client.

Para esta Subestación Piura Oeste se suministrará los siguientes componentes:

- SICAM Pas UI – Configuration
- SCADA-Value-Viewer
- SICAM Pas UI – Operation
- IEC-61850-Client
- IEC 60870-5-101-Slave
- DNP-3.0 Master
- Automatización CFC

2.3.4 Station Unit (SU)

La Station Unit está basada en un computador industrial de la serie SIMATIC PC BOX de SIEMENS, el cual está diseñado para trabajar en ambientes pesados (temperaturas de hasta 55°C) sin necesidad de utilizar ventiladores. Este equipo cuenta con un ventilador interno [1].

El módulo de la CPU tiene las siguientes características:

- Procesador Core 2 Duo T5500
- Memoria RAM 2GB DDR2 667 SODIMM

- Discos duros SATA de 80GB.
- Combo CD-ROM/RW/DVD.
- 02 interfaces Ethernet 10/100 MBit/s.
- Puertos USB 2.0.
- 01 puerto serial,
- 01 interfaz DVI (utilizada para conectar algún monitor).
- 02 slots adicionales (slots PCI)
- El sistema operativo suministrado para las Station Unit es un Windows XP for Embedded Systems.



Figura 2.5. Aspecto físico de la SIMATIC BOX de SIEMENS.

El monitoreo de las Station Unit puede realizarse a través de Escritorio Remoto en las PCs de Gestión o en la misma IHM.

2.3.5 SICAM PAS CC

En el sistema SICAM PAS, el software SICAM PAS CC lleva a cabo las tareas de manejador de base de datos, manejador de despliegues gráficos y programa de aplicación para la interfaz de usuario de Nivel 2 con tareas específicas como:

- Ejecución de comandos utilizando el principio de “seleccionar antes de operar”.
- Ejecución de secuencias automáticas.
- Manejo de alarmas.
- Manejo de eventos.
- Generación de reportes.

El software viene en dos versiones: Runtime y Configuración. En el proyecto de la S.E. Piura Oeste se suministra un paquete en versión Runtime para ser instalado en la estación de operación IU de Nivel 2, y una licencia adicional de configuración. [1]

La comunicación con el sistema SICAM PAS se hace vía Ethernet utilizando el protocolo TCP/IP.

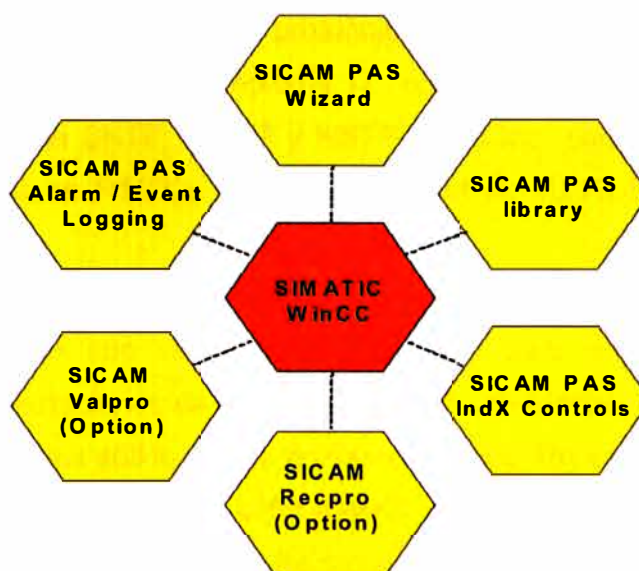


Figura 2.6. Representación de los componentes del SIMATIC WinCC.

SICAM PAS CC utiliza como plataforma de operación el software de visualización SIMATIC WinCC el cual ofrece una plataforma estándar para las funciones de representación gráfica de despliegues, manejo de mensajes, archivo y registro de información.

Los componentes SICAM PAS CC complementan el sistema para su aplicación específica en el área de sistemas de automatización de sistemas de potencia eléctricos.

2.4 Comunicaciones del Sistema

Mediante las posibilidades de comunicación del sistema de automatización es posible crear los enlaces necesarios para el intercambio de información dentro del sistema y con los centros de control de nivel superior, IEDs, controladores de campo y otros sistemas de base de datos de procesos de automatización.

Para las comunicaciones con centros de control de nivel superior están disponibles los siguientes protocolos: IEC 60870-5-101, IEC 60870-5-104, DNP V3.00, OPC Server. Para las comunicaciones con IEDs y controladores de campo están disponibles los siguientes protocolos:

- IEC 61850 sobre TCP/IP
- Profibus FMS
- Profibus DP
- IEC 60870-5-103
- IEC 60870-5-101
- DNP V3.00
- Modbus RTU
- OPC Client

Adicionalmente, el uso extensivo del protocolo TCP / IP permite la integración a los sistemas de comunicación con tecnología IT, como por ejemplo la utilización de los protocolos de aplicación SNMP, SNMP y RSTP. Para las conexiones físicas se tienen disponibles interfaces en RS232, RS485 y Ethernet en 10/100BaseX con cables tipo SFTP o Fibra Óptica.

2.4.1 Switch Ruggedcom

Los switch Ruggedcom son dispositivos diseñados para ambientes de industria e instalaciones en Subestaciones de energía. Su diseño mecánico robusto esta constituido por una cubierta de metal sólido (acero galvanizado calibre 18) estas características hacen que puedan operar en un rango de -40°C a 85°C además de presentar un diseño amable a cualquier tipo de instalación. Poseen los siguientes recursos:

- Multirango de power supply.
- Relés de salida para alarmas y fallas.
- LEDs de indicación y de status.
- LED de indicación de encadenamiento, actividad y velocidad.
- Múltiples diagnósticos con almacenamiento de eventos y alarmas.
- Calidad del servicio (802.1p) para tráfico en tiempo real.
- Configuración de puerto, status, estadísticas, reflejo y seguridad.
- Configuración mediante interfaz RS-232 o telnet.

Los switches Ruggedcom son dispositivos multipuertos pudiendo poseer los siguientes puertos según sea el modelo de switch y el método de aplicación:

- Puertos RS-232 y/o RS-485 de acuerdo a EIA/TIA.
- Puertos Ethernet integrado: 10/100BaseTX, 10BaseFL y 100BaseFX.
- Transceivers multimodo y monomodo.
- Conectores de fibra óptica estándar: LC, SC, ST, MTRJ.
- Módem v.90 integrado.

Además poseen diferentes tipos de protocolos, a continuación mencionamos los utilizados en el presente proyecto:

- **Rapid Spanning Tree Protocol (IEEE 802.1w):** Permite la creación de redes Ethernet con topología de anillo o malla, que incorporan enlaces redundantes que son aislados para prevenir loops.
- **Simple Network Management Protocol:** Provee un método estandarizado para estaciones de administración de red que ofrece la posibilidad de interrogar equipos de diferentes marcas.
- **Simple Network Time Protocol:** Sincroniza automáticamente el reloj interno de todos los ROS de los equipos en la red. Esto permite establecer correlaciones acordes a

la estampa de tiempo en los eventos útiles para diagnóstico



Figura 2.7. Aspecto físico del switch Ruggedcom RS2100

Los switches son los equipos encargados de crear los enlaces de datos en la red Ethernet. En el proyecto se utilizan 4 referencias:

- **RS400:** Posee dos puertos 100BaseFX, dos puertos 10/100BaseTX y 4 puertos seriales (DB9).
- **RSG2100:** Posee hasta 20 puertos 10/100BaseTX configurables.
- **RS900:** Posee seis puertos 10/100BaseTX, tres puertos 100BaseFX.
- **RS910:** Posee hasta 4 puertos seriales (DB9 o RJ45), tres puertos 100BaseFX.

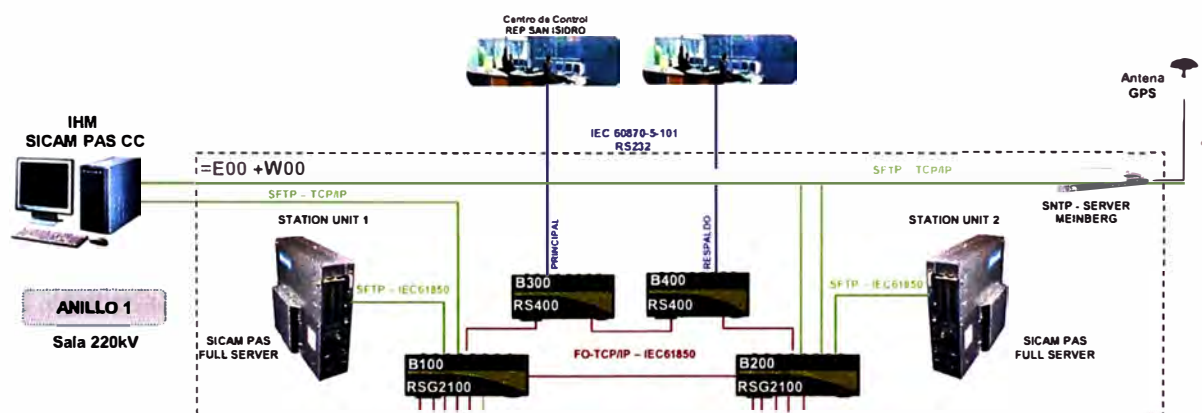


Figura 2.8 Representación de l sistema de comunicación entre Nivel 2 y 3

CAPITULO III

SISTEMA DE CONTROL Y PROTECCION

3.1 Sistema de Control

El sistema de control de Nivel 1 para la S.E. Piura Oeste está conformado por controladores de campo 6MD66 pertenecientes a la serie de equipos numéricos de la familia SIPROTEC 4 de SIEMENS, de tecnología de punta, especialmente diseñados para la protección y el control de los sistemas de media y alta tensión en el área de generación, transmisión y distribución de energía.[2]

El tablero de control con código =E03+W01 (Nivel 1) del Transformador de Potencia T15-261 esta conformado principalmente por:

Dos controladores de campo 6MD66 (-D001 y -D101) con iguales referencia, donde uno se encarga del control de los equipos de patio del lado de 220kV y el otro para el control de los equipos de patio del lado de 60 kV y señalización del lado de 10 kV.

- Un respaldo de control (mímico) en caso el controlador dejara de funcionar, para realizar mando sobre el interruptor.
- Un medidor multifuncional ION reutilizado del antiguo sistema como parte del proyecto

3.1.1 Controladores de Campo 6MD66

Los controladores 6MD66 instalados para el control de las bahías del Transformador tiene las siguientes capacidades:

- 65 entradas binarias.
- 42 salidas de relé (de 1 polo).
- 3 salidas de relé con potencial común.
- 3 entradas de corriente.
- 4 entradas de tensión.
- 2 entradas de transductor (20mA).
- Interfaz serial frontal para comunicación con el DIGSI 4.83.
- Interfaz de sistema, conformada por dos puertos Ethernet 100BaseFX Full Duplex.

Los controladores poseen interfaz gráfica de cristal líquido y teclado de operación en el panel frontal de la unidad. Se comunican con el sistema bajo un esquema cliente/servidor, donde cada controlador de campo posee ambos roles. [1]

El panel frontal de operación como se muestra en la figura siguiente:



Figura 3.1. Representación del panel frontal de los controladores 6MD66 -SIPROTEC 4.

A continuación se describe los elementos del panel frontal de los controladores:

- **Tecla MENU:** Abre el menú principal
- **Display LCD:** Para la representación del diagrama unifilar de una celda, valores análogos, mensajes de alarma, entre otros.
- **Teclas de Navegación:** Sirven para navegar en los menús y sobre el mímico de control.
- **Teclas de Control:** Sirven para la ejecución de comandos sobre equipos de maniobra
- **Teclas Numéricas:** Usadas para entrar valores numéricos
- **Teclas Funcionales:** Libremente parametrizables para desempeñar diferentes funciones.
- **Tecla CTRL:** Debe ser presionada para acceder el mímico del campo. Pueden tenerse hasta 10 despliegues por unidad de celda.
- **Selectores:** Local/Remoto (S5) y Operación con enclavamientos/sin enclavamientos (S1).
- **Puerto Serial DB9:** Para conexión con PC.
- **Tecla Reset LEDs:** Usado para prueba de leds y para resetear los leds y comandos memorizados
- **Barra de LEDs:** 14 LEDs parametrizables empleados para mostrar información del equipo y/o celda.
- **LEDs de Estado:** Muestran el estado "RUN" o "ERROR" de la unidad

Los símbolos mostrados en el display de LCD son mostrados en negro, ya que las graficas desplegadas son monocromáticas.

a. Características Generales

- **Adquisición de datos:** A los controladores son cableados los contactos auxiliares, las bobinas de disparo y las señales de PT's y CT's que vienen de patio, sin la necesidad

de utilizar transductores de medida. Los controladores de campo recogen constantemente información y llevan a cabo el pre procesamiento de los estados, alarmas y valores análogos de los equipos de patio.

- **Emisión de Comandos:** Los controladores permiten la salida de comandos dados por el operador del centro de control, estación de operación del Nivel 2 y localmente desde el teclado en el propio controlador de campo. Para que el comando se ejecute se verifican primero en el equipo los enclavamientos programados para la operación deseada. Solo si se cumplen estos enclavamientos el mando es realizado.
- **Puerto de comunicación con el sistema:** Los controladores de campo cuentan con dos canales de comunicación Ethernet 100BaseFX Full Duplex (esquema redundante) para la conexión a la red LAN de la subestación. El protocolo de comunicación utilizado por los controladores de campo para la integración al sistema de control es el IEC61850.
- **Actúan como servidores/clientes de red:** Servidores en la medida que ponen a disposición su base de datos con la información procesada adquirida y actúan como clientes en la medida en que solicitan información de otros controladores de campo o IEDs. La red LAN de la subestación se utiliza adicionalmente para hacer la sincronización de tiempo y gestión centralizada de los controladores de campo e IEDs SIPROTEC 4 en general.
- **Buffer de datos:** Se cuenta con un buffer local de eventos en cada controlador de campo. Este buffer almacena los últimos 200 eventos con una resolución de 1ms. Los datos adquiridos son enviados inmediatamente al sistema de control numérico SICAM PAS, en donde pueden almacenarse en mayor cantidad. El buffer puede ser consultado en cualquier momento a través del panel frontal del controlador.
- **Comunicación entre controladores:** Los controladores de campo comparten información predeterminada entre un controlador y otro, por ejemplo información relevante para los enclavamientos y secuencias. La comunicación entre equipos se hace a través de la red LAN Ethernet del sistema utilizando el protocolo IEC61850, en particular el servicio de comunicación GOOSE, mediante el cual es posible transmitir con prioridad en formato multicast la información relacionada a los enclavamientos y secuencias.

b. Tareas de los Controladores de Campo

Las tareas generales cubren los siguientes aspectos:

- Liberación de comandos.
- Adquisición de eventos con una resolución de 1 ms, p.e. estados provenientes de los relés auxiliares y demás equipos del sistema.
- Recepción de valores análogos y de energía.

- Seguimiento a la ejecución de un comando, p.e. tiempo de operación del interruptor.
- Pre-procesamiento de la información, tal como filtrado, supervisión de límites de valores análogos.
- Despliegue de valores análogos e información de estados de equipos.
- Comunicación con servidores de la red IEC61850.
- Comunicación con clientes de la red IEC61850.
- Rutinas de auto-interrogación.
- Cálculo de valores de medida derivados, p.e. potencia activa, reactiva, etc.
- Enclavamientos del campo.
- Secuencias del campo.
- Capacidad de operación independiente del Nivel 2.
- Almacenamiento de los últimos 200 eventos y alarmas con estampa de tiempo.
- Verificación de sincronismo para el cierre del interruptor (Modelo 6MD66 solamente).

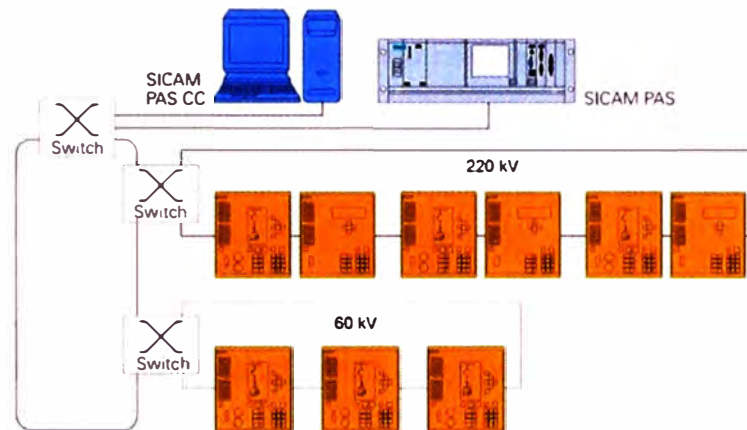


Figura 3.2. Ejemplo de conexión para protocolo IEC61850 – Comunicación GOOSE

c. Enclavamientos

Esta función evalúa el estado (abierto/cerrado) de todos los equipos de maniobra involucrados en cada operación, así como otras condiciones.

Una vez se cumplen las condiciones de operación, se habilita la emisión del comando correspondiente proveniente de los controladores de bahía. Las funciones de enclavamiento se hacen utilizando las características de programación y comunicación que tienen los controladores de campo y los IEDs de protección.

Cada controlador de campo adquiere en tiempo real a través de la red LAN de la subestación toda la información de otros controladores de campo, IEDs de protección. Este tipo de información es enviado a través de la red LAN mediante un servicio del protocolo IEC 61850. Con esto se logra la transmisión efectiva en tiempo real de información de enclavamientos aún en condiciones de congestión en la red.

En el caso que un controlador no pueda evaluar la función de enclavamientos para una maniobra debido a una falla en las comunicaciones o por encontrarse fuera de servicio algún elemento que tenga información sobre una condición del enclavamiento para la maniobra, el mando sobre el equipo es inhabilitado por el controlador de campo.

d. Autochequeo y Autodiagnóstico

Los controladores tienen funciones de autoverificación y autodiagnóstico que reportan las fallas al sistema, ante la detección de un error de hardware o software, o la falla en un canal de comunicaciones.

A continuación se describen las funciones más importantes y que serán habilitadas en los controladores para el presente proyecto:

- Falla del controlador, el cual genera una alarma local (LED), operando un contacto de estado.
- Error de su power supply (fuente de alimentación).
- Error de sincronización de tiempo.
- Falla módulo de comunicación en este caso Ethernet Module EN100.
- Falla módulo EN100 enlace de canal 1.
- Falla módulo EN100 enlace de canal 2.
- Batería descargada.
- Dispositivo en estado operativo.
- Reset del dispositivo.
- Reset de LEDs, los cuales se encuentran en el lado frontal del equipo.
- Stop de transmisión de datos.
- Controlador en modo de prueba.

Mediante alarmas y animación en el despliegue “Arquitectura del Sistema” en el Nivel 2 se muestra el estado de los equipos y sus componentes principales.

La supervisión de la red se hace usando la herramienta Net View, que realiza un chequeo de cada IED en la red para verificación de transmisión, recepción y posibles errores que se puedan presentar.

3.1.2 Modos de Operación

En términos generales una subestación cuenta con cuatro niveles jerárquicos de operación.

- Nivel 0: Patio.
- Nivel 1: Controladores de Campo.
- Nivel 2: Estaciones de Operación IU.
- Nivel 3: Centro de Control.

La filosofía de operación establece que si un nivel jerárquico está habilitado para

operación, los niveles superiores a éste se encontrarán bloqueados para ello. De esta forma, si el nivel 0 se encuentra habilitado, no se podrá operar desde los niveles 1, 2 y 3. Igualmente, si se encuentra habilitado el nivel 1 no se podrá realizar ninguna operación desde los niveles 2 y 3.

A continuación se describen los niveles de operación disponibles en la subestación junto con la forma en la que se selecciona cada uno de ellos, y algunos detalles importantes sobre la operación desde cada nivel.

a. Nivel 0 (Patio)

Este nivel corresponde al mando desde los gabinetes de control de cada interruptor y seccionador en el patio de la subestación. Este nivel de control es seleccionado desde los selectores Local/Remoto que se encuentran en los gabinetes de control en patio de cada equipo (Interruptor, Seccionadores).

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. Para la operación de interruptores desde patio se cablearán las posiciones de los seccionadores adyacentes, de forma que solo se pueda cerrar el interruptor si los seccionadores están cerrados (este nivel es usado exclusivamente para mantenimiento).
- **Remoto:** Operación de cualquiera de los siguientes modos:
 - Nivel 1 (Controladores de Campo).
 - Nivel 1 Respaldo (Mímico).
 - Nivel 2 (Estaciones de operación IU).
 - Nivel 3 (Centro de Control REP).
- **Posición 0:** Esta posición bloquea la operación de control Local y Remoto del equipo de patio, de esta manera se impide la maniobra de este equipo, generalmente se utiliza al momento del mantenimiento de los equipos de patio.

b. Nivel 1 - Controlador de Campo

Corresponde a la operación desde el panel frontal del controlador de campo. Este nivel requiere el selector Normal/Respaldo en posición Normal. Esta posición se encuentra cableada a una entrada binaria del controlador de campo y se incluye en los enclavamientos programados para cada mando.

Las lógicas de control implementadas en el controlador para maniobrar los equipos de potencia son totalmente a nivel de software en un recurso que posee estos tipos de IEDs llamados CFC (Continuous Function Chart), el cual es un componente de DIGSI 4 para la programación de dispositivos SIPROTEC. Los tipos de información que ingresamos para las lógicas de control son:

- La posición de los dispositivos de conmutación y otros elementos del proceso.
- Los valores de medición.
- La información binaria sobre el estado de la bahía y los dispositivos.
- Protección de la información,
- Los mensajes generales

Estos datos son los que proporcionan las condiciones para determinar la apertura o cierre de interruptores y seccionadores, ya que estos inmediatamente verifican que se cumplan los enclavamientos para habilitar el mando.

El controlador de campo posee dos selectores de llave ubicados en su panel frontal. Selector Local/Remoto y selector Sin-Enclavamientos/Con-Enclavamientos. Las posiciones del Selector Local/ Remoto son:

- **Local:** Operación desde el panel frontal del controlador de campo.
- **Remoto:** Operación de cualquiera de los siguientes modos:
 - Operación desde el Nivel 2 (Estaciones de operación IU)
 - Operación desde el Nivel 3 (Centro de Control)

La posición del selector Sin-Enclavamientos/Con-Enclavamientos sólo tiene relevancia cuando el selector Local/Remoto se encuentra en posición Local y no afecta el funcionamiento cuando dicho selector se encuentra en Remoto. Las posiciones son:

- **Sin Enclavamiento:** el mando originado localmente se efectúa sin realizar verificación de enclavamientos. La verificación de sincronismo no es afectada por este selector, teniendo en cuenta que esta condición de sincronismo se realiza siempre en el controlador a nivel de software. En esta posición no puede ser retirada la llave.
- **Con Enclavamientos:** todos los mandos son liberados después de que han sido verificados los enclavamientos correspondientes.

c. Nivel 1 Respaldo - Mímico

Este nivel requiere el selector Normal/Emergencia ubicado al lado del mímico, tal y como puede verse en la siguiente figura, en posición Emergencia.

Por ser un selector con retorno automático, la posición Emergencia debe ser mantenida por el operador durante el tiempo que dure la maniobra de apertura o cierre, la cual es ejecutada con el selector asociado al mando remoto del interruptor.

La posición del interruptor es mostrada en el mímico mediante la utilización de un indicador inductivo de posición. La barra móvil en diagonal muestra la posición indeterminada del interruptor. La posición alineado con el mímico de esta barra indica interruptor cerrado y perpendicular al mímico indica interruptor abierto.

La verificación de enclavamientos tanto de apertura como de cierre se realiza por cableado mientras que la verificación de sincronismo es llevada a cabo por el relé de

protección.

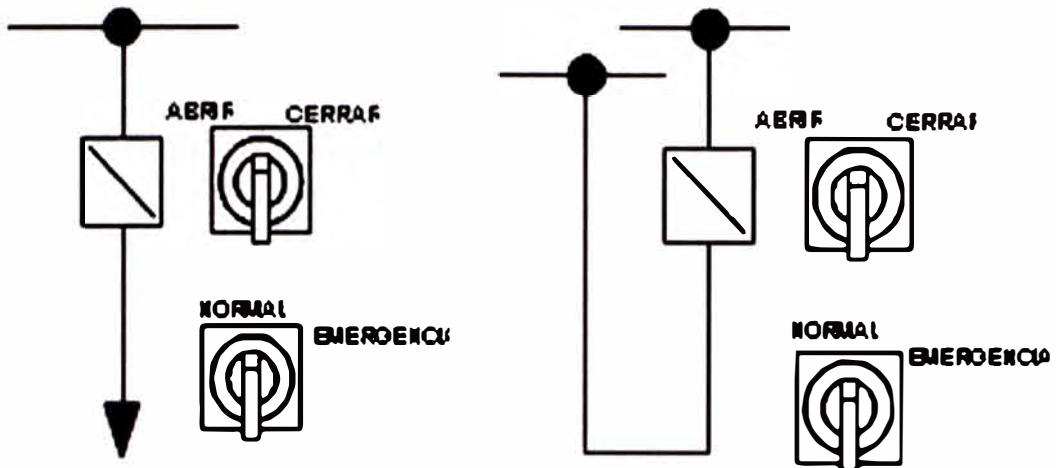


Figura 3.3. Mímico de Respaldo

d. Nivel 2 - Estación de Operación IU

Este nivel corresponde al mando desde las estaciones de operación IU del sistema de automatización. En estas estaciones se programa en los despliegues del sistema un botón de opciones excluyentes entre sí para la selección del nivel de operación:

- **Local 1:** Operación desde la estación de operación 1.
- **Remoto:** Operación desde el Nivel 3 (Centro de Control).

El modo Local será el modo seleccionado por defecto para las estaciones atendidas. Este Nivel estará habilitado cuando el nivel 0 se encuentra en Remoto y el Nivel 1 en Remoto.

e. Nivel 3 - Centro de Control REP

Modo seleccionado por defecto para las subestaciones desatendidas. Se habilita cuando el nivel 0 se encuentra en Remoto, el Nivel 1 en Remoto y la estación de operación de Nivel 2 este en Remoto. Permite la operación desde el centro de control a través de la interfaz de telecontrol con protocolo IEC60870-5-101 configurada en las SICAM SU.

Las funciones de los centros de control en forma general son el monitoreo y el control para todo el sistema de automatización de la subestación, Luego, las funciones disponibles para el Centro de Control REP serán definidas por el cliente,

3.2 Sistema de Protección

El transformador de potencia es un equipo de gran importancia y un alto costo, por lo que es necesario mantenerlo en óptimas condiciones y ante cualquier inconveniente o falla del sistema su protección es primordial.

Por esto el transformador tiene incorporado una serie de mecanismos conocidos como "Protecciones Mecánicas", que no entregan información a través de contactos sobre el estado del Transformador, estas se clasifican en:

- **Alarmas:** Estos contactos no alerta sobre alguna característica fuera de los parámetros normales de funcionamiento del transformador, y que mediante algún procedimiento
- **Disparos:** Estos contactos nos indica que se debe desconectar el transformador al instante para evitar daños internos en el transformador, en la mayoría de los casos las Alarmas se activan antes que los Disparos

Las alarmas son cableadas al controlador de campo 6MD66 y los disparos al Relé de Protección, que ejercen mandos de apertura inmediatos sobre los interruptores de las bahías del transformador de potencia.

El Tablero de Protección =E03+R01 del transformador T15-261, consta de los siguientes equipos:

- Dos relés de protección diferencial de transformador (-F003 y -F004), con igual referencia 7UT6331 uno como principal y el otro de respaldo, ambos relés supervisan los tres devanados 220, 60 y 10 kV
- Dos relés de supervisión del circuito de disparo (-F009, -F039) interruptor 220kV, SIEMENS 7PA3032-1AA00-1.
- Un relé de Sincronismo (-F005) de la marca ALSTOM, reutilizado como parte del proyecto y realiza la sincronización del transformador para conexión con el lado de 60 kV (cargas)
- Dos relés de supervisión del circuito de disparo (-F109 y -F139) interruptor 60 KV, SIEMENS 7PA3042-1AA00-1.
- Un relé de disparo y bloqueo (-F000) lado 220 KV, SIEMENS 7PA2231-1.
- Un relé de disparo y bloqueo (-F010) lado 60 KV, SIEMENS 7PA2241-1.
- Dos bloques de prueba (-S003 y -S004), ABB RTXP24/RK926-315-BL.

3.2.1 Relé Multifuncional de Protección 7UT6331

El relé de protección del Transformador de Potencia tiene las siguientes capacidades:

- 21 entradas binarias.
- 24 salidas de relé (de 1 polo).
- 3 salidas de relé con potencial común.
- 13 entradas de corriente.
- 4 entradas de tensión.
- Interfaz serial frontal para comunicación con el DIGSI4.83.
- Interfaz de sistema, conformada por dos puertos Ethernet 100BaseFX Full Duplex.

Para la protección del Transformador el relé 7UT6331 requiere tener el valor de la tensión barra y el valor de las corrientes en sus tres devanados. [1]

Para la protección principal (-F003) toma la tensión de la barra de 220kV mientras que la

protección de respaldo (-F004) toma la tensión de barra de 60kV, mediante los transformadores de Tensión de la correspondiente barra.



Figura 3.4 Relés de Protección 7UT6

La Corriente en el lado de 220kv y 60 kV se obtiene del transformador de corriente interno del Transformador de Potencia y la corriente de para el lado 10 kV se obtiene del transformador de corriente de su propia celda de Media Tensión de esta manera no solo se protege al transformador si no además el cable de cobre que conecta la salida del transformador y la celda de 10kV

Los relés de protección principal y respaldo tienen las siguientes funciones habilitadas:

- (87T) Protección diferencial de transformador.
- (50/51) Protección de sobrecorriente de fases implementado en los tres devanados del transformador de potencia 220kV/60kV/10kV.
- (50N/51N) Protección de sobrecorriente de tierra implementado en los lados de 220kV/60kV.
- Registro de fallas.

El relé 7UT6331 realiza las funciones más importantes en un transformador de potencia, diferencial de transformador (87T) y de sobrecorriente (50/51, 50N/51N) en cada uno de los devanados.

El relé adicionalmente trae implementadas funciones de protección las cuales no están habilitadas debido a la filosofía de protección requerida, como por ejemplo, la función de sobrecarga (49), etc.

A continuación se muestra el esquema de conexión y las que funciones de protección con que cuenta el relé de protección.

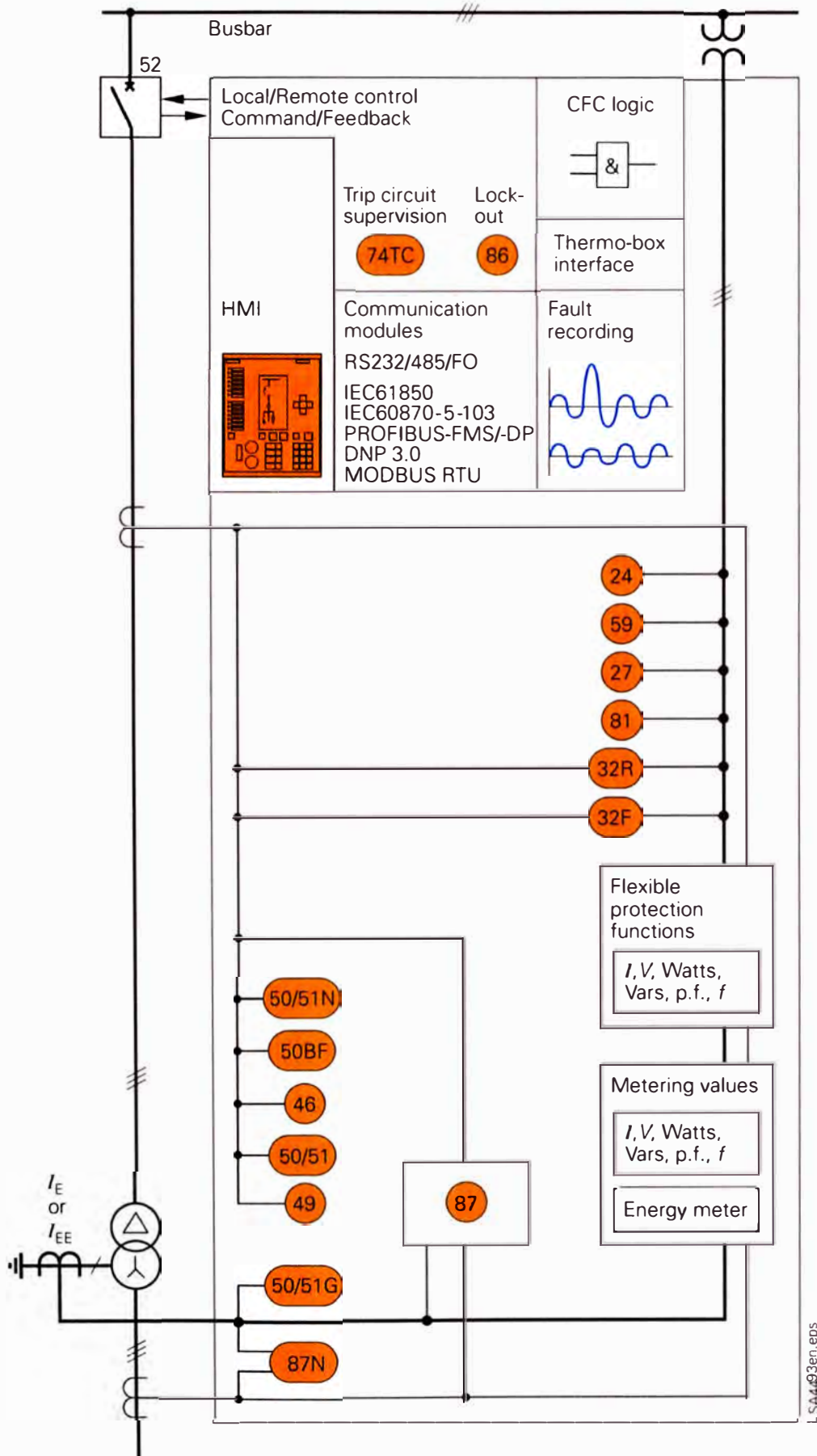


Figura 3.5 Esquema de conexión y funciones de Protección del relé 7UT633

3.2.2 Descripción del Sistema de Protección

Cada interruptor de potencia trifásico consta de 02 bobinas de disparo en la caja de mando que activa el mecanismo de apertura del interruptor, cada el circuito de conexión desde el tablero de protección hasta las bobinas de dispara son vigiladas en todo momento por los relés de Supervisión de Circuito de Disparo SIEMENS 7PA3032-1AA00-1, además nos informa si el interruptor en optimas condiciones para realizar una apertura. Los relés de Protección principal y respaldo solo pueden realizar mandos de apertura en los tres interruptores que se encuentran en las bahías del Transformador T15. Ambos relés activan las dos bobinas de disparo,

Las protecciones de (50/51) y (50N/51N) de los lados 220kV, 60kV y 10 kV disparan a los interruptores de los campos respectivos.

Las protecciones mecánicas del transformador, 87B diferencial de barras y el 87T diferencial de transformador realizan el disparo y bloqueo al cierre en las tres bahías del transformador. Esto es realizado a través de un relé biestable SIEMENS 7PA2231-1 (-F000) llamado relé de Disparo y Bloque.

Se cuenta además con bloque de pruebas de la marca ABB RTXP24/RK926-315-BL, uno para el relé principal y el otro para el relé de respaldo, se utiliza principalmente cuando se requiere hacer una inspección, pruebas de rutina o revisión general de uno de los relés de protección.

CAPITULO IV

IMPLEMENTACION DEL NUEVO SISTEMA

4.1 Equipos a Integrar

Para implementar el sistema de doble barra en el lado de 220kV y 60 kV se debe instalar un seccionador por cada lado.

En el lado de 220kV se instala un nuevo seccionador y en el lado de 60kV se instalara un seccionador que anteriormente estaba instalado como seccionador de barra para la Line Chulucanas.

Los equipos tienen las siguientes características son las siguientes

4.1.1 Seccionador de Potencia SB-3857 lado 220kV

El seccionador de Potencia de la marca MESA tiene las siguientes características:

- Tensión Nominal (V_n): 245 kV
- Nivel de Aislamiento: 1050 kV
- Corriente Nominal (I_n): 2250 A

La caja de mando del seccionador presenta las siguientes características:

- Tipo: AE-85
- Tensión Alimentación Motor: 220 Vcc
- Tensión Alimentación Mando: 220 Vcc
- Tensión de Alimentación Calefacción: 220 Vac 60 Hz
- Año de Fabricación: 2010



Figura 4.1. Caja de Mando del Seccionador SB-3857

4.1.2 Seccionador de Potencia SB-6245 lado 6kV

El seccionador de Potencia de la marca MESA tiene las siguientes características:

- Tensión Nominal (Vn): 72.5 kV
- Nivel de Aislamiento: 325 kV
- Corriente Nominal (In): 2250 A

La caja de mando del seccionador presenta las siguientes características:

- Tipo: AE-85
- Tensión Alimentación Motor: 220 Vcc
- Tensión Alimentación Mando: 220 Vcc
- Tensión de Alimentación Calefacción: 220 Vac 60 Hz
- Año de Fabricación: 1995



Figura 4.2. Caja de Mando del Seccionador SB-6245

4.2 Trabajos Realizados

Los principales trabajos realizados para la implementación del nuevo sistema de control y protección son:

4.2.1 Tendido y Conexión de Cable de Fuerza y Control

De acuerdo a la información entregada de los planos de planta y canalizaciones existentes y según el estudio de Ingeniería Básica se obtienen el metrado de cables de fuerza y control a por equipo. Con esta información una cuadrilla de personal técnico compuesto por 4 a 5 personas se encarga de llevar a través de las canaletas desde los tableros de la caseta 01 hasta cada uno de los equipos de patio que conforman las bahías del transformador.

Después de este procedimiento se realiza el ingreso de estos cables a la caja de mando

de los equipos y en los tableros se procede al pela de cables y a su respectiva conexión y a colocar la marquilla según la ficha de conexionado del equipo o tablero.

Además de interconexión con el equipo de patio se tiene interconexión con tablero de protección y control de la subestación. Asimismo también se tiene interconexión con la sala de Servicios Auxiliares Existentes para la alimentación de los tablero y los equipos de patio.

Despues se procede al conexionado interno de los equipos que se realizan para su correcto funcionamiento, estos conexionados son el resultado de estudio de los planos de fabricacion de cada equipo

4.2.2 Timbrado y Amarillado de los Cables de Fuerza y Control

El procedimiento de timbrado con ayuda de un multímetro para verificar que la conexión hilo por hilo de todos los cables de control y fuerza sea la correcta y corresponda a la ficha de conexionado, se aprovecha para la verificación de la marquilla de cada hilo. Cada hilo amarillado se resalta de color amarillo dentro de los diagramas de control y protección.

A continuación se procede con el Amarillado, en el cual se alimentan todos los equipos del tablero de control y protección del transformador y se verifica las que las tensiones en los equipos, se realizan maniobras a los equipos de patio y se comprueba que las polaridades correspondan según los diagramas de control y protección. Mediante este procedimiento comprueba que el conexionado externo e interno realizado este en perfectas condiciones.

4.2.3 Pruebas de Control y Protección

Las pruebas de control se realizan para verificar que los mandos que se realizan mediante el controlador de campo así como su respaldo mímico funcionan en todos los equipos de patio. Para este procedimiento se realiza mandos de apertura y cierre a todos seccionador e interruptores de la bahía de 220kV, 60kV y 10kV. También se comprueba que los enclavamientos eléctricos y lógico se realizan en forma correcta, es decir que mientras que este abierto el interruptor de potencia no se pueden hacer mando a los seccionadores de esa bahía,

Para las pruebas de los transformadores de corriente y tensión se realizan inyecciones de corriente y tensión respectivos en los secundarios de los transformadores de medida mediante una maleta de prueba para comprobar la correcta polaridad y la correcta conexión de los cables

En las pruebas de protección en los relés de protección se simulan falla mediante la maleta de prueba y se comprueba que en los interruptores de potencia de 220kV, 60 kV y 10kV funcionan adecuadamente.

4.3 Descripción de la Interfase Hombre Maquina (IHM)

Este nivel corresponde al mando desde la estación del operario IHM, está dividida de la siguiente manera:

- **Barra De Título:** En esta barra se muestra el logotipo de ISA REP, el nombre de la subestación Piura Oeste y el logotipo de Siemens.
- **Botones de navegación:** Estos botones nos permite desplazarnos dentro del entorno de área de trabajo tales como: Diagramas unifilares de los campos de 220 kV, 138 kV y 10 kV, Arquitectura del Sistema, alarmas, eventos y notas del operador
- **Botones de acceso directo a las aplicaciones de SICAM PAS CC:** Estos botones se utilizan para la configuración del entorno de la IHM y la administración de usuarios y perfiles
- **Botones de acceso a aplicaciones de Microsoft® Windows:** Botones con acceso al explorador de Windows, acceso a las impresoras, cerras la IHM, reiniciar y apagar la PC.
- **Nombre de la IHM:** Se muestra el Nombre que se le designa a la IHM
- **Menú de selección de Nivel de Control:** Permite seleccionar el nivel de control que tiene autorización para comando. Puede ser el IHM o el centro de control, se requiere haber ingresado con un usuario que tenga nivel de acceso de Operador o Administrador.

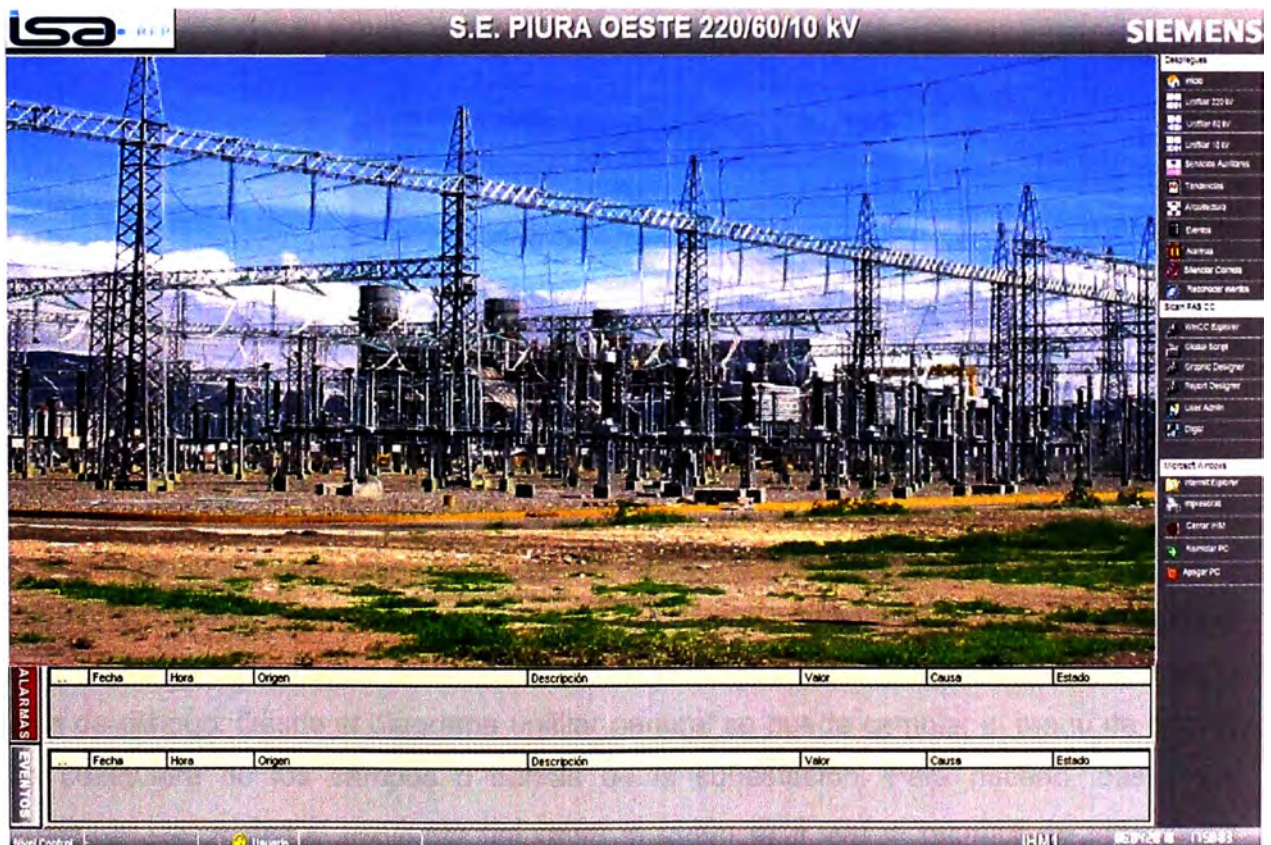


Figura 4.3. Pantalla Principal de la IHM

- **Botón de cambio de autenticación de usuario:** Este botón muestra el usuario activo y te permite cambiar a otro
- **Fecha y hora del sistema:** Muestra la fecha y hora actualizada del sistema.
- **Visor de los Últimos Eventos y Alarmas:** En esta línea se muestran las últimas 3 alarmas y los últimos 3 eventos ocurridos en la subestación. Cada evento viene reportado con la siguiente información:

Fecha y hora de ocurrencia del evento, con precisión de 1 ms.

Nombre del campo en el que ocurrió el evento.

Descripción del evento.

- Valor del evento (ejm, Abierto, Cerrado, On, Off, etc.).

Origen del evento.

- Status de la información

Causa adicionales

Al iniciarse el programa, el nivel de acceso aparece vacío bajo el texto “Usuario Actual” en la barra de menús. Esto quiere decir que sólo podremos navegar a través de los diferentes despliegues, pero sin poder controlar equipos.

Para cambiar el nivel de acceso debe seleccionarse con el botón izquierdo del ratón sobre el texto “Usuario Actual” en la barra de menús. Al hacerlo aparece la caja de diálogo mostrada en la siguiente figura:

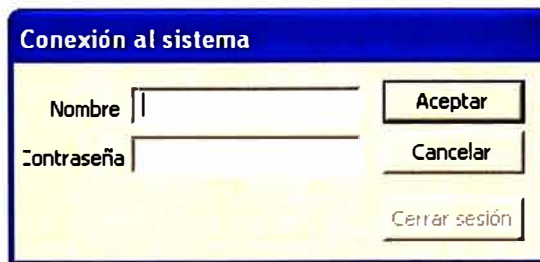


Figura 4.4. Cambio de usuario

En la caja de diálogo que aparece, debe escribirse el “Login name” y la clave correcta. Luego debe validarse la selección con OK.

Para retirar el nivel de acceso, debe seguirse el mismo procedimiento, pero sin necesidad de ingresar la clave. Debe presionarse el botón “Logout” que aparecerá habilitado en la caja de diálogo. Desde el diagrama unifilar general se puede cambiar al menú de control de cualquiera de los campos o bahías de la subestación. Para hacerlo, basta con presionar con el botón izquierdo del ratón el botón azul con el nombre de uno de los campos.

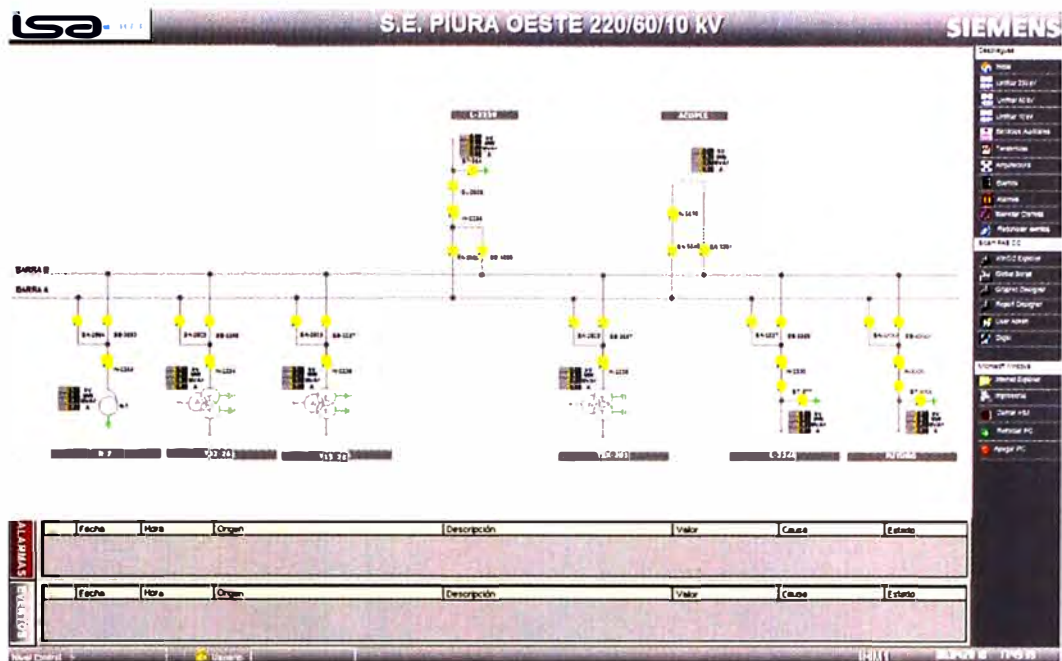


Figura 4.5. Diagrama Unifilar de 220kV desde la IHM

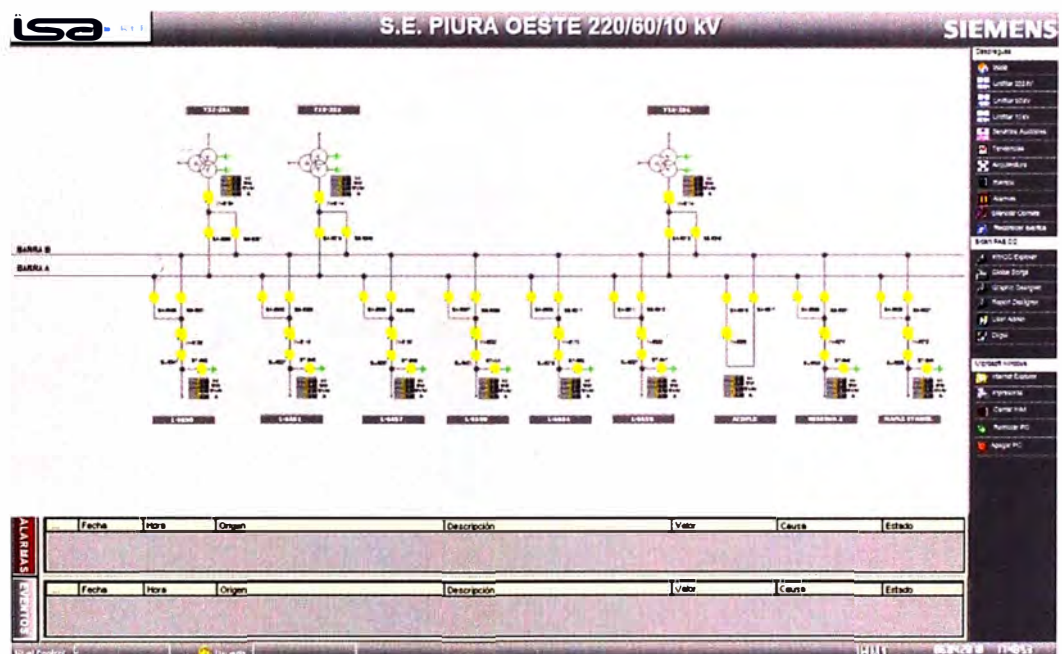


Figura 4.6. Diagrama Unifilar de 60kV desde la IHM

Cuando se ha seleccionado un campo desde el unifilar general en el área de trabajo se muestra lo siguiente:

- El diagrama de control del campo, (por defecto ocupando el lado superior izquierdo del área de trabajo).
- El diagrama general reducido del sistema de control, en donde se encuentra resaltado con un marco blanco el campo escogido (por defecto esta ventana se muestra en la parte superior derecha del área de trabajo).

- Una ventana que contiene las medidas asociadas al campo (ubicada por defecto en la parte inferior izquierda del área de trabajo).
- Una ventana con carpetas asociadas a alarmas, eventos, tendencias y secuencias de operación del subsistema seleccionado (por defecto ubicada en la parte inferior derecha del área de trabajo). Esta información adicional puede ser cualquiera entre las siguientes opciones:
 - Despliegue de Alarmas presentes.
 - Despliegue de Eventos.
 - Despliegue de Tendencias.
 - Secuencias de operación.

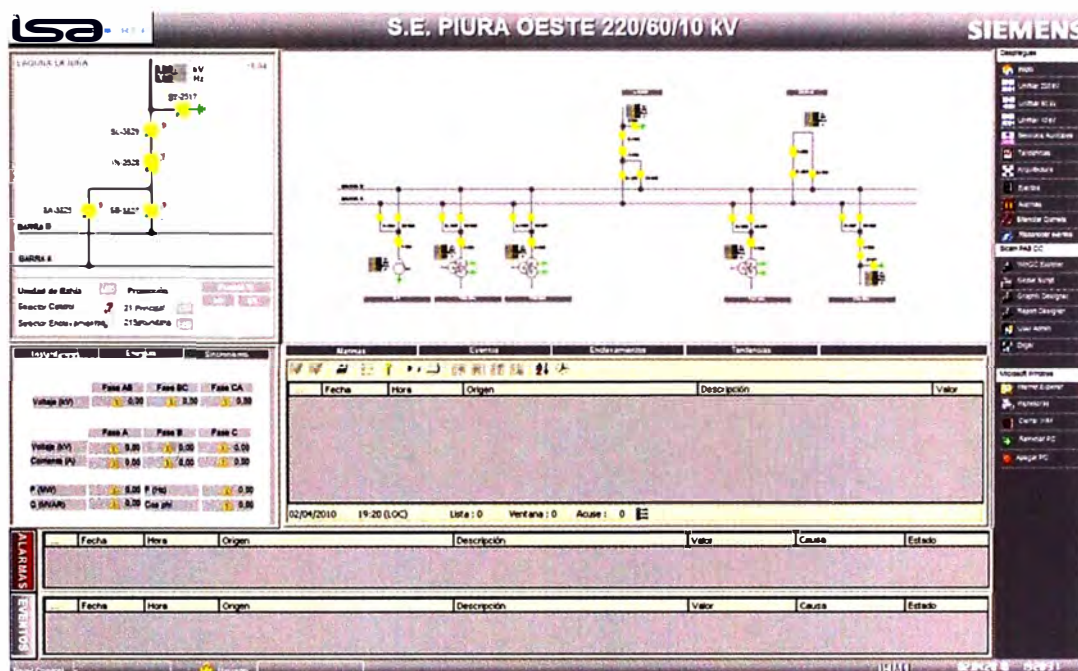


Figura 4.7. Pantalla de Control de la IHM

El despliegue de arquitectura se muestra seleccionando en la barra de menús, en “Despliegues Generales”, la opción “Arquitectura”.

En este despliegue se muestra el estado de las comunicaciones del controlador de subestación con los diferentes IEDs (Comunicación con los IEDs mediante protocolos IEC61850, IEC 60870-5-104, comunicación con el computador de operación, comunicación con los centros de control). Adicionalmente, en este despliegue se puede observar si algún equipo del sistema de control presenta alarmas de funcionamiento (alarmas de status). Cuando algún equipo está alarmado, aparece el ícono de alarma en el equipo que reporta la falla.

Para detallar que falla está presente, puede presionarse con el botón izquierdo del ratón

sobre el recuadro intermitente, con lo que un texto descriptivo de la falla aparece. Si se desea ocultar el texto descriptivo debe presionarse después el recuadro con el botón derecho del ratón, con lo cual el texto desaparece.

También se puede observar en este despliegue el estado del computador de operación en cuanto a uso de disco duro, de CPU y de memoria RAM (todos estos valores en porcentaje).

En las siguientes figuras se muestran la arquitectura donde se encuentra incluida los tableros de Control y protección del Transformador T15.

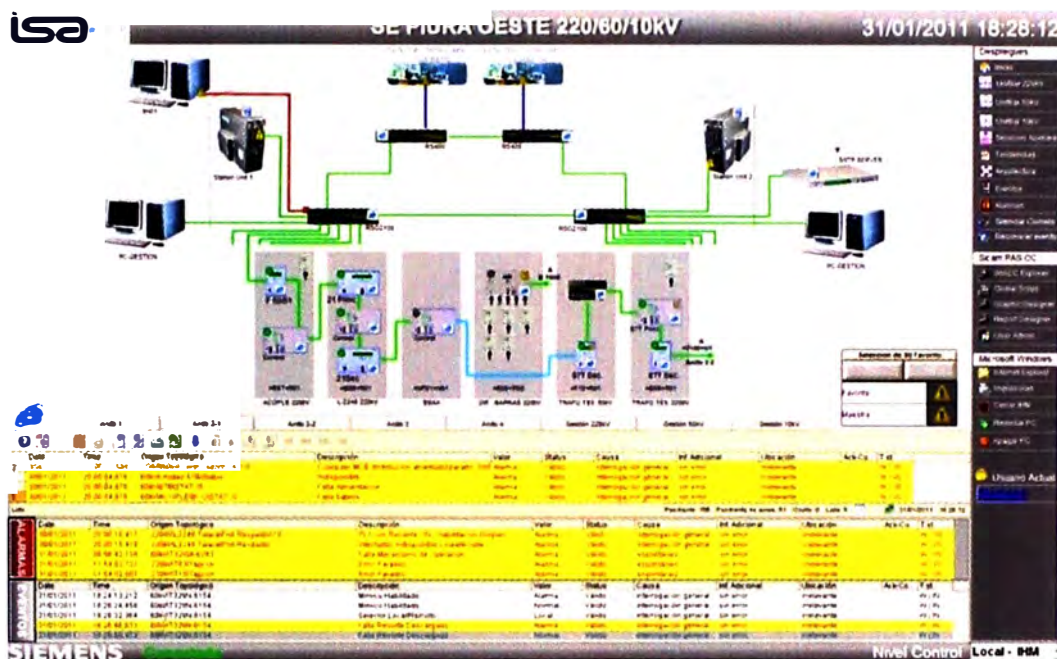


Figura 4.8.: Arquitectura del Sistema de La IHM – Anillo 2-1.

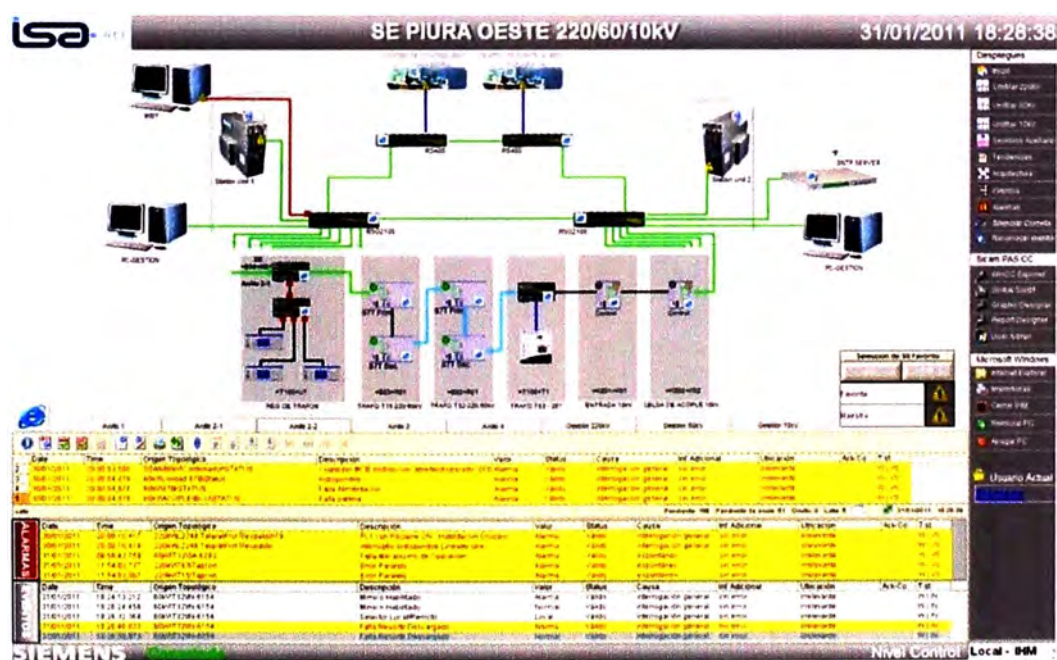


Figura 4.9. Arquitectura del Sistema de La IHM – Anillo 2-2.

CONCLUSIONES

1. La automatización de subestaciones eléctricas justifican los costos desde el punto de vista de la mejora de tiempos en el monitoreo, control y restauración ante fallas.
2. La importancia de la elección de equipos de maniobra de alta tensión (seccionadores e interruptores de potencia) e IED's para el desarrollo de la ingeniería de control y protección son importantes para la automatización de la subestación, dependerá de ello el grado de automatización de la subestación.
3. Es importante la participación de todos los involucrados para la definición de señales, disparos, alarmas en la etapa del desarrollo de la ingeniería, tal de no tener imprevistos a considerar en la etapa de ejecución.
4. La automatización de hoy en día aparte de la rapidez de envío y/o recepción de datos es mucho mas segura y confiable por el grado de enclavamientos que se consideran para su operación y/o puesta en servicio.

ANEXO A

Diagramas Esquemáticos

Para

Cliente

Usuario AMPLIACION 5
 ZONA NORTE

Instalación S.E. PIURA OESTE 220/60/10 kV

Parte de la Instalación DIAGRAMA DE PRINCIPIO
 TRANSFORMADOR T15-261

Original firmado en folder del proyecto

				Diseño	
				Revisó	
Rev.	Nota	Fecha	Nomb.	Aprob.	

Pedido Número 34-31-1-0037

Fecha de Emisión 05.01.10

Documento del Cliente No PE-AMP5-GT-108-2009-PIU.63.146

Designación de la Documentación A / = / A1

Documento de Fabricación No (4)G691074-Z1101-AA-404

	1	2	3	4	5	6	7	8
		DESCRIPCION			DESCRIPCION			DESCRIPCION
		INTERRUPTOR DE POTENCIA			INTERRUPTOR CELDA DE MEDIA TENSION, EXTRAIBLE			TIERRA
		SECCIONADOR			DEVANADO ESTRELLA			TIERRA DE PROTECCION
		SECCIONADOR CON CUCHILLA DE PUESTA A TIERRA			DEVANADO ESTRELLA CON NEUTRO A TIERRA			RECEPTOR DE RELOJ SINCRONIZADO POR SATELITE
		TRANSFORMADOR DE CORRIENTE B: TIPO BUJE			DEVANADO DELTA			FUNCIONES DE MEDIDA INCLUIDAS EN LA UNIDAD CONTROLADOR DE BAHIA
		DESCARGADOR DE SOBRETENSIONES			DEVANADO ZIG-ZAG			CABLE COAXIAL APANTALLADO
		TRANSFORMADOR DE TENSION DE ACOPLE CAPACITIVO, 2 DEVANADOS SECUNDARIOS			ELEMENTO DE CONEXION CABLE AISLADO A EQUIPOS			ENLACE POR FIBRA OPTICA
		TRANSFORMADOR DE TENSION DE ACOPLE CAPACITIVO, 3 DEVANADOS SECUNDARIOS			FUSIBLE			INTERRUPTOR AUTOMATICO CON PROTECCION TERMICA Y MAGNETICA
		AUTOTRANSFORMADOR			CONEXION DE NEUTRO			TOMA DE CORRIENTE
		AUTOTRANSFORMADOR CON DEVANADO TERCIARIO			UNIDAD DE ACOPLE			TERMOSTATO
		TRANSFORMADOR			EQUIPO DE ONDA PORTADORA			HIGROSTATO
		REACTOR			GRUPO ELECTROGENO			RESISTENCIA
		TRAMPA DE ONDA			MOTOR MONOFASICO			LAMPARA
		SECCIONADOR FUSIBLE OPERACION BAJO CARGA			MOTOR TRIFASICO			BATERIA

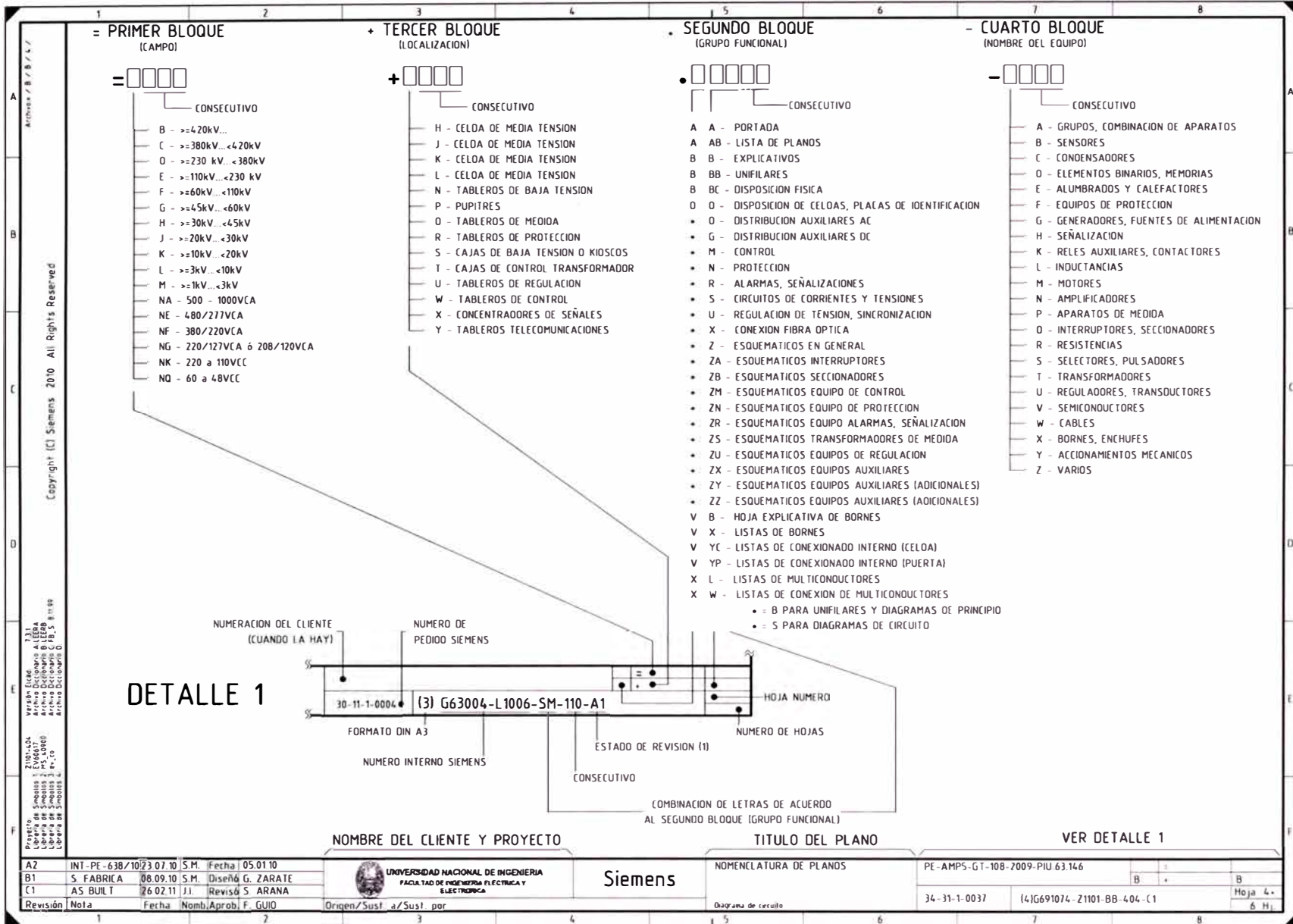
A2	INI-PE-638/1023 07 10 S.M.	Fecha	05 01 10
B1	S FABRICA	08 09 10 S.M.	Diseño G. ZARATE
C1	AS BUILT	26 02 11 J1	Revisó S. ARANA
Revisión	Nota	Fecha	Nomb/Aprobi. F. GUIO

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA
 FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA

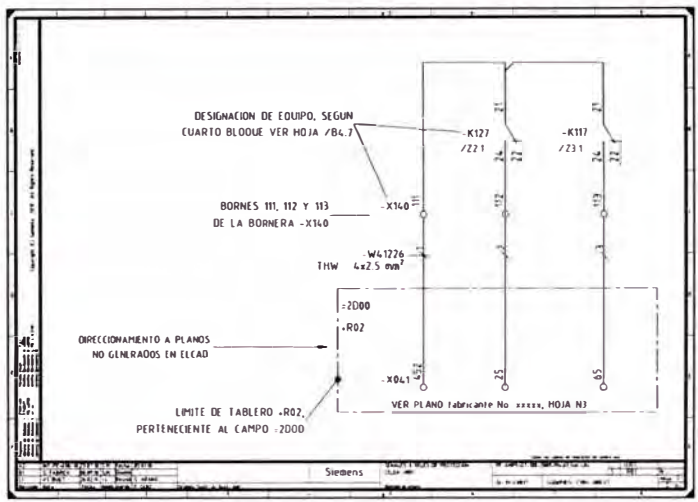
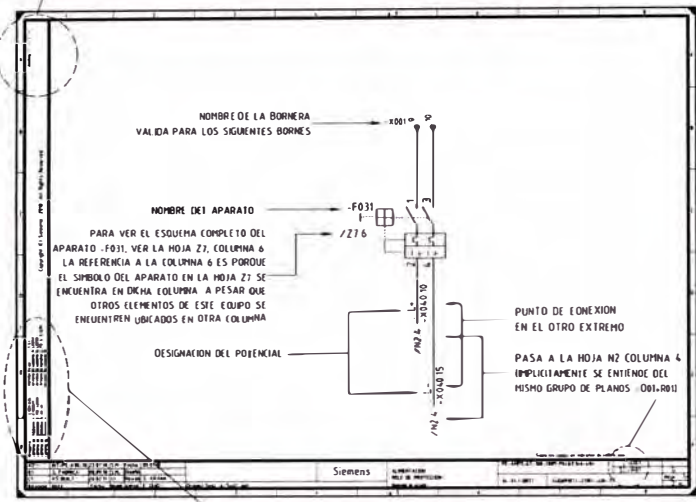
Siemens

SIMBOLOGIA GENERAL
 DE ESQUEMAS ELECTRICOS
 Diagrama de circuito

PE-AMPS-GT-108-2009-PIU 63146			
34-31-1-0037	(4)G691074-Z1101-BB-404-C1	Hoja 1*	6 H



ARCHIVO: =D01/S/G/1/ LOCALIZACION DE ESTE PLANO DENTRO DEL ARCHIVO



Copyright (C) Siemens 2010 All Rights Reserved

Proyecto de Simbolos 1 EV60617
 Proyecto de Simbolos 2 MS_40900
 Proyecto de Simbolos 3 EV_CO
 Proyecto de Simbolos 4:
 Archivo de Simbolos 1 LEERA
 Archivo de Simbolos 2 LEERB
 Archivo de Simbolos 3 FB_S
 Archivo de Simbolos 4:

NOMBRE DEL ARCHIVO	Proyecto	L1006120	Versión Elcad	7 3 1	VERSION ELCAD
BIBLIOTECAS UTILIZADAS PARA EL PROYECTO	Libreria de simbolos 1 EV60617	Libreria de simbolos 2 MS_40900	Libreria de simbolos 3: EV_CO	Libreria de simbolos 4:	Archivo diccionario A LEERA Archivo diccionario B LEERB Archivo diccionario C FB_S Archivo diccionario D:
					DICCIONARIOS UTILIZADOS PARA EL PROYECTO

WH - BLANCO	RD - ROJO
BN - MARRON	BK - NEGRO
GN - VERDE	VT - VIOLETA
YE - AMARILLO	DG - NARANJA
GY - GRIS	GN-YE - VERDE-AMARILLO
PK - ROSADO	
BU - AZUL	

1 2 3 4 5 6 7 8

A
 B
 C
 D
 E
 F

Archivos: B/B/6/6/

Copyright (C) Siemens 2010. All Rights Reserved

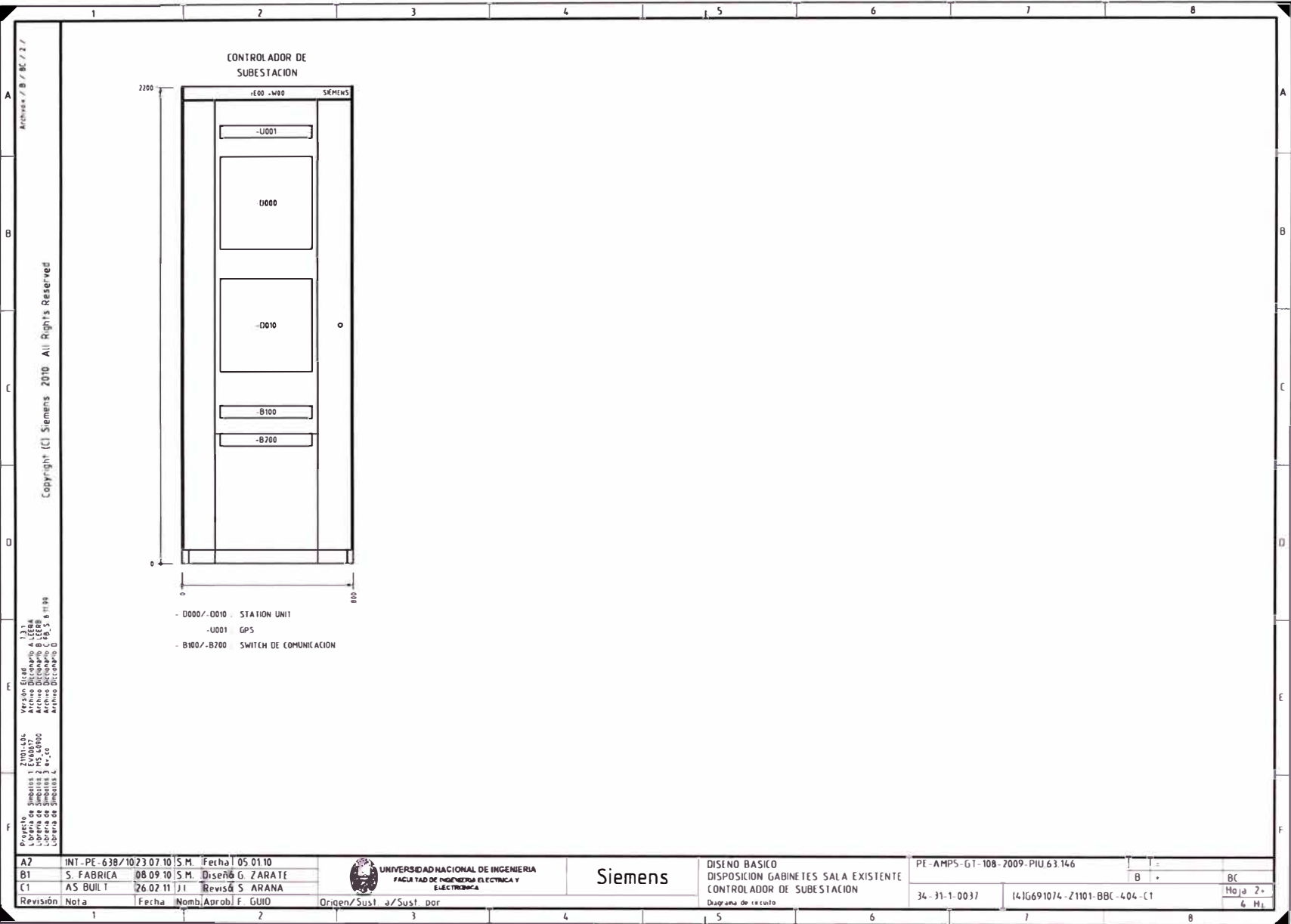
Proyecto: Simons 1 Z1101-14
 Versión: 1
 Librería de Símbolos: 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12 13 14 15 16 17 18 19 20 21 22 23 24 25 26 27 28 29 30 31 32 33 34 35 36 37 38 39 40 41 42 43 44 45 46 47 48 49 50 51 52 53 54 55 56 57 58 59 60 61 62 63 64 65 66 67 68 69 70 71 72 73 74 75 76 77 78 79 80 81 82 83 84 85 86 87 88 89 90 91 92 93 94 95 96 97 98 99 100
 Librería de Símbolos: 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12 13 14 15 16 17 18 19 20 21 22 23 24 25 26 27 28 29 30 31 32 33 34 35 36 37 38 39 40 41 42 43 44 45 46 47 48 49 50 51 52 53 54 55 56 57 58 59 60 61 62 63 64 65 66 67 68 69 70 71 72 73 74 75 76 77 78 79 80 81 82 83 84 85 86 87 88 89 90 91 92 93 94 95 96 97 98 99 100
 Archivo de Símbolos: 1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12 13 14 15 16 17 18 19 20 21 22 23 24 25 26 27 28 29 30 31 32 33 34 35 36 37 38 39 40 41 42 43 44 45 46 47 48 49 50 51 52 53 54 55 56 57 58 59 60 61 62 63 64 65 66 67 68 69 70 71 72 73 74 75 76 77 78 79 80 81 82 83 84 85 86 87 88 89 90 91 92 93 94 95 96 97 98 99 100
 Archivo de Símbolos: 1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12 13 14 15 16 17 18 19 20 21 22 23 24 25 26 27 28 29 30 31 32 33 34 35 36 37 38 39 40 41 42 43 44 45 46 47 48 49 50 51 52 53 54 55 56 57 58 59 60 61 62 63 64 65 66 67 68 69 70 71 72 73 74 75 76 77 78 79 80 81 82 83 84 85 86 87 88 89 90 91 92 93 94 95 96 97 98 99 100

NOTAS GENERALES DIAGRAMAS DE PRINCIPIO

- EL OBJETIVO DE ESTOS DIAGRAMAS ES INDICAR EN FORMA GLOBAL LOS PRINCIPIOS DE OPERACION DEL CONTROL Y LA PROTECCION. EN NINGUN MOMENTO SE PRETENDE INCLUIR TODOS LOS DETALLES DE CONEXIONADO, DENOMINACION DE PUNTOS DE CONEXION, NUMERACION DE BORNERAS, UBICACION, ETC.
- EN LOS DIAGRAMAS DE PRINCIPIO SE HACE REFERENCIA A LOS APARATOS Y CELDAS CORRESPONDIENTES A LA SUBESTACION.

A2	INT-PE-638/10/23 07 10	S.M.	Fecha	05 01 10	 UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA	 Siemens	NOTAS GENERALES A LOS DIAGRAMAS DE PRINCIPIO	PE-AMP5-GT-108-2009-PIU 63146	=		B
B1	S. FABRICA	08 09 10	S.M.	Diseño G. ZARATE			Diagrama de circuito	ZZ15A	B	+	
C1	AS BUILT	26 02 11	J.I.	Revisó S. ARANA			34-31-1-0037	(4)G691074-Z1101-BB-404-C1			Hoja 6
Revisión	Nota	Fecha	Nomb.	Aprob.	F. GUIO	Origen/Sust. a/Sust. por					6 M.

1 2 3 4 5 6 7 8



Copyright (C) Siemens 2010. All Rights Reserved

Proyecto: Simbólica / Z1101/04
 Librería de Símbolos: 2 MS 408100
 Librería de Símbolos: 2 e-r-co
 Librería de Símbolos: 3
 Versión: Eled
 Archivo: B11318
 Archivo: Diagrama B11318B
 Archivo: Diagrama C11318C
 Archivo: Diagrama C11318D
 Archivo: Diagrama C11318E

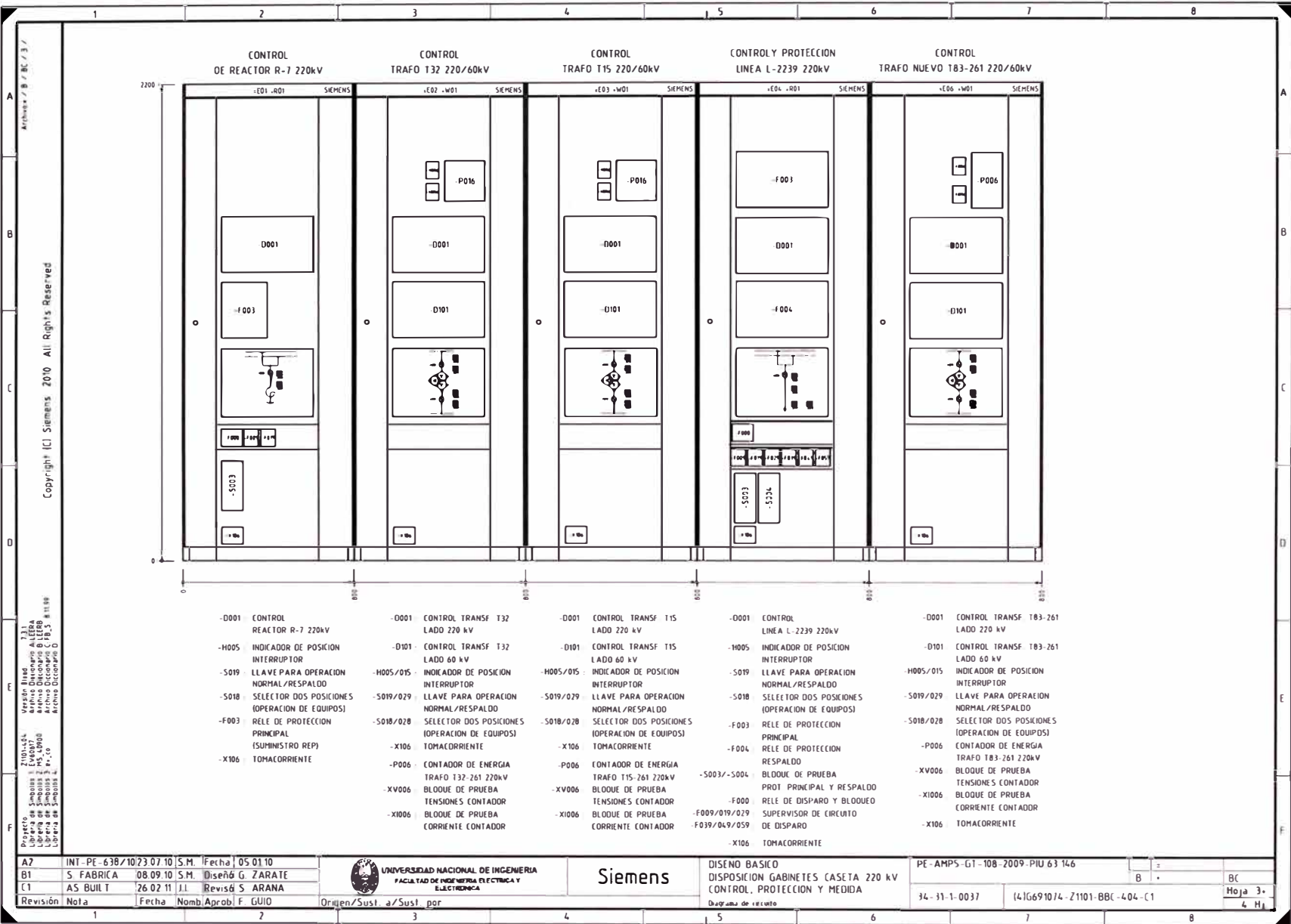
A2	INI - PE - 638 / 1023 07 10	S. M.	Fecha	05 01 10
B1	S. FABRICA	08 09 10	S. M.	Diseño G. ZARATE
C1	AS BUILT	26 02 11	J. I.	Revisó S. ARANA
Revisión	Nota	Fecha	Nomb/Aprob	F. GUIO



Siemens

DISEÑO BASICO
 DISPOSICION GABINETES SALA EXISTENTE
 CONTROLADOR DE SUBESTACION
 Diagrama de recuento

PE - AMPS - GT - 108 - 2009 - PIU 63.146			
	B	*	BC
34 - 31 - 1 - 0037	141G691074 - Z1101-BBC - 404 - C1	Hoja 2*	
		6	H1



Copyright (C) Siemens 2010 All Rights Reserved

Proyecto: Z110524L
 Librería de Símbolos: MS L0910
 Librería de Símbolos: P-10
 Librería de Símbolos: CFB_5
 Versión: 01
 Archivo: D:\proyectos\B11188
 Archivo: D:\proyectos\B11188

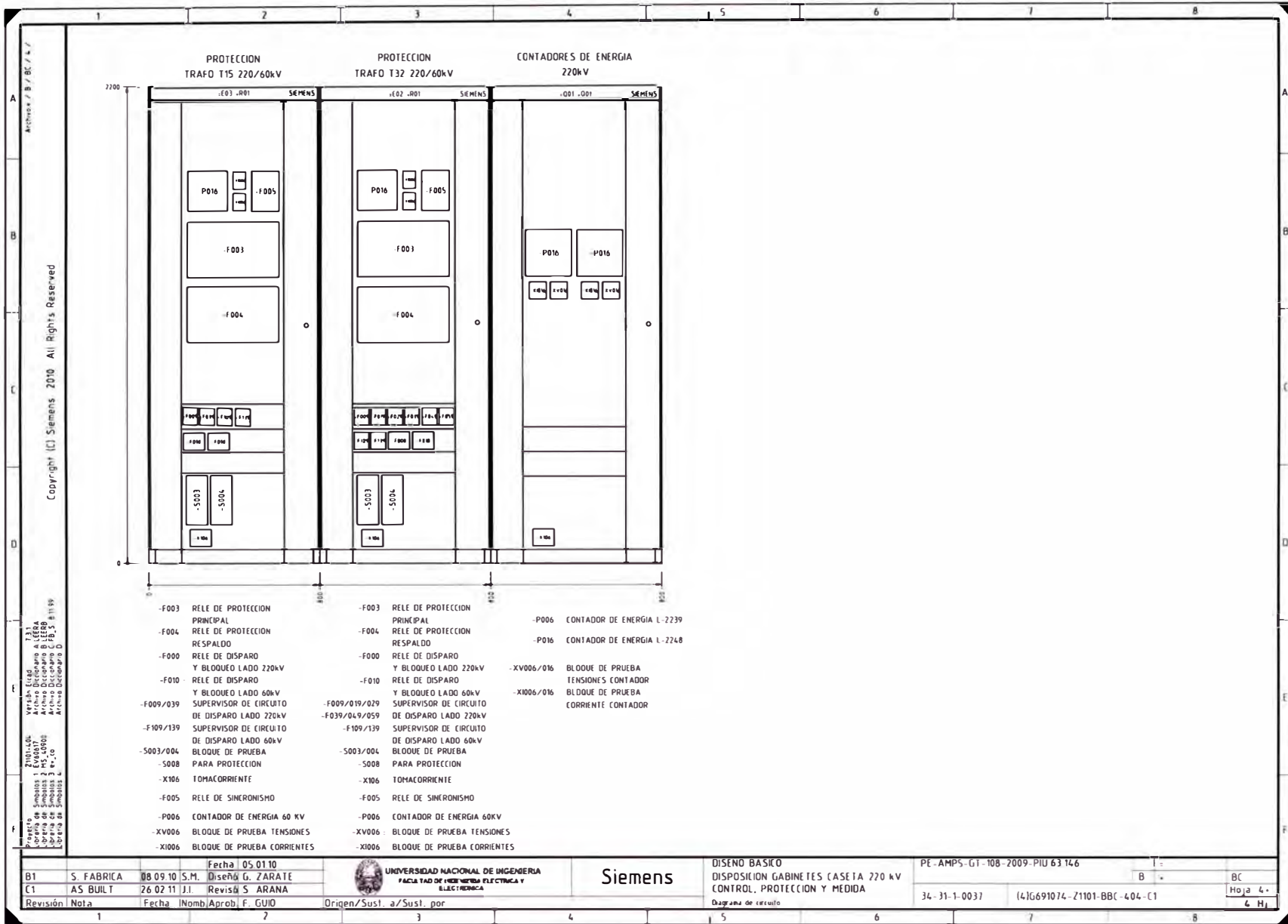
A2	INI-PE-638/10/23 07 10	S.M.	Fecha	05 01 10
B1	S FABRICA	08 09 10	S.M.	Diseño G. ZARATE
C1	AS BUILT	26 02 11	J.L.	Revisó S. ARANA
Revisión	Nota	Fecha	Nomb. Aprob.	F. GUIO


UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA
 FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA

Siemens

DISEÑO BASICO
 DISPOSICION GABINETES CASETA 220 kV
 CONTROL, PROTECCION Y MEDIDA
 Diagrama de circuito

PE-AMPS-G1-108-2009-PIU 63 146		
34-31-1-0037	1416910/4-Z1101-BB(-404-C1	Hoja 3
		4 Hg

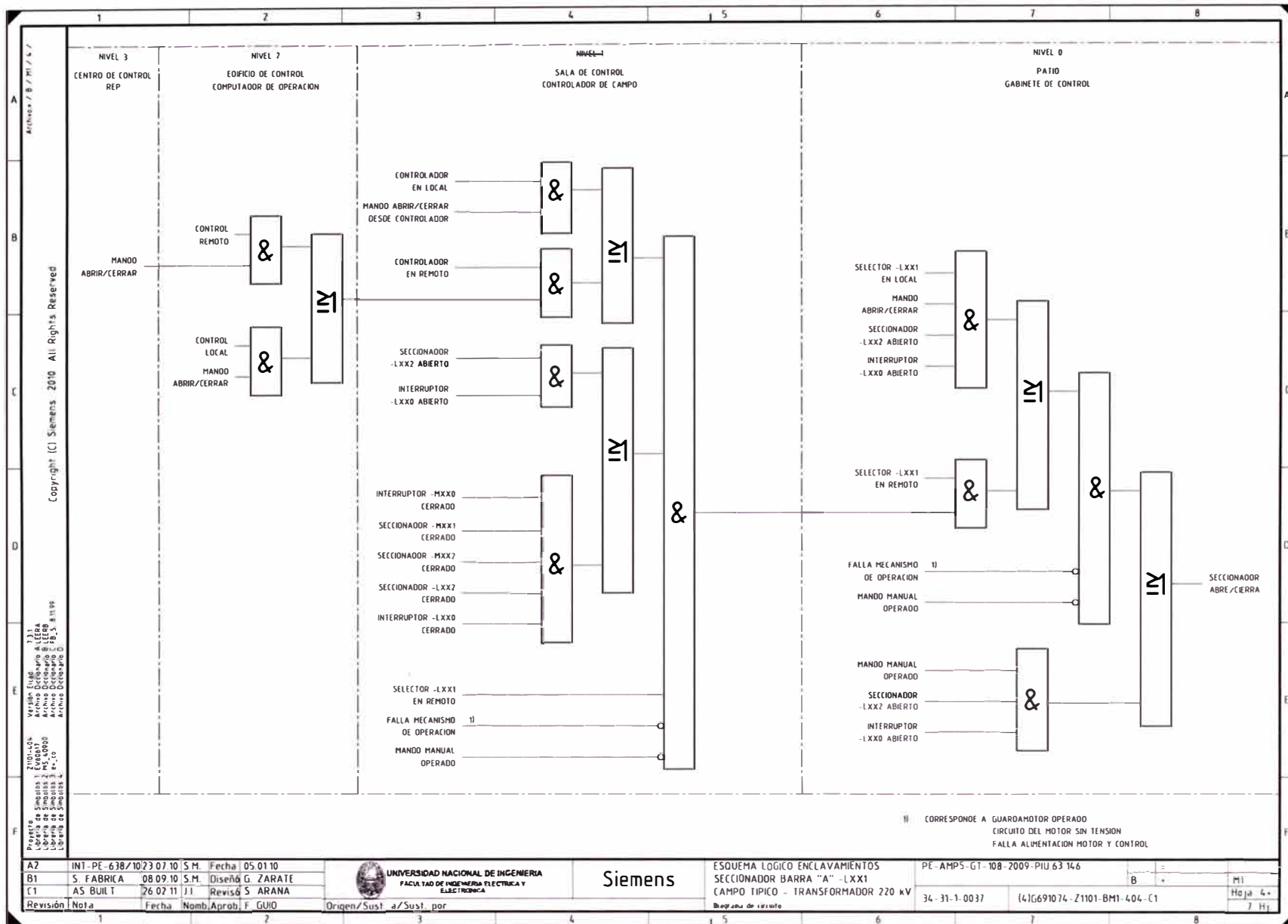


Copyright (C) Siemens 2010 All Rights Reserved

Veritas Ciudad de Buenos Aires
 Avenida Diagonal B 11788
 Ciudad de Buenos Aires
 Veritas Ciudad de Buenos Aires
 Avenida Diagonal B 11788
 Ciudad de Buenos Aires

- | | | |
|--------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------|------------------------------------------------|
| -F003 RELE DE PROTECCION PRINCIPAL | -F003 RELE DE PROTECCION PRINCIPAL | -P006 CONTADOR DE ENERGIA L-2239 |
| -F004 RELE DE PROTECCION RESPALDO | -F004 RELE DE PROTECCION RESPALDO | -P016 CONTADOR DE ENERGIA L-2248 |
| -F000 RELE DE DISPARO Y BLOQUEO LADO 220kV | -F000 RELE DE DISPARO Y BLOQUEO LADO 220kV | -XV006/016 BLOQUE DE PRUEBA TENSIONES CONTADOR |
| -F010 RELE DE DISPARO Y BLOQUEO LADO 60kV | -F010 RELE DE DISPARO Y BLOQUEO LADO 60kV | -X1006/016 BLOQUE DE PRUEBA CORRIENTE CONTADOR |
| -F009/039 SUPERVISOR DE CIRCUITO DE DISPARO LADO 220kV | -F009/019/029 SUPERVISOR DE CIRCUITO DE DISPARO LADO 220kV | |
| -F109/139 SUPERVISOR DE CIRCUITO DE DISPARO LADO 60kV | -F039/049/059 SUPERVISOR DE CIRCUITO DE DISPARO LADO 220kV | |
| -S003/004 BLOQUE DE PRUEBA PARA PROTECCION | -F109/139 SUPERVISOR DE CIRCUITO DE DISPARO LADO 60kV | |
| -S008 BLOQUE DE PRUEBA PARA PROTECCION | -S003/004 BLOQUE DE PRUEBA PARA PROTECCION | |
| -X106 TOMACORRIENTE | -S008 BLOQUE DE PRUEBA PARA PROTECCION | |
| -F005 RELE DE SINCRONISMO | -X106 TOMACORRIENTE | |
| -P006 CONTADOR DE ENERGIA 60 kV | -F005 RELE DE SINCRONISMO | |
| -XV006 BLOQUE DE PRUEBA TENSIONES | -P006 CONTADOR DE ENERGIA 60kV | |
| -X1006 BLOQUE DE PRUEBA CORRIENTES | -XV006 BLOQUE DE PRUEBA TENSIONES | |
| | -X1006 BLOQUE DE PRUEBA CORRIENTES | |

B1 S. FABRICA 08.09.10 S.M. Diseña G. ZARATE C1 AS BUILT 26.02.11 J.I. Revisó S. ARANA		Fecha 05.01.10 Origen/Sust. a/Sust. por		DISEÑO BASICO DISPOSICION GABINETES (ASETA 220 kV CONTROL, PROTECCION Y MEDIDA	PE-AMPS-GT-108-2009-PIU 63146 34-31-1-0037 (4)G691074-Z1101-BBC-404-C1	B BC Hoja 4.4 4 H
-------------------------------------------------------------------------------------------	--	--------------------------------------------	--	--------------------------------------------------------------------------------------	---------------------------------------------------------------------------	-------------------------



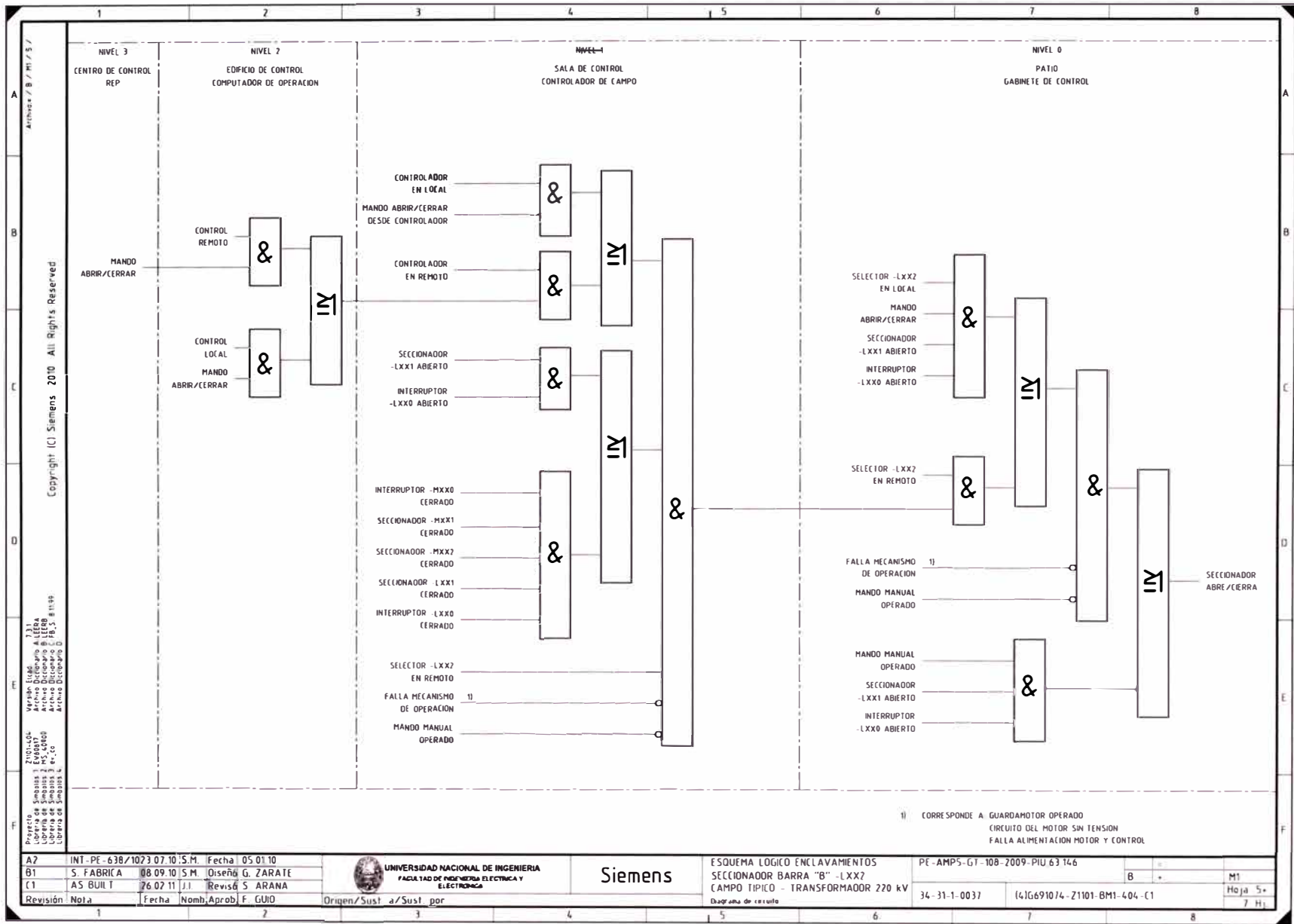
A2	INI-PE-638/1023 07 10	S.M.	Fecha	05 01 10
B1	S. FABRICA	08 09 10	S.M.	Diseño G. ZARATE
C1	AS BUILT	26 02 11	J.I.	Revisó S. ARANA
Revisión	Nota	Fecha	Nomb.Aprob.	F. GUIO

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA
FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA



ESQUEMA LOGICO ENCLAVIEMENTOS
SECCIONADOR BARRA "A" -LXX1
CAMPO TIPICO - TRANSFORMADOR 220 kV

PE-AMPS-GT-108-2009-PIU 63 146	B	+	M1
34-31-1-0037	(4)G691074-Z1101-BM1-404-C1	Hoja	4+
		7	Hj



Archivo / B / M / S / /
 Copyright (C) Siemens 2010 All Rights Reserved
 Proyecto: Siemens 1
 Fuente:
 Versión: 01
 Modificado:
 Archivo: Diagrama de Lógica
 Librería de Símbolos: ELS
 Librería de Símbolos: ELS

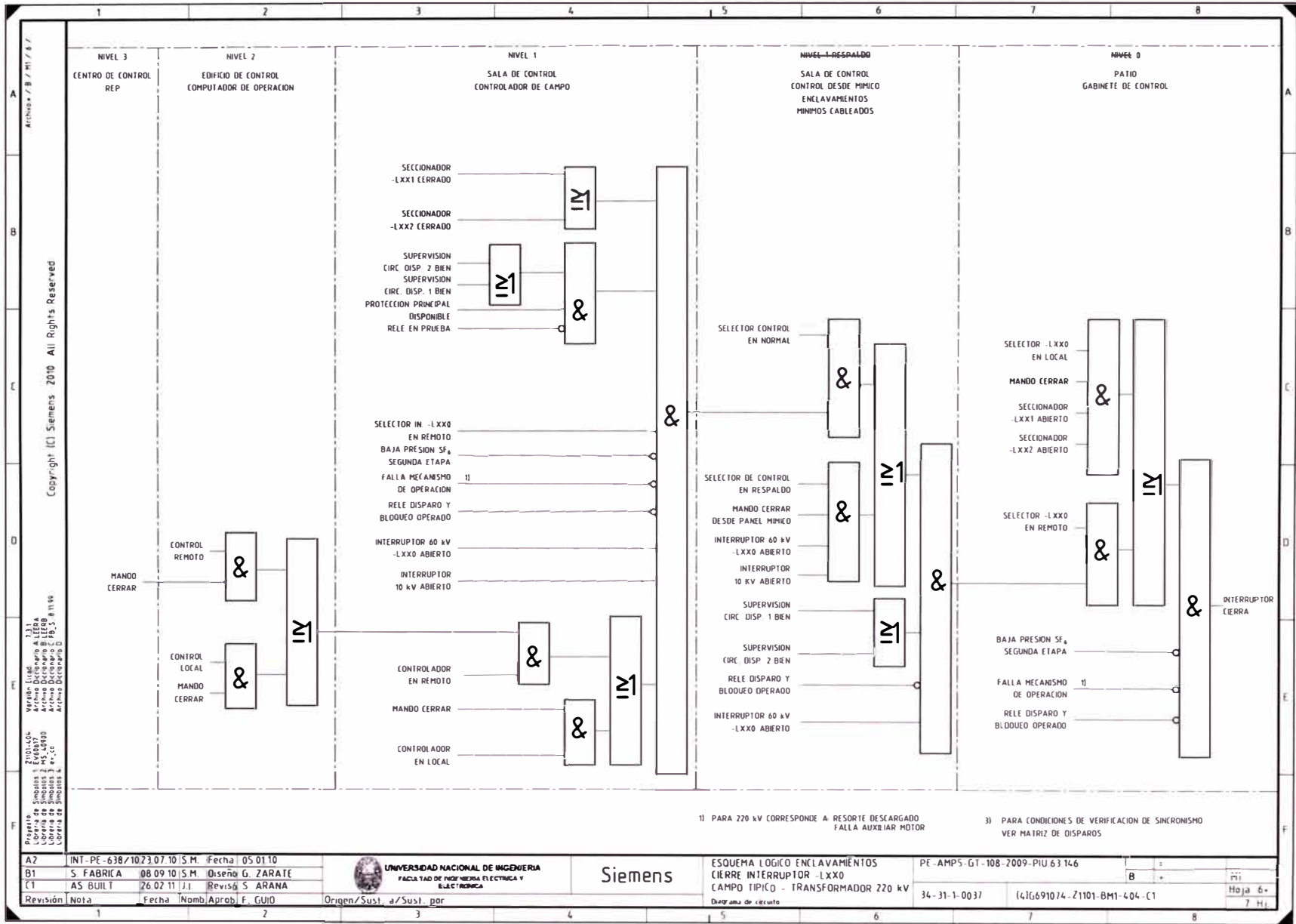
A2	INI-PE-638/1023 07.10.10	Fecha	05.01.10
B1	S. FABRICA	Diseño	G. ZARATE
C1	AS BUILT	Revisión	S. ARANA
Revisión	Nota	Fecha	Nomb./Aprob. F. GUID

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA
 FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA

Siemens

ESQUEMA LOGICO ENCLAVAMIENTOS
 SECCIONADOR BARRA "B" -LXX2
 CAMPO TIPO - TRANSFORMADOR 220 kV
 Diagrama de circuito

PE-AMPS-GT-108-2009-PIU 63146	B	M1
34-31-1-0037	(4)G691074-Z1101-BM1-404-C1	Hoja 5*
		7 H1

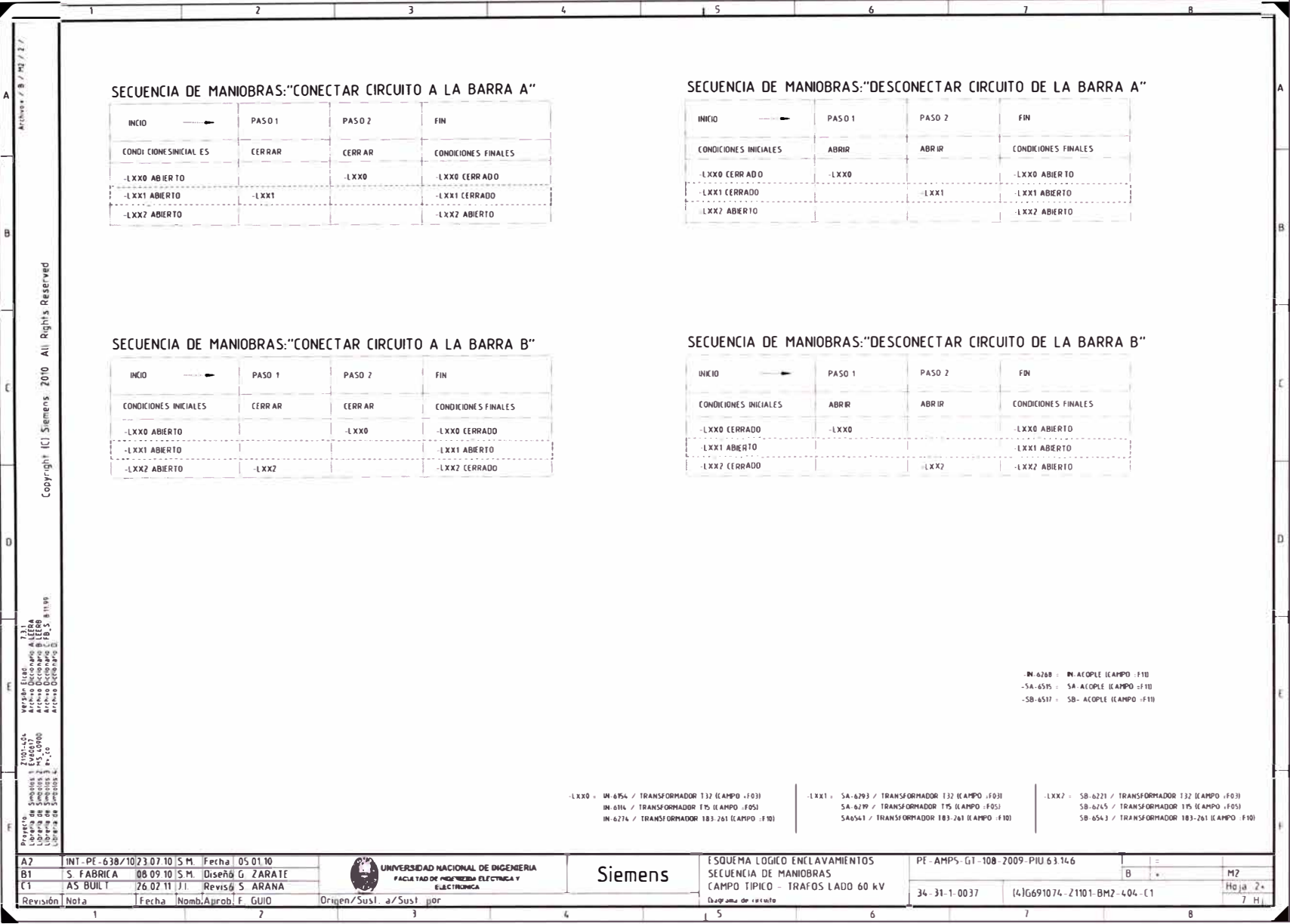


Copyright (C) Siemens 2010 All Rights Reserved

Estructura: Unidad de Control y Operación
 Proyecto: Simulador de Operación
 Libro de Simulador de Operación
 Unidad de Simulador de Operación
 Unidad de Simulador de Operación
 Unidad de Simulador de Operación

1) PARA 220 kV CORRESPONDE A RESORTE DESCARGADO FALLA AUXILIAR MOTOR
 3) PARA CONDICIONES DE VERIFICACION DE SINCRONISMO VER MATRIZ DE DISPAROS

A2	INT-PE-638/10.23.07.10 S.M.	Fecha	05.01.10		ESQUEMA LOGICO ENCLAVAMIENTOS CIERRE INTERRUPTOR -LXX0 CAMPO TIPICO - TRANSFORMADOR 220 kV Diagrama de circuito	PE-AMPS-GT-108-2009-PIU.63146	B	Hoja 6
B1	S. FABRICA	08.09.10 S.M.	Diseño					
C1	AS BUILT	26.02.11 J.J.	Revisión	S. ARANA		34-31-1-0037	(4)691074-Z1101-BM1-404-C1	7 HJ
Revisión	Nota	Fecha	Nomb/Aprob.	F. GUJO	Origen/Sust.	a/Sust.	por	



SECUENCIA DE MANIOBRAS: "CONECTAR CIRCUITO A LA BARRA A"

INICIO	PASO 1	PASO 2	FIN
CONDICIONES INICIALES	CERRAR	CERRAR	CONDICIONES FINALES
-LXX0 ABIERTO		-LXX0	-LXX0 CERRADO
-LXX1 ABIERTO	-LXX1		-LXX1 CERRADO
-LXX2 ABIERTO			-LXX2 ABIERTO

SECUENCIA DE MANIOBRAS: "DESCONECTAR CIRCUITO DE LA BARRA A"

INICIO	PASO 1	PASO 2	FIN
CONDICIONES INICIALES	ABRIR	ABRIR	CONDICIONES FINALES
-LXX0 CERRADO	-LXX0		-LXX0 ABIERTO
-LXX1 CERRADO		-LXX1	-LXX1 ABIERTO
-LXX2 ABIERTO			-LXX2 ABIERTO

SECUENCIA DE MANIOBRAS: "CONECTAR CIRCUITO A LA BARRA B"

INICIO	PASO 1	PASO 2	FIN
CONDICIONES INICIALES	CERRAR	CERRAR	CONDICIONES FINALES
-LXX0 ABIERTO		-LXX0	-LXX0 CERRADO
-LXX1 ABIERTO			-LXX1 ABIERTO
-LXX2 ABIERTO	-LXX2		-LXX2 CERRADO

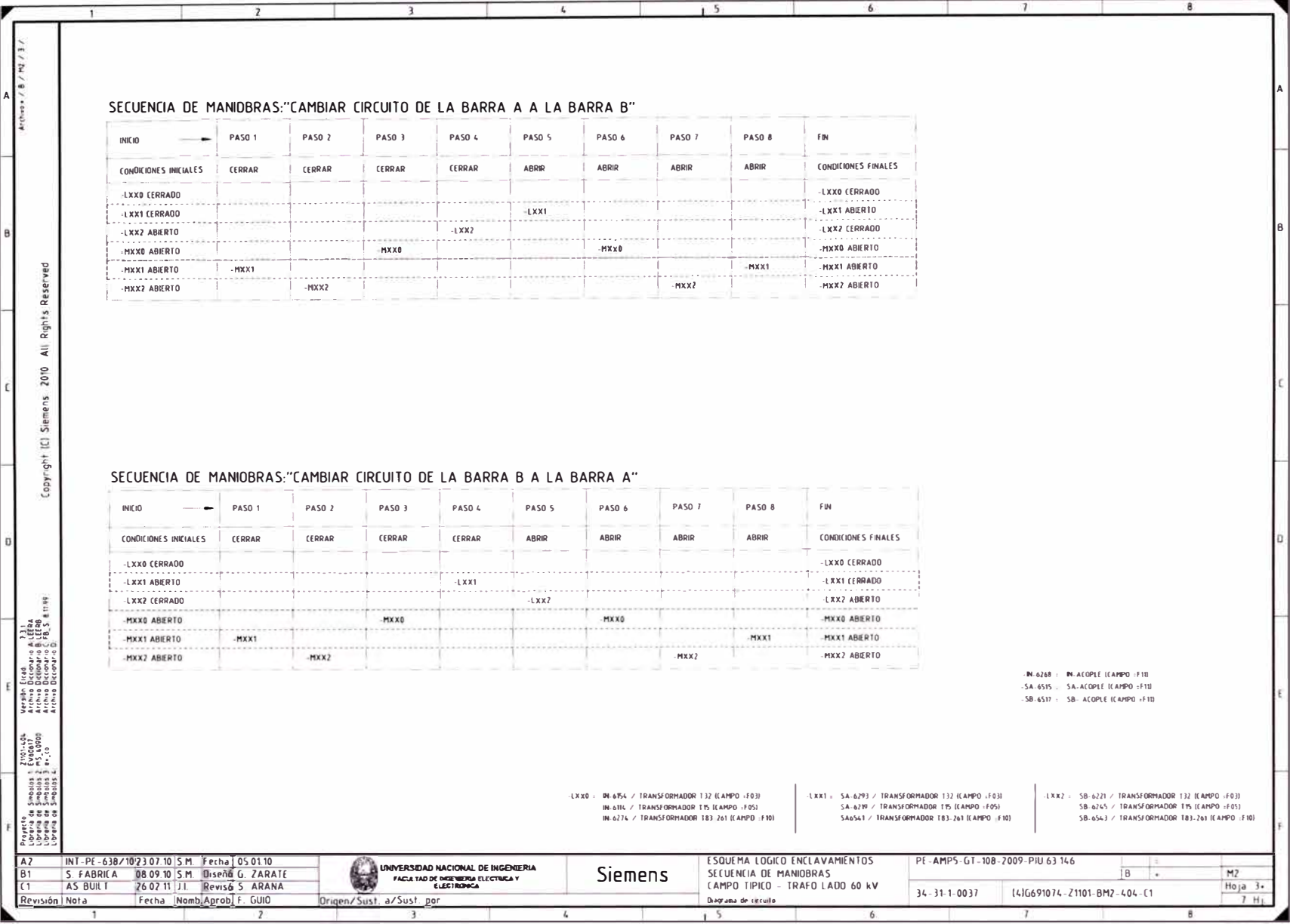
SECUENCIA DE MANIOBRAS: "DESCONECTAR CIRCUITO DE LA BARRA B"

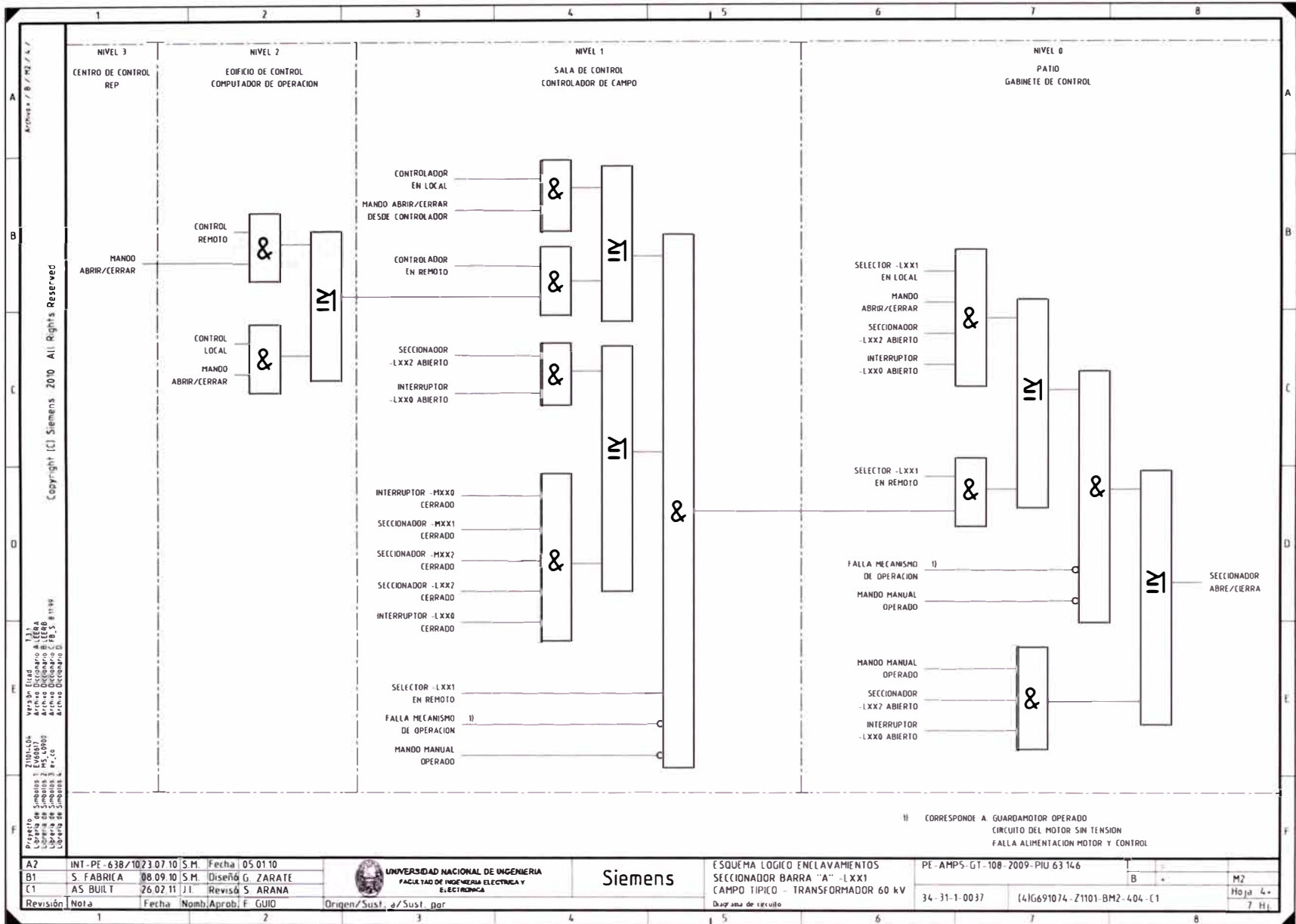
INICIO	PASO 1	PASO 2	FIN
CONDICIONES INICIALES	ABRIR	ABRIR	CONDICIONES FINALES
-LXX0 CERRADO	-LXX0		-LXX0 ABIERTO
-LXX1 ABIERTO			-LXX1 ABIERTO
-LXX2 CERRADO		-LXX2	-LXX2 ABIERTO

Archivo: / B / M / 2 / 2 /
 Copyright (C) Siemens 2010. All Rights Reserved.
 Versión: 04
 Proyecto: 2100-104
 Libro de Símbolos: MS-0000
 Libro de Símbolos: MS-0000
 Libro de Símbolos: MS-0000
 Libro de Símbolos: MS-0000
 Fecha de Emisión: 07/11/10
 Archivo: Diccionario: CFB.S
 Archivo: Diccionario: CFB.S

-IN-6280 = IN-ACOPLE (CAMPO -F10)
 -SA-6515 = SA-ACOPLE (CAMPO -F10)
 -SB-6517 = SB-ACOPLE (CAMPO -F10)

-LXX0 = IN-6754 / TRANSFORMADOR T32 (CAMPO -F03)
 IN-6714 / TRANSFORMADOR T15 (CAMPO -F05)
 IN-6274 / TRANSFORMADOR T83-261 (CAMPO -F10)
 -LXX1 = SA-6793 / TRANSFORMADOR T32 (CAMPO -F03)
 SA-6279 / TRANSFORMADOR T15 (CAMPO -F05)
 SA6541 / TRANSFORMADOR T83-261 (CAMPO -F10)
 -LXX2 = SB-6221 / TRANSFORMADOR T32 (CAMPO -F03)
 SB-6245 / TRANSFORMADOR T15 (CAMPO -F05)
 SB-6543 / TRANSFORMADOR T83-261 (CAMPO -F10)





Copyright (C) Siemens 2010 All Rights Reserved

Proyecto: Estructura de Control de Motor
 Versión: 1.0
 Fecha: 08.09.10
 Autor: G. ZARATE
 Revisado: S. ARANA
 Aprobado: S. ARANA
 Archivo: Estructura de Control de Motor - LXX1 - 08.09.10

1) CORRESPONDE A GUARDAMOTOR OPERADO
 CIRCUITO DEL MOTOR SIN TENSION
 FALLA ALIMENTACION MOTOR Y CONTROL

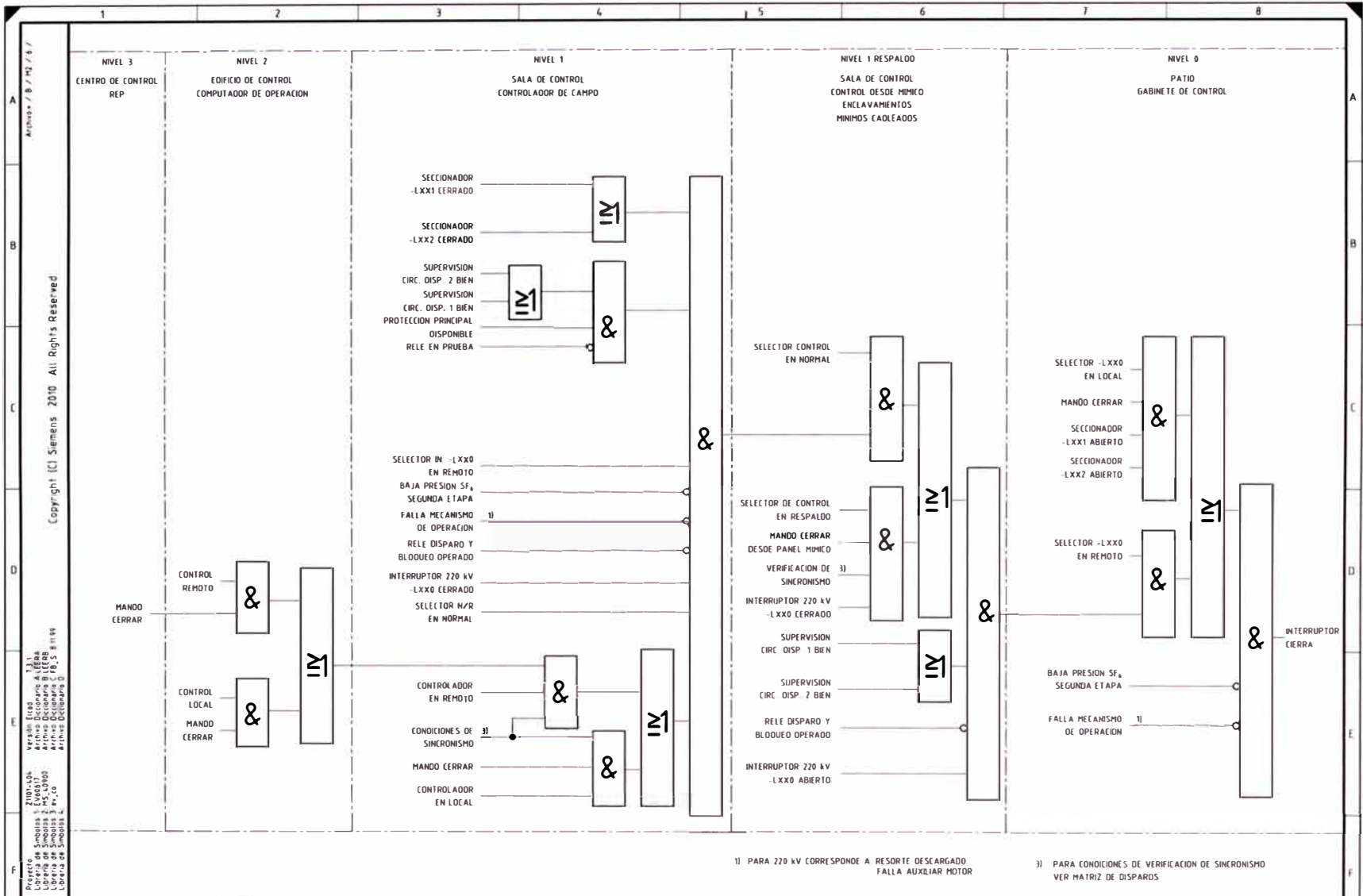
A2	INT-PE-638/1023 07 10	S.M.	Fecha	05 01 10
B1	S. FABRICA	08.09.10	S.M.	Diseño
C1	AS BUIL 1	26.02.11	J.I.	Revisó
Revisión	Nota	Fecha	Nomb/Aprobi	F. GUID

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA
 FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA

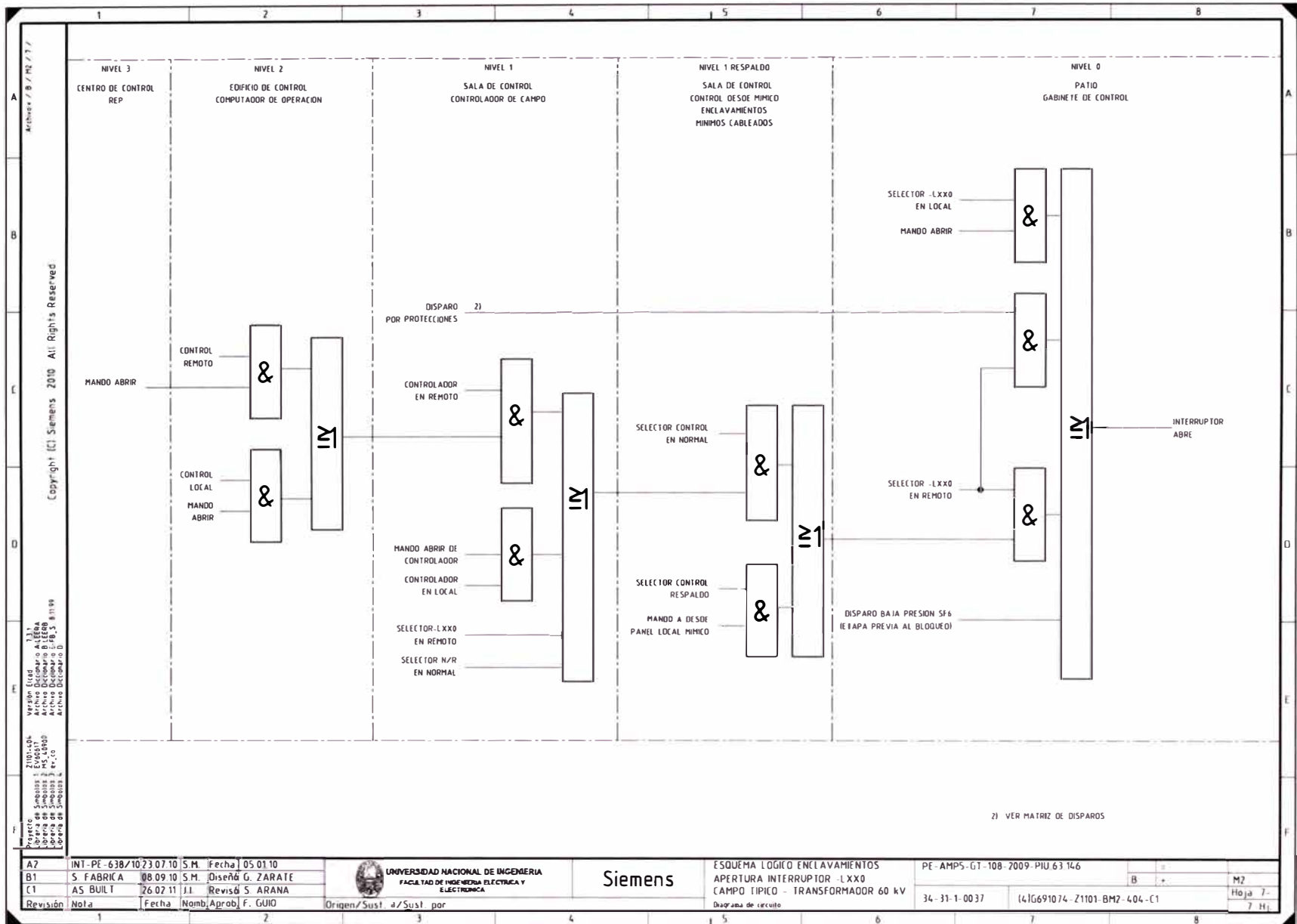
Siemens

ESQUEMA LOGICO ENCLAVAMIENTOS
 SECCIONADOR BARRA "A" -LXX1
 CAMPO TIPICO - TRANSFORMADOR 60 kv
 Diagrama de circuito

PE-AMP5-GT-108-2009-PIU 63 146	B	+	M2
34-31-1-0037	(4IG691074-Z1101-BM2-404-C1)		Hoja 4
			7 H1



A2	INT-PE-638/1023 07 10 S.M. Fecha 05 01 10		Siemens	ESQUEMA LOGICO ENCLAVAMIENTOS CIERRE INTERRUPTOR -LXX0 CAMPO TIPICO - TRANSFORMADOR 60 kV Diagrama de circuito	PE-AMPS-GT-108-2009-PIU 63 146		
B1	S. FABRICA 08 09 10 S.M. Diseña G. ZARATE				34-31-1-0037	(4)G691074-Z1101-BM2-404-C1	M2
C1	AS BUIL 26 02 11 J.I. Revisó S. ARANA						Hoja 6*
Revisión	Nota	Fecha	Nombre/Aprob	F. GUIO	Origen/Sust. a/Sust. por		7 H1



Archivo 78 / PE / 77
 Copyright (C) Siemens 2010 All Rights Reserved
 Proyecto: ZINCO
 Versión: 1.0
 Fecha: 08/09/10
 Autor: S.M. ARANA
 Revisado: S. ARANA
 Aprobado: F. GUIO
 Archivo: 78 / PE / 77

AZ	INI-PE-638/10	23/07/10	S.M.	Fecha	05/01/10
B1	S. FABRICA	08/09/10	S.M.	Diseño	G. ZARATE
C1	AS BUILT	26/02/11	J.I.	Revisó	S. ARANA
Revisión	Nota	Fecha	Nomb./Aprob.	F. GUIO	

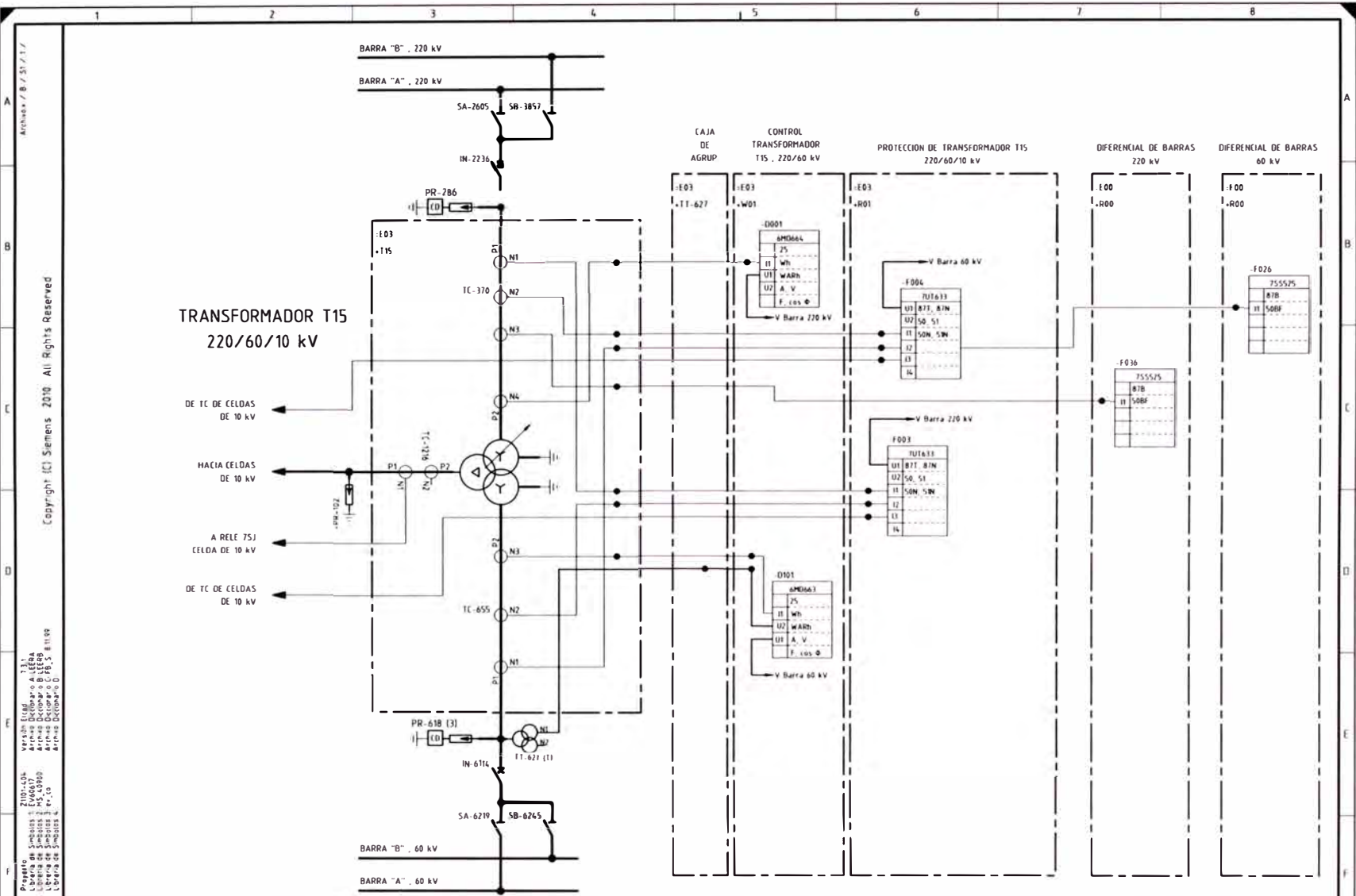


Siemens

ESQUEMA LOGICO ENCLAVAMIENTOS
 APERTURA INTERRUPTOR LXX0
 CAMPO TIPICO - TRANSFORMADOR 60 kV
 Diagrama de circuito

PE-AMPS-GT-108-2009-PIU 63 146	
34-31-1-0037	(4)G691074-Z1101-BM2-404-C1

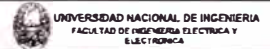
M2	Hoja 7-
	7 H.



Copyright (C) Siemens 2010 All Rights Reserved

Proyecto: Subest. 21101-01
 Versión: 01
 Fecha: 08/09/10
 Autor: G. ZARATE
 Revisó: S. ARANA
 Aprobó: F. GUIDO
 Empresa: Siemens S.A.
 Calle: 14 de Julio 1000
 Montevideo, Uruguay
 C.P. 11400

A2	INI-PE-638/1023 07 10	S.M.	Fecha	05 01 10
B1	S FABRICA	08 09 10	S.M.	Diseño G. ZARATE
C1	AS BUILT	26 02 11	J.L.	Revisó S. ARANA
Revisión	Nota	Fecha	Nomb/Aprob.	F. GUIDO



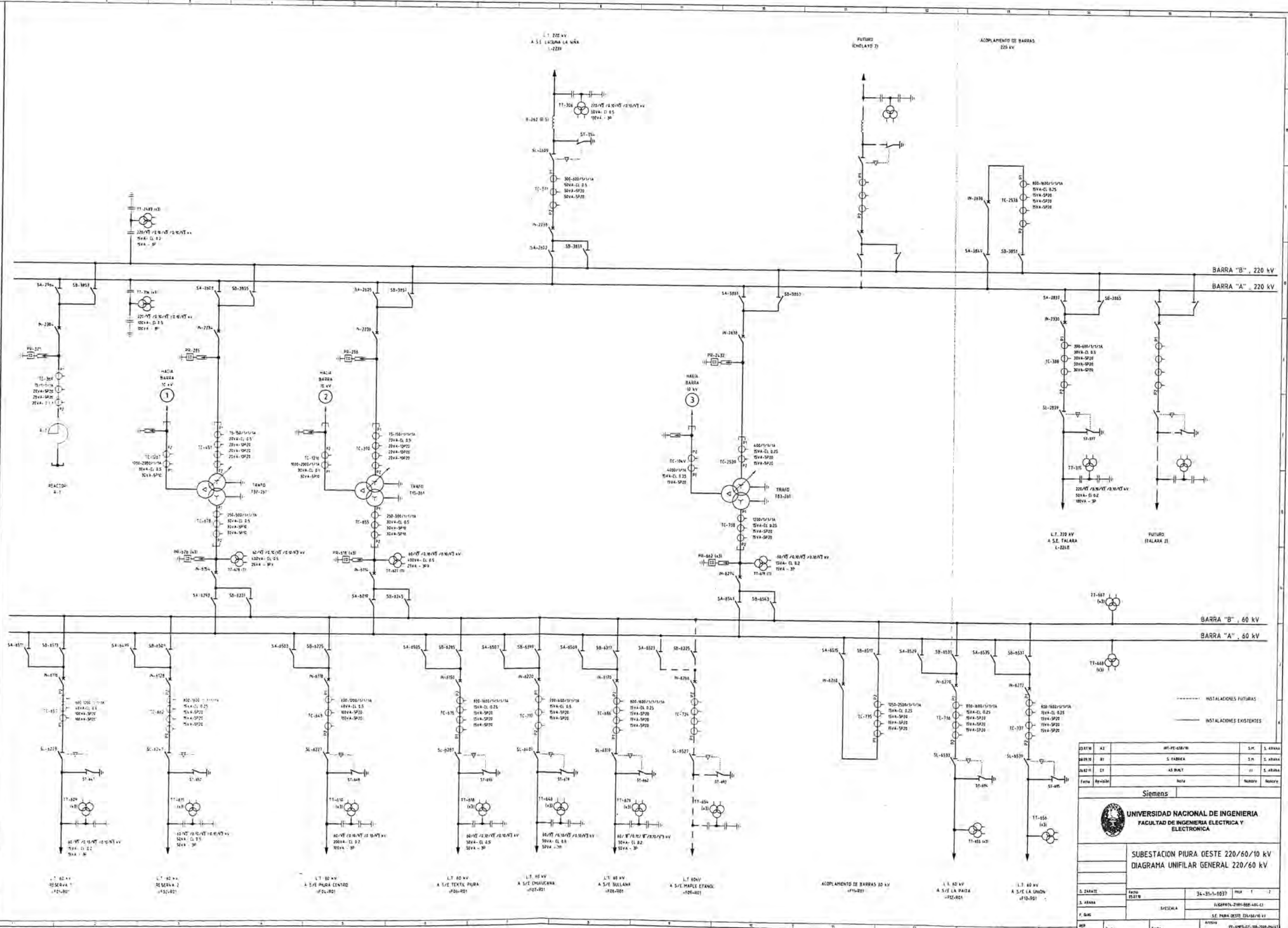
Siemens

DISEÑO BÁSICO
 DISTRIBUCIÓN DE TENSION Y CORRIENTE
 CAMPO DE TRANSFORMADOR T15
 Diagrama de recuento

PE-AMPS-GT-108-2009-PIU 63 146		
34-31-1-0037	(4)G691074-Z1101-BS1-404-C1	

S1	Hoja 1*
T H	

ANEXO B



3187M	42	INT. PE-43M/M	S.M.	S. ARANA
3189M	81	S. FABRICA	S.M.	S. ARANA
3182M	17	AS. BUNT	II	S. ARANA
Fecha	Revisión	Nota	Nombre	Moneda

Siemens			
UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA			
SUBSTACION PIURA GESTE 220/60/10 kV DIAGRAMA UNIFILAR GENERAL 220/60 kV			
S. ZARATE	Fecha: 31-1-0937	Hoja: 1	Total: 2
S. ARANA	Proyecto: S/2344	Escala: 1:10000 (2000-2000-400-1)	
F. BUN	S.E. PARA GESTE 220/60/10 kV		
IMP	Fecha:	Fecha:	Archivo: PE-43M-07-108-2000-0413

Diagramas Esquemáticos

Para

Ciente

ISA REP

Usuario

AMPLIACION 5 - ZONA NORTE

Instalación

SUBESTACION PIURA OESTE
220/60/10 kV

Parte de la Instalación

DISEÑOS MECANICOS DE TABLEROS
DE CONTROL Y PROTECCION

Original firmado en folder del proyecto

				Diseño	J. GUILLEN	
C1	AS BUILT	31.01.11	J. GUILLEN	Revisó	S. ARANA	
Rev.	Nota	Fecha	Nomb.	Aprob.	F. GUIO	

Pedido Número

343110037

Fecha de Emisión

01.02.10

Documento del Cliente No.

PE-AMP5-GT-108-2009-PIU.6B.149

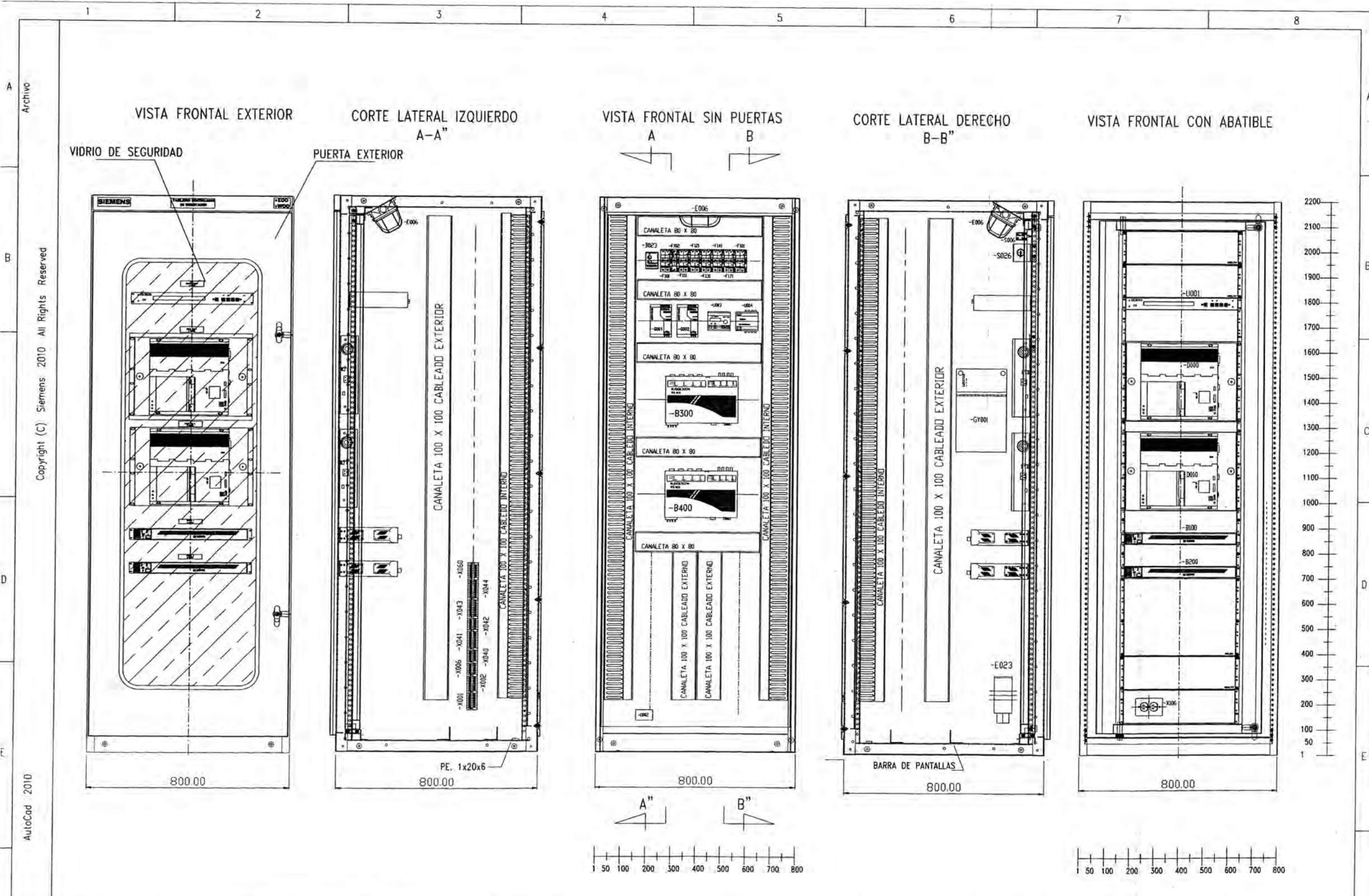


Designación de la Documentación

A / = / A1

Documento de Fabricación No.

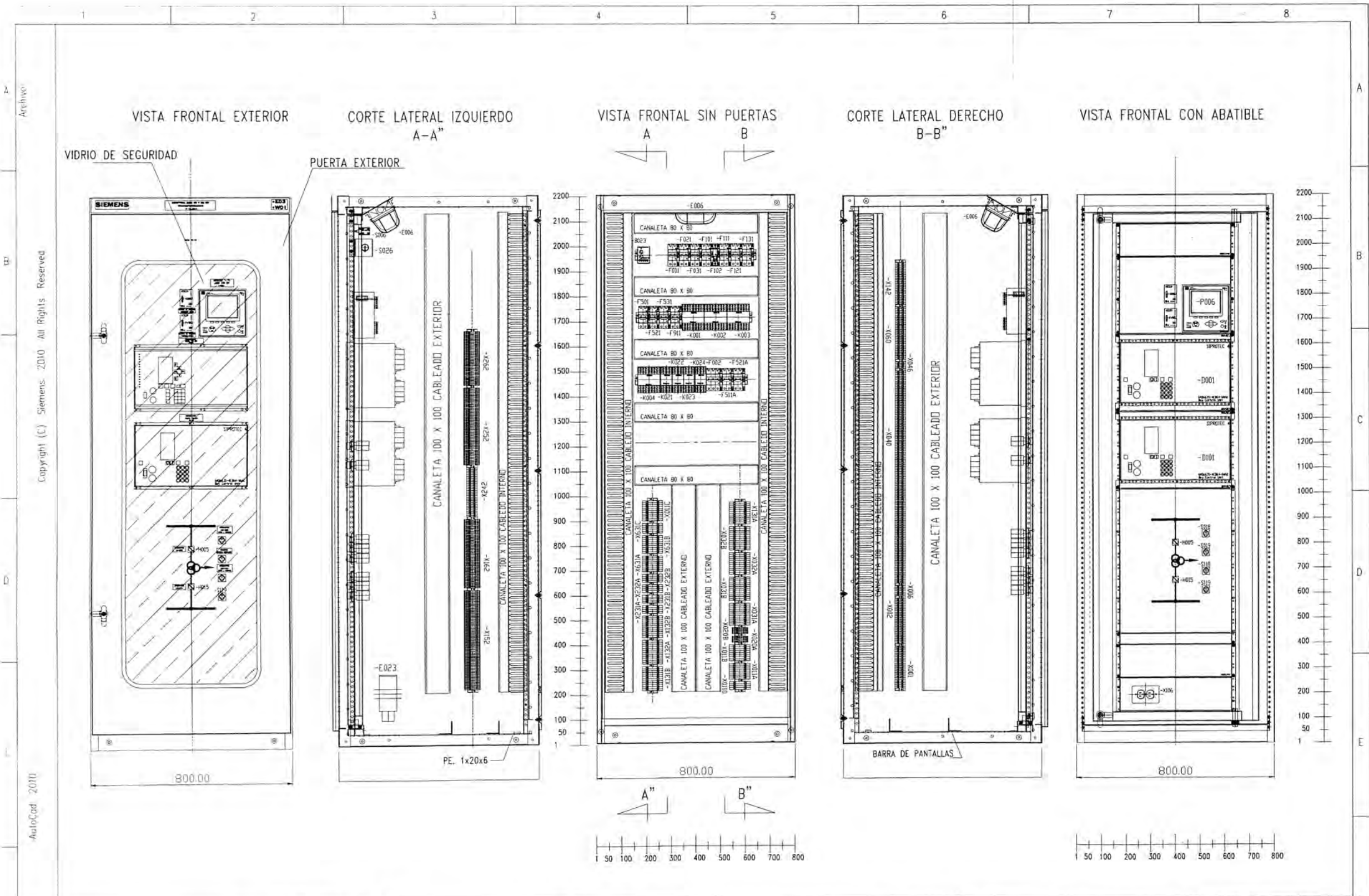
(3)G691074-Z1101-SZ407



Copyright (C) Siemens 2010 All Rights Reserved

AutoCad 2010

Revisión	Nota	Fecha	Nomb.	Aprobó	W.CARRANZA	Origen/Sust a./Sust. por :		DISEÑO MECANICO TABLERO CONTROLADOR DE SUBESTACION SALA DE CONTROL	PE-AMP5-GT-108-2009-PIU.63.149 343110037	<1>G691074-Z1101-AAB-SZ407-C1	=E00 B +W00 BC Hoja: 1+ 3 Hojas
B1	S. FABRICA	01/10/10	SARANA	Diseño	ED-W						
C1	AS BUILT	31/01/11	SF.	Revisó	D.GÓMEZ						



Copyright (C) Siemens 2010 All Rights Reserved

AutoCad 2010

Revisión	Nota	Fecha	Nomb	Aproba	W.CARRANZA	Origen/Sust a./Sust. por :
B1	S. FABRICA	01/10/10	SARANA	Diseño	ED-W	
C1	AS BUILT	31/01/11	SF.	Revisó	D.GÓMEZ	
				Fecha	18/05/2010	



Siemens

DISEÑO MECANICO TABLERO
 CASETA 1 - TABLERO DE CONTROL
 TRAFD T-15 220/60 kV

343110037	(4) G691074-Z1101-AAB-SZ407-C1	PE-AMP5-GT-108-2009-PIU.63.149	=E03	BC
			+W01	Hoja: 3-
				3 Hojas

ANEXO C

SIPROTEC 4 6MD66 High-Voltage Bay Control Unit

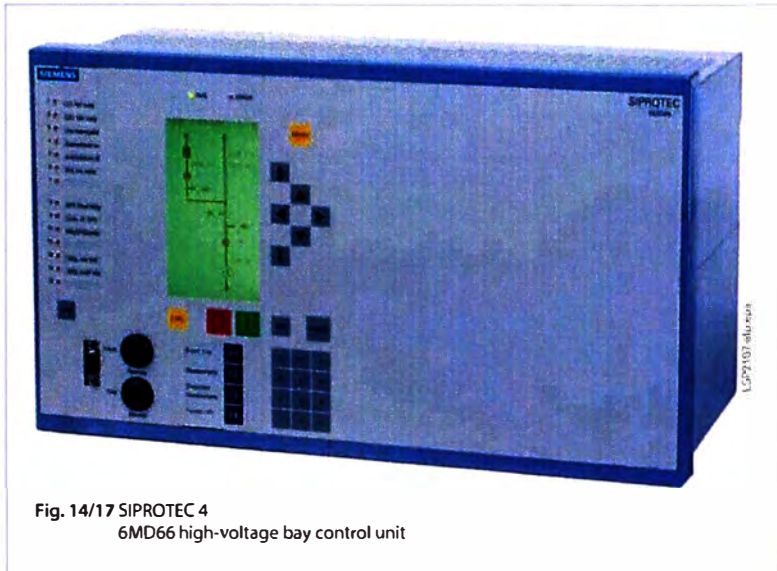


Fig. 14/17 SIPROTEC 4
6MD66 high-voltage bay control unit

Description

The 6MD66 high-voltage bay control unit is the control unit for high voltage bays from the SIPROTEC 4 relay series. Because of its integrated functions, it is an optimum, low-cost solution for high-voltage switchbays.

The 6MD66 high-voltage bay control unit also has the same design (look and feel) as the other protection and combined units of the SIPROTEC 4 relay series. Configuration is performed in a standardized way with the easy-to-use DIGSI 4 configuration tool.

For operation, a large graphic display with a keyboard is available. The important operating actions are performed in a simple and intuitive way, e.g. alarm list display or switchgear control. The operator panel can be mounted separately from the unit, if required. Thus, flexibility with regard to the mounting position of the unit is ensured. Integrated key-operated switches control the switching authority and authorization for switching without interlocking. High-accuracy measurement ($\pm 0.5\%$) for voltage, current and calculated values P and Q are another feature of the unit.

Function overview

Application

- Integrated synchro-check for synchronized closing of the circuit-breaker
- Automation can be configured easily by graphic means with CFC
- Flexible, powerful measured-value processing
- Connection for 4 voltage transformers, 3 current transformers, two 20 mA transducers
- Volume of signals for high voltage
- Up to 14 1 1/2-pole circuit-breakers can be operated
- Up to 11 2-pole switching devices can be operated
- Up to 65 indication inputs, up to 45 command relays
- Can be supplied with 3 volumes of signals as 6MD662 (35 indications, 25 commands), 6MD663 (50 indications, 35 commands) or 6MD664 (65 indications, 45 commands); number of measured values is the same
- Switchgear interlocking
- Inter-relay communication with other devices of the 6MD66 series, even without a master station interface with higher level control and protection
- Suitable for redundant master station
- Display of operational measured values V , I , P , Q , S , f , $\cos \varphi$ (power factor) (single and three-phase measurement)
- Limit values for measured values
- Can be supplied in a standard housing for cubicle mounting or with a separate display for free location of the operator elements
- 4 freely assignable function keys to speed up frequently recurring operator actions

Communication interfaces

- System interface
 - IEC 61850 Ethernet
 - IEC 60870-5-103 protocol
 - PROFIBUS-FMS/-DP
 - Service interface for DIGSI 4 (modem)
 - Front interface for DIGSI 4
 - Time synchronization via IRIG B/DCF: 77

Functions

Communication

With regard to communication between components, particular emphasis is placed on the SIPROTEC 4 functions required for energy automation.

- Every data item is time-stamped at its source, i.e. where it originates.
- Information is marked according to where it originates from (e.g. if a command originates “local” or “remote”)
- The feedback to switching processes is allocated to the commands.
- Communication processes the transfer of large data blocks, e.g. file transfers, independently.
- For the reliable execution of a command, the relevant signal is first acknowledged in the unit executing the command. A check-back indication is issued after the command has been enabled (i.e. interlocking check, target = actual check) and executed.

In addition to the communication interfaces on the rear of the unit, which are equipped to suit the customer’s requirements, the front includes an RS232 interface for connection of DIGSI. This is used for quick diagnostics as well as for the loading of parameters. DIGSI 4 can read out and represent the entire status of the unit online, thus making diagnostics and documentation more convenient. It is in principle possible to implement other communication protocols upon request.

Control

The bay control units of the 6MD66 series have command outputs and indication inputs that are particularly suited to the requirements of high-voltage technology. As an example, the 2-pole control of a switching device is illustrated (see Fig. 14/18). In this example, two poles of the circuit-breaker are closed and 1 pole is open. All other switching devices (disconnectors, earthing switches) are closed and open in 1½-pole control. A maximum of 14 switching devices can be controlled in this manner.

A complete 2-pole control of all switching devices (see Fig. 14/19) is likewise possible. However more contacts are required for this. A maximum of 11 switching devices can be controlled in this manner.

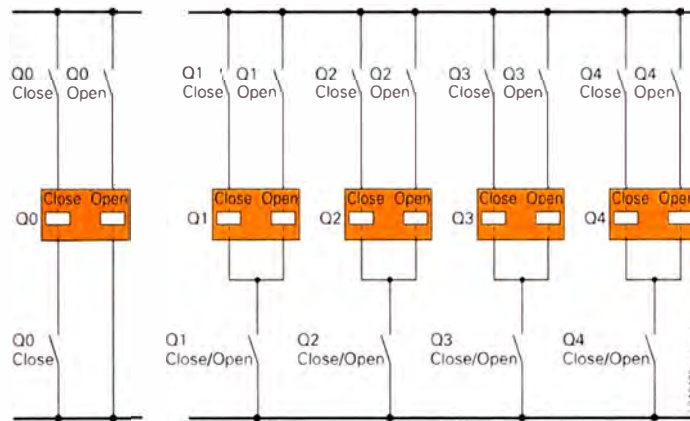


Fig. 14/18 Connection diagram of the switching devices (circuit-breaker 2 poles closed, 1 pole open; disconnector/earthing switch 1½ pole)

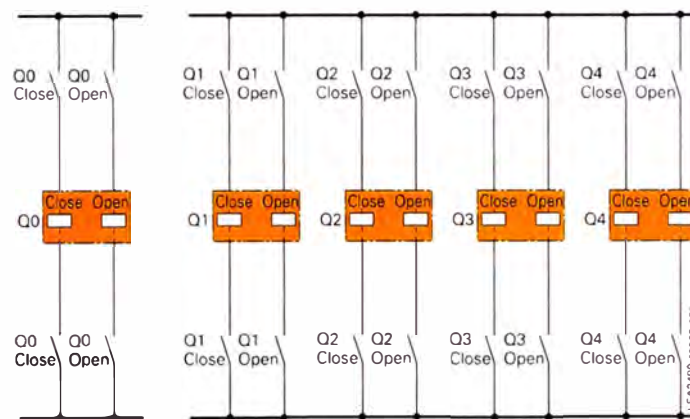


Fig. 14/19 2-pole connection diagram of circuit-breakers and disconnectors

A possible method to connect the switching devices to the bay control unit 6MD66 is shown in Fig 14/20. There it is shown how three switching devices Q0, Q1, and Q2 are connected using 1½ pole control.

Functions

Switchgear interlockings

Using the CFC (Continuous Function Chart) available in all SIPROTEC 4 units, the bay interlock conditions can, among other things, be conveniently configured graphically in the 6MD66 bay control unit. The inter-bay interlock conditions can be checked via the "inter-relay communication" (see next section) to other 6MD66 devices. With the introduction of IEC 61850 communication, the exchange of information for interlocking purposes is also possible via Ethernet. This is handled via the GOOSE message method. Possible partners are all other bay devices or protection devices which support IEC 61850-GOOSE message.

In the tests prior to command output, the positions of both key-operated switches are also taken into consideration. The upper key-operated switch corresponds to the S5 function (local/remote switch), which is already familiar from the 8TK switchgear interlock system. The lower key-operated switch effects the changeover to non-interlocked command output (S1 function). In the position "Interlocking Off" the key cannot be withdrawn, with the result that non-operation of the configured interlocks is immediately evident.

The precise action of the key-operated switch can be set using the parameter "switching authority".

With the integrated function "switchgear interlocking" there is no need for an external switchgear interlock device.

Furthermore, the following tests are implemented (parameterizable) before the output of a command:

- Target = Actual, i.e. is the switching device already in the desired position?
- Double command lockout, i.e. is another command already running?
- Individual commands, e.g. earthing control can additionally be secured using a code.

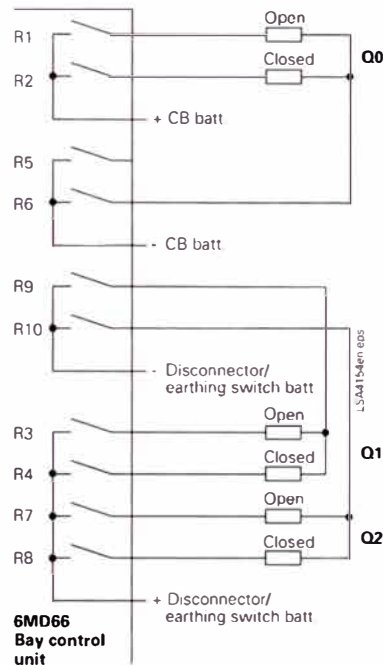


Fig. 14/20
Typical connection for 1½-pole control

Functions

Synchronization

The bay control unit can, upon closing of the circuit-breaker, check whether the synchronization conditions of both partial networks are met (synchro-check). Thus an additional, external synchronization device is not required. The synchronization conditions can be easily specified using the configuration system DIGSI 4. The unit differentiates between synchronous and asynchronous networks and reacts differently upon connection:

In synchronous networks there are minor differences with regard to phase angle and voltage moduli and so the circuit-breaker response time does not need to be taken into consideration. For asynchronous networks however, the differences are larger and the range of the connection window is traversed at a faster rate. Therefore it is wise here to take the circuit-breaker response time into consideration. The command is automatically dated in advance of this time so that the circuit-breaker contacts close at precisely the right time.

Fig. 14/21 illustrates the connection of the voltages.

As is evident from Fig. 14/21, the synchronization conditions are tested for one phase. The important parameters for synchronization are:

$$|U_{\min}| < |U| < |U_{\max}|$$

(Voltage modulus)

$$\Delta\varphi < \Delta\varphi_{\max}$$

(Angle difference)

$$\Delta f < \Delta f_{\max}$$

(Frequency difference)

Using the automation functions available in the bay control unit, it is possible to connect various reference voltages depending on the setting of a disconnector. Thus in the case of a double busbar system, the reference voltage of the active busbar can be automatically used for synchronization (see Fig. 14/22).

Alternatively the selection of the reference voltage can also take place via relay switching, if the measurement inputs are already being used for other purposes.

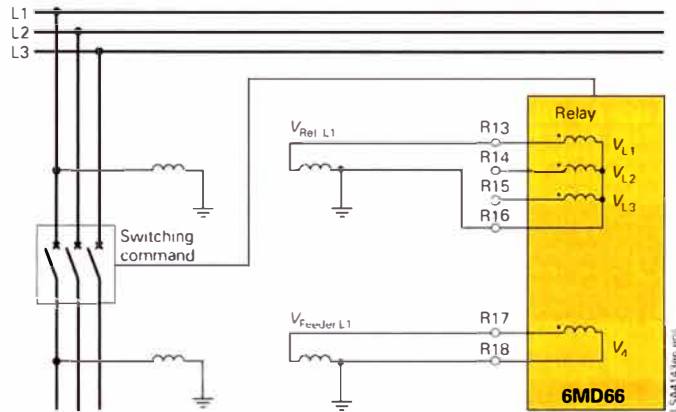


Fig. 14/21
Connection of the measured values for synchronization

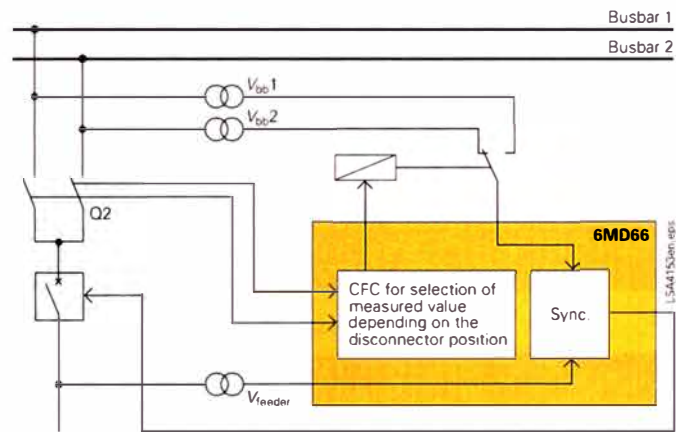


Fig. 14/22
Voltage selection for synchronization with duplicate busbar system

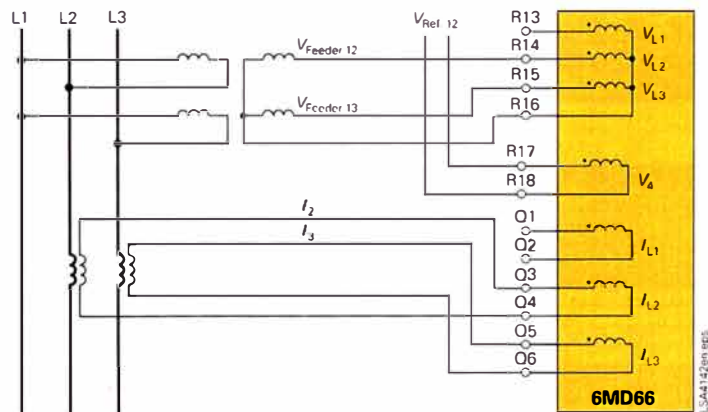


Fig. 14/23
Simultaneous connection of measured values according to a two-wattmeter circuit and synchronization

Functions

Synchronization

The bay control unit offers the option of storing various parameter sets (up to eight) for the synchronization function and of selecting one of these for operation. Thus the different properties of several circuit-breakers can be taken into consideration. These are then used at the appropriate time. This is relevant if several circuit-breakers with e.g. different response times are to be served by one bay control unit.

The measured values can be connected to the bay control unit in accordance with Fig. 14/21 (single-phase system) or Fig. 14/23 (two-wattmeter circuit).

The synchronization function can be parameterized via four tabs in DIGSI.

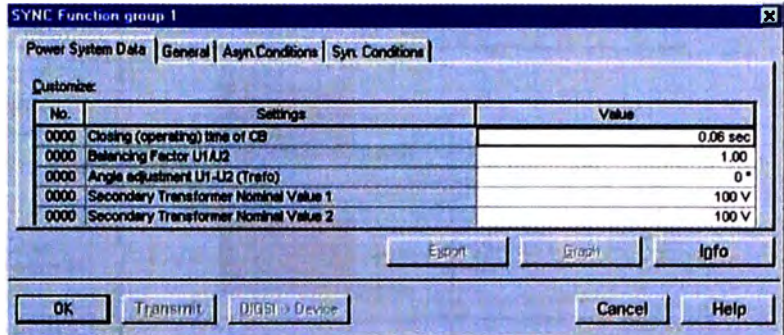


Fig. 14/24 "Power System Data", sheet for parameters of the synchronization function

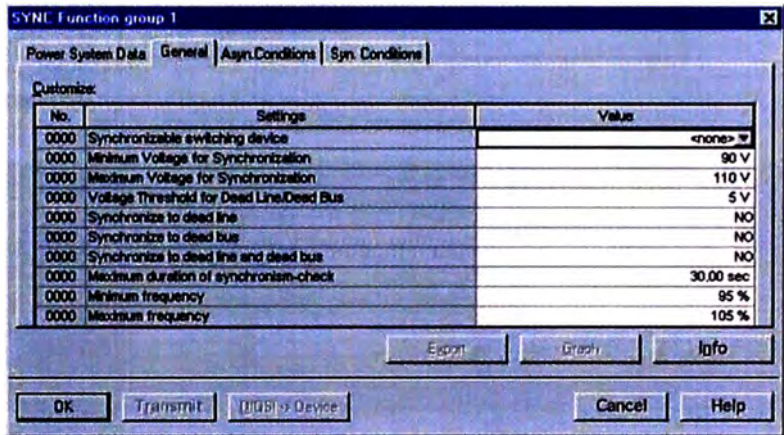


Fig. 14/25 General parameters of the synchronization function

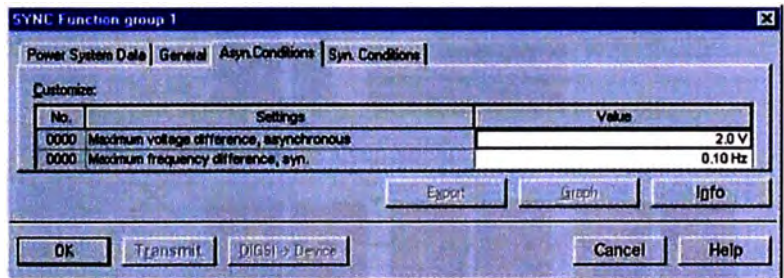


Fig. 14/26 Parameter page for asynchronous networks

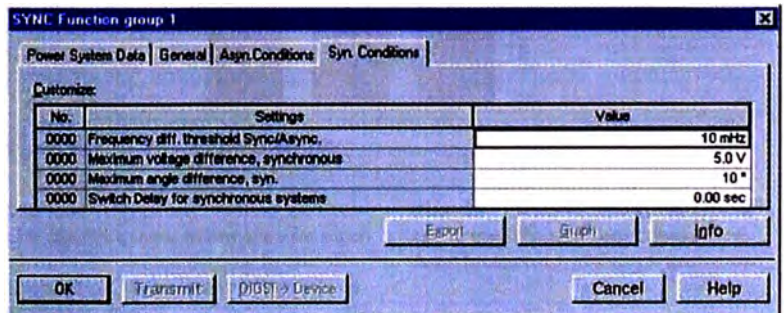


Fig. 14/27 Parameter page for asynchronous networks

Communication

Communication

The device is not only able to communicate to the substation control level via standard protocol like IEC 61850, IEC 60870-5-103 or others. It is also possible to communicate with other bay devices or protection devices. Two possibilities are available.

Inter-relay-communication

The function "inter-relay-communication" enables the exchange of information directly between 6MD66 bay controller devices. The communication is realized via Port "C" of the devices, so it is independent from the substation communication port "B". Port "C" is equipped with a RS485 interface. For communication over longer distances, an external converter to fiber-optic cable can be used.

An application example for inter-relay-communication is shown in Fig. 14/29. Three 6MD66 devices are used for control of a 1½ circuit-breaker bay. One device is assigned to each of the three circuit-breakers. By this means, the redundancy of the primary equipment is also available on the secondary side. Even if one circuit-breaker fails, both feeders can be supplied. Control over the entire bay is retained, even if one bay control unit fails. The three bay control units use the inter-relay-communication for interchange of switchgear interlocking conditions. So the interlocking is working completely independent from the substation control level.

IEC 61850-GOOSE

With the communication standard IEC 61850, a similar function like inter-relay-communication is provided with the "GOOSE" communication to other IEC 61850-devices. Since the standard IEC 61850 is used by nearly all SIPROTEC devices and many devices from other suppliers, the number of possible communication partners is large.

The applications for IEC 61850-GOOSE are quite the same as for inter-relay-communication. The most used application is the interchange of switchgear interlocking information between bay devices. GOOSE uses the IEC 61850 substation Ethernet, so no separate communication port is needed. The configuration is shown in Fig. 14/30. The SIPROTEC devices are connected via optical Ethernet and grouped by voltage levels (110 kV and 20 kV). The devices in the same voltage level can interchange the substation-wide interlocking information. GOOSE uses the substation Ethernet.

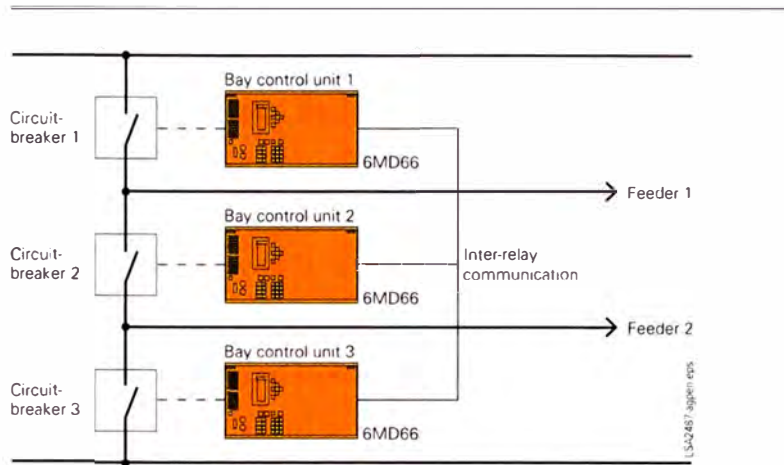


Fig. 14/28 Typical application: 1½ circuit-breaker method (disconnecter and earthing switch not shown)

	Display unit	Source		Type	Destination	
		Long lead	Short lead		6MD66 PIC 1 Coupling	6MD66 PIC 2 Feeder
6MD66 PIC 1 Coupler	Q0	Q0	CM		Q0Coupling	
	Q1	Q1	CM		Q1 Coupling	
	Q2	Q2	CM		Q2Coupling	
6MD66 PIC 2 Feeder	Q0	Q0	CM			
	Q1	Q1	CM			
	Q2	Q2	CM			
	Q6	Q6	CM			
	Q8	Q8	CM			

Fig. 14/29 Connection matrix of inter-relay communication in DIGSI 4

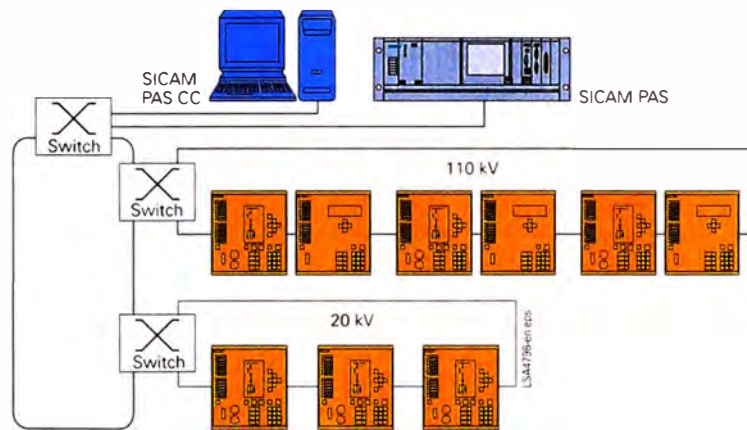


Fig. 14/30 Connection for IEC 61850-GOOSE communication

Like inter-relay-communication, GOOSE also supplies a status information for supervision of the communication. In case of interruption, the respective information is marked as "invalid".

Therefore, non-affected information still can be used for interlocking, and a maximum functional availability is guaranteed.

Functions

Measured-value processing

Measured-value processing is implemented by predefined function modules, which are likewise configured using DIGSI 4.

The transducer modules are assigned in the DIGSI 4 assignment matrix to current and voltage channels of the bay control unit. From these input variables, they form various computation variables (see Table 14/1).

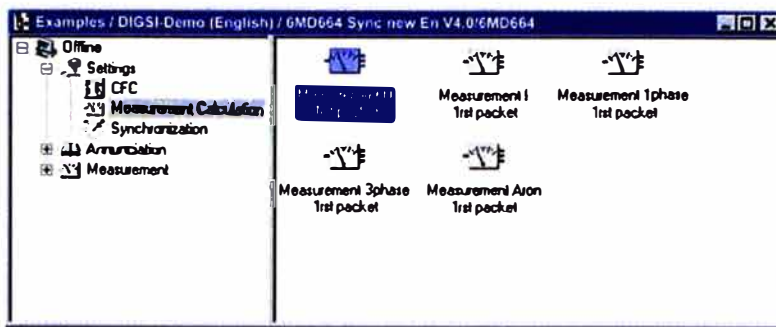


Fig. 14/31
DIGSI 4 Parameter view – transducer packages

The individual transducer modules can be activated in the functional scope of the unit and will then appear in the DIGSI 4 assignment matrix with the input channels and output variables from Table 1. The output variables can then be assigned to the system interface or represented in the measured value window in the display.

Name of the transducer module	Max. availability of transducers on the unit (can be set via the functional scope)	Required input channels	Calculated variables (= output variables)
Transducer V	x 1	V	V, f
Transducer I	x 1	I	I, f
Transducer 1 phase	x 3	V, I	V, I, P, Q, S, φ , $\cos \varphi$ (PF), $\sin \varphi$, f
Transducer 3 phase	x 1	V1, V2, V3, I1, I2, I3	V0, V1, V2, V3, V12, V23, V31, I0, I1, I2, I3, P, Q, S, φ , $\cos \varphi$ (PF), $\sin \varphi$, f
Transducer two-wattmeter circuit	x 1	V1, V2, I1, I2	V12, V13, I2, I3, P, Q, S, φ , $\cos \varphi$ (PF), $\sin \varphi$, f

Table 14/1
Properties of measured-value processing

Sample presentation of the measured value display.

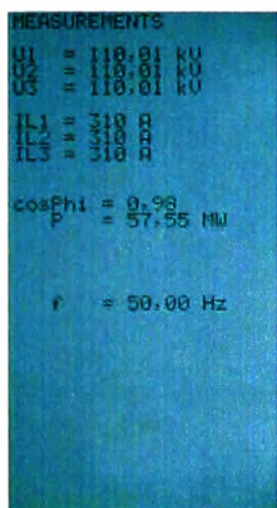


Fig. 14/32

Functions

The connection of the input channels can be chosen without restriction. For the two-wattmeter circuit, the interface connection should be selected in accordance with Fig. 14/33. The two-wattmeter circuit enables the complete calculation of a three-phase system with only two voltage and two current transformers.

Metered values

For internal metering, the unit can calculate an energy metered value from the measured current and voltage values. If an external meter with a metering pulse output is available, the bay control unit can obtain and process metering pulses via an indication input.

The metered values can be displayed and passed on to a master unit. A distinction is made between forward, reverse, active and reactive power (\pm kWh, \pm kvarh).

Automation

With integrated logic, the user can set, via a graphic interface (CFC, Continuous Function Chart), specific functions for the automation of switchgear or substation. Functions are activated via function keys, binary input or via communication interface. Processing of internal indications or measured values is also possible.

Switching authorization/ Key-operated switch

The switching authorization (control authorization) (interlocked/non-interlocked, corresponds to key-operated S1 in the 8TK interlock system) and the switching authority (local/remote, corresponds to key-operated S5 for 8TK) can be preset for the SIPROTEC 4 bay control unit using key-operated switches. The position of both keys is automatically evaluated by command processing. The key for operation without interlocks cannot be removed when in the position "non-interlocked", such that this mode of operation is immediately recognizable (see also page 14/23, Section "Switchgear interlockings").

Every change in the key-operated switch positions is logged.

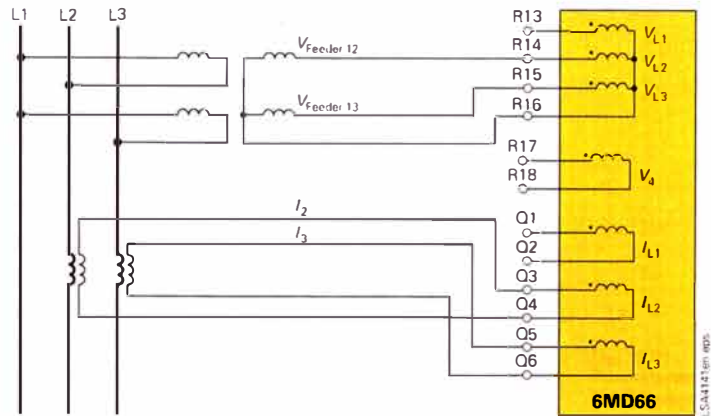


Fig. 14/33
Two-wattmeter circuit (connection to bay control unit)

Chatter blocking

Chatter blocking feature evaluates whether, in a configured period of time, the number of status changes of indication input exceeds a specified figure. If exceeded, the indication input is blocked for a certain period, so that the communication line to the master unit will not be overloaded by disturbed inputs.

For every binary input, it is possible to set separately whether the chatter blocking should be active or not. The parameters (number of status changes, test time, etc.) can be set once per unit.

Indication / measured value blocking

To avoid the transmission of information to the master unit during works on the bay, a transmission blocking can be activated.

Indication filtering

Indications can be filtered and delayed.

Filtering serves to suppress brief changes in potential at the indication input. The indication is passed on only if the indication voltage is still present after a set period of time.

The filter time can be set from 0 to 24 hours in 1 ms steps. It is also possible to set the filter time so that it can, if desired, be retriggered.

Furthermore, the hardware filter time can be taken into consideration in the time stamp; i.e. the time stamp of a message that is detected as arriving will be predated by the known, constant hardware filter time. This can be set individually for every message in a 6MD66 bay control unit.

Functions

Auto-Reclosure (ANSI 79)

The 6MD66 is equipped with an auto-reclosure function (AR). The function includes several operating modes:

- Interaction with an external device for auto-reclosure via binary inputs and binary outputs; also possible with interaction via IEC 61850-GOOSE
- Control of the internal AR function by external protection
- 3-pole auto-reclosure for all types of faults; different dead times are available depending on the type of the fault
- 1-pole auto-reclosure for 1-phase faults, no reclosing for multi-phase faults
- 1-pole auto-reclosure for 1-phase faults and 2-phase faults, no reclosing for multi-phase faults.
- 1-pole auto-reclosure for 1-phase and 3-pole auto-reclosure for multi-phase faults
- 1-pole auto-reclosure for 1-phase faults and 2-phase faults and 3-phase auto-reclosure for multi-phase faults
- Multiple-shot auto-reclosure
- Interaction with the internal synchro-check
- Monitoring of the circuit-breaker auxiliary contacts

In addition to the above-mentioned operating modes, several other operating principles can be employed by means of the integrated programmable logic (CFC). Integration of auto-reclosure in the feeder protection allows the line-side voltages to be evaluated. A number of voltage-dependent supplementary functions are thus available:

- **DLC**
By means of dead-line-check (DLC), reclosure is effected only when the line is deenergized (prevention of asynchronous breaker closure)
- **ADT**
The adaptive dead time (ADT) is employed only if auto-reclosure at the remote station was successful (reduction of stress on equipment).

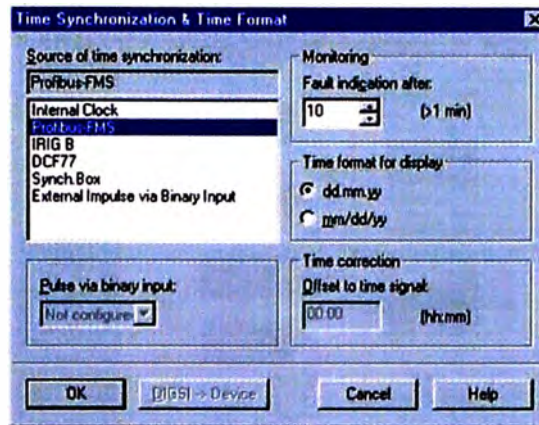


Fig. 14/34
Parameterization of time management

- **RDT**
Reduced dead time (RDT) is employed in conjunction with auto-reclosure where no teleprotection method is employed: When faults within the zone extension but external to the protected line of a distance protection are switched off for rapid auto-reclosure (RAR), the RDT function decides on the basis of measurement of the return voltage from the remote station which has not tripped whether or not to reduce the dead time.

Breaker failure protection (ANSI 50BF)

The 6MD66 incorporates a two-stage circuit-breaker failure protection to detect failures of tripping command execution, for example, due to a defective circuit breaker. The current detection logic is phase-selective and can therefore also be used in single-pole tripping schemes. If the fault current is not interrupted after a settable time delay has expired, a retrip command or a busbar trip command will be generated. The breaker failure protection can be initiated by external devices via binary input signals or IEC 61850 GOOSE messages.

Time management

The 6MD66 bay control units can, like the other units in the SIPROTEC 4 range, be provided with the current time by a number of different methods:

- Via the interface to the higher-level system control (PROFIBUS FMS or IEC 61850)
- Via the external time synchronization interface on the rear of the unit (various protocols such as IRIG B and DCF77 are possible)
- Via external minute impulse, assigned to a binary input
- From another bay control unit by means of inter-relay communication
- Via the internal unit clock.

Fig. 14/34 illustrates the settings that are possible on the DIGSI interface.

DIGSI 4 Configuration tool

The PC program DIGSI 4 is used for the convenient configuration of all SIPROTEC 4 units. Data exchange with the configuration tool plusTOOLS of the energy automation system SICAM is possible, such that the bay level information needs only be entered once. Thus errors that could arise as a result of duplicated entries are excluded.

DIGSI 4 offers the user a modern and intuitive Windows interface, with which the units can be set and also read out.

DIGSI 4 configuration matrix

The DIGSI 4 configuration matrix allows the user to see the overall view of the unit configuration at a glance (see Part 3, Fig. 3/2). For example, all allocations of the binary inputs, the output relays and the LEDs are shown at a glance. And with one click of the button, connections can be switched. Also the measuring and metering values are contained in this matrix.

Commissioning

Special attention has been paid to commissioning. All binary inputs and outputs can be read and set directly. This can simplify the wire checking process significantly for the user.

CFC: Reduced time and planning for programming logic

With the help of the CFC (Continuous Function Chart), you can configure interlocks and switching sequences simply by drawing the logic sequences; no special knowledge of software is required. Logical elements, such as AND, OR and time elements, measured limit values, etc. are available.

Display editor

A convenient display editor is available to design the display on SIPROTEC 4 units (see Part 3, Fig. 3/6). The predefined symbol sets can be expanded to suit the user. Drawing a single-line diagram is extremely simple. Operational measured values (analog values) in the unit can be placed where required.

In order to also display the comprehensive plant of the high-voltage switchgear and controlgear, the feeder control display of the 6MD66 bay control unit can have a number of pages.

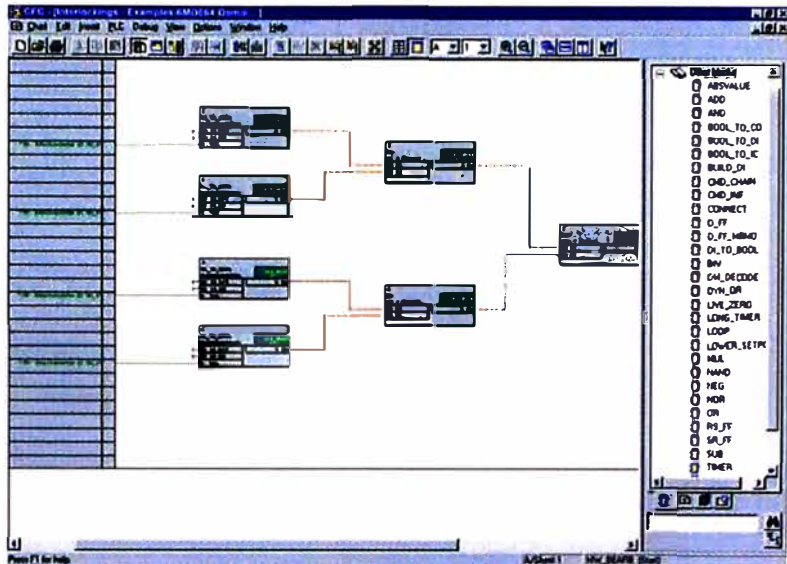


Fig. 14/35
CFC plan for interlocking logic (example)

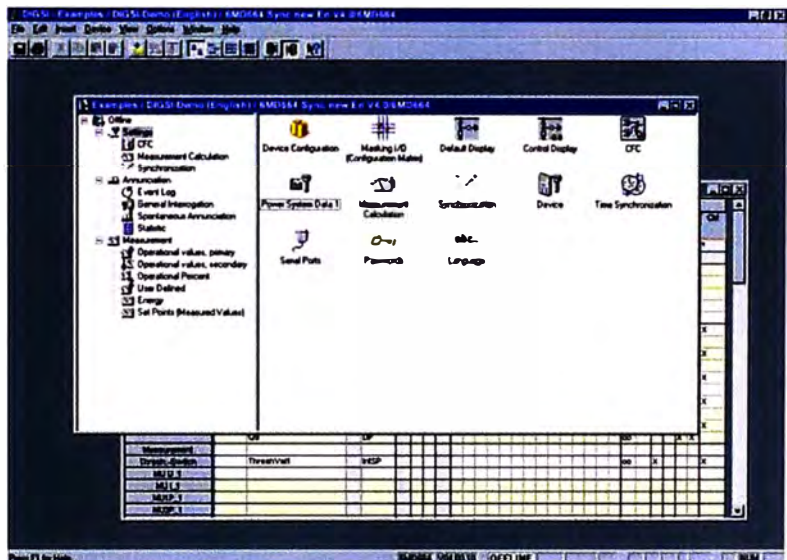


Fig. 14/36
General configuration view of the bay control unit

In this process, several pages of a control display can be configured under one another, and the user can switch between them using the cursor. The number of pages, including the basic display and the feeder control display, should not exceed 10, as otherwise the memory in the unit will be completely occupied.

Fig. 14/36 illustrates the general view of the 6MD66 bay control unit on the DIGSI 4 configuration interface.

As is the case with the SIPROTEC 4 protection units, there is an icon called "Functional Scope". It enables the configuration of measured-value processing and the synchronization function and the protection functions (auto-reclosure and breaker failure protection).

Technical data

General unit data

Analog inputs

Rated frequency	50 or 60 Hz (adjustable, depending on the order number)
Rated current I_N	1 or 5 A (can be changed via plug-in jumper)
Rated voltage V_N	100 V, 110 V, 125 V, 100 V/ $\sqrt{3}$, 110 V/ $\sqrt{3}$ can be adjusted using parameters
Power consumption at $I_N = 1A$ at $I_N = 5A$ Voltage inputs	< 0.1 VA < 0.5 VA < 0.3 VA with 100 V
Measurement range current I	Up to 1.2 times the rated current
Thermal loading capacity	12 A continuous, 15 A for 10 s, 200 A for 1 s
Measurement range voltage V	Up to 170 V (rms value)
Max. permitted voltage	170 V (rms value) continuous
Transducer inputs	
Measurement range	± 24 mA DC
Max. permitted continuous current	± 250 mA DC
Input resistance, recorded power loss at 24 mA	10 $\Omega \pm 1\%$ 5.76 mW

Power supply

Rated auxiliary voltages	24 to 48 V DC, 60 to 125 V DC, 110 to 250 V DC
Permitted tolerance	-20 % to +20 %
Permitted ripple of the rated auxiliary voltage	15 %
Power consumption	
Max. at 60 to 250 V DC	20 W
Max. at 24 to 48 V DC	21.5 W
Typical at 60 to 250 V DC	17.5 W
Typical at 24 to 48 V DC	18.5 W
(typical = 5 relays picked up + live contact active + LCD display illuminated + 2 interface cards plugged in)	
Bridging time	
at 24 and 60 V DC	≥ 20 ms
at 48 and ≥ 110 V DC	≥ 50 ms

Binary inputs

Number	
6MD662	35
6MD663	50
6MD664	65
Rated voltage range	24 to 250 V DC (selectable)
Pick-up value (range can be set using jumpers for every binary input)	17, 73 or 154 V DC
Function (allocation)	Can be assigned freely
Minimum voltage threshold (presetting)	
for rated voltage 24, 48, 60 V	17 V DC
for rated voltage 110 V	73 V DC
for rated voltage 220, 250 V	154 V DC
Maximum permitted voltage	300 V DC

Binary inputs (cont'd)

Current consumption, excited for 3 ms	approx. 1.5 mA approx. 50 mA to increase pickup time
Permitted capacitive coupling of the indication inputs	220 nF
Minimum impulse duration for message	4.3 ms
Output relay	
Live contact	1 NC/NO (can be set via jumper: Factory setting is "Break contact", i.e. the contact is normally open but then closes in the event of an error)
Number of command relays, single pole	
6MD662	25, grouping in 2 groups of 4, 1 group of 3, 6 groups of 2 and two ungrouped relays
6MD663	35, grouping in 3 groups of 4, 1 group of 3, 9 groups of 2 and two ungrouped relays
6MD664	45, grouping 4 groups of 4, 1 group of 3, 12 groups of 2 plus two ungrouped relays

Switching capacity, command relay

Make	max. 1000 W/VA
Break	max. 30 VA
Break (at L/R ≤ 50 ms)	25 VA
Max. switching voltage	250 V
Max. contact continuous current	5 A
Max. (short-duration) current for 4 s	15 A
Switching capacity, live contact ON and OFF	20 W/VA
Max. switching voltage	250 V
Max. contact continuous current	1 A
Max. make-time	8 ms
Max. chatter time	2.5 ms
Max. break time	2 ms

LED

Number	
RUN (green)	1
ERROR (red)	1
Display (red), function can be allocated	14

Unit design

Housing 7XP20	For dimensions drawings, see part 17
Type of protection acc. to EN60529	
in the surface-mounting housing	IP20
in the flush-mounting housing	
front	IP51
rear	IP20
Weight	
Flush-mounting housing, integrated local control	
6MD663	approx. 10.5 kg
6MD664	approx. 11 kg
Surface-mounting housing, without local control, with assembly angle	
6MD663	approx. 12.5 kg
6MD664	approx. 13 kg
Detached local control	approx. 2.5 kg

Technical data**Serial Interfaces****System interfaces**

PROFIBUS FMS,
Hardware version depending on
Order No.:

PROFIBUS fiber optic cable	ST connector
Baud rate	max 1.5 Mbaud
Optical wave length	820 nm
Permissible path attenuation	max. 8 dB for glassfiber 62.5/125 µm
Distance, bridgeable	max. 1.5 km
PROFIBUS RS485	9-pin SUB-D connector
Baud rate	max. 12 Mbaud
Distance, bridgeable	max. 1000 m at 93.75 kBaud max. 100 m at 12 Mbaud
PROFIBUS RS232	9-pin SUB-D connector
Baud rate	4800 to 115200 baud
Distance, bridgeable	max. 15 m

Time synchronization DCF77/IRIG B signal

Connection	9-pin SUB-D connector
Input voltage level	either 5 V, 12 V or 24 V
Connection allocation	Pin 1 24 V input for minute impulse
	Pin 2 5 V input for minute impulse
	Pin 3 Return conductor for minute impulse
	Pin 4 Return conductor for time message
	Pin 7 5 V input for minute impulse
	Pin 8 24 V input for time message
	Pin 5, 9 Screen
	Pin 6 Not allocated

Message type (IRIG B, DCF, etc.) Can be adjusted using parameters

Control interface for RS232 DIGSI 4

Connection	Front side, non-isolated, 9-pin SUB-D connector
------------	-------------------------------------------------

DIGSI 4 interface (rear of unit)

Fiber optic	ST connector
Baud rate	max. 1.5 Mbaud
Optical wave length	820 nm
Permissible path attenuation	max. 8 dB for glass fiber of 62.5/125 µm
Distance, bridgeable	max. 1.5 km
RS485	9-pin SUB-D connector
Baud rate	max. 12 Mbaud
Distance, bridgeable	max. 1000 m at 93.75 kBaud max. 100 m at 12 MBaud
RS232	9-pin SUB-D connector
Baud rate	4800 to 115200 Baud
Distance, bridgeable	max. 15 m

Interface for inter-unit communication

RS485	9-pin SUB-D connector
Baud rate	max. 12 Mbaud
Distance, bridgeable	max. 1000 m at 93.75 kBaud max. 100 m at 12 Mbaud

Electrical tests**Specifications**

Standards	IEC 60255 (product standards) ANSI/IEEE C37.90.0/1/2 UL 508 DIN 57435 Part 303 For further standards see specific tests
-----------	-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

Insulation tests

Standards	IEC 60255-5 and IEC 60870-2-1
Voltage test (100 % test)	2.5 kV (rms), 50 Hz
All circuits except for auxiliary supply, binary inputs, communication and time synchronization interfaces	
Voltage test (100 % test)	3.5 kV DC
Auxiliary voltage and binary inputs	
Voltage test (100 % test)	500 V (rms value), 50 Hz
only isolated communication and time synchronization interfaces	
Surge voltage test (type test)	5 kV (peak); 1.2/50 µs; 0.5 J;
All circuits except for communication and time synchronization interfaces, class III	3 positive and 3 negative surges at intervals of 5 s

EMC tests for noise immunity; type test

Standards	IEC 60255-6, IEC 60255-22 (product standards) EN 50082-2 (generic standard) DIN 57 435 Part 303
High frequency test	2.5 kV (peak value), 1 MHz; τ = 15 ms
IEC 60255-22-1, class III and DIN 57435 part 303, class III	400 pulses per s; duration 2 s
Discharge of static electricity	8 kV contact discharge; 15 kV air discharge; both polarities; 150 pF; R _i = 330 Ω
IEC 60255-22-2 class IV EN 61000-4-2, class IV	
Exposure to RF field, non-modulated IEC 60255-22-3 (report), class III	10 V/m; 27 to 500 MHz
Exposure to RF field, amplitude-modulated IEC 61000-4-3, class III	10 V/m; 80 to 1000 MHz; 80 % AM; 1 kHz
Exposure to RF field, pulse-modulated IEC 61000-4-3/ ENV 50204, class III	10 V/m; 900 MHz; repetition frequency 200 Hz; duty cycle 50 %
Fast transient interference bursts IEC 60255-22-4, IEC 61000-4-4, class IV	4 kV; 5/50 ns; 5 kHz; burst length = 15 ms; repetition frequency 300 ms; both polarities; R _i = 50 Ω; test duration 1 min
High-energy surge voltages (SURGE), IEC 61000-4-5 installation class III	Impulse: 1.2/50 µs
Auxiliary supply	common mode: 2 kV; 12 Ω, 9 µF differential mode: 1 kV; 2 Ω, 18 µF
Measurement inputs, binary inputs and relay outputs	common mode: 2 kV; 42 Ω, 0.5 µF differential mode: 1 kV; 42 Ω, 0.5 µF
Conducted RF, amplitude-modulated IEC 61000-4-6, class III	10 V; 150 kHz to 80 MHz; 80 % AM; 1 kHz
Magnetic field with power frequency IEC 61000-4-8, class IV; IEC 60255-6	30 A/m continuous; 300 A/m for 3 s; 50 Hz 0.5 mT; 50 Hz

Technical data**EMC tests for noise immunity; type test (cont'd)**

Oscillatory surge withstand capability ANSI/IEEE C37.90.1	2.5 to 3 kV (peak); 1 to 1.5 MHz damped wave; 50 surges per second; duration 2 s; $R_i = 150$ to 200Ω
Fast transient surge withstand capability ANSI/IEEE C37.90.1	4 to 5 kV; 10/150 ns; 50 impulses per second; both polarities; duration 2 s; $R_i = 80 \Omega$
Radiated electromagnetic interference ANSI/IEEE C37.90.2	35 V/m; 25 to 1000 MHz
Damped oscillations IEC 60894, IEC 61000-4-12	2.5 kV (peak value), 100 kHz polarity alternating, 1 MHz, 10 and 50 MHz, $R_i = 200 \Omega$

EMC tests for interference emission; type tests

Standard	EN 50081-1 (Basic specification)
Radio interference voltage on lines only auxiliary supply IEC-CISPR 22	150 kHz to 30 MHz class B
Interference field strength IEC-CISPR 22	30 to 1000 MHz class B

Mechanical dynamic tests**Vibration, shock stress and seismic vibration**During operation

Standards	IEC 60255-21 and IEC 60068-2
Vibration IEC 60255-21-1, class 2 IEC 60068-2-6	Sinusoidal 10 to 60 Hz: ± 0.075 mm amplitude; 60 to 150 Hz: 1 g acceleration Frequency sweep 1 octave/min 20 cycles in 3 orthogonal axes
Shock IEC 60255-21-2, class 1 IEC 60068-2-27	Half-sinusoidal Acceleration 5 g, duration 11 ms, 3 shocks each in both directions of the 3 axes
Vibration during earthquake IEC 60255-21-2, class 1 IEC 60068-3-3	Sinusoidal 1 to 8 Hz: ± 4 mm amplitude (horizontal axis) 1 to 8 Hz: ± 2 mm amplitude (vertical axis) 8 to 35 Hz: 1 g acceleration (horizontal axis) 8 to 35 Hz: 0,5 g acceleration (vertical axis) Frequency sweep 1 octave/min 1 cycle in 3 orthogonal axes

During transport

Standards	IEC 60255-21 and IEC 60068-2
Vibration IEC 60255-21-1, class 2 IEC 60068-2-6	Sinusoidal 5 to 8 Hz: ± 7.5 mm amplitude; 8 to 150 Hz: 2 g acceleration Frequency sweep 1 octave/min 20 cycles in 3 orthogonal axes
Shock IEC 60255-21-2, class 1 IEC 60068-2-27	Half-sinusoidal Acceleration 15 g, duration 11 ms, 3 shocks each in both directions 3 axes
Continuous shock IEC 60255-21-2, class 1 IEC 60068-2-29	Half-sinusoidal Acceleration 10 g, duration 16 ms, 1000 shocks in both directions of the 3 axes

Climatic stress tests**Temperatures**

Standards	IEC 60255-6	
Recommended temperature during operation	-5 to +55 °C	25 to 131 °F
Temporary permissible temperature limit during operation (The legibility of the display may be impaired above 55 °C/131 °F)	-20 to +70 °C	-4 to 158 °F
Limit temperature during storage	-25 to +55 °C	-13 to 131 °F
Limit temperature during transport	-25 to +70 °C	-13 to 158 °F
Storage and transport with standard factory packaging		

Humidity

Permissible humidity stress We recommend arranging the units in such a way that they are not exposed to direct sunlight or pronounced temperature changes that could cause condensation	Annual average ≤ 75 % relative humidity; on 56 days a year up to 93 % relative humidity; condensation during operation is not permitted
--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

CE conformity

The product meets the stipulations of the guideline of the council of the European Communities for harmonization of the legal requirements of the member states on electro-magnetic compatibility (EMC directive 89/336/EEC) and product use within certain voltage limits (low-voltage directive 73/23/EEC). This conformity is the result of a test that was performed by Siemens AG in accordance with Article 10 of the directive in conformance with generic standards EN 50081-2 and EN 50082-2 for the EMC directive and EN 60255-6 for the low-voltage directive.

The product conforms with the international standard of the IEC 60255 series and the German national standard DIN VDE 57 435, Part 303. The unit has been developed and manufactured for use in industrial areas in accordance with the EMC standard.

Further applicable standards:
ANSI/IEEE C37.90.0 and C37.90.1

Selection and ordering data

Description	Order No.	Order code
6MD66 high-voltage bay control unit	6MD66 □ - □□□□□ - 0□□□□□□□	
Processor module with power supply, input/output modules with a total of:		
<i>Number of inputs and outputs</i>		
35 single-point indications, 22 1-pole single commands, 3 single commands to common potential, 1 live contact, 3 x current 4 x voltage via direct CT inputs, 2 measuring transducer inputs		
<i>Current transformer I_N</i>		
1 A ¹⁾	1	
5 A ¹⁾	5	
<i>Rated auxiliary voltage (power supply, indication voltage)</i>		
24 to 48 V DC, threshold binary input 19 V ²⁾	2	
60 V DC, threshold binary input 19 V ²⁾	3	
110 V DC, threshold binary input 88 V ²⁾	4	
220 to 250 V DC, threshold binary input 176 V ²⁾	5	
<i>Unit design</i>		
For panel flush mounting, with integr. local operation, graphic display, keyboard, plug-in terminals (2/3-pin AMP connector)	D	
For panel flush mounting, with integr. local operation, graphic display, keyboard, screw-type terminals (direct connec./ring-type cable lugs)	E	
<i>Region-specific default settings/function and language presets</i>		
Region DE, 50 Hz, language: German, changeable	A	
Region World, 50/60 Hz, language: English (GB), changeable	B	
Region US, ANSI, language: English (US), changeable	C	
Region World, 50/60 Hz, language: Spanish, changeable	E	
<i>System interface (on rear of unit, port B)</i>		
No system interface	0	
IEC 60870-5-103 protocol, electrical RS485	2	
IEC 60870-5-103 protocol, optical 820 nm, ST connector	3	
PROFIBUS-FMS Slave, electrical RS485	4	
PROFIBUS-FMS Slave, optical, single ring, ST connector	5	
PROFIBUS-FMS Slave, optical, double ring, ST connector	6	
IEC 61850, 100 Mbit Ethernet, electrical, double, RJ45 connector	9	L O R
IEC 61850, 100 Mbit Ethernet, optical, double, ST connector	9	L O S
<i>Function interface (on rear of unit, port C and D)</i>		
No function interface	0	
DIGSI 4, electrical RS232, port C	1	
DIGSI 4, electrical RS485, port C	2	
DIGSI 4, optical 820 nm, ST connector, port D	3	
With RS485 interface for inter-relay communication, port C and DIGSI 4	4	
With RS485 interface for inter-relay communication, port C and DIGSI 4, with optical 820 nm, ST connector, port D	5	
<i>Measured-value processing</i>		
Full measured-value processing and display	A	
No measured-value processing and no display	F	
<i>Synchronization</i>		
With synchronization	A	
Without synchronization	F	
<i>Protection function</i>		
Without protection functions	0	
With auto-reclosure (AR)	1	
With circuit-breaker failure protection	2	
With auto-reclosure and circuit-breaker failure protection	3	

1) Rated current can be selected by means of jumpers.
 2) The binary input thresholds can be selected in two stages by means of jumpers.

Selection and ordering data

Description	Order No.	Order code
6MD66 high-voltage bay control unit	6MD66 □□ - □□□□□□ - 0□□□ □□□	
Processor module with power supply, input/output modules with a total of:		
<i>Number of inputs and outputs</i>		
50 single-point indications, 32 1-pole single commands, 3 single commands to common potential, 1 live contact, 3 x current, 4 x voltage via direct CT inputs 2 measuring transducer inputs	3	
65 single-point indications, 42 1-pole single commands, 3 single commands to common potential, 1 live contact, 3 x current, 4 x voltage via direct CT inputs 2 measuring transducer inputs	4	
<i>Current transformer I_N</i>		
1 A	1	
1 A / 150 % I _N	2	
5 A	5	
5 A / 150 % I _N	6	
<i>Rated auxiliary voltage (power supply, indication voltage)</i>		
24 to 48 V DC, threshold binary input 19 V ¹⁾	2	
60 V DC, threshold binary input 19 V ¹⁾	3	
110 V DC, threshold binary input 88 V ¹⁾	4	
220 to 250 V DC, threshold binary input 176 V ¹⁾	5	
<i>Unit design</i>		
For panel surface mounting, detached operator panel, f. mount. in l.-v. case, plug-in terminals (2/3-pin AMP connector)	A	
For panel surface mounting, w/o operator panel, f. mount. in l.-v. case, plug-in terminals (2/3-pin AMP connector)	B	
For panel surface mounting, detached operator panel, f. mount. in l.-v. case, screw-type terminals (direct connec./ring-type cable lugs)	C	
For panel flush mounting, with integr. local operation, graphic display, keyboard, plug-in terminals (2/3-pin AMP connector)	D	
For panel flush mounting, with integr. local operation, graphic display, keyboard, screw-type terminals (direct connec./ring-type cable lugs)	E	
For panel surface mounting, w/o operator unit, f. mount. in l.-v. case, screw-type terminals (direct connec./ring-type cable lugs)	F	
<i>Region-specific default settings/function and language presets</i>		
Region DE, 50 Hz, language: German, changeable	A	
Region World, 50/60 Hz, language: English (GB), changeable	B	
Region US, ANSI, language: English (US), changeable	C	
Region World, 50/60 Hz, language: Spanish, changeable	E	
<i>System interface (on rear of unit, port B)</i>		
No system interface	0	
IEC 60870-5-103 protocol, electrical RS485	2	
IEC 60870-5-103 protocol, optical 820 nm, ST connector	3	
PROFIBUS-FMS Slave, electrical RS485	4	
PROFIBUS-FMS Slave, optical, single ring, ST connector	5	
PROFIBUS-FMS Slave, optical, double ring, ST connector	6	
PROFIBUS-DP Slave, electrical RS485	9	L 0 A
PROFIBUS-DP Slave, optical 820 nm, double ring, ST connector	9	L 0 B
PROFIBUS-DP Slave, double electrical RS485 (second module on port D)	9	L 1 A
PROFIBUS-DP Slave, double optical double ring ST (second module on port D)	9	L 1 B
IEC 61850, 100 Mbit Ethernet, electrical, double, RJ45 connector	9	L 0 R
IEC 61850, 100 Mbit Ethernet, optical, double, ST connector	9	L 0 S

see page 14/36

1) The binary input thresholds can be selected by means of jumpers.

Selection and ordering data

Description	Order No.
6MD66 high-voltage bay control unit	6MD66□□ - □□□□□ - 0□□□
<i>Function interface (on rear of unit, port C and D)</i>	
No function interface	0
DIGSI 4, electrical RS232, port C	1
DIGSI 4, electrical RS485, port C	2
DIGSI 4, optical 820 nm, ST connector, port D ¹⁾	3
With RS485 interface for inter-relay communication, port C and DIGSI 4	4
With RS485 interface for inter-relay communication, port C and DIGSI 4, with optical 820 nm, ST connector, port D ¹⁾	5
<i>Measured-value processing</i>	
Full measured-value processing and display	A
No measured-value processing and no display ²⁾	F
<i>Synchronization</i>	
With synchronization	A
Without synchronization	F
<i>Protection function</i>	
Without protection functions	0
With auto-reclosure (AR) incl. fault recording	1
With circuit-breaker failure protection (BF) incl. fault recording	2
With auto-reclosure (AR) and circuit-breaker failure protection (BF) incl. fault recording	3
Fault recording	4

1) Not for double PROFIBUS-DP (position 11 = 9-L1A or 9-L1B).

2) Not for position 16 = 0 (without protection functions).

Connection diagrams

Bay unit 6MD662

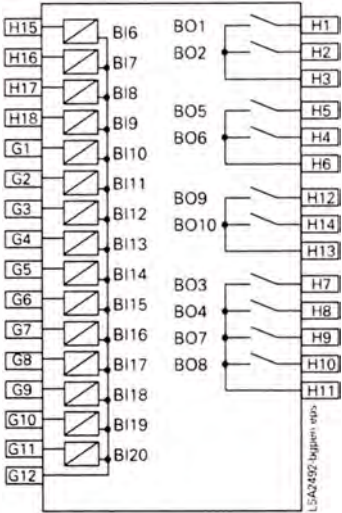


Fig. 14/37
Module 1, indications, commands

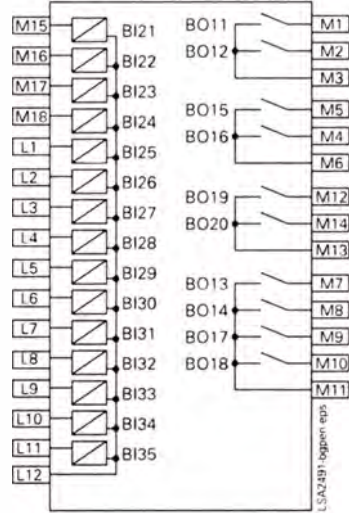


Fig. 14/38
Module 2, indications, commands

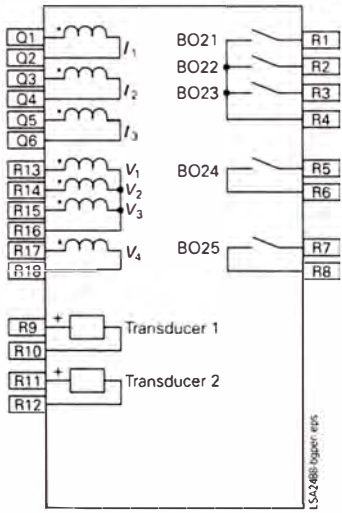


Fig. 14/39
Module 4, measuring values commands

Connection diagrams

Bay unit 6MD662

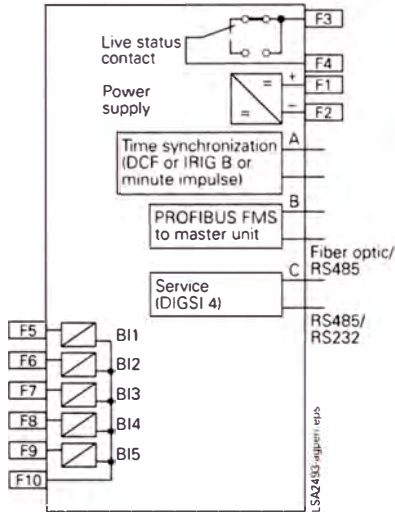


Fig. 14/40
CPU, C-CPU 2
For unit 6MD662*-****1-0AA0
and 6MD662*-****2-0AA0
(DIGSI interface, electrical, system interface
optical or electrical)

or

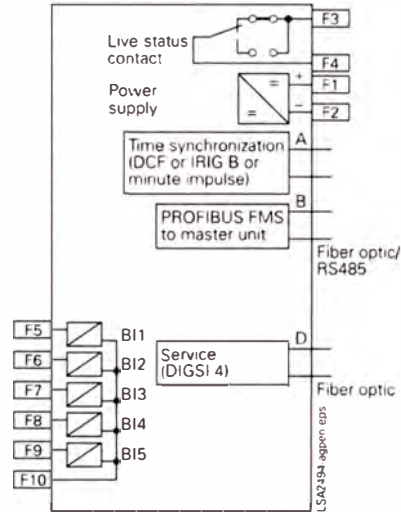


Fig. 14/41
CPU, C-CPU 2
For unit 6MD662*-****3-0AA0
(DIGSI interface, optical, system interface
optical or electrical)

or

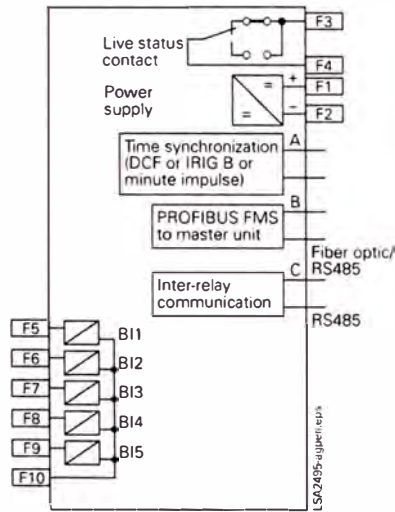


Fig. 14/42
CPU, C-CPU 2
For unit 6MD662*-****4-0AA0
(Inter-relay communication
interface electrical, system interface
optical or electrical)

or

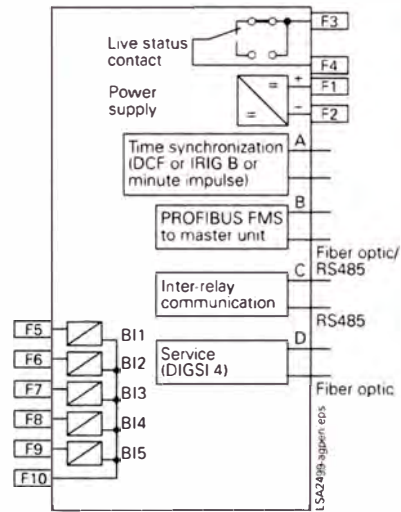


Fig. 14/43
CPU, C-CPU 2
For unit 6MD662*-****5-0AA0
(DIGSI interface, optical,
Inter-relay communication
interface electrical, system interface
optical or electrical)

Connection diagrams

Bay unit 6MD64

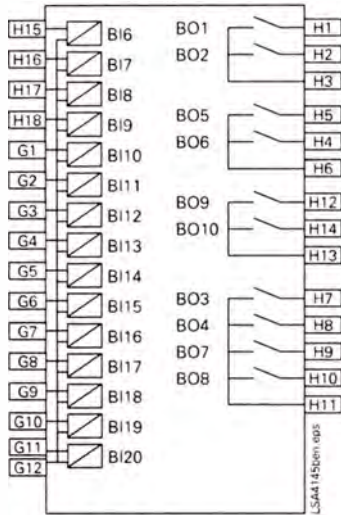


Fig. 14/44
Module 1, indications commands

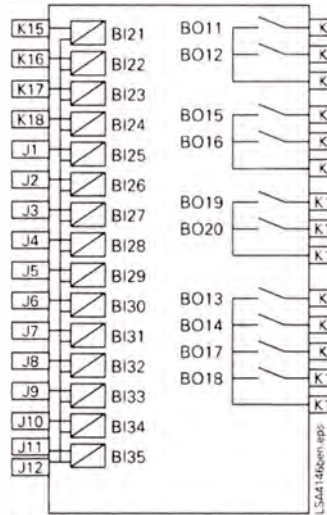


Fig. 14/45
Module 2, indications commands

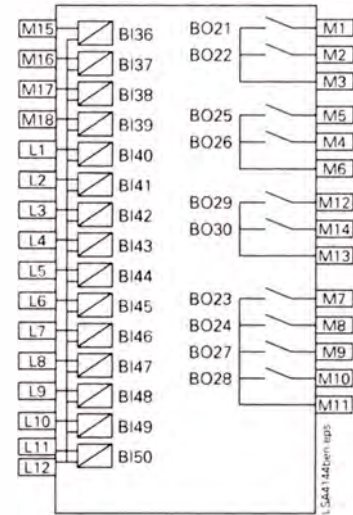


Fig. 14/46
Module 3, indications, commands

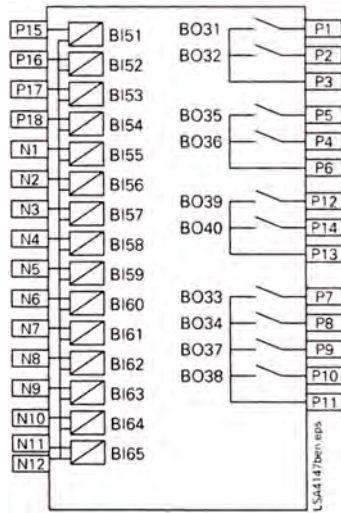


Fig. 14/47
Module 4, indications, commands

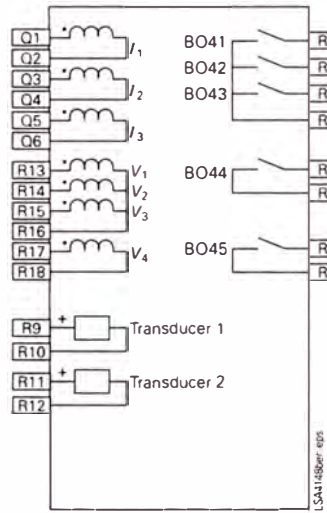


Fig. 14/48
Module 5, measuring values, commands

Connection diagrams

Bay unit 6MD664

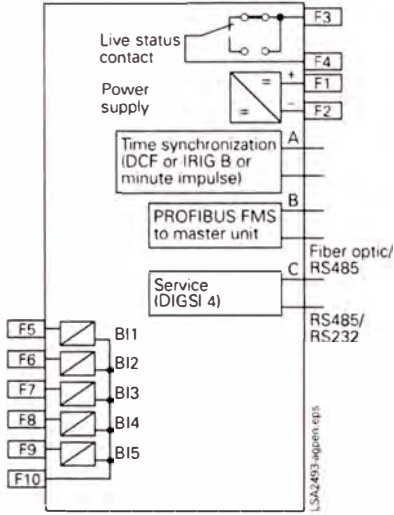


Fig. 14/49
CPU, C-CPU 2
For unit 6MD664*.*.*.*1-0AA0
and 6MD664*.*.*.*2-0AA0
(DIGSI interface electric, system interface optical optical or electric)

or

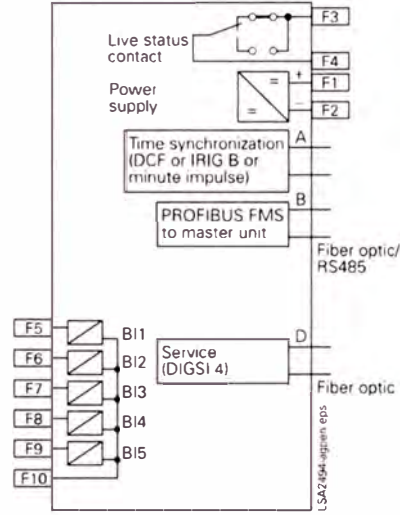


Fig. 14/50
CPU, C-CPU 2
For unit 6MD664*.*.*.*3-0AA0
(DIGSI interface optical, system interface optical optical or electric)

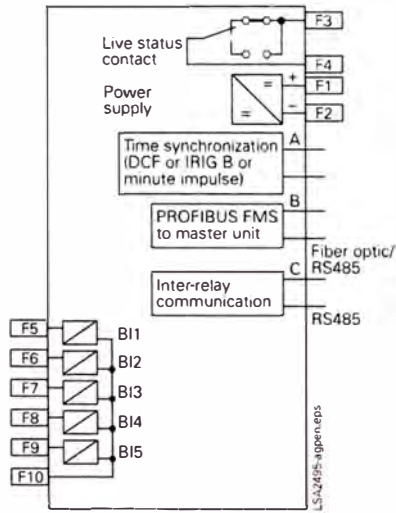


Fig. 14/51
CPU, C-CPU 2
For unit 6MD664*.*.*.*4-0AA0
(Inter-relay communication interface electric, system interface optical or electric)

or

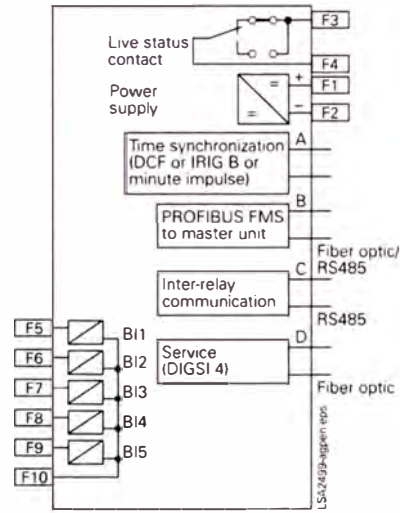


Fig. 14/52
CPU, C-CPU 2
For unit 6MD664*.*.*.*5-0AA0
(DIGSI interface optical, Inter-relay communication interface electric, system interface optical or electric)

ANEXO D

SIPROTEC 4 7UT6 Differential Protection Relay for Transformers, Generators, Motors and Busbars

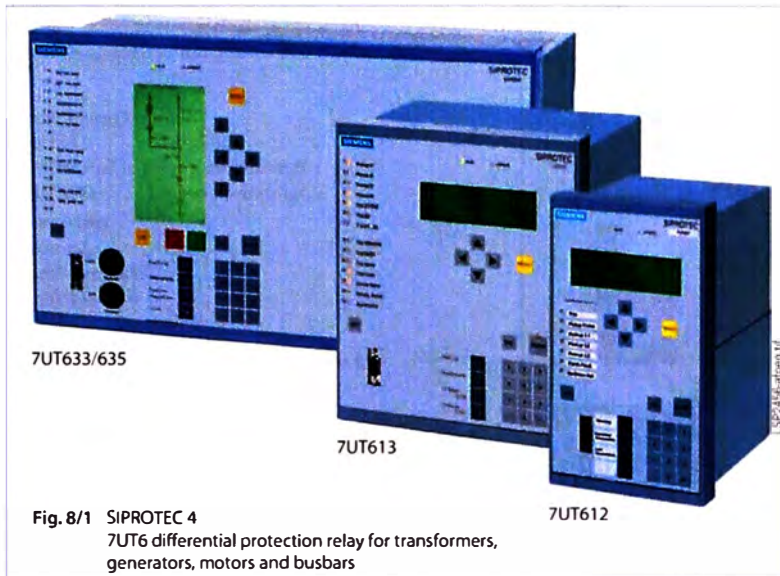


Fig. 8/1 SIPROTEC 4
7UT6 differential protection relay for transformers,
generators, motors and busbars

Description

The SIPROTEC 7UT6 differential protection relays are used for fast and selective fault clearing of short-circuits in transformers of all voltage levels and also in rotating electric machines like motors and generators, for short lines and busbars.

The protection relay can be parameterized for use with three-phase and single-phase transformers.

The specific application can be chosen by parameterization. In this way an optimal adaptation of the relay to the protected object can be achieved.

In addition to the differential function, a backup overcurrent protection for 1 winding/star point is integrated in the relay. Optionally, a low or high-impedance restricted earth-fault protection, a negative-sequence protection and a breaker failure protection can be used. 7UT613 and 7UT633 feature 4 voltage inputs. With this option an overvoltage and undervoltage protection is available as well as frequency protection, reverse / forward power protection, fuse failure monitor and overexcitation protection. With external temperature monitoring boxes (thermo-boxes) temperatures can be measured and monitored in the relay. Therefore, complete thermal monitoring of a transformer is possible, e.g. hot-spot calculation of the oil temperature.

7UT613 and 7UT63x only feature full coverage of applications without external relays by the option of multiple protection functions e.g. overcurrent protection is available for each winding or measurement location of a transformer. Other functions are available twice: earth-fault differential protection, breaker failure protection and overload protection. Furthermore, up to 12 user-defined (flexible) protection functions may be activated by the customer with the choice of measured voltages, currents, power and frequency as input variables.

The relays provide easy-to-use local control and automation functions. The integrated programmable logic (CFC) allows the users to implement their own functions, e.g. for the automation of switchgear (interlocking). User-defined messages can be generated as well. The flexible communication interfaces are open for modem communication architectures with control system.

Function overview

- Differential protection for 2- up to 5-winding transformers (3-/1-phase)
- Differential protection for motors and generators
- Differential protection for short 2 up to 5 terminal lines
- Differential protection for busbars up to 12 feeders (phase-segregated or with summation CT)

Protection functions

- Differential protection with phase-segregated measurement
- Sensitive measuring for low-fault currents
- Fast tripping for high-fault currents
- Restraint against inrush of transformer
- Phase /earth overcurrent protection
- Overload protection with or without temperature measurement
- Negative-sequence protection
- Breaker failure protection
- Low/high-impedance restricted earth fault (REF)
- Voltage protection functions (7UT613/633)

Control functions

- Commands for control of circuit-breakers and isolators
- 7UT63x: Graphic display shows position of switching elements, local/remote switching by key-operated switch
- Control via keyboard, binary inputs, DIGSI 4 or SCADA system
- User-defined logic with CFC

Monitoring functions

- Self-supervision of the relay
- Trip circuit supervision
- Oscillographic fault recording
- Permanent differential and restraint current measurement, extensive scope of operational values

Communication interfaces

- PC front port for setting with DIGSI 4
- System interface
 - IEC 61850 Ethernet
 - IEC 60870-5-103 protocol,
 - PROFIBUS-FMS/-DP,
 - MODBUS or DNP 3.0
- Service interface for DIGSI 4 (modem)/ temperature monitoring (thermo-box)
- Time synchronization via IRIG-B/DCF77

Application

The numerical protection relays 7UT6 are primarily applied as differential protection on

- transformers
 - 7UT612: 2 windings
 - 7UT613/633: 2 up to 3 windings
 - 7UT635: 2 up to 5 windings,
- generators
- motors
- short line sections
- small busbars
- parallel and series reactors.

The user selects the type of object that is to be protected by setting during configuration of the relay. Subsequently, only those parameters that are relevant for this particular protected object need to be set. This concept, whereby only those parameters relevant to a particular protected object need to be set, substantially contributed to a simplification of the setting procedure. Only a few parameters must be set. Therefore the new 7UT6 relays also make use of and extend this concept. Apart from the protected plant objects defined in the 7UT6, a further differential protection function allows the protection of

- single busbars with up to 12 feeders.

The well-proven differential measuring algorithm of the 7UT51 relay is also used in the new relays, so that a similar response with regard to short-circuit detection, tripping time saturation detection and inrush restraint is achieved.

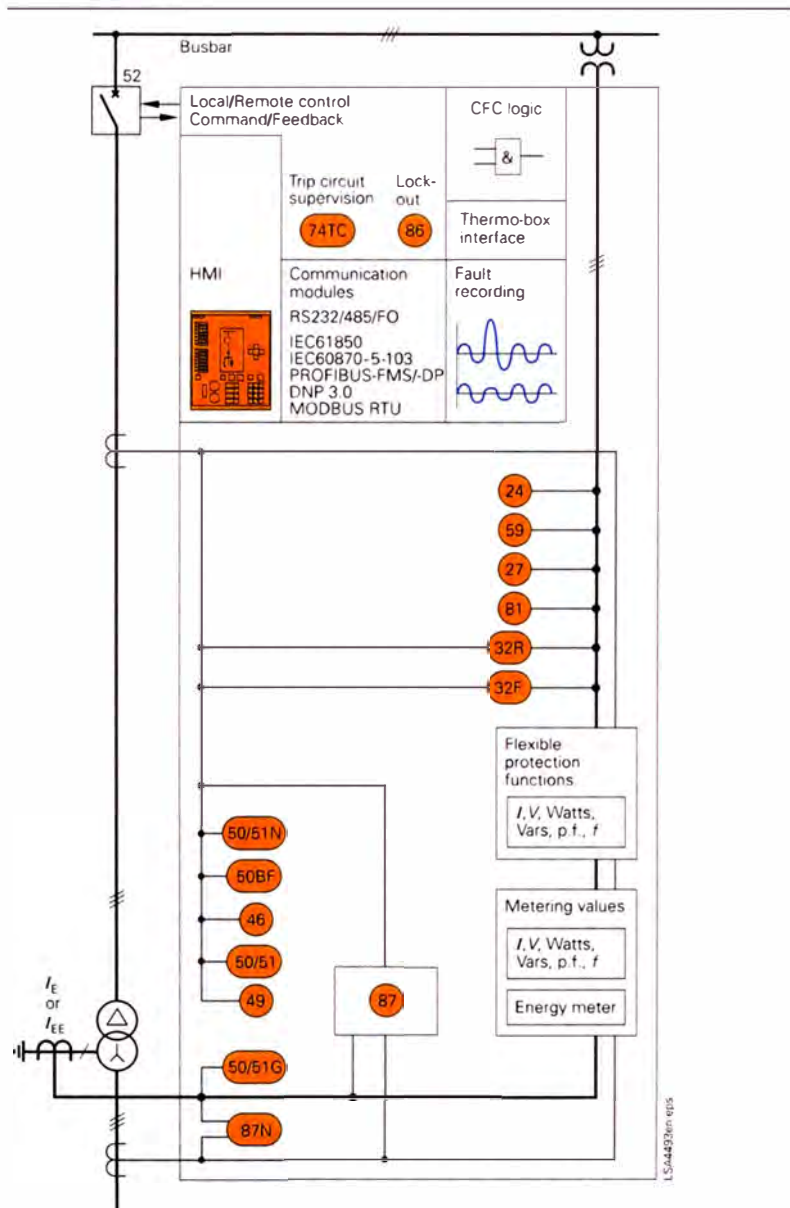


Fig. 8/2 Function diagram

Application

Protection functions	ANSI No.				Three-phase transformer	Single-phase transformer	Auto-transformer	Generator/Motor	Busbar, 3-phase	Busbar, 1-phase
		7UT612	7UT613/33	7UT635						
Differential protection	87T/G/M/L	1	1	1	X	X	X	X	X	X
Earth-fault differential protection	87 N	1	2	2	X	X	X*)	X	–	–
Overcurrent-time protection, phases	50/51	1	3	3	X	X	X	X	X	–
Overcurrent-time protection $3I_0$	50/51N	1	3	3	X	–	X	X	X	–
Overcurrent-time protection, earth	50/51G	1	2	2	X	X	X	X	X	X
Overcurrent-time protection, single-phase		1	1	1	X	X	X	X	X	X
Negative-sequence protection	46	1	1	1	X	–	X	X	X	–
Overload protection IEC 60255-8	49	1	2	2	X	X	X	X	X	–
Overload protection IEC 60354	49	1	2	2	X	X	X	X	X	–
Overexcitation protection *) V/Hz	24	–	1	–	X	X	X	X	X	X
Overvoltage protection *) V>	59	–	1	–	X	X	X	X	–	–
Undervoltage protection *) V<	27	–	1	–	X	X	X	X	–	–
Frequency protection *) f>, f<	81	–	1	–	X	X	X	X	–	–
Reverse power protection *) -P	32R	–	1	–	X	X	X	X	–	–
Forward power protection *) P>, P<	32F	–	1	–	X	X	X	X	–	–
Fuse failure protection	60FL	–	1	–	X	X	X	X	–	–
Breaker failure protection	50 BF	1	2	2	X	X	X	X	X	–
External temperature monitoring (thermo-box)	38	X	X	X	X	X	X	X	X	X
Lockout	86	X	X	X	X	X	X	X	X	X
Measured-value supervision		X	X	X	X	X	X	X	X	X
Trip circuit supervision	74 TC	X	X	X	X	X	X	X	X	X
Direct coupling 1		X	X	X	X	X	X	X	X	X
Direct coupling 2		X	X	X	X	X	X	X	X	X
Operational measured values		X	X	X	X	X	X	X	X	X
Flexible protection functions	27, 32, 47, 50, 55, 59, 81	–	12	12	X	X	X	X	X	X

X Function applicable

– Function not applicable in this application

*) Only 7UT613/63x

Construction

The 7UT6 is available in three housing widths referred to a 19" module frame system. The height is 243 mm.

- 1/3 (7UT612),
- 1/2 (7UT613),
- 1/1 (7UT633/635) of 19"

All cables can be connected with or without cable ring lugs. Plug-in terminals are available as an option, it is thus possible to employ prefabricated cable harnesses. In the case of surface mounting on a panel, the connection terminals are located above and below in the form of screw-type terminals. The communication interfaces are located on the same sides of the housing. For dimensions please refer to the dimension drawings (part 17).

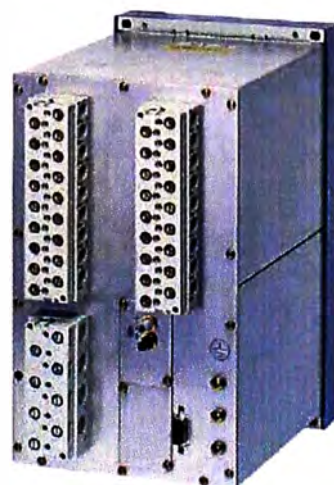


Fig. 8/3
Rear view with screw-type terminals

Protection functions

Differential protection for transformers (ANSI 87T)

When the 7UT6 is employed as fast and selective short-circuit protection for transformers the following properties apply:

- Tripping characteristic according to Fig. 8/4 with normal sensitive $I_{DIFF>}$ and high-set trip stage $I_{DIFF>>}$
- Vector group and ratio adaptation
- Depending on the treatment of the transformer neutral point, zero-sequence current conditioning can be set with or without consideration of the neutral current. With the 7UT6, the star-point current at the star-point CT can be measured and considered in the vector group treatment, which increases sensitivity by one third for single-phase faults.
- Fast clearance of heavy internal transformer faults with high-set differential element $I_{DIFF>>}$.
- Restrain of inrush current with 2nd harmonic. Cross-block function that can be limited in time or switched off.
- Restrain against overfluxing with a choice of 3rd or 5th harmonic stabilization is only active up to a settable value for the fundamental component of the differential current.
- Additional restrain for an external fault with current transformer saturation (patented CT-saturation detector from 7UT51).
- Insensitivity to DC current and current transformer errors due to the freely programmable tripping characteristic and fundamental filtering.
- The differential protection function can be blocked externally by means of a binary input.

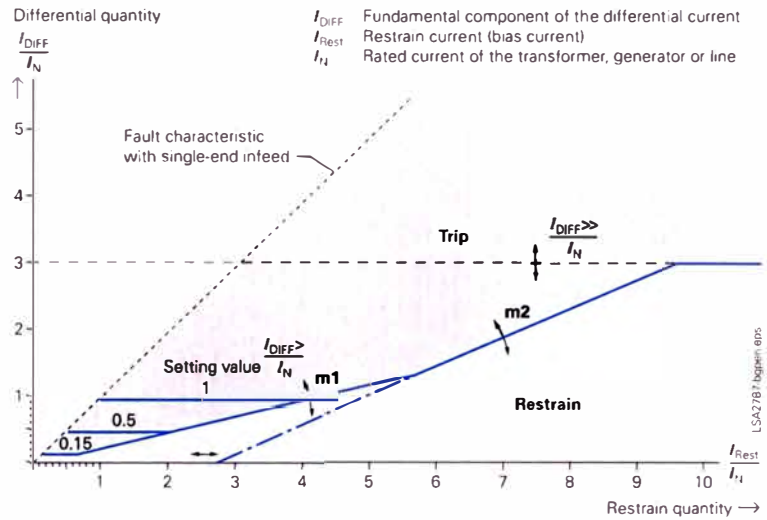


Fig. 8/4
Tripping characteristic with preset transformer parameters for three-phase faults

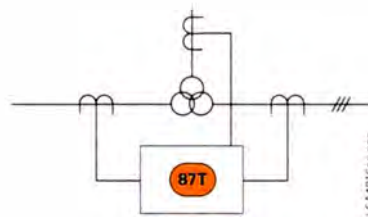


Fig. 8/5
3-winding transformers (1 or 3-phase)

Protection functions

Sensitive protection by measurement of star-point current (see Fig. 8/6) (ANSI 87N/87GD)

Apart from the current inputs for detection of the phase currents on the sides of the protected object, the 7UT6 also contains normal sensitivity I_F and high sensitivity I_{FE} current measuring inputs. Measurement of the star-point current of an earthed winding via the normal sensitivity measuring input, and consideration of this current by the differential protection, increases the sensitivity during internal single-phase faults by 33 %. If the sum of the phase currents of a winding is compared with the star-point current measured with the normal sensitivity input I_F , a sensitive earth current differential protection can be implemented (REF).

This function is substantially more sensitive than the differential protection during faults to earth in a winding, detecting fault currents as small as 10 % of the transformer rated current.

Furthermore, this relay contains a high-impedance differential protection input. The sum of the phase currents is compared with the star-point current. A voltage-dependent resistor (varistor) is applied in shunt (see Fig. 8/6). Via the sensitive current measuring input I_{EE} , the voltage across the varistor is measured; in the milli-amp range via the external resistor. The varistor and the resistor are mounted externally. An earth fault results in a voltage across the varistor that is larger than the voltage resulting from normal current transformer errors. A prerequisite is the application of accurate current transformers of the class 5P (TPY) which exhibit a small measuring error in the operational and overcurrent range. These current transformers may not be the same as used for the differential protection, as the varistor may cause rapid saturation of this current transformers.

Both high-impedance and low-impedance REF are each available twice (option) for transformers with two earthed windings. Thus separate REF relays are not required.

Differential protection for single-phase busbars (see Fig. 8/7) (ANSI 87L)

The short-circuit protection is characterized by the large number of current measuring inputs. The scope of busbar protection ranges from a few bays e.g. in conjunction with one and a half circuit-breaker applications, to large stations having up to more than 50 feeders. In particular in smaller stations, the busbar protection arrangements are too expensive. With the 7UT6 relays the current inputs may also be used to achieve a cost-effective busbar protection system for up to 12 feeders (Fig. 8/7). This busbar protection functions as a phase-selective protection with 1 or 5 A current transformers, whereby the protected phase is connected. All three phases can therefore be protected by applying three relays. Furthermore a single-phase protection can be implemented by connecting the three-phase currents via a summation transformer. The summation transformer connection has a rated current of 100 mA.

The selectivity of the protection can be improved by monitoring the current magnitude in all feeders, and only releasing the differential protection trip command when the overcurrent condition is also met. The security measures to prevent maloperation resulting from failures in the current transformer secondary circuits can be improved in this manner. This overcurrent release may also be used to implement a breaker failure protection. Should the release signal not reset within a settable time, this indicates that a breaker failure condition is present, as the short-circuit was not switched off by the bay circuit-breaker. After expiry of the time delay the circuit-breakers of the infeeds to the busbar may be tripped.

Differential protection for generators and motors (see Fig. 8/8) (ANSI 87G/M)

Equal conditions apply for generators, motors and series reactors. The protected zone is limited by the sets of current transformers at each side of the protected object.

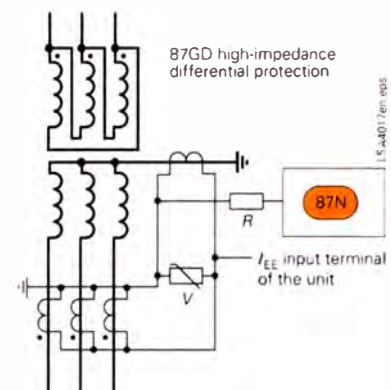


Fig. 8/6
High-impedance differential protection

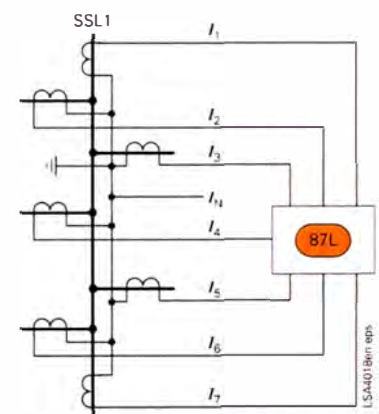


Fig. 8/7
Simple busbar protection with phase-selective configuration
7UT612: 7 feeders
7UT613/633: 9 feeders
7UT635: 12 feeders

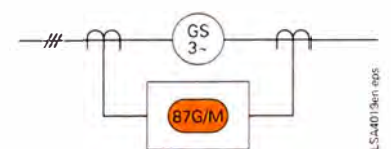


Fig. 8/8
Generator/motor differential protection

Protection functions

■ Backup protection functions

Overcurrent-time protection (ANSI 50, 50N, 51, 51N)

Backup protection on the transformer is achieved with a two-stage overcurrent protection for the phase currents and $3I_0$ for the calculated neutral current. This function may be configured for one of the sides or measurement locations of the protected object. The high-set stage is implemented as a definite-time stage, whereas the normal stage may have a definite-time or inverse-time characteristic. Optionally, IEC or ANSI characteristics may be selected for the inverse stage. The overcurrent protection $3I_0$ uses the calculated zero-sequence current of the configured side or measurement location.

Multiple availability: 3 times (option)

Overcurrent-time protection for earth (ANSI 50/51G)

The 7UT6 feature a separate 2-stage overcurrent-time protection for the earth. As an option, an inverse-time characteristic according to IEC or ANSI is available. In this way, it is possible to protect e.g. a resistor in the transformer star point against thermal overload, in the event of a single-phase short-circuit not being cleared within the time permitted by the thermal rating.

Multiple availability: 3 times (option)

Phase-balance current protection (ANSI 46) (Negative-sequence protection)

Furthermore a negative-sequence protection may be defined for one of the sides or measurement locations. This provides sensitive overcurrent protection in the event of asymmetrical faults in the transformer. The set pickup threshold may be smaller than the rated current.

Breaker failure protection (ANSI 50BF)

If a faulted portion of the electrical circuit is not disconnected upon issuing of a trip command, another command can be initiated using the breaker failure protection which operates the circuit-breaker, e.g., of an upstream (higher-level) protection relay.

Multiple availability: 2 times (option)

Overexcitation protection Volt/Hertz (ANSI 24) (7UT613/633 only)

The overexcitation protection serves for detection of an unpermissible high induction (proportional to V/f) in generators or transformers, which leads to a thermal overloading. This may occur when starting up, shutting down under full load, with weak systems or under isolated operation. The inverse characteristic can be set via seven points derived from the manufacturer data.

In addition, a definite-time alarm stage and an instantaneous stage can be used.

Trip circuit supervision (ANSI 74TC)

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

Lockout (ANSI 86)

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

External trip coupling

For recording and processing of external trip information via binary inputs. They are provided for information from the Buchholz relay or specific commands and act like a protective function. Each input initiates a fault event and can be individually delayed by a timer.

Undervoltage protection (ANSI 27) (7UT613/633 only)

The undervoltage protection evaluates the positive-sequence components of the voltages and compares them with the threshold values. There are two stages available.

The undervoltage function is used for asynchronous motors and pumped-storage stations and prevents the voltage-related instability of such machines.

The function can also be used for monitoring purposes.

Overvoltage protection (ANSI 59) (7UT613/633 only)

This protection prevents insulation faults that result when the voltage is too high.

Either the maximum line-to-line voltages or the phase-to-earth voltages (for low-voltage generators) can be evaluated. The measuring results of the line-to-line voltages are independent of the neutral point displacement caused by earth faults. This function is implemented in two stages.

Frequency protection (ANSI 81) (7UT613/633 only)

The frequency protection prevents impermissible stress of the equipment (e.g. turbine) in case of under or overfrequency. It also serves as a monitoring and control element.

The function has four stages; the stages can be implemented either as underfrequency or overfrequency protection. Each stage can be delayed separately.

Even in the event of voltage distortion, the frequency measuring algorithm reliably identifies the fundamental waves and determines the frequency extremely precisely. Frequency measurement can be blocked by using an undervoltage stage.

Protection functions

Reverse-power protection (ANSI 32R) (7UT613/633 only)

The reverse-power protection monitors the direction of active power flow and picks up when the mechanical energy fails. This function can be used for operational shut-down (sequential tripping) of the generator but also prevents damage to the steam turbines. The reverse power is calculated from the positive-sequence systems of current and voltage. Asymmetrical power system faults therefore do not cause reduced measuring accuracy. The position of the emergency trip valve is injected as binary information and is used to switch between two trip command delays. When applied for motor protection, the sign (\pm) of the active power can be reversed via parameters.

Forward-power protection (ANSI 32F) (7UT613/633 only)

Monitoring of the active power produced by a generator can be useful for starting up and shutting down generators. One stage monitors exceeding of a limit value, while another stage monitors falling below another limit value. The power is calculated using the positive-sequence component of current and voltage. The function can be used to shut down idling motors.

Flexible protection functions (7UT613/63x only)

For customer-specific solutions up to 12 flexible protection functions are available and can be parameterized. Voltages, currents, power and frequency from all measurement locations can be chosen as inputs. Each protection function has a settable threshold, delay time, blocking input and can be configured as a 1-phase or 3-phase unit.

Monitoring functions

The relay comprises high-performance monitoring for the hardware and software.

The measuring circuits, analog-digital conversion, power supply voltages, battery, memories and software sequence (watch-dog) are all monitored.

The fuse failure function detects failure of the measuring voltage due to short-circuit or open circuit of the wiring or VT and avoids overfunction of the undervoltage elements in the protection functions. (7UT613/633 only)

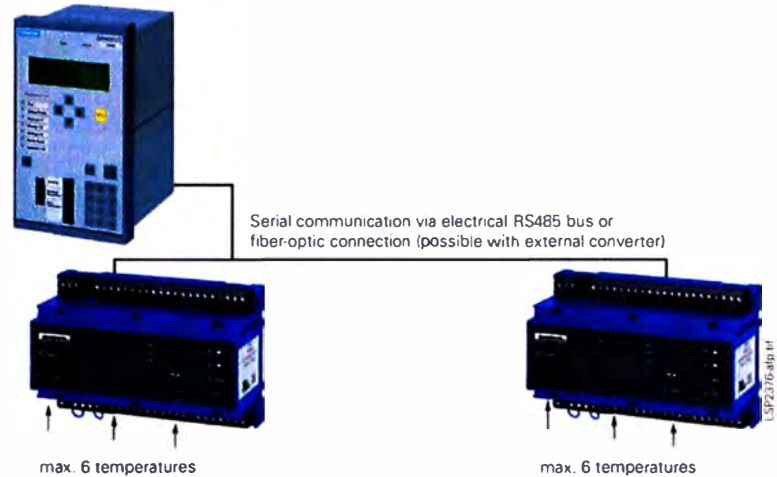


Fig. 8/9
Temperature measurement and monitoring with external thermo-boxes

Thermal monitoring of transformers

The importance of reducing the costs of transmitting and distributing energy by optimizing the system load has resulted in the increased importance of monitoring the thermal condition of transformers. This monitoring is one of the tasks of the monitoring systems, designed for medium and large transformers. Overload protection based on a simple thermal model, and using only the measured current for evaluation, has been integrated in differential protection systems for a number of years.

The ability of the 7UT6 to monitor the thermal condition can be improved by serial connection of a temperature monitoring box (also called thermo-box or RTD-box) (Fig. 8/9). The temperature of up to 12 measuring points (connection of 2 boxes) can be registered. The type of sensor (Pt100, Ni100, Ni120) can be selected individually for each measuring point. Two alarm stages are derived for each measuring point when the corresponding set threshold is exceeded.

Alternatively to the conventional overload protection, the relay can also provide a hot-spot calculation according to IEC 60345. The hot-spot calculation is carried out separately for each leg of the transformer and takes the different cooling modes of the transformer into consideration.

The oil temperature must be registered via the thermo-box for the implementation of this function. An alarm warning stage and final alarm stage is issued when the maximum hot-spot temperature of the three legs exceeds the threshold value.

For each transformer leg a relative rate of ageing, based on the ageing at 98 °C is indicated as a measured value. This value can be used to determine the thermal condition and the current thermal reserve of each transformer leg. Based on this rate of ageing, a remaining thermal reserve is indicated in % for the hottest spot before the alarm warning and final alarm stage is reached.

Protection functions

Measured values

The operational measured values and statistic value registering in the 7UT6, apart from the registration of phase currents and voltages (7UT613/633 only) as primary and secondary values, comprises the following:

- Currents 3-phase $I_{L1}, I_{L2}, I_{L3}, I_1, I_2, I_3$ for each side and measurement location
- Currents 1-phase I_1 to I_2 for each feeder and further inputs I_{x1} to I_{x4}
- Voltages 3-phase $V_{L1}, V_{L2}, V_{L3}, V_{L12}, V_{L23}, V_{L31}, V_1, V_2, V_0$ and 1-phase V_{FN}, V_1
- Phase angles of all 3-phase/ 1-phase currents and voltages
- Power Watts, Vars, $VA/P, Q, S (P, Q)$: total and phase selective)
- Power factor ($\cos \varphi$),
- Frequency
- Energy \pm kWh, \pm kVarh, forward and reverse power flow
- Min./max. and mean values of $V_{PHLPH}, V_{PHE}, V_E, V_0, V_1, V_2, I_{PH}, I_1, I_2, I_3, I_{DIFF}, I_{RESTRAINT}, S, P, Q, \cos \varphi, f$
- Operating hours counter
- Registration of the interrupted currents and counter for protection trip commands
- Mean operating temperature of overload function
- Measured temperatures of external thermo-boxes
- Differential and restraint currents of differential protection and REF

Metered values

For internal metering, the unit can calculate an energy metered value from the measured current and voltage values.

The 7UT6 relays may be integrated into monitoring systems by means of the diverse communication options available in the relays. An example for this is the connection to the SITRAM transformer monitoring system with PROFIBUS-DP interface.

Commissioning and operating aids

Commissioning could hardly be easier and is fully supported by DIGSI 4. The status of the binary inputs can be read individually and the state of the binary outputs can be set individually. The operation of switching elements (circuit-breakers, disconnect devices) can be checked using the switch-

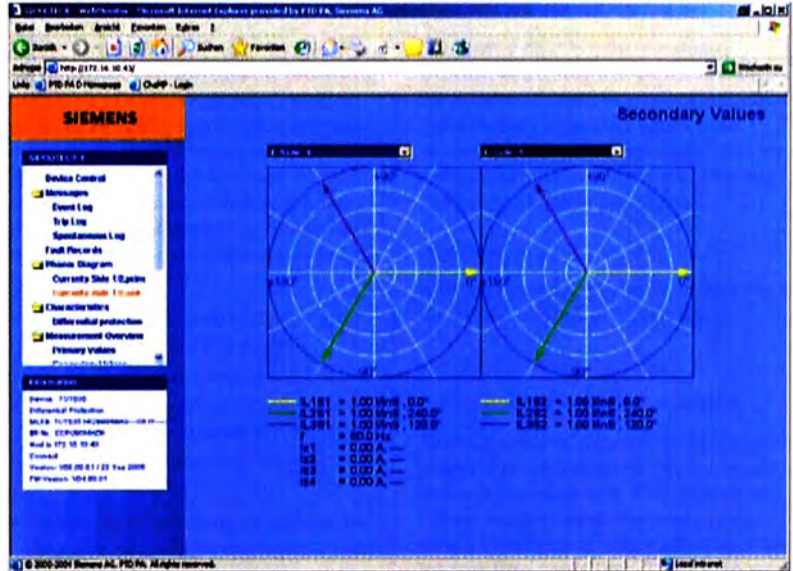


Fig. 8/10 Commissioning via a standard Web browser: Phasor diagram

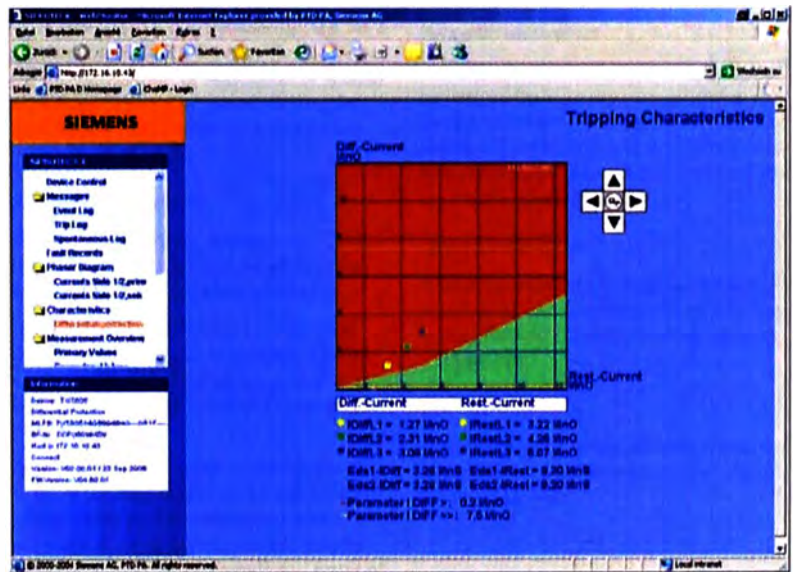


Fig. 8/11 Commissioning via a standard Web browser: Operating characteristic

ing functions of the bay controller. The analog measured values are represented as wide-ranging operational measured values. To prevent transmission of information to the control center during maintenance, the bay controller communications can be disabled to prevent unnecessary data from being transmitted. During commissioning, all indications with test marking for test purposes can be connected to a control and protection system.

All measured currents and voltages (7UT613/633 only) of the transformer can

be indicated as primary or secondary values. The differential protection bases its pickup thresholds on the rated currents of the transformer. The referred differential and stabilising (restraint) currents are available as measured values per phase. If a thermo-box is connected, registered temperature values may also be displayed. To check the connection of the relay to the primary current and voltage transformers, a commissioning measurement is provided.

Protection functions

This measurement function works with only 5 to 10 % of the transformer rated current and indicates the current and the angle between the currents and voltages (if voltages applied). Termination errors between the primary current transformers and input transformers of the relay are easily detected in this manner.

The operating state of the protection may therefore be checked online at any time. The fault records of the relay contain the phase and earth currents as well as the calculated differential and restraint currents. The fault records of the 7UT613/633 relays also contain voltages.

Browser-based commissioning aid

The 7UT6 provides a commissioning and test program which runs under a standard internet browser and is therefore independent of the configuration software provided by the manufacturer.

For example, the correct vector group of the transformer may be checked. These values may be displayed graphically as vector diagrams.

The stability check in the operating characteristic is available as well as event log and trip log messages. Remote control can be used if the local front panel cannot be accessed.

■ Control and automation functions

Control

In addition to the protection functions, the SIPROTEC 4 units also support all control and monitoring functions that are required for operating medium-voltage or high-voltage substations.

The main application is reliable control of switching and other processes.

The status of primary equipment or auxiliary devices can be obtained from auxiliary contacts and communicated via binary inputs. Therefore it is possible to detect and indicate both the OPEN and CLOSED position or a fault or intermediate circuit-breaker or auxiliary contact position.

The switchgear or circuit-breaker can be controlled via:

- integrated operator panel
- binary inputs
- substation control and protection system
- DIGSI 4

Command processing

All the functionality of command processing is offered. This includes the processing of single and double commands with or without feedback, sophisticated monitoring of the control hardware and software, checking of the external process, control actions using functions such as runtime monitoring and automatic command termination after output. Here are some typical applications:

- Single and double commands using 1, 1 plus 1 common or 2 trip contacts
- User-definable bay interlocks
- Operating sequences combining several switching operations such as control of circuit-breakers, disconnectors and earthing switches
- Triggering of switching operations, indications or alarm by combination with existing information

Automation/ user-defined logic

With integrated logic, the user can set, via a graphic interface (CFC), specific functions for the automation of switchgear or substation. Functions are activated via function keys, binary input or via communication interface.

Switching authority

Switching authority is determined according to parameters, communication or by key-operated switch (when available).

If a source is set to "LOCAL", only local switching operations are possible. The following sequence of switching authority is laid down: "LOCAL"; DIGSI PC program, "REMOTE"

Every switching operation and change of breaker position is kept in the status indication memory. The switch command source, switching device, cause (i.e. spontaneous change or command) and result of a switching operation are retained.

Assignment of feedback to command

The positions of the circuit-breaker or switching devices and transformer taps are acquired by feedback. These indication inputs are logically assigned to the corresponding command outputs. The unit can therefore distinguish whether the indication change is a consequence of switching operation or whether it is a spontaneous change of state (intermediate position).

Chatter disable

The chatter disable feature evaluates whether, in a configured period of time, the number of status changes of indication input exceeds a specified figure. If exceeded, the indication input is blocked for a certain period, so that the event list will not record excessive operations.

Filter time

All binary indications can be subjected to a filter time (indication suppression).

Indication filtering and delay

Indications can be filtered or delayed.

Filtering serves to suppress brief changes in potential at the indication input. The indication is passed on only if the indication voltage is still present after a set period of time. In the event of indication delay, there is a wait for a preset time. The information is passed on only if the indication voltage is still present after this time.

Indication derivation

A further indication (or a command) can be derived from an existing indication. Group indications can also be formed. The volume of information to the system interface can thus be reduced and restricted to the most important signals.

Transmission lockout

A data transmission lockout can be activated, so as to prevent transfer of information to the control center during work on a circuit bay.

Test operation

During commissioning, all indications can be passed to an automatic control system for test purposes.

Communication

With respect to communication, particular emphasis has been placed on high levels of flexibility, data integrity and utilization of standards common in energy automation. The design of the communication modules permits interchangeability on the one hand, and on the other hand provides openness for future standards (for example, Industrial Ethernet).

Local PC interface

The PC interface accessible from the front of the unit permits quick access to all parameters and fault event data. Of particular advantage is the use of the DIGSI 4 operating program during commissioning.

Rear-mounted interfaces

Two communication modules located on the rear of the unit incorporate optional equipment complements and readily permit retrofitting. They assure the ability to comply with the requirements of different communication interfaces.

The interfaces make provision for the following applications:

- **Service interface (Port C/Port D¹⁾)**
In the RS485 version, several protection units can be centrally operated with DIGSI 4. On connection of a modem, remote control is possible. Via this interface communication with thermo-boxes is executed.
- **System interface (Port B)**
This interface is used to carry out communication with a control or protection and control system and supports a variety of communication protocols and interface designs, depending on the module connected.

Commissioning aid via a standard Web browser

In the case of the 7UT6, a PC with a standard browser can be connected to the local PC interface or to the service interface (refer to "Commissioning program"). The relays include a small Web server and send their HTML-pages to the browser via an established dial-up network connection.

Retrofitting: Modules for every type of communication

Communication modules for retrofitting are available for the entire SIPROTEC 4 unit range. These ensure that, where different communication interfaces (electrical or optical) and protocols (IEC 61850 Ethernet, IEC 60870-5-103, PROFIBUS-FMS/-DP, MODBUS RTU, DNP 3.0, DIGSI, etc.) are required, such demands can be met.

Safe bus architecture

- **RS485 bus**
With this data transmission via copper conductors electromagnetic fault influences are largely eliminated by the use of twisted-pair conductor. Upon failure of a unit, the remaining system continues to operate without any disturbances.
- **Fiber-optic double ring circuit**
The fiber-optic double ring circuit is immune to electromagnetic interference. Upon failure of a section between two units, the communication system continues to operate without disturbance.

It is generally impossible to communicate with a unit that has failed. If a unit were to fail, there is no effect on the communication with the rest of the system.

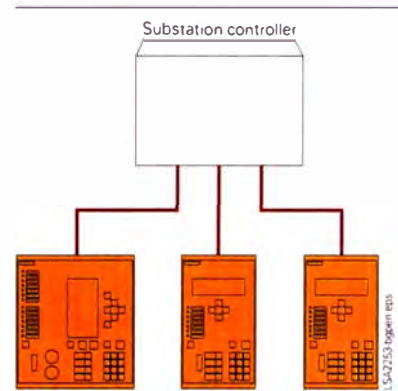


Fig. 8/12
IEC 60870-5-103 star-type RS232 copper conductor connection or fiber-optic connection

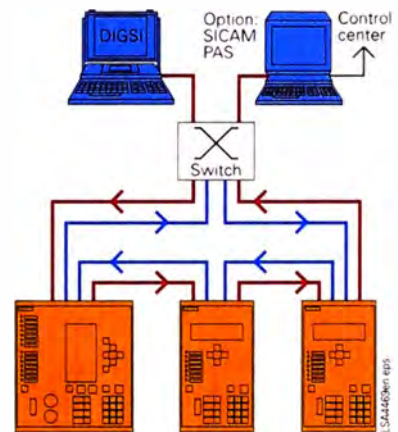


Fig. 8/13
Bus structure for station bus with Ethernet und IEC 61850, fiber-optic ring

1) Only for 7UT613/633/635

Communication

IEC 61850 Ethernet

Since 2004, the Ethernet-based IEC 61850 protocol is the worldwide standard for protection and control systems used by power supply corporations. Siemens was the first manufacturer to support this standard. By means of this protocol, information can also be exchanged directly between bay units so as to set up simple masterless systems for bay and system interlocking. Access to the units via the Ethernet bus is also possible with DIGSI.

IEC 60870-5-103

IEC 60870-5-103 is an internationally standardized protocol for the efficient communication in the protected area. IEC 60870-5-103 is supported by a number of protection device manufacturers and is used worldwide.

PROFIBUS-DP

PROFIBUS-DP is an industry-recognized standard for communications and is supported by a number of PLC and protection device manufacturers.

MODBUS RTU

MODBUS RTU is an industry-recognized standard for communications and is supported by a number of PLC and protection device manufacturers.

DNP 3.0

DNP 3.0 (Distributed Network Protocol Version 3) is a messaging-based communication protocol. The SIPROTEC 4 units are fully Level 1 and Level 2 compliant with DNP 3.0.

DNP 3.0 is supported by a number of protection device manufacturers.



Fig. 8/14
R232/RS485 electrical communication module

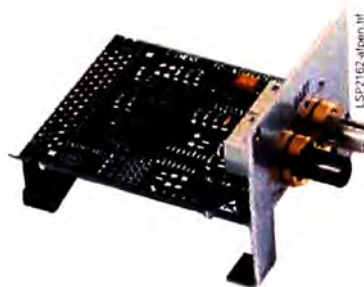


Fig. 8/15
Fiber-optic communication module



Fig. 8/16
Communication module, optical double-ring



Fig. 8/17
Optical Ethernet communication module
for IEC 61850 with integrated Ethernet switch

Communication

System solutions for protection and station control

Together with the SICAM power automation system, SIPROTEC 4 can be used with PROFIBUS-FMS. Over the low-cost electrical RS485 bus, or interference-free via the optical double ring, the units exchange information with the control system.

Units featuring IEC 60870-5-103 interfaces can be connected to SICAM in parallel via the RS485 bus or radially by fiber-optic link. Through this interface, the system is open for the connection of units of other manufacturers (see Fig. 8/12).

Because of the standardized interfaces, SIPROTEC units can also be integrated into systems of other manufacturers or in SIMATIC. Electrical RS485 or optical interfaces are available. The optimum physical data transfer medium can be chosen thanks to opto-electrical converters. Thus, the RS485 bus allows low-cost wiring in the cubicles and an interference-free optical connection to the master can be established.

For IEC 61850, an interoperable system solution is offered with SICAM PAS. Via the 100 Mbits/s Ethernet bus, the units are linked with PAS electrically or optically to the station PC. The interface is standardized, thus also enabling direct connection of units of other manufacturers to the Ethernet bus. With IEC 61850, however, the units can also be used in other manufacturers' systems (see Fig. 8/13).

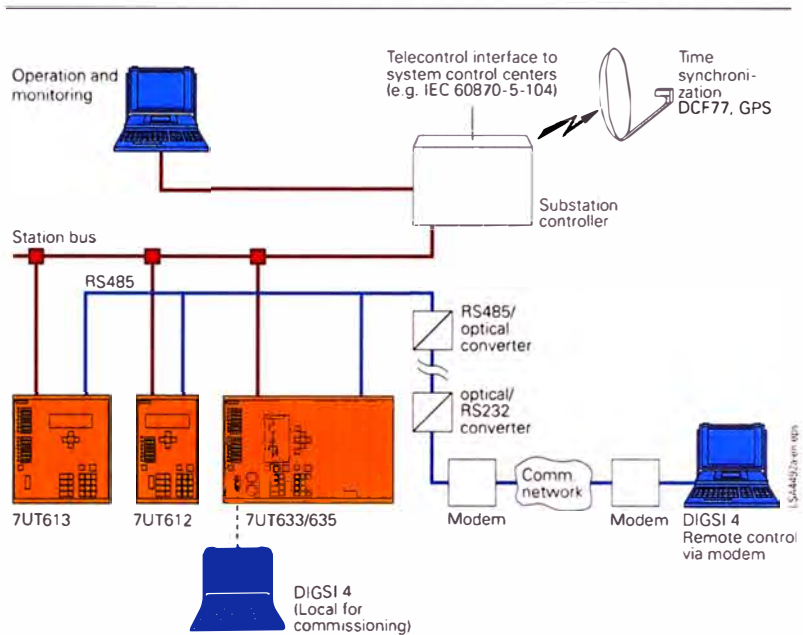


Fig. 8/18
System solution: Communications

Typical connections

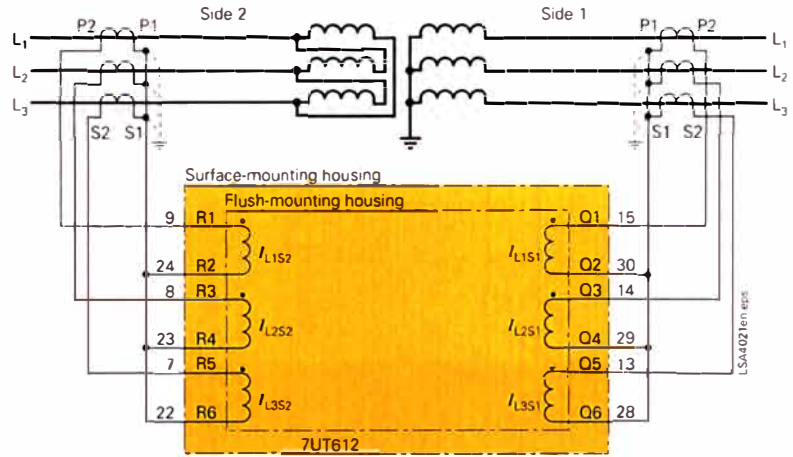


Fig. 8/19
Standard connection to a transformer
without neutral current measurement

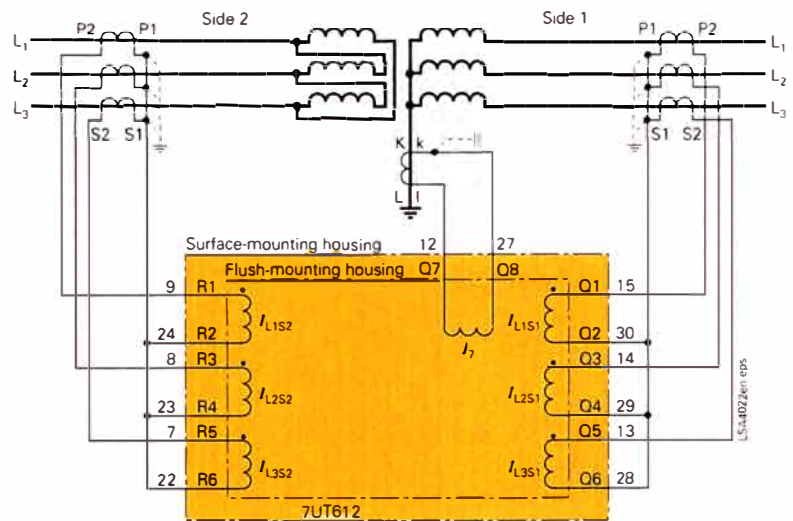


Fig. 8/20
Connection to a transformer
with neutral current measurement

Typical connections

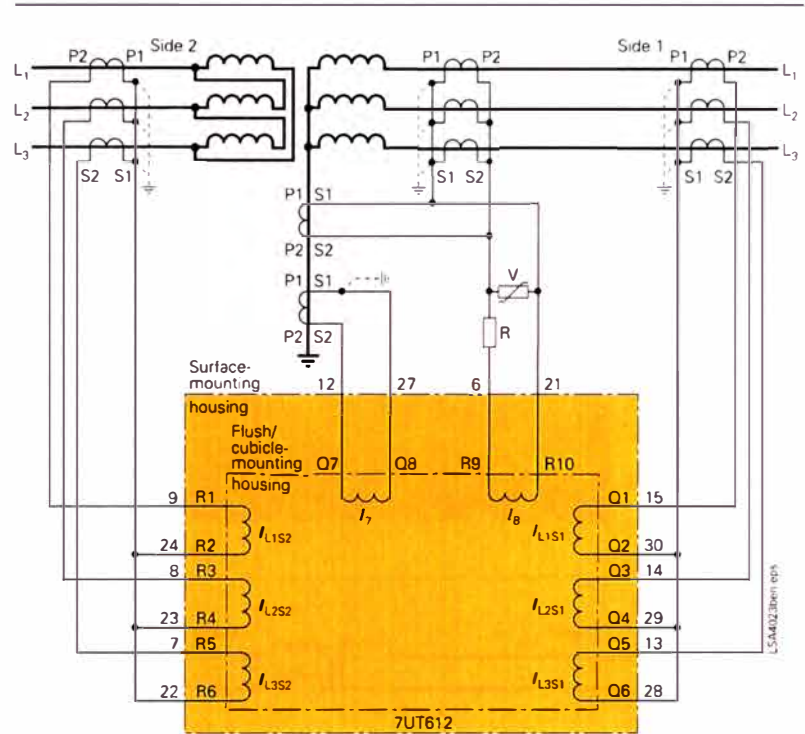


Fig. 8/21
 Connection of transformer differential protection
 with high impedance REF (I_7) and neutral current
 measurement at I_B

Typical connections

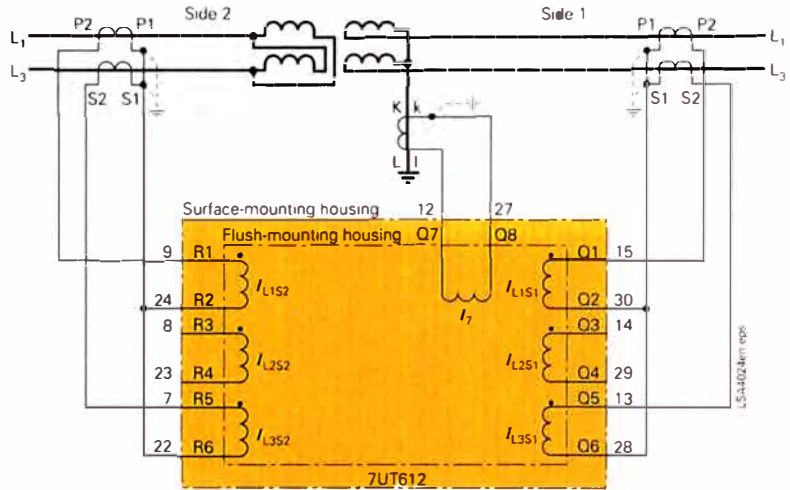


Fig. 8/22
 Connection example to a single-phase power transformer with current transformer between starpoint and earthing point

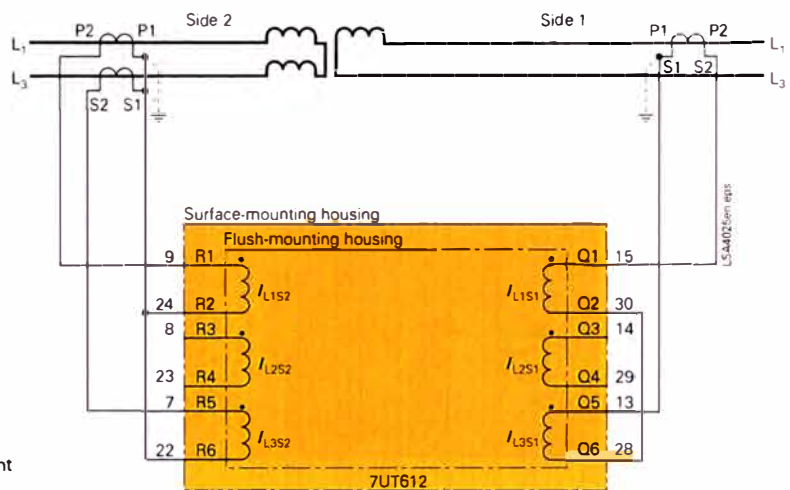


Fig. 8/23
 Connection example to a single-phase power transformer with only one current transformer (right side)

Typical connections

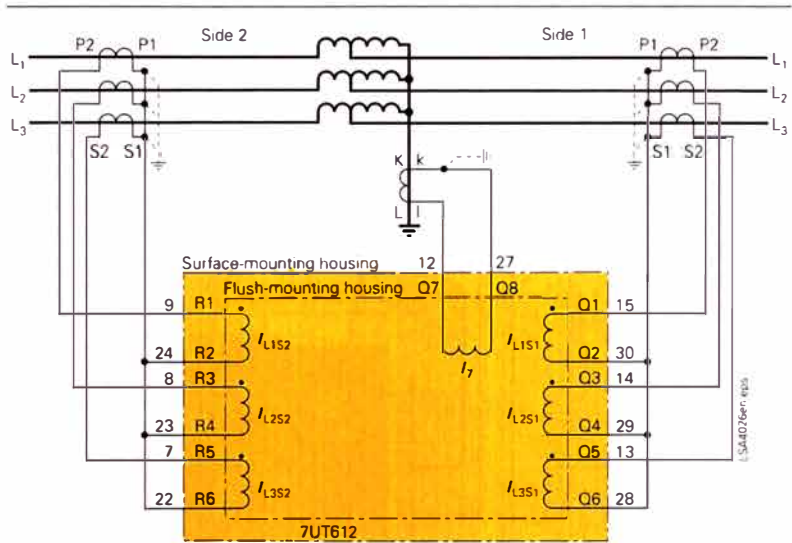


Fig. 8/24
Connection to a three-phase auto-transformer with current transformer between starpoint and earthing point

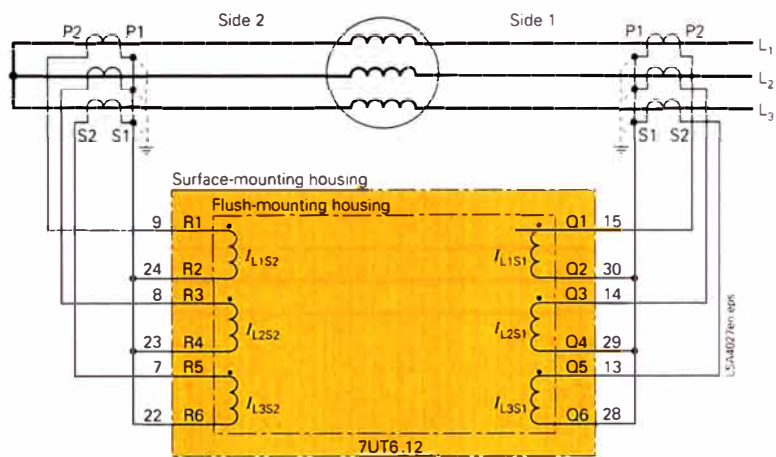


Fig. 8/25
Generator or motor protection

Typical connections

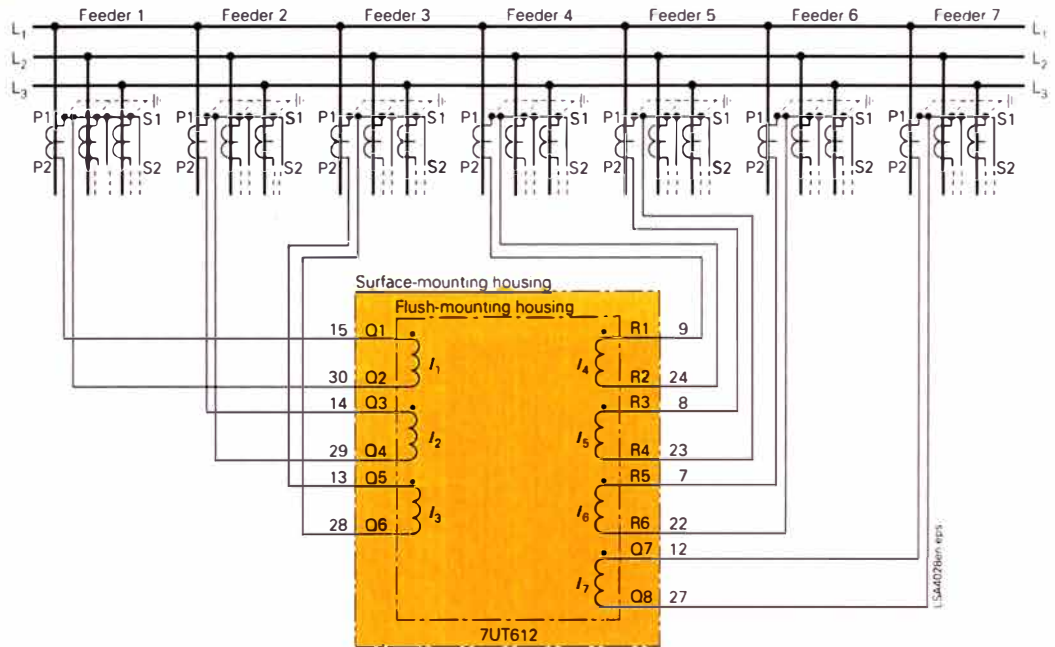


Fig. 8/26
Connection 7UT612 as single-phase busbar protection for 7 feeders, illustrated for phase L1

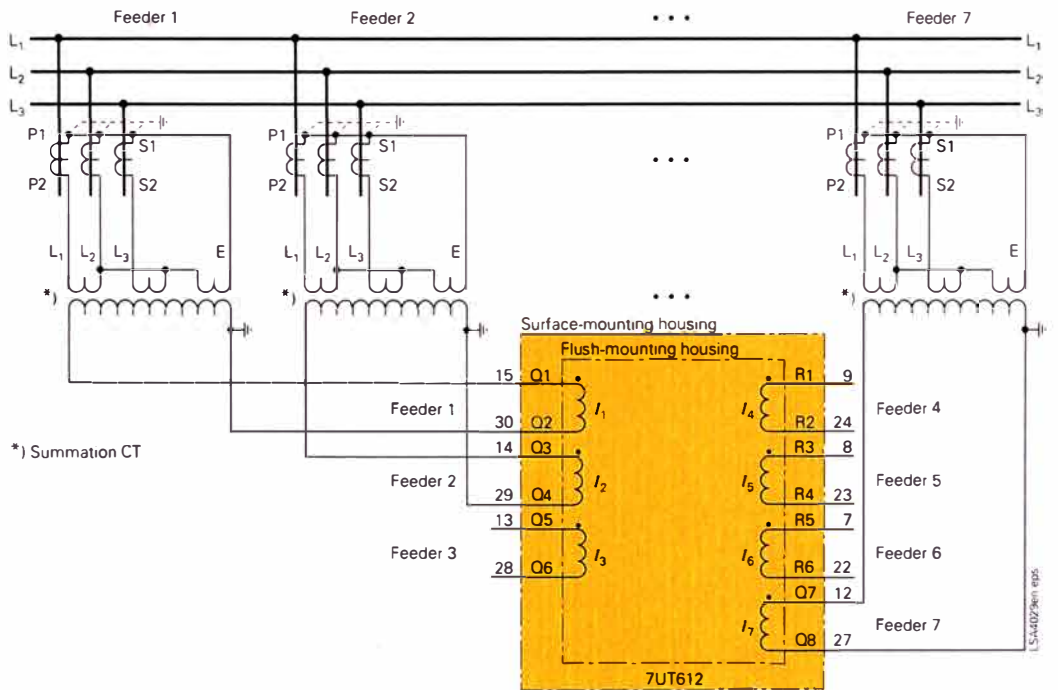


Fig. 8/27
Connection 7UT612 as busbar protection for feeders, connected via external summation current transformers (SCT) – partial illustration for feeders 1, 2 and 7

Typical connections

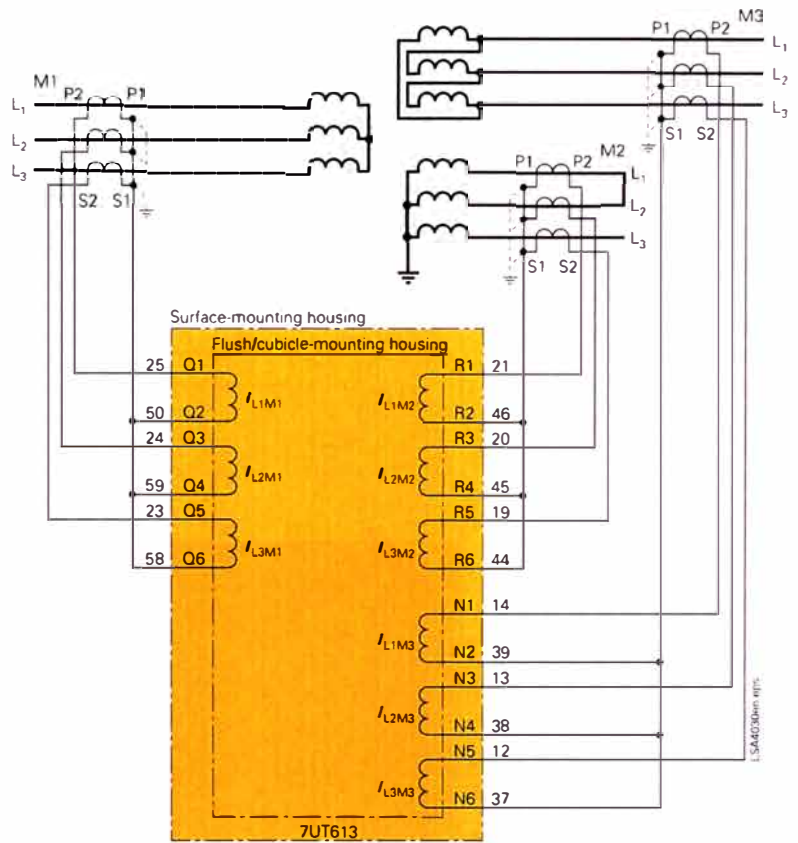


Fig. 8/28
 Connection example 7UT613 for a
 three-winding power transformer

Typical connections

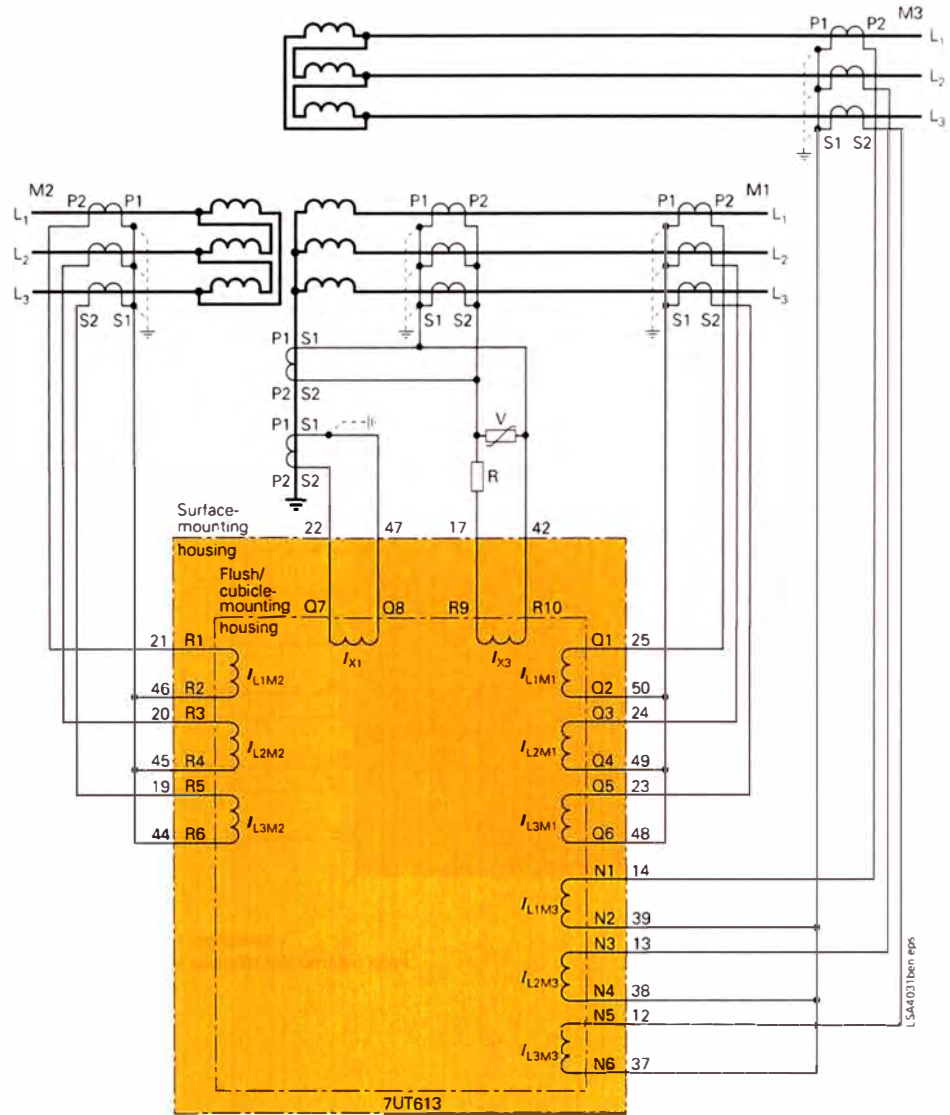


Fig. 8/29
 Connection example 7UT613 for a three-winding power transformer with current transformers between starpoint and earthing point, additional connection for high-impedance protection; I_{x3} connected as high-sensitivity input

Typical connections

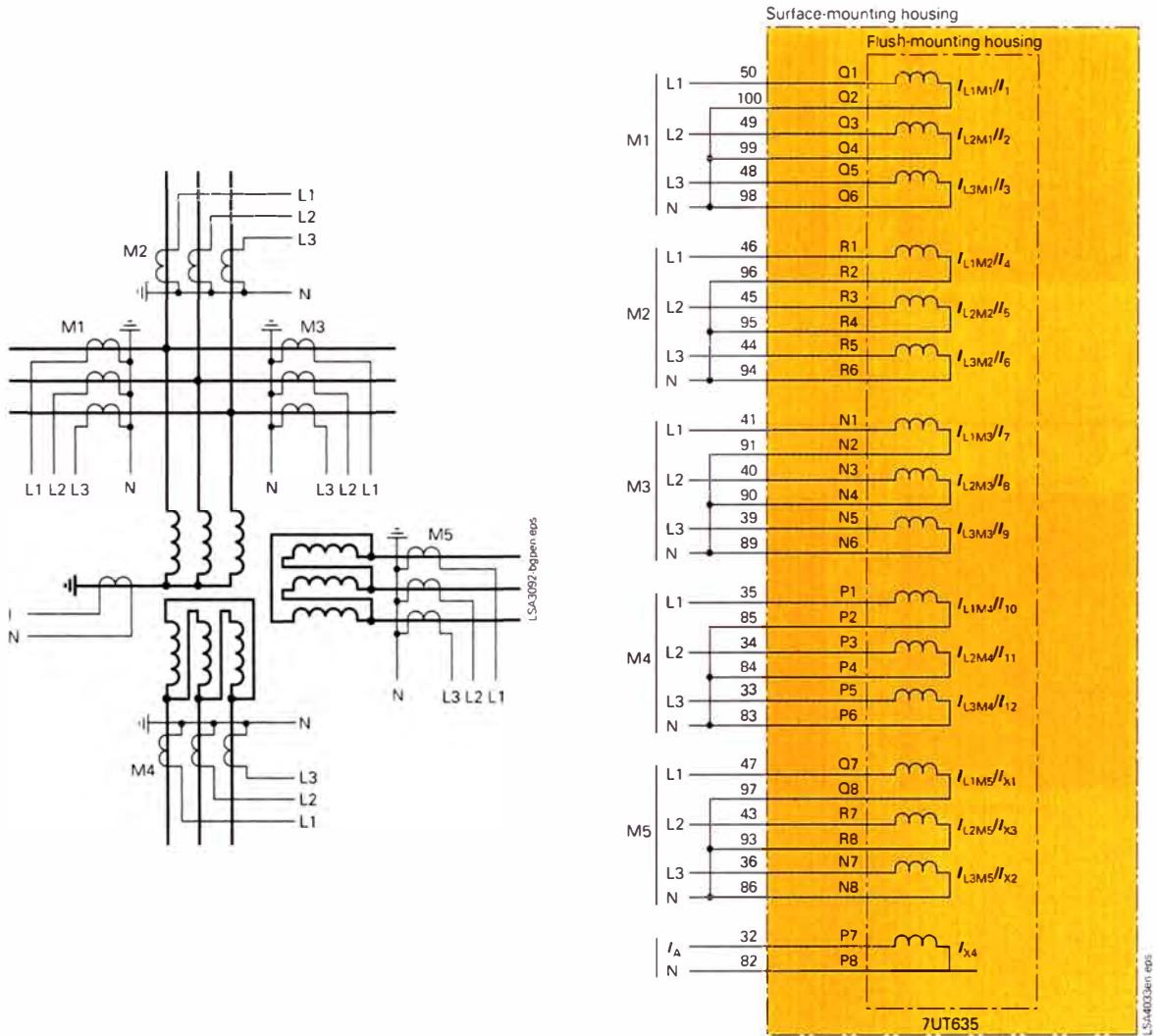


Fig. 8/31 Connection example 7UT635 for a three-winding power transformer with 5 measurement locations (3-phase and neutral current measurement)

Typical connections

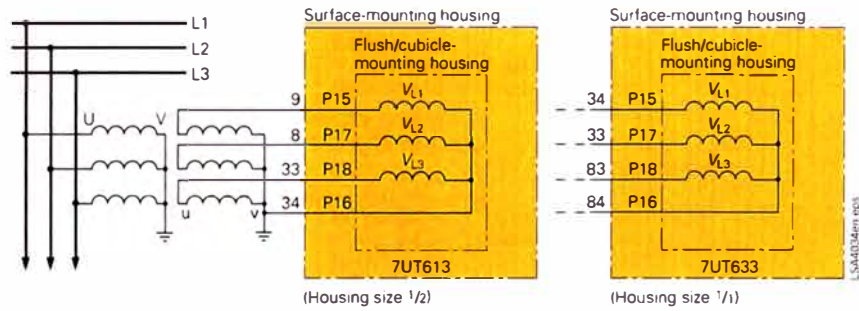


Fig. 8/32
Voltage transformer connection
to 3 star-connected voltage transformers
(7UT613 and 7UT633 only)

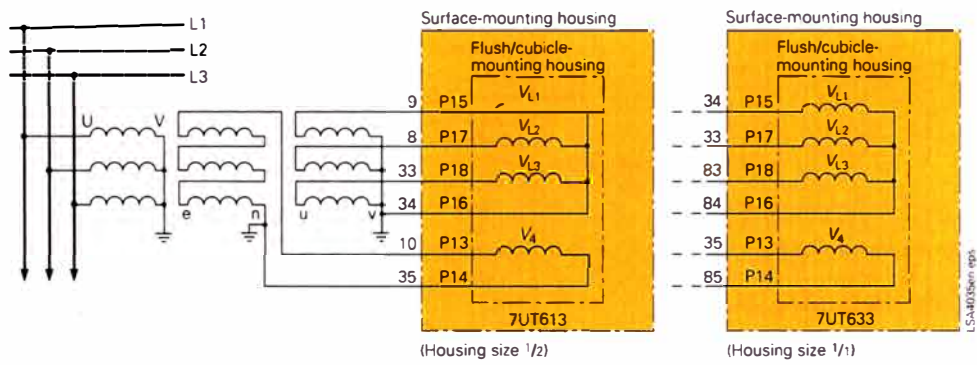


Fig. 8/33
Voltage transformer connection
to 3 star-connected voltage transformers
with additional delta winding
(e-n-winding) (7UT613 and 7UT633 only)

Technical data

General unit data

Analog inputs

Rated frequency	50 or 60 Hz (selectable)			
Rated current	0.1 or 1 or 5 A (selectable by jumper, 0.1 A)			
Power consumption	7UT			
In CT circuits	612	613	633	635
with $I_N = 1$ A; in VA approx.	0.02	0.05	0.05	0.05
with $I_N = 5$ A; in VA approx.	0.2	0.3	0.3	0.3
with $I_N = 0.1$ A; in VA approx.	0.001	0.001	0.001	0.001
sensitive input; in VA approx.	0.05	0.05	0.05	0.05
Overload capacity	I_N			
In CT circuits				
Thermal (r.m.s.)	100 I_N for 1 s 30 I_N for 10 s 4 I_N continuous			
Dynamic (peak value)	250 I_N (half cycle)			
In CT circuits for highly sensitive input $I_{\Sigma E}$				
Thermal	300 A for 1 s 100 A for 10 s 15 A continuous			
Dynamic	750 A (half cycle)			
Rated voltage (7UT613/633 only)	80 to 125 V			
Power consumption per phase at 100 V	≤ 0.1 VA			
Overload capacity				
Thermal (r.m.s.)	230 V continuous			

Auxiliary voltage

Rated voltage	24 to 48 V DC 60 to 125 V DC 110 to 250 V DC and 115 V AC (50/60 Hz), 230 V AC			
Permissible tolerance	-20 to +20 %			
Superimposed AC voltage (peak-to-peak)	≤ 15 %			
Power consumption (DC/AC)	7UT			
	612	613	633	635
Quiescent; in W approx.	5	6/12	6/12	6/12
Energized; in W approx. depending on design	7	12/19	20/28	20/28
Bridging time during failure of the auxiliary voltage $V_{aux} \geq 110$ V	≥ 50 ms			

Binary inputs

Functions are freely assignable				
Quantity marshallable	7UT			
	612	613	633	635
	3	5	21	29
Rated voltage range	24 to 250 V, bipolar			
Minimum pickup threshold	19 or 88 V DC (bipolar)			
Ranges are settable by means of jumpers for each binary input				
Maximum permissible voltage	300 V DC			
Current consumption, energized	Approx. 1.8 mA			
Output relay				
Command / indication / alarm relay				
Quantity each with 1 NO contact (marshallable)	7UT			
	612	613	633	635
	4	8	24	24
1 alarm contact, with 1 NO or NC contact (not marshallable)				

Switching capacity	
Make	1000 W / VA
Break	30 VA
Break (with resistive load)	40 W
Break (with $L/R \leq 50$ ms)	25 W
Switching voltage	250 V
Permissible total current	30 A for 0.5 seconds 5 A continuous
Operating time, approx.	
NO contact	8 ms
NO/NC contact (selectable)	8 ms
Fast NO contact	5 ms
High-speed ^{*)} NO trip outputs	< 1 ms

LEDs

Quantity	7UT			
	612	613	633	635
RUN (green)	1	1	1	1
ERROR (red)	1	1	1	1
LED (red), function can be assigned	7	14	14	14

Unit design

Housing 7XP20	For dimensions please refer to dimension drawings part 17			
Degree of protection acc. to IEC 60529				
For the device	IP 51			
in surface-mounting housing				
in flush-mounting housing				
front	IP 51			
rear	IP 50			
For personal safety	IP 2x with closed protection cover			
Housing	7UT			
	612	613	633	635
Size, referred to 19" frame	1/3	1/2	1/1	1/1
Weight, in kg				
Flush-mounting housing	5.1	8.7	13.8	14.5
Surface-mounting housing	9.6	13.5	22.0	22.7

Serial interfaces

Operating interface 1 for DIGSI 4 or browser

Connection	Front side, non-isolated, RS232, 9-pin subminiature connector (SUB-D)
Transmission rate in kbaud	7UT612: 4.8 to 38.4 kbaud
Setting as supplied:	7UT613/633/635: 4.8 to 115 kbaud
38.4 kbaud, parity 8E1	
Distance, max.	15 m

Time synchronization DCF77 / IIRIG-B signal / IIRIG-B000

Connection	Rear side, 9-pin subminiature connector (SUB-D) (terminals with surface-mounting housing)
Voltage levels	5, 12 or 24 V (optional)

Service interface (operating interface 2) for DIGSI 4 / modem / service

Isolated RS232/RS485/FO	9-pin subminiature connector (SUB-D)
Dielectric test	500 V / 50 Hz
Distance for RS232	Max. 15 m / 49.2 ft
Distance for RS485	Max. 1000 m / 3300 ft
Distance for FO	1.5 km (1 mile)

*) With high-speed contacts all operating times are reduced by 4.5 ms.

Technical data

System interface

IEC 61850

Ethernet, electrical (EN 100) for IEC 61850 and DIGSI

Connection for flush-mounting case	Rear panel, mounting location "B", two RJ45 connector, 100 Mbit acc. to IEEE802.3
for surface-mounting case	At bottom part of the housing
Test voltage	500 V; 50 Hz
Transmission Speed	100 Mbits/s
Distance	20 m/66 ft

Ethernet, optical (EN 100) for IEC 61850 and DIGSI

Connection for flush-mounting case	Rear panel, mounting location "B", ST connector receiver/transmitter
for surface-mounting case	Not available
Optical wavelength	$\lambda = 1350$ nm
Transmission Speed	100 Mbits/s
Laser class I acc. to EN 60825-1/-2	glass fiber 50/125 μ m or glass fiber 62/125 μ m
Permissible path attenuation	Max. 5 dB for glass fiber 62.5/125 μ m
Distance	Max. 800 m/0.5 mile

IEC 60870-5-103

Isolated RS232/RS485/FO

Connector type	9-pin subminiature connector (SUB-D)
Baud rate	4800 to 19200 baud
Dielectric test	500 V/50 Hz
Distance for RS232	Max. 15 m
Distance for RS485	Max. 1000 m

For fiber-optic cable

Connector type	ST connector
Optical wavelength	$\lambda = 820$ nm
Permissible attenuation	Max. 8 dB, for glass-fiber 62.5/125 μ m
Distance	Max. 1.5 km

PROFIBUS RS485 (-FMS/-DP)

Connector type

Connector type	9-pin subminiature connector (SUB-D)
Baud rate	Max. 1.5 Mbaud
Dielectric test	500 V / 50 Hz
Distance	Max. 1000 m (3300 ft) at ≤ 93.75 kbaud

PROFIBUS fiber optic (-FMS/-DP)

Only for flush-mounting housing	ST connector
For surface-mounting housing	Optical interface with OLM ¹⁾
Baud rate	Max. 1.5 Mbaud
Optical wavelength	$\lambda = 820$ nm
Permissible attenuation	Max. 8 dB, for glass-fiber 62.5/125 μ m
Distance	500 kbaud 1.6 km (0.99 miles) 1500 kbaud 530 m (0.33 miles)

DNP 3.0 RS485 / MODBUS RS485

Connector type	9-pin subminiatur connector (SUB-D)
Baud rate	Max. 19200 baud
Dielectric test	500 V / 50 Hz
Distance	Max. 1000 m (3300 ft)

DNP 3.0 Optical/MODBUS FO

Connector type	ST connector
Optical wavelength	$\lambda = 820$ nm
Permissible attenuation	Max. 8 dB, for glass-fiber 62.5/125 μ m
Distance	1.5 km (1 mile)

1) Conversion with external OLM

For fiber-optic interface please complete Order No. at 11th position with 4 (FMS RS485) or 9 (DP RS485) and Order code L0A and additionally order:

For single ring: SIEMENS OLM 6GK1502-3AB10
For double ring: SIEMENS OLM 6GK1502-4AB10

Electrical tests

Specifications

Standards	IEC 60255 (Product standards) ANSI/IEEE C37.90.01.11.2 UL 508
-----------	---------------------------------------------------------------------

Insulation tests

Standards	IEC 60255-5 and 60870-2-1
Voltage test (100 % test)	All circuits except for auxiliary supply, binary inputs and communication interfaces
Auxiliary voltage and binary inputs (100 % test)	2.5 kV (r.m.s.), 50 Hz / 60 Hz
RS485/RS232 rear side communication interfaces and time synchronization interface (100 % test)	3.5 kV DC
Impulse voltage test (type test)	All circuits except for communication interfaces and time synchronization interface, class III
	5 kV (peak); 1.2/50 μ s; 0.5 J 3 positive and 3 negative impulses at intervals of 5 s

EMC tests for interference immunity

Standards	IEC 60255-6, 60255-22 (product standards) EN 6100-6-2 (generic standard) DIN 57435 / Part 303
High frequency test	2.5 kV (peak); 1 MHz; $\tau = 15$ ms; 400 surges per s; test duration 2 s; $R_i = 200 \Omega$
IEC 60255-22-1, class III and DIN 57435 / Part 303, class III	
Electrostatic discharge	8 kV contact discharge; 15 kV air discharge; both polarities; 150 pF; $R_i = 330 \Omega$
IEC 60255-22-2 class IV EN 61000-4-2, class IV	
Irradiation with RF field, frequency sweep, IEC 60255-22-3, IEC 61000-4-3 class III	10 V/m; 80 to 1000 MHz; 80 % AM; 1 kHz
Irradiation with RF field, amplitude-modulated, single frequencies, IEC 60255-22-3, IEC 61000-4-3, class III	10 V/m; 80, 160, 450, 900 MHz, 80 % AM; duration > 10 s
Irradiation with RF field, pulse-modulated, single frequencies, IEC 60255-22-3, IEC 61000-4-3/ENV 50204, class III	10 V/m; 900 MHz; repetition frequency 200 Hz; duty cycle 50 % PM
Fast transients interference, bursts IEC 60255-22-4 and IEC 61000-4-4, class IV	4 kV; 5/50 ns; 5 kHz; burst length = 15 ms; repetition rate 300 ms; both polarities; $R_i = 50$; test duration 1 min
High-energy surge voltages (SURGE), IEC 61000-4-5, installation class III	Impulse: 1.2/50 μ s
Auxiliary supply	Common (longitudinal) mode: 2kV; 12 Ω , 9 μ F Differential (transversal) mode: 1kV; 2 Ω , 18 μ F
Analog inputs, binary inputs, binary outputs	Common (longitude) mode: 2kV; 42 Ω , 0.5 μ F Differential (transversal) mode: 1kV; 42 Ω , 0.5 μ F
Line-conducted HF, amplitude-modulated IEC 61000-4-6, class III	10 V; 150 kHz to 80 MHz; 80 % AM; 1 kHz

Technical data

Electrical tests (cont'd)

EMC tests for interference immunity (cont'd)

Magnetic field with power frequency IEC 61000-4-8, IEC 60255-6 class IV	30 A/m continuous; 300 A/m for 3 s; 50 Hz, 0.5 mT; 50 Hz
Oscillatory surge withstand capability, ANSI/IEEE C37.90.1	2.5 kV (peak); 1 MHz; $\tau = 15 \mu\text{s}$; Damped wave; 400 surges per second; duration 2 s; $R_i = 200 \Omega$
Fast transient surge withstand capability, ANSI/IEEE C37.90.1	4 kV; 5/50 ns; 5 kHz; burst 15 ms; repetition rate 300 ms; both polarities; duration 1 min; $R_i = 80 \Omega$
Damped oscillations IEC 60894, IEC 61000-4-12	2.5 kV (peak value), polarity alternat- ing 100 kHz, 1 MHz, 10 MHz and 50 MHz, $R_i = 200 \Omega$

EMC tests for interference emission (type test)

Standard	EN 50081-* (generic standard)
Conducted interference, only auxiliary supply IEC-CISPR 22	150 kHz to 30 MHz Limit class B
Radio interference field strenght IEC-CISPR 22	30 to 1000 MHz Limit class B

Mechanical stress tests

Vibration, shock stress and seismic vibration

During operation

Standards	IEC 60255-21 and IEC 60068
Vibration IEC 60255-21-1, class 2 IEC 60068-2-6	Sinusoidal 10 to 60 Hz: ± 0.075 mm amplitude; 60 to 150 Hz: 1 g acceleration frequency sweep 1 octave/min. 20 cycles in 3 orthogonal axes
Shock IEC 60255-21-2, class 1 IEC 60068-2-27	Half-sinusoidal acceleration 5 g, duration 11 ms, 3 shocks each in both directions of the 3 axes
Seismic vibration IEC 60255-21-2, class 1 IEC 60068-3-3	Sinusoidal 1 to 8 Hz: ± 3.5 mm amplitude (horizontal axis) 1 to 8 Hz: ± 1.5 mm amplitude (vertical axis) 8 to 35 Hz: 1 g acceleration (horizontal axis) 8 to 35 Hz: 0.5 g acceleration (vertical axis) frequency sweep 1 octave/min 1 cycle in 3 orthogonal axes

During transport

Standards	IEC 60255-21 and IEC 60068
Vibration IEC 60255-21-1, class 2 IEC 60255-2-6	Sinusoidal 5 to 8 Hz: ± 7.5 mm amplitude; 8 to 150 Hz: 2 g acceleration frequency sweep 1 octave/min 20 cycles in 3 orthogonal axes
Shock IEC 60255-21-2, class 1 IEC 60068-2-27	Half-sinusoidal acceleration 15 g, duration 11 ms, 3 shocks each in both directions of the 3 axes
Continuous shock IEC 60255-21-2, class 1 IEC 60068-2-29	Half-sinusoidal acceleration 10 g, duration 16 ms, 1000 shocks on each of the 3 axes in both directions

Climatic stress tests

Temperatures

Type-tested acc. to IEC 60068-2-1 and -2, test Bd, for 16 h	-25 °C to +85 °C / -13 °F to +185 °F
Temporarily permissible operating temperature, tested for 96 h	-20 °C to +70 °C / -4 °F to +158 °F
Recommended permanent operating temperature acc. to IEC 60255-6 (Legibility of display may be impaired above +55 °C / +131 °F)	-5 °C to +55 °C / +25 °F to +131 °F
- Limiting temperature during permanent storage	-25 °C to +55 °C / -13 °F to +131 °F
- Limiting temperature during transport	-25 °C to +70 °C / -13 °F to +158 °F

Humidity

Permissible humidity stress	Yearly average ≤ 75 % relative humidity; on 56 days in the year up to 93 % relative humidity; condensation not permitted
It is recommended to arrange the units in such a way that they are not exposed to direct sunlight or pronounced temperature changes that could cause condensation.	

CE conformity

This product is in conformity with the Directives of the European Communities on the harmonization of the laws of the Member States relating to electromagnetic compatibility (EMC Council Directive 89/336/EEC) and electrical equipment designed for use within certain voltage limits ("Low voltage" Council Directive 73/23/EEC).

This unit conforms to the international standard IEC 60255, and the German standard DIN 57435/Part 303 (corresponding to VDE 0435/Part 303).

Further applicable standards: ANSI/IEEE C37.90.0 and C37.90.1.

This conformity is the result of a test that was performed by Siemens AG in accordance with Article 10 of the Council Directive complying with the generic standards EN 50081-2 and EN 50082-2 for the EMC Directive and standard EN 60255-6 for the "low-voltage Directive".

Technical data

Functions

Differential protection

General

Pickup values

Differential current	$I_{DIFF} > I_{Nobj}$	0.05 to 2.00	(steps 0.01)
High-current stage	$I_{DIFF} \gg I_{Nobj}$	0.5 to 35.0	(steps 0.1) or deactivated (stage ineffective)
Pickup on switch-on (factor of I_{DIFF})		1.0 to 2.0	(steps 0.1)
Add-on stabilization on external fault ($I_{STAB} >$ set value) I_{add-on} / I_{Nobj}		2.00 to 15.00	(steps 0.01)
action time		2 to 250 cycles	(steps 1 cycle) or deactivated (effective until dropout)
Tolerances (at preset parameters)			
$I_{DIFF} >$ stage and characteristic		5 % of set value	
$I_{DIFF} \gg$ stage		5 % of set value	

Time delays

Delay of $I_{DIFF} >$ stage	$T_{I-DIFF} >$	0.00 to 60.00 s	(steps 0.01 s) or deactivated (no trip)
Delay of $I_{DIFF} \gg$ stage	$T_{I-DIFF} \gg$	0.00 to 60.00 s	(steps 0.01 s) or deactivated (no trip)
Time tolerance		1 % of set value or 10 ms	

The set times are pure delay times

Transformers

Harmonic stabilization

Inrush restraint ratio (2 nd harmonic)	I_{2N} / I_N	10 to 80 %	(steps 1 %)
Stabilization ratio further (n-th) harmonic (optional 3 rd or 5 th)	I_{nN} / I_N	10 to 80 %	(steps 1 %)
Crossblock function		Can be activated / deactivated	
max. action time for crossblock		2 to 1000 AC cycles (steps 1 cycle) or 0 (crossblock deactivated) or deactivated (active until dropout)	

Operating times

Pickup time/dropout time with single-side infeed

Pickup time (in ms) at frequency	50 Hz	60 Hz
<u>7UT 612</u>		
$I_{DIFF} >$, min.	38	35
$I_{DIFF} \gg$, min.	19	17
Dropout time (in ms), approx.	35	30
<u>7UT 613/63x</u>		
$I_{DIFF} >$, min.	30	27
$I_{DIFF} \gg$, min.	11	11
Dropout time (in ms), approx.	54	46
Dropout ratio, approx.	0.7	

Current matching for transformers

Vector group adaptation	0 to 11 (x 30 °) (steps 1)
Star-point conditioning	Earthed or non-earthed (for each winding)

Generators, motors, reactors

Operating times

Pickup time/dropout time with single-side infeed

Pickup time (in ms) at frequency	50 Hz	60 Hz
<u>7UT 612</u>		
$I_{DIFF} >$, min.	38	35
$I_{DIFF} \gg$, min.	19	17
Dropout time (in ms), approx.	35	30
<u>7UT 613/63x</u>		
$I_{DIFF} >$, min.	30	27
$I_{DIFF} \gg$, min.	11	11
Dropout time (in ms), approx.	54	46
Dropout ratio, approx.	0.7	

Busbars, short lines

Differential current monitor

Steady-state differential current monitoring	0.15 to 0.80	(steps 0.01)
	$I_{DIFF\ mon} / I_{Nobj}$	
Delay of blocking with differential current monitoring	1 to 10 s	(steps 1 s)
	$T_{DIFF\ mon}$	

Feeder current guard

Trip release by feeder current guard	I_{guard} / I_{Nobj}	0.20 to 2.00 (steps 0.01) or 0 (always released)
--------------------------------------	------------------------	-----------------------------------------------------

Operating times

Pickup time/dropout time with single-side infeed

Pickup time (in ms) at frequency	50 Hz	60 Hz
<u>7UT 612</u>		
$I_{DIFF} >$, min.	25	25
$I_{DIFF} \gg$, min.	19	17
Dropout time (in ms), approx.	30	30
<u>7UT 613/63x</u>		
$I_{DIFF} >$, min.	11	11
$I_{DIFF} \gg$, min.	11	11
Dropout time (in ms), approx.	54	46
Dropout ratio, approx.	0.7	

Technical data

Restricted earth-fault protection

Multiple availability 2 times (option)

Settings

Differential current $I_{REF} > I_{Nobj}$	0.05 to 2.00 (steps 0.01)
Limit angle φ_{REF}	110° (fixed)
Time delay T_{REF}	0.00 to 60.00 s (steps 0.01 s) or deactivated (no trip)

The set times are pure delay times

Operating times

Pickup time (in ms) at frequency 50 Hz 60 Hz

7UT 612

At 1.5 · setting value $I_{REF} >$, approx. 40 38

At 2.5 · setting value $I_{REF} >$, approx. 37 32

Dropout time (in ms), approx. 40 40

7UT 613/63x

At 1.5 · setting value $I_{REF} >$, approx. 35 30

At 2.5 · setting value $I_{REF} >$, approx. 33 29

Dropout time (in ms), approx. 26 23

Dropout ratio, approx. 0.7

Overcurrent-time protection for phase and residual currents

Multiple availability 3 times (option)

Characteristics

Definite-time stages (DT) $I_{ph} >>, 3I_0 >>, I_{ph} >, 3I_0 >$

Inverse-time stages (IT) $I_p, 3I_{OP}$

Acc. to IEC Inverse, very inverse, extremely inverse, long-time inverse

Acc. to ANSI Inverse, moderately inverse, very inverse, extremely inverse, definite inverse, short inverse, long inverse
Alternatively, user-specified trip and reset characteristics

Reset characteristics (IT) Acc. to ANSI with disk emulation

Current stages

High-current stages $I_{ph} >>$ 0.10 to 35.00 A¹⁾ (steps 0.01 A) or deactivated (stage ineffective)

$T_{I_{ph} >>}$ 0.00 to 60.00 s (steps 0.01 s) or deactivated (no trip)

$3I_0 >>$ 0.05 to 35.00 A¹⁾ (steps 0.01 A) or deactivated (stage ineffective)

$T_{3I_0 >>}$ 0.00 to 60.00 s (steps 0.01 s) or deactivated (no trip)

Definite-time stages $I_{ph} >$ 0.10 to 35.00 A¹⁾ (steps 0.01 A) or deactivated (stage ineffective)

$T_{I_{ph} >}$ 0.00 to 60.00 s (steps 0.01 s) or deactivated (no trip)

$3I_0 >$ 0.05 to 35.00 A¹⁾ (steps 0.01 A) or deactivated (stage ineffective)

$T_{3I_0 >}$ 0.00 to 60.00 s (steps 0.01 s) or deactivated (no trip)

Inverse-time stages I_p 0.10 to 4.00 A¹⁾ (steps 0.01 A)

Acc. to IEC T_{I_p} 0.05 to 3.20 s (steps 0.01 s) or deactivated (no trip)

$3I_{OP}$ 0.05 to 4.00 A¹⁾ (steps 0.01 A)

$T_{3I_{OP}}$ 0.05 to 3.20 s (steps 0.01 s) or deactivated (no trip)

Inverse-time stages I_p 0.10 to 4.00 A¹⁾ (steps 0.01 A)

Acc. to ANSI D_{I_p} 0.50 to 15.00 s (steps 0.01 s) or deactivated (no trip)

$3I_{OP}$ 0.05 to 4.00 A¹⁾ (steps 0.01 A)

$D_{3I_{OP}}$ 0.50 to 15.00 s (steps 0.01 s) or deactivated (no trip)

Current stages (cont'd)

Tolerances

Definite time Currents 3 % of set value or 1 % of rated current
Times 1 % of set value or 10 ms

Inverse time Currents Pickup at $1.05 \leq I/I_P \leq 1.15$;
or $1.05 \leq I/3I_{OP} \leq 1.15$

Acc. to IEC Times $5\% \pm 15\text{ ms}$ at $f_N = 50/60\text{ Hz}$
for $2 \leq I/I_P \leq 20$
and $T_{IP}/s \geq 1$;
or $2 \leq I/3I_{OP} \leq 20$
and $T_{3I_{OP}}/s \geq 1$

Acc. to ANSI Times $5\% \pm 15\text{ ms}$ at $f_N = 50/60\text{ Hz}$
for $2 \leq I/I_P \leq 20$
and $D_{IP}/s \geq 1$;
or $2 \leq I/3I_{OP} \leq 20$
and $D_{3I_{OP}}/s \geq 1$

The set definite times are pure delay times.

Operating times of the definite-time stages

Pickup time/dropout time phase current stages

Pickup time (in ms) at frequency 50 Hz 60 Hz

7UT 612

Without inrush restraint, min. 20 18

With inrush restraint, min. 40 35

Dropout time (in ms), approx. 30 30

7UT 613/63x

Without inrush restraint, min. 11 11

With inrush restraint, min. 33 29

Dropout time (in ms), approx. 35 35

Pickup time/dropout time residual current stages

Pickup time (in ms) at frequency 50 Hz 60 Hz

7UT 612

Without inrush restraint, min. 40 35

With inrush restraint, min. 40 35

Dropout time (in ms), approx. 30 30

7UT 613/63x

Without inrush restraint, min. 21 19

With inrush restraint, min. 31 29

Dropout time (in ms), approx. 45 43

Dropout ratios

Current stages Approx. 0.95 for $I/I_N \geq 0.5$

Inrush blocking

Inrush blocking ratio 10 to 45 % (steps 1 %)

(2nd harmonic) I_{2N}/I_N

Lower operation limit $I > 0.2\text{ A}$ ¹⁾

Max. current for blocking 0.30 to 25.00 A¹⁾ (steps 0.01 A)

Crossblock function between phases Can be activated/deactivated
max. action time for crossblock 0.00 to 180 s (steps 0.01 A)

1) Secondary values based on $I_N = 1\text{ A}$;
for $I_N = 5\text{ A}$ they must be multiplied by 5.

Technical data

Overcurrent-time protection for earth current

Multiple availability 3 times (option)

Characteristics

Definite-time stages (1T)	$I_E \gg, I_E >$
Inverse-time stages (IT)	I_{EP}
Acc. to IEC	Inverse, very inverse, extremely inverse, long-time inverse
Acc. to ANSI	Inverse, moderately inverse, very inverse, extremely inverse, definite inverse, short inverse, long inverse
	Alternatively, user-specified trip and reset characteristics
Reset characteristics (IT)	Acc. to ANSI with disk emulation

Current stages

High-current stage	$I_E \gg$	0.05 to 35.00 A ¹⁾ (steps 0.01 A) or deactivated (stage ineffective)
	$T_{IE} \gg$	0.00 to 60.00 s (steps 0.01 s) or deactivated (no trip)
Definite-time stage	$I_E >$	0.05 to 35.00 A ¹⁾ (steps 0.01 A) or deactivated (stage ineffective)
	$T_{IE} >$	0.00 to 60.00 s (steps 0.01 s) or deactivated (no trip)
Inverse-time stages	I_{EP}	0.05 to 4.00 A ¹⁾ (steps 0.01 A)
Acc. to IEC	T_{IEP}	0.05 to 3.20 s (steps 0.01 s) or deactivated (no trip)
Inverse-time stages	I_{EP}	0.05 to 4.00 A ¹⁾ (steps 0.01 A)
Acc. to ANSI	D_{IEP}	0.50 to 15.00 s (steps 0.01 s) or deactivated (no trip)

Tolerances

Definite time	Currents	3 % of set value or 1 % of rated current
	Times	1 % of set value or 10 ms
Inverse time	Currents	Pickup at $1.05 \leq I_{EP} \leq 1.15$
Acc. to IEC	Times	$5\% \pm 15\text{ ms}$ at $f_N = 50/60\text{ Hz}$ for $2 \leq I_{EP} \leq 20$ and $T_{IEP/s} \geq 1$
Acc. to ANSI	Times	$5\% \pm 15\text{ ms}$ at $f_N = 50/60\text{ Hz}$ for $2 \leq I_{EP} \leq 20$ and $D_{IEP/s} \geq 1$

The set definite times are pure delay times.

Operating times of the definite-time stages

Pickup time/dropout time		
Pickup time (in ms) at frequency	50 Hz	60 Hz
7UT 612		
Without inrush restraint, min.	20	18
With inrush restraint, min.	40	35
Dropout time (in ms), approx.	30	30
7UT613/63x		
Without inrush restraint, min.	11	11
With inrush restraint, min.	33	29
Dropout time (in ms), approx.	35	35

Dropout ratios

Current stages Approx. 0.95 for $I/I_N \geq 0.5$

Inrush blocking

Inrush blocking ratio (2 nd harmonic)	I_{2N}/I_{EN}	10 to 45 % (steps 1 %)
Lower operation limit	$I > 0.2\text{ A}$ ¹⁾	
Max. current for blocking	0.30 to 25.00 A ¹⁾	(steps 0.01 A)

1) Secondary values based on $I_N = 1\text{ A}$; for $I_N = 5\text{ A}$ they must be multiplied by 5.

Dynamic cold-load pickup for overcurrent-time protection

Time control

Start criterion		Binary input from circuit-breaker auxiliary contact or current criterion (of the assigned side)
CB open time	$T_{CB\text{ open}}$	0 to 21600 s (= 6 h) (steps 1 s)
Active time	$T_{\text{Active time}}$	1 to 21600 s (= 6 h) (steps 1 s)
Accelerated dropout time	$T_{\text{Stop time}}$	1 to 600 s (= 10 min) (steps 1 s) or deactivated (no accelerated dropout)

Setting ranges and changeover values

Dynamic parameters of current pickup and delay times or time multipliers Setting ranges and steps are the same as for the functions to be influenced

Single-phase overcurrent-time protection

Current stages

High-current stage $I \gg$		0.05 to 35.00 A ¹⁾ (steps 0.01 A) or deactivated (stage ineffective)
	$T_I \gg$	0.00 to 60.00 s (steps 0.01 s) or deactivated (no trip)
Definite-time stage $I >$		0.05 to 35.00 A ¹⁾ (steps 0.01 A) or deactivated (stage ineffective)
	$T_I >$	0.00 to 60.00 s (steps 0.01 s) or deactivated (no trip)
Tolerances	Currents	3 % of set value or 1 % of rated current at $I_N = 1\text{ A}$ or 5 A; 5 % of set value or 3 % of rated current at $I_N = 0.1\text{ A}$
	Times	1 % of set value or 10 ms

The set definite times are pure delay times.

Operating times

Pickup time/dropout time

Pickup time (in ms) at frequency	50 Hz	60 Hz
7UT612		
Minimum	20	18
Dropout time (in ms), approx.	30	27
7UT613/63x		
Minimum	14	13
Dropout time (in ms), approx.	25	22

Dropout ratios

Current stages Approx. 0.95 for $I/I_N \geq 0.5$

2) Secondary values for high-sensitivity current input I_k , independent of rated current.

Technical data

Unbalanced load protection (Negative-sequence protection)

Characteristics

Definite-time stages	(DT)	$I_2 \gg, I_2 >$
Inverse-time stages	(IT)	I_{2P}
Acc. to IEC		Inverse, very inverse, extremely inverse
Acc. to ANSI		Inverse, moderately inverse, very inverse, extremely inverse
Reset characteristics	(IT)	Acc. to ANSI with disk emulation
Operating range		0.1 to 4 A ¹⁾

Current stages

High-current stage	$I_2 \gg$ $T_{12} \gg$	0.10 to 3.00 A ¹⁾ (steps 0.01 A) 0.00 to 60.00 s (steps 0.01 s) or deactivated (no trip)
Definite-time stage	$I_2 >$ $T_{12} >$	0.10 to 3.00 A ¹⁾ (steps 0.01 A) 0.00 to 60.00 s (steps 0.01 s) or deactivated (no trip)
Inverse-time stages	I_{2P} T_{12P}	0.10 to 2.00 A ¹⁾ (steps 0.01 A) 0.05 to 3.20 s (steps 0.01 s) or deactivated (no trip)
Inverse-time stages	I_{2P} D_{12P}	0.10 to 2.00 A ¹⁾ (steps 0.01 A) 0.50 to 15.00 s (steps 0.01 s) or deactivated (no trip)

Tolerances		
Definite-time	Currents	3 % of set value or 1 % of rated current
	Times	1 % of set value or 10 ms
Inverse time	Currents	Pickup at $1.05 \leq I_{EP} \leq 1.15$
Acc. to IEC	Times	$5\% \pm 15\text{ ms}$ at $f_N = 50/60\text{ Hz}$ for $2 \leq I_{EP} \leq 20$ and $T_{IEP/s} \geq 1$
Acc. to ANSI	Times	$5\% \pm 15\text{ ms}$ at $f_N = 50/60\text{ Hz}$ for $2 \leq I_{EP} \leq 20$ and $D_{IEP/s} \geq 1$

The set definite times are pure delay times.

Operating times of the definite-time stages

Pickup time/dropout time

Pickup time (in ms) at frequency	50 Hz	60 Hz
7UT612		
Minimum	50	45
Dropout time (in ms), approx.	30	30
7UT613/63x		
Minimum	41	34
Dropout time (in ms), approx.	23	20

Dropout ratios

Current stages	Approx. 0.95 for $I_2/I_N \geq 0.5$
----------------	-------------------------------------

Thermal overload protection

Overload protection using a thermal replica

Multiple availability	2 times (option)
Setting ranges	
Factor k acc. IEC 60255-8	0.10 to 4.00 (steps 0.01)
Time constant τ	1.0 to 999.9 min (steps 0.1 min)
Cooling down factor at motor stand-still (for motors) Kr-factor	1.0 to 10.0 (steps 0.1)
Thermal alarm stage $\Theta_{alarm}/\Theta_{trip}$	50 to 100 % referred to trip temperature rise (steps 1 %)
Current-based alarm stage I_{alarm}	0.10 to 4.00 A ¹⁾ (steps 0.01 A)
Start-up recognition (for motors) $I_{start-up}$	0.60 to 10.00 A ¹⁾ (steps 0.01 A) or deactivated (no start-up recognition)
Emergency start run-on time (for motors) T_{run-on}	10 to 15000 s (steps 1 s)

Overload protection using a thermal replica (cont'd)

Tripping characteristics

Tripping characteristic for $I/(k \cdot I_N) \leq 8$

$$t = \tau \cdot I_N \left[\left(\frac{I}{k \cdot I_N} \right)^2 - \left(\frac{I_{pre}}{k \cdot I_N} \right)^2 \right] \cdot \left(\frac{I}{k \cdot I_N} \right)^{-1}$$

- t Tripping time
- τ Heating-up time constant
- I Actual load current
- I_{pre} Preload current
- k Setting factor IEC 60255-8
- I_N Rated current of the protected object

Dropout ratios

Θ/Θ_{trip}	Dropout at Θ_{alarm}
Θ/Θ_{alarm}	Approx. 0.99
I/I_{alarm}	Approx. 0.97

Tolerances

(with one 3-phase measuring location)	
Referring to $k \cdot I_N$	3 % or 10 mA ¹⁾ ; class 3 % acc. IEC 60255-8
Referring to tripping time	3 % or 1 s at $f_N = 50/60\text{ Hz}$ for $I/(k \cdot I_N) > 1.25$

Frequency influence referring to $k \cdot I_N$

In the range $0.9 \leq f/f_N \leq 1.1$	1 % at $f_N = 50/60\text{ Hz}$
----------------------------------------	--------------------------------

Hot-spot calculation and determination of the ageing rate

Thermo-box

(temperature monitoring box)

Number of measuring points	From 1 thermo-box (up to 6 temperature sensors) or from 2 thermo-boxes (up to 12 temperature sensors)
----------------------------	-------------------------------------------------------------------------------------------------------

For hot spot calculation one temperature sensor must be connected.

Cooling

Cooling method	ON (oil natural) OF (oil forced) OD (oil directed)
Oil exponent Y	1.6 to 2.0 (steps 0.1)
Hot spot to top-oil gradient H_{gr}	22 to 29 (steps 1)

Annunciation thresholds

Warning temperature hot spot	98 to 140 °C (steps 1 °C) 208 to 284 °F (steps 1 °F)
Alarm temperature hot spot	98 to 140 °C (steps 1 °C) 208 to 284 °F (steps 1 °F)
Warning ageing rate	0.125 to 128.000 (steps 0.001)
Alarm ageing rate	0.125 to 128.000 (steps 0.001)

1) Secondary values based on $I_N = 1\text{ A}$;
for $I_N = 5\text{ A}$ they must be multiplied by 5.

Technical data

Thermo-boxes for overload protection

Thermo-boxes (connectable)	1 or 2
Number of temperature sensors per thermo-box	Max. 6
Measuring type	Pt 100 Ω or Ni 100 Ω or Ni 120 Ω

Annuciation thresholds

For each measuring point:

Warning temperature (stage 1)	-50 to 250 °C	(steps 1 °C)
	-58 to 482 °F	(steps 1 °F)
	or deactivated (no warning)	
Alarm temperature (stage 2)	-50 to 250 °C	(steps 1 °C)
	-58 to 482 °F	(steps 1 °F)
	or deactivated (no alarm)	

Breaker failure protection

Multiple availability	2 times (option)
-----------------------	------------------

Setting ranges

Current flow monitoring	0.04 to 1.00 A ¹⁾	(steps 0.01 A)
	for the respective side	
Dropoff to pickup ratio	Approx. 0.9 for $I \geq 0.25 A$ ¹⁾	
Pickup tolerance	5 % of set value or 0.01 A ¹⁾	
Breaker status monitoring	Binary input for CB auxiliary contact	

Starting conditions

For breaker failure protection	Internal trip
	External trip (via binary input)

Times

Pickup time	Approx. 2 ms (7UT613/63x) and approx. 3 ms (7UT612) with measured quantities present; Approx. 20 ms after switch-on of measured quantities, $f_N = 50/60$ Hz
-------------	--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

Reset time (incl. output relay), approx.	50 Hz	60 Hz
------------------------------------------	-------	-------

<u>7UT612</u>	30 ms	30 ms
---------------	-------	-------

<u>7UT613/63x</u>	25 ms	25 ms
-------------------	-------	-------

Delay times for all stages	0.00 to 60.00 s; deactivated (steps 0.01 s)	
----------------------------	---------------------------------------------	--

Time tolerance	1 % of setting value or 10 ms	
----------------	-------------------------------	--

Overexcitation protection (Volt / Hertz) (7UT613 / 633 only)

Setting ranges

Pickup threshold alarm stage	1 to 1.2 (steps 0.01)
Pickup threshold $V/f >>$ -stage	1 to 1.4 (steps 0.01)
Time delays T	0 to 60 s (steps 0.01 s) or deactivated
Characteristic values of V/f and assigned times $t(V/f)$	1.05/1.1/1.15/1.2/1.25/1.3/1.35/1.4
Cooling down time $T_{Cooling}$	0 to 20000 s (steps 1 s)

Times (in ms) (alarm and $V/f >>$ -stage)	50 Hz	60 Hz
-------------------------------------------	-------	-------

Pickup times at 1.1 of set value, approx.	36	31
Drop-off times, approx.	28	23

Drop-off ratio (alarm, trip)	0.95
------------------------------	------

Tolerances

V/f -Pickup	3 % of set value
Time delays T	1 % or 10 ms
Thermal characteristic (time)	5 % rated to V/f or 600 ms

Undervoltage protection (definite-time and inverse-time function) (ANSI 27)

Setting range	
Undervoltage pickup $V<$, $V<<$, $V_p<$ (positive sequence as phase-to-phase values)	10 to 125 V (steps 0.1 V)
Time delays T	0 to 60 s (steps 0.01 s) or indefinite
Time multiplier T_M	0.1 to 5 s (steps 0.01 s)

Times

Pickup time $V<$, $V<<$	Approx. 50 ms
Drop-off time $V<$, $V<<$	Approx. 50 ms

Drop-off ratio $V<$, $V<<$, $V_p<$	1.01 or 0.5 V
--------------------------------------	---------------

Tolerances

Voltage limit values	1 % of set value or 0.5 V
Time delays T	1 % or 10 ms

Inverse-time characteristic	1 % of measured value of voltage
-----------------------------	----------------------------------

Overvoltage protection (ANSI 59)

Setting ranges	
Overvoltage pickup $V>$, $V>>$ (maximum phase-to-phase voltage or phase-to-earth-voltage)	30 to 170 V (steps 0.1 V)
Time delays T	0 to 60 s (steps 0.01 s) or indefinite

Times

Pickup times $V>$, $V>>$	Approx. 50 ms
Drop-off times $V>$, $V>>$	Approx. 50 ms

Drop-off ratio $V>$, $V>>$	0.9 to 0.99 (steps 0.01)
-----------------------------	--------------------------

Tolerances

Voltage limit value	1 % of set value 0.5 V
Time delays T	1 % or 10 ms

Frequency protection (ANSI 81)

Setting ranges	
Steps; selectable $f>$, $f<$	4
Pickup values $f>$, $f<$	40 to 65 Hz (steps 0.01 Hz)
Time delays T	3 stages 0 to 100 s, 1 stage up to 600 s

Undervoltage blocking $V_1<$	(steps 0.01 s)
	10 to 125 V (steps 0.1 V)

Times

Pickup times $f>$, $f<$	Approx. 100 ms
Drop-off times $f>$, $f<$	Approx. 100 ms

Drop-off difference Δf	Approx. 20 mHz
--------------------------------	----------------

Drop-off ratio $V_1<$	Approx. 1.05
-----------------------	--------------

Tolerances

Frequency	10 mHz (at $V > 0.5 V_N$)
Undervoltage blocking	1 % of set value or 0.5 V
Time delays T	1 % or 10 ms

Reverse-power protection (ANSI 32R)

Setting ranges	
Reverse power $P_{Rev.>}/S_N$	-0.5 to -30 % (steps 0.01 %)
Time delays T	0 to 60 s (steps 0.01 s) or indefinite

Times

Pickup time	Approx. 360 ms (50 Hz);
	Approx. 300 ms (60 Hz)

Drop-off time	Approx. 360 ms (50 Hz);
	Approx. 300 ms (60 Hz)

Drop-off ratio $P_{Rev.>}$	Approx. 0.6
----------------------------	-------------

Tolerances

Reverse power $P_{Rev.>}$	0.25 % $S_N \pm 3$ % set value
Time delays T	1 % or 10 ms

1) Secondary values based on $I_N = 1 A$;
for $I_N = 5 A$ they must be multiplied by 5.

Technical data

Forward-power protection (ANSI 32F)

Setting ranges	
Forward power $P_{Forw.<}/S_N$	0.5 to 120 % (steps 0.1 %)
Forward power $P_{Forw.>}/S_N$	1 to 120 % (steps 0.1 %)
Time delays T	0 to 60 s (steps 0.01 s) or indefinite
Times	
Pickup time (accurate measuring)	Approx. 360 ms (50 Hz); Approx. 300 ms (60 Hz)
Pickup time (fast measuring)	Approx. 60 ms (50 Hz); Approx. 50 ms (60 Hz)
Drop-off time (accurate measuring)	Approx. 360 ms (50 Hz); Approx. 300 ms (60 Hz)
Drop-off time (fast measuring)	Approx. 60 ms (50 Hz); Approx. 50 ms (60 Hz)
Drop-off ratio $P_{Forw.<}$	1.1 or 0.5 % of S_N
Drop-off ratio $P_{Forw.>}$	Approx. 0.9 or - 0.5 % of S_N
Tolerances	
Active power $P_{Forw.<}, P_{Forw.>}$	0.25 % $S_N \pm 3\%$ of set value at $Q < 0.5 S_N$ at accurate measuring 0.5 % $S_N \pm 3\%$ of set value at $Q < 0.5 S_N$ at fast measuring
Time delays T	1 % or 10 ms

External trip commands

Binary inputs	
Number of binary inputs for direct tripping	2
Operating time	Approx. 12.5 ms min. Approx. 25 ms typical
Dropout time	Approx. 25 ms
Delay time	0.00 to 60.00 s (steps 0.01 s)
Expiration tolerance	1 % of set value or 10 ms
The set definite times are pure delay times.	

Transformer annunciations

External annunciations	Buchholz warning Buchholz tank Buchholz tripping
------------------------	--------------------------------------------------------

Measured quantities supervision

Current symmetry (for each measurement location)	$ I_{min} / I_{max} < \text{BAL. FAKT. } I$ if $I_{max} / I_N > \text{BAL. } I \text{ LIMIT} / I_N$
BAL. FAKT. I	0.10 to 0.90 (steps 0.01)
BAL. I LIMIT	0.10 to 1.00 A ¹⁾ (steps 0.01 A)
Voltage symmetry (if voltages applied)	$ V_{min} / V_{max} < \text{BAL. FAKT. } V$ if $ V_{max} > \text{BALANCE } V\text{-LIMIT}$
Voltage sum (if voltages applied)	$ \underline{V}_{11} + \underline{V}_{12} + \underline{V}_{13} \cdot \text{kV} \cdot \underline{V}_{EN} > 25 \text{ V}$
Current phase sequence	\underline{I}_{11} before \underline{I}_{12} before \underline{I}_{13} (clockwise) or \underline{I}_{11} before \underline{I}_{13} before \underline{I}_{12} (counter-clockwise) if $ \underline{I}_{11} , \underline{I}_{12} , \underline{I}_{13} > 0.5 I_N$
Voltage phase sequence (if voltages applied)	\underline{V}_{11} before \underline{V}_{12} before \underline{V}_{13} (clockwise) or \underline{V}_{11} before \underline{V}_{13} before \underline{V}_{12} (counter-clock) if $ \underline{V}_{11} , \underline{V}_{12} , \underline{V}_{13} > 40 \text{ V} / \sqrt{3}$
Broken wire	Unexpected instantaneous current value and current interruption or missing zero crossing

Fuse failure monitor

detects failure of the measured voltage

Trip circuit supervision

Trip circuits

Number of supervised trip circuits	1
Operation of each trip circuit	With 1 binary input or with 2 binary inputs

Flexible protection functions (ANSI 27, 32, 47, 50, 55, 59, 81)

Nº. of selectable stages	12
Operating modes / measuring quantities	Measurement location or side selectable
3-phase	$I, I_1, I_2, 3I_0, V, V_1, V_2, V_0, P, Q, \cos \varphi$
1-phase	$I, I_1, I_2, I_{E \text{ sens.}}, V, P, Q, \cos \varphi$
Without fixed phase relation	f_s binary input
Pickup when	Exceeding or falling below threshold value

Setting ranges

Current $I, I_1, I_2, 3I_0, I_E$	0.05 to 35 A (steps of 0.01 A)
Sens. earth curr. $I_{E \text{ sens.}}$	0.001 to 1.5 A (steps of 0.001 A)
Voltages V, V_1, V_2, V_0	1 to 170 V (steps of 0.1 V)
Displacement voltage V_f	1 to 200 V (steps of 0.1 V)
Power P, Q	1.6 to 3000 W (steps of 0.1 W)
Power P, Q (side)	0.01 to 17 $\text{MVA}, Q/S_N$, (steps of 0.01)
Power factor ($\cos \varphi$)	- 0.99 to + 0.99 (steps of 0.01)
Frequency $f_N = 50/60 \text{ Hz}$	10 to 66 Hz (steps of 0.01 Hz)
Pickup delay time	0 to 60 s (steps of 0.01 s)
Trip delay time	0 to 3600 s (steps of 0.01 s)
Dropout delay time	0 to 60 s (steps of 0.01 s)
Times	On request (see Manual)
Dropout times	On request (see Manual)
Tolerances	On request (see Manual)

Additional functions

Operational measured values

Operational measured values of currents, 3-phase for each side and measurement location	$I_{L1}; I_{L2}; I_{L3}$ in A primary and secondary and % of I_N Tolerance at $I_N = 1$ or 5 A Tolerance at $I_N = 0.1$ A																				
Operational measured values of currents, 3-phase for each side and measurement location	$3I_0; I_1; I_2$ in A primary and secondary and % of I_N Tolerance at $I_N = 1$ or 5 A Tolerance at $I_N = 0.1$ A																				
Operational measured values of currents 1-phase for each measurement location	in A primary and secondary and % of I_N Tolerance at $I_N = 1$ or 5 A Tolerance at $I_N = 0.1$ A																				
For high-sensitivity inputs	in A primary and secondary Tolerance																				
	1 % of measured value or 2 mA																				
	<table border="1"> <thead> <tr> <th></th> <th>Feeder</th> <th>Further</th> <th>High-sensitivity</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>7UT612</td> <td>I_1 to I_7</td> <td>I_7 to I_8</td> <td>I_8</td> </tr> <tr> <td>7UT613</td> <td>I_1 to I_9</td> <td>I_{x1} to I_{x3}</td> <td>I_{x3}</td> </tr> <tr> <td>7UT633</td> <td>I_1 to I_9</td> <td>I_{x1} to I_{x3}</td> <td>I_{x3}</td> </tr> <tr> <td>7UT635</td> <td>I_1 to I_{12}</td> <td>I_{x1} to I_{x4}</td> <td>I_{x3}, I_{x4}</td> </tr> </tbody> </table>		Feeder	Further	High-sensitivity	7UT612	I_1 to I_7	I_7 to I_8	I_8	7UT613	I_1 to I_9	I_{x1} to I_{x3}	I_{x3}	7UT633	I_1 to I_9	I_{x1} to I_{x3}	I_{x3}	7UT635	I_1 to I_{12}	I_{x1} to I_{x4}	I_{x3}, I_{x4}
	Feeder	Further	High-sensitivity																		
7UT612	I_1 to I_7	I_7 to I_8	I_8																		
7UT613	I_1 to I_9	I_{x1} to I_{x3}	I_{x3}																		
7UT633	I_1 to I_9	I_{x1} to I_{x3}	I_{x3}																		
7UT635	I_1 to I_{12}	I_{x1} to I_{x4}	I_{x3}, I_{x4}																		
Phase angles of currents, 3-phase for each measurement location	$\varphi (I_{L1}); \varphi (I_{L2}); \varphi (I_{L3})$ in °, referred to $\varphi (I_{L1})$																				
Tolerance	1 ° at rated current																				

Technical data

Operational measured values (cont'd)

- Phase angles of currents, 7UT612 7UT613 7UT633 7UT635	$\varphi (I_1)$ to $\varphi (I_8)$ $\varphi (I_1)$ to $\varphi (I_9)$, $\varphi (I_{x1})$ to $\varphi (I_{x3})$ $\varphi (I_1)$ to $\varphi (I_9)$, $\varphi (I_{x1})$ to $\varphi (I_{x4})$ $\varphi (I_1)$ to $\varphi (I_{12})$, $\varphi (I_{x1})$ to $\varphi (I_{x4})$																				
1-phase for each measurement location Tolerance	in °, referred to $\varphi (I_1)$ 1 ° at rated current																				
- Operational measured values of voltages (7UT613/633 only) 3-phase (if voltage applied) Tolerance Tolerance 1-phase (if voltage applied) Tolerance	in kV primary and V secondary and % of V_N V_{L1-E} , V_{L2-E} , V_{L3-E} , V_{L1-L2} , V_{L2-L3} , V_{L3-L1} , 0.2 % of measured value or ± 0.2 V V_1 , V_2 , V_0 , 0.4 % of measured value or ± 0.4 V V_{EN} or V_4 0.2 % of measured value or ± 0.2 V																				
- Phase angles of voltages (7UT613/633 only, if voltages applied) Tolerance	$\varphi (V_{L1-E})$, $\varphi (V_{L2-E})$, $\varphi (V_{L3-E})$, $\varphi (V_4)$, $\varphi (V_{EN})$ 1 ° at rated voltage																				
- Operational measured values of frequency Range Tolerance	f in Hz and % of f_N 10 to 75 Hz 1 % within range $f_N \pm 10$ % and $I \geq I_N$																				
- Operational measured values of power	<table border="1" style="margin-left: auto; margin-right: auto;"> <thead> <tr> <th></th> <th>S</th> <th>P</th> <th>Q</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>7UT612</td> <td>x</td> <td>-</td> <td>-</td> </tr> <tr> <td>7UT613</td> <td>x</td> <td>x</td> <td>x</td> </tr> <tr> <td>7UT633</td> <td>x</td> <td>x</td> <td>x</td> </tr> <tr> <td>7UT635</td> <td>x</td> <td>-</td> <td>-</td> </tr> </tbody> </table>		S	P	Q	7UT612	x	-	-	7UT613	x	x	x	7UT633	x	x	x	7UT635	x	-	-
	S	P	Q																		
7UT612	x	-	-																		
7UT613	x	x	x																		
7UT633	x	x	x																		
7UT635	x	-	-																		
S (apparent power)	Applied or rated voltage																				
P (active power)	Only if voltage applied, 7UT613/633 only																				
Q (reactive power)	Only if voltage applied, 7UT613/633 only, in kVA; MVA; GVA primary																				
- Operational measured value of power factor	$\cos \varphi$ (p.f.) Only if voltage applied, 7UT613/633 only																				
- Overexcitation Tolerance	V / f Only if voltage applied, 7UT613/633 only 2 % of measured value																				
- Operational measured values for thermal value	Θ_{L1} ; Θ_{L2} ; Θ_{L3} ; Θ_{res} , referred to tripping temperature rise Θ_{mp}																				
- Operational measured values (Overload protection acc. to IEC 60354)	$\Theta_{thermo-box1}$ to $\Theta_{thermo-box12}$ in °C or °F relative aging rate, load reserve																				
- Measured values of differential protection Tolerance (with preset values)	$I_{DIFF L1}$; $I_{DIFF L2}$; $I_{DIFF L3}$; $I_{REST L1}$; $I_{REST L2}$; $I_{REST L3}$ in % of operational rated current 2 % of measured value or 2 % of I_N (50/60 Hz) 3 % of measured value or 3 % of I_N (16.7 Hz)																				
- Measured values of restricted earth-fault protection Tolerance (with preset values)	$I_{DIFFREF}$; $I_{RESTREF}$ in % of operational rated current 2 % of measured value or 2 % of I_N (50/60 Hz) 3 % of measured value or 3 % of I_N (16.7 Hz)																				

Max. / Min. / Mean report

Report of measured values	With date and time from all sides and measurement locations
Reset, automatic	Time of day adjustable (in minutes, 0 to 1439 min) Time frame and starting time adjustable (in days, 1 to 365 days, and ∞)
Reset, manual	Using binary input, using keypad, via communication
Min./max./mean values for current	I_{L1} , I_{L2} , I_{L3} , I_1 (positive-sequence component) I_2 (negative-sequence component), $3I_0$, $I_{DIFF L1}$, $I_{DIFF L2}$, $I_{DIFF L3}$, $I_{REST L1}$, $I_{REST L2}$, $I_{REST L3}$
Min./max./mean values for voltages	V_{L1-E} , V_{L2-E} , V_{L3-E} V_1 (positive-sequence component) V_2 (negative-sequence component) V_0 , V_E , V_{L1-L2} , V_{L2-L3} , V_{L3-L1}
Min./max./mean values for power	S, P, Q, $\cos \varphi$, frequency
Min./max. for mean values	see above

Fault event log

Storage of the messages of the last 8 faults	With a total of max. 200 messages
----------------------------------------------	-----------------------------------

Fault recording

Number of stored fault records	Max. 8
Storage period (start with pickup or trip)	Max. 5 s for each fault, Approx. 5 s in total
	7UT
	612 613 633 635
Sampling rate at $f_N = 50$ Hz	600 Hz 800 Hz 800 Hz 800 Hz
Sampling rate at $f_N = 60$ Hz	720 Hz 960 Hz 960 Hz 960 Hz

Switching statistics

Number of trip events caused by 7UT6	
Total of interrupted currents caused by 7UT6	Segregated for each pole, each side and each measurement location
Operating hours Criterion	Up to 7 decimal digits Excess of current threshold

Real-time clock and buffer battery

Resolution for operational messages	1 ms
Resolution for fault messages	1 ms
Buffer battery	3 V/1 Ah, type CR 1/2 AA Self-discharging time approx. 10 years

Time synchronization

Operating modes:	
Internal IEC 60870-5-103	Internal via RTC External via system interface (IEC 60870-5-103)
Time signal IRIG B	External via IRIG B
Time signal DCF77	External, via time signal DCF77
Time signal synchro-box	External, via synchro-box
Pulse via binary input	External with pulse via binary input

Selection and ordering data

Description	Order No.	Order Code
7UT612 differential protection relay <i>for transformers, generators, motors and busbars</i> <i>Housing 1/3 x 19"; 3 BI, 4 BO, 1 live status contact, 7 I, I_{EE}¹⁾</i>	7UT612□-□□□□□-□□A0 □□□	
Rated current		
<i>I_N = 1 A</i>	1	
<i>I_N = 5 A</i>	5	
Rated auxiliary voltage (power supply, binary inputs)		
<i>24 to 48 V DC, binary input threshold 17 V²⁾</i>	2	
<i>60 to 125 V DC³⁾, binary input threshold 17 V²⁾</i>	4	
<i>110 to 250 V DC, 115/230 V AC, binary input threshold 73 V²⁾</i>	5	
Unit design		
<i>For panel surface mounting, two-tier terminals on top and bottom</i>	B	
<i>For panel flush mounting, plug-in terminals (2/3-pole AMP connector)</i>	D	
<i>For panel flush mounting, screw-type terminals, (direct wiring/ring lugs)</i>	E	
Region-specific default settings/function and language settings		
<i>Region DE, 50/60 Hz, IEC/ANSI, language German; selectable</i>	A	
<i>Region World, 50/60 Hz, IEC/ANSI, language English (GB); selectable</i>	B	
<i>Region US, 60/50 Hz, ANSI/IEC, language English (US); selectable</i>	C	
<i>Region World, 50/60 Hz, IEC/ANSI, language Spanish; selectable</i>	E	
System interface (Port B) on rear		
<i>No system interface</i>	0	
<i>IEC 60870-5-103 protocol, electrical RS232</i>	1	
<i>IEC 60870-5-103 protocol, electrical RS485</i>	2	
<i>IEC 60870-5-103 protocol, optical 820 nm, ST connector</i>	3	
<i>PROFIBUS-FMS Slave, electrical RS485</i>	4	
<i>PROFIBUS-FMS Slave, optical, single loop, ST connector⁴⁾</i>	5	
<i>PROFIBUS-FMS Slave, optical, double loop, ST connector⁴⁾</i>	6	
<i>PROFIBUS-DP Slave, electrical RS485</i>	9	L O A
<i>PROFIBUS-DP Slave, optical 820 nm, double loop, ST connector⁴⁾</i>	9	L O B
<i>MODBUS, electrical RS485</i>	9	L O D
<i>MODBUS, optical 820 nm, ST connector⁴⁾</i>	9	L O E
<i>DNP 3.0, electrical RS485</i>	9	L O G
<i>DNP 3.0, optical 820 nm, ST connector⁴⁾</i>	9	L O H

- 1) Sensitivity selectable normal/high.
- 2) The binary input thresholds are selectable in two stages by means of jumpers.
- 3) Transition between the two auxiliary voltage ranges can be selected by means of jumpers.
- 4) With surface-mounting housing: only RS485 interface available.

See next page

Selection and ordering data

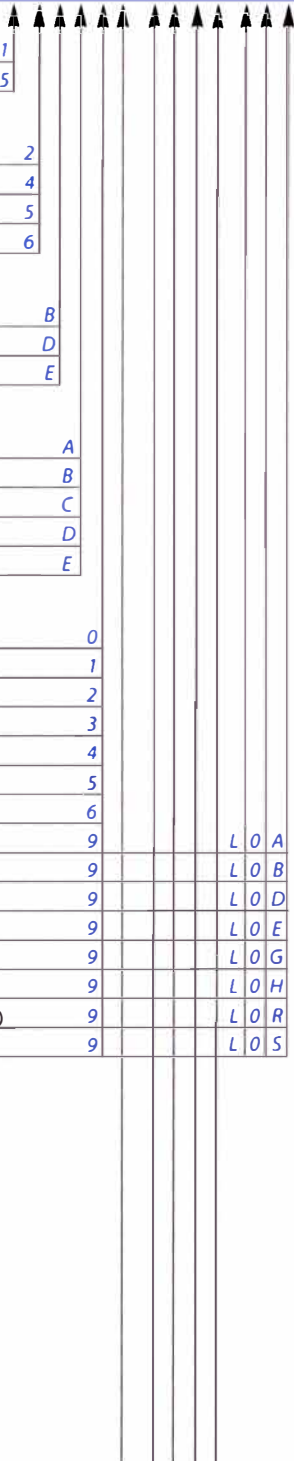
Description	Order No.								
7UT612 differential protection relay for transformers, generators, motors and busbars	7UT612□ - □□□□□ - □□A0								
<p>DIGSI 4/browser/modem interface (Port C) on rear/temperature monitoring box connection</p> <table border="1"> <tr> <td>No DIGSI 4 port</td> <td>0</td> </tr> <tr> <td>DIGSI 4/browser, electrical RS232</td> <td>1</td> </tr> <tr> <td>DIGSI 4/browser or temperature monitoring box¹⁾, electrical RS485</td> <td>2</td> </tr> <tr> <td>DIGSI 4/browser or temperature monitoring box¹⁾, 820 nm fiber optic, ST connector</td> <td>3</td> </tr> </table>		No DIGSI 4 port	0	DIGSI 4/browser, electrical RS232	1	DIGSI 4/browser or temperature monitoring box ¹⁾ , electrical RS485	2	DIGSI 4/browser or temperature monitoring box ¹⁾ , 820 nm fiber optic, ST connector	3
No DIGSI 4 port	0								
DIGSI 4/browser, electrical RS232	1								
DIGSI 4/browser or temperature monitoring box ¹⁾ , electrical RS485	2								
DIGSI 4/browser or temperature monitoring box ¹⁾ , 820 nm fiber optic, ST connector	3								
<p>Functions</p> <p><i>Measured values/monitoring functions</i></p> <table border="1"> <tr> <td>Basic measured values</td> <td>1</td> </tr> <tr> <td>Basic measured values, transformer monitoring functions (connection to thermo-box/hot spot acc. to IEC, overload factor)</td> <td>4</td> </tr> </table>		Basic measured values	1	Basic measured values, transformer monitoring functions (connection to thermo-box/hot spot acc. to IEC, overload factor)	4				
Basic measured values	1								
Basic measured values, transformer monitoring functions (connection to thermo-box/hot spot acc. to IEC, overload factor)	4								
<p><i>Differential protection + basic functions</i></p> <p>Differential protection for transformer, generator, motor, busbar (87) Overload protection for one winding (49), Lockout (86) Overcurrent-time protection (50/51): $I >$, $I >>$, I_P (inrush stabilization) Overcurrent-time protection (50N/51N): $3I_0 >$, $3I_0 >>$, $3I_{0P}$ (inrush stabilization) Overcurrent-time protection earth (50G/51G): $I_E >$, $I_E >>$, I_{EP} (inrush stabilization)</p>									
<p><i>Differential protection + basic functions + additional functions</i></p> <p>Restricted earth fault protection, low impedance (87N) Restricted earth fault protection, high impedance (87N without resistor and varistor), O/C 1-phase Trip circuit supervision (74TC), breaker failure protection (50BF), unbalanced load protection (46) High-sensitivity overcurrent-time protection/tank leakage protection (64), O/C 1-phase</p>									



1) External temperature monitoring box required.

Selection and ordering data

Description	Order No.	Order Code
7UT613 differential protection relay for transformers, generators, motors and busbars Housing 1/2 x 19"; 5 BI, 8 BO, 1 live status contact, 11 I, I _{EE} ¹⁾	7UT613□-□□□□□□-□□□□ □□□	
Rated current		
I _N = 1 A	1	
I _N = 5 A	5	
Rated auxiliary voltage (power supply, binary inputs)		
24 to 48 V DC, binary input threshold 17 V ²⁾	2	
60 to 125 V DC ³⁾ , binary input threshold 17 V ²⁾	4	
110 to 250 V DC ¹⁾ , 115/230 V AC, binary input threshold 73 V ²⁾	5	
110 to 250 V DC ¹⁾ , 115/230 V AC, binary input threshold 154 V ²⁾	6	
Unit design		
Surface-mounting housing with two-tier terminals	B	
Flush-mounting housing with plug-in terminals	D	
Flush-mounting housing with screw-type terminals	E	
Region-specific default settings/language settings		
Region DE, 50/60 Hz, IEC/ANSI, language German; selectable	A	
Region World, 50/60 Hz, IEC/ANSI, language English (GB); selectable	B	
Region US, 60/50 Hz, ANSI/IEC, language English (US); selectable	C	
Region World, 50/60 Hz, IEC/ANSI, language French; selectable	D	
Region World, 50/60 Hz, IEC/ANSI, language Spanish; selectable	E	
System interface (Port B) on rear		
No system interface	0	
IEC 60870-5-103 protocol, electrical RS232	1	
IEC 60870-5-103 protocol, electrical RS485	2	
IEC 60870-5-103 protocol, optical 820 nm, ST connector	3	
PROFIBUS-FMS Slave, electrical RS485	4	
PROFIBUS-FMS Slave, optical, single ring, ST connector ⁴⁾	5	
PROFIBUS-FMS Slave, optical, double ring, ST connector ⁴⁾	6	
PROFIBUS-DP Slave, electrical RS485	9	L O A
PROFIBUS-DP Slave, optical 820 nm, double ring, ST connector ⁴⁾	9	L O B
MODBUS, electrical RS485	9	L O D
MODBUS, optical 820 nm, ST connector ⁴⁾	9	L O E
DNP 3.0, electrical RS485	9	L O G
DNP 3.0, optical 820 nm, ST connector ⁴⁾	9	L O H
IEC 61850, 100 Mbit Ethernet, electrical, double, RJ45 connector (EN 100)	9	L O R
IEC 61850, 100 Mbit Ethernet, optical, double, ST connector (EN 100) ⁵⁾	9	L O S



see next page

- 1) Sensitivity selectable normal/high.
- 2) The binary input thresholds are selectable in two stages by means of jumpers.
- 3) Transition between the two auxiliary voltage ranges can be selected by means of jumpers.
- 4) With surface-mounting housing: only RS485 interface available.
- 5) If position 9 = "B" (surface-mounting housing), please order relay with electrical Ethernet interface and use a separate FO switch.

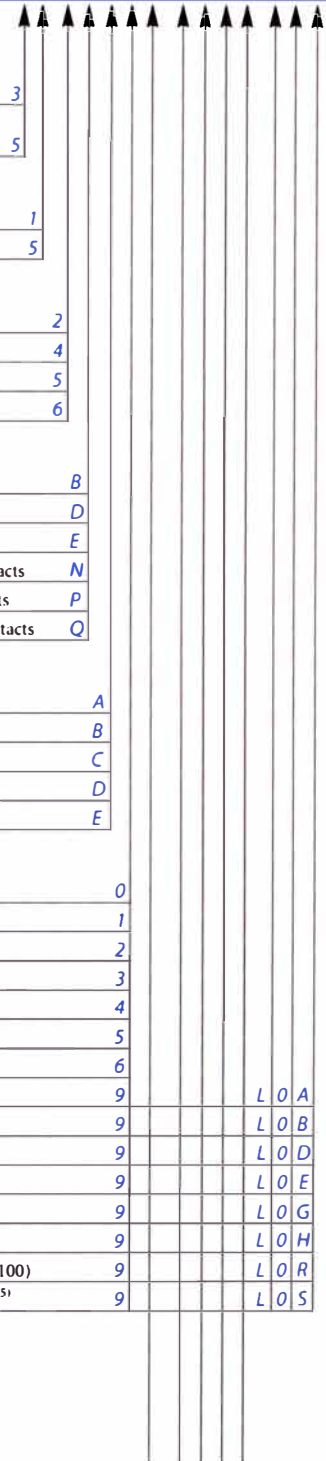
Selection and ordering data

Description	Order No.	Order Code
7UT613 differential protection relay for transformers, generators, motors and busbars	7UT613□-□□□□□ - □□□□ □□□	
Port C and Port D		
Port C: DIGSI 4/modem, electrical RS232; Port D: empty	1	
Port C: DIGSI 4/modem/thermo-box, electrical RS485; Port D: empty	2	
Port C and Port D installed	9	M □ □
Port C (service interface)		
DIGSI 4/modem, electrical RS232		1
DIGSI 4/modem/thermo-box, electrical RS485		2
Port D (additional interface)		
Thermo-box, optical 820 nm, ST connector		A
Thermo-box, electrical RS485		F
Measured values/monitoring functions		
Basic measured values	1	
Extended measured values, min./max. values, mean values	2	
Extended measured values, min./max., mean values, transformer monitoring functions (connection to thermo-box/hot spot, overload factor)	4	
Differential protection + basic functions		
Differential protection for transformer, generator, motor, busbar (87)		
Overload protection according to IFC for one side (49)		
Lock out (86)		
Overcurrent-time protection phases (50/51): $I>$, $I>>$, I_P (inrush stabilization)		
Overcurrent-time protection $3 I_0$ (50N/51N): $3 I_0>$, $3 I_0>>$, $3 I_{OP}$ (inrush stabilization)		
Overcurrent-time protection earth (50G/51G): $I_E>$, $I_E>>$, I_{EP} (inrush stabilization)		A
Differential protection + basic functions + additional current functions		
Restricted earth-fault protection, low impedance (87N)		
Restricted earth-fault protection, high impedance (87N without resistor and varistor), O/C 1-phase		
Trip circuit supervision (74TC)		
Unbalanced load protection (46)		
Breaker failure protection (50BF)		
High-sensitivity overcurrent-time protection/tank leakage protection (64), O/C 1-phase		B
Additional voltage functions		
Without voltage functions		A
With overexcitation protection and voltage/power/energy/measurement		B
With overexcitation protection and voltage/power/energy measurement + Over/undervoltage protection (59/27)		
+ Frequency protection (81)		
+ Directional power protection (32R/F)		
+ Fuse failure monitor (60FL)		C
Additional functions (general)		
Without		0
Multiple protection functions (50, 51, 50N/G, 87N, 50BF, 49) ¹⁾		1
Flexible protection functions		2
Multiple + flexible protection functions		3

1) Available if selected on position 14.

Selection and ordering data

Description	Order No.	Order Code
7UT63□ differential protection relay for transformers, generators, motors and busbars, graphic display	7UT63□□-□□□□□□-□□□□ □□□	
<i>Housing, inputs and outputs</i>		
Housing 1/1 x 19", 21 BI, 24 BO, 1 live status contact		
12 current inputs (11 I, I _{FF} ¹⁾ ;		
4 voltage inputs (1 x 3-phase + 1 x 1-phase)	3	
Housing 1/1 x 19", 29 BI, 24 BO, 1 live status contact		
16 current inputs (14 I, 2 I _{FF} ¹⁾)	5	
<i>Rated current</i>		
I _N = 1 A	1	
I _N = 5 A	5	
<i>Rated auxiliary voltage (power supply, binary inputs)</i>		
24 to 48 V DC, binary input threshold 17 V ²⁾	2	
60 to 125 V DC ³⁾ , binary input threshold 17 V ²⁾	4	
110 to 250 V DC ¹⁾ , 115/230 V AC, binary input threshold 73 V ²⁾	5	
110 to 250 V DC ¹⁾ , 115/230 V AC, binary input threshold 154 V ²⁾	6	
<i>Unit design</i>		
Surface-mounting with two-tier terminals	B	
Flush-mounting with plug-in terminals	D	
Flush-mounting with screw-type terminals	E	
Surface mounting with two-tier terminals, with 5 high-speed trip contacts	N	
Flush-mounting with plug-in terminals, with 5 high-speed trip contacts	P	
Flush-mounting with screw-type terminals, with 5 high-speed trip contacts	Q	
<i>Region-specific default settings/language settings</i>		
Region DE, 50/60 Hz, IEC/ANSI language German; selectable	A	
Region World, 50/60 Hz, IEC/ANSI language English (GB); selectable	B	
Region US, 60/50 Hz, ANSI/IEC language English (US); selectable	C	
Region World, 50/60 Hz, IEC/ANSI, language French; selectable	D	
Region World, 50/60 Hz, IEC/ANSI language Spanish; selectable	E	
<i>System interface (Port B) on rear</i>		
No system interface	0	
IEC 60870-5-103 protocol, electrical RS232	1	
IEC 60870-5-103 protocol, electrical RS485	2	
IEC 60870-5-103 protocol, optical 820 nm, ST connector	3	
PROFIBUS-FMS Slave, electrical RS485	4	
PROFIBUS-FMS Slave, optical, single ring, ST connector ⁴⁾	5	
PROFIBUS-FMS Slave, optical, double ring, ST connector ⁴⁾	6	
PROFIBUS-DP Slave, electrical RS485	9	L O A
PROFIBUS-DP Slave, optical 820, double ring, ST connector ⁴⁾	9	L O B
MODBUS, electrical RS485	9	L O D
MODBUS, optical 820 nm, ST connector ⁴⁾	9	L O E
DNP 3.0, electrical RS485	9	L O G
DNP 3.0, optical 820 nm, ST connector ⁴⁾	9	L O H
IEC 61850, 100 Mbit Ethernet, electrical, double, RJ45 connector (EN 100)	9	L O R
IEC 61850, 100 Mbit Ethernet, optical, double, ST connector (EN 100) ⁵⁾	9	L O S



- 1) Sensitivity selectable normal/high.
- 2) The binary input thresholds are selectable in two stages by means of jumpers.
- 3) Transition between the two auxiliary voltage ranges can be selected by means of jumpers.
- 4) With surface-mounting housing: only RS485 interface available.
- 5) If position 9 = "B" (surface-mounting housing), please order relay with electrical Ethernet interface and use a separate FO switch.

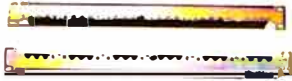
see next page

Selection and ordering data

Description	Order No.	Order Code
7UT63□ differential protection relay for transformers, generators, motors and busbars, graphic display	7UT63□□-□□□□□-□□□□ □□□	
Port C and Port D		
Port C: DIGSI 4/modem, electrical RS232; Port D: empty	1	
Port C: DIGSI 4/modem/thermo-box, electrical RS485; Port D: empty	2	
Port C and Port D installed	9	M □ □
Port C (service interface)		
DIGSI 4/modem, electrical RS232		1
DIGSI 4/modem/thermo-box, electrical RS485		2
Port D (additional interface)		
Thermo-box, optical 820 nm, S1 connector		A
Thermo-box, electrical RS485		F
Measured values/monitoring functions		
Basic measured values	1	
Extended measured values, min./max. values, mean values	2	
Extended measured values, min./max. values, mean values, transformer monitoring functions (connection to thermo-box/hot spot, overload factor)	4	
Differential protection + basic functions		
Differential protection for transformer, generator, motor, busbar (87)		
Overload protection according to IEC for one side (49)		
Lock out (86)		
Overcurrent-time protection phases (50/51): $I>$, $I>>$, I_P (inrush stabilization)		
Overcurrent-time protection $3 I_0$ (50N/51N): $3 I_0>$, $3 I_0>>$, $3 I_{0P}$ (inrush stabilization)		
Overcurrent-time protection earth (50G/51G): $I_E>$, $I_E>>$, I_{EP} (inrush stabilization)		A
Differential protection + basic functions + additional current functions		
Restricted earth-fault protection, low impedance (87N)		
Restricted earth-fault protection, high impedance (87N without resistor and varistor), O/C 1-phase		
Trip circuit supervision (74TC)		
Unbalanced load protection (46)		
Breaker failure protection (50BF)		
High-sensitivity overcurrent-time protection/tank leakage protection (64), O/C 1-phase		B
Additional voltage functions (only with 7UT633)		
Without voltage functions		A
With overexcitation protection and voltage/power/energy/measurement		B
With overexcitation protection and voltage/power/energy measurement		
+ Over/undervoltage protection (59/27)		
+ Frequency protection (81)		
+ Directional power protection (32R/F)		
+ Fuse failure monitor (6FI)		C
Additional functions (general)		
Without		0
Multiple protection functions (50, 51, 50N/G, 87N, 50BF, 49) ¹⁾		1
Flexible protection functions		2
Multiple + flexible protection functions		3

1) Available if selected on position 14

Accessories



LSP2089-alpen.tif

Fig. 8/34 Mounting rail for 19" rack



LSP2090-alpen.eps

Fig. 8/35
2-pin connector



LSP2091-alpen.tif

Fig. 8/36
3-pin connector



LSP2083-alben.eps

Fig. 8/37
Short-circuit link
for
current contacts



LSP2082-alpen.eps

Fig. 8/38
Short-circuit link
for voltage
contacts

Description	Order No.	Size of package	Supplier	Fig.
Connector	2-pin <i>C73334-A1-C35-1</i>	1	Siemens	8/35
	3-pin <i>C73334-A1-C36-1</i>	1	Siemens	8/36
Crimp connector	Cl2 0.5 to 1 mm ² <i>0-827039-1</i> <i>0-827396-1</i>	4000 1	AMP ¹⁾ AMP ¹⁾	
	Cl2 1 to 2.5 mm ² <i>0-827040-1</i> <i>0-827397-1</i>	4000 1	AMP ¹⁾ AMP ¹⁾	
Crimping tool	Type III+ 0.75 to 1.5 mm ² <i>0-163083-7</i> <i>0-163084-2</i>	4000 1	AMP ¹⁾ AMP ¹⁾	
	For Type III+ and matching female For Cl2 and matching female <i>0-539635-1</i> <i>0-539668-2</i> <i>0-734372-1</i> <i>1-734387-1</i>	1 1	AMP ¹⁾ AMP ¹⁾ AMP ¹⁾ AMP ¹⁾	
19" mounting rail	<i>C73165-A63-D200-1</i>	1	Siemens	8/34
Short-circuit links	For current contacts <i>C73334-A1-C33-1</i>	1	Siemens	8/37
	For voltage contacts <i>C73334-A1-C34-1</i>	1	Siemens	8/38
Safety cover for terminals	large <i>C73334-A1-C31-1</i>	1	Siemens	
	small <i>C73334-A1-C32-1</i>	1	Siemens	

1) Your local Siemens representative can inform you on local suppliers.

Connection diagram

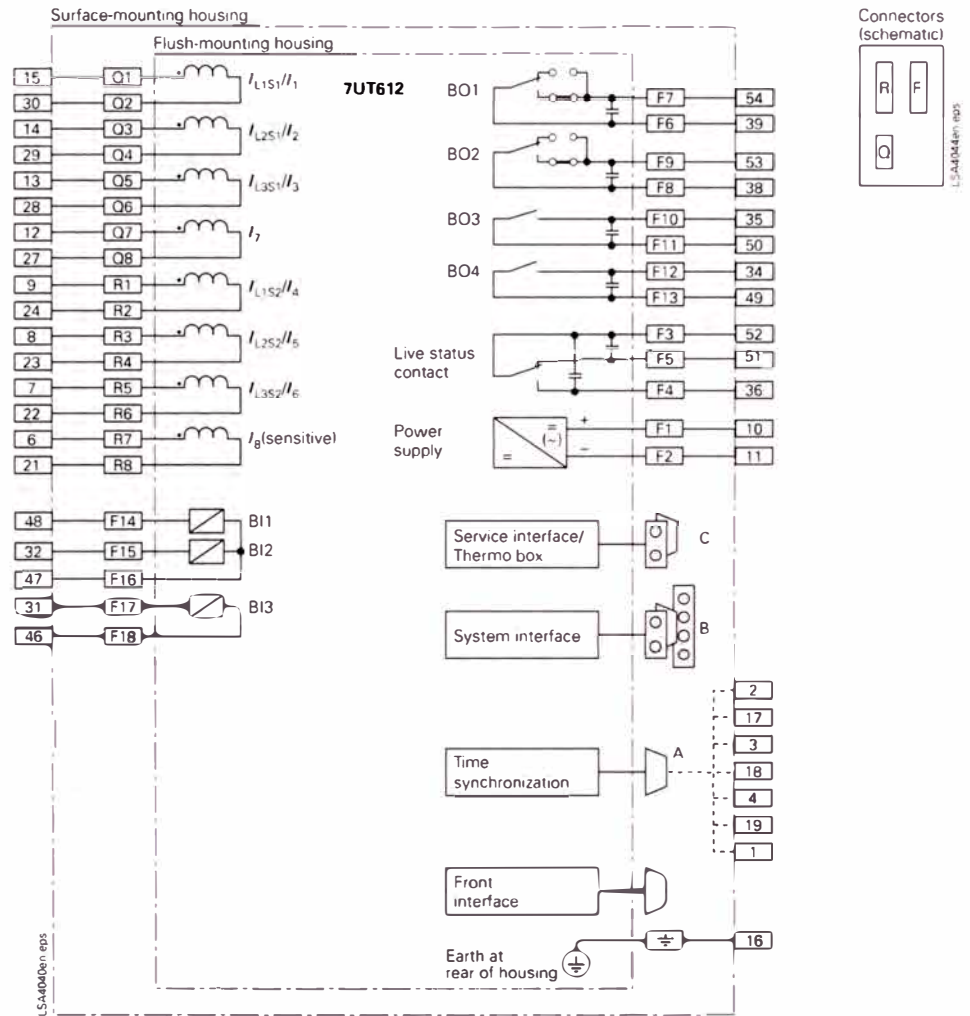


Fig. 8/39 Connection diagram

Connection diagram

Connectors (schematic)

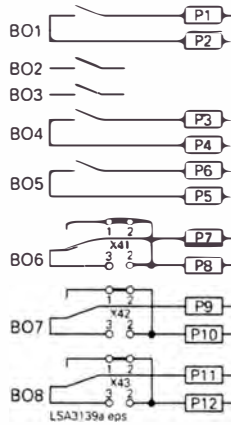
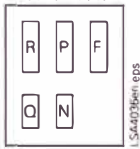


Fig. 8/40a
Additional setting by jumpers:
Separation of common circuit of fast BO1 to BO5 with jumpers X80, X81, X82. Switching of fast BO7, BO8 as NO contact or NC contact with jumpers X41, X42, X43.

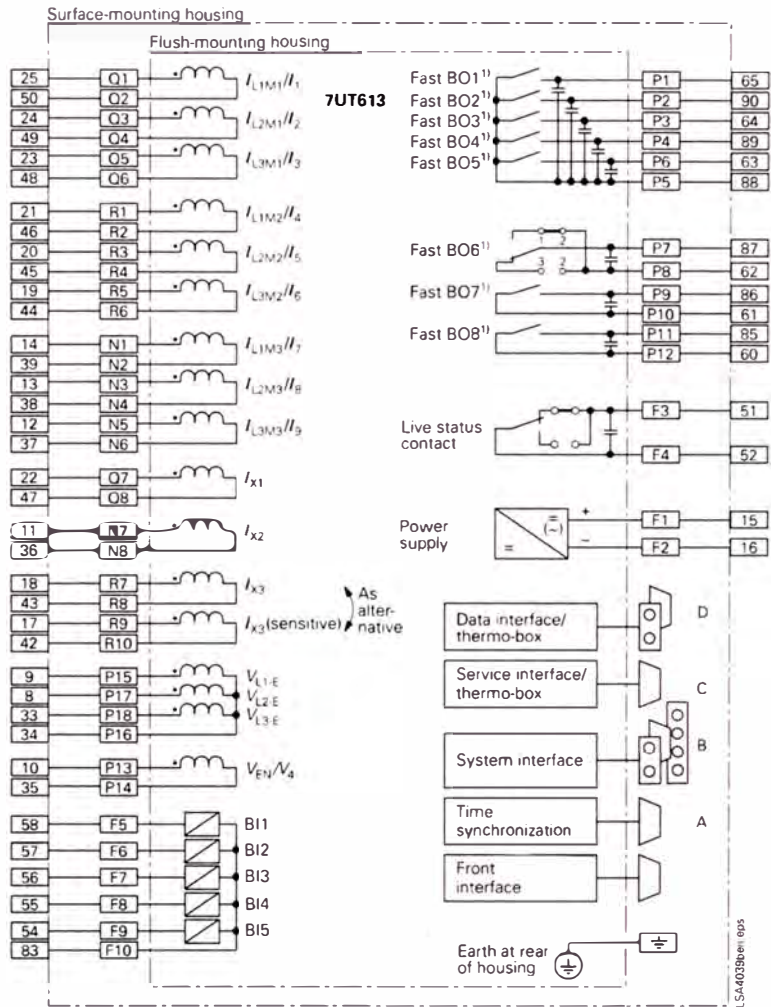


Fig. 8/40 Connection diagram 7UT613

1) Configuration of binary outputs up to hardware-version .../CC
For advanced flexibility see Fig. 8/40a.

Connection diagram

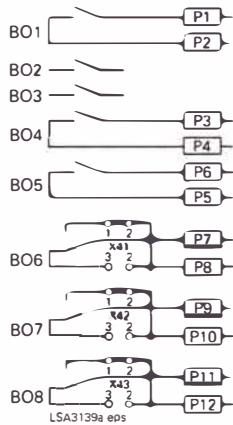
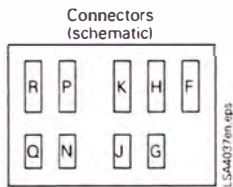


Fig. 8/41a
Additional setting by jumpers:
Separation of common circuit of fast BO1 to BO5 with jumpers X80, X81, X82. Switching of fast BO7, BO8 as NO contact or NC contact with jumpers X41, X42, X43.

- 1) Configuration of binary outputs up to hardware-version .../CC
For advanced flexibility see Fig. 8/41a.
- 2) High-speed contacts (option), NO only
- 3) High-speed contacts (option)

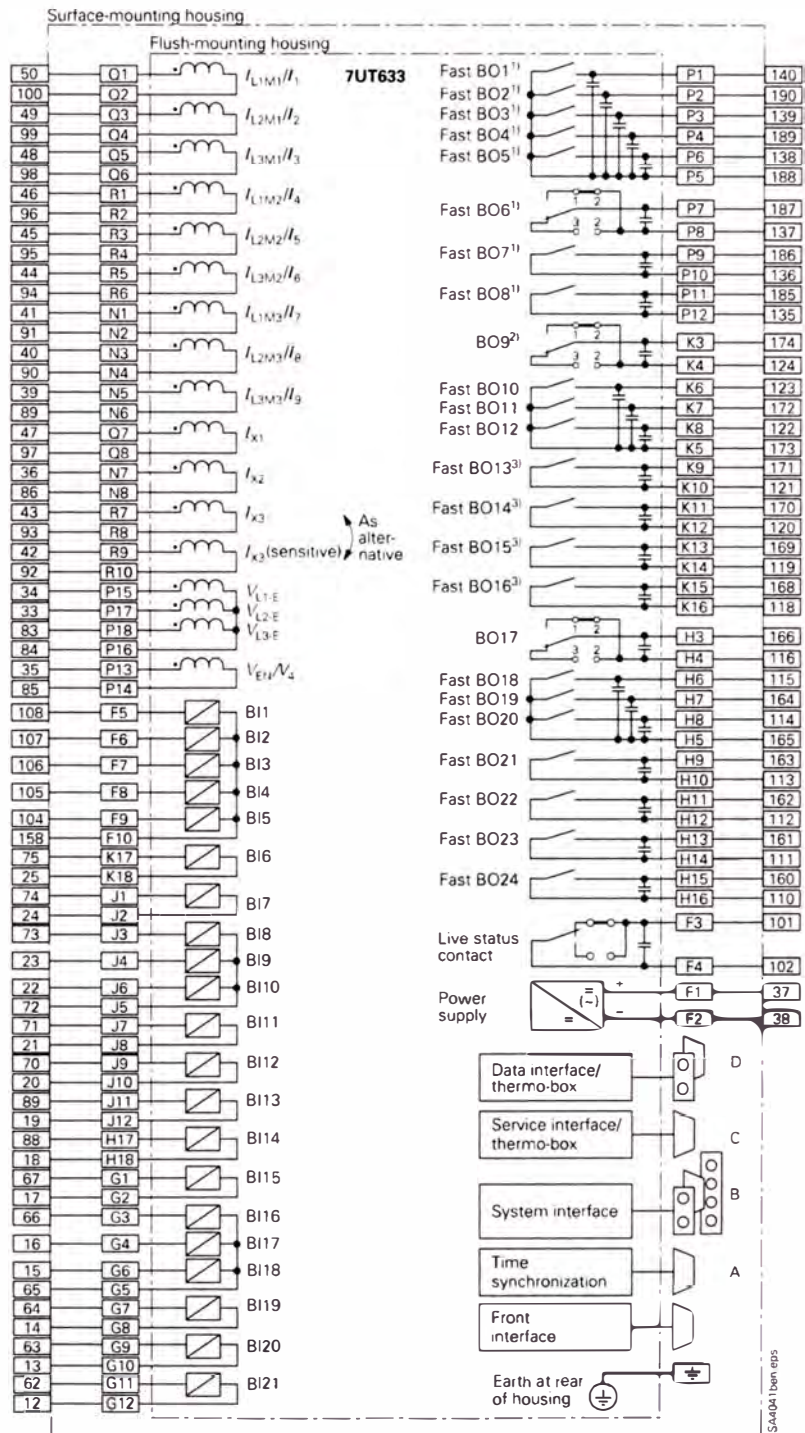


Fig. 8/41 Connection diagram 7UT63

Connection diagram

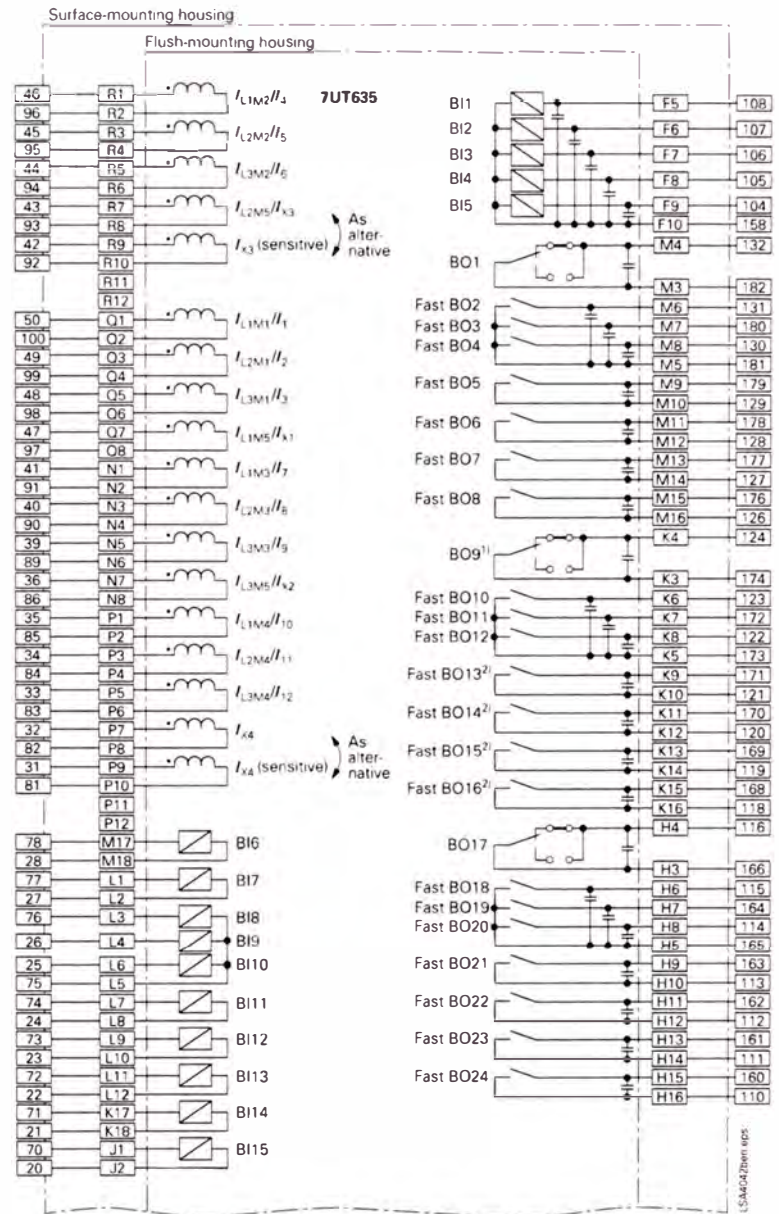
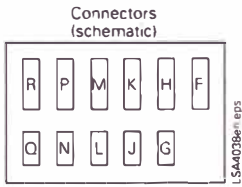


Fig. 8/42 Connection diagram 7UT635 part 1; continued on following page

- 1) High-speed contacts (option), NO only
- 2) High-speed contacts (option)

Connection diagram

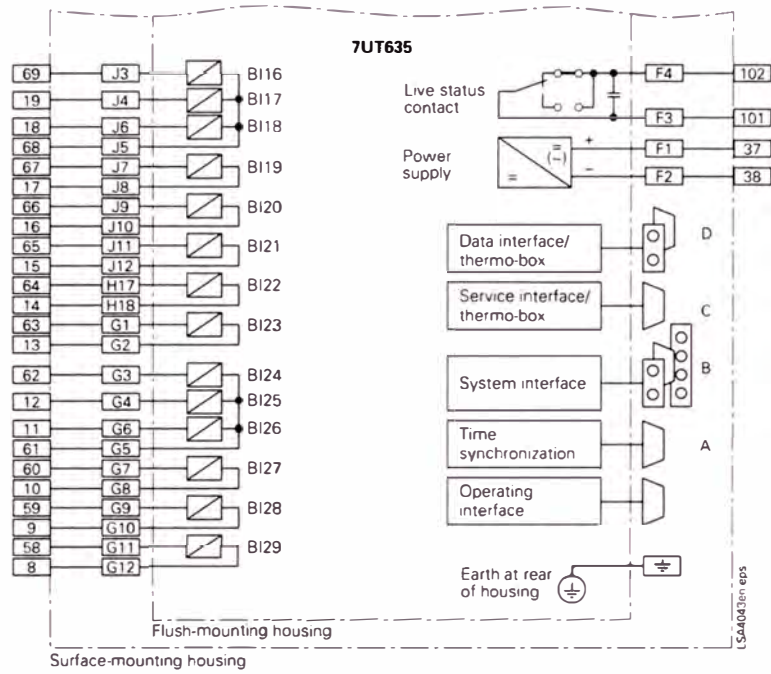


Fig. 8/43 Connection diagram 7UT635 part 2

BIBLIOGRAFIA

- [1] SIEMENS "Siprotec Numerical Protection", 2008. Pág. 3/3-3/8, 8/3 -8/40, 14/3-14/10, 14/21-14/36
- [2] Mejía Villegas S.A. "Subestaciones de Alta y Extra Alta Tensión", segunda Edición 2003. Pág. 405 - 541
- [3] www.siprotec.com
- [4] www.siemens.com/energy-automation