

**ESTUDIO PARA LA INTEGRACIÓN DE LOS RELÉS DE PROTECCIÓN DEL  
CENTRO CONTROL MOTORES CON LA ESTACIÓN DE SUPERVISIÓN DE  
TERMOTASAJERO S.A. E.S.P.**

**MIGUEL ALBERTO DÁVILA ARÉVALO**

**UNIVERSIDAD PONTIFICIA BOLIVARIANA  
ESCUELA DE INGENIERÍAS  
FACULTAD DE INGENIERÍA ELECTRÓNICA  
FLORIDABLANCA  
2015**

**ESTUDIO PARA LA INTEGRACIÓN DE LOS RELÉS DE PROTECCIÓN DEL  
CENTRO CONTROL MOTORES CON LA ESTACIÓN DE SUPERVISIÓN DE  
TERMOTASAJERO S.A. E.S.P.**

**ESTUDIANTE:  
MIGUEL ALBERTO DÁVILA ARÉVALO**

**INFORME FINAL DE PRÁCTICA EMPRESARIAL  
TERMOTASAJERO S.A. E.S.P.**

**SUPERVISORES:  
ING. DIEGO FERNANDO FEGED VÉLEZ  
MSC. JUAN CARLOS VILLAMIZAR RINCÓN**

**UNIVERSIDAD PONTIFICIA BOLIVARIANA  
ESCUELA DE INGENIERÍAS  
FACULTAD DE INGENIERÍA ELECTRÓNICA  
FLORIDABLANCA  
2015**

## CONTENIDO

1.	INTRODUCCIÓN.....	1
2.	GENERALIDADES DE LA EMPRESA.....	2
2.1	Información de la empresa .....	2
2.2	Descripción del área de trabajo .....	2
3.	ESTRUCTURA DEL PROYECTO .....	4
3.1	Objetivo general .....	4
3.2	Objetivos específicos.....	4
4.	PLAN DE TRABAJO PROPUESTO.....	5
5.	MARCO TEÓRICO .....	6
5.1	Protección de sistemas de potencia .....	6
5.1.1	Sistema de protección directo.....	6
5.1.2	Sistema de protección indirecto.....	8
5.2	Protecciones.....	17
5.2.1	Protección baja tensión (27) .....	19
5.2.2	Protección desequilibrio de corrientes (46) .....	19
5.2.3	Protección sobrecorriente (50/51).....	20
5.2.4	Protección diferencial (87) .....	21
5.3	Estándar IEC 61850 .....	21
5.3.1	Arquitectura .....	22
5.3.2	Ethernet - TCP/IP .....	23
5.3.3	Modelo de datos.....	23
5.3.4	Lenguaje SCL.....	25
5.4	Concentrador D400 General Electric .....	25
6.	DESARROLLO DEL PLAN DE TRABAJO.....	27
6.1	Inventario y levantamiento de información técnica.....	27
6.1.1	Tensión 460V .....	27
6.1.2	Tensión 6.9kV .....	28
6.1.3	Tensión 20kV y 230kV.....	28

6.1	Diseño de la red de datos .....	29
6.1.1	Schneider Sepam .....	29
6.1.2	615 Series ABB .....	31
6.1.3	Multilin GE .....	31
6.1.4	Diseño general .....	33
6.2	Investigación de proveedores y cotizaciones .....	34
6.3	Evaluación de costos .....	35
6.4	Rediseño de la interfaz HMI .....	36
7.	GLOSARIO .....	42
8.	APORTES AL CONOCIMIENTO .....	44
9.	RECOMENDACIONES A LA EMPRESA .....	45
10.	CONCLUSIONES .....	46
11.	BIBLIOGRAFÍA .....	47
12.	ANEXOS .....	49



## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Fusibles para media (izquierda) y baja tensión (derecha). .....	7
Figura 2. Interruptor de potencia para bajas tensiones. ....	7
Figura 3. Seccionador electrónico.....	8
Figura 4. Sistema de protección básico. ....	9
Figura 5. Transformadores de Corriente (Izquierda) y de Tensión (Derecha). ....	10
Figura 6. Interruptor de Gas SF6 Mitsubishi de la central. ....	11
Figura 7. Evolución de los relés de protección.....	11
Figura 8. Relé de protección Relion RE_615. ....	12
Figura 9. Módulos hardware para RE_615.....	13
Figura 10. Solución de red en anillo para RE_615 series .....	15
Figura 11. Relé de protección Sepam serie 20. ....	15
Figura 12. Arquitectura de la red para IEC 61850. ....	17
Figura 13. Curva de tiempo inverso .....	19
Figura 14. Curvas de tiempo inverso para sobrecorrientes. ....	21
Figura 15. Niveles de operación en subestaciones. ....	22
Figura 16. Modelo de datos. ....	24
Figura 17. Ejemplo de la estructura de un dato para un <i>circuit breaker</i> .....	24
Figura 18. Conectividad del D400.....	26
Figura 19. Módulo de comunicaciones ACE949-2 para Sepam. ....	29
Figura 20. Servidor ECI850 Sepam. ....	30
Figura 21. Ejemplo de la red para Sepam serie 20. ....	30
Figura 22. Ejemplo de la red para IEDs ABB. ....	31
Figura 23. Red de comunicaciones instalada para tensiones de 20kV y 230kV.....	32
Figura 24. Diseño general de la red de comunicaciones.....	34
Figura 25. Vista de la HMI principal existente. ....	37
Figura 26. HMI diagrama unifilar general de 6.9kV y 460V. ....	37
Figura 27. HMI estación primaria. ....	38
Figura 28. HMI protecciones barra BPA1 de 6.9kV .....	39
Figura 29. HMI 1 Mediciones barra BPA1 de 6.9kV.....	39
Figura 30. HMI 2 Mediciones barra BPA1 de 6.9kV.....	40
Figura 31. HMI barra SA-A2 de 460V. ....	40
Figura 32. HMI barra SA-A5 de 460V .....	41

## ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Protocolos soportados de acuerdo al módulo de comunicaciones. ....	14
Tabla 2. Códigos ANSI de protecciones. ....	18
Tabla 3. Inventario de dispositivos de protección para 460V. ....	27
Tabla 4. Inventario IEDs para 6.9kV. ....	28
Tabla 5. Inventario IEDs para 20kV y 230kV. ....	29
Tabla 6. Costos de los equipos. ....	35
Tabla 7. Costos de los Servicios. ....	36

## **RESUMEN GENERAL DE TRABAJO DE GRADO**

**TITULO:** ESTUDIO PARA LA INTEGRACIÓN DE LOS RELÉS DE PROTECCIÓN DEL CENTRO CONTROL MOTORES CON LA ESTACIÓN DE SUPERVISIÓN DE TERMOTASAJERO S.A. E.S.P.

**AUTOR(ES):** MIGUEL ALBERTO DÁVILA ARÉVALO

**FACULTAD:** Facultad de Ingeniería Electrónica

**DIRECTOR(A):** JUAN CARLOS VILLAMIZAR RINCÓN, DIEGO FERNANDO FEGED VÉLEZ

### **RESUMEN**

La presente práctica empresarial, tuvo como propósito el diseño de una red de comunicaciones en la cual se integran los relés de protección de las tensiones de 460V, 6.9kV y 20kV con la estación de supervisión en Termotasajero. Este diseño se basó en el estándar IEC 61850 que trata del diseño de automatización en subestaciones eléctricas, todo esto con la finalidad de garantizar la interoperabilidad de los dispositivos dentro de la misma red sin importar el fabricante de los mismos. Por otro lado, se rediseñó la interfaz humano maquina existente en la central, en donde se añadió la información de protecciones, mediciones y estado de los interruptores relacionados a los relés de protección a integrar en el proyecto. Por ultimo, se investigaron con los diferentes proveedores y empresas integradoras los costos relacionados a la implementación y ejecución del presente proyecto.

### **PALABRAS CLAVES:**

IEC61850, interfaz humano máquina, red de comunicaciones, relé de protección.

**V° B° DIRECTOR DE TRABAJO DE GRADO**

## **GENERAL SUMMARY OF WORK OF GRADE**

**TITLE:** STUDY FOR THE INTEGRATION OF PROTECTION RELAYS OF ENGINES CONTROL CENTER WITH MONITORING STATION IN TERMOTASAJERO S.A. E.S.P

**AUTHOR(S):** MIGUEL ALBERTO DÁVILA ARÉVALO

**FACULTY:** Facultad de Ingeniería Electrónica

**DIRECTOR:** JUAN CARLOS VILLAMIZAR RINCÓN, DIEGO FERNANDO FEGED VÉLEZ

### **ABSTRACT**

The present internship, was aimed to design of a communication network where it integrates the protection relays that works to voltages of 460V, 6.9kV and 20kV with the monitoring station in Termotasajero. This design was based on IEC 61850, this standard is about the design of electrical substation automation, all of this for guarantee the interoperability of the devices in the same network with different vendors. Besides, the existing human machine interface in the central was redesigned, in this was added the protections information, measures and state of the breaker associated with each protection relay to integrate in the project. Finally, were investigated with the different vendors and integrator companies the related cost for the implementation and execution of the present project.

### **KEYWORDS:**

IEC61850, Human machine interface, communication network, protection relay.

**V° B° DIRECTOR OF GRADUATE WORK**

## 1. INTRODUCCIÓN

En la actualidad la mayoría de los equipos eléctricos, ya sean domésticos, comerciales o industriales tienen algún tipo de protección frente a posibles fallos eléctricos, para evitar daños en los equipos y como medida de seguridad hacia las personas. En la industria estos sistemas juegan un papel muy importante debido al uso de múltiples sistemas de potencia, los cuales no están exentos a presentar fallas que principalmente son impredecibles y pueden ser costosas para la empresa, además peligrosas para las personas que se encuentren cerca. Como parte de los sistemas de protección implementados, los relés de protección son dispositivos de control encargados de medir, procesar y disparar uno o varios interruptores con el objetivo de aislar la parte donde se ha producido una falla.

El presente informe contiene el trabajo realizado en Termotasajero S.A. E.S.P durante la práctica empresarial, en donde se desarrolló un estudio de la integración de los relés de protección del Centro Control Motores (CCM) de Casa Máquinas y Estación Primaria con la estación de supervisión ubicada en Sala de Mandos (SM), con el fin de poder realizar acciones de supervisión de mediciones, registros de eventos, acceso a la información de protecciones eléctricas y configuraciones de los relés de protección de los diferentes equipos de forma remota, los cuales operan con tensiones de 460V, 6.9kV y 20kV.

Durante la práctica se realizó un reconocimiento del sitio donde se encuentran los relés de protección y posteriormente se realizó un inventario de los equipos instalados. Seguidamente se analizaron los planos eléctricos e informes finales de instalación de los relés de protección para después investigar los correspondientes manuales técnicos, de comunicaciones, protecciones y operaciones. Esta integración se diseñó por medio de una red de comunicaciones basada en el estándar IEC 61850 (Estándar para el diseño de la automatización en subestaciones eléctricas) el cual garantiza la interoperabilidad entre las distintas marcas de los relés que se encuentran instalados en la central, además del bajo costo de instalación y rápida configuración gracias a las facilidades que brinda el estándar para su integración. Se diseñó una distribución de la Interfaz Humano Máquina (HMI) que permite visualizar las mediciones más importantes, estados de los interruptores y protecciones continuamente, la cual será implementada en la estación de supervisión, donde además habrá la posibilidad de hacer ajustes de configuración por medio de la dirección IP asignada a cada relé en la red y el software específico de cada fabricante.

## **2. GENERALIDADES DE LA EMPRESA**

### **2.1 Información de la empresa**

“Termotasajero Colgener se dedica a la generación y comercialización de energía eléctrica. La central termoeléctrica se encuentra ubicada en el departamento de Norte de Santander a aproximadamente 30 Km de la ciudad de Cúcuta al margen del río Zulia, en cerca al municipio de San Cayetano”<sup>1</sup>. La central posee una unidad Turbogeneradora a vapor la cual obtiene su energía térmica mediante la combustión de carbón pulverizado y tiene la capacidad de generar 173.7 MW/h. “Es una de las generadoras térmicas más eficientes del sistema colombiano”<sup>2</sup>, gracias a su ubicación estratégica y su acceso a grandes cantidades de carbón local con excelentes propiedades caloríficas. Termotasajero opera como filial de la compañía colombiana de inversiones Colgener. Actualmente se encuentra conectada al Sistema Interconectado Nacional (SIN) y es regulada por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG).

### **2.2 Descripción del área de trabajo**

La central cuenta con 2 salas de Centro Control Motores (CCM), la primera de ellas se encuentra ubicada en Estación Primaria que es donde se toma el agua del río Zulia para fines de enfriamiento y generación de vapor por medio de 3 bombas tornillo que trabajan a una tensión de 6.9kV. La segunda y más grande, se encuentra en Casa Máquinas dónde se centralizan las protecciones del resto de equipos de la central para tensiones de 460V y 6.9kV. En ambos CCM se encuentran un conjunto de celdas que distribuyen la energía eléctrica a las diversas cargas de la planta tales como motores, barras, ventiladores, transformadores, etc. En estos gabinetes se encuentran sistemas de protección, monitoreo y control para las distintas cargas de la planta. En estos sistemas se encuentran disyuntores, pulsadores de marcha y parada, breakers, relés, relés térmicos, contactores, entre otros.

En los últimos años se han venido modernizando los equipos en la central, incluyendo las protecciones eléctricas de los equipos del CCM, en donde, desde hace 7 años atrás se han ejecutado diversos proyectos para su actualización. Todo esto con el fin de evitar costosos daños en los equipos o en las instalaciones y minimizar el peligro para las personas cercanas cuando se presenta una falla en estos, impidiendo que estos problemas se extiendan hacia los demás procesos

---

<sup>1</sup> TERMOTASAJERO S.A. E.S.P., Sistemas de planta, Primera edición, 2012.

<sup>2</sup> <http://www.termotasajero.com.co>, 15/12/2014.

aislando el equipo en donde se presenta la falla. Entre los proyectos ejecutados se encuentra el cambio de los relés electromecánicos de protección de los equipos y barras del CCM que fueron instalados en la construcción de la central hace más de 30 años. En los que operan a 460V, fueron remplazados por relés de protección SEPAM 1000 de Schneider Electric, para los equipos y barras que trabajan a 6.9kV se cambiaron por relés de protección y control de Relion RE\_ 615 Series de ABB. Estos relés indican valores de medición en tiempo real para monitorear el funcionamiento de los equipos como lo son corrientes, tensiones, potencias, temperaturas, entre otros.

A diferencia de los relés electromecánicos estos relés realizan y registran alertas dependiendo del tipo de falla que presenta el equipo, posibilitando al operador poder analizar y verificar la causa por la que el dispositivo disparó a el equipo, permitiendo estudiar causas recurrentes y tomar acciones correctivas para cada caso. Estas señales actualmente sólo pueden ser visualizadas directamente en los relés, por tanto, los operadores que se encuentran en Sala de Mandos (SM) no tienen la posibilidad de monitorear estas señales fácilmente, por lo que no se lleva un control del registro de los eventos y fallas en los equipos para poder en caso de que halla cambio de turno en los operadores durante una falla o para realizar mejoras y adecuaciones a los equipos que presenten fallas continuas.

En el 2014 se realizó la actualización de las protecciones del generador y de los transformadores: principal, de arranque y de servicios auxiliares. Estos equipos operan con tensiones de 20kV y 230kV; actualmente se encuentran protegidos con relés de protección General Electric (GE) Multilin. En esta última actualización fue instalada una estación de supervisión en SM, en donde se adquieren las señales de medición y de protecciones proporcionados por los relés GE y en el que es visualizado en el diagrama unifilar general de la planta de las tensiones 20kV y 230kV por medio de una Interfaz Humano Maquina (HMI). También se tiene acceso remotamente a los relés por medio de la dirección IP con que cuenta cada dispositivo, con la que se puede acceder a la totalidad de la información del relé junto con la configuración de las protecciones del mismo. Por esta razón se requiere integrar a la estación de supervisión de SM las señales de medición y protecciones de los relés de protección de los CCM para las tensiones de 460V y 6.9kV para poder así monitorear y tener acceso remoto a la totalidad de los relés de protecciones de los equipos en central.

### **3. ESTRUCTURA DEL PROYECTO**

#### **3.1 Objetivo general**

Diseñar una red de comunicaciones que integre los relés de protección del Centro Control Motores a la Estación de Supervisión en la sala de mandos que permita monitorear las variables y registrar las alertas de los equipos conectados a las redes eléctricas de 460V, 6.9kV y 20kV en Termotasajero S.A E.S.P.

#### **3.2 Objetivos específicos**

- Estudiar y recolectar información sobre el funcionamiento, protocolos de comunicación y estándares actuales para los relés de protección de Centro Control Motores.
- Diseñar una red de comunicaciones que integre las protecciones de los equipos que operan con una tensión de trabajo de 460V, 6.9kV y 20kV con sala de mandos.
- Rediseñar la HMI de la Estación de Supervisión del generador, integrando las protecciones de los equipos de 460V y 6.9kV.
- Analizar y evaluar los proveedores, costos de los equipos y servicios requeridos para la implementación y ejecución del proyecto.



#### **4. PLAN DE TRABAJO PROPUESTO**

En primer lugar elaborar un inventario del hardware y software existentes de los dispositivos de protección del CCM y SM, seguido de la identificación y clasificación de todos los equipos junto con sus dispositivos de protección de acuerdo a las tensiones de alimentación (460V, 6.9kV, 20kV) y al tipo de carga que manejan (Motor, Transformador, Alimentador). Posteriormente, realizar un estado del arte sobre la información técnica, funcionamiento y documentación de todos los dispositivos de protección encontrados, así como también los estándares y normatividad existente en el tema de sistemas y redes de comunicación en subestaciones eléctricas.

Al obtener la información anterior, evaluar y analizar la información que es relevante para posteriormente empezar el diseño de la red de comunicaciones. En el diseño de la red de comunicaciones es necesario tener en cuenta los manuales de comunicación que maneja cada dispositivo y fabricante, así como también los protocolos y medios disponibles por los diferentes relés para poder determinar los dispositivos que son necesarios para realizar una adecuada integración a la red, además de la incorporación de estos relés de protección a la HMI que se encuentra actualmente instalada. En esta HMI se podrán supervisar y registrar las variables y eventos que reporta el relé de protección de cada equipo en periódicamente en todos los niveles de tensión que posee la central. Tras ejecutar lo anterior, se comenzará con la investigación de los diferentes proveedores y empresas representantes a nivel nacional, con la finalidad de solicitar las respectivas cotizaciones sobre los equipos y los servicios requeridos para el montaje y puesta en operación de la red que posibilite integrar los relés de protección con la estación de supervisión existente.

Por ultimo tomando como base los diseños realizados, las cotizaciones y costos obtenidos por los proveedores y empresas representantes, se evaluará la viabilidad y costo del proyecto para su posterior implementación y ejecución.

## 5. MARCO TEÓRICO

### 5.1 Protección de sistemas de potencia

Los sistemas de protección son el conjunto de dispositivos eléctricos, electrónicos y mecánicos encargados de retirar lo más rápido posible un equipo de potencia de forma automática de la red eléctrica cuando este opera de forma anormal<sup>3</sup>, esto por lo general es debido a una falla presente en el equipo, que son debidas a diversos factores como el error humano, sobrecargas, accidentes e incluso a fallas más pequeñas que se han extendido desde otros equipos. Estos sistemas buscan disminuir el daño en los equipos de potencia evitando que entren zonas de operación para las que no fueron diseñados manteniendo la integridad de estos, perturbar lo menor posible a la red, prevenir lesiones a las personas que se encuentran operándolos y limitar la extensión de las fallas hacia otros equipos<sup>4</sup>.

Estos sistemas son de gran importancia a la hora de diseñar un proyecto eléctrico que incluya equipos de potencia debido es imposible garantizar que estos equipos siempre tengan un óptimo funcionamiento a lo largo de su vida útil, ni que nunca se vean afectados por errores humanos en su operación o imprevistos durante su rutina de trabajo<sup>5</sup>. Las centrales generadoras de energía eléctrica usan en gran medida estos sistemas tanto para la protección de los equipos internos como para garantizar la calidad del servicio que brindan. Esto último se debe a que la calidad de la energía se mide en gran parte al número y tiempo de interrupciones durante la prestación del servicio, así como también garantizar los niveles de tensión y frecuencia fijados previamente en el contrato.

#### 5.1.1 Sistema de protección directo

Los sistemas de protección directos son aquellos en los que el elemento de medida es el mismo que se encarga de realizar el corte, en estos se aplica la protección directamente sin ningún tipo de acoplamiento. Entre los sistema de protección directos se encuentran: Fusibles, Seccionadores e Interruptores de potencia.

---

<sup>3</sup> <http://iie.fing.edu.uy/ense/assign/esepl/>. Curso de estabilidad de Sistemas Eléctricos de potencia de FING. 22/12/2014.

<sup>4</sup> ZAPATA, Fernando. Instalaciones eléctricas I UMSS. Cochabamba Bolivia. Primera edición, 2001.

<sup>5</sup> MONTANÉ, Paulino. Protecciones en las instalaciones eléctricas: evolución y perspectivas. Barcelona España. Segunda Edición, Marcombo, 1993.

### 5.1.1.1 Fusibles.

Es uno de los elementos de protección más antiguos, basado en el incremento de temperatura producido sobre un conductor cuando pasa corriente a través de él<sup>6</sup>. Este conductor tiene una temperatura de fundición equivalente a un valor de corriente fijo, lo cual hace que abra el circuito para proteger determinado equipo. Como se puede apreciar en la Figura 1, estos fusibles son fabricados en equipos que operan a baja, media y alta tensión.

Figura 1. Fusibles para media (izquierda) y baja tensión (derecha)<sup>7</sup>.



### 5.1.1.2 Interruptor de potencia

Es un interruptor magneto térmico automático que permite controlar la demanda de potencia de un equipo o un conjunto de estos, ver Figura 2. Es disparado el interruptor cuando el valor de potencia exigido supera a un valor determinado en el interruptor. A diferencia del fusible, no es necesario su remplazo para restablecer el suministro de energía.

Figura 2. Interruptor de potencia para bajas tensiones<sup>8</sup>.



<sup>6</sup>MONTANÉ, Paulino. Protecciones en las instalaciones eléctricas: evolución y perspectivas. Barcelona España. Segunda edición, Marcombo, 1993.

<sup>7</sup> <http://www.aplitecnia.com.co/>. 16/12/2014.

<sup>8</sup> <http://www.schneider-electric.com.co/>. 16,12,2014.

### 5.1.1.3 Seccionador

Es un dispositivo automático para la desconexión de secciones que se encuentra en falla dentro de un sistema de distribución eléctrica, permitiendo aislar el equipo en falla del resto de la red, ver Figura 3. A diferencia de los interruptores, no tienen la capacidad de funcionar cuando existe flujo de corriente debido a la generación de arco eléctrico, por lo que trabajan posteriormente a la apertura de un interruptor.

Figura 3. Seccionador electrónico<sup>9</sup>.



### 5.1.2 Sistema de protección indirecto

En un sistema de protección indirecto utiliza transductores para medir las magnitudes de las variables a controlar y actuadores para realizar la acción de control debido a que ésta no se realiza por un mismo elemento<sup>10</sup>. Estos sistemas son más costosos que los directos debido a que necesitan más componentes para su funcionamiento, pero además tienden a ser más configurables y precisos.

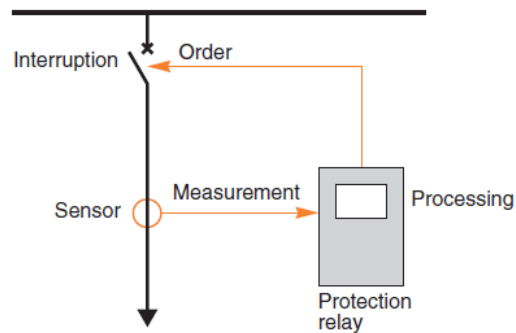
Un sistema de protecciones indirecto básico se divide principalmente en 3 etapas como se puede apreciar en la Figura 4. El sistema monitorea continuamente el estado de la red eléctrica del equipo y en caso de presentarse alguna perturbación en ésta (posible falla), produce un disparo que abre un interruptor, aislando el equipo de la red.

---

<sup>9</sup> <http://www.celsa.com.co/>. 16/12/2014.

<sup>10</sup> RAMÍREZ, Samuel. Protección de sistemas eléctricos, universidad nacional de Manizales. Manizales, Colombia. Primera edición, 2003.

Figura 4. Sistema de protección básico<sup>11</sup>.



Las tres etapas de un sistema de protección indirecto son:

- Medición: De acuerdo a las características del equipo a proteger se utilizan transformadores de corriente y/o tensión, sensores de temperatura, sensores de posición, sensores de presión, etc.
- Procesamiento: Es el encargado de analizar las señales de medición, analizar si son perjudiciales para el equipo y tomar una acción de control en caso de ser necesario.
- Accionador: Por lo general es un interruptor que cumple la función de aislar el equipo de la red en caso de que se presente alguna falla.

#### 5.1.2.1 Transformadores de medida

Son elementos de medición que le permiten al relé de protección saber el estado en que se encuentra el sistema de potencia. Se encuentran conectados directamente entre la red y las entradas del relé de protección, entregando una señal proporcional reducida al relé. Su buen funcionamiento es fundamental para que el sistema de protección funcione de manera adecuada, estos transformadores deben tener un mínimo error entre las señales de ambos devanados, así como también, garantizar que no entren en zona de saturación. Estos transformadores pueden ser de dos tipos como se ve en la Figura 5: Transformadores de Corriente (CT) y transformadores de Tensión (PT).

<sup>11</sup> SCHNEIDER ELECTRIC, *Protection guide – Electrical network protection*.2006.

Figura 5. Transformadores de Corriente (Izquierda) y de Tensión (Derecha)<sup>12</sup>.



Son utilizados debido a los altos valores de tensión y corriente que manejan los sistemas de potencia, que no pueden ser leídos directamente por el relé de protección, son generalmente transformados a valores apropiados de tensión y corriente (1A a 5A para los CT y 120V a 220V en los PT). También cumplen la función de aislar eléctricamente ambos sistemas y no interfieran entre sí.

### 5.1.2.2 Interruptores

Son dispositivos mecánicos de apertura y cierre capaces de soportar la corriente nominal de los equipos y las altas corrientes durante fallas, éstas últimas pueden llegar a ser de cerca de 100.000A para media tensión e incluso mayores de 10kA para altas tensiones<sup>13</sup>, ver Figura 6. Es el elemento final de control, el cual recibe órdenes desde el relé de protección y es el encargado de aislar un sistema de la red eléctrica en el menor tiempo posible cuando éste presenta una falla.

Al momento de escoger las características y el tamaño del interruptor se tiene en cuenta la potencia de ruptura (indicada en MVA), que es la mayor potencia de cortocircuito que es capaz el interruptor de desconectar. También se tiene en cuenta el nivel de tensión en el que trabaja el sistema, debido a la separación que deben tener los interruptores para evitar producir arco eléctrico, ya que, al abrir el interruptor con incluso con niveles bajos de tensión, se crea un arco eléctrico entre los 2 contactos que puede llegar a tener temperaturas cercanas a los 3500°C. Los interruptores se clasifican de acuerdo a los diferentes mecanismos que emplean para extinguir, los cuales pueden ser por:

- Aceite
- Vacío

<sup>12</sup> <http://new.abb.com/high-voltage/instrument-transformers>. 16/12/2014.

<sup>13</sup> MONTANÉ, Paulino. Protecciones en las instalaciones eléctricas: evolución y perspectivas. Barcelona España. Segunda edición, Marcombo, 1993.

- SF6 (Hexafloruro de azufre)
- Soplo de aire comprimido
- Soplo de aire-magnético

Figura 6. Interruptor de Gas SF6 Mitsubishi de la central.



### 5.1.2.3 Relés de protección

Los relés de protección son dispositivos diseñados para ejecutar disparos a un interruptor de potencia dentro de una red eléctrica cuando detecta una falla. Los primeros relés de protección fueron dispositivos electromecánicos, basados en bobinas que operaban partes móviles y así proporcionar protecciones particulares como sobre corrientes, sobretensión, secuencia negativa y bajo o sobre-frecuencia. Estos dispositivos han evolucionado como se aprecia en la Figura 7, En el día de hoy existen IED (dispositivos electrónicos inteligentes), que son dispositivos electrónicos basados en microprocesadores, encargados de controlar y proteger los diferentes equipos de potencia tales como: Interruptores, motores, transformadores, generadores, bancos de condensadores, entre otros.

Figura 7. Evolución de los relés de protección<sup>14</sup>.



<sup>14</sup> APLITECNIA LTDA, conceptos básicos de protección de sistemas eléctricos, 2014.

Los IEDs obtienen mediciones a través de los sensores y equipos de potencia, en donde evalúan posibles fallas en la red eléctrica donde se encuentra conectado el equipo, para así realizar un disparo o una acción de control con la finalidad de mantener las distintas variables en valores deseados. Estos dispositivos por lo general contienen más de 5 protecciones, múltiples salidas para controlar varios dispositivos a la vez, auto-detección de errores y tienen la posibilidad de comunicarse con otros IEDs por medio de diversos protocolos disponibles hoy en día, lo cual permite múltiples aplicaciones como la integración con un sistema SCADA<sup>15</sup>.

- **ABB RE\_615 Series**

La serie Relion RE\_615 (Figura 8) es una familia de productos de relés de protección compactos de ABB diseñados para la protección, control, medición y supervisión para subestaciones eléctricas, aplicaciones industriales y sistemas de distribución de energía<sup>16</sup>. Estos IEDs han sido diseñados cumpliendo el estándar IEC 61850 para comunicaciones e interoperabilidad de dispositivos de automatización en subestaciones. Una de las particularidades de esta familia de relés es la facilidad para el montaje e instalación gracias a su diseño compacto y extraíble para su fácil instalación como se observa en la Figura 8, que permite la extracción y montaje de la carcasa sin necesidad de cablear debido a contactos posteriores que encajan con la regleta de conexiones donde van los cables.

Figura 8. Relé de protección Relion RE\_615<sup>17</sup>.



También es posible la personalización de los equipos de acuerdo a los requerimientos del cliente y las características de los equipos, en donde se pueden solicitar por ejemplo módulos adicionales descritos en la Figura 9. Estos IEDs cuentan con una HMI local y un teclado para acceder a las diferentes mediciones,

<sup>15</sup> <http://www.subnet.com/resources/dictionary/intelligent-electronic-device.aspx>. 17/12/2014.

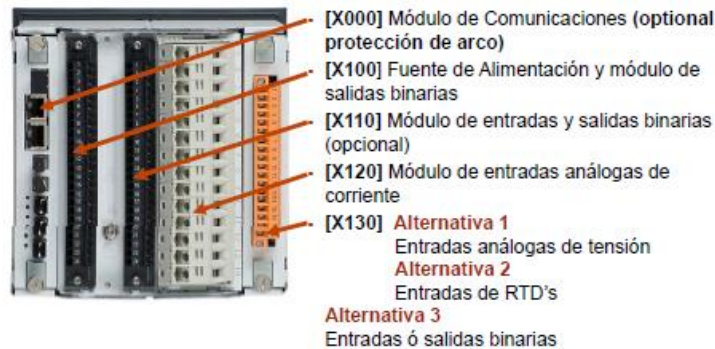
<sup>16</sup> <http://new.abb.com/substation-automation/products/protection-control/relion-product-family/relion-615-series>. 17/12/2014.

<sup>17</sup> ABB. *615 series Technical Manual*. Rev E, 2010.



parámetros de configuración, diagrama unifilar del sistema, protecciones activas, alertas y estado del relé.

Figura 9. Módulos hardware para RE\_615.<sup>18</sup>



Estos relés de protección se clasifican de acuerdo al tipo de carga que protegen, en la planta se encuentran de 3 tipos:

- REF615: Diseñado para la protección, medición y supervisión de subestaciones. Generalmente es usado para protecciones de sobre corriente y fallas a tierra.
- RET615: Es un relé dedicado al control y protección de transformadores de potencia en sistemas de distribución de energía, incluyen protecciones de tipo diferencial.
- REM615: Diseñado exclusivamente para la protección, medición, control, y supervisión de cargas motorizadas como lo son bombas, mezcladores, ventiladores, compresores, etc. Estos relés contienen adicionalmente protecciones de temperatura.

#### ○ Comunicaciones

La serie 615 posee 2 conexiones para comunicaciones por las que se puede acceder a la totalidad de la información, la primera se encuentra ubicada en el panel frontal por la que se puede conectar un computador directamente por medio de un cable UTP/STP con conector RJ-45 por una dirección IP fija. El segundo tipo de conexión se realiza por medio de un módulo de comunicaciones ubicado en la parte trasera, como se puede apreciar en la Figura 9. El cliente puede escoger su configuración entre los 16 módulos de comunicaciones distintos de acuerdo las especificaciones de la red que desee, estos módulos poseen puertos Ethernet en fibra óptica (Conector LC) y RJ-45, también poseen conectores seriales RS232, RS485, y Fibra óptica serial ST, como adicional se pueden incluir puertos en fibra

<sup>18</sup> PAEZ Mauricio, Capacitación presentación general Relion 615, 2011.

óptica para protecciones, que es exclusiva para comunicación entre IEDs. Los protocolos de comunicación soportados dependen exclusivamente del módulo de comunicación que posee el IED como se ve en la Tabla 1, entre los protocolos soportados se incluyen IEC 61850 con mensajería GOOSE, IEC 60870-5-103, Modbus y DNP3. En la central estos dispositivos cuentan con el módulo de comunicaciones con conector LC para fibra óptica.

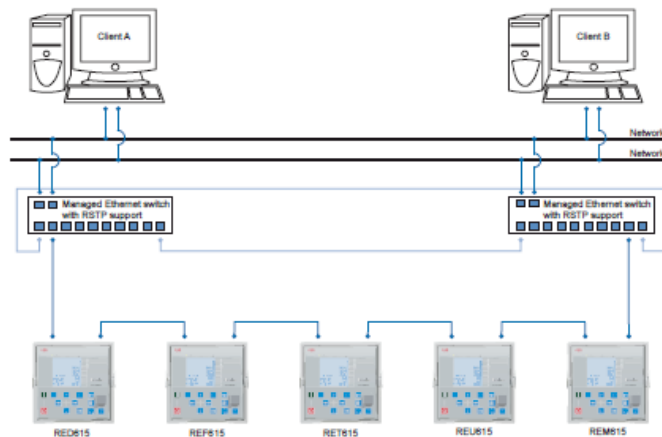
Tabla 1. Protocolos soportados de acuerdo al módulo de comunicaciones.<sup>19</sup>

Interfaces/ Protocols	Ethernet		Serial	
	100BASE-TX RJ-45	100BASE-FX LC <sup>1)</sup>	EIA-232/EIA-485	Fibre-optic ST
IEC 61850	•	•	-	-
MODBUS RTU/ ASCII	-	-	•	•
MODBUS TCP/IP	•	•	-	-
DNP3 (serial)	-	-	•	•
DNP3 TCP/IP	•	•	-	-
IEC 60870-5-103	-	-	•	•
• = Supported				

Con la implementación del estándar IEC 61850 se garantiza el soporte para todas las funciones de monitoreo y control del IED, posibilitando también el acceso a configuraciones, registros de disturbios y grabaciones de fallas de forma remota por medio de la misma red de comunicaciones y con el software del fabricante. En la Figura 10 se aprecia una solución de red en anillo en IEC 61850 recomendada por el fabricante, la cual se realiza por medio de dos switch con protocolo RSTP para así poder detectar la caída de un dispositivo y configurar de nuevo la red.

<sup>19</sup> ABB. 615 series Technical Manual. Rev E, 2010. Ídem.

Figura 10. Solución de red en anillo para RE\_615 series <sup>20</sup>.



- **Schneider Electric SEPAM 1000**

Los Sepam serie 20 y 40 mostrados en la Figura 11 son una familia de relés de protección digitales de corriente y/o tensión para redes de distribución eléctrica industriales. Estos relés permiten al usuario medir, analizar, administrar y producir diagnósticos en una instalación eléctrica dependiendo el tipo de carga que se tiene<sup>21</sup>. A estos relés se pueden adicionar distintos módulos externos para entradas y salidas digitales, entradas y salidas análogas, comunicaciones, convertidores, sensores, etc.

Figura 11. Relé de protección Sepam serie 20<sup>22</sup>.



<sup>20</sup> ABB. *615 series Technical Manual*. Revisión E, 2010.

<sup>21</sup> SCHNEIDER ELECTRIC, *Catalogue Sepam*, 2013.

<sup>22</sup> <http://www.schneider-electric.com>. 18/12//2014

Al igual que los relés anteriores, estos se clasifican acuerdo al tipo de carga, lo cual determina las diferentes protecciones y configuraciones disponibles para cada clase de carga. En la planta se encuentran los siguientes tipos:

- Protección Alimentadores (S20 y S40).
- Protección Motores (M20).
- Protección Transformadores (20 y T40).

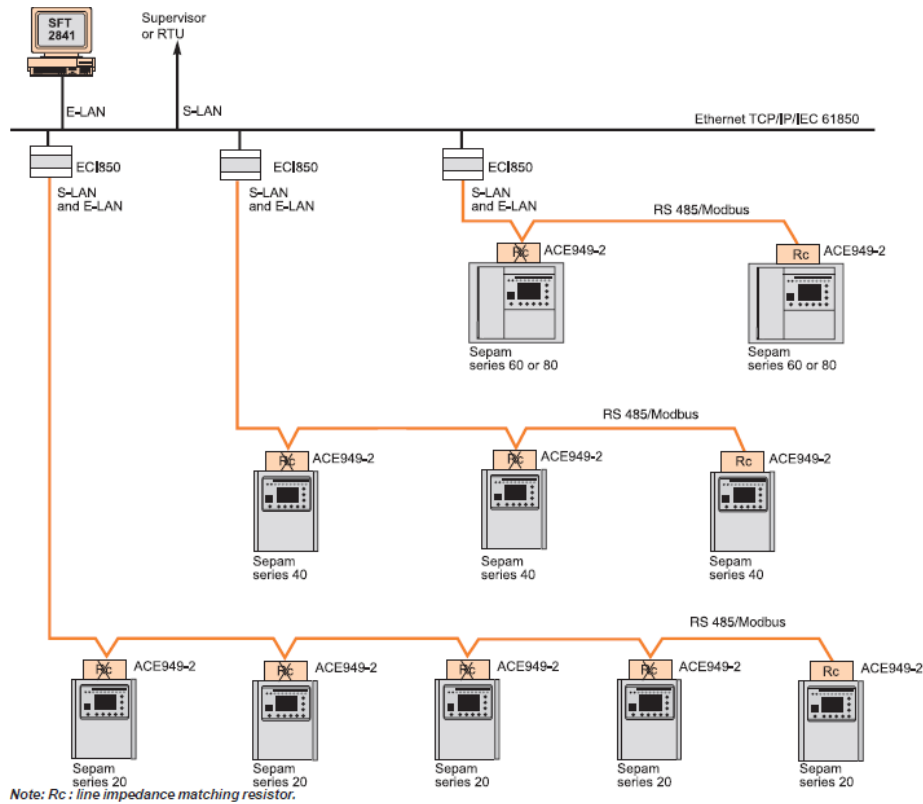
La serie 20 tiene mediciones sólo de corriente, por tanto, sus protecciones son sólo con respecto a esta magnitud. Por otro lado, la serie 40 cuenta con mediciones de corriente, tensión y frecuencia; lo que permite al relé proteger el equipo contra fallos que se vean reflejadas en estas 2 variables, por lo que son usados en equipos que poseen una mayor importancia en la central.

#### ○ **Comunicaciones**

Existen 2 tipos de redes a los cuales estos relés pueden conectarse y así poder acceder a diferentes tipos de información, la primera de ellas es una red S-LAN en la que se pueden realizar funciones de supervisión de mediciones y estados en los relés, los relés deben poseer un mismo protocolo de comunicación como Modbus RTU, Modbus TCP/IP, DNP3, IEC 60870-5-1003, IEC 61850. La segunda es una E-LAN en la cual se pueden acceder, configurar y operar el relé de manera remota y centralizada por medio del software STF2841.

Para conectar los relés Sepam por medio de protocolo IEC 61850, debido a que estos relés no cuentan con el protocolo nativo en el dispositivo, es necesario el uso de una tarjeta de comunicaciones ACE 949-2 en cada Sepam, este módulo de comunicación tiene salida Modbus TCP/IP con el cual se pueden conectar hasta 5 Sepam (de acuerdo a la serie) dentro de un mismo bus. Al tener los Sepam conectados en un mismo bus se debe instalar un adaptador ECI850 el cual convierte de Modbus TCP/IP a Ethernet en protocolo IEC 61850, en la Figura 12 se observa la arquitectura para implementar una red de comunicaciones con los Sepam con protocolo IEC 61850.

Figura 12. Arquitectura de la red para IEC 61850.<sup>23</sup>



## 5.2 Protecciones

Un equipo de protección es dispositivo que actúa sobre los interruptores ubicados en sistemas de potencia y tiene como finalidad proteger eficazmente a personas y equipos ó minimizar los daños causados<sup>24</sup>. Esto se realiza aislando el sistema que presenta fallo o perturbación del resto de la red eléctrica de forma rápida. Para esto el sistema de protección se encuentra monitoreando continuamente las distintas variables del sistema de potencia como lo son: Tensiones, corrientes, potencias, impedancias, frecuencias, temperaturas, etc. Con lo anterior se logra conocer la ubicación y el tipo de falla que se presenta.<sup>25</sup> Entre los tipos de falla más comunes en un sistema se encuentran:

<sup>23</sup> SCHNEIDER ELECTRIC. *Digital protection relays. Sepam Catalogue series 20, series 40, series 60, series 80.* 2013

<sup>24</sup> IBERINCO. *Criterios generales de protección y control en el diseño de adaptación de instalaciones de la red de transporte y distribución.* Iberdrola, dirección técnica.2004.

<sup>25</sup> RAMÍREZ, Samuel. *Protección de sistemas eléctricos,* universidad nacional de Manizales. Manizales, Colombia. Primera edición, 2003.

- Falla en el sistema de potencia o cortocircuito.
- Falla ajena al sistema de potencia (Equipo de protección).
- Falla en la red o perturbación externa.

Hoy en día se encuentran estandarizados los nombres de las diferentes protecciones existentes para media tensión al cual se le asigna un código ANSI que los fabricantes deben tener en común. En la Tabla 2 se pueden observar los códigos ANSI para protecciones más comunes.

Tabla 2. Códigos ANSI de protecciones.<sup>26</sup>

<b>ANSI</b>	<b>Descripción</b>
21	Protección de distancia
25	Comprobación de sincronización
27	Mínima tensión
38	Control de temperatura
46	Desequilibrio de corrientes
47	Desequilibrio de tensiones
48	Rotor bloqueado
49	Sobrecarga térmica
50	Sobrecorriente instantánea
51	Sobrecorriente temporizada
59	Máxima tensión
66	Limitación a N° de arranques
81	Frecuencia
86	Función de cierre
87	Diferencial de transformador

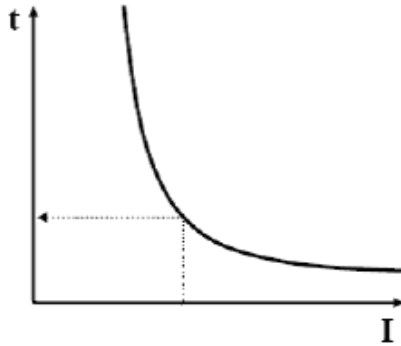
Mediante los estudios de coordinación de protecciones se logran determinar los ajustes adecuados de las protecciones de acuerdo a las características de los equipos de potencia, su distribución, análisis de las cargas y el tipo de relé que los protegen. En estos ajustes se deben tener en cuenta los parámetros de operación y máximos del equipo, así como también la característica propia de arranque del equipo de potencia para evitar disparos innecesarios en el momento de la energización. Para estos estudios es común el uso de gráficos en 2 dimensiones, que delimitan la zona de operación de las protecciones y el límite de funcionamiento del equipo. Generalmente se encuentran en escala logarítmica.

---

<sup>26</sup> PÉREZ Sergio. Criterios de protección y control en el diseño de las instalaciones de la red de transporte y distribución. Desarrollo de aplicación informática para la elaboración de listados de materiales en subestaciones. Madrid, España. 2010.

En la Figura 13 se puede apreciar una curva de tiempo inverso para una protección, en la que a medida que aumenta en magnitud la corriente, se disminuye el tiempo de disparo del interruptor y viceversa.

Figura 13. Curva de tiempo inverso<sup>27</sup>



Entre las protecciones utilizadas por los relés para los equipos en la planta se encuentran: Protección de baja tensión, desequilibrio de corrientes, Sobrecorriente, diferencial para transformadores.

### 5.2.1 Protección baja tensión (27)

La tensión junto con la frecuencia es una característica nominal de un sistema eléctrico. Los equipos por lo general poseen un nivel de tensión establecido aunque soportan un porcentaje superior e inferior. Para cargas como motores y reguladores es crítico cuando se trabaja por debajo de los límites de tensión establecidos. Estas protecciones utilizan PT's para realizar mediciones en tensión y deben actuar en un tiempo prudencial permitiendo así una posible corrección en la magnitud de tensión por parte de los reguladores, usualmente se utilizan funciones de tiempo inverso como la mostrada en la Figura 13 con tiempos de operación entre 2 y 20 segundos.<sup>27</sup>

### 5.2.2 Protección desequilibrio de corrientes (46)

En un sistema trifásico se denomina secuencia negativa a los componentes de los 3 fasores de corriente de igual magnitud, separados  $120^\circ$  entre sí y poseen secuencia inversa a las fases originales<sup>28</sup>. Esta protección actúa detectando las corrientes de

<sup>27</sup> PÉREZ Sergio. Criterios de protección y control en el diseño de las instalaciones de la red de transporte y distribución. Desarrollo de aplicación informática para la elaboración de listados de materiales en subestaciones. Madrid, España. 2010.

<sup>28</sup> RAMÍREZ, Samuel. Protección de sistemas eléctricos, universidad nacional de Manizales. Manizales, Colombia. Primera edición, 2003.

secuencia negativa para porcentajes no admisibles por el equipo, lo cual indica que el sistema posee una carga críticamente desbalanceada.

### **5.2.3 Protección sobrecorriente (50/51)**

Es la protección más utilizada en los equipos de potencia, detecta corrientes que exceden a las nominales en los equipos. Esta protección opera solo bajo condiciones de falla y no para sobrecargas. Cuando el valor de medición es mayor al valor ajustado, se ejecuta un disparo el cual abre el circuito. Existen protecciones de sobrecorriente instantánea (50) y temporizada (51)<sup>29</sup>. En las primeras el tiempo en el que se ejecuta la protección es casi cero, se utilizan cuando existen valores de corriente excesivamente altos y que no pueden estar por mucho tiempo en el sistema; Se debe tener en cuenta para estas las características para el arranque del sistema para así evitar disparos indeseados. En las sobrecargas temporizadas se define un tiempo de actuación de la protección, este tiempo puede ser fijo o de acuerdo a una curva definida de tiempo inverso.

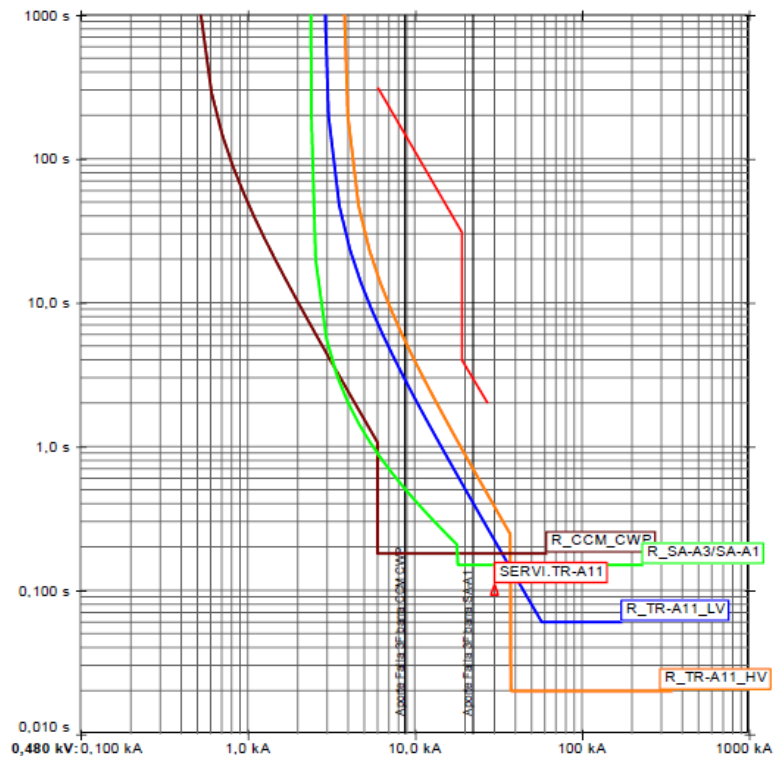
En la Figura 14 se puede observar las curvas de tiempo inverso definidas para varios equipos en un estudio de coordinación de protecciones en la central, donde se aprecia la discriminación de las protecciones basado en su distribución, actuando desde el equipo con menos jerarquía en el sistema en este caso CCM\_CWR, hacia el equipo con mayor TR-A11.

---

<sup>29</sup> MONTANÉ, Paulino. Protecciones en las instalaciones eléctricas: evolución y perspectivas. Barcelona España. Segunda edición, Marcombo, 1993.



Figura 14. Curvas de tiempo inverso para sobrecorrientes.<sup>30</sup>



### 5.2.4 Protección diferencial (87)

La protección diferencial basada en la ley de corrientes de Kirchoff haciendo del equipo un nodo virtual, funciona calculando la diferencia de las corrientes que entran con las corrientes que salen del equipo protegido, siendo este residuo aproximado a cero<sup>31</sup>, generalmente se usa en transformadores. Para evitar disparos no deseados debidos a falsas fallas para esta protección se deben tener en cuenta las corrientes de magnetización del equipo, error en la relación y saturación de los TC.

### 5.3 Estándar IEC 61850

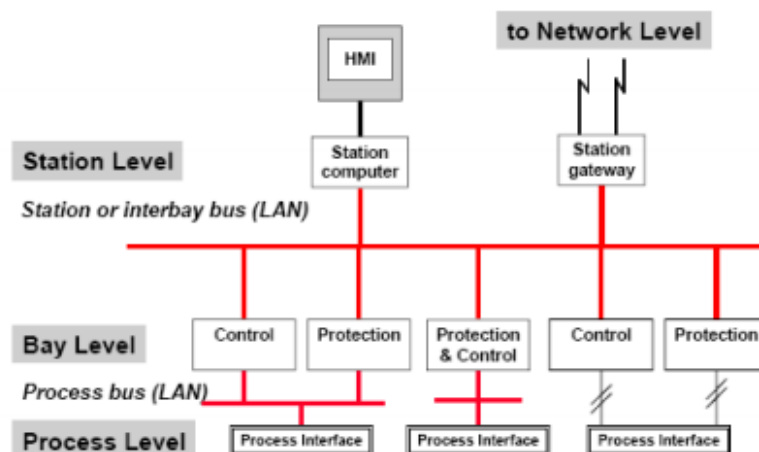
Es un estándar para el diseño de la automatización en subestaciones eléctricas, es promovido por la IEC (*International Electrotechnical comision*) que es una organización internacional que prepara y publica estándares internacionales en las

<sup>30</sup> GERS. Estudio de coordinación de protecciones para las celdas de servicios auxiliares asociadas al sistema eléctrico de baja tensión de Termotasajero. 2014.

<sup>31</sup> RAMÍREZ, Samuel. Protección de sistemas eléctricos, universidad nacional de Manizales. Manizales, Colombia. Primera edición, 2003.

áreas de electrónica y eléctrica<sup>32</sup>. Su elaboración inició en 1994 y su propósito principal es garantizar la interoperabilidad entre IEDs de diferentes marcas, permitiendo que estos operen bajo una misma red de comunicación y asegurar el libre intercambio de información entre los dispositivos para la automatización de subestaciones, todo bajo un mismo protocolo desde los distintos niveles de operación en subestaciones como de puede ver en la Figura 15, entre los más importantes se encuentran: proceso, bahía y estación. Este estándar pretende estar abierto ante futuros desarrollos tecnológicos tanto en el campo de comunicaciones como para el campo de protecciones, trabajando en conjunto con los diferentes fabricantes, garantizando su perdurabilidad.

Figura 15. Niveles de operación en subestaciones.<sup>33</sup>



### 5.3.1 Arquitectura.

La arquitectura es uno de los aspectos más importantes de este estándar, comparado con los estándares anteriores. Desde que fue publicado el estándar en el 2005 ha ganado gran aceptación por parte de las empresas energía eléctrica y grandes consumidores industriales<sup>34</sup>. Esto es debido a que el IEC 61850 fue diseñado para operar bajo el protocolo Ethernet- TCP/IP, lo que permite un continuo mejoramiento de las funcionalidades en la intercomunicación de los distintos dispositivos para la automatización, adaptando la arquitectura de la red de acuerdo a los requerimientos propios de la industria, facilitando además las labores de diseño, construcción, instalación y puesta en operación.

<sup>32</sup> IEC TR 61850-1. *Communication networks and systems in substations. Introduction and overview. Technical Report.* Primera edición. 2003

<sup>33</sup> PERÉZ, Elena. *Diseño y optimización de una arquitectura IEC61850.* Madrid, España. 2008

<sup>34</sup> [http://www.axongroup.com.co/protocolo\\_61850.php](http://www.axongroup.com.co/protocolo_61850.php). 6/10/2014.

Como medios de transmisión en el estándar IEC 61850 se utiliza par trenzado y fibra óptica para fines industriales, aunque también se utilizan sistemas no guiados como sistemas de onda portadora y enlaces de radio para cuando se tienen largas distancias.

### **5.3.2 Ethernet - TCP/IP**

Es un protocolo de transmisión de datos para redes de área local (LAN). Utiliza el algoritmo de acceso múltiple con escucha de portadora y detección de colisiones (CSMA/CD) para acceder a un medio compartido por varios dispositivos para evitar la pérdida de información en la transmisión de datos. Se utiliza generalmente en arquitecturas en estrella, conectando los equipos por medio de switch de internet. Los protocolos de control de transmisión e internet (TCP/IP) especifican como los datos deben ser formateados, direccionados, transmitidos, enrutados y recibidos por el destinatario<sup>35</sup>.

### **5.3.3 Modelo de datos**

Basados en los tres niveles principales de operación en subestaciones vistos anteriormente se realiza un modelo de los datos en el sistema para su representación dentro de la red en donde se organizan los diferentes dispositivos de acuerdo en su aplicación en áreas de monitoreo, protección y control.

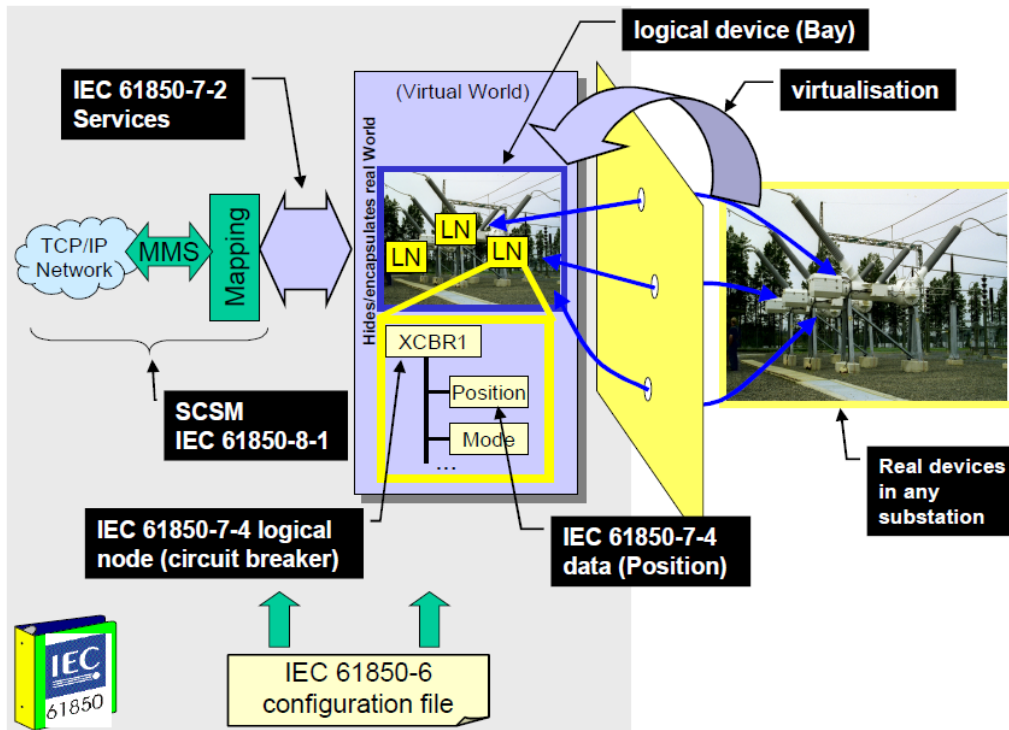
En IEC 61850 el modelo de datos como se puede ver en la Figura 16 comienza con el mismo dispositivo físico que es conectado a la red y es definido por una dirección IP propia. El modelo convierte este dispositivo físico en un dispositivo lógico que tiene una representación dentro de la red de comunicaciones. A su vez, cada dispositivo lógico contiene uno o más Nodos Lógicos (LN) los cuales son un grupo de datos asociados a un servicio relacionado con alguna función del sistema de potencia<sup>36</sup>. Los datos corresponden a las distintas partes de los LN los cuales representan una información específica, como por ejemplo el estado o la medición de un elemento junto con el atributo del dato. Estos últimos elementos son cruciales para la descripción e intercambio de información para conseguir la interoperabilidad en los sistemas de automatización de subestaciones.

---

<sup>35</sup> PÉREZ, Elena. Diseño y optimización de una arquitectura IEC61850. Madrid, España. 2008

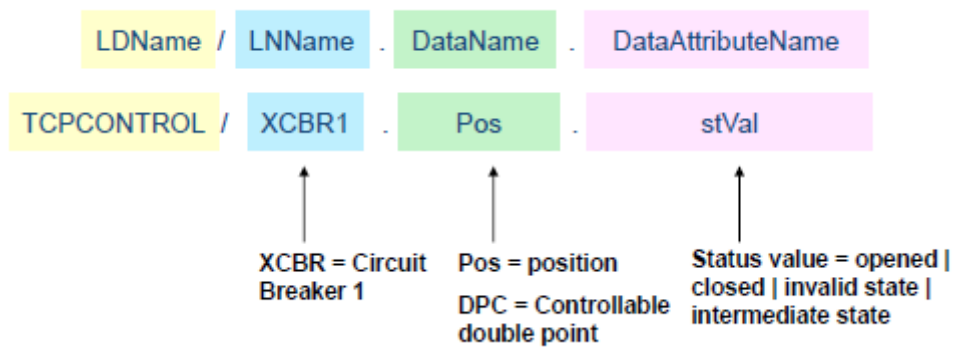
<sup>36</sup> MACKIEWICZ Ralph. *Overview of IEC 61850 and Benefits*. 2006

Figura 16. Modelo de datos<sup>37</sup>.



En la Figura 17 se observa un ejemplo para la representación de la estructura general de un dato en IEC61850.

Figura 17. Ejemplo de la estructura de un dato para un *circuit breaker*<sup>38</sup>.



<sup>37</sup> IEC 61850-7-1. *Communication networks and systems in substations. Basic communication structure for substation and feeder equipment*. Primera edición. 2003

<sup>38</sup> PEREDA, Rodolfo – Ingeteam. *IEC 61850: Communication networks and systems in substations*. 2008.

Este tipo de estructura permite al IEC 61850 estandarizar el método con el cual se describe a los distintos dispositivos de sistemas de potencia, permitiendo la interoperabilidad de los IEDs de distintos fabricantes.

### 5.3.4 Lenguaje SCL

El IEC 61850 utiliza el Lenguaje de Configuración para subestaciones (SCL) que es un lenguaje descriptivo basado en *eXtensible Markup Language* (XML). Es básicamente una especificación del sistema sobre las diferentes conexiones entre los equipos en la subestación que integran el diagrama unifilar, también los relaciona con la información contenida en los nodos lógicos. El lenguaje SCL describe la funcionalidad el sistema de automatización, estructura lógica de la red de comunicación y la relación entre los equipos instalados y los datos del sistema de automatización<sup>39</sup>. También permite el libre intercambio de información y la interoperabilidad entre los dispositivos de los distintos fabricantes. Entre los archivos fundamentales que integran el lenguaje SCL se encuentran<sup>40</sup>:

- *.SSD (System Specification Description)* Describe el esquema unifilar junto con los LN.
- *.ICD (IED Capability Description)* Describe las características de los dispositivos junto con las funciones de comunicación y el modelo de datos.
- *.SCD (Substation Configuration Description)* Contiene la configuración del sistema: Todos los IEDs, comunicaciones y descripción de la subestación.
- *.CID (Configured IED Description)* Tiene la configuración de todos los equipos y todos los datos necesarios para la interacción del equipo con el resto del sistema.

### 5.4 Concentrador D400 General Electric

El Multilin D400 es una puerta de enlace diseñada exclusivamente para Subestaciones y para operar bajo condiciones exigentes de forma segura. El D400 recolecta y almacena los datos de medida, estados, eventos y reportes de fallas de los diferentes IEDs. El equipo concentra la información tomada de los dispositivos y puede ser visualizada mediante una HMI ubicada local o remotamente a través de

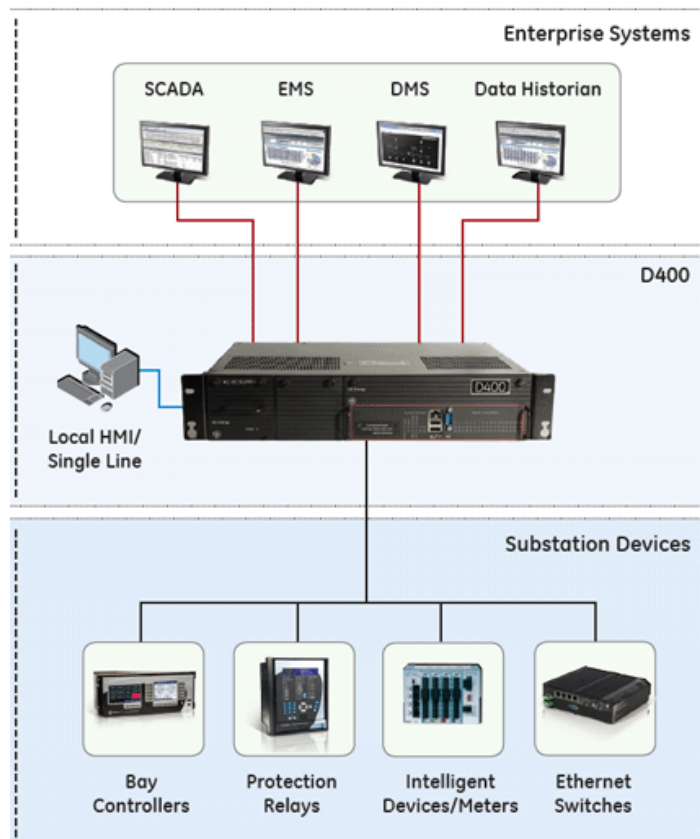
---

<sup>39</sup> PÉREZ, Elena. Diseño y optimización de una arquitectura IEC61850. Madrid, España. 2008

<sup>40</sup> ADAMIAK Mark, MACKIEWICZ Ralph. *IEC 61850 Communication Networks and Systems In Substations: An overview for users*. 2009.

una interfaz WEB (HTTPS) en un computador por medio de conexiones seriales y/o LAN. Con los datos obtenidos anteriormente de los dispositivos se pueden llevar a un sistema SCADA, sistema de administración de energía (EMS), sistema administrado de distribución (DMS) o un registrador de datos histórico como lo muestra la Figura 18. Este equipo posee diversos protocolos en los que se encuentra el IEC 61850 el cual facilita la conectividad entre nuevos dispositivos garantizando la interoperabilidad de estos<sup>41</sup>.

Figura 18. Conectividad del D400.



<sup>41</sup> <https://www.gedigitalenergy.com/multilin/energy/catalog/d400.htm>. 29/12/2014. Ídem.

## 6. DESARROLLO DEL PLAN DE TRABAJO

### 6.1 Inventario y levantamiento de información técnica

La práctica empresarial se inicio con el reconocimiento de las distintas áreas que tienen relación con el trabajo asigado en el plan de trabajo inicial. Para ello se recopiló información en campo sobre referencias de los relés, números seriales, configuraciones, módulos de comunicación, equipos protegidos y distribución de los mismos. Una vez obtenida esta información y con base en ésta, se comenzó a realizar un levantamiento de la información técnica de los relés por medio de los distribuidores locales y los diferentes manuales técnicos. Estos relés se clasificaron de acuerdo a la tensión en la que operan, las cuales son de 460V, 6.9kV y de 20kV-230kV.

#### 6.1.1 Tensión 460V

Los equipos que operan bajo este nivel de tensión se encuentran protegidos con los relés Sepam 1000 de Schneider electric. La totalidad de estos relés se encuentran en CCM de casa máquinas y en total son 35 relés y 2 interruptores automáticos Masterpact que pueden ser observados en la Tabla 3, en donde se clasifican los relés de acuerdo al tipo de carga: Alimentadores (S), transformadores (T) y motores (M).

Tabla 3. Inventario de dispositivos de protección para 460V.

Dispositivo de protección	Cantidad
T-20	1
T-40	5
M-20	6
S-40	2
S-20	21
NW10H1 (Masterpact)	2
<b>TOTAL</b>	<b>37</b>

Adicional en estos dispositivos, algunos de estos cuentan con módulos de comunicación ya instalados. Por otro lado los 35 relés Sepam que se encuentran instalados en la central, sólo 10 tienen tarjetas de comunicación AC949-2 instalada, la cual posee una salida serial RS485-2. Los 2 interruptores automáticos instalados

cuentan con el módulo Micrologic 6.0P sirve para configurar las protecciones y para integrar a una red de comunicaciones.

### **6.1.2 Tensión 6.9kV**

La totalidad de los equipos conectados a este nivel de tensión son protegidos por 42 IEDs Relion 615 Series de la compañía ABB. Al igual que en la tensión de 460V, estos relés se diferencian de acuerdo a los tipos de carga que protegen que pueden ser observados en la Tabla 4.

Tabla 4. Inventario IEDs para 6.9kV.

<b>IED</b>	<b>Cantidad</b>
REF 615	10
REM 615	27
RET 615	5
<b>TOTAL</b>	<b>42</b>

Estos IEDs tienen ya instalada la respectiva tarjeta de comunicaciones los cuales 39 contienen conector LC para fibra óptica, los 3 IEDs restantes contienen tarjeta de comunicación serial con conector RS485 y IRIG B. Los IEDs se encuentran distribuidos en 2 áreas diferentes, la primera de ellas es en CCM de estación primaria en donde se encuentran ubicados 6 IEDs, esta área se encuentra a aproximadamente 800 m en recorrido de bandejas de la sala de mandos. La segunda es CCM de casa máquinas en donde se encuentran los 36 IEDs restantes que se encuentran divididos en las barras BPA1 y BPA2 que cuentan con 18 dispositivos en cada una, se encuentra a aproximadamente 200 m en bandejas de sala de mandos.

### **6.1.3 Tensión 20kV y 230kV**

Por último se encuentran los sistemas de protección para las protecciones del generador y los transformadores de media y alta tensión que se encuentran ubicadas en la sala de relés. Estas son las protecciones que fueron instaladas más recientemente y tienen IEDs Multilin UR de General Electric. En la tabla 5 se describe la cantidad y el tipo de IED que se encuentran instalados en la central.



Tabla 5. Inventario IEDs para 20kV y 230kV.

IED	Cantidad
Multilin UR G60	1
Multilin UR G30	1
Multilin UR T60	3
<b>TOTAL</b>	<b>5</b>

Estos IEDs ya se encuentran conectados por medio de una red de comunicaciones en fibra óptica y por medio de un Switch Ethernet, donde también se conecta un concentrador de datos D400 GE y la estación de supervisión en sala de mandos, allí se puede observar por medio de una HMI el estado de los equipos y de sus protecciones. Estos IEDs son sincronizados gracias a un reloj satelital para garantizar su sincronismo y el tiempo en el que actúan las protecciones. En la anterior red de comunicaciones es donde se busca integrar las protecciones de los equipos de los otros niveles de tensión.

## 6.1 Diseño de la red de datos

### 6.1.1 Schneider Sepam

El diseño de la red se basó de acuerdo al estándar IEC 61850, el cual maneja protocolo Ethernet TCP/IP. Para ello se debe instalar el módulo de comunicaciones a los relés Sepam que no la posean (25 dispositivos). Para manejar el protocolo IEC 61850 según el manual del fabricante<sup>42</sup>, es necesario adicionar el módulo de comunicaciones ACE949-2 observado en la Figura 19.

Figura 19. Módulo de comunicaciones ACE949-2 para Sepam.



<sup>42</sup> SCHNEIDER ELECTRIC. *Digital protection relays. Sepam Catalogue series 20, series 40, series 60, series 80.* 2013.Ídem.

El módulo ACE949-2 se comunica con el Relé por medio de un cable de red RJ-45 y lo convierte en protocolo Modbus sobre RS485. El cable RS485 puede llegar a tener una longitud máxima para su óptimo funcionamiento de 1000 m con 5 Sepam conectados y de 750m para 10 unidades Sepam. A su vez, para adaptar esta red al protocolo deseado es necesaria la instalación de un servidor ECI850 observado en la Figura 20, el cual realiza la función de conectar los diferentes Sepam a una red Ethernet usando el protocolo IEC 61850.

Figura 20. Servidor ECI850 Sepam.<sup>43</sup>

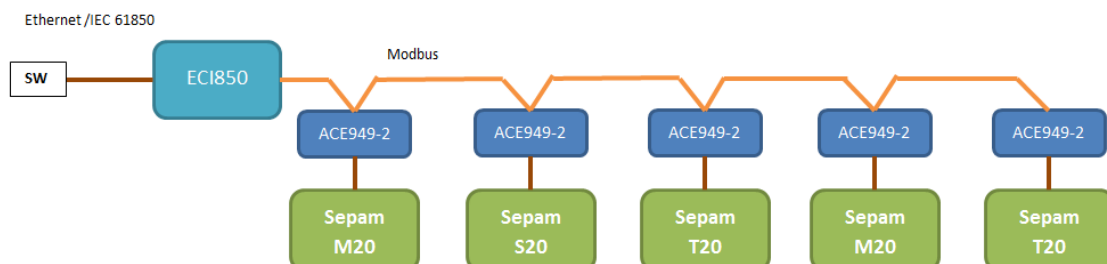


Según las características del servidor, éste permite la conexión de varias unidades Sepam en un mismo bus. El número máximo de unidades Sepam que pueden ser conectadas debido al flujo de datos que estos manejan deben ser de:

- 5 Unidades Sepam serie 20.
- 3 Unidades Sepam serie 40.
- 3 Masterpact.

En la Figura 21 se observa un ejemplo de la red de comunicaciones para los relés Sepam serie 20.

Figura 21. Ejemplo de la red para Sepam serie 20.



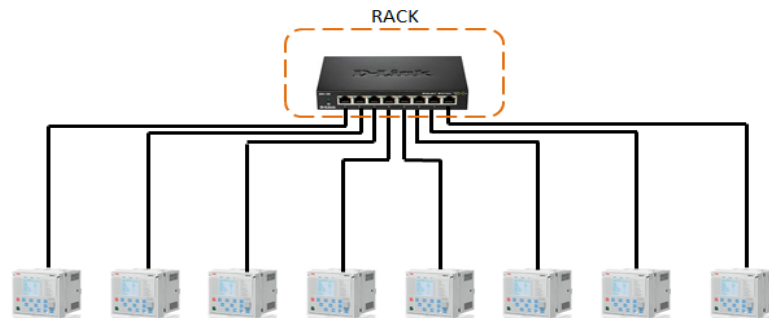
<sup>43</sup> SCHNEIDER ELECTRIC. *Digital protection relays. Sepam Catalogue series 20, series 40, series 60, series 80.* 2013.Ídem.

Realizando el esquema anterior y con base a las unidades máximas recomendadas para cada dispositivo, se necesitan alrededor de 8 servidores ECI850 para poder conectar la totalidad de los Sepam y los interruptores automáticos (Masterpact) a la red de comunicaciones bajo el estándar IEC 61850.

### 6.1.2 615 Series ABB

Para los IEDs ABB de 6.9kV y debido a que estos tienen protocolo IEC 61850 nativo, no es necesario adicionar otros dispositivos. Estos IEDs cuentan con puerto de fibra óptica LC a excepción de 3 dispositivos que tienen una tarjeta de comunicación serial y en los que es necesario su remplazo. En este caso se contactó con el fabricante para verificar la compatibilidad de los equipos para este cambio. Al tener todos los IEDs con puerto LC para fibra óptica, se conectarán en estrella por medio de un switch para cada barra y estos switch estarán ubicados dentro Rack's de pared el cual garantiza una mayor organización y fácil acceso a estos.

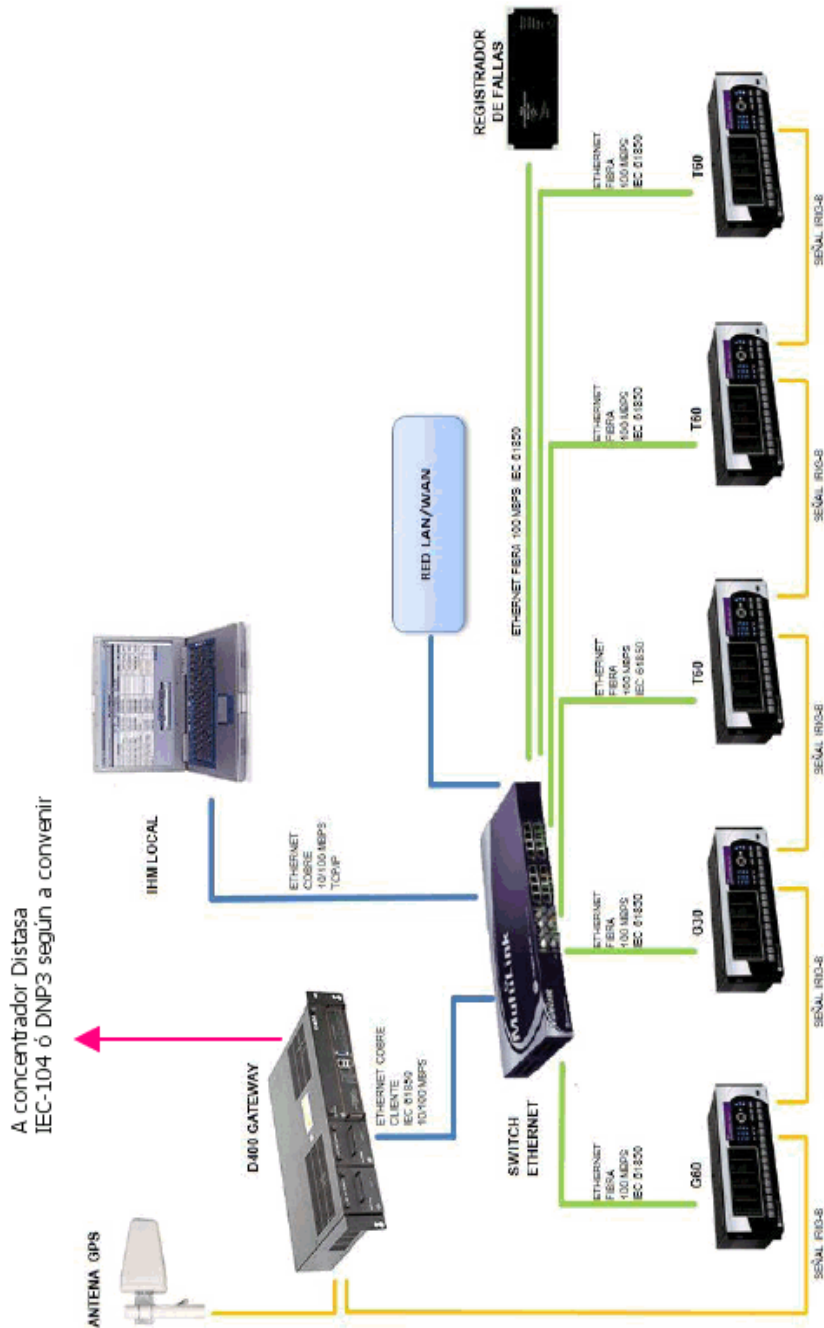
Figura 22. Ejemplo de la red para IEDs ABB.



### 6.1.3 Multilin GE

Los IED's que protegen los equipos de las tensiones de 20kV y 230kV ya se encuentran instalados dentro de una red de comunicaciones en IEC 61850 como se observa en la Figura 23. Estos IEDs protegen equipos de gran importancia para la central como lo son: El Transformador Principal (T60), Transformador de Servicios Auxiliares (T60), transformador de arranque (T60) y el generador (G60), también cuenta con un IED de respaldo para el conjunto de generador y transformador principal. Estos dispositivos cuentan con un reloj satelital que es utilizado para garantizar el sincronismo entre los dispositivos y un registrador de fallas por reglamentación para la distribución de energía eléctrica. Ésta red también se comunica directamente con Distasa S.A. E.S.P., que es la empresa encargada de la transmisión de energía de la central con la finalidad de llevar un control del estado de la red eléctrica en caso de que se presente alguna falla.

Figura 23. Red de comunicaciones instalada para tensiones de 20kV y 230kV.<sup>44</sup>



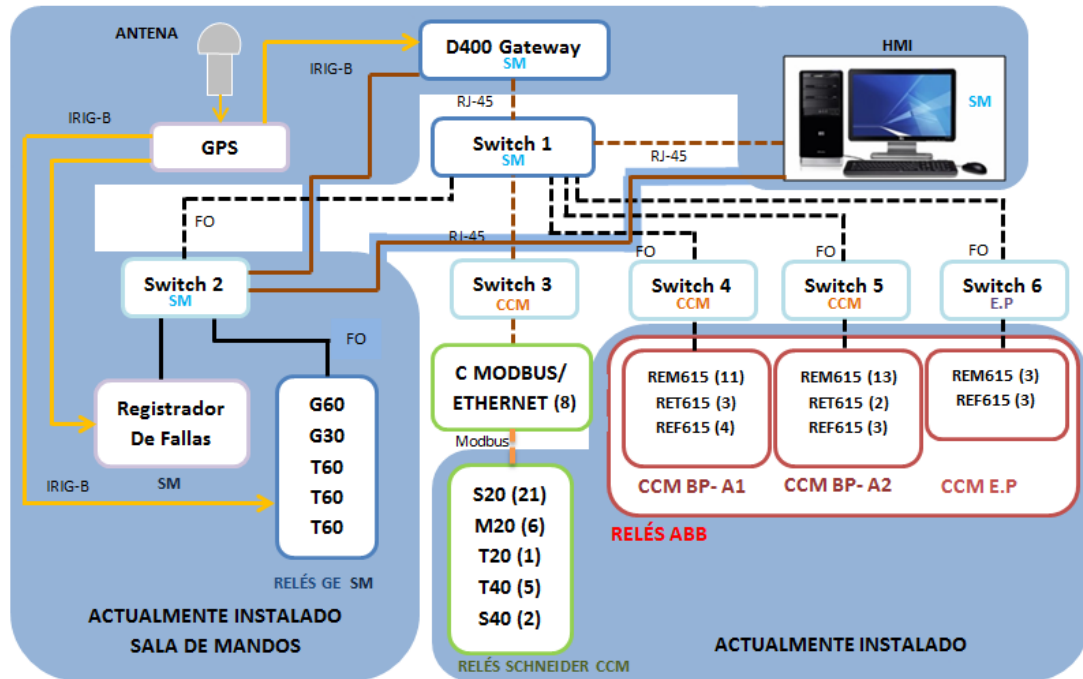
<sup>44</sup> OSORIO, Alexander. Sistema de comunicaciones implementado por Aplitecnia S.A.S para Termotasajero 1. (presentación).

#### **6.1.4 Diseño general**

El diseño de final de la red se basó en el estándar IEC 61850, debido a que es un estándar nuevo diseñado exclusivamente para subestaciones que permite la fácil integración de dispositivos de distintas marcas, además de que se encuentra actualmente instalada una red de con éste estándar en la central. Para los IED Sepam se seleccionó la red de la Figura 21 para poder llevar estos dispositivos a IEC 61850 y poder integrarlos con los demás en la HMI. En los IEDs ABB se realizó el diseño de una red en estrella basándose en la tarjeta que poseía un conector LC de fibra óptica que poseían y así ahorrar costos evitando el cambio estas tarjetas. Se separaron estos IEDs en 6 switch tomando como criterio la tensión de protección de los dispositivos y las distancias que existen entre los IEDs para así ahorrar costos de fibra óptica. Estos switch se agruparon en 3 lugares distintos de acuerdo a la ubicación de los IEDs, un switch agrupa los 6 IEDs de 6.9kV que se encuentran en casa maquinas de estación primaria (a 800m de SM), 3 switch agrupan los IEDs de 460V y 6.9kV de CCM casa máquinas y los 2 switch restantes en SM donde se encuentran los IEDs de GE y la estación de supervisión junto con la HMI.

Teniendo en cuenta lo anterior, se diseñó la red de comunicaciones que se observa en la Figura 24, que integra la red de comunicaciones existente de las tensiones de 20kV y 230kV junto con los dispositivos de protección de las tensiones de 460V y 6.9kV. Los cuadros azules en la Figura 24 describen los equipos y dispositivos que se encuentran actualmente instalados y en línea punteada se indican conexiones entre los distintos dispositivos que se deben realizar al momento de la implementación reemplazando las conexiones en azul existentes del switch 2 con el D400 y la HMI.

Figura 24. Diseño general de la red de comunicaciones.



En este diseño se buscó independizar los switch de acuerdo a las tensiones y a las barras en las que se encuentran los equipos. La sincronización de los dispositivos de protección de las tensiones de 460V y 6.9kV se realizarán en la misma red por medio del protocolo SNTP (*Simple Network Time Protocol*), para así bajar costos en el cambio de las tarjetas de comunicaciones de los distintos relés de protección.

## 6.2 Investigación de proveedores y cotizaciones

En la investigación de proveedores y las respectivas cotizaciones sobre la ejecución del proyecto de integración de los IEDs, se contactó con las tres empresas que habían ejecutado los montajes de los IEDs en proyectos anteriores. Se contactó con el Ingeniero Jonathan López, gerente de ventas en Automatización de Subestaciones de la empresa ABB Colombia y se acordó una reunión en la central, en la cual se expusieron las características del diseño, información específica de los dispositivos, planos, requerimientos y una visita guiada por las distintas áreas de trabajo. Posteriormente se recibió la cotización presupuestal de la ejecución del proyecto por parte de ABB, pero debido a políticas de privacidad y demás restricciones no se puede hacer pública su oferta.

También se solicitó con el ingeniero Pavel Pinedo, Director de Ingeniería de Singem S.A.S (Representantes Schneider Electric) y por otro lado con el ingeniero

Alexander Osorio, Director de Ingeniería de Aplitecnia S.A.S (Representantes de General Electric en Colombia), con los que se trataron temas relacionados con la ejecución del proyecto en la central, intercambiando la información detallada anteriormente vía Email. Las ofertas de estas empresas para la ejecución del proyecto serán enviadas posteriormente a la central.

### 6.3 Evaluación de costos

Para la evaluación de costos se realizó un presupuesto inicial en el cual se contemplaron los precios en el mercado tanto de los equipos como de los servicios requeridos, en la Tabla 6 se observan los costos promedio de los equipos en dólares.

Tabla 6. Costos de los equipos.

Item	Descripción	Cantidad	Valor Uni	V. Parcial
1	Módulo de comunicaciones ACE949-2	25	\$ 413	\$ 10.325
2	Servidor ECI850	9	\$ 1.020	\$ 9.180
3	Switch Ethernet industrial RJ-45	1	\$ 4.650	\$ 4.650
4	Switch Ethernet industrial F.O (LC)	4	\$ 5.850	\$ 23.400
5	Adaptador comunicaciones masterpact	2	\$ 2.200	\$ 4.400
6	Tarjetas comunicación F.O para re_615	3	\$ 500	\$ 1.500
7	Rack comunicación de pared (3sw)	1	\$ 850	\$ 850
8	Rack comunicación de pared (1sw)	2	\$ 650	\$ 1.300
9	Accesorios, materiales y elementos para la instalación de la red	1	\$ 14.500	\$ 14.500
10	Software para red IEC 61850	1	\$ 800	\$ 800
			<b>TOTAL (USD)</b>	<b>\$ 70.905</b>

Para calcular los costos de los servicios requeridos para la ejecución del proyecto observado en la Tabla 7, se tomaron en cuenta los costos globales de los servicios calculados en base de proyectos similares ejecutados en la central y así tener un costo aproximado.

Tabla 7. Costos de los Servicios.

Item	Descripción	Cantidad	Valor Uni	Valor Parcial
1	Instalación de F.O. y equipos	GI	\$ 5.000	\$ 5.000
2	Configuración de los IEDs	GI	\$ 23.500	\$ 23.500
3	Configuración D400 y diseño HMI	GI	\$ 18.000	\$ 18.000
4	Pruebas y puesta en servicio	GI	\$ 21.500	\$ 21.500
5	Alojamiento y alimentación	80 días	\$ 125	\$ 10.000
			<b>TOTAL (USD)</b>	<b>\$ 78.000</b>

La propuesta enviada por ABB para la ejecución del proyecto se encuentra dentro del rango de precios estimados anteriormente( \$149 000 USD aproximadamente), ésta tiene un costo aproximado de \$130 000 USD, dentro de la oferta presentada por el proveedor se cumplen con los alcances técnicos requeridos en el proyecto: suministro de los equipos necesarios para la adaptación de los relés Sepam para IEC 61850, Switch's Ethernet, montaje e instalación de los Rack de comunicación, pruebas de comunicación entre los dispositivos, configuración de los IEDs para la red IEC 61850, configuración del D400, pruebas de comunicación con el D400 y finalmente pruebas de inyección secundarias sobre los IEDs para así comprobar las señales de mediciones y protecciones de los dispositivos.

#### 6.4 Rediseño de la interfaz HMI

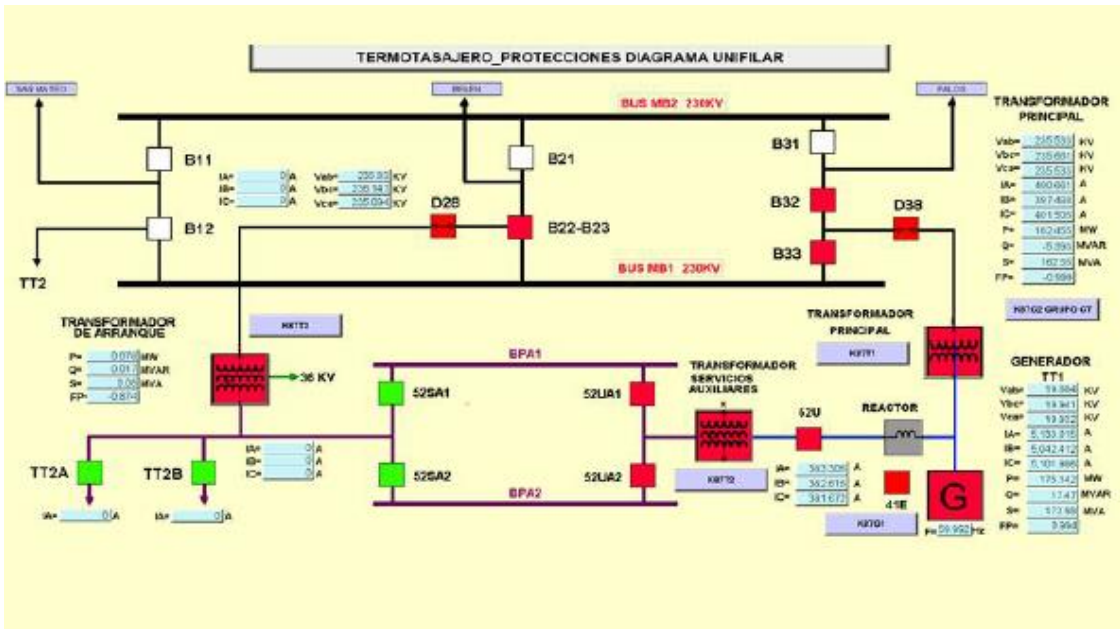
La estación de supervisión contiene un ordenador el cual se encuentra dentro de la misma red Ethernet entre los IEDs y el D400. El acceso a la HMI se realiza por medio de la interfaz WEB (HTTPS) que ejecuta el D400. En esta HMI se encontraba la información referente al estado de los equipos, distribución en diagrama unifilar, estado de los interruptores y protecciones para las tensiones de 20kV y 230kV.

Para el rediseño de la interfaz HMI se realizó de forma gráfica su distribución y los requerimientos mínimos solicitados por la empresa, debido a que los equipos en esos momentos no se encontraban conectados a la red, por tanto, no se podían añadir directamente al concentrador. En este rediseño, se añadieron los equipos y protecciones de las tensiones de 460V y 6.9kV a la HMI existente. Para su distribución se decidió realizar una división de las tensiones en barras y por medio de hipervínculos acceder a pantallas específicas de cada una de ellas, esto debido a la cantidad de equipos nuevos que se añaden (79).

Para ello se tomaron las características de los colores en los interruptores y de la representación de valores de medición de los equipos que se contenían la HMI existente vista en la Figura 25. Adicional a esto se realizó un cambio en la simbología de los equipos, cambiando de simbología ANSI a simbología en diagrama unifilar IEC.

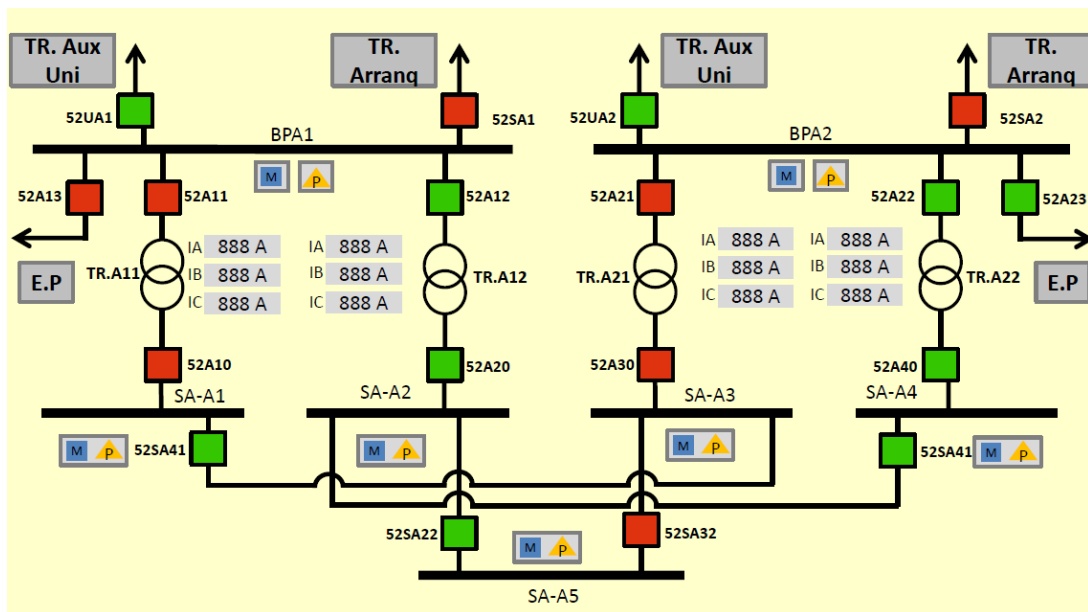


Figura 25. Vista de la HMI principal existente.



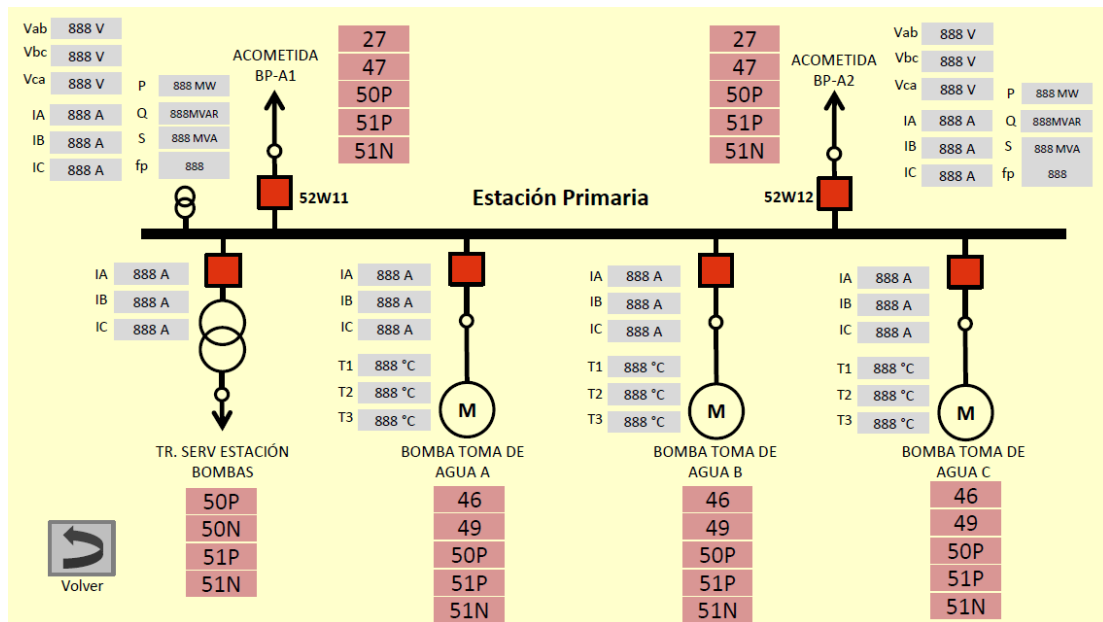
En primer lugar se diseñó un diagrama unifilar general que se observa en la Figura 26, en el cual se especifica la distribución de la red eléctrica entre las barras para las tensiones de 6.9kV y 460V. En este diagrama se observan los nombres de los interruptores y las corrientes en los transformadores que son usados para bajar de una tensión de 6.9kV a 460V.

Figura 26. HMI diagrama unifilar general de 6.9kV y 460V.



Desde este diagrama unifilar se puede acceder por medio de hipervínculos hacia la pantalla principal presionando el botón de Transformador de Arranque ó el Transformador de Servicios Auxiliares, y las específicas de cada barra presionando M (mediciones) o P (protecciones) de acuerdo a la información que se requiera conocer. Adicional a esto presionando el botón EP se puede acceder a la HMI de estación primaria que puede observarse en la Figura 27.

Figura 27. HMI estación primaria.



Dentro de esta HMI se aprecian las mediciones de los IEDs junto con las protecciones que se encuentran configuradas en cada uno de ellos. Estas protecciones al momento de activarse cambian a color verde, al igual que los interruptores al abrirse, para así alertar al operador de forma visual cuando ocurra alguna falla. Desde esta pantalla, al igual que en el resto de las barras se podrá retornar al diagrama unifilar general de 6.9kV y 460V.

Para las barras de 6.9kV BPA1 y BPA2 se independizaron las protecciones (Figura 28) y las mediciones de los IEDs (Figuras 29 y 30), esto debido a que en cada barra se encuentran 18 dispositivos, por lo que se dificulta la visualización de toda la información en una sola pantalla.

Figura 28. HMI protecciones barra BPA1 de 6.9kV

BPA1									Volver
TR. AUX. UNIDAD	BOMBAS DE TOMA	BOMBA CIRC. A	BOMBA CIRC. C	COMPRESOR AIRE A	BOMBA CONDENSADO A	VENTILADOR AIRE A	VENTILADOR AIRE C	PULVERIZADOR CARBÓN D	
REF 615	REF 615	REM 615	REM 615	REM 615	REM 615	REM 615	REM 615	REM 615	
27P	50P	46	46	46	46	46	46	46	
47	51P	49	49	49	49	49	49	49	
51P	51N	50P	50P	50P	50P	50P	50P	50P	
51N		51P	51P	51P	51P	51P	51P	51P	
		51N	51N	51N	51N	51N	51N	51N	
PULVERIZADOR CARBÓN B	VENTILADOR TIRO FORZ. A	VENTILADOR TIRO INDU. A	RESERVA	RESERVA	BOMBA AGUA ALIMEN. B	TR. SERVI. A12	TR. SERVI. A11	TR. ARRANQUE	
REM 615	REM 615	REM 615	REM 615	REM 615	REM 615	RET 615	RET 615	REF 615	
46	46	46	46	46	46	50P	50P	27	
49	49	49	49	49	49	51P	51P	47	
50P	50P	50P	50P	50P	50P	87	87	51P	
51P	51P	51P	51P	51P	51P			51N	
51N	51N	51N	51N	51N	51N				

Figura 29. HMI 1 Mediciones barra BPA1 de 6.9kV.

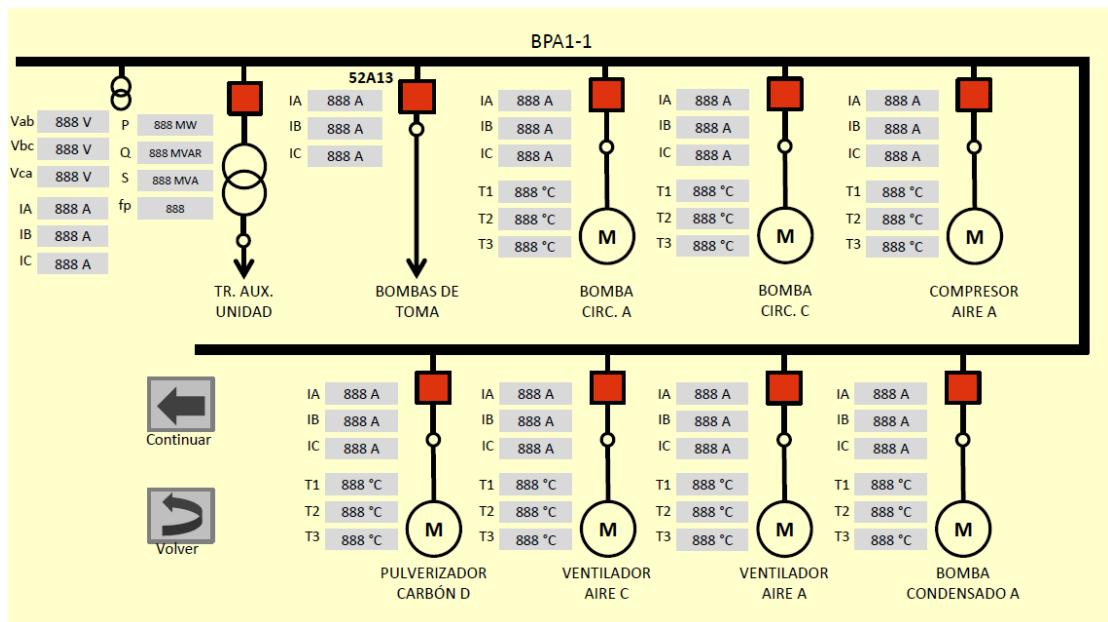
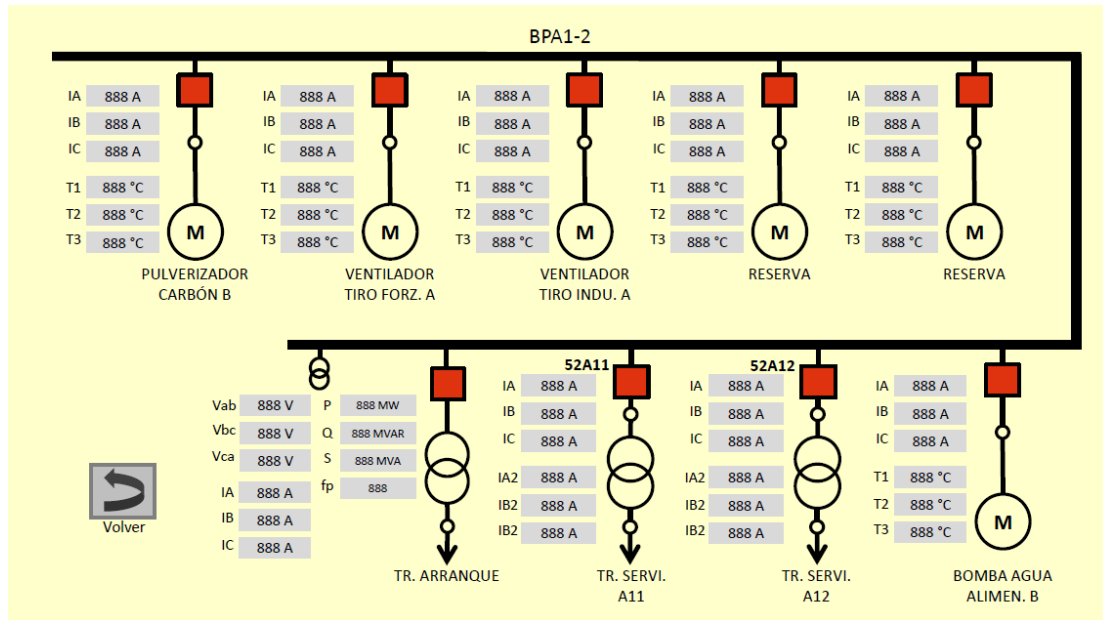


Figura 30. HMI 2 Mediciones barra BPA1 de 6.9kV.



La tensión de 460V se encuentra dividida por 5 barras en las cuales existen diversos enlaces entre ellas, como se observa en la Figura 20. En cada una de estas barras se incluyeron en una misma pantalla las protecciones, mediciones y estado de los interruptores debido a que tienen menor número de equipos, algunas pantallas se pueden ver en las Figuras 31 y 32.

Figura 31. HMI barra SA-A2 de 460V.

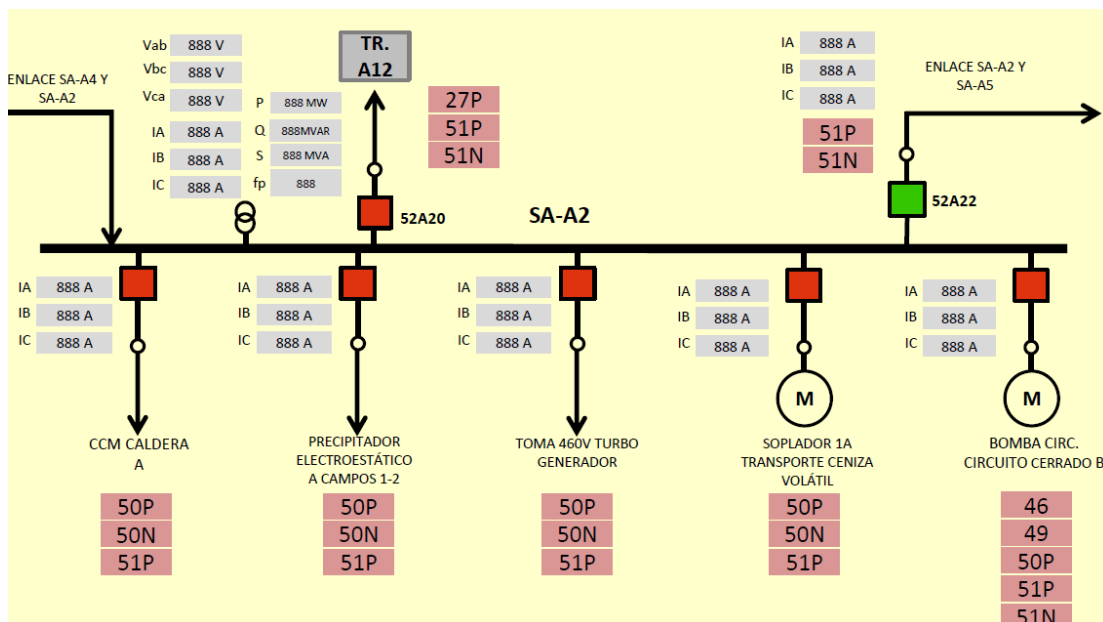
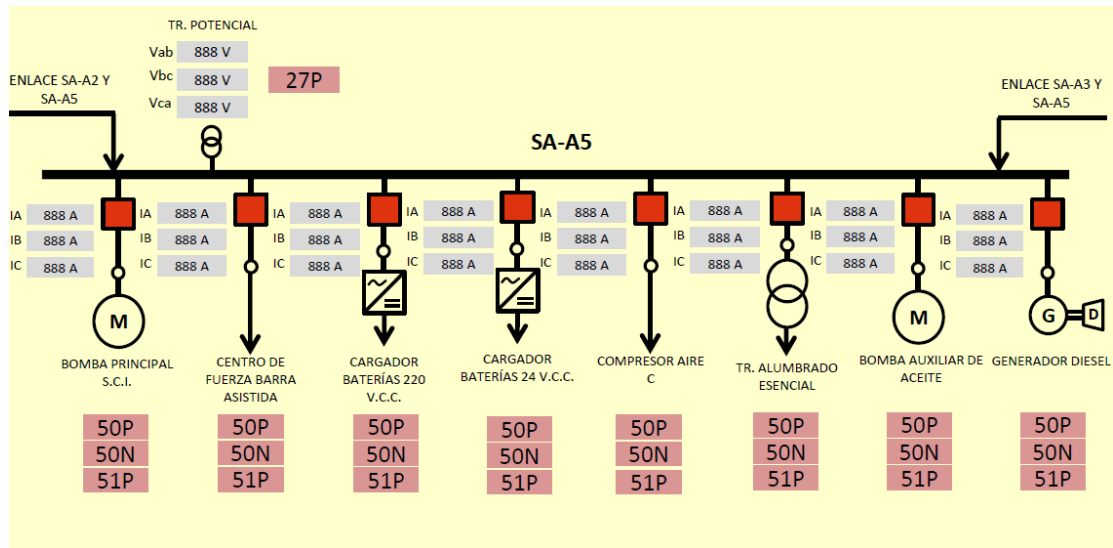


Figura 32. HMI barra SA-A5 de 460V



## 7. GLOSARIO

CCM	Centro Control Motores, sala en el cual se concentran las protecciones de los equipos.
Estación de supervisión	Es un espacio en el que se pueden supervisar el estado de los equipos y protecciones de la central que además posibilita el acceso remoto a los dispositivos de protección.
Estación primaria	Es un área en donde se cumplen tareas de extracción del agua del río para fines de refrigeración y generación de vapor en la central.
Ethernet	Es un estándar para la transmisión de datos en redes locales para computadores el cual define el nivel físico y de enlace del modelo OSI.
HMI	Interfaz Humano Maquina.
IEC	Comisión Internacional Electrotécnica.
IEC 61850	Estándar para el diseño de automatización en subestaciones.
IED	Dispositivo Electrónico Inteligente.
LAN	Red de Área Local.
LN	Nodo Lógico.
Relé de protección	Son dispositivos para la protección de distintos equipos encargados de ordenar un disparo a un interruptor en caso de fallo.
RS485	Es un estándar de comunicaciones en bus (serial).
SM	Sala de Mandos, es una sala en la cual se encuentran los operadores encargados de supervisar y controlar los diferentes procesos de la central.

SCL	Lenguaje de configuración en subestaciones.
SNTP	<i>Simple Network Time Protocol.</i>
Switch	Dispositivo digital lógico utilizado para la interconexión de equipos o dispositivos bajo una misma red.
TCP/IP	Protocolo de Control de Transmisión y Protocolo de Internet.

## 8. APORTES AL CONOCIMIENTO

En el desarrollo de la práctica se analizó el funcionamiento de los relés de protección electrónicos (IEDs), los componentes que son necesarios para su funcionamiento de acuerdo a sus diferentes configuraciones, así como también el uso de los distintos software de los dispositivos usados para visualizar los registros oscilográficos, diagnósticos de fallas, reset de protecciones. También se analizó la clasificación basándose en el tipo de carga que protegen junto a la nomenclatura ANSI de las protecciones en los IEDs y el funcionamiento de las mismas para calcular y despejar una falla en un equipo. Se hizo acompañamiento en el proceso de instalación de algunos equipos Sepam, observando el proceso de configuración de los dispositivos siguiendo los parámetros establecidos previamente en un estudio de coordinación de protecciones y posteriormente en las pruebas de inyección por medio de maletas de pruebas especializadas para así comprobar el funcionamiento de las protecciones en los equipos.

Se estudió el estándar IEC 61850 usado para el diseño de automatizaciones en subestaciones eléctricas, el cual garantiza la interoperabilidad entre dispositivos de distintas marcas y la libre comunicación entre los dispositivos facilitando la adquisición de datos, registros para su visualización por medio de una HMI. También se conoció el uso de las redes de comunicaciones en la industria utilizados para intercomunicar distintos equipos, por diversos protocolos y medios, permitiendo realizar labores de supervisión de proceso y automatización de los mismos. Se estudiaron los requerimientos necesarios para el diseño de una interfaz HMI, la información necesaria que contiene y la distribución de la misma partiendo del diagrama unifilar de la central, también se comprendió el proceso para la realización de documentos necesarios para la planeación, propuesta de proyectos, informes y documentos formales para la solicitud de cotizaciones presupuestales ante las empresas que presten los servicios.



## 9. RECOMENDACIONES A LA EMPRESA

Se recomienda adicionar protecciones de temperatura a los motores, para ello se deben instalar RTDs (Detector de Temperatura Resistivo) en los devanados.

Tener IEDs Sepam de repuesto para las tensiones de 460V para ser remplazados rápidamente en caso de que alguno se averíe, así como se tienen en 6.9kV.

Integrar a la red de comunicaciones los IEDs que se encuentran destinados como reserva en la tensión de 6.9kV, para así en caso de adquirir un nuevo equipo poderlo integrar a la red fácilmente. También se debe prever dejar conectores disponibles en los switch.

Para adquisiciones futuras de dispositivos de protección en la central, se recomienda que sea compatible con el estándar IEC 61850 para su fácil integración a este proyecto.

Se debe disponer un espacio ubicado lo mas central posible de los IEDs el CCM de estación primaria y casa maquinas para colocar un Rack para los Switch y demás elementos de comunicación necesarios para la red de comunicaciones.

Aprovechar de una mejor manera las mediciones que indican los relés de protección tanto para planificar labores de mantenimiento de acuerdo a su ciclo de funcionamiento (Horas de trabajo) como para labores de inspección y control de los equipos (Corrientes, Voltajes, Potencia y Energía).

Tener un BackUp de la configuración de todos los relés existentes en la planta para así en caso de necesitar cambiar algún relé, poder cargar la información de configuración del relé averiado. Ya que actualmente no se posee esa información de respaldo disponible para un caso de emergencia.

En caso de que alguna protección se accione se deben analizar los reportes oscilográficos del relé para determinar la gravedad del evento y realizar labores de revisión y reparación si es necesario en los equipos.

En la ejecución del proyecto se deben contemplar y exigir a las empresas integradoras realizar pruebas de inyección en los equipos para así rectificar el funcionamiento tanto de las protecciones como de la HMI.

## 10. CONCLUSIONES

Al finalizar la práctica, se cumplió con el diseño de la red de comunicaciones que integra los relés de protección de los equipos para las tensiones de 460V, 6.9kV, 20kV y 230kV en Termotasajero S.A E.S.P. Esta red estará unida a una HMI ubicada en SM, que fue rediseñada teniendo en cuenta el diagrama unifilar de la central y basado en el criterio de los operadores, Esta HMI permitirá supervisar el estado las protecciones, los estados de los interruptores y las distintas mediciones de los equipos de la central.

Para el diseño de la red de comunicaciones se implementó una topología en estrella basado en el estándar IEC 61850, gracias a este estándar puede realizar una fácil integración de los dispositivos de diferentes marcas garantizando la interoperabilidad de los IEDs dentro de una misma red, esto gracias al modelado de los distintos componentes que integran la central dentro de un lenguaje común (SCL) para todos los IEDs permitiendo el libre intercambio de información entre los mismos.

Se investigó con los distintos proveedores y empresas prestadoras de servicios los costos de ejecución del proyecto, teniendo en cuenta los alcances técnicos definidos anteriormente en el proyecto, obteniendo de esta manera las cotizaciones de los equipos necesarios y los servicios requeridos que serán analizadas por la empresa para su implementación y validación.

Al realizar la integración de los IEDs se podrán supervisar en SM los distintos parámetros de funcionamiento de los equipos de la central, detectando así mal funcionamiento en estos, también se garantiza un fácil acceso a los registros oscilográficos en los IEDs que permiten analizar la razón de activación de una protección, y con esto realizar las acciones correspondientes para corregir la falla ocurrida.

## 11. BIBLIOGRAFÍA

ABB. *615 series Technical Manual*. Rev E, 2010.

ADAMIAK Mark, MACKIEWICZ Ralph. *IEC 61850 Communication Networks and Systems In Substations: An overview for users*. 2009.

APLITECNIA LTDA, conceptos básicos de protección de sistemas eléctricos, 2014.

GERS. Estudio de coordinación de protecciones para las celdas de servicios auxiliares asociadas al sistema eléctrico de baja tensión de Termotasajero. 2014.

IBERINCO. Criterios generales de protección y control en el diseño de adaptación de instalaciones de la red de transporte y distribución. Iberdrola, dirección técnica. 2004.

IEC 61850-7-1. *Communication networks and systems in substations. Basic communication structure for substation and feeder equipment*. Primera edición. 2003

IEC TR 61850-1. *Communication networks and systems in substations. Introduction and overview. Technical Report*. Primera edición. 2003

MACKIEWICZ Ralph. *Overview of IEC 61850 and Benefits*. 2006

MONTANÉ, Paulino. *Protecciones en las instalaciones eléctricas: evolución y perspectivas*. Barcelona España. Segunda Edición, Marcombo, 1993.

OSORIO, Alexander. *Sistema de comunicaciones implementado para Termotasajero 1*. 2014. (presentación).

PÁEZ Mauricio, *Capacitación presentación general Relion 615*, 2011.

PEREDA, Rodolfo – Ingeteam. *IEC 61850: Communication networks and systems in substations*. 2008.

PÉREZ Sergio. *Criterios de protección y control en el diseño de las instalaciones de la red de transporte y distribución. Desarrollo de aplicación informática para la elaboración de listados de materiales en subestaciones*. Madrid, España. 2010.

PERÉZ, Elena. *Diseño y optimización de una arquitectura IEC61850*. Madrid, España. 2008.

RAMÍREZ, Samuel. *Protección de sistemas eléctricos*, universidad nacional de Manizales. Manizales, Colombia. Primera edición, 2003.

SCHNEIDER ELECTRIC, *Protection guide – Electrical network protection*.2006.

SCHNEIDER ELECTRIC. *Digital protection relays. Sepam Catalogue series 20, series 40, series 60, series 80*. 2013

TERMOTASAJERO S.A. E.S.P., *Sistemas de planta*, primera edición, 2012.

ZAPATA, Fernando. *Instalaciones eléctricas I UMSS*. Cochabamba Bolivia. Primera Edición, 2001.

### **Páginas Web**

<http://ie.fing.edu.uy/ense/asign/ese/>. Curso de estabilidad de Sistemas Eléctricos de potencia de FING. 22/12/2014.

<http://new.abb.com/high-voltage/instrument-transformers>. 16/12/2014.

<http://new.abb.com/substation-automation/products/protection-control/relion-product-family/relion-615-series>. 17/12/2014.

<http://www.aplitecna.com.co/>. 16/12/2014.

[http://www.axongroup.com.co/protocolo\\_61850.php](http://www.axongroup.com.co/protocolo_61850.php). 6/10/2014.

<http://www.celsa.com.co/>. 16/12/2014.

<http://www.schneider-electric.com>. 18/12//2014

<http://www.schneider-electric.com.co/>. 16,12,2014.

<http://www.subnet.com/resources/dictionary/intelligent-electronic-device.aspx>. 17/12/2014.

<https://www.gedigitalenergy.com/multilin/energy/catalog/d400.htm>. 29/12/2014. Ídem.

<http://www.termotasajero.com.co>, 15/12/2014.

## 12. ANEXOS

## *Anexo 1: Modbus Communication for Circuit Brakers*

# Modbus Communication for Circuit Breakers

Compact NSX, Compact NS and  
Masterpact NT/NW Circuit Breakers  
Quick Start Guide

07/2009

## Presentation

### Introduction

The main function of a circuit breaker is to protect the installation. The circuit breaker is designed to trip in the event of an electrical fault, thus isolating the faulty circuit. Nowadays it is also used as a metering and communication tool to promote energy efficiency and:

- Reduce energy costs
- Optimize energy quality
- Improve continuity of service

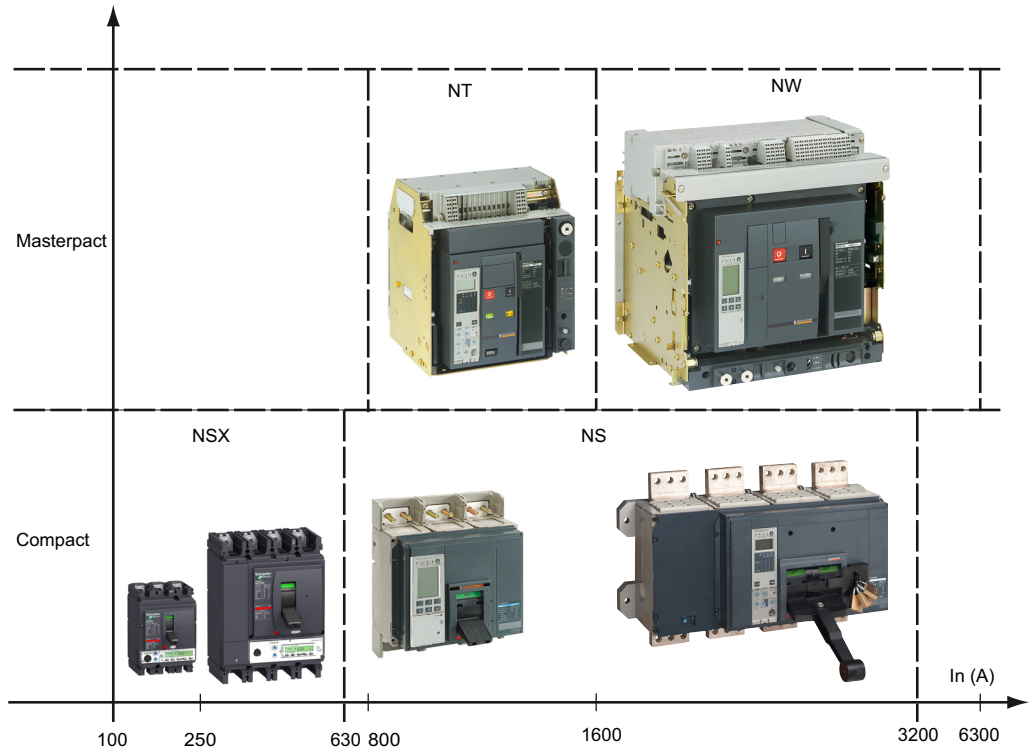
The circuit breaker concentrates all the measurements and states required to monitor the electrical installation:

- Circuit breaker status and control for managing the circuit breaker
- Energy metering for optimizing and distributing the costs
- Energy quality metering and maintenance data for reducing operating costs and improving continuity of service

All this data is displayed locally on the circuit breaker and/or remotely on a remote screen. This data can be made available and used via a communication network on a PC or PLC.

### The Circuit Breaker Offer

Schneider Electric's low voltage circuit-breaker offer consists of the following circuit breakers:



### Available Data

The metering data required to monitor the electrical installation depends on the type of Micrologic trip unit selected:

Circuit Breaker	Compact NSX		Compact NS/Masterpact		
	A	E	A	P	H
Type of Micrologic					
Current	√	√	√	√	√
Energy, voltage, frequency, power, power factor		√		√	√
Energy quality: total harmonic distortion		√			√



## Advantage of Data Collection

### Introduction

Keeping energy costs down and providing continuity of service for an installation are key factors in ensuring a company remains competitive. To achieve these objectives, the user needs to know certain information about the installation, such as consumption, energy quality, circuit breaker states, and alarms. All this data is available in Compact and Masterpact circuit breakers equipped with Micrologic trip units and is accessible remotely.

### Managing the Electrical Installation

To manage the electrical installation efficiently, it is necessary to:

- Collect data
- Transmit this data to the supervision system
- Make use of the data by means of supervisory software

The metering and communication functions in Compact and Masterpact circuit breakers enable data to be collected and sent.

### Making Use of Collected Data

Data can be used to:

- Reduce energy costs due to improved awareness of consumption habits
- Optimize energy quality in order to make the installation more reliable and optimize operating costs
- Improve continuity of service to make maximum use of the installation's capacities

### Reducing Energy Costs

The data can be used to save energy, thanks to the sub-metering function.

By measuring the circuit breakers' energy consumption, the user can:

- Identify the heaviest consumers
- Distribute the costs
- Raise users' awareness of costs

### Optimizing Energy Quality

Energy quality has a direct impact on operating costs:

- Direct costs: Excessive energy consumption due to increased losses
- Indirect costs:
  - Loss of production: Process malfunctions, nuisance tripping
  - Equipment costs: Reduction in the life of electrical equipment, reduced efficiency, oversizing

By using the data available in the circuit breakers, users can assess an installation's energy quality, identify the causes of non-quality and check the effectiveness of any corrective solutions employed.

The following two measurements are key to monitoring energy quality:

- The power factor, which reflects the reactive energy
- The total harmonic distortion

### Improving Continuity of Service

Electricity is vital for a site's activity. Analysis tools can be used on the data in order to increase familiarity with the electrical installation and improve its reliability.

## Data Collection and Transmission Equipment

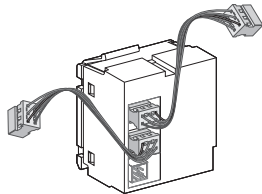
### Metering Data

The metering data available in the circuit breakers depends on the type of Micrologic trip unit selected (see page 10).

### Data on the Circuit Breaker Status (OF, SD and SDE Contacts) and Circuit Breaker Control

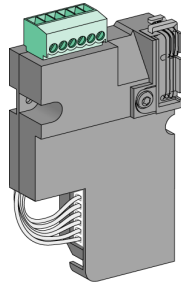
On Compact NSX circuit breakers, the BSCM module (Breaker Status & Control Module) is used to determine the circuit breaker status remotely and to control it.

The illustration below shows a BSCM module.



On Compact NS/Masterpact circuit breakers, the Modbus communication interface module (BCM) is used to determine the circuit breaker status remotely and to control it.

The illustration below shows a BCM module.



The following circuit breaker status data is available when the BSCM module (Compact NSX) or the BCM module (Compact NS/Masterpact) is present:

- Open/closed position (OF contact)
- Trip position (SD contact)
- Fault trip position (SDE contact)

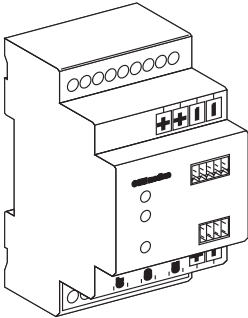
On Compact NSX circuit breakers, the communicating motor mechanism is used to control the circuit breaker remotely. On Compact NS/Masterpact circuit breakers, the MX or XF communicating releases are used to control the circuit breaker remotely.

The following circuit breaker controls are then available:

- Open
- Close
- Reset

**Status Data on the Withdrawable Circuit Breaker Positions (CE, CD, CT)**

The Compact NS/Masterpact withdrawable circuit breakers communicate the circuit breaker position by means of a chassis communication module (CCM) shown below:



The circuit breaker positions are:

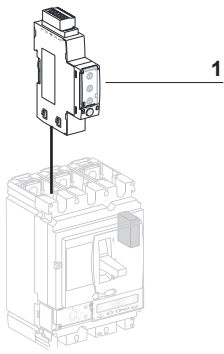
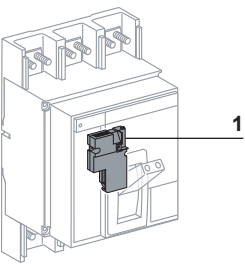
- Plugged in (CE contact)
- Withdrawn (CD contact)
- Test (CT contact)

The chassis communication module (CCM) is connected to the circuit breaker Modbus communication interface module (BCM).

**Circuit Breaker Communication**

Compact NSX circuit breakers communicate by means of the Modbus communication interface module external to the circuit breaker.

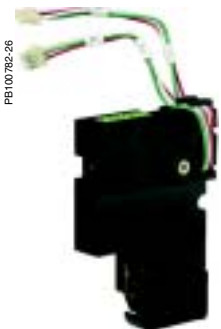
Masterpact circuit breakers communicate by means of the Modbus communication module (BCM) inside the circuit breaker.

Compact NSX Circuit Breaker	Compact NS/Masterpact Circuit Breaker
 <p data-bbox="354 1460 785 1482"><b>1</b> Modbus communication interface module</p>	 <p data-bbox="880 1460 1295 1482"><b>1</b> Modbus communication module (BCM)</p>

The COM option is required for integration of the circuit breaker or switch-disconnector in a supervision system.

Masterpact uses the Digipact or Modbus communications protocol for full compatibility with the SMS PowerLogic power-monitoring system. An external gateway is available for communication on other networks:

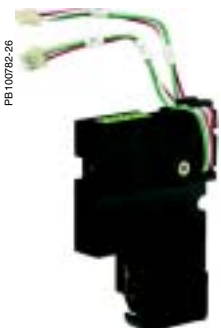
- Profibus
- Ethernet...



Digipact "device" communication module.



Digipact "chassis" communication module.



Modbus "device" communication module.



Modbus "chassis" communication module.

The COM option in Masterpact is made up of:

### For fixed devices

■ a "device" communication module, installed behind the Micrologic control unit and supplied with its set of sensors (OF, SDE, PF and CH micro-contacts) and its kit for connection to XF and MX communicating voltage releases.

### For drawout devices

■ a "device" communication module, installed behind the Micrologic control unit and supplied with its set of sensors (OF, SDE, PF and CH micro-contacts) and its kit for connection to XF and MX communicating voltage releases

■ a "chassis" communication module supplied separately with its set of sensors (CE, CD and CT contacts).

Status indication by the COM option is independent of the device indication contacts. These contacts remain available for conventional uses.

### Digipact or Modbus "device" communication module

This module is independent of the control unit. It receives and transmits information on the communication network.

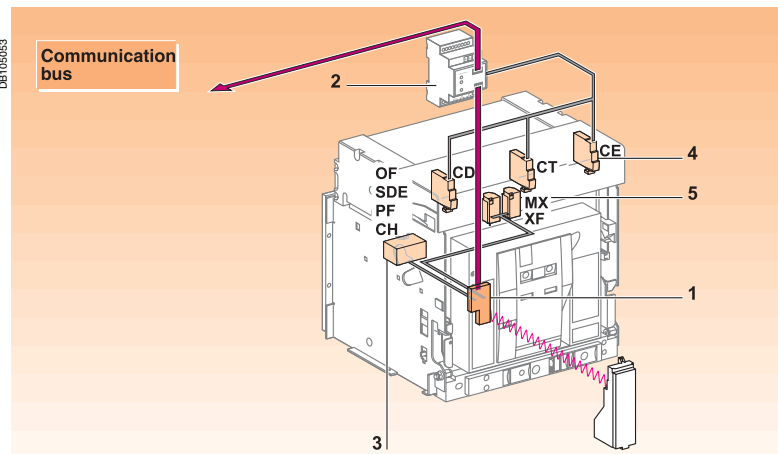
### Digipact or Modbus "chassis" communication module

This module is independent of the control unit. The Modbus "chassis" communication module makes it possible to address the chassis and to conserve the address when the circuit breaker is in the disconnected position. Consumption: 30 mA, 24 V.

### XF and MX communicating voltage releases

The XF and MX communicating voltage releases are equipped for connection to the "device" communication module.

Remote-tripping functions (second MX or MN) are independent of the communication option. These releases are therefore not equipped for connection to the "device" communication module.



- 1 "Device" communication module.
  - 2 "Chassis" communication module.
  - 3 OF, SDE, PF and CH "device" sensors.
  - 4 CE, CD and CT "chassis" sensors.
  - 5 DMX and XF release.
- : hard wiring.  
— : communication bus.

The Digipact or Modbus COM option may be used to:

- identify the device
- indicate status conditions
- control the device ON/OFF.

## Communication functions

	Switch-disconnector and circuit breaker with communication bus	
	Digipact	Modbus
<b>Device identification</b>		
Address	■	■
Rating	-	-
Type of device	-	-
Type of control unit	-	-
<b>Status indications</b>		
ON/OFF (OF)	■	■
Spring charged (CH)	■	■
Ready to close (PF)	■	■
Fault-trip (SDE)	■	■
Connected/disconnected/test position (CE/CD/CT)	■	■
<b>Controls</b>		
ON/OFF (MX/XF)	■	■
Spring charging	-	-
Reset of the mechanical indicator	-	-

*Anexo 2: Sepam series 20, 40, 60, 80. Digital Protection Relays*

Electrical network protection

# Sepam

series 20, series 40, series 60,  
series 80

Digital protection relays

Catalogue  
2013



**Schneider**  
Electric

# Sepam protection relays

Number one in dependability

Maximize energy availability and the profits generated by your installation while protecting life and property.

## Keep informed to manage better

With Sepam, you get intuitive access to all system information in your language so that you can manage your electrical installation effectively. If a problem occurs, clear and complete information puts you in a position to make the right decisions immediately. The electrical supply is restored without delay.

## Maintain installation availability

Sepam maintains high energy availability thanks to its diagnostics function that continuously monitors network status. In-depth analysis capabilities and high reliability ensure that equipment is de-energized only when absolutely necessary. Risks are minimized and servicing time reduced by programming maintenance operations.

## Enhance installation dependability

Sepam series 80 is the first digital protection relay to deliver dependability and behaviour in the event of failure meeting the requirements of standard IEC 61508. All Sepam series 10, 20, 40, 60 and 80 boards and electronic components are industrially conformal coated. This manufacturing allows Sepam to be used in the most severe industrial environments including off-shore oil rigs and chemical factories (IEC 60068-2-60 and EIA 364-65A IIIA).

1982

Launch of first multi-functional digital protection relay

2012

Over 800,000 Sepam units installed around the world



Standard IEC 60068

Standard EIA 364-65A



Electrical utilities, petrochemical plants, hospitals, infrastructures, shopping centres, small industry.

## Sepam protection relays

Save time at every step in project development and installation to consistently meet your project deadlines.

### Go for simplicity

With multi-functional Sepam protection relays, you can measure, manage, analyze and produce diagnostics for all applications in an installation. Range modularity makes it easy to select the relay corresponding exactly to your needs.

The range is structured for typical applications (substations, transformers, generators, capacitors, busbars and motors) and provides the necessary functions for each application (protection, metering, control and monitoring, etc.).

Starting with a Sepam base unit, complete solutions can be built up by adding input/output modules, sensors and communication modules.

190

Schneider Electric does business in 190 countries



### Make configuration easily

A single PC software tool for the entire Sepam range makes system start-up and operation particularly easy. The user-friendly program guides you step by step from the initial programming on through to final commissioning. Sepam produces a detailed report on system configuration and all the activated protection functions.

On Sepam series 80, the entire setup is saved to a memory cartridge that can be accessed in front, for instance when replacing a unit.

### Communicate the open way

In addition to the DNP3, IEC 60870-5-103 and Modbus standards, Sepam complies with IEC 61850 (GOOSE messages, TCP/IP redundancy) and uses the communication protocol that is today's market standard to interface with all brands of electrical-distribution devices.



Installation



Setup



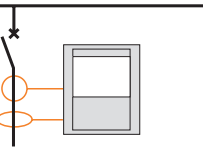
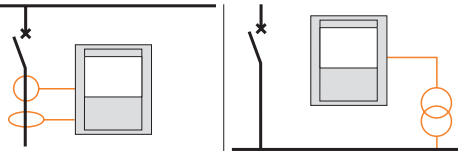


Local display



Supervision



	series 10 <span>See catalogue Sepam series 10</span>			series 20 <span>Page 51</span>		
						
						
<b>Protections</b>						
Current	■	■	■	■	■	
Voltage						■ ■
Frequency						■ ■
Specifics	phase and earth fault overcurrent	phase and earth fault overcurrent	earth fault overcurrent		breaker failure	disconnection by rate of change of frequency
<b>Applications</b>						
<b>Substation</b> <span>P. 18</span>	A	B	N	S20	S24	
<b>Busbar</b> <span>P. 20</span>						B21 B22
<b>Transformer</b> <span>P. 22</span>	A	B	N	T20	T24	
<b>Motor</b> <span>P. 28</span>				M20		
<b>Generator</b> <span>P. 32</span>						
<b>Capacitor</b> <span>P. 36</span>						
<b>Characteristics</b>						
Logic inputs/ outputs	Inputs: 4 Outputs: 7	Inputs: 0 Outputs: 3	Inputs: 0 Outputs: 3	0 to 10 4 to 8	0 to 10 4 to 8	0 to 10 4 to 8
Temperature sensors				0 to 8	0 to 8	0 to 8
Channel	Current: 3I + Io Voltage: LPCT <sup>(1)</sup>	Current: 3I + Io Voltage: LPCT <sup>(1)</sup>	Current: Io Voltage: LPCT <sup>(1)</sup>	3I + Io Yes	3I + Io Yes	3V + Vo Yes
Communication ports	1			1 to 2	1 to 2	1 to 2
IEC61850 Protocol				Yes	Yes	Yes
Control				Yes	Yes	Yes
Other	Backup Front Memory cartridge with settings Lithium battery <sup>(4)</sup>					

(1) LPCT: low-power current transducer complying with standard IEC 60044-8.  
 (2) Control matrix for simple assignment of information from the protection, control and monitoring functions.  
 (3) Logipam ladder language (PC programming environment) to make full use of Sepam series 80 functions.  
 (4) Standard lithium battery 1/2 AA format 3.6 V front face exchangeable.

1

**series 40** Page 53

**series 60** Page 89

Protections									
Current		■	■	■	■	■	■	■	■
Voltage		■	■	■	■	■	■	■	■
Frequency		■	■	■	■	■	■	■	■
Specifics			directional earth fault	directional earth fault and phase overcurrent	directional earth fault			directional earth fault	directional earth fault and phase overcurrent
Applications									
Substation <span style="color: orange;">P. 18</span>		S40	S41	S42	S43	S44	S60	S62	
		S50 <sup>(6)</sup>	S51 <sup>(6)</sup>	S52 <sup>(6)</sup>	S53 <sup>(6)</sup>	S54 <sup>(6)</sup>			
Busbar <span style="color: grey;">P. 20</span>									
	Transformer <span style="color: yellow;">P. 22</span>	T40		T42			T60	T62	
		T50 <sup>(6)</sup>		T52 <sup>(6)</sup>					
Motor <span style="color: red;">P. 28</span>		M40	M41				M61		
Generator <span style="color: blue;">P. 32</span>		G40					G60	G62	
Capacitor <span style="color: green;">P. 36</span>							C60		
Characteristics									
Logic inputs/ outputs	Inputs	0 to 10					0 to 28		
	Outputs	4 to 8					4 to 16		
Temperature sensors		0 to 16					0 to 16		
Channel	Current	3I + Io					3I + Io		
	Voltage	3V, 2U + Vo					3V, 2U + Vo or Vnt		
	LPCT <sup>(1)</sup>	Yes					Yes		
Communication ports		1 to 2					1 to 2		
IEC61850 Protocol		Yes					Yes		
	Redudancy	Yes					Yes		
	Goose message	Yes					Yes		
Control	Matrix <sup>(2)</sup>	Yes					Yes		
	Logic equation editor	Yes					Yes		
	Logipam <sup>(3)</sup>	Yes					Yes		
Other	Backup	48 hours					Lithium battery <sup>(4)</sup>		
	Front Memory cartridge with settings						Standard cartridge		

(1) LPCT: low-power current transducer complying with standard IEC 60044-8.  
 (2) Control matrix for simple assignment of information from the protection, control and monitoring functions.  
 (3) Logipam ladder language (PC programming environment) to make full use of Sepam series 80 functions.  
 (4) Standard lithium battery 1/2 AA format 3.6 V front face exchangeable.

1



A complete range of Sepam communication interfaces



ACE850 communication interface



Sepam IEC 61850 server

## Sepam communication interfaces

### A complete range of accessories

Sepam connects to a communication network via a communication interface.

Selection of the interface depends on the communication architecture:

- number of networks to be connected:
  - 1 network, S-LAN or E-LAN
  - 2 networks, S-LAN and E-LAN
- communication protocol selected for the S-LAN: Modbus RTU, DNP3, IEC 60870-5-103 or IEC 61850 or Modbus TCP/IP
- network physical interface:
  - 2-wire or 4-wire RS485
  - Ethernet
  - fiber optic, with star or ring architecture.

Sepam communication interfaces are presented in detail on chapter communication accessories selection guide.

### Direct Sepam connection to the Ethernet network

Sepam series 40, series 60 and Sepam series 80 units can be directly connected to the Ethernet network via the ACE 850 communication interface. In this way they make full use of Ethernet network performance and all IEC 61850 functions.

- Compatible communication protocols: Modbus TCP/IP, IEC 61850
- Network physical interface:
  - 10 baseT /100 base TX (star or ring architecture)
  - 100 base FX (star or ring architecture).

### Easy implementation

The communication interfaces are remote modules that are easy to install and connect.

The SFT2841 software is used for complete setup of the communication interfaces:

- protocol selection and setup of the functions specific to each protocol
- setup of the physical interface.

### Advanced configuration of IEC 61850 protocol

The SFT850 software is used for advanced configuration of the IEC 61850 protocol for both the ECI850 server and the ACE850 communication interface:

- complete Sepam-configuration database (.icd)
- processing of system-configuration files (.scd)
- creation and processing of ECI850 and ACE850 configuration files (.cid).

### IEC 61850 protocol

Two levels of IEC 61850 protocol functionality are supported by the Sepam range.

#### Sepam IEC 61850 level 1 server

The entire Sepam range can be connected to an IEC 61850 (level 1) system via the Sepam ECI850 server, representing the most economical solution.

Level 1 allows :

- upgrading of existing IEC 61850 Modbus installations on a single Ethernet port
- supervision of electrical characteristics and Sepam status
- circuit breaker control
- time-stamping, synchronisation via SNTP, network diagnostics and disturbance recording

The server also ensures compatibility with the E-LAN network.

## Sepam IEC 61850 level 2

Sepam series 40, Sepam series 60 and Sepam series 80 units can be connected directly to an IEC 61850 system via the ACE850 communication interface. In this way they make full use of Ethernet network performance and all IEC 61850 functions.

- Compatible communication protocols: Modbus TCP/IP, IEC 61850
- Network physical interface :
  - 10 baseT /100 baseTX (star or ring architecture)
  - 100 base FX (star or ring architecture).

Level 2 allows :

- Level 1 functions
- Dual port Ethernet for redundancy on Sepam series 40, Sepam series 60 and series 80 units (star or ring connection)
- GOOSE message on Sepam series 60 and Sepam series 80 only (see below)
- Simultaneous Modbus TCP/IP TRA15

## IEC 61850 GOOSE message

GOOSE messages allow standardised communication between Sepam units. Sepam series 60, and series 80 and the ACE850 communication interface use GOOSE messages to provide :

- Improved system protection :
  - logic discrimination
  - intertripping
  - load shedding
- Better system control on Sepam series 80:
  - user-defined Logipam contacts

High-level safety and performance are guaranteed for these messages by :

- using fiber optic connections,
- using Ethernet switches which are compatible with IEC 61850 and, for the ring connection, RSTP 802.1d 2004, such as RuggedCom switches (e.g. RS900xx, RSG2xxx)
- choosing a fault-tolerant communication architecture.

## Ethernet gateways in a Modbus environment

Sepam can be connected to an Ethernet TCP/IP network in a totally transparent manner via the EGX100 gateway or the EGX300 server.

### EGX100 gateway

The EGX100 offers access to enhanced communication and multi-master architectures. It provides IP (Internet Protocol) connection for communication on all types of networks, notably intranets and internet.

### EGX300 server

In addition to Ethernet TCP/IP connection, the EGX300 offers a web server and HTML pages designed specially to present the essential Sepam information. This information may be accessed in clear text and at no risk on any PC connected to the intranet/internet and equipped with a web browser.



Access to Sepam information via a web browser.

1

## Example 6: S-LAN over IEC 61850 and E-LAN over Ethernet TCP/IP level 1

### Characteristics of Modbus network between Sepam relays (S-LAN and E-LAN)

Protocol	Modbus RTU
Physical medium	Twisted-pair (2-wire or 4-wire RS485)

### Characteristics of Ethernet network

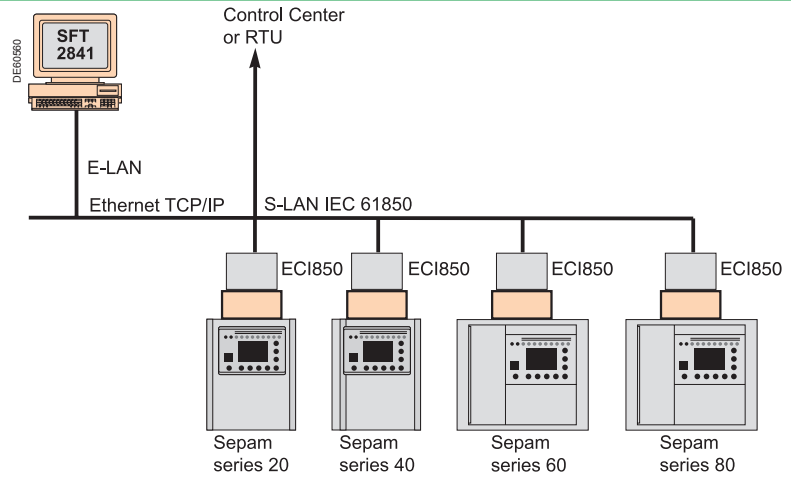
Protocol	IEC 61850
Physical medium	Ethernet 10/100 BaseTx

Sepam ECI850 server functions

- Modbus RTU / IEC 61850 conversion
- Multiplexing between S-LAN and E-LAN networks

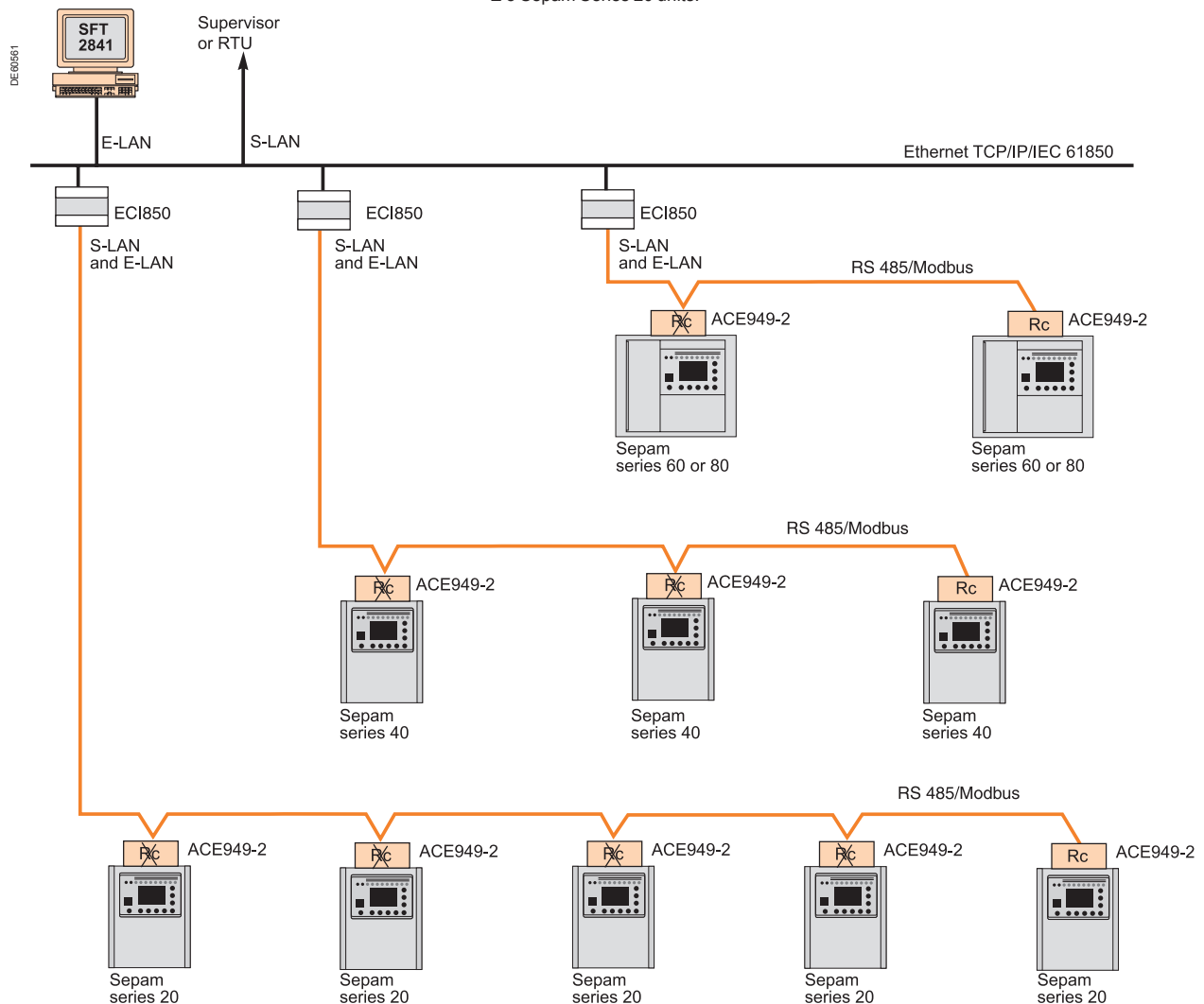
The level 1 allows:

- Upgrading of existing IEC 61850 Modbus installations on a single Ethernet port
- Supervision of electrical characteristics and Sepam status
- Circuit-breaker control
- Time-stamping, synchronisation via SNTP, network diagnostics and disturbance recording



The Sepam IEC 61850 level 1 Server also enables connection of several Sepam units. The maximum Sepam configuration for a Sepam IEC 61850 level 1 server is:

- 2 Sepam Series 60 or 80 units, or
- 3 Sepam Series 40 units, or
- 5 Sepam Series 20 units.



Note: Rc : line impedance matching resistor.

# Available Sepam data

## Selection table



	Modbus RTU				DNP3				IEC 60870-5-103				MODBUS TCP/IP IEC 61850 series ECI850 <sup>(1)</sup>			
	series 20	40	60	80	series 20	40	60	80	series 20	40	60	80	20	40	60	80
<b>Data transmitted from Sepam to the supervisor</b>																
<b>Metering and diagnosis</b>																
Measurements	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Energy		■	■	■		■	■	■					■	■	■	■
Network diagnosis	■	■	■	■	■	■	■	■					(2)	(2)	(2)	(2)
Machine diagnosis	■	■	■	■	■	■	■	■					(2)	(2)	(2)	(2)
Switchgear diagnosis	■	■	■	■	■	■	■	■					(2)	(2)	(2)	(2)
Sepam diagnosis	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Logipam counters				■				■								■
<b>Remote indications</b>																
Alarms and internal status conditions	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	(2)	(2)	(2)	(2)
Logic inputs	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	(2)	(2)	(2)	(2)
Logic outputs		■	■	■									(2)	(2)	(2)	(2)
Logic equations		■	■	■		■	■	■		■	■	■	■	■	■	■
<b>Data transmitted from the supervisor to Sepam</b>																
Pulse-type remote-control orders, in direct mode	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	(2)	(2)	(2)	(2)
Pulse-type remote-control orders, in "Select Before Operate" mode	■	■	■	■	■	■	■	■					(2)	(2)	(2)	(2)
Maintained remote-control orders (for Logipam)				■												■
Remote control security			■	■									■	■	■	■
<b>Data accessible via special functions</b>																
<b>Time-tagging</b>																
Time-tagged events	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Unsolicted events					■	■	■	■					■	■	■	■
Time-setting and synchronization	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
<b>Remote setting</b>																
Selection of the protection-setting group	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Reading/writing of protection settings	■	■	■	■												
Reading of general parameters	■	■	■	■												
Reading/writing of analog output (MSA141)	■	■	■	■	■	■	■	■								
<b>Network diagnosis</b>																
Transfer of disturbance-recording data	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Tripping contexts		■	■	■			■	■			■	■	(2)	(2)	(2)	(2)
Out-of-sync context			■	■									(2)	(2)	(2)	(2)
<b>Data exchanged between Sepam units</b>																
<b>Protection data</b>																
Logic discrimination															■	■
Intertripping															■	■
Load shedding (motor application only)															■	■
Inhibit closing															■	■
<b>Miscellaneous</b>																
Identification of Sepam	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■

(1) To or from the Sepam series 80, series 60, series 40 and series 20 units, depending on the case.  
 (2) Depending on the modelling of the IEC 61850 logic nodes.

## Data transmitted from Sepam to the supervisor

### Metering and diagnosis

The values measured by Sepam that may be remote accessed are divided into the following categories:

- measurements: currents, voltages, frequency, power, temperatures, etc.
- energy: calculated or pulse-type energy counters
- network diagnosis: phase displacement, tripping currents, unbalance ratio, etc.
- machine diagnosis: temperature rise, motor starting time, remaining operating time before overload tripping, waiting time after tripping, etc.
- switchgear diagnosis: cumulative breaking current, operating time and number of operations, circuit breaker charging time, etc.
- Sepam diagnosis: partial or major fault, etc.
- Logipam counters.

### Remote indications

The logic-state information that may be remote accessed are divided into the following categories:

- alarms and internal status conditions
- status of logic inputs
- status of logic outputs
- status of nine LEDs on the front panel of Sepam
- status of logic-equation output bits.

### Alarms and internal status conditions

The alarms and internal status conditions are remote indications (TS) pre-assigned to protection and control functions.

Remote indications depend on the type of Sepam and can be re-assigned by Logipam (when a TS is re-assigned with logipam, it is disconnected from the previous pre-assigned signification).

The remote indications that can be accessed via the communication link include:

- all protection-function alarms
- monitoring-function alarms: CT or VT fault, control fault
- Sepam status data:
  - Sepam not reset
  - remote setting inhibited, remote-control orders inhibited
- status data on the following functions:
  - recloser: in service / inhibited, reclosing in progress / successful, permanent trip
  - disturbance recording: records inhibited / stored.

## Data transmitted from the supervisor to Sepam

### Pulse-type remote-control orders

Pulse-type remote-control orders (TC) may be carried out in two modes (selected by parameter setting):

- direct mode
- confirmed SBO (select before operate) mode.

Remote-control orders are pre-assigned to metering, protection and control functions and depend on the type of Sepam.

They are used for the following, in particular:

- to control breaking device opening and closing
- to reset Sepam and initialize peak-demand measurements
- to select the active group of settings by enabling group A or B
- to inhibit or enable the following functions: recloser, thermal overload protection, disturbance recording.

Remote-control orders can be re-assigned by Logipam.

### Remote-control security

Transmission of Sepam series 60 and series 80 remote controls and settings over a Modbus S-LAN can be password protected.



# Available Sepam data

## Description

1

### Time-tagging

#### Time-tagged events

The time-tagging function assigns a date and precise time to status changes (events) so that they can be accurately organized over time.

Sepam systematically time-tags the following events:

- status changes of all logic inputs
- status changes of all remote indications (TS - alarms and internal status conditions).

Each event is time-tagged to within one millisecond.

The number of stacks of time-tagged events managed by Sepam on each communication port and the volume of each stack in terms of the numbers of events depend on the communication protocol used.

	Modbus RTU	DNP3	IEC 60870-5-103	IEC 61850
Number of event stacks for each Sepam communication port	2	1	1	Depending on configuration
Number of events per stack	64	100	100	Depending on configuration

Whatever the communication protocol used, Modbus RTU, DNP3, IEC 60870-5-103 or IEC 61850 events may be used by a remote monitoring and control system for data logging and histories, for example.

#### Unsololicited events

Using the DNP3 and IEC 61850 protocols, Sepam can spontaneously transmit time-tagged events to the supervisor. The transmission of unsolicited events must be activated during setup.

#### Time-setting and synchronization

The Sepam internal clock manages the date and time.

Time-setting is possible:

- via the Sepam display
- using the SFT2841 software
- via the communication link.

To ensure long-term time stability or to coordinate a number of devices, Sepam units can be synchronized:

- by an external pulse to a dedicated logic input
- via the communication link.

### Remote setting

#### Sepam parameter and protection settings

The following remote-setting functions are available:

- selection of the protection-setting group
- reading of general parameters
- reading of protection settings (remote reading)
- writing of protection settings (remote setting).

The writing of protection settings may be inhibited by parameter setting.

#### S-LAN and E-LAN networks

The availability of remote-setting functions over the S-LAN depends on the communication protocol used.

All remote-setting functions are available over the E-LAN using the SFT2841 software.

### Other data accessible via special functions

#### Network diagnosis

The network diagnostic information recorded in files by Sepam can also be transmitted over the communication link:

- disturbance-recording records in COMTRADE format
- tripping contexts
- Out-of-sync context.

#### Identification of Sepam

The identification function enables the supervisor to clearly identify the device connected to the S-LAN, based on the following elements of information:

- manufacturer identification
- Sepam type.

This function is available for all Sepam relays, whatever the protocol used.



## Directional current protection

### ANSI 67 - Directional phase overcurrent

Phase-to-phase short-circuit protection, with selective tripping according to fault current direction.

It comprises a phase overcurrent function associated with direction detection, and picks up if the phase overcurrent function in the chosen direction (line or busbar) is activated for at least one of the 3 phases.

#### Characteristics

- 2 groups of settings
- instantaneous or time-delayed tripping
- choice of tripping direction
- definite time (DT) or IDMT curve (choice of 16 standardized IDMT curves)
- with voltage memory to make the protection insensitive to loss of polarization voltage at the time of the fault
- with or without timer hold.

### ANSI 67N/67NC - Directional earth fault

Earth fault protection, with selective tripping according to fault current direction.

3 types of operation:

- type 1: the protection function uses the projection of the  $I_0$  vector
- type 2: the protection function uses the  $I_0$  vector magnitude with half-plane tripping zone
- type 3: the protection function uses the  $I_0$  vector magnitude with angular sector tripping zone

#### ANSI 67N/67NC type 1

Directional earth fault protection for impedant, isolated or compensated neutral systems, based on the projection of measured residual current.

#### Type 1 characteristics

- 2 groups of settings
- instantaneous or time-delayed tripping
- definite time (DT) curve
- choice of tripping direction
- characteristic projection angle
- no timer hold
- with voltage memory to make the protection insensitive to recurrent faults in compensated neutral systems.

#### ANSI 67N/67NC type 2

Directional overcurrent protection for impedance and solidly earthed systems, based on measured or calculated residual current.

It comprises an earth fault function associated with direction detection, and picks up if the earth fault function in the chosen direction (line or busbar) is activated.

#### Type 2 characteristics

- 2 groups of settings
- instantaneous or time-delayed tripping
- definite time (DT) or IDMT curve (choice of 16 standardized IDMT curves)
- choice of tripping direction
- with or without timer hold.

#### ANSI 67N/67NC type 3

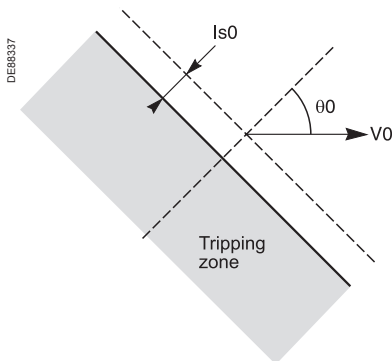
Directional overcurrent protection for distribution networks in which the neutral earthing system varies according to the operating mode, based on measured residual current.

It comprises an earth fault function associated with direction detection (angular sector tripping zone defined by 2 adjustable angles), and picks up if the earth fault function in the chosen direction (line or busbar) is activated.

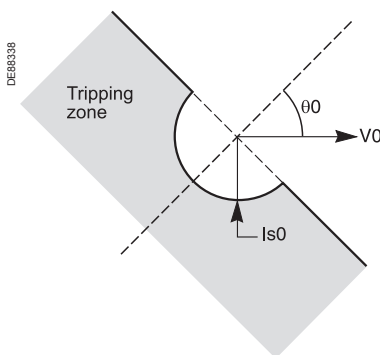
This protection function complies with the CEI 0-16 Italian specification.

#### Type 3 characteristics

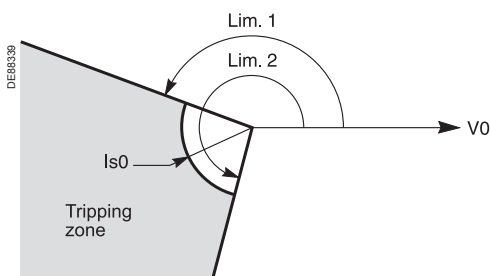
- 2 groups of settings
- instantaneous or time-delayed tripping
- definite time (DT) curve
- choice of tripping direction
- no timer hold



Tripping characteristic of ANSI 67N/67NC type 1 protection (characteristic angle  $\theta \neq 0^\circ$ ).



Tripping characteristic of ANSI 67N/67NC type 2 protection (characteristic angle  $\theta \neq 0^\circ$ ).



Tripping characteristic of ANSI 67N/67NC type 3 protection.

## Current protection functions

### ANSI 50/51 - Phase overcurrent

Phase-to-phase short-circuit protection, sensitive to the highest phase current measured.

#### Characteristics

- 2 groups of settings
- instantaneous or time-delayed tripping
- definite time (DT) or IDMT curve (choice of 16 standardized IDMT curves)
- with or without timer hold. The protection incorporates a harmonic 2 restraint which can be used to set the protection Is set point close to the CT rated current In, including when a transformer closes. This restraint can be activated by parameter setting. The harmonic 2 restraint is valid as long as the current is less than half the minimum short-circuit current Isc of the network downstream of the protection.

With Sepam series 40, tripping can be confirmed or unconfirmed, according to parameter setting:

- unconfirmed tripping: standard
- tripping confirmed by negative sequence overvoltage protection (ANSI 47, unit 1), as backup for distant 2-phase short-circuits
- tripping confirmed by undervoltage protection (ANSI 27, unit 1), as backup for phase-to-phase short-circuits in networks with low short-circuit power.

### ANSI CLPU 50/51 - Phase overcurrent cold load pick-up/blocking (Cold Load Pick-Up I)

The Cold Load Pick-Up I or CLPU 50/51 function avoids nuisance tripping of the phase overcurrent protection (ANSI 50/51), during energization after a long outage.

Depending on the installation characteristics, these operations can actually generate transient inrush currents likely to exceed the protection set points.

These transient currents may be due to:

- the power transformer magnetizing currents,
- the motor starting currents,
- the simultaneous resetting of all the loads in the installation (air conditioning, heating, etc.)

In principle, the protection settings should be defined so as to avoid tripping due to these transient currents. However, if these settings result in inadequate sensitivity levels or delays that are too long, the CLPU 50/51 function is used to increase or inhibit set points temporarily after energization.

### ANSI 50N/51N or 50G/51G - Earth fault

Earth fault protection based on measured or calculated residual current values:

- ANSI 50N/51N: residual current calculated or measured by 3 phase current sensors
- ANSI 50G/51G: residual current measured directly by a specific sensor.

#### Characteristics

- 2 groups of settings
- Definite time (DT) or IDMT curve (choice of 16 standardized IDMT curves)
- with or without timer hold
- second harmonic restraint to ensure stability during transformer energizing, activated by parameter setting.

### ANSI CLPU 50N/51N- Earth fault cold load pick-up/blocking (Cold Load Pick-Up I0)

The Cold Load Pick-Up I0 or CLPU 50N/51N function avoids nuisance tripping of the earth fault protection (ANSI 50N/51N) during energization after a long outage.

Depending on the installation characteristics, such operations can actually generate transient inrush currents. If the residual current measurement is based on the sum of the 3 phase CTs, the aperiodic component of these transient currents can result in saturation of the phase CTs. This can lead to measurement of an incorrect residual current likely to exceed the protection set points.

These transient currents are essentially due to:

- the power transformer magnetizing currents,
- the motor starting currents.

In principle, the protection settings should be defined so as to avoid tripping due to these transient currents. However, if these settings result in inadequate sensitivity levels or delays that are too long, the CLPU 50N/51N function is used to increase or inhibit set points temporarily after energization.

If the residual current is measured by a correctly installed CT, there is less risk of measuring an incorrect residual current. In this case, there is no need to use the CLPU 50N/51N function.

### ANSI 50BF - Breaker failure

If a breaker fails to be triggered by a tripping order, as detected by the non-extinction of the fault current, this backup protection sends a tripping order to the upstream or adjacent breakers.

### ANSI 46 - Negative sequence / unbalance

Protection against phase unbalance, detected by the measurement of negative sequence current:

- sensitive protection to detect 2-phase faults at the ends of long lines
- protection of equipment against temperature build-up, caused by an unbalanced power supply, phase inversion or loss of phase, and against phase current unbalance.

#### Characteristics

- Sepam series 20:
  - 1 definite time (DT) curve
  - 1 specific Schneider IDMT curve.
- Sepam series 40:
  - 1 definite time (DT) curve
  - 7 IDMT curves: 3 IEC curves, 3 IEEE curves and 1 specific Schneider curve.

### ANSI 46BC - Broken conductor detection

Broken conductor detection protection indicates an open phase condition on the circuit in a medium voltage radial network.

This may be caused by one of the following:

- broken conductor in contact with the ground at the source side
- broken conductor in contact with the ground at the load side
- open circuit (conductor not in contact with the ground) caused by:
  - broken conductor
  - blown fuse
  - circuit breaker pole failure.

## Current protection functions (continued)

### ANSI 49RMS - Thermal overload

Protection against thermal damage caused by overloads on machines (transformers, motors or generators).

The thermal capacity used is calculated according to a mathematical model which takes into account:

- current RMS values
- ambient temperature
- negative sequence current, a cause of motor rotor temperature rise.

The thermal capacity used calculations may be used to calculate predictive data for process control assistance.

The protection may be inhibited by a logic input when required by process control conditions.

#### Characteristics

- 2 groups of settings
  - 1 adjustable alarm set point
  - 1 adjustable tripping set point
  - adjustable initial thermal capacity used setting, to adapt protection characteristics to fit manufacturer's thermal withstand curves
  - equipment heating and cooling time constants.
- With Sepam series 40, the cooling time constant may be calculated automatically based on measurement of the equipment temperature by a sensor.

## Recloser

### ANSI 79

Automation device used to limit down time after tripping due to transient or semi-permanent faults on overhead lines. The recloser orders automatic reclosing of the breaking device after the time delay required to restore the insulation has elapsed.

Recloser operation is easy to adapt for different operating modes by parameter setting.

#### Characteristics

- 1 to 4 reclosing cycles, each cycle has an adjustable dead time
- adjustable, independent reclaim time and safety time until recloser ready time delays
- cycle activation linked to instantaneous or time-delayed short-circuit protection function (ANSI 50/51, 50N/51N, 67, 67N/67NC) outputs by parameter setting
- inhibition/locking out of recloser by logic input.

## Directional power protection functions

### ANSI 32P - Directional active overpower

Two-way protection based on calculated active power, for the following applications:

- active overpower protection to detect overloads and allow load shedding
- reverse active power protection:
  - against generators running like motors when the generators consume active power
  - against motors running like generators when the motors supply active power.

### ANSI 32Q/40 - Directional reactive overpower

Two-way protection based on calculated reactive power to detect field loss on synchronous machines:

- reactive overpower protection for motors which consume more reactive power with field loss
- reverse reactive overpower protection for generators which consume reactive power with field loss.

## Machine protection functions

### ANSI 37 - Phase undercurrent

Protection of pumps against the consequences of a loss of priming by the detection of motor no-load operation.

It is sensitive to a minimum of current in phase 1, remains stable during breaker tripping and may be inhibited by a logic input.

### ANSI 48/51LR/14 - Locked rotor / excessive starting time

Protection of motors against overheating caused by:

- excessive motor starting time due to overloads (e.g. conveyor) or insufficient supply voltage.
- The reacceleration of a motor that is not shut down, indicated by a logic input, may be considered as starting.
- locked rotor due to motor load (e.g. crusher):
    - in normal operation, after a normal start
    - directly upon starting, before the detection of excessive starting time, with detection of locked rotor by a zero speed detector connected to a logic input, or by the underspeed function.

### ANSI 66 - Starts per hour

Protection against motor overheating caused by:

- too frequent starts: motor energizing is inhibited when the maximum allowable number of starts is reached, after counting of:
  - starts per hour (or adjustable period)
  - consecutive motor hot or cold starts (reacceleration of a motor that is not shut down, indicated by a logic input, may be counted as a start)
- starts too close together in time: motor re-energizing after a shutdown is only allowed after an adjustable waiting time.

### ANSI 50V/51V - Voltage-restrained overcurrent

Phase-to-phase short-circuit protection, for generators. The current tripping set point is voltage-adjusted in order to be sensitive to faults close to the generator which cause voltage drops and lowers the short-circuit current.

#### Characteristics

- instantaneous or time-delayed tripping
- definite time (DT) or IDMT curve (choice of 16 standardized IDMT curves)
- with or without timer hold.

### ANSI 26/63 - Thermostat/Buchholz

Protection of transformers against temperature rise and internal faults via logic inputs linked to devices integrated in the transformer.

### ANSI 38/49T - Temperature monitoring

Protection that detects abnormal temperature build-up by measuring the temperature inside equipment fitted with sensors:

- transformer: protection of primary and secondary windings
- motor and generator: protection of stator windings and bearings.

#### Characteristics

- Sepam series 20: 8 Pt100, NI100 or Ni120 type RTDs
- Sepam series 40: 16 Pt100, NI100 or Ni120 type RTDs
- 2 adjustable independent set points for each RTD (alarm and trip).

## Voltage protection functions

### ANSI 27D - Positive sequence undervoltage

Protection of motors against faulty operation due to insufficient or unbalanced network voltage, and detection of reverse rotation direction.

### ANSI 27R - Remanent undervoltage

Protection used to check that remanent voltage sustained by rotating machines has been cleared before allowing the busbar supplying the machines to be re-energized, to avoid electrical and mechanical transients.

### ANSI 27 - Undervoltage

Protection of motors against voltage sags or detection of abnormally low network voltage to trigger automatic load shedding or source transfer.

Works with phase-to-phase voltage (Sepam series 20 and Sepam series 40) or phase-to-neutral voltage (Sepam series 40 only), each voltage being monitored separately.

### ANSI 59 - Overvoltage

Detection of abnormally high network voltage or checking for sufficient voltage to enable source transfer.

Works with phase-to-phase or phase-to-neutral voltage, each voltage being monitored separately.

### ANSI 59N - Neutral voltage displacement

Detection of insulation faults by measuring residual voltage in isolated neutral systems.

### ANSI 47 - Negative sequence overvoltage

Protection against phase unbalance resulting from phase inversion, unbalanced supply or distant fault, detected by the measurement of negative sequence voltage.

## Frequency protection functions

### ANSI 81H - Overfrequency

Detection of abnormally high frequency compared to the rated frequency, to monitor power supply quality.

### ANSI 81L - Underfrequency

Detection of abnormally low frequency compared to the rated frequency, to monitor power supply quality.

The protection may be used for overall tripping or load shedding.

Protection stability is ensured in the event of the loss of the main source and presence of remanent voltage by a restraint in the event of a continuous decrease of the frequency, which is activated by parameter setting.

### ANSI 81R - Rate of change of frequency

Protection function used for fast disconnection of a generator or load shedding control. Based on the calculation of the frequency variation, it is insensitive to transient voltage disturbances and therefore more stable than a phase-shift protection function.

#### Disconnection

In installations with autonomous production means connected to a utility, the "rate of change of frequency" protection function is used to detect loss of the main system in view of opening the incoming circuit breaker to:

- protect the generators from a reconnection without checking synchronization
- avoid supplying loads outside the installation.

#### Load shedding

The "rate of change of frequency" protection function is used for load shedding in combination with the underfrequency protection to:

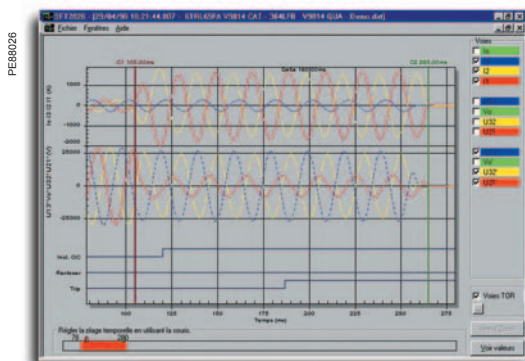
- either accelerate shedding in the event of a large overload
- or inhibit shedding following a sudden drop in frequency due to a problem that should not be solved by shedding.

# Additional modules and accessories

---

<b>Communication accessories</b>	<b>234</b>
<b>Selection guide</b>	<b>234</b>
<b>Communication interfaces</b>	<b>235</b>
Communication interface connection	236
ACE949-2 2-wire RS 485 network interface	237
ACE959 4-wire RS 485 network interface	238
ACE937 Fiber optic interface	239
ACE969TP-2 and ACE969FO-2 Network interfaces	240
ACE850TP and ACE850FO network interfaces	245
<b>Converters</b>	<b>249</b>
ACE909-2 RS 232 / RS 485 converter	249
ACE919CA and ACE919CC RS 485 / RS 485 converters	251
Sepam IEC 61850 level 1 ECI850	253
PowerLogic EGX100	257
PowerLogic EGX300	258
Ethernet EGX100 Gateway & EGX300 Server	259
<b>Sensors</b>	<b>260</b>
Selection guide	260
Voltage transformer	261
1 A / 5 A current transformers	262
LPCT type current sensors	265
Test accessories	266
CSH120 and CSH200 Core balance CTs	268
CSH30 Interposing ring CT	270
ACE990 Core balance CT interface	271
<b>Order form</b>	<b>275</b>

# SFT2826 disturbance recording data display software



SFT2826: analysis of a disturbance data record.

## Function

The SFT2826 software is used to display, analyze and print disturbance data recorded by Sepam.

It uses COMTRADE (IEEE standard: Common format for transient data exchange for power systems) files.

## Transfer of disturbance recording data

Before they are analyzed by SFT2826, the disturbance recording data must be transferred from Sepam to the PC:

- by the SFT2841 software
- or by the Modbus communication link.

## Analysis of disturbance recording data

- selection of analog signals and logic data for display
- zoom and measurement of time between events
- display of all numerical values recorded
- exporting of data in file format
- printing of curves and/or numerical values recorded.

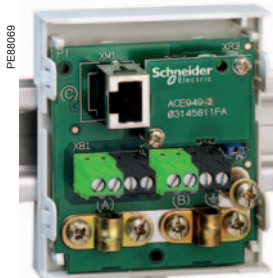
## Characteristics

The SFT2826 software comes with the SFT2841 software:

- 4 languages: English, French, Spanish, Italian
- on-line help with description of software functions.



# ACE949-2 2-wire RS 485 network interface



ACE949-2 2-wire RS 485 network connection interface.

## Function

The ACE949-2 interface performs 2 functions:

- Electrical interface between Sepam and a 2-wire RS 485 communication network
- Main network cable branching box for the connection of a Sepam with a CCA612 cord.

## Characteristics

### ACE949-2 module

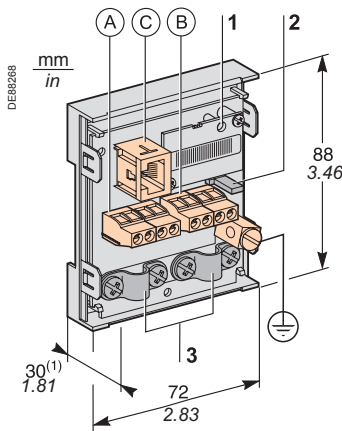
Weight	0.1 kg (0.22 lb)
Assembly	On symmetrical DIN rail
Operating temperature	-25°C to +70°C (-13°F to +158°F)
Environmental characteristics	Same characteristics as Sepam base units

### 2-wire RS 485 electrical interface

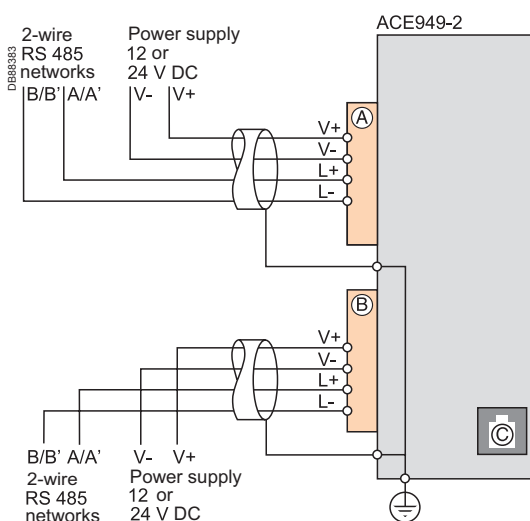
Standard	EIA 2-wire RS 485 differential
Distributed power supply	External, 12 V DC or 24 V DC ±10%
Power consumption	16 mA in receiving mode 40 mA maximum in sending mode

### Maximum length of 2-wire RS 485 network with standard cable

Number of Sepam units	Maximum length with 12 V DC power supply	Maximum length with 24 V DC power supply
5	320 m (1000 ft)	1000 m (3300 ft)
10	180 m (590 ft)	750 m (2500 ft)
20	160 m (520 ft)	450 m (1500 ft)
25	125 m (410 ft)	375 m (1200 ft)



(1) 70 mm (2.8 in) with CCA612 cord connected.



## Description and dimensions

- (A) and (B) Terminal blocks for network cable
- (C) RJ45 socket to connect the interface to the base unit with a CCA612 cord
- (⊕) Grounding/earthing terminal

- 1 Link activity LED, flashes when communication is active (sending or receiving in progress).
- 2 Jumper for RS 485 network line-end impedance matching with load resistor ( $R_c = 150 \Omega$ ), to be set to:
  - $\times$ , if the module is not at one end of the network (default position)
  - $R_c$ , if the module is at one end of the network.
- 3 Network cable clamps (inner diameter of clamp = 6 mm or 0.24 in).

## Connection

- Connection of network cable to screw-type terminal blocks (A) and (B)
- Connection of the earthing terminal by tinned copper braid with cross-section  $\geq 6 \text{ mm}^2$  (AWG 10) or cable with cross-section  $\geq 2.5 \text{ mm}^2$  (AWG 12) and length  $\leq 200 \text{ mm}$  (7.9 in), fitted with a 4 mm (0.16 in) ring lug. Check the tightness (maximum tightening torque 2.2 Nm or 19.5 lb-in).
- The interfaces are fitted with clamps to hold the network cable and recover shielding at the incoming and outgoing points of the network cable:
  - the network cable must be stripped
  - the cable shielding braid must be around and in contact with the clamp
- The interface is to be connected to connector (C) on the base unit using a CCA612 cord (length = 3 m or 9.8 ft, white fittings)
- The interfaces are to be supplied with 12 V DC or 24 V DC.



# Sepam IEC 61850 level 1 ECI850

PEE8026



Sepam ECI850 server for IEC 61850.

## Function

The ECI850 connects Sepam series 20, Sepam series 40 and Sepam series 80 units to an Ethernet network using the IEC 61850 protocol.

It acts as the interface between the Ethernet/IEC 61850 network and a Sepam RS485/Modbus network.

1 PRI surge arrester (cat. no. 16339) is supplied with the ECI850 to protect its power supply.

## Characteristics

### ECI850 module

#### Technical characteristics

Weight	0.17 kg (0,37 lb)
Assembly	On symmetrical DIN rail

#### Power supply

Voltage	24 V DC ( $\pm 10\%$ ) supplied by a class 2 supply
Maximum consumption	4 W
Dielectric strength	1.5 kV

#### Environmental characteristics

Operating temperature	-25 °C to +70 °C (-13 °F to +158 °F)
Storage temperature	-40 °C to +85 °C (-40 °F to +185 °F)
Relative humidity	5 to 95 % (without condensation) at +55 °C (131 °F)
Pollution degree	Class 2
Degree of protection	IP30

#### Electromagnetic compatibility

##### Emission tests

Emission (radiated and conducted)	EN 55022/EN 55011/FCC Class A
-----------------------------------	-------------------------------

##### Immunity tests – Radiated disturbances

Electrostatic discharge	EN 61000-4-2
Radiated radio-frequency fields	EN 61000-4-3
Magnetic fields at power frequency	EN 61000-4-8

##### Immunity tests – Conducted disturbances

Fast transient bursts	EN 61000-4-4
Surges	EN 61000-4-5
Conducted disturbances, induced by radio-frequency fields	EN 61000-4-6

#### Safety

International	IEC 60950
United States	UL 508/UL 60950
Canada	cUL (in compliance with CSA C22.2, no. 60950)
Australia / New Zealand	AS/NZS 60950

#### Certification

Europe	CE
--------	----

#### 2-wire/4-wire RS485 communication ports

##### Electrical interface

Standard	EIA 2-wire/4-wire RS485 differential
Max. number of Sepam units per ECI850	2 Sepam series 60 and series 80 or 3 Sepam series 40 or 5 Sepam series 20

##### Maximum length of 2-wire/4-wire RS485 network

Maximum length of network	1000 m (3300 ft)
---------------------------	------------------

#### Ethernet communication port

Number of ports	1
Type of port	10/100 Base Tx
Protocols	HTTP, FTP, SNMP, SNTP, ARP, SFT, IEC 61850 TCP/IP
Transmission rate	10/100 Mb/s

## Compatibility

An ECI850 module can be used on the following Sepam base units, starting from indicated versions:

- base S20: V0526
- base S40: V3.0
- base S60: V1.00
- base S80: V3.0



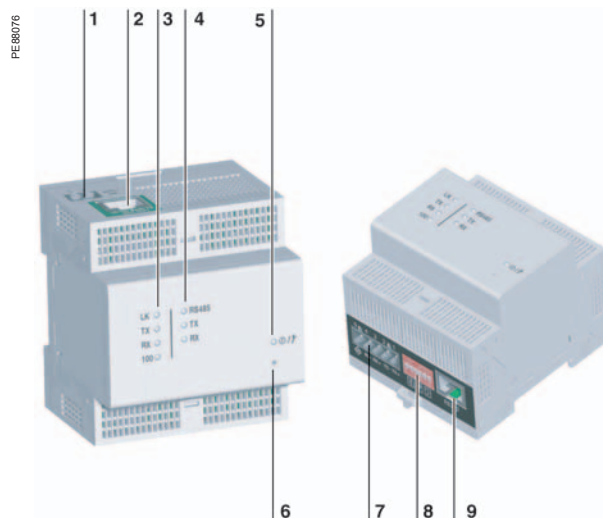
# Sepam IEC 61850 level 1 ECI850

## Characteristics (cont.)

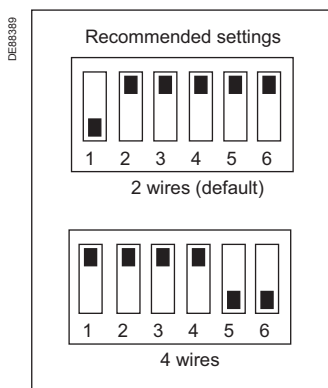
PRI surge arrester	
Electrical characteristics	
Utilisation voltage	48 VDC
Full discharge current	10 kA (8/20 µs wave)
Rated discharge current	5 kA (8/20 µs wave)
Level of protection	70 V
Response time	< 1 ns
Connection	
Tunnel terminals	Wires with maximum cross-section of 2.5 mm <sup>2</sup> to 4 mm <sup>2</sup> (AWG 12-10)

## Description

- 1 LED: Power on and maintenance
- 2 Serial-link LEDs:
  - RS485 LED: link to network activated
  - On: RS485 mode
  - Off: RS232 mode
  - flashing TX LED: ECI850 sending
  - flashing RX LED: ECI850 receiving
- 3 Ethernet LEDs:
  - green LK LED on: link to network activated
  - flashing green Tx LED: ECI850 sending
  - flashing green Rx LED: ECI850 receiving
  - green 100 LED:
  - On: transmission rate = 100 Mbit/s
  - Off: transmission rate = 10 Mbit/s
- 4 10/100 Base Tx port for Ethernet connection via RJ45 connector
- 5 24 V DC connection
- 6 Reset button
- 7 RS485 connector
- 8 RS485 setup switches
- 9 RS232 connector



5



RS485 network setup.

### RS485 network setup

The RS485 setup switches are used to select the network-polarisation (bias) and line-impedance matching resistors and the type of RS485 network (2-wire/4-wire). The default settings are for a 2-wire RS485 with network-polarization and line-impedance matching resistors.

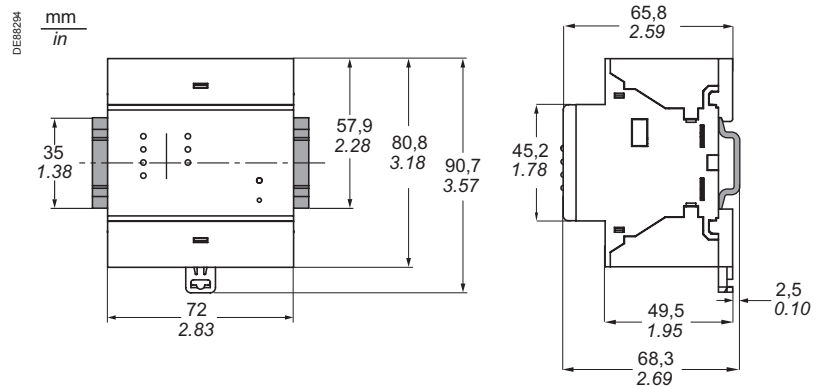
Line-impedance matching using resistors	SW1	SW2	SW3	SW4	SW5	SW6
2-wire RS485	OFF	ON				
4-wire RS485	ON	ON				
Polarisation (bias)	SW1	SW2	SW3	SW4	SW5	SW6
at 0 V			ON			
at 5 V				ON		
RS485 network type	SW1	SW2	SW3	SW4	SW5	SW6
2-wire					ON	ON
4-wire					OFF	OFF

### Ethernet link set-up

The TCSEAK0100 configuration kit can be used to connect a PC to the ECI850 to set up the Ethernet link.

# Sepam IEC 61850 level 1 ECI850

## Dimensions



### CAUTION

#### TO AVOID DAMAGING THE ECI850

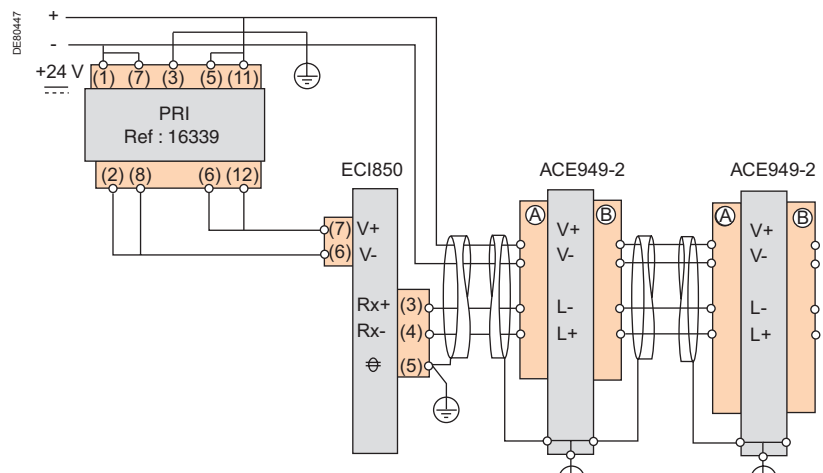
- Connect the PRI surge arrester as indicated in the diagrams below.
- Check the quality of the earthing conductors connected to the surge arresters.

**The equipment may be damaged if these instructions are not followed.**

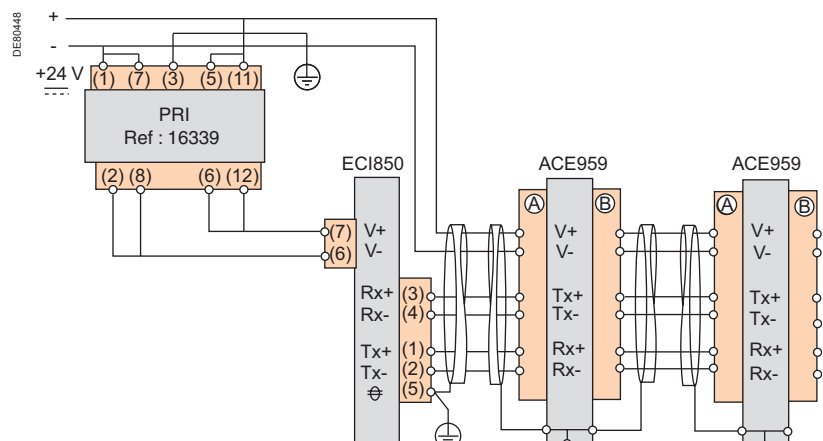
### Connection

- Connect the supply and the RS485 twisted pair using the  $\leq 2.5 \text{ mm}^2$  cable ( $\geq \text{AWG } 12$ ).
- Connect the 24 V DC supply and earth to inputs 1, 5 and 3 on the PRI surge arresters supplied with the ECI850.
- Connect outputs 2 and 6 of PRI surge arresters (cat. no. 16595) to the - and + terminals on the terminal block with black screws.
- Connect the RS485 twisted pair (2 or 4 wires) to the terminals (RX+ RX- or RX+ RX- TX+ TX-) on the terminal block with black screws.
- Connect the shielding of the RS485 twisted pair to the  $\ominus$  terminal on the terminal block with black screws.
- Connect the Ethernet cable to the green RJ45 connector.

#### 2-wire RS485 network



#### 4-wire RS485 network



## Anexo 3: *D400 Substation Gateway*

# D400

## Substation Gateway



## Hardware User's Manual

994-0089

Version 1.30 Revision 5

- O Indicates that this toxic or hazardous substance contained in all of the homogeneous materials for this item is below the limit required in PRC SJ/T11363-2006 and EU Directive 2002/95/EC (RoHS)
- X: Indicates that this toxic or hazardous substance contained in at least one of the homogeneous materials used for this item is above the limit requirement in PRC SJ/T11363-2006 and EU Directive 2002/95/EC (RoHS)

The maximum concentration limits (MCV's) apply.

<b>Lead (Pb)</b>	0.1% by weight	=	1000 mg/kg	=	1000 ppm
<b>Mercury (Hg)</b>	0.1% by weight	=	1000 mg/kg	=	1000 ppm
<b>Cadmium (Cd)</b>	0.01% by weight	=	100 mg/kg	=	100 ppm
<b>Chromium VI (Cr6)</b>	0.1% by weight	=	1000 mg/kg	=	1000 ppm
<b>PBB, PBDE</b>	0.1% by weight	=	1000 mg/kg	=	1000 ppm

## Product overview

The D400 Substation Gateway is a secure, substation hardened and CE Marked communications gateway that collects metering, status, event and fault report data from intelligent electronic devices (IEDs). It summarizes the data from devices and makes it available to a master station or host computer over standard SCADA protocols. TCP/IP network connections are supported over the built-in 10/100 MB Ethernet interface and dial-up (external modem required).

The D400 comes with a built-in human machine interface (HMI)/annunciator as part of the base software. A Local HMI can be accessed through the Keyboard, Video, Mouse interface. A full featured substation HMI is accessed using a standard Web browser (HTTP/HTTPS) network connection. The D400 is configured "online" through a standard Web browser.

## Hardware overview

The D400 is built on a flexible, high-performance, expandable platform powered by a 650 MHz or 1.0 GHz processor. It is distinguished by the noticeable lack of a hard drive and fan, employing instead the rugged and reliable CompactFlash mass storage and engineered heat sink and ventilation.

The D400 supports various communication media types through a choice of input/output (I/O) adapter cards:

- Serial (up to 8 configurable 2-port adapter cards): RS-232, RS-485, Fiber Optic (Glass or Plastic)
- Ethernet: 10/100BaseT, 100BaseFX, or 10BaseFL/100BaseSX

Figure 1: D400 - front view



## Features

- Secure Web server (128-bit encryption)
- Secure SCADA communications through Secure Sockets Layer or Transport Layer Security (SSL/TLS)
- Secure access using SSH (Secure Shell)/SCP (Secure Copy)/HTTPS
- Secure terminal server, gateway, and/or data concentrator using SSL
- User configurable access level
- Support for remote user authentication
- Built-in alarm annunciator
- Support for time synchronization signals, including Network Time Protocol (NTP) and IRIG-B
- Support for DNP protocol for communications to multiple masters
- High-performance real-time database engine
- Internal Mini SQL™ database for archival of SOE and alarm records
- Built-in basic math/logic functions
- Event notification (e-mail)
- Portable memory device plug-in
- Dual CompactFlash cards for main and user storage
- Dual hot swappable power supply units
- Hot swappable communication adapter cards

## Product specifications

The D400 adheres to the following system, communications, electrical, physical and environmental specifications. Additional Standards and Protection are listed in *Appendix A, Standards & Protection*.

### System

<b>Processor</b>	650 MHz or 1.0 GHz Embedded CPU
<b>Memory</b>	512 MB of PC133 SDR RAM or 1 GB of PC133 DDR RAM 16 MB NVRAM standard for persistent event storage
<b>Storage</b>	No hard drive 512 MB Main Silicon Systems® CompactFlash card 256 MB User Silicon Systems CompactFlash card Both expandable to 2 TB, depending on available capacity of industrial CompactFlash cards
<b>Operating system</b>	Linux
<b>Embedded Mini SQL database</b>	Archive of SOE reports, alarm records, operator notes, HMI quality changes, PRFs, and point tags
<b>LED indicators</b>	<b>Main module</b> System status: Power, Ready, IRIG-B and Network port status Serial port status: Transmit and Receive status per port <b>Power Supplies</b> Power on (Green)

### Communications

<b>Network connections</b>	Single or optional dual redundant Ethernet interface Single Ethernet interface Fiber Optic and/or Twisted Pair 10/100BaseT (Isolated RJ-45 connector) 100BaseFX (Fiber Optic: 1300 nm, 50/125 µm, 62.5/125 µm multi-mode duplex fiber cable-ST connectors) 10BaseFL and 100BaseSX (Fiber Optic: 820 to 850 nm, 50/125 µm, 62.5/125 µm, 100/140 µm, and 200 µm HCS (hard clad silica) multimode duplex fiber cable-ST connectors) Data rate: 10 MBps and 100 Mbps
<b>Serial communications</b>	16 channels: RS-232/RS-485/Fiber optic Data rate: 300 to 115.2 Kbps <b>RS-232</b> Configurable for DCE/DTE operation Galvanic isolation Can drive IRIG-B signal to RS-232 ports (with optional IRIG-B Input card) <b>RS-485</b> 2-Wire/4-Wire support Galvanic isolation <b>Fiber Optic</b> Glass Optical Fiber serial port: (820 to 850 nm) 50/125 µm, 62.5/125 µm, 100/140 µm and 200 µm HCS multi-mode fiber with ST connectors Plastic Optical Fiber (POF) serial port: (660 nm), 1 mm core with Agilent Versatile Link Simplex connectors. POF is limited to a maximum of 38.4 kbps. Configurable ambient state (ON/OFF)
<b>Time synchronization</b>	<b>IRIG-B Input Module</b> IRIG-B format pulse width coded (PWC) signal, HCMOS or TTL levels on terminal block, IRIG-B format 1kHz AM modulated signal on BNC connector, and IRIG-B PWC signal on Fiber Optic (820 to 850 nm) ST connector. CPU time sync for internal database time stamping <b>Distribution Module</b> Can drive IRIG-B TTL signal from the input module for 16 IEDs <b>Signal Propagation</b> Propagated to all 16 RS-232 ports for devices Propagated to the distribution module

<b>USB KVM &amp; Audio</b>	Three USB v1.1 compliant Type A ports for connecting keyboard, mouse, or touchscreen HD D-Sub 15 socket for connecting an industrial SVGA display (in accordance with VESA® Plug & Display Standard) 3.5 mm stereo audio jack for audible alarms
<b>User connections</b>	Front Ethernet port for local connection to HMI Two USB v1.1 compliant Type A ports for USB device plug-in, such as keyboard, mouse, or touchscreen Front serial communication port (RS-232) for local maintenance
<b>Network connections</b>	Single or optional dual redundant Ethernet interface Single Ethernet interface Fiber Optic and/or Twisted Pair 10/100BaseT (Isolated RJ-45 connector) 100BaseFX (Fiber Optic: 1300 nm, 50/125 µm, 62.5/125 µm multi-mode duplex fiber cable-ST connectors) 10BaseFL and 100BaseSX (Fiber Optic: 820-850 nm, 50/125 µm, 62.5/125 µm, 100/140 µm, and 200 µm HCS (hard clad silica) multimode duplex fiber cable-ST connectors) Data rate: 10 MBps and 100 MBps

**Electrical**

<b>Rated power supplies</b>	<b>AC-DC</b>	100 to 240 VAC (±10 %) 127 VA maximum Minimum/Maximum AC voltage: 90 VAC / 265 VAC 100 to 300 VDC (±10 %) 135 W maximum Minimum/Maximum DC voltage: 88 VDC / 330 VDC
	<b>DC-DC</b>	20 to 55 VDC (±10 %) 135 W maximum Minimum/Maximum DC voltage: 18 VDC / 60 VDC
<b>Peak inrush current at 25 °C on cold start</b>	<b>AC-DC</b>	26.5 A <sub>peak</sub> (< 145 VAC or 205 VDC) 40 A <sub>peak</sub> (< 264 VAC or 370 VDC)
	<b>DC-DC</b>	35 A <sub>peak</sub> (< 60 VDC)
<b>Rated frequency (AC-DC)</b>	47 to 63 Hz (50/60 Hz)	
<b>Contact closures</b>	Solid-state photo-MOS device Output ratings at maximum ambient temperature: – Continuous current: 0.1 A continuous at 300 VAC or 300 VDC – Peak current: 0.28 A peak for 10 ms – Maximum on resistance: 35 ohm – Dielectric isolation: 2 kV <sub>RMS</sub>	

**Physical**

<b>Overall height</b>	2U (3.47") [88.12 mm]
<b>Width</b>	19" rack mount [482.59 mm]
<b>Depth</b>	12.24" [310.95 mm] for chassis and rear connectors 13.04" [331.34 mm] with front clearance for protruding parts
<b>Recommended cable clearance</b>	3.75" [95.25 mm] for units with fiber optic connections 2.0" [50.8 mm] for units without fiber optic connections
<b>Recommended work area clearance</b>	36" [0.91 m] depth by 30" [0.76 m] width on front and back of device.
<b>Unit gross weight</b>	15.4 lb [7.0 kg]
<b>Packing carton</b>	Size: 23.6" x 16.1" x 14.6" [600 mm x 410 mm x 372 mm] Gross Weight: 20.0 lb [9.1 kg]
<b>Material/Finish</b>	Galvanealed steel with black powder coat



# D400 Substation Gateway

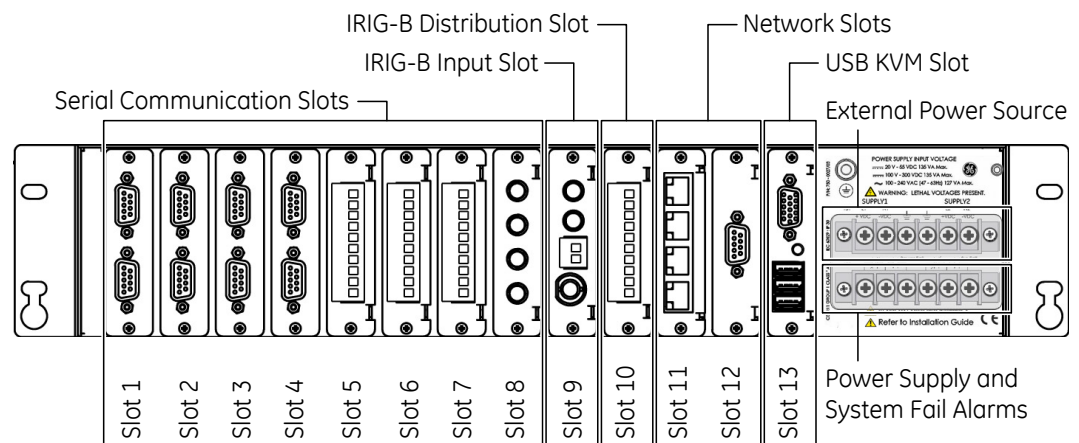
## Chapter 3: Setting Up Communication Cards

This chapter describes the D400 communication cards and how to change the card settings for the different configuration options. The communication cards are factory installed in the D400 with default settings.

### Communication cards

All communication cards plug into I/O adapter card slots at the rear of the D400 chassis. The communication cards are powered from the backplane of the D400.

Figure 7: D400 I/O adapter card slots



## Types of communication cards

The types of communication cards included in your D400 depend on what was ordered for your substation application. The following types of communication cards are available for the D400:

- Serial (Slots 1 to 8)
  - RS-232
  - RS-485
- Fiber Optic Serial (glass or plastic)
  - IRIG-B (Slots 9 and 10)
  - IRIG-B Input
  - IRIG-B Distribution
- Network (Slots 11 and 12)
  - 4-Port Twisted-Pair Ethernet Switch
  - Hot Standby Fiber Optic Ethernet Switch
  - Redundant Twisted-Pair Ethernet + COM2 Port
  - COM2 Port
- USB KVM (Slot 13)
  - Keyboard, Video and Mouse

---

## Changing card settings

The communication cards are factory installed with default settings. You may want to adjust individual card settings to work with your specific system set up. The communication cards are hot swappable -- this means you do *not* have to power down the D400 unit to remove and install the communication cards.

### To change the settings on a communication card



TIP

1. At the rear panel of the D400, using a flathead or Phillips screwdriver loosen (but don't completely remove) the two screws from the top and bottom of the communication card.
2. Using the flathead screwdriver, gently pry the top of the card from the slot and remove it from the chassis.
3. Refer to the instructions in the following sections to make any required changes to the switch settings on the card.

Use a small flathead screwdriver (same as used to remove the communication card screws) to change switch positions.

4. Slide the card into the same slot you removed it from, and tighten the two screws.

### **NOTICE**

For proper transient protection, the recommended tool torque settings for communication card screws are 2.6 in-lb [0.294 Nm].

# D400 Substation Gateway

## Chapter 4: Connecting to Devices and Networks

This chapter provides guidelines for making physical connections between the D400 and substation and network devices.

---

### Connection types

The D400 can accommodate a wide range of devices and network connections through a variety of communication card options.

For more information about the types of communication cards and configuration options, see Chapter 3, *Setting Up Communication Cards*.

### Serial

The D400 can support up to 16 serial connections (up to 8 serial adapter cards with 2 ports each) to a variety of GE and other vendor devices, including:

- Protective relays
- Meters
- Programmable logic controllers (PLCs)
- Remote terminal units (RTUs)
- Monitoring equipment
- Digital fault recorders (DFRs)
- Sequence of event (SOE) recorders
- Load tap changers (LTCs)

The following types of serial connections are supported in single or multi-dropped set ups:

- RS-232
- RS-485 (2-wire or 4-wire)
- Fiber Optic Serial (glass or plastic)

## Network

The D400 can support up to eight network connections to host and network clients, including:

- SCADA master station
- Substation LAN
- Enterprise network (Corporate wide area network). The following networking connections are supported:
  - Ethernet (Twisted pair or Fiber optic)
  - COM2 (for dial-up)

---

## Time synchronization

The D400 accepts a time synchronization input (IRIG-B format) from GPS receivers that can be subsequently distributed to connected devices.

## Local substation computer

A substation computer can be set up with the D400 through the USB KVM connections to access the local HMI.

Optionally, a portable PC can be connected to the front Ethernet port to access the HMI.

## Local maintenance

A local PC can be directly connected to the D400 through the front serial communications port to perform system maintenance using the D400 System Utilities.

---

## Cabling overview

The D400 provides a series of I/O adapter cards for connecting cables and wiring from substation devices and network interfaces. All physical connections are made to easily accessible connectors on the rear panel of the D400.

## Anexo 4: *615 Series Technical Manual*



Relion® Protection and Control

# 615 series Technical Manual

---

## Section 2      615 series overview


### 2.1              Overview

615 series is a product family of IEDs designed for protection, control, measurement and supervision of utility substations and industrial switchgear and equipment. The design of the IEDs has been guided by the IEC 61850 standard for communication and interoperability of substation automation devices.

The IEDs feature draw-out-type design with a variety of mounting methods, compact size and ease of use. Depending on the product, optional functionality is available at the time of order for both software and hardware, for example, autoreclosure and additional I/Os.

The 615 series IEDs support a range of communication protocols including IEC 61850 with GOOSE messaging, IEC 60870-5-103, Modbus<sup>®</sup> and DNP3.

**Table 3:** *Predefined user categories*

Username	User rights
VIEWER	Read only access
OPERATOR	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Selecting remote or local state with  (only locally)</li> <li>• Changing setting groups</li> <li>• Controlling</li> <li>• Clearing indications</li> </ul>
ENGINEER	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Changing settings</li> <li>• Clearing event list</li> <li>• Clearing disturbance records</li> <li>• Changing system settings such as IP address, serial baud rate or disturbance recorder settings</li> <li>• Setting the IED to test mode</li> <li>• Selecting language</li> </ul>
ADMINISTRATOR	<ul style="list-style-type: none"> <li>• All listed above</li> <li>• Changing password</li> <li>• Factory default activation</li> </ul>



For user authorization for PCM600, see PCM600 documentation.

## 2.5

## Communication

The IED supports a range of communication protocols including IEC 61850, IEC 60870-5-103, Modbus® and DNP3. Operational information and controls are available through these protocols. However, some communication functionality, for example, horizontal communication between the IEDs, is only enabled by the IEC 61850 communication protocol.

The IEC 61850 communication implementation supports all monitoring and control functions. Additionally, parameter settings, disturbance recordings and fault records can be accessed using the IEC 61850 protocol. Disturbance recordings are available to any Ethernet-based application in the standard COMTRADE file format. The IED can send and receive binary signals from other IEDs (so called horizontal communication) using the IEC61850-8-1 GOOSE profile, where the highest performance class with a total transmission time of 3 ms is supported. Further, the IED supports sending and receiving of analog values using GOOSE messaging. The IED meets the GOOSE performance requirements for tripping applications in distribution substations, as defined by the IEC 61850 standard. The IED can simultaneously report events to five different clients on the station bus.

The IED can support five simultaneous clients. If PCM600 reserves one client connection, only four client connections are left, for example, for IEC 61850 and Modbus.



All communication connectors, except for the front port connector, are placed on integrated optional communication modules. The IED can be connected to Ethernet-based communication systems via the RJ-45 connector (100Base-TX) or the fibre-optic LC connector (100Base-FX).

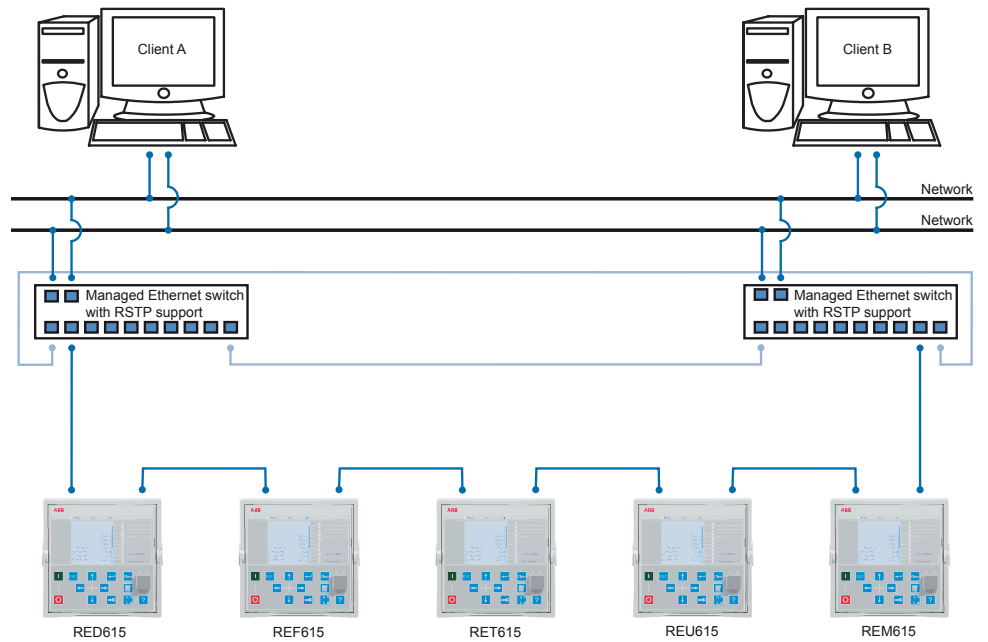


Figure 6: Self-healing Ethernet ring solution



The Ethernet ring solution supports the connection of up to thirty 615 series IEDs. If more than 30 IEDs are to be connected, it is recommended that the network is split into several rings with no more than 30 IEDs per ring.

## 12.3 Communication connections

The front communication connection is an RJ-45 type connector used mainly for configuration and setting.

For RED615, the rear communication module is mandatory due to the connection needed for the line-differential protection communication. If station communication is needed for REF615, REM615 or RET615, an optional rear communication module is required. Several optional communication connections are available.

- Galvanic RJ-45 Ethernet connection
- Optical LC Ethernet connection
- ST-type glass fibre serial connection
- EIA-485 serial connection
- EIA-232 serial connection



Fibre optic equipment and cables are very sensitive to dust and dirt. Handle them with care. If the fibre is disconnected from the modem, set the protective hood on the transmitter/receiver. Keep the protective hood on during transportation.



If contaminated, clean optical connectors with a cleaning stick. Recommended cleaning fluids are methyl alcohol, ethyl alcohol, isopropyl alcohol or isobutyl alcohol.

### 12.3.1 Ethernet RJ-45 front connection

The IED is provided with an RJ-45 connector on the LHMI. The connector is mainly for configuration and setting purposes. The interface on the PC side has to be configured in a way that it obtains the IP address automatically. There is a DHCP server inside IED for the front interface only.

The events and setting values and all input data such as memorized values and disturbance records can be read via the front communication port.

Only one of the possible clients can be used for parametrization at a time.

- PCM600
- LHMI
- WHMI

The default IP address of the IED through this port is 192.168.0.254.

The front port supports TCP/IP protocol. A standard Ethernet CAT 5 crossover cable is used with the front port.



The speed of the front connector interface is limited to 10 Mbps.

## 12.3.2 Ethernet rear connections

The Ethernet station bus communication module is provided with either galvanic RJ-45 connection or optical multimode LC type connection, depending on the product variant and the selected communication interface option. A shielded twisted-pair cable CAT 5e is used with the RJ-45 connector and an optical multi-mode cable ( $\leq 2$  km) with the LC type connector.

In addition, communication modules with multiple Ethernet connectors enable the forwarding of Ethernet traffic. The variants include an internal switch that handles the Ethernet traffic between an IED and a station bus. In this case, the used network can be a ring or daisy-chain type of network topology. In loop type topology, a self-healing Ethernet loop is closed by a managed switch supporting rapid spanning tree protocol. In daisy-chain type of topology, the network is bus type and it is either without switches, where the station bus starts from the station client, or with a switch to connect some devices and the 615 series of IEDs chain to the same network.

Communication modules including Ethernet connectors X1, X2, and X3 can utilize the third port for connecting any other device (for example, an SNTP server, that is visible for the whole local subnet) to a station bus. In RED615, the first Ethernet port X16 is dedicated to the line differential communication and it cannot be used for station bus communication.

The IED's default IP address through rear Ethernet port is 192.168.2.10 with the TCP/IP protocol. The data transfer rate is 100 Mbps.

## 12.3.3 EIA-232 serial rear connection

The EIA-232 connection follows the TIA/EIA-232 standard and is intended to be used with a point-to-point connection. The connection supports hardware flow control (RTS, CTS, DTR, DSR), full-duplex and half-duplex communication.

## 12.3.4 EIA-485 serial rear connection

The EIA-485 communication module follows the TIA/EIA-485 standard and is intended to be used in a daisy-chain bus wiring scheme with 2-wire half-duplex or 4-wire full-duplex, multi-point communication.

## Anexo 5: Cotización presupuestal ABB



Realizado por  
Jonathan López

Fecha  
Enero 06 de 2015

Nuestra referencia  
4SPS.273

Lugar  
Bogotá

Su fecha

Su referencia

SEÑORES:  
**TERMOTASAJERO**  
Cúcuta, Colombia

Atn. Isaias Martinez  
Coordinador de proyectos

**Asunto: INTEGRACIÓN RELES DE PROTECCION A SISTEMA DE CONTROL EN TERMOTASAJERO**

Estimado Ingeniero,

De acuerdo con su solicitud adjunto encontrará nuestra Solución Presupuestal 4SPS.273.

Agradecemos su atención y esperamos que esta propuesta sea de su interés y conveniencia y quedamos a su disposición para atender cualquier duda o consulta adicional al respecto, esperando estar a la altura de sus expectativas.

Atentamente,

**Jonathan López**  
**Gerente de Ventas**  
**Automatización Subestaciones**

**ABB Ltda.**

---

Direcciones:	Teléfono	Fax	Línea de atención nacional	Página WEB
<b>Sede Administrativa:</b> Avenida Cra. 45 No. 108-27, Torre 1, Piso12 Centro Empresarial Paralelo 108 (Autopista Norte), Bogotá D.C., Colombia.	417 8000 546 4600	415 6498	01 8000 522 226	<a href="http://www.abb.com">www.abb.com</a>
<b>Sede Industrial:</b> Cra. 100 No. 25 D 61 Bogotá D.C., Colombia.				