

3 AUTOMATIZACIÓN ACTUAL DE UNA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA

Actualmente el proceso de automatización de las subestaciones eléctricas es un proceso enfocado principalmente a la correcta operación y funcionalidad de los equipos que conforman la subestación eléctrica. Como se sabe, en la actualidad las subestaciones poseen equipos que en su mayoría tienen una antigüedad entre 10 y 20 años, por lo que la integración en un sistema SCADA de estos equipos se ve obstaculizada por la antigüedad de estos. Este mismo problema puede ocurrir también en los niveles inferiores de tensión.

No obstante, la automatización de las subestaciones eléctricas en la actualidad se viene dando de modo tal que los equipos son integrados a sistemas SCADA HMI (Human Machine Interface), a través de diversos protocolos, dependiendo del fabricante de cada uno de los equipos. Es por eso que se ven integraciones de sistemas SCADA con la integración de equipos de una marca, otras integraciones con equipos de diferente marca, o incluso se ven integraciones mixtas en las cuales se integran a un mismo sistema SCADA diferentes equipos de distintos fabricantes. Esto se logra por la utilización de protocolos libres (abiertos).

3.1 SISTEMA DE CONTROL, PROTECCIÓN Y TELECONTROL

El sistema de control, protección y telecontrol (SCPT) es el sistema que permite controlar local y remotamente una subestación. Permite realizar órdenes sobre los interruptores y seccionadores, recoger las señales, transmitir las alarmas que se puedan producir y visualizar las medidas, todo ello en tiempo real. Además de controlar la subestación, también permite proteger las instalaciones de posibles faltas o cortocircuitos que se puedan producir, tanto en los elementos de las subestaciones como en las líneas que las unen.

IMPLEMENTACIÓN PRÁCTICA DEL PROTOCOLO IEC 61850 EN SUBESTACIONES ELÉCTRICAS. PROBLEMAS Y SOLUCIONES

Dependiendo de las necesidades de operación particulares de cada subestación eléctrica, pueden existir varios niveles de control:

- **Operación local** a nivel del propio equipo.
- **Operación remota** desde el edificio de control. Puede estar originada en el armario de control de la posición (mULC), en la unidad central de la subestación (CCS), o en el centro de control de la compañía.

Para la operación coordinada de los diferentes niveles de control se emplean redes y medios de comunicación, generalmente propiedad de la compañía eléctrica.

Por lo general, desde el punto de vista de control, una subestación eléctrica está dividida en tres niveles, en función de las necesidades de operación particulares.

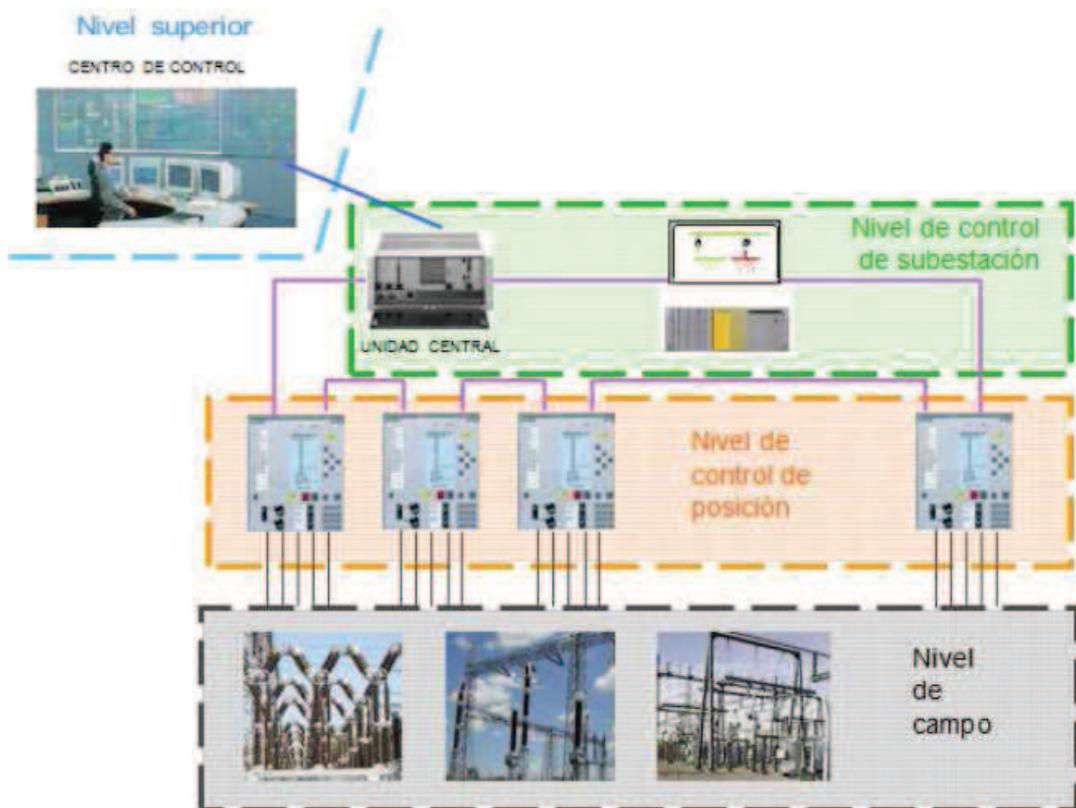


Figura 4. Niveles de control de una subestación

IMPLEMENTACIÓN PRÁCTICA DEL PROTOCOLO IEC 61850 EN SUBESTACIONES ELÉCTRICAS. PROBLEMAS Y SOLUCIONES

3.1.1 NIVEL 1

El primer nivel mostrado en la Figura 5 es el compuesto por los equipos primarios (seccionadores, interruptores y transformadores de corriente y tensión). Se denomina nivel de campo.

El control de este nivel reside en el propio mando del interruptor o seccionador y en la lógica de control implementada en el propio gabinete de mando. En este nivel también se encuentran los canales de comunicación encargados de establecer el intercambio de datos y órdenes entre el control digital y los equipos de alta tensión.

Estos canales están conformados por cables de cobre multiconductores, en los que cada orden, señal o medida circula por un conductor diferente. Debido a esto, es necesario instalar un gran número de multiconductores de cobre en una subestación.



Figura 5. Nivel de campo de una subestación

3.1.2 NIVEL 2

El segundo nivel se denomina nivel de control de posición. Es el formado por los armarios de control y protección, que a su vez se componen de las mULCs (unidades de control digital o control convencional mediante selectores, pulsadores y relés auxiliares, dependiendo de la tecnología de control empleada), las protecciones y todos aquellos elementos encargados de las funciones asociadas al conjunto de la posición (e.g. control, supervisión, enclavamientos, regulación de tensión, protección y medida).

Existen casos en los que los equipos empleados para la posición son equipos independientes, cada uno con su función: control, protección, medida, osciloperturbógrafos, paneles de alarma independientes, etc. Se pueden emplear, incluso, uno o varios equipos de protección para cubrir las exigencias requeridas en la posición. No obstante, actualmente, lo más habitual es instalar equipos multifunción que incluyen todas o varias de las funciones mencionadas anteriormente.

Este nivel es el encargado de interactuar directamente con el nivel de campo, obteniendo los datos mediante entradas y salidas analógicas y digitales.

Se instala un armario de control y protección para cada una de las posiciones de la subestación. Actualmente, las celdas de MT llevan el armario de control y protección integrado en la misma celda.



Figura 6. Conjunto armarios control y protección



Figura 7. Armario de control y protección de línea AT

La unidad de control, al igual que los relés de protección o los equipos multifunción (control y protección), cuenta con facilidades de comunicación que permiten implementar redes de comunicación para el intercambio de información con la unidad de control de la subestación. Cada fabricante utiliza un protocolo de comunicación diferente, por lo que instalar equipos de varios fabricantes obliga a poner conversores de protocolos.

3.1.3 NIVEL 3

El tercer nivel es el nivel de control de la subestación, compuesto por la CCS (Unidad de Control de Subestación). Desde esta plataforma se realizan las tareas de supervisión, maniobra y control del conjunto de toda la subestación, incluyendo todas las posiciones de alta y media tensión. Todo se realiza a través de equipos HMI, utilizando un software SCADA local para la subestación.

Para realizar el control de la subestación desde centros remotos, tales como los centros de control de las compañías eléctricas, se utiliza un interfaz de comunicaciones hacia estos niveles superiores (Gateway). Esto permite la transferencia de estados, mediciones, contadores y archivos SCADA local de la subestación y el centro de control remoto.

A través de un conjunto de switches y conexiones, por lo general de fibra óptica, se confeccionan las redes de área local (LAN) para el intercambio de datos en el nivel de subestación. Estas redes son por lo general del tipo estrella, aunque también se emplea el esquema de anillo entre las mULCs y el CCS.



Figura 8. Unidad Central de Subestación (CCS)

3.1.4 TELEGESTIÓN

Además del sistema de control, protección y telecontrol, desde hace unos años las compañías eléctricas están instalando un sistema de telegestión para los equipos de control y protección.

Este sistema permite acceder, desde un ordenador con conexión a Internet, a cada uno de los equipos de control y protección de una subestación. El objetivo es realizar las diferentes operaciones de mantenimiento o gestión sobre el equipo que antes únicamente se podían realizar desplazándose hasta la subestación.

Ejemplos significativos de estas acciones pueden ser cargar o descargar configuraciones, recoger registros de oscilos o cambiar los parámetros de los ajustes de las protecciones.

3.1.5 ENCLAVAMIENTOS

Un concepto que conviene tener claro, para comprender el sistema de control de una subestación eléctrica, es el de enclavamiento.

Un enclavamiento es un dispositivo que controla la condición de estado de cierto mecanismo para habilitar o no un accionamiento. Esto es necesario en equipos de maniobra donde se desee lograr una condición de seguridad para su accionamiento y obtener mayor confiabilidad en la operación minimizando los riesgos eléctricos.

A la hora de definir los criterios de enclavamiento entre los distintos elementos de maniobra existentes en las subestaciones se tienen en consideración distintos condicionantes:

- Condicionantes técnicos de seguridad. Entendiendo tanto la seguridad de los propios equipos como del personal. Determinados elementos de maniobra sólo pueden actuar bajo determinadas condiciones del sistema (por ejemplo la maniobra de los seccionadores debe ser sin corte de potencia, o el bloqueo de la maniobra de un interruptor con alarma de segundo nivel de SF₆).
- Criterios de operación. Definidos por cada compañía (por ejemplo el bloqueo al cierre del interruptor de baja tensión de un transformador de potencia cuando está abierto el del lado de alta con el objeto de no energizar las máquinas por el devanado de baja tensión).

IMPLEMENTACIÓN PRÁCTICA DEL PROTOCOLO IEC 61850 EN SUBESTACIONES ELÉCTRICAS. PROBLEMAS Y SOLUCIONES

Atendiendo a la forma de materializar dichas lógicas de enclavamiento podemos tener las siguientes variantes:

- Enclavamientos mecánicos. Por ejemplo el enclavamiento al cierre entre el seccionador de puesta a tierra y el seccionador de línea.
- Enclavamientos cableados. Utilizando contactos directos de la aparamenta o de relés repetidores en lógicas cableadas.
- Enclavamientos programados. Utilizando un dispositivo electrónico (unidad de control) que gestione las distintas maniobras mediante una lógica programada. Este IED debe ser conocedor en todo momento de las posiciones de los distintos elementos de maniobra.

Es fundamental que la lógica de enclavamiento de cada posición se muestre en la hoja correspondiente de los esquemas desarrollados.

3.1.5.1 CRITERIOS GENERALES DE ENCLAVAMIENTO

Dependiendo del tipo de tecnología (aislamiento en aire, GIS, cabinas blindadas, etc.) o del nivel de tensión (MT o AT) se tendrán unas lógicas de enclavamiento ligeramente diferentes, pero de forma general, tendremos los siguientes criterios generales de enclavamiento:

- a) Cada seccionador estará enclavado con sus interruptores adyacentes, de forma que sólo se podrá maniobrar un seccionador (abrir o cerrar) estando los interruptores ABIERTOS.
- b) Para todos los seccionadores existirá un enclavamiento mecánico y manual mediante bulón, candado o similar que impida cualquier maniobra del seccionador (enclavamiento para descargo).

IMPLEMENTACIÓN PRÁCTICA DEL PROTOCOLO IEC 61850 EN SUBESTACIONES ELÉCTRICAS. PROBLEMAS Y SOLUCIONES

c) Para todos los seccionadores de mando eléctrico existirá un enclavamiento de forma que se impida la maniobra eléctrica cuando se esté realizando una maniobra manual mecánica (mediante manivela).

d) Existirá enclavamiento en ambos sentidos entre las cuchillas de puesta a tierra y las cuchillas principales en los seccionadores de línea con puesta a tierra, enclavamiento mecánico y, si es posible, también eléctrico.

e) Las cuchillas de puesta a tierra y los seccionadores se enclavarán entre sí de forma que, considerando todos los interruptores cerrados, la operación de un seccionador no provoque una falta a tierra (aunque el seccionador se encuentre al otro lado de un transformador de potencia).

f) En esquemas de doble barra, se permite la maniobra de ambos seccionadores de barras de una misma posición para conmutación de barras siempre y cuando el acoplamiento esté cerrado.

A continuación se muestran las condiciones lógicas mediante la siguiente simbología:

$XXX^{\overline{\text{■}}}$	Elemento abierto
XXX	Elemento cerrado
$PaTB^{\overline{\text{■}}}$	Barra NO puesta a tierra
$PaTB$	Barra puesta a tierra
+	Condición "O" (OR)
x	Condición "Y" (AND)
52	Interruptor
89B1	Seccionador de barras 1
89	Seccionador de línea
57	Seccionador de puesta a tierra
86	Relé de bloqueo y disparo NO actuado (de Trafo o de Barras)
98	Interruptor magnetotérmico de protección de secundario de transformador de tensión de línea cerrado
$F\bar{i}$	Interruptor magnetotérmico "i" de protección de secundario de transformador de tensión de barras abierto
3-1	Circuito de disparo 1 operativo

IMPLEMENTACIÓN PRÁCTICA DEL PROTOCOLO IEC 61850 EN SUBESTACIONES ELÉCTRICAS. PROBLEMAS Y SOLUCIONES

A continuación se ilustra, con un ejemplo práctico, un enclavamiento en la subestación Nueva Tintaya.

La posición sobre la que se va a hacer el estudio es la posición 1 (L/Socabaya 1) de dicha subestación y el seccionador en el que se centrará este estudio es el 89B1-1 (ver figura 9)

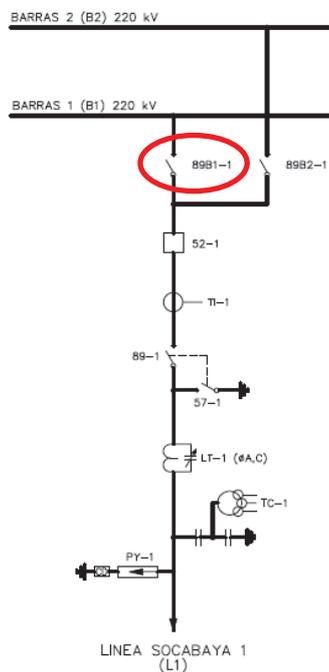


Figura 9. Esquema unifilar L/Socabaya 1

Las condiciones de enclavamiento de dicho seccionador son las que se muestran en la figura 10.

IMPLEMENTACIÓN PRÁCTICA DEL PROTOCOLO IEC 61850 EN SUBESTACIONES ELÉCTRICAS. PROBLEMAS Y SOLUCIONES

CONDICIONES DE ENCLAVAMIENTO
PARA LAS MANIOBRAS DE CIERRE Y APERTURA
DE LOS APARATOS DE LA LINEA - L1

APARATO	MANIOBRA	CONDICIONES
89B1-1	CIERRE-APERTURA	$[(\overline{52-T} + 50S-62 \text{ ACTUADA}) \bullet \overline{89B2-T} + (A \bullet 89B2-1)]$
89B2-1	CIERRE-APERTURA	$[(\overline{52-T} + 50S-62 \text{ ACTUADA}) \bullet 89B1-T + (A \bullet 89B1-1)]$
89-1	CIERRE-APERTURA	$\overline{57-T} \bullet (\overline{52-T} + 50S-62 \text{ ACTUADA})$
57-1	CIERRE-APERTURA	$\overline{89-T} \bullet 98-5/L1 \bullet \text{RELES MINIMA TENSION L1 SIN TENSION}$

52-1	APARATO CERRADO
$\overline{52-T}$	APARATO ABIERTO
50S-62	PROTECCION DE FALLO DEL INTERRUPTOR CORRESPONDIENTE ACTUADA
A	ACOPLAMIENTO CERRADO
\overline{A}	ACOPLAMIENTO ABIERTO
•	CONDICION - Y
+	CONDICION - O
98-5/L1	INTERRUPTOR AUTOMATICO ALIMENTACION RELES DE MINIMA TENSION CERRADO

Figura 10. Condiciones enclavamiento seccionador 89B1-1

Aquí se puede ver que existen dos caminos diferenciados que enclavan la maniobra del seccionador:

+ Enclavamiento 1: $(\overline{52 - 1} + 50S - 62) \cdot \overline{89B2 - 1}$

La condición de enclavamiento es que el seccionador 89B2-1 esté abierto y que, o bien el interruptor 52-1 esté abierto o que la función fallo interruptor (50S-62) esté activada.

+ Enclavamiento 2: $A \cdot 89B2-1$

La condición de enclavamiento es que el acoplamiento esté cerrado y el seccionador 89B2-1 también lo esté.

En la figura 11 se muestra estos dos caminos para el enclavamiento del seccionador 89B1-1. En rojo se ha marcado el enclavamiento 1 y en azul el enclavamiento 2.

IMPLEMENTACIÓN PRÁCTICA DEL PROTOCOLO IEC 61850 EN SUBESTACIONES ELÉCTRICAS. PROBLEMAS Y SOLUCIONES

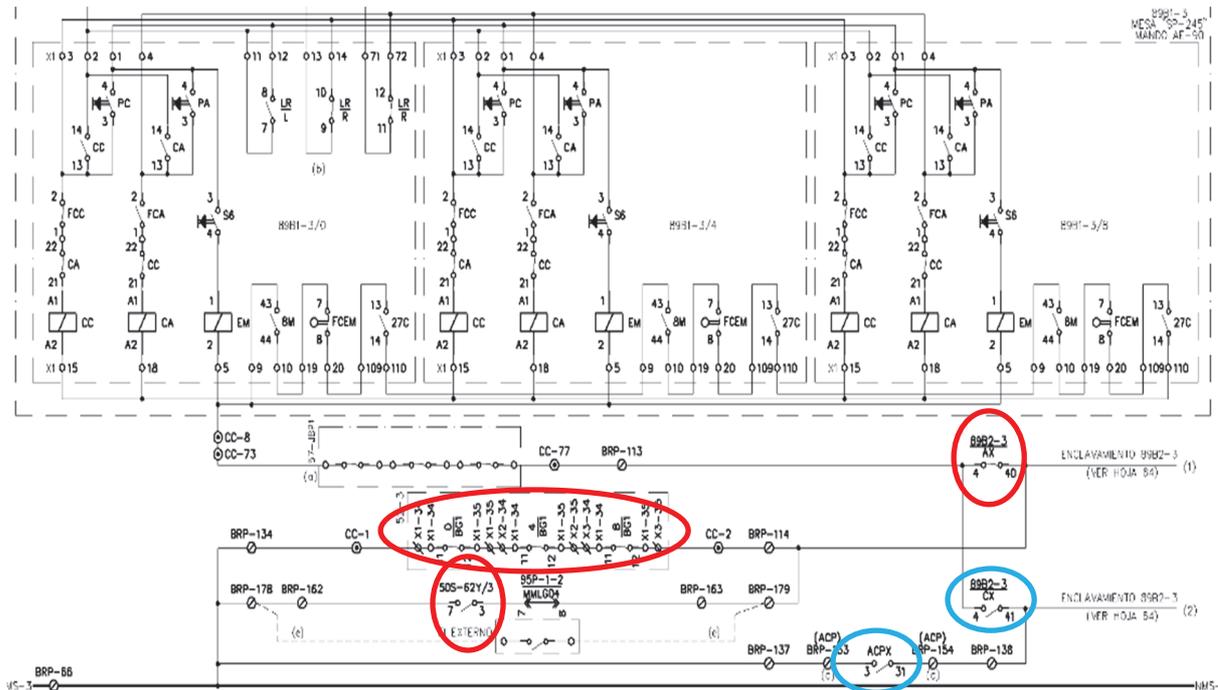


Figura 11. Enclavamiento seccionador 89B1-1

Del enclavamiento 1 merece la pena indicar que la posición del interruptor abierto se representa mediante contactos cerrados de las tres fases del propio interruptor (S02), la posición del seccionador se representa mediante un contacto cerrado de un relé biestable que tiene la información de la posición de dicho seccionador (figura 12) y el fallo interruptor es un contacto de un relé biestable que contiene esta información (figura 13).

IMPLEMENTACIÓN PRÁCTICA DEL PROTOCOLO IEC 61850 EN SUBESTACIONES ELÉCTRICAS. PROBLEMAS Y SOLUCIONES

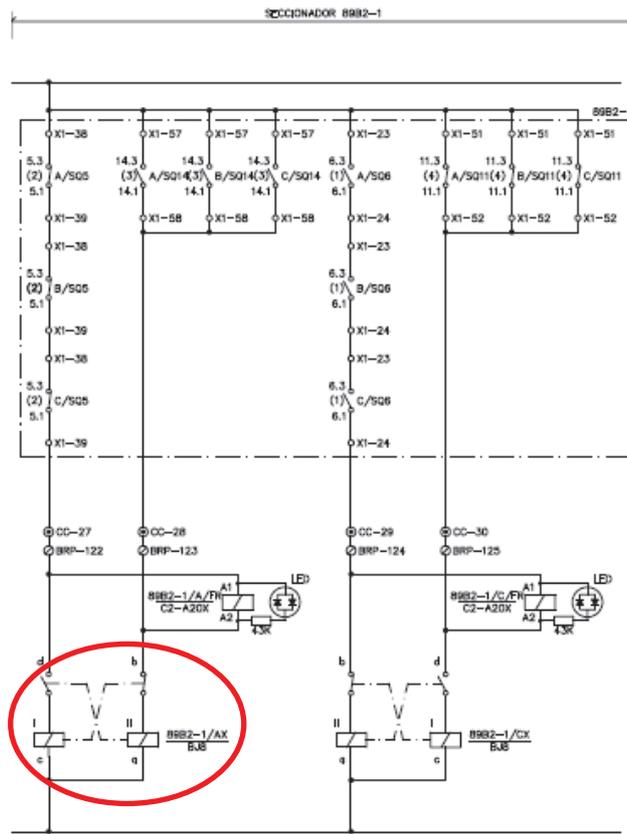


Figura 12. Posicionamiento seccionador 89B2-1

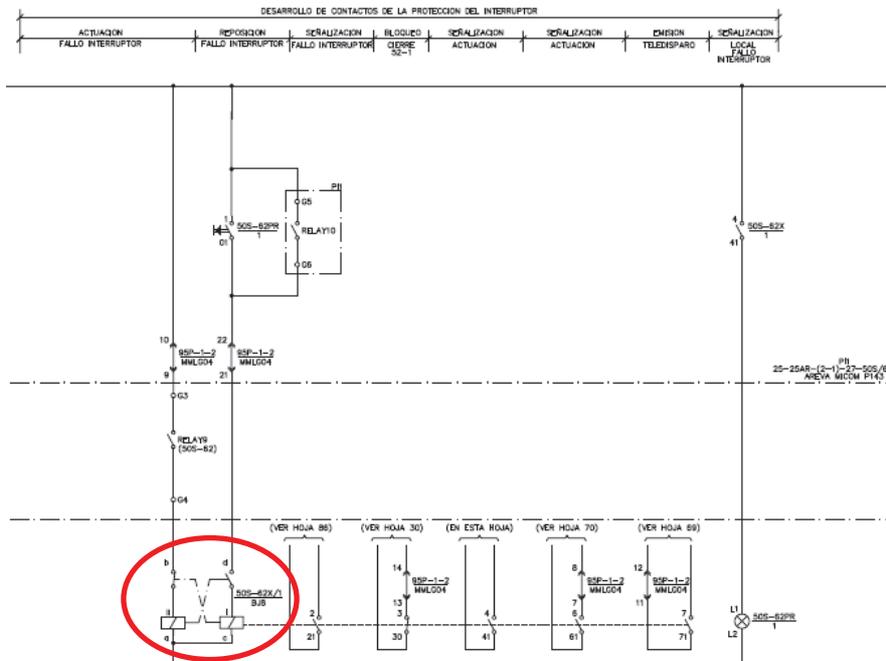


Figura 13. Estado fallo interruptor 50S-62

De la misma forma, del enclavamiento 2 hay que mencionar que la posición del seccionador 89B2-1 se representa mediante un contacto abierto del biestable que contiene la información de la posición del seccionador, al igual que pasa con el contacto abierto del relé que indica la posición del acoplamiento (ACPX).

Como información adicional se indica a continuación una descripción de los principales elementos que se encuentran en el mando, propiamente dicho, del seccionador 89B1-1 (figura 11).

En cada una de las fases se encuentran las bobinas de apertura (KM1) y cierre (KM2) del seccionador. Estas bobinas pueden ser excitadas de forma local (a través del pulsador de cierre (SB1) y apertura (SB2)) o de forma remota (a través de la mULC1). Esta maneta de local/remoto es la que se puede apreciar en la figura 11 como SA1.

Es importante entender que los enclavamientos cortan el negativo, y por lo tanto impiden la excitación de las bobinas de apertura y cierre si no se cumplen las condiciones antes descritas.

3.2 PROTOCOLOS DE AUTOMATIZACIÓN

Son protocolos diseñados exclusivamente para la transmisión de datos de equipos de control y automatización. Existen gran cantidad de protocolos de diferentes fabricantes con características y desventajas diversas. Pero es la pieza restante para lograr la integración de sistemas SCADA. Una vez configurado los equipos, configurado el Software SCADA y elegido el medio de comunicación, lo único que nos faltaría por escoger es el protocolo adecuado que cumpla la exigencia y presupuesto de nuestra integración.

Tomando en cuenta los 4 niveles de automatización, se presenta en la siguiente figura, en la cual tenemos los 6 protocolos con más uso en el mundo.

IMPLEMENTACIÓN PRÁCTICA DEL PROTOCOLO IEC 61850 EN SUBESTACIONES ELÉCTRICAS. PROBLEMAS Y SOLUCIONES

	IEC 60870-5-103	Profibus	DNP	Modbus	LON	IEC 61850
Centro de control	-	-	SI	-	-	SÍ (Futuro)
Nivel 3	SI	SI	SI	SI	SI	SI
Nivel 2	SI	SI	SI	SI	SI	SI
Nivel 1	NO	NO	NO	NO	NO	SI

Figura 14. Protocolos de Automatización

Cabe resaltar que en la actualidad el protocolo IEC61850 aún no cuenta con la característica de poder ser utilizado en la integración de sistemas SCADA, pues su diseño de comunicación no cuenta con la función de concentrar la información en un solo maestro (Centro de Control SCADA).

Se observa que en el Nivel 1 por lo general se realiza el cableado de campo a los módulos de entradas digitales y analógicos de los IED's (nivel 2), por lo cual no es necesaria la utilización de un protocolo de comunicación. No obstante, en este nivel, el protocolo IEC61850 es el único que está diseñado para la comunicación de equipos de campo.

Como se puede observar en la figura anterior, el protocolo DNP se presenta en los tres últimos niveles de automatización (niveles 2, 3 y centro de control), y es en la actualidad uno de los pocos protocolos que pueden realizar la comunicación desde los IED's hasta los centros de control SCADA, usando siempre el mismo protocolo DNP.

El protocolo IEC61850 es el único protocolo que a futuro abarca los 4 niveles de automatización. En la actualidad, el protocolo IEC61850 aun no está implementado para trabajar en el nivel de centro de control.

3.2.1 PROTOCOLOS PROPIETARIOS

Los protocolos son denominados propietarios porque son diseñados exclusivamente para operar con determinadas marcas de equipos (SIEMENS, ABB, GE, Allen Bradley, etc.).

La desventaja de los protocolos propietarios es que se obliga a los usuarios a utilizar una misma marca en los diferentes equipos eléctricos. La tendencia a futuro es lograr estandarizar los protocolos con la finalidad de brindar al cliente diferentes soluciones de diversas marcas.

3.2.2 PROTOCOLOS ABIERTOS

Los protocolos son denominados abiertos o libres, debido a que están diseñados para operar indistintamente cual fuera la marca del equipo a integrar.

Por ejemplo son protocolos abiertos los protocolos: Modbus, DNP 3.0, OPC, IEC 61850, etc (algunos de estos protocolos se explican con más detalle en el Anexo de este Trabajo Fin de Máster).

Existen diversas variaciones de un mismo protocolo abierto que los fabricantes de equipos pueden realizar en cada uno de sus productos, pero es en si la forma de operación y el cumplimiento de estos estándares lo que hacen que los protocolos abiertos sean muy utilizados en la actualidad.

3.3 NUEVAS TENDENCIAS EN LA AUTOMATIZACIÓN DE UNA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA

3.3.1 PROYECCIÓN DE LA AUTOMATIZACIÓN EN UNA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA

El proceso de automatización de una subestación eléctrica viene siendo enfocado directamente al avance tecnológico de los dispositivos que se encargan de la operación de la subestación eléctrica. Es por eso que la proyección de este proceso de automatización está apuntando a la utilización de sistemas automatizados con funciones específicas de concentración y transmisión de datos. Con estos dispositivos se está logrando la reducción del cableado de señales de los equipos de campo hacia cada uno de los bastidores.

Un ejemplo de esta proyección es la instalación de transductores electroópticos, en los cuales las medidas de tensión e intensidad se llevarán desde el transductor al bastidor mediante fibra óptica, eliminando de esta forma el actual cableado de cobre. Este concepto se explica con más detalle en el Apartado 6 de este Trabajo Fin de Máster.

En las siguientes figuras se puede observar esta proyección a futuro a la cual apunta la automatización de la subestación eléctrica.

Es importante tener en cuenta que en esta proyección se ve la necesidad de contar con protocolos de comunicación diseñados para cumplir con estas funciones.

A continuación en la figura 15 se muestra el diagrama de la arquitectura del proceso de automatización actual de una subestación eléctrica, en el cual se observa la gran cantidad de señales cableadas de los equipos de campo hacia los IED's.

IMPLEMENTACIÓN PRÁCTICA DEL PROTOCOLO IEC 61850 EN SUBESTACIONES ELÉCTRICAS. PROBLEMAS Y SOLUCIONES

Además, se observa que la unidad remota terminal (RTU) capta, mediante el protocolo de comunicaciones correspondiente, toda la información de todos los IEDs que componen las diferentes posiciones de la subestación y es quien envía la información hacia el SCADA HMI. De la misma forma, procesa las órdenes procedentes desde el SCADA y las envía al IED correspondiente.

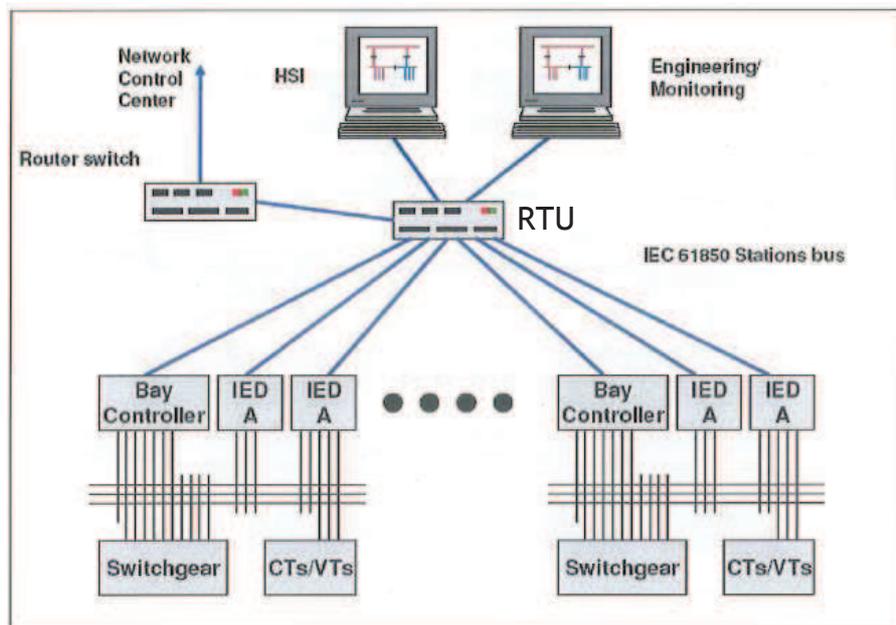


Figura 15. Automatización Actual de la Subestación Eléctrica

En la figura 16 se muestra el diagrama de la arquitectura del proceso de automatización de una subestación eléctrica proyectada a futuro, en el cual se observa la utilización de dispositivos de concentración de cables, entre los equipos de campo y los IED's.

Además, se observa que los IED's concentran su información en más de un dispositivo (RTU), y con la utilización de switches, las RTU's conforman una red redundante en anillo, finalmente en los switches se concreta la conexión hacia el SCADA HMI.

IMPLEMENTACIÓN PRÁCTICA DEL PROTOCOLO IEC 61850 EN SUBESTACIONES ELÉCTRICAS. PROBLEMAS Y SOLUCIONES

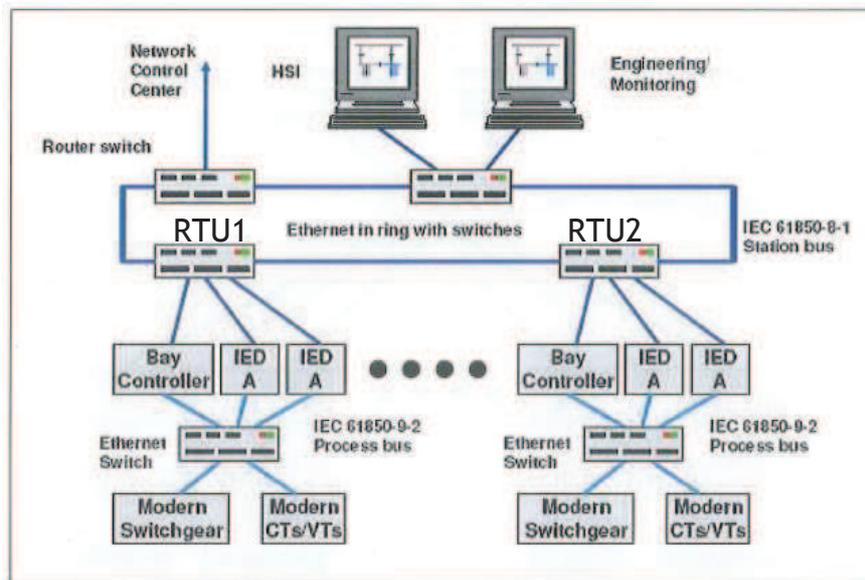


Figura 16. Automatización Proyectada de la Subestación Eléctrica

3.3.2 NUEVOS PROTOCOLOS Y HERRAMIENTAS

Como se vio anteriormente, la proyección del proceso de automatización de la subestación eléctrica viene enfocado al nuevo equipamiento y a las nuevas estructuraciones del cableado de señales. Se vio la importancia de contar con protocolos especiales diseñados para cumplir con estas funciones fundamentales para los procesos de automatización.

Es por ello que en la actualidad el protocolo IEC61850 perfila en convertirse en el principal protocolo que pueda cumplir con las exigencias de los nuevos procesos de automatización de la subestación eléctrica. Por tal razón está diseñado para trabajar especialmente desde el equipo recolector de datos de los equipos de campo, hasta las RTU's e IED's.

IMPLEMENTACIÓN PRÁCTICA DEL PROTOCOLO IEC 61850 EN SUBESTACIONES ELÉCTRICAS. PROBLEMAS Y SOLUCIONES

Existen protocolos que hasta la fecha no se han proyectado para la evolución de los procesos de automatización de las subestaciones eléctricas, pero sin embargo debido a la gran demanda de estos en la actualidad no pueden ser dejados de lado para las proyecciones a futuro, pues existen actualizaciones de versiones y mejoras constantes de estos protocolos.

Nos referimos a los protocolos DNP 3.0 y el protocolo que viene a ser considerado como el hermano del protocolo DNP 3.0, pero en su versión europea, denominado protocolo IEC 60870.

En la siguiente figura 17 se muestra la mayor predominancia de la utilización de los protocolos DNP 3.0 e IEC60870 en los procesos de automatización de subestaciones eléctricas en el mundo.



Figura 17. Predominancia de los protocolos DNP 3.0 e IEC60870