

ANÁLISIS E INTEGRACIÓN DE SEÑALES DE CONTROL Y PROTECCIÓN EN
MÓDULO DE LÍNEA DE 115kV, SUBESTACIÓN CONFIGURACIÓN BARRA
SENCILLA

ALEJANDRO HEREDIA RAMIREZ

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISICOMECAICAS
ESCUELA DE INGENIERÍAS ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y DE
TELECOMUNICACIONES
ESPECIALISTA EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA
BUCARAMANGA

2021

ANÁLISIS E INTEGRACIÓN DE SEÑALES DE CONTROL Y PROTECCIÓN EN
MÓDULO DE LÍNEA DE 115kV, SUBESTACIÓN CONFIGURACIÓN BARRA
SENCILLA

ALEJANDRO HEREDIA RAMIREZ

TRABAJO DE GRADO PARA OPTAR EL TÍTULO DE ESPECIALISTA EN
SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELECTRICA

Director:

GILBERTO CARRILLO CAICEDO

Doctor Ingeniero Industrial

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISICOMECHANICAS
ESCUELA DE INGENIERÍAS ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y DE
TELECOMUNICACIONES
ESPECIALIZACIÓN EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA
ELÉCTRICA
BUCARAMANGA

2021

DEDICATORIA

A mi madre y a mi hermana, quienes siempre han estado presentes en este importante proceso, como apoyo y motor fundamental.

A todos los docentes, que en cada clase impartían lo mejor de su conocimiento para el crecimiento de todos los estudiantes.

TABLA DE CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	12
1. OBJETIVOS.....	13
1.1 OBJETIVO GENERAL	13
1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	13
2. DESCRIPCION GENERAL DEL SISTEMA ELÉCTRICO.....	14
2.1 HISTORIA Y ANTECEDENTES DEL SECTOR ELÉCTRICO.	14
2.2 COMPOSICIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO COLOMBIANO.....	16
3. SUBESTACIÓN ELÉCTRICA DE POTENCIA.....	20
3.1 ESTRUCTURA DE UNA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA DE POTENCIA	20
3.2 MÓDULO DE LÍNEA DE 115KV EN SUBESTACIÓN CONFIGURACIÓN BARRA SENCILLA.	26
3.2.1 Interruptor de potencia.....	30
3.2.2 Seccionador de línea y seccionador de barra	33
3.2.3 Transformadores de tensión (PT)	34
3.2.4 Transformadores de corriente (CT).....	34
3.2.5 Dispositivos de protección contra sobretensiones (DPS).....	36
4. SISTEMA DE CONTROL DEL MÓDULO DE LINEA DE 115KV	38
5. SISTEMA DE PROTECCIONES DEL MÓDULO DE LINEA DE 115KV	46

5.1 PERTURBACIONES DEL SISTEMA ELÉCTRICO.....	46
5.2 PROTECCIONES MÓDULO DE LÍNEA DE 115KV.....	48
6. SUBESTACIONES DIGITALES.....	57
6.1 DESCRIPCIÓN ESTÁNDAR DE COMUNICACIÓN IEC 61850	61
6.2 ESTÁNDAR DE COMUNICACIÓN IEC 61850	63
6.2.1 Definición de las capas del protocolo.....	65
6.2.2 Impactos de las subestaciones digitales	67
7. INTEGRACIÓN DE ESQUEMAS DE CONTROL Y PROTECCIÓN	69
7.1 CIRCUITO DE CIERRE DEL INTERRUPTOR	70
7.2 CIRCUITO DE DISPARO 1 Y 2 DEL INTERRUPTOR	73
8. CONCLUSIONES	82
BIBLIOGRAFÍA.....	84

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Señales del interruptor hacia la UCB.....	41
Tabla 2. Señales del seccionador de barra hacia la UCB.....	41
Tabla 3. Señales del seccionador de línea hacia la UCB.....	42
Tabla 4. Señales adicionales hacia la UCB.....	43
Tabla 5. Señales hacia la protección principal.....	54
Tabla 6. Señales hacia la protección de respaldo.....	55
Tabla 7. Señales hacia la protección 87B.....	56
Tabla 8. Señales del nivel de control 0	78
Tabla 9. Señales del nivel de control 1.....	79
Tabla 10. Señales del nivel de control 2.....	80

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Esquema general de un sistema eléctrico de potencia.....	17
Figura 2. Ejemplo subestación eléctrica de potencia.....	18
Figura 3. Patio de maniobras y sala de control, subestación eléctrica	21
Figura 4. Ejemplo distribución de módulos en subestación	22
Figura 5. Ejemplo subestación tipo AIS.....	23
Figura 6. Ejemplo subestación GIS	25
Figura 7. Diagrama unifilar subestación configuración barra sencilla	28
Figura 8. Unifilar módulo de línea 115kV, barra sencilla.....	29
Figura 9. Principales partes de un interruptor de potencia.	30
Figura 10 Principales partes cámara de extinción de interruptor de potencia ...	31
Figura 11. Transformadores de tensión.....	34
Figura 12. Transformadores de corriente	35
Figura 13 DPS	37
Figura 14. Unidad Controladora de Bahía (UCB)	38
Figura 15. IED de protección	49
Figura 16. Esquema centralizado	58
Figura 17. Esquema descentralizado	59
Figura 18 Flujo de datos en capas del estándar IEC 61850	65
Figura 19. Ejemplo circuito de cierre módulo de línea 115kV	72

Figura 20. Ejemplo circuito de disparo.....	76
Figura 21. Ejemplo distribución de señales en los niveles jerárquicos	81

LISTA DE ANEXOS

Anexo A. Descripción de los números ANSI/IEEE

Los anexos pueden ser consultados en la base de datos de la biblioteca.

RESUMEN

TÍTULO: ANÁLISIS E INTEGRACIÓN DE SEÑALES DE CONTROL Y PROTECCIÓN EN MÓDULO DE LÍNEA DE 115kV, SUBESTACIÓN CONFIGURACIÓN BARRA SENCILLA*

AUTOR: ALEJANDRO HEREDIA RAMIREZ**

PALABRAS CLAVE: CONTROL, PROTECCION, SUBESTACIONES

DESCRIPCION:

La monografía presenta conceptos y conocimientos usados en la ingeniería eléctrica de detalle, para un módulo de línea de alta tensión (115kV) en una subestación con configuración de barra sencilla. Este desarrollo, incluye la descripción de las señales de control y protección usadas en dicho módulo y la manera en la cual interactúan, garantizando una operación confiable y segura para las personas, las instalaciones y el medio ambiente.

Va de lo general a lo particular, de manera que, al avanzar en la monografía se logren captar las ideas principales del control y la protección del módulo de línea de 115kV de una subestación barra sencilla.

Adicionalmente se estudian algunas de las nuevas tendencias en tecnología para la implementación de estos esquemas en las nuevas subestaciones o en la modernización de algunas subestaciones existentes de los operadores de red.

Finalmente, se obtendrá una introducción a los sistemas de potencia y al uso de equipos adecuados para la implementación de esquemas de control y protección en un módulo de línea, dando una orientación a quienes deseen entrar un poco más en este tema.

* Trabajo de Grado

** Facultad de ingenierías fisicomecánicas. Escuela de ingenierías eléctrica, electrónica y de telecomunicaciones. Director Gilberto Carrillo Caicedo

ABSTRACT

TITLE: ANALYSIS AND INTEGRATION OF CONTROL AND PROTECTION SIGNALS IN 115kV LINE MODULE, SINGLE BAR CONFIGURATION SUBSTATION*

AUTHOR: ALEJANDRO HEREDIA RAMIREZ**

KEY WORDS: CONTROL, PROTECTION, SUBSTATIONS

DESCRIPTION:

This monograph presents and develops the concepts and the knowledge applied in detailed electrical engineering that are used for the engineering of a high voltage line module (115kV) in a substation with simple bar configuration.

This development includes the description of control and protection signals, used in this type of module, and the way in which they interact to ensure reliable and safe operation for people, facilities and the environment.

It also develops a process which goes from general to specific concepts, in such a way that, at the end of the monograph, the general ideas of the control and protection of the line module (115kV) of a substation with simple bar configuration, can be clear and understandable.

In addition, some of the new trends in technology are studied for the implementation of these schemes in the new substations or in the modernization of some existing substations distribution of network operators. Finally, an introduction to power systems and the use of suitable equipment for the implementation of control and protection schemes, will be obtained, specifically in a line module, giving guidance that can help those who are interested to deepen this topic.

* Trabajo de Grado

** Facultad de ingenierías fisicomecánicas. Escuela de ingenierías eléctrica, electrónica y de telecomunicaciones. Director Gilberto Carrillo Caicedo

INTRODUCCIÓN

Teniendo en cuenta la importancia de las subestaciones eléctricas de potencia, la ingeniería detrás de los módulos que la componen debe ser analizada permanentemente y mantenerse en constante evolución para así, poder asumir los retos que surgen con la mejora de la tecnología. Esto conlleva a realizar modificaciones para integrar los avances tecnológicos y garantizar su funcionamiento; con las subestaciones existentes y con las nuevas subestaciones.

Esta monografía intenta plasmar las principales características de un módulo de línea y la correcta implementación de los sistemas de control y protección; además, debe servir como base para entender y mejorar los fundamentos de los esquemas usados.

Además, se aborda conocimiento en el área de control y protección en subestaciones de alta tensión, para la prestación del servicio de energía eléctrica.

1. OBJETIVOS

1.1 OBJETIVO GENERAL.

Realizar un análisis de las señales de control y protección de un módulo de línea de 115kV en una subestación en configuración barra sencilla, estableciendo la importancia, la utilidad, y la función de cada una de ellas en los esquemas mencionados de dicho módulo, para ver con ello, la manera en la que cada una de las señales se integra a los equipos de control y protección del módulo estudiado.

1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS.

- Definir los elementos que componen un módulo de línea de 115kV y la importancia de cada uno de ellos en el sistema.
- Establecer los diferentes tipos de protección en un módulo, así como explicar sus principales funciones.
- Explicar la manera como se llevan las señales desde cada uno de los equipos del módulo a su tablero de control y protección.
- Mostrar las principales funciones que componen un esquema de control y de protección.

2. DESCRIPCION GENERAL DEL SISTEMA ELÉCTRICO

2.1 HISTORIA Y ANTECEDENTES DEL SECTOR ELÉCTRICO.

El sistema eléctrico colombiano, es el resultado de muchos años de crecimiento, intervención y modificaciones técnicas, legales y operativas. Los inicios del uso de la energía eléctrica en Colombia se dieron en 1928 con la expedición de la ley 113, que, definía la utilidad pública del aprovechamiento de la energía potencial hidráulica.

La energía eléctrica inicialmente fue usada para alumbrado público y comercio y después su uso se extendió a talleres, fábricas y el tranvía.

Por muchos años el sector eléctrico, bajo la ley 113, creció como monopolios dirigidos por el estado, principalmente por el crecimiento regional que se presentaba en el país por ese entonces.

Por el año de 1946 se creó el instituto de aprovechamiento de aguas y fomento eléctrico (Electraguas), instituto que años después pasaría a llamarse instituto colombiano de energía eléctrica (ICEL). Este instituto fue creado con la premisa de promover y masificar la electrificación en el país.

Para el desarrollo energético del país, en el año de 1967 se creó la empresa encargada de los proyectos de interconexión eléctrica de diferentes zonas del país (ISA), que para la época ya se tenía una necesidad alta de implementar un sistema que pudiera optimizar el uso de la energía eléctrica y un mejor aprovechamiento de la misma.

En la década de los 80, Colombia sufrió una crisis económica como todo Latinoamérica, el desarrollo de proyectos de generación tuvo altos sobrecostos, grandes demoras y muchos inconvenientes y llevo a que el sector eléctrico se convirtiera en una carga insostenible para el estado.

A raíz de estos problemas, a principios de los años 90, entre los años 1991 y 1992 Colombia sufrió el racionamiento de energía más grande de la historia del país y en la constitución de 1991 se incluyó como principio clave en el país la eficiencia en la prestación de los servicios públicos, permitiendo la competencia. Para tener en el mercado diferentes agentes interesados en la prestación del servicio de energía eléctrica, surgen la ley 142 de 1994 (servicios públicos domiciliarios) y la ley 143 de 1994 (ley eléctrica). Mediante estas leyes, se reglamenta la prestación del servicio de energía eléctrica en el país, buscando mejoras en los procedimientos y mecanismos para su regulación.

Con el desarrollo del sector eléctrico como eje fundamental del desarrollo del país, toda la reglamentación fue enfocada a la optimización de recursos y la eficiencia energética.

Actualmente el sistema eléctrico colombiano es fuerte y tiene la posibilidad de permitir la interconexión con diferentes países en pro de la eficiencia y la seguridad energética de la región.

2.2 COMPOSICIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO COLOMBIANO

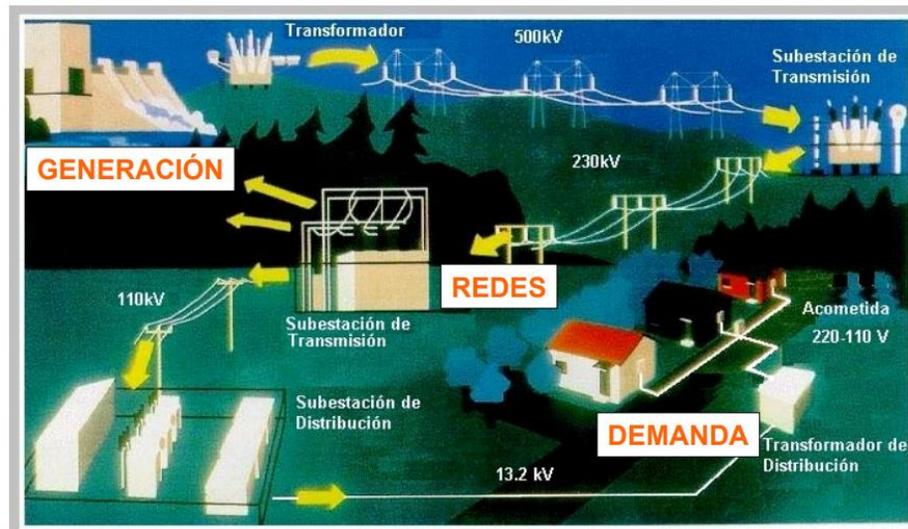
Colombia es un país privilegiado en cuando a recursos naturales, e históricamente el uso de sus recursos hídricos ha tenido una predominancia alta a través de los años como fuente de generación de energía eléctrica. Este recurso, es responsable de la generación de aproximadamente el 68% de la oferta energética del país.

La cadena de energía eléctrica se puede dividir principalmente en 4 funciones, a saber:

- Generación
- Transmisión
- Distribución
- Comercialización.

En esta cadena para la prestación del servicio de energía eléctrica (ver figura 1), se encuentra un conjunto de elementos con una importancia muy alta, instalados en las subestaciones eléctricas, para garantizar la prestación del servicio con los estándares de calidad, protección, control, monitoreo y seguridad requeridos en este campo.

Figura 1. Esquema general de un sistema eléctrico de potencia



Fuente: XM. (2007). XM. Recuperado el 2020, de <http://www.xm.com.co/BoletinXM/Boletines%20Anteriores/1456/Caracter%C3%ADsticas%20del%20Sistema%20El%C3%A9ctrico%20Colombiano.pdf>

Las subestaciones son de vital importancia para toda la cadena energética, debido que en ellas se realizan las funciones de medida, control y protección.

Existen diferentes tipos de subestaciones (ver figura 2), y diferentes funciones entre las cuales están las siguientes:

- Elevar el nivel de tensión para su transmisión
- Reducir el nivel de tensión para su comercialización o transporte cercano a los centros de consumo
- Interconectar diferentes circuitos manejando un mismo nivel de tensión, ofreciendo facilidades operativas
- Compensación del sistema eléctrico de potencia en puntos críticos y definidos según necesidad del sistema

- Servir de fronteras comerciales entre diferentes operadores e intercambios energéticos en el sistema de transmisión nacional (STN) o los sistemas de transmisión regional (STR).

Figura 2. Ejemplo subestación eléctrica de potencia



Fuente: Anónimo. (s.f.). *Dreamstime*. Recuperado el 2020, de <https://es.dreamstime.com/foto-de-archivo-imagen-a%C3%A9rea-de-la-subestaci%C3%B3n-el%C3%A9ctrica-en-polonia-image53863412>

Independientemente de la función que realice, o del nivel de tensión de una subestación eléctrica de potencia, ésta, tendrá una construcción, en la cual se pueden identificar, zonas operativas, como lo es el patio de maniobras y la sala de control.

Bajo estas premisas se hará una desagregación de las principales funciones en una subestación de potencia, explicando desde las zonas operativas que la componen, hasta llegar al módulo estudio, que se trata adelante.

3. SUBESTACIÓN ELÉCTRICA DE POTENCIA

3.1 ESTRUCTURA DE UNA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA DE POTENCIA

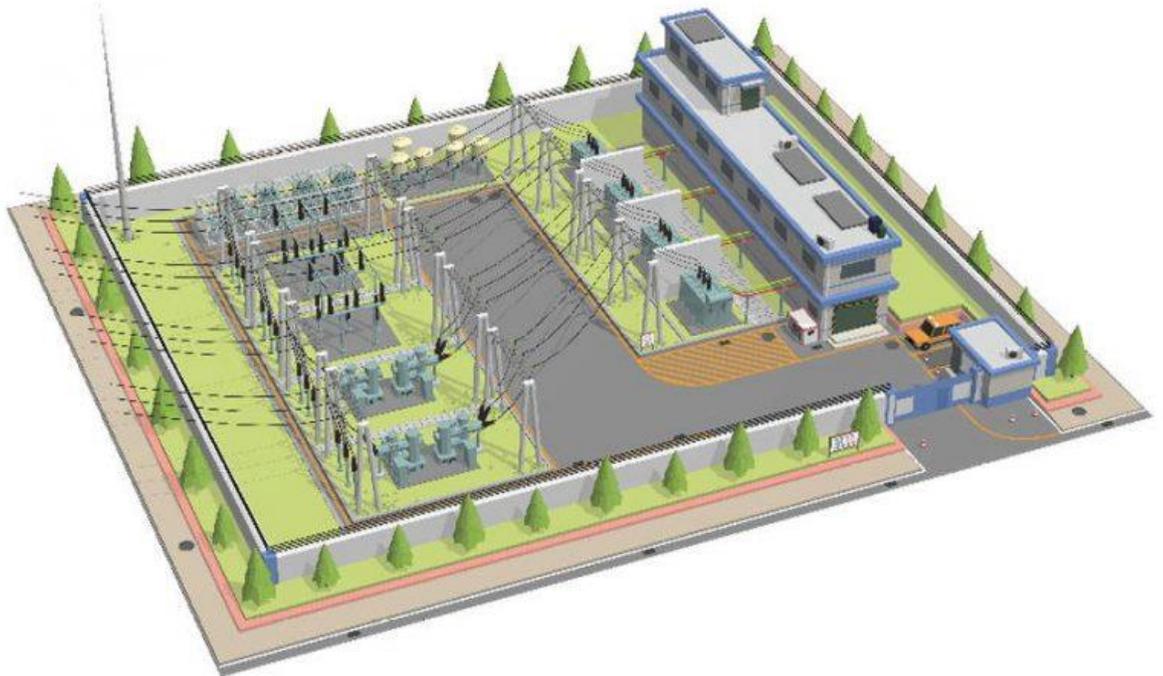
Las subestaciones eléctricas de potencia, pueden tratarse por partes: casa de control y patio de conexiones o patio de potencia (ver figura 3).

La casa de control o sala de control es una edificación dentro de los predios de la subestación eléctrica, destinada a albergar los elementos necesarios para garantizar la correcta operación de la subestación. Allí se ubican los tableros de control y protección de los diferentes módulos y los equipos de los servicios auxiliares de corriente continua y de corriente alterna (tableros, cargadores de baterías, bancos de baterías, transferencias automáticas, tableros de medida de servicios auxiliares y demás), equipos de comunicaciones, celdas de media tensión, tableros de regulación de voltaje de transformadores, sistemas de equipos contra incendio y demás equipos auxiliares para garantizar la correcta operación de la subestación. La casa de control ofrece protección ante factores externos y ambientales y, físicamente, ofrece las facilidades para realizar todas las instalaciones necesarias entre todos los equipos ubicados en la sala de control y desde y hacia los equipos de patio.

El patio de potencia o patio de conexiones es una zona dentro del predio de la subestación, que se encuentra al aire libre, AIS (subestación aislada en aire), en alta tensión. El patio de conexiones de una subestación de alta tensión abarca los equipos necesarios para una conducción segura de la energía, para realizar un

monitoreo permanente, para llevar a cabo acciones de corte y reposición de la energía, para medir diferentes parámetros eléctricos y para recibir líneas de transmisión, de distribución y compensaciones, entre otras funciones.

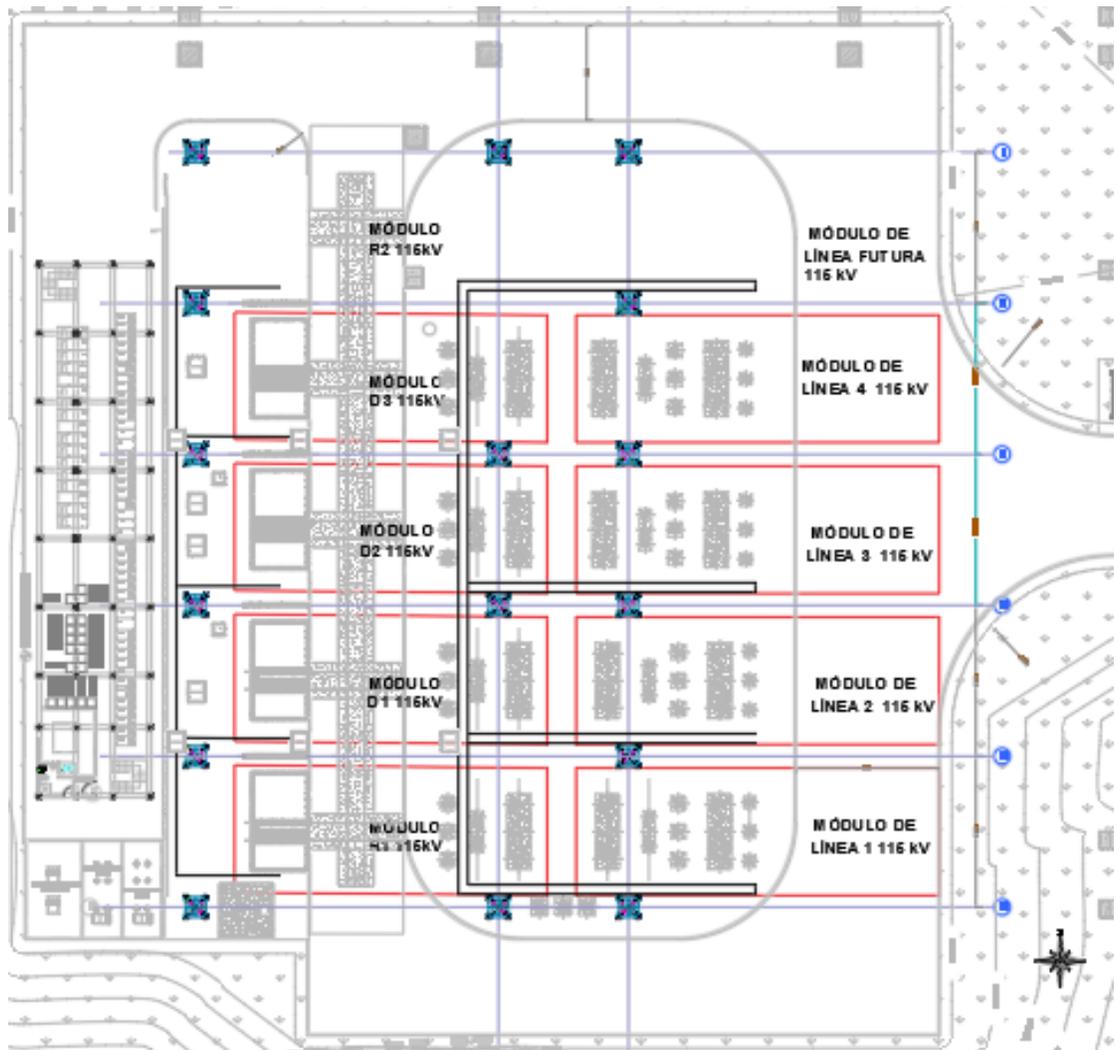
Figura 3. Patio de maniobras y sala de control, subestación eléctrica



Fuente: Branner. (s.f.). *Seguridad con Inteligencia Artificial en Plantas Eléctricas*. Recuperado el 2020, de <https://branner.cl/cctv/seguridad-con-inteligencia-artificial-en-plantas-electricas/>

Los módulos comunes y estándar en todas las subestaciones, son: módulos de línea, módulos de transformadores, módulos de barra, módulos de acople de barras y módulos de transferencia.

Figura 4. Ejemplo distribución de módulos en subestación



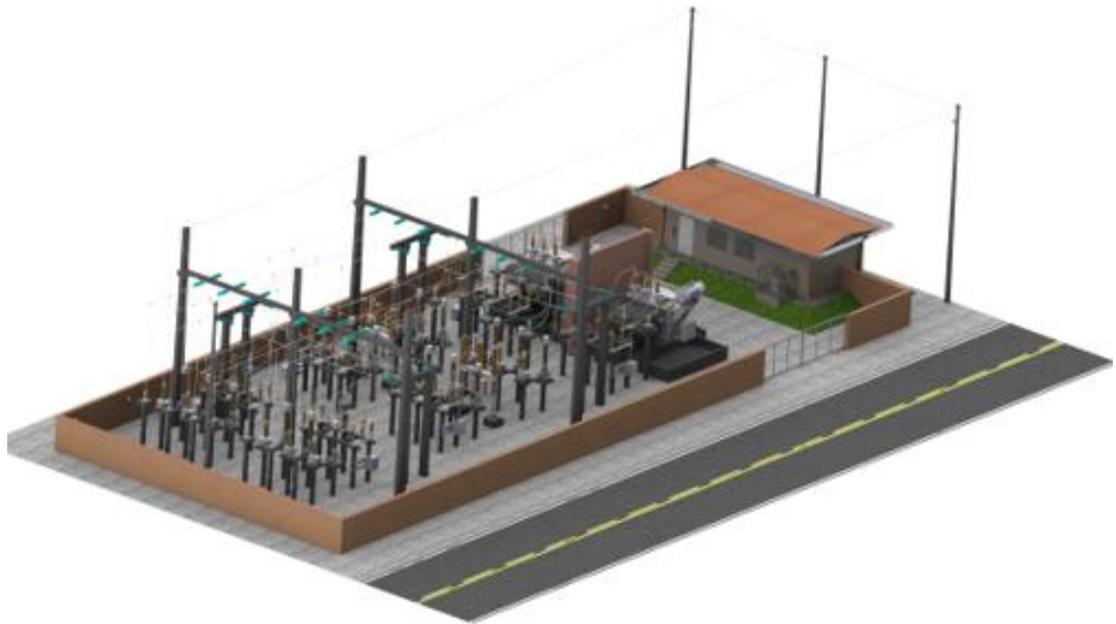
Fuente: Elaboración propia.

Los módulos mencionados y la construcción de las subestaciones (ver figura 4), para el interés de la monografía, podrían enmarcarse en dos tipos de tecnologías usadas para tal fin, inicialmente se dará una breve reseña de las subestaciones AIS y posteriormente las subestaciones aisladas en gas o GIS.

Las subestaciones AIS, son subestaciones, cuyo aislamiento principal es el aire, llamadas también subestaciones convencionales (ver figura 5), han tenido un amplio desarrollo desde el inicio de los sistemas eléctricos de potencia. Para el dimensionamiento y ocupación de una subestación, se definen distancias para el aislamiento entre partes energizadas y no energizadas.

Estas subestaciones necesitan un área grande para su implementación ya que hay una relación directamente proporcional entre la tensión, el área de ocupación y la distancia entre fases y entre equipos.

Figura 5. Ejemplo subestación tipo AIS



Fuente: WEG. (s.f.). *Subestación Convencional*. Recuperado el 2020, de https://www.weg.net/catalog/weg/ES/es/Generaci%C3%B3n%2CTransmisi%C3%B3n-y-Distribuci%C3%B3n/Subestaciones/Subestaciones-Convencional/Subestaci%C3%B3n-Convencional/p/MKT_WTD_CONVENTIONAL_SUBSTATION

Estas subestaciones se caracterizan por tener, al aire libre y usando grandes terrenos, todos los equipos de alta tensión y conexión, distribuidos en los módulos o campos de la subestación. Estos requieren mantenimientos periódicos, para garantizar la seguridad en la operación, minimizar la polución y la contaminación y mantener la capacidad de aislamiento de los equipos, para prevenir arcos eléctricos y fallas entre equipos o fallas a tierra, con la consecuente disminución en las salidas de la subestación completa, el daño del equipo, o la salida de un gran número de usuarios.

Como se mencionó, este tipo de tecnología fue, y es ampliamente usada en el desarrollo de los sistemas eléctricos de potencia a lo largo del tiempo. Sin embargo, el desarrollo tecnológico permitió el uso de nuevas tecnologías y con ello la necesidad de expandir y renovar los sistemas eléctricos buscando eficiencia en el uso del suelo.

Actualmente el uso del suelo es muy importante en el sector eléctrico por precios y disponibilidad de terrenos. La tecnología GIS ha dado solución a estos problemas.

La tecnología GIS (Gas Insulated Substation), conlleva subestaciones aisladas en gas, principalmente en SF₆, y permite una reducción importante en las distancias necesarias entre las partes energizadas y en general, en todos los equipos de una subestación.

Esta tecnología se caracteriza por presentar visualmente un sistema encapsulado, sellado herméticamente (ver figura 6), que en su interior alberga todas las partes energizadas, inmersas en gas SF6 a presión. Esta característica le permite ser instalada, no solo en exteriores sino también en interiores, con espacios limitados.

Figura 6. Ejemplo subestación GIS



Fuente: Sieyuan. (s.f.). *GIS*. Recuperado el 2020, de <http://en.sieyuan.com/83/93/>

Cabe resaltar que, aunque este tipo de subestaciones requiere menos mantenimiento que las subestaciones AIS, también se debe hacer un seguimiento adecuado, teniendo especial cuidado con las cantidades y presiones de gas SF6 que, encapsulado a la presión adecuada, es fundamental para garantizar el aislamiento dieléctrico entre los componentes eléctricos, y garantizar el normal funcionamiento y evitar la ocurrencia de fallas.

Adicionalmente la hermeticidad debe ser especialmente vigilada, no sólo por temas técnicos, sino también por el riesgo que supondría tener un escape de gas SF6 en

el medio ambiente, por ser un gas que contribuye al efecto invernadero, la responsabilidad en el manejo de este gas también repercute en factores sociales y de responsabilidades ambientales.

Las subestaciones GIS cada día se hacen más populares, a pesar de sus costos. Sin embargo, las grandes ventajas en reducción de espacios y mínimo mantenimiento, las hacen muy atractivas para su aplicación masiva en el crecimiento y modernización de los sistemas de potencia.

El desarrollo de la presente monografía, contempla el análisis de las señales de control y protección de un módulo de línea de 115kV en configuración de barra sencilla, que, independiente de la tecnología empleada, tendrá una serie de señales comunes a ambas tecnologías.

3.2 MÓDULO DE LÍNEA DE 115KV EN SUBESTACIÓN CONFIGURACIÓN BARRA SENCILLA.

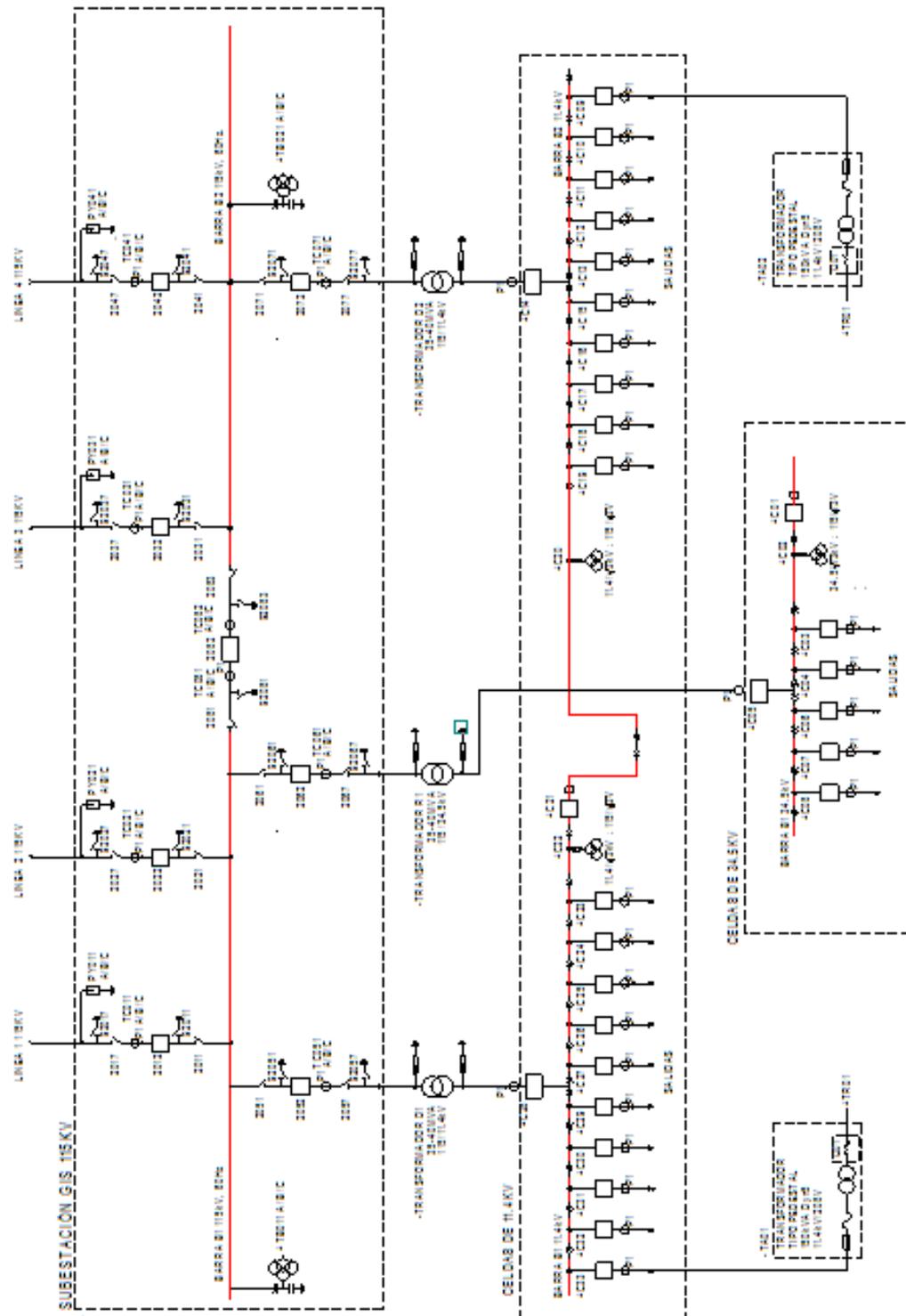
Teniendo definidos los módulos de una subestación, se centrará la atención en un módulo en particular. Esto es, en el grupo de elementos necesarios para realizar el control, protección, operación, medida, monitoreo y demás acciones necesarias para garantizar la adecuada operación y funcionamiento. En este caso particular, de una línea eléctrica que llega a una subestación de potencia, en configuración de barra sencilla y con un nivel de tensión de 115kV.

Existen muchos tipos de configuración de subestaciones eléctricas de potencia, dependiendo de su capacidad, el nivel de tensión, la potencia instalada, el espacio disponible, la confiabilidad necesaria, la importancia de la subestación, el presupuesto, y otros factores que influyen en la decisión del tipo de subestación.

La configuración de cada subestación define los equipos que la componen y las señales de control y protección necesarias para la correcta operación de la misma.

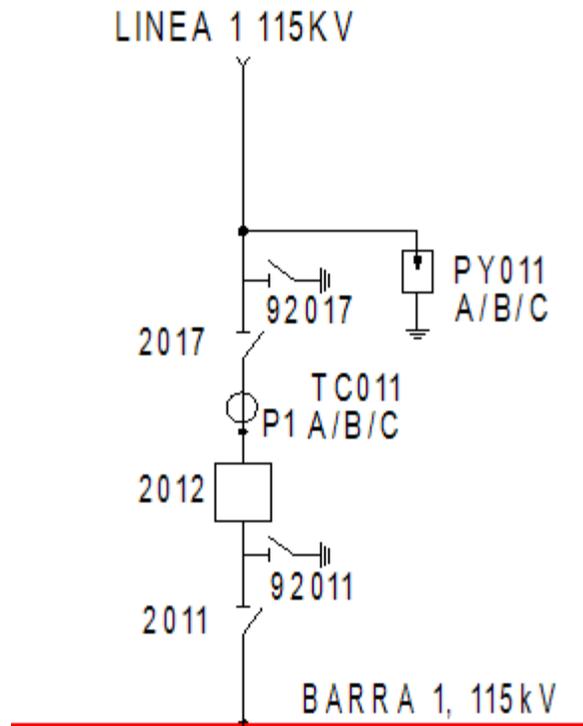
La principal característica de una subestación en configuración de barra sencilla es la existencia de una sola barra (ver figura 7), un solo nodo de potencia, al cual están conectadas todas las líneas entrantes y salientes de un mismo nivel de tensión y los módulos de transformador.

Figura 7. Diagrama unifilar subestación configuración barra sencilla



Fuente: Elaboración propia.

Figura 8. Unifilar módulo de línea 115kV, barra sencilla



Fuente: Elaboración propia.

Entrando al módulo de interés de la presente monografía (ver figura 8), se van a mencionar los principales elementos que lo componen, ubicados en el patio de la subestación:

- Interruptor de potencia
- Seccionador de línea, con cuchilla de puesta a tierra
- Seccionador de barra
- Transformadores de tensión
- Transformadores de corriente
- Pararrayos.

Adicional a estos equipos, el módulo de línea también lo componen tableros de control y protección, encargados de recibir y procesar todas las señales que envían los equipos.

3.2.1 Interruptor de potencia. El interruptor de potencia, fundamental en todo módulo, es un equipo motorizado, capaz de realizar el corte del flujo de la energía eléctrica estando bajo carga, por operación de los sistemas de protección (ver figura 9).

Figura 9. Principales partes de un interruptor de potencia.

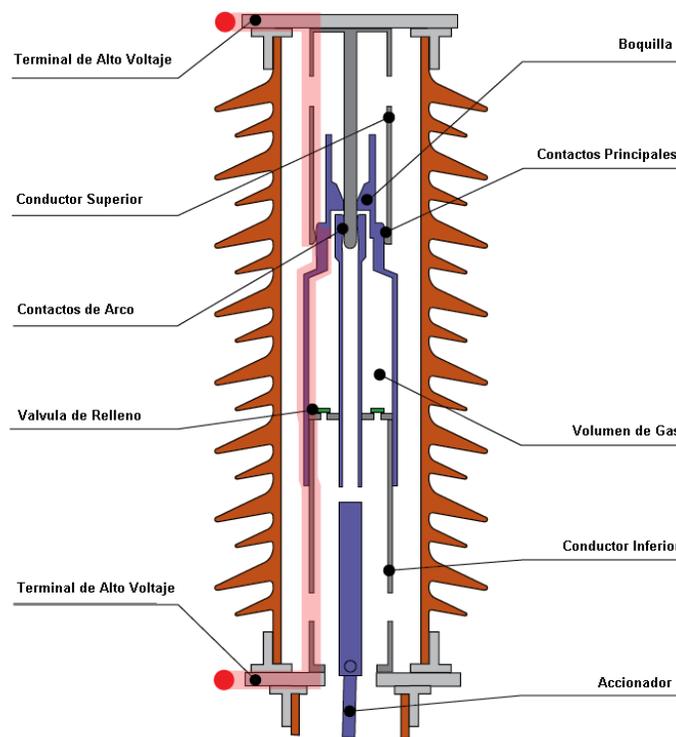


Fuente: Siemens AG. (2013). Digital Asset Management. Recuperado julio 2020, de <https://assets.new.siemens.com/siemens/assets/public.1533215970.a8c255c897707c1213440434d096b0f08e4d25e0.high-voltage-circuit-breakers-portfolio-es.pdf>

Es un equipo construido con el mecanismo necesario para realizar aperturas y cierres de la línea, de manera segura, controlada y confiable. Mantiene el arco, que se produce con la apertura de circuitos de alta potencia, confinado, para que éste no genere daños. Actualmente, esto se logra con el uso de un gas inerte llamado

hexafluoruro de azufre (SF₆), que se encuentra en condiciones controladas de cantidad y presión en la cámara de extinción o con vacío (ver figura 10). Actualmente se están analizando alternativas para el reemplazo del SF₆, debido a que está catalogado como un gas de efecto invernadero y cuando hay fugas a la atmósfera, contribuye al calentamiento global.

Figura 10 Principales partes cámara de extinción de interruptor de potencia



Fuente: MEGAS. (2020). *Entendiendo el Funcionamiento de los Interruptores de Alta Tensión*. Recuperado el 2020, de <http://megas.com.do/index.php/2017/08/07/entendiendo-el-funcionamiento-de-los-interruptores-de-alta-tension/>

El interruptor de potencia, además de estar dotado de los elementos para realizar el corte efectivo de corriente eléctrica, cuenta con la instrumentación necesaria para

enviar y recibir todas las señales de su estado operativo, de su funcionamiento, de sus alimentaciones AC y DC y de su capacidad para realizar o no, su trabajo de manera adecuada.

Uno de sus componentes es el Armario de control o gabinete de operación. En este gabinete, se encuentran las conexiones disponibles para traer y llevar a sala de control las señales necesarias del interruptor de potencia para su operación. Las señales que se toman del interruptor son las siguientes:

- Posición de interruptor abierto
- Posición de interruptor cerrado
- Falla de alimentaciones de corriente alterna y continua del equipo
- Falla de resorte del mecanismo de apertura
- Alarma presión de SF6
- Bloqueo de operación por SF6
- Interruptor en operación local
- Interruptor en operación remota
- Interruptor en operación manual
- Interruptor en operación automática.

Las señales se toman desde el interruptor usando contactos disponibles cableados en las borneras del equipo. Estos contactos se cablean usando multiconductores de cobre con terminales adecuados para poder llevar las señales desde el equipo, por los cárcamos o ruta de cable definida, hasta el tablero del módulo ubicado en la sala de control.

Dependiendo del nivel de tensión y el poder de corte requerido, existen varias construcciones y tipos de interruptores específicos, para garantizar en cada nivel de tensión que efectivamente se realice el corte.

3.2.2 Seccionador de línea y seccionador de barra. El seccionador de línea es un equipo que, podría ser manual o motorizado. Las subestaciones le apuestan a tener sus mandos motorizados al implementar subestaciones desatendidas, es decir, sin contar con operadores las 24 horas presentes en la subestación.

Este equipo, como todo seccionador, opera sin carga, es decir, antes debe haber un corte del flujo eléctrico mediante la apertura del interruptor de potencia.

Se usa para realizar un corte visible de energía y de esta manera aislar el área del módulo.

Cuenta con un gabinete de control, con todos los puntos de conexión, para realizar la alimentación de corriente alterna, de corriente continua, los mandos de apertura y cierre y las señales para llevar al tablero de control y protección del módulo y a las interfaces necesarias. Dichas señales se mencionan a continuación:

- Posición de seccionador abierto
- Posición de seccionador cerrado
- Falla de circuito de motor
- Tiempo excesivo de maniobra.

3.2.3 Transformadores de tensión (PT). Estos transformadores son equipos encargados, como su nombre lo dice, de transformar el nivel de tensión primario (por ejemplo, 115kV), al nivel del secundario que permitiría la conexión de los equipos de control y protección (normalmente 115V) (ver figura 11).

Figura 11. Transformadores de tensión



Fuente: ARTECHE. (2020). *Transformadores de medida alta tension*. Recuperado el 2020, de <https://www.artech.com/es/productos/transformadores-de-intensidad>

3.2.4 Transformadores de corriente (CT). Estos equipos tienen un principio de funcionamiento similar a los transformadores de tensión en cuanto a la filosofía de replicar la señal del primario y tener en el secundario una réplica manejable, pero en este caso el primario se conecta en serie. La señal que se genera es una señal de corriente, adecuada para ser llevada a los equipos de protección y medida. Los equipos de protección y medida, entonces pueden tener un monitoreo permanente

sobre la corriente de la línea, detectar anomalías y permitir la actuación en caso de que sea necesario (ver figura 12).

Las señales de corriente se cablean desde cada transformador de corriente (uno por fase) hasta una caja de agrupamiento, en donde se realiza la conexión de los núcleos del CT en un grupo de borneras (seccionables y cortocircuitables), de tal manera que queden agrupadas las corrientes, para posteriormente usar un cable multiconductor de cobre del calibre adecuado, para llevar las corrientes por los cárcamos y la ruta de cable definida, hasta los equipos ubicados en el tablero de control y protección del módulo.

Figura 12. Transformadores de corriente



Fuente: ARTECHE. (2020). *Transformadores de medida alta tension*. Recuperado el 2020, de <https://www.artech.com/es/productos/transformadores-de-intensidad>

3.2.5 Dispositivos de protección contra sobretensiones (DPS). Este equipo tiene la función de proteger la instalación eléctrica y todos los equipos de la subestación, evitando que sobretensiones peligrosas ingresen a la misma (ver figura 13).

En funcionamiento normal y sin condiciones de tensiones peligrosas, este equipo se comporta como un elemento aislante. Sin embargo, cuando se presentan sobretensiones peligrosas, la constitución de este equipo le permite portarse como un conductor, llevar todas las sobretensiones peligrosas al sistema de puesta a tierra y evitar que llegue a los equipos.

Este equipo cuenta con un dispositivo contador de descargas, para tener un registro de la cantidad de operaciones en su vida útil. Sin embargo, el contador solo se usa para información y visualización directamente en terreno y no se lleva dicha señal a ningún equipo de control y protección del módulo.

Figura 13 DPS



Fuente: SIEMENS. (2003). *Pararrayos 3EQ4 - Siemens Energy*. Recuperado el 2020, de <https://manualzz.com/doc/5422935/pararrayos-3eq4---siemens-energy>

4. SISTEMA DE CONTROL DEL MÓDULO DE LINEA DE 115kV

El sistema de control, se define como el conjunto de equipos, a los cuales se les llevan las señales necesarias de los activos del módulo, para realizar las operaciones necesarias en cada uno.

El módulo de línea, cuenta con relés para realizar un control efectivo de los equipos, que lo componen. Estos IED's (Intelligent Electronic Devices), dispositivos electrónicos inteligentes (ver figura 14), además de realizar funciones de supervisión y control, desarrollan la función 50/51 (protección de sobrecorriente), supervisión de los circuitos de disparo o supervisión de bajo y alto voltaje, entre otras funciones. Estas características pueden variar en cada fabricante de IED.

Figura 14. Unidad Controladora de Bahía (UCB)



Fuente: SEL. (2020). *SEL-451 Sistema de protección, automatización y control de bahía*. Recuperado el 2020, de <https://selinc.com/es/products/451/>

A los IED, encargados de realizar estas funciones de control se les llama comúnmente Unidad Controladora de Bahía (UCB).

Para facilitar el análisis de las señales que se manejan en el módulo de una línea de alta tensión, es necesario utilizar los números ANSI (American National Standards Institute).

Estos números son una codificación bajo el estándar ANSI, en donde se asigna a las funciones de control y protección un número, de tal manera que el número y la función que define, permitan globalizar la cantidad de funciones que pueden encontrarse en un sistema eléctrico.

(VER ANEXO A).

Los números ANSI usados en la presente monografía son los siguientes:

- 50/51: Protección de sobrecorriente instantánea o temporizada
- 67: Protección de sobrecorriente direccional
- 27: Subtension
- 59: Sobretensión
- 25: Sincronismo
- 21: Protección de distancia
- 87T: Protección diferencial de transformador
- 87B: Protección diferencial de barra
- 74: Supervisión de los circuitos de disparo

- 79: Función de recierre
- 86B: Función de disparo y bloqueo
- 50BF: Función falla interruptor.

Las señales que se cablean a los equipos de control y protección pueden ser de dos tipos:

- **Señal binaria:** señal cuya principal característica está dada por el uso de unos o ceros para indicar la activación o no de un estado, se caracteriza por tener la capacidad de tomar sólo uno de dos estados posibles. Indicando con unos la activación o un estado específico y con ceros la desactivación o el estado contrario.
- **Señal analógica:** señal definida principalmente por la característica de poder cambiar en el tiempo de acuerdo a cambios en el elemento que la origina, un claro ejemplo de ello son las tensiones y corrientes que se toman de los PT y de los CT, cuya magnitud puede ser variable en su amplitud y periodo. Dando para cada instante de tiempo un valor específico según la variable análoga.

A continuación, se muestran las señales que van desde cada equipo de potencia del módulo hacia el controlador de bahía (UCB).

- SEÑALES DESDE EL INTERRUPTOR DE POTENCIA A LA UCB.

Tabla 1. Señales binarias del interruptor a la UCB (Tabla 1).

SEÑALES DESDE EL INTERRUPTOR
Interruptor abierto
Interruptor cerrado
Interruptor operación local
Interruptor operación remota
Interruptor operación manual
Falla MCB alimentación del motor
Alarma presión SF6
Bloqueo operación por presión SF6
Falla resorte interruptor

Las señales que provienen del interruptor de potencia se toman directamente del gabinete de control. Desde el gabinete de control se cablean las señales desde bornas habilitadas para ello; estas bornas tienen los cableados desde fábrica de los contactos de los elementos de indicación y señalización del interruptor, el cableado debe ser acorde al tipo de señal. En la tabla 1 se muestran las señales que se llevan al IED ubicado en el tablero del módulo, en la sala de control.

- SEÑALES DESDE EL SECCIONADOR DE BARRA A LA UCB

Tabla 2. Señales binarias del seccionador de barra a la UCB.

SEÑALES DESDE EL SECCIONADOR DE BARRA
seccionador abierto
seccionador cerrado
falla circuito motor
tiempo excesivo de maniobra

- SEÑALES DESDE EL SECCIONADOR DE LINEA A LA UCB

Tabla 3. Señales binarias del seccionador de barra a la UCB.

SEÑALES DESDE EL SECCIONADOR DE LINEA
seccionador abierto
seccionador cerrado
falla circuito motor
tiempo excesivo de maniobra

En las tablas 2 y 3, se muestran las señales que van a la UCB desde el seccionador de barra y el seccionador de línea. Ambos equipos manejan las mismas señales hacia el sistema de control.

De las señales listadas en las tablas mencionadas, se lleva una señal de cada una hacia la UCB, mediante la conexión física, desde la caja de conexiones de los seccionadores, de uno o varios multiconductores que van por los cárcamos dispuestos para llegar al tablero del módulo en la sala de control.

Es de anotar que los seccionadores, (que son activos más sencillos que un interruptor de potencia), pueden ser manuales y motorizados.

En un seccionador manual, las únicas señales que van desde este equipo al controlador de bahía es la posición del mismo, abierto o cerrado, que de igual manera son binarias.

Todas las señales mencionadas, son señales binarias, que son señales que llegan al IED como unos o ceros, indicando sólo uno de dos estados posibles.

Tabla 4. Señales binarias adicionales a la UCB.

SEÑALES ADICIONALES HACIA CONTROL
Presencia de alta tensión en la línea (59)
Falla detección tensión de línea
Falla 74 BD1
Falla 74 BD2
Recierre (79) off
Disparo 21/67 protección principal
Falla protección principal
Disparo 67 protección de respaldo
Falla protección de respaldo
Falla PT`s de medida
Falla alimentación DC módulo
Permiso cierre seccionador de barra
Permiso cierre seccionador de tierra
Permiso cierre seccionador de línea
Falla relé diferencial de barras
Falla relé de teleprotección
falla canal de comunicación
Envío de teleprotección
Recibo de teleprotección
DDT envío
DDT recibo

Las anteriores señales también son binarias, emitiendo uno o cero hacia el sistema de control.

Estas señales deben ser llevadas a la UCB para que este equipo pueda realizar la función de control, de manera segura y eficiente. Estas señales hacen referencia al estado de los otros relés, encargados de la protección del módulo, estados del canal de comunicaciones, estado operativo del interruptor de potencia para garantizar la

posibilidad de su operación, en caso de ser necesaria una apertura (74), operación de las diferentes protecciones del módulo para registro e información a centro de control, habilitación o deshabilitación de apertura y cierre del interruptor, desde los equipos de protección y demás condiciones de cada equipo. Estas deben ser llevadas a la UCB para que el relé numérico, (con la programación que se le realiza y las señales que le llegan), pueda realizar las operaciones y el control requerido, de acuerdo con cada condición que se pueda presentar en la subestación, tanto en operaciones normales requeridas por el operador de red como en situaciones de falla. La UCB debe realizar el registro y seguimiento para la verificación del cumplimiento de la orden generada por las protecciones para el despeje de la falla presentada.

El centro de control del operador de red debe tener la información de los activos de cada módulo de la subestación para realizar operaciones de manera remota si alguna situación así lo requiere.

El controlador de bahía, mediante protocolos de comunicación, tiene la capacidad de comunicarse con los demás controladores de la subestación sea de manera directa o con unidades centralizadoras encargadas de la comunicación con el centro de control.

Mediante la UCB, se pueden realizar operaciones en el módulo de manera remota. Sin embargo, este equipo también permite realizar operaciones locales, es decir, físicamente estando ubicados en la subestación, el equipo está dotado de una

interfaz hombre-máquina (IHM), que permite realizar operaciones para algún tipo de prueba o maniobra desde el equipo de control del propio módulo.

De manera general y dependiendo del fabricante, se puede tener el número de entradas deseadas según el requerimiento, sean analógicas o digitales. Asimismo, el número de salidas y tipo de ellas se puede configurar, como también los puertos seriales, puertos de ethernet y otras tarjetas requeridas también. Estos relés numéricos ofrecen la posibilidad de modularidad de tal manera que mediante el uso de tarjetas se pueden añadir o retirar funcionalidades de tal manera que su uso es amplio y adaptable.

5. SISTEMA DE PROTECCIONES DEL MÓDULO DE LINEA DE 115kV

5.1 PERTURBACIONES DEL SISTEMA ELÉCTRICO.

Todo sistema eléctrico, por su naturaleza, es susceptible de la ocurrencia de fallas, en las subestaciones eléctricas de potencia y en particular en un módulo de línea de 115kV se pueden presentar alteraciones a la condición normal de operación, que podrían poner en riesgo la seguridad de las personas, la continuidad del servicio y/o la seguridad de las instalaciones y equipos eléctricos del módulo.

Algunas de las fallas o perturbaciones a las cuales podría estar sometido el módulo de línea son las siguientes:

- Deterioro del aislamiento: todo conductor aislado cuenta con un material que lo recubre de tal manera que se garantice que la conducción de energía eléctrica sea por el conductor que se encuentra en su interior. Esto hace que no haya ningún tipo de fugas de electricidad.
- Falla en el recorrido de la línea: normalmente este tipo de fallas ocurren por factores externos a la propia línea y ajenos al operador de red dueño del activo. Este tipo de fallas conlleva cosas tales como: caída de árboles, atentados terroristas y accidentes automovilísticos, entre otros, que averían las estructuras de soporte de las líneas. Estos sucesos generan fallas entre fases o fallas fase a tierra, de manera temporal o permanente.
- Sobretensiones permanentes: son aquellas en donde, por un desbalance de carga, falla en otras líneas, etc. pueden generar que una línea opere en una

condición en donde la tensión normal de operación se eleva y puede ser más del 10%. Esta sobretensión permanente, afecta la vida útil de la línea y puede afectar los equipos asociados a ella, generar incendios y la interrupción del servicio de energía eléctrica.

- Sobretensiones transitorias tipo rayo: son sobretensiones que pueden presentarse en una línea, ocasionadas por la incidencia directa y cercana de una descarga eléctrica atmosférica (rayo). Este fenómeno genera sobretensiones en la línea, elevando su tensión a un nivel muy peligroso, por un tiempo muy corto. Estas sobretensiones, pueden generar daño en los equipos del módulo, riesgo para las personas, arcos eléctricos, etc.
- Sobretensiones transitorias tipo maniobra: estas fallas transitorias se atribuyen a maniobras en la operación de la línea o de módulos conectados a los nodos asociados a la línea. Estas operaciones pueden provocar daños graves o destrucción de los equipos de potencia y, por ende, la interrupción en la prestación del servicio de energía eléctrica.

Para prevenir la afectación de la operación del módulo, se implementan protecciones que permitan mantener el módulo o partes de la subestación sin falla, en forma energizada y aquellas afectadas por la falla, aisladas buscando su saneamiento rápido.

5.2 PROTECCIONES MÓDULO DE LÍNEA DE 115KV

Las protecciones de un módulo de línea de 115kV, de igual manera que el sistema de control, están constituidos por un juego de IED, con diferentes funciones de protección de acuerdo con las necesidades de la línea.

En líneas de 115kV se pueden encontrar, una protección principal y una protección de respaldo, usando el mismo tipo de IED, u otras variantes propias del operador de red, que, según sus criterios y lineamientos de protección de las subestaciones de alta tensión, define cómo se manejan las protecciones de sus líneas. En este caso, los IED asociados a una línea de 115kV estarían compuestos por la protección principal, la protección de respaldo y el controlador de bahía (UCB), teniendo un total de 3 relés encargados de todas las funciones de control y protección del módulo.

Cabe anotar que este tipo de configuración, usando 3 IED para el esquema de control y protección de un módulo de línea, es muy escasa en el nivel de tensión de 115kV, por el alto valor que representa su implementación, pero si es muy común en líneas de 230kV y superiores, donde el marco regulatorio exige este tipo de implementación para las líneas.

Otra práctica común para un sistema de protecciones de una línea de 115kV es aprovechar las bondades de un controlador de bahía que tenga también algunas funciones de protección, de tal manera que este relé realice funciones de control y protección.

En este caso, los IED usados para los esquemas de control y la protección (ver figura 15), serían 2, una protección principal con las principales funciones de protección y la protección de respaldo con funciones de controlador de bahía.

Este tipo de configuración es ampliamente usada entre los diferentes operadores de red a nivel nacional, para control y protección en el nivel de tensión de 115kV.

Figura 15. IED de protección



Fuente: SEL. (2020). *SEL-321 Relé de distancia de fase y tierra*. Recuperado el 2020, de <https://selinc.com/es/products/321/>

Una línea de 115kV debe contar con un sistema de protección con función de distancia, que para el caso de las líneas es la protección principal con la que debe contar, seguida de la protección de sobrecorriente, la cual se encuentra inmersa en la UCB del módulo. La protección principal entonces, será una protección cuya función principal sea la función 21 (protección de distancia). Esta función ofrece la protección de la línea analizando la impedancia de la misma, de tal manera que al

caer la impedancia definida, el IED lo tomará como una falla y toma la decisión para la cual haya sido programado, esto quiere decir que el IED es capaz, según el cambio en los valores de la impedancia y diferentes parámetros tomados de la línea como frecuencia, tensiones y demás, de determinar aproximadamente dónde se encuentra la falla y dependiendo de esta ubicación, tomar la decisión de realizar un disparo instantáneo para la protección de la línea o decidir esperar unos milisegundos para tomar una mejor decisión, o enviar una orden vía tele protección. Ésta corresponde con un equipo que utiliza un canal de comunicación entre las dos puntas de una línea de transmisión, de tal manera que, idealmente, el IED realice la operación más conveniente de acuerdo con el tipo de falla que presente la línea y que minimice, en la medida de lo posible, el impacto que esa falla podría traer.

El sistema de protecciones de la línea de estudio, además de tener la función principal ya mencionada (función 21), debe contar con protecciones de respaldo, para este caso en particular, y de manera general para líneas en este nivel de tensión, se cuenta con la función 50/51, que es una función de sobrecorriente, instantánea o temporizada.

Dicha función trabaja realizando un monitoreo permanente del comportamiento de la corriente de la línea mediante la alimentación que llega de patio desde los transformadores de corriente, los cuales llevan una imagen precisa de la corriente de la línea a los IED.

Algunas de las funciones adicionales que se pueden encontrar en los relés de protección se muestran a continuación:

- **Función 67/67N:** ésta es una función de protección de sobrecorriente direccional, entre fases y a tierra, su principal característica es la capacidad de identificar, no sólo la magnitud de la corriente sino su dirección. De esta manera y mediante comunicaciones, se puede cercar una zona específica de falla.
- **Función 25:** es una función que permite verificar el sincronismo en dos puntos de un sistema, para realizar el cierre del interruptor; y con esta función, garantizar que el cierre se haga bajo las mejores condiciones e igualdad de parámetros eléctricos, tensión, frecuencia, amplitud, etc.
- **Función 79:** cuando ocurre una falla, las protecciones actúan y abren el interruptor asociado a la línea, después de dicha apertura y buscando el restablecimiento del servicio de manera rápida, muchos esquemas de control y protección de líneas permiten realizar esta función de recierre, cuya función es cerrar el interruptor de la línea, verificar si la falla persiste, y si la falla ya desapareció, dejar cerrada la línea nuevamente para continuar en servicio, pero si en el momento de realizar el recierre se encuentra de nuevo la línea en estado de falla, se ordena la apertura inmediatamente de nuevo y se deja abierta de manera permanente hasta que la falla haya sido investigada y solucionada.
- **Función 74:** La función 74, se encarga de la supervisión de los circuitos de disparo del interruptor. Normalmente, los interruptores a este nivel de tensión, tienen dos bobinas de disparo, sobre las cuales operan las protecciones y la UCB

para la apertura del interruptor; sea por operación ante una falla o por maniobras, desde el centro de control o desde la UCB. Esta función (74) se encarga de verificar el estado de las bobinas de disparo, de tal manera que se pueda garantizar que, si se cierra el interruptor, éste se encuentre en la capacidad operativa de abrir nuevamente si así lo necesita el sistema. Esta función da uno de los enclavamientos necesarios para el circuito de cierre del interruptor, de tal manera que, si al menos uno de los dos circuitos de disparo del interruptor está en óptimas condiciones, se permite el cierre de dicho interruptor.

- **Función 27/59:** es una función dedicada a la vigilancia de la tensión de la línea, tanto por baja tensión (27) como por sobre tensión (59), realizando monitoreo en la amplitud del valor de la tensión que se recibe desde los transformadores de tensión (PT). Los parámetros de tensión en un sistema de potencia deben estar en un margen definido, para estabilidad del sistema y calidad del servicio. Esta función permite detectar tensiones fuera de rango y da la alarma para tomar las acciones necesarias y el aviso para poner en conocimiento del operador de red la condición anómala que se podría estar presentando en la línea.
- **Función 87B/87T:** Función denominada como protección diferencial de barra (87B) o de transformador (87T). Ambas funcionan bajo la misma filosofía de diferencial, es decir, monitorear las corrientes entrantes y salientes, realizando la suma vectorial de las mismas, que debe ser igual a cero, o lo que es lo mismo, las corrientes que entran deben ser iguales a las corrientes que salen. Cuando se presenta una falla se desbalancea esta suma y deja de dar cero. Sin embargo,

la protección 87T, deberá tener el respectivo ajuste de relación de transformación, para operar de manera correcta.

El IED con dicha función detecta la anomalía en las corrientes y realiza la operación requerida, sea disparo a su propio módulo o disparo a los módulos que podrían alimentar la falla. Específicamente la función 87B tiene esa capacidad de realizar la apertura de todos los interruptores de los módulos conectados a una misma barra para despejar una falla. Esta función la realiza un IED independiente, el cual se encuentra también en un tablero de protección independiente.

Ésta última función mencionada es la única que no está inmersa en las funciones de protección de la línea y que, aunque actúa sobre ella, hace parte de otro módulo de la subestación que es el módulo de barra.

- **Función 50BF:** Esta función, denominada falla interruptor, inicia un conteo después de realizar el primer orden de disparo del interruptor y si éste no abrió, se ejecuta la falla interruptor etapa 1 (50BF-E1). Esta etapa consiste en un redisparo sobre el interruptor de la línea que presenta la falla, intentando que este segundo disparo realizado, abra el interruptor y se despeje la falla. Si pasado otro tiempo que es del orden de los milisegundos, la falla persiste, se ejecuta la falla interruptor etapa 2 (50BF-E2). En esta etapa se envía una orden al relé con la función 87B, para que este equipo realice una apertura de todos los interruptores de la subestación que pueden alimentar el módulo fallado.

Como se puede ver, una falla 50BF-E2 es crítica y sacaría de servicio toda una subestación con configuración de barra sencilla.

Las funciones mencionadas, normalmente se encuentran en un módulo de línea de 115kV. Hay casos especiales en donde la línea es muy corta y la protección de distancia no realizaría una función adecuada, de tal manera que en vez de protección de distancia (21) se usa protección de sobrecorriente (50/51) como protección principal, para de esta manera tener una protección adecuada y necesaria. De igual forma, se pueden dar casos de líneas donde es necesario que la protección principal sea un diferencial de línea, también llamada protección piloto (87L). Este caso se puede presentar como resultado de un estudio de cada operador de red, para determinar el tipo de protección adecuado para cada línea a proteger. A continuación, se presentan las tablas con las señales que se llevan a los IED de protección de un módulo de línea de 115kV:

Tabla 5. Señales binarias a la protección principal del relé 21/67

SEÑALES HACIA PROTECCION PRINCIPAL
Interruptor abierto
Interruptor cerrado
Recierre ON
Recierre OFF
Recibo teleprotección disparo 21
Recibo teleprotección disparo 67
Recibo teleprotección bloqueo recierre
Recibo teleprotección DDT*
Falla MCB`s PT`s
Seccionador de barra abierto
Seccionador de barra cerrado
Orden de cierre interruptor

Seccionador de línea abierto
Seccionador de línea cerrado

*DDT: disparo directo transferido

Estas señales, a la protección principal (Tabla 5), se llevan de manera cableada, desde el patio de potencia (donde se ubican los gabinetes de control de todos los activos del módulo, o desde los otros relés que componen el esquema de protección), en forma de datos binarios hasta el IED ubicado en el tablero del módulo, en la sala de control.

El conjunto de señales mostradas, son usadas en la programación del relé según sea necesario, por eso es importante que se lleven al equipo las señales que se necesiten para el cumplimiento de las funciones que ejecuta, la ausencia de alguna de ellas puede ocasionar falencias en el funcionamiento de las protecciones.

Tabla 6. Señales binarias a la protección de respaldo del relé 67

SEÑALES HACIA PROTECCION DE RESPALDO
Interruptor abierto
Interruptor cerrado
Falla alimentación DC
Falla MCB`s PT`s
Falla controlador de bahía

Las señales a la protección de respaldo (Tabla 6), al igual que a la protección principal, se llevan de manera cableada desde los equipos de patio o desde los otros relés del esquema de control y protección del módulo de línea, en forma de datos binarios.

Se llevan señales binarias que le indican al relé, el estado de los equipos, activación o desactivación de funciones e indicaciones de estados de alarmas, para la adecuada ejecución de las funciones asignadas al IED.

La protección principal y de respaldo, reúnen la información del módulo para tomar decisiones sobre su operación, de igual manera usan esta información para escalarla al centro de control del operador de red, de tal manera que se tiene un monitoreo constante en tiempo real para el operador de red, sobre el estado de sus activos.

Tabla 7. Señales a la protección 87B.

SEÑALES A DIFERENCIAL DE BARRA
Arranque 50BF por protección principal
Arranque 50BF por protección de respaldo
Seccionador de barra abierto
Seccionador de barra cerrado
Seccionador de línea abierto
Seccionador de línea cerrado
Interruptor abierto
Interruptor cerrado

El relé 87B, es un equipo de funcionamiento transversal a todos los módulos de la subestación, por tal motivo, es importante llevar las señales mencionadas del módulo de línea de 115kV, con esta información que se lleva de manera cableada desde cada equipo al IED, el relé cuenta con la información necesaria de cada módulo para actuar de una manera coherente, sin entrar en conflicto con las protecciones propias del módulo y gestionando su operación para garantizar la seguridad de los equipos.

6. SUBESTACIONES DIGITALES

Actualmente está tomando mucha fuerza la construcción de subestaciones digitales. Estas usan equipos con estándar de comunicación IEC 61850, (publicado desde el 2004), que buscan, entre otras, la flexibilidad, adaptabilidad y compatibilidad entre los equipos, los IED y los elementos que necesiten comunicación, con sus equipos asociados. Este estándar permitió una mayor globalización y adaptabilidad de los equipos, eliminando barreras y fronteras que se presentaban cuando cada fabricante implementaba para sus equipos, un protocolo de comunicación propio.

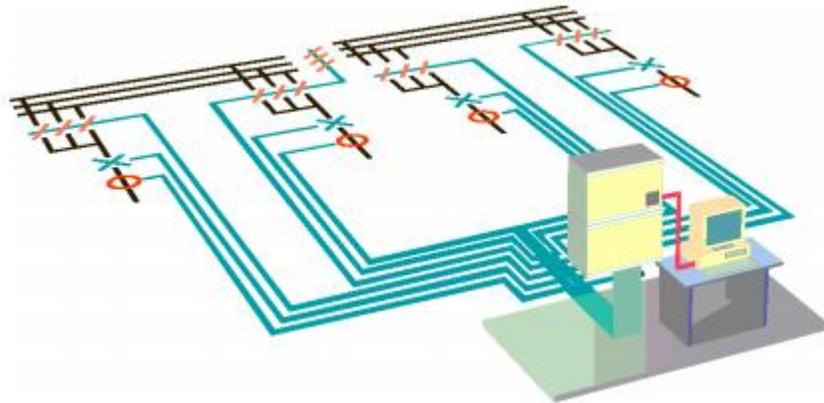
Adicional a esto, la centralización de datos, contribuyó a una alta capacidad de comunicación.

Además, el uso de la fibra óptica, permite mantener la filosofía general del control y la protección de un módulo de línea de 115kV mientras mejora la operatividad de la subestación.

Actualmente, todo se centraliza directamente desde los equipos que pertenecen al módulo, hasta su tablero de control y protección. Esto implica, en subestaciones con tamaños grandes, que existe una gran cantidad de cableado desde el patio de alta tensión, donde se encuentran los equipos; hasta los tableros a los cuales llevan las señales, ubicados en la sala de control (ver figura 16). Este tipo de implementación se conoce con el nombre de “centralizada”, el cableado de cobre implica altos costos, tanto para su adquisición como para su instalación, dimensionamiento y construcción de los cárcamos. Además de las limitaciones técnicas que pueden

presentar estos cables de cobre, como las caídas de tensión, el burden de los equipos, y la menor velocidad de transmisión de la información hacia los IED.

Figura 16. Esquema centralizado



Fuente: ABB. (Septiembre de 2003). *Protección numérica de estación*. Recuperado el 2020, de Protección de barras con protección de falla: <https://library.e.abb.com/public/03f44ebed0dfb655c1256cef0059a18c/1MRB520308-Bes-REB500-REB500sys%20datasheet.pdf>

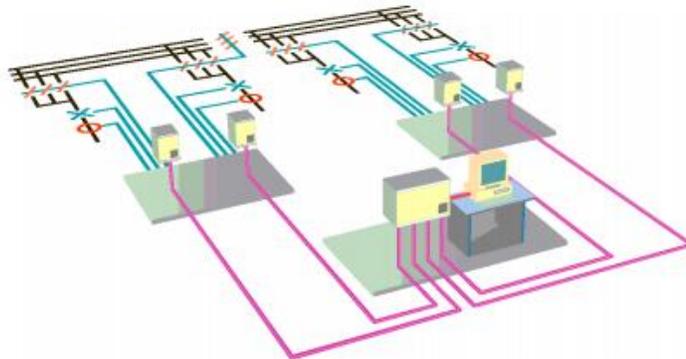
Con la entrada de las subestaciones digitales, se usan equipos que permiten trabajar de manera descentralizada, es decir, son equipos que ubicados en patio recogen allí mismo, todas las señales mencionadas en las tablas 4, 5, 6 y 7, de los equipos de potencia del módulo y mediante el uso de FO (fibra óptica) se comunican en sala de control con una unidad que centraliza la información de los diferentes módulos. Las señales de cada módulo se recogen directamente en el patio de la

subestación, cada módulo cuenta con un gabinete equipado para recibir el cableado de cobre (tramo corto), desde los gabinetes de los equipos de potencia, y desde allí se realiza la conexión con la sala de control mediante el uso de fibra óptica (FO). La FO de cada módulo se cablea hasta sala de control, donde se conecta a un equipo que la centraliza (ver figura 17).

De esta manera se dejan atrás los largos tendidos de cable de cobre desde el patio, hasta la sala de control.

La fibra óptica permite la transmisión de toda la información recolectada de manera local en patio, de una manera más eficiente, veloz, confiable, con el uso de mucho menos recurso físico. Así, la implementación de estas nuevas tecnologías impacta no sólo la operación y funcionamiento, sino también el dimensionamiento de las subestaciones.

Figura 17. Esquema descentralizado



Fuente: ABB. (Septiembre de 2003). *Protección numérica de estación*. Recuperado el 2020, de Protección de barras con protección de falla:

<https://library.e.abb.com/public/03f44ebed0dfb655c1256cef0059a18c/1MRB520308-Bes-REB500-REB500sys%20datasheet.pdf>

Algunas de las características y ventajas que traen las subestaciones digitales son las siguientes:

- La disminución de la inspección manual de circuitos eléctricos, aumenta la supervisión por parte de los equipos digitales sobre la instalación.
- Permite el análisis de mayor cantidad de información de los equipos de potencia y de los equipos asociados al módulo, por lo cual conlleva una mejor toma de decisiones.
- Facilidad en el análisis de la información al llevarla a una sola unidad para su análisis y procesamiento en centro de control.
- Adquisición de la información más cerca a la fuente, de tal manera que se tiene una señal más pura y fiel a la presentada en el sistema de potencia.
- Disminución en los requerimientos de burden y características técnicas de los transformadores de medición, debido a su cercanía con el equipo que recibe la información.
- Reducción del tendido de cables de cobre para las señales requeridas, y más importante aún, la reducción en las interferencias electromagnéticas que puedan presentarse a lo largo del tendido de cables de cobre.
- Aumento en la seguridad del personal y de las instalaciones al reducir considerablemente el riesgo eléctrico.

- Reducción en los tiempos de intervención para ajustes y arreglos, debido a la modularidad y planificación que los equipos digitales permiten.
- Sistemas de información con un alto estándar para todo el sistema, garantizando agilidad para futuros trabajos e intervenciones, gracias a la alta compatibilidad entre equipos que pudieran encontrarse en el mercado.

6.1 DESCRIPCIÓN ESTÁNDAR DE COMUNICACIÓN IEC 61850

Las características dinámicas y cambiantes de la red eléctrica, junto al desarrollo constante de las tecnologías encargadas del control, la protección y la automatización de los procesos de las subestaciones digitales, impulsaron la implementación y desarrollo del estándar de comunicaciones IEC 61850. Se busca medir tiempos de diferentes eventos, sincronización entre dispositivos, mejoras de velocidad de operación y conectividad entre diferentes funciones que trabajan juntas, como partes importantes de un sistema.

Uno de los pilares fundamentales de este estándar, es la sincronización de tiempo, en la cual se establece una misma sincronización horaria para todos los equipos involucrados en una misma red.

Posterior a establecer una sincronización, se definen paquetes de información denominados PICOM (pieza de información para la comunicación), dicha pieza posee una característica clave, una estampa de tiempo que se le asigna en el

momento de su creación y envío, de tal manera que se pueda identificar la antigüedad de la información para saber si es relevante o no.

El tiempo en cada paquete de información es clave para el desarrollo del estándar, los tiempos de comunicación que establece el estándar se definen según el ámbito de aplicación en el cual se ejecuta. Los procesos más críticos e importantes tienen unos tiempos de operación y procesamientos mucho menores que procesos menos críticos. Los tiempos que se implementan, mediante este estándar, en los esquemas de control y protección de los sistemas eléctricos son del orden de los milisegundos y microsegundos.

El estándar ofrece los mecanismos mediante los cuales un IED emisor tiene la capacidad de alcanzar varios IED receptores, este atributo permite mejorar la eficiencia de las comunicaciones entre los equipos de una red. De igual manera, el estándar también ofrece los mecanismos que se detallan en la sección 6.2, necesarios para garantizar la entrega de toda la información requerida.

Se implementan medidas importantes para garantizar la funcionalidad del sistema usando el estándar, como las siguientes:

- Se asegura que la pérdida de un sólo mensaje de información no comprometa la operación del sistema.
- Permite que cualquier dispositivo nuevo vinculado a la red, informe sobre su estado de operatividad a los demás dispositivos de la red.

- Permite que cualquier dispositivo nuevo conozca el estado de los demás dispositivos de la red a la cual se integra.

Se permite, además, la integración de diferentes tipos de sensores convencionales y no convencionales, analógicos, digitales, para la posible implementación del estándar tanto en subestaciones nuevas, como en ampliaciones o modernizaciones. Desde que surgió el estándar y a medida que se evolucionó en el mismo, se han incluido diversas ediciones. Estas ediciones buscan entrar específicamente a diferentes campos de aplicación y mejorar puntualmente parámetros específicos de la misma, ejemplo de ello, es la versión (IEC / IEEE 61850-9-3 Edición 1). Esta versión incluyó ajustes para incluir parámetros específicos para ser usados en la sincronización del sistema eléctrico.

Como eje central, para la óptima implementación del estándar IEC 61850, se establece la importancia de la precisión y la calidad del tiempo aplicado a cada equipo que integra la red.

6.2 ESTÁNDAR DE COMUNICACIÓN IEC 61850

Este estándar, define varios protocolos de comunicación que pueden ser implementados entre los equipos de una subestación eléctrica.

Los protocolos son los siguientes:

- Sample Measured Values (SMV)
- Simple Network Time Protocol (SNTP)
- Manufacturing Message Specification (MMS)

- Generic Substation Events (GSE)

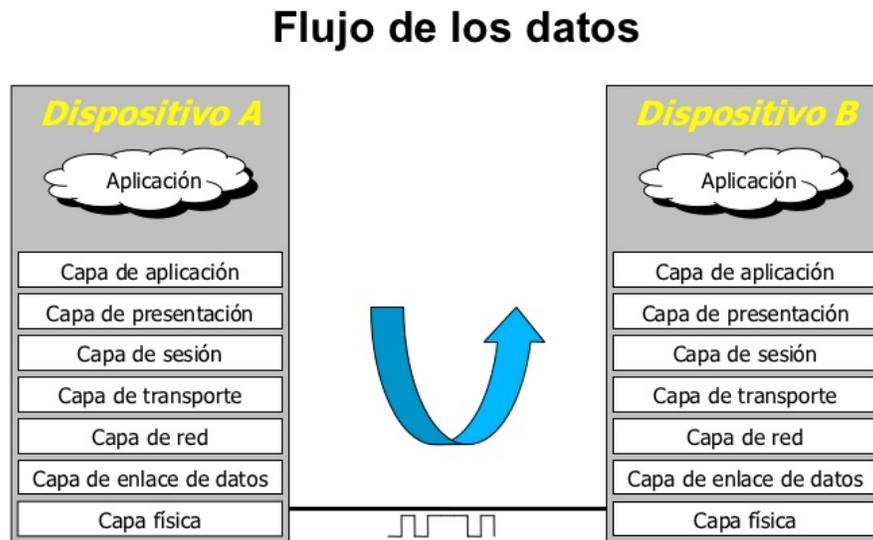
La explicación de cada protocolo no se encuentra en el alcance de la presente monografía.

Estos protocolos de comunicación son un conjunto de reglas que se deben seguir para realizar una comunicación efectiva entre dos o más equipos. La implementación de una correcta comunicación entre equipos de diferentes fabricantes, ha presentado un gran reto por el uso de diferentes desarrollos para el procesamiento de datos de cada fabricante. Para solucionar este inconveniente que se presentaba, se buscaba implementar interfaces de comunicaciones que son complejas y costosas para realizar dicha tarea.

Buscando uniformidad en el proceso de comunicación y la interoperatividad entre los equipos, se adoptó el modelo de comunicaciones tipo abierto, denominado interconexión de sistemas abiertos (open systems interconnection), este sistema se usa en los protocolos que conforman el estándar IEC 61850 y se definen 7 capas básicas (ver figura 18):

- Capa física
- Capa de enlace de datos
- Capa de red
- Capa de transporte
- Capa de sesión.
- Capa de presentación.
- Capa de aplicación.

Figura 18 Flujo de datos en capas del estándar IEC 61850



Fuente: CITCEA-UPC, J. R. (s.f.). <https://es.slideshare.net/fnuno/resumen-iec-61850>. Recuperado el 2020

Cada una de las capas mencionadas, define la manera en la cual fluye la información de un extremo a otro y viceversa. La comunicación entre dos o más equipos se puede ejecutar únicamente cuando las capas de los equipos que se desean comunicar coinciden, tanto las capas del emisor como las capas del receptor deben coincidir.

6.2.1 Definición de las capas del protocolo. Se tienen las siguientes capas

- **Capa de aplicación:** esta capa se considera la capa superior presente en el protocolo y es considerada la más grande de las 7 capas que se contemplan para el proceso de intercambio de información y la característica más importante de

esta capa es conceder el permiso de cualquier aplicación que lo requiera a la red de comunicaciones

- **Capa de presentación:** en esta capa se desarrolla la función de adaptación de la información o datos transmitidos a las necesidades propias del usuario, es decir, se realizan conversiones de formato, encriptaciones, implementación de caracteres especiales y tareas similares que se requieran para la adecuada transmisión de la información
- **Capa de sesión:** está encargada de mantener y sincronizar un enlace entre las partes interesadas en la transmisión de un mensaje, se encarga de garantizar el enlace entre ambas partes hasta que se culmine la transferencia de la información completa
- **Capa de transporte:** esta capa tiene la importante tarea de garantizar una comunicación de calidad durante todo el proceso de transferencia de información, sirviendo de enlace entre las capas superiores e inferiores.
- **Capa de red:** en este punto se pasa de direcciones de hardware a direcciones de red y se garantiza mantener un camino seguro entre un nodo y otro para el viaje de la información
- **Capa de enlace de datos:** de acuerdo a la arquitectura de comunicaciones usada, esta capa se encarga de la creación, transmisión y recepción de datos realizando la adaptación a la arquitectura de comunicaciones
- **Capa física:** en esta capa se encuentran las características físicas que tiene la transferencia de los paquetes de datos, desde la serie de señales eléctricas

adecuadas, niveles de tensión de la transferencia de información, tipo de conectores, tipo de cables y longitud de los mismos.

Para las señales de control y protección, se encuentran diferentes tipos de paquetes, dependiendo el paquete de información podría pasar o no por todas las capas mencionadas anteriormente. Los mensajes MMS (Multimedia Message Service), que son mensajes desde un sistema SCADA hacia los equipos y relés de un módulo (información no crítica), sí pasan por las 7 capas mencionadas para obtener información de los equipos, de las variables del sistema, informes de operación, estados y reportes generados por los IED.

Por otro lado, los mensajes GOOSE (Generic Object-Oriented Substation Events) tienen la particularidad de saltar las capas de transporte para efectos de mejorar la velocidad de la comunicación y la ejecución de órdenes desde los relés a los equipos del módulo, es decir, este tipo de mensajes se usan para las señales de operación críticas del módulo, como lo son las ordenes de apertura y de cierre de los equipos del mismo.

Las capas pueden ser modificadas por el usuario, para personalizar la manera en la cual se realiza la comunicación entre los equipos de la red.

6.2.2 Impactos de las subestaciones digitales. Los avances más importantes atribuidos a las subestaciones digitales son los siguientes:

- Reducción del tiempo de comunicación entre los equipos del módulo y los relés encargados de su vigilancia, control y operación, siendo esta característica la más relevante desde el punto de vista de la confiabilidad y seguridad de las subestaciones.
- El tendido de cableado convencional de cobre, el cual es costoso y requiere una disposición física importante para su implementación, se sustituye por buses de estación y de proceso mediante la fibra óptica, usada en las subestaciones digitales, la cual requiere menos espacio y menos tendido de cable, a su vez, requiere cárcamos y tuberías más pequeñas.
- Reducción de los tiempos de mantenimiento y despeje de falla, debido a la reducción de cableado, es más fácil encontrar fallas que se puedan presentar en un recorrido de fibra óptica.
- Facilidad de instalación, por el calibre de la fibra óptica, ofrece una fácil instalación, teniendo en cuenta los cuidados para la instalación de la misma.
- Aumento de la cantidad de señales y estados que se pueden implementar, ofreciendo mayor información del sistema para mejorar la toma de decisiones.
- Alta disponibilidad de las subestaciones por la redundancia de dispositivos, canales de comunicación y puertos de comunicación.

7. INTEGRACIÓN DE ESQUEMAS DE CONTROL Y PROTECCIÓN

Hasta el momento, se realizó una verificación de las señales necesarias, con las que debe contar el módulo, la manera en la que se llevan desde los equipos de potencia a los IED y las señales con las cuales debe contar cada IED, para el esquema de protección y para el esquema de control. Sin embargo, al ser sistemas asociados a un mismo módulo, estos sistemas deberán tener la capacidad de coordinar operaciones, de tal manera que una orden ejecutada por un controlador de bahía, no vaya en contravía con la operación requerida por la protección del módulo, o viceversa. Se busca que los equipos trabajen de manera conjunta y coordinada.

Para esto, es necesario cumplir los siguientes requisitos entre los esquemas de control y protección:

- Comunicación confiable entre los IED
- Veracidad de la información recibida por los equipos
- Velocidades de procesamiento coordinadas con una misma sincronización
- Jerarquización y selectividad en la operación de los IED, de tal manera que se eviten acciones contradictorias entre los equipos del módulo
- Redundancia y respaldo entre los equipos.

El cumplimiento de todos estos requisitos se implementa de tal manera que trabajen de manera conjunta, para garantizar la operatividad y servicio de la línea en todo momento.

Unas de las operaciones más importantes para las protecciones y para la operación del sistema, son la apertura y el cierre del interruptor, por eso se va a tratar en este capítulo.

7.1 CIRCUITO DE CIERRE DEL INTERRUPTOR

Dadas las condiciones y teniendo cableadas las señales que deben ser llevadas desde los equipos del módulo a los IED, se debe garantizar unos criterios (mencionados líneas abajo), que, en el desarrollo de una ingeniería de detalle, deben tenerse en cuenta. El primero tal vez sería el **circuito de cierre del interruptor de potencia del módulo**, que es el encargado de reunir las condiciones operativas y las órdenes necesarias para realizar el cierre del interruptor de potencia (ver figura 19). Esta operación debe cumplir varios criterios:

- Permiso de cierre por el relé maestro de disparo y bloqueo (86B). Este relé auxiliar permite el cierre del interruptor siempre y cuando no se encuentre ninguna protección operada, advirtiendo alguna situación de peligro.
- Permiso de cierre por supervisión de los circuitos de disparo (74), mínimo uno de los dos circuitos de disparo con los que cuenta el interruptor debe estar en buen estado para poder cerrarlo.

- Cierre de seccionadores del módulo (esta condición puede ir físicamente cableada usando contactos de posición de cada seccionador asociado, o puede estar inmersa en la programación de una de las salidas de los IED habilitadas para este circuito de cierre), cabe recordar que como se mencionó anteriormente, una de las señales que se lleva a los IED es la posición de los equipos de potencia del módulo (seccionadores e interruptor).
- Cierre / recierre por protecciones, habilitado mediante una salida de cada IED, que da la orden de cerrar después de encontrarse abierto el interruptor, o de hacer recierre, en caso de que se haya realizado una operación previa de apertura por protecciones y estas mismas, emitan la orden de recierre después del despeje de la falla que originó la apertura inicial.
- Cierre de emergencia, es un cierre que puede ser de manera local, desde la sala de control de la subestación, o de manera remota, desde el centro de control del operador de red. Independientemente de su origen, este cierre es una orden voluntaria del personal encargado del OR (pruebas, mantenimientos, descargos operativos, etc.).

7.2 CIRCUITO DE DISPARO 1 Y 2 DEL INTERRUPTOR

En la ingeniería de detalle existen dos circuitos de alta importancia que son los **circuitos de disparo 1 y 2 (CD1 y CD2)**. Estos circuitos son los encargados de la apertura del interruptor y reúnen todas las condiciones o situaciones por las cuales el interruptor debería abrir, sea por el esquema de control o por el esquema de protecciones. Estos circuitos de disparo se caracterizan por tener en paralelo todas las señales de disparo que operan sobre el interruptor, de tal manera que cualquier señal que se active, se dirija directamente a la bobina de disparo del interruptor para que éste se abra y la apertura se realice en el menor tiempo posible para la protección de la línea y de los equipos de su módulo (ver figura 20).

Por temas de confiabilidad y seguridad, el interruptor cuenta con dos bobinas de disparo, motivo por el cual se mencionan dos circuitos de disparo (llamados circuito de disparo 1 y circuito de disparo 2).

Esta filosofía para tener redundancia en la apertura, es de vital importancia para garantizar criterios de seguridad de las personas, de las instalaciones y de los equipos de la subestación, y además seguridad y estabilidad de todo el sistema eléctrico de potencia.

Un módulo en el cual se presente una falla si no se encuentra en las condiciones adecuadas para realizar la apertura de su interruptor, puede poner en riesgo todo el

sistema eléctrico, porque se genera un efecto en cascada y se generan disparos en zonas donde, idealmente, no se deberían presentar. Los parámetros de la energía, entonces, se salen de donde deberían estar y todo el sistema reacciona, causando salidas de subestaciones completas y hasta apagones nacionales.

En la ingeniería de detalle de los circuitos de disparo, se deben integrar todas las aperturas sobre el interruptor de potencia, independientemente de si son del esquema de control o del esquema de protecciones.

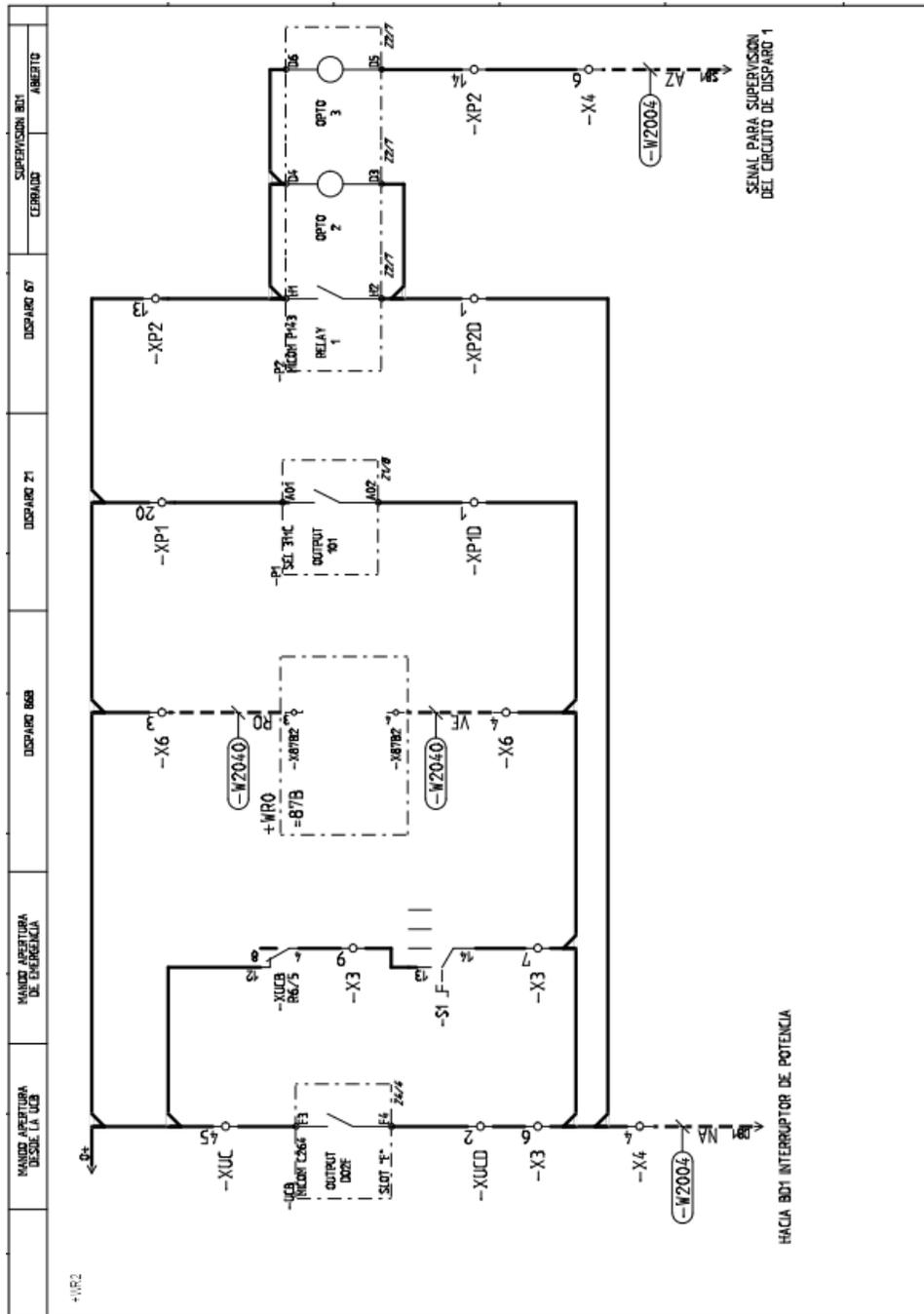
Algunas de las señales de activación, que dan orden de apertura sobre el interruptor, son:

- Señales de disparo provenientes de la protección principal. Este IED tiene la capacidad, mediante una salida digital, de realizar disparo sobre el interruptor según las funciones implementadas. En este caso, la función principal es la función de distancia (21).
- Señales de disparo provenientes de la protección de respaldo, de manera similar a la protección principal, este relé tendrá una salida digital asignada para realizar la función de disparo sobre el interruptor.
- Apertura desde la UCB, cuando se tiene un controlador de bahía independiente, se puede realizar de manera directa el disparo o apertura del interruptor de potencia. Esta opción se aplica, cuando por alguna situación de emergencia, o mantenimiento programado, o salida necesaria del módulo, se requiere la apertura del interruptor, entonces es una apertura sin presencia de ninguna falla.

- Disparo por protección 87B, esta protección es una protección transversal a todos los módulos de la subestación, los vigila y opera sobre ellos cuando es necesario, de tal manera que tiene un contacto asignado al módulo de línea, para realizar disparo cuando así se requiera por algún desbalance en las corrientes de la barra, o fallas en otros módulos, que requieran la apertura de todos los puntos que podrían alimentar la falla.

Dependiendo de la filosofía de control y protección propia del operador de red, podría haber un selector dedicado a hacer cierres y disparos. Estas operaciones, si se realizan mediante mando manual, son operaciones de emergencia. Se podría decir que, en caso de una eventualidad de grandes magnitudes que afecte los esquemas dedicados a la apertura del interruptor y por seguridad, la operación debe realizarse mediante el uso del selector de discrepancia (nombre como se le conoce al selector mencionado).

Figura 20. Ejemplo circuito de disparo



Fuente: elaboración propia

Los esquemas de control y protección también se ven relacionados, cuando interactúan las lógicas que se le programan a cada IED. Cabe aclarar que los IED, son dispositivos lógicos programables a los cuales es necesario llevarles todas las señales requeridas del módulo y sus equipos, y también es necesario realizar una programación para que el IED quede en la capacidad de analizar la información que recibe y, dependiendo las situaciones que se presenten y el monitoreo contante que haga de la línea, pueda tomar la decisión adecuada.

La programación de cada relé es una tarea importante porque consiste en definir, además, criterios de operación y de selectividad, para garantizar la coordinación entre los relés propios de cada módulo y los de los demás módulos para funciones específicas que así lo requieran. Ésta programación no se toma en cuenta en la presente monografía debido a que se sale del alcance planteado.

Niveles de control

NIVEL 0:

Corresponde al nivel de mando local de los equipos.

Cada equipo de maniobra y protección en la subestación de 115kV, se puede operar desde el gabinete de mando y control ubicado físicamente en cada equipo. Este control quedará habilitado cuando el selector “Local” - “Remoto” esté en posición “Local”.

NIVEL 1:

Este nivel de control quedará habilitado, siempre y cuando, el nivel de control anterior (Nivel_0) esté en modo REMOTO. Corresponde al control desde el relé numérico en sala de control, el cual permitirá operar los circuitos correspondientes en la subestación.

En relé numérico se habilitará el telecontrol desde los niveles superiores.

NIVEL 2:

Este nivel de control quedará habilitado, siempre y cuando, los niveles de control inferiores, estén en modo REMOTO.

Corresponde al nivel desde el Centro de Control SCADA remoto, para el mando a distancia y telecontrol.

Tal como se entenderá, estos niveles de control consideran todos los estados, alarmas, medidas y mandos de los equipos de operación.

A continuación, se muestra cada nivel de control y la cantidad de señales en cada uno.

Tabla 8. Señales del nivel de control 0.

SEÑALES NIVEL 0			
CANTIDAD	EQUIPO	SEÑAL	TIPO DE SEÑAL
1	INTERRUPTOR DE POTENCIA	Interruptor abierto	BINARIA
2		Interruptor cerrado	BINARIA
3		Interruptor operación local	BINARIA
4		Interruptor operación remota	BINARIA
5		Falla MCB alimentación del motor	BINARIA
6		Alarma presión SF6	BINARIA
7		Bloqueo operación por presión SF6	BINARIA
8		Falla 74 BD1	BINARIA

9	SECCIONADOR DE BARRA	Falla 74 BD2	BINARIA
10		Falla resorte interruptor	BINARIA
11		seccionador abierto	BINARIA
12		seccionador cerrado	BINARIA
13		falla circuito motor	BINARIA
14	SECCIONADOR DE LINEA	tiempo excesivo de maniobra	BINARIA
15		seccionador abierto	BINARIA
16		seccionador cerrado	BINARIA
17		falla circuito motor	BNARIA
18	TRANSFORMADO RES DE TENSION	tiempo excesivo de maniobra	BINARIA
19		SEÑAL DE TENSION A IED's	ANALOGA
20			
21			
22			
23	Falla PT's	BINARIA	
24	TRANSFORMA DORES DE CORRIENTE	SEÑAL DE CORRIENTE A IED's	ANALOGA
25			
26			
27			

Tabla 9. Señales del nivel de control 1.

SEÑALES NIVEL 1			
CANTIDAD	EQUIPO	SEÑAL	TIPO DE SEÑAL
1	IED'S	Presencia de alta tensión en la línea (59)	BINARIA
2	IED'S	Falla detección tensión de línea	BINARIA
3	IED'S	Recierre (79) off	BINARIA
4	IED PRINCIPAL	Disparo 21/67 protección principal	BINARIA
5	IED PRINCIPAL	Falla protección principal	BINARIA
6	IED RESPALDO	Disparo 67 protección de respaldo	BINARIA
7	IED RESPALDO	Falla protección de respaldo	BINARIA
8	MCB's MODULO	Falla alimentación DC módulo	BINARIA
9	IED'S	Permiso cierre secc de barra	BINARIA
10	IED'S	Permiso cierre secc de tierra	BINARIA
11	IED'S	Permiso cierre secc de línea	BINARIA

12	IED 87B	Falla relé diferencial de barras	BINARIA
13	IED 85	Falla relé de teleprotección	BINARIA

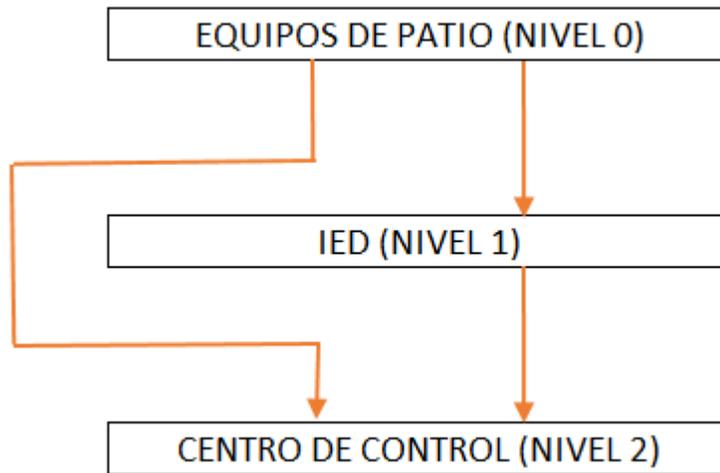
Tabla 10. Señales del nivel de control 2.

SEÑALES NIVEL 2			
CANTIDAD	EQUIPO	SEÑAL	TIPO DE SEÑAL
1	IED'S	Presencia de alta tensión en la línea (59)	BINARIA
2	IED'S	Falla detección tensión de línea	BINARIA
3	IED'S	Recierre (79) off	BINARIA
4	IED PRINCIPAL	Disparo 21/67 protección principal	BINARIA
5	IED PRINCIPAL	Falla protección principal	BINARIA
6	IED RESPALDO	Disparo 67 protección de respaldo	BINARIA
7	IED RESPALDO	Falla protección de respaldo	BINARIA
8	MCB's MODULO	Falla alimentación DC módulo	BINARIA
9	IED 87B	Falla relé diferencial de barras	BINARIA
10	IED 85	Falla relé de teleprotección	BINARIA
11	IED 85	falla canal de comunicación	BINARIA
12	IED 85	Envío de teleprotección	BINARIA
13	IED 85	Recibo de teleprotección	BINARIA
14	IED 85	DDT envío	BINARIA
15	IED 85	DDT recibo	BINARIA

Muchas de las señales del nivel 1 son comunes con el nivel 2, que es centro de control, porque ambos niveles requieren recibir toda la información posible de alarmas, fallas, eventos, estados de equipos y de la línea, para una adecuada toma de decisiones.

De manera sencilla se puede ver la situación mencionada (ver figura 21), en donde hay señales que son comunes desde el nivel 0 hacia los niveles 1 y 2, y otras señales que salen directamente desde el nivel 1 hacia centro de control.

Figura 21. Ejemplo distribución de señales en los niveles jerárquicos



8. CONCLUSIONES

- Se definen los principales elementos de una subestación eléctrica y en especial, los elementos que componen el módulo de estudio, la línea de 115kV, para, a partir de esto abarcar lo que implica el control y protección de dicho módulo.
- Se mencionan las funciones que se encuentran en los esquemas de control y protección del módulo de línea de 115kV.
- A partir del análisis de los IED del módulo, y de las funciones que cumple cada uno, se listan las señales necesarias para la correcta operación de cada relé.
- También se presentan señales complementarias a las señales principales, en busca de llevar al relé, la cantidad de información necesaria y adecuada, para que, al momento de su programación y puesta en servicio, éste pueda realizar todas las funciones para las cuales fue implementado.
- Se plasma conocimiento práctico, de la forma física de la conexión secundaria de los equipos del módulo de línea de 115kV, de tal manera que sirva como orientación a quienes están empezando a involucrarse en los sistemas de potencia y en especial de las subestaciones.
- Se da una idea de lo que se está viendo en nuevas implementaciones de subestaciones y hacia dónde apuntan, de tal manera que a la hora de abordar el tema se abre la posibilidad de este camino y las nuevas implementaciones, sean cada día más exploradas en busca de la maximización de sus beneficios.

- El tiempo se vuelve un componente crítico en todos los sistemas de control y protección, marcando la pauta para la correcta integración y coordinación de los equipos que pertenecen a estos sistemas.

BIBLIOGRAFÍA

- ABB. (Septiembre de 2003). *Protección numérica de estación*. Recuperado el 2020, de Protección de barras con protección de falla: <https://library.e.abb.com/public/03f44ebed0dfb655c1256cef0059a18c/1MRB520308-Bes-REB500-REB500sys%20datasheet.pdf>
- Anonimo. (s.f.). *Dreamstime*. Recuperado el 2020, de <https://es.dreamstime.com/foto-de-archivo-imagen-a%C3%A9rea-de-la-subestaci%C3%B3n-el%C3%A9ctrica-en-polonia-image53863412>
- ARTECHE. (2020). *Transformadores de medida alta tension*. Recuperado el 2020, de <https://www.artech.com/es/productos/transformadores-de-intensidad>
- Branner. (s.f.). *Seguridad con Inteligencia Artificial en Plantas Eléctricas*. Recuperado el 2020, de <https://branner.cl/cctv/seguridad-con-inteligencia-artificial-en-plantas-electricas/>
- CITCEA-UPC, J. R. (s.f.). <https://es.slideshare.net/fnuno/resumen-iec-61850>. Recuperado el 2020
- CREG. (s.f.). *Historia en Colombia*. Recuperado el 2020, de <https://www.creg.gov.co/sectores/energia-electrica/historia-en-colombia>
- EDWIN RIGHT, D. R. (2003). *TCP/IP and ethernet Networking*. Newnes.
- ENSOTEST. (s.f.). *ENSOTEST*. Recuperado el 2020, de ENERGY SOFTWARE & TESTING: <https://www.ensotest.com/es/iec-61850/introduccion-a-la-norma-iec-61850/>

FERNANDEZ BRAVO, L. M. (2013). Diseño del Sistema de Control y Protección de una posición de línea de 220kV. Universidad de Sevilla, Escuela Técnica Superior de Ingeniería, Departamento de Ingeniería Eléctrica.

ISA INTERCOLOMBIA. (s.f.). *Sistema eléctrico colombiano*. Recuperado el 2020, de <http://www.isaintercolombia.com/Paginas/48/sistema-electrico-colombiano>

MEGAS. (2020). *Entendiendo el Funcionamiento de los Interruptores de Alta Tensión*. Recuperado el 2020, de <http://megas.com.do/index.php/2017/08/07/entendiendo-el-funcionamiento-de-los-interruptores-de-alta-tension/>

MEJIA VILLEGAS, H. (2003). *Subestaciones de alta y extra alta tensión*.

PEREZ GARCIA, I. (2012). Evolución de los sistemas de control y protección de subestaciones de distribución de energía eléctrica. Universidad Complutense y UNED.

RAMIREZ CASTAÑO, S. (2003). *Protección de sistemas eléctricos*. Manizales.

SCHNEIDER ELECTRIC. (s.f.). *DESCRIPCIÓN DE LOS NÚMEROS ANSI / IEEE*. Recuperado el 2020, de https://www.se.com/ww/resources/sites/SCHNEIDER_ELECTRIC/content/live/FAQS/222000/FA222080/es_ES/Tabla%20de%20Codigos%20ANSI.PDF

SEL. (2020). *SEL-321 Relé de distancia de fase y tierra*. Recuperado el 2020, de <https://selinc.com/es/products/321/>

SEL. (2020). *SEL-451 Sistema de protección, automatización y control de bahía*.

Recuperado el 2020, de <https://selinc.com/es/products/451/>

SIEMENS. (2003). *Pararrayos 3EQ4 - Siemens Energy*. Recuperado el 2020, de

<https://manualzz.com/doc/5422935/pararrayos-3eq4---siemens-energy>

Siemens AG. (2013). *Digital Asset Management*. Recuperado el 2020, de

<https://assets.new.siemens.com/siemens/assets/public.1533215970.a8c255>

[c897707c1213440434d096b0f08e4d25e0.high-voltage-circuit-breakers-portfolio-es.pdf](https://assets.new.siemens.com/siemens/assets/public.1533215970.a8c255c897707c1213440434d096b0f08e4d25e0.high-voltage-circuit-breakers-portfolio-es.pdf)

Sieyuan. (s.f.). *G/S*. Recuperado el 2020, de <http://en.sieyuan.com/83/93/>

TRASHORRAS MONTECELOS, J. (2015). *Subestaciones Electricas*. Ediciones

Paraninfo.

Valdés, R. (2015). *SUBESTACIONES DIGITALES: El camino hacia una red*

Inteligente. Recuperado el 2020, de

<http://www.emb.cl/electroindustria/articulo.mvc?xid=2474&ni=subestaciones>

[-digitales-el-camino-hacia-una-red-inteligente](http://www.emb.cl/electroindustria/articulo.mvc?xid=2474&ni=subestaciones-digitales-el-camino-hacia-una-red-inteligente)

WEG. (s.f.). *Subestación Convencional*. Recuperado el 2020, de

<https://www.weg.net/catalog/weg/ES/es/Generaci%C3%B3n%2CTransmisi>

[\[\\[Convencional/Subestaci%C3%B3n-Convencional/p/MKT_WTD_CONVENTIONAL_SUBSTATION\\]\\(https://www.weg.net/catalog/weg/ES/es/Generaci%C3%B3n%2CTransmisi%C3%B3n-y-Distribuci%C3%B3n/Subestaciones/Subestaciones-Convencional/Subestaci%C3%B3n-Convencional/p/MKT_WTD_CONVENTIONAL_SUBSTATION\\)\]\(https://www.weg.net/catalog/weg/ES/es/Generaci%C3%B3n%2CTransmisi%C3%B3n-y-Distribuci%C3%B3n/Subestaciones/Subestaciones-</p></div><div data-bbox=\)](https://www.weg.net/catalog/weg/ES/es/Generaci%C3%B3n%2CTransmisi%C3%B3n-y-Distribuci%C3%B3n/Subestaciones/Subestaciones-</p></div><div data-bbox=)

XM. (2007). XM. Recuperado el 2020, de
<http://www.xm.com.co/BoletinXM/Boletines%20Anteriores/1456/Caracter%20de%20las%20Actividades%20del%20Sistema%20El%C3%A9ctrico%20Colombiano.pdf>