Caracterización de las Subestaciones Eléctricas de Transmisión y Distribución que Hagan Parte del SIN, del STR o del SDL Dentro de la Región Central (Cundinamarca, Boyacá, Tolima, Meta y Bogotá DC), Como Parte del Convenio Marco de Cooperación Interinstitucional 064 de 2018

UNIVERSIDAD DISTRITAL FRANCISCO JOSÉ DE CALDAS

GRUPO DE INVESTIGACIÓN XUÉ

SEMILLERO DE INVESTIGACIÓN BARIÓN

2020

Convenio Interadministrativo 080 de 2019. Región Administrativa y de Planeación Especial RAP-E – Universidad Distrital Francisco José de Caldas.

Director RAP-E:

- Doctor Fernando Florez Espinoza

Supervisor Convenio:

- Ingeniero Jorge Eduardo Aya Rodríguez

  Responsable del eje de Infraestructura, transporte, logística y servicios públicos.

Rector Universidad Distrital Francisco José de Caldas:

- Doctor Ricardo García Álvarez

Director Idexud:

- Ingeniero Carlos Yezid Rozo Álvarez

Equipo Técnico:

- César Andrés Rincón Triana
- Alejandro Hurtado Beltrán
- Alejandra Patarroyo
- Felipe Cruz Espitia
- Juan David Salinas
- Miguel Ángel Ocaciones
- Jaime Adrián Matéus Ramírez
- Wendy Katherine Villarraga Clavijo
- Oscar Daniel Guerrero Mora
- José Alexander Ovalle Murcia
- Brian Alexander Veloza Beltrán
- Heguar Stins Goyeneche Mendivelso

Equipo Específico:

- Luis Antonio Gutiérrez Salazar

Coordinadora Grupo/Semillero de Investigación:

- Nubia Marcela Rodríguez Figueroa

Director Grupo/Semillero de Investigación:

- Ingeniero Andrés Escobar Díaz

Tabla de contenido

1. INTRODUCCIÓN 8

2. OBJETIVOS 10

2.1. Objetivo general 10

2.2. Objetivos específicos 10

3. METODOLOGÍA 11

4. SUBESTACIÓN ELÉCTRICA 13

4.1. Definición 13

4.2. Objeto de una Subestación en un sistema de potencia 13

4.3. Características de operación 14

4.4. Parámetros básicos de diseño 15

4.4.1. Tensión más elevada para el material 15

4.4.2. Nivel de aislamiento 15

4.4.3. Intensidad de cortocircuito 15

4.4.4. Intensidad en régimen permanente 16

5. CLASIFICACIÓN 17

5.1. Clasificación según su función dentro del sistema 17

5.1.1. Elevadora 17

5.1.2. Reductora 17

5.1.3. De maniobra 18

5.2. Clasificación según su nivel de tensión 18

5.3. Clasificación por tipo de Tecnología 19

5.3.1. Subestaciones AIS 19

5.3.2. Subestaciones GIS 19

5.3.3. Subestaciones prefabricadas 21

5.3.4. Subestaciones híbridas 22

5.4. Configuración 23

5.4.1. Tendencia europea 24

5.4.2. Tendencia americana 27

6. SUBESTACIONES EXTERIORES 30

6.1. Distancias de seguridad 30

6.2. Requisitos específicos 32

6.3. Bloques de la Subestación 32

6.4. Elementos principales de la Subestación 32

6.4.1. Equipos de patio *32*
6.4.2. Equipos de tablero *74*
6.4.3. Servicios auxiliares *74*
6.4.4. Instalaciones complementarias *74*
6.5. Sistema de control de la subestación 76
6.5.1. Requerimientos generales de un sistema de Control *76*
6.5.2. Facilidad de expansión *76*
6.6. Sistema de protección de la subestación 78
6.6.1. Funcionamiento del sistema de Protección *78*
6.6.2. Funcionamiento de las Protecciones *80*
6.6.3. Equipos de protección *81*
6.6.4. Principales funciones de protección *82*
7. SISTEMA DE AUTOMATIZACIÓN DE LA SUBESTACIÓN (SAS) 84
7.1. Funciones del sistema de automatización de la Subestación 84
7.1.1. Básicas *84*
7.1.2. Extendidas *85*
7.1.3. Niveles de función *86*
8. MANTENIMIENTO DE SUBESTACIONES 88
8.1. Mantenimiento preventivo 88
8.1.1. En Transformadores de potencia *88*
8.1.2. En Interruptores de potencia *88*
8.1.3. En Seccionadores *88*
8.1.4. En PT´s *89*
8.1.5. En CT´s *89*
8.1.6. En DPS *89*
8.2. Mantenimiento predictivo 89
8.3. Mantenimiento correctivo 89
9. DESCRIPCIÓN DE LA NORMATIVIDAD VIGENTE 90
10. IDENTIFICACIÓN DE SUBESTACIONES AUTOMATIZADAS DE LA EMPRESA DE ENERGÍA DE BOYACÁ (EBSA) 91
11. AUTOMATIZACIÓN DE SUBESTACIONES ELÉCTRICAS CON LA NORMA IEC 61850 95
11.1. Aspectos principales 95
11.2. Campo de aplicación 96
11.3. Adaptabilidad 97

11.4. Compatibilidad 98
11.5. Beneficios 98
11.5.1. Para la Supervisión, Control y Medición 98
11.5.2. Para la protección 98
11.5.3. Para el equipo primario 99
11.6. Retos para los profesionales 99
11.7. Retos para las organizaciones 99
12. LAS SUBESTACIONES DIGITALES COMO PARTE DE LAS REDES INTELIGENTES 101
12.1. Principales características 101
12.2. Arquitectura de las Subestaciones digitales 101
12.3. Ventajas para el operador 102
13. CONCLUSIONES 105
14. RECOMENDACIONES 106
15. BIBLIOGRAFÍA 107

Listado de Tablas

Tabla 1 Distancias de seguridad para la Figura 17. 30
Tabla 2 Tipos de transformador con su respectivo enfriamiento. 41
Tabla 3 Tensión nominal primaria de PT´s según el tipo de conexión. 57
Tabla 4 Corriente nominal primaria, CT´s. 61
Tabla 5 Corriente nominal secundaria, CT´s. 61
Tabla 6 Clasificación de los DPS según norma IEEE Std C62.11. 67
Tabla 7 Listado de Subestaciones EBSA Zona Centro. 91
Tabla 8 Listado de Subestaciones EBSA Zona Tundama. 92
Tabla 9 Listado de Subestaciones EBSA Zona Sugamuxi. 92
Tabla 10 Listado de Subestaciones EBSA Zona Occidente.. 92
Tabla 11 Listado de Subestaciones EBSA Zona Norte. 93
Tabla 12 Listado de Subestaciones EBSA Zona Oriente. 93
Tabla 13 Listado de Subestaciones EBSA Zona Ricaurte. 93
Tabla 14 Listado de Subestaciones EBSA Zona Puerto Boyacá. 94
Tabla 15 Comparación del tiempo de vida del sistema de control de las Subestaciones de la EBSA para el año 2017 y el año 2019. 94
Tabla 16 Normatividad vigente relacionada con las Leyes de Servicios Públicos. 128
Tabla 17 Normatividad vigente relacionada con Decretos. 128
Tabla 18 Normatividad vigente relacionada con las Resoluciones del Ministerio de Minas y Energía. 129
Tabla 19 Normatividad vigente relacionada con la UPME. 129
Tabla 20 Normatividad vigente relacionada con la CREG. 130

Tabla 21 Normatividad vigente relacionada con Resoluciones de la CREG del Código de Redes y del Reglamento de Operación del SIN. 133
Tabla 22 Normatividad vigente relacionada con el Licenciamiento ambiental. 134
Tabla 23 Normatividad vigente Socioambiental y del Territorio relacionada con el Agua 135
Tabla 24 Normatividad vigente Socioambiental y del Territorio relacionada con el Aire. 135
Tabla 25 Normatividad vigente Socioambiental y del Territorio relacionada con el Ruido. 135
Tabla 26 Normatividad vigente Socioambiental y del Territorio relacionada con el Suelo.. 136
Tabla 27 Normatividad vigente Socioambiental y del Territorio relacionada con la Flora. 136
Tabla 28 Normatividad vigente Socioambiental y del Territorio relacionada con la Fauna. 136
Tabla 29 Normatividad vigente Socioambiental y del Territorio relacionada con Compensaciones ambientales. 137
Tabla 30 Normatividad vigente Socioambiental y del Territorio relacionada con el aspecto Social. 138
Tabla 31 Normatividad vigente Socioambiental y del Territorio relacionada con el Ordenamiento Territorial. 138

Listado de Figuras

Figura 1 Sistema eléctrico con centros de producción y de consumo de energía eléctrica. 14
Figura 2 Subestación Eléctrica elevadora. 17
Figura 3 Subestación Eléctrica reductora. 18
Figura 4 Subestación Eléctrica de maniobra. 18
Figura 5 Subestación Eléctrica AIS. 19
Figura 6 Subestación Eléctrica GIS. 20
Figura 7 Vista de sección de una celda con doble barra y salida por cable. 21
Figura 8 Subestación Prefabricada Modular. 22
Figura 9 Subestación Híbrida. 23
Figura 10 Configuración barra sencilla normal, tendencia europea. 24
Figura 11 Configuración barra sencilla con seccionamiento, tendencia europea. 25
Figura 12 Configuración barra sencilla, tendencia europea, disposición “H”. 25
Figura 13 Configuración de doble barra, tendencia europea. 26
Figura 14 Configuración barra de transferencia, tendencia europea. 27
Figura 15 Configuración anillo, tendencia americana. 28
Figura 16 Configuración interruptor y medio, tendencia americana. 29
Figura 17 Distancias de seguridad para prevenir contactos directos en subestaciones exteriores. 30
Figura 18 Zona de seguridad para circulación de personal. 31
Figura 19 Zonas de seguridad. 31
Figura 20 Transformador de potencia. 33
Figura 21 Vista interna de un núcleo tipo acorazado de un transformador eléctrico. 34
Figura 22 Vista de un transformador tridevanado. 35
Figura 23 Tanque conservador de un transformador de potencia. 36

Figura 24 Tipos de bujes o pasatapas para transformadores de potencia. 37
Figura 25 Tablero general de un transformador de potencia..... 37
Figura 26 Relé Buchholz de un transformador de potencia..... 38
Figura 27 Indicadores de temperatura de un transformador de potencia.. 39
Figura 28 Radiadores de un transformador de potencia. 40
Figura 29 Interruptores de potencia. 41
Figura 30 Interruptor de tanque vivo. 42
Figura 31 Interruptor de tanque muerto..... 43
Figura 32 Interruptor en vacío tipo interior. 44
Figura 33 Interruptor de potencia tipo exterior..... 44
Figura 34 Interruptor al vacío. 45
Figura 35 Accionamiento de un interruptor tripolar por resorte lineal. 46
Figura 36 Diagrama de bloques, principio de funcionamiento de un interruptor de potencia. 47
Figura 37 Principio de extinción de arco eléctrico en un interruptor. 47
Figura 38 Seccionadores de línea..... 50
Figura 39 Seccionadores de barra y de línea..... 51
Figura 40 Seccionadores de línea con función de puesta a tierra. 51
Figura 41 Seccionador de doble apertura central..... 52
Figura 42 Seccionadores de apertura central..... 52
Figura 43 Seccionadores de cuchilla. 53
Figura 44 Seccionadores de apertura vertical. 53
Figura 45 Accionamiento manual de un seccionador. 54
Figura 46 Accionamiento motorizado de seccionadores. 55
Figura 47 PT´s. 56
Figura 48 PT´s inductivos. 58
Figura 49 PT´s capacitivos..... 59
Figura 50 CT´s. 60
Figura 51 Borneras de un CT y sus posibles conexiones..... 62
Figura 52 CT tipo devanado primario. 63
Figura 53 CT de varios núcleos. 63
Figura 54 CT´s de relación múltiple. 64
Figura 55 DPS. 66
Figura 56 Esquema típico interno de DPS con revestimiento en silicona.. 69
Figura 57 Esquema típico de DPS con revestimiento en porcelana.. 70
Figura 58 Contador de descargas análogo. 71
Figura 59 Trampa de onda en una subestación de patio a la intemperie. 72
Figura 60 Principales componentes de la trampa de onda..... 73
Figura 61 Zonas de protección de un sistema eléctrico.. 79
Figura 62 Diagrama de bloque general de un relé de protección. 81
Figura 63 Niveles de un Sistema de Automatización de Subestaciones. 86
Figura 64 Implementación de la Norma IEC 61850 en la automatización de una Subestación..... 95
Figura 65 Sistema de automatización según IEC 61850..... 96
Figura 66 Áreas de aplicación de la norma IEC 61850. 97
Figura 67 Bus de Proceso-Automatización de una Subestación inteligente.. 102

1. INTRODUCCIÓN

Una subestación eléctrica es la exteriorización física de un nodo de un sistema eléctrico de potencia, en el cual la energía se transforma a niveles adecuados de tensión para su transporte, distribución o consumo, con determinados requisitos de calidad. Está conformada por un conjunto de equipos utilizados para controlar el flujo de energía y garantizar la seguridad del sistema por medio de los dispositivos automáticos ele protección.

Una subestación puede estar asociada con una central generadora, controlando directamente el flujo de potencia al sistema, con transformadores de potencia convirtiendo la tensión de suministro a niveles más altos o más bajos, o puede conectar diferentes rutas de flujo al mismo nivel de tensión. Algunas veces una subestación desempeña dos o más de estas funciones, lo cual la convierte en uno de los elementos más importantes en un sistema eléctrico de potencia.

En los últimos años, el reto de las empresas del sector eléctrico en todo el mundo ha sido poder incorporar los desarrollos tecnológicos a sus instalaciones para mejorar el servicio de suministro de energía a sus clientes, procurando siempre las mejores condiciones de calidad y precio.

La mayor parte de las subestaciones en Colombia son supervisadas y controladas mediante un sistema de automatización. Teniendo en cuenta que estos sistemas están enfocados a optimizar el manejo y operación de una subestación con escasa intervención de personal operativo, es necesario que evolucionen de forma simultánea con el avance tecnológico, de tal forma que permita reducir el uso de componentes o equipos distintos, esto puede lograrse mediante la implementación de redes de alta velocidad para la transmisión de datos y el uso de dispositivos electrónicos inteligentes micro procesados, que permiten interconectar las subestaciones eléctricas de las empresas a los centros de control y operación, creando nuevas posibilidades de incrementar la eficiencia en el proceso operativo.

Por consecuencia, el acceso remoto a los dispositivos para obtener la ubicación de una falla en líneas de alta tensión, o en las propias subestaciones, así como la oportunidad de adquirir registros para analizar fallas de gran impacto, son algunas de las nuevas facilidades que pueden ser hoy alcanzadas.

El uso de programas de cómputo para analizar información adquirida directamente desde los equipos de protección, el envío automático de mensajes con notificaciones de eventos importantes, y contar con bases de datos para el registro de eventos, ha permitido el desarrollo de sistemas automatizados que sustituyen la ejecución de tareas tediosas, propensas al error humano o que requieren una gran cantidad de horas/hombre para su consecución.

Actualmente se están implementando sistemas de redes inteligentes a nivel de las subestaciones, ya no quedan relegadas únicamente al cuarto de control. Una subestación digital ofrece una infraestructura flexible de comunicaciones, que reduce las limitaciones de los sistemas de cableado punto a punto y permite compartir bidireccionalmente la información y el estado de los dispositivos en tiempo real, mejorando la capacidad de respuesta y la flexibilidad del sistema en su conjunto. Esta visibilidad y este control que

proporcionan las subestaciones digitales ayudan a las compañías eléctricas a ganar en capacidad de respuesta y en flexibilidad, permitiéndoles atender mejor a las demandas de los operadores de las redes del presente.

Entre las empresas más importantes del sector eléctrico se encuentran las encargadas de los procesos de distribución y comercialización de la energía eléctrica, en la región objeto de estudio se destacan el grupo Enel con presencia en el departamento de Cundinamarca y en la ciudad de Bogotá, la EBSA con presencia en el departamento de Boyacá. La EMSA con presencia en el departamento del Meta y CELSIA con presencia en el departamento del Tolima, además, se destacan las empresas ISA, ISAGEN y GEB, en los procesos de generación y transmisión de energía eléctrica.

2. OBJETIVOS

2.1. Objetivo general

Realizar la caracterización de las subestaciones eléctricas identificando clasificación, tipos de configuración y principales equipos y componentes, con el fin de determinar el estado actual de las subestaciones que componen el sistema eléctrico en la región central conformada por los departamentos de Boyacá, Cundinamarca, Tolima y Meta y la ciudad de Bogotá.

2.2. Objetivos específicos

- Describir el principio de funcionamiento y los equipos que componen una subestación eléctrica de potencia.
- Analizar la importancia de la automatización de una subestación eléctrica y las ventajas de implementar la norma IEC 61850 con el fin de integrarla a un sistema de redes inteligentes.
- Analizar la estructura de una subestación inteligente como parte de un sistema de redes inteligentes y las ventajas para el sistema eléctrico.
- Consolidar la información recolectada en un documento final estructurado.

3. METODOLOGÍA

El presente documento describe los aspectos más relevantes de una subestación eléctrica, inicialmente se realiza una clasificación de acuerdo a la función que desempeñan dentro del sistema eléctrico, el nivel de tensión que manejan y el tipo de tecnología que utilizan, se mencionan los tipos de configuración utilizados en la actualidad y se establecen unos parámetros básicos de diseño, posteriormente se realiza una descripción detallada de las Subestaciones de tipo exterior aisladas en aire o también llamadas convencionales, ya que conforman el mayor porcentaje de subestaciones en funcionamiento a nivel nacional.

Se realiza entonces una descripción del estado actual de las subestaciones eléctricas en Colombia, se describen los avances tecnológicos que se han estado implementando en los últimos años en lo que respecta al proceso de automatización y se realiza un análisis de los parámetros a tener en cuenta para poder acoplar las nuevas tecnologías e integrar dichas Subestaciones a un sistema de redes inteligentes.

El documento se estructuró a partir de la recolección de información desde distintas fuentes como instructivos de empresas que se desempeñan en el sector energético, documentos expedidos por la CREG y la UPME, artículos IEEE, tesis de grado y páginas web, se realizó un análisis detallado de la información para sintetizarla y organizarla de tal forma que sea fácil para el lector identificar los aspectos más relevantes contribuyendo así a un mejor entendimiento del tema.

Diagrama 1 Mapa conceptual documento Caracterización de Subestaciones Eléctricas. Fuente: Elaboración propia.

4. SUBESTACIÓN ELÉCTRICA

4.1. Definición

"Una subestación eléctrica es la exteriorización física de un nodo de un sistema eléctrico de potencia, en el cual la energía se transforma a niveles adecuados de tensión para su transporte, distribución o consumo, con determinados requisitos de calidad. Está conformada por un conjunto de equipos utilizados para controlar el flujo de energía y garantizar la seguridad del sistema por medio de dispositivos automáticos de protección [1]."

"Una subestación puede estar asociada con una central de generación, controlando directamente el flujo de potencia al sistema, con transformadores de potencia convirtiendo la tensión de suministro a niveles más altos o más bajos, o puede conectar diferentes rutas de flujo al mismo nivel de tensión. Algunas veces una subestación desempeña dos o más de estas funciones [1]."

"Básicamente una subestación consiste en un número de circuitos de entrada y salida, conectados a un punto en común, barraje de la subestación, siendo el interruptor el principal componente de un circuito y complementándose con los transformadores de instrumentación, seccionadores y pararrayos, en lo correspondiente a equipo de alta tensión, y con sistemas secundarios como son los de control, protección, comunicaciones y servicios auxiliares [1]."

4.2. Objeto de una Subestación en un sistema de potencia

Teniendo en cuenta que la tensión en una central de generación eléctrica es relativamente baja y a que se encuentra alejada de los centros de consumo, resulta demasiado costoso transportar la energía eléctrica a estos niveles. Por este motivo es necesario elevar el nivel de tensión para que el costo del transporte sea razonable, dicho nivel de tensión dependerá de varios factores como: la potencia a transmitir, la longitud de la línea, las pérdidas, etc., en nuestro país estos niveles pueden ser 115 [kV], 230 [kV] o 500 [kV]. Esta operación se efectúa en una instalación denominada generalmente como subestación primaria; una vez hecha la conducción a través de las líneas de transmisión, se debe proceder en los centros de consumo a la distribución de esta potencia requiriéndose de subestaciones distribuidoras, que reducen el voltaje a 11.4 [kV] o 13.2 [kV] [2].

En ocasiones se enlazan sistemas por medio de subestaciones de interconexión. Finalmente, el voltaje es reducido a un nivel adecuado para los centros de consumo por medio del transformador de distribución. En ocasiones se tiene un nivel de tensión intermedio denominado Sub-transmisión [2].

En la Figura 1 se presenta el esquema de un sistema eléctrico de potencia con centros de generación, de distribución y de consumo de energía eléctrica, así como los puntos donde la energía sufre cambios en los niveles de tensión de acuerdo al tipo de subestación requerido [2].

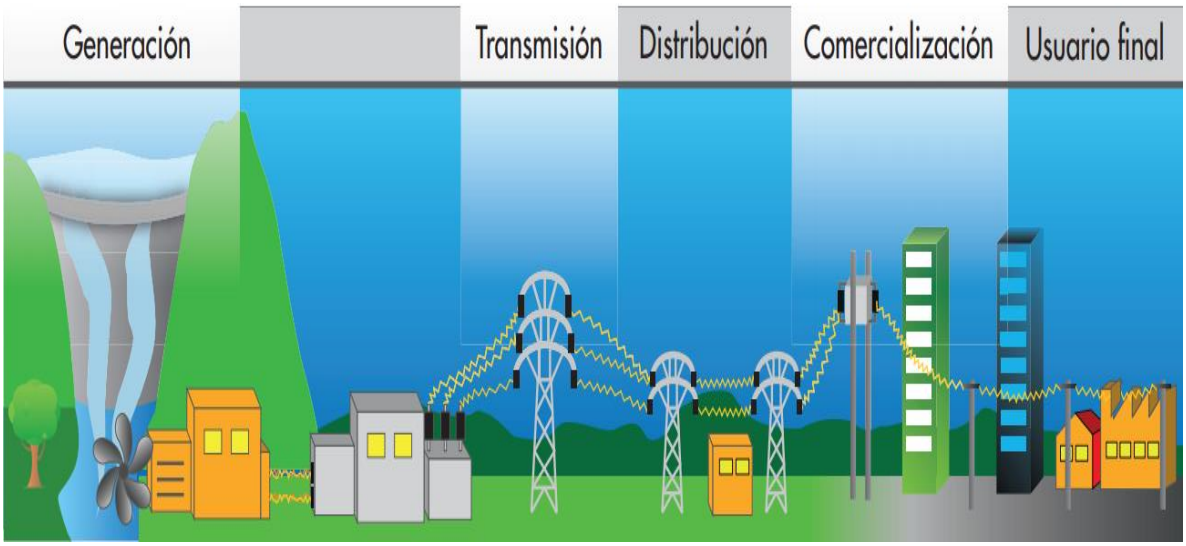

Figura 1 Sistema eléctrico con centros de producción y de consumo de energía eléctrica. Fuente: UPME [3].

4.3. Características de operación

"Flexibilidad: *propiedad de la instalación para acomodarse a las diferentes condiciones que se puedan presentar especialmente por cambios operativos en el sistema y, además, por contingencias y/o mantenimiento del mismo [1]."*

Según [1], los cambios operativos que pueden darse en un sistema se realizan buscando:

- Control de potencia activa y reactiva para optimizar la carga de los generadores, lo cual implica independizar o agrupar circuitos de carga y/o generación.
- Limitar niveles de cortocircuito. Cualquier arreglo o configuración que incorpore medios para dividir la subestación en dos (o más) secciones independientes puede reducir los niveles de cortocircuito, sin embargo, este no debe ser un parámetro inicial de diseño de la misma, sino una condición operativa de la instalación para prolongar la vida útil de los equipos y mejorar la estabilidad del sistema.
- Independizar o limitar la influencia de algunas cargas o circuitos pertenecientes a sub- sistemas que por sus características pueden afectar la seguridad, estabilidad, etc., del sistema de potencia.

"Si existe más de una compañía de energía en la misma subestación se puede tener la facilidad de independizarlas para limitar la influencia de una obra sobre la otra, lo cual es beneficioso, por ejemplo, durante períodos de racionamiento, contingencias o mantenimiento, y, además, para el control de potencias activa y reactiva, etc. [1]."

"Confiabilidad: *se define como la probabilidad de que una subestación pueda suministrar energía durante un período de tiempo dado, bajo la condición de que al menos un componente esté fuera de servicio. Es decir, que cuando se presente una falla en algún elemento de la subestación (interruptor. barraje, etc.) se pueda continuar con el suministro de energía después de efectuar una operación interna (conmutación de los seccionadores adecuados, por ejemplo). Mientras se efectúa la reparación de dicho elemento. Esto aplica también en caso de mantenimiento [1]."*

"Seguridad: *propiedad de una instalación de dar continuidad de servicio (suministro de energía) sin interrupción alguna durante fallas de los equipos de potencia, especialmente interruptores y barrajes. La seguridad implica confiabilidad [1]."*

"Al igual que en el caso de la confiabilidad, es difícil determinar el grado de seguridad requerido en una subestación particular. Por lo general, la seguridad está determinada por la potencia que se pierde durante la falla y su impacto en la estabilidad y en el comportamiento del resto del sistema [1]."

"Idealmente, un sistema seguro y confiable es aquel en donde todos sus elementos están duplicados ya la pérdida de uno de ellos no afecta ninguno de los otros. Por razones económicas ningún sistema o subestación se hace 100 % segura y con base en esto se debe efectuar el diseño [1]."

4.4. Parámetros básicos de diseño

Según [4], los parámetros básicos para el diseño de una subestación eléctrica son los definidos para cada elemento de los sistemas eléctricos que la componen:

4.4.1. Tensión más elevada para el material

Es el valor eficaz de tensión entre fases definido para todos los componentes de la subestación, este valor siempre es superior al valor de tensión máxima en régimen permanente que puede aparecer en cualquiera de los circuitos que la componen [4].

4.4.2. Nivel de aislamiento

El nivel de aislamiento de la subestación define la tensión soportada por los diferentes componentes, los cuales son:

- Tensión soportada a frecuencia industrial.
- Tensión soportada para Sobretensiones tipo rayo.
- Tensión soportada para Sobretensiones tipo maniobra.

Se deben tener en cuenta los factores ambientales a los que se pueda encontrar expuesta la subestación [4].

4.4.3. Intensidad de cortocircuito

Define la capacidad de la subestación y de sus componentes frente a los efectos de una falla de cortocircuito:

- Efectos Térmicos.
- Efectos Dinámicos.

Adicionalmente, la intensidad de cortocircuito Fase-Tierra es un valor importante al momento de diseñar el SPT (Sistema de Puesta a Tierra) [4].

4.4.4. Intensidad en régimen permanente

Define la capacidad de los diferentes circuitos que componen la subestación para soportar la corriente en régimen permanente. Los valores de corriente se utilizan para el dimensionamiento tanto de las protecciones como de los conductores y material de conexión de los circuitos y de los barrajes. Según [4], por lo general se definen dos tipos de valores:

- Intensidad de régimen permanente para los circuitos.
- Intensidad de régimen permanente para los barrajes.

5. CLASIFICACIÓN

5.1. Clasificación según su función dentro del sistema

5.1.1. Elevadora

"Una subestación eléctrica es elevadora cuando tiene banco de transformación que aumenta el nivel de tensión de las fuentes de alimentación. Este tipo de subestaciones se usa por lo general en las plantas de generación, en este caso se modifican los parámetros principales de generación de energía eléctrica por medio de transformadores de potencia, de esta forma se eleva el voltaje y se reduce el valor de la corriente con el objetivo de transmitir grandes cantidades de energía eléctrica a grandes distancias y con el mínimo de pérdidas, por medio de líneas de transmisión [5]*."*

En la Figura 2 se observa un ejemplo de una subestación eléctrica elevadora.

Figura 2 Subestación Eléctrica elevadora. Fuente: Instituto tecnológico de Los Mochis [5]*.*

5.1.2. Reductora

"Una subestación eléctrica es reductora cuando tiene banco de transformación que disminuye el nivel de tensión de las fuentes de alimentación. En estas subestaciones, los niveles de voltaje de transmisión (500 [kV] y 230 [kV]) se reducen a niveles de voltaje de Sub-transmisión (115 [kV], 57.5 [kV] y 34.5 [kV]) y distribución (13.2 [kV] y 11.4 [kV]), es decir, se reduce la tensión y se incrementa la corriente por medio de transformadores de potencia. Las subestaciones reductoras se conectan a líneas de transmisión, Sub-transmisión o distribución para transmitir la energía eléctrica a distancias medias o cortas y alimentar a las redes de distribución de bajos voltajes para su comercialización. Estas subestaciones constituyen el mayor número de subestaciones en un sistema eléctrico [5]*."*

En la Figura 3 se observa un ejemplo de una subestación eléctrica reductora.

Figura 3 Subestación Eléctrica reductora. Fuente: Instituto tecnológico de Los Mochis [5].

5.1.3. De maniobra

"Estas subestaciones se caracterizan por no tener un banco de transformación que modifique el nivel de tensión de las fuentes de alimentación. Se emplea cuando no se requiere cambiar el nivel de tensión de los circuitos y/o fuentes de alimentación, y están destinadas a efectuar sólo operaciones de maniobra (conexión y desconexión) [5]*."*

En la Figura 4 se observa un ejemplo de una subestación eléctrica de maniobra.

Figura 4 Subestación Eléctrica de maniobra. Fuente: Instituto tecnológico de Los Mochis [5].

5.2. Clasificación según su nivel de tensión

- Subestación de transmisión: > 230 [kV].
- Subestaciones de sub-transmisión: > 115 [kV] y < 230 [kV].
- Subestaciones de distribución primaria: > 23 [kV] y < 115 [kV].
- Subestaciones de distribución secundaria: < 23 [kV].

5.3. Clasificación por tipo de Tecnología

La tecnología y tipo de equipos utilizados para la construcción de las subestaciones están fuertemente ligados al tipo de aislamiento utilizado en la aparamenta, por lo que se hace necesario evaluar las condiciones, ventajas y desventajas de cada una de éstas a la hora de implementar una subestación. Existen 2 tipos de aislamiento completamente diferentes, uno es el aislamiento en aire de forma tradicional y el otro es en SF6 (Hexafluoruro de azufre). A partir de ellas surgió el concepto de tecnología Híbrida que tiene características comunes a ambas y otras disposiciones como las subestaciones prefabricadas [4].

5.3.1. Subestaciones AIS

Las subestaciones AIS (Air Insulated Switchgear) son las más utilizadas debido a que utilizan el aire como aislante natural. Por este motivo cada equipo se encuentra de manera individual y separado del resto. Debido a esto aumenta el tamaño de los equipos en conjunto ya que las distancias de seguridad son mayores [4].

En la Figura 5 se observa un ejemplo de una subestación eléctrica aislada en aire.

Figura 5 Subestación Eléctrica AIS. Fuente: Universidad Pontificia Comillas [4].

5.3.2. Subestaciones GIS

Las subestaciones GIS (Gas Insulated Switchgear) o aisladas en gas, surgen como solución a los problemas de aislamiento presentados en las subestaciones aisladas en aire debido al espacio que ocupan. El tamaño utilizado por éste tipo de subestaciones es menor, pero al estar todo encapsulado es necesario cumplir algunos requisitos como presión del gas, sellado de las cámaras, etc. [4].

En la Figura 6 se observa un ejemplo de una subestación eléctrica aislada en gas.

Figura 6 Subestación Eléctrica GIS. Fuente: Universidad Pontificia Comillas [4].

Según [4], existen dos formas de realizar el aislamiento en gas:

- Todas las fases contenidas en un mismo blindaje y aisladas entre sí por el gas, las tensiones permisibles son hasta 170 [kV].
- Cada fase aislada en su propio blindaje, aunque el tamaño aumenta con respecto al otro caso, las tensiones permisibles llegan hasta 800 [kV].

Las principales ventajas de este tipo de subestaciones son:

- Mínimo requerimiento de espacio.
- Sistema de aislamiento independiente de las condiciones medioambientales.
- Diseño modular.
- Muy amplia gama de posibilidades de ampliación y modificación.
- Alta fiabilidad operacional.
- Mantenimiento sencillo.
- Larga vida útil.
- No producen radiointerferencia

De acuerdo a [1], las principales áreas de utilización de este tipo de subestaciones son:

- Áreas industriales.
- Áreas urbanas.
- Zonas montañosas.
- Zonas costeras.
- Zonas desérticas.
- Áreas en donde se requiere minimizar el impacto ambiental.
- Estaciones subterráneas.

En la Figura 7 se enumeran los componentes de una celda con doble barra y salida por cable:

- 1 Puesta a tierra
- 2 Seccionador
- 3 Interruptor
- 4 Accionamiento por resortes
- 5 Transformador de intensidad
- 6 Seccionador de línea
- 7 Envolvente de terminal del cable
- 8 Transformador de tensión

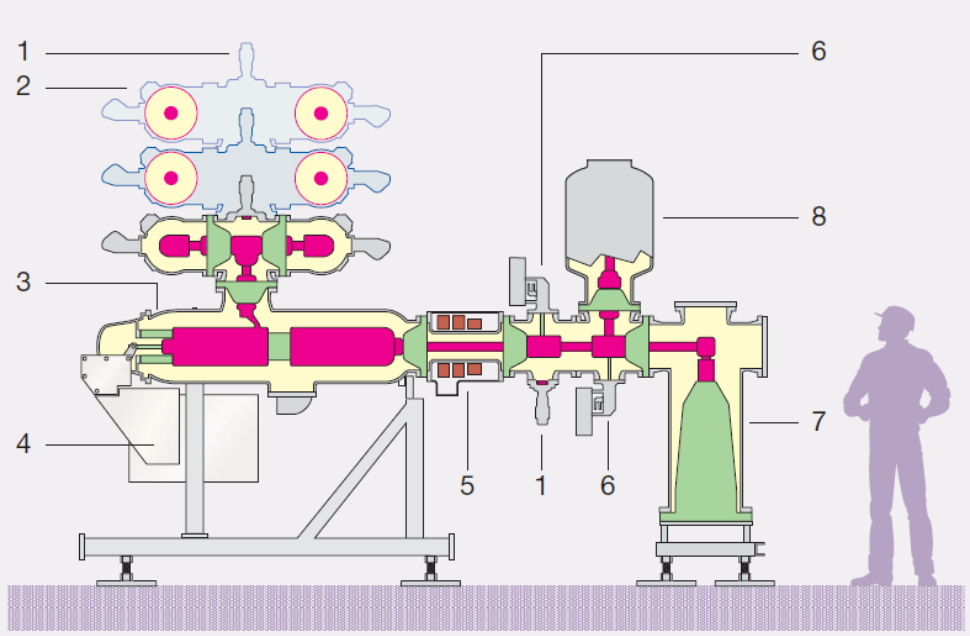

Figura 7 Vista de sección de una celda con doble barra y salida por cable. Fuente: AREVA [6].

5.3.3. Subestaciones prefabricadas

Las subestaciones prefabricadas surgen como una solución personalizada y a la medida que cumple con los estándares mundiales de calidad, potencia y eficiencia con el fin de acelerar procesos de montaje y operación de estos componentes vitales para la operación de plantas, fábricas, estaciones, minas, pozos petroleros, centrales, entre otros [4].

Las subestaciones prefabricadas para operaciones de red se configuran y son hechas a la medida en la fábrica, basadas en las condiciones y características que requiere el usuario, incluyendo las especificaciones eléctricas, características de comunicación y el tipo de red.

En la Figura 8 se observa un ejemplo de una subestación eléctrica prefabricada.

Figura 8 Subestación Prefabricada Modular. Fuente: Universidad Pontificia Comillas [4].

Las subestaciones prefabricadas más utilizadas son las de tipo compacto y las modulares. Los módulos utilizados en cada parte son prefabricados de conexión integrada, esto con el fin de obtener un diseño simple y confiable en los sistemas de transporte y distribución. Existen diferentes tipos de configuraciones que van de acuerdo al nivel de tensión y la función requerida. Además, es posible adicionar dispositivos tanto de medida como de seccionamiento o protección de sobretensiones [4].

5.3.4. Subestaciones híbridas

Son subestaciones de tipo modular que presentan características de ambas tecnologías AIS y GIS. Los barrajes siguen estando aislados en aire como en las AIS, pero la aparamenta viene integrada en un único compartimento aislado en gas tipo GIS. De esta forma es posible compactar una fase de una subestación de intemperie aislada en aire en un elemento sencillo y de mucho menor tamaño [4].

En la Figura 9 se observa un ejemplo de una subestación eléctrica híbrida.

Figura 9 Subestación Híbrida. Fuente: Universidad Pontificia Comillas [4].

Según [4], entre sus principales características están:

- Se puede utilizar para un rango de tensiones de entre 72.5 [kV] y 550 [kV], para servicio exterior.
- Cada módulo está compuesto por un interruptor, seccionadores, elementos de medida de tensión y corriente y pasatapas.
- Para el diseño del interruptor, de los seccionadores y de los seccionadores de puesta a tierra se utiliza la tecnología de las subestaciones blindadas.
- Los transformadores de medida y protección convencionales son sustituidos por transformadores toroidales para la medida de corriente y transformadores capacitivos para la medida de tensión.

5.4. Configuración

"Se denomina configuración al arreglo de los equipos electromecánicos constitutivos de un patio de conexiones, o pertenecientes a un mismo nivel de tensión de una subestación, efectuado de tal forma que su operación permita dar a la subestación diferentes grados de confiabilidad, seguridad y flexibilidad para el manejo, transformación y distribución de la energía [7]*."*

"Existen dos tendencias generales con respecto a los tipos de configuraciones para las Subestaciones de MT, AT y EAT; estas tendencias son la europea o conexión de barras y la americana o conexión de interruptores. Las configuraciones utilizadas dependen de los requerimientos de la empresa y del sistema de potencia, mientras que las tendencias se dan por la tradición, uniformidad de operación y mantenimiento [7]*."*

5.4.1. Tendencia europea

Las configuraciones de conexión de barras son aquellas en las que cada circuito cuenta con un interruptor, con la posibilidad de conectarse a una o más barras por medio de seccionadores. De acuerdo a [7], las configuraciones más utilizadas para esta tendencia son:

5.4.1.1. Barra sencilla

Este tipo de configuración cuenta con un solo barraje colector al cual se conectan los circuitos por medio de un interruptor como se muestra en la Figura 10. Entre sus ventajas se destaca que es económica, fácil de proteger, ocupa poco espacio, es simple y de fácil operación. La principal desventaja es la falta de confiabilidad, seguridad y flexibilidad, ya que se requiere suspender el servicio en forma total en caso de mantenimiento preventivo o correctivo [7].

Una opción para mejorar la flexibilidad y confiabilidad de este tipo de configuración es incluir un seccionamiento longitudinal que permita separar en dos partes el barraje como se muestra en la Figura 11, de esta forma se facilitan los trabajos de reparación, ampliación y, en determinadas circunstancias, la operación de la subestación [7].

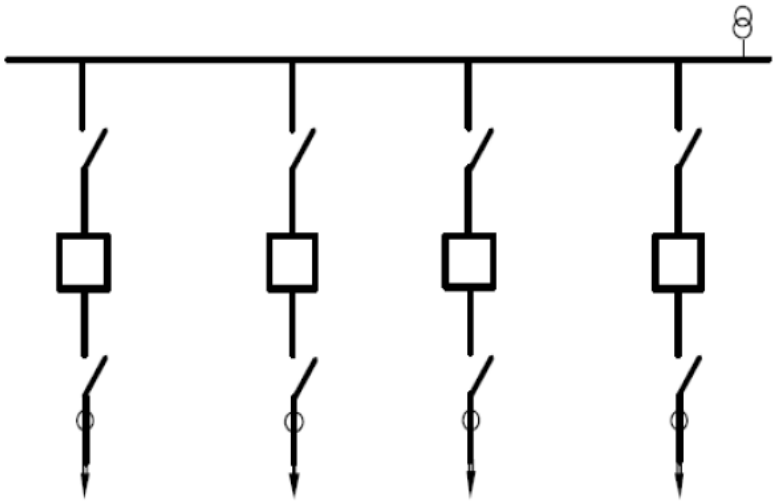

Figura 10 Configuración barra sencilla normal, tendencia europea. Fuente: CHEC [7].

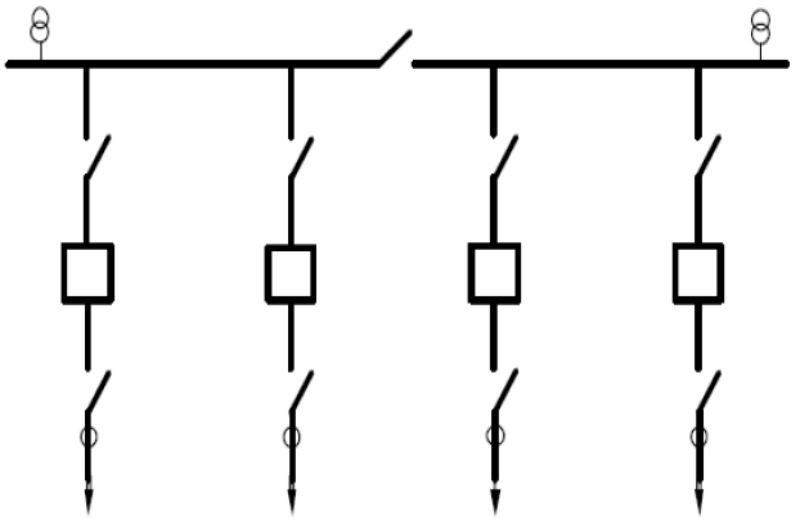

Figura 11 Configuración barra sencilla con seccionamiento, tendencia europea. Fuente: CHEC [7].

Una aplicación práctica del seccionamiento en el barraje se da cuando se tienen dos circuitos alimentan dos transformadores desde una misma subestación conformando una disposición denominada en “H” tal como se observa en la Figura 12, en este tipo de disposición se debe tener en cuenta que, en caso de que los circuitos provengan de subestaciones distintas, el seccionador no debe comprometer en ningún momento la seguridad de la subestación por la suspensión de la interconexión entre ellas [7].

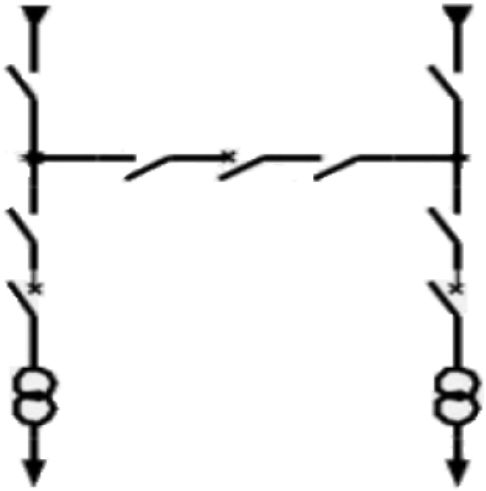

Figura 12 Configuración barra sencilla, tendencia europea, disposición “H”. Fuente: CHEC [7].

5.4.1.2. Doble barra

Es una configuración flexible pues permite separar circuitos en cada una de las barras y así dividir sistemas, además, es confiable pero no es segura en caso de que se presente falla en las barras o en los interruptores; es posible también hacer mantenimiento en barras sin deshabilitar el servicio al igual que separar y conectar circuitos a las barras en cualquier momento según sean las circunstancias o consignas operativas, por este motivo son utilizadas en áreas con un alto nivel de contaminación ambiental [7].

Una de las consideraciones a tener en cuenta en este tipo de configuración es que se requiere que ambas barras así como el interruptor de acople tengan la misma capacidad, la cual debe ser la capacidad de la subestación [7].

Es posible aumentar la flexibilidad utilizando un seccionador de barras que sirva como acople como se muestra en la Figura 13, permitiendo así conectar a ambas barras circuitos que provienen de una misma fuente evitando cruces de líneas a la entrada de la subestación, además, la conexión de un circuito a alguna de las barras se puede hacer en cualquier momento dependiendo de circunstancias o consignas operativas del sistema [7].

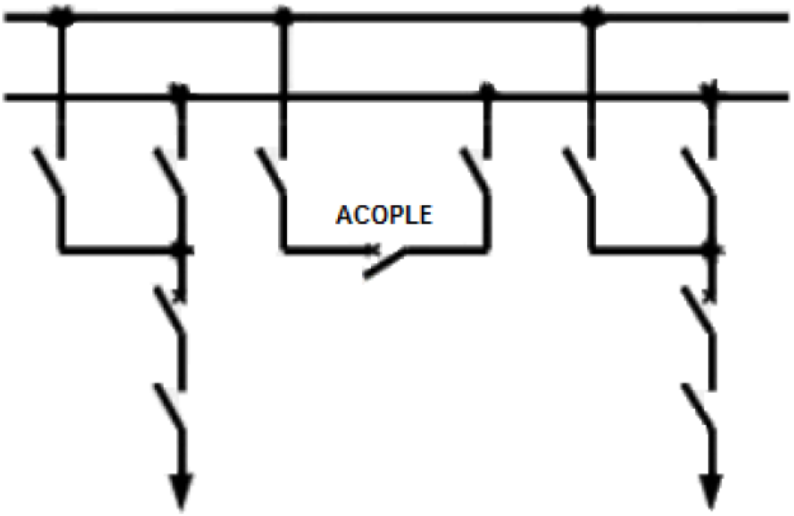

Figura 13 Configuración de doble barra, tendencia europea. Fuente: CHEC [7].

5.4.1.3. Barra principal y barra de transferencia

Es una configuración que cuenta con dos barrajes, el principal y el de transferencia lo que brinda mayor confiabilidad a la subestación debido a que cada circuito está conectado al barraje por medio de un seccionador y se utiliza un interruptor de transferencia para unir los dos barrajes como se observa en la Figura 14, lo que permite alimentar fácilmente cualquiera de los circuitos por medio de la transferencia en caso de falla o mantenimiento [7].

Una desventaja se da en caso de presentarse una falla en el barraje o en uno de los interruptores, ya que saca de servicio toda la subestación o en su defecto el circuito al cual pertenece el interruptor hasta que la falla pueda ser aislada, lo cual implica falta de seguridad de la configuración [7].

Esta configuración es muy utilizada en subestaciones de centrales de generación de mediana importancia, así como en subestaciones de transformación. Se debe tener en cuenta que la capacidad de la barra y del campo de transferencia debe ser igual a la de cualquiera de los otros campos o circuitos.

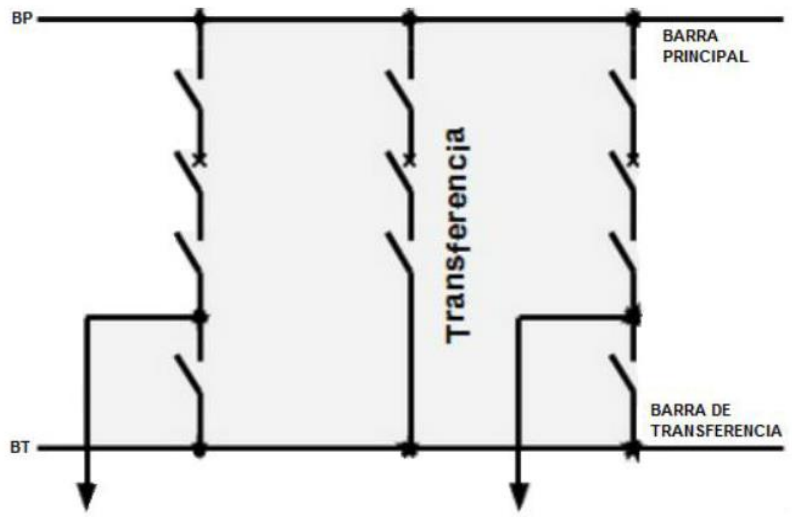

Figura 14 Configuración barra de transferencia, tendencia europea. Fuente: CHEC [7].

5.4.1.4. Otras configuraciones

- Doble barra con seccionador de bypass o paso directo.
- Doble barra más seccionador de transferencia.
- Doble barra más barra de transferencia.

5.4.2. Tendencia americana

Las configuraciones de conexión de interruptores son aquellas en las que los circuitos se conectan a las barras o entre ellas por medio de un interruptor. De acuerdo a [7], las configuraciones más utilizadas para esta tendencia son:

5.4.2.1. Anillo

En esta configuración no se cuenta con una barra colectora, por lo que la conexión de los diferentes circuitos se da por medio de un anillo conformado por interruptores tal como se observa en la Figura 15, con los circuitos conectados entre cada dos de ellos. Es una configuración económica, cuenta con confiabilidad y seguridad ya que permite dar continuidad al servicio durante falla o mantenimiento de un interruptor, ya que cada circuito está asociado a dos interruptores; pero no es flexible [7].

Tiene varias limitantes, una de ellas hace referencia al número de salidas, las cuales deben ser máximo seis, otra es que, si en el momento de realizar mantenimiento a uno de los circuitos se llega a presentar falla en alguno de los otros, el anillo puede quedar dividido y presentar falta de servicio en alguna de las partes, perdiendo así la seguridad en el sistema [7].

Su operación normal implica tener todos los interruptores en posición cerrado, por lo tanto, desde el punto de vista de la flexibilidad, esta configuración es similar a la de barra sencilla [7].

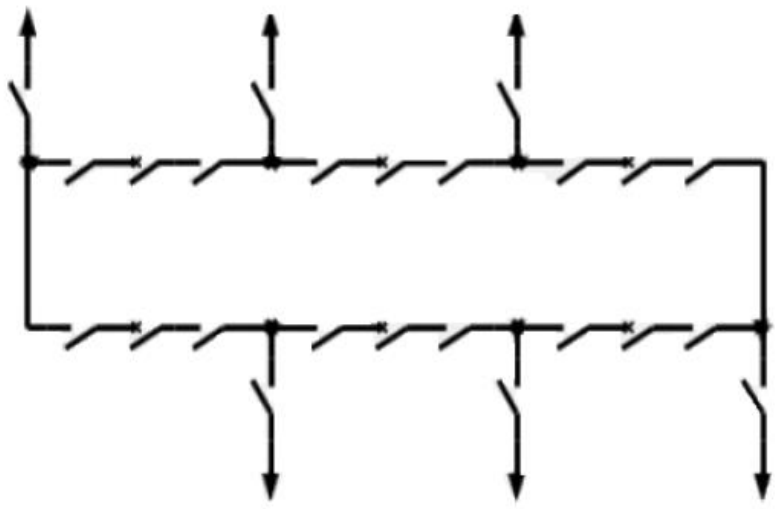

Figura 15 Configuración anillo, tendencia americana. Fuente: CHEC [7].

El sistema en anillo es muy utilizado en países como Estados Unidos de América para todo tipo de subestaciones y a nivel mundial para subestaciones encapsuladas en SF6, en AT y EAT.

5.4.2.2. Interruptor y medio

Configuración que necesita tres interruptores conectados entre dos barrajes por cada dos salidas que se tengan como se observa en la Figura 16; es posible realizar el mantenimiento a cualquier interruptor o barraje sin necesidad de suspender el servicio y sin alterar el sistema de protección, al igual que si ocurre una falla en alguno de los barrajes, lo que le brinda a esta disposición confiabilidad y seguridad, normalmente se opera con las dos barras energizadas y todos los interruptores cerrados, por tal motivo no es flexible [7].

En el momento de deshabilitar un circuito es necesario abrir dos interruptores, la protección y el recierre automático se dificultan por el hecho de que el interruptor intermedio debe trabajar con alguno de los circuitos asociados. En caso de que uno de los interruptores falle, solo implica la salida de un circuito adicional [7].

Esta configuración es recomendable cuando la subestación tenga un número par de circuitos, ya que en caso de que la subestación cuente con un número impar de circuitos, uno de ellos necesitaría dos interruptores, lo que representaría sobrecostos para la instalación [7].

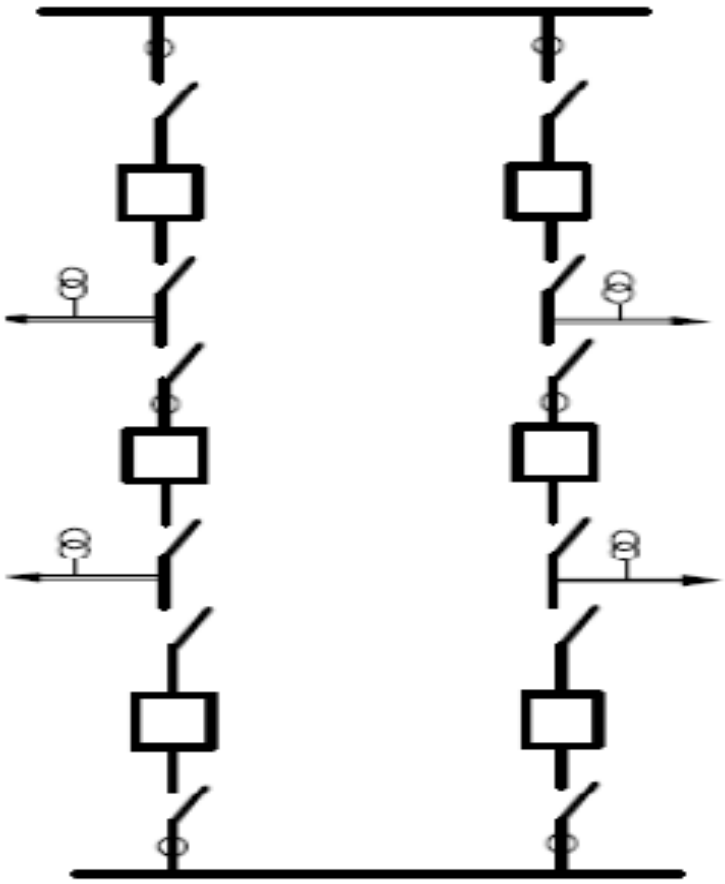

Figura 16 Configuración interruptor y medio, tendencia americana. Fuente: CHEC [7].

5.4.2.3. Otras configuraciones

- Doble barra con doble interruptor.
- Anillo cruzado.
- Interruptor y tres cuartos.
- Malla.
- Doble transferencia.

6. SUBESTACIONES EXTERIORES

En el presente documento se hará énfasis en las subestaciones exteriores o de tipo convencional ya que son las más utilizadas en Colombia.

6.1. Distancias de seguridad

Las mallas que se instalan en las subestaciones como barreras para evitar el paso de personal no autorizado deben colocarse de tal manera que queden por fuera de la zona de distancia de seguridad las partes expuestas energizadas, tal como se ilustra en la Figura 17 y las distancias mínimas a cumplir son las de la Tabla 1 [8].

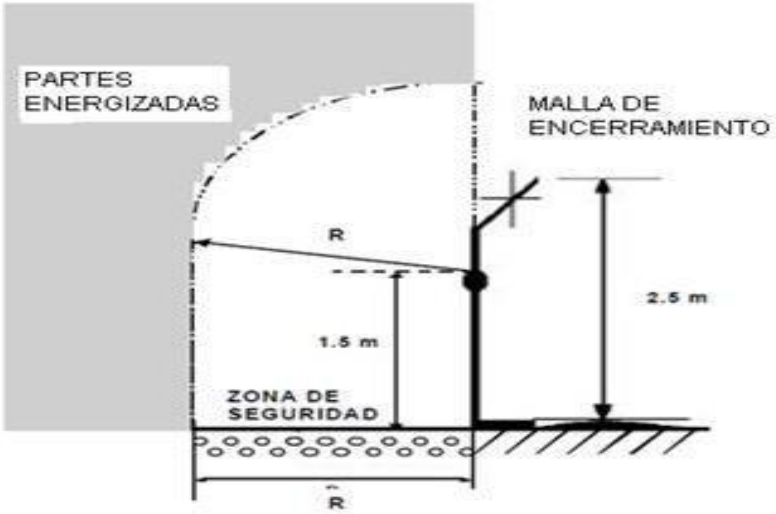

Figura 17 Distancias de seguridad para prevenir contactos directos en subestaciones exteriores. Fuente: RETIE [8].

Tensión nominal entre fases (kV)	Dimensión "R"(m)
0.151-7.2	3.0
13.8/13.2/11.4	3.1
34.5/44	3.2
66/57.5	3.5
115/110	4.0
230/220	4.7
500	5.3

Tabla 1 Distancias de seguridad para la Figura 17. Fuente: RETIE [8].

Las subestaciones de tipo exterior o de patio deben cumplir con las distancias de seguridad y lineamientos expresados en la Figura 17, en la Figura 18 y en la Figura 19 y la Tabla 1, relacionadas con la coordinación de aislamiento [8].

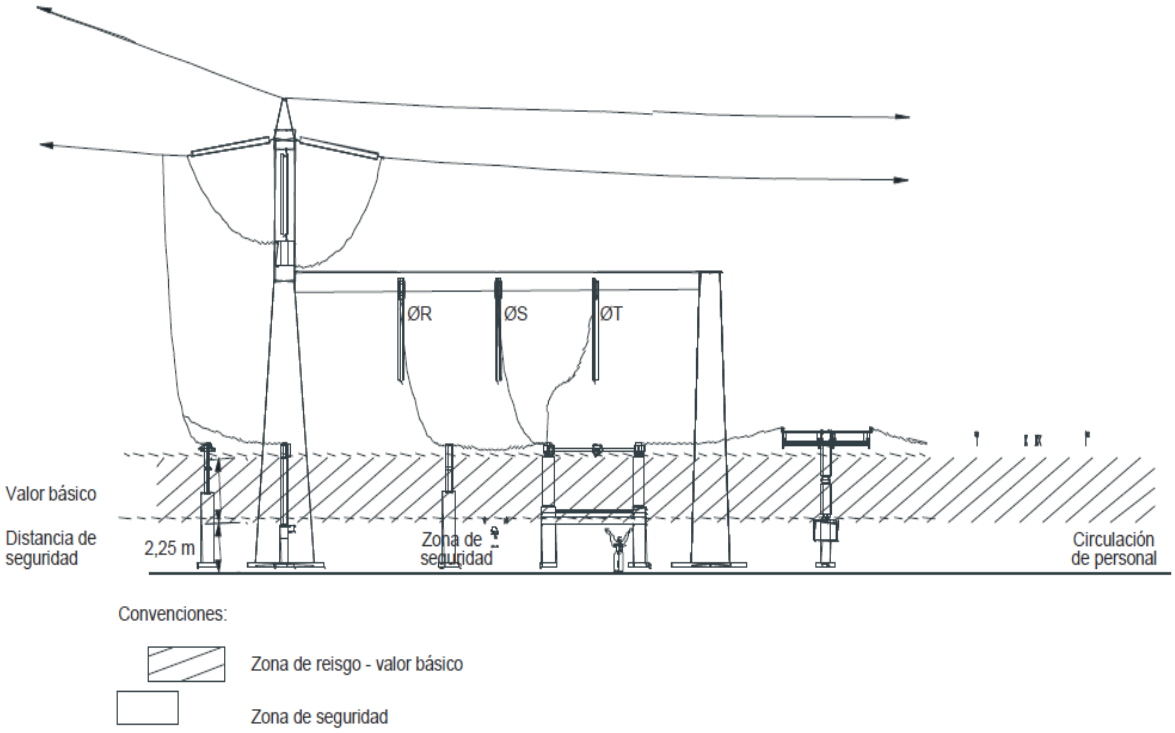

Figura 18 Zona de seguridad para circulación de personal. Fuente: RETIE [8].

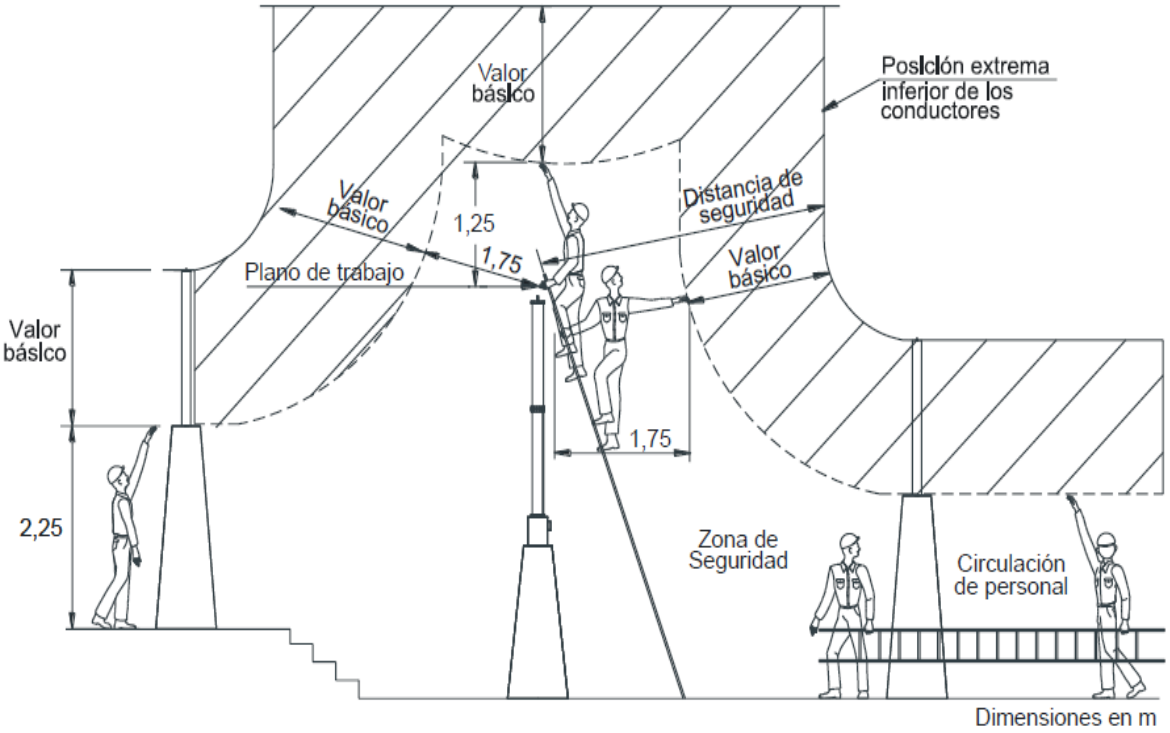

Figura 19 Zonas de seguridad. Fuente: RETIE [8].

6.2. Requisitos específicos

Según [8], las subestaciones de tipo exterior debe cumplir los siguientes requisitos:

- Deben ser construidas bajo estándares que garanticen tanto la seguridad como la confiabilidad.
- La subestación debe estar provista de manuales de operación y mantenimiento, precisos que no den lugar a equivocaciones.
- Deben medirse las tensiones de paso, contacto y transferidas, asegurando que no se exponga a riesgo a personas con tensiones por encima del umbral de soportabilidad. La medición debe hacerse en las mallas de encerramiento y hasta un metro del lado externo.

6.3. Bloques de la Subestación

Debido a que este tipo de instalación transmite grandes bloques de potencia/energía, el esquema deberá responder a la confiabilidad, seguridad y flexibilidad requerida por el sistema eléctrico [9].

El diseño para las nuevas subestaciones está basado en unidades modulares que en su nivel más general se denominan bloques o secciones, según [9], corresponden a:

- Bloque N°1: Tensión Primaria (T1). Entradas/Salidas de líneas o cables AT y/o MT.
- Bloque N°2: Transformación EAT/AT, AT/AT, AT/MT o MT/MT. Transformadores de Potencia y sus accesorios.
- Bloque N°3: Tensión Secundaria (T2). Sólo Salidas de líneas o cables AT y/o MT.

Esta subdivisión busca optimizar, con un número limitado de bloques, las distintas posibles combinaciones para obtener las diferentes configuraciones ya sea de tendencia europea o americana.

6.4. Elementos principales de la Subestación

La disposición, características y cantidad de equipos para cada subestación, depende de la configuración escogida.

En las subestaciones convencionales, aparte de encontrar estructuras y soportes que facilitan la llegada y salida de líneas, se cuenta con un conjunto que se denomina “Elementos principales”; los cuales se clasifican en:

6.4.1. Equipos de patio

Son elementos constitutivos del sistema de potencia que se encuentran instalados en el patio de conexiones, por lo general se ubican a la intemperie, el espacio ocupado por el conjunto de equipos pertenecientes a una misma salida de la subestación se conoce o denomina como campo o bahía, se utilizan para conectar una línea de transmisión, o un transformador, o un autotransformador, al barraje de una subestación, al igual que para seccionar o acoplar barrajes o para transferir la carga de una barra a otra.

6.4.1.1. Transformador de potencia

El transformador de potencia es el activo más importante de una subestación eléctrica, se conoce como una maquina eléctrica de corriente alterna cuyo objetivo es aumentar o disminuir el voltaje en un circuito eléctrico manteniendo fija la frecuencia [7].

Las bobinas o devanados se denominan “Primario y secundario” según correspondan a la tensión alta o baja, respectivamente. También es posible utilizar transformadores con más devanados, en algunos casos se puede utilizar un devanado terciario de menor tensión que el secundario. Cuando el devanado primario es el de alta tensión, se dice que el transformador es reductor (reduce el nivel de tensión), si por el contrario el devanado primario es el de baja tensión se dice que el transformador es elevador (eleva el nivel de tensión) [7].

En la Figura 20 se observa un ejemplo de un transformador de potencia.

Figura 20 Transformador de potencia. Fuente: CHEC [7].

Está compuesto por 3 partes principales:

- Parte activa.
- Parte pasiva.
- Accesorios.

6.4.1.1.1. Parte activa

- **Núcleo**

“Constituye el circuito magnético, que está formado por varias chapas u hojas de metal (generalmente material ferromagnético) que están apiladas una junto a la otra, sin soldar, similar a las hojas de un libro. La función del núcleo es mantener el flujo magnético confinado dentro de él y evitar que este fluya por el aire favoreciendo las perdidas en el núcleo y reduciendo la eficiencia. La configuración por láminas del núcleo laminado se

realiza para evitar las corrientes de Foucault, que son corrientes que circulan entre láminas, indeseadas pues favorecen las perdidas [7]*.”*

En la Figura 21 se observa el interior de un núcleo tipo acorazado de un transformador de potencia.

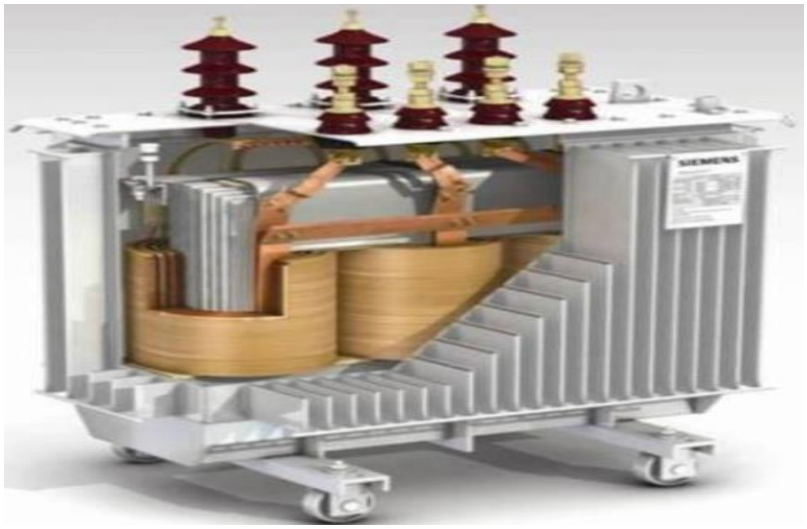

Figura 21 Vista interna de un núcleo tipo acorazado de un transformador eléctrico. Fuente: CHEC [7].

- **Devanados**

“Constituyen el circuito eléctrico, se fabrican utilizando alambre de cobre o aluminio. Los conductores están formados por material aislante, que puede tener diferentes características que dependerán de la tensión de servicio de la bobina, la temperatura y el medio aislante [7]*.”*

“Los devanados deben tener conductos de enfriamiento radiales y axiales que permitan fluir el aceite y eliminar el calor generado en su interior. Además, debe soportar los esfuerzos mecánicos debidos a su propio peso, y sobre todo los de tipo electromecánico que se producen durante cortocircuitos [7]*.”*

En la Figura 22 se observa el interior de un transformador de 3 devanados.

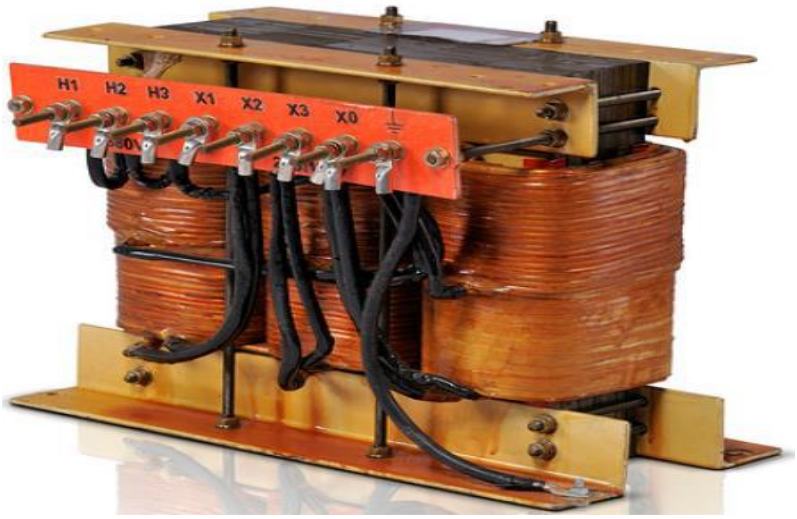

Figura 22 Vista de un transformador tridevanado. Fuente: CHEC [7].

6.4.1.1.2. Parte pasiva

- **Tanque (Cuba)**

Es aquel donde se aloja la parte activa del transformador, su función es proteger eléctrica y mecánicamente el transformador, ofrecer puntos de apoyo para el transporte y la carga del mismo, además de soportar accesorios como radiadores, bombas de aceite, ventiladores entre otros [7].

La base del tanque debe ser lo suficientemente reforzada para soportar las maniobras de levantamiento durante la carga o descarga del mismo. El área donde se encuentran ubicados la cuba y los radiadores de un transformador debe ser suficiente para disipar las pérdidas de energía desarrolladas dentro del transformador, en diseños de unidades de alta potencia se hace necesario implementar un enfriamiento forzado [7].

6.4.1.1.3. Accesorios

Los accesorios de un transformador son un conjunto de partes y dispositivos que ayudan en la operación y facilitan las labores de mantenimiento [7].

- **Tanque conservador**

"Es un tanque extra, montado sobre el tanque principal del transformador, unido a este por medio de tubería, un relé Buchholz y válvulas; su función es soportar la expansión del aceite debido a los cambios de temperatura provocados por los incrementos de la carga. El tanque se mantiene lleno de aceite aproximadamente hasta la mitad. En caso de una elevación de temperatura, el nivel de aceite se eleva comprimiendo el gas contenido en la mitad superior si el tanque es sellado, o expulsando el gas hacia la atmosfera si el tanque tiene respiración [7]*."*

Cuenta con un orificio para el llenado, el vaciado se realiza por medio de válvulas y además cuenta con filtración en la parte inferior y con un indicador de nivel [7].

En la Figura 23 se observa un ejemplo del tanque conservador de un transformador de potencia.

Figura 23 Tanque conservador de un transformador de potencia. Fuente: CHEC [7].

De acuerdo a [7], sus principales funciones son básicamente 3:

- Mantener constante el nivel de aceite en la cuba del transformador.
- Impedir el envejecimiento del aceite.
- Impedir la absorción de agua.

- **Bujes o Pasatapas (Bushing)**

"Son los aisladores terminales de las bobinas de alta y baja tensión que se utilizan para atravesar el tanque o la tapa del transformador hasta los devanados del equipo. Cuando las tensiones en el transformador son elevadas la porcelana del aislamiento no es suficiente como medio aislante, por lo que se requiere utilizar los bujes capacitivos con aceite propio como medio aislante. Se identifican fácilmente porque su altura es superior a la del tanque de conservación [7]*."*

En la Figura 24 se observan los bujes con aceite o sin aceite de tipo seco utilizados para los transformadores de potencia.

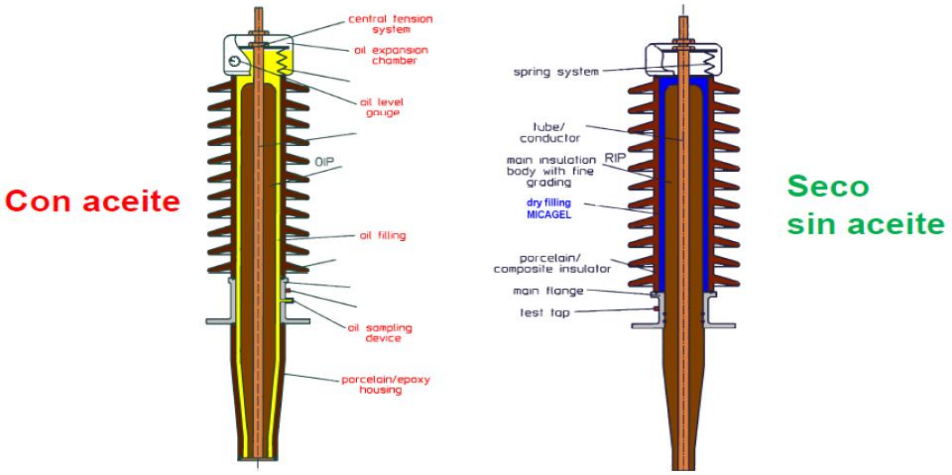

Figura 24 Tipos de bujes o pasatapas para transformadores de potencia. Fuente: CHEC [7].

- **Tablero general**

El tablero de control es el gabinete dentro del cual se encuentran ubicados los controles y protecciones de los motores de las bombas de aceite, de los ventiladores, del cambiador de derivaciones bajo carga, etc. [7].

En la Figura 25 se observa un ejemplo del tablero general de un transformador de potencia.

Figura 25 Tablero general de un transformador de potencia. Fuente: CHEC [7].

- **Válvulas**

Son el conjunto de dispositivos utilizados para el llenado, vaciado, mantenimiento y muestreo del aceite del transformador [7].

- **Placa de características**

La placa de características de un transformador de potencia es uno de los accesorios más importantes debido a la información que suministran. De acuerdo a [7], entre los datos más relevantes se encuentran:

- Firma del fabricante.
- Frecuencia.
- Numero de fases.
- Tipo de refrigeración.
- Potencia nominal.
- Tensión nominal.
- Relación entre espiras.
- Tensión secundaria.
- Factor de potencia.
- Corrientes primaria y secundaria.

- **Cambiador de derivaciones (TAP)**

Es el mecanismo que permite variar la relación de transformación del transformador, puede ser operado sin carga, su principal objetivo es adaptar el devanado de alta tensión a la red a la cual está conectado obteniendo una tensión secundaria apropiada. También puede ser operado bajo carga, aunque son más complejos que los operados sin carga [7].

- **Relé Buchholz**

"Es un dispositivo de protección sensible a los fenómenos que se producen en el interior de un transformador, brindando una protección simple y eficaz. Se utiliza en transformadores que cuentan con tanque de conservación. Cuenta con válvulas de entrada y de salida que permiten conectarlo en serie entre el transformador y el tanque de conservación de aceite [7]*."*

En la Figura 26 se observa un ejemplo del Relé Buchholz de un transformador de potencia.

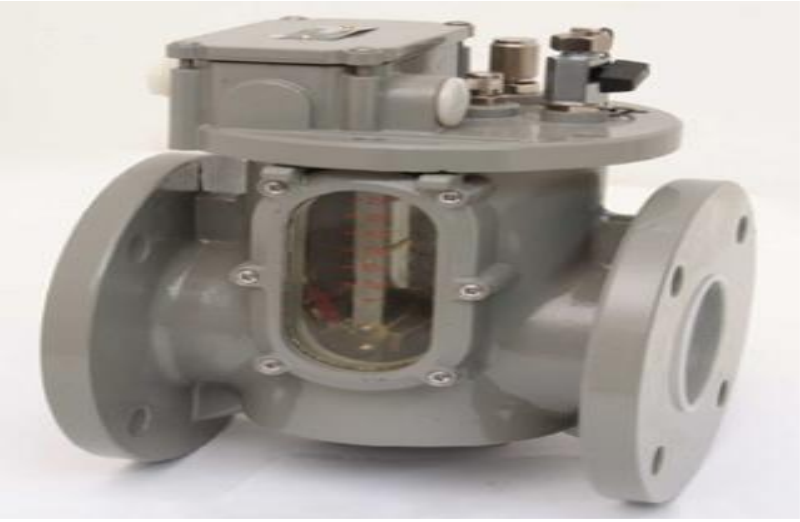

Figura 26 Relé Buchholz de un transformador de potencia. Fuente: CHEC [7].

De acuerdo a [7], entra en funcionamiento cuando se presenta alguno de los siguientes fenómenos:

- Cortocircuitos de duración considerable.
- Desciende el nivel de aceite por debajo del límite.
- Sobrecargas.
- Exceso de aire en la cuba del transformador.

- **Indicadores**

Son los sensores encargados de vigilar los diferentes agentes que pueden llegar a afectar directamente el comportamiento del transformador como pueden ser:

- Temperatura.
- Presión.
- Nivel de aceite.

Se ubican en la parte externa en lugares visibles y de fácil acceso [7].

En la Figura 27 se observa un ejemplo de los indicadores de temperatura de un transformador de potencia.

Figura 27 Indicadores de temperatura de un transformador de potencia. Fuente: CHEC [7].

- **Radiadores**

"Se acoplan a los costados de la cuba del transformador aumentando la superficie de radiación sin necesidad de sobredimensionar el tanque del transformador. Su principal función es regular la temperatura del transformador ya que un incremento superior al límite de placa, por periodos de tiempo prolongados disminuye significativamente la vida útil del transformador [7]*."*

En la Figura 28 se observa un ejemplo de los radiadores de un transformador de potencia.

Figura 28 Radiadores de un transformador de potencia. Fuente: CHEC [7].

- **Aislamientos**

"Los aislamientos de un transformador de potencia son los distintos materiales que presentan alta resistencia al flujo de la corriente eléctrica. Su objetivo principal es aislar y proteger las partes vivas del transformador, algunos de los materiales utilizados son el barniz dieléctrico, las porcelanas de los bujes, la resina epóxica entre otros [7]*."*

6.4.1.1.4. Sistemas de enfriamiento

La operación de un transformador de potencia genera pérdidas en forma de calor, por este motivo se hace necesario implementar un sistema de refrigeración que regule la temperatura en el equipo, manteniéndolo en los niveles aceptables, ya que los excesos de temperatura sobre los aislamientos reducen de manera considerable su vida útil. Estas pérdidas pueden variar según la construcción, el diseño, la tensión, corriente y potencia o el tipo de transformador [7].

De acuerdo a [7], los tipos de refrigeración se clasifican según un acrónimo de 4 letras:

Primera letra: Designa el fluido refrigerante primario, que está en contacto con las partes activas del transformador.

- Aire (Air): A.
- Aceite (Oil): O.
- Agua (Water): W2.

Segunda letra: Designa el método de circulación del fluido primario.

- Natural: N.
- Forzada: F.
- Dirigida: D3.

Tercera letra: Designa el fluido refrigerante secundario.

Cuarta letra: Designa el método de circulación del fluido secundario.

En la Tabla 2 se relacionan los tipos de transformadores de potencia con su respectivo tipo de enfriamiento.

Método de enfriamiento	Símbolo
Sumergido en aceite, con circulación natural de aire	OA
Sumergido en aceite con enfriamiento propio, con circulación de aire forzado	OA/FA
Sumergido en aceite con enfriamiento propio, con enfriamiento con aceite forzado - aire forzado	OA/FOA/FOA
Sumergido en aceite con enfriamiento por aceite forzado con enfriadores de aire forzado	FOA
Sumergido en aceite con enfriamiento por aceite forzado con enfriadores de agua forzada	FOW
Tipo seco con enfriamiento propio	AA
Tipo seco con enfriamiento por aire forzado	AFA
Tipo seco con enfriamiento propio y por aire forzado	AA/FA

Tabla 2 Tipos de transformador con su respectivo enfriamiento. Fuente: CHEC [7].

6.4.1.2. Interruptor de potencia

"Los interruptores automáticos son dispositivos mecánicos de interrupción capaces de conducir, interrumpir y establecer corrientes en condiciones normales, así como de conducir durante un tiempo específico, interrumpir y establecer corrientes en condiciones anormales, como son las de cortocircuito. Su función básica es conectar o desconectar un sistema o circuito energizado, líneas de transmisión, transformadores, reactores o barrajes [1]."

Es un equipo esencial para los sistemas eléctricos de potencia, además de ser el elemento central de las subestaciones aisladas en aire y aisladas en gas. Su importancia radica en el rol que lleva a cabo de protección, por este motivo, es necesario asegurar una adecuada operación, esto solo será posible realizando un mantenimiento adecuado y oportuno [7].

En la Figura 29 se observa un ejemplo de un interruptor de potencia.

Figura 29 Interruptores de potencia. Fuente: CHEC [7].

6.4.1.2.1. Tipos de interruptores

Este elemento se puede agrupar con base en diferentes criterios como son: tipo de construcción, lugar de instalación, mecanismo de operación o medio de interrupción, en este documento se describen los más utilizados en la región [7].

- **Según su construcción**

Desde el punto de vista del diseño de la estructura física, los interruptores pueden clasificarse de la siguiente forma:

Interruptor de tanque vivo

En el interruptor de tanque vivo, el dispositivo de interrupción se encuentra ubicado en tanques de diámetro pequeño denominados polos, los cuales se ubican sobre un aislador de soporte; los polos se conectan directamente al circuito de alta tensión, por lo tanto, están a un potencial superior al de tierra (sin aterrizar). La cámara de extinción se encuentra al interior de una carcasa aislada dentro del contacto directo [7].

En la Figura 30 se observa un ejemplo de un interruptor de potencia de tipo tanque vivo.

Figura 30 Interruptor de tanque vivo. Fuente: SIEMENS [10].

El interruptor de tanque vivo generalmente se utiliza en los países que se rigen bajo la Norma IEC. Según [7], presenta las siguientes ventajas con respecto al interruptor de tanque muerto:

- Tiene un costo inferior (sin transformadores de corriente).
- Menos requerimiento de espacio.
- Utiliza menor cantidad de medio de interrupción.

Interruptor de tanque muerto

"El interruptor de tanque muerto consiste en un tanque a potencial de tierra (compartimiento aterrizado) que contiene el medio de interrupción y a través de cuya tapa pasan aisladores o bujes de porcelana para conectarse al circuito de alta tensión [1]."

En la Figura 31 se observa un ejemplo un interruptor de potencia de tipo tanque muerto.

Figura 31 Interruptor de tanque muerto. Fuente: SIEMENS [10].

Este tipo de interruptor es el más utilizado en los Estados Unidos y en la mayoría de países que se rigen bajo la norma ANSI. Según [1], presenta las siguientes ventajas con respecto al interruptor de tanque vivo:

- Se pueden instalar transformadores de corriente en los bujes del equipo.
- Tiene una silueta más compacta y baja.
- Su construcción compacta ofrece una mayor soportabilidad sísmica.
- Puede ser despachado de fábrica ya ensamblado

- **Según su lugar de instalación**

Interruptor de tipo Interior o tipo intemperie

Interruptores de tipo interior

Son diseñados a prueba de agua y se ubican en compartimentos cerrados o dentro de una edificación; operan en los niveles de tensión entre 4,6 [kV] y 34,5 [kV] [7].

En la Figura 32 se observa un ejemplo de un interruptor de potencia en vacío de tipo interior.

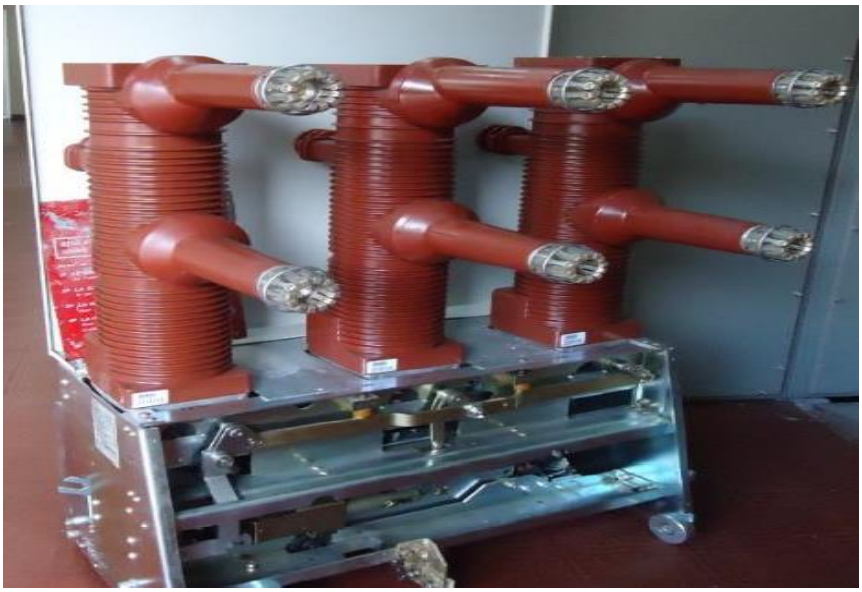

Figura 32 Interruptor en vacío tipo interior. Fuente: CHEC [7].

Interruptores de tipo intemperie

Se ubican en las diferentes bahías de las subestaciones, están sellados en su totalidad evitando que la humedad y el polvo contaminen su interior [7].

En la Figura 33 se observa un ejemplo de un interruptor de potencia de tipo exterior.

Figura 33 Interruptor de potencia tipo exterior. Fuente: CHEC [7].

- **Según su medio de interrupción**

Aceite, aire comprimido, Hexafloruro de azufre (SF6), vacío.

Interruptor con medio de extinción SF6

Las propiedades químicas del SF6 lo hacen inodoro, inerte, no inflamable y no tóxico, además de ser un medio excelente de aislamiento, cuenta con alta rigidez dieléctrica y gran capacidad para la extinción del arco. Sin embargo, para algunas aplicaciones en lugares con clima muy frío, se debe tener especial cuidado con la temperatura ambiente ya que el gas SF6 sometido a presión y temperaturas bajas se pueden licuar [7].

Interruptor al vacío

Consiste en dos contactos (fijo y móvil) montados dentro de un tanque aislado y sellado al vacío. Una lámina metálica rodea los contactos y protege el tanque aislado. Para la extinción, los contactos requieren separarse una distancia corta de entre 5 y 10 [mm] [7].

En la Figura 34 se observa un ejemplo de un interruptor de potencia en vacío.

Figura 34 Interruptor al vacío. Fuente: CHEC [7].

- **Según su mecanismo de operación**

El mecanismo de operación es el dispositivo que, por medio de energía almacenada, acciona el interruptor ya sea para apertura o cierre. La energía que almacena este mecanismo debe ser suficiente para efectuar las secuencias de operación requeridas por el sistema [1].

Los tres tipos de mecanismos de operación son: Resorte, neumático e hidráulico.

Resorte

En este mecanismo la energía tanto para la apertura como para el cierre del interruptor se almacena cargando el resorte. La principal ventaja de este tipo de mecanismo es que al momento del cierre del interruptor se carga el resorte de apertura, de esta forma se asegura siempre el disparo del interruptor [7].

El resorte de cierre es cargado mediante un motor, aunque en caso de indisponibilidad del motor, es posible recargar el resorte manualmente por medio de una volante que posee el equipo [7].

En la Figura 35 se observa el interior de un interruptor tripolar con accionamiento por resorte lineal.

Figura 35 Accionamiento de un interruptor tripolar por resorte lineal. Fuente: CHEC [7].

6.4.1.2.2. Principio de funcionamiento

"El principio de funcionamiento de los interruptores de potencia se basa en extinguir el arco eléctrico que se presenta internamente en ellos cuando se da una falla en el sistema gracias a las propiedades dieléctricas presentes en el medio aislante que se encuentra en el compartimiento de la cámara de extinción del interruptor, garantizando así, una interrupción segura de la corriente de falla, y resistiendo la fuerza magnética que esta produce [7]*."*

"Para que esto se dé, los elementos mecánicos deben operar de manera rápida para reducir al máximo la energía que involucra la maniobra, siendo capaz de llevar de manera continua la corriente de carga sin tener un aumento de temperatura considerable [7]*."*

En la Figura 36 se observa el diagrama de bloques donde se explica el principio de funcionamiento de un interruptor de potencia.

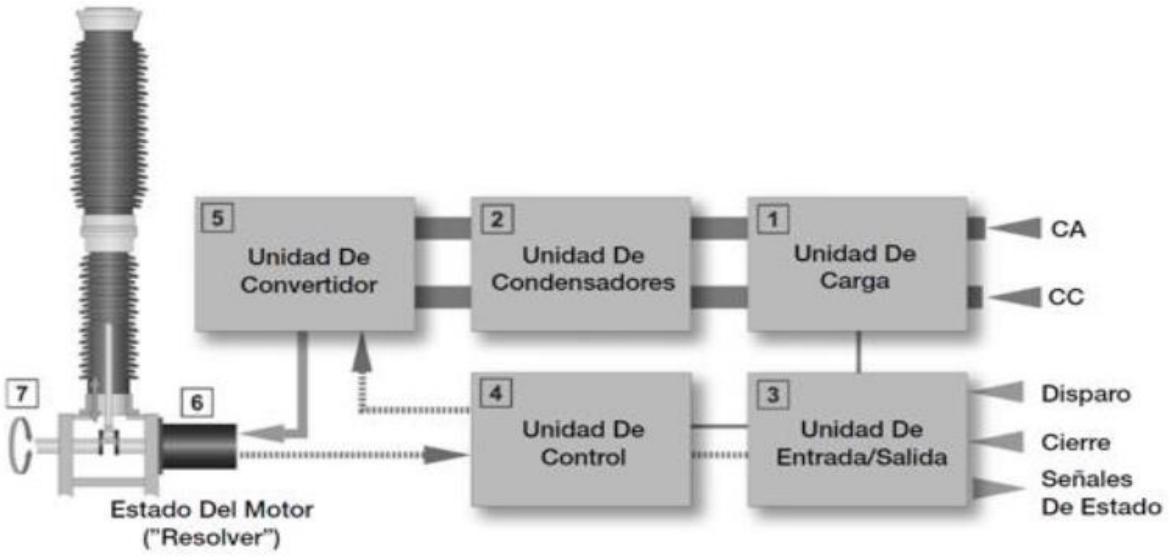

Figura 36 Diagrama de bloques, principio de funcionamiento de un interruptor de potencia. Fuente: CHEC [7].

"En su posición normal, los contactos del interruptor están cerrados y la corriente es conducida del portador de corriente superior al inferior, a través de los contactos principales y el cilindro de gas SF6. Al abrirse, la parte móvil del contacto principal y los contactos de arco, así como el cilindro y la boquilla, son empujados hacia la posición abierta [7]*."*

En la Figura 37 se observa el principio de extinción de arco eléctrico en un interruptor de potencia.

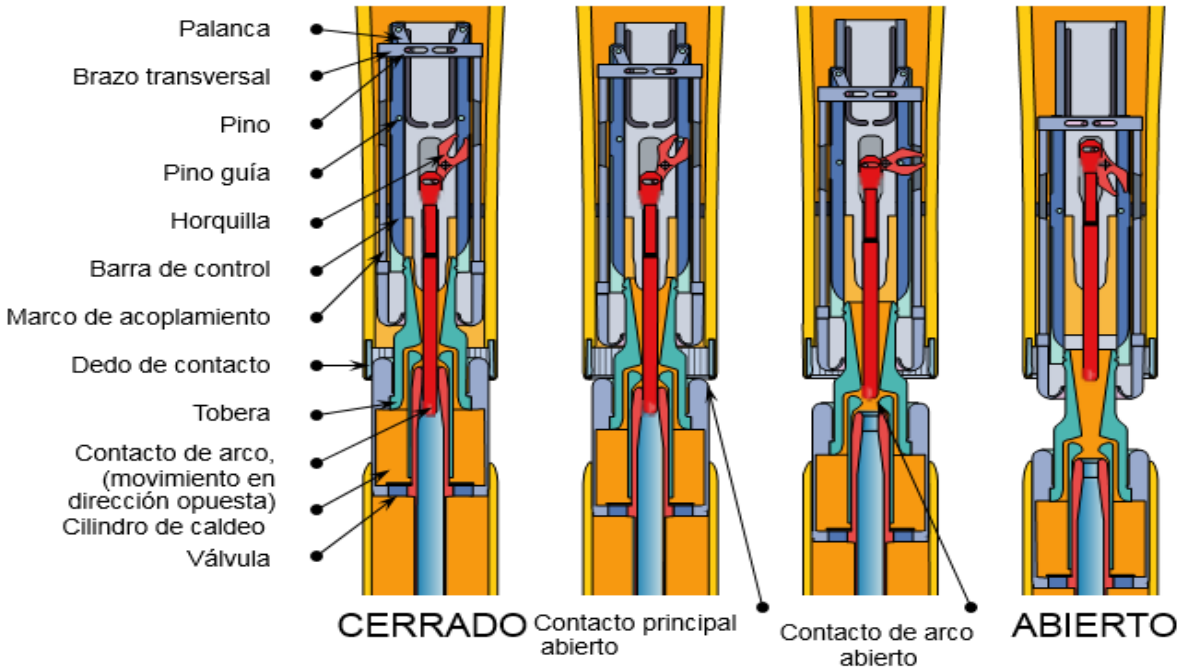

Figura 37 Principio de extinción de arco eléctrico en un interruptor. Fuente: CHEC [7].

6.4.1.2.3. Características técnicas

Según [7], las características técnicas de los interruptores son:

- Corriente asignada en servicio continuo [A].
- Frecuencia asignada [Hz].
- Duración asignada del cortocircuito [s].
- Corriente de corta duración admisible asignada [kA].
- Valor de cresta de la corriente admisible asignada [kA pico].
- Elevación de temperatura [°C].
- Tensión asignada [kV].
- Tensión soportada asignada al impulso tipo rayo [kV pico].
- Tensión soportada asignada al impulso tipo maniobra [kV pico].
- Tensión soportada asignada de corta duración a frecuencia industrial [kV].
- Línea de fuga [mm].
- Tensión asignada de alimentación de los dispositivos de apertura y cierre de los circuitos auxiliares.
- Presión asignada del gas comprimido para operación, interrupción Y llenado.

6.4.1.2.4. Condiciones de operación

Son aquellas condiciones mínimas con las que debe cumplir un equipo para ponerlo en funcionamiento, de esta forma se busca garantizar un correcto funcionamiento, evitando daños irreversibles tanto en el equipo, como en el sistema. Según [7], las condiciones de operación de los interruptores de potencia son las siguientes:

- **Discrepancia en los contactos**

Los interruptores de alta tensión son aparatos trifásicos que tienen por lo menos un contacto por fase, y en algunos casos, contactos múltiples en serie por fase. Es crucial para la operación apropiada del interruptor y para la red limitar las discrepancias de tiempo entre los contactos.

- **Secuencia de maniobra asignada**

Consiste en la serie de operaciones de apertura y cierre, y los tiempos para los que está especificado el interruptor.

Secuencias de operación: O - C - OC - CO - OCO

Donde:

- O: Apertura (open).
- C: Cierre (close).

- **Tiempos de operación**

Los tiempos de operación de los interruptores pueden ser de alrededor de 40 o 50 [ms].

Las secuencias de maniobra normalmente son:

- Apertura = O.
- Cierra = C.
- Apertura – Cierre = O – C.
- Cierre – Apertura = C – O.
- Apertura – Cierre – Apertura = O – C – O.

- **Resistencia de contactos**

Para la resistencia de contactos del interruptor se debe tener en cuenta que el rango de los valores de la resistencia en micro ohmios que se pueden encontrar en los interruptores se divide en forma general de acuerdo a la capacidad de transporte del voltaje y de la corriente:

- 25 [kV] – 100 [μΩ] hasta 350 [μΩ].
- 120 [kV] – 80 [μΩ] hasta 200 [μΩ].
- 120 hasta 330 [kV] – 100 [μΩ máx.].
- 735 [kV] – 20 hasta 80 [μ Ω].

- **Presión de llenado de gas SF6**

La presión del medio aislante SF6, debe permanecer estable según el dato de placa del equipo, es por eso que para el llenado se debe considerar el factor de corrección por temperatura.

6.4.1.3. Seccionador

Los seccionadores son un equipo de maniobra utilizado para aislar los interruptores, circuitos o porciones de la subestación; en las configuraciones con tendencia europea o de barras son utilizados para conectar los circuitos a los barrajes [7].

En las redes eléctricas los seccionadores pueden desempeñar diversas funciones, la más común es para seccionar circuitos o aislar componentes del sistema como equipos o líneas en caso de mantenimiento, en este caso, los seccionadores abiertos deben tener una resistencia entre terminales a los esfuerzos dieléctricos de tal forma que el personal de campo pueda ejecutar sus labores en condiciones adecuadas de seguridad [7].

En la Figura 38 se observa un ejemplo de un seccionador de línea.

Figura 38 Seccionadores de línea. Fuente: CHEC [7].

6.4.1.3.1. Tipos de seccionadores

Existen diferentes tipos de seccionadores, los cuales varían de acuerdo a su función, construcción o mecanismo de operación:

- **Según su función**

Seccionador de maniobra y seccionador de puesta a tierra.

Seccionador de maniobra

"Los seccionadores solamente pueden operar cuando hay una variación de tensión insignificante o en los casos de restablecimiento (cierre) o interrupción de corrientes insignificantes [7]*."*

Según [7], se utiliza para realizar las siguientes maniobras:

- Hacer bypass o paso directo a equipos como interruptores y capacitores en serie para la ejecución de mantenimiento o por necesidades operativas.
- Aislar equipos como interruptores, capacitores, barrajes, transformadores, generadores o líneas para la ejecución de mantenimiento.
- Maniobrar circuitos, es decir, realizar transferencia de circuitos entre los barrajes de una Subestación.

En la Figura 39 se observa un ejemplo de un seccionador de maniobra.

Figura 39 Seccionadores de barra y de línea. Fuente: CHEC [7].

Seccionadores de Puesta a tierra

Pone a tierra componentes del sistema en mantenimiento: líneas de transmisión, barrajes, bancos de transformadores o bancos de condensadores y reactores de derivación [7].

En la Figura 40 se observa un ejemplo de un seccionador de puesta a tierra.

Figura 40 Seccionadores de línea con función de puesta a tierra. Fuente: CHEC [7].

- **Según su construcción**

Algunos de los factores que influyen en la selección del tipo de seccionador que se va a utilizar son: nivel de tensión, esquema de maniobra de la subestación, limitaciones de áreas y función del seccionador. Según [7], los seccionadores pueden ser: de apertura central, seccionador de doble apertura o rotación central, cuchilla monopolar y tripolar y seccionador de apertura vertical.

Seccionador de apertura central

Cuenta con dos columnas de aislamiento por fase dispuestas horizontalmente, debido a esto, originan espaciamientos entre fases mayores que los demás, este hecho se hace más crítico a medida que aumenta el valor de tensión de la subestación. Requieren buen espacio para la maniobra de apertura y mantenimiento frecuente [7].

En la Figura 41 se observa un ejemplo de un seccionador de doble apertura central.

Figura 41 Seccionador de doble apertura central. Fuente: CHEC [7].

Seccionador de doble apertura central o rotación central

"Sus contactos son tipo cuchilla, construidos para tensiones nominales de 36 [kV] a 245 [kV] e intensidades de 600 - 2000 [A]. Cuentan con 3 columnas, de las cuales la del centro esta acoplada al eje del mando lo que permite que sea la encargada de hacer el giro. Brinda una interrupción doble, lo que indica que la distancia de interrupción sea la mitad de la total [7]*."*

En la Figura 42 se observa un ejemplo de un seccionador de apertura central.

Figura 42 Seccionadores de apertura central. Fuente: CHEC [7].

Seccionadores de cuchilla

"Constan de dos aisladores y una cuchilla que gira teniendo como eje uno de los aisladores. Deben ser montados horizontalmente con el despliegue de la cuchilla hacia abajo, su operación se realiza manualmente mediante una pértiga aislada que se engancha directamente a la cuchilla [7]*."*

En la Figura 43 se observa un ejemplo de un seccionador de tipo cuchilla.

Figura 43 Seccionadores de cuchilla. Fuente: CHEC [7].

Seccionadores de apertura vertical

El seccionador de apertura vertical consiste en 3 polos, cada polo se compone de un chasis, un aislador rotativo y dos aisladores soportes, en el cual está montado la cuchilla principal [7].

En la Figura 44 se observa un ejemplo de un seccionador de apertura vertical.

Figura 44 Seccionadores de apertura vertical. Fuente: CHEC [7].

- **Según el mecanismo de operación**

El mecanismo de operación de un seccionador puede ser manual o motorizado. Según [1], la selección del tipo de mando depende de los siguientes factores:

- Cuando los seccionadores realizan funciones de conexión de circuitos, es decir, en subestaciones de maniobra, la alimentación de los motores deberá ser en corriente directa, ya que se requiere alta confiabilidad.
- Cuando solo se utilizan como aisladores, que es el caso de las subestaciones con conexión de interruptores, la alimentación de los motores podrá ser en corriente alterna.

Accionamiento manual

Se realiza por medio de una vara aislada o por manivela (volante) que está ubicada en la base del seccionador.

En la Figura 45 se observa un ejemplo de un seccionador con accionamiento manual.

Figura 45 Accionamiento manual de un seccionador. Fuente: CHEC [7].

Accionamiento motorizado

Se realiza por medio de un mecanismo que, a través de ejes, comanda la operación conjunta de los tres polos, o por mecanismos independientes para cada polo del seccionador, generalmente también tienen mecanismo de operación manual enclavado con el mando eléctrico para impedir su operación simultánea.

En la Figura 46 se observa un ejemplo de un seccionador con accionamiento motorizado.

Figura 46 Accionamiento motorizado de seccionadores. Fuente: CHEC [7].

6.4.1.3.2. Características técnicas

Según [7], las características técnicas del seccionador son:

- Tensión asignada Ur.
- Niveles de aislamiento asignados.
- Corriente asignada en servicio continúo.
- Corriente de corta duración admisible asignada.
- Valor pico de la corriente admisible asignada.
- Duración asignada del cortocircuito.
- Tensión asignada de alimentación de los dispositivos de cierre y de apertura y los circuitos auxiliares.
- Poder de cierre asignado en corto circuito.

6.4.1.3.3. Condiciones de operación

Según [7], las condiciones de operación son las siguientes:

- El mecanismo de operación debe llevar siempre la cuchilla a una posición de 90° en la apertura con respecto a su posición de cierre y debe garantizar en el cierre, el recorrido justo que permita alinear las cuchillas (en el caso de que el mecanismo de operación sea eléctrico).
- La cuchilla de puesta a tierra se debe operar manualmente con el fin de garantizar el aterrizamiento del equipo o bahía a intervenir.
- Los soportes o extremos del seccionador deben estar perfectamente alineados y a nivel, para garantizar que los esfuerzos electromecánicos en los extremos no causen daño del equipo.
- La resistencia de contactos debe ser inferior o igual a 80 [μΩ]. En caso de tener valores por encima de éste, deberá hacerse la corrección necesaria.

6.4.1.4. Transformador de potencial (PT)

Son equipos cuya finalidad es aislar el circuito de baja tensión (secundario) del circuito de alta tensión (primario), procurando que los efectos transitorios y de régimen permanente aplicados al circuito de alta tensión sean reproducidos lo más fielmente posible en el lado secundario, su función es la de alimentar equipos de medición y/o protección con tensiones proporcionales a las de la red en el punto en el cual está conectado [1].

"El lado primario se conecta en paralelo con las líneas de tensión a controlar y el secundario se conecta en paralelo con las bobinas de tensión de los diferentes equipos de medición y de protección que se requiere energizar. Cada PT tendrá, por lo tanto, terminales primarios que se conectarán a un par de fases o a una fase y tierra; y terminales secundarios a los cuales se conectarán los equipos [7]*."*

Los PT´s desarrollan dos funciones:

- Transformar la tensión de entrada.
- Aislar los instrumentos de protección y medición conectados a los circuitos de alta tensión.

Para tensiones bajas o medias de hasta 33 [kV], éstos transformadores se fabrican con aislamientos de resinas sintéticas (epoxi), mientras que para altas tensiones se utilizan aislamientos de papel, aceite, porcelana o gas SF6 [7].

En la Figura 47 se observa un ejemplo de un PT.

Figura 47 PT´s. Fuente: CHEC [7].

6.4.1.4.1. Potencia o capacidad nominal

"Es la potencia aparente [VA] que suministra el transformador en el lado secundario con la tensión nominal y manteniendo los requerimientos de la clase de exactitud, es decir que no se supere el error dado por el fabricante [7]*."*

6.4.1.4.2. Tensión nominal primaria

La tensión nominal por el lado primario dependerá de la conexión realizada, si los transformadores se conectan Fase – Fase la tensión nominal es la misma del sistema, en cambio, si se conectan entre Fase – Tierra, es la tensión nominal del sistema dividida por raíz de 3 "√ (3)" como se describe en la Tabla 3 [7].

Conexión	Tensiones nominales en [kV].
Fase - Fase	500 - 230 - 220 - 115 - 36 - 34.5 - 14.4 - 13.2
Fase - Tierra	288.7 - 132.8 - 127 - 66.4 - 20.8 - 19.9 - 8.3 - 7.6

Tabla 3 Tensión nominal primaria de PT´s según el tipo de conexión. Fuente: CHEC [7].

6.4.1.4.3. Tensión nominal secundaria

La tensión nominal secundaria de un PT está directamente ligada a la práctica de los diferentes países y a la función que desempeña dentro del sistema, según [7], los valores para cada una de las prácticas mencionadas son:

- Practica de varios grupos europeos: 100 [V] y 110 [V].
- Practica de Estados Unidos y Canadá: 120 [V] Distribución; 115 [V] Transmisión.

6.4.1.4.4. Tipos de PT´s

Se pueden clasificar según su aplicación y su construcción.

- **Según su aplicación**

Existen PT´s para medida, protección y de ambos usos [7].

PT de medida

Son los diseñados para alimentar equipos de medida. Una de sus características fundamentales es que en las condiciones normales de servicio deben ser exactos. El grado de exactitud de un transformador de medida se mide por su clase o precisión, la cual nos indica el porcentaje máximo de error que se comete en la medida [7].

- Clase de precisión: Es la desviación entre el valor medido por el PT y el valor real, se designa por un número (índice de clase) igual al límite superior del error de intensidad o de tensión admisible, que el transformador de potencia puede introducir en la medición de potencia operando con su tensión nominal primaria y la frecuencia nominal, se expresa en porcentaje.
- Límite de error: Es el error que el PT introduce en la medición, se refleja una discrepancia entre la relación del transformador con respecto a la nominal en ángulo y en magnitud.

PT de protección

Son aquellos destinados a alimentar relés de protección [7].

- Clase de precisión: Todos los transformadores de tensión para protección deber tener asignada una clase de precisión de medida, ésta se designa por el error máximo admisible de la tensión en porcentaje, entre el 5% de la tensión asignada y el valor de la tensión correspondiente al factor asignado.
- Límite de error: Los errores de tensión y desfase, a la frecuencia asignada, no deben sobrepasar los valores establecidos al 5% de la tensión asignada y al producto de la tensión asignada por el factor de tensión asignado (1,2; 1,5 o 1,9).

PT´s combinados

Son transformadores que pueden ser utilizados para alimentar tanto equipos de medida como de protección. Para este caso se construye con dos arrollamientos secundarios, uno para medida y otro para protección, compartiendo el mismo núcleo magnético [7].

- **Según su construcción**

Existen transformadores de potencial de tipo inductivo y capacitivo [7].

PT´s inductivos

Pueden ser construidos para conexión Fase - Tierra (un polo aislado) o para conexión Fase - Fase (doble polo aislado), estos últimos utilizados primordialmente en media tensión. Consisten en un arrollamiento primario y un arrollamiento secundario dispuestos sobre un núcleo magnético común. Este tipo de transformadores son predominantes para tensiones comprendidas entre los 600 [V] y 72,5 [kV] [7].

En la Figura 48 se observa un ejemplo de un PT de tipo inductivo.

Figura 48 PT´s inductivos. Fuente: CHEC [7].

PT´s capacitivos

"Están formados por un divisor capacitivo que consta de dos condensadores conectados en serie para obtener un borne de tensión intermedia y un elemento electromagnético; diseñado para sistemas de alta tensión, ya que presentan una alta estabilidad de presión en caso de fallo interno, lo que garantiza la seguridad del sistema [7]*."*

En la Figura 49 se observa un ejemplo de un PT de tipo capacitivo.

Figura 49 PT´s capacitivos. Fuente: CHEC [7].

6.4.1.4.5. Características técnicas

Según [7], las características técnicas son:

- Tensión primaria asignada.
- Tensión secundaria asignada.
- Potencia de precisión.
- Factor de tensión asignado.
- Requerimientos de aislamiento.
- Frecuencia asignada.
- Clase de precisión.
- Cantidad de devanados secundarios.
- Relación de transformación asignada.
- Conexión de los devanados secundarios.
- Límites del error de tensión y de desplazamiento.
- Capacitancia mínima (Divisores capacitivos).
- Variación de la frecuencia asignada (Divisores capacitivos).
- Tipo de instalación (Interior o exterior).

6.4.1.4.6. Condiciones de operación

De acuerdo a [7], las condiciones de operación son las siguientes:

- Se debe garantizar la clase y el burden para el cual está especificado el equipo de medida según la tensión nominal de la red, esto con el fin de que el error de lectura o precisión este dentro del rango especificado por el fabricante.

- La clase o precisión debe mantenerse cuando la tensión que se aplica en el arrollamiento primario se encuentre entre el 80 y el 120 % de la tensión primaria nominal y cuando la carga conectada al secundario del transformador esté comprendida entre el 25 y el 120 % de la carga nominal y con un factor de potencia de 0,8 inductivo, según lo especificado en la norma IEC.
- Durante el mantenimiento el secundario del transformador debe permanecer abierto evitando que corrientes significativas atraviesen las bobinas de bajo calibre de este y cause la destrucción del mismo.

6.4.1.5. Transformador de corriente (CT)

En estos equipos la corriente secundaria es prácticamente proporcional a la corriente primaria, operando en condiciones normales, aunque con un ligero desfase. Según [7], las principales funciones son:

- Transformar la corriente.
- Aislar los instrumentos de protección y medición conectados a los circuitos de alta tensión.

Tienen el devanado primario conectado en serie con el circuito cuya intensidad se desea medir y el secundario conectado en serie con las bobinas de corriente de los equipos de medición y de protección que requieran ser energizados [7].

Las espiras del arrollamiento primario pueden conectarse en serie o paralelo para cambiar la relación, y atraviesan el núcleo magnético, cuya forma suele ser cerrada tipo toroidal o puede tener un cierto entrehierro, sobre el cual se arrollan las espiras del secundario de una forma uniforme, consiguiendo así reducir al mínimo el flujo de dispersión [7].

En la Figura 50 se observa un ejemplo de un CT.

Figura 50 CT´s. Fuente: CHEC [7].

6.4.1.5.1. Corriente nominal primaria

Es el valor de corriente para el cual está diseñado el CT. Para el lado de alta o primario los valores según las diferentes normas están consignados en la Tabla 4 [7].

Norma	Corriente nominal [A]
IEC	10 - 12.5 - 15 - 20 - 30 - 40 - 50 - 60 - 75 y los múltiplos decimales
ANSI	10 - 15 - 25 - 40 - 50 -75 - 100 - 200 - 300 - 400 - 800 -1200 - 1600 - 2000 - 3000 - 4000 - 5000 - 6000 - 8000 - 12000

Tabla 4 Corriente nominal primaria, CT´s. Fuente: CHEC [7].

6.4.1.5.2. Corriente nominal secundaria

Es el valor de corriente para el cual está diseñado el CT. Para el lado de baja o secundario los valores según las diferentes normas están consignados en la Tabla 5 [7].

Norma	Corriente nominal [A]
IEC	1 - 2 - 5
ANSI	5

Tabla 5 Corriente nominal secundaria, CT´s. Fuente: CHEC [7].

6.4.1.5.3. Identificación de bornes

Los bornes de los arrollamientos primario y secundario deben poder ser identificados con fiabilidad, siendo aquellos bornes que empiecen con ***P*** y **C** los del arrollamiento primario, y los que empiecen con ***S*** los del arrollamiento secundario. En la Figura 51 se visualizan los diferentes casos [7].

1. Transformador de simple relación.
2. Transformador con toma intermedia en el secundario.
3. Transformador con dos secciones en el arrollamiento primario para su conexión en serie o paralelo.
4. Transformador con dos arrollamientos secundarios y núcleos independientes.

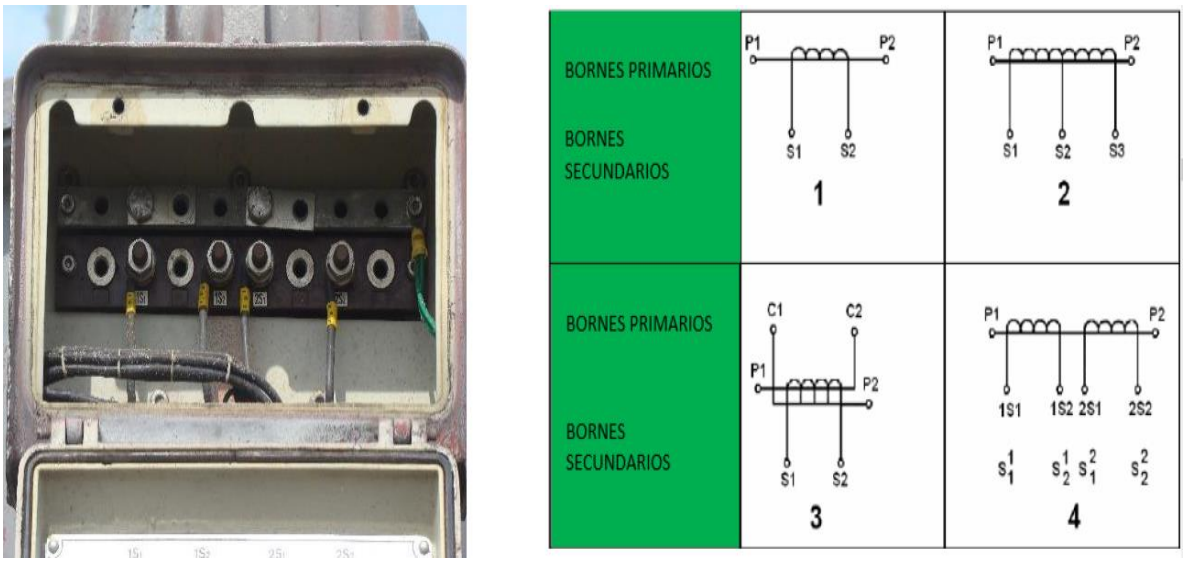

Figura 51 Borneras de un CT y sus posibles conexiones. Fuente: CHEC [7].

6.4.1.5.4. Nivel de aislamiento

El nivel de aislamiento nominal del bobinado primario de un CT está relacionado con la máxima tensión permanente admisible de servicio del sistema (Um). Para bobinados comprendidos entre 3,6 [kV] y 300 [kV], el nivel de aislamiento nominal es determinado por las tensiones nominales resistidas a frecuencia industrial e impulso tipo rayo [7].

6.4.1.5.5. Tipos de CT´s

Se pueden clasificar según su forma constructiva, su construcción eléctrica y su aplicación.

- **Según su forma constructiva**

CT´s tipo devanado primario.

Tipo devanado primario

"Consta de devanado primario y secundario totalmente aislado y montado permanentemente sobre el circuito magnético [7]*."*

En la Figura 52 se observa un ejemplo de un CT de tipo devanado primario.

Figura 52 CT tipo devanado primario. Fuente: CHEC [7].

- **Según su construcción eléctrica**

CT´s con varios núcleos y de relación múltiple

CT´s de varios núcleos

Transformador de corriente que consta de varios devanados secundarios independientes y montados sobre un núcleo propio, forma un conjunto con un devanado primario único que enlaza los núcleos secundarios con sus espiras [1].”

En la Figura 53 se observa un ejemplo de un CT de varios núcleos.

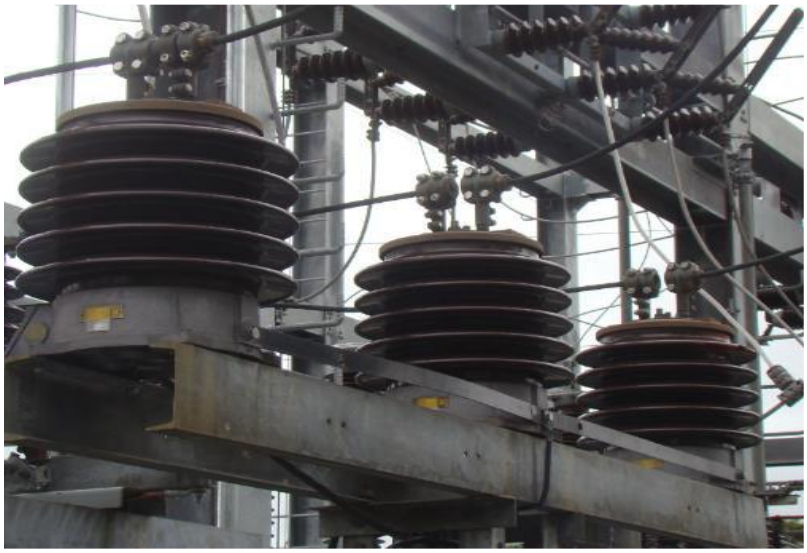

Figura 53 CT de varios núcleos. Fuente: CHEC [7].

CT´s de relación múltiple

Transformador de corriente cuya relación de transformación se puede variar por medio de taps en las vueltas del devanado secundario, su desventaja es la disminución de la capacidad en las relaciones bajas [1].”

En la Figura 54 se observa un ejemplo de un CT de tipo relación múltiple.

Figura 54 CT´s de relación múltiple. Fuente: CHEC [7].

- **Según su aplicación**

CT´s de medida, de protección y combinados.

CT´s de medida

Son los transformadores de corriente utilizados para alimentar los instrumentos de medida, por este motivo requieren reproducir fielmente la magnitud y el ángulo de fase de la corriente, su precisión debe garantizarse desde una pequeña fracción de corriente nominal del orden del 10% hasta un exceso de corriente del orden del 20% sobre el valor nominal [7].

Están concebidos para alimentar equipos de medición, por lo tanto, una de sus características fundamentales es que deben ser exactos en las condiciones nominales de servicio [7].

- Clase de precisión: El grado de exactitud de un transformador de medida se mide por su clase o precisión, la cual nos indica el porcentaje de error máximo que se comete en la medida, se designa por un número (índice de clase) igual al límite superior del error de intensidad o de tensión admisible, para la corriente primaria asignada y la carga de precisión.
- Límite de error: Es la desviación entre el valor dado por el transformador y el valor verdadero que debería entregar. Este error se da por diferencias tanto en magnitud como en ángulo entre la relación de transformación real y la nominal.
- Carga nominal o Burden de los CT´s de medida: Corresponde a la máxima carga que se le puede conectar en forma permanente, sin exceder los valores máximos de error de razón (relación de transformación) y ángulo indicados por el fabricante.

CT´s de protección

Son los transformadores de corriente utilizados para alimentar los relés de protección, por este motivo su función es la de proteger el circuito, requieren conservar su fidelidad hasta un valor de veinte veces la magnitud de la corriente nominal, cuando se trata de grandes redes con altas corrientes puede ser necesario requerir 30 veces la corriente nominal [7].

- Clase de precisión: La clase de precisión de un CT para protección se designa por un número (índice de clase) y la letra “P” (inicial de protección). El índice de clase indica el límite superior del error compuesto para el valor de corriente límite de precisión asignada y la carga de precisión.
- Límite de error: Para determinar el error de corriente y el desfase, la carga debe ser inductiva e igual a la carga de precisión con un factor de potencia igual a 0,8 excepto cuando sea inferior a 5 [VA]; en cuyo caso podrá ser resistiva.
- Carga nominal o Burden de los CT´s de protección: Para los núcleos de medición es la capacidad del CT para alimentar una carga secundaria, sin que entre en saturación.

6.4.1.5.6. Características técnicas

Según [7], las características técnicas de los transformadores de corriente son:

- Corriente primaria asignada.
- Corriente secundaria asignada.
- Corrientes de cortocircuito asignadas.
- Corriente de corto circuito térmica asignada.
- Potencia de precisión.
- Límites de calentamiento.
- Tensión máxima del equipo y niveles de aislamiento.
- Frecuencia asignada.
- Clase de precisión.
- Número de devanados secundarios.
- Tipo de instalación (Interior exterior).

6.4.1.5.7. Condiciones de operación

De acuerdo a [7], las condiciones de operación de los transformadores de corriente son:

- Según la corriente nominal de la red se debe garantizar la clase y el burden para el cual está especificado el equipo de medida, esto en aras de que el error de lectura o precisión este dentro del rango especificado por el fabricante.
- Según la corriente nominal de la red y la clase del CT se deberá hacer el ajuste de conexión en el primario. (Serie o paralelo). Para garantizar la tolerancia del error en la medida.
- Por ningún motivo el secundario debe quedar con los terminales abiertos o sin carga conectada, ya que en este caso toda la corriente primaria servirá para magnetizar núcleo, provocando que el voltaje secundario crezca hasta un valor que normalmente es lo suficientemente grande para provocar la ruptura del aislamiento entre espiras y algunas veces, la explosión del CT.

- La conexión entre la línea y el CT tanto en el primario como en el secundario debe ser en serie.

6.4.1.6. Dispositivos de Protección contra Sobretensiones (DPS)

Los DPS, también conocidos como pararrayos, son los encargados de proteger el sistema de potencia y sus componentes contra las sobretensiones que se presenten por descargas atmosféricas o por maniobras realizadas, además, se encargan de controlar o limitar las sobretensiones que puedan llegar a afectar los equipos de la subestación como transformadores de potencia, seccionadores, interruptores, entre otros. Por regla general, se conectan en paralelo con el equipo que se desea proteger para disipar la sobrecorriente [7].

Internamente está conformado por una serie de materiales resistivos, con una característica de tensión-corriente extremadamente no lineal. Estos materiales resistivos se comportan como aisladores en condiciones normales de operación. Frente a corrientes de tipo impulso del orden de los [kA], estos materiales permiten la descarga invirtiendo su condición de aisladores [7].

En la Figura 55 se observa un ejemplo de un DPS.

Figura 55 DPS. Fuente: CHEC [7].

6.4.1.6.1. Principio de funcionamiento

"Los resistores de óxido metálico presentan una característica no lineal muy pronunciada, es decir, poseen una característica tensión–corriente marcadamente curvada de modo que, por debajo de cierto valor de tensión solamente circula una corriente permanente o de fuga de unos pocos [mA] [7]*."*

"En el caso de sobretensiones atmosféricas o de maniobra, los resistores se vuelven conductores (zona óhmica), de manera que la corriente de descarga pueda derivarse a tierra, reduciendo así la sobretensión al valor de la caída de tensión en el descargador ("tensión residual"). En este punto las corrientes de descarga llegan a alcanzar valores de hasta 2 [kA] en el caso de sobretensiones maniobra, y de 1 -10 -20 [kA] en el caso de descargas atmosféricas [7]*."*

6.4.1.6.2. Sobretensiones

Las sobretensiones se presentan cuando existe un aumento en el nivel de tensión que alcanza valores mayores a los máximos establecidos entre dos puntos de un circuito eléctrico, de acuerdo a [7], durante la operación se pueden presentar diferentes tipos de sobretensiones como lo son:

- **Sobretensión atmosférica**

Es el valor máximo de tensión que aparece en los terminales del descargador causada por el impacto directo e indirecto de un rayo en un conductor de la línea aérea, un cable de guarda o una torre, o inducida por corriente de origen atmosférico en líneas o estructuras metálicas aledañas. Su duración es corta [μs] y alcanza valores de tensión elevados (varios millones de voltios, 3 a 5 p.u.) [7].

- **Sobretensión de maniobra**

Sobretensión causada por fenómenos transitorios como resultado de maniobras o fallas en el sistema (fallas a tierra, maniobras en circuitos inductivos o capacitivos, rechazo de carga, etc.) Siendo de duración mayor [ms] y alcanzando valores de tensión menores en comparación con las sobretensiones de tipo atmosférico (2 a 3 veces p.u.) [7].

- **Sobretensión temporal (TOV)**

Son sobretensiones de frecuencia industrial oscilantes de duración relativamente larga (entre algunos ciclos y varias horas). La forma más habitual de sobretensión temporal se produce en las fases sanas de una red, durante una pérdida a tierra en una o varias fases. Otras fuentes de sobretensión temporal son el rechazo de carga, la energización de líneas descargadas, etc. [7].

6.4.1.6.3. Clasificación

En la Tabla 6 se describe la clasificación de los DPS según las corrientes de descarga al impulso tipo rayo, de acuerdo a [7]:

Clasificación DPS	Valor pico del impulso [A]
Subestación (800 [kV]).	20000
Subestación (500 [kV]).	15000
Subestación (< 550 [kV]).	20000
Subestación intermedia.	5000
Subestación de distribución.	
Trabajo pesado	10000
Trabajo normal	5000
Secundario	1500

Tabla 6 Clasificación de los DPS según norma IEEE Std C62.11. Fuente: CHEC [7].

6.4.1.6.4. Tipos de DPS

Según [7], los DPS se pueden clasificar de acuerdo a las siguientes características:

- **Según su principio activo**

Se clasifican de la siguiente manera: Resistores de óxido metálico y de carburo de silicio.

Resistor de óxido de zinc (ZnO)

Están hechos de un material formado principalmente por óxido de zinc (ZnO) en un 90 % y por otros diez aditivos diferentes en forma de óxidos lantánidos (Bi, Sb, Co, Mn) en el restante 10 %. Su característica tensión–corriente es extremadamente no lineal, su principal característica es que no requieren explosores [7].

Resistor de carburo de silicio (SiC)

Está compuesto por uno o más descargadores conectados en serie con uno o varios resistores no lineales. Su característica tensión–corriente no es tan pronunciada como la de los DPS de óxido metálico [7].

- **Según su construcción**

Descargadores de sobretensión de silicona y de porcelana

DPS con revestimiento en silicona

Cada descargador está formado por una o varias unidades como se muestra en la Figura 56, que a su vez pueden constar de uno o más módulos, cada módulo contiene una columna sencilla de bloques de ZnO. Si el descargador es sometido a esfuerzos eléctricos que sobrepasan su capacidad nominal, se crea un arco interno, debido a sus características de construcción no requieren válvulas de alivio de presión [11].

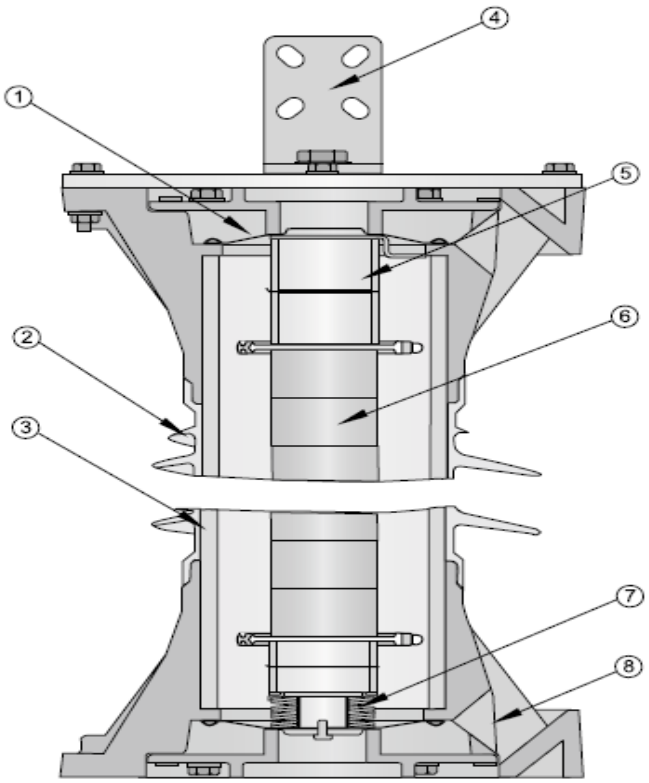

Figura 56 Esquema típico interno de DPS con revestimiento en silicona. Fuente: ABB [11].

1. Tapa sellante
2. Aislador de caucho de silicona
3. Tubo de fibra de vidrio
4. Terminal de línea
5. Distanciadores
6. Bloques de ZnO
7. Resorte
8. Conducto de escape

DPS con revestimiento en porcelana

Cada descargador está compuesto por una o varias unidades como se muestra en la Figura 57, cada una de estas está formada por un revestimiento de porcelana que contiene una columna sencilla de bloques de ZnO. Por lo general, los descargadores largos requieren anillos equipotenciales para mantener una tensión uniforme [11].

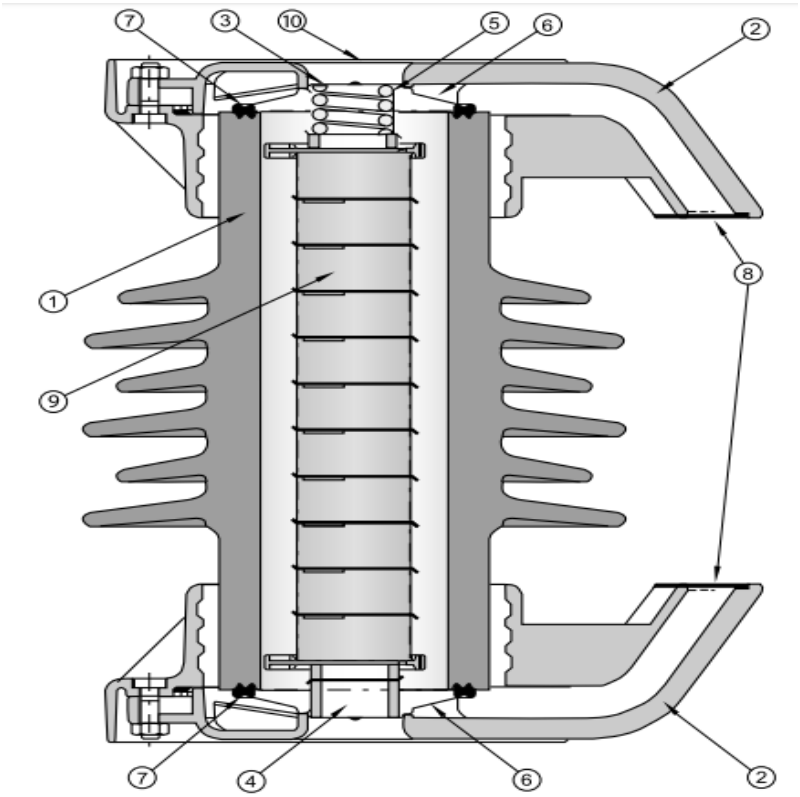

Figura 57 Esquema típico de DPS con revestimiento en porcelana. Fuente: ABB [11].

1. Aislador de porcelana
2. Conducto de escape
3. Resorte
4. Bolsa de desecante
5. Chapa de cobre
6. Tapa sellante
7. Anillo sellante
8. Placas de características
9. Bloques de ZnO
10. Tapa de brida

6.4.1.6.5. Características técnicas

Según [7], las características técnicas de los DPS son:

- Corriente nominal.
- Corriente de corto circuito.
- Capacidad de disipación de energía.
- Frecuencia asignada.
- Tensión de operación continua [Uc].
- Tensión eficaz máxima permisible [Ur].
- Clase de descarga de línea.

6.4.1.6.6. Contador de descargas

Es un elemento que se instala en el camino entre el DPS y tierra, aislado para una tensión de unos 3 [kV]. Este elemento cuenta las veces que ha actuado el equipo a causa de descargas. Es importante revisar las condiciones de los DPS, ya que cuando éste opera, el material de las columnas de Óxido metálico se van degradando dependiendo de la magnitud de las descargas recibidas y de la periodicidad [7].

En la Figura 58 se observa un ejemplo de un contador de descargas análogo de Siemens.

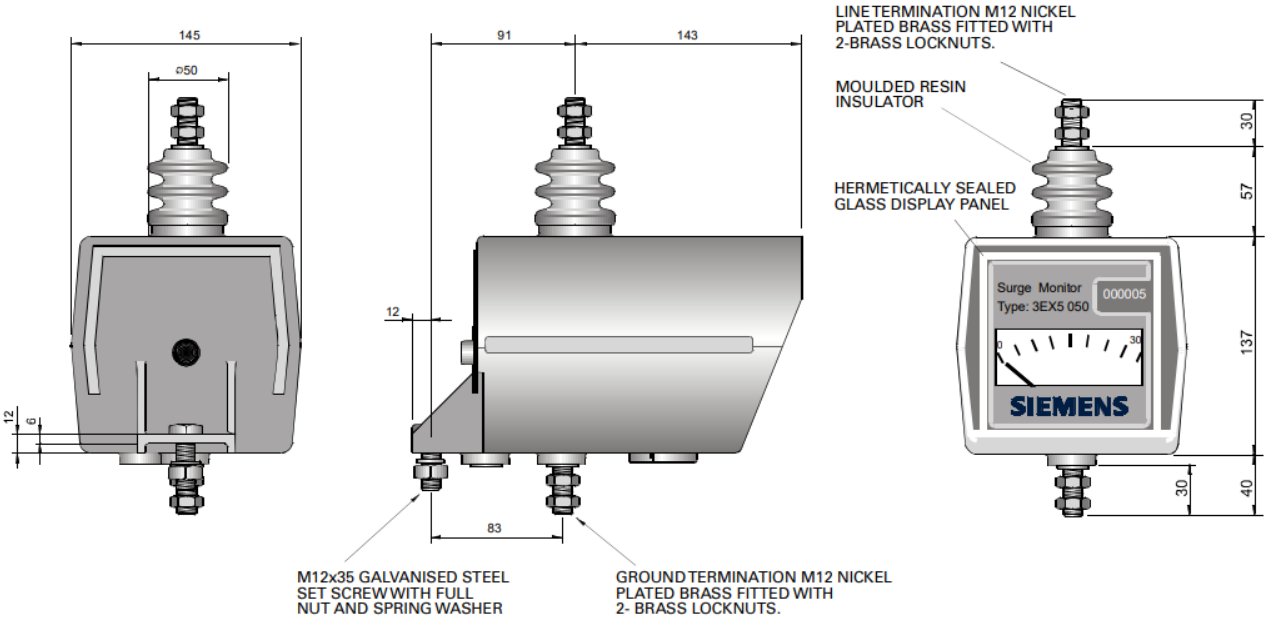

Figura 58 Contador de descargas análogo. Fuente: CHEC [7].

En caso de que se decida utilizar este tipo de dispositivos, el DPS debe estar montado sobre bases aislantes que desvían la corriente hacia el contador, de esta forma permite que el elemento cuente cada vez que se presenta la descarga [7].

6.4.1.6.7. Condiciones de operación

De acuerdo a [7], las condiciones de operación son:

- Es recomendable instalar el contador de descargas a no más de 2 metros del DPS, por efectos de inductancia del cable que los conecta. Garantizando el menor trayecto posible de la bajante de puesta a tierra del DPS.
- Se debe garantizar la continuidad del contador de operaciones a tierra.
- Garantizar que el DPS quede efectivamente puesto a tierra y que la corriente de fuga este dentro de los valores recomendados por el fabricante.
- Se debe garantizar la distancia de protección del DPS para el equipo más inmediato sobre la línea de este.

6.4.1.7. Trampa de ondas

Las trampas de onda, también conocidas como bobinas de bloqueo, son dispositivos que se acoplan en serie con las líneas de alta tensión. Su impedancia a frecuencia asignada debe ser despreciable, de tal forma que no perturbe la transmisión de energía. Además, debe ser dimensionada para soportar la corriente nominal de la línea en la frecuencia industrial y las corrientes de cortocircuito a las cuales están sujetas las líneas de transmisión. Por lo general, también son utilizadas para la transmisión de señales de onda portadora entre 30 [kHz] y 500 [kHz] con diferentes objetivos entre los que se encuentran: telecontrol, telefonía, tele protección, tele medición, etc. [1].

La función principal de la trampa de onda es la de impedir la derivación de las señales de alta frecuencia en dirección a la subestación, sin afectar la transmisión de energía a frecuencia industrial [12].

En la Figura 59 se observa un ejemplo de una trampa de onda.

Figura 59 Trampa de onda en una subestación de patio a la intemperie. Fuente: Sector electricidad [12].

6.4.1.7.1. Construcción

Bobina principal: Se encarga de conducir la corriente nominal de la línea de transmisión y se proyecta para soportar la corriente máxima de cortocircuito. El arrollamiento consiste en perfiles de aluminio de sección rectangular de alta resistencia mecánica. Se conectan uno o más perfiles en paralelo dependiendo de la corriente [12].

Su construcción es robusta y liviana, se trata de una estructura abierta con aislamiento en aire, el cual tiene excelentes propiedades de enfriamiento. Esto se hace con el fin de evitar la aparición de grietas en la superficie de la bobina. Se construyen con una baja capacidad propia lo cual implica una elevada frecuencia de auto resonancia, siendo lo más adecuado para aplicaciones en alta frecuencia. Éstas características son importantes ya que aseguran un excelente desempeño, principalmente en caso de falla por cortocircuito [12].

Dispositivos de sintonía: Éste dispositivo es montado en el tirante central localizado en el interior de la bobina principal. Es de fácil acceso lo cual permite reemplazarlo fácilmente en

caso de avería sin que sea necesario remover todo el equipo. El dispositivo de sintonía puede ser fijo o ajustable, para sintonía simple, de doble frecuencia o de banda ancha [12].

Con el fin de proteger el dispositivo de sintonía de los constantes cambios climáticos y eventuales choques mecánicos, todos los componentes son encapsulados con una capa resistente a la intemperie [12].

Dispositivo de Protección: El dispositivo de protección es conectado en paralelo con la bobina principal y el dispositivo de sintonía, sirve para evitar que la bobina de bloqueo sufra algún daño debido a una sobretensión transitoria. Al momento de escoger el equipo de protección es importante que pueda soportar elevadas sobretensiones transitorias, ya que éste no debe actuar a causa de la tensión que surge entre los terminales de la bobina de bloqueo en el caso de un cortocircuito, y tampoco debe permanecer en operación después de la respuesta a una sobretensión momentánea entre los terminales de la bobina de bloqueo, causada por la corriente de cortocircuito [12].

En la Figura 60 se indican los principales componentes de la trampa de onda.

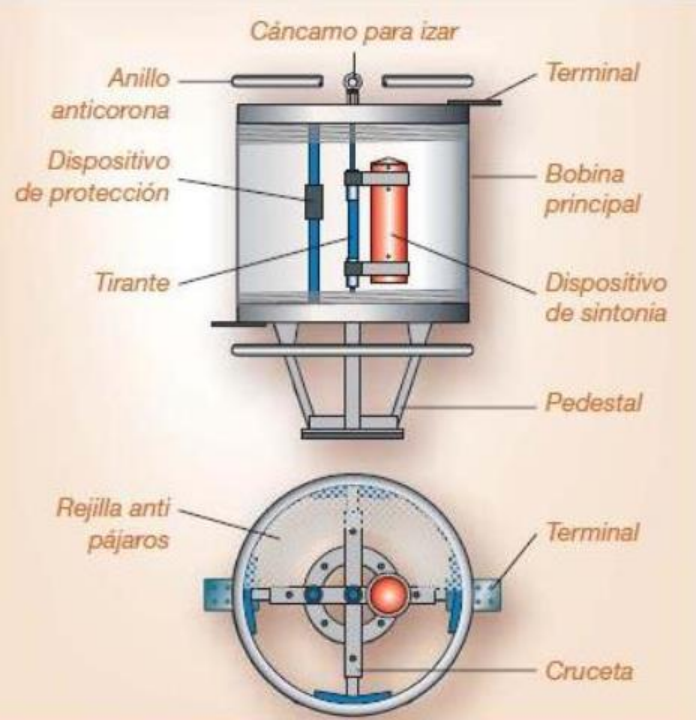

Figura 60 Principales componentes de la trampa de onda. Fuente: Sector electricidad [12].

6.4.1.7.2. Clasificación

Según [1], las trampas de onda pueden ser de varios tipos, como:

- No sintonizables.
- De frecuencia única.
- De doble frecuencia.
- De banda ancha.

6.4.1.7.3. Características técnicas

Según [1], las características técnicas de las trampas de onda son:

- Tensión máxima del sistema.
- Corriente permanente asignada.
- Inductancia asignada de la bobina.
- Ancho de banda del dispositivo de sintonización.
- Corriente asignada de corta duración.

6.4.2. Equipos de tablero

Son todos los elementos de control, medición y protección, indicadores luminosos y alarmas, instalados en la caseta de control. Su función es la de facilitar la supervisión y control de la subestación.

6.4.3. Servicios auxiliares

Son todo el conjunto de instalaciones formadas por las fuentes de alimentación de corriente continua y de corriente alterna, de baja tensión que se utilizan para energizar los sistemas de control, protección, señalización, alarmas y alumbrado de una subestación, así como el sistema contra incendio. Las partes del sistema auxiliar son las siguientes:

Servicio de CC: Interruptores, tableros, baterías, alumbrado de emergencia, cargadores.
Servicio CA: Calefacción, alumbrado, aire acondicionado, ventilación, sistemas contra incendio, etc.

6.4.4. Instalaciones complementarias

Las subestaciones de tipo exterior deben tener un encerramiento apropiado, adicionalmente, se debe tener en consideración el lugar necesario para la instalación de equipos adicionales, tales como sistema de compensación de neutro o sistema de compensación reactiva [13].

Todos los equipos de potencia deben tener fácil acceso, y deben tener la facilidad de ser instalados o removidos sin la previa remoción de otros equipos [13].

El cableado de control y protección, debe estar separado de los cables de potencia con el fin de evitar daños al sistema de control y protección en caso de daño o fuego en los cables de potencia [13].

Los equipos de control y protección y los servicios auxiliares, deben estar ubicados cerca de la entrada principal, con el fin de evitar el paso de personal no autorizado cerca de equipos de potencia en caso de emergencia [13].

6.4.4.1. Sistema de compensación de Neutro

El aterrizamiento del Neutro en una subestación determina las corrientes asimétricas en fallas eléctricas, principalmente en fallas Fase-Tierra, y las sobretensiones ocasionadas por fallas o maniobras [13].

En general, en las subestaciones el neutro puede ser:

- Directamente aterrizado, es decir, conectado a tierra por medio de un electrodo de tierra cuyo valor de resistencia es despreciable.
- Conectado a tierra por medio de una resistencia o con una impedancia de interposición que suele ser inductiva, resistiva o inductiva-resistiva.

El tipo de aterrizamiento del neutro, en conjunto con las características de la red en cuanto a extensión y solución constructiva, determina las corrientes de falla y sobretensiones internas [13].

Cuando se realiza por medio de una impedancia inductiva-resistiva permite limitar las corrientes en caso de una falla Fase-Tierra y los voltajes internos, por lo tanto, en el diseño de una nueva subestación es necesario evaluar la posibilidad de aterrizar el neutro de la red por medio de una impedancia con una bobina sintonizable [13].

En caso de fallas Fase-Tierra, es posible reducir significativamente la corriente de falla y extinguir las fallas no permanentes gracias a la posibilidad de cambiar la reactancia inductiva de la bobina, con el fin de igualar la reactancia capacitiva de secuencia cero de una red afectada por una falla, de esta manera es posible prevenir la propagación de la falla a otras fases [13].

6.4.4.2. Sistema de Compensación Reactiva

La compensación de potencia reactiva es el proceso mediante el cual se busca reducir al máximo la demanda de energía reactiva en un sistema eléctrico, en caso de ser requerida, será realizada por medio de condensadores conectados a los barrajes de la subestación. Las capacidades más utilizadas son 2.4 [MVAR], 4 [MVAR] y 6 [MVAR] [13].

6.4.4.3. Sistema de Puesta a Tierra (SPT)

Es uno de los elementos de seguridad más importantes en la subestación. Todas las estructuras, los equipos de control y protección y los sistemas de comunicaciones deben estar conectados a la malla de puesta a tierra [13].

Según [13], las principales funciones de la malla de puesta a tierra son:

- Asegurar el buen funcionamiento del sistema de protección en caso de condiciones anómalas, las cuales pueden causar daños a personas y fallas en el sistema eléctrico.
- Permitir un camino de baja impedancia para las corrientes de falla.
- Evitar la exposición de personas a potenciales inseguros en la proximidad de la subestación.
- Mantener las tensiones del sistema dentro de límites definidos bajo condiciones de falla (sobretensiones debido a rayos, operaciones del sistema eléctrico o contacto con sistemas de mayor nivel de tensión), para no exceder la tensión de ruptura dieléctrica del aislamiento.
- Permitir una superficie equipotencial o referencial; para evitar tensiones peligrosas en estructuras.
- Garantizar gran confiabilidad y continuidad de servicio.

Con el fin de lograr los objetivos anteriores, se requiere que el diseño de la malla de puesta a tierra garantice la seguridad de las personas dentro y fuera de la subestación, manteniendo el potencial eléctrico dentro de los límites de seguridad en caso de falla [13].

De acuerdo con [13], al realizar el diseño de la malla de puesta a tierra, se deben tener en cuenta los siguientes elementos:

- Resistividad del suelo, características del sistema eléctrico y en particular, las corrientes de corto circuito en la subestación AT/MT, la profundidad a la cual se debe construir la malla de puesta a tierra y en general la disposición de los equipos.
- Las últimas medidas de la malla de puesta a tierra, cuando sea necesario.

Normalmente, la malla de puesta a tierra debe ser instalada a una profundidad entre 0,5 y 0,7 metros, con el fin de distribuir de manera segura las corrientes de falla. La superficie de instalación de los equipos conectados a la malla de puesta a tierra puede ser cubierta con grava de tamaño uniforme, usualmente con una profundidad de 10 a 15 centímetros y una resistividad esperada de 2500 – 3000 [ohm-m] [13].

6.5. Sistema de control de la subestación

El sistema de control es el conjunto de equipos autónomos e independientes encargados de realizar medición, indicación, registro, señalización, regulación, control manual y automático de los equipos de maniobra de la subestación, los cuales se encargan de verificar, proteger y ayudar a gobernar un sistema de potencia comunicándose mediante protocolos [1].

La función principal de un sistema de control es supervisar, controlar y proteger la transmisión y distribución de la energía eléctrica. En condiciones anormales del sistema debidas a fallas o durante la ejecución de trabajos programados que cambien la operación del sistema de potencia, el sistema de control deberá asegurar, hasta donde sea posible, la continuidad de la calidad del servicio de energía eléctrica [1].

Actualmente existen dos conceptos de control: el convencional y los sistemas automatizados de subestaciones (SAS); debido a las posibilidades que ofrecen las nuevas tecnologías como autosupervisión, análisis de señales, almacenamiento de datos entre otros, la tendencia en las subestaciones nuevas ha sido implementar los SAS y en las existentes, se ha buscado la forma de realizar la modernización de los sistemas convencionales [1].

6.5.1. Requerimientos generales de un sistema de Control

De acuerdo a [1], los requerimientos de un sistema de control son:

6.5.2. Facilidad de expansión

Teniendo en cuenta que la vida útil de las subestaciones es relativamente larga, se hace necesario diseñar la subestación de tal manera que sean fácilmente realizables las adiciones de nuevos equipos debidas a cambios de configuración y las expansiones respectivas del sistema de control existente para la integración de los nuevos equipos [1].

6.5.2.1. Automatización de funciones

La operación automatizada en subestaciones se basa normalmente en información disponible dentro de la misma subestación, para esto se requiere saber en todo momento el estado de los equipos (abierto o cerrado), la acción que tomen los dispositivos de control puede ser ordenada o, inclusive, modificada de forma local [1].

A continuación, se enumeran algunos conceptos de operación automática [1]:

- Recierre automático.
- Conmutación automática de equipos de respaldo.
- Restauración automática del sistema después de pérdida del suministro.
- Maniobras automáticas de equipos.
- Ajuste automático de relés.
- Mando sincronizado de interruptores.

6.5.2.2. Seguridad

Se deben tomar precauciones tales como la redundancia en los equipos principales de la subestación con el fin de reducir el efecto causado por una falla en los equipos secundarios de patio y de control las cuales no pueden evitarse en su totalidad, de esta manera se busca mejorar la seguridad de todo el sistema [1].

6.5.2.3. Disponibilidad

Teniendo en cuenta que la seguridad del equipo de la subestación depende en gran medida de la confiabilidad del equipo de control utilizado, se hace necesario tener un nivel alto de disponibilidad en tales sistemas. Ya que cualquier interrupción se considera de importancia, se debe minimizar el tiempo requerido para el reconocimiento, diagnóstico y corrección de las fallas del sistema de control [1].

Es posible minimizar por medio de arquitecturas redundantes y tolerantes a fallas, el riesgo de que la subestación quede fuera de operación ya que no tendría un único punto de falla en el sistema de control [1].

6.5.2.4. Flexibilidad

Para mantener la seguridad del sistema de potencia es esencial tener un sistema flexible, debido a esto, el sistema de control debe poder ajustarse a condiciones de contingencia, tanto en el sistema de control mismo como en el de potencia. [1].

Por este motivo es necesario diseñar el sistema de control con la suficiente flexibilidad, de tal manera que sea posible efectuar cambios en el equipo de control o en el interfaz con el equipo de patio, manteniendo así la seguridad de la instalación [1].

De acuerdo a esto, se deben tener en cuenta los siguientes puntos [1]:

- Prever facilidades para permitir la extensión o modificación parcial del sistema de control.
- Prever la posibilidad de intercambiar equipos de diferentes fabricantes.

- Efectuar el diseño inicial de tal manera que disminuyan los gastos cuando se realicen expansiones o modificaciones futuras.
- Para el caso de sistemas de control digitales, prever el cumplimiento de estándares industriales para sistemas abiertos con el fin de permitir ampliar o modificar el sistema, minimizando los costos de integración.

6.5.2.5. Simplicidad

Un sistema de control complejo requiere demasiada información de los equipos de patio o llevar a cabo un gran número de operaciones de maniobra para cambiar el estado de la subestación o aislar un sector de ésta cuando hay fallas, debido a esto, se recomienda tener en cuenta en el diseño general que la confiabilidad total es mayor en un sistema de control simple [1].

6.5.2.6. Mantenimiento

Es importante que la confiabilidad de la subestación no dependa del grado de eficiencia del trabajo de mantenimiento, de esta forma la seguridad del sistema no dependerá de un error humano que pueda presentarse durante el mantenimiento. Se debe evitar además que la instalación dependa de la confiabilidad de un solo elemento cuya vida útil no corresponda a la del sistema ya que sobrecargan el trabajo de mantenimiento innecesariamente [1].

6.6. Sistema de protección de la subestación

Se define como el conjunto de equipos necesarios para la detección y eliminación de cualquier tipo de falla que se presente en el sistema mediante el disparo selectivo de interruptores, de esta forma se busca aislar la parte del circuito que se encuentra en falla y disminuir la afectación [14].

Estos sistemas de protección se instalan en todos los elementos que componen el sistema eléctrico, con el objetivo de provocar la excitación y/o alarma de los dispositivos de apertura en caso de falla, de esta forma es posible disminuir el número y duración de las interrupciones del suministro de energía, las cuales afectan la calidad del servicio y la seguridad del sistema [14].

También se ocupa de proteger tanto la seguridad de las personas como de las instalaciones contra los efectos de una perturbación, aislando las fallas en el menor tiempo posible, evitando así el deterioro de los materiales y limitando el daño a las instalaciones y los esfuerzos térmicos, dieléctricos y mecánicos a los que se ven expuestos los equipos cuando se presenta una falla [14].

6.6.1. Funcionamiento del sistema de Protección

En el sistema eléctrico se realiza una división por zonas que pueden ser desconectadas Para que el sistema de protección sea lo más efectivo posible, todo sistema eléctrico queda dividido en zonas que puedan ser fácilmente desconectadas de la red en un tiempo muy corto, para que de esta forma se produzca la mínima anormalidad posible en la parte del sistema que permanece en servicio. Estas zonas se conocen como zonas de protección [14].

Los límites de cada zona de protección son marcados por los transformadores de tensión, deben estar dispuestas de forma que exista un solape entre ellas, con el fin de evitar que existan áreas no protegidas [14].

En la Figura 61 se observan las zonas de protección de un sistema eléctrico.

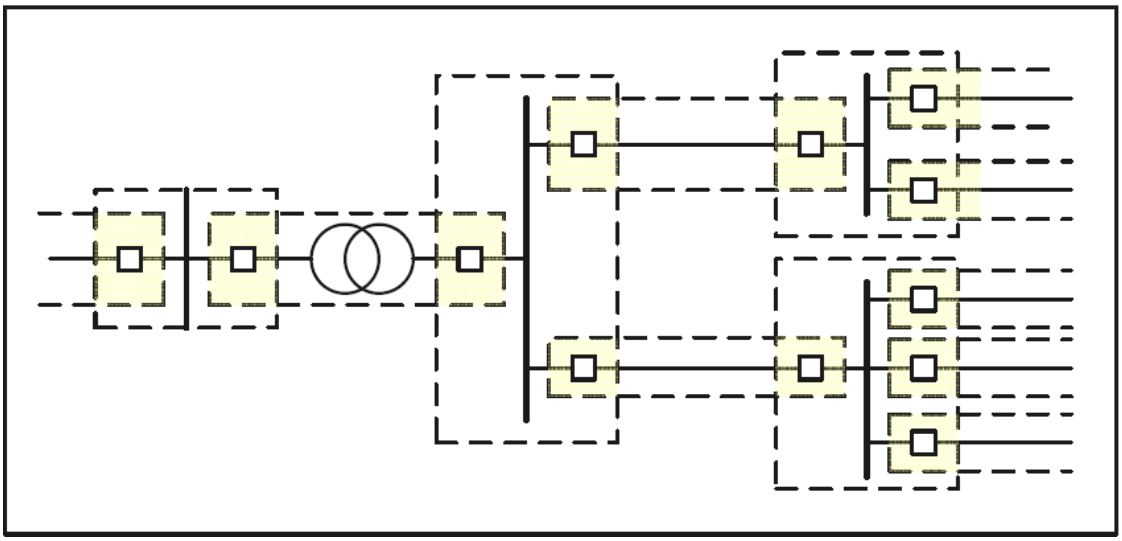

Figura 61 Zonas de protección de un sistema eléctrico. Fuente: Universidad Carlos III [14].

Cada zona de protección incluye un elemento del sistema, como generadores, transformadores, barras, líneas, etcétera. Incluye los interruptores que conectan dicho elemento al sistema eléctrico, deben tener como mínimo una protección primaria que es el conjunto de protecciones que han de disparar lo más rápido posible. Esta protección también se conoce como protección principal [14].

Para que las protecciones funcionen correctamente se deben evitar fallas en los transformadores de corriente o tensión, en la alimentación auxiliar de corriente continua de los circuitos de disparo y control, en el propio relé o en la apertura del interruptor. Debido a los graves efectos que puede conllevar el hecho de que no funcione correctamente la protección principal, es necesario proveer a estas zonas de protección de una segunda línea de protección denominada protección de respaldo [14].

Para que el funcionamiento de las dos líneas de protección sea correcto, la protección de respaldo debe introducir un retardo al sistema, esto con el fin de evitar que actúen las dos al tiempo, además, sus fuentes de alimentación deben ser independientes de tal forma que el fallo de una no afecte a la otra. A estas condiciones se les llama coordinación de protecciones [14].

De acuerdo a [14], para que el funcionamiento de los sistemas de protección sea el adecuado, se deben cumplir las siguientes características básicas de los relés de protección:

Fiabilidad: Es la capacidad del sistema para actuar cuando se debe y no hacerlo en caso de que no sea necesario. Según [14], engloba dentro de sí tres conceptos.

- Operatividad: la protección funciona correctamente.

- Seguridad: es la cualidad de no operar ante causas extrañas evitando actuaciones incorrectas, es decir, no actúa cuando no debe.
- Obediencia: es la cualidad que ha de tener una protección para que actúe correctamente cuando sea requerida para actuar, por tanto, la protección actúa cuando debe.

Sensibilidad: Implica la actuación del relé de forma eficaz ante la más mínima condición en que se le requiera. Por ejemplo, la protección deberá ser lo suficientemente sensible para despejar una falla cuando circule por ella la mínima corriente de falla al producirse un cortocircuito en condiciones de mínima generación [14].

Selectividad: Es la capacidad que tiene un relé para desconectar únicamente la parte de la red que se encuentra afectada por la falla, de forma que la parte del circuito que quede sin suministro sea lo más reducida posible. Un equipo que aísle zonas no averiadas del sistema atenta contra la estabilidad del mismo y causa un perjuicio económico innecesario [14].

Rapidez: Es la capacidad que tiene un relé para que el tiempo entre el inicio de la falla y la actuación de las protecciones sea lo más pequeño posible para que las consecuencias de la falla sean mínimas. La rapidez es esencial en la separación del elemento averiado de la red, para evitar que se produzcan mayores daños. De esta forma se evitan los daños en las instalaciones y también pérdidas de estabilidad en la red. Se debe tener en cuenta que un sistema rápido puede disminuir la fiabilidad y elevar el precio de los equipos de protección, por lo que debe realizarse un análisis de acuerdo a cada requerimiento [14].

6.6.2. Funcionamiento de las Protecciones

Debido a que no es posible evitar que se produzcan perturbaciones en los diferentes elementos de la red, es imprescindible que en caso de falla se posible aislar la parte del circuito afectada lo antes posible para disminuir la gravedad de los efectos presentados sobre el resto del circuito. Una de las funciones del sistema de protección es detectar la avería con el fin de poder aislar el circuito [14].

La protección está midiendo constantemente las señales de corriente, tensión y frecuencia o una combinación de estas para detectar las fallas. Esta información la reciben de los transformadores de medida que están instalados en los tramos de la instalación a proteger. Después de procesar la información, la protección se encarga de transmitir el resultado a través de sus contactos, de esta forma es posible generar una alarma u ocasionar el disparo de algún equipo para poder aislar la falla [14].

Según [14], las protecciones realizan una doble misión:

- Analítica: consiste en proporcionar información de la situación y del tipo de falta para efectuar un posterior análisis y corrección.
- Operativa: es la más importante porque consiste en minimizar los daños causados por las perturbaciones. Aislando la zona afectada por la falta.

6.6.3. Equipos de protección

El relé es un dispositivo basado en un microprocesador, para evitar restricciones en su integración con otros relés o con sistemas de otros fabricantes se deben diseñar de forma que sea posible lograr una arquitectura abierta, además, debe utilizar protocolos de comunicación de acuerdo a las normas internacionales. Su objetivo principal es medir una o más señales de entrada de tensión y /o corriente, con la finalidad de determinar si existe alguna condición de falla en el sistema y de ser así, activar una o más señales de salida [14].

En la Figura 62 se muestran los principales elementos de los que consta un relé de protección:

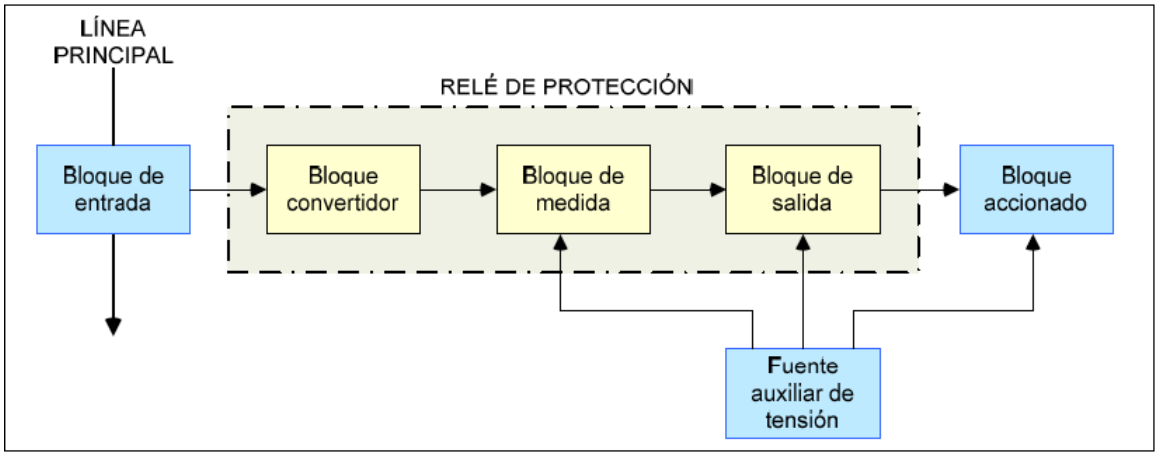

Figura 62 Diagrama de bloque general de un relé de protección. Fuente: Universidad Carlos III [14].

De acuerdo a [14], para cumplir con su función, los relés de protección efectúan un procesamiento analógico/digital de las señales de entrada y un cálculo numérico de las mismas en los siguientes bloques de operación:

- Bloque de entrada: Detecta las señales procedentes de la zona de protección y las convierte en señales que recoge el relé de protección. No hace parte del relé, pero es fundamental para su funcionamiento.
- Bloque convertidor: Se encarga de adaptar las señales del bloque de entrada para su utilización en el relé.
- Bloque de medida: Registra y compara los valores de las señales procedentes de los bloques anteriores con los valores de configuración propios.
- Bloque de salida: amplifica las señales procedentes del bloque de medida y/o las multiplica para enviarlas a distintos lugares.
- Fuente auxiliar de alimentación: suministra la energía necesaria para las distintas partes de la protección permanentemente.
- Bloque de Protección: el bloque convertidor, el de medida y el de salida generalmente están englobados en un solo dispositivo, denominado relé de protección

6.6.4. Principales funciones de protección

6.6.4.1. Protección de sobre intensidad

La protección de sobre intensidad o sobre corriente se basa en la medición de las corrientes de fases y neutro en una posición del sistema eléctrico, de esta forma es posible evitar que se alcancen valores que puedan dañar los equipos instalados. Su función es controlar la corriente de paso por el equipo protegido y cuando el valor es superior al ajustado en el relé se produce el disparo del interruptor, activación de una alarma óptica o acústica, etc. [14].

Se clasifican de acuerdo a su característica de disparo en instantáneos y temporizados.

6.6.4.2. Protección de sobre intensidad direccional

La protección de sobre intensidad también puede ser usada para medir el sentido de la corriente; es decir, el sentido del flujo de la potencia entregada, para lo cual se toma como referencia la tensión del sistema, conformando una protección de sobre intensidad direccional. Esta protección tiene diversas aplicaciones como protección principal de líneas aéreas y cables, de transformadores de distribución, motores entre otras muchas [14].

6.6.4.3. Protección de distancia

La protección de distancia mide la impedancia de la línea desde la posición donde se encuentra la protección hasta la falla. Esta impedancia es proporcional a la longitud del tramo en falla, cuanto más cerca está la falla, menor es la impedancia. La protección determina la impedancia de falla, mediante la medida de la tensión y corriente de cortocircuito [14].

6.6.4.4. Protección diferencial

El principio de funcionamiento de todas las protecciones diferenciales se basa en la comparación entre la corriente de entrada y la de salida, en una zona comprendida entre dos transformadores de medida de corriente, de tal forma que, si la corriente que entra en la zona protegida no es la misma que la que sale significará que existe una pérdida de corriente o corriente de falla, por lo tanto, circulará una determinada corriente por el relé provocando el disparo del mismo [14].

De acuerdo a [14], las protecciones diferenciales se utilizan en subestaciones eléctricas de alta tensión para la protección de los siguientes equipos:

- Protección de líneas y cables.
- Protecciones de barras.
- Protecciones de transformadores o autotransformadores.
- Protecciones de reactores.

6.6.4.5. Protección de máxima y mínima tensión

Esta protección busca limitar el tiempo de duración de las sobretensiones permanentes, esto con el fin de evitar una disminución en la vida útil de los equipos, de esta forma se garantiza que cuanto mayor será la sobretensión, menor será la duración permitida [14].

6.6.4.6. Protección de fallo de interruptor

Ésta protección se utiliza para prevenir que por algún motivo el interruptor no actúe en caso de falla. Cuando otra protección da la orden de disparo del interruptor a la vez se inicia el temporizador de fallo de interruptor. Si el interruptor no abre, una vez trascurrido el tiempo suficiente, se disparan los interruptores necesarios que estén asociados a este circuito [14].

Esta falla se puede producir por diferentes fallos en el cableado de control, en las bobinas de apertura, en el mecanismo propio del interruptor o dentro del equipo al extinguir el arco eléctrico, para su detección se realiza la medición de la corriente que circula a través del interruptor, después de una orden de apertura, la corriente debe ser cero [14].

6.6.4.7. Reenganche

Por lo general se utiliza en las líneas de transmisión, su función es emitir la orden de cierre a los interruptores tras actuar las protecciones que deban iniciar las secuencias de reenganche. Habitualmente, tras un tiempo de espera la protección ordena el cierre de la línea con un único reenganche [14].

7. SISTEMA DE AUTOMATIZACIÓN DE LA SUBESTACIÓN (SAS)

El sistema de automatización de subestaciones se basa en el uso de IED´s (*Intelligent Electronic Devices*), los cuales son dispositivos autónomos e independientes con facilidades de comunicación e integración mediante protocolos normalizados, estos dispositivos emplean uno o más microprocesadores con capacidad de recibir y enviar información (datos) y comandos desde o hacia una fuente externa, además, ofrecen nuevas posibilidades como auto supervisión, mayor capacidad computacional para los algoritmos de protección y control, manejo de eventos y análisis de fallas entre otras [1].

El sistema de automatización de una subestación busca integrar los datos suministrados por los diferentes equipos e IED´s que se emplean en una subestación en una misma plataforma informática. El sistema integra los diferentes IED´s en una misma red de datos de control, ya sea directamente o a través de elementos convertidores de protocolos [1].

El medio físico de conexión de la red de datos entre los diferentes IED´s por lo general es en fibra óptica o cable trenzado UTP o STP. Cuando los IED´s o controlador central no se encuentran en el mismo edificio, se utiliza fibra óptica por su inmunidad a las interferencias electromagnéticas (EMI) [1].

7.1. Funciones del sistema de automatización de la Subestación

7.1.1. Básicas

De acuerdo a [15], una subestación eléctrica cuenta con las siguientes funciones básicas:

- Protección.
- Control.
- Monitoreo y supervisión.
- Medición.

Estas funciones son proporcionadas por un sistema compuesto por varios componentes que interactúan entre sí para ejecutarlas. Las funciones de protección deben operar de manera rápida y autónoma, e interactuar directamente con el proceso de operación para identificar y actuar en los elementos que forman un sistema eléctrico de potencia (líneas de transmisión, transformadores, reactores y capacitores, etc.) en caso de falla, sin que sea necesaria la intervención del operador [15].

Las funciones de control constituyen una parte fundamental dentro del sistema de automatización de la subestación. El requisito principal para que las funciones de control tengan lugar, es el correcto desenvolvimiento de las funciones de monitoreo y supervisión, esto permite que tanto los centros de control como los operadores ocasionales sean capaces de accionar los equipos primarios [15].

El monitoreo y la supervisión se encarga de recolectar las señales de alarmas y estados, las cuales permiten a los operadores obtener un conocimiento continuo y detallado de todos los fenómenos que ocurren en los equipos de la subestación, de esta forma permite realizar un diagnóstico de su funcionamiento con el fin de mantenerlos en condiciones de operación óptimas [15].

La función de medición permite saber en todo momento si los elementos de la subestación están energizados; si la carga está demandando energía; y en algunas aplicaciones más avanzadas, monitorear en tiempo real el estado del sistema de potencia por medio de analizadores para despachar de la forma más eficiente posible la energía [15].

7.1.2. Extendidas

Las nuevas características de comunicación y de cómputo intrínsecas a los equipos secundarios de reciente tecnología, han planteado la posibilidad de considerar nuevas funciones que antes no eran básicas para el funcionamiento de cualquier sistema [15].

Según [15], aun cuando se les han denominado como extendidas, las siguientes funciones son consideradas como básicas en los sistemas de automatización:

- Acceso de Ingeniería.
- Sincronización de tiempo.

7.1.2.1. Acceso de ingeniería

También llamado “acceso remoto”, permite al personal operativo conectarse a los equipos de protección y control, desde lugares ubicados fuera de la instalación. Las tareas más comunes son la obtención de los registros de fallas y los registros para localización de fallas, con el fin de enviar los móviles de operación al lugar más cercano a la falla, ya sea en las líneas o al interior de la subestación. Esta función permite agilizar la movilización de personal para la atención de una falla y, por ende, disminuir el tiempo de restablecimiento del suministro eléctrico [15].

Desafortunadamente, esta función también hace más vulnerables a ataques cibernéticos a las subestaciones, por este motivo se requiere emplear equipos de seguridad informática y limitar el acceso de personal previamente identificado a las funciones de los equipos secundarios para minimizar el riesgo [15].

7.1.2.2. Sincronización de tiempo

Esta función es de vital importancia en los sistemas que dependen de las comunicaciones para la adquisición de los datos. El equipo que recibe la información debe adjuntar la etiqueta del instante en el cual fue registrado cada evento; a este proceso se le conoce como “estampado de tiempo” [15].

Por lo menos un dispositivo debe estar sincronizado. En sistemas más viejos, sólo los Centros de Control contaban con la función de sincronización. En la actualidad, prácticamente todos los equipos ubicados al interior de una subestación están sincronizados, lo cual ha incrementado la precisión del estampado ayudando de manera directa al análisis de sucesión de eventos [15].

Otra de las ventajas de esta función, es que los registros de eventos y de fallas están “alineados”, lo cual permite mezclarlos (aun cuando provengan de distintos dispositivos e incluso de distintas instalaciones) para permitir un análisis integral de las fallas [15].

7.1.3. Niveles de función

En la Figura 63 se muestran los niveles en los que se realizan cada una de las funciones de un SAS de acuerdo a [15]:

- Estación.
- Bahía.
- Proceso.

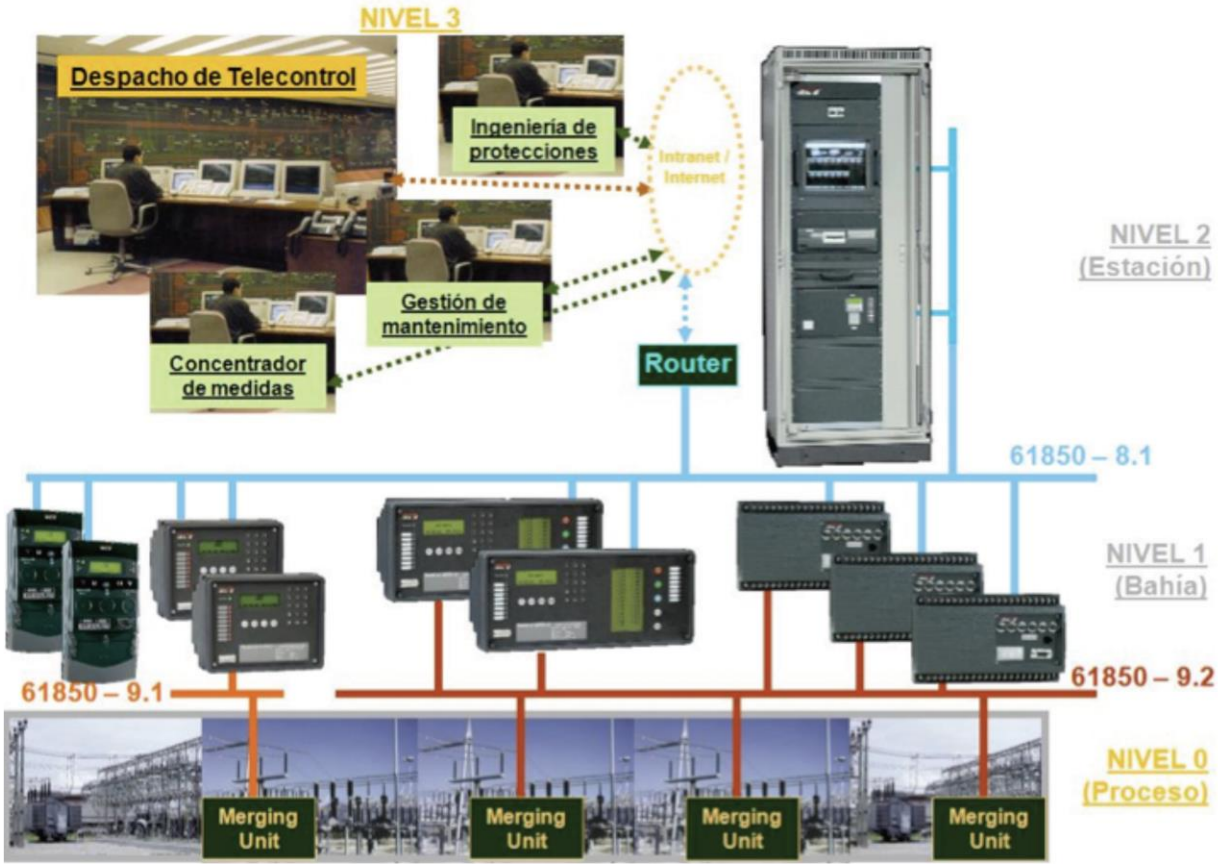

Figura 63 Niveles de un Sistema de Automatización de Subestaciones. Fuente: Comisión Federal de Electricidad [15].

7.1.3.1. Funciones a nivel estación

En este nivel se encuentran instalados los equipos que concentran todas las alarmas, eventos, estados y mediciones existentes en cada una de las bahías de la subestación para permitir la comunicación con los centros de control [15].

Una función de control y supervisión a nivel estación son los receptores de datos, como la unidad terminal remota (en sistemas convencionales) o servidores de comunicaciones (en sistemas más modernos), de esta forma es posible enlazar la subestación con los centros de control. Asimismo, estos elementos son los encargados de adquirir las mediciones y enviarlas a los centros de control [15].

Actualmente algunos sistemas cuentan con computadoras que permiten a los operadores controlar, supervisar y tomar lecturas de las mediciones, desde un punto centralizado que se realiza a nivel subestación. A esto se le conoce como IHM (Interfaz Hombre – Máquina) [15].

7.1.3.2. Funciones a nivel Bahía

Este nivel está conformado por los IED's de nuevas generaciones y es el encargado de conectar elementos del sistema de potencia como líneas de transmisión, transformadores o reactores al barraje de la subestación, su área de influencia está limitada a los elementos primarios que logran dicha interconexión, como los interruptores y cuchillas, obteniendo información a la entrada y salida de los equipos [15].

De igual forma, este nivel puede realizar las funciones de monitoreo y operación de la bahía asociada mediante el uso de IHM [15].

La medición se realiza a través de medidores multifunción o transductores conectados a transformadores de corriente y potencial asociados a diferentes elementos del sistema de potencia como las líneas de transmisión o el transformador entre otros [15].

La supervisión y control puede realizarse de diferentes formas: desde un elemento específicamente dedicado a ello, hasta elementos relevadores de protección que también se encarguen de las alarmas que se generen en el ámbito de la bahía y equipo primario asociados a ella [15].

En este nivel se concentran todas las alarmas, eventos, estados y mediciones existentes en el equipo primario que forman parte de la bahía [15].

7.1.3.3. Funciones a nivel proceso

Es el nivel en el que se encuentran los elementos primarios de la subestación como interruptores, cuchillas, transformadores de potencia, CT´s o PT´s, reactores o capacitores, además de sus conexiones entre ellos o con elementos del nivel de bahía como relevadores de protección, equipos de medición y de control [15].

Sólo se realizan funciones de supervisión y control, por lo que toda la información que se genera se concentra a nivel de bahía [15].

8. MANTENIMIENTO DE SUBESTACIONES

Con el fin de asegurar la continuidad del servicio y la seguridad tanto de los equipos y demás componentes de la subestación como del personal que allí interviene es necesario realizar mantenimientos periódicos, de dichas actividades se deben guardar las respectivas evidencias y registros, las cuales podrán ser requeridas por las autoridades de control y vigilancia en cualquier momento [7].

En subestaciones telecontroladas, los equipos de detección y extinción de incendios deben ser automáticos. En caso de no serlo, la subestación debe contar con la presencia de personal calificado para su operación de forma permanente, sin distinción de la fecha de entrada en operación de la instalación [7].

En toda subestación debe asegurarse una revisión y mantenimiento periódico de los equipos de control y protección, para esto se requiere la intervención de personal especializado, además, con el objetivo de facilitar las labores de revisión y mantenimiento debe realizarse la limpieza adecuada de elementos y espacios [7].

La periodicidad de las actividades de mantenimientos y limpieza dependerá de las condiciones ambientales del lugar, una vez realizada la actividad se debe dejar el respectivo registro, sin embargo, estas no podrán ser mayores a semestrales [7].

8.1. Mantenimiento preventivo

Mantenimiento programado que se realiza a un equipo, servicio o instalación con el fin de disminuir la probabilidad de fallas, mantener condiciones de operación seguras, prolongar la vida útil del equipo y evitar accidentes [7].

Su principal objetivo es evitar que el equipo falle durante el periodo de vida útil, la técnica de su aplicación se apoya en experiencias de operación que determinan que el equipo, después de pasar el periodo de puesta en servicio, reduzca sus propiedades de fallas [7].

A continuación, se describen las actividades planteadas a realizar sobre cada uno de los equipos de las subestaciones y líneas por el grupo de trabajo con tensión [7].

8.1.1. En Transformadores de potencia

- Corrección de puntos calientes (Conexiones flojas).
- Cambio de transformadores de distribución.

8.1.2. En Interruptores de potencia

- Cambio de conectores.
- Corrección puntos calientes.
- Lubricación, limpieza y torque.

8.1.3. En Seccionadores

- Corrección de puntos calientes.
- Cambio de cuchillas monopolares.
- Lubricación, limpieza y torque.

- Cambio de conectores.

8.1.4. En PT´s

- Corrección puntos calientes.
- Cambio de transformadores de tensión.
- Lubricación, limpieza y torque.
- Cambio de conectores.

8.1.5. En CT´s

- Corrección de puntos calientes.
- Cambio de transformadores de corriente.
- Lubricación, limpieza y torque.
- Cambio de conectores.

8.1.6. En DPS

- Corrección puntos calientes.
- Cambio de DPS.
- Cambio de conectores.

8.2. Mantenimiento predictivo

Son pruebas que se le hacen a los equipos con el propósito de conocer su estado actual y predecir posibles fallas. El resultado de este mantenimiento permite tomar acciones correctivas y/o preventivas para optimizar su funcionamiento [7].

El mantenimiento predictivo tiene la finalidad de anticiparse a que el equipo falle; la técnica de su aplicación se apoya en la experiencia adquirida de acuerdo a resultados estadísticos que determinan que el equipo está más propenso a fallar en el periodo inicial de operación, a partir de su puesta en servicio y cuando se acerca al final de su vida útil [7].

Una de las actividades de mantenimiento predictivo que se tienen establecidas es la termografía, la cual permite determinar el estado de temperatura de los diferentes materiales conductores que conforman las subestaciones y líneas, de ésta forma es posible identificar puntos calientes, conexiones débiles, y materiales defectuosos que pueden provocar la salida de la línea o inclusive toda la Subestación [7].

8.3. Mantenimiento correctivo

Es la reparación que se realiza al bien, servicio o instalación posterior a la falla con el objetivo de restablecer el funcionamiento y eliminar la causa que la ha producido. Tiene la finalidad de reemplazar los elementos o equipos averiados y que no pueden funcionar operativamente en la Subestación, el reemplazo también se da cuando los equipos han cumplido las horas de trabajo para las que fue fabricado [7].

9. DESCRIPCIÓN DE LA NORMATIVIDAD VIGENTE

Se presenta una breve descripción de la principal normatividad, relacionada con aspectos de la Convocatoria Pública realizada por la UPME para el diseño, adquisición de los suministros, construcción, operación y mantenimiento de obras asociadas a las subestaciones TERMOFLORES, LAS FLORES, CENTRO, OASIS, MAGDALENA, UNIÓN, TEBSA y ESTADIO en el departamento del Atlántico de acuerdo a [16], ver anexo 1.

10. IDENTIFICACIÓN DE SUBESTACIONES AUTOMATIZADAS DE LA EMPRESA DE ENERGÍA DE BOYACÁ (EBSA)

La resolución 097 de 2008 de la CREG expone que la vida útil de los sistemas de control de subestaciones (AT/MT o MT/MT) junto con sistemas de comunicación, sistemas SCADA, enlaces de comunicaciones por microondas, enlaces de fibra óptica, IHM's, RTU's y Gateway's es de 10 años [17].

A continuación se relaciona el listado de Subestaciones pertenecientes a la EBSA distribuidas según la zona, se indica ubicación, nivel de tensión y año de automatización para cada Subestación, las tablas fueron elaboradas con base en información presentada en la tesis de grado "RECOPILACIÓN Y PROCESAMIENTO DE INFORMACIÓN DE UN GRUPO DE SUBESTACIONES AUTOMATIZADAS DE LA EBSA PARA LA EVALUACIÓN Y EL ANÁLISIS DE ACTUALIZACIONES Y MANTENIMIENTO" realizada por Tatiana Milena Torres Ulloa, estudiante de la Universidad Pedagógica y Tecnológica de Colombia (UPTC) en el año 2017.

En la Tabla 7 se muestra el listado de Subestaciones de la EBSA en la zona centro:

Zona centro			
Subestación	**Municipio**	**Nivel de tensión**	**Año automatización**
Donato	Tunja	115/34.5/13.8 kV	2004
Hunza	Tunja	115/34.5/13.8 kV	2004
Patriotas	Tunja	34.5/13.8 kV	2009
Río de Piedras	Tuta	34.5/13.8 kV	2015
Samacá	Samacá	34.5/13.8 kV	2014
Villa de Leyva	Villa de Leyva	34.5/13.8 kV	2014
Aposentos	Nuevo Colón	34.5/13.8 kV	2008
Combita	Combita	34.5/13.8 kV	2008
El Muelle	Sutamarchán	34.5/13.8 kV	2014
Gachantiva	Gachantiva	34.5/13.8 kV	2011
Jenesano	Jenesano	34.5/13.8 kV	2008
Miraflores	Miraflores	34.5/13.8 kV	2008
Ramiriquí	Ramiriquí	34.5/13.8 kV	2008
Tibana	Tibana	34.5/13.8 kV	2012
Sáchica	Sáchica	34.5/13.8 kV	2008
Umbita	Umbita	34.5/13.8 kV	2012
Ventaquemada	Ventaquemada	34.5/13.8 kV	2008
Zetaquirá	Zetaquirá	34.5/13.8 kV	2008

Tabla 7 Listado de Subestaciones EBSA Zona Centro. Fuente: Elaboración propia.

En la Tabla 8 se muestra el listado de Subestaciones de la EBSA en la zona Tundama:

Zona Tundama			
Subestación	**Municipio**	**Nivel de tensión**	**Año automatización**
Higueras	Duitama	115/34.5/13.8kV	2006
Iraca	Duitama	115/34.5/13.8kV	2006
Marantá	Duitama	34.5/13.8 kV	2006
Paipa	Paipa	115/34.5/13.8kV	2006
Belén	Belén	34.5/13.8 kV	2012
Paz de Río	Paz de Río	34.5/13.8 kV	2008
Socha	Socha	34.5/13.8 kV	2008
Socotá	Socotá	34.5/13.8 kV	2008

Tabla 8 Listado de Subestaciones EBSA Zona Tundama. Fuente: Elaboración propia.

En la Tabla 9 se muestra el listado de Subestaciones de la EBSA en la zona Sugamuxi:

Zona Sugamuxi			
Subestación	**Municipio**	**Nivel de tensión**	**Año automatización**
Ramada	Sogamoso	115/34.5/13.8kV	2004
San Antonio	Sogamoso	115/34.5/13.8kV	2006
Sirata	Sogamoso	34.5/13.8 kV	2004
Firavitoba	Firavitoba	34.5/13.8 kV	2008
Llano de Alarcón	Cuitiva	34.5/13.8 kV	2012
Tópaga	Tópaga	34.5/13.8 kV	2012
Tasco	Tasco	34.5/13.8 kV	2008

Tabla 9 Listado de Subestaciones EBSA Zona Sugamuxi. Fuente: Elaboración propia.

En la Tabla 10 se muestra el listado de Subestaciones de la EBSA en la zona occidente:

Zona occidente			
Subestación	**Municipio**	**Nivel de tensión**	**Año automatización**
Chiquinquirá	Chiquinquirá	115/34.5/13.8kV	2007
Briceño	Briceño	34.5/13.8 kV	2011
Buena Vista	Buena Vista	34.5/13.8 kV	2008
Cantino	Coper	34.5/13.8 kV	2012
Guanares	San Pablo de Borbur	34.5/13.8 kV	2008
Muzo	Muzo	34.5/13.8 kV	2008
Otanche	Otanche	34.5/13.8 kV	2008
Pauna	Pauna	34.5/13.8 kV	2012
Saboyá	Saboyá	34.5/13.8 kV	2012
San Pablo de Borbur	San Pablo de Borbur	34.5/13.8 kV	2014

Tabla 10 Listado de Subestaciones EBSA Zona Occidente. Fuente: Elaboración propia.

En la Tabla 11 se muestra el listado de Subestaciones de la EBSA en la zona norte:

Zona norte			
Subestación	**Municipio**	**Nivel de tensión**	**Año automatización**
Boavita	Boavita	34.5/13.8 kV	2008
Chita	Chita	34.5/13.8 kV	2008
Guacamayas	Guacamayas	34.5/13.8 kV	2012
Soatá	Soatá	34.5/13.8 kV	2012
Tipacoque	Tipacoque	34.5/13.8 kV	2008

Tabla 11 Listado de Subestaciones EBSA Zona Norte. Fuente: Elaboración propia.

En la Tabla 12 se muestra el listado de Subestaciones de la EBSA en la zona oriente:

Zona oriente			
Subestación	**Municipio**	**Nivel de tensión**	**Año automatización**
Garagoa	Garagoa	34.5/13.8 kV	2011
Guateque	Guateque	115/34.5/13.8kV	2008
Santa María	Santa María	115/34.5/13.8kV	2010
Tunjita	Macanal	34.5/13.8 kV	2014
Chinavita	Chinavita	34.5/13.8 kV	2008
Macanal	Macanal	34.5/13.8 kV	2008
San Luis de Gaceno	San Luis de Gaceno	34.5/13.8 kV	2008
Sutatenza	Sutatenza	34.5/13.8 kV	2012
Tenza	Tenza	34.5/13.8 kV	2008

Tabla 12 Listado de Subestaciones EBSA Zona Oriente. Fuente: Elaboración propia.

En la Tabla 13 se muestra el listado de Subestaciones de la EBSA en la zona Ricaurte:

Zona Ricaurte			
Subestación	**Municipio**	**Nivel de tensión**	**Año automatización**
Moniquirá	Moniquirá	34.5/13.8 kV	2010
Arcabuco	Arcabuco	34.5/13.8 kV	2012
Chitaraque	Chitaraque	34.5/13.8 kV	2012
Santana	Santana	34.5/13.8 kV	2016
San José de Pare	San José de Pare	34.5/13.8 kV	2008
Togüi	Togüi	34.5/13.8 kV	2008

Tabla 13 Listado de Subestaciones EBSA Zona Ricaurte. Fuente: Elaboración propia.

En la Tabla 14 se muestra el listado de Subestaciones de la EBSA en la zona puerto Boyacá:

Zona puerto Boyacá			
Subestación	**Municipio**	**Nivel de tensión**	**Año automatización**
Puerto Boyacá	Puerto Boyacá	34.5/13.8 kV	2007
La Perla	Puerto Boyacá	34.5/13.8 kV	2012
Puerto Serviez	Puerto Boyacá	34.5/13.8 kV	2008
Velázquez	Puerto Boyacá	34.5/13.8 kV	2016

Tabla 14 Listado de Subestaciones EBSA Zona Puerto Boyacá. Fuente: Elaboración propia.

Para el año 2017 la EBSA contaba con 67 Subestaciones automatizadas, en la Tabla 15, se registra el panorama de actualización de las Subestaciones y se realiza la comparación con el panorama para el año 2019 suponiendo que no se ha realizado ningún cambio en los sistemas de control de dichas Subestaciones:

	2017		2019	
Tiempo de vida del Sistema de control	Subestaciones	%	Subestaciones	**%**
>10	9	13,43%	39	58,21%
10	2	2,99%	1	1,49%
<10	56	83,58%	27	40,30%
Total	67		67	

Tabla 15 Comparación del tiempo de vida del sistema de control de las Subestaciones de la EBSA para el año 2017 y el año 2019. Fuente: Elaboración propia.

Inicialmente, para el año 2017 se tenían 9 Subestaciones que corresponden al 13.43%, cuyo sistema de control ya había sobrepasado el tiempo de vida útil establecido en la resolución 097 de 2008 de la CREG por lo que se consideran antiguas y 2 Subestaciones cuyo tiempo de vida útil finalizaba ese año y requerían remodelación inmediata.

Para el año 2019 el número de Subestaciones cuyo sistema de control sobrepasó el tiempo de vida útil llega a 39 que corresponde al 58.21%, adicionalmente se tiene 1 Subestación cuyo tiempo de vida útil finaliza el presente año por lo que requiere remodelación inmediata.

11. AUTOMATIZACIÓN DE SUBESTACIONES ELÉCTRICAS CON LA NORMA IEC 61850

La norma IEC 61850 es considerada el estándar para la automatización de subestaciones. Fue diseñada como la única que ofrece una completa solución de comunicación para subestaciones eléctricas, cubre los aspectos sobre ingeniería, requerimientos de los componentes, protocolos de comunicación e intercambio de información, con el fin de lograr la interoperabilidad entre dispositivos y herramientas informáticas provenientes de distintos fabricantes [15].

Las soluciones descritas en la norma tienen como base tecnologías ya establecidas en la industria, además, la norma incorpora características ex profesas para emplearlas en un ambiente de subestaciones eléctricas. La mayor parte de las tecnologías están apegadas a normas internacionales ISO o IEC, por lo que se garantiza que existirá más de un proveedor de un equipo o solución completa para un SAS [15].

Con el fin de lograr dicha interoperabilidad, las reglas establecidas para el intercambio de información, incluyendo los protocolos y los medios de comunicación, el modelo de datos y los formatos de archivos que deben utilizarse, se diseñaron para que pudieran emplearse nuevos desarrollos tecnológicos en estas áreas, convirtiéndola en una norma adaptable y con posibilidades de mantener la compatibilidad entre los sistemas actuales y los futuros bajo una plataforma en común [15].

En la Figura 64 se describe la implementación de la norma IEC 61850 en la automatización de una subestación.

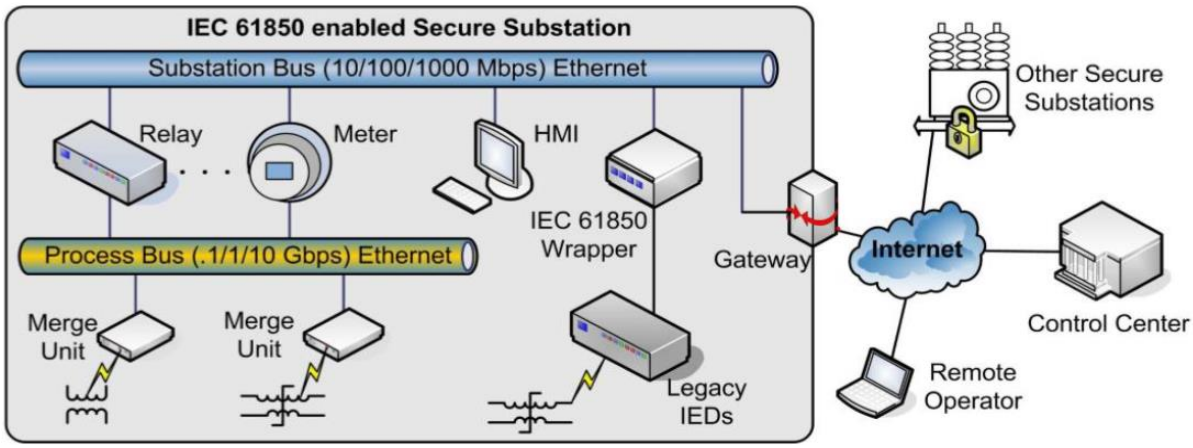

Figura 64 Implementación de la Norma IEC 61850 en la automatización de una Subestación. Fuente: Caroni River Group [18].

11.1. Aspectos principales

De acuerdo a [18], la norma consiste en una serie de publicaciones en las que se establecen principalmente los siguientes aspectos:

- Una estructura formal y jerárquica para el Sistema de Automatización.
- Dos particulares redes de comunicación (red de estación + red de proceso).
- Una serie de parámetros de calidad del sistema.

- Un innovador modelo de datos basado en artificios abstractos (dispositivos lógicos, nodos lógicos, etc.) para implementar las funcionalidades del sistema.
- Tres particulares servicios de comunicación (MMS, GOOSE y SMV).
- Un método exhaustivo para realizar la ingeniería del sistema mediante un conjunto de archivos normalizados (lenguaje de configuración SCL) aplicando un grupo de herramientas de ingeniería.

11.2. Campo de aplicación

El propósito principal de la norma IEC 61850 es definir una arquitectura de comunicaciones que permita una integración de los IED´s dentro de elementos de más alto nivel. Una infraestructura que sea independiente del fabricante y que permita a elementos de varios fabricantes ser integrados conjuntamente, de esta forma se busca definir el bus de comunicaciones de la subestación teniendo en cuenta los datos disponibles y la forma de conexión de los elementos a las redes de comunicaciones [19].

A diferencia de la utilización de protocolos de comunicación estándar donde los datos del emisor se traducen de acuerdo al lenguaje de cada protocolo y es necesario, que en el receptor se conozcan las mismas claves para volverlo a traducir (ocasionando una pérdida de contexto), en la norma IEC 61850 se dividen en grupos lógicos los datos que se van a transmitir y a su vez, cada grupo lógico se divide en nodos lógicos, de tal forma que todos los datos que se generen en la subestación queden contenidos en un grupo lógico [19].

La norma define un determinado nodo lógico para identificar cada dispositivo dentro de la red y, a modo de contenedor de toda la información relacionada a la posición del mismo (abierto, cerrado), el número de operaciones, los amperios totales conmutados, la capacidad restante de operaciones o el estado de su mecanismo de acción, entre otros [19].

El envío de mensajería GOOSE se realiza a través de los IED´s que se encuentran conectados a una red física como la red de tipo ethernet, la forma en la que se envía el mensaje entre equipos se muestra en la Figura 65, el IED X envía un mensaje al IED Y y al IED Z los cuales son relés de protección [19].

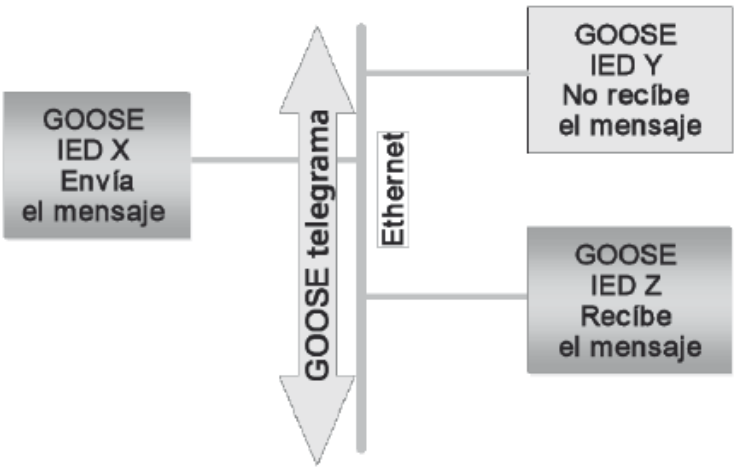

Figura 65 Sistema de automatización según IEC 61850. Fuente: Universidad Autónoma de Colombia [19].

Inicialmente, la norma fue concebida para subestaciones eléctricas, sin embargo, el diseño de modelo de datos y su adaptabilidad a nuevas tecnologías hizo que empresas de servicios públicos como gas o plantas de generación eléctrica se interesaran, debido a esto se desarrollaron otros modelos de datos que describen las variables existentes en dichas aplicaciones específicas [15].

En la Figura 66 se muestran algunas de las áreas de aplicación de la norma IEC 61850.

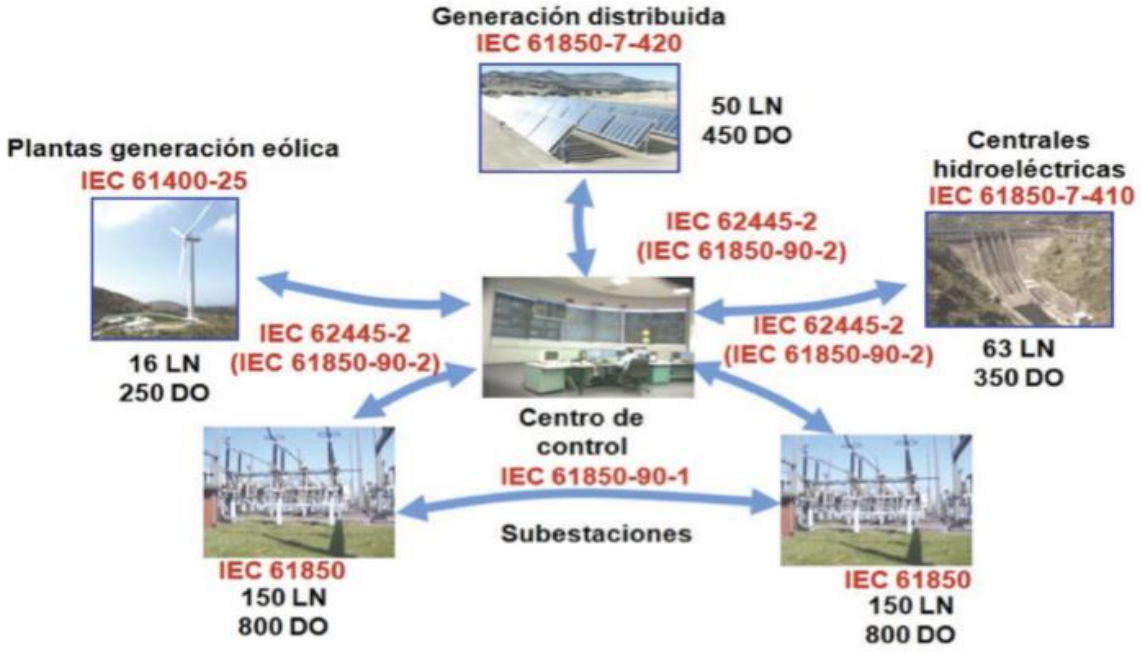

Figura 66 Áreas de aplicación de la norma IEC 61850. Fuente: Comisión Federal de Electricidad [15].

11.3. Adaptabilidad

Al implementar la norma IEC 61850, se emplean modelos abstractos para los servicios que permiten el intercambio de información entre dispositivos. Estos modelos son una de las características más importantes de la norma ya que permiten definir la forma en la que se espera establecer la comunicación y la información que debe emplearse, la forma en que se deben organizar los datos y cómo separarlos de forma clara, como se debe transportar la información hasta otros dispositivos sin ocuparse de aspectos como la conexión, la seguridad, entre otros [15].

Esta cualidad permite que los elementos de un SAS puedan adaptarse a futuros desarrollos dentro de la subestación. Además, permite emplear nuevas tecnologías en caso de que se desarrollen medios más rápidos y eficientes para transmitir la información, o bien, en caso de que se establezcan nuevos protocolos de comunicación más seguros, flexibles y confiables, en los cuales serán depositados los datos para ser transmitidos, a este proceso se le conoce con el nombre de “encapsular” [15].

11.4. Compatibilidad

Un Sistema de automatización que cuenta con dispositivos que proporcionan ciertos servicios para el intercambio de información basados en la norma, tiene un cierto grado de “compatibilidad hacia atrás”, concepto que se emplea para describir que un sistema formado por software y/o equipos, es capaz de operar con dispositivos con versiones más antiguas [15].

11.5. Beneficios

Esta norma es de vital importancia tanto para los fabricantes como para los integradores de equipos ya que les permite optimizar sus procesos con el fin de obtener el mayor beneficio posible de las características de auto descripción de la información en los dispositivos. También les permite interoperar con dispositivos de otras marcas sin necesidad de adaptaciones costosas y complicadas, sólo empleando formatos de configuración y protocolos de comunicación estándar [15].

11.5.1. Para la Supervisión, Control y Medición

La información contenida en cada dispositivo es proporcionada en formatos estándar, lo cual permite realizar un análisis detallado a través de programas automatizados. Esta cualidad junto con el uso de Ethernet, permiten reducir los tiempos destinados a la ingeniería para supervisión, medición y telecontrol de un Sistema de automatización [15].

Un Sistema de automatización basado en IEC 61850 simplifica el intercambio de señales de control minimizando el uso de materiales como el cobre y de la misma forma, ayuda a reducir la cantidad de puntos de falla. Adicionalmente, posibilita que los dispositivos de control de bahía cuenten de forma rápida y sencilla con todas las señales de estado de los interruptores y cuchillas, con el fin de asegurar su correcta operación, sin presentar ningún tipo de riesgo tanto para el equipo como para el personal. La cantidad, origen y destino de las señales pueden ser alterados a voluntad sin necesidad de incurrir en costos adicionales por el uso de cobre y sus canalizaciones o por la necesidad de agregar entradas y salidas digitales en los dispositivos [15].

11.5.2. Para la protección

Por lo general, las empresas eléctricas se muestran reacias a realizar un cambio en los sistemas de protección convencionales. Sin embargo, en la actualidad se ha estado trabajando en métodos para emplear nuevos sistemas de transmisión de disparos de forma no convencional. Al utilizar la norma, es posible implementar varios sistemas de protección con menor esfuerzo y con tiempos de operación comparables a los de un sistema convencional. Los beneficios que se obtienen son los mismos que para los sistemas de control: flexibilidad y rapidez en la implementación y modificación del sistema [15].

11.5.3. Para el equipo primario

De acuerdo a [15], los objetivos de la implementación de un Sistema de automatización basado en tecnologías para transmitir señales analógicas en formato de muestras digitales son: disminuir el uso de sistemas de cableado de señales, reducir la capacidad de la carga eléctrica en los circuitos de corriente y tensión conectados a los CT´s y PT´s respectivamente y reducir los costos de implementación [15].

11.6. Retos para los profesionales

En general, la mayoría del personal operativo ya cuenta con amplia experiencia en el uso de los Sistemas de automatización convencionales, los cuales intercambian señales de corriente, potencial, disparos, alarmas e interbloqueos en sistemas de control. Actualmente las reglas están bien establecidas, por lo que los protocolos de comunicación y su configuración tampoco son temas ajenos a los técnicos de subestaciones eléctricas [15].

Sin embargo, las soluciones incorporadas en la norma crean un nuevo paradigma en la forma de configurar y organizar la información, esto ha provocado un grado de reticencia entre los profesionales, que están acostumbrados a los protocolos ya establecidos, si bien cuentan con menos facilidades, ya se encuentran dominados [15].

Para los ingenieros de protecciones, el cambio en la norma representa la sustitución de herramientas tradicionales como multímetros y pinzas, por computadoras y programas de análisis de la red, que permiten verificar la transmisión de señales, no sólo disparos, sino también señales de corriente y potencial. Este cambio podría llegar a ser traumático para los menos experimentados en el entorno de redes de transmisión de datos [15].

11.7. Retos para las organizaciones

Con la llegada de los Sistemas de automatización y la incursión de la electrónica en muchos de los dispositivos para subestaciones, se han diversificado los proveedores de datos, alcanzando esto a medidores, relevadores de protección, módulos de entradas y salidas y controladores de bahía. Esta situación ha provocado una mayor integración y coordinación entre las disciplinas de automatización, protección y medición, tradicionalmente separadas [15].

El reto para las organizaciones, ya sean proveedores u otras empresas del sector, radica en cómo discernir los límites de responsabilidad en las actividades y quién debe realizarlas. Los primeros en tomar acciones concretas han sido los fabricantes quienes han establecido una jerarquía, en la cual tanto las actividades de automatización como las de protección y medición, están dirigidas por un mismo responsable [15].

Las redes de transporte y distribución de electricidad se enfrentan actualmente a diversos retos, entre ellos: mantener la fiabilidad y la estabilidad del sistema disminuyendo el riesgo de fallas, y mejorar su eficiencia y reducir los costos de operación y mantenimiento [20].

Un factor fundamental será conocer exactamente el estado de la red y lo que está sucediendo en ella. Una de las preocupaciones de los operadores es mejorar la seguridad de toda la red eléctrica, a la vez que apoyan una mayor implementación de los recursos energéticos distribuidos y hacen frente a otras problemáticas ambientales, como la

eliminación, en la medida de lo posible, del aceite aislante que se utiliza en equipos como interruptores o transformadores [20].

Para lograr este objetivo, se han implementado nuevas tecnologías que permiten superar las limitaciones de los antiguos sistemas de medición, control, protección y monitorización. Las soluciones inteligentes con transformadores digitales, las redes de tipo Ethernet y los dispositivos y sistemas electrónicos inteligentes son el futuro [20].

12. LAS SUBESTACIONES DIGITALES COMO PARTE DE LAS REDES INTELIGENTES

Una subestación digital es aquella donde los procesos de adquisición, transmisión, procesamiento y salida de la información están completamente digitalizados, de esta forma se reducen las limitaciones de los sistemas de cableado punto a punto y permite compartir bidireccionalmente la información y el estado de los dispositivos en tiempo real, mejorando la capacidad de respuesta y la flexibilidad del sistema en su conjunto. En particular, la comunicación digital se realiza tanto en el equipamiento eléctrico primario como en los dispositivos electrónicos secundarios de la subestación, para esto existen modelos de datos uniformes y plataformas de comunicación de datos en toda la subestación que permiten realizar operaciones mutuas entre dispositivos inteligentes [20].

Una de las principales ventajas de esta tecnología es que permite ampliar la monitorización de la subestación con nuevas aplicaciones de control, al tiempo que incrementa la seguridad para el personal, aumenta la protección en materia de ciber seguridad y reduce el impacto ambiental. Al utilizar paneles de mando más intuitivos, se optimiza la gestión de la red en tiempo real, esto es posible gracias a la monitorización continua de la disponibilidad, estado y capacidad de los equipos [20].

Al implementar la norma IEC 61850, se logra intercambiar datos entre dispositivos inteligentes, tanto dentro de una misma subestación como entre subestaciones diferentes. De esta forma, al existir una comunicación directa entre subestaciones, sin la necesidad de pasar por un centro de control, es posible reducir los tiempos de respuesta, por lo que se pueden realizar aplicaciones rápidas en tiempo real [20].

12.1. Principales características

- Equipamiento primario inteligente.
- Equipamiento secundario interconectado.
- Automatización del sistema de operación y gestión.

12.2. Arquitectura de las Subestaciones digitales

La arquitectura de la subestación digital consta de tres niveles tal como se observa en la Figura 67. El primero es el nivel de proceso en el cual se realiza la interfaz con el equipo primario de la subestación. El segundo es el nivel de protección y control que incluye los dispositivos electrónicos inteligentes también llamados equipos secundarios (protección, dispositivos de medida, controladores, grabadores, etc.). El tercero, el nivel de control de la estación, encargado de manejar las comunicaciones entre la subestación y el sistema de control, además de coordinar las funciones operativas de la subestación y apoyar a nivel de estación [20].

La recopilación de los datos se realiza por medio de sensores incorporados en el sistema primario, los cuales se comunican a través de un bus de proceso con los dispositivos que deben actuar sobre los datos de medidas. Los dispositivos inteligentes y sistemas instalados en la subestación tienen la capacidad de procesar de forma inmediata estos datos. Al tener acceso a este flujo de datos a través de un bus de proceso Ethernet, es posible distribuir y comunicar la información del sistema de potencia de una manera mucho más eficiente a nivel de bahía que en los sistemas cableados convencionales [20].

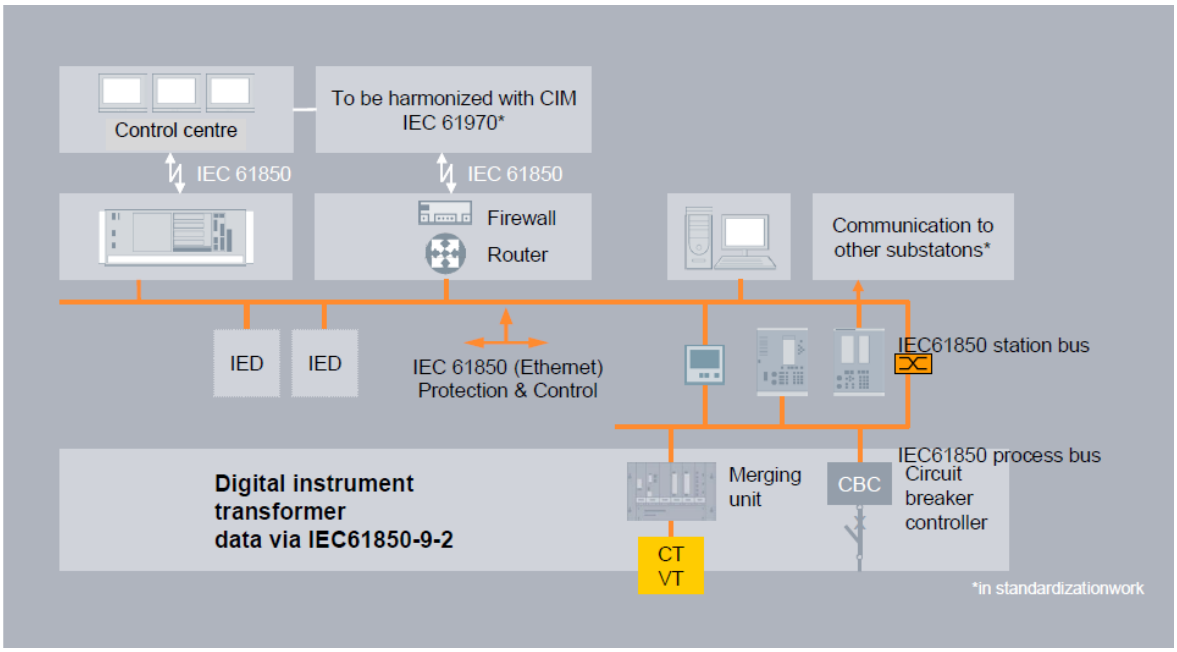

Figura 67 Bus de Proceso-Automatización de una Subestación inteligente. Fuente: IEC [21].

12.3. Ventajas para el operador

Las subestaciones digitales tienen la capacidad de comprender las rutas de la red, gestionar de manera proactiva las amenazas contra la seguridad y proporcionar un acceso seguro para gestionarlas, de manera que sea independiente de la ubicación del operador [20].

Mayor fiabilidad y disponibilidad

Debido a la capacidad de autodiagnóstico con la que cuentan los dispositivos digitales, es posible alcanzar una máxima disponibilidad en las subestaciones, además de toda la gama de funciones que son capaces de ofrecer: localización en tiempo real de cualquier degradación en el funcionamiento de un activo. Esto significa un gran avance hacia el mantenimiento predictivo, o un mantenimiento centrado en la fiabilidad, lo cual disminuye el riesgo de apagones imprevistos y costos asociados a reparaciones de emergencia [20].

La redundancia inherente del sistema puede ser empleada para realizar la corrección de funcionamientos incorrectos, y a la vez, permite solucionar problemas sin la necesidad de interrumpir el sistema primario [20].

Operación optimizada de los activos

Las subestaciones digitales permiten a los operadores optimizar parámetros como la capacidad de carga. Además, la inteligencia asociada a los esquemas de las subestaciones digitales permite realizar un mejor seguimiento de la capacidad de carga de los equipos que conforman la instalación, de acuerdo a sus parámetros de diseño. Este análisis dinámico de la carga permite que las líneas, cables, transformadores y otros equipos de red puedan operar con un rendimiento cercano a su capacidad nominal [20].

Mayor seguridad

De acuerdo a [20], las subestaciones digitales cuentan con las siguientes ventajas en cuanto a la seguridad:

- Se reduce el riesgo de muerte originada por la apertura accidental del circuito por el personal operativo, ya que se elimina el cableado de los circuitos de los transformadores de corriente.
- La ausencia de aceite en transformadores reduce los riesgos de explosión.
- El autocontrol avanzado de los activos de la subestación asegura que están operando dentro de sus límites de seguridad.

Reducción de los costos de mantenimiento

Esto se logra debido a que la subestación digital monitorea todos los activos de la subestación en términos de condiciones de operación, capacidad de carga efectiva e indicadores de salud de los activos. Los sistemas inteligentes analizan los datos y formulan recomendaciones sobre acciones de mantenimiento y reparación lo cual permite un cambio hacia el mantenimiento predictivo, disminuyendo el riesgo de interrupciones no programadas y los costos asociados a las reparaciones de emergencia [20].

Optimización de inversiones

Según [20], el costo de capital de los proyectos de inversión se reduce en muchos frentes:

- Reducción en el tiempo de los procesos de ingeniería e instalación de las subestaciones.
- Se requiere menos espacio.
- Mediante el uso de fibra óptica se reduce hasta en un 80% el cableado de cobre.
- Las herramientas de optimización de activos permiten una localización más rápida de las áreas débiles que deben ser reforzadas, lo que permite reducir los costos de operación.

Facilidad de renovación y ampliación de subestaciones existentes

Gracias a las soluciones interoperables y al uso de fibra óptica en lugar de cables de cobre, se logra reducir la duración y los costos de indisponibilidad de las subestaciones durante la fase de rehabilitación del equipamiento secundario. Esto también aplica para las obras asociadas a la ampliación de las subestaciones [20].

Normalización e interoperabilidad

Al cumplir con la norma IEC 61850, las soluciones y subestaciones digitales están diseñadas para interoperar con equipos de diferentes proveedores, adicionalmente, cuentan con un fuerte grado de estandarización en el nivel de interfaz de los sistemas de equipos secundarios [20].

Capacidades de comunicación mejoradas

A través de las comunicaciones Ethernet se logra optimizar el intercambio de datos entre dispositivos inteligentes, dentro y fuera de la subestación. Las unidades inteligentes de control local y de zonas más amplias permiten el intercambio de datos entre niveles de tensión dentro de la propia subestación y entre subestaciones. Las comunicaciones entre subestaciones, sin necesidad de pasar a través de un centro de control, reducen los tiempos de respuesta, permitiendo aplicaciones rápidas en tiempo real [20].

13. CONCLUSIONES

Se define la Subestación Eléctrica como parte fundamental del sistema de potencia debido a que está presente en cada uno de los procesos de la energía eléctrica, su función es la de transferir el flujo de energía desde las centrales de generación, garantizar la seguridad del sistema por medio de dispositivos automáticos de protección en los diferentes niveles de tensión y redistribuir el flujo de energía a través de rutas alternativas para su distribución y comercialización.

Se observa que en Colombia las Subestaciones más utilizadas son las de tipo exterior con aislamiento en aire o tipo intemperie, teniendo en cuenta sus desventajas, se hace necesario desarrollar estrategias que permitan aumentar la confiabilidad y seguridad de las mismas con el fin de mejorar la calidad del suministro de energía y disminuir costos, una de las opciones es implementar un sistema de automatización.

Debido a que es común durante la construcción y puesta en servicio de una Subestación Eléctrica el utilizar equipos de diferentes fabricantes, se debe prestar especial atención en el sistema de automatización a implementar, ya que en caso de que no sea estandarizado puede conducir a errores de comunicación o incompatibilidad entre equipos.

Se establece como objetivo principal de la norma IEC 61850 el permitir la interoperabilidad entre equipos ubicados al interior de la Subestación que hayan sido fabricados por diferentes compañías y ser aplicado en cada uno de los niveles en los que se divide una Subestación como lo son nivel de proceso, nivel de bahía y nivel de estación.

La norma IEC 61850 propone representar todas las funciones y equipos utilizados al interior de la Subestación por medio de nodos lógicos, de esta forma toda la información del sistema se estructura en forma atómica, permitiendo la posibilidad de poder incorporar nuevos nodos lógicos, siempre y cuando se sigan las reglas definidas en dicho estándar.

La justificación para integrar un sistema de automatización a una Subestación, está en evaluar las ventajas que se obtienen en la parte técnica representada en el mejoramiento de la calidad del servicio que se presta al consumidor final y en la parte de seguridad al personal debido a que, la mayoría de los mandos de apertura y cierre se realizan de forma remota sin presencia del operador.

La integración de una Subestación a un sistema de redes inteligentes es vital para el desarrollo de la industria, de la economía y de la sociedad, ya que permite mejorar la seguridad, confiabilidad y calidad del suministro de energía eléctrica debido a que suministra información en tiempo real de las variables eléctricas y proporciona una visión integrada de la Subestación, además, disminuye los costos de mantenimiento y aumenta la vida útil de los equipos.

Las subestaciones inteligentes serán la tendencia de desarrollo del sistema de energía eléctrica en el futuro, actualmente se encuentran en la etapa de pruebas e innovación, por lo que su implementación se irá dando gradualmente.

Los principales inconvenientes que se han presentado para la implementación de un sistema de automatización basado en la norma IEC 61850 y la posible integración a un sistema de redes inteligentes ha sido la falta de conocimiento técnico de la norma, la falta de documentación y al estado actual de la infraestructura del sistema eléctrico colombiano.

14. RECOMENDACIONES

Establecer mecanismos claros para la remuneración de activos que motive la realización de inversiones en las subestaciones existentes, tales como el cambio de configuración con el fin de brindar mayor seguridad al sistema o para cumplir con el código de redes. Se incluye en este sentido la necesidad de crear nuevas unidades constructivas

Establecer una regulación clara y explícita para los casos de cambio de equipos por capacidad debido al crecimiento del sistema, ya sea por capacidad nominal o por capacidad de corto circuito.

Fortalecer los mecanismos de control a los transportadores, por ejemplo, por medio de auditorías técnicas, para que estos realicen la reposición de activos por obsolescencia y/o por vida útil

Iniciar un plan de concientización acerca de la importancia de los sistemas de monitoreo y protección en una subestación, además de las ventajas que trae el implementar un sistema de automatización basado en la norma IEC 61850.

Capacitar a profesionales sobre la norma IEC 61850 para la implementación de nuevas prácticas a nivel industrial en pro del desarrollo industrial del país, con el fin de adaptar las nuevas tecnologías y no quedarse con los estándares antiguos que se irán volviendo obsoletos y deberán ser sustituidos.

Incentivar a las diferentes entidades involucradas en el sector energético para la investigación e implementación de sistemas de redes eléctricas inteligentes que permitan mejorar la seguridad, confiabilidad y flexibilidad del sistema eléctrico colombiano y así mismo, la calidad del suministro de energía eléctrica, de tal forma que estimule el desarrollo económico en todo el país, incluyendo las zonas no interconectadas.

Capacitar al personal del área de potencia en la aplicación de la norma IEC 61850 dentro de la Subestación, acerca de los aspectos importantes para las evaluaciones del sistema, en el contexto tecnológico y que conozcan su importancia en la implementación.

Reestructurar la normativa asociada al negocio de energía eléctrica en el país con el fin de incentivar a los diferentes actores del sector para la reconfiguración o modernización de las subestaciones existentes y la construcción de subestaciones digitales que cuenten con dispositivos de comunicación certificados bajo la norma IEC 61850, para ser monitoreados desde un centro de control ya sea vía redes inalámbricas o enlace de microondas.

15. BIBLIOGRAFÍA

[1] M. V. SA., “Subestaciones de Alta y Extra Alta Tensión.” pp. 1–788, 2003.

[2] J. B. Garcia, “CONCEPTOS BASICOS DE SUBESTACIONES ELECTRICASGarcia, J. B. (2013). CONCEPTOS BASICOS DE SUBESTACIONES ELECTRICAS. Retrieved from http://www.javierbotero.com/Javier_Botero/SUBESTACIONES.html,” 2013. [Online]. Available: http://www.javierbotero.com/Javier_Botero/SUBESTACIONES.html.

[3] UPME, “Lineamientos para fortalecer la expansión del STN,” 2013.

[4] Ignacio Pérez Carretero, “Modelado y comparativa técnico-económica de Subestaciones,” p. 146, 2007.

[5] L. P. Alcantar, “Estructuras y equipos de Subestaciones Eléctricas,” no. October, p. 194, 2015.

[6] AREVA, “Instalaciones blindadas aisladas en Gas,” 2004.

[7] J. D. Serna, E. Mario, and L. Patiño, “Manual de mantenimiento Preventivo-Predictivo-Correctivo para trabajos con tensión en Subestaciones y líneas CHEC,” 2018.

[8] MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA, “Anexo general del RETIE,” p. 211, 2013.

[9] R. de operación y mantenimiento Enel, “Criterio de diseño y construcción de Subestaciones AT-AT,” no. 1854, pp. 1–51, 2018.

[10] J. Kaeser, “Interruptores de potencia de alta tensión,” *Siemens AG*, p. 28, 2013.

[11] ABB Power Technologies, “Descargadores de sobretensiones de alto voltaje,” *ABB*, vol. 5, p. 96, 2005.

[12] I. L. Bruno, “Líneas de transmisión como canal de comunicación mediante trampas de onda,” *Blog ingeniería eléctrica explicada*. [Online]. Available: http://www.sectorelectricidad.com/17005/lineas-de-transmision-como-canal-de-comunicacion-mediante-trampas-de-onda/.

[13] R. de operación y mantenimiento Enel, “Criterio de diseño y construcción de Subestaciones AT-MT,” no. 1501, 2018.

[14] L. S. B. Pinela, “Diseño del sistema de protección y control de subestaciones eléctricas,” vol. 1, p. 246, 2011.

[15] C. Fuertes, “La implementación de la norma IEC 61850 en CFE Trazando la ruta de la innovación en la automatización de Subestaciones,” 2012.

[16] UPME, “ANEXO 5_CONVOCATORIA PÚBLICA DEL STR_UPME STR 02 2019,” no. 69, pp. 1–26, 2019.

[17] T. M. T. Ulloa, “Recopilación y procesamiento de información de un grupo de Subestaciones automatizadas de la EBSA para la evaluación y el análisis de actualizaciones y mantenimiento,” 2017.

[18] CARONI RIVER GROUP, “Automatización de Subestaciones eléctricas con la Norma IEC 61850.”

[19] E. J. Molina Ochoa and O. D. Flórez Cediel, “Aplicación del Estándar IEC 61850 en los Sistemas de Protecciones Eléctricas para Subestaciones de Alta Tensión,” *Rev. Clepsidra*, vol. 5, no. 9, pp. 53–59, 2009.

[20] FuturEnergy, “Subestaciones digitales, las Subestaciones de las redes inteligentes,” 2014.

[21] IEC, “IEC Smart Grid Standardization Roadmap,” *IEC Rep.*, no. June, pp. 1–136, 2010.

[22] J. U. Proyectos, “Subestaciones CENS - Norma Técnica - CNS-NT-04,” pp. 1–44, 2016.

[23] ENERTOLIMA, “Criterios de diseño y normas para construcción de instalaciones de distribución y uso final de la energía,” 2018.

[24] G. E. Harper, “Elementos de diseño de subestaciones eléctricas.” p. 632, 2002.

[25] J. C. Mesa Alvarez, “Generalidades en subestaciones,” pp. 1–149, 1995.

[26] M. A. S. V. Billy Armando Hernández Gutiérrez, Oscar Eugenio López Alvarado, “Propuesta diseño confiable de subestación de distribución 46-23 kV en zona urbana con capacidad de 50 MVA,” 2015.

[27] M. Santacruz Rojas and J. J. Agudelo Morales, “Ingeniería básica y de detalle para automatizar la Subestación eléctrica didáctica del laboratorio de conversión de energía de la Universidad Autónoma de Occidente,” vol. 11, no. 2, pp. 10–14, 2011.

[28] R. A. Ayala Ramirez and J. E. Tenesaca Chacaguasay, “Implementación de un sistema de comunicación IEC 61850 para monitoreo y control de los módulos de protección de líneas de transmisión, sistemas de generación y redes de distribución.,” pp. 1–166, 2018.

[29] CDEC SIC, “Criterios de Diseño para las Nuevas Subestaciones del Sistema de Transmisión Troncal del SIC,” 2016.

[30] E. M. Barón Martinez and J. M. Torres Ortega, “Ampliación del sistema SCADA para telecontrol de Subestaciones eléctricas en una planta del sector industrial,” 2017.

[31] M. Toscano, “Automatización de una usbestación Eléctrica utilizando Protocolo IEC 61850 y el ICCP para el envío de datos,” p. 40, 2010.

[32] J. J. Bernal Cruz, N. E. Herrera Ruíz, and J. D. Monteagudo Guevara, “Aplicación del estándar IEC 61850 en los sistemas de protecciones y mediciones eléctricas en Subestaciones de Alta tensión,” 2017.

[33] A. A. Gibadullin, V. N. Pulyaeva, and Y. V. Yerygin, “The Need for a Digital Substation during the Digitalization of Energy,” *2018 Int. Youth Sci. Tech. Conf. Relay Prot. Autom. RPA 2018*, pp. 1–12, 2018.

[34] G. Trivedi and N. Karelia, “Smart Substation Technologies for Future Development in Recent Era,” *Proc. 3rd Int. Conf. Commun. Electron. Syst. ICCES 2018*, no. Icces, pp. 758–761, 2018.

[35] H. D. Zhang, A. L. Chen, M. Niyi, and J. Ding, “Research on the key technology of smart substation model configuration and check,” *APAP 2011 - Proc. 2011 Int. Conf. Adv. Power Syst. Autom. Prot.*, vol. 1, pp. 291–294, 2011.

[36] A. L. Faissal Elmariami, Abdelaziz Belfqih, Jamal Boukherouaa, Nazha Cherkaoui, “Modernization and Optimization of Traditional Substations for Integration in Smart Grid,” pp. 2–3, 2017.

[37] H. J. E. Blanco, L. A. R. Castellar, and D. Pineda, “Colombian electrical sector adopting high-redundancy communication design on a new HV substation,” *2013 IEEE Colomb. Conf. Commun. Comput. COLCOM 2013 - Conf. Proc.*, no. c, pp. 1–4, 2013.

[38] P. L. Gogan and G. D. Wyckoff, “Design and construction of sustainable substations,” *Proc. IEEE Power Eng. Soc. Transm. Distrib. Conf.*, pp. 1–4, 2012.

[39] J. Wang, W. Sheng, Q. Song, and H. Yang, “An integrated 35 kV smart substation design scheme,” *APAP 2011 - Proc. 2011 Int. Conf. Adv. Power Syst. Autom. Prot.*, vol. 1, pp. 577–579, 2011.

[40] V. Dubrov, R. Oganyan, and D. Shaykhutdinov, “To the choice of the principle functioning diagnostic system of digital substations,” *2016 2nd Int. Conf. Ind. Eng. Appl. Manuf. ICIEAM 2016 - Proc.*, pp. 1–4, 2016.

[41] Q. Gao, W. Ge, C. Wang, J. Zhang, B. Geng, and X. Jiang, “High voltage equipment online monitoring system of smart substation,” *2012 IEEE Innov. Smart Grid Technol. - Asia, ISGT Asia 2012*, pp. 1–5, 2012.

[42] D. V. Topolsky, I. G. Topolskaya, and N. D. Topolsky, “Intelligent instrument transformer for control systems of digital substations,” *Proc. - 2018 Ural Symp. Biomed. Eng. Radioelectron. Inf. Technol. USBEREIT 2018*, pp. 174–178, 2018.

[43] C. Moldoveanu *et al.*, “Smart grids: On-line monitoring and condition assessment of high voltage substations,” *Proc. IEEE Int. Conf. Transm. Distrib. Constr. Live Line Maintenance, ESMO*, 2017.

[44] F. Deng, H. B. Luo, H. Y. Wang, S. L. Zhou, and G. F. Huang, “All-in-one smart components on smart substation,” *APAP 2011 - Proc. 2011 Int. Conf. Adv. Power Syst. Autom. Prot.*, vol. 2, pp. 979–982, 2011.

[45] L. P. Di Noia, R. Rizzo, and L. M. Vilaragut, “Design of sensors for a Smart Power Substation,” *2015 Int. Conf. Renew. Energy Res. Appl. ICRERA 2015*, pp. 1442–1445, 2015.

[46] M. S. Ali, A. Sultana, J. N. Supti, M. T. A. Bhuyan, and A. H. Md Shatil, “Enhancing Smart Grid in Bangladesh power distribution system using substation automation,” *ICEEE 2015 - 1st Int. Conf. Electr. Electron. Eng.*, no. November, pp. 25–28, 2016.

[47] C. Moldoveanu *et al.*, “Smart Grids: Romanian experience in on-line monitoring and condition assessment of high voltage substations,” *Proc. 2012 IEEE Int. Conf. Cond. Monit. Diagnosis, C. 2012*, no. September, pp. 573–576, 2012.

[48] Y. Song and J. Li, “Analysis of the life cycle cost and intelligent investment benefit of smart substation,” *2012 IEEE Innov. Smart Grid Technol. - Asia, ISGT Asia 2012*, pp. 1–5, 2012.

[49] Q. Yao, L. Dong, J. Kang, and J. Tanand, “Design of Bubuchuan Smart Substation,” *2018 IEEE Green Energy Smart Syst. Conf. IGESSC 2018*, 2018.

[50] D. V. Topolsky, I. G. Topolskaya, and N. D. Topolsky, “Development of an Intelligent

Measuring System for Digital Substations," *2018 Int. Multi-Conference Ind. Eng. Mod. Technol. FarEastCon 2018*, pp. 1–4, 2018.

[51] H. Vardhan, R. Ramlachan, W. Szela, and E. Gdowik, "Deploying digital substations: Experience with a digital substation pilot in North America," *71st Annu. Conf. Prot. Relay Eng. CPRE 2018*, vol. 2018-Janua, pp. 1–9, 2018.

[52] A. Wuthayavanich, K. Santayanon, R. Rujitanyatarn, M. Rakpan, and T. Bhothigun, "Future Approach and Advantages of IEC 61850 Implemented for EGAT Digital Substation," *2019 IEEE PES GTD Gd. Int. Conf. Expo. Asia, GTD Asia 2019*, pp. 446–449, 2019.

[53] N. S. Miswan, M. I. Ridwan, A. Hayatudin, and I. Aminuddin Musa, "Interoperability testing for Digital Substation in Smart Grid domain: A power utility perspective," *2nd Int. Symp. Technol. Manag. Emerg. Technol. ISTMET 2015 - Proceeding*, pp. 154–158, 2015.

[54] P. Fu, B. Yun, Z. Fu, L. Sun, C. Wang, and R. Zhang, "Key techniques in smart substation," *Proc. - 2014 Int. Symp. Comput. Consum. Control. IS3C 2014*, pp. 82–85, 2014.

[55] H. Li, "Research on technologies of intelligent equipment in smart substation," *2012 IEEE Innov. Smart Grid Technol. - Asia, ISGT Asia 2012*, pp. 1–5, 2012.

[56] Y. Song and J. Li, "Research on the assessment index system for pilot projects of smart substations," *2012 IEEE Innov. Smart Grid Technol. - Asia, ISGT Asia 2012*, pp. 1–5, 2012.

[57] J. L. Chen, C. Huang, Z. X. Zeng, S. Qu, LuoJiao, and QinQian, "Smart grid oriented smart substation characteristics analysis," *2012 IEEE Innov. Smart Grid Technol. - Asia, ISGT Asia 2012*, pp. 1–4, 2012.

[58] T. Buhagiar, J. P. Cayuela, A. Procopiou, S. Richards, and R. Ramlachan, "Smart substation for the French power grid," *69th Annu. Conf. Prot. Relay Eng. CPRE 2016*, pp. 1–5, 2017.

[59] Q. Zhao, M. Liu, L. Jing, and E. Liu, "Construction and evaluation on smart substation information integration scheme," *ICSESS 2012 - Proc. 2012 IEEE 3rd Int. Conf. Softw. Eng. Serv. Sci.*, pp. 216–219, 2012.

[60] Y. C. Su and X. M. Wang, "Research of data acquisition method on smart substation," *2010 Int. Conf. Power Syst. Technol. Technol. Innov. Mak. Power Grid Smarter, POWERCON2010*, pp. 1–4, 2010.

[61] J. Zhang, J. Geng, and X. Huang, "Study on network design of automation system in smart substation," *2010 China Int. Conf. Electr. Distrib. CICED 2010*, no. 1, pp. 1–5, 2010.

[62] Y. Wan, M. Cai, D. Zhou, and Z. Wang, "Visualizing IED Interaction in Smart Substation," *Proc. 2018 IEEE 3rd Adv. Inf. Technol. Electron. Autom. Control Conf. IAEAC 2018*, no. Iaeac, pp. 2307–2311, 2018.

[63] X. Bao, G. Wang, Z. Hou, M. Xu, L. Peng, and H. Han, "WDM Switch technology application in smart substation communication network," *Proc. 5th IEEE Int. Conf. Electr. Util. Deregulation, Restruct. Power Technol. DRPT 2015*, vol. 226, pp. 2373–2376, 2016.

ORDEN DE IMPORTANCIA DE LA BIBLIOGRAFÍA

Numeración en bibliografía	Referencia	Descripción	Relevancia en el documento
[1]	Subestaciones de Alta y Extra Alta Tensión	Libro de Subestaciones Eléctricas, incluye información relevante acerca de características, configuraciones, equipos, sistema de control, etc.	Se extrae información acerca de los tipos de configuración, equipos y componentes de una Subestación, automatización y sistema de control
[7]	Manual de mantenimiento Preventivo-Predictivo-Correctivo para trabajos con tensión en Subestaciones y líneas CHEC	Manual de mantenimiento preventivo, predictivo y correctivo para trabajos con tensión en subestaciones y líneas de la Central Hidroeléctrica de Caldas CHEC.	Se extrae información relevante de los equipos de patio de una Subestación eléctrica y de los tipos de mantenimiento de una Subestación.
[15]	La implementación de la norma IEC 61850 en CFE Trazando la ruta de la innovación en la automatización de Subestaciones	Información del sistema de automatización de la Subestación y la implementación de la norma IEC 61850.	Se extrae información sobre el Sistema de Automatización de la Subestación y la implementación de la norma IEC 61850.
[8]	Anexo general del RETIE	Reglamento técnico de instalaciones eléctricas.	Se extrae información de las distancias de seguridad que se deben cumplir en una Subestación Eléctrica.
[14]	Diseño del sistema de protección y control de subestaciones eléctricas	Tesis de grado donde se realiza un análisis del sistema de protección y control de la Subestación.	Se extrae información acerca de la descripción de los equipos de las Subestaciones, del sistema de protección y control y de la Automatización implementando la norma IEC 61850.
[33]	The need for a digital substation during the digitalization of energy	Documento que describe la necesidad de las Subestaciones digitales en un sistema de redes inteligentes.	Se extrae información acerca de la importancia de una Subestación digital en un sistema de redes inteligentes.
[48]	Analysis of the Life Cycle Cost and Intelligent Investment Benefit of Smart Substation	Documento que describe los beneficios de las subestaciones inteligentes.	Se realiza un análisis de los beneficios que tiene el implementar una subestación inteligente.

Numeración en bibliografía	Referencia	Descripción	Relevancia en el documento
[34]	Smart Substation Technologies for Future Development in Recent Era	Documento que habla acerca de las Subestaciones inteligentes.	Se extrae información acerca de las Subestaciones inteligentes.
[36]	Modernization and Optimization of Traditional Substations for Integration in Smart Grid	Documento que describe los criterios para modernizar y optimizar una Subestación eléctrica inteligente.	Se realiza un análisis acerca de los criterios a tener en cuenta para la modernización de una Subestación con el fin de integrarla a un sistema de Smart Grid.
[57]	Smart grid oriented smart substation characteristics analysis	Documento en el que se realiza un análisis de las características con las que debe contar una subestación inteligente para acoplarla a una red inteligente.	Se realiza un análisis de las características de las subestaciones inteligentes y un posible acople a una red inteligente.
[52]	Future Approach and Advantages of IEC 61850 Implemented for EGAT Digital Substation	Documento que describe las ventajas de implementar la norma IEC 61850 en una subestación digital.	Se realiza un análisis de las ventajas de implementar la norma IEC 61850 en una subestación digital para acoplarla a una red inteligente.
[54]	Key Techniques in Smart Substation	Documento que describe técnicas claves en la implementación de una subestación inteligente.	Se realiza un análisis de los aspectos a tener en cuenta para la implementación de una subestación inteligente.
[35]	Research on the Key Technology of Smart Substation Model Configuration and Check	Documento que habla acerca de las Subestaciones inteligentes.	Se extrae información acerca de las Subestaciones inteligentes.
[37]	Colombian electrical sector adopting high redundancy communication design on a new HV substation	Documento que describe la implementación de un nuevo sistema de comunicación en una Subestación en Colombia.	Se realiza un análisis acerca de las nuevas tendencias para la implementación de redes inteligentes en una Subestación eléctrica.
[38]	Design and Construction Of Sustainable Substations	Documento que describe los criterios de diseño y construcción de una Subestación sostenible.	Se realiza un análisis acerca de las nuevas tendencias para la construcción de una Subestación eléctrica.

Numeración en bibliografía	Referencia	Descripción	Relevancia en el documento
[59]	Construction and Evaluation on Smart Substation Information Integration Scheme	Documento que propone una forma de integrar una subestación a una red inteligente.	Se realiza un análisis de los métodos utilizados para renovar una subestación e integrarla a una red inteligente.
[46]	Enhancing Smart Grid in Bangladesh Power Distribution System using Substation Automation	Documento que describe la automatización de una Subestación en un sistema de redes inteligentes en Bangladesh.	Se realiza un análisis acerca de la automatización de las Subestaciones en otros paises y la integración a un sistema de redes inteligentes.
[47]	Smart Grids Romanian Experience in On-Line Monitoring and Condition Assessment of High Voltage Substations	Documento que describe el sistema de monitoreo de una Subestación en un sistema de redes inteligentes en Rumania.	Se realiza un análisis acerca de la automatización de las Subestaciones en otros paises y la integración a un sistema de redes inteligentes.
[49]	Design of Bubuchuan Smart Substation	Documento que describe el diseño de una subestación inteligente en Bubuchuan China.	Se realiza un análisis de los criterios de diseño de una subestación inteligente implementada en Bubuchuan China.
[51]	Experience with a Digital Substation Pilot in North America	Documento realiza un análisis comparativo de un proyecto piloto de una subestación inteligente en Estados Unidos.	Se realiza un análisis de las ventajas y desventajas de la implementación de una subestación inteligente en Estados Unidos.
[58]	Smart Substation For The French Power Grid	Documento que describe los resultados de la implementación de una subestación inteligente en Francia.	Se realiza un análisis de los resultados obtenidos con el proyecto desarrollado en Francia.
[21]	IEC Smart Grid Standardization Roadmap	Documento que describe la estandarización de las Smart Grid en los diferentes componentes de un Sistema eléctrico de Potencia.	Se extrae información acerca de Los requerimientos para integrar una Subestación a un sistema de redes eléctricas inteligentes a partir de la norma IEC 61850.
[20]	Subestaciones digitales, las Subestaciones de las redes inteligentes	Documento que describe las Subestaciones digitales como parte de un sistema de redes inteligentes.	Se extrae información acerca de las Subestaciones digitales y su importancia dentro de un sistema de redes inteligentes.

Numeración en bibliografía	Referencia	Descripción	Relevancia en el documento
[4]	Modelado y comparativa técnico-económica de Subestaciones	Tesis de grado donde se realiza el análisis y comparación técnico - económica de las Subestaciones Eléctricas de acuerdo a su clasificación	Se extrae información sobre la clasificación de las Subestaciones de acuerdo a su tecnología y de los equipos que componen la Subestación.
[3]	Lineamientos para fortalecer la expansión del STN	Documento publicado por la UPME, describe los lineamientos para fortalecer la expansión del STN con el fin de evitar riesgos de abastecimiento de energía	Se extrae información acerca del STN.
[16]	ANEXO 5_CONVOCATORIA PÚBLICA DEL STR_UPME STR 02 2019	Documento realizado por la UPME para el proyecto UPME STR 02 – 2019, describe la normatividad vigente relacionada a las convocatorias públicas.	Se extrae información relevante sobre normatividad vigente relacionada a convocatoria pública para construcción, operación y mantenimiento de Subestaciones eléctricas pertenecientes al STR.
[12]	http://www.sectorelectricidad.com/17005/lineas-de-transmision-como-canal-de-comunicacion-mediante-trampas-de-onda/	Página web que habla acerca del uso de las líneas de transmisión como canal de comunicación mediante el uso de trampas de onda.	Se extrae información acerca de la descripción de las trampas de onda y su función dentro de la Subestación.
[9]	PD_IO 1854 Criterio de diseño y construcción de Subestaciones AT-AT	Instructivo realizado por personal de Enel donde se definen los criterios de Diseño y Construcción de Subestaciones eléctricas AT/AT.	Se extrae información de los bloques que componen una Subestación Eléctrica y de los criterios de diseño y construcción.
[13]	PD_IO 1501 Criterios Técnicos de Diseño de Subestaciones AT-MT	Instructivo realizado por personal de Enel donde se definen los criterios de Diseño de Subestaciones eléctricas AT/MT.	Se extrae información de las instalaciones complementarias de una Subestación Eléctrica.

Numeración en bibliografía	Referencia	Descripción	Relevancia en el documento
[17]	Recopilación y procesamiento de información de un grupo de Subestaciones automatizadas de la EBSA para la evaluación y el análisis de actualizaciones y mantenimiento	Tesis de grado donde se realiza un análisis de las Subestaciones automatizadas que pertenecen a la EBSA.	Se extrae información correspondiente al año de automatización, nivel de tensión y ubicación de las Subestaciones que pertenecen a la EBSA.
[18]	Automatización de Subestaciones eléctricas con la Norma IEC 61850	Documento que describe la automatización de una Subestación Eléctrica implementando la norma IEC 61850.	Se extrae información acerca de los beneficios, dificultades y retos que se presentan al implementar la norma IEC 61850 en una Subestación.
[19]	Aplicación del Estándar IEC 61850 en los Sistemas de Protecciones Eléctricas para Subestaciones de Alta Tensión	Documento que describe la automatización de una Subestación Eléctrica implementando la norma IEC 61850.	Se extrae información acerca de la implementación de la norma IEC 61850 en una Subestación.
[31]	Automatización de una Subestación Eléctrica utilizando el Protocolo IEC 61850 y el ICCP para el envío de Datos	Tesis de grado donde se realiza un análisis para la automatización de una Subestación eléctrica utilizando el protocolo IEC 61850.	Se extra información acerca del control y automatización de una Subestación y la implementación del protocolo IEC 61850.
[32]	Aplicación del estándar IEC 61850 en los sistemas de protecciones y mediciones eléctricas en Subestaciones de Alta tensión	Tesis de grado donde se realiza un análisis para la implementación del protocolo IEC 61850 en una Subestación eléctrica.	Se extra información acerca del control y automatización de una Subestación y la implementación del protocolo IEC 61850.
[28]	Implementación de un sistema de comunicación IEC 61850 para monitoreo y control de los módulos de protección de líneas de transmisión, sistemas de generación y redes de distribución	Tesis de grado donde se realiza un análisis del sistema de control y automatización de una Subestación y la implementación de la norma IEC 61850.	Se extrae información sobre el Sistema de Automatización de la Subestación y la implementación de la norma IEC 61850 en una Subestación eléctrica.

Numeración en bibliografía	Referencia	Descripción	Relevancia en el documento
[29]	Criterios de Diseño para las Nuevas Subestaciones del Sistema de Transmisión Troncal del SIC	Documento que describe los criterios de diseño de una Subestación de transmisión en el Sistema Interconectado Central de Chile.	Se extra información acerca de los criterios de diseño de una Subestación eléctrica a nivel mundial.
[30]	Ampliación del sistema SCADA para telecontrol de Subestaciones eléctricas en una planta del sector industrial	Tesis de grado donde se realiza un análisis para la ampliación del sistema SCADA y actualización de una Subestación eléctrica.	Se extra información acerca del control de una Subestación.
[23]	Criterios de diseño y normas para construcción de instalaciones de distribución y uso final de la energía	Documento elaborado por ENERTOLIMA S.A. E.S.P, en el capítulo 8 se realiza una descripción de las Subestaciones eléctricas.	Se extrae información acerca de Subestaciones eléctricas de acuerdo a ENERTOLIMA.
[60]	Research of Data Acquisition Method on Smart Substation	Documento que describe un método de adquisición de datos en una subestación inteligente.	Se realiza un análisis de la forma en que se pueden adquirir los datos en una subestación inteligente y sus ventajas.
[61]	Study on Network Design of Automation System in Smart Substation	Documento en que se realiza un estudio acerca del sistema de automatización de una subestación inteligente.	Se realiza un análisis sobre los sistemas de automatización de una subestación inteligente.
[62]	Visualizing IED Interaction in Smart Substation	Documento que describe la forma de visualizar la interacción de los IED en una subestación inteligente.	Se realiza un análisis acerca de las subestaciones inteligentes y la interacción entre los diferentes IED.
[63]	WDM Switch Technology Application in Smart Substation Communication Network	Documento que describe las ventajas de implementar el método WDM en la comunicación al interior de la subestación inteligente.	Se realiza un análisis acerca de las nuevas tecnologías implementadas en las subestaciones inteligentes.
[44]	All-in-one smart components on smart substation	Documento que describe nuevas tecnologías para Subestaciones inteligentes.	Se realiza un análisis acerca de las características que debe tener una Subestación eléctrica inteligente.

Numeración en bibliografía	Referencia	Descripción	Relevancia en el documento
[56]	Research on the Assessment Index System for Pilot Projects of Smart Substations	Documento que describe la construcción de proyectos piloto de subestaciones inteligentes.	Se realiza un análisis de los resultados en el proyecto piloto de construcción de subestaciones inteligentes.
[39]	An Integrated 35 kV Smart Substation Design Scheme	Documento que describe los criterios para integrar una Subestación inteligente.	Se realiza un análisis acerca de las características que debe tener una Subestación eléctrica inteligente.
[40]	To the Choice of the Principle Functioning Diagnostic System of Digital Substations	Documento que describe diagnóstico y ubicación de las fallas en una Subestación eléctrica.	Se realiza un análisis acerca de las características que debe tener una Subestación eléctrica inteligente.
[41]	High Voltage Equipment Online Monitoring System of Smart Substation	Documento que describe el sistema de monitoreo de una Subestación inteligente.	Se realiza un análisis acerca de los métodos utilizados para el diagnóstico y ubicación de las fallas eléctricas.
[42]	Intelligent Instrument Transformer for Control Systems of Digital Substations	Documento que describe la implementación de un transformador de instrumento para el sistema de control de una Subestación inteligente.	Se realiza un análisis acerca de las características que debe tener una Subestación eléctrica inteligente.
[43]	Smart Grids On-Line Monitoring and Condition Assessment of High Voltage Substations	Documento que describe la implementación del sistema de monitoreo de una Subestación inteligente.	Se realiza un análisis acerca de las características que debe tener una Subestación eléctrica inteligente.
[45]	Design of sensors for a Smart Power Substation	Documento que describe los criterios de diseño para los sensores a utilizar en una Subestación eléctrica inteligente.	Se realiza un análisis acerca de las nuevas tendencias para la construcción de una Subestación eléctrica inteligente.
[50]	Development of an Intelligent Measuring System for Digital Substations	Documento que describe el desarrollo de un sistema de medición en una subestación inteligente.	Se realiza un análisis de un método de medición desarrollado en una subestación inteligente.
[53]	Interoperability Testing for Digital Substation in Smart Grid Domain A Power Utility Perspective	Documento que habla acerca de la interoperabilidad en una subestación digital.	Se realiza un análisis del funcionamiento de una subestación digital y sus ventajas.

Numeración en bibliografía	Referencia	Descripción	Relevancia en el documento
[55]	Research on Technologies of Intelligent Equipment in Smart Substation	Documento que describe las nuevas tecnologías de los equipos utilizados en una subestación inteligente.	Se realiza un análisis de las características de los nuevos equipos que se pueden acoplar a una subestación inteligente.
[27]	Consideraciones generales para optimizar el diseño electromecánico de Subestaciones de transmisión	Documento que contiene información acerca de la estructura de una Subestación eléctrica.	Se extrae información acerca de elementos y equipos que hacen parte de la estructura de una Subestación eléctrica.
[22]	Capitulo 4_Subestaciones CENS - Norma Técnica - CNS-NT-04	Documento elaborado por Centrales eléctricas del Norte de Santander S.A. E.S.P, en el capítulo 4 se realiza una descripción de las Subestaciones eléctricas.	Se extrae información acerca de Subestaciones eléctricas de acuerdo a CENS del grupo EPM.
[10]	Interruptores de potencia de alta tensión	Guía elaborada por SIEMENS para el comprador con información de los interruptores elaborados por ellos.	Se extrae información acerca de las características de los interruptores.
[11]	Descargadores de sobretensiones de alto voltaje	Guía elaborada por ABB para el comprador con información de los descargadores de sobretensión elaborados por ellos.	Se extrae información acerca de las características de los descargadores de sobretensión.
[6]	Instalaciones blindadas aisladas en Gas	Descripción de las Subestaciones GIS aisladas en Gas SF6	Se extrae información acerca de las Subestaciones tipo GIS.
[5]	Estructuras y equipos de Subestaciones Eléctricas	Información general de Subestaciones Eléctricas.	Se extrae información relacionada a la clasificación de las Subestaciones Eléctricas de acuerdo a su función dentro del sistema.
[2]	http://www.javierbotero.com/Javier_Botero/SUBESTACIONES.html	Página web donde se establecen conceptos básicos de una Subestación Eléctrica.	Se extrae información relacionada al objeto de una Subestación Eléctrica y el sistema de potencia.
[24]	Elementos de diseño de Subestaciones Eléctricas	Documento que contiene información acerca de los elementos de diseño de una Subestación eléctrica.	Se extrae información acerca de los elementos a tener en cuenta para el diseño de una Subestación eléctrica.

Numeración en bibliografía	Referencia	Descripción	Relevancia en el documento
[25]	Generalidades en Subestaciones	Documento que contiene información acerca de la estructura de una Subestación eléctrica.	Se extrae información acerca de configuración, elementos y equipos que hacen parte de la estructura de una Subestación eléctrica.
[26]	Propuesta diseño confiable de subestación de distribución 46-23 kV en zona urbana con capacidad de 50 MVA	Tesis de grado donde se realiza un análisis de los criterios a tener en cuenta para el diseño de una Subestación eléctrica.	Se extrae información acerca de los elementos a tener en cuenta para el diseño de una Subestación eléctrica.

TABLA DE ACRÓNIMOS

Acrónimo	Descripción	Acrónimo	Descripción
UPME	Unidad de Planeación Minero Energética	STP	Shielded Twisted Pair
SPT	Sistema de Puesta a Tierra	EMI	ElectroMagnetic Interference
AIS	Air Insulated Switchgear	IHM	Interfaz Hombre Máquina
GIS	Gas Insulated Switchgear	EBSA	Empresa de Energía de Boyacá
SF6	Hexafluoruro de azufre	CREG	Comisión de Regulación de Energía y Gas
MT	Media Tensión	ISO	International Standard Organization
AT	Alta Tensión	MMS	Manufacturing Message Specification
EAT	Extra Alta Tensión	GOOSE	Generic Object Oriented Substation Event
RETIE	Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas	SMV	Sampled Measured Values
CHEC	Central Hidroeléctrica de Caldas	SCL	Structured Control Language
IEC	International Electrotechnical Commission	SCADA	Supervisory Control And Data Acquisition
ANSI	American National Standards Institute	RTU	Remote Transmission Unit
CA	Corriente Alterna	UPTC	Universidad Pedagógica y Tecnológica de Colombia
CC	Corriente Continua	SIN	Sistema Interconectado Nacional
PT	Potential Transformer	STN	Sistema de Transmisión Nacional
CT	Current Transformer	STR	Sistema de Transmisión Regional
DPS	Dispositivo de Protección contra Sobretensiones	SDL	Sistema de Distribución Local
p.u.	Por unidad	ESP	Empresas de Servicios Públicos
TOV	Temporary Over Voltage	SSPD	Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers	MME	Ministerio de Minas y Energía
ZnO	Óxido de Zinc	MEM	Mercado de Energía Mayorista
SiC	Carburo de Silicio	CND	Centro Nacional de Despacho
SAS	Sistema de Automatización de la Subestación	PND	Plan Nacional de Desarrollo

Acrónimo	Descripción	Acrónimo	Descripción
IED	Intelligent Electrónico Devices	MADS	Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible
UTP	Unshielded Twisted Pair	CAR	Corporaciones Autónomas Regionales

TABLA DE ACTORES

Entidad	Siglas	Naturaleza	Área de influencia	Sector	Descripción
AES Colombia	AES	Privada	Nacional	Energía Eléctrica	Empresa dedicada al proceso de generación de energía en Colombia, cuenta actualmente con dos activos en su operación nacional ubicados en el departamento de Boyacá: la Central Hidroeléctrica de Chivor con una capacidad instalada de 1.000 MW y la Pequeña Central Hidroeléctrica de Tunjita con 19,8 MW de capacidad instalada.
Asociación Colombiana de Distribuidores de Energía Eléctrica	ASOCODIS	Privada	Nacional	Energía Eléctrica	La Asociación Colombiana de Distribuidores de Energía Eléctrica - ASOCODIS -, creada en 1999, es una entidad sin ánimo de lucro que congrega a las principales empresas distribuidoras y comercializadoras de energía eléctrica que atienden usuarios regulados y no regulados a lo largo y ancho de Colombia.
Asociación Colombiana de Generadores de Energía Eléctrica	ACOLGEN	Privada	Nacional	Ambiental y social	Desarrolla e implementa nuevos marcos regulatorios y legales del sector eléctrico.
Asociación Nacional de Empresas Generadoras	ANDEG	Privada	Nacional	Energético	La Asociación Nacional de Empresas Generadoras –ANDEG creada en noviembre de 2010, es un organismo privado sin ánimo de lucro, en la cual se congregan 14 empresas generadoras de energía eléctrica ubicadas en Colombia. Dentro de ANDEG se encuentran empresas de servicios públicos domiciliarios de régimen privado y público, las cuales representan 4.075 MW de capacidad efectiva de generación correspondiente al 23.5% del total nacional.
Celsia Tolima S.A. E.S.P.	CELSIA	Privada	Nacional	Energía Eléctrica	Celsia es la empresa de energía del Grupo Argos. Actualmente atiende a más de un millón de clientes en 39 municipios del Valle de Cauca, 47 en el Tolima y uno en Chocó (San José del Palmar) con productos de energía convencional y otros mil clientes con energías alternativas.
Cemex Energy S.A.S E.S.P.	CMX	Privada	Nacional	Energía Eléctrica	Empresa que opera en la industria de Transmisión, Control y Distribución de Energía Eléctrica.

Entidad	Siglas	Naturaleza	Área de influencia	Sector	Descripción
Centro Nacional de Despacho	CND	Privada	Nacional	Energía Eléctrica	Es el encargado de la planeación, supervisión y control de la operación integrada de los recursos de generación, interconexión y transmisión del Sistema Interconectado Nacional de Colombia.
Codensa S.A. E.S.P.	ENEL	Privada	Nacional	Energía Eléctrica	Es la segunda compañía de distribución y comercialización de electricidad más grande de Colombia. Actualmente, presta sus servicios en Bogotá y otros 129 municipios de Cundinamarca, Boyacá, Tolima y Meta.
Comité Colombiano de La Comisión de Integración Energética Regional	COCIER	Privada	Nacional	Energético	El COCIER es una Asociación de naturaleza civil sin ánimo de lucro que reúne a las empresas y organismos del sector eléctrico colombiano, con el fin de vincularlos entre sí promoviendo la integración e intercambio de experiencias por medio de la información, la creación de Grupos de Trabajo para desarrollo de proyectos que buscan solucionar problemas comunes, fomentando la investigación, estudio y capacitación en reuniones y seminarios a nivel nacional e internacional, así como brindando oportunidades de negocios entre sus miembros y terceros que se vinculen a sus actividades.
Compañía de Expertos en Mercados	XM	Privada	Nacional	Energía Eléctrica	Realiza la gestión de sistemas en tiempo real consistente en la planeación, diseño, optimización, puesta en servicio, operación, administración o gerenciamiento de sistemas transaccionales o plataformas tecnológicas, que involucran el intercambio de información con valor agregado, y mercados de bienes y servicios relacionados.
Comisión de Regulación de Energía y Gas	CREG	Pública	Nacional	Normatividad	Funciona como entidad regulatoria para los recursos energéticos buscando brindar garantías a los usuarios que hagan uso de los mismos.
Consejo Nacional de Operación	CNO	Privada	Nacional	Energía Eléctrica	Su objetivo se centra en acordar los aspectos técnicos para garantizar que la operación del Sistema Interconectado Nacional sea segura, confiable y económica y ser el ejecutor del Reglamento de Operación.

Entidad	Siglas	Naturaleza	Área de influencia	Sector	Descripción
Electrificadora del Meta S.A. E.S.P.	EMSA	Pública	Regional	Energía Eléctrica	Es una sociedad por acciones dedicada a la distribución y comercialización de energía eléctrica, que atiende a 24 de los 29 municipios del departamento de Meta. Es propiedad del gobierno estatal de Colombia, con otros accionistas minoritarios, entre ellos el gobierno municipal de Meta y la Empresa de Energía de Bogotá (EEB).
Emgesa S.A. E.S.P.	EMGESA	Privada	Nacional	Energía Eléctrica	Es una empresa dedicada a la generación eléctrica para el mercado mayorista y clientes industriales del mercado desregulado. Cuenta con 11 centrales hidroeléctricas y dos centrales térmicas ubicadas en los departamentos de Cundinamarca, Huila y Bolívar, con una capacidad instalada de 3.469MW, lo que representa el 22% del total del país.
Empresa de energía de Boyacá S.A. E.S.P.	EBSA	Mixta	Regional	Energía Eléctrica	Es una empresa de servicios públicos mixta. Se dedica a la prestación del servicio público de energía para lo cual podrá realizar actividades relacionadas con la generación, transmisión, distribución y comercialización de energía, construcción de plantas generadoras y líneas de transmisión.
Grupo Energía Bogotá SA ESP	EEB	Mixta	Regional	Energía Eléctrica	La EEB es la segunda empresa en transmisión de electricidad en Colombia para las regiones de Bogotá y Cundinamarca, cuenta con una participación en el mercado del 12,5 %.
Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos	IEEE	Privada	Internacional	Energético	La IEEE es una asociación técnico-profesional mundial dedicada a la estandarización del campo de la energía eléctrica y promover la innovación y la excelencia tecnológica en beneficio de la humanidad, entre otras cosas. Es la mayor asociación internacional, sin ánimo de lucro, formada en Nueva York por profesionales de las nuevas tecnologías.
Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P.	ISA	Mixta	Internacional	Energético	Participa en los sectores de energía, telecomunicaciones y concesiones viales en Latinoamérica. ISA posee una red de transmisión de alta tensión de cerca de 40.600km, desplegada en Colombia, Perú, Bolivia y Brasil, e interconexiones entre Venezuela y Colombia, Colombia y Ecuador, y Ecuador y Perú.

Entidad	Siglas	Naturaleza	Área de influencia	Sector	Descripción
Isagen S.A. E.S.P.	ISAGEN	Privada	Nacional	Energía Eléctrica	ISAGEN es una empresa privada de generación y comercialización de energía con siete centrales de generación que suman 3.032 MW. Avanza en el desarrollo de un portafolio de energías renovables que aprovechan fuentes como el agua, el viento y la luz solar.
Liquidador y Administrador de Cuentas	LAC	Privada	Nacional	Energía Eléctrica	Entidad encargada de liquidar y facturar los cargos de uso de las redes del Sistema Interconectado Nacional, de determinar el ingreso regulado a los transportadores y de administrar las cuentas que por concepto del uso de las redes se causen a los agentes del mercado mayorista, de acuerdo con la regulación vigente.
Ministerio de Minas y Energía	MME	Pública	Nacional	Energético	El MME se encarga de la formulación de políticas que garanticen el desarrollo y aprovechamiento eficiente de los recursos mineros y energéticos en Colombia, su explotación, abastecimiento y exportación de sus excedentes, trabajando con eficiencia, innovación, calidad en su gestión y promoción de la responsabilidad social y ambiental.
Región Administrativa y de Planificación Especial	RAP-E	Pública	Nacional	Gestión de administración	La Región Central es la primera entidad pública regional creada en el país, septiembre de 2014, conocida también como RAP-E, que significa Región Administrativa y de Planeación Especial. Fue constituida mediante convenio suscrito por los departamentos Cundinamarca, Boyacá, Meta, Tolima y por Bogotá D. C. con el propósito de impulsar y articular planes regionales de desarrollo económico y ambiental en sus territorios.
Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios	SSPD	Pública	Nacional	Energético	Su objetivo es contribuir al desarrollo económico y social del país, a través de la investigación en geo ciencias básicas y aplicadas del subsuelo, el potencial de sus recursos, la evaluación y monitoreo de amenazas de origen geológico, la gestión integral del conocimiento geocientífico, la investigación y el control nuclear y radiactivo, atendiendo las prioridades de las políticas del Gobierno Nacional.

Entidad	Siglas	Naturaleza	Área de influencia	Sector	Descripción
Unidad de Planeación Minero Energética	UPME	Pública	Nacional	Energético	Planea el desarrollo minero - energético, apoya la formulación e implementación de la política pública y genera conocimiento e información para un futuro sostenible. Es decir, planear en forma integral, indicativa, permanente y coordinada con los agentes del sector minero energético, el desarrollo y aprovechamiento de los recursos mineros y energéticos, así mismo, produce y divulga la información requerida para la formulación de política y toma de decisiones y apoya al Ministerio de Minas y Energía en el logro de sus objetivos y metas
Universidad Distrital Francisco José de Caldas	UD	Pública	Regional	Académico	Organización institucional, ente autónomo del orden distrital, que tiene entre sus finalidades la formación de profesionales especializados y de ciudadanos activos, la producción y reproducción del conocimiento científico, además de la innovación tecnológica y la creación artística. Como Institución pretende aportar al desarrollo de la región, gestionando adecuadamente la información requerida, de modo que sea insumo para el desarrollo de proyectos que permitan el mejoramiento en las condiciones de vida de la población
Central Hidroeléctrica de Caldas	CHEC	Mixta	Regional	Energía Eléctrica	Es una empresa de servicios públicos mixta con autonomía administrativa, patrimonial y presupuestal, sometida al régimen general aplicable a las empresas de servicios públicos y a las normas especiales que rigen a las empresas del sector eléctrico; sus principales accionistas son EPM Inversiones S.A con el 55,65%, EPM E.S.P con el 24,44%, Infi Caldas con el 12,95% y el resto de accionistas lo componen otros municipios del departamento de Caldas y Risaralda.
ABB	ABB	Privada	Internacional	Energía Eléctrica	ABB es una corporación multinacional, cuya sede central queda en Zürich, Suiza y cuyos mayores negocios son los de tecnologías en generación de energía eléctrica y en automatización industrial.

Entidad	Siglas	Naturaleza	Área de influencia	Sector	Descripción
Siemens AG	SIEMENS	Privada	Internacional	Energía Eléctrica	Siemens AG es un conglomerado de empresas alemana con sedes en Berlín y Múnich considerada como la mayor empresa de fabricación industrial de Europa con 190 sucursales a lo largo del mundo. Siemens opera en 4 sectores principales: el sector industrial, energético, de salud y de infraestructuras y ciudades.
Schneider Electric	SE	Privada	Internacional	Energía Eléctrica	Es una compañía europea que opera a nivel mundial. Sus principales actividades se centran en la industria pesada y en la eléctrica, más concretamente en la transformación digital en el mundo de la gestión de la energía, la automatización en los edificios, hogares, infraestructuras e industrias.

ANEXO 1

Leyes de Servicios Públicos

Ley	Descripción
Ley 142 de 1994	Por la cual se establece el régimen de los servicios públicos domiciliarios y se dictan otras disposiciones. Constituye el régimen general que regula la prestación de los servicios públicos domiciliarios de acueducto, alcantarillado, aseo, energía eléctrica, distribución de gas combustible, telefonía fija pública básica conmutada y la telefonía local móvil en el sector rural.
Ley 143 de 1994	Por la cual se establece el régimen para la generación, interconexión, transmisión, distribución y comercialización de electricidad en el territorio nacional. Establece el régimen de las actividades del sector eléctrico colombiano.
Ley 286 de 1996	Esta ley modificó algunos aspectos relacionados con los regímenes de contribuciones, tarifas y subsidios de las leyes 142 y 143 de 1994.
Ley 132 de 2000	Modificó las leyes 142, 143 de 1994 y 286 de 1996 en algunos aspectos relacionados con el régimen de subsidios.
Ley 689 de 2001	Modificó parcialmente la Ley 142 de 1994, en lo relacionado con el régimen de contratación de las empresas de servicios públicos, el control fiscal y de auditoría de las E.S.P., su toma de posesión, y en general el régimen de control y vigilancia de las mismas por parte de la ciudadanía y de la SSPD.
Ley 56 del 1 de Septiembre de 1987	Por la cual se dictan normas sobre obras públicas de generación y transmisión de energía eléctrica, acueductos, sistemas de regadío y otras y se regulan las expropiaciones y servidumbres de los bienes afectados por tales obras.

Tabla 16 Normatividad vigente relacionada con las Leyes de Servicios Públicos. Fuente UPME [16].

Decretos

Decreto	Descripción
Decreto 28 de 1995, modificado por los Decretos 1683 de 1997, 4130 de 2011 y 1258 de 2013	Este Decreto reglamenta la Ley 143 de 1994 en cuanto a las facultades de la UPME.
Decreto 388 de 2007, modificado por los Decretos 111 y 3451 de 2008	Por el cual se establecen las políticas y directrices relacionadas con el aseguramiento de la cobertura del servicio de electricidad, que debe seguir la CREG, al fijar la metodología de remuneración a través de Cargos por Uso del STR y del SDL de energía eléctrica en el SIN.

Tabla 17 Normatividad vigente relacionada con Decretos. Fuente UPME [16].

Resoluciones del Ministerio de Minas y Energía

Resolución	Descripción
Resolución MME No. 18 1313 de 2002	Por la cual se establecen los criterios y la forma para elaborar el Plan de Expansión del SIN.

Resolución	Descripción
Resolución MME No. 18 1315 de 2002	Por medio de la cual delega en la UPME, adscrita al MME, las gestiones administrativas necesarias para la selección, mediante convocatorias públicas, de inversionistas que acometan en los términos del artículo 85 de la Ley 143 de 1994 los proyectos aprobados en el Plan de Expansión de Transmisión del SIN.
Resolución MME No. 18 0924 de 2003	Por la cual se establece y desarrolla el mecanismo de las convocatorias públicas para la ejecución de los proyectos definidos en el Plan de Expansión de Transmisión del SIN.
Resolución MME No. 18 0925 de 2003	La cual modifica la Resolución MME No. 18 1315 de 2002.
Resolución MME No. 90708 de 2013	Por la cual se expide el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas (RETIE).
Resolución MME No. 90907 de 2013	Por la cual se corrigen unos yerros en el RETIE, establecido mediante Resolución No. 90708 de 2013.
Resolución MME No. 90795 de 2014	Por la cual se aclara y se corrigen unos yerros en el RETIE, establecido mediante Resolución No. 90708 de 2013.
Resolución MME No. 90604 de 2014	Por la cual se adoptan medidas excepcionales para el STN y STR tendientes a garantizar la continuidad del servicio en situaciones especiales.
Resolución MME No. 40029 de 2015	Por la cual se adoptan el Plan de Expansión de Referencia Generación-Transmisión 2014-2028.

Tabla 18 Normatividad vigente relacionada con las Resoluciones del Ministerio de Minas y Energía. Fuente UPME [16].

UPME

Nombre	Descripción
Plan de Expansión de Referencia Generación-Transmisión 2014-2028	Elaborado por la UPME y adoptado por el MME, mediante Resolución No. 40029 de enero 9 de 2015.

Tabla 19 Normatividad vigente relacionada con la UPME. Fuente UPME [16].

Resoluciones de la CREG

Resolución	Descripción
Resolución CREG 016 de 2018	Por la cual se define la tasa de retorno para la actividad de distribución de energía eléctrica en el SIN.
Resolución CREG 015 de 2018	Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el SIN.
Resolución CREG No. 019 de 2017	Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución “Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el SIN”

Resolución	Descripción
Resolución CREG 113 de 2015	Por la cual se modifican algunas disposiciones sobre los procedimientos que se deben seguir para la expansión de los Sistemas de Transmisión Regional mediante Procesos de Selección, contenidas en la Resolución CREG 024 de 2013.
Resolución CREG No. 112 de 2014	Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución “Por la cual se definen los valores de los delta beta (Äâ) que se aplicarán en el cálculo de la tasa de descuento en las actividades de transporte de gas natural, distribución de gas combustible, transporte de GLP por propanoductos, transmisión y distribución de energía eléctrica en el SIN”.
Resolución CREG No. 093 de 2014	Por la cual se establecen los procedimientos para la ejecución de proyectos urgentes en el STN o en el STR.
Resolución CREG No. 083 de 2014	Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución “Por la cual se define la metodología para el cálculo de la tasa de descuento que se aplicará en las actividades de transporte de gas natural, distribución de gas combustible, transporte de GLP por ductos, transmisión y distribución de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional, y generación y distribución de energía eléctrica en zonas no interconectadas”.
Resolución CREG No. 094 de 2013	Por la cual se establecen el reglamento para el reporte de Eventos y el procedimiento para el cálculo de la Energía No Suministrada, y se precisan otras disposiciones relacionadas con la calidad del servicio en los STR.
Resolución CREG No. 079 de 2014	Por la cual se ordena hacer públicos los propósitos y lineamientos para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica para el periodo tarifario 2015-2019.
Resolución CREG No. 043 de 2013	Por la cual se ponen en conocimiento de los prestadores del servicio de energía eléctrica, usuarios y terceros interesados, las bases sobre las cuales la Comisión efectuará el estudio para determinar la metodología de remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el SIN para el siguiente período tarifario.
Resolución CREG No. 024 de 2013	Establece los procedimientos que se deben seguir para la expansión de los STR mediante Procesos de Selección.
Resolución CREG No. 043 de 2010	Por la cual se aclaran disposiciones de la Resolución CREG 097 de 2008 relacionadas con la regulación de calidad del servicio en los SDL y se adoptan disposiciones complementarias a dicha resolución.
Resolución CREG No. 058 de 2008	Por la cual se establecen las Áreas de Distribución de Energía Eléctrica ADD.
Resolución CREG 106 de 2006	Por la cual se modifican los procedimientos generales para la asignación de puntos de conexión de generadores a los STN, STR y SDL.
Resolución CREG No. 024 de 2005	Por la cual se modifican las normas de calidad de la potencia eléctrica aplicables a los servicios de Distribución de Energía Eléctrica.

Tabla 20 Normatividad vigente relacionada con la CREG. Fuente UPME [16].

Resoluciones CREG del Código de Redes y del Reglamento de Operación del SIN

Resolución	Descripción
Resolución CREG 038 de 2014	Por la cual se modifica el Código de Medida contenido en el Anexo general del Código de Redes, esta resolución deroga el anexo "código de medida" de la Resolución 025 de 1995 y modifica entre otras las siguientes resoluciones: Numeral 4.4.6 del Anexo General de la Resolución CREG 070 de 1998; artículo 3 de la Resolución CREG 122 de 2003 y los numerales 4 y 5 del artículo 4 de la Resolución CREG 157 de 2011.
Resolución CREG No. 093 de 2012	Por la cual se establecen el reglamento para el reporte de Eventos y el procedimiento para el cálculo de la Energía No Suministrada, y se precisan otras disposiciones relacionadas con la calidad del servicio en el STN.
Resolución CREG No. 158 de 2011	Por la cual se modifican algunas disposiciones en materia de garantías y pagos anticipados de los agentes participantes en el MEM.
Resolución CREG No. 157 de 2011	Por la cual se modifican las normas sobre el registro de fronteras comerciales y contratos de energía de largo plazo, y se adoptan otras disposiciones.
Resolución CREG No. 156 de 2011	Por la cual se establece el Reglamento de Comercialización del servicio público de energía eléctrica, como parte del Reglamento de Operación.
Resolución CREG No. 094 de 2011	Por la cual se adoptan los ajustes necesarios a la regulación vigente para dar cumplimiento a lo establecido en el artículo 104 de la Ley 1450 de 2011.
Resolución CREG No. 106 de 2006	Por la cual se modifican los procedimientos generales para la asignación de puntos de conexión de generadores al STN, al STR y al SDL.
Resolución CREG No. 071 de 2006	Por la cual se adopta la metodología para la remuneración del cargo por confiabilidad en el MEM.
Resolución CREG No. 019 de 2006	Por la cual se modifican algunas disposiciones en materia de garantías y pagos anticipados de los agentes participantes en el MEM.
Resolución CREG No. 068 de 2003	Por la cual se adoptan los ajustes necesarios a la regulación vigente para dar cumplimiento a lo establecido en el artículo 115 de la Ley 1450 de 2011.
Resolución CREG No. 034 de 2001	Por la cual se dictan normas sobre funcionamiento del MEM. En esta resolución se establecen reglas para determinar el precio de reconciliación positiva de los generadores térmicos y de los generadores hidráulicos, así como para determinar el precio de reconciliación negativa de los generadores.
Resolución CREG No. 023 de 2001	Por la cual se modifican y adicionan las disposiciones contenidas en la Resolución CREG 025 de 1995, aplicables al servicio de Regulación Primaria de Frecuencia.
Resolución CREG No. 098 de 2000	Por la cual se modifica el anexo CC1 del Código de conexión (Resolución CREG 025 de 1995).
Resolución CREG No. 073 de 2000	Por la cual se modifica la Resolución CREG 025 de 1995, en lo referente al cálculo de índices de indisponibilidad para plantas con información insuficiente por presentar pocas horas de operación y horas de indisponibilidad en el periodo de análisis.
Resolución CREG No. 067 de 2000	Por la cual se adicionan las disposiciones contenidas en la Resolución CREG 024 de 1995, en relación con el registro en el Mercado Mayorista de quienes participan en los procesos de reconciliación.

Resolución	Descripción
Resolución CREG No. 066 de 2000	Por la cual se modifica el periodo mínimo que deben cubrir las garantías financieras en el Mercado Mayorista, y el artículo 1° de la Resolución CREG 011 de 2000.
Resolución CREG No. 065 de 2000	Por la cual se adicionan y/o modifican las disposiciones contenidas en el Código de Redes (CREG 025 de 1995 y demás normas que la modifican), relacionadas con los mantenimientos de los equipos del SIN.
Resolución CREG No. 064 de 2000	Por la cual se establecen las reglas comerciales aplicables al Servicio de Regulación Secundaria de Frecuencia, como parte del Reglamento de Operación del SIN.
Resolución CREG No. 040 de 2000	Por la cual se modifican las fechas para las aplicaciones de las Resoluciones CREG 072, CREG 073, CREG 074 y CREG 075 de 1999.
Resolución CREG No. 083 de 1999	Por la cual se modifican parcialmente algunas de las disposiciones establecidas en el Código de Redes, como parte del Reglamento de Operaciones del SIN.
Resolución CREG No. 082 de 1999	Por la cual se modifican las Resoluciones CREG 001 y CREG 002 de 1994, CREG 012 y CREG 024 de 1995 y CREG 058 de 1996, expedidas por la CREG.
Resolución CREG No. 080 de 1999	Por la cual se reglamentan las funciones de planeación, coordinación, supervisión y control entre el CND y los agentes del SIN.
Resolución CREG No. 075 de 1999	Por la cual se establecen las reglas comerciales aplicables al Servicio de Regulación Secundaria de Frecuencia, como parte del Reglamento de Operación del SIN.
Resolución CREG No. 068 de 1999	Por la cual se modifica parcialmente la Resolución No 024 de 1995 expedida por la CREG.
Resolución CREG No. 066 de 1999	Por la cual se modifica el numeral 2.1.1.1 del Código de operación, contenido en la Resolución CREG 025 de 1995.
Resolución CREG No. 059 de 1999	Por la cual se precisan y aclaran algunas disposiciones contenidas en la Resolución CREG 047 de 1999.
Resolución CREG No. 047 de 1999	Por la cual se ajustan algunas disposiciones contenidas en las Resoluciones CREG 116 de 1996 y CREG 113 de 1998.
Resolución CREG No. 019 de 1999	Por la cual se establece el plazo máximo para adecuar los CT´s y PT´s de los sistemas de medición de energía que se encontraban instalados en la fecha de entrada en vigencia de la Resolución CREG 025 de 1995.
Resolución CREG No. 013 de 1999	Por la cual se autoriza la modificación de la demanda calculada para el despacho económico horario, cuando sea necesario, por efecto de la aplicación de limitaciones de suministro, como parte del Reglamento de Operación del SIN.
Resolución CREG No. 011 de 1999	Por la cual se adoptan medidas especiales para la operación del SIN en las fechas que se prevé en que se pueden presentar anomalías en el funcionamiento de los equipos automatizados por la transición al año 2000, como parte integrante del Reglamento de Operación, y para la operación del Sistema Nacional de Transporte de Gas.
Resolución CREG No. 119 de 1998	Por la cual se modifican y complementan algunas de las disposiciones contenidas en la Resolución CREG 217 de 1997, que establece el estatuto de racionamiento, como parte del Reglamento de Operación del SIN.

Resolución	Descripción
Resolución CREG No. 116 de 1998	Por la cual se reglamenta la limitación del suministro a comercializadores y/o distribuidores morosos, y se dictan disposiciones sobre garantías de los participantes en el mercado mayorista, como parte del Reglamento de Operación del SIN.
Resolución CREG No. 113 de 1998	Por la cual se aclara el alcance de algunas definiciones establecidas en el Código de Operación (Resolución CREG 025 de 1995), se modifican y/o complementan algunas disposiciones establecidas en la misma Resolución.
Resolución CREG No. 235 de 1997	Por la cual se modifican las disposiciones contenidas en la Resolución CREG 215 de 1995 y CREG 215 de 1997, en lo referente a los plazos horarios establecidos para el reporte de información relacionada con el despacho económico horario del sector eléctrico.
Resolución CREG No. 002 de 1997	Por la cual se establecen unas definiciones para la interpretación de normas del Código de conexión (Resolución CREG 025 de 1995) y se concede un plazo para el cumplimiento de la Disponibilidad Promedio Semanal mayor de 97% para los enlaces entre el CND, los CRD´s y los demás agentes del sector.
Resolución CREG No. 099 de 1996	Por la cual se modifica la Resolución CREG 024 de 1995.
Resolución CREG No. 093 de 1996	Por la cual se modifica la Resolución CREG 025 de 1995.
Resolución CREG No. 092 de 1996	Por la cual se modifica el numeral 4.1 de Código de operación/Resolución CREG 025 de 1995.
Resolución CREG No. 061 de 1996	Por la cual se modifica y adiciona el Código de Redes (Resolución CREG 025 de 1995), en los aspectos relacionados con la Desconexión Automática de Carga por Baja Frecuencia.
Resolución CREG No. 061 de 1995	Por la cual se modifica el plazo para la evaluación de las conexiones existentes, previsto en el Código de Redes.
Resolución CREG No. 058 de 1995	Por la cual se modifica parcialmente la Resolución No 025 de 1995 expedida por la CREG.
Resolución CREG No. 025 de 1995	Por la cual se establece el Código de Redes, como parte del Reglamento de Operación de SIN. Está conformado por el Código de Planeamiento de la Expansión del SIN, el Código de Conexión, el Código de Operación y el Código de Medida.
Resolución CREG No. 024 de 1995	Por la cual se reglamentan los aspectos comerciales del MME en el SIN, que hacen parte del Reglamento de Operación.
Resolución CREG No. 002 de 1994	Por la cual se regula el acceso y uso de los sistemas de transmisión de energía eléctrica, se establece la metodología y el régimen de cargos por conexión y uso de los sistemas de transmisión, se define el procedimiento para su pago, se precisa el alcance de la Resolución 010 de 1993 expedida por la Comisión de Regulación Energética y se dictan otras disposiciones.
Resolución CREG No. 001 de 1994	Por la cual se reglamenta el transporte de energía eléctrica por el STN y se regula la liquidación y administración de las cuentas originadas por los cargos de uso de dicho sistema.

Tabla 21 Normatividad vigente relacionada con Resoluciones de la CREG del Código de Redes y del Reglamento de Operación del SIN. Fuente UPME [16].

Licenciamiento ambiental

Nombre	Descripción
Ley 99 de 1993 y decretos reglamentarios	Señala que las licencias ambientales son obligatorias para cualquier actividad que pueda producir deterioro grave a los recursos naturales renovables o al medio ambiente.
Resolución No. 0376 de 2 de marzo de 2016 (MADS)	Por la cual se señalan los casos en los que no se requerirá adelantar trámite de modificación de la licencia ambiental o su equivalente, para aquellas obras o actividades consideradas cambios menores o de ajuste normal dentro del giro ordinario de los proyectos de energía, presas, represas, trasvases y embalses.
Decreto 2041 de 2014	Por el cual se reglamenta el Título VIII de la Ley 99 de 1993 sobre licencias ambientales derogado por el Decreto 1076 de 2015.
Decreto No. 1076 de 26 de mayo de 2015 (MADS)	Por medio del cual se expide el Decreto Único Reglamentario del Sector Ambiente y Desarrollo Sostenible, incluyendo en su capítulo 3, la reglamentación del proceso de licenciamiento ambiental, las competencias del MADS y de las CAR, en la expedición de licencias ambientales, de acuerdo con las características y la capacidad instalada de las obras de infraestructura eléctrica a ser ejecutadas.
Resolución 1402 del 25 de julio de 2018 (publicada en el diario oficial el 2 de agosto de 2018) (MADS)	Por la cual se adopta la Metodología General para la Elaboración y Presentación de Estudios Ambientales y se toman otras determinaciones.
Resolución 0114 del 29 de enero de 2019 (MADS)	Por la cual se modifica el artículo 5 de la Resolución 1402 de 2018 y se dictan otras disposiciones.
Resolución No. 2183 del 23 de diciembre de 2016 (MADS).	Por la cual se adoptan los términos de referencia para la elaboración del Diagnóstico Ambiental de Alternativas, en proyectos de Sistemas de Transmisión de Energía Eléctrica, identificados con el código TdR-11 y se toman otras determinaciones.
Resolución No. 0075 del 18 de enero de 2018 (MADS).	Por la cual se adoptan los términos de referencia para la elaboración del Estudio de Impacto Ambiental, para proyectos de Sistemas de Transmisión de Energía Eléctrica, identificados con el código TdR-17 y se toman otras determinaciones.

Tabla 22 Normatividad vigente relacionada con el Licenciamiento ambiental. Fuente UPME [16].

Agua

Nombre	Descripción
Ley 23 de 1973	Por el cual se conceden facultades extraordinarias al Presidente de la República para expedir el Código de Recursos Naturales y de Protección al Medio Ambiente y se dictan otras disposiciones.
Decreto 2811 de 1974	De las aguas no marítimas, de los recursos hidrobiológicos, sobre cuencas hidrográficas y áreas de manejo especial.
Decreto 1449 de 1977	Disposiciones sobre conservación y protección de aguas, bosques, fauna terrestre y acuática y franjas protectoras de nacimientos y cuerpos de agua.

Nombre	Descripción
Decreto 1541 de 1978	Concesiones de agua superficial y subterránea, explotaciones de material de arrastre y ocupaciones de cauce y permiso de ocupación de cauce.
Decreto 1681 de 1978	Sobre recursos hidrobiológicos.
Ley 9 de 1979	Por la cual se dictan Medidas Sanitarias. En esta ley se definen varios aspectos relacionados con protección del medio ambiente, suministro de agua (Títulos I y II)
Ley 373 de 1997	Uso eficiente y ahorro del agua.
Decreto 1729 de 2002	Reglamentación planes de ordenamiento y manejo de cuencas.
Decreto 1575 de 2007	Por el cual se establece el Sistema para la Protección y Control de la Calidad del Agua para Consumo Humano.
Decreto 3930 de 2010	Por el cual se reglamenta parcialmente el Título I de la Ley 9ª de 1979, así como el Capítulo II del Título VI -Parte III- Libro II del Decreto-ley 2811 de 1974 en cuanto a usos del agua y residuos líquidos y se dictan otras disposiciones.
Decreto 2667 de 2012	Por el cual se reglamenta la tasa retributiva por la utilización directa e indirecta del agua como receptor de los vertimientos puntuales, y se toman otras determinaciones.

Tabla 23 Normatividad vigente Socioambiental y del Territorio relacionada con el Agua. Fuente UPME [16].

Aire

Nombre	Descripción
Ley 491 de 1999	Seguro ecológico y delitos contra los recursos naturales y el ambiente y se modifica el código penal.
Decreto 948 de 1995	Sobre la prevención y control de la contaminación atmosférica y la protección de la calidad del aire.
Decreto 0619 de 1997	Sobre permisos de emisiones atmosféricas.
Decreto 2107 de 1995	Por medio del cual se modifica parcialmente el Decreto 948 de 1995 que contiene el Reglamento de Protección y Control de la Calidad del Aire.
Resolución 601 de 2006	Por la cual se establece la Norma de Calidad del Aire o Nivel de Inmisión, para todo el territorio nacional en condiciones de referencia.
Decreto 979 de 2006	Por el cual se modifican los artículos 7°, 10, 93, 94 y 108 del Decreto 948 de 1995.
Resolución 650 de 2010	Por el cual se modifica la Resolución 601 del 4 de abril de 2006.

Tabla 24 Normatividad vigente Socioambiental y del Territorio relacionada con el Aire. Fuente UPME [16].

Ruido

Nombre	Descripción
Resolución 627 de 2006	Por la cual se establece la norma nacional de emisión de ruido ambiental.

Tabla 25 Normatividad vigente Socioambiental y del Territorio relacionada con el Ruido. Fuente UPME [16].

Suelo

Nombre	Descripción
Decreto 2811 de 1974	Por el cual se reglamenta la utilización, conservación y manejo y la adecuación o restauración del suelo.
Decreto 919 de 1989	Organización del Sistema Nacional de Prevención y Atención de Desastres.

Tabla 26 Normatividad vigente Socioambiental y del Territorio relacionada con el Suelo. Fuente UPME [16].

Flora

Nombre	Descripción
Ley 2 de 1959	Por la cual se dictan normas sobre economía forestal de la Nación y conservación de recursos naturales renovables.
Decreto 2811 de 1974	Por el cual se dicta el Código Nacional de Recursos Naturales Renovables y de Protección al Medio Ambiente.
Decreto 1791 de 1996	Régimen de aprovechamiento forestal.
Decreto 2372 de 2010	Reglamentar el Sistema Nacional de Áreas Protegidas, las categorías de manejo que lo conforman y los procedimientos generales relacionados con este.
Resolución 1526 de 2012	Por la cual se establecen los requisitos y el procedimiento para la sustracción de áreas en las reservas forestales nacionales y regionales, para el desarrollo de actividades consideradas de utilidad pública o interés social, se establecen las actividades sometidas a sustracción temporal y se adoptan otras determinaciones.
Resolución 383 de 2010	Por la cual se declaran las especies silvestres que se encuentran amenazadas en el territorio nacional y se toman otras determinaciones.
Resolución 1517 de 2012	Por el cual se adopta el manual para la asignación de compensación por pérdida de biodiversidad.

Tabla 27 Normatividad vigente Socioambiental y del Territorio relacionada con la Flora. Fuente UPME [16].

Fauna

Nombre	Descripción
Ley 299 de 1996	Por el cual se protege la flora colombiana, se reglamentan los jardines botánicos y se dictan otras disposiciones.
Ley 84 de 1989	Estatuto Nacional de Protección de los animales.
Ley 9 de 1989	Reforma urbana, por la cual se dictan normas sobre planes de desarrollo municipal, compraventa y expropiación de bienes y se dictan otras disposiciones.
Decreto 1971 de 1996	Por medio del cual se establece el régimen de aprovechamiento forestal. Derogado parcialmente por el Decreto Nacional 1498 de 2008.
Decreto 1608 de 1978	Por el cual se reglamenta el Código Nacional de los Recursos Naturales Renovables y de Protección al Medio Ambiente y la Ley 23 de 1973 en materia de fauna silvestre.
Resolución 383 de 2010	Por la cual se declaran las especies silvestres que se encuentran amenazadas en el territorio nacional y se toman otras determinaciones.

Tabla 28 Normatividad vigente Socioambiental y del Territorio relacionada con la Fauna. Fuente UPME [16].

Compensaciones ambientales

Nombre	Descripción
Resolución 0256 de 2018	Por la cual se adopta la actualización del Manual de Compensaciones Ambientales del Componente Biótico y se toman otras determinaciones. En ejercicio de las facultades constitucionales y legales, y en especial las conferidas por el numeral 14 del artículo 5o de la Ley 99 de 1993 y el numeral 2 del artículo 2o del Decreto 38 ley 3570 de 2011.

Tabla 29 Normatividad vigente Socioambiental y del Territorio relacionada con Compensaciones ambientales. Fuente UPME [16].

Social

Nombre	Descripción
Directiva Presidencial 10 de 2013	Guía para la realización de Consulta Previa con Comunidades Étnicas.
Ley 21 de 1991	Relacionada con los derechos de los pueblos indígenas y las tribus en los países independientes.
Ley 99 de 1993 Titulo X	De los modos y procedimientos de participación ciudadana Artículos 69 al 76.
Convenio 169 de 1989	Obliga a los estados que lo hayan ratificado a reconocer y proteger la diversidad étnica y cultural sin ningún tipo de condicionamiento.
Directiva presidencial 01 de 2010	Establece los mecanismos para la aplicación consulta previa y determina como único coordinador de estos procesos al Ministerio del Interior y de Justicia.
Ley 143 de 1994	Define la regulación, los principios y el régimen para la generación, interconexión, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica en el país.
Ley 1999 de 1995	Define funciones del Ministerio del Interior con relación a pueblos indígenas.
Decreto 1320 de 1998	Sobre participación comunitaria.
Ley 76 de 1993	Expedida para proteger la identidad cultural y los derechos de las comunidades negras.
Ley 134 de 1994	Mediante la cual se dictan normas sobre mecanismos de participación ciudadana.
Ley 472 de 1998	Consagra la reglamentación de las acciones populares y de grupo.
Ley 1320 de 1998	Por el cual se reglamenta la consulta previa con las comunidades indígenas y negras para la explotación de los recursos naturales dentro de su territorio.
Ley 1818 de 1998	Relacionado con los estatutos de mecanismos alternativos de solución de conflictos.
Ley 397 de 1997	Ley general de cultura, relacionada con las áreas de protección arqueológica en las licencias ambientales.
Ley 850 de 2003	Por medio de la cual se reglamentan las veedurías ciudadanas.
Ley 393 de 1998	Relacionada con las acciones de cumplimiento.

Nombre	Descripción
Decreto 1371 de 1994	Reglamenta la comisión consultiva de alto nivel, tratada en el artículo 45 de la Ley 70 de 1993.
Decreto 1745 de 1995	Relacionado con la titulación de tierras en las comunidades negras.
Decreto 1277 de 1996	Relacionado con las zonas de reservas campesinas.
Decreto 1397 de 1996	Crea la Comisión Nacional de Territorios Indígenas y la Mesa Permanente de Concertación con los Pueblo y las organizaciones Indígenas.
Decreto 2001 de 1998	Constitución de resguardos indígenas.
Decreto 330 de 2007	Por el cual se reglamentan las audiencias públicas ambientales.
Decreto 138 de 2019	Por el cual se modifica la parte VI “Patrimonio Arqueológico” del Decreto 1080 de 2015, Decreto Único Reglamentario del Sector Cultura.

Tabla 30 Normatividad vigente Socioambiental y del Territorio relacionada con el aspecto Social. Fuente UPME [16].

Ordenamiento Territorial

Nombre	Descripción
Decreto 2201 de 5 de agosto de 2003	Por el cual se reglamenta el artículo 10 de la Ley 388 de 1997 (incluido en el Decreto 1077 de 2015). Trata sobre la armonización de usos del suelo en los POT y el desarrollo de proyectos, obras o actividades de utilidad pública y de interés social.
Decreto 1077 de 26 de mayo de 2015 (MINISTERIO DE VIVIENDA, CIUDAD Y TERRITORIO-MINVIVIENDA)	Por medio del cual se expide el Decreto Único Reglamentario del Sector Vivienda, Ciudad y Territorio. Artículo 2.2.2.1.2.8.1 Requisito previo para los proyectos, obras o actividades de utilidad pública. Artículo 2.2.2.1.2.8.2 Oponibilidad de los planes de ordenamiento territorial. Los planes, planes básicos o esquemas de ordenamiento territorial de los municipios y distritos en ningún caso serán oponibles a la ejecución de proyectos, obras o actividades a los que se refiere la presente subsección. Artículo 2.2.2.1.2.8.3 Información de los proyectos, obras o actividades de utilidad pública.

Tabla 31 Normatividad vigente Socioambiental y del Territorio relacionada con el Ordenamiento Territorial. Fuente UPME [16].