

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

PROPUESTA DE IMPLEMENTACIÓN DEL SISTEMA SECUNDARIO DE UNA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA TIPO NODAL III

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
Por el Br. Ravel G., Jean M.
para optar al título de
Ingeniero Electricista

Caracas, 2007

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

PROPUESTA DE IMPLEMENTACIÓN DEL SISTEMA SECUNDARIO DE UNA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA TIPO NODAL III

Prof. Guía: Ing. Nicolás Gavotti
Tutor Industrial: Ing. Horacio Caraballo Jaén

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
Por el Br. Ravel G., Jean M.
para optar al título de
Ingeniero Electricista

Caracas, 2007

CONSTANCIA DE APROBACIÓN

Caracas, 16 de noviembre de 2007

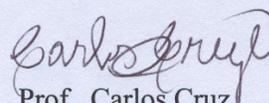
Los abajo firmantes, miembros del Jurado designado por el Consejo de Escuela de Ingeniería Eléctrica, para evaluar el Trabajo Especial de Grado presentado por el Bachiller Jean-Michel Ravel G., titulado:

“PROPUESTA DE IMPLEMENTACIÓN DEL SISTEMA SECUNDARIO DE UNA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA TIPO NODAL III.

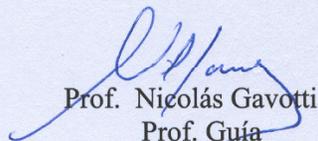
Consideran que el mismo cumple con los requisitos exigidos por el plan de estudios conducente al Título de Ingeniero Electricista en la mención de Potencia, y sin que ello signifique que se hacen solidarios con las ideas expuestas por el autor, lo declaran APROBADO.



Prof. Antonio Clemente
Jurado



Prof. Carlos Cruz
Jurado



Prof. Nicolás Gavotti
Prof. Guía

AGRADECIMIENTOS

Gracias, gracias, gracias a todos los que me ayudaron en la realización de este trabajo especial de grado:

Gladys González de Ravel

Jean-Paul Ravel

Jean-Carlos Ravel

Roger Corbacho

Horacio Caraballo Jaén

Fernando Oropeza

Nicolás Gavotti

Franklin Martínez

Misha

Rosita

Ravel González, Jean-Michel

**PROPUESTA DE IMPLEMENTACIÓN DEL SISTEMA
SECUNDARIO DE UNA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA TIPO NODAL
III**

Tutor Académico: Ing. Nicolás Gavotti. Tutor Industrial: Ing. Horacio Caraballo Jaén. Tesis. Caracas, U.C.V. Facultad de Ingeniería. Escuela de Ingeniería Eléctrica. Ingeniero Electricista. Opción: Potencia. Institución: CADAPE. 2007. 103 hojas + anexos.

Palabras Claves: Subestación; Sistema Secundario; Relés Numéricos; Transformadores de Medición y Protección; Sistema de Comunicación; Servicios Auxiliares.

Resumen. El objetivo de la presente investigación se centró en elaborar una propuesta para la implementación del sistema secundario, conformado por los equipos de baja tensión de la subestación tipo Nodal III 3IP, describiéndose los transformadores de tensión y corriente, los relés de protección y control, las unidades de comunicación y los servicios auxiliares, necesarios para garantizar el correcto funcionamiento de la subestación dentro del sistema interconectado nacional.

Para lograr el objetivo planteado, se comenzó por definir el funcionamiento que deben seguir los equipos de interrupción (interruptores y seccionadores) ante las contingencias que se presenten por mantenimiento o falla en los tramos de la subestación tipo Nodal III 3IP. Posteriormente y utilizando la referencia bibliográfica del diseño normalizado de CADAPE para las subestaciones se recomendaron los relés numéricos de múltiples funciones para realizar las operaciones de protección y control, a través de una red de comunicación basada en el protocolo IEC 61850.

Finalmente se propusieron los esquemas básicos para los servicios auxiliares en corriente alterna y en corriente continua para la alimentación de todos los equipos que conforman al sistema secundario de la subestación y las cargas necesarias para la operación de la subestación y mantenimiento de los equipos de alta tensión.

ÍNDICE GENERAL

AGRADECIMIENTOS	IV
RESUMEN	V
ÍNDICE GENERAL	VI
ÍNDICE DE FIGURAS.....	IX
ÍNDICE DE TABLAS	X
ABREVIATURAS.....	XI
INTRODUCCIÓN	12
CAPÍTULO I	14
1.1.- PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	14
1.2.- JUSTIFICACIÓN DE LA INVESTIGACIÓN	15
1.3.- OBJETIVO GENERAL	16
1.4.- OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	17
CAPÍTULO II	18
2.1.- MARCO REFERENCIAL TEÓRICO.....	18
2.1.1.- Normalización de los esquemas de las subestaciones utilizadas por CADAPE en el sistema de transmisión y distribución nacional	18
2.1.2.- Antecedentes	20
2.2.- FUNDAMENTOS TEÓRICOS DEL SISTEMA SECUNDARIO.....	25
2.2.1.- Conceptos básicos del sistema secundario.....	25
2.2.1.1.- Confiabilidad	25
2.2.1.2.- Seguridad y Selectividad	25
2.2.1.3.- Sensibilidad	26
2.2.1.4.- Velocidad.....	26
2.2.2.- Características de los esquemas de protección en la subestación tipo Nodal III normalizada de CADAPE	26
2.2.3.- Características del sistema de protección en la subestación tipo Nodal III 3IP	33
2.2.4.- Criterios generales para la selección de los sistemas de protección en las subestaciones.....	36
2.2.5.- Características del sistema de comunicación en una subestación.....	36

2.2.5.1.- Protocolos de comunicación utilizados en los sistemas de potencia	38
2.2.5.2.- Niveles en el protocolo de comunicación	39
2.2.6.- Características de los relés de protección en la subestación tipo Nodal III 3IP	40
2.2.6.1.- Clasificación de los relés según el mecanismo de accionamiento	40
2.2.6.1.1.- Relé Electromecánico.....	41
2.2.6.1.2.- Relé Electrónico	42
2.2.6.1.3.- Relé Numérico.....	43
2.2.6.2.- Clasificación de los relés según su función de protección.....	46
2.2.6.2.1.- Relé de distancia 21.....	46
2.2.6.2.2.- Relé verificador de sincronismo y sincronizador 25	46
2.2.6.2.3.- Relé de baja tensión 27.....	47
2.2.6.2.4.- Relé de temperatura de máquina o transformador 49.....	47
2.2.6.2.5.- Relé de sobrecorriente instantáneo y temporal 50, 51.....	47
2.2.6.2.6.- Relé de sobretensión 59.....	48
2.2.6.2.7.- Relé de sobrecorriente direccional 67	48
2.2.6.2.8.- Relé diferencial 87	48
2.2.7.- Características generales del sistema de servicios auxiliares.....	49
2.2.7.1.- Sistema de servicios auxiliares de corriente alterna	50
2.2.7.2.- Sistema de servicios auxiliares de corriente continua	51
2.2.8.- Transformadores del sistema secundario	51
2.2.8.1.- Transformadores de tensión.....	51
2.2.8.2.- Transformador de corriente	55
CAPÍTULO III.....	60
3.1.- MARCO METODOLÓGICO.....	60
3.1.1.- Tipo de investigación.....	60
3.1.2.- Proceso de la investigación.....	60
FUENTE: PRESENTACIÓN CURSO DE METODOLOGÍA.....	61
CAPÍTULO IV.....	63
4.1.- ANÁLISIS DE RESULTADOS	63
4.1.1.- Características de diseño de la subestación tipo Nodal III 3IP	63
4.1.2.- Funcionamiento de la subestación tipo Nodal III 3IP.....	65
4.1.3.- Implementación del sistema de control y protección de la subestación tipo Nodal III 3IP	76
4.1.3.1.- Equipos del sistema de protección.....	76

4.1.3.1.1.- Transformadores de tensión	76
4.1.3.1.2.- Transformadores de corriente.....	78
4.1.3.1.3.- Relés de Protección	80
4.1.3.2.- Enclavamientos.....	85
4.1.3.3.- Sistema de control	86
4.1.3.3.1.- Funciones del sistema de protección y de control.....	86
4.1.3.3.2.- Protocolos de comunicación del sistema de protección y de control	90
4.1.4.- Modelación de los servicios auxiliares de la subestación tipo Nodal III 3IP.....	91
4.1.4.1.- Esquemas de los servicios auxiliares.....	91
4.1.4.1.1.- Esquema del servicio auxiliar de corriente alterna.....	91
4.1.4.1.2.- Esquema del servicio auxiliar de corriente continua.....	93
4.1.4.2.- Diseño de los tableros de los servicios auxiliares.....	94
RECOMENDACIONES	95
CONCLUSIONES	96
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	98
BIBLIOGRAFÍAS	99
ANEXOS	103

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Subestaciones Radiales.....	18
Figura 2. Subestaciones Nodales.	19
Figura 3. Red de comunicación centralizada.	37
Figura 4. Red de comunicación descentralizada.	37
Figura 5. Esquema de conexión del sistema de comunicación (Relés numéricos, unidades de comunicación, IHM y el despacho de carga).	39
Figura 6. Niveles del protocolo de comunicación.....	40
Figura 7. Esquema del procedimiento empleado durante la investigación.	61
Figura 8. Transformadores de tensión.....	78
Figura 9. Transformador de corriente.	80

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1.- Cargas del sistema de servicios auxiliares de corriente alterna.	50
Tabla 2.- Cargas del sistema de servicios auxiliares de corriente continua.	51
Tabla 3.- Burden de tensión de cargas normalizadas para transformadores de tensión.	52
Tabla 4.- Valores normalizados de los Burden de carga según la norma ANSI C57.13.	52
Tabla 5.- Clase de precisión de transformadores de tensión.	53
Tabla 6.- Clase de precisión de transformadores de tensión para instrumentos de medición.	54
Tabla 7.- Clase de precisión de transformadores de tensión para instrumentos de protección.	54
Tabla 8.- Clase de precisión de los reductores capacitivos.	55
Tabla 9.- Burden de corriente de cargas normalizadas para transformadores de corriente.	56
Tabla 10.- Clase de precisión para transformadores de corriente para instrumentos de medición (Norma ANSI C57.13).	56
Tabla 11.- Valores normalizados de los burden de carga de corriente (Norma ANSI C57.13).	57
Tabla 12.- Clase de precisión de transformadores de corriente para instrumentos de medición (Norma IEC 185), corriente de 5 A en el secundario.	57
Tabla 13.- Valores normalizados de los burden de carga de corriente (Norma ANSI C57.13).	58
Tabla 14.- Clase de precisión de transformadores de corriente para instrumentos de protección (Norma IEC 185).	59
Tabla 15.- Características generales de la subestación tipo Nodal III 3IP.	64

ABREVIATURAS

CADAFE: Compañía Anónima de Administración y Fomento Eléctrico.

3IP: esquema de barra con tres (03) interruptores.

IHM: Interfaz Hombre-Máquina.

TCP/IP: Transmission Control Protocol – Internet Protocol.

MMS: Manufacturing Messaging Specification.

LAN: Local Area Network.

CPU: Central Processing Unit.

STUB: función de protección diferencial de lazo

T1: temperatura de operación normal.

T2: temperatura de funcionamiento.

IED: Intelligent Electronic Device.

NCC: Network Control Center.

LN: Logic Node.

INTRODUCCIÓN

Las subestaciones son parte vital del sistema interconectado nacional, ya que están presentes en todo el sistema desde los centros de generación y las subestaciones elevadoras asociadas, pasando por las subestaciones de transmisión que integran al sistema nodal de las líneas de transmisión y llegando hasta los centro de consumo de energía en las subestaciones de distribución.

Los sistemas que conforman las subestaciones, los equipos de alta tensión como lo son los interruptores, seccionadores, autotransformadores y transformadores han evolucionado en sus tecnologías aumentando la capacidad de manejo de grandes bloques de potencia gracias al mejoramiento de las características de aislamiento de estos equipos. También cabe destacar que la evolución tecnológica se refleja en los componentes del sistema secundario de las subestaciones encargados de la protección y control de las operaciones de la subestación, ésta evolución se debe a la capacidad de modelar las características electromagnéticas por medio de funciones matemáticas logrando la integración de varios equipos en uno. Los relés numéricos han logrado esta integración en las funciones que realizan.

Además otra rama de la evolución de los sistemas secundarios, tiene que ver con el aumento de nodos y ramales en el servicio que se les brinda a las comunidades, ya que se incrementan las posibilidades de ocurrencias de fallas en el sistema por su complejidad. De aquí la importancia de que los sistemas de protección y control sean capaces de manejar gran cantidad de información para generar las mejores respuestas ante posibles fallas en la continuidad de transmisión y distribución del sistema.

Es por estas razones que la empresa CADAFE está realizando estudios en la actualización de sus esquemas normalizados de subestaciones, teniendo como una

parte sensible la escogencia de que tipo de sistema secundario es más conveniente para la continuidad en el servicio eléctrico.

Dentro de este marco, la investigación hace énfasis en el análisis de las tecnologías y conceptos de los sistemas de protección y control en la subestación, en particular en la subestación tipo Nodal III 3IP (Subestación de interconexión entre el sistema de transmisión y distribución). Donde en el Capítulo I y el Capítulo II se establecen los conceptos y los criterios en los que están fundamentados la investigación.

El Capítulo III hace referencia a los procedimientos seguidos para la determinación de cuales deben ser las características en el sistema secundario que conlleve el correcto funcionamiento de la subestación tipo Nodal III 3IP. Por último en el Capítulo IV se presentan los resultados, destacando las características operacionales de los equipos de patio y cuales deben ser las funciones que deben de realizar los equipos de protección para realizar las operaciones descritas. Además se analizan los relés numéricos de múltiples funciones, los transformadores de medición y protección, los servicios auxiliares y el sistema de comunicación necesarios para la implementación de éste nuevo esquema de una subestación.

CAPÍTULO I

1.1.- PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

La Compañía Anónima de Administración y Fomento Eléctrico, desde su fundación en 1958 ha enfocado sus esfuerzos para lograr el desarrollo de la infraestructura eléctrica, garantizando la generación, transmisión y distribución de la energía eléctrica en Venezuela. Siguiendo con sus planes de desarrollo dentro de la transmisión y distribución, se han elaborado nuevas propuestas para el diseño de las subestaciones que fueron normalizadas en el año 1977, en los niveles de 400, 230, 115, 34,5 y 13,8 kV.

Las nuevas propuestas de diseño de las subestaciones obedecen a los avances logrados en los equipos de alta tensión, como: los interruptores, desarrollando nuevos tipos de mecanismos de extinción del arco eléctrico formado al interrumpir el flujo de la corriente y también mejorando los tiempos de respuesta; y los transformadores, aumentado sus capacidades térmicas elevando los niveles de potencia que pueden manejar.

Es de vital importancia que los equipos de interrupción y transformación instalados funcionen y operen correctamente, para tener la máxima calidad en la prestación del servicio eléctrico a los clientes.

Por esta razón las subestaciones tienen que poseer un sistema de protección y control capaz de disminuir y despejar las condiciones adversas al normal funcionamiento de los equipos de alta tensión, por contingencias de mantenimiento o por contingencias de fallas ocurridas en el sistema eléctrico interconectado.

Surgiendo la interrogante *¿Qué especificaciones debe de cumplir el sistema de protección y control, para lograr la óptima operación de la subestación dentro del sistema eléctrico?*, la cual será respondida en esta investigación.

1.2.- JUSTIFICACIÓN DE LA INVESTIGACIÓN

Dentro de los nuevos diseños que se adelantan de las subestaciones normalizadas en CADAPE se encuentra el desarrollo de una nueva propuesta de mejora en la continuidad de servicio, confiabilidad, flexibilidad de operación y la facilidad de mantenimiento para la subestación tipo Nodal III, que es la subestación principal de interconexión entre el sistema de transmisión y el sistema de distribución, por lo que son de gran importancia aunque no operen con las máximas tensiones en el sistema de transmisión (400 y 230 kV).

La Dirección de Desarrollo de CADAPE, a través de su Gerencia de Ingeniería y del Consultor Ingeniero Ismael Martínez, realizó el estudio donde el esquema actual de la subestación tipo Nodal III debe de ser modificado por un esquema de barra de tres (03) interruptores, en el nivel de 115 kV, es decir, en las salidas de las líneas de transmisión.

La evaluación presentada se basó en el criterio básico de la continuidad en la capacidad firme y la continuidad del servicio en el sistema de transmisión, tomando la suposición de que las fuentes remotas a la subestación tienen confiabilidad absoluta y en cuanto a la capacidad firme de transmisión se adoptó el criterio N-1, es decir, el suministro de la demanda con la unidad mayor de transformación fuera de servicio.

Además se resolvió el problema que se tenía en la configuración original de la subestación tipo Nodal III, operando dos (02) transformadores de potencia con un

sólo interruptor en 115 kV, disponiendo un transformador de cada nivel de tensión secundaria (34,5 kV o 13,8 kV) en cada una de las secciones de barra del nivel de 115 kV, con la condición de tener capacidad firme en cada nivel de tensión.

Para implementar el esquema de la subestación tipo Nodal III 3IP es indispensable realizar las especificaciones del sistema de protección y control que permita realizar la interconexión óptima entre las líneas de transmisión y de distribución, reduciendo al máximo los daños a los equipos de alta tensión cuando se presenten contingencias por mantenimiento o fallas dentro de la subestación.

Las especificaciones del sistema secundario, abarcan: los equipos de medición, siendo los equipos de funciones primarias en la recolección de la información que se genera en el sistema de alta tensión de la subestación; los relés de protección y de señalización, y sus funciones para el despeje exitoso de cualquier falla; el sistema de control, que se encarga de enlazar todas las informaciones enviadas por los relés de protección y los equipos de medición, para que el operador de la subestación tenga toda la información necesaria y actúe correctamente según sea el caso; y por ultimo el sistema de servicio auxiliares, encargado de alimentar todos los equipos que conforman al sistema secundario.

1.3.- OBJETIVO GENERAL

Elaborar una propuesta para la implementación del sistema secundario de la subestación tipo Nodal III 3IP a emplear por CADAFE, para su puesta en funcionamiento.

1.4.- OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Definir las zonas de protección de los relés de la subestación tipo Nodal III 3IP de CADAFE.
- Determinar los equipos de medición, control, protección y mando que se van a implementar en la subestación tipo Nodal III 3IP cumpliendo los requerimientos de funcionalidad según CADAFE.
- Realizar el estudio de los servicios auxiliares necesarios en el funcionamiento de los componentes de protección y medición de la subestación.

CAPÍTULO II

2.1.- MARCO REFERENCIAL TEÓRICO

2.1.1.- Normalización de los esquemas de las subestaciones utilizadas por CADAFE en el sistema de transmisión y distribución nacional.

Los diseños de las subestaciones en CADAFE están clasificadas en dos (02) tipos: las subestaciones radiales y las subestaciones nodales.

Las subestaciones radiales son alimentadas solamente de una fuente, donde el flujo de potencia se establece en un único sentido, teniendo una salida y una llegada en los niveles de 115 kV o de 34,5 kV, con transformadores reductores a las tensiones de 34,5 y 13,8 kV. Dentro de este tipo de subestaciones existen dos (02) clasificaciones: subestación radial I (115 kV nivel de tensión de llegada) y subestación radial II (34,5 kV nivel de tensión de llegada); ambas subestaciones están diseñadas para operar en el sistema de distribución, es decir, son subestaciones terminales en el esquema de la transmisión de energía.

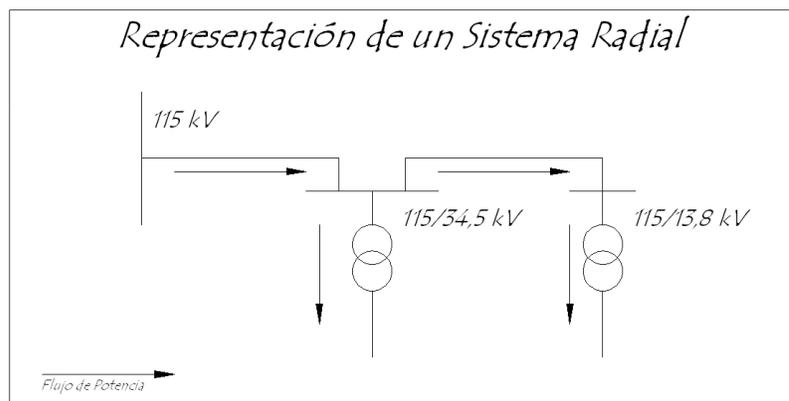


Figura 1. Subestaciones Radiales.
Fuente: Autor.

Por otra parte, las subestaciones nodales reciben este nombre al estar interconectadas entre si y conformar una malla en el sistema de transmisión; los terminales de conexión a las líneas se consideran solamente como salidas, ya que el flujo de energía se puede dar en ambos sentidos, según las condiciones de operación del sistema eléctrico.

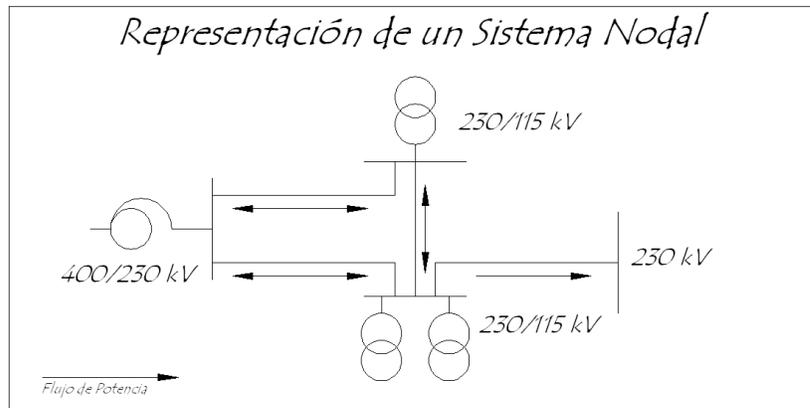


Figura 2. Subestaciones Nodales.
Fuente: Autor.

Dentro del tipo de subestación nodal existen cuatros (04) diseños normalizados:

- *Subestación Nodal 400T*: subestación encargada de operar en el nivel de 400 kV y realizar la interconexión del sistema de transmisión entre los niveles de 400 y 230 kV. Es el diseño de mayor envergadura que posee CADAFE, ya que estas subestaciones son el eje principal en la transmisión de los bloques de energía que realiza la empresa a través de todo el país.
- *Subestación Nodal I (230T)*: subestación que opera en los niveles de transmisión de 230 y 115 kV, tiene capacidad para manejar también el sistema de distribución con la implementación de transformadores reductores de 115/34,5 kV y de 115/13,8 kV. Cabe destacar que esta subestación se utiliza en la distribución en áreas que alimenten directamente zonas industriales que se encuentren alejadas de las zonas pobladas, debido al gran

espacio que se requiere para su construcción, para brindar la máxima seguridad a los ciudadanos y por el nivel de ruido que se genera en la subestación, condiciones que son adversas al desarrollo normal de una buena calidad de vida.

- *Subestación Nodal II (115TD)*: en esta subestación se realiza la reducción a los niveles de tensión de 34,5 y 13,8 kV. Además de entregar energía hacia el sistema de distribución, es capaz de manejar hasta cinco (05) salidas en el nivel 115 kV, lo cual garantiza un máximo de confiabilidad en la alimentación de las cargas conectadas en los niveles de distribución.

- *Subestación Nodal III*: subestación que también opera en 115/34,5 kV y 115/13,8 kV, pero esta enfocada netamente para su utilización en el sistema de distribución. Sólo posee dos (02) salidas en el nivel de 115 kV, sin embargo ofrece la ventaja que su instalación se puede realizar en lugares cercanos a los centro de consumo, con lo cual se reduce las interrupciones del servicio por disminución de la complejidad en el sistema de distribución.

2.1.2.- Antecedentes

CADAFE por medio de la norma NS-P [1], establece las especificaciones técnicas de las subestaciones a diseñar e implementar dentro del sistema eléctrico nacional, ésta norma fue elaborada en 1984 (norma vigente). En ella esta incluida la subestación tipo Nodal III.

La subestación tipo Nodal III (Ver anexo 1) es una subestación de distribución nodal, la cual recibe dos (02) líneas de transmisión de 115 kV, siendo de dos (02) fuentes de alimentación diferentes y reduce esta tensión a los niveles de 34,5 kV y 13,8 kV.

La continuidad de la transmisión se realiza a través de la barra en el nivel de 115 kV de la subestación. Ésta barra se encuentra seccionada por un interruptor y en cada sección de barra se dispondrán de los transformadores de potencia de la siguiente manera: en la sección 1 de la barra estarán instalados los transformadores de 115/34,5 kV y en la sección 2 de la barra estarán los transformadores de 115/13,8 kV, con lo cual se tienen cuatro (04) tramos de salida a transformadores.

Esta distribución de los transformadores garantiza que al ocurrir una falla en el tramo de transformación no habrá un flujo inverso de potencia circulando por el transformador no fallado asociado, ya que la alimentación de ambos transformadores proviene de la misma fuente o sección de barra.

En el nivel de 34,5 kV se tendrá un esquema de barra simple seccionada por un interruptor y un máximo de seis (06) tramos de salidas, mientras que en el nivel de 13,8 kV la configuración será de barra principal seccionada por un interruptor con barra de transferencia y un máximo de diez (10) tramos de salida.

En los tres (03) diferentes niveles de tensión de la subestación tipo Nodal III, se implementan diferentes relés de protección con la finalidad de garantizar la correcta operación de la misma.

La protección de las líneas de 115 kV se implementa con dos (02) sistemas independientes: la protección primaria, es una protección rápida y selectiva contra cualquier tipo de falla aislada y a tierra, estará compuesta de relés de distancia direccional de un mínimo de tres (03) zonas, él cual debe de ofrecer un despeje trifásico simultáneo e instantáneo en ambos terminales de la línea de transmisión, mediante un sistema de transferencia de disparo con subalcance permitido y adecuado para realizar reenganche trifásico; la protección secundaria, tendrá las mismas características que la protección primaria, es decir, estará conformado por relés de

distancia direccional, estos relés operan en respaldo de la protección primaria para garantizar el despeje instantáneo de cualquier falla en la zona protegida.

Los interruptores en el nivel de 115 kV (H105 y H320), deberán poseer un esquema de protección de respaldo ante fallas de operación de los mismos. Esta protección está integrada por tres (03) relés de sobrecorriente de fase y tierra y un (01) relé temporal, que se encargarán de realizar las mediciones necesarias durante la ocurrencia de una falla determinando la correcta operación o no de los interruptores en 115 kV. Este esquema se encargara de dar la orden de disparo a los interruptores en el lado de baja de los tramos de transformación (B180 y D380), para lograr el despeje de la falla en el sistema.

En los tramos de transformación 115/34,5 kV y 115/13,8 kV, las protecciones deben ser capaces de despejar cualquier falla interna o externa al transformador, por lo que el sistema de protección diferencial asociado a éste tramo detectará cortocircuitos internos, sobrecargas y falla en el sistema auxiliar (alimentadores y equipos de protección y control) del transformador y las funciones de respaldo (relés de sobrecorriente) actuarán cuando se detecten cortocircuitos en ambas zonas, siempre que se mantenga la falla en el tramo de transformación.

Para el nivel de 34,5 kV y 13,8 kV el sistema de protección a implementar tiene que actuar antes fallas propias y servir como respaldo del nivel de 115 kV, para poder realizar funciones de respaldo ante fallas ocurridas aguas arriba en la subestación y a su vez proteger en el mismo nivel se utilizarán relés de sobrecorrientes. Las salidas de la subestación, tanto en la barra simple de 34,5 kV y la barra principal de 13,8 kV se encontrarán seccionadas, en consecuencia se debe verificar el sincronismo entre ambas secciones por lo que es necesario implementar relés verificadores de sincronismo.

Del estudio realizado por Martínez [2], en el cual se presentan las actualizaciones para los esquemas Nodal III, Nodal II (115TD) y Nodal I (230T) de las subestaciones normalizadas por CADAFE, se extraen las características generales que debe poseer el esquema de la subestación tipo Nodal III 3IP (Ver anexo 2).

Siendo el esquema Nodal III 3IP el mejor entre los diversos esquemas propuestos para actualización de la subestación tipo Nodal III, destacándose en los parámetros previstos para la selección del nuevo esquema, los cuales fueron: mantenimiento de cada uno de los componentes principales de la subestación, simple contingencia y doble contingencia, condiciones que conducen a la interrupción de la continuidad del sistema de transmisión y un análisis comparativo de costos totales entre el diseño actual de la subestación y cada uno de los nuevos esquemas propuestos dentro del estudio.

La subestación tipo Nodal III 3IP se mantiene como una subestación de interconexión que tiene dos (02) salidas de líneas en 115 kV, provenientes de dos (02) fuentes diferentes que alimentan a la subestación de forma nodal, y la reduce a los niveles de 34,5 y 13,8 kV.

En los niveles de 34,5 kV y 13,8 kV tendrá los mismos esquemas de barras, sin embargo para la tensión de 115 kV el esquema de barra se modificó. El interruptor de enlace (H320) de la barra de 115 kV, se instalará aguas arriba de los interruptores de línea (H120 y H220), con lo cual se garantiza una máxima confiabilidad en el sistema de transmisión. Esta modificación en el esquema deriva en tener dos (02) secciones de barras en el nivel de 115 kV (sección comprendida entre el interruptor de línea hasta los seccionadores rompearco, Ej. sección desde H120 hasta H115 y H315).

Los transformadores deben de operar en paralelo garantizando la capacidad firme del total de las cargas conectadas, bien sean en el nivel de 34,5 y 13,8 kV, ante la pérdida de uno de los transformadores.

En el arreglo de la subestación tipo Nodal III 3IP, el esquema de protección de distancia de las líneas de 115 kV actuará simultáneamente sobre el interruptor de línea (H120 o H220), el interruptor de enlace (H320) y el interruptor del extremo remoto, por lo cual se requerirá la instalación de un transformador de corriente en el tramo de enlace; transformador ausente en el esquema de la subestación tipo Nodal III. Las órdenes de disparo de cada protección de línea actuarán en cualquier condición de operación sobre los dos (02) interruptores asociados a la correspondiente línea (Ej. falla en la línea 1 actúan H120, H320 y remoto).

Las secciones de barra de 115 kV que alimenta al correspondiente grupo de dos (02) transformadores de potencia serán protegidas con relés de sobrecorriente. Para los tramos de transformación las ordenes de disparo se realizarán sobre el interruptor propio del transformador, al interruptor del transformador asociado a la misma sección de barra de 115 kV y al interruptor de línea de 115 kV (Ej. falla en el transformador 1 actúan B180, H120 y D380). Por otra parte, con los seccionadores de puenteo cerrados por condición de mantenimiento de cualquiera de los interruptores de 115 kV, estas mismas órdenes de disparo deberán actuar indistintamente sobre cualquiera de los dos (02) interruptores de 115 kV de los grupos de transformadores.

La conclusión principal fue la escogencia de la subestación tipo Nodal III 3IP, ya que este esquema cumple con el criterio de continuidad en el sistema de transmisión y mantenimiento de la capacidad firme a un menor costo. Además se resolvió el problema de los dos (02) transformadores de potencia con un sólo interruptor en 115 kV disponiendo un transformador de cada tensión secundaria (34,5 kV o 13,8 kV) a cada lado de la barra de 115 kV, con la condición de disponer la capacidad firme en cada tensión. Se sustituyen las celdas blindadas de 13,8 kV,

especificadas para la subestación tipo Nodal III original, por equipos tipo intemperie y la totalidad de los conductores de potencia por conexiones aéreas convencionales.

Por último, las subestaciones tipo Nodal III 3IP deberán ser localizada lo más cerca posible de los centros de carga de las tensiones de 34,5 kV o 13,8 kV, siendo alimentados de forma nodal directamente de las subestaciones de transmisión.

2.2.- Fundamentos teóricos del sistema secundario

2.2.1.- Conceptos básicos del sistema secundario

2.2.1.1.- Confiabilidad

La confiabilidad en el sistema secundario es su capacidad de estar siempre disponible al momento que sea requerido. Para garantizar la confiabilidad del sistema secundario se debe escoger los equipos según la zona que se vayan a proteger, evaluando los riesgos que causen por falla o no operación de la protección.

Otra característica que garantiza la confiabilidad es la duplicación de las protecciones dentro de las zonas de la subestación, así como la correcta instalación de todos los equipos del sistema secundario (transformadores, relés de protección, unidades de comunicación y servicios auxiliares), para que los operadores de la subestación dispongan de todos los datos e informaciones necesarias para la correcta operación de la misma.

2.2.1.2.- Seguridad y Selectividad

La seguridad dentro del sistema secundario busca la disminución de los disparos indeseados ocurridos espontáneamente, es decir, la ocurrencia de disparos en

el sistema por mal ajuste en los transformadores de medición y protección y también por una mala escogencia de las características operativas de los relés de protección. La selectividad debe garantizar que sólo opere la parte fallada para realizar el despeje de éste tramo y el resto de los tramos debe mantenerse en normal operación, evitando de esta forma que la subestación salga de operación tras la ocurrencia de un disparo indeseado en un tramo adyacente al tramo fallado.

2.2.1.3.- Sensibilidad

Los esquemas de protección del sistema secundario de la subestación deben ser capaces de poder discriminar entre: los valores mínimos de los cortocircuitos y de sobrecarga y los valores máximos de desbalance.

2.2.1.4.- Velocidad

El sistema secundario debe actuar a la mayor brevedad posible minimizando los daños que se pueden generar en el equipo fallado e impedir que ocurran daños en los equipos adyacentes a éste, así como evitar lesiones en los operarios de la subestación eléctrica.

2.2.2.- Características de los esquemas de protección en la subestación tipo Nodal III normalizada de CADAPE [3]

- **Protecciones de salidas de línea en 115 kV, para subestaciones de interconexión**

El esquema de protección previsto para estos alimentadores estará compuesto por dos (02) sistemas de protección independientes de alta velocidad y totalmente selectivos denominados: protección primaria, encargada de suministrar una protección rápida y selectiva contra cualquier tipo de falla aislada y a tierra que

ocurra en secciones de línea de dos (02) terminales del sistema de transmisión a 115 kV con neutro conectado solidamente a tierra. Consistirá preferiblemente de un relé de distancia direccional con tres (03) zonas de protección, como mínimo, incluyendo una primera zona instantánea y la segunda y tercera zonas con sobrealcance y retardo de tiempo ajustable. El esquema deberá permitir despeje trifásico simultáneo o instantáneo en ambos terminales mediante la aplicación preferente de un esquema de transferencia de disparo con subalcance permitido y adecuado para realizar reenganche trifásico. La protección operará para disparo trifásico definitivo en caso de fallas permanentes o consecutivas durante el tiempo de bloqueo. La protección secundaria tendrá las mismas características que la principal y actuará como respaldo para garantizar el despeje instantáneo de cualquier falla en la sección protegida.

- **Protección de respaldo de interruptores en 115 kV**

En el caso particular de una subestación formada por dos (02) interruptores de entrada de línea más un interruptor de enlace en la barra de 115 kV, se ha previsto la utilización de una protección de respaldo contra fallas de interruptor para cada uno de los alimentadores de 115 kV. Dicha protección deberá suministrar un respaldo local para cada uno de los interruptores de línea y actuará sobre el interruptor de enlace de barras a 115 kV. El esquema está integrado por una protección de sobrecorriente instantánea compuesta por tres (03) unidades de fase y usada conjuntamente con un relé de tiempo a fin de impedir la operación innecesaria de la protección de respaldo. El arranque del esquema se hará mediante la operación simultánea de las protecciones de distancia de la línea y la supervisión de las unidades de sobrecorriente.

- **Protección de llegada a transformadores en la barras de 115 kV**

El esquema de protección de la llegada de transformador a barras 115 kV, deberá realizar el despeje rápido de cualquier tipo de falla que pudiera ocurrir en la

zona comprendida entre el transformador de corriente de la llegada y el colocado en el bushing del transformador de potencia en subestaciones con esquema de barras principales y barras de transferencia. El esquema debe ser selectivo, de forma que no opere para cualquier tipo de falla que pudiera ocurrir del lado de los transformadores reductores y para fallas a tierra en el lado de la barra o en cualquiera de las líneas que llegan a la misma.

Cada tramo de llegada de transformador a barras 115 kV debe estar equipado con una protección de sobrecorriente de fase formada por tres (03) relés de característica inversa con sus respectivos instantáneos que darán orden de disparo al disyuntor de 115 kV correspondiente.

- **Protecciones de transformadores 115/34,5 kV**

El conjunto de protecciones previstas para los transformadores de relación 115/34,5 kV deberán constituir un esquema que garantice la máxima selectividad, limitando al mínimo los efectos de cualquier falla que pudiera ocurrir en el tramo de transformación. Deberá incluir las protecciones necesarias contra cortocircuitos externos, sobrecargas, cortocircuitos internos a tierra o entre espiras y para la detección de fallas en los equipos auxiliares correspondientes a cada transformador de potencia.

Los equipos de protección a emplear son:

- Protección de sobrecorriente en 115 kV y 34,5 kV.
- Protección de Buchholz.
- Protección diferencial.
- Protección de temperatura del arrollado.
- Protecciones de los equipos auxiliares.
- Relé de disparo.
- Relé de supervisión de disparo.

- Protección de cuba.
- **Protección de llegada a barras de 34,5 kV**

El esquema de protección previsto para estos tramos debe garantizar máxima selectividad y coordinación con las protecciones existentes en los otros tramos conectados a la misma barra. Debe limitar al mínimo los efectos de cualquier tipo de falla que pudiera presentarse en las barras de 34,5 kV y actuará como respaldo para fallas no despejadas en cualquiera de los alimentadores de 34,5 kV. El esquema consistirá de una protección de sobrecorriente de característica inversa compuesta por dos (02) relés de fase y uno de tierra.

- **Protecciones de salidas de líneas de 34,5 kV con interruptor**

El esquema de protección a utilizar en una salida de línea de 34,5 kV se instalarán protecciones de sobrecorriente con características extremadamente inversas, de forma que permita la coordinación con los otros dispositivos de protección utilizados en las líneas de subtransmisión (interruptores con relés o reconectores) y en las subestaciones (fusibles y reconectores) alimentadas de forma radial desde estas salidas. La protección de este tipo de salida consistirá de una protección de sobrecorriente extremadamente inversa, integrada por dos (02) relés de fase con elementos instantáneos y un relé de tierra con elemento instantáneo. Dicha protección se aplicará en un esquema con reenganche automático trifásico de múltiples disparos.

El esquema descrito se aplicará para todos los alimentadores radiales a 34,5 kV con interruptor y se modificará eliminando el relé de reenganche automático en caso de que dicha salida se utilice como:

- Interconexión entre diferentes pórticos de salidas de línea a 34,5 kV en una misma subestación.

- Como alimentador para un sistema de subtransmisión subterránea.

- **Protecciones de acoplamiento de barras en 34,5 kV**

El esquema de protección a utilizar en el tramo de acoplamiento de barras a 34,5 kV ha de tomar en cuenta que los relés previstos permitan la coordinación con los esquemas tanto con las salidas de línea como con las llegadas a barras del mismo nivel de tensión. La protección de estos tramos consistirá de una protección de sobrecorriente de característica inversa compuesta por dos (02) relés de fase y uno de tierra.

- **Protecciones de transformadores 115/13,8 kV**

El conjunto de protecciones previstas para los transformadores de relación 115/13,8 kV deberán constituir un esquema que garantice la máxima selectividad, limitando al mínimo los efectos de cualquier falla que pudiera ocurrir en el tramo de transformación. Deberá incluir las protecciones necesarias contra cortocircuitos externos, sobrecargas, cortocircuitos internos a tierra o entre espiras y para la detección de fallas en los equipos auxiliares correspondientes a cada transformador de potencia.

Los equipos de protección a emplear son:

- Protección se sobrecorriente en 115 kV y 13,8 kV.
- Protección de Buchholz.
- Protección diferencial.
- Protección de temperatura del arrollado.
- Protecciones de los equipos auxiliares.
- Relé de disparo.
- Relé de supervisión de disparo.

- Protección de cuba.

- **Protecciones de llegadas a barras de 13,8 kV**

El esquema de protección previsto para estos tramos debe garantizar máxima selectividad y coordinación con las protecciones existentes en los otros tramos conectados a la misma barra. Debe limitar al mínimo los efectos de cualquier tipo de falla que pudiera presentarse en las barras de 13,8 kV y actuará como respaldo para fallas no despejadas en cualquiera de los alimentadores de 13,8 kV. El esquema consistirá de una protección de sobrecorriente de características inversa compuesta por dos (02) relés de fase y uno de tierra.

- **Protecciones de salidas de líneas 13,8 kV con interruptor**

El esquema de protección a utilizar en una salida de línea de 13,8 kV, tomará en cuenta los requerimientos de coordinación impuestos por las protecciones típicas de los circuitos de distribución (fusibles y reconectores) mediante el uso de relés con característica extremadamente inversa. La característica de tiempo largo de los relés extremadamente inversos para valores de corriente de carga máxima normalmente permite su aplicación en esquemas de coordinación con fusibles y siendo aproximadamente el tiempo inversamente proporcional al cuadrado de la corriente el esquema es adecuado para proteger circuitos donde el alimentador deba tomar en cuenta al factor de restauración de las cargas en frío.

El esquema consistirá de una protección de sobrecorriente de característica extremadamente inversa integrada por dos (02) relés de fase con elementos instantáneos y un relé de tierra con elemento instantáneo. Dicha protección se aplicará conjuntamente con un relé de reenganche automático trifásico, de múltiples contactos.

El esquema descrito se aplicará para todos los alimentadores radiales a 13,8 kV con interruptor y se modificará eliminando el relé de reenganche automático en caso de que dicha salida se utilice como: interconexión con plantas situadas en el mismo terreno de la subestación, interconexión entre grupo de celdas ubicadas en la misma subestación, como alimentador en una red de distribución subterránea, como alimentador de clientes especiales.

En el caso particular de que una salida a 13,8 kV se use como interconexión con plantas situadas fuera del terreno de la subestación el esquema se basará preferentemente en una protección de hilo piloto con una protección de respaldo compuesto por dos (02) relés de sobrecorriente de fase y uno de tierra con características similares a los aplicados a la llegada a barras de 13,8 kV con interruptor.

- **Protecciones para la transferencia de barras en 13,8 kV**

El esquema de protección que se utiliza en el tramo de transferencia de barras a 13,8 kV toma en cuenta que dicho circuito puede ser usado para transferir cualquier interruptor de una salida de línea a 13,8 kV o salida a transformador elevador. El esquema debe, por lo tanto, permitir la coordinación con otros dispositivos de protección utilizados en líneas de 13,8 kV y en subestaciones de distribución.

La protección consistirá en una protección de sobrecorriente con característica extremadamente inversa formada por dos (02) relés de fase con elemento instantáneo y un relé de tierra con elemento instantáneo. El esquema estará equipado para operarlo con o sin reenganche automático trifásico de múltiples disparos de acuerdo al tipo de circuito transferido.

- **Protecciones de acoplamiento de barras en 13,8 kV**

El esquema de protección a utilizar en el tramo de acoplamiento de barras a 13,8 kV ha de tomar en cuenta que los relés previstos permitan la coordinación con los esquemas tanto con las salidas de línea como con las llegadas a barras del mismo nivel de tensión. La protección de estos tramos consistirá de una protección de sobrecorriente de característica inversa compuesta por dos (02) relés de fase y uno de tierra.

2.2.3.- Características del sistema de protección en la subestación tipo Nodal III 3IP

El sistema de protección en una subestación de distribución tiene como objetivo principal minimizar la influencia de una falla o una operación anormal en el sistema de potencia, logrando mantener el suministro eléctrico a los clientes.

Para alcanzar este objetivo se implementan esquemas de protección, los cuales están encargados en proveer la mayor información posible sobre el evento: fecha y hora, localización, tipo de falla, variables involucradas y su magnitud y los tiempos de operación de los relés y de los interruptores. La importancia de estos esquemas radica en aportar los datos para estimar las causas, si existió la falla o se trata de un disparo erróneo, si es temporal o definitiva y si se reconecta o no el equipo antes de hacer más pruebas.

Las protecciones siempre deben estar disponibles y responder en un tiempo mínimo desde que ocurre la falla logrando la *confiabilidad* y la *velocidad* en el sistema secundario, además de poseer el correcto balance entre *sensibilidad* y *selectividad*, para garantizar la máxima *seguridad* en el sistema de protección. Estos conceptos de protección son la base en los diseños de los respectivos esquemas a

implementar en el sistema de potencia, desde la generación hasta los sistemas de distribución.

La filosofía utilizada para el despeje de fallas no es manejada de igual manera para subestaciones de transmisión, subtransmisión y de distribución, además también hay que tener en cuenta la disposición final que se le dará a la subestación dentro del sistema interconectado.

Para la subestación tipo Nodal III 3IP, su disposición dentro del sistema de transmisión y distribución de CADAFE según el concepto de confiabilidad es un esquema con redundancia, esto quiere decir que al abrirse un sólo tramo en condiciones normales de operación no deben de presentarse variaciones en el flujo de potencia hacia la carga.

Otra característica importante que debe de poseer el sistema de protección a implementar aparte de la redundancia, es el respaldo de las funciones principales de operación y protección en la subestación.

La interrupción selectiva de una falla en la subestación origina la intervención de los siguientes módulos:

- Equipos para las medidas de las magnitudes durante un evento o condición no normal del sistema de potencia.
- Elementos que establecen y procesan las magnitudes medidas dando respuesta según valores predeterminados.
- Equipos de interrupción.
- Equipos auxiliares, encargados del funcionamiento del esquema de protección.

Si uno de los equipos o elementos antes mencionados del esquema de protección no operan correctamente, la falla seguirá presente en los equipos de alta tensión que conforman a la subestación hasta dañar sus aisladores, ocasionando la destrucción de la parte afectada por la falla en la subestación.

Los respaldos en los sistemas de protección tienen como objetivo evitar el daño a los equipos de alta tensión de las subestaciones por la no operación u operación errónea de los diferentes equipos que lo conformen. A los esquemas de respaldo se les asocia un retardo suficiente para que el sistema principal opere.

Los sistemas de protección de respaldo se pueden clasificar en dos (02): remoto y local. En el sistema de respaldo remoto las protecciones se encuentran en las subestaciones vecinas, actuando por lo general en la segunda zona de ajuste de los relés con lo que se disminuye la selectividad en el disparo.

El sistema de respaldo local logra aumentar la selectividad, ya que la operación de sus relés es en primera zona, por lo que el tiempo de respuesta es más rápido aún cuando este temporizado con respecto a la protección principal. Dicho sistema se divide en tres (03) esquemas de implementación:

- *Respaldo local de circuito*: este esquema se caracteriza por usar un sistema de protección en paralelo con el sistema de protección principal.
- *Respaldo local por falla de interruptor*: contra una falla de apertura del interruptor que debió despejar una falla del sistema de potencia, se utiliza una protección de falla del interruptor que asegura el disparo de los interruptores adyacentes necesarios para despejar la falla. Según la configuración de la subestación, es necesario enviar señales de disparo remoto a interruptores de subestaciones adyacentes para poder lograr un

despeje de falla completo, como lo es en el caso de la subestación tipo Nodal III 3IP.

- *Respaldo local de subestación:* en este esquema el respaldo lo realizan los otros esquemas instalados en la misma subestación, logrando una mayor sensibilidad en el sistema de protección.

2.2.4.- Criterios generales para la selección de los sistemas de protección en las subestaciones

- Suponer que una línea o un transformador están fuera de servicio.
- Suponer que un cortocircuito aparece en el sistema de potencia: trifásico, bifásico o monofásico.
- Suponer que se presenta una de las siguientes fallas asociadas al sistema secundario de protecciones: pérdida de señal desde un transformador de tensión o de corriente, falla en el relé que debería disparar, falla en un circuito de corriente continua, apertura en un circuito de disparo del interruptor o falla en este equipo para operar.
- Verificar que la falla será despejada, sea que ocurra en cualquier parte: en una línea, en barra o en uno de los lados de un transformador de potencia.
- Verificar que sean despejadas en un tiempo satisfactorio, de acuerdo con los requerimientos de estabilidad y de soporte de los equipos.
- Adicionar protecciones principales y de respaldo para que todas las fallas sean despejadas oportunamente.

2.2.5.- Características del sistema de comunicación en una subestación

La automatización en los procesos de protección y control, que tienen como finalidad la mejora en la calidad del servicio eléctrico, las unidades de comunicación

deben ser capaces de manejar y transmitir los diferentes datos adquiridos por los equipos de medición de alta tensión de la subestación.

Estas unidades de comunicación se encargan de la conversión de los protocolos de redes para realizar los enlaces entre los diferentes relés y controles del sistema secundario.

El protocolo de comunicación es el nodo donde se reciben y transmiten los datos a los diferentes terminales: el interfaz entre hombre y máquina, el despacho de carga y los mismos relés, ya sea a través de una red centralizada (todos los equipos se conectan a una única unidad de comunicación) o una red descentralizada (los equipos se conectan entre sí por medio de varias unidades de comunicación).

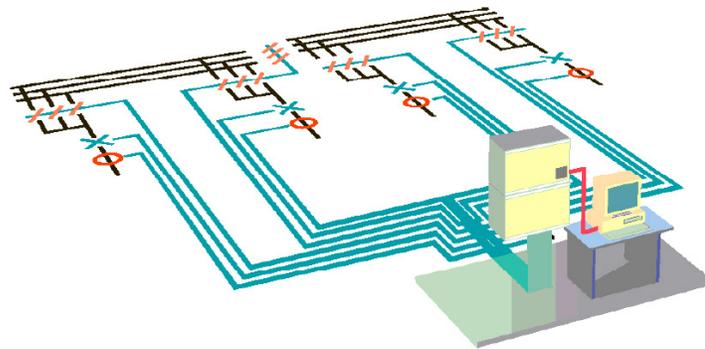


Figura 3. Red de comunicación centralizada.
Fuente: Manual ABB “Protección Numérica de Estación, REB500/REB500sys”.

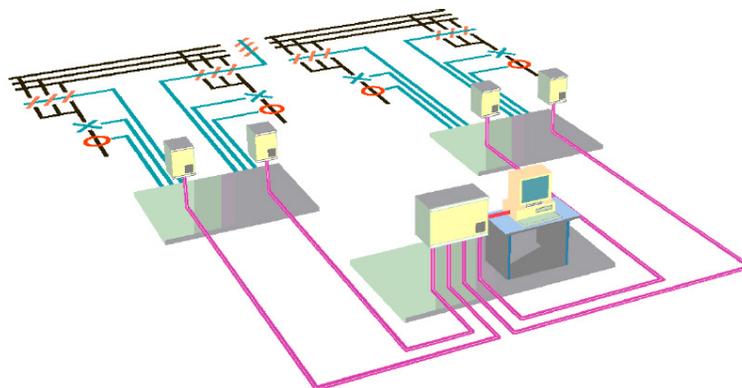


Figura 4. Red de comunicación descentralizada.
Fuente: Manual ABB “Protección Numérica de Estación, REB500/REB500sys”.

2.2.5.1- Protocolos de comunicación utilizados en los sistemas de potencia

- **Estándar IEC 60870**

El estándar IEC 60870-5 provee un perfil de comunicación para el envío de mensajes básicos de control entre dos (02) sistemas, que usa una conexión directa y permanente de circuitos de datos.

El estándar se divide en tres (03) clases:

- Estándar *IEC 60870-5-101* es un protocolo para conexión a través de un mínimo de dos (02) líneas entre dos (02) puntos del sistema eléctrico, que usualmente son la subestación y el centro de control de red NCC (Network Control Center).
- Estándar *IEC 60870-5-103* es una interfaz de supervisión para la interconexión de los equipos de protección. Éste estándar utiliza tres (03) categorías en el intercambio de datos: la primera categoría es la señal pública, que realiza el intercambio de datos y genera direcciones privadas del total de las direcciones existentes; la segunda y la tercera categoría manejan las conexiones entre los clientes (unidades de comunicación, computadores IHM y relés) de la red y ejecutan las operaciones de estos. El alcance que posee el estándar IEC 60870-5-103 es la conexión de un máximo de cuarenta (40) equipos de protección.
- Estándar *IEC 60870-5-104* es una extensión del estándar IEC 60870-5-104 y se basa en la transmisión punto a punto utilizando el protocolo TCP/IP.

- **Estándar IEC 61850**

El estándar IEC 61850 permite la interconexión de los equipos de protección y control para alcanzar la automatización de las subestaciones. La interconexión se establece a través del intercambio de la información entre dos (02) o más equipos y utilizar ésta información para realizar funciones propias del equipo. Los modelos abstractos de datos definidos en el estándar IEC 61850 pueden ser esquematizados por los protocolos: MMS (basado en TCP/IP), TCP/IP y Ethernet.

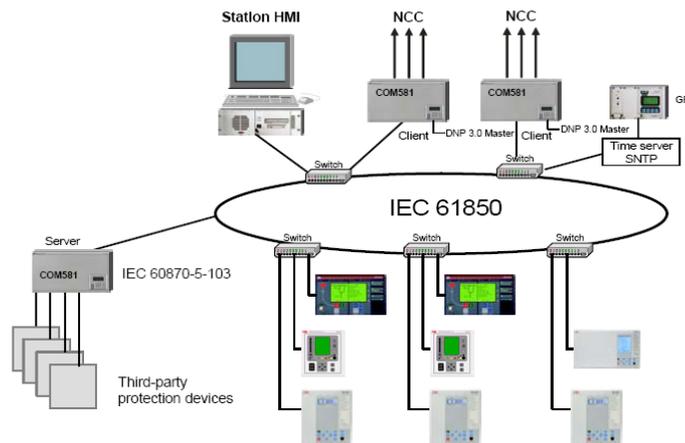


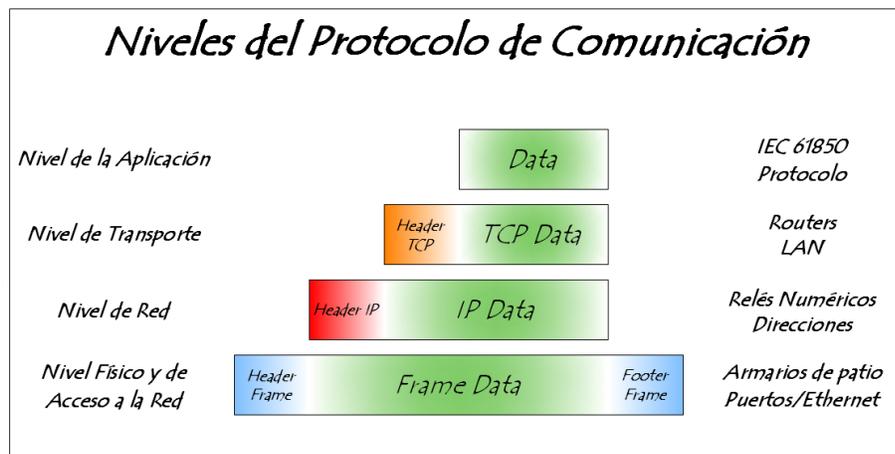
Figura 5. Esquema de conexión del sistema de comunicación (Relés numéricos, unidades de comunicación, IHM y el despacho de carga).
Fuente: Manual ABB “Communication Gateway for High and Medium-Voltage Substations, COM581”.

2.2.5.2.- Niveles en el protocolo de comunicación

Ethernet es la tecnología marco basada en el establecimiento de una red de área local LAN, definiendo las características físicas de los puertos de conexión (Velocidad de transmisión y categoría del cable) en el nivel físico o primer nivel y en el nivel de acceso a la red de comunicación o el segundo nivel, se establecen los estándares de señalización.

TCP/IP, es la tecnología aplicada al nivel de red y transmisión de datos. El nivel de red IP o tercer nivel, se encarga de comunicar los datos a través de una red interna de intercambio de paquetes o información, proporcionando direcciones únicas para cada equipo en la red de comunicación; los paquetes son una secuencia de bytes que contienen un encabezado y un cuerpo, siendo el encabezado la descripción de la destinación de llegada y el cuerpo es donde agrupan los datos transmitidos. El nivel de transmisión TCP o cuarto nivel, permite el intercambio grupos de paquetes.

El quinto nivel en el sistema de comunicación es representado por cualquiera de los estándares IEC 60870-5 o el estándar IEC 61850.



**Figura 6. Niveles del protocolo de comunicación.
Fuente: Autor.**

2.2.6.- Características de los relés de protección en la subestación tipo Nodal III 3IP

2.2.6.1.- Clasificación de los relés según el mecanismo de accionamiento

Los relés de protección son un conjunto de dispositivos asociados entre si para interpretar los parámetros del sistema, provenientes de los transformadores de

corriente y de tensión para establecer una comparación con los ajustes y funcionalidad del sistema de potencia y luego tomar acciones.

2.2.6.1.1.- Relé Electromecánico

Son relés que trabajan directamente con magnitudes de tensión y corriente a través de bobinas que impulsan partes móviles. Estos los podemos clasificar de acuerdo a su principio de operación.

- *Atracción electromagnética*

Los relés de atracción electromagnética están formados por una bobina con un núcleo magnético que en uno de sus extremos tiene el contacto móvil que al desplazarse junto con él núcleo, cierra el circuito de disparo a través de un contacto fijo. Estos relés pueden operar con corriente alterna o corriente directa.

Existen dos (02) clases de relé de atracción electromagnética, que son: de solenoide y de armadura. El relé de solenoide utiliza un pivote donde una barra se mueve cuando la fuerza electromagnética es mayor que la fuerza resistente del resorte y la corriente supera la acción del resorte. El relé de armadura compara la acción del campo magnético de la corriente para levantar un núcleo contra la acción de la gravedad, el relé cierra su contacto cuando la corriente supera a la gravedad.

Estos relés suelen tener derivaciones en la bobina de operación para permitir el ajuste de la corriente mínima de operación, que es valor preciso de corriente a partir del cual el relé empieza a moverse. Dichos relés pueden ser afectados por la componente de corriente directa que aparece en los cortocircuitos asimétricos.

- *Inducción Electromagnética*

Utilizan el principio del motor de inducción, en el que el estator tiene bobinas de corrientes o de corriente y potencial, induciendo corriente en la parte

móvil o rotor del relé; estos operan sólo con corriente alterna, por lo tanto no lo afectan la componente de corriente directa del cortocircuito asimétrico.

Los relés de inducción electromagnética son de dos clases: de disco, que opera según los motores de polos de sombra o bobinas de sombras, en este tipo se compara el torque electromagnético con el torque producido por un resorte en espiral, el relé cierra el contacto cuando el torque electromagnético supera al del resorte y hace girar al disco. La segunda clase es de copa; en la que se busca aislar la misma del núcleo central fijo, reduciendo la inercia y obteniendo mayor velocidad de respuesta. En estos relés se compara, al igual que en el anterior, el torque electromagnético con el torque de un resorte en espiral, el relé cierra el contacto cuando el torque electromagnético supera al resorte y hace girar la copa.

2.2.6.1.2.- Relé Electrónico

Son relés que realizan evaluación de los parámetros eléctricos a través de elementos de electrónica discreta (transistores, resistencias, condensadores y algunos componentes integrados) convirtiendo las magnitudes en señales de ondas cuadradas, que se comparan con una condición preestablecidas.

Estos relés en relación con los electromagnéticos equivalentes son más pequeños, más rápidos, tienen menor carga (burden), la mayor parte de esta carga se debe a la fuente de poder. El relé de estado sólido está formado por tres (03) partes, que son las siguientes:

- Fuente de tensión de corriente directa con regulador, que hace autosuficiente la alimentación de energía.
- Rectificador de onda completa o fuente de la señal de disparo, que suministra una corriente de aproximadamente 0,001 del valor de la corriente secundaria del transformador de corriente.

- Bobina que actúa sobre el contacto de disparo instantáneo, y de la bandera de advertencia.

Estos relés, con ajustes bajos en la corriente de operación, en que la carga (burden) es de mayor peso, producen menor saturación en los transformadores de corriente que el relé electromagnético, mientras que para ajustes altos en la corriente de operación, en que la carga es de poco peso, la carga del relé estático excede la del relé electromagnético equivalente.

Los relés estáticos están diseñados también con las tres (03) curvas básicas de corriente-tiempo, o sea curvas de tiempo inverso, muy inverso y extremadamente inverso. Son más resistentes a los impactos y sacudidas. La menor carga provoca que los transformadores de potencial y de corriente sean más baratos. Son de mayor precisión, debido a la mayor resolución en sus derivaciones. Como tienen menor sobre carrera, debido a que no tienen la masa del disco, los márgenes de coordinación pueden ser menores, y el tiempo de libramiento de una falla se reduce. Tienen poca inercia debido a un mínimo de partes móviles. El tiempo entre operaciones de mantenimiento excede el ya de por sí largo tiempo de los relés electromagnéticos.

2.2.6.1.3.- Relé Numérico

Son relés que realizan evaluación de los parámetros eléctricos a través de microprocesadores una vez convertidas en señales digitales, utilizando algoritmos para ello.

En general los relés numéricos permiten una gran flexibilidad por cuanto incluyen en su librería de programación las funciones (múltiples funciones) de: protección de distancia, alta impedancia, sobrecorriente no direccional, cierre sobre falla, sobre voltaje, oscilación de potencia, fuente débil, bloqueo por desbalance de

tensión, las cuales pueden ser activadas por el usuario o solicitar al fabricante que la misma sea incluida en función a los requerimientos y a futuro ir activando funciones de acuerdo a los requerimientos del sistema.

En líneas de transmisión con protecciones de distancias estas protecciones también pueden incluir las funciones de recierre, pero por confiabilidad no es usado sino que es instalado un relé adicional. En ciertos esquemas de protección y control existen unidades o relés que tienen incorporadas ambas funciones.

El relé Numérico esta compuesto de tres (03) partes:

- El Hardware, se refiere a los componentes materiales de un sistema informático. La función de estos componentes suele dividirse en tres (03) categorías principales: entrada, salida y almacenamiento. Los componentes de esas categorías están conectados a través de un conjunto de cables o circuitos llamado bus con el CPU del ordenador, el microprocesador que controla la computadora y le proporciona capacidad de cálculo.

En los relés de protección con respecto al hardware podemos identificar:

- Unidad de transformadores de entrada.
- Unidades de conversión analógico-digital.
- Unidades de entrada-salida binarias.
- Unidad de alimentación.
- CPU.
- Unidad de conexión.
- Caja y terminales para señales analógicas.
- Conectores para señales binarias.

- El Software, es el conjunto de instrucciones o programas responsables de que el hardware realice sus funciones. Estos programas suelen almacenarse y transferirse al CPU a través del hardware de la computadora. El software también rige la forma en que se utiliza el hardware, como por ejemplo la forma de recuperar información de un dispositivo de almacenamiento.
- El Bus, es el conjunto de líneas conductoras de hardware utilizadas para la transmisión de datos entre los componentes de un sistema informático. Un bus es en esencia una ruta compartida que conecta diferentes partes del sistema, como el microprocesador, las unidades de entrada-salida, la memoria y los puertos de entrada/salida, para permitir la transmisión de información. El bus, por lo general supervisado por el microprocesador, se especializa en el transporte de diferentes tipos de información.

Los relés numéricos vienen incorporados con funciones de supervisión y diagnóstico dando una alta disponibilidad a la protección ya que cualquier falla interna tanto en el hardware como en el software da una señal de alarma a través de un contacto y a su vez diagnóstica en donde está el problema llevándolo a una lista de evento con alguna codificación especial permitiendo identificar el tipo de problema y su ubicación.

La supervisión se realizará sobre tantos parámetros como sean necesarios para garantizar la disponibilidad del equipo. Esta supervisión puede darse sobre: la alimentación auxiliar, el software, el hardware, el bus de comunicación, componentes ópticos y la temperatura.

2.2.6.2.- Clasificación de los relés según su función de protección [4]

2.2.6.2.1.- Relé de distancia 21

Los relés de distancia son ampliamente utilizados en los sistemas de protección principal y de respaldo en las líneas de transmisión y distribución, ya que brindan un despeje de alta velocidad ante fallas y operaciones incorrectas. El principio de operación del relé de distancia esta basado en la comparación de la corriente y el voltaje a través de un algoritmo que determina la distancia de la falla por medio de la resistencia (relé del tipo resistivo) en es momento. También puede determinar la distancia de la falla con la obtención de la impedancia o de la admitancia, que son los diferentes tipos de relés de distancias existentes. Se pueden realizar ajustes dentro de estos relés que permitan también tener la capacidad de discriminar en la dirección de ocurrencia de los eventos, por ejemplo a la llegada de una línea el relé sólo actuará ante fallas que ocurran en la línea.

2.2.6.2.2.- Relé verificador de sincronismo y sincronizador 25

Estos relés son aplicados cuando dos (02) o más fuentes de generación son conectadas a una barra en común. El éxito de conectar dos (02) fuentes depende en gran medida en asegurar y preferiblemente disminuir las diferencia entre las magnitudes de voltaje, los ángulos de las fases y la frecuencia de operación en el momento de conexión de las fuentes.

El relé verificador de sincronismo permite el cierre manual o automático de los interruptores sólo cuando el sistema de ambos lados del interruptor este cercano al sincronismo.

Los relés sincronizadores pueden usarse en sistemas de cierres automáticos o supervisores de cierre de un interruptor que tiene como función conectar a un

generador o conectar dos (02) sistemas separados. A diferencia del relé verificador de sincronismo, el relé sincronizador puede energizar el cierre del interruptor en el preciso punto de sincronismo.

2.2.6.2.3.- Relé de baja tensión 27

El relé de baja tensión es ajustado tal que cuando haya una disminución en la tensión del sistema se cierran sus contactos generando un disparo. Cuando es utilizado en esquemas de transferencia o conmutación de fuentes de alimentación, cumple con la función de transferir la carga desde la fuente de alimentación principal a una fuente de respaldo.

2.2.6.2.4.- Relé de temperatura de máquina o transformador 49

Es usado para proteger motores, generadores y transformadores de daños al exponerse durante un prolongado tiempo a sobre cargas. La entrada del relé de temperatura proviene de un transformador de corriente; esta señal de corriente circula a través de una resistencia que censa la temperatura, enviando una alarma o disparo cuando la temperatura se encuentra fuera de los parámetros preestablecidos de funcionamiento de las máquinas o de los transformadores.

2.2.6.2.5.- Relé de sobrecorriente instantáneo y temporal 50, 51

Los relés de sobrecorriente tienen como finalidad operar cuando la corriente es superior a un valor predeterminado o mínimo de operación. Existen dos (02) tipos básicos de relés de sobrecorriente: los de tipo de operación instantánea y los de tipo de operación temporal o retardada.

Los relés de sobrecorriente instantáneos operan cuando la corriente excede de un valor preestablecido, generando un disparo de la protección de alta velocidad.

Los relés de sobrecorriente temporales poseen características de operación tal que el tiempo varía inversamente con la magnitud de la corriente que detecta. Existen tres (03) tipos de relés de sobrecorriente temporal, que son: inverso, muy inverso y extremadamente inverso.

2.2.6.2.6.- Relé de sobretensión 59

Protección de barra por sobretensión: el relé puede realizar el disparo o dar la alarma ante condiciones adversas de sobre tensiones.

Detección de falla a tierra: se puede medir a través de las lecturas obtenidas del sistema por la secuencia cero y por medio de una resistencia.

2.2.6.2.7.- Relé de sobrecorriente direccional 67

El relé de sobrecorriente direccional es usado para proveer un disparo sensitivo para fallas de corrientes en una dirección y no disparar para las cargas o fallas de corriente en la otra dirección a la preestablecida. También realiza la detección de fallas no despejadas en una línea energizada cuando la falla de corriente puede alimentarse desde un sistema industrial que posea plantas de generación o por una línea secundaria. La magnitud de la falla de corriente desde la alimentación de la planta bien sea generadores o motores hacia la línea de transmisión es normalmente más pequeña que cuando la alimentación proviene de la línea hacia la planta; por lo que la calibración del relé debe ser tal que pueda ser sensible ante fallas en el sistema industrial.

2.2.6.2.8.- Relé diferencial 87

El concepto de operación es una extensión de la ley de corriente de Kirchoff, la suma de todas las corrientes entrantes debe ser cero. Los relés diferenciales

requieren tener conexión en los extremos de la zona que se quiere proteger, por lo que es necesario conectar transformadores de corriente en los extremos de la zona.

Para fallas externas a la zona de protección la corriente circulante por el relé es cero, ya que la sumatoria de corriente en el nodo del relé es de la misma magnitud y con signo contrario, por lo que los relés diferenciales no son afectados por fallas externas a su zona de protección. Sin embargo, cuando ocurre la falla dentro de la zona de protección la sumatoria de corriente en el nodo del relé es diferente de cero generando el disparo de la protección, ya que todas las corrientes del sistema se drenan en el punto de falla cambiando las direcciones de las corrientes.

Los transformadores de corriente no siempre poseen las mismas características de saturación y es aún de mayor gravedad cuando la saturación de los secundarios es producida por la componente continua de la corriente en una falla prolongada; en éste caso el dispositivo realizará el disparo sin discriminar entre la zona de protección y el resto del sistema. Para resolver este problema de selectividad sin sacrificar la sensibilidad en el sistema de protección se utilizan relés diferenciales del tipo porcentual.

2.2.7.- Características generales del sistema de servicios auxiliares

En las subestaciones el sistema de servicios auxiliares es la red de alimentación para las diferentes cargas de los equipos de alta tensión y los equipos de protección y control, así como también las diferentes instalaciones eléctricas para mantener la operatividad de la instalación. Los sistemas auxiliares se clasifican en sistema de corriente alterna y en sistema de corriente continua.

Normalmente, en las subestaciones se disponen sistemas de servicios auxiliares de corriente alterna y de corriente continua. El primero, para alimentar las cargas de mayores consumos, tales como ventilaciones y bombas para equipos de

patio y transformadores, sistemas complementarios de la subestación: iluminación, sistemas contra incendio, instalaciones eléctricas de edificios, sistema de seguridad, aire acondicionado, así como fuente para los sistemas de corriente continua. Estos últimos, utilizando las baterías como respaldo, son un sistema de mayor confiabilidad, encargado de alimentar los sistemas secundarios de la subestación: protección, control, medida y comunicaciones.

2.2.7.1.- Sistema de servicios auxiliares de corriente alterna

Las cargas en el sistema de corriente alterna se deben de clasificar para establecer la capacidad de los transformadores de servicio y la capacidad de los sistemas de emergencia.

Tabla 1.- Cargas del sistema de servicios auxiliares de corriente alterna.

<i>Tipo de carga</i>	<i>Descripción</i>
<i>Carga nominal</i>	Es la carga conectada a los servicios de corriente alterna de la subestación que funciona en condiciones normales
<i>Carga esencial</i>	Es la mínima carga necesaria para el funcionamiento de la subestación
<i>Carga de emergencia</i>	Es la carga a la cual hay que suplir la mínima potencia auxiliar para que la subestación entre en servicio, después de haber salido totalmente del sistema
<i>Carga no esencial</i>	Es la carga de la subestación que no es indispensable para el correcto funcionamiento del sistema secundario de la misma

La confiabilidad y la continuidad del sistema de servicios auxiliares depende de la disposición de las fuentes de alimentación y se pueden incrementar estas características con la aplicación de fuentes de diferente origen. Los diferentes orígenes de las fuentes pueden ser el terciario de los autotransformadores, transformadores propios para servicios auxiliares o de un sistema de distribución adyacente la subestación.

2.2.7.2.- Sistema de servicios auxiliares de corriente continua

El sistema de servicio auxiliar de corriente continua se encarga de suministrar energía eléctrica para las funciones de control, mando, señalización, protecciones, mediciones e iluminación de emergencia, tanto en condiciones normales de operación de la fuente principal de energía principal, como en condiciones de emergencia por desconexión o falla de la misma.

Tabla 2.- Cargas del sistema de servicios auxiliares de corriente continua.

<i>Tipo de Carga</i>	<i>Descripción</i>
<i>Carga continua</i>	Carga que en condiciones normales es alimentada a través del rectificador-cargador de baterías, durante todo su ciclo de trabajo
<i>Carga fija</i>	Es aquella (incluyendo las cargas continuas) que durante una falla pueden obtener su energía nominal a través del banco de baterías de manera constante
<i>Carga transitorias</i>	Carga que obtiene la energía nominal por un periodo de tiempo que no excede un minuto y pueden ocurrir una o más veces durante el ciclo de operación del banco de baterías

Los servicios auxiliares son dimensionados por las capacidades de carga de los transformadores en el sistema de corriente alterna y corriente continua.

2.2.8.- Transformadores del sistema secundario

2.2.8.1.- Transformadores de tensión

Los transformadores electromagnéticos de tensión es semejante a un transformador de potencia, excepto que el transformador de tensión está dimensionado en base a la carga máxima (VA de salida) que puede suministrar sin exceder un cierto error, mientras que el transformador de potencia está dimensionado para la carga máxima que puede suministrar (normalmente MVA) sin exceder un cierto límite de temperatura.

Tabla 3.- Burden de tensión de cargas normalizadas para transformadores de tensión.

<i>Potencias usuales consumidas por el circuito de tensión de instrumentos de medición y de relés de protección</i>		
<i>Equipo</i>	<i>Tipo</i>	<i>Potencia VA</i>
<i>Voltímetros</i>	Indicador	3,5 a 15
	Registrador	5 a 25
<i>Vatímetros</i>	Indicador	1 a 10
	Registrador	5 a 12
<i>Cosenofímetros</i>	Indicador	7 a 20
	Registrador	15 a 20
<i>Relés</i>	Tensión	2 a 15
	Distancia	2 a 60
	Direccionales	25 a 40
<i>Otros</i>	Sincronoscopio	6 a 250
	Reguladores	30 a 250

- **Clasificación de los transformadores de tensión según su exactitud bajo la norma ANSI C57.13**

Las cargas que se pueden conectar en el secundario de los transformadores de tensión bajo un régimen de alimentación de 120 V a una frecuencia de 60 Hz, están entre un rango de potencia desde 12,5 VA hasta 400 VA. Por lo que en primera instancia se debe calcular el burden o la potencia consumida por toda la carga conectada en el secundario, posteriormente realizando la escala según la tabla 4.

Tabla 4.- Valores normalizados de los Burden de carga según la norma ANSI C57.13.

<i>Cargas Nominales</i>			<i>Características en base a 120 V y 60 Hz</i>		
<i>Designación</i>	<i>VA</i>	<i>fp</i>	<i>Resistencia Ω</i>	<i>Inductancia H</i>	<i>Impedancia Ω</i>
W	12,5	0,10	115,2	3,0420	1152
X	25,0	0,70	403,2	1,0920	576
Y	75,0	0,85	163,2	0,2680	192
Z	200,0	0,85	61,2	0,1010	72
ZZ	400,0	0,85	30,6	0,0554	36

Debido a las imperfecciones en un transformador de tensión, la relación entre el voltaje del primario y el voltaje del secundario es diferente a la relación entre el número de espiras del primario y el número de espiras del secundario.

El error en la relación de transformación se expresa mediante el factor de corrección de la relación.

$$RCF = \frac{\text{relación_verdadera}}{\text{relación_nominal}} = \frac{V_p/V_s}{N_p/N_s}$$

El factor de corrección es la cantidad por la cual hay que multiplicar la relación nominal para obtener la relación verdadera.

$$\frac{V_p}{V_s} = RCF \times \frac{N_p}{N_s}$$

El error de un transformador es una variable que depende del diseño, de la temperatura, de la magnitud y forma de la onda de voltaje, de la frecuencia y de la carga conectada a sus terminales.

Tabla 5.- Clase de precisión de transformadores de tensión.

<i>Clase de precisión</i>	<i>Error de relación %, para los valores de la intensidad expresados en % de la intensidad nominal ±%</i>	<i>Errores de fase para los valores de la intensidad expresados en % de la intensidad nominal ± minutos</i>
0,3	0,3	15
0,6	0,6	30
1,2	1,2	60

Los valores indicados corresponden a los errores máximos para variaciones de tensión de 90% a 110% de la nominal y hasta los Burden normalizados. Los errores de magnitud y ángulo de fase son interdependientes.

- **Clasificación de los transformadores de tensión según su exactitud bajo la norma IEC 185**

En la norma IEC 185 la clasificación de los transformadores de tensión se divide en dos (02): transformadores de tensión utilizados para la medición, es decir, para los instrumentos que necesitan llevar el registro de las diferentes variables de tensiones o potencia (la componente de tensión) requiriendo una mayor precisión, y

los transformadores de tensión utilizados para la protección, que se encargan de la alimentación de los diferentes componentes que integran el sistema secundario de la subestación. Además también hace referencia a las características de los reductores capacitivos para la utilización de transformadores electromagnéticos comerciales para el nivel de 115 kV en el caso de la subestación tipo Nodal III 3IP.

Para tensiones comprendidas entre 80% y 120% de la tensión nominal y para cargas comprendidas entre 20% y 100% de la nominal dada bajo un factor de potencia de 0,8 en adelante.

Tabla 6.- Clase de precisión de transformadores de tensión para instrumentos de medición.

<i>Clase de precisión</i>	<i>Error de relación en %, para los valores de intensidades expresados en % de la intensidad nominal \pm %</i>	<i>Errores de fase para los valores de la intensidad expresados en % de la intensidad nominal \pm minutos</i>
0,1	0,1	5
0,2	0,2	10
0,5	0,5	20
1,0	1,0	40
3,0	3,0	No especificado

Para tensiones hasta el 5% de la tensión nominal y para cargas comprendidas entre 25% y 100% de la nominal dada con un factor de potencia de 0,8 en adelante.

Tabla7.- Clase de precisión de transformadores de tensión para instrumentos de protección.

<i>Clase de precisión</i>	<i>Error de relación en %, para los valores de intensidades expresados en % de la intensidad nominal \pm %</i>	<i>Errores de fase para los valores de la intensidad expresados en % de la intensidad nominal \pm minutos</i>
3 p	3,0	120
6 p	6,0	240

Tabla 8.- Clase de precisión de los reductores capacitivos.

<i>Error de relación y ángulo de fase contra la tensión nominal</i>		
<i>Tensión primaria % de la nominal</i>	<i>Desviación máxima</i>	
	<i>Error de relación en %, para los valores de intensidades expresados en % de la intensidad nominal ± %</i>	<i>Errores de fase para los valores de la intensidad expresados en % de la intensidad nominal ± grados</i>
100	1,0	1,0
25	3,0	3,0
5	5,0	5,0
<i>Error de relación y ángulo de fase contra la carga</i>		
<i>Carga % nominal</i>	<i>Desviación máxima</i>	
	<i>Error de relación en %, para los valores de intensidades expresados en % de la intensidad nominal ± %</i>	<i>Errores de fase para los valores de la intensidad expresados en % de la intensidad nominal ± grados</i>
100	1,0	1,0
50	6,0	4,0
0	12,0	8,0

2.2.8.2.- Transformador de corriente

Los transformadores de corriente se subdividen en dos (02) tipos: de medición y de protección. Los transformadores de corriente para mediciones deben transformar con gran exactitud la corriente primaria de carga, pudiendo variar esta corriente desde un pequeño porcentaje de la corriente nominal (cuando la carga es baja), hasta un valor superior a la corriente nominal (cuando el circuito primario está ligeramente sobrecargado). Cuando se presenta un cortocircuito no tiene ninguna importancia que un transformador de corriente para mediciones reproduzca con exactitud o con error la corriente, puesto que el cortocircuito es de muy corta duración y no va a afectar la lectura de los aparatos conectados al transformador.

Los transformadores de corrientes para protecciones deben de reproducir con exactitud no sólo la corriente de carga sino también la corriente de cortocircuito, que normalmente tiene valores muy elevados, para que los relés de protección puedan operar correctamente.

Tabla 9.- Burden de corriente de cargas normalizadas para transformadores de corriente.

<i>Potencias usuales consumidas por el circuito de corriente de instrumentos, relés y conductores</i>		
<i>Equipo</i>	<i>Tipo</i>	<i>VA</i>
<i>Amperímetros</i>	Indicador	0,5 a 1,5
	Registrador	6 a 9
	Bimetálico	3
<i>Vatímetros</i>	Indicador	1 a 5
	Registrador	3 a 8
<i>Cosenofímetros</i>	Indicador	2 a 6
	Registrador	9 a 16
<i>Relés</i>		0,2 a 30
<i>Conductores (5 A y una distancia de 100 m)</i>	2x14 AWG	43,0
	2x12 AWG	27,0
	2x10 AWG	17,0
	2x8 AWG	10,7
	2x6 AWG	6,8

- **Clasificación de los transformadores de corrientes para medición según las normas ANSI C57.13 e IEC185**

El factor RCF es una medida del error en magnitud de la corriente secundaria, según la norma ANSI C57.13.

$$RCF = \frac{I_p}{I_s} \times \frac{N_p}{N_s}$$

Error en el ángulo en la corriente secundaria.

$$\beta = 2,6 \times (RCF - TCF)$$

Tabla 10.- Clase de precisión para transformadores de corriente para instrumentos de medición (Norma ANSI C57.13).

<i>Clase de precisión</i>	<i>Límites de TCF</i>	<i>Error de relación %, para los valores de la intensidad expresados en % de la intensidad nominal ±%</i>		<i>Errores de fase para los valores de la intensidad expresados en % de la intensidad nominal ± minuto</i>	
		100	10	100	10
0,3	0,997 a 1,003	0,3	0,6	15	60
0,6	0,994 a 1,006	0,6	1,2	30	60
1,2	0,988 a 1,012	1,2	2,4	60	120

Tabla 11.- Valores normalizados de los burden de carga de corriente (Norma ANSI C57.13).

<i>Burden</i>	<i>Resistencia Ω</i>	<i>Inductancia mH</i>	<i>Impedancia Ω</i>	<i>VA (5A)</i>	<i>fp</i>
B-0.1	0,09	0,116	0,1	2,5	0,9
B-0.2	0,18	0,232	0,2	5,0	0,9
B-0.5	0,45	0,580	0,5	12,5	0,9
B-0.9	0,81	1,040	0,9	22,5	0,9
B-1.8	1,62	1,080	1,8	45,0	0,9

Error de corriente según la norma IEC 185.

$$\varepsilon = \frac{\left(\frac{N_s}{N_p} \times I_s \right) - I_p}{I_p} \times 100$$

Tabla 12.- Clase de precisión de transformadores de corriente para instrumentos de medición (Norma IEC 185), corriente de 5 A en el secundario.

<i>Clase de precisión</i>	<i>Error de relación en %, para los valores de intensidades expresados en % de la intensidad nominal ± %</i>					<i>Errores de fase para los valores de la intensidad expresados en % de la intensidad nominal ± minutos</i>				
	<i>10</i>	<i>20</i>	<i>50</i>	<i>100</i>	<i>120</i>	<i>10</i>	<i>20</i>	<i>100</i>	<i>120</i>	
0,1	0,25	0,20	-	0,10	-	10	8	5	5	
0,2	0,50	0,35	-	0,20	-	20	15	10	10	
0,5	1,00	0,75	-	0,50	-	60	45	30	30	
1,0	2,00	1,50	-	1,00	-	120	90	60	60	
3,0	-	-	3,00	-	3,00	-	-	-	-	
5,0	-	-	5,00	-	5,00	-	-	-	-	
<i>Gama Extendida</i>										
	<i>1</i>	<i>5</i>	<i>20</i>	<i>100</i>	<i>120</i>	<i>1</i>	<i>5</i>	<i>20</i>	<i>100</i>	<i>120</i>
0,2s	0,75	0,35	0,20	0,20	0,20	30	15	10	10	10
0,5s	1,50	0,75	0,50	0,50	0,50	90	45	30	30	30

- **Clasificación de los transformadores de corrientes para protección según las normas ANSI C57.13 e IEC185.**

Para la norma ANSI C57.13 las letras C o T designa el tipo de transformador y el número indica la clase voltaje. La letra C indica que el transformador se puede determinar mediante su curva de excitación. La letra T indica que el transformador tiene una reactancia que no es despreciable y que por lo tanto su relación debe obtenerse mediante pruebas. La clase de voltaje es el voltaje secundario que el

transformador puede entregar a una carga normalizada a 20 veces la corriente secundaria nominal sin exceder un error del 10% de la corriente secundaria. La corriente secundaria nominal es de 5 A. Las cargas secundarias normalizadas se indican en la tabla 13 y de ellas se deduce que las clases normalizadas de voltaje son 100, 200, 400 y 800 V.

Tabla 13.- Valores normalizados de los burden de carga de corriente (Norma ANSI C57.13).

<i>Burden</i>	<i>Resistencia Ω</i>	<i>Inductancia mH</i>	<i>Impedancia Ω</i>	<i>VA (5A)</i>	<i>fp</i>
B-1	0,5	2,3	1,0	25	0,5
B-2	1,0	4,6	2,0	50	0,5
B-4	2,0	9,2	4,0	100	0,5
B-8	4,0	18,4	8,0	200	0,5

Para la norma IEC 185 se definen el factor de límite de precisión como el valor máximo de la corriente primaria (en múltiplos de la corriente primaria nominal) para la cual el transformador no excede un error determinado. Los factores de precisión normalizados son 5, 10, 15, 20 y 30.

Se establece que el error de un transformador no se excede si la corriente primaria (en múltiplos de la corriente nominal) no excede el factor límite de precisión y la carga conectada al transformador no excede la carga nominal. En esta norma se definen dos (02) clases de transformadores para protecciones. Clase 5P y clase 10P. La letra P es para indicar protección.

$$\varepsilon = \frac{\left(\frac{N_s}{N_p} \times I_s\right) - I_p}{I_p} \times 100$$

$$\varepsilon_c = \frac{100}{I_p} \times \sqrt{\frac{1}{T} \times \int_0^T \left(\left(\frac{N_s}{N_p} \times i_s\right) - i_p\right)^2 dt}$$

Además de la clase del transformador es necesario especificar la carga secundaria nominal y el factor límite de precisión. Las cargas secundarias normalizadas son 2,5, 5, 7,5, 10, 15 y 30 VA. Los factores de precisión normalizados son 5, 10, 15, 20 y 30.

Tabla 14.- Clase de precisión de transformadores de corriente para instrumentos de protección (Norma IEC 185).

<i>Clase de precisión</i>	<i>Límite del error de corriente para una corriente primaria nominal $\pm\%$</i>	<i>Límite del error en ángulo para una corriente primaria nominal \pm minutos</i>	<i>Límite del error compuesto para una corriente igual al factor límite de precisión $\pm\%$</i>
5P	1	60	5
10P	3	60	10

Capítulo III

3.1.- MARCO METODOLÓGICO

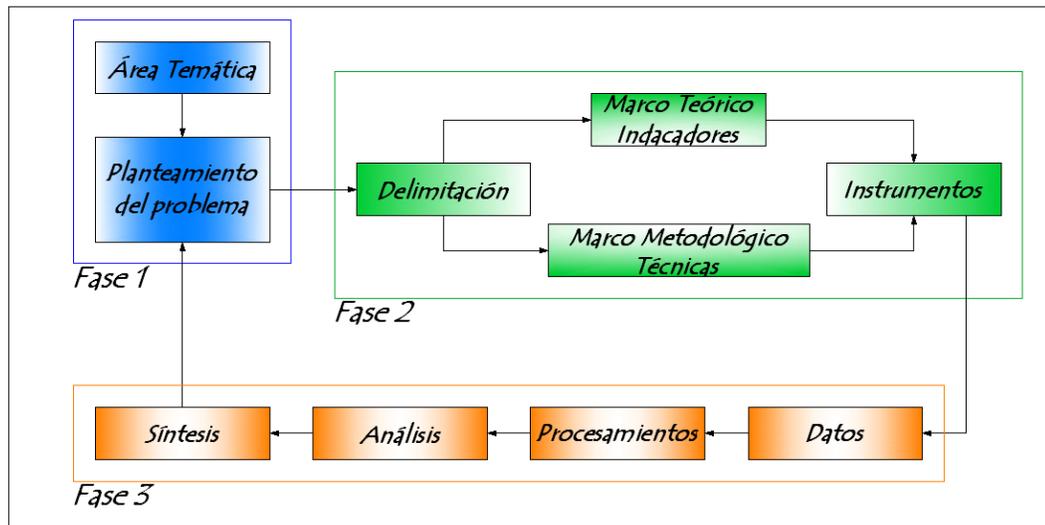
3.1.1.- Tipo de investigación

La metodología seguida durante la investigación del trabajo es del tipo documental. Según Tejada, Marín y Jaén [5], *“se entiende por investigación documental, el estudio de problemas con el propósito de ampliar y profundizar el conocimiento de su naturaleza, con apoyo, principalmente, en trabajos previos, información y datos divulgados por medios impresos, audiovisuales o electrónicos”*, ya que la propuesta de implementación del sistema secundario que debe realizar las funciones de control y protección de la subestación, se derivan de las normas y las características vigentes que sigue CADAFE en el diseño de sus subestaciones. Además el punto de partida de la investigación es el trabajo realizado por CADAFE, en el cual se plantea como solución de actualización del esquema normalizado Nodal III por el esquema Nodal III 3IP.

3.1.2.- Proceso de la investigación

El procedimiento de la investigación siguió el desarrollo de tres (03) fases, según Corbacho [6], la primera fase o *“fase exploratoria”*, que *“tiene por objeto esencial familiarizarnos con un tema desconocido, novedoso o escasamente estudiado. Son el punto de partida para estudios posteriores de mayor profundidad. Esencialmente es la búsqueda y recogida de datos, para luego identificarlos, categorizarlos y volverlos operacionales”*. La segunda fase o *“fase descriptiva”*, que *“sirve para analizar como es y como se manifiesta un fenómeno estudiado básicamente a través de la medición de uno o más de sus atributos. Se centra en el*

resumen de la información en tablas, gráficos o estadísticas para su análisis y detección de correlaciones significativas”, y la tercera fase o “fase explicativa”, que “busca encontrar las razones o causas que ocasionan ciertos fenómenos. Su objetivo por último es explicar por qué ocurre un fenómeno y en qué condiciones se da éste. Se basa en probar que la correlación observada es algo más: es un vínculo causal”.



**Figura 7. Esquema del procedimiento empleado durante la investigación.
Fuente: Presentación Curso de Metodología.**

A través de estas fases de solución para el problema planteado en la fase 1 de la investigación que tiene como incógnita *¿Qué especificaciones debe de cumplir el sistema de protección y control, para lograr la óptima operación de la subestación dentro del sistema eléctrico?*, se analizaron las definiciones básicas necesarias para entender el funcionamiento de los equipos que integran el sistema secundario, que van desde los transformadores de corriente y de tensión instalados en el patio de la subestación hasta el control de la subestación, por medio de un computador, en la casa de mando. Teniendo como componentes principales los relés de protección que garantizaran el correcto funcionamiento de la subestación, análisis enmarcados en la fase 2 de la investigación.

La fase 3 de la investigación tiene su eje fundamental en la aplicación y en el funcionamiento que debe seguir ante cualquier contingencia, la subestación tipo Nodal III 3IP. Siendo esta la fase explicativa, en donde se dan las características generales para el diseño del sistema secundario de la subestación.

Capítulo IV

4.1.- ANÁLISIS DE RESULTADOS

4.1.1.- Características de diseño de la subestación tipo Nodal III 3IP

La subestación tipo Nodal III 3IP presenta un arreglo de los interruptores en el nivel de 115 kV, *“se puede visualizar como el esquema de una bahía en una subestación de interruptor y medio”* [6], teniendo adicionalmente un bypass del interruptor de enlace operado únicamente durante el mantenimiento del mismo. La conexión con los tramos de los transformadores se hace a los nodos libres de los interruptores H120 y H220.

Los transformadores se instalarán de la siguiente manera: un transformador de 115/34,5 kV y otro de 115/13,8 kV conectados al mismo nodo correspondiente a la alimentación de una fuente o a una salida de línea.

Los interruptores de acoples de barra de los niveles de 34,5 kV y 13,8 kV operarán normalmente cerrado, y cumpliendo con la especificación de que puedan soportar la capacidad firme instalada en cada una de la barra, los transformadores actuarán en paralelo, brindando una mayor confiabilidad en el sistema de distribución.

Tabla 15.- Características generales de la subestación tipo Nodal III 3IP.

SUBESTACIÓN TIPO NODAL III 3IP			
Características	115 kV	34,5 kV	13,8 kV
Esquema de barras	Una barra seccionada	Una barra seccionada con equipos de maniobra tipo intemperie	Barra principal y barra de transferencia con equipos de maniobra tipo intemperie ¹
Capacidad barra principal	600 A	600 A	1200 A
Capacidad barra transferencia			600 A
Máximo número de tramos	7	9	16
Máximo número de tramos de salida de línea	2	6	10
Máximo número de tramos de salida o llegada de transformador	4 llegadas de transformador a barras	2 llegadas de transformador	2 llegadas de transformador
Máximo número de transformadores		2 de 115 / 34,5 kV	2 de 115 / 13,8 kV
Capacidad nominal por transformador		115 / 34,5 kV 16 MVA - 30 MVA	115 / 13,8 kV 20 MVA - 30 MVA
Tramo de transferencia			1
Máximo número de acoples de barras	1	1	1
Mando de disyuntores	Local-remoto y telemando	Local-remoto y telemando	Local-remoto y telemando
Mando de seccionadores	Manual	Manual	Manual
Equipos de protección	En sala de mando	Localizados en gabinetes tipo intemperie individuales por cada tramo	En celdas metálicas
Máximo número de tramos de alimentación de servicios auxiliares		2 (alternativa en la alimentación de los servicios auxiliares)	2
Servicios auxiliares		Baterías estacionarias plomo ácido con capacidad 180 A-H y 2 rectificadores eliminadores de baterías	
Corriente continua	110 V	Con 2 transformadores de 75 KVA cada uno	
Corriente alterna	34,5 k / 208 - 110 V 13,8 k / 208 - 110 V		
Edificaciones anexas	Casa de mando: sala de control, sala de relés, sala de alta frecuencia, sala de baterías y depósito		

¹ Se puede transferir disyuntores de salida de línea.

4.1.2.- Funcionamiento de la subestación tipo Nodal III 3IP

La aplicación de esta subestación dentro del sistema de eléctrico de CADAFE, se basa en la interconexión nodal en el nivel de 115 kV, estableciéndose como prioridad del funcionamiento la continuidad del servicio en el sistema de transmisión. Por otra parte es necesario garantizar la capacidad firme en la subestación (capacidad que tiene un sólo transformador en operación de alimentar toda la carga), para tener disponibilidad de entregar energía a todas las cargas conectadas a la subestación en los niveles de 34,5 y 13,8 kV.

El funcionamiento de la subestación se describe por medio de las instrucciones necesarias para solventar los dos (02) tipos de contingencias que se puedan presentar: las contingencias de operación, en la que se da ordenes de disparo a los diferentes interruptores para despejar la falla ocurrida en cualquier tramo que se encuentre asociado a la subestación; y realizar las contingencias de maniobras, para desenergizar el tramo a mantener cumpliendo con los pasos de seguridad.

El esquema de la subestación tipo Nodal III 3IP es simétrica (ver anexo 2), por lo que las funciones en ambos extremos de la subestación debe ser iguales, por ejemplo, en las llegadas de las líneas de transmisión en el nivel de 115 kV, las características en el sistema de protección y la operación de los equipos de alta tensión serán iguales (el interruptor H120 y el interruptor H220 tendrán las mismas especificaciones de operación y protección).

El cumplimiento de estas dos (02) primicias en el funcionamiento de la subestación debe de poseer las siguientes características:

- **Para el nivel de 115 kV**
- *Línea de Transmisión 1*: cuando se presenta una falla en la línea de transmisión 1 operan los interruptores H120, H320 y el interruptor en el extremo remoto de la línea, para despejar cualquier tipo de falla. Para realizar el reenganche exitoso de la línea se verifica que la falla se ha extinguido completamente una vez reconectada la línea de transmisión al sistema, de no cumplirse esta condición se vuelve a dar la orden de disparo sobre la línea falla, dando orden de bloqueo de sobre la apertura de los interruptores para que el despeje sea satisfactorio.

Durante el mantenimiento de la línea de transmisión 1 se abren los interruptores H120, H320 y el interruptor en el extremo remoto asociado aislando eléctricamente este tramo de transmisión. Después que el seccionador H303 se encuentra abierto y su seccionador de puesta a tierra asociado está cerrado, se pueden cerrar los interruptores H120 y H320 manteniendo la alimentación de los cuatros (04) transformadores de la subestación.

Ante cualquiera de las dos (02) contingencias se pierde la continuidad en el sistema de transmisión, aunque se logra mantener potencia entregada por la subestación.

- *Interruptor H120*: si el interruptor H120 no opera ante una falla en sistema aguas arriba se dará la orden de disparo a los interruptores B180 y D380 que actúan como respaldo, ya que los interruptores H320 y el extremo remoto se encontrarán abiertos. Ahora bien, si la falla ocurre aguas abajo los interruptores de respaldo serán el H320 y el ubicado en el extremo remoto, los interruptores B180 y D380 se encontrarán abiertos. Cualquiera sea la falla en el interruptor H120 se perderá la continuidad en la transmisión.

Durante el mantenimiento del interruptor H120 no se pierde la continuidad en transmisión.

La potencia suministrada a las cargas de la subestación será suministrada por los transformadores 2 y 4, que son los transformadores asociados al interruptor H220. Para alimentar las cargas de los transformadores 1 y 3, se deben de cerrar los acoples de las barras de distribución, el acople B120 en el nivel de 34,5 kV y el acople D120 en el nivel de 13,8 kV.

- *Interruptor H320*: si el interruptor H320 falla en abrir se pierde la totalidad de la subestación, ya que es necesario operar los interruptores H120, H220 y los interruptores en los extremos remoto de cada una de las líneas de transmisión, para asegurar el despeje de la falla ocurrida en el sistema. Los interruptores H120 y H220 actúan como interruptores de respaldo del interruptor H320.

En el mantenimiento del interruptor H320, primero se debe cerrar los seccionadores de puenteo H425A y H425B, en consecuencia habrá continuidad de transmisión, aún cuando el interruptor H320 este en mantenimiento. La operación de cierre de los seccionadores de puenteo debe sacar de servicio momentáneamente a la subestación, dando la orden de apertura a todos los interruptores asociados a las secciones de barras de 115 kV (interruptores H120, H220, D180, D280, B380 y B480). Una vez cerrado los seccionadores de puenteo, se vuelve a energizar a la subestación y se puede realizar el mantenimiento del interruptor H320.

- *Barras en el nivel de 115 kV*: dado el esquema de tres (03) interruptores utilizados en el nivel de 115 kV, no se posee una barra de características básicas como por ejemplo en un esquema de barra principal con barra de transferencia. Comparando el esquema 3IP con un esquema de interruptor y medio de una sola bahía, las barras en el nivel de 115 kV estarán ubicadas

después de los interruptores H120 y H220, dichas barras son los nodos de interconexión entre estos interruptores y el par de transformadores asociados a ellos.

La barra 1 en el nivel de 115 kV comprende la zona entre el interruptor H120 y los seccionadores rompe arco H115 y H315, de forma semejante tenemos la barra 2 que estará entre el interruptor H220 y los seccionadores rompe arco H215 y H415.

La ocurrencia de una falla en la barra 1 dará orden de disparo a los interruptores H120, B180 y D380, aislando la zona fallada del resto de la subestación; bajo esta contingencia no se interrumpe la continuidad en el sistema de transmisión.

Durante la operación de mantenimiento de la barra 1, se abrirán los mismo interruptores operados en la contingencia de falla, es decir, se abrirán los interruptores H120, B180 y D380; de esta forma garantizando las dos (02) primicias o fundamentos de aplicación de la subestación tipo Nodal III 3IP que son la continuidad en el sistema de transmisión y en la capacidad de entregar energía a la carga.

Cuando ocurre una falla en la sección 1 de la barra, donde se encuentra la salida de línea 1, se procede al disparo de los interruptores H105, H320 y el interruptor del extremo remoto de la línea 1.

- *Tramos de transformación (115/34,5 kV y 115/13,8 kV):* una falla en el transformador 1 ordena disparos en los interruptores H120, B180 y D380, logrando despeje total en todo el tramo de transformación. Este procedimiento de apertura del tramo permite despejar las fallas que ocurran en ambos

transformadores de asociados a la barra 1, es decir, en los transformadores 1 y 3 se dará las mismas señales.

Cuando se requiere hacer el mantenimiento al transformador 1 solamente se abrirá el interruptor B180, y una vez abierto el circuito del lado de baja del transformador se puede proceder a dar la orden de apertura al seccionador H115, ya que este es un seccionador rompe arco y debe de tener la capacidad de realizar la apertura ante corrientes de magnetización.

Para el transformador 3 (115/13,8 kV), la apertura se ordena sobre el interruptor D380 y el seccionador H315, dejando aislado este tramo del sistema y en consecuencia se le puede realizar el mantenimiento.

- **Para el nivel de 34,5 kV**
- *Interruptor B180*: como el interruptor B180, es un interruptor del tramo de llegada a la barra de 34,5 kV, su operación se divide en dos (02): contingencia por falla cuando ocurre agua arriba del interruptor o si la contingencia ocurre agua abajo del mismo. Para las fallas agua arriba y la no operación del interruptor B180 se darán señales de disparo a los interruptores de salida asociados a la sección 1 de la barra de 34,5 kV y al interruptor de acople B120.

Esta es la importancia de tener la barra de 34,5 kV seccionada, ya que permite mantener la distribución de la energía por lo menos a la mitad de la carga.

Si la falla ocurre agua abajo y el interruptor B180 no opera, la orden de disparo de respaldo va a los interruptores H120 y D380, de esta forma evitando que cualquier fuente de alimentación que llega a la subestación contribuya a la falla.

Al momento de realizar el mantenimiento del interruptor B180, se abre el tramo del transformador 1, es decir, que se abre el interruptor B180 y además se abre el seccionador H115 y por último se da la orden de apertura a los seccionadores del interruptor B184 y B183, manteniéndose la alimentación de las cargas en el nivel de 34,5 kV por el transformador 2.

- *Barra de 34,5 kV*: la barra de 34,5 kV esta seccionada, dividiendo los tramos de salidas en números iguales para mantener en una mayor medida el servicio eléctrico que brinda la subestación.

Cuando ocurre una falla en la sección 1 de la barra de 34,5 kV (BI), se dará orden de disparo al interruptor B180, B120 y a los interruptores de salida asociados a esta sección.

Durante el mantenimiento de la sección de barra se deben de abrir todos los interruptores asociados a la misma, aislando eléctricamente la sección de barra; para ello se abren los interruptores B180, B120 y los interruptores de salida.

- *Interruptor B120*: si el interruptor de acople B120 no opera se presenta una falla en toda la barra de 34,5 kV, por lo que es necesario enviar la orden de disparo a todos los interruptores asociados a esta barra, para lograr el despeje satisfactorio de la falla.

Mientras que para realizar el mantenimiento del interruptor sólo se dará orden de apertura al mismo y abriendo sus seccionadores se tendrá fuera del sistema al interruptor, manejando las salidas en este nivel como si estuvieran conectadas a dos (02) barras distintas.

En la barra de 34,5 kV se tiene seis (06) tramos de salida, divididos en tres (03) tramos por cada una de las secciones de la barra. La operación de los interruptores

es igual en cualquiera de los tramos de salida, por lo que solamente se analizará uno de los tramos.

- *Línea de Distribución B1*: para fallas ocurridas en la línea de distribución deben de operar los interruptores B1005 (interruptor de salida en la barra de 34,5 kV) y el interruptor ubicado al extremo remoto de la línea. Para las líneas de distribución la operación de reenganche se realiza tres (03) veces, verificando en cada reconexión si la falla ha sido despejada; de ocurrir los tres (03) reenganches no exitosos se abrirá la línea definitivamente bloqueando el cierre de los interruptores de la línea.

Los interruptores B1005 y el extremo remoto de la línea deben abrirse para realizar el mantenimiento.

- *Interruptor B1005*: ante la falla de operación del interruptor de línea B1005 se debe enviar señales de disparo a los interruptores de respaldo del mismo, estos interruptores son B180, B120 y los otros dos (02) interruptores de salida que comparten la misma barra; de esta forma de despejará la falla en el tramo de salida.

Para realizar el mantenimiento del interruptor de salida se debe sacar la línea de distribución del sistema, por lo que la orden de apertura ira sobre los interruptores B1005 y el extremo remoto, una vez desconectada la línea y puesta a tierra, se podrá realizar los trabajos de mantenimiento en el interruptor.

- **Para el nivel de 13,8 kV**

La barra de salida en el nivel de 13,8 kV esta compuesta por una barra principal seccionada y una barra de transferencia. Dependiendo de la importancia de las cargas conectadas al nivel de 13,8 kV, se puede tener una configuración hasta con

dos (02) interruptores de transferencia, uno para cada sección de la barra principal; en el planteamiento de la subestación tipo Nodal III 3IP se considera sólo un (01) interruptor de transferencia que esta en la sección 1 de la barra principal (BPI).

La configuración de barra principal y barra de transferencia permite una mayor flexibilidad en el mantenimiento de los elementos asociados a este esquema, ya que siempre se puede contar con las fuentes de alimentación. Cuando se están realizando los mantenimientos de los interruptores D380 y D480, como también los interruptores de línea de los tramos de salida, sus funciones protección deben ser traspasadas al interruptor de transferencia.

- *Interruptor D380*: si el interruptor D380 no opera ante una falla aguas arriba del mismo, se deberá enviar señales de disparo a los interruptores de salida de la sección 1 de la barra principal y al interruptor de acople D120. Cuando la falla es aguas abajo del interruptor D380, las señales de respaldo se deben de enviar a los interruptores H120 y B180.
- *Barra de 13,8 kV*: si ocurre una falla en una de las secciones de la barra es necesario dar la orden de disparo a todos los interruptores asociados a esa sección, es decir, se da la orden de barrer la sección barra principal abriendo el interruptores del tramo de transformación, el interruptor de acople y los interruptores de salida.

Si la transferencia esta energizada por el mantenimiento del interruptor D380 y ocurre una falla en la barra de transferencia, los disparos se deben de realizar en el interruptor de transferencia D130 y en los interruptores D120 y los interruptores de salida.

Si la transferencia esta activa para unos de las salidas y ocurre una falla en la barra de transferencia la orden de disparo se debe de dar a los interruptores D380 y el extremo remoto de la línea de distribución.

La contingencia de mantenimiento de la barra, ya sea la principal o la de transferencia se deben realizar abriendo todos los interruptores asociado a la barra que se desea mantener.

- *Interruptor D120*: cuando el interruptor de acople D120 no opera se tendrá la falla a lo largo de la barra principal del nivel de 13,8 kV, por lo que es necesario enviar la señal de disparo a todos los interruptores asociados a la barra.

El mantenimiento del interruptor debe cumplir con la secuencia de enclavamiento del mismo, modificando la característica de la barra principal, la cual estará dividida en dos (02) secciones y sólo se podrán realizar transferencias en la sección 1 de la barra principal.

- *Interruptor D130*: el interruptor D130 es el interruptor de transferencia y estará encargado de ejercer la función de protección en la subestación del interruptor en el nivel de 13,8 kV que se encuentre en mantenimiento, por lo que su disponibilidad es esencial para que la ventaja de poseer una barra transferencia sea real. Las protecciones instaladas en el interruptor D130 deben de poseer dos (02) configuraciones posibles, la primera encargada de realizar las funciones de protecciones asociadas a los interruptores en el lado de baja de los transformadores y la segunda configuración deberá operar según el esquema de protección para las líneas de distribución.

Una falla de operación del interruptor D130 cuando se encuentra trabajando en la primera configuración de protección, deberá enviar ordenes de disparo a los

interruptores de los tramos de salida en la sección 1 de la barra principal y el interruptor D120. Si el interruptor no opera y se encuentra en la segunda configuración de protección se enviarán señales de disparo al interruptor D380, D120 y el resto de los interruptores de salida de la sección 1 de la barra principal.

La barra principal de 13,8 kV tiene diez (10) tramos de salida, los cuales están distribuidas en cinco (05) tramos de salida en cada una de las secciones de la barra. La operación de los interruptores es igual en cualquiera de los tramos de salida, por lo que solamente se analizará uno de los tramos.

- *Línea de distribución D1*: para fallas ocurridas en la línea de distribución deben de operar los interruptores D1005 y el interruptor ubicado al extremo remoto de la línea. Para las líneas de distribución la operación de reenganche se realiza tres (03) veces, verificando en cada reconexión del sistema si la falla ha sido despejada; de ocurrir los tres (03) reenganches no exitosos se abrirá la línea definitivamente bloqueando el cierre de los interruptores de la línea.

Durante el mantenimiento de la línea de distribución se abrirán los interruptores D1005 y el extremo remoto.

- *Interruptor D1005*: ante la falla de operación del interruptor de línea D1005 se debe enviar señales de disparo a los interruptores de respaldo del mismo, estos interruptores son D380, D120 y los otros interruptores de salida asociado a esta sección de barra.

Dado que la continuidad de transmisión es el eje fundamental en el estudio de la subestación tipo Nodal III 3IP, es importante en marcar las especificaciones de funcionamiento y operación de la subestación cuando el interruptor H320 se encuentra en mantenimiento y la subestación presenta una configuración de barra simple en el

nivel de 115 kV. Esta configuración se logra al cerrar los seccionadores de puenteo uniendo los nodos de conexión de los tramos de transformación, derivándose en una barra. Se conservan las mismas características en los esquemas de los niveles de 34,5 y 13,8 kV, así como también la simetría a lo largo de la subestación.

En este caso en particular no se consideran los mantenimientos de los equipos de la subestación, ya que se encuentra en mantenimiento el interruptor H320 y realizar otro mantenimiento en la subestación implica dejarla fuera de servicio por la operación para desenergizar esta zona hasta que se concluyan los trabajos.

La evaluación de las contingencias por fallas o no operación de los equipos se analizará en el nivel de 115 kV, ya que cualquier operación en los niveles 34,5 kV y 13,8 kV será igual a la descrita anteriormente (con el interruptor H320 en operación).

- *Línea de Transmisión 1*: si la falla ocurre en la línea 1 se dará la orden de disparos a los interruptores H120 y al interruptor del extremo remoto.
- *Interruptor H120*: cuando el interruptor H120 no opera y la falla ocurrió en la línea de transmisión 1, es necesario despejar toda la barra en el nivel de 115 kV, dando órdenes de apertura a los interruptores H220, B180, B280, D380 y D480.

Cuando la falla se presenta en la barra de 115 kV o en cualquiera de los tramos de transformación de la subestación se deberá ordenar disparo a todos los interruptores asociados a la barra de 115 kV. Además si no opera alguno de los interruptores del lado de baja tensión de los transformadores se dará la orden de apertura a los interruptores de salida que estén en la sección de barra en donde se haya presentado la falla.

La operación de la subestación tipo Nodal III 3IP con el interruptor H320 en mantenimiento, se debe realizar bajo estricta supervisión por parte de los operadores de la subestación y notificar al despacho central, para realizar el mantenimiento de éste interruptor cuando se tenga la menor demanda en el sistema eléctrico que alimenta esta subestación o se tenga la posibilidad de suplir total o parcialmente por otra vía la carga de esta subestación. De esta forma se reducirían las probabilidades de perder la capacidad de distribución de la potencia demandada y aún más importante no se perdería la continuidad en el servicio que conforma al sistema de transmisión nodal de CADAFE.

4.1.3.- Implementación del sistema de control y protección de la subestación tipo Nodal III 3IP

4.1.3.1.- Equipos del sistema de protección

4.1.3.1.1.- Transformadores de tensión

La conexión de los transformadores de tensión en el nivel de 115 kV debe realizarse a través de un divisor capacitivo y la configuración de los devanados del transformador será: conexión estrella con tierra en el primario, estrella con tierra en ambos núcleos secundarios. Obteniéndose de esta manera en los devanados secundarios las tensiones entre fases y entre fase y tierra. Para obtener las tensiones de polarización de los relés direccionales de tierras, es necesario instalar un transformador auxiliar conectado en paralelo a uno de los devanados secundarios, teniendo una configuración de estrella en primario del auxiliar (conectado al secundario del transformador principal) y delta en el secundario del auxiliar.

Los transformadores electromagnéticos sin la utilización del divisor de tensión serán aplicados en los niveles de 34,5 kV y 13,8 kV para tener disposición de todos los voltajes para alimentar a los relés numéricos. La configuración de los

devanados será: estrella con tierra en el primario y en los secundarios, y un transformador auxiliar con el devanado primario en estrella con tierra conectado en paralelo al secundario del primer transformador y delta en el secundario de éste. Con esta configuración se puede obtener cualquier tipo de voltaje de línea o entre fase y tierra, además se puede obtener el voltaje de secuencia cero

Las conexiones típicas de estrella-estrella y delta-delta, no son recomendables para trabajar con relés numérico, ya que se necesitarían dos (02) juegos de transformadores para poder tener todas las variables de tensiones a manejar por los relés.

Todos los transformadores de tensión especificados para la subestación tipo Nodal III 3IP (Ver anexo 3) poseen dos (02) núcleos secundarios que alimentarán a los relés de protección y control y los instrumentos de medición.

La ubicación de los transformadores en el nivel de 115 kV será en las secciones de barra después de los seccionadores de barra asociados a los interruptores de línea (H124 y H228) y en las dos (02) salidas de líneas después de los seccionadores de línea (H303 y H313).

En el nivel de 34,5 kV se instalarán en cada una de las secciones de la barra y después de los seccionadores de salida de línea de distribución, de forma similar se instalarán en el nivel de 13,8 kV, teniendo en cuenta que se hará en las secciones de la barra principal.

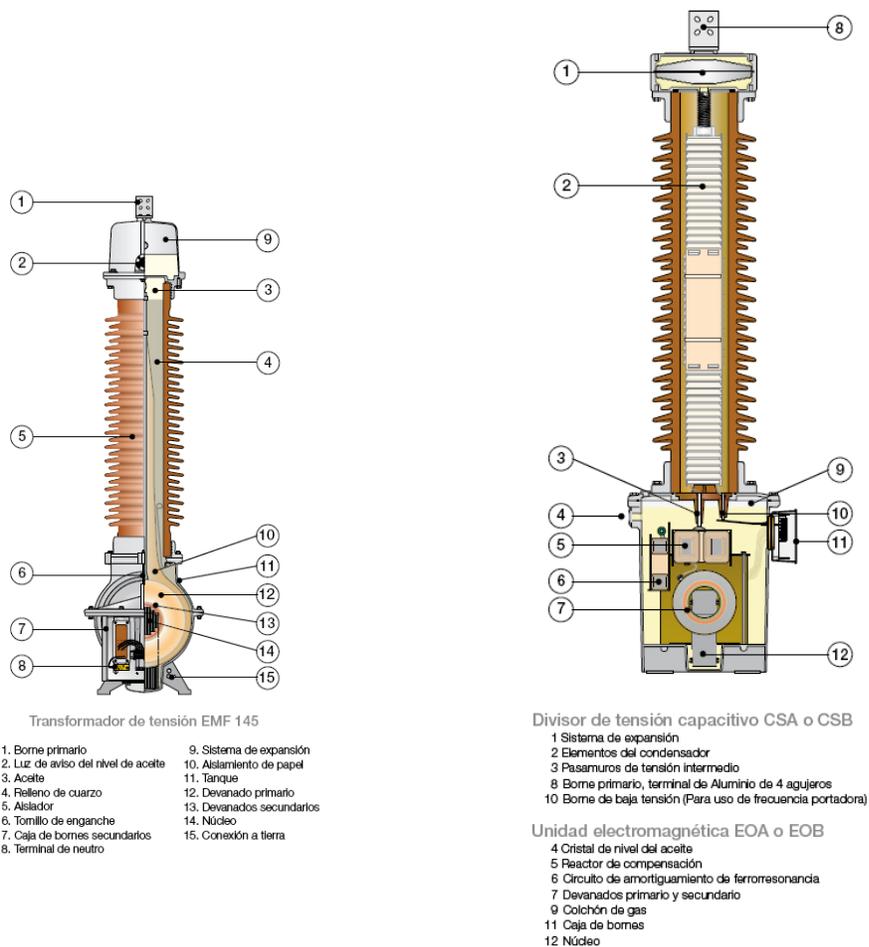


Figura 8. Transformadores de tensión. Izquierda: Transformador de tensión del tipo inductivo. Derecha: Transformador de tensión del tipo capacitivo. Fuente: Manual ABB “Transformadores de Medida Exteriores”.

4.1.3.1.2.- Transformadores de corriente

Los transformadores de corrientes con conexión estrella en el devanado primario y estrella en el devanado secundario se utilizarán para medir las corrientes de las tres (03) fases del sistema y también permite la conexión de equipos en el neutro. Para este tipo de transformador de corriente la máxima carga se debe especificar cuando ocurre una falla monofásica en el sistema.

Los transformadores de corriente con conexión estrella-delta, devanado primario y devanado secundario respectivamente, se utilizan para las protecciones

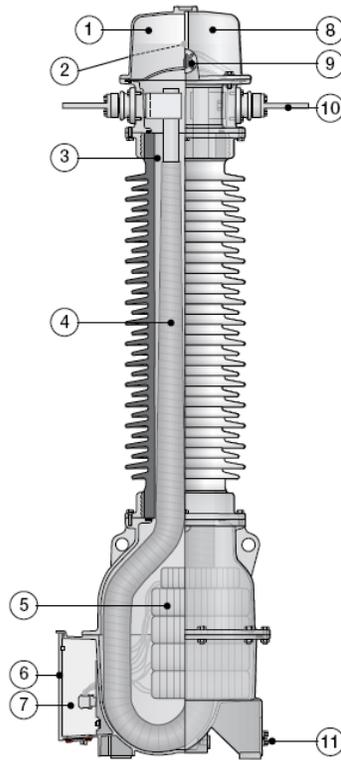
diferenciales de barra y las protecciones diferenciales de lazo o STUB. La máxima carga que pueden soportar estos transformadores antes de que se saturen por los niveles de corriente que circulen por ellos debe ser especificado en el caso de una falla bifásica o falla trifásica en el sistema que conforma la subestación.

La ubicación de los transformadores de corriente (Ver anexo 3) en el nivel de 115 kV será entre los interruptores y los seccionadores asociados a las líneas de transmisión, es decir, estos transformadores de cuatro (04) núcleos secundarios estarán entre: H120 y H128, H220 y H224. Para el tramo de enlace es indiferente donde se instale el transformador de corriente, sin embargo en la propuesta se encuentra entre H320 y H324.

Para los tramos de transformación se instalarán dos (02) transformadores de corriente: el primero ubicado en el lado de alta tensión del transformador de potencia compuesto de dos (02) núcleos secundarios y el segundo transformador ubicado en el lado de baja tensión compuesto de (04) núcleos secundarios.

En los tramos de acople de los niveles de 34,5 kV y 13,8 kV se instalarán dos (02) transformadores de corriente, cada uno en una sección de las barras (Ej. transformador de corriente 1 ubicado entre B124 y B120, y transformador de corriente 2 ubicado entre B128 y B120). Estos transformadores de corriente deben tener (03) núcleos secundarios.

Por último el transformador de corriente instalado en las salidas de los niveles de 34,5 kV y 13,8 kV, serán de cuatro (04) núcleos secundarios y se instalarán entre los seccionadores de línea y el interruptor de salida (Ej. para el tramo 1 de salida en el nivel de 34,5 kV el transformador de corriente estará ubicado entre B1005 y B1003).



Transformador de intensidad tipo IMB

- | | |
|---|--|
| 1. Colchón de gas | 6. Caja de bornes secundarios |
| 2. Unidad de relleno de aceite (oculta) | 7. Toma de tensión de capacitiva (previa petición) |
| 3. Relleno de cuarzo | 8. Vaso de expansión |
| 4. Conductor primario aislado por papel | 9. Luz de aviso del nivel de aceite |
| 5. Núcleos/devanado secundario | 10. Borne primario |
| | 11. Borne de tierra |

Figura 9. Transformador de corriente.

Fuente: Manual ABB “Transformadores de Medida Exteriores”.

4.1.3.1.3.- Relés de Protección

Ver esquema del anexo 3.

- **Relés de Protección de las Salidas y las Secciones de Barra en el nivel de 115 kV**
- *Protección Principal de Línea:* la protección primaria de la línea de transmisión esta conformada por los relés: de distancia (21), de sobrecorriente instantánea (50), de sobretensión (59) y de sobrecorriente direccional de tierra (67N). El

relé de distancia (21) garantizan la detección de las fallas que ocurran a lo largo de la longitud de la línea teniendo cuatro (04) zonas de disparo hacia adelante de la línea; la zona 1 cubre el 80% de la línea, la zona 2 cubre el 100% de la línea más el 20% de la línea más corta en la subestación remota, la zona 3 cubre el 100% de la línea y también el 100% de la línea más corta de la subestación remota y la zona 4 que cubre 1,3 veces la zona 3. Donde los tiempos de respuestas son ajustados desde una actuación instantánea (zona 1) hasta 2 a 3 s para realizar el disparo (zona 4). Los relés de sobrecorriente (50 y 67N) y el relé de sobretensión (59) están encargados de despejar de forma instantánea las fallas que ocurran en el tramo de llegada del arreglo de tres (03) interruptores de la subestación tipo Nodal III 3IP.

- *Protección Secundaria de Línea:* la protección secundaria de línea tiene los mismos relés de protección que la protección primaria sólo que operan como respaldo. Ambos sistemas de relés de protección operan o dan órdenes de disparo al mismo tiempo de esta forma el sistema gana en confiabilidad y seguridad, en consecuencia hay una mayor probabilidad de despeje exitoso durante una contingencia de falla en la subestación.
- *Relés Auxiliares de Protección de los tramos en el nivel de 115 kV:* los relés auxiliares son los encargados de realizar las verificaciones necesarias para la correcta operación entre los interruptores entrada de la subestación. La protección de los relés auxiliares esta integrada por: relé de verificación de sincronismo (25), relé de sobrecorriente instantánea para falla del interruptor (50BF), relé de sobrecorriente temporal para falla terminal del interruptor (51FTI), relé de recierre automático (79), relé de transmisión de datos (85) y relé diferencial para protección de lazo (87STUB).

El relé de verificación de sincronismo (25) está encargado de realizar las coordinaciones necesarias para realizar el cierre de los interruptores de entrada

que se encuentren entre dos (02) zonas de la subestación que estén energizadas, por ejemplo el interruptor H120 se encuentra abierto y la línea de transmisión 1 está operativa y la sección 1 de la barra de 115 kV está energizada, antes de dar la orden de cierre del interruptor se debe de verificar los niveles de tensión y la variación en la frecuencia en los extremos del interruptor, evitando la falla sobre el interruptor.

Los relés de sobrecorriente (50BF y 51FTI), son relés de disparos de respaldo ante la no operación del interruptor asociados a ellos. Mientras que los relés de recierre (79) y de transmisión de datos (85) son relés complementarios a las protecciones de línea, ya que ambos relés verifican que la falla se ha desajado exitosamente de la línea de transmisión.

El relé diferencial de protección de lazo (87STUB) es el encargado de realizar la protección dentro de los tramos propios de la subestación, es decir, cubre la zona de entrada de 115 kV. Para cuando se encuentren todos los interruptores cerrados o cuando se encuentre un tramo abierto proporcionando la función de protección de zona muerta.

- **Relés de Protección de los tramos de Transformación de 115/34,5 kV y 115/13,8 kV**
- *Protección Principal de los tramos de Transformación:* la protección principal de los tramos de transformación en la subestación tipo Nodal III 3IP esta conformado por relés de sobrecorriente instantáneos (50) y relés de sobrecorriente temporal (51 y 51N), ubicados en el lado de alta antes del seccionador rompe arco y en el lado de baja después del seccionador del interruptor asociado al transformador; también se emplea el relé diferencial (87T).

La protección diferencial del relé (87T) garantiza el despeje de cualquier falla que se presente en la zona entre los transformadores de corriente que se alimenta, es decir, se cubre la zona de la conexión del devanado primario de transformador hasta después del primer seccionador del interruptor ubicado en el lado de baja del mismo.

Para cubrir fallas que ocurran en la sección de barra en el nivel de 115 kV y fallas que ocurran aguas abajo de los interruptores del lado de baja se emplean los relés de sobrecorriente instantánea y los relés de sobrecorriente temporal (50, 51 y 51N), de esta forma abarcando todo el tramo de transformación.

- *Protección de los Transformadores:* la protección interna de los transformadores busca mantener el correcto funcionamiento de estos, censando los diferentes parámetros de temperatura y posibles corrientes de fuga entre los devanados de las bobinas, por medio de los relés de imagen térmica (49), de presión (63B) y de medición del nivel de aceite (71).
- **Relés de Protección en el nivel de 34,5 kV**
- *Relés de Protección de Barra:* la protección de barra se divide en: protección principal formada por un relé diferencial de barra (87B) que protege las dos (02) secciones de la barra abarcando los interruptores de alimentación (interruptores del lado de baja de los transformadores, B180 y B280) y los seis (06) interruptores de salida en este nivel; además de realizar la protección de zona muerta al estar abierto el interruptor de acople. La protección secundaria integra las funciones de verificación de sincronismo (25), falla del interruptor de acople de la barra (50BF), falla en los terminales del interruptor de acople (51FTI).

- *Relés de Protección Principal de Línea:* la protección de la líneas de distribución se realiza por medio de relés de sobrecorriente instantáneos (50 y 50N) y relés de sobrecorriente temporales (51 y 51N), determinando las posibles sobre cargas que se produzcan en las líneas.

Los relés de respaldo utilizados para las líneas de distribución son: relé de sobrecorriente (50BF y direccional), relé de recierre automático (79) y relé de transmisión de datos (85). Los relés de sobrecorriente actúan como respaldo ante la falla o no operación del interruptor y además habilitando la característica de ajuste del relé de sobrecorriente con los valores de tensión y de corriente proveniente de los transformadores, se puede obtener la distancia en la que ocurrió la falla en la línea, lo que dará una idea al equipo de mantenimiento y operación de la subestación en que zona del sistema de distribución hacer la búsqueda del punto de falla. El relé de recierre (79) y el relé de transmisión (85), deben de realizar las tareas de verificación de despeje de la falla en la línea y evaluar el estado de los interruptores, tanto el ubicado en la salida de la subestación así como el extremo remoto.

- **Relés de Protección en el nivel de 13,8 kV**
- *Relés de Protección de la Barra Principal y la Barra de Transferencia:* la protección de la barra principal se implementa con la utilización del relé diferencial de barra (87B), como protección principal. Esta protección abarca toda la zona de la barra principal y todos los interruptores asociados a ella, tanto en la sección 1 como en la sección 2 de la barra. Los relés auxiliares que se aplican en esta barra son: el relé de verificación de sincronismo (25), estableciendo las condiciones necesarias para cerrar el interruptor de acople de la barra; el relé de sobrecorriente instantáneo (50BF), activando los respaldos necesarios para garantizar y mantener la operatividad en la subestación una vez que el interruptor de acople haya presentado una falla en su disparo; y el relé de

sobrecorriente (51FTI), el cuál detecta fallas en los polos de los interruptores y además cumple con la función de respaldo a la protección diferencial.

- *Relés de Protección Principal de Línea:* los relés de protección de la línea de distribución en el nivel de 13,8 kV son los mismos que se emplearon para la protección en la línea de distribución de 34,5 kV, por lo tanto la protección principal constará de relés de sobrecorriente instantáneos (50 y 50N) y relés de sobrecorriente (51 y 51N), la protección secundaria enmarca los relés de sobrecorriente (50BF y direccional) y los relés (79) y (85) encargados de la comunicación entre las subestación al momento de la ocurrencia de la falla en la línea y su despeje.

4.1.3.2.- Enclavamientos

Los enclavamientos son las órdenes de bloqueo y desbloqueo en la operación de cualquier equipo de alta tensión que funcione a través de sistemas mecánicos, neumáticos o eléctricos. También los esquemas de enclavamientos cumplen la función de brindar una operación segura de los equipos de alta tensión, bien sea garantizar la seguridad del equipo de mantenimiento y a los operadores de la subestación, así como llevar a cabo las secuencias lógicas para la apertura y el cierre sin que se produzcan daños en los equipos.

Los esquemas de enclavamientos de la subestación tipo Nodal III 3IP (Ver anexos 4 hasta 25), siguieron los siguientes criterios básicos:

- Los seccionadores de puesta a tierra sólo podrán ser cerrados estando el seccionador de línea abierto.
- Entre el seccionador de línea y el seccionador de puesta a tierra el enclavamiento será de tipo mecánico a través del mismo sistema de accionamiento de los dos (02) seccionadores.

- Los seccionadores de línea y de barra de un tramo sólo podrán ser operados, estando abierto el interruptor del tramo.
- Los seccionadores de transferencia sólo podrán ser operados cuando el interruptor del tramo a transferir esté abierto. Además la transferencia se puede realizar a un sólo tramo, es decir, únicamente se podrá operar un seccionador de transferencia cuando el resto de seccionadores de transferencia estén abiertos.
- Los seccionadores de barras (entre dos (02) secciones de barra) sólo podrán ser abiertos cuando el interruptor asociado a ellos esté abierto.
- Entre el interruptor y los seccionadores de línea y barra o entre el interruptor y los seccionadores de dos (02) secciones de barra, el enclavamiento será del tipo eléctrico para el interruptor y del tipo mecánico para los seccionadores, ambos operados con llave.
- Los seccionadores rompearcos sólo podrán ser operados cuando el interruptor del lado de baja tensión del transformador esté abierto.

4.1.3.3.- Sistema de control

4.1.3.3.1.- Funciones del sistema de protección y de control

Ver esquema del anexo 3.

Funciones de protección y control para los interruptores del nivel de 115 kV (Función L115)

- Preparar el equipo de transmisión de datos para la transferencia de disparo al extremo remoto al detectar la falla.
- Ordenar disparo instantáneo en ajuste de primera zona y efectuar reenganche rápido.

- Enviar señal de disparo al equipo de transmisión de datos para la transferencia al extremo remoto.
- Ordenar disparo al interruptor al cumplirse las condiciones de disparo de cada una de las contingencias por falla que se puedan generar y efectuar reenganche rápido.
- Ordenar disparo definitivo para fallas de segunda zona y subsiguientes de acuerdo a los retardos de tiempos configurados de cada zona, bloqueando el reenganche en cualquier caso.
- Ordenar disparo instantáneo para fallas de segunda etapa al recibir la señal de comunicaciones desde el otro extremo al detectar la falla.
- Al dar orden de disparo se energizarán las respectivas protecciones de respaldo por la no operación del interruptor.
- Orden de disparo a los interruptores de respaldo ante la no operación del interruptor.
- Dejar señalización e impedir el cierre del interruptor por no cumplirse el sincronismo entre los nodos a conectar.
- Enviar señal al relé de alarma mayor y al de señalización centralizada, identificándose que interruptor del nivel de 115 kV ha operado.
- Dejar señalizaciones mecánicas y registros en la computadora principal de control indicando tipo de falla, zona de distancia, orden de disparo y recepción de alta frecuencia (transmisión de datos).

Funciones de protección y control para los interruptores del lado de baja tensión de los transformadores de potencia (Funciones T34,5 y T13,8)

- Ordenar disparo instantáneo por ajuste diferencial y disparo en segunda zona por sobrecorriente en el tramo de transformación.
- Ordenar disparo al interruptor del lado de baja tensión del transformador y bloquear el cierre del mismo después de T2 sea mayor a T1.

- Al dar orden de disparo se energizarán las respectivas protecciones de respaldo por la no operación del interruptor.
- Ordenar disparo al interruptor por disminución en la presión del aceite del transformador.
- Orden de disparo a los interruptores de respaldo ante la no de operación del interruptor.
- Supervisión del circuito del relé de disparo y los contactos de disparo de los relés de protección, enviando señal al relé de señalización centralizada correspondiente, al detector.
- Enviar señal de disparo.
- Dejar señalización al funcionar.
- Mandar señal al relé de alarma mayor de la subestación.
- Mandar señal al relé de señalización centralizada, indicando el equipo bajo falla.
- Mandar señal al relé de alarma menor de la subestación.
- Enviar señal al equipo registrador de eventos.

Funciones de protección y control para los interruptores de salida en los niveles de 34,5 kV y 13,8 kV (Funciones L34,5 y L13,8)

- Ordenar disparo instantáneo del interruptor asociado.
- Dejar señalización al funcionar.
- Operar el reenganche automático rápido para disparo instantáneo.
- Bloquear el disparo instantáneo después del primer cierre.
- Efectuar tres (03) reenganches y disparo del interruptor asociado con retardo de tiempo.
- Después del último reenganche, si la falla persiste, enviar señal al relé de alarma mayor de la subestación.
- Enviar señal al relé de señalización centralizada de la subestación.

- Supervisión del circuito de disparo del interruptor, enviando señal al relé de señalización centralizada correspondiente.
- Falla en la alimentación del circuito del relé de disparo.
- Circuito abierto en la bobina de disparo o en el cableado del circuito.
- Falla del mecanismo para completar la operación del disparo.
- La señalización centralizada indicará: Falla Interruptor Salida.
- La supervisión debe realizarse en cualquier posición abierto o cerrado, en que se encuentre el interruptor.
- El esquema de control debe evitar que se produzca falsas alarmas cuando opere el relé de disparo de reposición manual y limitar la corriente para impedir la energización del relé de disparo en caso de cortocircuito accidental en el relé de supervisión.
- Mandar señal al relé de alarma menor de la subestación.
- Dejar señalización al funcionar.

Funciones de protección y control para los interruptores de acople de la barra de 34,5 kV y la barra principal de 13,8 kV (Funciones A34,5 y A13,8)

- Ordenar disparo instantáneo del interruptor de acople.
- Ordenar disparo en segunda zona de protección del interruptor de acople por sobrecorriente.
- Dejar señalización e impedir el cierre del interruptor por no cumplirse el sincronismo entre los nodos a conectar.
- Al dar orden de disparo se energizarán las respectivas protecciones de respaldo por la no operación del interruptor.
- Orden de disparo a los interruptores de respaldo ante la no de operación del interruptor.
- Dejar señalización al funcionar.
- Enviar señal al relé de señalización centralizada de la subestación.

Funciones de protección y control para el interruptor de transferencia en el nivel de 13,8 kV (Función IT13,8)

- Activar el esquema de protección según el interruptor al cual se le está realizando la transferencia, teniendo todas las características descritas para los interruptores de salida de tramo de transformación, configuración 1 en el control del interruptor de transferencia, y en la configuración 2 agrupar las características para la salida de línea de distribución.
- Supervisar que se realizó exitosamente el traspaso de protección y control al interruptor de transferencia.
- Mandar señal al relé de alarma mayor de la subestación de la subestación.
- Dejar señalización al funcionar la transferencia.
- Enviar señal al relé de señalización centralizada de la subestación.

4.1.3.3.2.- Protocolos de comunicación del sistema de protección y de control

La red de adquisición y transmisión de datos en la subestación tipo Nodal III 3IP, aplicará como protocolo principal de red el estándar IEC 61850 y para las conexiones troncales se utilizara la familia de estándares agrupados en el IEC 60870-5.

La principal característica del protocolo de comunicación IEC 61850 es la interoperabilidad entre los equipos electrónicos inteligentes IED o los relés numéricos de múltiples funciones, los cuales tienen la capacidad de tomar decisiones a partir de la información enviada directamente por los equipos de alta tensión, así como también de la información que reciben de otros relés IED sin discriminar entre las marcas fabricantes de los mismo.

El protocolo IEC 61850 se fundamenta en la conversión de los datos adquiridos por los relés IED en objetos más pequeños, denominados nodos lógicos LN,

los cuales son los responsables de la comunicación. Para la implementación de este estándar se recomienda la instalación de una plataforma TCP/IP en anillo, logrando la comunicación entre los relés bajo estándar IEC 61850.

La comunicación entre los equipos de protección, control y el IHM también se realizan bajo en protocolo IEC 61850. Sin embargo para la comunicación entre la subestación y el NCC o el despacho de cargas la comunicación se realizará bajo el estándar IEC 60870-5-101, proveyendo una comunicación punto a punto con la subestación, además de brindar la posibilidad de compatibilidad con cualquiera de los estándar de la familia IEC 60870-5 (desde el IEC 60870-5-1 hasta el IEC 60870-5-5).

En la necesidad de realizar una ampliación de la subestación que no se encuentre en el diseño definitivo de una subestación tipo Nodal III 3IP dentro del sistema eléctrico interconectado, como el caso de agregar compensadores a líneas de transmisión largas que estén sobrecargadas, se pueden agregar los equipos de protección y control de los compensadores por medio de la utilización del estándar IEC 60870-5-103, siendo compatible con el estándar principal de la red de comunicación de la subestación (IEC 61850).

4.1.4.- Modelación de los servicios auxiliares de la subestación tipo Nodal III 3IP

4.1.4.1.- Esquemas de los servicios auxiliares

4.1.4.1.1.- Esquema del servicio auxiliar de corriente alterna

El sistema de servicios auxiliares de corriente alterna (ver anexo 26) constará con una protección en alta tensión de seccionadores tripolares tipo intemperie y fusibles limitadores de alto poder de corte. Para la protección en la salida de baja tensión de cada transformador de servicios auxiliares (conexión estrella-estrella) se colocarán fusibles de capacidad de ruptura adecuada y en perfecta coordinación con

los interruptores termomagnéticos principales que sirven de protección a los alimentadores de los tableros de servicios auxiliares.

La fuente de respaldo o planta diesel (si se considera en el diseño de la subestación), deberá estar protegida con un interruptor termomagnético ubicado en el tablero de la planta diesel y coordinado con el interruptor principal del tablero de servicios auxiliares. Además cada circuito ramal estará protegido contra cortocircuito mediante interruptores termomagnéticos ubicados en los tableros de servicios auxiliares.

El sistema de control de los contactores de los transformadores de servicios auxiliares estarán enclavados entre si y con el interruptor de acoplamiento de las barras de alta tensión.

El control de la alimentación de la barra de corriente alterna, se hará con un conmutador de cuatro (04) posiciones, indicando:

- *Posición 1:* ambos transformadores desconectados.
- *Posición 2:* transformador 1 conectado. El transformador 2 entrará en servicio automáticamente si falta tensión a la salida del transformador 1.
- *Posición 3:* transformador 2 conectado. El transformador 1 entrará en servicio automáticamente si falta tensión a la salida del transformador 2.
- *Posición 4:* transformador 1 y 2 conectados en paralelo si el acoplador de barras de alta tensión está cerrado.

Normalmente un contactor estará cerrado y el otro se encontrará bloqueado por el primero. En casos especiales, si se desea obtener una potencia mayor que la de un solo transformador se podrá enclavar el segundo de los contactores.

Los equipos de protección y de medición instalados en el sistema de servicios auxiliares de corriente alterna, serán:

- Relé de baja tensión (27)

- Relé de sobrecorriente (51N) función de polo a tierra
- Medición de tensiones entre fases y entre fase y neutro.
- Medición de las corrientes de los alimentadores principales.

4.1.4.1.2.- Esquema del servicio auxiliar de corriente continua

En sistema de servicios auxiliares de corriente continua (ver anexo 27) la protección del banco de baterías deberá ser sobrecorriente para detectar posibles cortocircuitos en la barra de corriente continua, así como de cortocircuitos en los conductores entre la barra y el banco, a través de fusibles limitadores de alto poder de corte, del tipo cuchilla extraíble y de características acordes al sistema.

Las protecciones de los cargadores-rectificadores y circuitos ramales se harán mediante la instalación de interruptores automáticos del tipo termomagnético. Cada circuito ramal debe protegerse contra cortocircuitos y sobrecargas mediante interruptores automáticos del tipo termomagnético, ubicados en los tableros de los servicios auxiliares de corriente continua.

El control de la alimentación de la barra de corriente continua, funcionará a través de un conmutador manual o digital que permita la selección de las siguientes condiciones de operación:

- *Posición 1:* ambos rectificadores desconectados.
- *Posición 2:* rectificador 1 conectado. El rectificador 2, entrará en servicio automáticamente si falta tensión en la salida del rectificador 1.
- *Posición 3:* rectificador 2 conectado. El rectificador 1, entrará en servicio automáticamente si falta tensión en la salida de rectificador 2.
- *Posición 4:* rectificadores 1 y 2 conectados en paralelo.

Los equipos de protección y de medición instalados en el sistema de servicios auxiliares de corriente continua, serán:

- Relé de baja tensión (27)
- Relé de sobrecorriente (51N) función de polo a tierra
- Medición de tensiones entre fases y entre fase y neutro.
- Medición de las corrientes de los alimentadores principales.

4.1.4.2.- Diseño de los tableros de los servicios auxiliares

Los tableros de medición, control y protección son especificados por cada tramo que conforma la subestación tipo Nodal III 3IP (ver anexos 28 hasta 31), en donde se distribuyen los diferentes equipos de forma que sean de fácil acceso y entendimiento por parte del personal que opera la subestación, teniendo como ventaja una respuesta rápida y apropiada ante las contingencias de falla en el funcionamiento o la no operación que se presenten en los relés o en los equipos del sistema de los servicios auxiliares.

RECOMENDACIONES

Debido a la utilización de relés numéricos de múltiples funciones, es necesario instalar transformadores auxiliares de tensión conectados en paralelo al devanado secundario de los transformadores de tensión, para obtener las diferentes variables de tensión entre fases, entre fase y neutro y de secuencia cero, sin la necesidad de tener que especificar transformadores especiales para su aplicación en la subestación tipo Nodal III 3IP.

En cuanto a la aplicación del estándar IEC 61850, es necesario evaluar las características de conexión entre equipos de protección y control de diferentes marcas, revisando los estudios que se adelantan entre los equipos producidos por la empresa ABB y por la empresa SIEMENS, incrementando los beneficios de la instalación de éste estándar de comunicación.

Para realizar la especificaciones de los servicios auxiliares en corriente continua y en corriente alterna, así como determinar la precisión de los transformadores de medición y control, se debe realizar un estudio del nivel de cortocircuito de la subestación tipo Nodal III 3IP, así como determinar la demanda de los equipos de protección y control que se recomiendan instalar. De esta forma se presentaría un estudio real de costo que abarque tanto los equipos y las obras civiles de patio y los equipos del sistema secundario de la subestación.

CONCLUSIONES

La implementación del sistema secundario en la subestación tipo Nodal III 3IP integró las nuevas tendencias del esquema de barra en el nivel de 115 kV (esquema 3IP) con las nuevas tecnologías desarrolladas en la fabricación de los transformadores de medición y protección, los relés numéricos de múltiples funciones y el sistema de comunicación.

La investigación se basó en la migración de las normas que establece CADAFE para el diseño de sus subestaciones, en donde se hacen referencia a los relés electromecánicos, que en su aplicación requieren de un excesivo cableado entre los equipos de protección y control para garantizar el correcto funcionamiento de la subestación dentro de la dinámica actual del sistema interconectado nacional.

Por lo que en la propuesta para la implementación del sistema secundario se emplean los relés numéricos de múltiples funciones, los cuáles son capaces de realizar diferentes funciones de protección y control; por ejemplo la protección principal de las líneas de transmisión que en un sólo relé concentran las funciones de protección de distancia, sobrecorriente, sobrecarga y sobrecorriente direccional, además de brindar la comunicación directa con los otros relés que integran su zona de protección, disminuyendo los tiempos de operación de las protecciones.

Dada la necesidad de enviar a un sólo relé los datos de las corrientes y las tensiones del sistema, se requieren que los transformadores de medición y de protección tengan dos (02) tipos de conexiones entre sus devanados: estrella-estrella y estrella-delta, de esta forma obteniéndose todas las variables necesarias para mantener la característica de múltiples funciones en los relés.

Con la propuesta de los relés numéricos de múltiples funciones surge la necesidad de instalar un sistema de comunicación descentralizado, para tener la conexión entre todos los equipos protección y control y a su vez hacer al sistema independiente de un equipo concentrador (sistema centralizado), teniendo varias rutas al mismo tiempo en el intercambio de la información, en otras palabras hacer al sistema de comunicación redundante.

En el proceso desde el diseño hasta la puesta en operación de las subestaciones, es de práctica común mantener tramos que se van a construir a futuro (ampliaciones de la subestación), por lo que el sistema de comunicación se debe prever para agregar nuevos equipos de protección y control al sistema secundario. Los protocolos de comunicación IEC 61850 (como base de la red de comunicación descentralizada) y la familia de protocolos IEC 60870-5 (destacados en la intercomunicación entre dos (02) sistema, bien sea existentes o uno existente y otro nuevo), brindan la capacidad de instalar equipos de protección y de control de última tecnología (mejores características en la modelación de sus funciones) en los tramos a futuro garantizando la compatibilidad con el sistema que se encuentre instalado y en operación.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Comité de Normalización, Ingeniería y Métodos. NS-P, Especificación técnica sobre las subestaciones normalizadas de CADAFE, (Norma).--Caracas: CADAFE, 1984.
- [2] Martínez D., Ismael R. *Actualización de la ingeniería de las subestaciones normalizadas SET-NIII, SET-N115TD y SET-N230T. Primera etapa: Diseño conceptual*, (Informe Final).--Caracas: CADAFE, 2002. p. 136.
- [3] Dirección de Desarrollo. DNS-3. *Diseños normalizados de subestaciones, Sistema de protección, Tomo I: Transformadores de potencia y reactores, y Tomo III: Secciones 115, 34,5 y 13,8 kV.*-- Caracas: CADAFE, 1980.
- [4] IEEE Standards Board. *IEEE Recommended practice for protection and coordination of industrial and comercial power systems, IEE Std 242-1986.*- - Estados Unidos de America: 1986. p. 87-137.
- [5] UPEL. *Manual de trabajos de grado de especialización y maestría y tesis doctorales.*-- Caracas: FEDUPEL, 2006.
- [6] Corbacho, Roger. *Guía del curso del Profesor Roger Corbacho del programa de doctorado conjunto de la Universidad Politécnica de Madrid.*-- Caracas: AUTOR, 2007.
- [7] Entrevista realizada al Ingeniero Fernando Oropeza en la subestación CADAFE Yaracuy, septiembre 2007.

BIBLIOGRAFÍAS

Libros

Santaella, Luciano. *Estudio de diseño de equipos de alta tensión, Parte I: Evaluación del diseño y pruebas de transformadores de potencia.*--Caracas: CADAPE, 1991.

Romero T., Carlos A. *Protecciones de sistemas de potencia.*-- Mérida: ULA, 1992.

Martín, José Raúl. *Diseño de subestaciones eléctricas.*-- México: McGraw Hill, 1987.

HMV Ingenieros y Mejía Villegas S.A.. *Subestaciones de alta y extra alta tensión.*-- Colombia, 1991.

Oropeza, Fernando. Ante la Gerencia de Transmisión Central, División de Protección y Medición. *Curso de protecciones eléctricas.*-- Cabudare: CADAPE, 2005.

Oropeza, F. y Alayon, J. Ante la Gerencia de Transmisión Central, División de Protección y Medición. *Filosofía básica de protecciones eléctricas.*-- Cabudare: CADAPE, 2000.

Normas

DNS-3. *Diseños normalizados de subestaciones, Sistema de protección, Tomo I: Transformadores de potencia y reactores.*-- Caracas: CADAPE, 1980.

DNS-3. *Diseños normalizados de subestaciones, Sistema de protección, Tomo III: Secciones 115, 34,5 y 13,8 kV.*-- Caracas: CADAFFE, 1980.

NS-P. *Normas para proyectos de subestaciones.*-- Caracas: CADAFFE, 1984.

156-88. *Norma presentación de proyectos de subestaciones de transmisión de subestaciones normalizadas de CADAFFE.*-- Caracas: CADAFFE, 1988.

160-05. *Norma servicios auxiliares de corriente continua. Criterios para el diseño.*-- Caracas: CADAFFE, 2005.

161-88. *Norma presentación de proyectos de subestaciones de transmisión. Diseño de los servicios auxiliares de corriente alterna.*-- Caracas: CADAFFE, 1988.

193-88. *Norma para subestaciones de diseño nodal III. Diseño.*-- Caracas: CADAFFE, 1988.

280-91. *Norma de presentación de proyectos de subestaciones de transmisión. Diseño de enclavamientos y avisos de maniobras.*-- Caracas: CADAFFE, 1991.

281-91. *Norma de presentación de proyectos de subestaciones de transmisión. Nomenclatura de equipos.*-- Caracas: CADAFFE, 1991.

Internet

GE Industrial [en línea]. <<http://www.geindustrial.com/pm/notes/get8048a.pdf>> [Consulta: 2007]

GE Industrial [en línea]. <<http://www.geindustrial.com/multilin/notes/ref/ANSI.pdf>> [Consulta: 2007]

Basler Electric [en línea].

<http://www.basler.com/downloads/ANSI_functions.pdf> [Consulta: 2007]

Wikipedia [en línea]. <<http://en.wikipedia.org/wiki/IEC61850>> [Consulta: 2007]

Wikipedia [en línea]. <http://en.wikipedia.org/wiki/IEC_60870-5-101> [Consulta: 2007]

Wikipedia [en línea]. <http://en.wikipedia.org/wiki/IEC_60870-5-104> [Consulta: 2007]

Wikipedia [en línea].

<http://en.wikipedia.org/wiki/Manufacturing_Message_Specification> [Consulta: 2007]

Wikipedia [en línea]. <<http://en.wikipedia.org/wiki/TCP/IP>> [Consulta: 2007]

Wikipedia [en línea].

<http://en.wikipedia.org/wiki/Transmission_Control_Protocol> [Consulta: 2007]

Wikipedia [en línea]. <http://en.wikipedia.org/wiki/Internet_Protocol> [Consulta: 2007]

Wikipedia [en línea]. <<http://en.wikipedia.org/wiki/Ethernet>> [Consulta: 2007]

Manuales

Manual de referencia: Versión Octubre 2002. ABB Suiza S.A., Utility Automation Systems. *Protección numérica de estación, Protección de barras con protección de falla interruptor y protección de línea integrada*. Suiza, 2003.

Manual de referencia: Versión Diciembre 2006. ABB Power Technology, Substation Automation Products. *Protect breaker protection terminal REB 551* 2.5*. Suecia, 2006.

Manual de referencia: Versión Junio 2006. ABB Switzerland LTD, Power Systems. *Communication gateway for high and medium-voltage substations, COM581*. Suiza, 2007.

Manual de referencia: Versión Diciembre 1999. ABB Suiza S.A., Utility Automation Systems. *Protección numérica de transformador*. Suiza, 2002.

Manual de referencia: Versión Diciembre 1999. ABB Suiza S.A., Utility Automation Systems. *Protección numérica de línea*. Suiza, 2002.

Manual de referencia: Versión 4.1. ABB Power Technology, High Voltage Products. *Transformadores de medida exteriores*. Suecia, 2006.

ANEXOS