



UNIVERSIDAD TÉCNICA DEL NORTE

FACULTAD DE EDUCACIÓN CIENCIA Y TECNOLOGÍA

TEMA:

“DISEÑAR UN MANUAL TÉCNICO PARA EL MANEJO Y OPERACIÓN DE LA NUEVA SUBESTACIÓN ALPACHACA 69 KV. DE LA EMPRESA ELÉCTRICA REGIONAL NORTE S.A.”

Trabajo de grado previo a la obtención del título de Tecnólogos en
electricidad

AUTORES:

CASTRO PASPUEL EDWIN ROLANDO
HERRERA POZO CARLOS JAVIER

DIRECTOR:

ING. HERNÁN PÉREZ

Ibarra – 2013

APROBACIÓN DEL DIRECTOR

En calidad de Director del Trabajo de Grado, presentado por los estudiantes Castro Paspuel Edwin Rolando y Herrera Pozo Carlos Javier, para obtener el título de Tecnólogos en Mantenimiento Eléctrico, doy fe de que dicho trabajo reúne los requisitos y méritos suficientes para ser sometido a presentación pública y evaluación por parte del jurado examinador que se designe.

En la ciudad de Ibarra a los 15 días del mes de mayo del 2013.

Atentamente.

Ing. Hernán Pérez

DIRECTOR

DEDICATORIA

El presente trabajo de grado dedico a Dios, por regalarme una vida llena oportunidades.

A mis padres quienes me han colmado de bendiciones, quienes han sido mi soporte y apoyo constante en el transcurso de mi carrera y en la realización de este trabajo.

A mi esposa Cristina Reina por su amor, compañía, motivación y comprensión permanente.

Y a todos quienes de una u otra manera siempre estuvieron brindándome su apoyo incondicional en el desarrollo de este trabajo

Rolando.

DEDICATORIA

Mi tesis la dedico con todo mi amor y cariño:

A Dios, por ser nuestro creador, amparo y fortaleza, cuando más lo necesite, y por hacer palpable su amor a través de cada uno de los que me rodean.

A mi Madre Rosa Herrera, por ser la mujer más bella que he conocido. Todo lo que soy se lo debo a ella, a mi madre. Atribuyo todos mis éxitos en esta vida a la enseñanza moral, intelectual y física que recibí de ella. Es mi luz.....

A mi esposa Janeth y a mi hijo David, porque me dan la fuerza para levantarme cada día y luchar por su bienestar.

A mis hermanos en especial a Nubi y José que son la base de nuestra familia y siempre me apoyaron los amo.

Carlos J. Herrera.

AGRADECIMIENTO

A DIOS

Quien en su infinita gracia me ha concebido la oportunidad de haber culminado una etapa más de mi vida.

A MIS PADRES

Quienes con su diario sacrificio han dulcificado mi recorrido, para que triunfante llegue al final de mi camino.

A LA UNIVERSIDAD

Cantera de seres humanos honestos, dignos y leales a sus principios y a los de la institución. De manera especial hago extenso mi agradecimiento al Ing. Hernán Pérez director del presente proyecto, quien me orientó para culminar con éxito de este trabajo.

A EMELNORTE

Especialmente al personal que conforma el departamento de subestaciones y líneas de subtransmisión por la facilidad prestada para la realización de este trabajo.

Rolando.

AGRADECIMIENTO.

Son tantas personas a las cuales debo parte de este triunfo, de lograr alcanzar mi culminación académica, la cual es el anhelo de todos los que así lo deseamos.

A ti mi Dios, mi Señor, mi Amigo, quien me ha guiado siempre acompañándome en mis alegrías y triunfos, en mis tropiezos y fracasos, siempre he permanecido con toda mi fe puesta en ti gracias.....

A mi Madre, por ser fuente inagotable de amor le debo mi vida y lo que soy GRACIAS mi viejita por usted sigo en la lucha.

A mi preciosa Janeth y a mi hijo David quienes siempre me han brindado su apoyo para poder continuar con mi preparación personal y profesional.

A mis profesores quienes fueron los que me inculcaron la mayoría de mis conocimientos, gracias a su paciencia y enseñanza y finalmente un eterno agradecimiento a esta prestigiosa universidad la cual abre sus puertas a jóvenes como nosotros, preparándonos para un futuro competitivo y formándonos como personas de bien.

A EMELNORTE S.A., en especial a su Presidente Ejecutivo, al departamento de subestaciones y líneas de subtransmisión, por haber atendido los requerimientos de información y haber colaborado incondicionalmente.

Carlos J. Herrera.

ÍNDICE GENERAL

CARATULA.....	I
APROBACIÓN DEL DIRECTOR	II
DEDICATORIA	III
AGRADECIMIENTO	V
ÍNDICE GENERAL.....	VII
ÍNDICE DE GRÁFICOS	X
ÍNDICE DE TABLAS	XI
RESUMEN.....	XII
ABSTRACT.....	XIII
INTRODUCCIÓN	XIV
CAPÍTULO I	1
1. PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN	1
1.1. Antecedentes.....	1
1.2. Planteamiento del problema	2
1.3. Formulación del problema	3
1.4. Delimitación espacial y temporal del problema	3
1.4.1. Delimitación espacial.....	3
1.4.2. Delimitación temporal.....	4
1.5. Objetivos.....	4
1.5.1. Objetivo general.....	4
1.5.2. Objetivos específicos	4
1.6. Justificación de la investigación.....	5
1.7 Factibilidad	6
CAPÍTULO II	7
2. MARCO TEÓRICO	7
2.1. Elaboración de un manual	7
2.1.1. Definición	7
2.1.2. Finalidad.....	8

2.1.3.	Naturaleza del manual.....	8
2.1.4.	Misión del manual.....	9
2.1.5.	Visión del manual	9
2.1.6.	Alcance y aplicación del manual.....	9
2.1.7.	Clasificación.....	10
2.1.8.	Lineamientos lógicos para la elaboración de un manual.....	10
2.1.8.1.	Recopilación de información.....	10
2.1.8.2.	Interpretación y diseño de la información	11
2.1.8.3.	Elaboración del manual.....	12
2.1.8.4.	Aprobación y actualización del manual.....	13
2.1.9.	Políticas y normas de operación.....	14
2.2.	Aspectos legales y técnicos	14
2.2.1.	Sistema de generación de EMELNORTE y alimentación del Sistema Nacional Interconectado	16
2.2.2.	Líneas de subtransmisión de Emelnorte.....	17
2.3.	Subestación eléctrica	19
2.3.1.	Clasificación de las subestaciones eléctricas	20
2.3.2.	Operación de subestaciones	23
2.3.3.	Elementos de una subestación eléctrica	25
2.4.	Transformador de potencia	26
2.4.1.	Partes de un transformador de potencia.....	27
2.4.2.	Clasificación de los transformadores	27
2.4.3.	Características constructivas	29
2.4.4.	Pruebas al transformador	33
2.4.5.	Temperatura del transformador	36
2.4.6.	Transformador de servicios auxiliares	39
2.5.	Transformadores de medida	41
2.5.1.	Transformadores de potencial (TP's)	41
2.5.2.	Transformadores de corriente (TC's)	43
2.6.	Interruptor o disyuntor	44
2.6.1.	Diferentes tipos de interrupción en los disyuntores	45
2.6.2.	Programa estándar de mantenimiento.....	51

2.7.	Seccionador.....	53
2.7.1.	Cuchillas de puesta a tierra.....	55
2.7.2.	Mantenimiento de seccionadores.....	56
2.8.	Relé de protección.....	57
2.8.1.	Principales protecciones para una subestación.....	58
2.9.	Banco y cargador de baterías.....	59
2.9.1.	Banco de baterías.....	59
2.9.2.	Cargador de baterías.....	60
2.10.	Celdas.....	61
2.10.1.	Características de las celdas.....	61
2.10.2.	Diseño de las celdas.....	62
2.10.3.	Mantenimiento preventivo y correctivo.....	62
2.11.	Niveles de voltaje en EMELNORTE.....	63
2.11.1.	Parámetros de medición.....	64
2.12.	Control de equipos en la subestación.....	65
2.12.1.	Control local.....	65
2.12.2.	Control remoto.....	65
2.12.3.	SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition).....	66
2.13.	Elementos de patio en la subestación.....	66
2.14.	Herramientas a utilizar en una subestación.....	69
2.15.	Equipo de protección personal (EPP).....	70
2.16.	Glosario de términos.....	74
CAPÍTULO III	76
3.	MARCO METODOLÓGICO.....	76
3.1.	Tipos de investigación.....	76
3.1.1.	Investigación de campo.....	77
3.1.2.	Investigación descriptiva.....	77
3.1.3.	Investigación documental.....	78
3.2.	Métodos.....	78
3.2.1.	Método científico.....	78
3.2.2.	Método inductivo.....	79

3.2.3.	Método Deductivo	79
3.2.4.	Método Analítico	80
3.2.5.	Método Sintético	80
3.3.	Técnicas	81
3.3.1.	Entrevista	81
3.3.2.	Observación	81
3.4.	Población y Muestra	81
CAPÍTULO IV		83
4.	ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS	83
4.1.	Observación de la nueva subestación Alpachaca	84
4.1.1.	Resultados de la observación	84
4.1.2.	Análisis y comparación de equipamiento	88
4.1.3.	Conclusiones y recomendaciones	92
4.1.3.1.	Conclusiones	92
4.1.3.2.	Recomendaciones	94
4.1.3.3.	Bibliografía	96
4.1.3.4.	Linkografía	98
CAPÍTULO V		100
5.	PROPUESTA ALTERNATIVA	100
5.1.	Título de la propuesta	100

ÍNDICE DE GRÁFICOS

Gráfico 1	Subestación Alpachaca	20
Gráfico 2	Transformador de potencia 10-12,5 MVA	26
Gráfico 3	Relé buchholz	38
Gráfico 9	Transformadores de corriente TC	43
Gráfico 10	Placa de características de un interruptor AREVA	44
Gráfico 11	Hexafluoruro de azufre SF6	51
Gráfico 12	Juego de seccionadores y caja de mando	54
Gráfico 13	Relé sepam S80	58
Gráfico 14	Banco y cargador de baterías	60
Gráfico 15	Tableros de control, protección y medición	61
Gráfico 16	Registro de parámetros eléctricos.	65
Gráfico 17	Casco dieléctrico	72

Gráfico 18 Guantes de protección	72
Gráfico 19 Botas de seguridad.....	73
Gráfico 20 Ropa de trabajo.....	74

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1 Centrales de Generación de EMELNORTE.....	17
Tabla 2 Líneas de subtransmisión de EMELNORTE.....	18
Tabla 3 Niveles de voltaje en EMELNORTE.....	63
Tabla 4 Niveles de voltaje en sistemas eléctricos.....	64
Tabla 5 Parámetros de medición.....	64
Tabla 6 Distancias de seguridad.....	69

RESUMEN

La presente investigación se inclina fundamentalmente al desarrollo de un manual técnico para el manejo y operación de la nueva subestación “Alpachaca 69/13,8 kV de EMELNORTE S.A. cumpliendo con las expectativas planteadas por el investigador. Realizando la recolección de información como conceptos y definiciones, así como también características, clasificaciones u otros parámetros teóricos que permitan conceptualizar los diferentes componentes que conforman la subestación. Este manual va a permitir conocer en forma general los equipos que conforman una subestación. Además la forma de manejo y operación de los sistemas de control atendidos por el operador de la subestación, para la ejecución de maniobras, coordinación de consignas y demás prácticas que garanticen el óptimo desempeño en la operación de la subestación Alpachaca reduciendo de esta manera los riesgos de accidentes por una mala maniobra. Tecnológicamente este proyecto contribuye a establecer las características técnicas de los equipos que conforman una subestación, conocer el funcionamiento de equipos de medición y protección para establecer procedimientos de operación en condiciones normales y de falla para un mayor rendimiento de los operadores de subestaciones.

ABSTRACT

The present investigation leans fundamentally to the development of a technical manual for the handling and operation of the new substation Alpachaca 69/13,8 kV Of EMELNORTE CORP. fulfilling the expectations outlined by the investigator. Carrying out the gathering of information like concepts and definitions, as well as characteristic, classifications or other theoretical parameters that allow conceptualizing the different components that conform the substation. This manual will allow to know in general form the teams that conform a substation. Also the handling form and operation of the control systems assisted by the operator of the substation, for the execution of maneuvers, coordination of watchwords and other practical that guarantee the good acting in the operation of the substation Alpachaca reducing this way the risks of accidents for a bad maneuver. Technologically this project contributes to establish the technical characteristics of the teams that conform a substation, to know the operation of mensuration teams and of protection to establish operation procedures under normal conditions and of flaw for a bigger yield of the operators of substations.

INTRODUCCIÓN

El suministro de energía eléctrica tiene su proceso desde las diferentes centrales de generación, el cual es aprovechado por los diferentes usuarios, para lograr este propósito es de mucha importancia la intervención de un sistema de distribución el mismo que trabaja conjuntamente con las diferentes subestaciones, ya sean estas elevadoras, reductoras o de paso, de esta manera transformar los valores de voltaje para ser aprovechado por los diferentes tipos de usuarios.

Es por esto que se da importancia a la nueva subestación Alpachaca, ya que de ella depende la continuidad del sistema de distribución de parte del cantón Ibarra y el cantón Urcuquí, del estado en que se encuentre la subestación dependerá la operación del sistema y por ende la calidad de energía suministrada a los diferentes abonados, para esto se debe tener un manual de operación de la nueva subestación Alpachaca.

Un sistema de distribución no es estático si no dinámico, dependiendo del aumento de la demanda, variando de esta manera sus características de operación y por consecuencia también el nivel de calidad de la energía suministrada.

El avance y aplicación de la tecnología ayuda a mantener una buena confiabilidad en el sistema, ya que hoy en día se tiene la oportunidad de utilizar equipos de última tecnología que permiten conocer y controlar de mejor manera la operación de un sistema de distribución, un manual de operación ayudará al operador en la comprensión y aplicación de las maniobras que debe realizar de una manera oportuna, correcta y así cubrir con la continuidad del servicio en el área que sirve la subestación.

CAPÍTULO I

1. PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN

1.1. Antecedentes

En el Ecuador hay empresas eléctricas de distribución agrupadas como la CNEL “Corporación Nacional de Electricidad” y las empresas eléctricas independientes como: E.E.Q.S.A. “Empresa eléctrica Quito”, EMELNORTE S.A, Regional Centro Sur, entre otras, que utilizando su sistema de subtransmisión y distribución, entregan energía eléctrica a sus abonados en cada una de las áreas de concesión otorgadas por el ente regulador CONELEC. EMELNORTE es una sociedad anónima civil y mercantil constituida mediante escritura pública otorgada en la ciudad de Ibarra el 25 de noviembre de 1975, ante el señor Notario público segundo del cantón Ibarra; cuenta con una matriz en Ibarra, 13 agencias y diferentes CAR, centros autorizados de recaudación, distribuidos en toda el área de concesión. Así como también, los cobros de energía se los realiza en diferentes instituciones bancarias y a través de la página web *www.emelnorte.com* para dar facilidad a sus abonados.

La Empresa Eléctrica Regional Norte S.A. tiene como misión: generar, distribuir y comercializar energía eléctrica de calidad para satisfacer las necesidades de sus clientes, con personal técnico y calificado, contribuyendo al desarrollo del norte del país.

Al mes de enero 2013 se ha registrado en el sistema comercial 217.164 abonados. El área de concesión de EMELNORTE tiene una extensión de 11.987 km² distribuidos en las provincias de Imbabura, Carchi y norte de la provincia de Pichincha con los cantones Cayambe y Pedro Moncayo, así como parte del cantón Sucumbíos en la provincia oriental del mismo nombre y se anexó dos pequeñas parroquias de la provincia de Esmeraldas, Alto Tambo y Durango, que pertenecen al cantón San Lorenzo. Según los datos antes mencionados, EMELNORTE S.A. cuenta en su mayoría con abonados de tipo residencial, además se registra un importante número de abonados tipo industrial y comercial.

1.2. Planteamiento del problema

Los elementos que constituyen la nueva subestación Alpachaca 69 kV, son muy diferentes con relación a los elementos de otras subestaciones de Emelnorte, éstos son más sofisticados, se puede decir que los equipos son de última tecnología para el control y operación de la subestación eléctrica.

Al presentarse una novedad como por ejemplo: un interruptor disparado, cualesquier alarma que se presenta por anomalía en el sistema o en la subestación, para el personal que no tenga conocimiento de la operación de éstos equipos le será difícil restablecer el servicio eléctrico.

Es por eso que es necesario realizar guías actualizadas en el ámbito de la formación y orientación laboral, lo que permitirá al operador tener un conocimiento más amplio y a la vez poder asesorar de forma más renovada y técnica a las personas que lo necesiten y así ser un aporte al desarrollo de la sociedad y principalmente de Emelnorte.

1.3. Formulación del problema

En virtud de lo expuesto, la investigación parte de la ausencia de un manual de operación de la subestación Alpachaca.

¿Cómo diseñar un manual técnico para el manejo y operación de la nueva subestación Alpachaca 69 kV de la EMPRESA ELÉCTRICA REGIONAL NORTE S.A. para tener un documento escrito de la operación de la subestación y disminuir los tiempos de capacitación y actualización de los operadores y responder en forma ágil y eficiente ante fallas ocurridas en la subestación?.

1.4. Delimitación espacial y temporal del problema

1.4.1. Delimitación espacial

La investigación se la realizará en la ciudad de Ibarra, en las instalaciones de la nueva subestación Alpachaca ubicada en la parroquia

Guayaquil de Alpachaca, barrio 15 de diciembre, calles Cuenca y Colibrí esquina.

1.4.2. Delimitación temporal

La investigación tendrá una duración de cuatro meses iniciando desde el 10 de septiembre del 2012 hasta el 15 de enero del 2013.

1.5. Objetivos

1.5.1. Objetivo general.

Diseñar un manual técnico para el manejo y operación de la nueva subestación Alpachaca 69 kV de la EMPRESA ELÉCTRICA REGIONAL NORTE S.A.

1.5.2. Objetivos específicos

- Conocer los elementos que conforman la subestación Alpachaca y el funcionamiento de cada uno de ellos.
- Ser un verdadero documento de consulta y/o instrucción de los operadores de subestación, lo que dará como resultado la mayor eficiencia y seguridad en este tipo de labores.

- Ser una ayuda técnica para obtener como resultado de la operación una mayor confiabilidad de los equipos que conforman la subestación.
- Realizar un levantamiento de inventario del equipamiento con que cuenta la subestación.

1.6. Justificación de la investigación.

De acuerdo a las necesidades de nuestro medio, con el desarrollo de este manual aportará a la capacitación de los operadores de subestaciones, para que sean competentes y cumplir las exigencias laborales actuales.

Se lograría que los operadores dominen destrezas, habilidades y aptitudes, preparándose para realizar operaciones eficientes y actuaciones oportunas de mejor manera, siempre relacionando la teoría con medios tecnológicos actuales.

El día a día en cualquier subestación, dentro del ámbito laboral, está enfocado principalmente a estar siempre en constante vigilia del buen funcionamiento de los elementos que constituyen la subestación. El elaborar un manual constituye una herramienta básica de orientación para los operadores, cuya estructura será de fácil comprensión y les permitirá desenvolverse con agilidad dentro de su área de trabajo.

1.7 Factibilidad

El diseño de este manual es factible realizarlo por lo siguiente:

Se cuenta con el apoyo de los directivos de Emelnorte, quienes creen que la elaboración de dicho manual será una ayuda de mucha validez para su organización.

CAPÍTULO II

2. MARCO TEÓRICO

2.1. Elaboración de un manual

El manual técnico para el manejo y operación de la nueva subestación Alpachaca 69 kV, servirá como medio de información y coordinación, además permitirá realizar maniobras, controlar en forma ordenada, sistemática y sobre todo con seguridad, los diferentes equipos que conforman la subestación.

2.1.1. Definición

Según http://www.trabajo.com.mx/crea_tu_manual_de_procesos.html (2009) “Un manual es una recopilación en forma de texto, que recoge minuciosa y detalladamente las instrucciones que se deben seguir para realizar una determinada actividad, de una manera sencilla, para que sea fácil de entender y permita al lector desarrollar correctamente la actividad propuesta”.

Por manual se entiende que es la colección sistemática de los procesos que indique al personal de la empresa las actividades a ser cumplidas y la forma como deben ser realizadas. Los manuales tienden a uniformar los criterios y conocimiento dentro de las diferentes áreas de la

organización, en concordancia con la misión, visión y objetivos de la dirección de la misma.

2.1.2. Finalidad

La finalidad del manual es ofrecer una descripción actualizada, clara y concisa de las actividades contenidas en cada proceso. Por ello, un manual jamás se puede considerarlo como concluido y completo, ya que debe evolucionar con la organización. Se deberá explicar detalladamente el motivo del porqué lo realiza y así mismo indicar los beneficios que posteriormente brindará a EMELNORTE S.A.

2.1.3. Naturaleza del manual

La elaboración del manual como un instrumento técnico es una actividad necesaria para continuar con el fortalecimiento de las acciones a tomar en el adiestramiento e inducción de nuevos operadores de subestaciones que se implementaron, de tal manera que garanticen la operatividad y certeza en sus acciones, eviten riesgos y/o descuidos innecesarios de las funciones que desempeñan y se disminuyan los cortes prolongados de energía mejorando la prestación del servicio eléctrico con los niveles de calidad y efectividad requeridos.

2.1.4. Misión del manual

Otorgar un instrumento técnico a EMELNORTE S.A. para que los operadores de subestaciones se guíen y puedan cumplir con responsabilidad las funciones que se describen en el manual, para aumentar la efectividad en las operaciones que se realizan cotidianamente y en contingencias presentadas en el sistema de subtransmisión y distribución.

2.1.5. Visión del manual

A finales del año 2017, contar con un documento técnico práctico más avanzado de acuerdo a los equipos que sean implementados, en donde se recopile todos los procedimientos necesarios.

2.1.6. Alcance y aplicación del manual

Este apartado debe contener la explicación de las áreas, secciones o personas sobre las cuales se aplicarán los procedimientos, en qué circunstancias se harán y cuáles serán los límites de esa aplicabilidad. La presentación de dichas unidades debe llevarse a cabo según el orden en que intervienen dentro del procedimiento.

Proponer las funciones generales de todos los operadores de subestaciones de EMELNORTE S.A. y que permita precisar los niveles

de conocimientos y responsabilidad, describiendo las funciones generales y específicas a nivel del cargo o puesto correspondiente.

2.1.7. Clasificación

La clasificación de los manuales puede resumirse en generales y específicos, siendo los generales aquellos que contienen información de aplicación universal para todos los integrantes de la organización y específicos los que su contenido está dirigido directamente hacia un área, proceso o función particular dentro de la misma.

2.1.8. Lineamientos lógicos para la elaboración de un manual

Para la elaboración de los manuales no existen reglas universales, ni metodologías pre-establecidas, solamente existen lineamientos lógicos para su conformación, los cuales pueden integrarse de la siguiente forma:

- Recopilación de información.
- Interpretación y diseño de la información.
- Elaboración del manual.
- Aprobación y actualización del manual

2.1.8.1. Recopilación de información

La recopilación de información dependerá de las condiciones específicas del manual que se quiera elaborar, por lo que en esta etapa es necesario tener presente el objetivo general y los objetivos específicos del manual, definir a quienes estará dirigido, los términos que serán utilizados dentro de él y todos aquellos aspectos técnicos que se adecúen a las características particulares del documento.

La información debe recopilarse con el apoyo del personal de toda la organización, obviamente para la elaboración de manuales de tipo general, la información debe ser recopilada con ayuda de las altas autoridades, mientras que para la elaboración de los manuales específicos la información debe ser recopilada directamente de los responsables de los procesos y las funciones objeto de estudio.

La información puede ser recopilada a través de entrevistas directas con el personal, cuestionarios y por medio de la observación directa, es recomendable utilizar las tres técnicas e interrelacionar la información resultante en cada una de ellas.

2.1.8.2. Interpretación y diseño de la información

La etapa de interpretación y diseño de la información, no es más que darle forma a la información recopilada bajo lineamientos técnicos y el criterio del personal encargado de elaborarlos.

Interpretar la información significa analizar en todos los datos recopilados, su importancia y aporte al diseño del manual, probablemente mucha de la información no será necesario incluirla dentro del documento por considerar que no agrega ningún valor para los usuarios directos, pero también se puede determinar que aún hacen falta algunos otros datos y que es necesario realizar una segunda etapa de recopilación de información.

Es en esta etapa en donde se confrontan los resultados de la información recopilada verbalmente, contra la información que proviene de las respuestas a los cuestionarios y de lo observado durante la primera etapa.

La depuración y complemento de información es muy importante para no elaborar documentos que se alejen de la realidad, por lo que toda la información al momento de ser diseñada es importante que sea revisada por quienes la recopilan y supervisada por los funcionarios superiores de cada uno de ellos.

El diseño del manual es darle forma a la información para crear un borrador que permita visualizar claramente el contenido del documento y realizar los ajustes necesarios para su mejor comprensión.

2.1.8.3. Elaboración del manual

ÁLVAREZ, M; (2006)

La elaboración del manual “es la etapa más sencilla pero laboriosa de la metodología, su finalidad es la creación del documento final bajo lineamientos claros y homogéneos, utilizando para ello un lenguaje sencillo que logre la comprensión y la adecuada aplicación de los usuarios directos del documento y de todos los niveles jerárquicos de la organización”. Debe evitarse el uso de términos exagerados a menos de que se trate de un manual específico para una tarea de tipo técnico (p56).

Dentro de la elaboración del manual es importante incluir las conclusiones y recomendaciones que ayuden a facilitar la interpretación del contenido del mismo.

2.1.8.4. Aprobación y actualización del manual

La etapa de aprobación de los manuales independientemente a su objetivo particular es de suma importancia para la adecuada utilización de los mismos y para el fomento de dicha cultura dentro de la organización en general.

El órgano encargado de la aprobación de los manuales puede ser el Gerente General, el Jefe de la dependencia, un departamento y/o comité específico para el efecto, etc. No importa quién o quienes lo aprueben lo importante es que se haga por medio de un mecanismo formal, ya que solamente de esa forma los manuales serán consultados y respetados por todos los integrantes de la organización.

Si los manuales no son aprobados y puestos en vigencia formalmente, su elaboración será un trabajo innecesario, que incluye costos y esfuerzos bastante altos.

Toda modificación y/o ampliación al contenido del manual debe realizarse por medio de los encargados de la elaboración y diseño de los mismos, y a su vez ser aprobados por el órgano competente para que tenga la validez y el respaldo necesario. Cualquier modificación que se realice por separado y que no se comunique formalmente puede considerarse inválida y los responsables de llevar a cabo las actividades dentro de la organización podrán hacer caso omiso a las mismas

2.1.9. Políticas y normas de operación

Las políticas o normas de operación deben prevenir situaciones alternativas que pueden presentarse al operar los procedimientos, es decir definir expresamente que hacer o que lineamientos deben tomarse como referencia en casos que no se presentan habitualmente o no están previstos dentro del normal desenvolvimiento de las labores cotidianas.

2.2. Aspectos legales y técnicos

La correcta operación de las subestaciones han contribuido en la disminución de interrupción de energía eléctrica, para cumplir con la Ley

del Sector Eléctrico y los Reglamentos y Regulaciones emitidos por el Consejo Nacional de Electricidad CONELEC.

El desarrollo de este proyecto se toma como base legal la Ley de Régimen del Sector Eléctrico (L.R.S.E), el Reglamento General de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico, Reglamento Sustitutivo del Reglamento de Suministro de Electricidad.

Según la nueva constitución 2008, Capítulo V, sectores estratégicos, servicios y empresas públicas art. 314 dice:

El estado será responsable de la provisión de servicios públicos, de agua potable y de riego, saneamiento, energía eléctrica, el estado garantizará que los servicios públicos y su provisión, respondan a los principios de obligatoriedad, generalidad, uniformidad, eficiencia, responsabilidad, accesibilidad, regularidad, continuidad y calidad. El estado dispondrá que los precios y las tarifas de los servicios públicos sean equitativos y establecerá su control y regulación.

La constitución 2008 permite conocer la responsabilidad que tiene el estado acerca de la provisión y tarifas de los servicios públicos.

La Ley de Régimen de Sector eléctrico, Capítulo I Disposiciones Fundamentales específicamente en el Art. 2.- Concesiones y permisos dice:

El Estado es el titular de la propiedad inalienable e imprescriptible de los recursos naturales que permiten la generación de energía eléctrica. Por tanto, sólo él, por intermedio del Consejo Nacional de Electricidad como ente público competente, puede concesionar o delegar a otros sectores de la economía la generación, transmisión, distribución y comercialización de la energía eléctrica.

La prestación del servicio eléctrico a los usuarios, corresponde a cada una de las empresas de generación y distribución delegadas por el CONELEC.

2.2.1. Sistema de generación de EMELNORTE y alimentación del Sistema Nacional Interconectado

Actualmente EMELNORTE posee generación propia con cuatro centrales generadoras hidráulicas, tiene una demanda de 87,37 MW de los cuales 5,50 MW son entregados por su sistema de generación; el resto de la demanda del Sistema Nacional Interconectado mediante dos puntos de conexión, dos a nivel de 138/69 kV en la subestación Ibarra de CELEC-TRANSELECTRIC-EP, alimentados por el transformador ATQ 33 MVA y 2 transformadores conectados en paralelo ATR 66 MVA, un punto de interconexión de 138/34,5 kV alimentado por el transformador T1 de 50 MVA y en la subestación CELEC TRANSELECTRIC-EP Tulcán alimentados por el transformador ATQ 33 MVA de 138/69 kV.

Tabla 1 Centrales de Generación de EMELNORTE.

CENTRALES DE GENERACIÓN							
NOMBRE	N° GRUPOS	MOTOR O TURBINA			POTENCIA		UBICACIÓN
		TIPO DE TURBINA	AÑO DE FABRICACIÓN	AÑO DE INSTALACIÓN	INSTALADA	EFFECTIVA	
EL AMBI	2	FRANCIS	1965	1967	8000	8000	IMBABURA
SAN MIGUEL DE CAR	1	FRANCIS	1981	1986	2852	2900	CARCHI
LA PLAYA	3	FRANCIS	1957	1958	1320	1300	IMBABURA
BUENOS AIRES	1	FRANCIS	2011	2012	1000	1000	IMBABURA

FUENTE: Dirección de generación de Emelnorte S.A.

2.2.2. Líneas de subtransmisión de Emelnorte

Enríquez H. en su trabajo elementos de diseño de subestaciones eléctricas manifiesta que:

Normalmente, llamada “red de subtransmisión recibe potencia del sistema o red de transmisión en distintos puntos ubicados en las subestaciones de transmisión, y a su vez, la red de subtransmisión se usa para alimentar a la red de distribución en las subestaciones de subtransmisión; de estas redes de distribución se alimenta a los distintos tipos de usuarios (residenciales y comerciales). En el caso de grandes usuarios o clientes (de tipo industrial generalmente), se pueden alimentar de la red de subtransmisión, o bien, de la

transmisión al voltaje requerido, según el tamaño de la carga” (p.35).

Las líneas de subtransmisión son el elemento del sistema eléctrico de potencia que se encarga de transportar la energía eléctrica en alta tensión, desde el punto que se genera hasta las subestaciones donde se reduce el nivel de voltaje y se distribuye para su respectivo consumo.

Las líneas que alimentan el sistema de subtransmisión parten desde las subestaciones de CELEC -TRANSELECTRIC y tienen como punto de llegada a las diferentes subestaciones que tiene EMELNORTE. Estas subestaciones están interconectadas por 240,9 km de líneas de subtransmisión a un voltaje de 69 kV y 34,5 kV como se puede observar en la tabla 2.

Tabla 2 Líneas de subtransmisión de EMELNORTE.

Descripción de la línea	SUBESTACIÓN		CAPACIDAD DE TRANSMISIÓN	Topología R= Radial A= Anillo	Voltaje (KV)	Longitud (KM)
	S/E Salida	S/E Llegada	L Térmico (MW)			
Ibarra- San Agustín	Ibarra (Transelectric)	San Agustín	53.8	R	69	6/2.5
San Agustín-El Retorno	San Agustín	El Retorno	53.8	R	69	2.5
Ibarra- San Vicente	Ibarra (Transelectric)	San Vicente	80.1	R	69	19.7
San Vicente - Otavalo	San Vicente	Otavalo	63.3	R	69	3
Otavalo- Cayambe	Otavalo	Cayambe	53.8	R	69	26.5
Cayambe - La Esperanza	Cayambe	La Esperanza	63.3	R	69	5
Ibarra- Alpachaca	Ibarra (Transelectric)	Alpachaca	31.7	R	69	5

Alpachaca - El Chota	Alpachaca	Chota	63.3	R	69	20.6
Chota - la Carolina	Chota	La Carolina	80.1	R	69	40
Chota - El Ángel	Chota	El Ángel	63.3	R	69	20.5
El Ángel- San Gabriel	El Ángel	San Gabriel	63.3	R	69	13.8
San Gabriel- Tulcán	San Gabriel	Tulcán	63.3	R	69	30.7
Tulcán- El Rosal	Tulcán	El Rosal	80.1	R	69	5.6
Tulcán (Transelectric)- Tulcán	Tulcán (Transelectric)	Tulcán	63.3	R	69	2
Ibarra- Alpachaca	Ibarra (Transelectric)	Alpachaca	31.7	R	34.5	3.7
Alpachaca- El Ambi	Alpachaca	El Ambi	13.7	R	34.5	5
Alpachaca- Despacho de Carga	Alpachaca	Despacho de Carga	16.13	R	34.5	1.3
Alpachaca - Atuntaqui	Alpachaca	Atuntaqui	31.67	R	34.5	5.5
Ibarra- Selva Alegre	Ibarra (Transelectric)	Selva Alegre	40.03	R	69	22
El Rosal- San Miguel de Car.	El Rosal	San Miguel de Car	16.13	R	34.5	14

Fuente: Dirección de planificación de Emelnorte S.A.

2.3. Subestación eléctrica

Martin J (1987) indica que “una subestación eléctrica es un conjunto de dispositivos eléctricos que forman parte de un sistema eléctrico de potencia; sus funciones principales son: transformar tensiones y derivar circuitos de potencia” (p. 1).

Entonces una subestación es un conjunto de instalaciones eléctricas que sirve para la transformación, medición, protección, control y seccionamiento de la energía eléctrica, en donde se modifican los parámetros de la energía eléctrica, a su vez sirve como punto de interconexión para facilitar la transmisión y distribución de la energía.

Gráfico 1 Subestación Alpachaca



Fuente: Autores

2.3.1. Clasificación de las subestaciones eléctricas

a) Por la función que desempeña

- Elevadoras
- Reductoras

- De paso (interconexión)
- En anillo
- Radiales

Las subestaciones elevadoras.- Se usan normalmente en las centrales eléctricas, cuando se trata de elevar los voltajes de generación a valores de transmisión.

Subestaciones reductoras.- Los niveles de voltaje de transmisión se reducen a subtransmisión, o de subtransmisión a distribución o eventualmente a la utilización por los consumidores. Estas subestaciones constituyen el mayor número de subestaciones en un sistema eléctrico

Las subestaciones de paso.- No cuentan transformadores de potencia, ya que no se requiere modificar el nivel de voltaje de las fuentes de alimentación y solo se hacen operaciones de conexión desconexión, maniobra y seccionamiento.

Las subestaciones en anillo.- Se usan con frecuencia en los sistemas de distribución para mejorar la confiabilidad del sistema de distribución, ya que cada subestación en anillo tiene dos puntos de conexión, y tienen una configuración cerrada, si una línea es desconectada por falla o mantenimiento la subestación se alimentará por la otra bahía.

Las subestaciones radiales.- Son subestaciones que se conectan una a continuación de otra y no cierran o forman un anillo por lo que la desconexión de una de ellas provoca la desenergización de todas las subestaciones aguas abajo de esta y no se interconectan con otras.

b) Por la forma de construcción

- Intemperie
- Interior
- Encapsuladas

Subestaciones tipo intemperie.- Diseñadas para operar expuestas a las condiciones atmosféricas (lluvia, nieve, viento, contaminación ambiental, etc.) y ocupan grandes extensiones de terreno, estas instalaciones operan con alta y media tensión.

Subestaciones tipo interior.- Construidas en el interior de cuartos, no son aptas para operar bajo condiciones atmosféricas, actualmente son utilizadas por la industria (cámaras de transformación.)

Subestaciones encapsuladas.- En estas subestaciones el equipo se encuentra totalmente protegido del medio ambiente, el espacio que ocupan es muy reducido, todas las partes vivas y equipos que soportan la tensión están contenidos dentro de envolventes con un buen aislamiento y no utilizan aceite dieléctrico para cortar el arco, la extinción del arco es en seco (padmounted.)

2.3.2. Operación de subestaciones

a) Operación normal

Enríquez H. en su trabajo elementos de diseño de subestaciones eléctricas manifiesta que: “Para que los equipos de una subestación operen en condiciones operacionales normales deben estar sujetos a los parámetros para los que fueron diseñados y tomados en consideración.”

- La inexistencia de fallas del equipo.
- La inexistencia de fallas “por causas desconocidas”.
- Uso del aislamiento adecuado.
- La coordinación de protecciones.
- Revisar que las instrucciones o procedimientos para la operación, mantenimiento sean los apropiados. (p. 223 – 224).

Por tanto una subestación eléctrica opera en condiciones normales siempre y cuando durante el proceso de diseño se seleccione el equipo adecuado para la operación de la subestación, es decir; en base a los diferentes eventos eléctricos que se presentan durante el proceso de operación, y lo más importante sin presentar en lo mínimo interrupciones en el servicio salvo que el caso lo amerite o por fuerza mayor.

b) Operaciones bajo condiciones de sobrecarga

Una subestación trabaja en condiciones de sobrecarga cuando su operación excede a las características nominales que presenta cada equipo provocando de esta manera efectos negativos tales como:

La elevación de temperatura de un transformador o parte de este sobre la temperatura ambiente, cuando se prueba de acuerdo a su capacidad no deberá exceder los valores dados. El diseño normal de transformadores está basado en una temperatura ambiente máximo de (40°C o de 30°C) en 24 horas y (– 20°C) como mínimo.

Los transformadores sumergidos en líquido aislante son diseñados y construidos para soportar los esfuerzos mecánicos y térmicos producidos. Para otras condiciones de falla, los requerimientos deben ser especificados por los responsables de la aplicación del transformador.

Se reconoce que la capacidad de soportar cortocircuitos puede ser afectada adversamente por los efectos acumulados, de esfuerzos mecánicos y térmicos repetidos. Como los producidos por cortocircuitos y sobrecargas severas, el tiempo de duración de un cortocircuito el cual deben soportar los transformadores mayores a 500 KVA, se limita a dos segundos, a menos que se especifique de otra manera por el usuario.

2.3.3. Elementos de una subestación eléctrica

Los elementos que constituyen una subestación se clasifican en elementos principales y secundarios detallados a continuación:

a) Elementos principales

- Transformador de potencia
- Transformadores de medida TP's y TC's
- Interruptores o disyuntores
- Seccionadores
- Relés
- Banco y cargador de baterías
- Tableros de control
- Instrumentos de medición
- Pararrayos

b) Elementos secundarios

- Aisladores
- Cables de potencia y control
- Estructuras
- Alumbrado
- Equipo de filtrado de aceite
- Equipo contra incendio
- Sistema de puesta a tierra
- Equipo de comunicación
- Etc.

2.4. Transformador de potencia

García T. (2004), expresa que: “el transformador es el equipo más importante de los centros de transformación es la máquina estática capaz de transformar por inducción electromagnética los niveles de voltaje” (p. 179).

El transformador de potencia es una máquina eléctrica estática de gran tamaño, que tiene la función de transferir potencia eléctrica del devanado primario al secundario, bajo el principio de inducción electromagnética conservando la frecuencia, sus circuitos eléctricos están enlazados magnéticamente y aislados eléctricamente.

Gráfico 2 Transformador de potencia 10-12,5 MVA



Fuente: Autores

2.4.1. Partes de un transformador de potencia

- Carcasa
- Tanque conservador
- Núcleo del circuito magnético
- Indicador de nivel de aceite
- Válvula de alivio de presión
- Placa de conexión a tierra
- Bushings de alta y baja tensión
- Placa de características
- Aislamiento
- Respirador de la sílica gel
- Termómetros
- Taps
- Aisladores (Bushings)
- Relé Buchholz
- Pararrayos
- Tablero de control
- Devanados
- Aceite dieléctrico
- Radiadores
- Recipiente del aceite
-

2.4.2. Clasificación de los transformadores

a) Por la forma de su núcleo

- Tipo columnas
- Tipo acorazado
- Tipo envolvente
- Tipo radial

b) Por el medio refrigerante

- Aire
- Aceite
- Líquido inerte

c) Por el número de fases

- Monofásico
- Bifásico
- Trifásico

d) Por la regulación

- Regulación fija
- Regulación variable con carga

- Regulación variable sin carga

e) Por el número de devanados

- Dos devanados
- Tres devanados

f) Por la operación

- De potencia
- Distribución
- De instrumento

g) Por el tipo de enfriamiento

- Tipo OA: Sumergido en aceite con enfriamiento propio.
- Tipo OW: Sumergido en aceite y enfriado con agua.
- Tipo OA/FA: Sumergido en aceite con enfriamiento propio, por medio de aire forzado.
- Tipo FOA: Sumergido en aceite, enfriado con aceite forzado y con enfriador de aire forzado.
- Tipo OA/FA/FOA: Sumergido en aceite con enfriamiento propio a base de aire forzado y aceite forzado.
- Tipo AA: Tipo seco, con enfriamiento propio, no contiene aceite ni otros líquidos para enfriamiento.
- Tipo AA/FA: Tipo seco, con enfriamiento propio a base de aire forzado.

2.4.3. Características constructivas

a) Carcasa, cubierta y base

Construidos de placa de acero, diseñada para ser soldada y de una construcción que resista sin daño alguno los esfuerzos inherentes al embarque, transporte, instalación, operación y pruebas. Cuando esté totalmente ensamblado, soporta sin deformación permanente, una presión 25% mayor que la presión máxima de operación que resulte del sistema de preservación del líquido aislante.

Adicionalmente el tanque principal, la cubierta, los radiadores, el tanque conservador y los accesorios son capaces de resistir sin sufrir daños o deformaciones permanentes.

El tanque completo con sus accesorios al estar totalmente ensamblado, soporta una presión de 102 (kPa) kilo pascales durante 6 horas, sin presentar ninguna deformación permanente ni fugas a través de soldaduras y del sistema de empaques. A la vez dispone de orificios que facilitan el izaje al momento de transporte y montaje.

b) Núcleo

El núcleo es de acuerdo al tipo y capacidad del transformador, compuesto de lámina de acero eléctrico al silicio, el cual se monta y sujeta de tal manera que no se produzcan deformaciones, aflojamiento y vibraciones derivadas de los esfuerzos producidos durante corto circuitos, así como durante maniobras, operación y transporte.

El conjunto núcleo-bobina está provisto de los aditamentos necesarios para su izaje, todos los soportes y elementos estructurales de fijación del núcleo están aislados dieléctricamente. El aislamiento se toma en cuenta para los esfuerzos presentes durante el montaje, transporte y operación del transformador.

El núcleo no sufre envejecimiento que impida la operación del equipo al estar expuesto a líquido aislante caliente dentro del intervalo de temperatura de operación especificado. Existe un plano por parte del fabricante indicando los puntos entre núcleo y el tanque que estén aislados y no aterrizados.

c) Devanados y aislamiento

Los devanados del transformador, deben soportar las pruebas dieléctricas a un nivel de aislamiento asignada a cada devanado, así como las pruebas de corto circuito y elevación de temperatura.

El diseño de las bobinas que forman los devanados aseguran la circulación del aceite dieléctrico para que la temperatura sea menor a la temperatura máxima del nivel de aislamiento en cualquier parte, para la condición de capacidad más crítica (112% de la capacidad nominal), y asegura que el ensamble de las bobinas permanezca exacto, asimismo se toma en cuenta la condición más severa de los esfuerzos mecánicos producidos durante corto circuitos y la vida útil del equipo.

El ensamble completo de los devanados y guías de conexión, está sujeto a resistir los esfuerzos mecánicos producidos por la vibración del transformador y por la ocurrencia de corto circuitos, no debe sufrir ningún desajuste ni deformación durante el embarque, transporte y operación.

d) Empaques

Todos los empaques para aisladores, radiadores, válvulas y demás accesorios son de material elastomérico, de una sola pieza compatibles con el aceite dieléctrico. En el listado de partes del transformador, está incluido un instructivo e identificando el número de partes, la posición y el material de que están fabricados. Los empaques están instalados en ranuras maquinadas para satisfacer las condiciones de operación y ambientales durante la vida útil del transformador.

El fabricante diseña los empaques al menos para 15 años sin necesidad de cambiar alguno para garantizar la hermeticidad (cero fugas a través de empaques) del transformador.

e) Gabinete de control

El gabinete de control para los equipos de control y circuitos, es de lámina de acero para servicio intemperie tipo 4X, es decir: ubicado de tal manera que su parte más alta no exceda 2 metros y su parte más baja no se ubique a menos de 30 centímetros del piso.

Éste se compone de una puerta con bisagras, provista de empaques y conectada a tierra, está previsto para instalar tubos conduit por la parte inferior para la llegada del cableado de control, una manija con chapa a prueba de intemperie. En este gabinete alojan las borneras para terminales de control, con un 20% mínimo de terminales en reserva, cada terminal posee su propia identificación de acuerdo con el diagrama de control.

En el interior contiene una resistencia calefactora controlada por un termostato ajustable de rango 0°C a 50°C cuya alimentación es de 125 V de tensión continua, una barra de cobre para conexión a tierra, y su respectiva lámpara para iluminación, el diseño es de suficiente espacio para permitir el uso de herramientas durante las actividades de instalación y mantenimiento.

2.4.4. Pruebas al transformador

Para garantizar que el transformador de potencia se encuentre en perfecto estado se realiza las siguientes pruebas:

a) Pruebas a componentes del transformador.

El fabricante del transformador es responsable de llevar a cabo la evaluación y seguimiento del sistema de calidad de sus proveedores, el reporte de las pruebas de rutina de cada parte se anexa al reporte de pruebas del transformador, teniendo como referencia un número de serie asignado por el fabricante.

b) Pruebas ambientales a los materiales.

El fabricante del transformador es responsable de efectuar las pruebas necesarias a todos los materiales expuestos al medio ambiente, como pueden ser: la pintura y acabados.

c) Pruebas de prototipo.

Son pruebas que son presentadas por el fabricante como:

- Tensión de impulso por descarga atmosférica (rayo).
- Elevación de temperatura en los devanados.
- Prueba de corto circuito.
- Nivel de ruido audible.

d) Pruebas de rutina.

Todas las pruebas que se enlistan a continuación son de rutina y se efectúan al transformador cuando esté totalmente ensamblado.

- Características físicas del transformador..
- Resistencia del aislamiento de los devanados.
- Rigidez dieléctrica del líquido aislante.
- Relación de transformación entre todos los devanados y todas las posiciones.
- Resistencia óhmica en cada uno de los devanados.
- Polaridad, secuencia de fases y desplazamiento angular.
- Pérdidas en vacío al 90, 100 y 110% de la tensión nominal.
- Corriente de excitación a 90, 100 y 110% de la tensión nominal.
- Impedancia a corriente nominal y referida al último paso del enfriamiento. El valor de impedancia requerido es en posición mínima, nominal y máxima.
- Pérdidas debidas a la carga. nominal y máxima.
- Potencial aplicado a 60 Hz.
- Potencial inducido.
- Hermeticidad.
- Prueba a circuitos de fuerza, control y medición (verificación del cableado y funcionamiento).

- Factor de potencia de los aislamientos de los devanados.
- Resistencia del aislamiento del núcleo a tierra.
- Porcentaje de humedad residual.
- Tensión aplicada contra el núcleo, 2 kV, 60 Hz, 1 minuto.

e) Pruebas opcionales.

Se requieren efectuar en fábrica las siguientes pruebas, en uno de los transformadores de la misma capacidad y características:

- Pérdidas, corriente de excitación e impedancia a tensión, carga o frecuencia distinta a las nominales.
- Prueba hidrostática.
- Presión negativa (vacío).
- Verificación de la operación correcta de la válvula de sobrepresión.
- Prueba de elevación de temperatura promedio de los devanados a capacidades distintas de las nominales.
- Medición de la impedancia en función de la frecuencia.
- Revisión del transformador de potencia

El transformador requiere el mayor cuidado comparado con otros equipos eléctricos, para lograr una larga vida y una buena confiabilidad en la operación del transformador, es importante que éste se mantenga funcionando correctamente, lo cual depende del respectivo mantenimiento y la inspección rutinaria para lo cual se debe seguir cuidadosamente las instrucciones de distancias de seguridad, equipo de seguridad, puestas a tierra y limitaciones para trabajar en condición energizado.

2.4.5. Temperatura del transformador

La temperatura del transformador se lee por medio de termómetros de mercurio y en algunos casos, por medio de termopares, colocados en los devanados que se alimentan en mili voltímetros calibrados en °C.

Existen varios métodos para controlar la temperatura; los más modernos son el control de temperatura por medio del dispositivo de imagen térmica con relevador y la protección por relé buchholz.

a) El método de imagen térmica

Se basa en que cualquier sobrecarga o corto circuito dentro del transformador se manifiesta como una variación de corriente. El dispositivo está constituido por una resistencia de calefacción, alrededor se encuentra una bobina cuya función es recibir la corriente de falla en los devanados que se detecta por medio de un transformador de corriente.

La corriente que circula por la bobina, crea una cierta temperatura en la resistencia y esto se indica en un milivoltímetro graduado en °C. El milivoltímetro se conecta por medio de un puntero o un relevador. que consiste de 3 micro-switch. El primero opera a una temperatura determinada y acciona una alarma, el segundo lo hace a una temperatura límite, y el tercero acciona a la bobina de disparo del interruptor, quedando el transformador fuera de servicio.

b) Relé Buchholz

MONTANÉ P, (1993). “La detección de averías internas en transformadores con baño de aceite y depósito de expansión se efectúa de forma muy sensible con la protección buchholz”. Además de los defectos de aislamiento, esta protección detecta la rotura de conductores, los contactos defectuosos, así como el calentamiento del núcleo y sobrecargas en la parte interna del transformador (p.273).

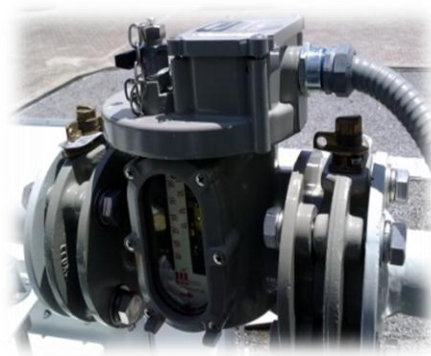
Este relé está hecho para proteger al transformador inmerso en aceite contra fallas internas. Está fijado al tubo de conexión entre el tanque del transformador y el tanque conservador.

El funcionamiento del relé se divide en una primera fase (por fallas leves) y una segunda fase (para fallas severas); la primera se usa para la alarma y la segunda para el disparo del relé. Su estructura presenta dos flotadores; uno en la parte superior y otro en la parte inferior de una caja de acero (cámara de aceite) y están fijados de tal manera que cada flotador puede girar, siendo su centro de rotación el eje de soporte.

Cada flotador tiene un interruptor de mercurio y los contactos se cierran cuando el flotador gira. Si los materiales estructurales orgánicos del transformador se queman o producen gas causado por un arco pequeño, éste se queda en la parte superior interna de la caja. Cuando el volumen del gas sobrepasa el volumen fijo (aproximadamente 150 a 250 cc) el flotador de la primera fase baja y los contactos se cierran, haciendo

funcionar el dispositivo de alarma. El flotador inferior que es para la segunda fase, cierra los contactos y hace funcionar el dispositivo de alarma, o dispara el interruptor del circuito cuando se origina un arco en el interior del transformador y se produce súbitamente gas y vapor de aceite, forzando el movimiento del aceite.

Gráfico 3 Relé buchholz



Fuente: Autores

- La presión en los transformadores se controla normalmente por medio de manómetros que pueden tener accionamiento automático.
- El nivel de aceite se controla mediante indicadores de nivel que así mismo pueden tener accionamiento automático.
- La rigidez dieléctrica del aceite se controla tomando muestras periódicamente del aceite del transformador por medio de la válvula de muestra que se encuentra colocada en la parte inferior del transformador y llevándolas a un laboratorio para su análisis.

c) Relé diferencial

MONTANÉ P, (1993). Las protecciones diferenciales “constituyen sistemas de protección absolutamente selectivos o cerrados, es decir,

sistemas en los cuales la operación y selectividad dependen únicamente de la comparación de las intensidades de cada uno de los extremos de la zona protegida” (p.147).

Es un relé que opera cuando existe una diferencia entre la corriente que ingresa al transformador y la corriente que sale del mismo, mediante la utilización de transformadores de corriente llevadas a un mismo nivel de tensión, si excede un valor determinado, este compara las corrientes de entrada y salida, el relé opera abriendo los interruptores de ambos extremos del elemento protegido, sirve para proteger contra fallas internas en el transformador. El relé diferencial puede operar por alguna de las siguientes causas:

- Paso de corriente de cortocircuito.
- Impulso de corriente inrush o arranque.
- Equipo de protección defectuoso.
- Daño en el devanado al interior del transformador.

2.4.6. Transformador de servicios auxiliares

Se define como el transformador que suministra la energía necesaria para la operación de los equipos y sistemas instalados dentro de la subestación, estos transformadores operan continuamente sobre el voltaje nominal o bajo la frecuencia nominal, para la máxima potencia, en cualquier “TAP” sin exceder los límites permisibles de temperatura de acuerdo con las normas ANSI C57.12.00, todo esto sí:

- El voltaje secundario no excede el 105 % de los valores nominales.
- El factor de potencia de la carga sea por lo menos el 80 %.

- La frecuencia sea por lo menos el 95 % de la frecuencia nominal.

La puesta a tierra de los puntos neutros de los transformadores provee un punto de referencia de 0 V. (Cero voltios). Esto ofrece ventajas significativas sobre los sistemas de neutro flotante, como:

- Reducción en la magnitud de sobrevoltajes transitorios.
- Simplicidad en la localización de fallas.
- Mejor protección contra fallas en el sistema y en los equipos.
- Reducción en tiempo y costo de mantenimiento.
- Mayor seguridad para el personal.
- Mejor protección contra descargas.
- Reducción en la frecuencia de fallas.

Es recomendable hacer una inspección visual de las partes externas del transformador por lo menos cada dos años y verificar las condiciones de los bushings, terminales de alto y bajo voltaje, el terminado del tanque y verificar que no exista fugas.

Cuando los tanques muestren evidencia de oxidación o deterioramiento en su terminado, pueden ser cepillados y retocados con una película de pintura spray disponibles para este propósito. Cuando el transformador tenga partes rotas se deberá llevarlo al servicio de reparaciones. En los transformadores trifásicos, es recomendable realizar pruebas del aceite y del nivel de aislamiento cada cinco años.

2.5. Transformadores de medida

MONTANÉ P (1993) “Para el control y protección de los sistemas eléctricos es necesario disponer de la información de su estado, es decir, conocer el valor de tensión y de la intensidad. Estas magnitudes se utilizan en relés, aparatos de medida, contadores, etc., que normalmente están instalados en paneles centralizados” (p.63).

En general, las magnitudes que se deben controlar y medir son tensiones y corrientes elevadas. Los inconvenientes de utilizar directamente éstas son evidentes. Para ello se utilizan transformadores para medida y protección de elementos que trabajan a altas tensiones y reducen los valores de tensiones e intensidades a niveles más aceptables, los transformadores de medida se definen como:

- Transformadores de potencial (TP´s)
- Transformadores de corriente (TC´s)

2.5.1. Transformadores de potencial (TP´s)

Son elementos utilizados para la medición del voltaje, antes de ser instalado a cada uno se realiza las pruebas, cambiando la relación de transformación, los transformadores de tensión tienen que ser verificados para ver si ha ocurrido cualquier daño como por ejemplo:

- Que no haya goteo de aceite.
- Que no haya daño el aislador, los terminales y la tapa.

Gráfico 4 Placa de características del transformador de tensión

Transformador de Tensión Tipo EOF 72
2010 2010.3685.01/□VAR1□ 60 Hz -25 ... +40 °C IEC 60044-2
72.5/140/350 kV
1.9 Un 8 h Sth = 500 VA

69'000/√3 V : 110V	75 VA	cl. 0.2	1a1-1n
69'000/√3 V : 110/√3 V	75 VA	cl. 0.2	1a2-1n
69'000/√3 V : 110V	25 VA	cl. 3P	2a1-2n
69'000/√3 V : 110/√3 V	25 VA	cl. 3P	2a2-2n

Altura de instalación: 2500 m.s.n.m.
Nivel del aislamiento interno: 72.5 / 140 / 350 kV
Nivel del aislamiento externo: 72.5 / 175 / 450 kV

Peso: 160 kg Aceite: 25 kg Nynas Lyra X



Fuente: Autores

Los terminales del lado primario son de aluminio, a los cuales se les debe quitar la capa del óxido y colocar la grasa en los contactos antes de conectar para prevenir la oxidación. Cada bobinado secundario es conectado a tierra insertando el tornillo apropiado al conector.

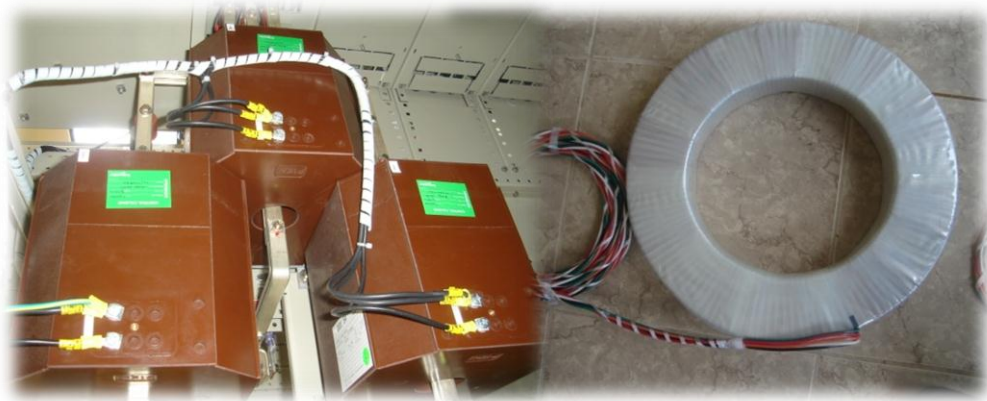
Verificar si el transformador tiene pérdida de aceite, por ejemplo gotas de aceite desde la parte superior hasta el albergue del fondo. La limpieza externa de acuerdo con la fábrica la realiza el operador con el equipo desenergizado y puesto a tierra el lado primario.

2.5.2. Transformadores de corriente (TC's)

Son elementos utilizados para la medición y la protección, éstos transformadores reducen el valor de la magnitud de una variable eléctrica a valores dentro de los rangos aceptables por los instrumentos y dispositivos de la subestación.

Los TC's de los interruptores de potencia para 69 kV se encuentran entre el aislador y el recipiente de gas SF₆, mientras que los TC's de los interruptores para 13,8 kV se encuentran en la parte posterior de él acoplado a su respectiva barra del alimentador en cada celda.

Gráfico 4 Transformadores de corriente TC




Fuente: Autores

2.6. Interruptor o disyuntor

Enríquez H, (2006) Genéricamente, “un interruptor de potencia es un dispositivo cuya función es interrumpir y restablecer la continuidad en un circuito eléctrico” (p 52).

El interruptor es un dispositivo que tiene la función de cerrar e interrumpir el flujo de corriente en un circuito eléctrico bajo condiciones de operación normales, de vacío y carga. Debe estar diseñado y construido para conducir las corrientes nominales del circuito y soportar esfuerzos producidos por las corrientes de falla y cortocircuito.

Gráfico 5 Placa de características de un interruptor AREVA.

	Tipo:	DT1-72.5 F1 FK	Pedido/No. de contrato:	TCMA REVA-003-10
	No. de Serie:		Referencia de AREVA:	CX05769
	Fecha de fabricación:		Manual de operación No.:	IB-DT09-F1-ESP
	Temperatura:	-40° C to +40° C	Lista de partes No.:	DT09A2586
			Diagrama de control:	DT09C02586
Voltaje Nominal Máximo	72.5 kV	Tiempo nominal de interrupción	3.0 Ciclos	Presión (a 20° C) del gas SF6
Factor nominal	1.0(K)	Desconexión de corrientes capacitivas		Presión relativa
Frecuencia	60 Hz	-Factor nominal de sobrevoltaje transitorio	2.0	-Presión nominal
Secuencia nominal de operación	O-0.3s-CO-15s-CO	-Corriente de carga de línea en vacío	100 A	-Presión de alarma baja
Corriente nominal	1200 A	-Corriente de banco de capacitores aislado en paralelo	250 A	-Presión de bloqueo
Corriente nominal de corto circuito	20 kA	-Corriente de banco de capacitores en presencia de otro banco energizado en paralelo	250 A	Peso total de SF6
-Falla en terminales	20 kA	-Corriente transitoria de energización y valor pico	20 kA	29 lb [13 kg]
-Falla de línea corta al 90% con capacitancia a tierra de 0nF (distancia < 100m)	20 kA	-Frecuencia de la corriente de energización	4250 Hz	Peso total del interruptor
Corriente de interrupción en oposición de fases	5 kA	Duración nominal de corto circuito	3s	3203 lb [1456 kg]
		% Componente CC	67%	Tipo de mecanismo
		Impulso de rayo	450 kV al nivel del mar	FK3-1/131 Resorte
		Corriente de interrupción al impulso para soportar voltaje de		Tensión de control
		-Terminal a tierra	N/A	-de Cierre
		-Terminal a terminal	N/A	-de Disparo (cada uno)
				-Motor
				-Calefacción del gabinete
				125VDC, 3.5A
				125VDC, 3.5A
				125VDC, 1.6kW
				208VAC, 190W
AREVA T&D., HIGH VOLTAGE SWITCHGEAR ONE POWER LANE - CHARLEROI, PA 15022 MADE IN THE USA				

Fuente: Autores

Internamente el interruptor necesita extinguir el arco eléctrico inmediatamente, para lo que existen diferentes métodos; básicamente esto se logra separando lo más rápido posible los contactos y sustituyendo el gas ionizado, producto del arco eléctrico, con un material aislante.

a) Interruptores de tanque muerto.- Significa que el tanque del interruptor y todos sus accesorios se mantienen al potencial de tierra y que la fuente externa y conexiones a la carga se hacen por medio de aisladores convencionales.

b) Interruptores de tanque vivo.- Significa que las partes metálicas y de porcelana que contienen el mecanismo de interrupción se encuentran montadas sobre columnas de porcelana aislante y están por tanto al potencial de línea.

2.6.1. Diferentes tipos de interrupción en los disyuntores

a) Interruptores de aire comprimido

El interruptor de aire hasta la aparición del interruptor de SF₆ fue el que operó más satisfactoriamente a altas tensiones; de hecho, en una época fue el único interruptor apropiado para operar a tensiones mayores de 345 kV, con el desarrollo de este interruptor se eliminó el riesgo de explosión de los interruptores de aceite.

Los interruptores de aire para tensiones entre 72,5 kV y 800 kV son del tipo tanque vivo, la extinción del arco se efectúa por la acción de un chorro de aire comprimido que barre el aire ionizado del arco.

Las desventajas que presentan los interruptores de aire, básicamente son el alto costo de las instalaciones neumáticas y el mantenimiento frecuente que requieren debido al gran número de válvulas y equipos de compresión, además del fuerte ruido que se produce en la operación del equipo debido a las altas presiones a las que se encuentra sometido el aire.

Estos interruptores dejaron de ser utilizados con la aparición de los interruptores en SF₆.

b) Interruptores en aceite

Son interruptores sumergidos en gran volumen de aceite y tiene las siguientes ventajas:

- Construcción sencilla.
- Alta capacidad de ruptura.
- Pueden usarse en operación manual y remota.
- Pueden conectarse transformadores de corriente en los bushings de entrada.

De igual manera se detallan sus desventajas:

- Posibilidad de incendio o explosión.
- Necesidad de inspección periódica de la calidad y cantidad de aceite en el estanque.
- Ocupan una gran cantidad de aceite mineral de alto costo.
- No pueden usarse en interiores.
- No pueden emplearse en conexión automática.
- Los contactos son grandes y pesados y requieren de frecuentes cambios.
- Son grandes y pesados

c) Interruptores en vacío

La alta rigidez dieléctrica que presenta el vacío (es el aislante perfecto) ofrece una excelente alternativa para apagar en forma efectiva el arco. En efecto, cuando un circuito en corriente alterna se desenergiza separando un juego de contactos ubicados en una cámara en vacío, la corriente se corta al primer cruce por cero o antes, con la ventaja de que la rigidez dieléctrica entre los contactos aumenta en razón de miles de veces mayor a la de un interruptor convencional (1 KV por μs para 100 A en comparación con 50 V/ μs para el aire). Esto hace que el arco no vuelva a reencenderse. Estas propiedades hacen que el interruptor en vacío sea más eficiente, liviano y económico.

La presencia del arco en los primeros instantes después de producirse la apertura de los contactos se debe principalmente a:

- Emisión termoiónica.
- Emisión por efecto de campo eléctrico.

En otras palabras, los iones aportados al arco, provienen de los contactos principales del interruptor. Conviene destacar que en ciertas aplicaciones se hace conveniente mantener el arco entre los contactos hasta el instante en que la corriente cruce por cero. De esta forma se evitan sobre-tensiones en el sistema, producto de elevados valores de di/dt . La estabilidad del arco depende del material en que estén hechos los contactos y de los parámetros del sistema de potencia (voltaje, corriente, inductancia y capacitancia). En general la separación de los contactos fluctúa entre los 5 y los 10 segundos.

Las ventajas de este tipo de interruptores son:

- Tiempo de operación muy rápido.
- La rigidez dieléctrica entre los contactos se restablece rápidamente impidiendo la re-ignición del arco.
- Son menos pesados y más baratos.
- Tienen una vida útil y mayor a los interruptores convencionales.
- Para uso en sistemas de baja media y alta tensión.

Las desventajas se detallan a continuación:

- Dificultad para mantener la condición de vacío.
- Generan sobre-tensiones producto del elevado di/dt .
- Tienen capacidad de interrupción limitada.

Es importante destacar la importancia que tiene el material con que se fabrican los contactos de los interruptores en vacío. La estabilidad del arco al momento de separarse los contactos, depende principalmente de la composición química del material con que fueron fabricados. Si el arco es inestable, significa que se apaga rápidamente antes del cruce natural por cero de la corriente, generando elevados di/dt con las consiguientes sobre tensiones.

Para evitar esta situación, se buscan materiales que presenten baja presión de vapor en presencia de arco. Estos materiales no son fáciles de encontrar, pues tienen propiedades no del todo apropiadas para uso en interruptores en vacío. Por ejemplo materiales con buena conductividad térmica y eléctrica, tienen bajos puntos de fusión y ebullición, y alta presión de vapor a altas temperaturas. Sin embargo, metales que presentan baja presión de vapor a altas temperaturas son malos conductores eléctricos. Para combinar ambas características se han investigado aleaciones entre metales y materiales no metálicos como Cobre-Bismuto, Cobre-Plomo, Cobre-Tantalio, Plata-Bismuto, o Plata-Telurio. La subestación Alpachaca cuenta con este tipo de interruptores para 13,8 kV ubicados en las celdas metal clad.

d) Interruptores en SF₆

El SF₆ se usa como material aislante y también para extinción del arco. El SF₆ es un gas muy pesado (5 veces la densidad del aire), altamente estable, inerte, inodoro e inflamable. En presencia del SF₆ la tensión del arco se mantiene en un valor bajo, razón por la cual la energía

disipada no alcanza valores muy elevados. La rigidez dieléctrica del gas es 2,5 veces superior a la del aire (a presión atmosférica). La rigidez dieléctrica depende de la forma del campo eléctrico entre los contactos, el que a su vez depende de la forma y composición de los electrodos. Si logra establecerse un campo magnético no uniforme entre los contactos, la rigidez dieléctrica del SF₆ puede alcanzar valores cercanos a 5 veces la rigidez del aire. Son unidades selladas, trifásicas y pueden operar durante largos años sin mantenimiento, debido a que prácticamente no se descompone, y no es abrasivo.

Otra importante ventaja de este gas, es su alta rigidez dieléctrica que hace que sea un excelente aislante. De esta forma se logra una significativa reducción en las superficies ocupadas por subestaciones. La reducción en espacio alcanzada con el uso de unidades de SF₆ es cercana al 50% comparado a subestaciones tradicionales. Esta ventaja muchas veces compensa desde el punto de vista económico, claramente se debe mencionar que hay un mayor costo inicial, en su implementación.

El continuo aumento en los niveles de cortocircuito en los sistemas de potencia ha forzado a encontrar formas más eficientes de interrumpir corrientes de fallas que minimicen los tiempos de corte y reduzcan la energía disipada durante el arco. Es por estas razones que se han estado desarrollando con bastante éxito interruptores en vacío y en hexafluoruro de azufre (SF₆).

El gas SF₆ utilizado en equipamiento eléctrico de potencia, puede ser sistemáticamente reciclado o reutilizado, este tipo de interruptores

están instalados en la subestación Alpachaca para el nivel de voltaje de 34,5 y 69 kV y son de marca AREVA.

En los casos estudiados de situaciones de fallas de arco interno, involucrando arcos descontrolados, en el interior de compartimentos en SF₆, produciendo llamas a través de los ductos, mostraron que la concentración de los productos de descomposición por arco del SF₆, permaneció por debajo de los límites admisibles para exposición momentánea.

Gráfico 6 Hexafluoruro de azufre SF₆



Fuente: Autores

2.6.2. Programa estándar de mantenimiento

La frecuencia del mantenimiento y servicio depende de lo siguiente:

- Tiempo que el interruptor lleva en servicio.
- Número de ciclos de operación de cierre-apertura (C-A).
- Valor acumulado de la corriente de corto circuito interrumpida

a) inspección

Las inspecciones deben ser realizadas por personal capacitado. Para que aplique las medidas de seguridad, no es necesario desarmar los polos del interruptor para llevar a cabo la inspección descrita a continuación.

- Inspección visual para verificar que no existan daños, especialmente en las boquillas.
- Comprobar que no exista corrosión.
- Confirmar la correcta operación de las resistencias calefactoras anti condensación.
- Verificar que la densidad del gas SF₆ sea apropiada (aguja indicadora en el sector verde) por medio de la lectura del monitor de densidad.
- Verificar la calidad del gas SF₆.

b) Mantenimiento

El mantenimiento del interruptor debe ser realizado por personal capacitado. Sacando de servicio el interruptor completo. No es necesario desarmar el polo del interruptor para efectuar el siguiente mantenimiento.

- Revisar todas las conexiones alojadas en el gabinete del mecanismo de control.
- Verificar el funcionamiento correcto de los circuitos de control eléctrico.
- Controlar los tiempos de operación del interruptor.

- Revisar que todas las uniones atornilladas tengan un momento de torsión adecuado.
- Revisar las conexiones a las terminales de alta tensión del interruptor.

c) Rehabilitación

La rehabilitación debe ser realizada por personal capacitado. Sacando de servicio el interruptor completo y abra el interruptor si es necesario. La rehabilitación implica el reemplazo de los componentes del interruptor sujetos a desgaste.

2.7. Seccionador

Es un dispositivo de maniobra que abre en forma visible la continuidad de corriente en el circuito, opera por lo general sin carga, su función es dar seguridad en el aislamiento físico y visible de los circuitos antes de realizar un trabajo, sea de reparación o mantenimiento, sin la posibilidad de que se presenten falsos contactos o posiciones falsas. Estos seccionadores pueden ser: de barra o de línea.

Los seccionadores instalados en la subestación son de marca MESA montados de forma vertical tanto para 69 kV y 34,5 kV, su funcionamiento es mediante mecanismos de transmisión, cada seccionador consta de una caja de mando eléctrico tipo AE – 85, el cual

está concebido para maniobra de seccionadores giratorios, estos se dividen en tres partes:

- **Caja:** Es de material galvanizado acabada interior y exteriormente con pintura de poliéster corrugada aplicada electrostáticamente y polimerizada en horno. En ella se encuentra el grupo mecánico y eléctrico.
- **Grupo mecánico:** Está compuesto por un motor eléctrico DC y un conjunto de transmisión con su respectiva manivela.
- **Grupo eléctrico:** Está compuesto por un conmutador de posición local – remoto, pulsadores locales de apertura y cierre, contactores inversores para el motor, guardamotor de protección del motor, resistencia de calefacción, bloqueo eléctrico durante la operación manual y borneras de conexión.

Gráfico 7 Juego de seccionadores y caja de mando



Fuente: Autores

2.7.1. Cuchillas de puesta a tierra

Los seccionadores de línea están asociados a las cuchillas de puesta a tierra en cada polo. Estas cuchillas se accionan manualmente y se conectan a las líneas de 69 kV sea de llegada o salida a tierra cuando estas están desenergizadas, Para evitar errores de operación, la cuchilla principal de tierra se enclava mecánicamente, la puesta a tierra se puede cerrar únicamente cuando los seccionadores estén abiertos, por lo que existen bloqueos en el control en la operación.

Durante el funcionamiento de todo equipo de alta tensión (A.T), ciertos elementos del mismo están energizados y algunas partes pueden alcanzar temperaturas relativamente elevadas. Como consecuencia, su uso puede aportar los riesgos de tipo eléctrico, mecánico y/o térmico.

Con el fin de proporcionar un nivel de protección aceptable para las personas y los equipos, estos se construyen de acuerdo con el principio de seguridad integrada, basado en los siguientes criterios:

- Se debe eliminar los peligros, siempre que sea posible.
- Cuando esto no sea técnica y/o económicamente factible, incorporando protecciones adecuadas en el propio equipo.
- Informando de los riesgos remanentes para facilitar el diseño de procedimientos operativos que prevengan el riesgo y el entrenamiento del personal operativo en la ejecución de los mismos y el uso de los medios personales de protección pertinentes.

Lo anterior debe de ser cuidadosamente considerado porque el funcionamiento correcto y seguro de este equipo depende no solo de su diseño, sino de circunstancias en general fuera del alcance y ajenas a la responsabilidad del fabricante, en particular:

- Transporte y manipulación adecuados desde la salida de fábrica hasta el lugar de instalación.
- Condiciones de servicio compatibles con las características asignadas del equipo.
- Maniobras y operaciones de explotación realizadas estrictamente según las instrucciones del manual, y con clara comprensión de los principios de operación y seguridad involucrados.
- Mantenimiento adecuado según las condiciones reales de servicio.

2.7.2. Mantenimiento de seccionadores

El diseño y los materiales utilizados en la construcción del seccionador reducen al mínimo el mantenimiento del mismo. Aun así, se recomienda que al menos una vez al año se realice una revisión completa del mando, para lo que se facilita una guía o índice de comprobaciones a realizar.

El personal encargado de la instalación deberá estar en posesión de las instrucciones de servicio antes de hacerse cargo de la instalación. Al efectuar la entrega de la instalación, el personal deberá estar familiarizado con todos los detalles y especialmente con el manejo de la misma, y en conocimiento de las medidas de seguridad.

Para realizar cualquier trabajo de mantenimiento es imprescindible desconectar y aislar la parte de la instalación donde se va a trabajar, para ello se deben cumplir las 5 reglas siguientes:

- a) Abrir con corte visible todas las fuentes de tensión, mediante interruptores y seccionadores que aseguren la imposibilidad de su cierre intempestivo.
- b) Enclavamiento o bloqueo de los aparatos de corte y señalización en el mando de los aparatos
- c) Reconocimiento de la ausencia de tensión en los elementos que constituyen la instalación eléctrica.
- d) Puesta a tierra y en cortocircuito de todas las posibles fuentes de tensión que incidan en la zona de trabajo.
- e) Colocar las señales de seguridad adecuadas, delimitando la zona de trabajo.

2.8. Relé de protección

MENDIVIELSO H (2001) “El objeto de un sistema de protección consiste en reducir la influencia de una falla en el sistema, hasta tal punto que no se produzcan daños relativamente importantes en él, ni que tampoco ponga en peligro seres vivos”.

Por lo tanto relé de protección es un dispositivo electrónico que ordena la desconexión de una parte de la instalación eléctrica, emite una señal de alarma en caso de presentarse condiciones anormales de operación o falla. La función principal de un relé es la protección del sistema eléctrico, se tiene unidades de protección que son relés con

varias funciones combinadas, voltaje, corriente, frecuencia, impedancia, etc.

Gráfico 8 Relé sepam S80



Fuente: Autores

2.8.1. Principales protecciones para una subestación

- a. **Barras:** Sobrecorriente, falla a tierra, bajo voltaje y sincronización.
- b. **Transformador:** Diferencial, buchholz, sobrecorriente, falla a tierra, sobrecarga, sobre temperatura enfriamiento, presión y nivel de aceite, sincronización, recierre, bajo voltaje y regulación.
- c. **Líneas de subtransmisión:** Sobrecorriente, distancia, falla a tierra, bajo voltaje, sincronización y recierre

- d. Interruptores:** Sobrecorriente, falla a tierra, baja frecuencia sincronización, desbalance, recierre, presión de SF₆ (si es el caso).
- e. Sobrecorriente:** El relé actuará por fallas fase-fase, fase-tierra y fallas trifásicas. Para actuar ante sobrecorrientes con relés, es necesario trabajar con coordinación de protecciones.
- f. Sobre voltaje:** Son valores de voltaje entre fases o entre fase y tierra, que exceden los valores de voltaje nominales para los cuales fue diseñado el sistema y pueden causar graves daños a los equipos.
- g. Sobrecarga:** Ocurre cuando el equipo está con carga excesiva en el sistema en condiciones normales, esto no es estrictamente una condición de falla.
- h. Fusible:** Su función es proteger contra cortocircuitos a los sistemas de bajo y medio voltaje, interrumpen automáticamente al circuito que protege en el momento en que se detecten condiciones anormales de sobrecorriente. No tiene la función de apertura y cierre, sino que una vez que opera se destruye y debe ser sustituido por otro.

2.9. Banco y cargador de baterías

2.9.1. Banco de baterías

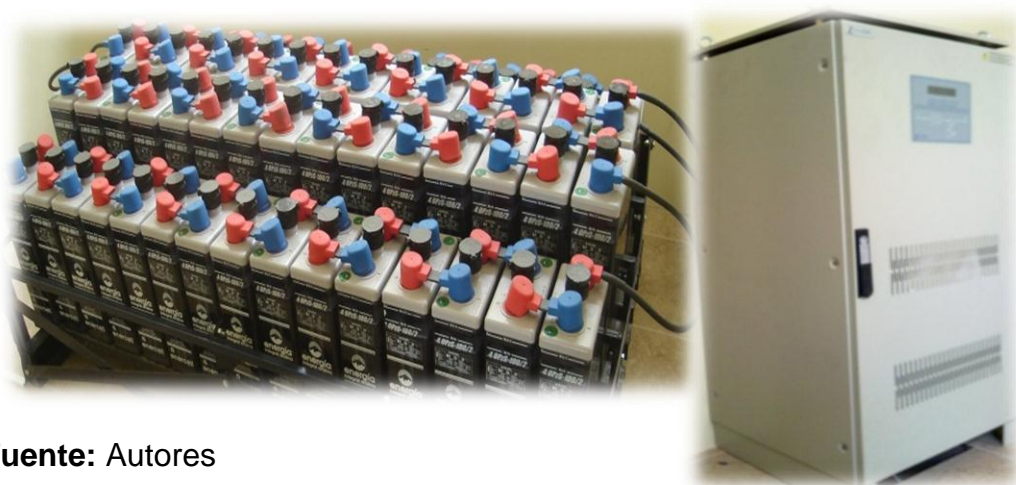
Este banco está compuesto por 60 baterías conectadas en serie mediante sus bornes y puentes. En este se realiza la inspección rutinaria de densidades, tensiones por celdas, la verificación del estado de los vasos de las baterías (que no se encuentren rotos o en deterioro apreciable) y de los puentes de interconexión realizada diariamente por el operador.

En el cuarto en donde se encuentra el banco de baterías se encienden los extractores de aire cada ocho horas para evitar acumulación de gases nocivos y explosivos. Esta condición podrá modificarse en casos especiales como condiciones de clima etc.

2.9.2. Cargador de baterías

Se encarga de suministrar energía de forma simultánea al banco de baterías y a los equipos que se alimentan con tensión continua. El cargador de baterías de 125 V DC, se utiliza para alimentar el inversor y los sistemas de comunicación, control, las protecciones y las medidas dentro de la subestación. El operador de la subestación no está en capacidad de realizar ningún tipo de mantenimiento a este equipo, por lo que solo podrá efectuar una inspección visual del mismo, como el chequeo de los fusibles (que no se encuentren fundidos), los tiristores (que no estén quemados) y de las tarjetas de control (que estén en buen estado y bien insertadas en la ranura respectiva)

Gráfico 9 Banco y cargador de baterías



Fuente: Autores

2.10. Celdas

Es el lugar en donde se alojan los instrumentos de maniobra, medición, control y otros dispositivos. En instalaciones de baja potencia los instrumentos de maniobra y control se colocan en los mismos tableros; en instalaciones grandes se colocan los instrumentos y aparatos separados.

Gráfico 10 Tableros de control, protección y medición



Fuente: Autores

2.10.1. Características de las celdas

- Celda blindada (metal clad).
- Cadena de protección y de control.
- Interruptor extraíble.
- Protección contra el arco interno.
- La cadena de protección.
- Transformadores de corriente y de tensión.

- Relés de protección Sepam S80 y T87.
- Medidor multifuncional ION 7650.
- Panel de alarmas Magelis.
- La unidad de protección y de control y mando.
- Puesta a tierra segura.
- Seccionador de tierra con poder de cierre.
- Indicadores de tensión luminosos cerca del mando.
- Indicador mecánico de posición seguro.

2.10.2. Diseño de las celdas

- Contener los efectos de un arco (sobrepresión interna, esfuerzos mecánicos y térmicos).
- Elección de los materiales no inflamables.
- Canalización de los gases calientes.
- Todos los laterales accesibles están reforzadas.
- Elección de los materiales apropiados para resistir a los esfuerzos mecánicos y térmicos.
- Protección anti arco a los cuatro lados.
- acceso por parte trasera.

2.10.3. Mantenimiento preventivo y correctivo

- Desempolvamiento.
- Engrase de los mandos.
- Examen de los aislantes.
- Ensayos de funcionamiento.
 - Sin intervención en los polos de los aparatos de corte.
 - Sin deslizamiento del ajuste de las protecciones.
- Mantenimiento preventivo reducido.

2.11. Niveles de voltaje en EMELNORTE

La red de un sistema eléctrico de potencia, se opera a distintos niveles de voltaje, desde la generación hasta la utilización.

Tabla 3 Niveles de voltaje en EMELNORTE.

VALOR		UNIDAD	NOMBRE	SIGLAS
Monofásico	120 240	V	Baja tensión	B.T
Trifásico	120 208			
6,3 – 13,8 – 34,5		KV	Media tensión	M.T
69		KV	Alta tensión	A.T

Fuente: Regulación 004-01 CONELEC

La red de subtransmisión recibe la energía eléctrica del sistema de transmisión en las subestaciones de transmisión, transporta dicha energía hasta las subestaciones de distribución estas a su vez alimentan a los circuitos primarios de distribución y de los circuitos primarios por medio de los transformadores de distribución se entrega la energía en baja tensión a los abonados del área de concesión de la empresa de distribución.

Algunos niveles típicos de voltaje usados en los sistemas eléctricos de potencia, se dan en la siguiente tabla, agrupados en: subtransmisión, distribución y utilización.

Tabla 4 Niveles de voltaje en sistemas eléctricos.

SUBTRANSMISIÓN	DISTRIBUCIÓN	UTILIZACIÓN
69 kV 34,5 kV	13,8 kV 13,2 kV 7,96 kV 6,3 kV	120/207/360 V 3Ø 120/240 V 1Ø

Fuente: Departamento de subestaciones EMELNORTE

2.11.1. Parámetros de medición

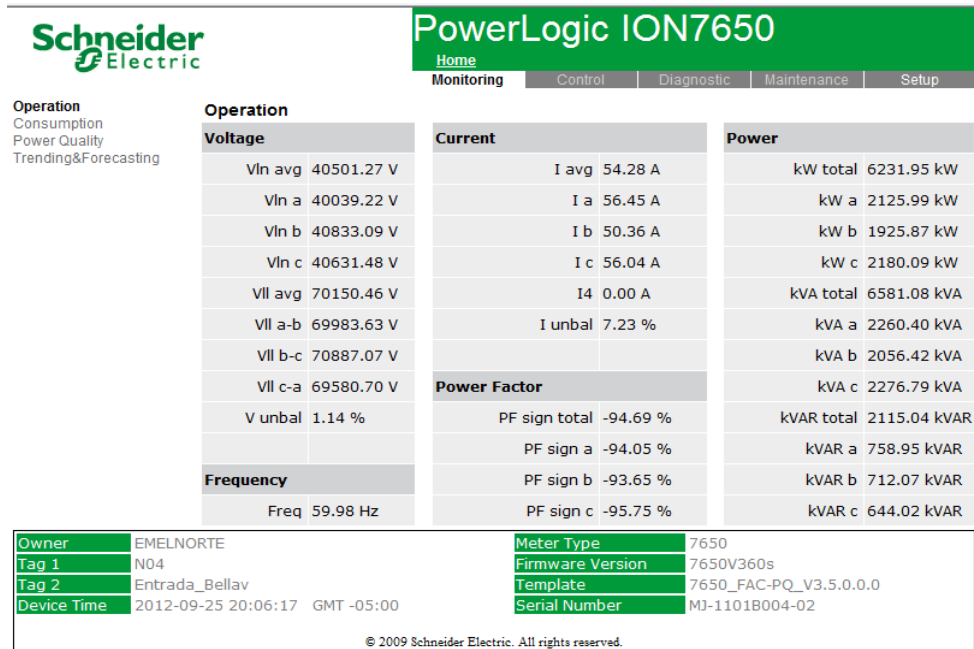
La función principal es obtener y mostrar datos en tiempo real sobre la situación de las diferentes variables dentro de un sistema, en este caso de la subestación.

Tabla 5 Parámetros de medición.

ELÉCTRICOS	NO ELÉCTRICOS
– Voltaje.	– Temperatura °C
– Corriente.	– Presión kg/cm ² , psi.
– Potencia activa,	– Apertura y cierre
– Potencia reactiva.	
– Energía	

Fuente: Autores

Gráfico 11 Registro de parámetros eléctricos.



Fuente: Software Schneider electric medidores ION 7650.

2.12. Control de equipos en la subestación

2.12.1. Control local

Es la capacidad que tiene cada dispositivo de realizar acciones de operación en el mismo sitio así como: bloqueos, operación apertura y cierre, chequeo de sincronismo, con la intervención humana.

2.12.2. Control remoto

Controla una subestación de manera remota, es decir desde un centro o estación maestra. Todo esto sin tener la necesidad de que el personal tenga que ir al lugar donde se encuentra el equipo.

2.12.3. SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition)

Es el sistema de supervisión, control y adquisición de datos de las diferentes subestaciones y centrales de generación un sistema eléctrico y se trata de una aplicación diseñada para proporcionar comunicación con los dispositivos de campo y controlar el proceso de la operación en forma automática desde el centro de control, además provee toda la información que se genera en el proceso a diversos usuarios que intervienen en la operación y el planeamiento eléctrico y energético del sistema.

2.13. Elementos de patio en la subestación

a) Estructuras

Son de hierro fundido a alta temperatura, capaz de soportar grandes tensiones ejercidas por los conductores, hilos de guarda y los elementos de seccionamiento. Sus acabados son de material galvanizado en caliente, este proceso aplica un recubrimiento metálico al acero limpiado químicamente, sumergiéndolo en un baño de zinc fundido a 450 °C.

Toda superficie fabricada en acero que haga contacto con el zinc fundido, será recubierto de manera uniforme, por dentro y fuera, en los bordes y dentro de las cavidades, con el propósito de recubrir integralmente el material, ya que las estructuras son diseñadas para trabajar a la intemperie.

b) Equipos de maniobra

Son los equipos eléctricos de potencia (interruptores y seccionadores), que al ser operados de manera conjunta conectan o desconectan los campos en la subestación.

c) Cables o hilos de guarda

Son cables ubicados por encima de cualquier equipo a proteger, y conectados a tierra a través de los pórticos de la subestación. Presentan algunas características importantes tales como:

- Proteger a los equipos que se encuentran dentro de un área a lo largo del cable.
- Son económicos y no requieren estructuras muy fuertes, aprovechan las estructuras existentes requiriendo solamente de implementos adicionales.
- No alteran estéticamente la subestación.
- Mejoran las condiciones de malla a tierra.

T55,,t

d) Malla a tierra

Es un sistema de varillas de cobre (cooperweld) enterradas en el suelo de manera vertical que se encuentran interconectadas por conductores desnudos proporcionando una tierra común para dispositivos eléctricos o estructuras metálicas y para descargas eléctricas producidas por sobretensiones.

e) Puesta a tierra

La puesta a tierra equivale al grupo de elementos conductores equipotenciales, sin interrupciones, sin fusibles, en contacto eléctrico con el suelo o una masa metálica de referencia común, que distribuye las corrientes eléctricas a tierra.

f) Barraje o barra

Es el conjunto de elementos (conductores, barras, conectores y aisladores) instalados rígidamente y que sirven de enlace entre los equipos de la subestación.

g) Cadena de aisladores

Conjunto de herrajes y aisladores de suspensión utilizados como elementos de montaje, sujeción y separación entre barras y conductores, su característica principal es el aislamiento eléctrico, evitando que se produzca un arco eléctrico entre la barra o conductor con otra parte de las instalaciones.

h) Campo o bahía

Es el conjunto de equipos de potencia para interrupción y seccionamiento, que al ser operados de forma remota, manual o

automáticamente modifican en la subestación la conectividad de líneas, transformadores, grupos generadores, acople de barras o de transferencia, banco de capacitores, etc.

i) Pararrayo

Es un dispositivo que permite proteger las instalaciones contra sobrevoltajes de origen atmosférico. Este dispositivo canaliza la corriente eléctrica hacia tierra y evita que vaya a los equipos.

2.14. Herramientas a utilizar en una subestación

a) Pértiga

Elemento el cual se utiliza para realizar tareas tales como, apertura de seccionadores, instalación de equipos de puesta a tierra, verificación de ausencia de tensión (acoplándole detectores), tijeras de corte, etc.

No son aptas para permanecer bajo tensión durante períodos prolongados, la longitud total de la pértiga quedará definida en función del aislamiento requerida y del alcance físico del operador.

Las pértigas aisladas detectoras de ausencia o presencia de tensión protegerlas de la intemperie o maltratos, evitar que sean afectadas por otras herramientas. Deben utilizarse para el nivel de voltaje indicado en las mismas y sin sobrepasar las distancias de seguridad.

Tabla 6 Distancias de seguridad

Voltaje de la línea	Distancia mínima
----------------------------	-------------------------

2.200	6.600	0,30 m
13.200	33.000	0,60 m
44.000	66.000	0,90 m
110.000	132.000	1,50 m

Fuente: Normas de seguridad para mantenimiento se subestaciones

b) Busca huellas

Es un equipo manual y portátil que funciona a base de baterías, la es ventaja que tiene el empleo de lámparas fluorescentes, su rendimiento es mayor, y por tanto, producen más iluminación con un bajo consumo de energía. Sin embargo, ésta es una luz sirve para alumbrar objetivos concretos y es adecuada para iluminar a larga distancia.

2.15. Equipo de protección personal (EPP)

MONTES E (1992) “La técnica preventiva destinada a anular o atenuar los efectos de os accidentes, sobre la parte humana del trabajador, es la protección personal ya que con elle se emplea un buen sistema de seguridad” (p.94).

Entonces un equipo de protección personal es cualquier equipo destinado a ser llevado o sujetado por el trabajador para que le proteja de

uno o varios riesgos que puedan amenazar su seguridad en el trabajo. El EPP está diseñado para proteger diferentes partes del cuerpo.

El operador de subestaciones debe ser entrenado en las siguientes áreas:

- Cuando es necesario utilizar el EPP.
- Qué clase de EPP debe utilizar.
- Las limitaciones del equipo de protección personal.
- El cuidado apropiado del EPP.

Todo el equipo de protección personal EPP debe quedar debidamente ajustado y debe ser guardado cuando no se utilice. Todo equipo y mecanismo de protección contra electricidad debe ser examinado regularmente para asegurar su adecuado funcionamiento.

a) Casco dieléctrico

Los cascos están diseñados para protegerlo de impactos y penetraciones si algún objeto llega a golpear su cabeza, lo mismo de choques eléctricos limitados y quemaduras, los cascos a utilizar deben ser de “clase E” que ofrece el mejor nivel de protección contra voltaje (20.000 voltios), estos cascos deben cumplir la norma internacional ANSI Z89.1-2003, debe ser tipo II ya que tiene protección superior, frontal, posterior y lateral.

Gráfico 12 Casco dieléctrico



Fuente:

Autores

b) Guantes de protección

La utilización de los guantes es la manera más comúnmente utilizada para protegerse las manos. Para maniobras con tensión deberán usarse guantes aislantes, según las normas técnicas reglamentarias. Los guantes a utilizarse son de clase I y II, y se fabrican de cuero de alta calidad e hilo súper resistente, cada protector posee una hebilla no metálica en la correa o ajuste al guante dieléctrico, al trabajar con energía eléctrica siempre usar el protector y el guante dieléctrico apropiado antes que cause serias lesiones.

Gráfico 13 Guantes de protección



Fuente: Autores

c) Botas de seguridad

Botín Dieléctrico puntera termoplástica de cuero, suela antideslizante en poliuretano de doble densidad, color blanco, resistente a la absorción, a los aceites hidrocarburos, resistente a tensión de 10000 voltios, no contiene partes metálicas, cumple la Norma ANZI Z41.1 y CSA Z- 195, se debe tener presente:

- La inspección.
- El mantenimiento.
- El cuidado y almacenamiento.

Gráfico 14 Botas de seguridad



Fuente: Autores

d) Ropa de trabajo

La ropa de trabajo será resistente al calor, de tal manera que la temperatura de un arco accidental no la inflame, aumentando las lesiones, desaconsejando la ropa acrílica y recomendando la ropa de algodón o fibras artificiales resistentes al fuego.

Gráfico 15 Ropa de trabajo



Fuente: Autores

2.16. Glosario de términos

- **A.C.-** Abreviatura de corriente alterna.
- **Amperio.-** Unidad básica de medida de la corriente eléctrica
- **Apertura.-** Acto de abrir un circuito entre dos de sus componentes impidiendo el paso de la corriente eléctrica.
- **Arco eléctrico.-** Descarga eléctrica luminosa producida entre dos electrodos a través de un gas.
- **CAR.-** Centro Autorizado de recaudación.
- **CNEL.-** Congreso nacional de electricidad.
- **Consignar.-** Entregar a una persona sobre su responsabilidad una instalación o equipo eléctrico, con previos requisitos de protección y seguridad.
- **Conductor eléctrico.-** Material que ofrece baja resistencia al paso de la corriente eléctrica.

- **Conexión o cierre.-** Significa el establecimiento del contacto eléctrico.
- **Contacto.-** Es una parte conductora que coactúa con otra parte conductora para formar o interrumpir un circuito.
- **D.C.-** Abreviatura de corriente continua.
- **Desconectado.-** Circuito libre de tensión y puesto a tierra, listo para realizar el trabajo.
- **Dieléctrico.-** Material que no conduce corriente eléctrica.
- **Electricidad.-** Es una forma de energía que da lugar a manifestaciones: mecánicas, físicas, químicas, etc.
- **Equipo energizado.-** Equipo que no está conectado a tierra.
- **Fase.-** Línea viva o energizada de un circuito.
- **Maniobra.-** Conjunto que sirve para retornar las corrientes de carga o las de falla.
- **Neutro.-** Conductor que sirve para retornar las corrientes de carga o las de falla.
- **Seguridad.-** Condición libre de riesgo para el trabajador, la organización y la sociedad.
- **Tensión.-** Diferencia de potencial entre conductores.
- **Zona de trabajo.-** Sector localizado dentro del área protegida, debidamente definida y señalizada.

CAPÍTULO III

3. MARCO METODOLÓGICO

En la realización del presente manual, se utilizó la metodología de la investigación científica, ya que ésta da una alternativa para el tema planteado. Los métodos, técnicas e instrumentos a utilizarse en el desarrollo del presente manual se especifican a continuación:

3.1. Tipos de investigación

El objetivo principal de este proyecto es la elaboración de un manual técnico para el manejo y operación de la nueva Subestación “Alpachaca 69 kV” de la EMPRESA ELÉCTRICA REGIONAL NORTE S.A., y para los operadores de las diferentes subestaciones que conforman el departamento de distribución de EMELNORTE S.A. como base para mejorar los procesos de manejo y control tanto en operaciones normales como en emergencias de esta subestación, para lo cual el tipo de investigación que se utilizará es técnico científica, mediante la consulta de manuales de operación y características técnicas de los diferentes equipos que componen una subestación con aspectos cualitativos y cuantitativos, de tal manera que permita obtener conocimientos que servirán para el desarrollo del Proyecto.

3.1.1. Investigación de campo

Esta investigación se realiza en la propia subestación, aprovechando que la instalación se la realizó el año 2011 y su entrada en funcionamiento a finales del mismo año, se aprovecha para conocer cada uno de los componentes instalados en la subestación y la operación de los elementos de control, protección, medición y una comparación con las diferentes subestaciones, se realizará la investigación de campo con la finalidad de recolectar toda la información directa de los operadores del área de distribución de EMELNORTE S.A.

3.1.2. Investigación descriptiva

La investigación descriptiva se basa en realizar un análisis de cada uno de los manuales técnicos de los equipos instalados, y describir los procedimientos necesarios para la operatividad y mantenimiento de la subestación, así como también la experiencia de los operadores de otras demás subestaciones para diferenciar la nueva tecnología con la que actualmente se tiene instalada en las demás subestaciones y presentar un manual en forma general para la operación de una subestación.

3.1.3. Investigación documental

Como su nombre lo indica se realizara esta investigación apoyándose en fuentes de carácter documental, esto es, en documentos de cualquier especie tales como libros, revistas, Internet, catálogos, etc.

3.2. Métodos

3.2.1. Método científico

BURGE M, (2008). Un método “es un procedimiento para tratar un conjunto de problemas, cada clase de problemas requiere un conjunto de métodos o técnicas especiales” (p.24).

ORTIZ G, (2004). Es hecho por la necesidad de entender a la naturaleza así como también para poder vivir ordenadamente, “el método científico se emplea con el fin de incrementar el conocimiento y en consecuencia aumentar nuestro bienestar y nuestro poder objetivo” (p.114).

Citando a estos dos autores, nosotros podemos definir al método científico como:

Aquel que se lo realiza de una forma ordenada siguiendo procedimientos adecuados con el fin de incrementar los conocimientos valiéndose de la ciencia y que sean válidos para la sociedad.

3.2.2. Método inductivo

PUENTE W, (2010). Es el razonamiento que, partiendo de casos particulares, se eleva a conocimientos generales, “este método permite la formación de hipótesis, investigación de leyes científicas, y las demostraciones” (p. 99).

Este método permitirá constatar científicamente una serie de hechos y acontecimientos y obtener información para llegar a las generalidades que servirán como referente para la investigación.

3.2.3. Método Deductivo

Con la aplicación de este método se tiene la participación de los involucrados en el presente estudio, los cuales mediante un razonamiento lógico determinará los diferentes criterios para luego ser evaluados y emitir juicios de valor.

3.2.4. Método Analítico

Este método permitirá la interpretación de los datos recopilados para obtener una visión de cada una de las causas o efectos del proyecto en estudio.

3.2.5. Método Sintético

EZEQUIEL A, (1993). Manifiesta “La síntesis es la meta y el resultado final del análisis por medio de la cual se logra la comprensión cabal de la esencia del problema” (p. 135)

Este método se podrá analizar utilizando juicios de valor y exposición personal, obteniendo información de una serie de fuentes como es la investigación de campo, bibliografía, cuadros, gráficos, artefactos, entre otros, una de las estrategias de este método es que toda la información se la sintetice para tener bases en la fundamentación teórica.

3.3. Técnicas

3.3.1. Entrevista

Es una técnica para obtener datos que consisten en un diálogo entre dos personas: El entrevistador “investigador” y el entrevistado; se realiza con el fin de obtener información de parte de este, que es, por lo general, una persona entendida en la materia de la investigación para la obtención de datos que servirán para el presente estudio.

3.3.2. Observación

Es una técnica que consiste en observar atentamente el fenómeno, hecho o caso, tomar información y registrarla para su posterior análisis. La observación es un elemento fundamental de todo proceso investigativo; en ella se apoya el investigador para obtener el mayor número de datos.

3.4. Población y Muestra

La población motivo de investigación queda identificada en el siguiente segmento:

Población de operadores y personal técnico de mantenimiento de subestaciones del Dpto. de subestaciones, Dirección de distribución, de

EMELNORTE S.A. teniendo como total 27 trabajadores legalmente establecidos como tales de acuerdo a los datos otorgados por el Dpto. de Recursos Humanos de la Empresa.

CAPÍTULO IV

4. ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS

En este capítulo se muestran los resultados de la investigación, el cuál comprende el análisis e interpretación de resultados, conclusiones y recomendaciones.

En la realización de este trabajo investigativo, se hizo necesaria la utilización de la técnica de la observación. La técnica la cual se la realizó en las instalaciones de la nueva subestación Alpachaca 69 kV acompañados por Jefe del departamento de subestaciones y líneas de subtransmisión de la Empresa Eléctrica Regional Norte S.A. "EMELNORTE", lo que permitió establecer la necesidad de la elaboración del manual de operación de la nueva subestación Alpachaca 69 kV.

La observación tiene como objeto apreciar los equipos y demás elementos que conforman una subestación y analizar la manera cómo se desarrolla las actividades y cuál es el principio de funcionamiento de la nueva subestación Alpachaca en "EMELNORTE", la observación determina la importancia de llevar a cabo el desarrollo de este tema investigativo.

4.1. Observación de la nueva subestación Alpachaca

4.1.1. Resultados de la observación

La observación se la realizo en las instalaciones de la nueva subestación Alpachaca ubicada en la calle Cuenca y Canario, barrio 15 de diciembre de la parroquia Guayaquil de Alpachaca en la ciudad de Ibarra acompañados por el Jefe del departamento de subestaciones y líneas de subtransmisión, en donde se utilizó el respectivo equipo de protección personal y cámara fotográfica.

Objetivos:

- **Conocer los elementos que conforman la subestación Alpachaca.**

Para el ingreso a la subestación se hizo una solicitud de ingreso al Jefe departamental quién nos autorizó y acompañó a las instalaciones. Por medio de la observación se pudo apreciar, conocer y verificar que todos los equipos que conforman la subestación Alpachaca son nuevos y de última tecnología, además se da cumplimiento con la utilización del equipo de protección personal como son: casco dieléctrico, gafas de protección, guantes de protección, botas de seguridad y ropa de trabajo.

- **Determinar la función que desempeña la subestación.**

El Jefe del departamento de subestaciones expuso lo siguiente:

La nueva subestación Alpachaca se alimenta por dos fuentes de tensión y a diferente nivel.

El primero desde el sistema nacional interconectado a través de la subestación CELEC-EP TRANSELECTRIC Ibarra a 69 kV. El segundo desde la central hidroeléctrica El Ambi que pertenece a "EMELNORTE" a un nivel de voltaje de 34,5 kV y mediante el transformador TR-3 el voltaje es elevado a 69 kV.

Obteniendo de esta manera dos tensiones del mismo valor, éstas forman un punto de conexión en la barra principal de 69 kV, desde esta barra se derivan posiciones de línea a las subestaciones: El Chota, Ajaví y El retorno.

Los transformadores de potencia TR-1 (de 10 - 12,5 MVA) y TR-2 (de 20 - 25 MVA) son reductores de 69kV a 13,8 kV, conectado su devanado secundario de manera independiente a la barra de 13,8 kV para su respectiva distribución.

En pocas palabras se dice que esta subestación por la función que desempeña es elevadora y reductora.

- **Conocer las operaciones que realiza el operador de la subestación.**

En la subestación se realiza diferentes operaciones ya sea por falla en la red o cuando se realiza mantenimiento programado sea en la subestación o en la red de distribución, operaciones como:

- ✓ Operaciones normales y de emergencia
- ✓ Operación de equipos en forma manual y remota
- ✓ Apertura, cierre de interruptores y seccionadores
- ✓ Apertura y cierre de cuchillas de puesta a tierra
- ✓ Bloqueo de interruptores
- ✓ Reconocimiento de tipo de fallas en los relés
- ✓ Calibración de relés de protección
- ✓ Monitoreo de los alimentadores
- ✓ Chequeo al banco y cargador de baterías
- ✓ Con la finalidad de llevar un control de las novedades que suceden en la subestación, el operador de turno lleva un registro indicando la fecha, hora y el nombre del responsable.

- **Qué disposiciones se da al operador cuando hay novedades en el sistema de distribución.**

En primer lugar cuando existe una falla en el sistema sea por parte de TRANSELECTRIC o de EMELNORTE el operador de la subestación indicará al operador de despacho de carga la novedad suscitada.

Luego el operador de despacho de carga dará disposiciones para lograr restablecer el servicio en el menor tiempo posible, como por ejemplo:

- ✓ Abrir los alimentadores
- ✓ Bloquear los interruptores
- ✓ Coordinar con personal de mantenimiento
- ✓ Aterrizar las líneas de algún circuito
- ✓ Cerrar el alimentador
- ✓ Registrar las magnitudes eléctricas

- **Como se maneja el orden, limpieza la clasificación de desechos.**

EMELNORTE dispone a través del departamento de planificación la unidad de gestión y control ambiental, la cual suministra recipientes de recolección de desechos comunes, materiales reciclables y materiales peligrosos en estos se clasifica los residuos alojándolos en su respectivo

recipiente según corresponda para luego ser transportados a un destino que determina la unidad de gestión y control ambiental.

El operador se encarga de realizar la limpieza de la maleza que crece en el patio de maniobras, el mantenimiento de las áreas verdes y la limpieza del cuarto de control, es decir de todo lo que se refiere a la subestación.

4.1.2. Análisis y comparación de equipamiento

Los equipos que conforman la nueva subestación Alpachaca 69 kV son diferentes en relación a los equipos instalados en otras subestaciones de EMELNORTE, las cuales se toma como referencia las subestaciones ubicadas en la ciudad de Ibarra, como son las subestaciones San Agustín y El Retorno, para el ingreso a estas subestaciones se solicitó autorización de ingreso al Jefe departamental. A continuación se detallan las siguientes características:

a) Transformadores de potencia

SUBESTACIÓN ALPACHACA			
CARACTERÍSTICAS	TR-1	TR-2	TR-3
Marca	ABB	ABB	ABB
Tipo	Reductor	Reductor	Elevador
Nivel de voltaje	69 – 13,8 kV	69 – 13,8 kV	34,5 – 69 kV
Capacidad MVA	10 – 12,5	20 – 25	10 – 12,5
Tipo de enfriamiento	ONAN - ONAF	ONAN - ONAF	ONAN – ONAF

La subestación Alpachaca dispone de tres transformadores de potencia denominados TR-1, TR-2 y TR-3.

CARACTERÍSTICAS	SUBESTACIÓN	
	San Agustín	El Retorno
Marca	ABB	MITSUBISHI
Tipo	Reductor	Reductor
Nivel de voltaje	69 – 13,8 kV	69 – 13,8 kV
Capacidad MVA	10 – 12,5	10 – 12,5
Tipo de enfriamiento	ONAN - ONAF	ONAN - ONAF

En esta parte se puede observar que las características de los transformadores de potencia de estas subestaciones son similares ya que están conectados al nivel de voltaje que tiene Emelnorte.

a) Disyuntores para 69 kV

CARACTERÍSTICAS	SUBESTACIÓN		
	Alpachaca	San Agustín	El Retorno
Marca	Areva	ABB	Mitsubishi
Cantidad	7	3	1
Extinción del arco	SF ₆	SF ₆	SF ₆
Tipo	Tanque muerto	Tanque vivo	GIS

En esta parte se aclara que la S/E el Retorno dispone de un equipo compacto GIS en el cuál internamente se encuentra el disyuntor acoplado al seccionador.

b) Disyuntores para 13,8 kV

CARACTERÍSTICAS	SUBESTACIÓN		
	Alpachaca	San Agustín	El Retorno
Marca	Schneider	ABB	Mitsubishi
Cantidad	8	6	6
Extinción del arco	Vacío	vacío	vacío
Ubicación	Celdas tipo interior	Celdas tipo intemperie	Celdas tipo intemperie

Los disyuntores se encuentran montados dentro de cubículos que contienen los diferentes tipos de celdas y son quienes tienen la misión de repartir a la red de distribución el voltaje en diferentes circuitos.

c) Seccionadores para 69 kV

CARACTERÍSTICAS	SUBESTACIONES		
	Alpachaca	San Agustín	El Retorno
Marca	Mesa	ABB	Mitsubishi
Cantidad	11	4	1
Apertura	Vertical	Central	-
Ubicación	Intemperie	Intemperie	Encapsulado

Como se mencionó anteriormente la subestación El Retorno dispone de un equipo compacto GIS, en el interior se encuentra el seccionador, al cuál es difícil observar el corte visible.

a) Relés de protección

CARACTERÍSTICAS	SUBESTACIONES		
	Alpachaca	San Agustín	El Retorno
Marca	Schneider	ABB	General Electric
Cantidad	16	9	6
Protección del transformador	T-87	TPU 200R	T-60
Protección de línea	S-82	DPU 200R	F-35
Baja frecuencia	S-82	REF 542	C-70

Los relés de protección de las tres subestaciones son totalmente diferentes en las marcas, pero cumplen la misma función., ya sea para protección del transformador o protección de las líneas de media tensión.

4.1.3. Conclusiones y recomendaciones

Previamente, en cada capítulo desarrollado para este proyecto se han analizado y evaluado los resultados obtenidos. Dichos análisis constituyen el fundamento para finalmente sentenciar las siguientes conclusiones y recomendaciones.

4.1.3.1. Conclusiones

- El diagnóstico técnico de la aplicación de este manual es realizado en base a experiencias y resultados obtenidos, indica que los parámetros de seguridad a seguir son relevantes para el manejo de esta subestación, e indispensables para prevenir accidentes, están dentro de valores establecidos por normas, y que aún se mantienen dentro de estos rangos ante eventuales fallas del sistema.
- La evaluación y verificación visual de la parte estructural de la subestación objeto de estudio, así como la documentación que indica el oportuno y planificado mantenimiento de los mismos, permiten diagnosticar que sus componentes físicos son de primera calidad y que se encuentran operando apropiadamente en condiciones normales.
- Del diagnóstico preliminar, se concluye que el manual contiene todo lo necesario para que el operador realice maniobras condiciones normales y de emergencia, sin embargo, el factor humano en lo concerniente a operación en condiciones de emergencia no se ha podido establecer un grado de disponibilidad

ante dichas emergencias puesto que el sistema no discrimina zonas de mantenimiento o de aislamiento de fallas, sino que cualquier suceso de esta índole se presenta de forma inesperada.

- Por lo tanto, es necesario que el operador esté siempre atento ante posibles eventualidades y en constante actualización de conocimientos. Para esto, el presente manual plantea una fácil y sencilla manera de asimilar los conocimientos aquí dispuestos y el uso de equipos inteligentes en esta nueva subestación, sustentados en un estudio de confiabilidad.
- Toda maniobra debe estar anotada en una bitácora de operación y cada vez que se presenten nuevas eventualidades se deben discutir y analizar los procedimientos realizados para mejorarlo e implementarlos como parte del manual técnico de operación de subestaciones.
- La comunicación vía radiofrecuencia para el sistema propuesto, requiere una revisión, en vista de la saturación de señales que existe actualmente en el área urbana de la ciudad de Ibarra, se plantea entonces, la utilización de canales de radiofrecuencia que no tengan demasiada congestión para que los procesos sean más rápidos y por consiguiente menores tiempos de desconexión si fuera el caso.
- El sistema SCADA de EMELNORTE S.A, actualmente se encuentra en un lento proceso de implementación, y consta básicamente de una red de comunicaciones vía fibra óptica, para automatizar las subestaciones: San Agustín, Alpachaca 69 kV y El Retorno. La subestación Alpachaca está provista de todo lo necesario para la utilización del sistema SCADA, ya que dispone de equipos de última tecnología. Despacho de carga que actuará

como centro de control, donde se recopilará dicha información y de ser el caso será posible realizar monitoreo y maniobras remotas.

- Las ventajas que conlleva la ejecución del proyecto son: reducción de los tiempos de reacción ante una posible falla en general, esto implica estar dentro de los requerimientos regulatorios de calidad del servicio, al tiempo que se mejora la confiabilidad y operatividad del Sistema. Mejorando también notablemente, el flujo de información, así como la adecuada administración de la misma.

Por lo tanto, la ejecución del proyecto tal como se lo propone, es factible desde el punto de vista técnico.

4.1.3.2. Recomendaciones

- Dar aplicación al manual técnico para el manejo y operación de la nueva subestación “Alpachaca 69 kV.” para asegurar que realmente sea útil en EMELNORTE S.A., con la finalidad de que los procesos sean más eficientes y sirvan de guía para todo el personal que labora dentro de la dirección de Distribución.
- El manual técnico se deberá actualizar cada vez que se requiera, ya que las tareas, políticas y sus procedimientos, pueden cambiar.
- Incentivar el uso del manual entre el personal que conforma la dirección de Distribución para que este pueda ser explotado en su totalidad, y así facilite su correcta utilización y además se forme parte integrante de todas las actividades que se realicen.

- Dar a conocer a los usuarios que con la correcta aplicación del manual se optimizaran recursos tanto humano como materiales, y el mejor aprovechamiento del tiempo.
- El personal de la dirección de Distribución de EMELNORTE S.A. deberá llevar una comunicación fluida con todas las dependencias para que exista una mejor organización en los procesos, y se aproveche al máximo sus recursos.
- La metodología planteada en este manual es recomendable para su aplicación en otras subestaciones de EMELNORTE S.A. que actualmente presentan similares consignaciones y en general es recomendable para su aplicación en cualquier sistema de distribución pertenezca o no a EMELNORTE S.A.
- Se recomienda la capacitación al personal de operación y mantenimiento de EMELNORTE S.A., en cuanto a la interacción con sistemas automáticos se refiere, ya que esto ayudaría a utilizar con eficiencia y eficacia los sistemas instalados.

4.1.3.3. Bibliografía.

- A.B.B, (2010) “Manual de Instalación y Mantenimiento de Transformadores de Potencia”
- ÁLVAREZ, M; (2006) “Manual para elaborar manuales” decimocuarta edición; Panorama; México
- CAMPOVERDE A, “Normas de seguridad para el mantenimiento de subestaciones”
- AREVA, (2008) “Manual del usuario de interruptores para 72,5 kV”
- AUGÉ R, (1995) “Curso de Electricidad General 1-2-3” Sexta Edición, Editorial Paraninfo S.A. Madrid.
- CENCACEL, “CENTRO DE INVESTIGACIÓN Y CAPACITACIÓN ELÉCTRICA” Centro de capacitación del sector eléctrico 2011 – 2012
- CEVALLOS A. (2000) “Hablemos de electricidad” E.P.N Quito.
- CONSTITUCIÓN (2008) Capítulo V, sectores estratégicos, servicios y empresas públicas Art. 314.
- ENRIQUEZ H “Elementos de diseño de Subestaciones Eléctricas” Segunda Edición.
- ENRÍQUEZ H. (2006) Fundamentos de instalaciones eléctricas de mediana y alta tensión 2º EDICIÓN.
- “Estadísticas EMELNORTE 2010”
- FERNANDEZ J. (1987), “Electrotecnia de Potencia”. Primera Edición, Editorial Reverte Barcelona.

- GARCÍA T, (2004) “Instalaciones Eléctricas en Media y Baja tensión”, 4ª Edición Actualizada.
- KOSOW L, (1991), “Control de Máquinas Eléctricas”, Editorial Reverte. Mexicana
- “Ley de Régimen del Sector Eléctrico Ecuatoriano”.
- CORTÉS D, (2006) Ley de prevención de riesgos laborales y su desarrollo reglamentario.
- MARTIN J, (1987) “Subestaciones Eléctricas”
- MENDIVIELSO H (2001) Presentación en diapositivas
- MONTANÉ P (1993) “Protecciones en las instalaciones eléctricas” 2º EDICIÓN
- POVEDA M, (1987) “Planificación de Sistemas de Distribución” E.P.N Quito.
- Reglamento Sustitutivo del Reglamento del Suministro de Servicio de Electricidad sección II, “Obligaciones del distribuidor y del Consumidor”, Artículo 6 Decreto Ejecutivo No 796 del 10 de noviembre del 2005. R.O. No 150 del 22 de noviembre del 2005. Ecuador. Página 4 – 5
- REGISTRO OFICIAL, órgano del gobierno del Ecuador. Administración del Dr. Fabián Alarcón, Presidente Constitucional interino de la República. Año 1 Quito Martes 3 de febrero de 1998 N° 249
- SCHNEIDER Electric, “Manual del usuario relés sepam S80”
- SCHNEIDER Electric, “Manual del usuario de celdas metal clad”

- ZIGOR, “Manual de operación de cargador de baterías”

4.1.3.4. Linkografía

- <http://www.chec.com.co>
- <http://subestacionesdedistribucion.blogspot.com>
- <http://www.monografias.com/trabajos10/riel/riel.shtml>
- <http://www.schneider-electric.ec/>
- <http://www.sedemi.com/ES/index.php/es/>
- <http://www.schneider-electric.com.co/documents/press-release/celdas-nex.pdf>
- http://media.wix.com/ugd/9edb2a_6f22d6f3ce647b598a950760f40773df.pdf?...
- http://es.wikipedia.org/wiki/Rel%C3%A9_de_Buchholz
- <http://es.scribd.com/doc/15840804/Glosario-Tecnico-de-Electricidad>
- <http://www.frlp.utn.edu.ar/materias/tydee/seccionadores.pdf>
- http://www.aristidesvara.net/pgnWeb/metodologia/metodo_cientifico/naturaleza_metodo/bunge_libro_aristidesvara.pdf
- http://books.google.com.ec/books?id=3G1fB5m3eGcC&printsec=frontcover&dq=inauthor:%22Frida+Gisela+Ortiz+Uribe%22&hl=es&sa=X&ei=3SCgUfnNKoLE9gT_wYD4Cg&ved=0CC8Q6AEwAA#v=onepage&q&f=false

- http://imas2009.files.wordpress.com/2009/04/ander-egg_135-175.pdf
- <http://www.rppnet.com.ar/tecnicasdeinvestigacion.htm>

CAPÍTULO V

5. PROPUESTA ALTERNATIVA

5.1. Título de la propuesta

Manual de operación subestación Alpachaca 69 kV.