

**ELABORACIÓN DE UN PLAN DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO DE LOS
EQUIPOS CRÍTICOS DE LAS PRINCIPALES SUBESTACIONES DE LA
EMPRESA DE ENERGÍA DE BOYACÁ S.A. E.S.P. APLICADO POR LA
EMPRESA ASISTENCIA TÉCNICA INDUSTRIAL LTDA.**

DUVÁN FELIPE ALBARADO MERCHÁN



**UNIVERSIDAD PEDAGÓGICA Y TECNOLÓGICA DE COLOMBIA
INGENIERÍA ELECTROMECÁNICA
FACULTAD SECCIONAL DUITAMA
2017**

**ELABORACIÓN DE UN PLAN DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO DE LOS
EQUIPOS CRÍTICOS DE LAS PRINCIPALES SUBESTACIONES DE LA
EMPRESA DE ENERGÍA DE BOYACÁ S.A. E.S.P. APLICADO POR LA
EMPRESA ASISTENCIA TÉCNICA INDUSTRIAL LTDA.**

DUVÁN FELIPE ALBARADO MERCHÁN

CÓDIGO: 54064067

**Trabajo de grado presentado como requisito para optar al título de
INGENIERO ELECTROMECAÁNICO modalidad monografía**

**Director Proyecto:
EDGAR EFRÉN TIBADUIZA
Ingeniero Electromecánico**

**Coordinador A.T.I. LTDA:
MARCO YEHISON ROJAS
Ingeniero Electricista**

**UNIVERSIDAD PEDAGÓGICA Y TECNOLÓGICA DE COLOMBIA
FACULTAD SECCIONAL DUITAMA
DUITAMA
2017**

Nota de aceptación:

Firma del Jurado

Firma del Jurado

Firma del Jurado

Duitama, febrero de 2017

DEDICATORIA

Le agradezco a Dios por todas las bendiciones con las que ha llenado mi vida, a mi abuelita Numa Q.E.P.D. y a mi madre María Elizabeth Albarado por tantos sacrificios, por tanta colaboración y por quererme tanto, no cumpliría tan grande meta si no fuera por ellas.

A mis tías Nelly, Claudia, Mariela y a mi tío Raúl les agradezco por todo su apoyo que de una u otra forma me ayudaron a conseguir tan importante triunfo.

También a mi novia María que junto a mis amigos y conocidos me dieron sabiduría y fuerza para saber afrontar todas las adversidades en este camino.

A mi familia que ha sido mi gran apoyo en este proceso de formación profesional.

AGRADECIMIENTO

A mi director de tesis Edgar Efrén Tibaduiza por sus vastos conocimientos en el tema, su paciencia y gran colaboración.

A la empresa Asistencia Técnica Industrial por la oportunidad de conocer un campo tan bonito como lo es el de subestaciones eléctricas y a la cuadrilla por su valiosa ayuda.

A la Universidad Pedagógica y Tecnológica de Colombia por darme la oportunidad de pertenecer a esta institución y en especial a esta carrera.

Por último y no menos importante le agradezco a nuestra secretaria de Escuela Lilianita, por su apoyo incondicional en todos los años de la carrera.

CONTENIDO

	Pág.
GLOSARIO	14
INTRODUCCIÓN	21
1. MARCO CONCEPTUAL	23
1.1. MANTENIMIENTO	24
1.1.1. Mantenimiento preventivo.	25
1.1.2. Mantenimiento correctivo.	25
1.1.3. Mantenimiento predictivo	26
1.1.4. Mantenimiento eléctrico	26
1.2. GESTIÓN INTEGRAL DE MANTENIMIENTO	26
1.3. CALIDAD DE LA GESTIÓN DE MANTENIMIENTO	27
1.4. SUBESTACIONES	27
1.5. CLASIFICACIÓN DE SUBESTACIONES	29
1.5.1. Subestaciones aéreas.	29
1.5.2. Subestaciones de distribución tipo poste.	30
1.5.3. Subestaciones tipo patio.	30
1.5.4. Subestaciones capsulada tipo interior	31
1.5.5. Subestación pedestal o pad-mounted (tipo Jardín)	32
1.5.6. Subestación Subterránea.	33
1.6. PRINCIPALES ELEMENTOS DE LAS SUBESTACIONES.	33
1.7. EQUIPOS DE PATIO	34
1.7.1. Transformador de potencia.	34
1.7.2. Autotransformador	35
1.7.3. Transformador de tres devanados o tridevanado.	35
1.7.4. Interruptor de potencia	37
1.7.5. Transformador de corriente o de protección	38
1.7.6. Transformador de potencial o de medida	39

1.7.7. Seccionador	40
1.7.8. Pararrayos.	41
1.8. ENCLAVAMIENTOS	42
1.8.1. Enclavamiento mecánico	42
1.8.2. Enclavamiento eléctrico	42
1.9. EQUIPOS DE TABLERO	42
1.10. SERVICIOS AUXILIARES	43
2. METODOLOGÍA	45
2.1. PRINCIPALES SUBESTACIONES DE LA E.B.S.A. E.S.P.	47
2.2. CRONOGRAMA DE MANTENIMIENTO	48
3. RESULTADOS DEL PLAN DE MANTENIMIENTO	50
3.1. FORMATO FT-MS-14	50
3.2. CONSIGNACIONES	51
3.3. MANIOBRAS DE SEGURIDAD.	52
3.4. LIMPIEZA DE EQUIPOS	53
3.5. MANTENIMIENTO	54
3.5.1. Aisladores	55
3.5.2. Sistema de puesta a tierra	55
3.5.3. RETIE.	56
3.5.4. Sistema de protección	57
3.5.5. Sistemas de control.	58
3.5.6. Pruebas	60
3.5.7. Actividades adicionales	60
3.5.8. Subestaciones tipo patio	62
4. PLAN DE MANTENIMIENTO PARA SUBESTACIONES TIPO PATIO	64
4.1. Transformador de potencia.	64
4.2. Interruptor de potencia.	76
4.3. Transformador de corriente y de potencial.	85
4.4. Seccionador.	91
4.5. Pararrayos.	97
5. PLAN DE MANTENIMIENTO PARA SUBESTACIONES ENCAPSULADAS	99

5.1. Disyuntor	101
5.2. Compartimiento de control y protección	104
5.3. Barraje.	104
6. SERVICIOS AUXILIARES	105
7. ANÁLISIS DE MANTENIMIENTO PREDICTIVO	107
7.1. Termografía	107
7.2. Ultrasonido	109
8. BASE DE DATOS	111
9. CAPACITAR AL PERSONAL DE A.T.I. LTDA	114
10. FALLAS ENCONTRADAS Y MANTENIMIENTO CORRECTIVO	115
CONCLUSIONES	119
RECOMENDACIONES	120
BIBLIOGRAFÍA	121
ANEXOS	123

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
<i>Figura 1. Asistencia Técnica Industrial Ltda.</i>	23
<i>Figura 2. Subestación aérea, Duitama, tipo poste media tensión.</i>	29
<i>Figura 3. Subestación El muelle, Villa de Leyva, tipo poste media tensión.</i>	30
<i>Figura 4. Subestación San Antonio, Sogamoso, tipo patio alta tensión.</i>	31
<i>Figura 5. Subestación Santa María, tipo patio, bahía media tensión.</i>	31
<i>Figura 6. Subestación Higueras, Duitama, tipo capsulada, media tensión</i>	32
<i>Figura 7. Subestación Pedestal, Duitama-centro, media tensión.</i>	33
<i>Figura 8. Equipos de patio, subestación Termopaipa, anillo 220 kV.</i>	34
<i>Figura 9. Transformador, subestación Guateque, 34,5 kV – 13,8 kV</i>	35
<i>Figura 10. Mantenimiento al autotransformador 2, subestación Termopaipa, anillo 220 kV</i>	36
<i>Figura 11. Transformador tridevanado, subestación Puerto Boyacá, niveles de tensión 115 kV/34,5 kV/13,8 kV</i>	36
<i>Figura 12. Interruptor de potencia, subestación Termopaipa, anillo 220 kV</i>	37
<i>Figura 13. Algunos de los equipos con los que cuentan las subestaciones de la EBSA E.S.P. en cuanto a Interruptores se refieren</i>	38
<i>Figura 14. Cambio de 3 transformadores de corriente CT, subestación Termopaipa, anillo 220 kV.</i>	39
<i>Figura 15. 1. Transformador de potencial, subestación San Antonio, nivel de tensión 115 kV. 2. Transformador de potencial, subestación Puerto de Boyacá, nivel de tensión 34,5 kV.</i>	40
<i>Figura 16. Seccionador de transferencia abierto (superior), seccionador de línea cerrado (inferior), subestación San Antonio, nivel de tensión 115 kV.</i>	41
<i>Figura 17. 1. Pararrayos cerámico, subestación Guateque, nivel de tensión 115 kV en patio. 2. Pararrayos polimérico, subestación Chiquinquirá, Nivel de tensión 34,5 kV en celda.</i>	41
<i>Figura 18. Celdas o gabinetes, subestación Guateque.</i>	43
<i>Figura 19. Algunos de los equipos con los que cuentan las subestaciones de la EBSA E.S.P. en cuanto a servicios auxiliares se refiere:</i>	44
<i>Figura 20. Resumen de la metodología desarrollada</i>	47
<i>Figura 21. Entidades y organismos que vigilan, controlan y supervisan la energía eléctrica en Colombia</i>	49
<i>Figura 22. Limpieza a transformador de corriente, subestación Termopaipa</i>	54
<i>Figura 23. Niveles de control para subestaciones.</i>	59
<i>Figura 24. Microfotografía del arborizado electroquímico en el aislamiento de polietileno</i>	61
<i>Figura 25. Daños de aislamiento XLPE debido al envejecimiento, cristalización de cable XLPE, subestación termopaipa.</i>	61

<i>Figura 26. Sellamiento con espuma industrial de poliuretano. Entrada de cables XLPE al transformador. Subestación San Antonio</i>	62
<i>Figura 27. Mantenimiento realizado a un interruptor de 220 kV. Subestación Termopaipa.</i>	63
<i>Figura 28. Partes de un Transformador de potencia. Subestación Iraka</i>	65
<i>Figura 29. Fuga de aceite en un Transformador de potencia. Subestación Iraka.</i>	66
<i>Figura 30. Medidor de aceite, tanque de expansión transformador de potencia. Subestación Chiquinquirá</i>	67
<i>Figura 31. Partes que componen el relé de buchholz. Fuente: Subestaciones Eléctricas.</i>	68
<i>Figura 32. Limpieza al gabinete de 34,5 kV de un transformador tridevanado. Subestación Termopaipa</i>	69
<i>Figura 33. Limpieza general al transformador tridevanado. Subestación Termopaipa</i>	69
<i>Figura 34. Limpieza a la caja de control del transformador. Subestación Iraka</i>	71
<i>Figura 35. Mantenimiento al respiradero deshidratador. Cambio de sílica gel. Desgastada (izquierda), nueva (derecha). Subestación San Antonio</i>	72
<i>Figura 36. Indicadores de temperatura de aceite y de temperatura de devanados. Transformador tridevanado. Subestación Termopaipa</i>	73
<i>Figura 37. Indicadores de nivel de aceite. Transformador tridevanado. Subestación Chiquinquirá.</i>	74
<i>Figura 38. Dispositivo contra sobrepresiones.</i>	74
<i>Figura 39. Pruebas eléctricas realizadas por personal de la EBSA y EXPLORER. Transformador y bahía. Subestación Higueras.</i>	75
<i>Figura 40. Interruptor de potencia para 115 kV con medio de extinción SF₆ y mecanismo de resorte tripolar.</i>	78
<i>Figura 41. Partes de un interruptor de potencia de SF₆ tradicional.</i>	79
<i>Figura 42. Indicador de nivel de SF₆ en un interruptor de potencia marca Areva. Subestación Chiquinquirá</i>	80
<i>Figura 43. Limpieza a interruptor de potencia. Subestación termopaipa</i>	80
<i>Figura 44. Sistema de llenado de SF₆. Acoples, mangueras, regulador y manómetro</i>	81
<i>Figura 45. Secuencia de bloqueos.</i>	84
<i>Figura 46. Bornes de un transformador de corriente de 220 kV. Subestación Termopaipa.</i>	85
<i>Figura 47. Transformador de corriente para 220 kV. Subestación Termopaipa</i>	86
<i>Figura 48. Transformador de potencial para 115 kV. Subestación La Ramada</i>	87
<i>Figura 49. Limpieza a PTs (izquierda). Subestación Puerto Boyacá. Limpieza a CTs (derecha). Subestación San Antonio.</i>	89
<i>Figura 50. Equipo utilizado para inyectar corriente o tensión.</i>	90
<i>Figura 51. Bornes de conexión secundarios de un transformador de corriente</i>	91
<i>Figura 52. Seccionador de barra con una sola columna giratoria y doble interrupción, en posición abierto. Subestación Puerto Boyacá</i>	92
<i>Figura 53. Seccionador de línea con doble columna giratoria y una sola interrupción, en posición abierto aterrizado. Subestación La Ramada</i>	93

<i>Figura 54. Seccionador desacoplado con el mando del mecanismo. Subestación Higueras.</i>	94
<i>Figura 55. Engrase de contactos de un seccionador. Subestación Termopaipa</i>	95
<i>Figura 56. Calibración de un seccionador de barras. Subestación Termopaipa</i>	96
<i>Figura 57. Esquema de una celda de media tensión aislada en aire</i>	100
<i>Figura 58. Maniobras en el pórtico por parte de personal EBSA</i>	101
<i>Figura 59. Limpieza a un interruptor de 13,8 kV. Subestación Higueras</i>	102
<i>Figura 60. Compartimiento del interruptor en celda de 13,8 kV.</i>	103
<i>Figura 61. Corrosión excesiva en contactos de una celda de 13,8 kV. Subestación Termopaipa</i>	103
<i>Figura 62. Mantenimiento al barraje de 13,8 kV. Subestación Termopaipa</i>	104
<i>Figura 63. Mantenimiento a la planta de emergencia</i>	105
<i>Figura 64. Mantenimiento al seccionador de auxiliares. Subestación Higueras.</i>	106
<i>Figura 65. Inspección termografía. Transformador de potencia. Subestación San Antonio</i>	108
<i>Figura 66. Ejemplo de la visualización de la base de datos. Equipos.</i>	112
<i>Figura 67. Ejemplo de la visualización de la base de datos. Mantenimiento.</i>	113
<i>Figura 68. Contactos sulfatados</i>	115
<i>Figura 69. Deterioro de conectores</i>	115
<i>Figura 70. Oxidación de mecanismo.</i>	116
<i>Figura 71. Explosión en botellas de vacío.</i>	116
<i>Figura 72. Roedores</i>	117
<i>Figura 73. Fugas de aceite</i>	117
<i>Figura 74. Cables sueltos</i>	118
<i>Figura 75. Falla de aislamiento</i>	118

LISTA DE TABLAS

	Pág.
<i>Tabla 1. Clasificación principales subestación de la EBSA E.S.P.</i>	48
<i>Tabla 2. Descripción y simbología de los relés más comunes en el campo de subestaci subestaciones.</i>	59

ANEXOS

Pág.

- Anexo A. Evidencia de socialización y capacitación del plan de mantenimiento. 123
- Anexo B. Manual plan de mantenimiento. (En CD).
- Anexo C. Base de datos. (En CD).

GLOSARIO

AISLADORES: Principalmente se encuentran en material de porcelana, aunque se están cambiando por un material polimérico que cuenta con mejores propiedades mecánicas, La función eléctrica de los aisladores es proveer el aislamiento para líneas y equipos; así mismo, la retención mecánica de los conductores, cables o barrajes rígidos de la subestación. Estos equipos están sometidos a condiciones de viento, contaminación, esfuerzos de cortocircuito y sismos que generan tensiones sobre ellos.

ALARMA: Esta se encuentra principalmente en la sala de control, aunque también es visible en el software del sistema o en el centro de control, en este caso el que se encuentra en las oficinas de la EBSA en Sogamoso, y se activa cuando alguna de las protecciones de los circuitos o elementos de la subestación cambia, y pasa a un estado de alerta.

ARCO ELÉCTRICO: Haz luminoso producido por el flujo de corriente eléctrica a través de un medio aislante, que produce radiación y gases calientes.¹

BAHÍA: Conjunto de equipos y accesorios que hacen parte de un circuito en una subestación, se encuentran en el patio de maniobras o en el caso de las subestaciones capsuladas, en las celdas. Se encargan de las protecciones, control, maniobras y el adecuado funcionamiento del circuito. También llamada módulo o campo.

BARRA (BARRAJE): También se le llama barraje o bus (en inglés *bus bar*), es el conjunto de conductores, uno para cada fase, a través de los cuales circula la corriente de la subestación, ubicado a lo largo de toda la instalación de potencia, y a donde se conectan los circuitos de entrada y las bahías o celdas de salida.²

BARRA SENCILLA: Es el tipo de barraje más económico simple y fácil de proteger, ocupa poco espacio y los riegos de falsas maniobras son pocos. Sin embargo es poco confiable, poco segura, poco flexible. Puede darse un poco de confiabilidad y flexibilidad colocando seccionamiento longitudinal (seccionador de By Pass).³

¹ MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA. Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas - RETIE, Resolución No. 9 0795 de julio 25 de 2014, p18. Reglamento. Ministerio de minas y energía. República de Colombia.

² TORRES BUSTOS. Carlos Yesid. BARRERA SIABATTO. Carlos Fernando. Elaboración de las guías de inspección, verificación y operación de los equipos de las subestaciones principales de la Empresa de Energía de Boyacá EBSA S.A. E.S.P Duitama, 2011, p 14. Monografía. Universidad Pedagógica y Tecnológica de Colombia. Facultad de Ingeniería Electromecánica.

³ *Ibíd.*, p. 15.

BARRA PRINCIPAL CON BARRA DE TRANSFERENCIA: Consta de un barraje principal junto con un barraje auxiliar llamado de transferencia, el cual se energiza cuando se va a intervenir algún equipo o en caso de alguna falla, esto con la finalidad de no perder la continuidad del servicio y mejorar la confiabilidad de la subestación.

BANCO DE BATERÍAS: Conjunto de varias baterías que conectadas en serie alimentan los servicios auxiliares de la subestación. Estas se ubican en un cuarto especial para mayor seguridad y suministran corriente continua principalmente a los sistemas de control y protección de la subestación.

CAMBIADOR DE TOMAS: Los transformadores con cambio de tomas contienen un devanado en el que la conexión puede realizarse a lo largo de distintos puntos, permitiendo una regulación discreta de la relación de transformación dentro de un margen relativamente estrecho. Estos transformadores proporcionan una herramienta sencilla y económica de control de tensión en un sistema eléctrico. Se aplican tanto en redes de transporte como en redes de distribución.

CELDA: (*metal clad*) Es una estructura metálica que contiene elementos de media tensión como lo son: Interruptores de potencia, transformadores, seccionadores, relés de control y protección, panel de alarmas y equipos de medida. Se encuentran principalmente en subestaciones capsuladas de 34,5 kV y 13,8 kV. Esta debe cumplir con condiciones mecánicas y de seguridad.

CIRCUITO O LÍNEA: Se define circuito o línea, a la red o tramo de red eléctrica monofásica, bifásica o trifásica que sale de una subestación, de un transformador de distribución o de otra red y suministra energía eléctrica a un área geográfica específica. Cuando un circuito tiene varias secciones o tramos, cada sección o tramo se considera como un circuito.⁴

CND: Centro Nacional de Despacho. Es el encargado de la planeación, supervisión y control de la operación integrada de los recursos de generación, interconexión y transmisión del Sistema Interconectado Nacional de Colombia (SIN). Está igualmente encargado de dar las instrucciones a los Centros Regionales de Despacho para coordinar las maniobras de las instalaciones con el fin de tener una operación ceñida al reglamento de operación y a todos los acuerdos del Consejo Nacional de Operación

CONFIABILIDAD: Se define como la probabilidad de que una subestación pueda suministrar energía durante un período de tiempo dado, bajo la condición de que al

⁴ COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS. Reglamento de Distribución de Energía Eléctrica, como parte del Reglamento de Operación del Sistema Interconectado Nacional, Resolución 070 de 1998, p8. Reglamento. Ministerio de minas y energía. República de Colombia

menos un componente de la subestación esté fuera de servicio. Es decir, que cuando ocurra una falla en un elemento de la subestación (interruptor, barraje, etc.) Se pueda continuar con el suministro de energía después de efectuar una operación interna (conmutación de los seccionadores adecuados, por ejemplo), mientras se efectúa la reparación de dicho elemento. Esto es aplicable también en el caso de mantenimiento.⁵

DIAGRAMA UNIFILAR: Diagrama con el cual se esquematiza un sistema eléctrico mediante hilos y símbolos normalizados, con el fin de facilitar su análisis e interpretación.

DISTANCIAS DE SEGURIDAD: Distancias mínimas que deben ser mantenidas en el aire entre partes energizadas de equipos y tierra, o entre equipos sobre los cuales es necesario llevar a cabo un trabajo.

ENERGIZAR UN ELEMENTO: Es ponerlo bajo tensión para que transporte energía eléctrica y gracias a ello cumpla determinada función.

EQUIPOS DE ALTA TENSIÓN: Son equipos que funcionan con un nivel de tensión entre 57,5 kV y 230 kV. Generalmente los encontramos en subestaciones de transmisión y de transformación de energía eléctrica, algunos de estos equipos son:

- Transformadores de potencia
- Transformadores de corriente
- Transformadores de medida
- Interruptores
- Seccionadores
- Descargadores de sobretensiones.
- Aisladores
- Accesorios de conexión (cables, terminales, conectores, barrajes etc.)

EQUIPOS DE MEDIA TENSIÓN: Son equipos que funcionan con un nivel de tensión entre 1 kV y 57,5 kV. Generalmente los encontramos en subestaciones capsuladas de distribución de energía eléctrica, algunos de estos equipos son:

- Transformadores de potencia
- Transformadores de corriente
- Transformadores de medida
- Interruptores
- Seccionadores
- Descargadores de sobretensiones. (DPS)

⁵ MEJIA VILLEGAS S.A. Ingenieros Consultores – HMV Ingenieros, Subestaciones de Alta y Extra Alta Tensión. Segunda Edición. Bogotá, 2003. p26. MEJIA Villegas S.A. Ingenieros Consultores – HMV Ingenieros.

- Celdas.
- Interruptores automáticos.
- Seccionadores de puesta a tierra.
- Descargadores para el sistema.
- Aisladores de soporte para el sistema.
- Accesorios de conexión (cables, terminales, conectores, barrajes etc.)

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.

EQUIPOS DE PROTECCIÓN: Estos se encargan de vigilar las características eléctricas y mecánicas de los principales equipos de las subestaciones. Actúan interrumpiendo el servicio de energía eléctrica cuando hay condiciones críticas o inusuales de operación. De esta forma se garantiza la seguridad del personal, se minimizan los daños a los equipos y las fallas en el sistema.

EQUIPOTENCIALIZAR: Es aquella maniobra que se hace con el fin de aterrizar las líneas o circuitos, es decir, hacer la conexión a tierra de los equipos a intervenir y ponerlos en seguridad.

FUERA DE SERVICIO: Es aquella instalación o equipo que se encuentra desenergizada del sistema por consigna de operación sin que esto indique que el equipo este indisponible.⁶

IHM: Interfaz de operación o interfaz humano-maquina, contiene los elementos necesarios para la visualización parcial o total de la subestación, con el fin de tomar decisiones para su comando.

INSTALACIÓN ELÉCTRICA: Conjunto de aparatos eléctricos, conductores y circuitos asociados, previstos para un fin particular: Generación, transmisión, transformación, conversión, distribución o uso final de la energía eléctrica.⁷

INSTALACIÓN ELÉCTRICA: Es un conjunto orgánico de construcciones y de instalaciones destinadas a alguna de las siguientes funciones: producción, conversión, transformación, regulación, repartición, transporte, distribución o utilización de la energía eléctrica.

INTEGRA: Sistema integral de gestión de redes.

⁶ Op. cit. TORRES BUSTOS, p 17.

⁷ MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA. Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas - RETIE, Resolución No. 9 0795 de julio 25 de 2014, p18. Reglamento. Ministerio de minas y energía. República de Colombia.

INVERSOR: Este equipo convierte la corriente continua en corriente alterna y hace parte del sistema de servicios auxiliares en una subestación, invierte el proceso de los cargadores utilizando un banco de baterías como fuente de alimentación y sirve como respaldo de las cargas de corriente alterna.

MALLA A TIERRA: Es una red de conductores desnudos que se interconectan a un sistema de electrodos dispuestos a cierta profundidad de un terreno para crear un punto de referencia de menor resistencia para que en caso de alguna descarga eléctrica la instalación eléctrica no resulte afectada.

MEDIDOR DE ENERGÍA ELÉCTRICA: Se define como el equipo de medida que cuenta la energía generada, consumida y transmitida que llega o sale de la subestación.

MEDIDOR DE ENERGÍA ACTIVA: Es el contador que registrar la energía activa cuya unidad es en Kwh.

MEDIDOR DE ENERGÍA REACTIVA: Es el contador que registrar la energía reactiva cuya unidad es en kVARh.

NIVEL DE OPERACIÓN: Es el lugar desde donde se pueden operar los equipos. Existen 4 niveles, estos niveles son 1. SCADA, 2. IHM, 3. Sala de Equipos y 4. Local.

PARARRAYO: Es un elemento indispensable en una subestación porque lleva las sobretensiones producidas por descargas atmosféricas o de otro origen a tierra, interceptando los rayos antes de que impacten directamente en la instalación eléctrica. Este se compone de un elemento metálico resistente la corrosión en su núcleo y va forrado con un material aislante, que puede ser vidrio, cerámico, porcelana o polimérico.

PLANTA DE EMERGENCIA: Planta de generación de energía eléctrica que funciona principalmente mediante un motor de combustión diésel, la cual sirve como fuente alternativa de suministro, en caso de ausencia de la fuente principal de corriente alterna.

PRUEBAS: Conjunto de actividades que se realizan para verificar el diseño, la fabricación, el correcto montaje (pruebas individuales) y la funcionalidad (pruebas funcionales) de los equipos y sistemas de la subestación de acuerdo con las especificaciones técnicas, los diseños de detalle y las condiciones operativas definidas.

PUESTA A TIERRA: Grupo de elementos conductores equipotenciales, en contacto eléctrico con el suelo o una masa metálica de referencia común, que distribuye las

corrientes eléctricas en el suelo o en la masa. Comprende electrodos, conexiones y cables enterrados.⁸

RELÉ (RELAY): Dispositivo electromecánico que afecta directamente el estado de los equipos de potencia, el cual funciona como un interruptor controlado por un circuito eléctrico en el que, por medio de un electroimán, se acciona un juego de uno o varios contactos que permiten abrir o cerrar otros circuitos eléctricos independientes diseñado de manera que cualquier cambio eléctrico, magnético o térmico sobre sus seriales de entrada determinan el envío de una señal de desconexión automática.⁹

RELÉ DE PROTECCIÓN: Es un dispositivo electrónico diseñado para iniciar la desconexión de una parte de una instalación eléctrica o para operar una señal de alarma-disparo en condiciones anormales de operación o durante una falla.

RELÉ BUCHHOLZ: Es una protección mecánica en los transformadores de potencia que funcionan con aceite dieléctrico. Genera una alarma cuando en su interior hay una acumulación de gases hasta cierto nivel. Estos gases se producen por fallas en el bobinado del transformador, que cuando la falla es crítica el relé se activa disparando el circuito asociado.

SCADA: Supervisory Control And Data Acquisition (Supervisión, Control y Adquisición de Datos) es un software que facilita la retroalimentación en tiempo real de toda la información generada en una subestación para controlar y supervisar los procesos.

SÍLICA GEL: Significa gelatina de sílica y se utiliza principalmente en los transformadores para reducir la humedad. Este se puede cambiar cuando el transformador esta energizado, ya que se almacena fuera del transformador. Se puede encontrar de color blanco y azul, pero cuando la absorción de humedad llega a un 20 o 40 % su color pasa a ser rosa o naranja.

SECCIONADOR: Equipo encargado de abrir los circuitos de forma visible cuando se encuentran sin carga para brindar seguridad a la hora de intervenir los equipos de una bahía.

SF6 (HEXAFLUORURO DE AZUFRE): Gas químicamente inerte, utilizado como aislante y como medio de extinción del arco en interruptores, gracias a su alta capacidad dieléctrica.

SISTEMA DE SERVICIOS AUXILIARES: conjunto de dispositivos que operan de acuerdo con condiciones preestablecidas para realizar el suministro de la

⁸ Ibid., p 28.

⁹ Op. cit. TORRES BUSTOS, p 18.

potencia necesaria para la operación de los equipos y sistemas instalados en la subestación.¹⁰

SISTEMAS DE CONTROL: Conjunto de componentes eléctricos que regulan el comportamiento de un equipo o una variable específica, este se emplea para realizar el manejo y supervisión de todos los equipos y dispositivos instalados en la subestación y hace parte de los automatismos de la misma.

SISTEMAS DE PROTECCIÓN: Conjunto de dispositivos que protegen frente a valores atípicos de los circuitos, sistemas y dispositivos instalados en una subestación, que por distintas causas pueden producirse en las redes.¹¹

SISTEMA PUESTA A TIERRA (SPT): Conjunto de elementos conductores de un sistema eléctrico específico, sin interrupciones ni fusibles, que conectan los equipos eléctricos con el terreno o una masa metálica. Comprende la puesta a tierra y la red equipotencial de cables que normalmente no conducen corriente.¹²

STR: Sistema de transmisión regional.

SOBRETENSIÓN: Se define como el aumento súbito de tensión por encima del valor nominal de servicio.

SOBRETENSIONES POR DESCARGAS ATMOSFÉRICAS: Son las sobretensiones que ocurren al existir una descarga atmosférica sobre cualquier línea de transmisión o distribución. Estas descargas inyectan altas corrientes que elevan la tensión en las líneas y equipos.

SUBESTACIÓN: Lugar en el cual se encuentra una instalación eléctrica con un conjunto de equipos que se encargan de transformar, transmitir y/o distribuir la energía eléctrica a los usuarios.

SUBESTACIÓN DE BARRA PRINCIPAL Y BARRA DE TRANSFERENCIA: Esta configuración se implementa en una subestación para que brinde confiabilidad y continuidad en la prestación del servicio de energía eléctrica. En caso de un mantenimiento o intervención a los equipos, la tensión se pasa al barraje de transferencia para no interrumpir el servicio de energía.

SUBESTACIÓN DE BARRA SENCILLA: Es una configuración básica que se implementa cuando los circuitos no son tan importantes o comparten alguna suplencia con otra subestación, es decir, que para intervenir los equipos es necesario suspender el servicio en dicha línea.

¹⁰ Op. cit. MEJIA VILLEGAS S.A., p 26.

¹¹ Op. cit. TORRES BUSTOS, p 19.

¹² Op. cit. MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA-RETIE, p 30.

INTRODUCCIÓN

El término “mantenimiento”, ha cogido mucha fuerza en el último siglo, debido a la creciente demanda de equipos, maquinaria, herramientas y procesos en el ámbito laboral e industrial. Las tareas de mantenimiento en un principio se limitaban a corregir las fallas y cambiar las piezas dañadas de los equipos importantes. Estas actividades las realizaban los mismos operarios o trabajadores a cargo de las máquinas, quienes no contaban con un conocimiento especializado de las mismas y solo se basaban en su experiencia, a esto se le llamó “mantenimiento correctivo”.

Con el paso del tiempo fueron evidentes los altos costos que implicaban llevar un equipo o maquina hasta su punto de falla para luego ser reemplazada, así que, con el propósito de evitar elevados gastos en mantenimiento correctivo, se empezó a exigir a los operarios, seguir las indicaciones y recomendaciones de los fabricantes para extender la vida útil de las máquinas y mejorar los procesos. Así mismo, se fue incrementando la confiabilidad y la seguridad del personal, mediante sencillas tareas de inspección.

Con la llegada del mantenimiento preventivo se revolucionó la eficiencia de los procesos en la industria, ya que no solo se contaba con guías, manuales de inspección, protocolos de seguridad, etc; Sino también con personal altamente calificado en cualquiera de los diferentes procesos industriales, que garantizaría una mejor utilización de los recursos, un mejor funcionamiento de las máquinas y una mayor seguridad para las personas, al igual que una gran disminución de costos en mantenimientos correctivos y pérdidas económicas por paradas imprevistas.

Debido a que la Empresa de Energía de Boyacá EBSA E.S.P. no contaba con el personal especializado para realizar las tareas de mantenimiento a las principales subestaciones del departamento, siendo estas primordialmente de tipo patio y encapsulada, y también a las fallas que se habían venido presentado a través de los años en las subestaciones, se ve en la obligación de contratar el servicio de mantenimiento a una Empresa especializada en esta labor como lo es A.T.I. LTDA (Asistencia Técnica Industrial Limitada), que en su afán de garantizar la continuidad del servicio de energía eléctrica y el correcto funcionamiento de los equipos de las diferentes subestaciones, ve necesario e indispensable la realización de este proyecto para estandarizar los procedimientos en un plan de mantenimiento preventivo. De esta forma se lograría una reducción en el presupuesto destinado a repuestos, mayor confiabilidad en el servicio de energía eléctrica y mayor seguridad para las personas, entre otras.

El objetivo general es elaborar un plan de mantenimiento preventivo con base en las actualizaciones de las características técnicas de las subestaciones de media y alta tensión de tipo encapsuladas y tipo patio, de la EBSA E.S.P supervisadas por ATI LTDA.

Entre los objetivos específicos se tienen:

Identificar las diferentes actividades de mantenimiento de equipos eléctricos instalados en las diferentes subestaciones.

Crear alternativas del plan de mantenimiento que se adecue a las necesidades de la empresa.

Desarrollar un plan de mantenimiento preventivo que le permita a la EBSA E.S.P minimizar las fallas y pérdidas económicas al igual que los riesgos laborales.

Disminuir los riesgos potenciales en la ejecución de las labores de mantenimiento.

Diseñar formatos y manuales que faciliten y garanticen el apropiado seguimiento del estado y las condiciones de los equipos de las subestaciones.

Analizar los mantenimientos predictivos como lo son las inspecciones termográficas y de ultrasonido que se hacen periódicamente a cada equipo crítico de las principales subestaciones de la EBSA E.S.P, con el fin de complementar el informe final.

Crear una base de datos, que permita organizar toda la información del proyecto de mantenimiento como lo son formatos, informes, listados, procedimientos, protocolos, inspecciones, material fotográfico, diagramas unifilares etc.

Capacitar al personal de A.T.I. LTDA para el uso correcto del plan de mantenimiento preventivo.

1. MARCO CONCEPTUAL

EMPRESA: ASISTENCIA TÉCNICA INDUSTRIAL LTDA. Es una Empresa dedicada a la prestación de servicios de ingeniería civil, eléctrica y mecánica en los ramos de montaje, interventoría y mantenimiento, para empresas públicas y privadas en todo el país.

Realiza gestión de servicios públicos en recuperación cartera y facturación. Con domicilio en Duitama Boyacá, sus principales clientes se encuentran en este departamento. En general se puede presentar como principales servicios los siguientes:

- Diseño, montaje, interventoría y mantenimiento de redes eléctricas hasta 500 kV.
- Montaje y mantenimiento de equipos electromecánicos.
- Gestión de servicios públicos: Recuperación de perdidas, recuperación cartera y facturación

Figura 1. Asistencia Técnica Industrial Ltda.



Fuente: archivos Asistencia Técnica Industrial LTDA, 2016

Misión. “Asistencia Técnica Industrial LTDA es una empresa prestadora de servicios en ingeniería civil, eléctrica y mecánica enfocados en montaje, interventoría y mantenimiento. Ejecuta la gestión de servicios públicos en el sector eléctrico para empresas públicas y privadas.”¹³

Cuenta con apoyo logístico, personal capacitado, herramientas y equipos adecuados, tecnología actualizada que permiten desarrollar y cumplir con los

¹³ Archivos Asistencia Técnica Industrial LTDA, 2016

compromisos adquiridos técnicos, de gestión humana, salud ocupacional y medio ambiente. De esta forma garantiza la satisfacción de los grupos de interés, cumpliendo con sus expectativas y requerimientos.

En lo que respecta a mantenimiento y montaje de subestaciones A.T.I. cuenta con una cuadrilla conformada de un ingeniero residente, un supervisor, dos conductores y varios técnicos eléctricos que se desplazan en un carro-taller al sitio de trabajo correspondiente. La empresa ha conformado dos carro-taller, cada uno con un uso específico, es decir, uno para mantenimiento de subestaciones y el otro para montajes, aunque en ocasiones es necesario utilizar los dos debido a la exigencia del trabajo. Cada carro-taller está equipado con herramientas, equipos de pruebas y de seguridad, dotaciones, repuestos y elementos debidamente organizados, que son necesarios a la hora de hacer el trabajo.

Visión. Asistencia Técnica Industrial LTDA será en el año 2018 una empresa sólida y reconocida a nivel nacional en montaje, mantenimiento e interventoría de proyectos de ingeniería civil eléctrica y mecánica y gestión de servicios públicos.”¹⁴

1.1. MANTENIMIENTO

El mantenimiento se define como la función empresarial en la cual se supervisa el control del estado de las instalaciones de todo tipo, tanto las productivas como las auxiliares y de servicios. “En ese sentido se puede decir que el mantenimiento es el conjunto de acciones necesarias para conservar o restablecer un sistema en un estado que permita garantizar su funcionamiento a un coste mínimo. Conforme con la anterior definición se deducen distintas actividades:

- Prevenir y/o corregir averías.
- Cuantificar y/o evaluar el estado de las instalaciones.
- Aspecto económico (costos).¹⁵

Objetivos del mantenimiento. En el caso del mantenimiento su organización e información debe estar en caminata a la permanente consecución de los siguientes objetivos:

- Optimización de la disponibilidad del equipo productivo.
- Disminución de los costos de mantenimiento.
- Optimización de los recursos humanos y maximización de la vida de la máquina.¹⁶

¹⁴ Asistencia Técnica Industrial LTDA. Quienes somos. [En línea]. (Citado el 10 de junio de 2016). Disponible en: <http://www.ati.net.co/index.php/quienes-somos>.

¹⁵ NAVARRO DIAZ, Juan. Técnicas de Mantenimiento Industrial. Calpe Institute technology, 2004 p.1

¹⁶ STRONCONI P. Diego A. Plan de Mantenimiento Correctivo - Preventivo de los Transformadores de Distribución En La Empresa Elebol C.A. Bolívar, 2010, p. 18-19. Trabajo de grado (Ingeniero Industrial).

1.1.1. Mantenimiento preventivo. Este mantenimiento también es denominado “mantenimiento planificado”, tiene lugar antes de que ocurra una falla o avería, se efectúa bajo condiciones controladas sin la existencia de algún error en el sistema. Se realiza con base a la experiencia y pericia del personal a cargo, el cual es el encargado de determinar el momento necesario para llevar a cabo dicho procedimiento; el fabricante también puede estipular el momento adecuado a través de los manuales técnicos. Presenta las siguientes características:

- Se realiza en un momento en que no se está produciendo, por lo que se aprovecha las horas ociosas de la planta.
- Se lleva a cabo siguiendo un programa previamente elaborado donde se detalla el procedimiento a seguir, y las actividades a realizar, a fin de tener las herramientas y repuestos necesarios “a la mano”.
- Cuenta con una fecha programada, además de un tiempo de inicio y de terminación preestablecido y aprobado por la directiva de la empresa.
- Está destinado a un área en particular y a ciertos equipos específicamente. Aunque también se puede llevar a cabo un mantenimiento generalizado de todos los componentes de la planta.
- Permite a la empresa contar con un historial de todos los equipos, además brinda la posibilidad de actualizar la información técnica de los equipos.
- Permite contar con un presupuesto aprobado por la directiva.¹⁷

1.1.2. Mantenimiento correctivo. Este mantenimiento también es denominado “mantenimiento reactivo”, tiene lugar luego que ocurre una falla o avería, es decir, solo actuará cuando se presenta un error en el sistema. En este caso si no se produce ninguna falla, el mantenimiento será nulo, por lo que se tendrá que esperar hasta que se presente el desperfecto para recién tomar medidas de corrección de errores. Este mantenimiento trae consigo las siguientes consecuencias:

- Paradas no previstas en el proceso productivo, disminuyendo las horas operativas.
- Afecta las cadenas productivas, es decir, que los ciclos productivos posteriores se verán parados a la espera de la corrección de la etapa anterior.
- Presenta costos por reparación y repuestos no presupuestados, por lo que se dará el caso que por falta de recursos económicos no se podrán comprar los repuestos en el momento deseado.
- La planificación del tiempo que estará el sistema fuera de operación no es predecible.¹⁸

1.1.3. Mantenimiento predictivo. Cuando se quiere tener una idea de la probabilidad de falla de un equipo a futuro se utilizan técnicas predictivas que consisten básicamente en llevar un análisis cuidadoso de las inspecciones y los datos de las pruebas a cada equipo en particular. Los datos obtenidos se analizan estadísticamente según la periodicidad del mantenimiento para lograr predecir una falla. Las técnicas que se utilizan en el campo de subestaciones eléctricas son las termográficas y de ultrasonido.

Gracias al mantenimiento predictivo se puede alargar la vida útil de un equipo o elemento hasta un punto máximo. A partir de este punto se establece un tiempo pertinente para realizar un mantenimiento preventivo o correctivo antes de que falle, por ejemplo, si en una inspección termográfica se encuentra un leve incremento de temperatura en un conector, a los tres meses en otra inspección, aumenta la temperatura del conector y así sucesivamente en cada inspección, es el ingeniero a cargo de las inspecciones quien analiza todos los valores estadísticamente e intenta predecir mediante una gráfica cuando dicho elemento podría fallar. Luego se considera un tiempo oportuno para hacer la corrección de la falla con anterioridad. De esta forma se alarga la vida útil del elemento, se reducen las paradas y los costos a futuro de intervenciones o correctivos en un plan de mantenimiento.

1.1.4. Mantenimiento eléctrico. Para que el sistema de transformación de energía eléctrica funcione en las industrias, se mantenga en condiciones adecuadas y comprenda por completo la planeación de dicho sistema, es necesario conocer la función de cada una de sus partes y el lugar que estas ocupan en el sistema general. Actualmente la técnica de mantenimiento debe necesariamente desarrollarse bajo el concepto de reducir los tiempos de intervención sobre el equipo, con el fin de obtener la menor indisponibilidad para el servicio.¹⁹

1.2. GESTIÓN INTEGRAL DE MANTENIMIENTO

La gestión es un proceso sistemático para la correcta disposición de recursos, que debe asegurar el constante y adecuado desempeño de los bienes y activos administrados.

Cualquier gestión que se realice en mantenimiento se basa en asegurar la confiabilidad en los equipos, sistemas y máquinas de una manera sistemática, segura y al menor costo posible. Existen gestiones que se rigen por elementos modernos en la aplicación del mantenimiento (mantenimiento preventivo, predictivo,

¹⁹ CHAVES SERRANO. Adrián. La Gestión de Mantenimiento: Un Enfoque Completo de Calidad. {En línea}. {12 de septiembre 2016}. Disponible en: <http://www.mantenimientomundial.com/sites/mm/notas/PonenciaChaves.pdf>

etc.) y se pueden realizar labores de mantenimiento siguiendo procedimientos muy básicos y simples. No obstante, la correcta disposición de toda esa información y aplicación de procedimientos claros y bien definidos hace que el personal desarrolle una labor de manera consistente respetando los estándares previamente definidos, obteniendo así resultados de gran calidad.²⁰

1.3. CALIDAD DE LA GESTIÓN DE MANTENIMIENTO

La adecuada disposición de procedimientos y la sistematización de los procesos, aseguran la reproducibilidad de acciones con lo cual se garantiza la calidad y se solventa la necesidad del cliente. Dentro de la oportunidad de mejora disponible para la gestión de mantenimiento, se debe tener claro que los procesos de calidad que se aplican a servicios o incluso a productos, parten de sistemas que sean mantenidos y aplicados adecuadamente.

La calidad no está en las cosas que hace la gente sino en la gente que hace las cosas, de allí que la aplicación adecuada de un proceso de calidad obedece a una adecuada culturización con el fin de buscar el compromiso de parte de la gente que dicha gestión involucra para ser consistentes, contundentes y altamente efectivos.²¹

1.4. SUBESTACIONES

Las subestaciones eléctricas se pueden definir como una de las partes primordiales que intervienen en el proceso de generación-consumo de energía eléctrica. Una subestación eléctrica es un conjunto de elementos o dispositivos que permiten cambiar las características de energía eléctrica (tensión, corriente, frecuencia, etc.), tipo corriente alterna a corriente directa, o bien, conservarla dentro de ciertas características.

El Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas RETIE, presenta la siguiente definición: “Una subestación eléctrica es un conjunto único de instalaciones, equipos eléctricos y obras complementarias, destinado a la transferencia de energía eléctrica, mediante la transformación de potencia.”²²

Con el fin de facilitar la distribución y el transporte de la energía eléctrica, se utilizan las subestaciones eléctricas, ya que su principal labor es la de modificar y establecer los niveles de tensión de una infraestructura eléctrica, en donde su equipo principal o el alma de estos equipos es el transformador.

²⁰ *Ibíd*

²¹ *Op Cit* Chaves. 2016

²² RETIE. Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas RETIE. Colombia, 30 de Agosto 2013. Pág. 31

Hay un tipo de subestación eléctrica, que por lo general es la más grande e importante y se le denomina elevadora que está situada en las inmediaciones de las centrales generadoras de energía eléctrica, y su función es elevar el nivel de tensión, hasta 115, 230 o 500 kV antes de entregar la energía a la red de transporte.

Las subestaciones eléctricas reductoras, reducen el nivel de tensión hasta valores que oscilan, habitualmente entre 13.8 y 34.5 kV y entregan la energía a la red de distribución. Posteriormente, los centros de transformación reducen los niveles de tensión hasta valores comerciales (baja tensión) aptos para el consumo doméstico e industrial, típicamente 120, 440 V.

La razón técnica que explica por qué el transporte y la distribución en energía eléctrica se realizan a tensiones elevadas, y en consecuencia, por qué son necesarias las subestaciones eléctricas es la siguiente:

Las pérdidas de potencia que se producen en un conductor por el que circula una corriente eléctrica, debido al Efecto Joule, son directamente proporcionales al valor de esta, por lo que dichas pérdidas se pueden determinar mediante la ecuación (1.1):

$$P = I^2 \cdot R \quad (1.1)$$

En donde P es el valor de la potencia perdida en vatios (W), I el valor de la corriente transportada en amperios (A) y R la resistencia del conductor en ohms (Ω).

La potencia eléctrica transportada en vatios (W) en una red trifásica balanceada es directamente proporcional al valor de su tensión en voltios (V) y al de su intensidad en amperios (A), teniendo en cuenta valores por fase, (ecuación 1.2):

$$P = 3 \cdot V \cdot I \quad (1.2)$$

Por tanto, cuanto mayor sea el valor de la tensión, menor deberá ser el de la intensidad de corriente para transmitir la misma potencia y, en consecuencia, menores serán las pérdidas por efecto Joule, y es por esta razón que el uso de las subestaciones eléctricas es importante en los sistemas eléctricos.

Además de transformadores, las subestaciones eléctricas están dotadas de elementos de maniobra (interruptores), así como de protección fusibles, interruptores automáticos, etc., que desempeñan un papel fundamental en los procesos de mantenimiento y operación de las redes de distribución y transporte.²³

²³ Operaciones y Puesta en Servicio de Instalaciones de Energía Eólica. Málaga. Vértice, 2006 p. 96

1.5. CLASIFICACIÓN DE SUBESTACIONES

1.5.1. Subestaciones aéreas. La subestación aérea o tipo poste es empleada en zonas rurales, y urbanas, para prestar el servicio a usuarios industriales o residenciales de estratos 1,2 y 3. La subestación aérea está conformada por un transformador de distribución, acompañado de su respectiva protección contra sobretensión DST (Descargadores de sobretensión) y protección contra sobrecorrientes (cortacircuitos), como también de algunos accesorios indispensables para su montaje como apoyos, aisladores y herrajes.

Los transformadores utilizados en este tipo de subestación pueden ser monofásicos o trifásicos (Figura 2) y los fabricantes ofrecen transformadores de distribución con potencias nominales normalizadas que no exceden los 150 kVA, cuando la potencia nominal excede los 112.5 kVA o el peso del transformador sobrepasa los 650kg, se requiere utilizar para su instalación una estructura tipo H. La estructura tipo H se compone de dos apoyos (postes).

Figura 2. Subestación aérea, Duitama, tipo poste media tensión.



Fuente: El Autor

1.5.2. Subestaciones de distribución tipo poste. Este tipo de subestaciones, realizan las funciones de transformación y distribución de energía, de un nivel de tensión de 34,5 kV a un nivel de 13,2 kV, contando con un transformador trifásico de aceite en piso con potencia alrededor de 2000 kVA, también con transformadores de corriente para las protecciones y transformadores de potencial para la medida, reconectores, pararrayos, cuchillas reconectoras, un transformador bifásico de 45 kVA para servicios auxiliares y sus respectivas derivaciones a tierra, entre otros. De las subestaciones de la EBSA E.S.P. la mayoría son de este tipo y por lo general no cuentan con más de 4 bahías o circuitos. Ver figura 3.

Figura 3. Subestación El muelle, Villa de Leyva, tipo poste media tensión.



Fuente: El Autor

1.5.3. Subestaciones tipo patio. En la subestación tipo patio de alta tensión, las relaciones de transformación más comunes son 220 kV/115 kV/34,5 kV como la que se encuentra en la Subestación de Termopaipa, la cual se enlaza con el Sistema De Transmisión Nacional STN, y 115 kV/34,5 kV/13,8 kV, con capacidades de transformación entre 0 y 200 MVA. Se caracterizan por sus equipos grandes soportados en estructuras metálicas galvanizadas o en concreto, muro para evitar la entrada de personas o animales, dado que hay elementos que están expuestos y energizados. Sobre este, se colocarán avisos de advertencia del peligro de sobrepasar estas barreras de seguridad. Ver figura 4.

Figura 4. Subestación San Antonio, Sogamoso, tipo patio alta tensión.



Fuente: El Autor

Es difícil encontrar subestaciones tipo patio solo de media tensión, aunque algunas subestaciones cuentan todavía con bahías con equipos de media tensión como se muestra en la figura 5.

Figura 5. Subestación Santa María, tipo patio, bahía media tensión.



Fuente: El Autor

1.5.4. Subestaciones capsulada tipo interior. Las subestaciones o centros de transformación capsuladas, son aquellas en las que existe un recinto cerrado en el cual se encuentran alojadas varias celdas, una de ellas destinada para el transformador de servicios auxiliares, una celda para el equipo de protección y maniobra, es decir el seccionador tripolar las otras celdas albergan los disyuntores con su respectivo grupo de medida compuesto por los transformadores de potencial y de corriente.

Las celdas correspondientes a los diversos elementos que componen las subestaciones capsuladas, deben estar alojadas en un recinto cerrado, protegidas contra agentes externos como agua, lluvia o sol. En el local de instalación no se permite el almacenamiento de materiales inflamables, las obras civiles como cárcamos y base para la subestación, debe contemplar una zona de recolección de líquidos y sistema de extinción contra incendios. El acceso al local debe estar restringido y poseer las señales de riesgo correspondientes. Ver figura 6.

Figura 6. Subestación Higueras, Duitama, tipo capsulada, media tensión



Fuente: El Autor

1.5.5. Subestación pedestal o pad-mounted (tipo Jardín). La subestación pedestal o pad mounted (tipo jardín) puede ser utilizada a la intemperie o al interior de edificios, ofrecen seguridad para ser instalada en lugares en que existe paso de personas como en parques o avenidas.

Se deben instalar sobre pedestal los transformadores con capacidad superior a 250kVA o 800 kg de peso, en casos en los cuales no es posible la construcción de subestaciones aéreas o cuando no existe disponibilidad de espacios para la instalación de una subestación de patio o capsulada.

Este tipo de subestaciones pueden ser instaladas en piso, tanto a la intemperie o bajo techo, no poseen partes vivas expuestas (frente muerto) y conforman un equipo seccionador-transformador, con bujes de alta tensión pre moldeados, conectados a codos desconectables bajo carga, bujes de parqueo, interruptor para operación bajo carga adosado al transformador y con caja de maniobra para entrada y salida del alimentador principal.

La capacidad de los transformadores pedestal empleados para alumbrado público son: 30, 45 y 75 kVA y para distribución se maneja una relación 13.2–0.208/0.120kV con capacidades de 45, 75, 112,5 150 225, 300, 400 y 500 kVA. Ver figura 7.

Figura 7. Subestación Pedestal, Duitama-centro, media tensión.



Fuente: El Autor

1.5.6. Subestación Subterránea. La subestación subterránea se instala bajo el nivel del piso en andenes, zonas verdes, o en un predio particular, están conformadas por dos bóvedas una para el transformador y otra para el seccionador de maniobras, estas se encuentran unidas por un banco de ductos. El seccionador debe ser de tipo inundable de operación bajo carga de 200 A, debe contar con codos pre moldeados sin partes vivas expuestas, para la conexión de los terminales de media tensión.

1.6. PRINCIPALES ELEMENTOS DE LAS SUBESTACIONES.

Una subestación cuenta con un vasto número de componentes y equipos que ayudan a controlar y mejorar el servicio de energía eléctrica, unos con más importancia que otros, pero todos con el mismo fin. Para facilitar la clasificación de los “principales elementos de la subestación” es necesario enunciar tres categorías:

- Equipo de patio.
- Equipo de tablero.
- Servicios auxiliares.²⁴

²⁴ MEJÍA VILLEGAS S.A. Ingenieros Consultores – HMV Ingenieros, Subestaciones de Alta y Extra Alta Tensión. Segunda Edición. Bogotá, 2003. p26.

1.7. EQUIPOS DE PATIO

Aquellos elementos que se encuentran instalados generalmente a la intemperie y sobre estructuras ya sean metálicas o de concreto, que constituyen el sistema de potencia se denominan “equipos de patio”. La figura 8 ilustra algunos de los equipos que se pueden encontrar en patio. Cabe destacar los siguientes:

- Transformador de Potencia.
- Autotransformador.
- Transformador de Corriente (TC).
- Transformador de Potencial (TP).
- Interruptor (I).
- Seccionador (S)
- Pararrayos (DSP)
- Barrajes y estructuras.

Figura 8. Equipos de patio, subestación Termopaipa, anillo 220 kV.



Fuente: El Autor

1.7.1. Transformador de potencia. Los transformadores se utilizan para cambiar el voltaje de un nivel a otro, para regular el nivel de tensión, y para controlar el flujo de kilovoltios-amperios reactivos en el sistema de potencia.²⁵ Los transformadores de potencia instalados en subestaciones de transmisión de Boyacá normalmente operan a tensiones en el rango de 115.000 a 230.000 voltios. Ver figura 9.

²⁵ SHOEMAKER; James E. Mack: Lineman's and Cableman's Handbook, Twelfth Edition. Substations, Chapter (McGraw-Hill Professional, 2012), AccessEngineering - Base de datos, UPTC

Figura 9. Transformador, subestación Guateque, 34,5 kV – 13,8 kV



Fuente: El Autor

1.7.2. Autotransformador. El autotransformador puede ser considerado simultáneamente como un caso particular del transformador o del bobinado con núcleo de hierro. Tiene un solo bobinado arrollado sobre el núcleo, pero dispone de cuatro bornes, dos para cada circuito, y por ello presenta puntos en común con el transformador. “Las corrientes primaria y secundaria están en oposición y la corriente total que circula por las espiras en común es igual a la diferencia de la corriente del devanado de baja tensión y el devanado de alta tensión. Para que un autotransformador funcione adecuadamente, los dos devanados deben tener el mismo sentido de bobinado.”²⁶ Ver figura 10.

1.7.3. Transformador de tres devanados o tridevanado. Es aquel en el que se incluye un tercer devanado por cada fase, se llaman también transformadores de circuitos o devanados múltiples. La ventaja más importante es la posibilidad de utilizar la conexión Y-Y (estrella-estrella) de los transformadores de dos devanados al tiempo que el terciario se conecta en delta.

²⁶ UNICROM. [En línea]. (Citado el 10 de Octubre de 2015). Disponible en: http://http://unicrom.com/Tut_autotransformador.asp

Figura 10. Mantenimiento al autotransformador 2, subestación Termopaipa, anillo 220 kV



Fuente: El Autor

Algunas de las principales subestaciones de la EBSA cuentan con transformadores tridevanados, una de ellas es la subestación de puerto Boyacá (figura 11), en la cual se trabajan tres niveles de tensión, los cuales son 115 kV, 34,5 kV y 13,8 kV.

Figura 11. Transformador tridevanado, subestación Puerto Boyacá, niveles de tensión 115 kV/34,5 kV/13,8 kV



Fuente: El Autor

1.7.4. Interruptor de potencia. Es un elemento de corte, cuya maniobra se puede hacer de forma local o remota, para condiciones de carga o de sobre intensidad, siendo este el único elemento capaz de actuar en estas condiciones.

Por si solo no tiene la capacidad de actuar, por el contrario, sobre el operan las unidades de control y las de protección. Para esto cuenta con juegos de entradas y salidas para las señales de control y protección. Para que se dé una apertura o cierre cuenta con dos bobinas o resortes que se cargan, ya sea por accionamiento de un motor eléctrico o por un sistema neumático o hidráulico, y luego transmiten esta energía al elemento móvil de corte.

Para poder operar con carga, necesita de una cámara de extinción del arco que se forma mientras sus terminales móviles se separan. La extinción básicamente se hace de dos formas con aceite que permite disipar la energía liberada o gas de hexafluoruro de Azufre (SF₆). En algunos casos los interruptores con capacidad de ruptura de corrientes altas, tienen varias cámaras para debilitar en diferentes puntos y lograr su rápida extinción.²⁷ Ver figura 12.

Figura 12. Interruptor de potencia, subestación Termopaipa, anillo 220 kV



Fuente: El Autor

Según el nivel de tensión se puede encontrar diferentes tipos de interruptores de potencia también llamados disyuntores, en los que se puede notar que el tamaño del equipo es proporcional al nivel de tensión debido principalmente al aislamiento entre fases. Figura 13.

²⁷ QUIRÓS RAMOS. Diego G. Desarrollo de un procedimiento de Pruebas de Aceptación en Fábrica (FAT, por sus siglas en inglés) para tableros de control en subestaciones de mediana y alta tensión aplicado a la subestación Papagayo. 2008, p11. Monografía. Universidad de Costa Rica. Facultad de Ingeniería Eléctrica

Figura 13. Algunos de los equipos con los que cuentan las subestaciones de la EBSA E.S.P. en cuanto a Interruptores se refieren



Fuente: El Autor

1. Interruptor de potencia tipo patio, Subestación San Antonio, Nivel de tensión 11115kV.
2. Interruptor de potencia tipo patio, Subestación Puerto de Boyacá, Nivel de tensión 3434,5 kV.
3. Disyuntor tipo encapsulado, Subestación Boavita, Nivel de tensión 34,5 kV.

Fuente: El autor.

1.7.5. Transformador de corriente o de protección. Los transformadores de corriente se utilizan principalmente para protección del sistema, estos cuentan con varios núcleos para llevar las diferentes señales a los relés y a los medidores, por lo general se encuentran conectados tres devanados, de medida, de protección y de protección de respaldo.

El devanado primario de un transformador de corriente está conectado en serie con el conductor de alta tensión. La magnitud de amperios que fluyen en el circuito de alta tensión se reduce proporcionalmente por la relación de los devanados del transformador. El devanado secundario del transformador de corriente está aislado

de la alta tensión para permitir que sea conectado a los circuitos de medición de baja tensión. Los transformadores de corriente y de potencial suministran señales para la medición de los flujos de potencia y las entradas eléctricas para el funcionamiento de los relés de protección asociados con los circuitos de transmisión y distribución. Ver figura 14.

Figura 14. Cambio de 3 transformadores de corriente CT, subestación Termopaipa, anillo 220 kV.



Fuente: El Autor

1.7.6. Transformador de potencial o de medida. Altas tensiones se miden mediante la reducción proporcional de la tensión con un transformador de potencial que tiene su devanado de alta tensión conectado al circuito de transmisión o de distribución y su devanado de baja tensión conectado a un medidor o un relé o ambos. Al igual que los transformadores de corriente, estos cuentan no solo con uno sino con varios núcleos.

Los transformadores de potencial están obligados a proporcionar voltajes exactos para los medidores utilizados para la facturación de los clientes. Si se utilizan transformadores monofásicos, generalmente se requieren tres transformadores para medir la potencia en un circuito trifásico. Figura 15.

Figura 15. 1. Transformador de potencial, subestación San Antonio, nivel de tensión 115 kV. 2. Transformador de potencial, subestación Puerto de Boyacá, nivel de tensión 34,5 kV.



Fuente: El Autor

1.7.7. Seccionador. Es un equipo utilizado para aislar o efectuar corte visible entre los diferentes elementos que componen la instalación eléctrica. Una de las características más importantes que diferencian el interruptor del seccionador, es que los últimos deben maniobrarse sin carga y que su apertura es de una forma plenamente visible, por lo tanto, no se requiere que su velocidad de operación sea alta.

Los seccionadores generalmente se montan sobre aisladores de porcelana y deben estar aislados para el nivel de tensión de trabajo. Sus contactos se cubren con un baño de plata para mejorar la resistencia a la corrosión ambiental y al desgaste producido por los pequeños arcos eléctricos que aparecen en el momento de la operación. Figura 16.

Figura 16. Seccionador de transferencia abierto (superior), seccionador de línea cerrado (inferior), subestación San Antonio, nivel de tensión 115 kV.



Fuente: El Autor

1.7.8. Pararrayos. Dispositivo para la protección del sistema de potencia y sus componentes contra las sobretensiones, ya sea producidas por descargas atmosféricas o por maniobras en el sistema durante fallas. Es un elemento indispensable en una subestación porque lleva las sobretensiones producidas por descargas atmosféricas o de otro origen a tierra, interceptando los rayos antes de que impacten directamente en la instalación eléctrica. Este se compone de un elemento metálico resistente a la corrosión en su núcleo y va forrado con un material aislante, que puede ser vidrio, cerámico, porcelana o polimérico. Figura 17.

Figura 17. 1. Pararrayos cerámico, subestación Guateque, nivel de tensión 115 kV en patio. 2. Pararrayos polimérico, subestación Chiquinquirá, nivel de tensión 34,5 kV en celda.



Fuente: El Autor

1.8. ENCLAVAMIENTOS

Los enclavamientos más importantes en una subestación son eléctricos y mecánicos, los cuales sirven para restringir o bloquear el funcionamiento de un equipo. Este sistema protege la instalación eléctrica de maniobras erróneas, por ejemplo, cuando un operador decide darle mando de apertura a un seccionador que se encuentra bajo carga, el enclavamiento se encarga de bloquear el equipo, eléctrica y mecánicamente para no incurrir en fallas, daños o accidentes. Es importante tras cada mantenimiento verificar que los enclavamientos estén funcionando correctamente y no solo operando desde patio, sino también, utilizando las órdenes remotas desde la sala de control y el centro de control.(ver anexo en cd: Manual plan de mantenimiento p 17-18)

1.8.1. Enclavamiento mecánico. Este tipo de enclavamiento es el que restringe la operación de un equipo de manera física, o sea que no deja que la operación del equipo se dé, normalmente mediante restricciones en el mando del mismo. Un ejemplo del enclavamiento mecánico se da en el seccionador de línea y el seccionador de puesta a tierra, ya que por un diseño en su estructura es imposible para ellos operar al mismo tiempo.”²⁸

1.8.2. Enclavamiento eléctrico. El enclavamiento eléctrico es el que se da a través de relés y contactos de operación de los equipos. Generalmente existe una bobina que cuando esta energizada permite la operación del equipo, si se desenergiza porque no se dan las condiciones, entonces no llega alimentación a los controles de operación de apertura o cierre y además se cierra un bloqueo mecánico para no permitir la operación manual.²⁹

1.9. EQUIPOS DE TABLERO

Dentro de la mayoría de subestaciones hay una sala de control en donde se encuentran celdas o gabinetes, en las cuales se pueden observar diferentes elementos que sirven para medir, controlar, monitorear y proteger los circuitos eléctricos, que en caso de falla se manifiestan como alarmas sonoras o indicadores luminosos. Los más importantes se instalan de forma visible en el tablero de control de cada celda con el fin de facilitar lectura de datos, maniobras y supervisión de la subestación, por parte del personal encargado. Figura 18.

²⁸ Op cit MEJÍA. p26.

²⁹ TORRES BUSTOS. Carlos Yesid. BARRERA SIABATTO. Carlos Fernando. Elaboración de las guías de inspección, verificación y operación de los equipos de las subestaciones principales de la Empresa de Energía de Boyacá EBSA S.A. E.S.P Duitama, 2011, p19. Monografía. Universidad Pedagógica y Tecnológica de Colombia. Facultad de Ingeniería Electromecánica.

Figura 18. Celdas o gabinetes, subestación Guateque.



Fuente: El Autor

1.10. SERVICIOS AUXILIARES

Los servicios auxiliares se dividen en dos grupos, de corriente alterna y de corriente continua, el primero se compone principalmente de un transformador de auxiliares que pasa la energía eléctrica de media a baja tensión, acompañado de un seccionador. Esta tensión llega a un barraje instalado en una celda de distribución de corriente alterna. Es importante mencionar que el grupo electrógeno o también comúnmente llamado planta de emergencia también alimenta esta celda en caso de una falla. Los principales circuitos de corriente alterna son en su mayoría para iluminación y tomacorrientes.

Los servicios auxiliares de corriente continua son alimentados desde la celda de alterna, de la cual se lleva la señal de tensión a un equipo encargado de convertirla a continua llamado rectificador. Este está conectado a un cargador de baterías que a su vez se conecta en paralelo al banco de baterías. Este sistema interconectado llega a una celda de distribución de corriente continua para alimentar principalmente los circuitos de control y protección de la subestación. Figura 19.

Figura 19. Algunos de los equipos con los que cuentan las subestaciones de la EBSA E.S.P. en cuanto a servicios auxiliares se refiere:



1. Celdas de distribución de CD – AC y Cargador de baterías. 2. Grupo electrógeno o Planta de emergencia. 3. Inversor. 4. Transformador de auxiliares. 5. Seccionador de auxiliares. 6. Banco de baterías.

Fuente: El Autor

2. METODOLOGÍA

El desarrollo de este proyecto empezó en la subestación de Termopaipa debido a que la empresa A.T.I. LTDA ya contaba con un cronograma establecido por la EBSA E.S.P. para el mantenimiento de las diferentes subestaciones. Contrato que se firmó por un año para intervenir las principales subestaciones de Boyacá mencionadas anteriormente y que por imprevistos se alargó un par de meses más.

Inicialmente se hizo una inspección visual de todos los equipos para conocer más de cerca todas sus características importantes y funcionamiento, acompañados de los técnicos de la cuadrilla de la empresa A.T.I. LTDA quienes cuentan con vastos conocimientos y experiencia en el mantenimiento de subestaciones. Ellos fueron los encargados de facilitar los instructivos que seguían para realizar las actividades de mantenimiento. Es importante mencionar que A.T.I. LTDA no cuenta con sus propios manuales de mantenimiento, sino que la EBSA E.S.P. exige el cumplimiento de unas guías a sus contratistas. Es por esta razón se desarrolló este trabajo, con el fin de mejorar las actividades de mantenimiento y poder ofrecer de forma más eficiente este servicio a otras empresas.

Al analizar las rutinas de mantenimiento, se pudo concluir que los procedimientos tanto de seguridad como de maniobra se han venido trabajando aceptablemente pero que hay actividades que no se hacen debido al corto tiempo establecido y a la falta de una guía de procedimientos de mantenimiento, por lo tanto, se trata de realizar y cumplir las pautas más importantes del mantenimiento.

Con la visita a las diferentes subestaciones se recolectó la información de las principales características de los equipos al igual que la información de los mantenimientos previos realizados, para conocer el estado actual de estos y junto con los instructivos de los fabricantes, poder determinar un método de mantenimiento que se adecue a las necesidades de los clientes y pueda garantizar el correcto funcionamiento de los equipos. Algunos parámetros importantes para este fin fueron:

- Identificación de la configuración y la relevancia de cada uno de los circuitos o bahías de las subestaciones.
- Toma de evidencia fotográfica del mantenimiento realizado, fallas y todas las placas posibles de los equipos.
- Revisión cuidadosa del protocolo de pruebas, maniobras y seguridad que se ha venido realizando.
- Análisis de las fallas encontradas para tratar de determinar su causa.

La elaboración del plan de mantenimiento para las principales subestaciones de la EBSA E.S.P. se dividió en tres partes: 1. un libro en el cual se describen las maniobras de seguridad, pruebas y actividades de mantenimiento más importantes realizadas a los equipos críticos. 2. Un manual del plan de mantenimiento que contiene los formatos de seguridad, maniobras, pruebas y de mantenimiento para cada subestación enumerando las actividades recomendadas para cada caso. 3. Una base de datos que contiene toda la información de cada equipo y subestación recopilada y elaborada en el desarrollo de este proyecto

Con base en estos parámetros se creó el plan de mantenimiento para los equipos críticos basado en “gestión de la calidad”, el cual enumera una serie de procedimientos para la realización de maniobras antes, durante y después de la intervención, con el fin de facilitar y garantizar tanto la seguridad de equipos y personal, como también un trabajo bien realizado, en el cual se cumpla a cabalidad todo lo enunciado en el plan de mantenimiento (ver anexo en el cd: manual plan de mantenimiento). Con esta metodología se logra cumplir con las necesidades del cliente y se logra la mejora continua de los procedimientos de mantenimiento.

El plan de mantenimiento es una guía indispensable para verificar y evidenciar el correcto funcionamiento de los equipos, ya que el ingeniero residente consignará en un informe todo lo realizado por los técnicos, además de las observaciones y las sugerencias que él tenga al respecto. Este informe contiene como introducción los datos importantes de la orden de trabajo, las principales características del equipo a intervenir, procedimientos de seguridad, actividades indispensables de mantenimiento y las actividades adicionales.

El plan de mantenimiento se realizó teniendo en cuenta tiempos ideales de mantenimiento, en los cuales se le llamó: actividades adicionales a aquellas que no sean necesarias y que pueda que no se alcancen a realizar debido al tiempo estipulado por el CND. Luego de la creación del plan de mantenimiento se hizo una base de datos (ver anexo en el cd: base de datos) que contó con toda la información recopilada en el desarrollo de este proyecto y con información que se considera relevante y que es proporcionada por la EBSA.

Para la implementación del plan de mantenimiento en la empresa ATI LTDA, se capacitó al personal de la cuadrilla de mantenimiento en cuanto a los procedimientos de seguridad y los formatos de inspección y mantenimiento. Del mismo modo se explicó cómo acceder fácilmente a la información que contiene la base de datos y como subir nueva información (ver anexo 1). Como actividad complementaria, cada trabajador de la cuadrilla tendrá la oportunidad de guiar una consignación con base en el plan de mantenimiento elaborado. Esta actividad deberá contar con la supervisión y orientación del ingeniero residente o el supervisor de la empresa. En la figura 20 se resume la metodología desarrollada en este proyecto.

Figura 20. Resumen de la metodología desarrollada



Fuente: El Autor.

2.1. PRINCIPALES SUBESTACIONES DE LA E.B.S.A. E.S.P.

La EBSA E.S.P. cuenta con 89 subestaciones consolidando 380 circuitos entre niveles de tensión de 115, 34.5 y 13.2 kV. Estos circuitos cubren hasta un 90% de todo el territorio boyacense, en donde se encuentran circuitos con gran importancia controlados en 16 subestaciones de tipo patio y capsuladas, llamadas principales debido a la importancia que tienen a nivel departamental. En la tabla 1 se indican las principales subestaciones de la Empresa de Energía de Boyacá de acuerdo a su zona, código, nivel de tensión y tipo:

Tabla 1. Clasificación principales subestaciones de la EBSA E.S.P.

#	Zona		Nombre	Código	Nivel de Tensión	Tipo
1	0	Centro	Patriotas	14537	1,2,3	Capsulada
2	0	Centro	Hunza	14521	1,2,3	Patio, capsulada
3	0	Centro	Donato	15500	1,2,3,4	Patio, capsulada
4	1	Tundama	Iraka	15155	1,2,3	Capsulada
5	1	Tundama	Maranta	15017	1,2,3	Capsulada
6	1	Tundama	Higueras	14800	1,2,3,4	Patio, capsulada
7	1	Tundama	Paipa	1	1,2,3,4,5	Patio, capsulada
8	2	Sugamuxi	Sirata	14841	1,2,3	Capsulada
9	2	Sugamuxi	La Ramada	14832	1,2,3,4	Patio, capsulada
10	2	Sugamuxi	San Antonio	14799	1,2,3,4	Patio, capsulada
11	3	Occidente	Chiquinquirá	14910	1,2,3,4	Patio, capsulada
12	4	Oriente	Guateque	15105	1,2,3,4	Patio, capsulada
13	4	Oriente	Santa María	15127	1,2,3,4	Patio, capsulada
14	5	Norte	Boavita	15206	1,2,3,4	Patio, capsulada
15	6	Ricaurte	Moniquirá	14642	1,2,3	Capsulada
16	7	Puerto Boyacá	Puerto Boyacá	15301	1,2,3,4	Patio, capsulada

Nivel de tensión 1: servicios auxiliares (banco de baterías, cargadores de baterías, planta de emergencia y celdas de servicios auxiliares AC y DC. Nivel de tensión 2: Equipos 13,8 kV. Nivel de tensión 3: Equipos 34,5 kV. Nivel de tensión 4: Equipos 115 kV. Nivel de tensión 5: Equipos 220 kV. Fuente: El Autor

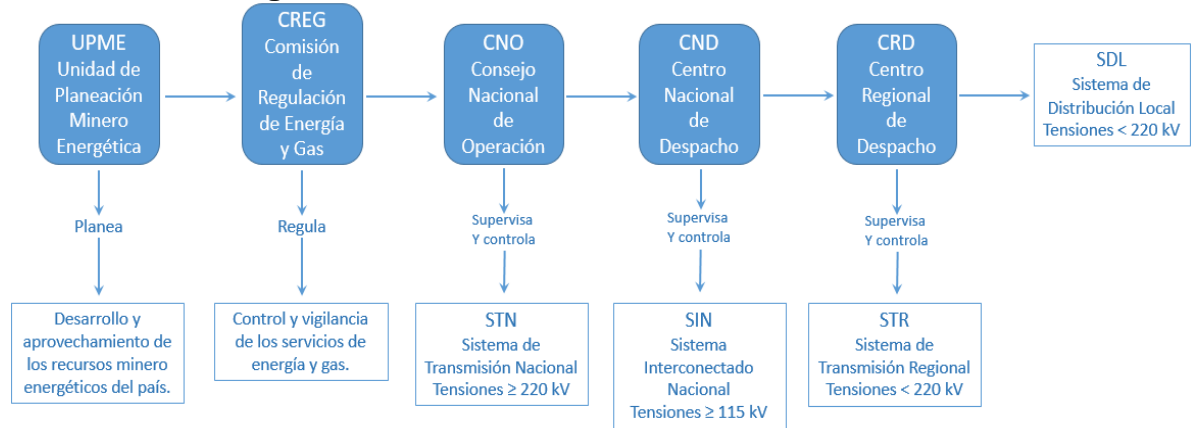
2.2. CRONOGRAMA DE MANTENIMIENTO

Para empezar el contrato de mantenimiento, se le exige un cronograma a la empresa contratista, en este caso A.T.I. LTDA. Este debe especificar la duración de cada intervención, con base en lo estipulado en el contrato. La Empresa de Energía de Boyacá S.A. E.S.P. revisa y modifica el cronograma para adecuarlo a sus necesidades y luego enviarlo al CND (Centro Nacional de Despacho) que es el que se encarga de la planeación, supervisión y control de la operación integrada de los recursos de generación, interconexión y transmisión del SIN (sistema interconectado nacional).³⁰ El CND revisa y analiza el cronograma para determinar su viabilidad y posteriormente erradicar un documento con la programación de mantenimiento definitiva.

El CRD (centro regional de despacho) quien es el que supervisa y controla la operación de redes, subestaciones y centrales de generación localizadas en una misma región, coordina la operación y maniobra en el STR (sistema de transmisión regional) y SDL (sistema de distribución local) con base en las instrucciones impartidas por el CND, según lo establecido en la resolución 070 de 1998 de la CREG. Lo anterior se ilustra en la figura 21.

³⁰ MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA. Reglamento de distribución de energía eléctrica. Resolución 070 de 1998 de la CREG (comisión de regulación de energía y gas), pág. 9. Ministerio de minas y energía. República de Colombia

Figura 21. Entidades y organismos que vigilan, controlan y supervisan la energía eléctrica en Colombia



Fuente: El Autor

Existen circuitos en Boyacá que tienen mucha importancia para el sector rural y/o empresarial que no cuentan con alguna suplencia o una configuración adecuada que facilite su intervención, por lo tanto, los mantenimientos no se pueden hacer, deben hacerse de madrugada o tienen que ser muy cortos. En estos casos, es el CND quien determina la relevancia o duración del mantenimiento, y es el encargado también de enviar los documentos de los circuitos que no se pueden intervenir. Estos documentos se llaman Indisponibilidades del Sistema Interconectado Nacional SIN.

Es importante mencionar que las intervenciones aprobadas por el CND se deben coordinar entre el personal de la EBSA y el de ATI. En el caso de intervenir el SDL los horarios estipulados en la programación de mantenimiento tienen que ser cumplidos, de lo contrario se aplicarían multas y sanciones al OR (operador de red) la empresa prestadora del servicio de energía eléctrica en este caso la EBSA.

Existen dos tipos de intervenciones en el STR y/o SDL, programadas y no programadas, las cuales presentan indicadores para la medición de la confiabilidad del servicio. Estos indicadores de la calidad del servicio los debe calcular la EBSA mensualmente según la Resolución 070 de 1998 de la CREG:

En caso de una falla o una emergencia, la cuadrilla debe estar disponible y desplazarse lo antes posible al lugar para hacer las correcciones pertinentes. Este mantenimiento correctivo entra también dentro del contrato de mantenimiento, razón por la cual únicamente la cuadrilla de A.T.I. es la encargada de intervenir y solucionar dicha emergencia.

3. RESULTADOS DEL PLAN DE MANTENIMIENTO

En este capítulo, se explica de forma general los protocolos de seguridad necesarios para iniciar las órdenes de trabajo y los procedimientos de las actividades de mantenimiento.

A quien se dirige el plan de mantenimiento. A.T.I. LTDA siendo el principal contratista de la EBSA en lo que respecta a mantenimiento de subestaciones, no cuenta con sus propios manuales de mantenimiento, sino que la EBSA E.S.P. exige el cumplimiento de unas guías y procedimientos. Es por esta razón que se desarrolla este proyecto, con el fin de mejorar las actividades de mantenimiento y poder ofrecer de forma más eficiente este servicio a otras empresas.

El plan de mantenimiento está dirigido por el Ingeniero residente o el supervisor para guiar y facilitar las actividades a los técnicos de la cuadrilla, ya que son quienes llevan a cabo las actividades directamente con los equipos y se encargan de informar alguna irregularidad para ser consignada y retroalimentada en el formato de mantenimiento como observación de la intervención.

3.1. FORMATO FT-MS-14

La Empresa de Energía de Boyacá S.A. E.S.P. en su manual de obligaciones en seguridad, salud y ambiente para el proveedor de servicios, tiene como política de gestión integral:

- “En Seguridad y Salud en el Trabajo: Lograr cero incidentes de alto riesgo y prevenir las enfermedades laborales.
- En Medio Ambiente: Lograr cero incidentes ambientales de alto riesgo y contribuir al desarrollo sostenible de la región y el país.
- En calidad: Asegurar la prestación de servicios con calidad que satisfagan las necesidades y expectativas de los clientes.”³¹

La estrategia corporativa de la EBSA está enfocada en la seguridad, la salud y bienestar de los trabajadores, proveedores de servicios y comunidad en general, en donde la prevención es parte fundamental de las actividades y procesos. Con el fin de lograr estos objetivos, se les exige a los contratistas dentro de sus trabajos, el diligenciamiento de un plan diario de seguridad y ambiente, que tiene como código **FT-MS-14**. (Ver anexo: Manual plan de mantenimiento p 11-12)

³¹ Empresa de Energía de Boyacá S.A. E.S.P. Manual de obligaciones en seguridad, salud y ambiente para el proveedor de servicios 2015– Política de Gestión Integral, p11. Reglamento. Ministerio de minas y energía. República de Colombia.

Este documento y su contenido es propiedad intelectual de la Empresa de Energía de Boyacá S.A. E.S.P – EBSA y se prohíbe su reproducción parcial o total sin autorización escrita, de acuerdo al proceso establecido para el caso.

Enunciados del plan diario de seguridad y ambiente FT-MS-14:

1. Condiciones generales. En este campo se describe datos como lo son la fecha, hora, orden de trabajo, actividad a realizar, entre otras.
2. Tipo de actividad. Aquí se especifica el tipo de mantenimiento a realizar.
3. Ubicación de equipos a intervenir, nivel de tensión. Se especifican datos generales de los equipos a intervenir.
4. Elementos de protección personal (EPP). Para este enunciado es necesario realizar una inspección a los EPP exigidos en el formato de cada trabajador y resaltar las casillas según corresponda.
5. Certificación de información preliminar. En este campo se resalta lo que tiene que ver con la seguridad y planeación de las actividades. Materiales, herramientas y equipos necesarios para el trabajo, botiquín de primeros auxilios, EPP, vehículo e integrantes de la cuadrilla, son algunos de los elementos que se deben analizar y revisar.
6. Funcionarios autorizados. Luego de socializar la información anterior y si todo está correcto, deben firmar todas las personas que intervienen en el trabajo, como lo son el coordinador, el supervisor, el Ingeniero residente, los técnicos y los auxiliares.
7. Planificación diaria de seguridad y ambiente. Trabajo a realizar, certificación de trabajo en alturas, sistemas de acceso a utilizar, entre otras, se diligenciará en este campo.
8. Análisis de riesgo, seguridad y ambiente. Uno de los enunciados más importantes, ya que se describe el paso a paso del trabajo a realizar, teniendo en cuenta el riesgo, nivel de tensión y las barreras de control, seguridad y soporte.
9. Equipo que participa, analiza y difunde la identificación de los riesgos de seguridad y ambiente. Se firma por los trabajadores como evidencia de que los puntos anteriores han sido analizados, entendidos y tratados por la cuadrilla a cargo de la labor.

3.2. CONSIGNACIONES

La consignación es el trámite mediante el cual la operación de un circuito se restringe según instrucciones dadas por una persona, quien se denomina consignatario, que en este caso se refiere al interventor de la EBSA, quien solicita la maniobra al centro de control (CRD) para que ordene la apertura del circuito, ya sea en el STR o el SDL. La consignación solo tendrá vigencia durante la ejecución de una actividad o por razones de seguridad expresa y dará al consignatario exclusividad en la operación de los circuitos a su cargo.

Semanalmente el interventor de la EBSA envía a ATI un documento que ha sido aprobado por el CND con la información de la programación de mantenimiento, esta información la encabeza un código llamado número de consignación, junto con los datos del circuito y los equipos a intervenir al igual que los datos del personal a cargo del mantenimiento. Es indispensable contar con esta información previamente al mantenimiento, con el fin de evitar confusiones y mal entendidos.

El personal encargado de la vigilancia de la subestación es el primero en exigir el número de consignación para confirmarlo con el centro de control y permitir el ingreso de la cuadrilla de mantenimiento a la subestación.

Para hacer mantenimiento a una bahía o circuito en determinada subestación, el centro de control de la EBSA coordina labores con el personal de redes para hacer maniobras en las subestaciones, de tal forma que el circuito a intervenir se encuentre desenergizado y aterrizado antes de que la cuadrilla de ATI empiece sus labores. El Ingeniero residente o el supervisor de la cuadrilla de ATI minutos antes de la hora programada de inicio de mantenimiento y al encontrar visiblemente desenergizado el circuito, confirma esa información con el centro de control y pide autorización para iniciar maniobras de seguridad y empezar el mantenimiento.

3.3. MANIOBRAS DE SEGURIDAD.

Con la orden de trabajo, se realiza la planeación previa del trabajo teniendo en cuenta la localización del sitio de trabajo, verificando y consultando diagramas unifilares, alistamiento de materiales y equipos, estrategias de atención en primeros auxilios y plan de emergencias.

En el sitio de trabajo se hace una reunión previa con el personal involucrado con el fin de hacer la planeación de los trabajos para que todos los integrantes tengan conocimiento y claridad sobre lo que se va a hacer. En seguida es diligenciando el formato FT-MS-14 plan diario de seguridad y con la ayuda de la cuadrilla se analizan los riesgos, los impactos ambientales y las barreras de seguridad a implementar durante la ejecución del trabajo.

Luego se procede a cumplir las “5 reglas de oro” que aplica A.T.I. LTDA:

- **Abrir.** Maniobra para cortar en forma efectiva todas las fuentes de tensión y neutro.
- **Bloquear.** Bloquear en posición de apertura los aparatos de corte.
- **Verificar.** Verificar ausencia de tensión.
- **Aterrizar.** Poner a tierra y en cortocircuito. Se colocan tierras portátiles dependiendo el nivel de tensión en los equipos a intervenir.
- **Delimitar.** Delimitar y señalizar la zona de trabajo. La señalización y delimitación del área de trabajo se hace mediante la demarcación con cinta amarilla.

Adicionalmente, se desenergizan mandos motorizados bajando los breakers de continua y alterna y se pasan todos los selectores local/remoto de los mandos a posición local para evitar una orden remota, ya sea del centro de control o de la sala de control. Luego se hace el etiquetado de los mandos por parte del personal de la EBSA y de ATI para brindar mayor seguridad.

A pesar de todas las medidas de seguridad que se toman, ocurren fallas debido a que los equipos de maniobra tienen varios años de ser instalados, están defectuosos o ya habían fallado antes, por estas razones, la cuadrilla de ATI LTDA prefiere realizar otra medida de seguridad adicional que consiste en desacoplar manualmente el seccionador, del mando motorizado.

Antes de empezar el trabajo, el jefe de grupo debe revisar el porte y el estado de los elementos de protección personal EPP de cada trabajador, al igual que el estado de los elementos para trabajo en alturas. Después de alistar las herramientas necesarias, el jefe de grupo es quien da la orden a la cuadrilla para iniciar tareas de mantenimiento y quien debe estar supervisando que cada actividad que se realice se cumpla de forma segura y eficiente.

3.4. LIMPIEZA DE EQUIPOS

Los equipos de las subestación debido a que se encuentran a la intemperie, tienden a contaminarse por el ambiente en que se encuentran, ya sea por la humedad que genera musgo o porque se encuentran cerca a industrias que emiten polución o gases al entorno como lo son cementeras o siderúrgicas. Esta contaminación facilita la corriente de fuga que se define como la corriente que fluye a través de elementos normalmente no conductores y debido a las causas mencionadas, se hace necesario incluir dentro de un plan de mantenimiento, la limpieza de todos los equipos críticos de la subestación.

La limpieza de los equipos mejora las capacidades aislantes de los mismos y previene fallas por corrientes de fuga. A.T.I. cuenta con una hidrolavadora a alta presión que reduce el consumo de agua en un 70% y facilita la limpieza de superficies manchadas o muy sucias. Figura 22.

Figura 22. Limpieza a transformador de corriente, subestación Termopaipa



Fuente: El Autor

3.5. MANTENIMIENTO

La información se encuentra de forma general en el presente documento, organizando e ilustrando el plan de mantenimiento para los equipos críticos de una subestación cualquiera, pero se tiene en cuenta todo el análisis realizado en cada una de las 16 subestaciones principales de la EBSA y en los más de 2000 equipos que hacen parte de este proyecto. Anexo a este proyecto se presenta un documento con el plan de mantenimiento para cada subestación de forma específica, incluyendo los procedimientos de maniobras de seguridad y las tareas de mantenimiento.

Es de mucha importancia mencionar que el plan de mantenimiento realizado en este proyecto, debe ejecutarse con previa autorización y coordinación por parte de la EBSA. Luego se hacen las maniobras necesarias de seguridad para condonar el circuito a intervenir, de esta forma minimizar los riesgos para el personal y trabajar en frío sin ningún problema, es decir, sin tensión. Los trabajos realizados por la cuadrilla de ATI LTDA se limitan al mantenimiento externo de los equipos, a menos de que sea necesario hacer una inspección o mantenimiento correctivo ordenado por la EBSA, en el cual se deba desmontar alguna parte de los equipos o inspeccionar internamente los mismos.

3.5.1. Aisladores. El equipo más utilizado en el área de subestaciones es el aislador, ya sea de porcelana, material cerámico o polimérico. Y por esta razón es de vital importancia garantizar su correcto funcionamiento mediante inspecciones y mantenimientos periódicos. En cuanto a la limpieza, un aspecto importante es la contaminación en los aisladores. En todas las áreas de funcionamiento, los aisladores expuestos están sujetos a la deposición de suciedad en la superficie. Los contaminantes que se encuentran con más frecuencia tienen poco efecto en el desempeño del aislador, siempre y cuando la superficie esté seca. La neblina, el rocío o la lluvia liviana usualmente crean condiciones que producen una película conductora sobre la superficie del aislador sucio, sin lavar las impurezas de dicha superficie.

Se han identificado ocho tipos de contaminantes como fuente de depósitos sobre la superficie de los aisladores, que afectan el desempeño del aislador:

- Sal
- Cemento /cal
- Polvo
- Defecación (animales)
- Sustancias químicas
- Neblina por contaminantes (emisiones vehiculares)
- Musgo (en zonas muy húmedas)
- Humo³²

Para evitar fallas en los aisladores y garantizar un adecuado funcionamiento de estos, se deben revisar periódicamente la presencia de roturas, grietas o aisladores desportillados.

3.5.2. Sistema de puesta a tierra. Los componentes del sistema de puesta a tierra (SPT) tienden a perder su efectividad después de unos años, debido a corrosión, fallas eléctricas, daños mecánicos e impactos de rayos. Los trabajos de inspección y mantenimiento deben garantizar una continua actualización del SPT para el cumplimiento del RETIE. Si una inspección muestra que se requieren reparaciones, estas deben ser realizadas sin retraso y no ser pospuestas hasta el próximo ciclo de mantenimiento.³³

³² Boletín técnico Gamma- Corona. Guía para la limpieza de aisladores según Norma IEEE STD 957-1995. Sabaneta, Colombia. 2007

³³ Ministerio de Minas y Energía. Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas - RETIE, Resolución No. 9 0795 de julio 25 de 2014, pág. 72. Reglamento. Ministerio de minas y energía. República de Colombia

Las pruebas que deben realizarse como parte de inspección son:

- a. Realizar ensayos de equipotencialidad.
- b. Medir resistencia de puesta a tierra. Los resultados deben quedar consignados en los reportes de inspección.
- c. Medir corrientes espurias (son aquellas que circulan en el terreno y en las puestas a tierra por algún defecto) o de modo común.³⁴

Se debe llevar un registro fotográfico de la inspección y pruebas realizadas a las puestas a tierra de la subestación, solo para los equipos consignados. En este registro se debe documentar y evidenciar las condiciones generales y estado de los conductores del sistema, el nivel de corrosión, valores de resistencia, inconsistencias con respecto a los requisitos del RETIE y todas las pruebas, correcciones y mejoras propuestas para el SPT.

En el caso de subestaciones tipo patio se debe instalar una placa de cobre por bahía como referencia para la conexión de las tierras portátiles.

3.5.3. RETIE. Para ser consecuente con la finalidad de este proyecto y las exigencias del RETIE, en cuanto al mantenimiento de los equipos críticos de una subestación se refiere, se hace necesaria la inspección de ciertos aspectos y proceder a exigirlos a la EBSA en el caso de que se incumplan, también se debe llevar seguimiento a los mismos. En el RETIE capítulo 6 (requisitos para el proceso de transformación) se especifica para una subestación lo siguiente:

- Toda subestación debe contar con un diseño eléctrico.
- Con el fin garantizar la seguridad tanto del personal que trabaja en las subestaciones como del público en general, se deben cumplir los requisitos de puesta a tierra exigidos en el RETIE.
- Los encerramientos utilizados en las subestaciones para alojar en su interior los equipos de corte y seccionamiento deben ser metálicos y los límites de dichos encerramientos no deben incluir las paredes del cuarto dedicado la subestación. Las ventanas de inspección deben garantizar el mismo grado de protección del encerramiento (IP) y el mismo nivel de aislamiento.
- Las cubiertas, puertas o distancias de aislamiento, no deben permitir el acceso de personal no calificado, a barrajes o elementos energizados.
- En el caso que los elementos energizados sean removibles se debe garantizar que no se puedan retirar mientras el sistema opere en condiciones normales, para lo cual deben implementarse sistemas de cerraduras o enclavamientos. Si los elementos energizados son fijos, debe asegurarse que no se puedan retirar sin la ayuda de herramientas manejadas por profesionales competentes que conozcan el funcionamiento de las subestaciones.

³⁴ Op Cit Ministerio de Minas y Energía. Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas - RETIE

- Los enclavamientos entre los diferentes elementos de corte y seccionamiento en una subestación son indispensables por razones de seguridad de las personas y conveniencia operativa de la instalación para no permitir que se realicen maniobras indebidas.
- Para el caso de equipos del tipo extraíble, los enclavamientos deben asegurar que las siguientes operaciones no sean posibles de realizar:
 - Extracción del interruptor de protección a menos que esté en posición abierto.
 - Operación del interruptor, a menos que éste se encuentre en servicio, desconectado, extraído o puesto a tierra.
 - Cerrar el interruptor, a menos que esté conectado al circuito auxiliar o diseñado papara abrir automáticamente sin el uso de un circuito auxiliar.
- Para el caso de equipos fijos estos deben poseer los enclavamientos necesarios papara evitar maniobras erróneas.
- Todas las partes metálicas puestas a tierra y que no pertenezcan a los circuitos principales o auxiliares, deben ser conectadas al conductor de tierra directamente o o a través de la estructura metálica.
- Con el fin de realizar las labores de mantenimiento en las subestaciones con seguridad para el personal encargado, es imprescindible que el sistema permita poner a tierra las partes energizables.
- La posición de los elementos que realicen la puesta a tierra de la celda deben estar claramente identificados a través de un elemento que indique visualmente la maniobra de puesta a tierra de equipo.
- Para evitar los peligros de propagación de un incendio ocasionado por derrame del aceite, se debe construir un foso o sumidero en el que se agregarán varias capas de gravilla que sirvan como filtro y absorbente para ahogar la combustión.
- Toda subestación debe contar con las protecciones de sobrecorriente.³⁵

3.5.4. Sistema de protección. El sistema de protección es el conjunto de equipos necesarios para la detección y eliminación de cualquier tipo de faltas mediante el disparo selectivo de los interruptores que permiten aislar la parte del circuito de la red eléctrica donde se haya producido la falta.

El número y duración de las interrupciones en el suministro de energía eléctrica junto con el mantenimiento de la tensión y frecuencia dentro de unos límites es lo que determina la calidad del servicio. Por lo tanto, la calidad del servicio en el suministro y gran parte de la seguridad de todo el sistema dependen del sistema de protección.

Estos sistemas de protección se instalan en todos los elementos que componen el sistema eléctrico provocando la excitación y/o alarma de un dispositivo de apertura

³⁵ Op Cit RETIE. Pág. 149-150

cuando detectan una perturbación, por ejemplo, la bobina de disparo de un interruptor.

Protección de sobreintensidad. La protección de sobrecorriente se basa en la medida de las intensidades de fases y neutro en una posición del sistema eléctrico, evitando que se alcancen valores que puedan dañar los equipos instalados. Controla la intensidad de paso por el equipo protegido y cuando el valor es superior al ajustado en el relé, se produce el disparo del interruptor, activación de una alarma óptica o acústica, etc.

Protección direccional. La protección de sobreintensidad puede ser usada para medir no solamente la magnitud de la intensidad sino también su sentido; es decir, el sentido del flujo de la potencia entregada, para lo cual se toma como referencia la tensión del sistema, conformando una protección de sobreintensidad direccional. Esta protección tiene diversas aplicaciones como protección principal de líneas aéreas y cables, de transformadores de distribución, motores entre otras muchas. También es usada como protección de respaldo para transformadores de potencia y generadores grandes y como protección de emergencia para protecciones de distancia y diferenciales de línea.

Protección diferencial. El principio de funcionamiento de todas las protecciones diferenciales se basa en la comparación entre la intensidad de entrada y la de salida, en una zona comprendida entre dos transformadores de medida de intensidad, de tal forma que, si la intensidad que entra en la zona protegida no es la misma que la que sale significará que existe una fuga de corriente y por tanto algún defecto, por consiguiente, circulará una determinada intensidad por el relé provocando el disparo del mismo. Por el contrario, cuando la corriente que entra es igual a la que sale, no circulará corriente por el relé y por tanto este no actuará. Las protecciones diferenciales se utilizan en subestaciones eléctricas de alta tensión para la protección de barras, transformadores y autotransformadores.

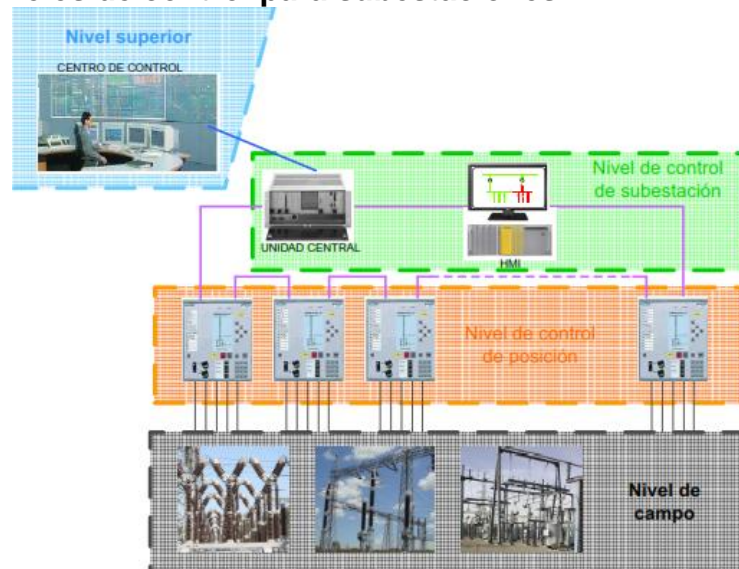
Relé de bloqueo. Es el que opera en respuesta a la posición de un número de condiciones determinadas, en un equipo para permitir que continúe su operación, para que se pare o para proporcionar una prueba de la posición de estos dispositivos o de estas condiciones para cualquier fin.

3.5.5. Sistemas de control. El sistema de control ofrece la posibilidad de maniobrar los equipos y aparatos de la subestación, para esto debe saber en todo momento cómo está cada uno de los equipos (abierto o cerrado) y además debe ser informado antes de que cualquier dispositivo eléctrico sea maniobrado. Al diseñarlo los principales objetivos son la confianza, seguridad y reducción de costes.³⁶

³⁶ BARRANTES PINELA, Lucía Saray Diseño del Sistema de Protección y Control de Subestaciones Eléctricas. Leganés, 2011, p123. Proyecto fin de carrera. Universidad Carlos III de Madrid. Departamento de Ingeniería Eléctrica

Para la operación coordinada de los diferentes niveles de control se emplea redes y medios de comunicación. Por lo general, desde el punto de vista de control una subestación eléctrica está dividida en cuatro niveles, en función de las necesidades de operación particulares. Figura 23.

Figura 23. Niveles de control para subestaciones.



Fuente: BARRANTES PINELA, Lucía Saray, 2011.

Un resumen de la simbología según la norma ANSI para los relés mencionados en este proyecto se muestra en la tabla 2.

Tabla 2. Descripción y simbología de los relés más comunes en el campo de subestaciones.

DESCRIPCIÓN	ANSI	DESCRIPCIÓN	ANSI
Relé de distancia	(21)	Relé de máxima tensión	(59)
Relé de temperatura	(23)	Relé de presión del gas (Buchholz)	(63)
Relé de sincronismo	(25)	Relé de sobrecorriente direccional	(67)
Relé de temperatura máxima	(26)	Relé de sobrecorriente direccional de falla a tierra	(67N)
Relé de mínima tensión	(27)	Relé de supervisión de disparo	(69)
Relé de imagen térmica (T devanados)	(49)	Relé nivel de aceite	(71)
Relé sobrecorriente, instantáneo	(50)	Relé de recierre	(79)
Relé sobrecorriente de falla a tierra, instantáneo	(50G)	Relé de bloqueo	(86)
Relé sobrecorriente, temporizado	(51)	Relé protección diferencial	(87)
Relé sobrecorriente de falla a tierra, temporizado	(51G)	Relé protección diferencial barras	(87B)
Relé sobrecorriente de neutro, temporizado	(51N)	Relé protección diferencial trafo	(87T)

Fuente: El Autor.

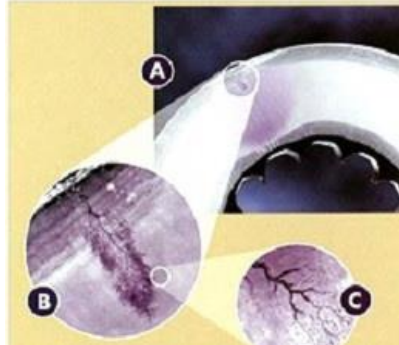
3.5.6. Pruebas. Las subestaciones eléctricas dada su importancia deben contar con sistemas de control y protección que garanticen la disipación oportuna de fallas. Para esto se utilizan relés, estos operan mandando una señal de alarma o de disparo cuando se supera el valor normal de funcionamiento para los cuales están diseñados. Si la falla no es despejada o controlada a tiempo, esta puede incurrir en graves accidentes o daños irreparables a los equipos. Por esta razón es de gran importancia inspeccionar las protecciones del sistema eléctrico dentro del programa de mantenimiento y de esta forma verificar mediante pruebas eléctricas y mecánicas el correcto funcionamiento de las mismas.

3.5.7. Actividades adicionales. Debido al corto tiempo de mantenimiento y dependiente también de las condiciones ambientales, hay actividades que no se alcanzan a realizar, siempre se trata de cumplir con las más importantes como lo son las pruebas, que son las que garantizan el correcto funcionamiento de los equipos de protección y control del transformador. Por esta razón, actividades como lo son la pintada de los equipos que por causas de corrosión se desgastan, conllevan mucho tiempo realizarlas y se hace necesario aplazarlas. Estas actividades no se contemplan en el contrato con la EBSA pero ATI hace lo posible para ejecutarlas, ya que hacen que los trabajos luzcan mejor estéticamente, y de esta forma hacer que el cliente se sienta a gusto con el mantenimiento.

Se ha encontrado deficiencia en el sistema de calefacción de las celdas y tableros. Las resistencias que hacen parte de este sistema, puede fallar frecuentemente si no hay un sensor de temperatura que las controle y que esté programado correctamente. Con base en esta información se ha empezado a instalar una resistencia adicional en celdas y gabinetes de control de las principales subestaciones como una de las actividades adicionales. Para hacer mantenimiento a las bahías de 220 kV y 115 kV se hace necesario instalar tierras portátiles como medida de seguridad. Esta no cuenta con su propio sistema de tierras, por esta razón se hace necesaria la instalación de una placa de cobre por bahía en la estructura más conveniente y de fácil acceso.

Treeing electrochemical. Otra de las actividades adicionales es revisar los conductores de media y alta tensión, sobre todo los que van subterráneos en cárcamos, siendo la mayoría de tipo XLPE. La presencia de humedad junto con los esfuerzos eléctricos a los cuales está sometido el material aislante, generan algo llamado “treeing electrochemical” o bien, arborizado electroquímico, figura 24, el cual produce que el aislante se cristalice y que aparezcan pequeñas fisuras parecido a las ramas de un árbol.

Figura 24. Microfotografía del arborizado electroquímico en el aislamiento de polietileno



Fuente: Tapan A. J., Saha T. K. (2010) Diagnosing water tree degraded XLPE cables using Frequency Domain Spectroscopy³⁷

Los cables de alimentación pueden estar expuestos a altas corrientes y tensiones, que son partes críticas de la infraestructura de transmisión. Por lo tanto, se espera su alta resistencia frente a posibles fallos. Los daños de aislamiento pueden conducir a un fallo del equipo. Figura 25.

Figura 25. Daños de aislamiento XLPE debido al envejecimiento, cristalización de cable XLPE, subestación termopaipa.



Fuente: El Autor

En la mayoría de los casos los fallos en el aislamiento están relacionados con la degradación integral del aislamiento como la descarga ramificada de agua en los cables XLPE. También se sabe, que los fallos de aislamiento pueden ser causados por la menor resistencia dieléctrica debido a procesos de envejecimiento o por defectos internos en el sistema de aislamiento.³⁸

³⁷ TAPAN A. J., SAHA T. K. (2010) Diagnosing water tree degraded XLPE cables using Frequency Domain Spectroscopy

³⁸ MARTIN GERMAN-SOBEK, ROMAN CIMBALA, JOZEF KIRÁLY. Influence of Ageing and Water Treeing to Degradation of XLPE Insulation. Universidad Técnica de Kosice. Eslovenia. Facultad de Ingeniería Eléctrica e Informática. 2013 - Base de datos, UPTC

Intrusos. Una de las causas más frecuentes de fallas en subestaciones son los animales, dado que los equipos se encuentran al aire libre y estos tienen total acceso a ellos. Un ejemplo son las aves, ya que crean nidos en las estructuras y equipos. El material con el cual construyen sus nidos puede causar fallas y los excrementos pueden contaminar los aisladores. Al mismo tiempo las aves que anidad atraen a depredadores como serpientes o gatos, y estos animales pueden ser un problema de fiabilidad peor aún que las mismas aves. Por otra parte, los roedores hacen sus guaridas en los cárcamos y en ocasiones muerden los conductores generando múltiples fallas. ATI en sus labores de inspección y mantenimiento debe cerciorarse de la ausencia de animales y de sellar las posibles entradas de estos a las celdas, gabinetes, cajas de control o tableros de la subestación. Este procedimiento se hace en la mayoría de los casos con plastilina industrial o espuma de poliuretano como se muestra en la Figura 26.

Figura 26. Sellamiento con espuma industrial de poliuretano. Entrada de cables XLPE al transformador. Subestación San Antonio



Fuente: El Autor

3.5.8. Subestaciones tipo patio. La subestación eléctrica de Paipa es la más importante en Boyacá, ya que es un nodo en el sistema de interconexión nacional y además de estar vinculada a cuatro unidades termoeléctricas de generación se encarga de distribuir energía a las principales ciudades de Boyacá. Es la única a nivel regional que cuenta con tres autotransformadores, encargados de regular la tensión en el anillo de 220 kV y de alimentar la subestación cuando las Hidroeléctricas del país están disponibles, las cuales brindan la energía necesaria al sistema eléctrico colombiano y por lo tanto las termoeléctricas deben suspender la generación, en caso contrario esta subestación aporta energía eléctrica al SIN gracias al funcionamiento de las unidades térmicas de Paipa.

Los equipos de alta tensión que hay en Boyacá se encuentran de tipo patio, es decir, a la intemperie, con sus respectivos sistemas de medición y control en celdas instaladas en una sala de control. Las actividades de mantenimiento ya sean para

equipos de 220 kV o de 115 kV (niveles de tensión manejados en Boyacá) son similares, las únicas diferencias son el tamaño de los equipos, que influye en la altura para realizar trabajos y la diferencia en el nivel de tensión, que a pesar de que se toman las medidas necesarias y las distancias de seguridad son las que se exigen en el RETIE, en cuanto a 220 kV la inducción generada en las líneas es muy grande y dificulta las tareas de mantenimiento. En la figura 27 se puede observar un mantenimiento realizado a un interruptor de 220 kV, el cual se encuentra desenergizado y debidamente aterrizado en sus extremos, pero a pesar de esto, sigue presentándose una pequeña corriente que es inducida por las líneas de la parte superior que se encuentran con carga y a 3 metros de distancia.

Figura 27. Mantenimiento realizado a un interruptor de 220 kV. Subestación Termopaipa.



Fuente: El Autor

4. PLAN DE MANTENIMIENTO PARA SUBESTACIONES TIPO PATIO

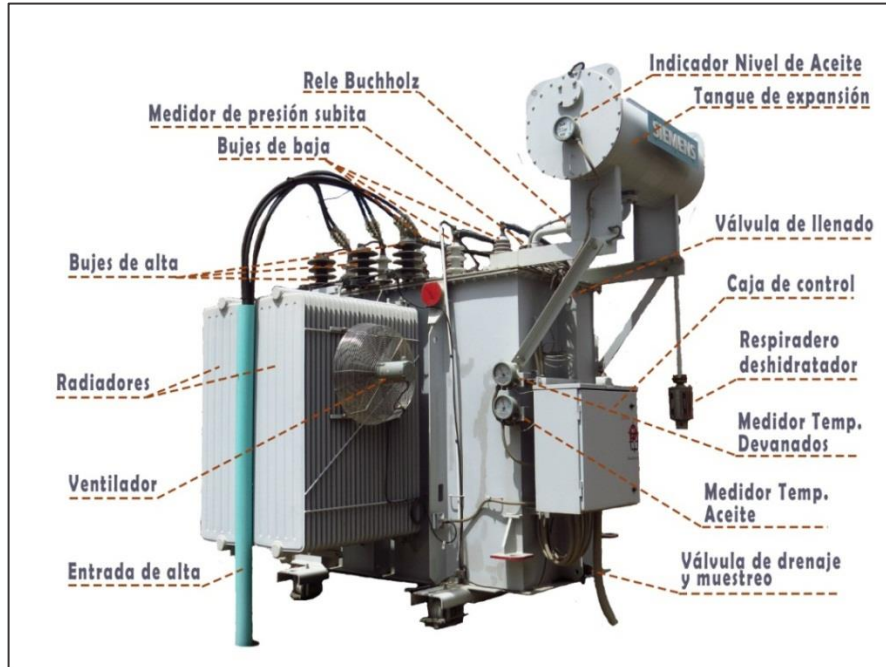
4.1. Transformador de potencia. El transformador de potencia es el corazón de una subestación, por lo tanto, el equipos más importante y costoso. Las inspecciones y mantenimientos deben ser eficientes al igual que periódicos, al menos una vez al año. Para hacer mantenimiento a un transformador de transmisión, solo es necesaria la gestión con el CND para suplir las necesidades de carga con el sistema. En el caso de una subestación de distribución, si se corta el suministro de energía eléctrica al transformador que se va a intervenir, los barrajes de las celdas de 34,5 kV y/o 13,8 kV quedan sin tensión, es decir que sale de servicio toda la subestación, pero para hacer esto, la EBSA debe hacer maniobras previas en las redes de media tensión para no afectar la continuidad del servicio al hacer mantenimiento.

Clasificación del enfriamiento de un transformador

- ONAN (Oil Natural Air Natural) Aceite y aire no forzados: este tipo de refrigeración se basa en la circulación natural del aceite y del aire en los radiadores.
- ONAF (Oil Natural Air Forced) Aceite no forzado y aire forzado: Este tipo de refrigeración se da mediante la circulación natural del aceite y circulación forzada de aire a través los radiadores.
- OFAF (Oil Forced Air Forced) Aceite y aire forzados: Por encima de 400 MVA, es necesario utilizar bombas para hacer circular el aceite refrigerante. Este tipo de refrigeración se da mediante la circulación forzada del aceite (bombas de aceite hacia los radiadores) y circulación forzada de aire a través de los radiadores.
- ODAF (Oil Forced Water Forced) Aceite y agua forzados: En transformadores con potencias nominales superiores a 800 MVA, hacer circular el aceite deja de ser suficiente, por lo tanto, un “chorro” de aceite refrigerante es dirigido a los canales de aceite en los devanados de los transformadores.

Todos los transformadores de alta tensión y media tensión con los que cuenta la EBSA en el STR tienen refrigeración de tipo ONAN/ONAF ya que el arranque automático de los ventiladores en el Sistema de Enfriamiento combinado utilizado generalmente en transformadores de media y altas potencias, sirve para mantener la temperatura en los rangos normales de operación. El diferencial de temperaturas para el arranque y parada de los ventiladores (establecido por el fabricante) puede verse afectado por factores como la carga del transformador, temperatura ambiente, constantes térmicas del transformador, entre otros, y que pueden generar arranques y paradas excesivas de los mismos. (Figura 28)

Figura 28. Partes de un Transformador de potencia. Subestación Iraka



Fuente: El Autor

Inspección. Es importante la inspección visual del estado físico del transformador ya que se encuentra a la intemperie y expuesto a corrosión, por esta razón se debe revisar e informar el estado físico del transformador. Hay subestaciones donde la contaminación y humedad es excesiva lo que genera oxidación y un deterioro en la pintura. Con la inspección física también se busca detectar en los aisladores, rajaduras o bordes desportilladas, al igual que contactos sueltos y fallas en el funcionamiento de los ventiladores y de los radiadores. Un técnico debe cerciorarse de que todos los contactos y uniones no se encuentren sueltos ni con ningún rastro de corrosión, al igual que en las bridas de los aisladores y en las piezas metálicas exteriores. Si se presentan inconformidades con lo anterior, estas se deben solucionar en lo posible en las tareas de mantenimiento.

Fugas de aceite. Por lo general se encuentran fugas de aceite en la cuba del transformador (Figura 29), que se detectan debido a las manchas que éste deja sobre la gravilla o en la superficie, un desajuste o fisura en los bujes generalmente las causa o porque los tornillos que ajustan las uniones del flujo de aceite hacia los radiadores se aflojan. Estas fugas se deben solucionar antes de la limpieza y revisar periódicamente para saber si la falla se ha solucionado o si se deben adoptar otras medidas.

Figura 29. Fuga de aceite en un Transformador de potencia. Subestación Iraka.



Fuente: El Autor

Medidores e indicadores. El transformador cuenta con medidores e indicadores los cuales se deben revisar periódicamente para verificar su correcto funcionamiento, los que se pueden encontrar son:

- Medidor temperatura de aceite.
- Medidor de la temperatura de los devanados.
- Indicador de nivel de aceite.
- Indicador del relevador de Buchholz
- Indicador válvula de sobrepresión

En la mayoría de los casos, los medidores e indicadores muestran los estados críticos y los estados aceptables, si en el momento de hacer la inspección, la información no corresponde con los valores recomendados de funcionamiento, se debe reportar inmediatamente a la persona a cargo de la cuadrilla o al interventor de mantenimiento.

Nivel de aceite del tanque de expansión. El nivel de aceite del tanque de expansión comúnmente se encuentra en un nivel medio (la mayoría de transformadores traen marcado este nivel en 25°C) (figura 30). Si este se encuentra por debajo, se debe nivelar a ese valor, y si se encuentra muy por encima, se debe retirar el exceso de aceite.

Figura 30. Medidor de aceite, tanque de expansión transformador de potencia. Subestación Chiquinquirá



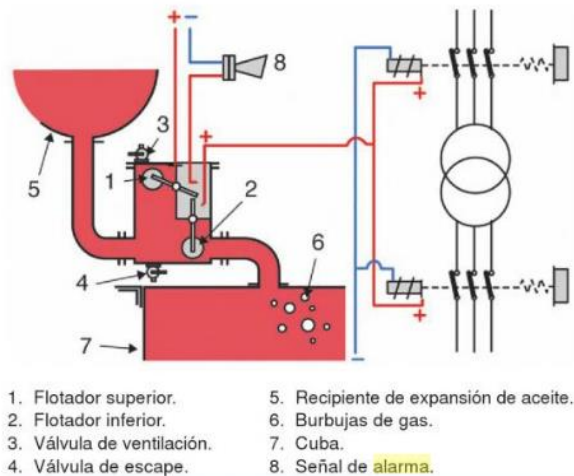
Fuente: El Autor

Relé de Buchholz. Cuando ocurren pequeñas sobrecargas en el devanado del transformador, se genera descomposición química del aceite y se produce un gas que hace que el nivel de aceite baje debido a que se acumula en la parte de arriba de la cuba, la cual está conectada al relé de buchholz, que cuenta con un indicador para observar la concentración del gas y que en caso de ser muy alto este valor dispara una señal de alarma. Cuando la concentración de gas es excesivamente alta o el nivel de aceite es muy bajo, el relé dispara el interruptor asociado al transformador. Para evitar esta falla, se debe revisar el relé cada vez que se intervenga el transformador e informar anomalías. (Figura 31).

El relé de buchholz es considerado como la protección más importante en transformadores de potencia, detecta cualquier avería interior del transformador en la que se vea afectado el bobinado (devanado), también detecta descenso en el nivel de aceite, fugas y bolsas de aire, entre otros.³⁹

³⁹ TRASHORRAS MONTECELOS. Jesús Subestaciones Eléctricas, Primera edición 2015, editorial Ediciones Paraninfo SA. España

Figura 31. Partes que componen el relé de buchholz. Fuente: Subestaciones Eléctricas.



Fuente: Trashorras Montecelos, 2015

Válvula liberadora de presión. Este dispositivo tiene como función aliviar cualquier sobrepresión que se presente dentro del transformador, para evitar daños o deformaciones permanentes en sus componentes. Juega un papel muy importante en la protección de los transformadores y dispositivos a presión que requieren de este tipo de protección ya que estos son llenados con líquido aislante y refrigerante y al ocurrir una falla o corto circuito, el arco eléctrico vaporiza instantáneamente el líquido, produciendo una súbita sobrepresión.

Respiradero deshidratador. Chequear el grado de humedad de la sílica gel. Cuando dos terceras partes (2/3) o aproximadamente un 70% de la cantidad total de sílica se encuentra de color rosado, debe reportarse al personal correspondiente para su reposición. El respiradero está provisto con un sellamiento líquido en la trampa de aire, que debe estar lleno con aceite dieléctrico hasta la marca indicada sobre su pared. El aceite debe estar claro, si se encuentra oscuro y de mal aspecto, debe informarse al personal correspondiente para su reposición.⁴⁰

Limpieza. La limpieza al transformador de potencia se hace superficialmente, con hidrolavadora, jabón industrial, escobas, esponjas de metal y trapos, enfocándose en los puntos de unión, de conexión y el aislamiento. Por lo general se encuentran manchas generadas por fugas de aceite, las cuales primero se lavan y luego se procede a solucionar la falla. La duración de esta tarea depende de las condiciones ambientales en las que se encuentre el transformador y el tamaño, que como se había mencionado antes, es directamente proporcional al nivel de tensión. Algunos transformadores cuentan con gabinetes sellado para la salida de los cables de

⁴⁰ Op Cit. TORRES 2011.

media tensión que se llevan por los cárcamos a las celdas de distribución, a este también se le debe hacer limpieza. Figura 32.

Figura 32. Limpieza al gabinete de 34,5 kV de un transformador tridevanado. Subestación Termopaipa



Fuente: El Autor

A la caja de control del transformador se le hace limpieza interna, pero con un trapo poco húmedo debido a que aquí se encuentran las conexiones de control y protección del transformador y esta no puede quedar con humedad. Esta limpieza se hace cuidadosamente sobre los bornes, breakers y la caja en general. (Figura 33).

Figura 33. Limpieza general al transformador tridevanado. Subestación Termopaipa



Fuente: El Autor

Tareas de mantenimiento

Apriete de tornillería. Debido a las vibraciones a las que están sometidos los transformadores se puede presentar un desajuste en el par de apriete, por lo cual se hace necesario ajustar nuevamente la tornillería en las partes donde se presentan fugas de aceite y en los conectores, luego se emplea un desengrasante para retirar el exceso de grasa. “Los tornillos de los radiadores y de la tapa de la cuba se deben ajustar a 90-95 Nm.”⁴¹

Relé de buchholz. Este cuenta con una pequeña válvula para liberar el gas que se encuentra acumulado en el transformador. Cada vez que haya mantenimiento se debe abrir, así este no muestre concentración de gas y cerrarla nuevamente. Anteriormente para saber si había concentración de gas, se ponía un mechero en la salida de la válvula y se abría, el tiempo de la llama generada determinaba la cantidad de gas acumulado.

Radiadores. Los intercambiadores de calor de un transformador también llamados radiadores, expulsan al ambiente el calor excesivo que tiene el aceite dieléctrico que llena internamente el transformador. Este calor se genera producto de las pérdidas en los bobinados, pasando directamente al aceite. Dada la importancia de los radiadores se hace necesario revisar las válvulas de las bombas que regulan el flujo de aceite hacia los mismos, estas deben estar completamente abiertas, de lo contrario se recargaría el trabajo de intercambio de calor a los otros radiadores. Los ventiladores hacen parte de este sistema de refrigeración, por lo tanto, deben funcionar correctamente. Otra de las tareas de mantenimiento que se deben hacer a los radiadores es apretar toda la tornillería y verificar el empaque que tienen las uniones, para garantizar la ausencia de fugas de aceite.

Caja de control. Después de la revisión y limpieza, se procede a apretar bornes de conexión, de esta forma se garantiza que no hallan cables sueltos. La resistencia calefactora debe estar funcionando correctamente para evitar la humedad en la caja de control del transformador. Es importante revisar el mando de los ventiladores, estos deben operar de forma correcta. Cualquier falla o irregularidad se debe reportar a la persona a cargo y en lo posible ser solucionada en el tiempo dado para mantenimiento. (Figura 34).

⁴¹ Electrificadora de Santander S.A. E.S.P. ESSA. Manual de Mantenimiento de Subestaciones. Santander. 2010. Pág. 47. ESSA

Figura 34. Limpieza a la caja de control del transformador. Subestación Iraka



Fuente: El Autor

Cambio de sílica gel. Durante la inspección se determina la relevancia de cambiar la sílica gel, aunque esta tarea se puede realizar con el transformador energizado, se recomienda incluirla en las labores de mantenimiento. Siempre se procura utilizar sílica gel de color azul, debido a que a medida que se desgasta pasa a ser de color naranja y es fácilmente observable. El proceso para cambiar la sílica es bastante sencillo, consiste en desmontar cuidadosamente el contenedor mostrado en la figura 35, sacar la sílica vieja, cambiar el aceite, echar la sílica nueva y proceder a montar el sistema de nuevo en el transformador y con sus tornillos bien asegurados. Es importante evitar el contacto con la sílica de color azul o usar tapabocas y guantes para manipularlo, ya que contiene un porcentaje de 0.08% de cloruro de cobalto el cual es considerado como cancerígeno mediante inhalación. Si el aceite contenido en el deshidratador esta oscuro o contaminado, es necesario el cambio, desechándolo en sitios adecuados y llenándolo hasta el nivel especificado en la cubierta. (Figura 35)

Figura 35. Mantenimiento al respiradero deshidratador. Cambio de sílica gel. Desgastada (izquierda), nueva (derecha). Subestación San Antonio



Fuente: El Autor

Cuando la sílica gel se desgasta, esta se puede reciclar, pero es necesario calentarla a una temperatura igual o mayor a 120 °C durante 2 o 4 horas. Después de esto, volverá a tomar su color original.

Pruebas mecánicas. Las protecciones mecánicas de un transformador sumergido en aceite son las siguientes: Relé de buchholz, Temperatura de aceite, Imagen térmica (Temperatura de devanados), Nivel de aceite, Liberador de presión, Presión súbita.

Relé de buchholz. La prueba al relé de buchholz consiste en variar manualmente un indicador de nivel con el que cuenta el dispositivo hasta llevarlo a valores no deseados para que éste mande una orden de alarma y luego cuando se llegue a un valor crítico ordene el disparo a los interruptores asociados al transformador. En el caso de que los interruptores no abran se debe revisar el plano y compararlo con el cableado para que todo esté conectado correctamente. Si la falla persiste se debe revisar el funcionamiento del relé.

Temperatura de aceite. El termómetro mide directamente la temperatura en la capa superior del aceite del transformador de potencia. La aguja indicadora en su marcha ascendente provoca el cierre de contactos, que opera el funcionamiento de ventiladores y/o dispositivos de alarma de alta temperatura.⁴² Para hacer pruebas el relé, este cuenta con una bornera con cuatro contactos dentro del indicador que se puede cortocircuitar para simular el estado de alarma o el de disparo.

⁴² JESÚS TRASHORRAS MONTECELOS. Subestaciones Eléctricas, Primera edición (2015), editorial Ediciones Paraninfo SA. España

Imagen térmica. El relé de imagen térmica es un relé térmico con microinterruptores para mandar señales de alarma de disparo, para la desconexión de carga o para arrancar ventiladores. Este indica la temperatura real del cobre en la parte superior del devanado y no la diferencia de temperaturas respecto al aceite.⁴¹ las pruebas a este relé se efectúan de forma similar a las del relé de temperatura de aceite. (Figura 36)

Figura 36. Indicadores de temperatura de aceite y de temperatura de devanados. Transformador tridevanado. Subestación Termopaipa



Fuente: El Autor

Nivel de aceite. Su función es indicar y controlar el nivel de aceite dentro del tanque de expansión del transformador. Cuenta con un indicador el cual debe mantener su medida en el rango indicado en la figura 37. Cuando se incrementa la temperatura del aceite, este tiende a expandirse y por lo tanto sube el nivel de aceite, solo en caso de fugas el nivel de aceite baja. Para cualquiera de las dos situaciones críticas del nivel de aceite, no se produce disparo de los interruptores asociados, pero si una alarma, la cual debe ser atendida inmediatamente y diagnosticar la falla para ser solucionada lo antes posible.

Figura 37. Indicadores de nivel de aceite. Transformador tridevanado. Subestación Chiquinquirá.



Fuente: El Autor

Liberador de presión. El dispositivo contra sobrepresiones es un equipo de protección que permite verificar la presión interna del tanque del transformador, es decir, este dispositivo sirve para aliviar la presión interna del tanque cuando esta excede un valor predeterminado. Este dispositivo cuenta con un pequeño switch o una palanca en su superficie que al accionarla genera la alarma y el disparo de los interruptores asociados al transformador. Se encuentra normalmente en transformadores de tipo sellado. (Figura 38)

Figura 38. Dispositivo contra sobrepresiones.



Fuente: ⁴³

⁴³ TRASHORRAS MONTECELOS. Jesús Subestaciones Eléctricas, Primera edición (2015), editorial Ediciones Paraninfo SA. España

Presión súbita. Para el sistema de cambia tomas existe también una protección contra sobrepresiones llamada presión súbita o buchholz-Jansen. Este detecta falos producidos por el selector en carga del cambiador de tomas en carga, como contactos deficientes rotura de resistencias de conmutación y conmutaciones incompletas entre otros, que provocan arcos eléctricos, generando un brusco desprendimiento de gas y desplazamiento del aceite que es detectado por el relé, provocando el disparo definitivo.

Pruebas eléctricas. Debido a que ATI no cuenta con los equipos necesarios para realizar las pruebas eléctricas al transformador, se requiere la subcontratación de algunas de ellas, las otras son realizadas por personal de la EBSA. Estas pruebas requieren el apoyo de la cuadrilla de ATI y se hacen después de haber realizado la limpieza y mantenimiento del mismo. Se deben coordinar las pruebas con todo el personal para tomar las medidas necesarias de seguridad. (Figura 39)

Las pruebas eléctricas realizadas son:

- Relación de transformación y polaridad.
- Resistencia de devanados.
- Resistencia de aislamiento.
- Corriente de excitación.
- Conexión a tierra del núcleo.
- Reactancia de fuga (corto circuito).
- Factor de potencia del aislamiento.
- Aislamiento del aceite dieléctrico.
- Respuesta del barrido de frecuencia.

Figura 39. Pruebas eléctricas realizadas por personal de la EBSA y EXPLORER. Transformador y bahía. Subestación Higuerras.



Fuente: El Autor

Protección diferencial. Protege al transformador de defectos internos, tales como cortocircuitos. La zona de protección es aquella que cubre entre la ubicación de los transformadores de corriente en alta y baja tensión del transformador de potencia. Se utiliza en transformadores de potencia de 10 MVA o más en los cuales la actuación del relé provoca el disparo definitivo.

Es un relé que opera cuando el vector de diferencia entre dos o más cantidades eléctricas similares excede de un valor predeterminado. Compara las corrientes de entrada y salida del elemento protegido. Los aspectos influyentes en la operación en la operación incorrecta del relé diferencial son:

- Niveles de tensión diferentes
- Desfasamiento de 30° entre las señales de entrada y salida
- Corriente inicial de magnetización
- La protección diferencial siempre se activa cuando detecta fallas dentro del sistema que está protegiendo.

Protección por sobrecorriente. Se instala en el conductor que une el neutro del bobinado conectado en estrella del transformador de potencia de tierra. Su actuación provoca el disparo definitivo midiendo la corriente residual directamente en el transformador de corriente. Para simular estas fallas se inyectan entre 5 y 20 A a los bornes del devanado secundario de protección, de esta forma se verifica la correcta actuación del relé de sobrecorriente y el disparo del interruptor asociado a la bahía del transformador.

4.2. Interruptor de potencia. Los interruptores son los elementos cuya función es desconectar los circuitos bajo condiciones de corriente nominal, vacío o cortocircuito, es decir, con condiciones normales o anormales. Su operación o ciclo de trabajo puede consistir de lo siguiente:

- Desconexión normal
- Interrupción de corriente de falla
- Cierre con corrientes de falla
- Interrupción de corrientes capacitivas
- Interrupción de pequeñas corrientes inductivas
- Fallas de línea corta (falla kilométrica)
- Oposición de fase durante las salidas del sistema
- Recierres automáticos rápidos.
- Cambios súbitos de corriente durante las operaciones de maniobra

La interrupción de la corriente se realiza en el transcurso de pocos milisegundos, pasando del estado conductor al estado aislante. Durante el movimiento de desconexión, se origina un arco eléctrico, que se apaga por un soplo de gas dentro de la cámara de corte. Se requiere que cualquier interruptor de potencia, sin tomar en cuenta su aplicación particular, efectúe dos operaciones fundamentales:

- Cerrado, debe ser un conductor ideal.
- Abierto, debe ser un aislador ideal.

Medio de extinción. El arco eléctrico es muy repentino y puede sonar casi “violento”, comienza con una intensidad total y termina casi inmediatamente. El arco se desarrolla en un camino de alta corriente hacia tierra y siempre es acompañado por un calor significativo, así mismo como el sonido. Para evitar que se produzca arco eléctrico al momento de abrir un interruptor de potencia que se encuentra bajo carga, se utilizan medios de extinción de arco como lo son:

- El aceite, en donde la energía se disipa rompiendo las moléculas de aceite.
- Soplo de aire, la energía del arco eléctrico se disipa inyectándole una fuerte presión de aire comprimido.
- SF₆ (hexafluoruro de azufre), este gas posee características dieléctricas muy altas, por lo tanto, la energía de arco se disipa en el gas. (es el medio de extinción más utilizado en las subestaciones de la EBSA)
- Vacío, utiliza como medio de extinción vacío, en el cual no se puede engendrar plasma debido a la ausencia de los átomos que se requieren para la ionización.

SF₆. El Hexafluoruro de Azufre o SF₆ es un gas artificial utilizado ampliamente en los equipos eléctricos de alta tensión. Es incoloro, inodoro, no combustible y químicamente muy estable por lo que a temperatura ambiente no reacciona con ninguna otra sustancia. El SF₆ es un excelente aislante eléctrico y puede apagar un arco eléctrico en forma efectiva. Tiene una capacidad de extinción de arco más de 100 veces mayor que la del aire.

El SF₆ en su forma pura no es tóxico ni tampoco peligroso al ser inhalado, sin embargo, dado que es casi seis veces más pesado que el aire, en ambientes cerrados y con poca ventilación desplaza al oxígeno existiendo en consecuencia riesgo de sofocación para las personas.

A presión atmosférica, el SF₆ tiene una rigidez dieléctrica 2,5 veces mejor que la del aire. Usualmente se utiliza a entre 3 y 5 veces la presión atmosférica y en cuyo caso la rigidez dieléctrica alcanza a ser hasta 10 veces de la del aire.⁴⁴

El SF₆ es muy utilizado en la industria en sistemas cerrados, pero se debe controlar la liberación de este gas al ambiente ya que el daño que ocasiona a la capa de ozono es muy grande, unas 20.000 veces más que el CO₂. Dada su gran densidad no asciende a las capas altas de la atmósfera. Pero, dado que es un gas con una alta vida útil (3200 años), su contribución al calentamiento global se considera alta.

⁴⁴ PRIXMA LTDA. Industria Metalmecánica, Eléctrica. 1pag. [En línea]. Citado el 10 de enero de 2015). Disponible en: <http://prixma.com.co/sabes-que-es-el-hexafluoruro-de-azufre-o-sf6/>

Tipo de mecanismo. El interruptor cuenta con un mecanismo para generar el cierre o la apertura del sistema eléctrico, ya sea la operación de cada polo independiente (mando monopolar) o de forma simultánea (mando tripolar). Ver figura 40 y figura 41. Los mecanismos más utilizados en subestaciones son:

- neumático: Se identifican visualmente por la presencia de un equipo compresor y un estanque acumulador de gran volumen.
- Hidráulicos: identificados por un grupo motobomba, mangueras de alta y baja presión, además de un acumulador de nitrógeno con forma de cilindro.
- De resorte: reconocibles por contener una caja metálica instalada a la base del interruptor, la cual carga el resorte por acción de un motor. Este sistema es el más utilizado en las subestaciones de la EBSA.

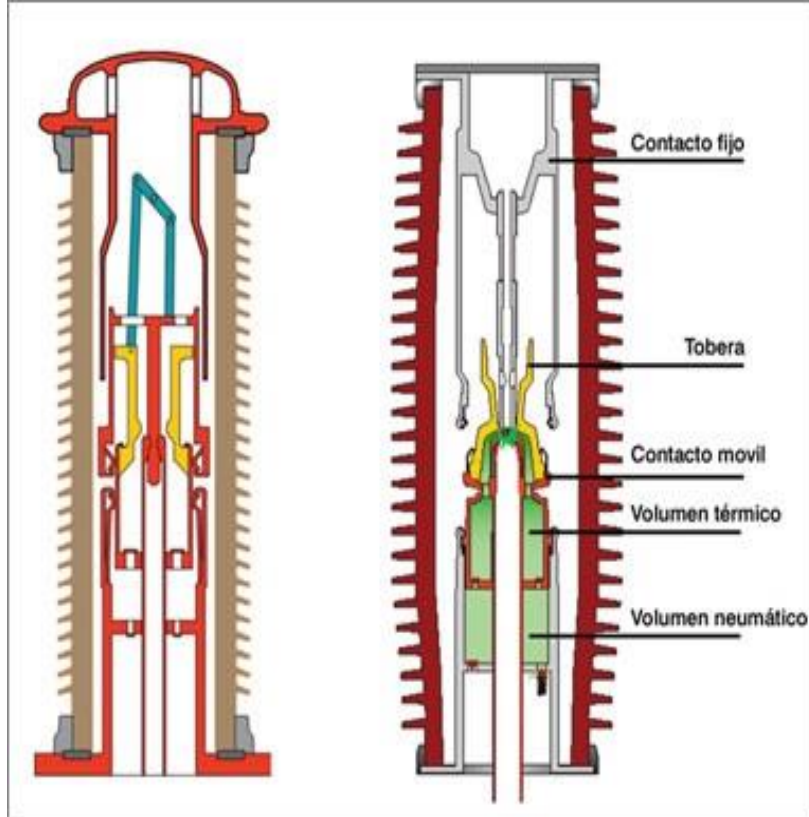
Figura 40. Interruptor de potencia para 115 kV con medio de extinción SF6 y mecanismo de resorte tripolar.



Interruptor marca Siemens (izquierda), Interruptor marca Alstom (derecha).
Subestación Termopaipa

Fuente: El Autor

Figura 41. Partes de un interruptor de potencia de SF₆ tradicional.

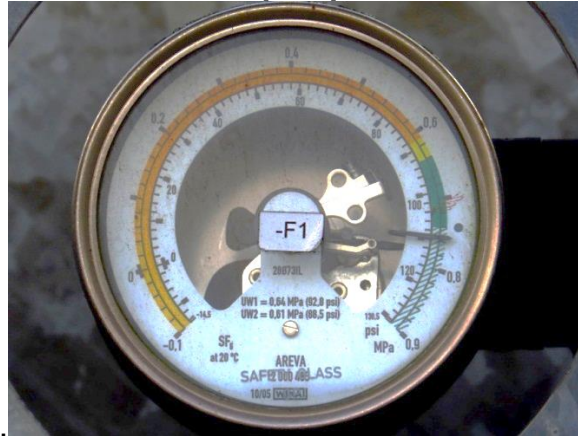


Fuente: <http://www.emb.cl/electroindustria/articulo.mvc?xid=1842>

Inspección. Es importante la inspección visual del estado físico del interruptor de potencia ya que se encuentra a la intemperie y expuesto a corrosión, por esta razón se debe revisar e informar cualquier anomalía. Hay subestaciones donde la contaminación y humedad es excesiva lo que genera oxidación y un deterioro en la pintura. Con la inspección física también se busca detectar en los aisladores, rajaduras o bordes desportilladas, al igual que contactos sueltos y conectores desgastados. Un técnico debe cerciorarse de que todos los contactos y uniones no se encuentren sueltos ni con ningún rastro de corrosión, al igual que en las bridas de los aisladores y en las piezas metálicas exteriores. Si se presentan inconformidades con lo anterior, estas se deben solucionar en lo posible en las tareas de mantenimiento.

En la inspección a un interruptor de potencia en SF₆ también se tiene en cuenta el nivel del gas que debe estar a un nivel óptimo, es decir, de 0,64 – 0,74 MPa o lo que es lo mismo 92,8 – 107 psi. En la figura 42 se puede apreciar un indicador de SF₆ el cual muestra un nivel del gas por encima del recomendado por el fabricante.

Figura 42. Indicador de nivel de SF6 en un interruptor de potencia marca Areva. Subestación Chiquinquirá



Fuente: El Autor

Limpieza. La limpieza al Interruptor de potencia se hace superficialmente, con hidrolavadora, jabón industrial, escobas, esponjas de metal y trapos, enfocándose en los puntos de unión, de conexión, el aislamiento y el gabinete de control. En ocasiones las aves hacen sus nidos en el bastidor o base del interruptor, los cuales se deben reubicar en sitios adecuados y luego limpiar la contaminación generada. (Figura 43)

Figura 43. Limpieza a interruptor de potencia. Subestación termopaipa



Fuente: El Autor

El gabinete de control también requiere de limpieza para la parte interna. Debido a que en el gabinete se encuentran borneras y cableado de control, la limpieza debe ser cuidadosa. Esta limpieza se hace con un trapo húmedo y una brocha para las partes menos accesibles, con el fin de remover todo el polvo y la contaminación posible.

Tareas de mantenimiento

Apriete de tornillería. Debido a las vibraciones a las que están sometidos los Interruptores de potencia se puede presentar un desajuste en el par de apriete, por lo cual se hace necesario ajustar nuevamente la tornillería en todas las uniones y en los conectores.

SF₆. Cuando el nivel de SF₆ es inferior al óptimo, se debe llenar la cámara de gas que contiene cada polo. Para este procedimiento es indispensable utilizar el equipo adecuado que consta de mangueras, acoples, regulador y manómetro como el mostrado en la figura 44. Este sistema es de fácil uso y tiene los acoples necesarios, en el cual se conecta un cilindro de SF₆ lleno, al punto de conexión del interruptor que por lo general se encuentra debajo del bastidor, luego de esto se abre gradualmente el regulador verificando el nivel de SF₆ en el interruptor. Es muy importante cerciorarse de que no hallan fugas y para esto se utiliza jabón disuelto en agua y se aplica a los puntos de conexión, si hay fugas, se generaran burbujas.

Figura 44. Sistema de llenado de SF₆. Acoples, mangueras, regulador y manómetro



Fuente: El Autor

Todas las subestaciones deben tener un cilindro de SF₆ lleno y disponible para cualquier emergencia. Hay interruptores con un solo punto de llenado para los tres polos, los cuales son los más comunes en las subestaciones de la EBSA. De no ser así, se debe llenar cada polo independientemente siguiendo el mismo

procedimiento hasta su valor óptimo. En caso de exceso de gas como el mostrado anteriormente en la figura 42, se debe tratar de no expulsarlo al ambiente, lo ideal es tener un cilindro vacío para almacenarlo y de esta forma hacer posible su futura aplicación. Dada la contaminación del gas SF₆, es muy importante tratar correctamente las fugas.

Caja de control. Después de la revisión y limpieza, se procede a apretar bornes de conexión, de esta forma se garantiza que no hallan cables sueltos. La resistencia calefactora debe estar funcionando correctamente para evitar la humedad en la caja de control del interruptor.

Verificar enclavamientos. En una subestación, los enclavamientos corresponden a las condiciones que se deben cumplir para la apertura o cierre de un interruptor o seccionador. Estas condiciones pueden ser propias del equipo, como por ejemplo presión de SF₆ adecuada, energía suficiente para la maniobra, etc., o pueden ser externas, las cuales se refieren principalmente a la posición de otros equipos en la misma subestación o al estado de los relés de protección.

Los principales enclavamientos que se deben verificar en una subestación son:

- Un seccionador nunca se debe maniobrar con carga.
- El interruptor nunca se puede cerrar eléctricamente desde patio, solo permite el cierre mecánico.
- Para maniobrar un seccionador, el interruptor o interruptores asociados, así como las cuchillas de puesta a tierra deben estar abiertos.
- Cuchillas de puesta a tierra sólo se maniobran cuando los seccionadores de línea asociados estén abiertos y cuando no exista tensión en la Línea.
- Los seccionadores de by-pass o paso directo se cierran con tensión cuando el interruptor que tienen en paralelo está cerrado, es decir, cuando hay la misma tensión entre sus terminales.
- Un seccionador de transferencia se puede cerrar con tensión cuando hay la misma tensión en sus dos terminales, es decir, cuando el interruptor de transferencia está cerrado. Adicionalmente, únicamente puede permanecer cerrado un sólo seccionador de transferencia, o sea una sola transferencia al tiempo.
- Los seccionadores de barras, en subestaciones de doble barra, se pueden operar con tensión cuando el interruptor de acople esté cerrado.
- Un interruptor para cerrar debe cumplir las condiciones de sincronismo entre los sistemas que cierra, debe tener los seccionadores asociados cerrados, no deben existir cuchillas de puesta a tierra cerradas y el equipo que se va a energizar debe estar dispuesto para ello.

- Las lógicas de enclavamientos son definidas de acuerdo con la configuración de la subestación, con la práctica de cada empresa y con lo que ésta considere como aspectos básicos de seguridad para operación de equipos.⁴⁵

Pruebas mecánicas. El interruptor cuenta con una protección que se encarga de generar una alarma cuando hay una fuga de SF₆. Esta alarma actúa cuando el nivel del gas esta entre 0,61 – 0,64 MPa o 88,5 – 92,8 psi, cuando se disminuye de este rango se dispara el relé de bloqueo haciendo que abra el interruptor hasta que el nivel de SF₆ sea el adecuado para luego reestablecer el relé y poder cerrar el interruptor. Para verificar el funcionamiento de esta protección, es necesario revisar los planos del interruptor y determinar los bornes de cableado para hacer un puente y de esta forma general el disparo.

Pruebas eléctricas. Debido a que ATI no cuenta con los equipos necesarios para realizar las pruebas eléctricas al interruptor, se requiere la subcontratación de algunas de ellas, las otras son realizadas por personal de la EBSA. Estas pruebas requieren el apoyo de la cuadrilla de ATI y se hacen después de haber realizado la limpieza y mantenimiento del mismo. Se deben coordinar las pruebas con todo el personal para tomar las medidas necesarias de seguridad.

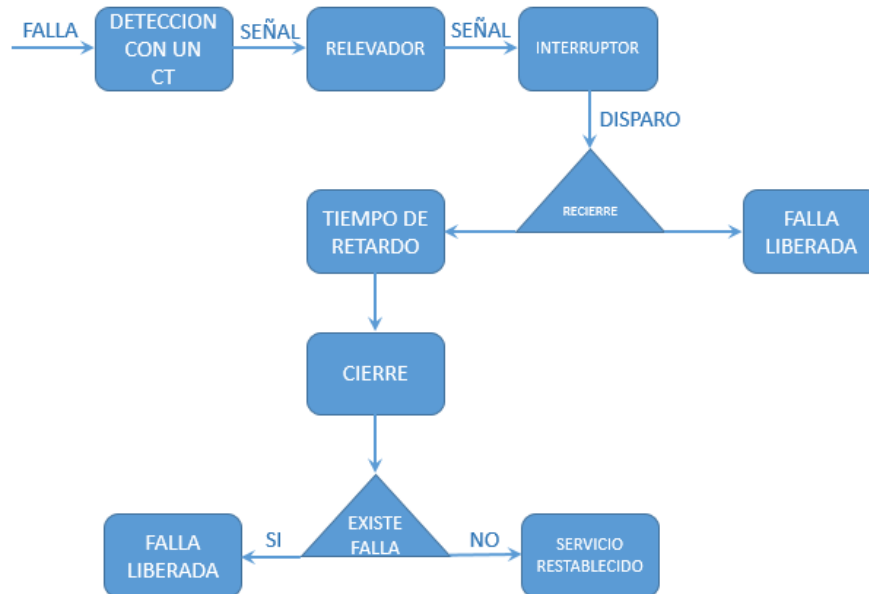
Las pruebas eléctricas realizadas son:

- Factor de potencia
- Pruebas dinámicas
- Resistencia de aislamientos
- Consumos accionamientos

Inyección de corriente. El elemento que acciona al interruptor, es decir, que le indica que existe una falla y que debe operar, es el relé cuya cantidad característica en este caso es la corriente. Este relé, si el sistema es de alta tensión, no puede ser conectado al primario; en otras palabras, no estará conectado directamente a la instalación y requerirá de un elemento que lo aisle eléctricamente y que en este caso sería un transformador de corriente (TC) convirtiéndose este en el elemento primario de detección. Ver figura 45. Estableciéndose la siguiente secuencia de bloqueos:

⁴⁵ MEJIA VILLEGAS S.A. Ingenieros Consultores – HMV Ingenieros, Subestaciones de Alta y Extra Alta Tensión. Segunda Edición. Bogotá, 2003. Pág. 429

Figura 45. Secuencia de bloqueos.



Fuente: El Autor

Una falla no solo puede producir interrupción de servicios en zonas de alimentación reducidas, sino que puede ser de consecuencias tales que provoquen interrupciones mayores como es la pérdida de sincronismo en las plantas generadoras lo que puede conducir a interrupciones generales. Además de las interrupciones, se puede destruir parte de las instalaciones y equipos, lo cual resulta muy costoso.

Es importante notar que el 50 % del total de las fallas en un sistema ocurre en las líneas de transmisión. Estas fallas tienen su origen en diferentes causas que van desde las descargas atmosféricas hasta las fallas propias del sistema manifestadas en su mayoría por cortocircuito.

Las principales fallas de cortocircuito en sistemas trifásicos son:

- De una fase a tierra
- Entre dos fases
- Entre dos fase y tierra
- Trifásico

Las inyecciones de corriente se hacen en los devanados secundarios de un transformador de corriente para simular las fallas mencionadas anteriormente. En las cuales se inyecta una corriente de 5 a 20A entre cada una de las fases y tierra y luego entre fases; con cada uno de los procedimientos se debe disparar el interruptor de la bahía intervenida en mantenimiento. Con cada disparo se debe

reestablecer el relé de bloqueo y luego cerrar el interruptor para seguir haciendo las pruebas de sobrecorriente. (Figura 46)

Figura 46. Bornes de un transformador de corriente de 220 kV. Subestación Termopaipa.



Fuente: El Autor

4.3. Transformador de corriente y de potencial.

Transformador de corriente. Un transformador de corriente está compuesto por dos devanados, el primario que consta de una o varias espiras que se conectan en serie con el circuito cuya intensidad se desea medir. El secundario alimenta los circuitos de uno o varios aparatos de medida o protección conectados en serie. Los valores normalizados de corriente en el secundario son de 1 y 5 amperios, dependiendo de la aplicación que se le desee aplicar.

Cuando se desea hacer mediciones cuyos valores son elevados y no pueden ser manejados directamente por los instrumentos de medición o protección, o bien, cuando se trata de hacer mediciones de corriente en circuitos que operan a tensiones elevadas, es necesario establecer un aislamiento eléctrico entre el circuito primario conductor y los instrumentos. Este aislamiento se logra por medio de los denominados transformadores de corriente cuya función principal es transformar o cambiar un valor de corriente en un circuito, a otro que permita la alimentación de instrumentos y que por lo general es de 5 amperes según normas, proporcionando el aislamiento necesario en la tensión. (Figura 47)

Figura 47. Transformador de corriente para 220 kV. Subestación Termopaipa



Fuente: El Autor

Transformador de potencial. Un transformador de potencial está compuesto por dos devanados, el primario es conectado directamente a la fase que se va a medir. El secundario se conecta a los circuitos de tensión de uno o varios aparatos de medida o protección conectados en paralelo.

Los transformadores de potencial se emplean para medición y/o protección. Su nombre se debe a que la cantidad principal por variar es la tensión, o sea que permiten reducir un voltaje de un valor que puede ser muy alto a un valor utilizado por los instrumentos de medición o protección (generalmente 120V). Los transformadores de potencial pueden tener diferentes relaciones de transformación dependiendo del número de secundarios que tengan. (Figura 48)

Figura 48. Transformador de potencial para 115 kV. Subestación La Ramada



Fuente: El Autor

Utilización de los transformadores de potencial y corriente. Como ya se ha indicado, los transformadores PT y CT tienen su utilización principalmente en la alimentación de instrumentos de medición y protección, para lo cual se tienen ya recomendaciones establecidas por las normas y por los fabricantes en donde se indican las aplicaciones más adecuadas en función del tipo de servicio prestado.

El CT (Current Transformer), en español TC (Transformador de Corriente) alimenta principalmente los siguientes aparatos:

- Medidor de energía
- Vatímetros de tablero
- Vatímetros registradores
- Vatímetros portátiles
- Vatímetros de laboratorio
- Medidores de fasaje
- Fasómetros
- Relevadores:
 - De corriente máxima con atraso independiente
 - Especiales de corriente máxima, con atraso independiente
 - De máxima instantánea
 - Direccional
 - Direccional compensado
 - Diferencial

- A mínima impedancia
- De distancia

El PT (Potential Transformer), en español TP (Trasformador de Potencial) alimenta principalmente los siguientes aparatos:

- Voltímetros
 - Indicadores
 - Registradores
- Vatímetros
 - Indicadores
 - Registradores
- Medidores de fase
 - Indicadores
 - Registradores
- Medidores de energía
- Frecuencímetros
 - Indicadores
 - Registradores
- Relevadores de tensión
- Relevadores selectivos
- Relevadores direccionales
- Sincronoscopios
- Reguladores de tensión

Inspección La inspección visual del estado físico del transformador de corriente o de potencial es muy importante ya que se encuentra a la intemperie y expuesto a corrosión, por esta razón se debe revisar e informar el estado físico. Hay subestaciones donde la contaminación y humedad es excesiva lo que genera oxidación y un deterioro en la pintura. Con la inspección física también se busca detectar en los aisladores, rajaduras o bordes desportilladas, al igual que contactos sueltos conectores desgastados.

Un técnico debe cerciorarse de que todos los contactos y uniones no se encuentren sueltos ni con ningún rastro de corrosión, al igual que en las bridas de los aisladores y en las piezas metálicas exteriores. Si se presentan inconformidades con lo anterior, estas se deben solucionar en lo posible en las tareas de mantenimiento.

Para revisar el nivel de aceite del transformador de corriente, se chequea mediante el indicador de nivel de aceite que se encuentra en la parte superior. Asegurarse que se encuentre en su nivel superior, de lo contrario reportar tal anomalía.

Limpieza La limpieza al transformador de corriente y de potencial se hace superficialmente, con hidrolavadora, jabón industrial, escobas, esponjas de metal y trapos, enfocándose en los puntos de unión, de conexión y el aislamiento. La duración de esta tarea depende de las condiciones ambientales en las que se encuentre el transformador y el tamaño, que como se había mencionado antes, es directamente proporcional al nivel de tensión. (Figura 49)

Figura 49. Limpieza a PTs (izquierda). Subestación Puerto Boyacá. Limpieza a CTs (derecha). Subestación San Antonio.



Fuente: El Autor

Tareas de mantenimiento.

Apriete de tornillería. Se debe revisar que las conexiones a los terminales de salida del devanado primario y secundario se encuentren en buen estado y bien ajustadas. Si el conductor está en mal estado, se debe cambiar, de la misma forma los conectores. Verificar que todos los tornillos estén ajustados a 45 Nm.⁴⁶

Pruebas eléctricas. Toda alteración no deseada con respecto a las condiciones normales de funcionamiento del sistema eléctrico se llaman perturbaciones, las cuales, no es posible evitar que se produzcan en los diferentes elementos de la red

⁴⁶ Op cit Electricadora De Santander S.A. E.S.P. ESSA. Pág. 47.

y cuando esto ocurre es imprescindible aislar la parte del circuito afectada lo antes posible para evitar que los efectos de esta falta sobre el resto del circuito sean graves. Para poder aislar el circuito, primero hay que detectar el defecto, esta es una de las misiones del sistema de protección. Las perturbaciones se deben principalmente a sobrecargas, sobretensiones y cortocircuitos.⁴⁷

Inyección de corriente. Cuando se hace pruebas al transformador de potencia, el equipo encargado de protegerlo es el CT, por lo que se deben hacer pruebas que aseguren el correcto funcionamiento de las protecciones; Las más importantes son las de sobrecorriente, diferencial, direccional y en el caso de las líneas hay una protección que se llama de distancia. Estas pruebas se realizan con un equipo que es capaz de inyectar corriente como el que se muestra en la figura 50. Se hacen con el fin de verificar que el disparo del interruptor se efectúe con los valores de corriente y tiempo correctos dados por el fabricante del equipo. Existe una curva de disparo corriente versus tiempo, que indica cuándo una sobrecorriente puede generar daños en el equipo, debido a esto el relé se programa para que analice las señales enviadas por el CT y ordene el disparo del interruptor con magnitudes menores a la curva de daño. La protección diferencial siempre se activa cuando detecta fallas dentro del sistema que está protegiendo. (ver anexo en cd: Manual plan de mantenimiento p 17)

Figura 50. Equipo utilizado para inyectar corriente o tensión.



Fuente: El Autor

Para simular una falla por sobrecorriente, se hacen inyecciones de corriente fase-fase y fase-neutro a cada uno de los transformadores de corriente asociados a la

⁴⁷ BARRANTES PINELA. Lucía Saray Diseño del Sistema de Protección y Control de Subestaciones Eléctricas. Leganés, 2011, p123. Universidad Carlos III de Madrid. Departamento de Ingeniería Eléctrica

bahía en mantenimiento cerrando el interruptor o interruptores con cada disparo. En la figura 51 se muestran los bornes de conexión secundarios de un transformador de corriente.

Figura 51. Bornes de conexión secundarios de un transformador de corriente



Fuente: El Autor

Debido a que ATI no cuenta con los equipos necesarios para realizar las pruebas eléctricas al transformador, se requiere la subcontratación de algunas de ellas, las otras son realizadas por personal de la EBSA. Estas pruebas requieren el apoyo de la cuadrilla de ATI y se hacen después de haber realizado la limpieza y mantenimiento del mismo. Se deben coordinar las pruebas con todo el personal para tomar las medidas necesarias de seguridad.

Las pruebas eléctricas realizadas son:

- Relación y exactitud fase-ángulo
- Resistencia del devanado
- Excitación/saturación
- Impedancia de carga
- Magnetismo residual

4.4. Seccionador. Son dispositivos de maniobra capaces de interrumpir en forma *visible* la continuidad de un circuito, pueden ser maniobrables bajo tensión, pero en general sin corriente ya que poseen una capacidad interruptora casi nula. Su empleo es necesario en los sistemas ya que debe existir seguridad en el aislamiento físico de los circuitos antes de realizar cualquier trabajo y para los cuales la presencia de un interruptor no es suficiente para garantizar un aislamiento eléctrico.

Los seccionadores o cuchillas desconectoras en particular deben cumplir con los siguientes requisitos:

- Garantizar un aislamiento dieléctrico a tierra y sobre todo en la apertura. Por lo general se requiere entre puntos de apertura de los brazos un 15 o 20% de exceso en el nivel de aislamiento con relación al nivel de aislamiento a tierra.
- Conducir en forma continua la corriente nominal sin que exista una elevación de temperatura en las diferentes partes de los brazos del seccionador y en particular de los contactos.
- Soportar por un tiempo especificado (generalmente 1 segundo) los efectos térmicos y dinámicos de las corrientes de cortocircuito.
- Las maniobras de cierre y apertura se deben realizar con toda seguridad, es decir, sin posibilidad de que se presenten falsos contactos o posiciones falsas aun en condiciones atmosféricas desfavorables.

Tipos y aplicaciones. En las principales subestaciones de la EBSA los seccionadores instalados son de tipo monopolar, ya sean para alta o media tensión, pero con diferentes métodos de cierre y apertura, por ejemplo, para las subestaciones de tipo patio de media tensión los seccionadores tienen una columna central giratoria y doble interrupción como se muestra en la figura 52, mientras que en las subestaciones de alta tensión los seccionadores tienen doble columna giratoria y una sola interrupción.

Figura 52. Seccionador de barra con una sola columna giratoria y doble interrupción, en posición abierto. Subestación Puerto Boyacá



Fuente: El Autor

Las aplicaciones de los seccionadores en las subestaciones de alta tensión son principalmente para el barraje de transferencia, para el barraje principal, para el by-pass entre barrajes y de línea, siendo estos últimos los únicos que cuentan con un mecanismo para aterrizar el seccionador y ponerlo en seguridad para hacer mantenimiento a los equipos asociados. Figura 53.

Figura 53. Seccionador de línea con doble columna giratoria y una sola interrupción, en posición abierto aterrizado. Subestación La Ramada



Fuente: El Autor

Inspección. La inspección visual del estado físico del seccionador es muy importante ya que se encuentra a la intemperie y expuesto a corrosión, por esta razón se debe revisar e informar el estado físico. Hay subestaciones donde la contaminación y humedad es excesiva lo que genera oxidación y un deterioro en la pintura. Con la inspección física también se busca detectar en los aisladores, rajaduras o bordes desportilladas, al igual que contactos sueltos o conectores desgastados.

Un técnico debe cerciorarse de que todos los contactos y uniones no se encuentren sueltos ni con ningún rastro de corrosión, al igual que en las bridas de los aisladores y en las piezas metálicas exteriores. Si se presentan inconformidades con lo anterior, estas se deben solucionar en lo posible en las tareas de mantenimiento.

Limpieza. La limpieza al seccionador se hace superficialmente, con hidrolavadora, jabón industrial, escobas, esponjas de metal y trapos, enfocándose en los puntos

de unión, de conexión y el aislamiento. La duración de esta tarea depende de las condiciones ambientales en las que se encuentre el transformador y el tamaño, que como se había mencionado antes, es directamente proporcional al nivel de tensión. El gabinete de control también requiere de limpieza para la parte interna. Debido a que en el gabinete se encuentran borneras y cableado de control, la limpieza debe ser cuidadosa. Esta limpieza se hace con un trapo húmedo y una brocha para las partes menos accesibles, con el fin de remover todo el polvo y la contaminación posible.

Tareas de mantenimiento. En las tareas de mantenimiento se suele desacoplar el seccionador del mando y amarrar el mecanismo para evitar contactos no deseados al hacer maniobras (figura 54). Esto no solo se hace por seguridad sino también para hacer la calibración de apertura y cierre del seccionador, y también para facilitar la verificación de enclavamientos sin tener que energizar la línea. En los casos en los cuales la EBSA entrega el seccionador con una de sus partes energizadas no se debe hacer mantenimiento a la otra parte, ya que no cuenta con las distancias mínimas de seguridad según el RETIE y se encuentra muy cerca del contacto con tensión lo cual implica un gran riesgo de choque eléctrico para el personal.

Figura 54. Seccionador desacoplado con el mando del mecanismo. Subestación Higueras.



Fuente: El Autor.

Apriete de tornillería. Debido a las vibraciones a las que están sometidos los seccionadores de potencia se puede presentar un desajuste en el par de apriete, por lo cual se hace necesario ajustar nuevamente la tornillería en todas las uniones y en los conectores. Los tornillos de los brazos del seccionador también deben ajustarse al igual que los tornillos del mecanismo de maniobra.

Engrase de contactos. Con el fin de reducir la fricción que se produce en la superficie de contacto de los brazos del seccionador en el momento de una maniobra de cierre o de apertura, se aplica una grasa especial que hace que las superficies de contacto se deslicen más fácilmente. Esto evita también que el motor fuerce la maniobra y se vaya deteriorando con el tiempo. Figura 55.

Figura 55. Engrase de contactos de un seccionador. Subestación Termopaipa



Fuente: El Autor

Calibración. Los brazos del seccionador deben estar a 90° con respecto del bastidor en posición abierto y a 180° en la posición de cierre. Para estas operaciones los seccionadores cuentan con un mecanismo muy preciso para generar el cierre y la apertura de los contactos evitando que se produzca una demora en el arco eléctrico al hacer la maniobra, pero que con el tiempo se van descalibrando.

En el caso de que los brazos del seccionador estén a menos de 90° en la posición abierto, se debe verificar el recorrido que hace el motor, si este lo hace bien se le debe dar un ajuste al mecanismo para que los brazos abran correctamente y realicen el recorrido faltante sin afectar el cierre del mismo, de lo contrario se debe arreglar el motor para que cumpla con la trayectoria especificada por el fabricante.

Cuando los brazos no tienen los mismos valores de ángulo, se debe a un desajuste en el mecanismo diagonal del seccionador el cual tiene un tubo acoplado que se puede alargar o acortar según las necesidades hasta que los brazos cierren correctamente.

Se debe verificar que el mando cuente con alimentación de alterna y continua, al igual que el motor esté funcionando correctamente sin recalentamiento o forzado. La trayectoria del motor tiene unos fines de curso que deben estar calibrados para el cierre y apertura del seccionador. La resistencia calefactora debe funcionar correctamente para evacuar la humedad en la cabina y evitar corrosión en los elementos. Es importante reapretar borneras de conexión y asegurarse que la cabina no tenga ninguna abertura o grieta por donde se pueda filtrar el agua. Figura 56.

Figura 56. Calibración de un seccionador de barras. Subestación Termopaipa



Fuente: El Autor

Verificar enclavamientos. Los enclavamientos son de suma importancia en cuanto a subestaciones se refiere, ayudan a brindar seguridad y evitar daños en los equipos. A pesar de que existen protocolos de seguridad y procedimientos de maniobra, la posibilidad de que ocurra un error humano nunca se descarta. Por esta razón los enclavamientos entre seccionador e interruptor siempre deben estar funcionando correctamente siguiendo las siguientes pautas:

- Solo se podrán maniobrar los seccionadores (abrir o cerrar) cuando el interruptor asociado se encuentre abierto.
- Los seccionadores cuentan en su mando en patio con un selector local que bloquea las órdenes del IHM y del SCADA (centro de control)
- Todas las operaciones eléctricas y manuales (mediante manivela) deben coincidir con los enclavamientos.
- Los seccionadores con cuchilla de puesta a tierra solo deben permitir aterrizar, si el seccionador está abierto y de forma manual, a excepción de los seccionadores instalados en la subestación La Ramada, los cuales tienen un mando eléctrico para puesta a tierra. Estos deben tener enclavamiento eléctrico y mecánico para esta operación.

- Los seccionadores que tienen cuchilla de puesta a tierra deben tener un enclavamiento con la línea, es decir, si la línea esta energizada no se podría cerrar, pero hasta el momento este enclavamiento solo ha sido implementado en la subestación Puerto Boyacá.
- Para cerrar el seccionador de transferencia, el interruptor de la bahía de acople debe estar abierto y para abrir el seccionador el interruptor debe estar abierto.

Pruebas eléctricas. Debido a que ATI no cuenta con los equipos necesarios para realizar las pruebas eléctricas al interruptor, se requiere la subcontratación de algunas de ellas, las otras son realizadas por personal de la EBSA. Estas pruebas requieren el apoyo de la cuadrilla de ATI y se hacen después de haber realizado la limpieza y mantenimiento del mismo. Se deben coordinar las pruebas con todo el personal para tomar las medidas necesarias de seguridad.

Las pruebas eléctricas realizadas son:

- Factor de potencia
- Resistencia de contactos

4.5. Pararrayos. Son los elementos de protección de los equipos en una subestación contra sobre tensiones. Su fabricación es a través de descargadores y resistencias no lineales de carburo de silicio (SIC), actualmente se fabrican con resistencias no lineales de óxido de zinc, ZnO, sin descargadores. La función de los pararrayos es la de producir la ignición cuando excede un valor de tensión determinado, descargar el arco sobre la resistencia de descarga y después de la operación de descarga interrumpir la corriente residual que resulte de la tensión del sistema. Cuando se fluyen altas corrientes a través del pararrayos la baja resistencia mantiene la caída de la tensión (tensión residual) por debajo del máximo esfuerzo eléctrico que resiste el equipo protegido. Al mismo tiempo la energía eléctrica de la corriente de descarga y de la corriente residual se convierte en calor en el resistor.⁴⁸

La operación de los pararrayos es la típica de los varistores de óxidos metálicos. Bajo condiciones de estado estable el voltaje nominal lineal-tierra está completamente aplicado a sus terminales. Cuando una sobretensión ocurre, el pararrayos limita el sobre voltaje a los niveles requeridos de protección conduciendo la corriente resultante a tierra. Una vez la condición de sobretensión haya pasado, esta recobra su característica resistencia no lineal conduciendo una pequeña corriente de fuga a tierra

El mantenimiento de cualquier pararrayos o descargador de sobretensiones es indispensable. En efecto, ciertos componentes pueden perder la eficacia con el transcurso del tiempo, debido a la corrosión, inclemencias atmosféricas, golpes

⁴⁸ RODRIGUEZ LIZCANO Marlon Dennis. Modelo de gestión del mantenimiento preventivo y predictivo para las subestaciones de la empresa de energía de Cundinamarca. Bogotá, 2009, p27. Monografía. Universidad Industrial de Santander. Escuela de Ingeniería Mecánica

mecánicos e impactos del rayo. Las características mecánicas y eléctricas de un pararrayos deben ser mantenidas durante toda su vida útil. Las subestaciones de la EBSA tienen instalados pararrayos que tienen un aislamiento en porcelana, pero que se han venido cambiando por pararrayos que tienen aislamiento en material polimérico (goma siliconada), esto debido a que tiene mejores propiedades, su mantenimiento es sencillo y su vida útil se alarga hasta 20 años.

Inspección. Es importante la inspección visual del estado físico del pararrayos ya que se encuentra a la intemperie y expuesto a corrosión, por esta razón se debe revisar e informar cualquier anomalía. Hay subestaciones donde la contaminación y humedad es excesiva lo que genera oxidación y un deterioro en la pintura. Con la inspección física también se busca detectar en los aisladores, rajaduras o bordes desportillados, al igual que contactos sueltos y conectores desgastados.

Un técnico debe cerciorarse de que todos los contactos y uniones no se encuentren sueltos ni con ningún rastro de corrosión, al igual que en las bridas de los aisladores y en las piezas metálicas exteriores. Si se presentan inconformidades con lo anterior, estas se deben solucionar en lo posible en las tareas de mantenimiento.

Limpieza. La limpieza al pararrayos se hace superficialmente, con hidrolavadora, jabón industrial, escobas, esponjas de metal y trapos, enfocándose en los puntos de unión, de conexión y el aislamiento.

Tareas de mantenimiento

Apriete de tornillería. Debido a las vibraciones a las que están sometidos los pararrayos se puede presentar un desajuste en el par de apriete, por lo cual se hace necesario ajustar nuevamente la tornillería en todas las uniones y en los conectores. Verificar que todos los tornillos estén ajustados a 45 Nm.⁴⁹

⁴⁹ Op cit Electricadora De Santander S.A. E.S.P. ESSA. Pág. 47.

5. PLAN DE MANTENIMIENTO PARA SUBESTACIONES ENCAPSULADAS

Las subestaciones encapsuladas son compartimientos que han sido diseñados para realizar funciones de apertura o cierre de circuitos en estado normal o de falla. Están diseñadas para uso intemperie y para uso interior. Toda celda compacta está constituida por un envolvente metálico de acero inoxidable donde se alojan los siguientes elementos:

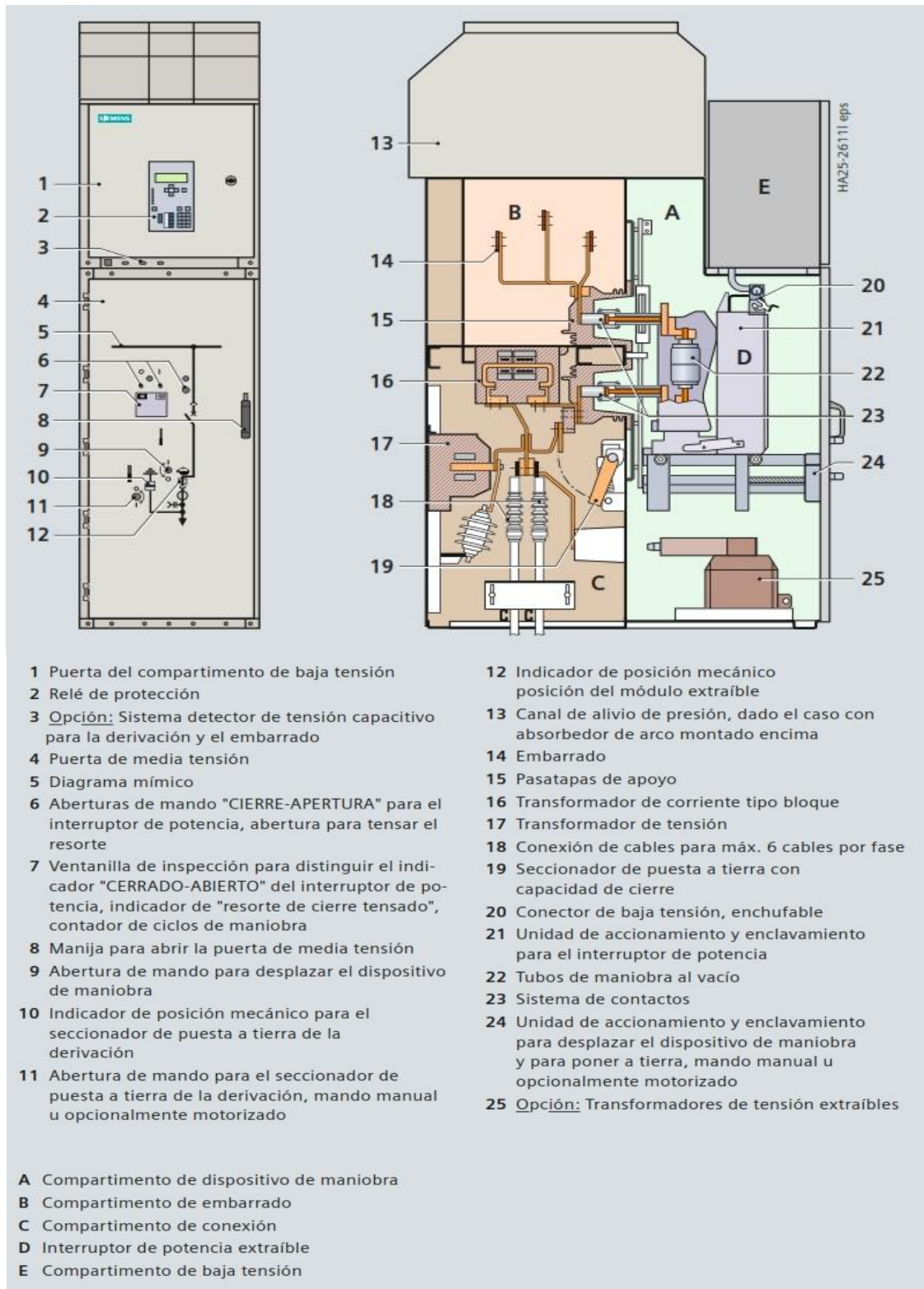
- Compartimiento de mandos; donde se encuentran los botones para maniobrar la celda y la alimentación en baja tensión de la celda.
- Compartimientos de conexión de cables de línea; donde se alimentan los cables de salida del circuito.
- Compartimiento de Los polos; donde se encuentran los Tres polos independientes que contienen las cámaras de corte donde se extingue el arco.
- Compartimiento para el barraje.

Las subestaciones encapsuladas de la EBSA manejan tensiones de 13,8 kV y de 34,5 kV, siendo estas de dos tipos, aisladas en SF6 y aisladas en aire como la de la figura 57. Estas celdas han venido reemplazando los equipos de patio, que ocupaban bastante espacio, fallaban con más frecuencia, más costosos y requerían de un mantenimiento complejo.

La EBSA se encarga de coordinar la apertura de los seccionadores monopolares del circuito a intervenir (figura 58) que se encuentran en los pórticos con el fin de dejar la celda sin energía aguas abajo, se aterriza el circuito en la celda, se procede a bloquear y delimitar el área para de esta forma realizar un mantenimiento más seguro.

Las maniobras para intervenir los disyuntores de las celdas para mantenimiento se muestran en el anexo del cd: Manual plan de mantenimiento en la página 24 y 25.

Figura 57. Esquema de una celda de media tensión aislada en aire



Fuente: Catalogo de tecnologías en celdas de media tensión-Siemens.

Figura 58. Maniobras en el pórtico por parte de personal EBSA



Fuente: El Autor

5.1. Disyuntor. Son la parte más importante de las celdas y la que requiere más atención a la hora de hacer mantenimiento. Su función es la de interrumpir el paso de electricidad para alimentar un circuito, un transformador o el barraje de las celdas. Cuentan con unas botellas de vacío en el caso de celdas de 13,8 kV en donde se efectúa el cierre y apertura del circuito mediante un sistema de resorte. Para el caso de celdas de 34,5 kV las botellas contienen SF₆, ya que requieren mejores propiedades dieléctricas por su alto nivel de tensión.

En el mantenimiento se hace una limpieza cuidadosa y superficial al equipo. Para esto se saca el equipo de la celda si es posible, debido a que hay celdas en las cuales los interruptores están fijos o incorporados a la celda, en estos casos se hace limpieza a los elementos de fácil acceso. Por lo general se oscurecen los brazos del interruptor debido a la humedad, los cuales se limpian fácilmente con desengrasante. Ver figura 59.

Figura 59. Limpieza a un interruptor de 13,8 kV. Subestación Higueras



Fuente: El Autor

Con el fin de reducir la fricción que se produce en la superficie de contacto de las cuchillas del interruptor en el momento de una maniobra de cierre o de apertura, se aplica una grasa especial que hace que las superficies de contacto se deslicen más fácilmente. Esto evita también que se desgaste menos el baño de plata que tienen estos contactos.

El compartimiento donde se encuentra el interruptor debe ser limpiado con el uso de una aspiradora industrial para no dejar rastros de polvo ni humedad en la celda. También es importante verificar el correcto funcionamiento de las resistencias de calefacción, al igual que el de los fines de curso que controlan los enclavamientos del interruptor. Figura 60.

Figura 60. Compartimiento del interruptor en celda de 13,8 kV.



Fuente: El Autor

Cuando hay gran porcentaje de humedad en la celda se presenta una corrosión excesiva en todos los contactos, haciendo que estos se deterioren y tomen un color verdoso como se muestra en la figura 61. Para quitar esta corrosión sin afectar el baño de plata de los contactos de cobre, se aplica una solución de bicarbonato de sodio y agua que reacciona con el agente contaminante y hace que se facilite la limpieza de los mismos.

**Figura 61. Corrosión excesiva en contactos de una celda de 13,8 kV.
Subestación Termopaipa**

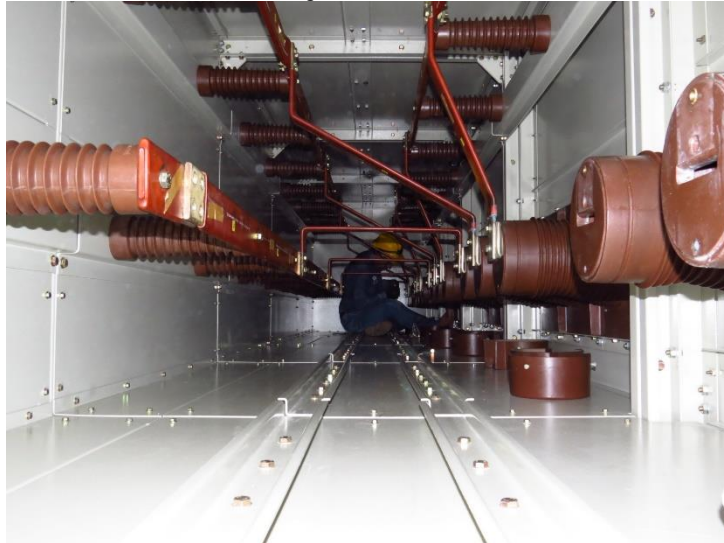


Fuente: El Autor

5.2. Compartimiento de control y protección. Siendo este el que contiene los relés de protección y los medidores de energía, se deben apretar las borneras de conexión y luego se procede a realizar una limpieza cuidadosa con una brocha y un trapo húmedo. En lo posible se debe aspirar la cabina.

5.3. Barraje. Para hacer la limpieza al barraje la EBSA debe hacer maniobras para abrir los circuitos asociados en los pórticos y bloquearlos para que de ninguna forma sea posible energizarlo. Como medida adicional de seguridad se aterrizan las celdas y se ponen los interruptores en modo de prueba, es decir, que se desconectan del barraje. Además de hacer la respectiva limpieza del barraje, se debe apretar cada una de las uniones, cerciorándose que ninguno este fisurado ni en mal estado. Figura 62.

Figura 62. Mantenimiento al barraje de 13,8 kV. Subestación Termopaipa



Fuente: El Autor

Inyección de corriente. Para simular una falla por sobrecorriente, se hacen inyecciones de corriente fase-fase y fase-neutro en las borneras que conectan las señales de los CTs asociados a la celda cerrando el interruptor o interruptores con cada disparo.

6. SERVICIOS AUXILIARES

Los servicios auxiliares que son los que se encargan de suministrar a la subestación de corriente alterna y continua también deben ser incluidos en el mantenimiento preventivo. El transformador de auxiliares toma una tensión de 13,8 kV enviada de su propia celda, la cual transforma a 220V para alimentar el barraje de la celda de servicios auxiliares AC y de aquí se distribuye la corriente alterna a toda la subestación. El trafo de auxiliares esta constantemente en uso, pero en el caso de abrir el seccionador de auxiliares (ver figura 64) que se encuentra en otra celda independiente, un equipo llamado transferencia automática abre el interruptor del trafo de auxiliares, envía una señal de arranque a la planta de emergencia (Figura 63) o también llamado grupo electrógeno y cierra el interruptor que alimenta la celda de AC.

Figura 63. Mantenimiento a la planta de emergencia



Fuente: El Autor

El cargador de baterías o rectificador tiene dos estados:

- Flotación: La mayoría de las baterías estacionarias es mantenida en flotación con cargadores/rectificadores de tensión constante. Se dice que un sistema está en flotación cuando la batería está conectada en paralelo con la instalación.
- Igualación: se realizará una carga de igualación después de cada relleno de electrolito para asegurar la homogeneidad del electrolito en todo el elemento. Las cargas de igualación se realizarán a una tensión por elemento de 2,40V. La duración de la carga de igualación dependerá del estado de carga/descarga de la batería, de la corriente de carga, de la temperatura y de la tensión a la que se realiza.

Generalmente los rectificadores se encuentran en estado de flotación tomando la energía alterna de la celda de AC y convirtiéndola a DC para alimentar la celda de servicios auxiliares de DC y del mismo modo el sistema de control y protección de la subestación. En el caso de no contar con corriente alterna son las baterías las que se encargan de suministrar DC al sistema de control y protección de la subestación, pero solo lo puede hacer máximo por 10 horas continuas.

El mantenimiento se enfoca en la limpieza de los equipos y celdas de servicios auxiliares verificando el correcto funcionamiento de los mismos y comprobando la actuación de la transferencia automática. Ver figura 64.

Figura 64. Mantenimiento al seccionador de auxiliares. Subestación Higueras.



Fuente: El Autor

El formato que resume las actividades de mantenimiento para los equipos de servicios auxiliares se puede encontrar en el anexo del cd: Manual plan de mantenimiento en la página 22.

7. ANÁLISIS DE MANTENIMIENTO PREDICTIVO

Para complementar las labores de mantenimiento se hace inspección termográfica e inspección por ultrasonido. La EBSA ha venido contratando este servicio por aparte, pero le hace llegar a ATI todos los informes y diagnósticos del mantenimiento predictivo para tomar medidas correctivas si se necesitan.

No siempre se cuenta con información actualizada acerca de las inspecciones, por esta razón ATI realiza inspecciones con sus propios equipos de termografía y ultrasonido con el fin de complementar las actividades de mantenimiento.

Una de las grandes ventajas de las inspecciones termografías y de ultrasonido es que el inspector no tiene contacto con los equipos a inspeccionar, aun así, estando bajo carga (en sistemas eléctricos). También hay una gran ventaja con respecto a la parte económica, ya que se puede determinar una anomalía y corregirla antes de que falle y las consecuencias puedan ser graves para los trabajadores o los equipos, de esta forma se incurre en gastos de mantenimiento preventivo y no costos muy altos de mantenimiento correctivo en los que hay necesidad de cambiar equipos.

El inspector de ultrasonido o termografía siempre debe tener en cuenta la seguridad de cualquier situación. Es extremadamente importante que el inspector entienda el aparato eléctrico que esta inspeccionando. Un inspector debe entender el equipo de prueba antes de realizar las inspecciones. Si el inspector no entiende a fondo el equipo de prueba y tampoco conoce las medidas de seguridad necesarias, él debe ponerse en contacto con el coordinador de seguridad para obtener instrucciones detalladas.

Para un mejor análisis predictivo, la periodicidad de las inspecciones termográficas y de ultrasonido deben ser cada 6 o 12 meses. En cada inspección es muy importante tratar de realizarlas con condiciones ambientales similares, con el mismo equipo y las mismas características. De esta forma, se tendrá una base de datos de inspecciones periódicas de cada elemento crítico de una subestación y se podrán comparar los datos para generar una gráfica que muestre el rango de tiempo en el cual puede fallar el elemento, puesto que, cuando se empieza a presentar una anomalía en algún elemento los valores de temperatura o sonido empiezan a cambiar, haciéndose con el tiempo cada vez más críticos.

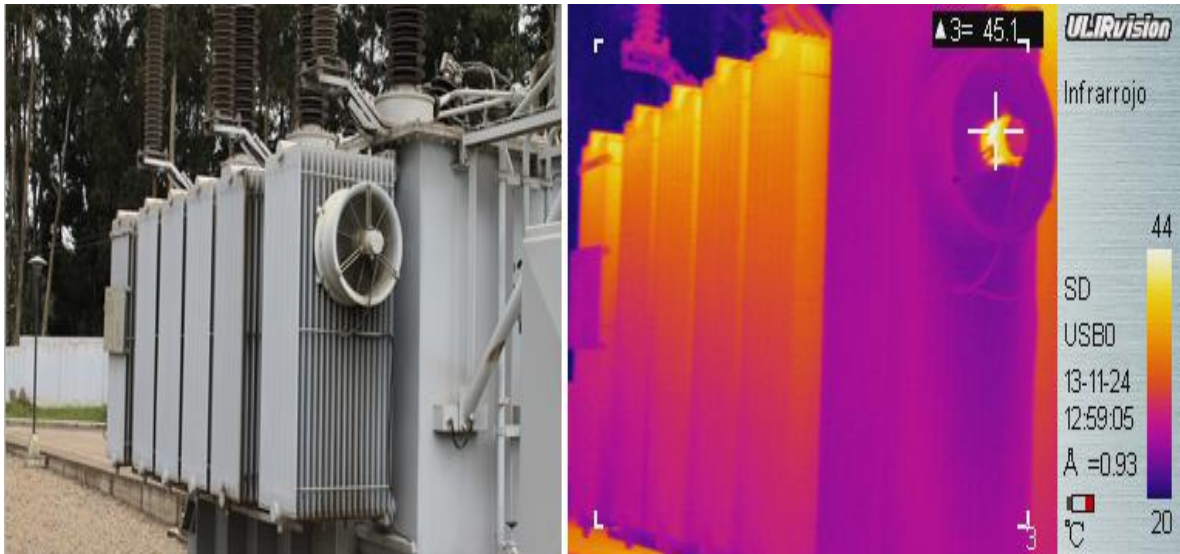
7.1. Termografía. La termografía es una técnica predictiva que registra la radiación de calor que emiten los cuerpos bajo diferentes interacciones, con el objetivo de detectar anomalías.

Lo que se busca con la inspección termografía es identificar puntos calientes en uniones, conexiones o elementos de los equipos. El campo de acción es bastante grande en una subestación, ya que se pueden encontrar anomalías en elementos pequeños como lo son borneras hasta elementos del transformador.

Las causas de un punto caliente obedecen al desgaste, corrosión, malas conexiones, conectores sueltos, pérdida de aislamiento, cargas desequilibradas, etc.

No siempre los elementos que emiten más radiación son los que presentan anomalías, en algunos casos pasa lo contrario, son los cuerpos que no emiten calor los que están en falla. Por esta razón, es importante que la persona a cargo de las inspecciones termografías cuente con la capacitación y la experiencia para cumplir dicha labor. Un ejemplo de lo mencionado anteriormente se muestra en la figura 65, en donde se encuentra un transformador que tiene uno de sus radiadores sin funcionamiento. Evidentemente se ve como el radiador de la derecha se muestra frío según el espectro de temperaturas. Al revisar la falla, el inspector concluyó en su diagnóstico que la válvula que permite el flujo de aceite hacia el radiador se encontraba cerrada. Luego de hacer el mantenimiento correctivo, se hicieron de nuevo inspecciones termografías y se pudo determinar mediante los fotogramas, que el radiador se encontraba funcionando correctamente al igual que los otros. Ver figura 65.

Figura 65. Inspección termografía. Transformador de potencia. Subestación San Antonio



Fuente: El Autor

7.2. Ultrasonido. El ultrasonido es una vibración de alta frecuencia que transmite energía por el desplazamiento de partículas en el aire. Por ejemplo, un cuerpo que vibra hace que las partículas alrededor de él vibren. La energía producida provoca una “perturbación” en el medio elástico (gas, líquido, sólido) en el que se produce la vibración. Esta energía se transfiere de una partícula a la siguiente hasta que es percibida como sonido. La tecnología de ultrasonido generalmente se refiere a frecuencias de 20 kHz y más.

Las emisiones eléctricas de componentes eléctricos tienen sonidos característicos muy distintivos. Las emisiones ultrasónicas son causadas por anomalías eléctricas como corona, seguimiento y arco. Cada uno de los cuales tiene su propia “característica de sonido” y un grado de severidad relacionado con el equipo. Mediante la identificación de una emisión y comparándola con otra, el inspector es capaz de evaluar la severidad de las condiciones del equipo. Las firmas acústicas podrán variar dependiendo de las condiciones de inspección y los voltajes, si un inspector no comprende con claridad lo anterior, la ubicación y el tipo de equipo inspeccionado, existirán resultados potencialmente inexactos.

Aunque el ultrasonido se puede usar en sistemas de bajo, medio y alto voltaje. Cuando la electricidad escapa de las líneas de alto voltaje o cuando brinca a través de la brecha de una conexión eléctrica, perturba las moléculas a su alrededor y genera ultrasonido.

Las emisiones eléctricas de componentes eléctricos tienen sonidos característicos distintivos. Las emisiones ultrasónicas son causadas por anomalías eléctricas como efecto corona, seguimiento y arco. Cada uno de los cuales tiene su propia “característica de sonido” y un grado de severidad relacionado con el equipo.

El efecto corona es un halo luminoso que se produce en los conductores. Este es causado por la ionización del aire circundante al conductor debido a los altos niveles de tensión que hay en la línea. Cuando las moléculas que componen el aire se ionizan, estas serán capaces de conducir la corriente eléctrica y alguna parte de los electrones que circulan en la línea pasaran a circular en el aire. La humedad tiene mucha influencia en este fenómeno. Cuando el fenómeno ocurre se forman óxidos de nitrógeno y ozono. Estos al combinarse forman ácido nítrico que es destructivo para todos los dieléctricos y para ciertas composiciones metálicas, lo cual resulta en corrosión.

El seguimiento o también conocido como “arco bebe”, el cual sigue la ruta de un aislamiento dañado. Una gran diferencia de tensión crea gradualmente una vía de fuga de la conducción a través de la superficie del material dejando restos de carbonizado. El seguimiento inicia silenciosamente y crece en intensidad o amplitud hasta alcanzar descargas parciales reiniciando este ciclo (puede ocurrir muy rápida a menudo en milisegundos). Para que el seguimiento ocurra los contaminantes como el polvo, la suciedad o la humedad deben estar presentes para permitir que

la electricidad siga un camino. El seguimiento inicia con un camino de baja corriente hacia tierra. Esta condición inicia con un poco de calor generado en las primeras etapas hasta incrementos considerables de calor cuando se agudiza el problema. La falla será inminente y se demanda atención extrema.

El arco eléctrico es muy repentino y puede sonar casi "violento", comienza con una intensidad total y termina casi inmediatamente. El arco se desarrolla en un camino de alta corriente hacia tierra y siempre es acompañado por un calor significativo, así mismo como el sonido. Esto "SIEMPRE" es causa de una preocupación real, si la falla está ocurriendo se deben tomar acciones correctivas con urgencia. Todos los arcos generan intensa luz ultravioleta. La luz ultravioleta es invisible pero incluso cantidades moderadas pueden destruir la retina del ojo.

8. BASE DE DATOS

Para desarrollar el presente documento fueron necesarias las visitas a cada una de las 16 subestaciones que hacen parte del proyecto, con el fin de recopilar material fotográfico de los equipos y de las actividades de mantenimiento, al igual que información acerca de informes, inspecciones, diagramas unifilares y de control. Debido a la gran cantidad de información que se encontró, fue necesario elaborar una base de datos que facilita el acceso a la información de cada equipo de cada subestación incluida en este proyecto.

Debido al riesgo eléctrico que implica el acceder a los equipos bajo carga para tomar el material fotográfico, no se pudo recopilar toda la información, excepto cuando había consignación y se desenergizaban los circuitos para su mantenimiento. Se recomendó a ATI seguir complementando la información de la base de datos. (ver anexo del cd: Base de datos).

La base de datos se creó en SQL Server, que es el programa para creación de base de datos de Microsoft enfocado en el área empresarial y que se abrirá fácilmente en cualquier explorador web. Debido a la información confidencial que se incluyó, la empresa ATI LTDA solo permitió dar a conocer a la Universidad material estrictamente relacionado con el proyecto para no afectar la confidencialidad con la EBSA. Por esta razón se anexa al proyecto la información permitida que se recopiló de las 16 subestaciones en carpetas debidamente ordenadas.

Para el diseño de la base de datos se estructuró de tal forma que el acceso a la información requerida sea lo más fácil posible. En la parte superior se organizaron en botones cada una de las subestaciones incluidas en el proyecto, y que al dar clic sobre alguna de ellas aparece abajo tres menús desplegables. En el primero se encuentran los diagramas unifilares de la subestación los cuales se abren al dar clic al que se necesita. En el segundo se agruparon los equipos en servicios auxiliares, Transformadores, celdas de 13,8 kV y 34,5 kV, y bahías de 34,5 kV, 115 kV y 220kV. Cada uno con sus respectivos circuitos, un ejemplo se muestra en la figura 66.

Figura 66. Ejemplo de la visualización de la base de datos. Equipos.



Fuente: El Autor.

Al abrir cualquier circuito se abre una nueva ventana en la cual se muestran los equipos, luego de seleccionar alguno de ellos se despliega un menú dando acceso a la foto del equipo y de sus placas de características, en esta misma ventana también se pueden encontrar los formatos de mantenimiento que se han realizado ordenados por año desde el 2013 al 2017. Para subir información faltante respecto a fotos, se incluyó un botón para hacerlo fácilmente, de la misma forma se hace para subir formatos de mantenimientos realizados.

En la pestaña de “mantenimiento” se podrán descargar todos los formatos creados en este proyecto, adicionalmente los formatos de la EBSA, también se podrá descargar el resumen de las inspecciones termográficas y de ultrasonido realizadas desde el 2013, fichas e información de equipos y planos existentes de los equipos. Ver figura 67.

Figura 67. Ejemplo de la visualización de la base de datos. Mantenimiento.



Fuente: El Autor.

9. CAPACITAR AL PERSONAL DE A.T.I. LTDA

Para lograr que se utilice correctamente el plan de mantenimiento de subestaciones, se capacitó al personal de A.T.I. LTDA, permitiéndole conocer una lista de procedimientos que mejoran la seguridad y ejecución de las actividades de mantenimiento.

En la capacitación se trataron temas de seguridad a la hora de hacer maniobras, en la cual se recalca el respeto que se debe tener en cuanto a los riesgos eléctricos y la importancia de seguir paso a paso los protocolos de seguridad y las maniobras de mantenimiento.

La capacitación se realizó en consignaciones de la subestación termopaipa, con 4 horas de teoría y 4 horas de practica en las cuales se demostraron las ventajas que tiene un manual de mantenimiento ya que se describen los pasos para hacer maniobras de seguridad, actividades de mantenimiento, inspecciones y pruebas a los diferentes equipos de medida y protección.

Durante la capacitación se fueron observando en el personal diferentes aptitudes como lo fueron, la capacidad de entender y aplicar a cabalidad el manual de mantenimiento y la facilidad para adoptar las medidas de seguridad exigidas. Gracias a esto se resolvieron dudas con respecto a las actividades de mantenimiento que se venían realizando y se logró concientizar al personal de tomar las medidas de seguridad necesarias en cada una de las maniobras y actividades de mantenimiento. La evidencia de esta capacitación se encuentra en el anexo junto con la respectiva calificación del personal.

10. FALLAS ENCONTRADAS Y MANTENIMIENTO CORRECTIVO

Contactos sulfatados. Se principalmente en celdas y se debe principalmente a la humedad que gracias a la ionización reacciona con los contactos haciendo que se desgasten y se produzcan puntos calientes. Se presenta en mayor magnitud cuando la celda tiene fallas de hermeticidad y/o las resistencias calefactoras no se encuentran funcionando adecuadamente. Para solucionar este inconveniente se utiliza una esponja con bicarbonato mezclado con agua, que al reaccionar con el sulfato facilita su remoción. Ver figura 68.

Figura 68. Contactos sulfatados



Fuente: El Autor

Deterioro de conectores. Se presenta en conectores utilizados en subestaciones de alta tensión, cuando no se hace mantenimiento o no se hace bien. Se previene haciendo un correcto apriete de tornillería y se detecta mediante inspección termográfica, ya que los puntos calientes se presentan cuando se afloja la tornillería. Esta falla llega a producir el desgaste que se muestra en la figura 69.

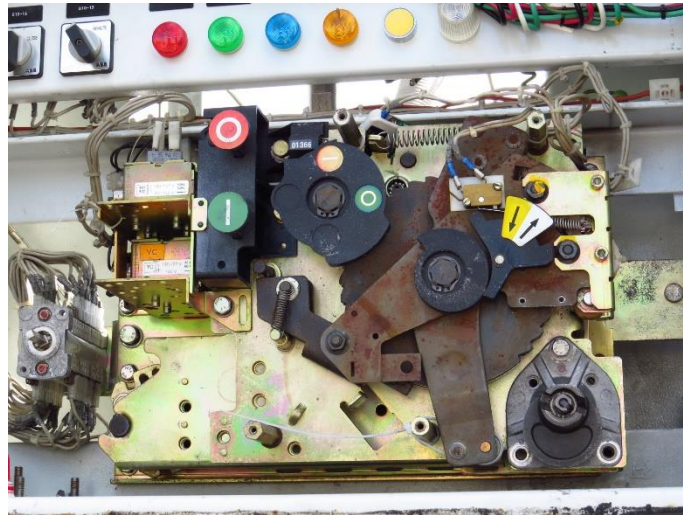
Figura 69. Deterioro de conectores



Fuente: El Autor

Oxidación de mecanismo. Al no haber un buen hermetismo en el gabinete de control de un interruptor, se filtra el agua que hace que se oxide el mecanismo de cierre y apertura, un correcto mantenimiento previene estas fallas. Debido a la importancia de este equipo, esta falla se considera grave. Ver figura 70.

Figura 70. Oxidación de mecanismo.



Fuente: El Autor

Explosión en botellas de vacío. Cuando se hace mantenimiento preventivo se debe informar el estado del equipo, ya que este puede presentar deterioro o la vida útil que recomienda el fabricante se excedió. En este caso una descarga hizo que explotara la botella de vacío de una de sus fases. Gracias a que las protecciones actuaron, no se presentar daños más graves. Ver figura 71.

Figura 71. Explosión en botellas de vacío.



Fuente: El Autor

Roedores. Se deben instalar mallas en los carcamos para evitar que las ratas o faras accedan a ellos. Las fallas producidas por mordeduras de roedores pueden ser graves y difíciles de solucionar. Ver figura 72.

Figura 72. Roedores



Fuente: El Autor

Fugas de aceite. Estas fallas se deben solucionar inmediatamente debido a la importancia de los transformadores. Se debe solicitar una consignación para el equipo y hacer el mantenimiento correctivo, que en la mayoría de casos basta con hacer apriete de tornillería y hacer llenado de aceite. En otros casos se deben cambiar los empaques en las bridas y bujes del transformador. Ver figura 73.

Figura 73. Fugas de aceite



Fuente: El Autor

Cables sueltos. Con el tiempo las borneras en celdas y gabinetes tienden a soltarse, es por esta razón que se recomienda hacer apriete de borneras bajo consignación. En la mayoría de casos un cable suelto crea un punto caliente que termina por dañar la bornera y en el peor de los casos hacer un disparo. Ver figura 74.

Figura 74. Cables sueltos



Fuente: El Autor

Falla de aislamiento. Los equipos con el tiempo y mantenimientos van perdiendo sus capacidades aislantes, es por eso que los fabricantes recomiendan hacer limpieza del equipo con poca concentración de un jabón suave. Si el aislamiento está muy deteriorado se presentan corrientes de fuga que aceleran el desgaste del equipo y que sin una intervención causarían fallas graves. Ver figura 75.

Figura 75. Falla de aislamiento



Fuente: El Autor

CONCLUSIONES

- Los indicadores de calidad muestran los límites de calidad establecidos por la CREG en la prestación de los servicios y gracias a las actividades de mantenimiento se reducen las intervenciones no programadas que son las que acarrearán más costos a la EBSA E.S.P.
- Las resistencias calefactoras y los paquetes de sílica que se encuentran en los gabinetes y tableros de control cumplen un importante papel eliminando la humedad y reduciendo el deterioro de los elementos, al igual que fallas críticas en los equipos encapsulados que no están diseñados para trabajar a la intemperie.
- El plan de mantenimiento ayuda a cumplir las actividades de mantenimiento de una forma más segura y eficiente para el personal de campo, que en el caso de fallas serviría de guía para el diagnóstico o solución de estas, gracias también a la base de datos que hace más fácil la búsqueda de información relevante de cualquier equipo de una subestación dada, siendo esta complementada con los datos de ubicación y características eléctricas de la subestación.
- Al seguir cuidadosamente los procedimientos de inspección y mantenimiento se logra incrementar el grado de confiabilidad de los equipos y del servicio de energía eléctrica, se logra la reducción de fallas y la disminución de los riesgos potenciales a los que se encuentra expuesto el personal.
- El uso de equipos termográficos y de ultrasonido complementan el mantenimiento detectando anomalías que no se perciben a simple vista para ser corregidas durante la consignación del equipo.

RECOMENDACIONES

- Siempre se deben coordinar maniobras con el interventor de la EBSA antes de intervenir cualquier equipo y si no se cuentan con las condiciones mínimas de seguridad, no se debe realizar la labor.
- El éxito del plan de mantenimiento elaborado dependerá de la correcta aplicación y utilización de los formatos de seguridad, maniobras y mantenimiento al igual que de la mejora continua de estos.
- La base de datos elaborada se debe retroalimentar con cada mantenimiento realizado, con cada inspección de termografía y ultrasonido y con la información faltante de los equipos como lo son: fotos, placa de características e información relevante de los equipos.
- Es importante capacitar a todo el personal nuevo que hará parte de los trabajos de inspección y mantenimiento de las subestaciones. Dicho personal deberá aprender a seguir las instrucciones descritas en los formatos de seguridad y maniobras que se encuentran en el plan de mantenimiento elaborado en este proyecto.

BIBLIOGRAFÍA

Archivos Asistencia Técnica Industrial LTDA, 2016

Asistencia Técnica Industrial LTDA. Quienes somos. [En línea]. Citado el 10 de Octubre de 2015. Disponible en: <http://www.ati.net.co/index.php/quienes-somos>.

BARRANTES PINELA, Lucía Saray Diseño del Sistema de Protección y Control de Subestaciones Eléctricas. Leganés, 2011. Universidad Carlos III de Madrid. Departamento de Ingeniería Eléctrica

Boletín técnico Gamma- Corona. Guía para la limpieza de aisladores según Norma IEEE STD 957-1995. Sabaneta, Colombia. 2007.

CHAVES SERRANO. Adrián. La Gestión de Mantenimiento: Un Enfoque Completo de Calidad. {En línea}. {12 de septiembre 2015}. Disponible en: <http://www.mantenimientomundial.com/sites/mm/notas/PonenciaChaves.pdf>

Electrificadora de Santander S.A. E.S.P. ESSA. Manual de Mantenimiento de Subestaciones. Santander. 2010. ESSA

Empresa de Energía de Boyacá S.A. E.S.P. Manual de obligaciones en seguridad, salud y ambiente para el proveedor de servicios 2015– Política de Gestión Integral. Reglamento. Ministerio de minas y energía. República de Colombia.

http://unicrom.com/Tut_autotransformador.asp

MARTIN GERMAN-SOBEK, ROMAN CIMBALA, JOZEF KIRÁLY. Influence of Ageing and Water Treeing to Degradation of XLPE Insulation. Universidad Técnica de Kosice. Eslovenia. Facultad de Ingeniería Eléctrica e Informática. 2013 - Base de datos, UPTC

MEJÍA VILLEGAS S.A. Ingenieros Consultores – HMV Ingenieros, Subestaciones de Alta y Extra Alta Tensión. Segunda Edición. Bogotá, 2003.

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA. Reglamento de distribución de energía eléctrica. Resolución 070 de 1998 de la CREG (comisión de regulación de energía y gas). Ministerio de minas y energía. República de Colombia

Ministerio de Minas y Energía. Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas - RETIE, Resolución No. 9 0795 de julio 25 de 2014. Reglamento. Ministerio de minas y energía. República de Colombia.

NAVARRO DÍAZ, Juan. Técnicas de Mantenimiento Industrial. Calpe Institute technology, 2004.

Operaciones y Puesta en Servicio de Instalaciones de Energía Eólica. Málaga. Vértice, 2006.

PRIXMA LTDA. Industria Metalmeccánica, Eléctrica. 1pag. [En línea]. Citado el 10 de enero de 2015. Disponible en: <http://prixma.com.co/sabes-que-es-el-hexafloruro-de-azufre-o-sf6/>

QUIRÓS RAMOS. Diego G. Desarrollo de un procedimiento de Pruebas de Aceptación en Fábrica (FAT, por sus siglas en inglés) para tableros de control en subestaciones de mediana y alta tensión aplicado a la subestación Papagayo. 2008. Monografía. Universidad de Costa Rica. Facultad de Ingeniería Eléctrica

RETIE. Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas RETIE. Colombia, 30 de Agosto 2013.

RODRÍGUEZ LIZCANO Marlon Dennis. Modelo de gestión del mantenimiento preventivo y predictivo para las subestaciones de la empresa de energía de Cundinamarca. Bogotá, 2009. Monografía. Universidad Industrial de Santander. Escuela de Ingeniería Mecánica

SHOEMAKER; James E. Mack: Lineman's and Cableman's Handbook, Twelfth Edition. Substations, Chapter (McGraw-Hill Professional, 2012, AccessEngineering - Base de datos, UPTC

STRONCONI P. Diego A. Plan de Mantenimiento Correctivo - Preventivo de los Transformadores de Distribución En La Empresa Elebol C.A. Bolívar, 2010. Trabajo de grado (Ingeniero Industrial). Universidad de Oriente Núcleo de Bolívar. Escuela de Ciencias de la Tierra. Departamento de Ingeniería Industrial



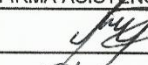

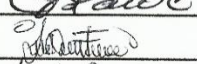
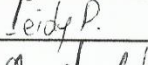
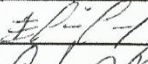

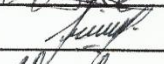
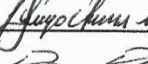
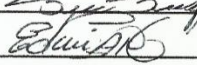
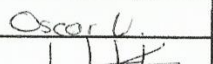
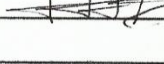
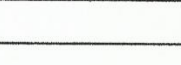
TAPAN A. J., SAHA T. K. Diagnosing water tree degraded XLPE cables using Frequency Domain Spectroscopy. 2010.

TORRES BUSTOS. Carlos Yesid. BARRERA SIABATTO. Carlos Fernando. Elaboración de las guías de inspección, verificación y operación de los equipos de las subestaciones principales de la Empresa de Energía de Boyacá EBSA S.A. E.S.P Duitama, 2011. Monografía. Universidad Pedagógica y Tecnológica de Colombia. Facultad de Ingeniería Electromecánica.

TRASHORRAS MONTECELOS. Jesús Subestaciones Eléctricas, Primera edición 2015, editorial Ediciones Paraninfo SA. España

ANEXOS

ANEXO A. Evidencia de socialización y capacitación del plan de mantenimiento.

 ASISTENCIA A FORMACION		CODIGO:	TH-F22-0	
		FECHA APROBACION:	20/12/2005	
TITULO: CAPACITACION PLAN DE MANTENIMIENTO				
CONTENIDO: MANUAL DE MANTENIMIENTO FORMATOS DE SEGURIDAD PROTOCOLOS DE PRUEBAS PROCEDIMIENTOS DE MANIOBRAS				
Fecha(s): 3, 4, 5 de Noviembre de 2016		Hora inicial: 7:30 am	<input type="checkbox"/> Administrativo <input checked="" type="checkbox"/> Técnico <input type="checkbox"/> Seguridad & Salud O. <input type="checkbox"/> Medio Ambiente <input type="checkbox"/> Calidad	
Lugar: Subestación Termopaipa		Hora final: 17:30 pm		
INSTRUCTOR: Duran Felipe Albarado		FIRMA: 		
INSTITUCION: UPTC				
FUNCION O CARGO: Practicante de Ingeniería				
NOMBRE	CARGO	FIRMA ASISTENCIA	CALIFICACIÓN	ACCIÓN
1 Estuardo Fila Rodríguez V.	T. electrico			
2 Andrés Martínez C.	supervisor			
3 GUSTAVO CELY PRIETO	T. ELECTRICO			
4 NELSON FONDECAN	T. ELECTRICISTA			
5 Leidy Pesco	Inspector S4SO	Leidy P.		
6 Alexander Puellos S.	Tec. E.	Alexander Puellos S.		
7 Edwin Alvarez G.	Tec. electrico			
8 Carlos Orlando Pincon	T. electrico			
9 Helmer Heredia León	Tec. electricista			
10 ZORBE NIÑO SUAREZ	T. electricista			
11 Hugo Moreno	T. Electrico			
12 John Freddy Becerra	T. Electrico			
13 EDUARDO ANTONIO PEÑA	T. electrico			
14 Oscar Javier Velazquez R.	T. Electricista	Oscar V.		
15 MARCO DOLDS	INGENIERO PROYECTOS			
16				
17				
18				
19				
20				
OBSERVACIONES: Registre la forma en que evaluó y si se logró; en caso de no lograrlo cite la acción a aplicar.				
Una vez entregada la presentación del programa psicosocial y el método de diagnóstico a través de encuestas aprobadas por el Minprotección social, se tomó el consentimiento informado de cada uno de los empleados participantes, refrendando con su firma su aceptación.				