

MODELO DE MANTENIMIENTO BASADO EN RCM PARA LA SUBESTACION
MÓVIL 110KV / 13.2 KV DE LA EMPRESA CARBONES DEL CERREJON EN
PUERTO BOLIVAR

SERGIO MAURICIO VILLAMIZAR RUEDA

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISICOMECAÑICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA MECÁNICA
ESPECIALIZACIÓN EN GERENCIA DE MANTENIMIENTO
BUCARAMANGA
2019

MODELO DE MANTENIMIENTO BASADO EN RCM PARA LA SUBESTACION
MÓVIL 110KV / 13.2 KV DE LA EMPRESA CARBONES DEL CERREJON EN
PUERTO BOLIVAR

SERGIO MAURICIO VILLAMIZAR RUEDA

TRABAJO DE GRADO PARA OPTAR EL TÍTULO DE ESPECIALISTA EN
GERENCIA DE MANTENIMIENTO

DIRECTOR
ANDRES ESTEBAN OSORIO
INGENIERO MECANICO

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISICOMECAÑICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA MECÁNICA
BUCARAMANGA
2019

DEDICATORIA

Dedico este trabajo a mi familia, quienes con paciencia y comprensión cedieron de su tiempo para poder ocuparlo en la realización de esta especialización.

A Santi, por el tiempo que dejamos de compartir. Hijo: *“A grandes cosas se llega por caminos difíciles”*.

AGRADECIMIENTOS

El autor quiere agradecer al director de este trabajo Ingeniero Mecánico Andrés Esteban Osorio, Especialista en Gerencia de Mantenimiento de la Universidad Industrial de Santander, por su compromiso e invaluable aportes.

De igual manera, agradece a la empresa Carbones del Cerrejón LLC por permitir la utilización de información y datos de su proceso industrial, fundamentales para la realización del presente trabajo.

CONTENIDO

	Pag.
INTRODUCCIÓN	16
1. FACILIDADES DE PUERTO BOLIVAR	18
1.1 OPERACIÓN INDUSTRIAL DE PUERTO BOLIVAR	18
1.2 PROCESO MINERO	23
1.3 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	28
1.4 CONTEXTO OPERACIONAL DE LA SUBESTACIÓN WEG	31
1.5 IMPACTO POR SALIDA DE LA S/E PUERTO BOLIVAR	35
1.5.1 Objetivo General	39
1.5.2 Objetivos Específicos	39
1.6 JUSTIFICACION DEL PROYECTO	40
2. MARCO TEORICO	41
2.1 Evolución del Mantenimiento	41
2.1.1 Primera Generación	41
2.1.2 Segunda Generación	42
2.1.3 Tercera Generación	43
2.2 Indicadores de sistemas Eléctricos	46
2.2.1 Indicadores fundamentales	49
2.2.2 Disponibilidad	50
2.3 MODELO CONCEPTUAL DE MANTENIMIENTO DE SUBESTACIONES	52
2.3.1 Mantenimiento Correctivo	52
2.3.2 Mantenimiento Preventivo	53
2.3.3 Mantenimiento Predictivo	65
3. MARCO CONCEPTUAL	67

3.1 RCM: Las siete preguntas básicas.	67
3.2 Funciones y parámetros de Funcionamiento	68
3.3 Fallas Funcionales	68
3.4 Modos de Falla	68
3.5 Efectos de Falla	69
3.6 Consecuencias de la Falla	69
3.6.1 Reacondicionamiento Cíclico	70
3.6.2 Sustitución Cíclica.....	70
3.6.3 Mantenimiento a Condición.....	70
3.6.4 Acciones a falta de.....	71
 4. ESTADO ACTUAL DEL MANTENIMIENTO DE LA SUBESTACIÓN WEG.....	72
 5. DEFINICIÓN DE SISTEMAS Y FUNCIONES DE LA SUBESTACIÓN WEG	73
5.1 TAXONOMÍA.....	73
5.1.1 Subsistema Transformación	74
5.1.2 Subsistema Descarga de sobretensiones (pararrayos)	82
5.1.3 Subsistema Interrupción lado primario.....	84
5.1.4 Subsistema Interrupción lado secundario (Baja Tensión)	87
5.1.5 Subsistema Medición	90
5.1.6 Subsistema Protección y Control	92
5.1.7 Subsistema Puesta a tierra	94
5.1.8 Subsistema Servicios Auxiliares	96
5.1.9 Subsistema Estructural	100
 6. MODELO DE MANTENIMIENTO PROPUESTO PARA LA SUBESTACION WEG	102
6.1 Análisis de modos de falla y efecto	105
6.2 Proceso de decisión.....	124
 7. CONCLUSIONES	130

BIBLIOGRAFIA.....	132
-------------------	-----

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Principales componentes subestación WEG	34
Tabla 2. Resumen de indicadores propuestos.....	51
Tabla 3. Hoja de información de RCM	102
Tabla 4. Hoja de decisión RCM	103

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Sistema Interconectado Nacional Área Caribe - Atlántico	18
Figura 2. Topología eléctrica Cuestecitas – Puerto Bolivar	19
Figura 3. Torre de transmisión típica circuito 110kV	19
Figura 4. Diagrama unifilar S/E Puerto Bolivar.....	20
Figura 5. Sistema de Bandas transportadoras.....	21
Figura 6. Diagrama unifilar de una subestación típica	22
Figura 7. Interior de una subestación típica	22
Figura 8. Manejo preliminar de suelos	23
Figura 9. Minería de Estéril y Carbón	24
Figura 10. Transporte y cargue en buques	26
Figura 11. Vía férrea y circuito S/E Cuestecitas – S/E Puerto Bolivar.	27
Figura 12. Subestaciones Toshiba y WEG	28
Figura 13. Circuito unifilar equivalente Cuestecita – Puerto 110kV	29
Figura 14. Velocidad del viento en la zona Caribe a nivel de superficie	32
Figura 15. Condición de suelos por salinidad	32
Figura 16. Degradación de suelos por salinización de la Guajira	33
Figura 17. Configuración general de la subestación WEG	34
Figura 18. Maniobra de buque	36
Figura 19. Cargue de buque	37
Figura 20. Apilador/Reclamador	38
Figura 21. Expectativas del Mantenimiento Crecientes	42
Figura 22. Patrones de Falla.....	44
Figura 23. Cambios en las técnicas de Mantenimiento	44
Figura 24. Partes constitutivas de un transformador de potencia	55
Figura 25. Interruptor subestación WEG.....	58
Figura 26. Coordinación de seccionadores subestación WEG	59

Figura 27. Seccionadores de línea entrada/salida y tierra de la subestación WEG	60
Figura 28. Transformadores de Corriente subestación WEG	61
Figura 29. Transformadores de potencial de la subestación WEG	63
Figura 30. Pararrayos subestación WEG.....	63
Figura 31. Evolución de Falla. Curva P-F	65
Figura 32. Taxonomía de sistemas para el RCM.....	73
Figura 33. Gabinete de control del transformador de potencia	74
Figura 34. Diagrama del sistema de refrigeración del transformador	75
Figura 35. Conmutador bajo carga (conmutador de taps)	76
Figura 36. Tanque de expansión	77
Figura 37. Conformación del tanque de expansión.....	77
Figura 38. Filtros secadores de aire.....	79
Figura 39. Aisladores de baja y alta tensión del transformador de potencial	80
Figura 40. Indicadores de temperatura del aceite dieléctrico y bobinado del secundario del transformador de potencia.....	81
Figura 41. Pararrayos subestación WEG.....	83
Figura 42. Configuración del módulo de maniobra de alta tensión	84
Figura 43. Módulo de maniobra de alta tensión HYPACT	85
Figura 44. Densímetro de SF6.....	86
Figura 45. Cubículo de baja tensión	88
Figura 46. Configuración del cubículo de baja tensión	89
Figura 47. Interruptor 13.8kV cubículo de baja tensión 52-2	89
Figura 48. Transformador de potencial subestación WEG	90
Figura 49. Transformadores de Corriente lado de alta tensión	91
Figura 50. Transformadores de Corriente lado de Baja tensión	92
Figura 51. Celdas de protección y control de la subestación WEG	93
Figura 52. Resistor de puesta a tierra secundario transformador de potencia.....	95
Figura 53. Panel de servicios auxiliares.....	96
Figura 54. Fusibles	97

Figura 55. Transformador de servicios auxiliares	98
Figura 56. Panel del rectificador	99
Figura 57. Banco de baterías servicios auxiliares	99
Figura 58. Semirremolque parte estructural de la subestación WEG	100

RESUMEN

TITULO: MODELO DE MANTENIMIENTO BASADO EN RCM PARA LA SUBESTACION MÓVIL 110KV / 13.2 KV DE LA EMPRESA CARBONES DEL CERREJON EN PUERTO BOLIVAR *

AUTOR: SERGIO MAURICIO VILLAMIZAR RUEDA**

PALABRAS CLAVE: EFECTO DE FALLA, MANTENIMIENTO, MINERÍA DE CARBÓN, MODO DE FALLA, RCM, SUBESTACIÓN

CONTENIDO: Esta monografía pretende ser una propuesta de mantenimiento inicial basada en RCM, para la entrada en operación de las subestaciones móviles principales del Complejo Carbonífero de Carbones del Cerrejón LLC en Puerto Bolivar, considerado como la última etapa del proceso de minería, puesto que es el lugar donde se embarca el carbón en los buques de los compradores.

Con el fin de garantizar el suministro de energía eléctrica en el complejo de Puerto Bolivar, y ofrecer confiabilidad al proceso, se adoptó la metodología de RCM que ofrece una manera diferente y estructurada de realizar mantenimiento de nueva generación. El proceso inicia definiendo el contexto operacional donde está inmerso el activo, que para el caso se encuentra sometido a condiciones extremas de ambiente y temperatura, siguiendo con la descripción de los equipos de patio de la subestación y sus funciones primarias y secundarias. Los equipos seleccionados y sus funciones se evalúan en su respectiva falla funcional basada en los potenciales modos de falla que puedan existir, y que hacen que la función no se cumpla. A su vez, los modos de falla se evalúan basados en el diagrama de decisión, que al final define la tarea a realizar buscando eliminar o minimizar el impacto de la aparición del respectivo modo de falla.

Hasta antes de la ejecución de este trabajo las subestaciones carecían de plan de mantenimiento o tareas definidas. El resultado de este trabajo establece la estrategia de mantenimiento a realizar a la subestación móvil WEG, cumpliendo con los objetivos definidos inicialmente y garantizando el suministro de energía eléctrica y de manera confiable, al proceso industrial de Puerto Bolivar.

*Monografía de grado

**Facultad de ingenierías Físico – Mecánicas. Especialización en Gerencia de Mantenimiento. Director: Andres Esteban Osorio, Ingeniero Mecánico

ABSTRACT

TITLE: RCM-BASED MAINTENANCE MODEL FOR THE 110KV / 13.2 KV MOBILE SUBSTATION OF CARBONES DEL CERREJON LTD IN PUERTO BOLIVAR*

AUTHOR: SERGIO MAURICIO VILLAMIZAR RUEDA

KEYWORDS: COAL MINING, FAILURE EFFECTS, FAILURE MODES, MAINTENANCE, RCM, SUBSTATION

CONTENTS: This monograph is intended to be an initial maintenance proposal based on RCM, for the entry into operation of the main mobile substations of the Carboniferous Complex of Carbones del Cerrejón LLC in Puerto Bolivar, considered as the last stage of the mining process, since it is the place where coal is shipped on buyers' ships.

In order to guarantee the supply of electrical energy in the Puerto Bolivar complex, and offer reliability to the process, the RCM methodology was adopted that offers a different and structured way of performing new generation maintenance. The process begins by defining the operational context where the asset is immersed, which for that matter is subject to extreme ambient and temperature conditions, following the description of the substation's outdoor equipment and their primary and secondary functions. The selected equipment and its functions are evaluated in their respective functional failure based on the potential failure modes that may exist, and their functional failures. In turn, the failure modes are evaluated based on the decision diagram, which in the end defines the task to be performed, seeking to eliminate or minimize the impact of the appearance of the respective failure mode.

Even before the execution of this work, substations lacked a maintenance plan or defined tasks. The result of this work establishes the maintenance strategy to be carried out at the WEG mobile substation, meeting the initially defined objectives and guaranteeing the supply of electricity and the reliability of the system for the industrial process of Puerto Bolivar.

* Degree Monograph

** Physical – Mechanical Faculty. Maintenance Management Specialization, Director: Andres Esteban Osorio, Mechanical Engineer

INTRODUCCIÓN

El complejo industrial de Carbones del Cerrejón en Puerto Bolívar es una de las sedes operativas de la empresa, que tiene por función suministrar el carbón a los barcos que llegan a este puerto.

Este proceso cuenta con una infraestructura completa que inicia con la extracción del mineral, transporte a la planta de carbón para lavado y trituración, suministro a los vagones del tren para transporte, descarga al sistema de bandas transportadoras y finalmente, cargue a los buques de los compradores de carbón.

La infraestructura se alimenta de fluido eléctrico a 110kV del sistema interconectado nacional, desde la Subestación Cuestecitas a la subestación La Mina y de la Subestación Cuestecitas a la Subestación Puerto Bolívar. Ambos enlaces con doble circuito propiedad de Carbones del Cerrejón.

La Subestación de Puerto Bolívar 110kV/13.2kV es de tipo barra sencilla. La distribución local en Puerto Bolívar es a 13.2kV, llegando a varias Subestaciones en diferentes partes del proceso para ser transformado a 4160V, con el fin de alimentar el proceso Industrial. Las cargas finales constan de una gran variedad, entre las más relevantes motores eléctricos que mueven el sistema de bandas transportadoras, que tienen por función transportar el carbón a los buques.

En todo el proceso, tanto en La Mina como en las instalaciones de Puerto Bolívar, el suministro de energía juega un papel preponderante y esencial para los objetivos de negocio de Carbones del Cerrejón. La Subestación eléctrica de Puerto Bolívar debe estar en capacidad para suministrar la energía necesaria al proceso industrial, cumpliendo con estándares de calidad, confiabilidad y flexibilidad, que permitan la rentabilidad esperada de acuerdo a los planes de minería y los compromisos de exportación. Para lograr esto se requiere que los activos cumplan con su función y lograr aprovechar al máximo su capacidad de diseño.

En Puerto Bolívar recientemente se instaló una subestación móvil 110kV/13.2kV, 42 MVA, para alimentar el proceso industrial en reemplazo de otra existente, y a futuro serán dos subestaciones de este tipo. Actualmente este activo no cuenta con un plan de mantenimiento definido, y por su poco uso aún no se tiene historia de mantenimiento que permita identificar los modos de falla más frecuentes.

Apoyados en la metodología RCM¹ y basados en este análisis estructurado se propone definir la estrategia de mantenimiento del activo, con el fin de establecer las tareas de mantenimiento a realizar, buscando asegurar la confiabilidad y disponibilidad de la subestación.

¹ Reliability Centered Maintenance

1. FACILIDADES DE PUERTO BOLIVAR

1.1 OPERACIÓN INDUSTRIAL DE PUERTO BOLIVAR

La red industrial de Puerto Bolívar se alimenta de la Subestación Cuestecita (S/E Cuestecita) a través de un doble circuito a nivel de 110kV, hasta la Subestación de Puerto Bolívar (S/E PBV). La Figura 1 muestra la configuración de la red eléctrica existente en el Sistema Interconectado Nacional (STN) y los enlaces hasta la alimentación al barraje de Puerto Bolívar en la alta Guajira.

Figura 1. Sistema Interconectado Nacional Área Caribe - Atlántico



Fuente: Plan de Expansión de Referencia Generación – Transmisión 2017 – 2031. UPME

Los dos enlaces que llegan a Puerto Bolívar son de aproximadamente 150 kilómetros cada uno, y están registrados en el sistema eléctrico nacional como la Línea 743 y 747. La Figura 2 muestra cómo está integrada la topología eléctrica entre la S/E Cuestecita y la S/E PBV respecto a sus líneas de conexión. La Figura 3 muestra el tipo de torre utilizada para soportar las líneas de transmisión

Figura 2. Topología eléctrica Cuestecitas – Puerto Bolívar

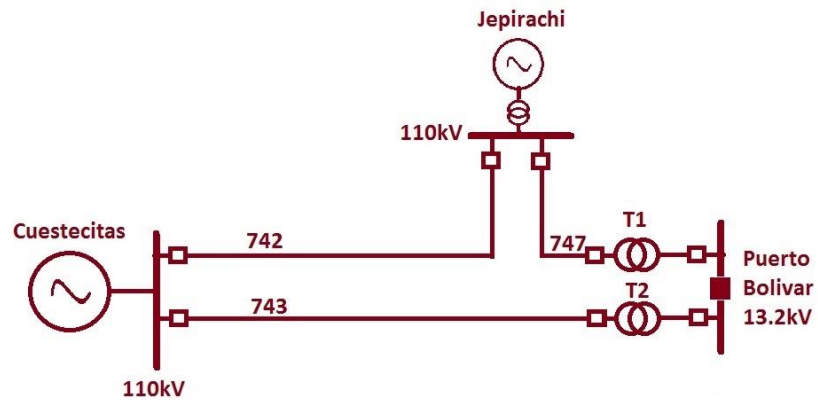
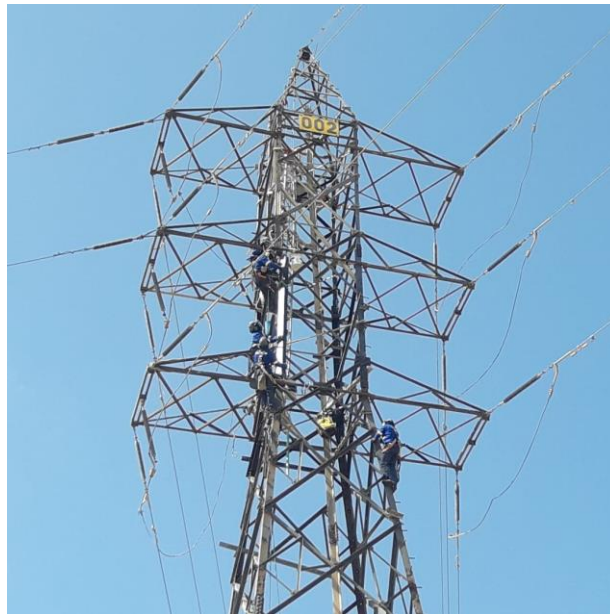


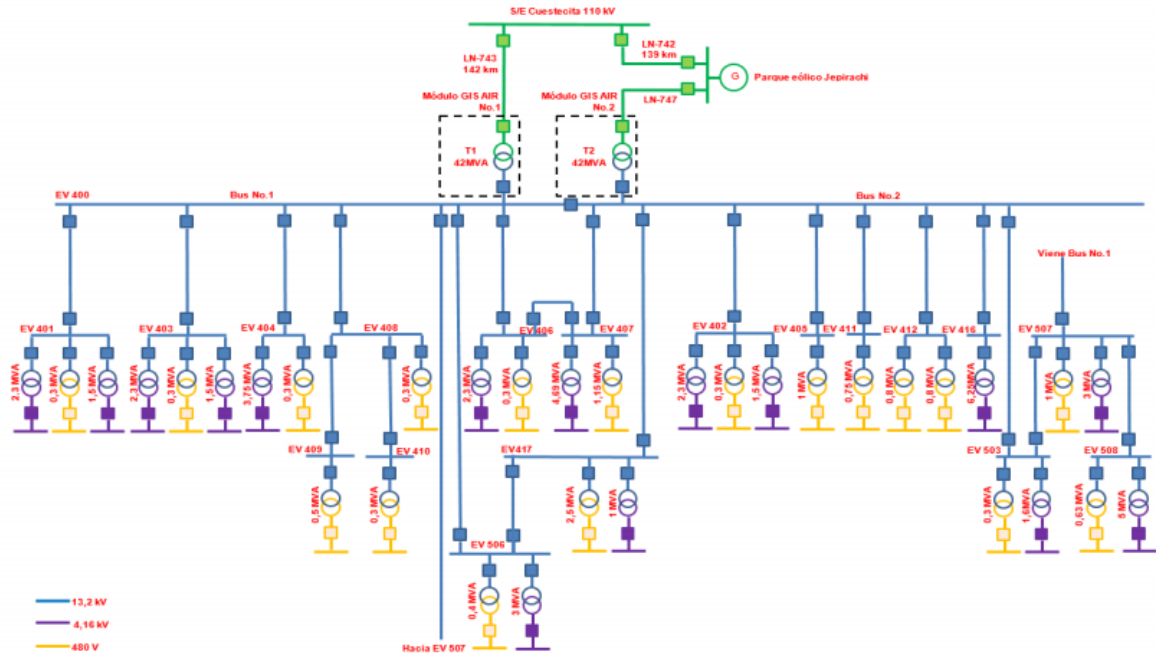
Figura 3. Torre de transmisión típica circuito 110kV



La línea 743 llega directo a la S/E PBV, mientras que la línea 747 tiene una variación en su topología. Inicia en la S/E Cuestecitas como línea 742, entra al parque Eólico de Empresas Públicas de Medellín, Jepirachi, y posteriormente se conecta con la S/E PBV como línea 747. Así, las líneas 742 y 747 tienen cada una su bahía de transformación 110kV/13.2kV, que entregan energía a un barraje independiente a

nivel de 13.2kV y están unidos entre sí a través de un interruptor. La Figura 4 muestra el diagrama unifilar de la S/E PBV proyectado² con las bahías de transformación de 40MVA, y las 18 subestaciones ubicadas en la zona industrial para distribuir la energía a los diferentes equipos del proceso.

Figura 4. Diagrama unifilar S/E Puerto Bolívar



Fuente: Informe Técnico: Ampliación de Capacidad de la Subestación Puerto Bolívar. Documento IEBP-353-18-01. Medellín. Mayo 2018

La S/E PBV distribuye la energía a nivel de 13.2kV y 4160V por acometidas subterráneas a las diferentes subestaciones, ubicadas en la zona industrial como fue presentado en la Figura 4.

Las cargas están constituidas básicamente por equipo electrónico y de automatización como Controladores Lógicos Programables (PLC), propio de los sistemas industriales, como también motores eléctricos con control a través de

² Actualmente solo existe una Subestación de 40MVA (WEG) instalada y la otra es de 20MVA (Toshiba). Esta última va a ser reemplazada por otra de 40MVA

variadores electrónicos. Toda esta ingeniería se integra para transportar el carbón a través de bandas, pasando por diferentes estados a lo largo de la cadena de cargue, con el fin de llevar el Carbón a las bodegas de los Buques, como se muestra en la Figura 5.

Figura 5. Sistema de Bandas transportadoras

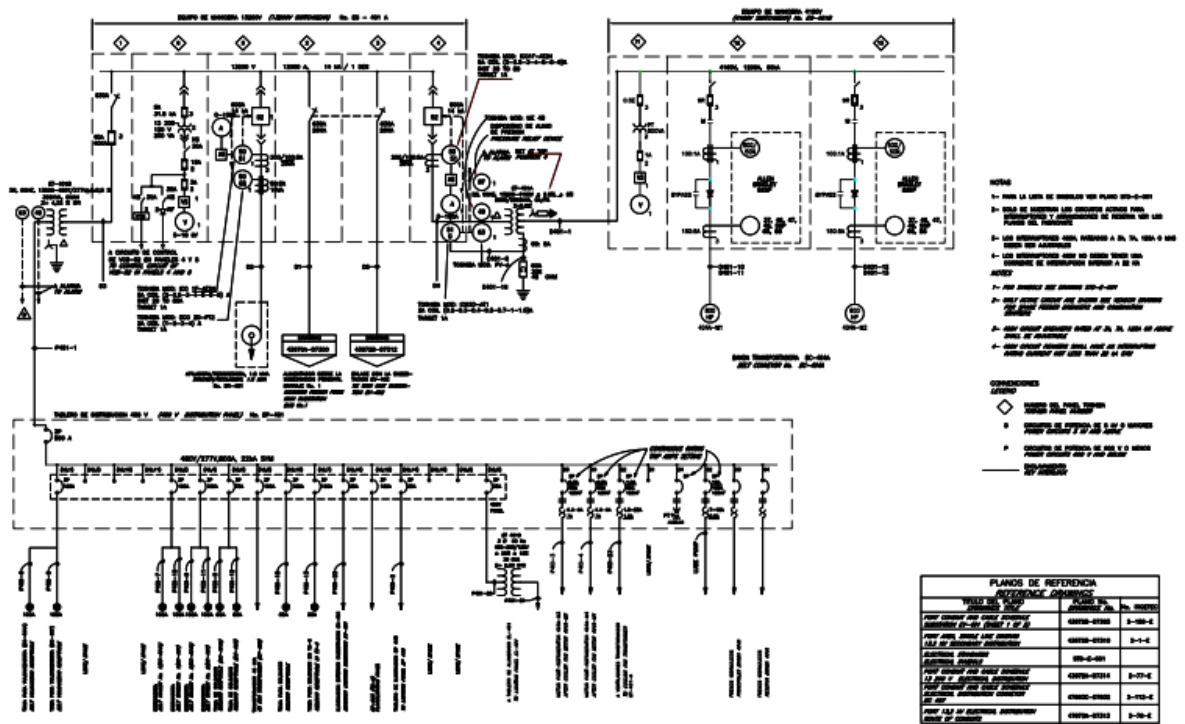


Fuente: Archivos Carbones del Cerrejon LLC

Las subestaciones ubicadas en el complejo industrial son muy similares en sus características funcionales. Tienen un transformador 13.2/4.16kV, 2300kVA y otro 13.2kV/480V, 500kVA. Los secundarios de estos transformadores alimentan sus respectivos barrajes, de los que se desprenden las celdas de los equipos que alimentan así: celdas de 4160V para la alimentación de los motores de inducción empleados en el movimiento de las bandas; y celdas de 480V para tomas de soldadura, tomas para enrolladoras, tomas para vulcanizadora, iluminación, motor para sistema de refrigeración de aceite, motores menores para movimiento de tolvas y servicios auxiliares.

La Figura 6 muestra el diagrama unifilar de una subestación típica, y la Figura 7 muestra el interior de una subestación donde se aprecian las diferentes celdas de maniobra para los equipos del proceso.

Figura 6. Diagrama unifilar de una subestación típica



Fuente: Archivos diagramas electricos Departamento Electrico, Cerrejón, Puerto Bolívar

Figura 7. Interior de una subestación típica



1.2 PROCESO MINERO

Carbones del Cerrejón LLC es una empresa que desarrolla el proceso minero de comienzo a fin pasando por todas las etapas hasta poner las toneladas de carbón dentro de las bodegas de los buques en Puerto Bolívar (La Guajira).

El proceso inicia con la captura de las especies de fauna con el fin de reubicarlos en otro sector conservando su hábitat de desarrollo³. Posteriormente se realiza un manejo de tierras para preservar la capa vegetal. Esta se retira y se ubica en una zona destinada donde se almacena temporalmente, como se ilustra en la Figura 8. Después de esta etapa comienza el proceso minero con la perforación del suelo por medio de taladros, con el fin de disponer cargas de explosivo en los agujeros y realizar una fragmentación controlada del material estéril (tierra). Este proceso se conoce como “voladura” y su objetivo es remover la tierra para que el equipo minero constituido de Excavadoras proceda a remover el material estéril, y de esta forma se van descubriendo los mantos de carbón.

Figura 8. Manejo preliminar de suelos



Fuente: www.cerrejon.com, Febrero 2019

³ GOMEZ LUBO, Nestor Rafael. Modelo de mantenimiento basado en rcm para las subestaciones portátiles 69 kv / 7,2 kv de la empresa Carbones del Cerrejón, Ltd. UIS, Trabajo de grado. 2012. p.18

En la minería de estéril intervienen tanto Excavadoras de tipo Hidráulicas y Eléctricas para remover el material estéril, como camiones de gran tonelaje (240t, 320t) para transportar este material hacia áreas de botaderos o retrolleado, estos pasos se muestran en la Figura 9.

Figura 9. Minería de Estéril y Carbón



Fuente: www.cerrejon.com, Febrero 2019

En el proceso es de alta importancia mantener bajas emisiones de partículas suspendidas en el aire para no impactar las poblaciones vecinas que se encuentran próximas al área de influencia de la minería. Para esto se requiere que vehículos llamados “Tanqueros” rieguen agua por las vías de circulación de los camiones que transportan material Estéril y posteriormente Carbón, con el fin de no levantar polvo que con las corrientes de aire viajan varios kilómetros en los alrededores produciendo contaminación.

En Enero de 2018 entró en vigencia la nueva norma de calidad de aire a través de la resolución 2254 de 2017 del Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, mediante la cual el gobierno busca alcanzar los niveles adecuados que permitan

proteger la salud de los colombianos, dando cumplimiento a su Política de Prevención y Control de la Contaminación Atmosférica⁴. Dentro de los cambios más relevantes de la nueva normatividad que aplican a nuestra compañía se destacan: la eliminación del monitoreo de material particulado suspendido total conocido como TSP, el ajuste de los niveles máximos permitidos de polvo respirable, conocido como PM10 y la inclusión de un nuevo parámetro de medición más restrictivo.

La eliminación de la medición del TSP se da, porque científicamente se ha demostrado que no es un parámetro que indique efectos en la salud. Corresponde a tamaños de partículas de tamaño mayor que al inhalarlas pueden ser retenidas por las mucosas nasales y difícilmente alcanzan los pulmones; por consiguiente se consideró más un indicador importante de molestias del bienestar de la comunidad pero no uno de condiciones de salud.

Por otra parte, en el caso del PM10 y el nuevo PM2.5⁵ que miden las partículas suspendidas iguales o menores a esos tamaños, las cuales si son inhaladas, pueden alcanzar el tracto respiratorio y afectar el funcionamiento de los pulmones y por ende la salud, la nueva normatividad estableció mantener las mismas concentraciones hasta el mes de junio de 2018, para que las empresas y los organismos de control tuvieran un tiempo de transición, para la adquisición de los equipos de muestreo y ajustaran los sistemas de control

Sin embargo, también estableció que a partir del mes de julio de 2018, los niveles máximos permisibles de PM10 y PM 2.5 para un tiempo de exposición de 24 horas se reducirán con respecto a lo establecido hasta el momento. Para destacar, a partir del año 2030, los niveles máximos anuales permisibles bajarán considerablemente, lo que obliga a las empresas a trabajar para tener en ese momento, mejores sistemas de control.

⁴ <https://www.cerrejon.com/index.php/2018/03/01/nueva-norma-calidad-del-aire/>, Marzo 15/19

⁵ La materia particulada o PM (por sus siglas en inglés) 2.5, son partículas muy pequeñas en el aire que tiene un diámetro de 2.5 micrómetros (aproximadamente 1 diezmilésimo de pulgada) o menos de diámetro (Fuente: <https://oehha.ca.gov/calenviroscreen/indicator/pm25>, Marzo 2019)

No todo el carbón extraído se encuentra apto para su comercialización. Depende del poder calorífico solicitado por el cliente y su calidad en términos de humedad, cenizas y contenido de azufre. Al extraer el carbón existe unas capas entre el carbón y el material estéril llamado “Interface”, que es mezcla de estos 2 materiales. Este carbón es direccionado a la planta de lavado donde por medio de un proceso químico se realiza la separación del material estéril, dejando solo carbón que al final se deposita en las pilas para posterior disposición. En general, todo el material se tritura para garantizar un flujo homogéneo dependiendo de los requerimientos de los clientes.

Al tener el carbón listo en patios, se procede a direccionarlo a una banda transportadora elevada que lo deposita en un silo, encargado de suministrar un flujo continuo y homogéneo a los vagones impulsados por locomotoras. Antes de depositarlo en los vagones se le adiciona un contenido proporcional de humedad para minimizar el impacto ambiental en el transporte al ser una fuente contaminante por polvo.

El carbón es Transportado de esta manera a las instalaciones de Puerto Bolivar y su sistema de bandas transportadoras para ser finalmente dispuesto dentro de las bodegas de los buques. La Figura 10 presenta el tipo de buques donde se deposita el carbón.

Figura 10. Transporte y cargue en buques



Fuente: www.cerrejon.com, Febrero 2019

De esta manera termina el proceso minero que inicia desde la etapa de manejo de tierras hasta el buque, uniendo minería, transporte y disposición final. La Figura 11 muestra la conexión desde el centro de producción hasta el transporte que se realiza del carbón en tren a las instalaciones de Puerto Bolívar. A lo largo de la vía férrea se distribuye de manera paralela el doble circuito de 110kV, que conecta la S/E Cuestecitas con la S/E PBV.

Figura 11. Vía férrea y circuito S/E Cuestecitas – S/E Puerto Bolívar.



Fuente: GOMEZ, N. Modelo de mantenimiento basado en RCM para las subestaciones portátiles 69 kv / 7,2 kv de la empresa Carbones del Cerrejón, ltd. Monografía de Especialización. UIS. 2012

1.3 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

El suministro de energía Eléctrica de Puerto Bolívar es esencial para la actividad industrial de Cerrejón. Desde el inicio de la operación minera, la S/E principal recibe el doble circuito de 110kV a dos bahías de transformación 110/13.2kV con el propósito de darle confiabilidad⁶ al sistema eléctrico.

Actualmente la línea 747 está constituida por la subestación Toshiba tipo GIS⁷ en SF₆⁸, que tiene una vigencia de más de 3 décadas, muchos de sus equipos de protección y control como los dispositivos de maniobra, se encuentran en obsolescencia. Esta subestación será cambiada en el futuro por una subestación fabricada por WEG - Brasil, igual a la que fue instalada en la bahía de llegada de la línea 743, donde antes existía también una del fabricante Toshiba - Japón. La subestación Toshiba y WEG son mostradas en la Figura 12. La subestación WEG utiliza solamente GIS en SF₆ para el interruptor de línea.

Figura 12. Subestaciones Toshiba y WEG



⁶ Criterio Eléctrico que otorga posibilidad de maniobra entre alternativas disponibles para garantizar el suministro de Energía

⁷ GIS: Gas Insulated Switchgear

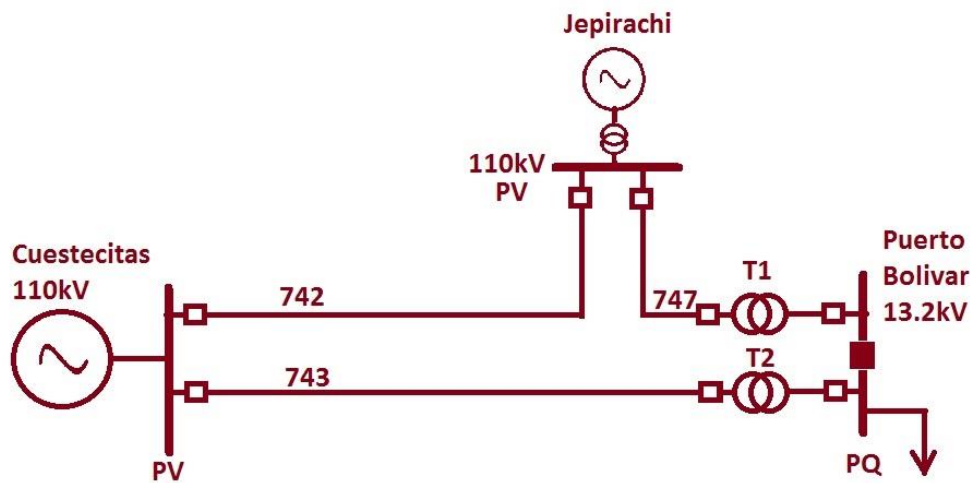
⁸ SF₆ (Hexafloruro de azufre):. gas inerte, dieléctrico, con alto poder de extinción para maniobras eléctricas en alta tensión, utilizado en las subestaciones tipo GIS

La subestación WEG correspondiente al circuito 743 fue puesta en operación recientemente y no cuenta con una estrategia de mantenimiento definida. Existen algunas tareas de mantenimiento en los manuales del fabricante que aún no se ejecutan.

El suministro de energía a Puerto Bolívar lo integra la S/E Cuestecita, la línea doble circuito a 110kV y la S/E PBV, como se muestra en la Figura 13.

La S/E Cuestecita se comporta eléctricamente como una barra de inyección infinita de Potencia Activa y Tensión (PV). La barra de Jepirachi⁹ se comporta como una barra de inyección de Potencia Activa y Tensión (PV) con potencia activa limitada. Para el caso de la S/E PBV a nivel de 13.2kV, después de su etapa de transformación se comporta como una barra de carga (PQ) de Potencia Activa (P) y Potencia Reactiva (Q).

Figura 13. Circuito unifilar equivalente Cuestecita – Puerto 110kV



⁹ Parque eólico de Empresas Públicas de Medellín con una capacidad instalada de 19.5MW

Basados en la Figura 13 existe una relación directa entre la confiabilidad de la línea y su respectiva bahía de transformación, v.g., Línea 742 + Línea 747+ Bahía T1¹⁰ o, Línea 743 + Bahía T2¹¹. Dicho de otra manera, cuando se presente una falla que deje por fuera de operación la bahía de transformación o su respectiva línea, se debe cambiar de circuito para habilitar el suministro de energía. Esto realmente permite la flexibilidad de trabajar con uno o con el otro circuito, sin embargo, la confiabilidad eléctrica de cada línea está asociada con su bahía de transformación, y debe ser calculada basada en la confiabilidad de la línea y la confiabilidad de la bahía de transformación (Subestación Eléctrica).

La línea de transmisión tiene su estrategia de mantenimiento basado en mantenimiento por condición, mantenimiento preventivo y mantenimiento correctivo, por tanto, existen frecuencias de inspección y cambios programados.

La situación con las subestaciones asociadas a cada línea es diferente debido a que no existe estrategia de mantenimiento, y se requiere que una de las subestaciones opere continuamente, y que la otra, se encuentre disponible para realizar el cambio inmediato en caso de falla como fue mencionado. Por tanto, se debe garantizar la confiabilidad de las subestaciones de Puerto Bolívar para que Carbones del Cerrejón pueda cumplir con sus compromisos comerciales de ventas de carbón. La obsolescencia de la subestación Toshiba y la carencia de tareas de mantenimiento de la subestación WEG, surgen como una necesidad de la operación para definir la estrategia de mantenimiento de la subestación WEG, sumado a esto, en el mediano plazo serán 2 subestaciones de este tipo dado que se reemplazará la subestación Toshiba.

¹⁰ Bahía del transformador 1, incluye todos los dispositivos de maniobra como pararrayos, seccionadores, interruptores, transformadores de potencial y transformador de potencia. Actualmente es una subestación del fabricante Toshiba

¹¹ Bahía del transformador dos, incluye todos los dispositivos de maniobra como pararrayos, seccionadores, interruptores, transformadores de potencial y transformador de potencia. Actualmente es una subestación del fabricante WEG

1.4 CONTEXTO OPERACIONAL DE LA SUBESTACIÓN WEG

La subestación WEG es del tipo móvil y está instalada en la alta Guajira Colombiana, ubicada en la bahía Portete al norte de Colombia. Su bahía de transformación es de 110kv a 13.2kv.

Geográficamente la zona donde está localizada la subestación es de gran influencia de vientos. La formación de vientos es relevante en la zona debido a que Colombia, se encuentra geográficamente ubicada entre el Trópico de Cáncer y el Trópico de Capricornio, y está sometida a los vientos alisios que soplan del noreste en el hemisferio norte y del sureste en el hemisferio sur, aunque en el país no tienen siempre exactamente estas direcciones. En nuestro país, por estar en las proximidades del ecuador, la fuerza de Coriolis, que es muy importante en el campo del viento, se hace muy pequeña, y por ello los vientos están influenciados fuertemente por las condiciones locales y por el rozamiento proporcionado por las grandes irregularidades que presenta la cordillera de Los Andes al ramificarse en tres sistemas que se extienden longitudinalmente a lo largo del país con diferentes elevaciones¹². La Figura 14 muestra el comportamiento de la velocidad del viento para la Guajira Colombiana. Si bien el comportamiento de la velocidad del viento cambia estacionalmente a lo largo del año, da una idea de las zonas de mayor intensidad¹³, siendo la Guajira una de las zonas de mayor velocidad del viento. Para la Guajira se tiene promedio en velocidad de vientos entre 7.0-8.0 m/s.

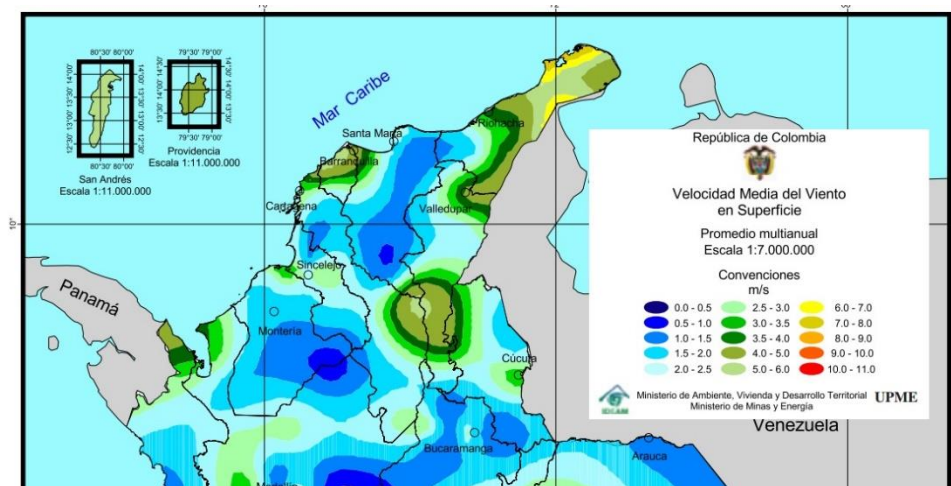
Otro aspecto importante de la zona es la alta salinidad que se presenta. De acuerdo al mapa mostrado en la Figura 15 de información tomada del IDEAM, la guajira constituye un área geográfica de alta concentración salina donde los metales y las estructuras metálicas, sufren un alto grado de deterioro por corrosión, siendo esta una problemática de alto impacto en los activos. La degradación de los suelo de la Guajira es del grado Muy alta, como se muestra en la Figura 15.

¹² ATLAS DE VIENTO Y ENERGÍA EÓLICA DE COLOMBIA. Ideam/UPME. Tomado de: <http://documentacion.ideam.gov.co/openbiblio/bvirtual/019813/019813.htm>, Junio 15/19

¹³ Ibid

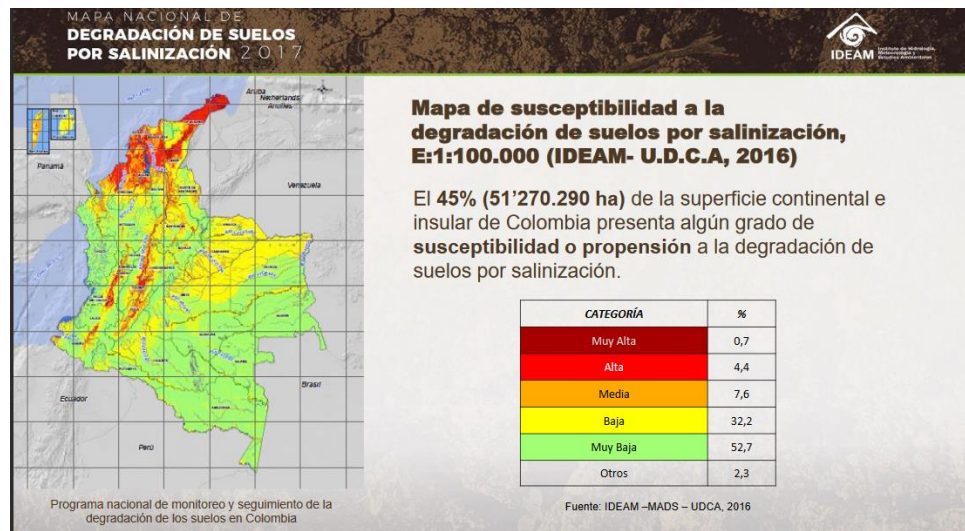
De otro lado, la Figura 16 muestra el comportamiento de degradación del departamento de la Guajira, encontrando aproximadamente el 90% del territorio con influencia de deterioro por corrosión.

Figura 14. Velocidad del viento en la zona Caribe a nivel de superficie



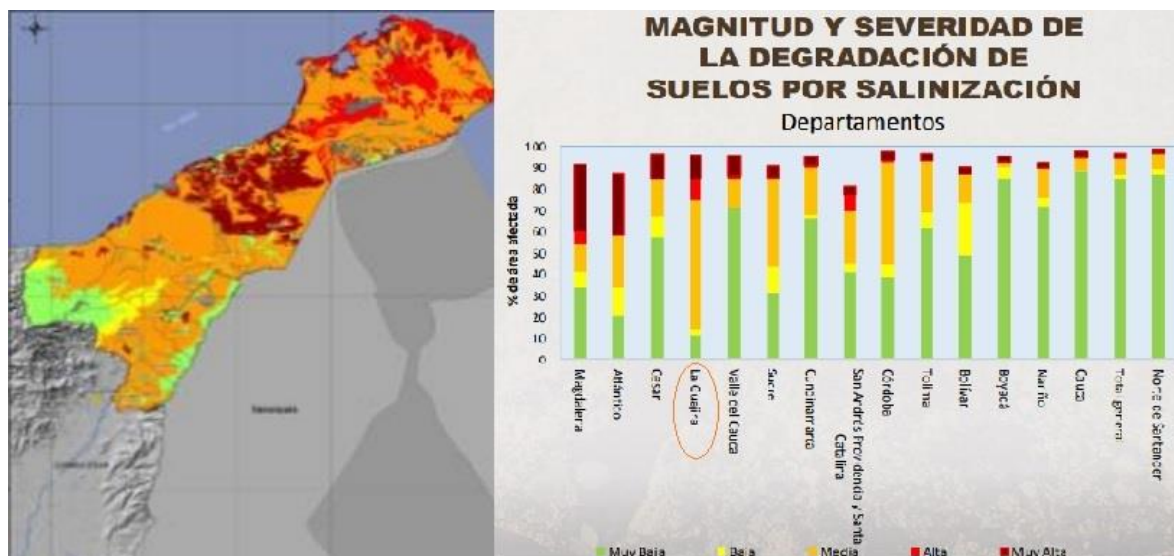
Fuente: ATLAS DE VIENTO Y ENERGÍA EÓLICA DE COLOMBIA.
<http://documentacion.ideam.gov.co/openbiblio/bvirtual/019813/019813.htm>, Junio 15/19

Figura 15. Condición de suelos por salinidad



Fuente: MAPA NACIONAL DE DEGRADACIÓN DE SUELOS POR SALINIZACIÓN 2017. Ideam.
<http://www.ideam.gov.co/documents/24277/69989379/Lanzamiento+mapa+Salinizacion+FN+OPT.pdf/624515d0-799d-41ef-b1ef-bb7e868680f3>. Agosto 26/18

Figura 16. Degradación de suelos por salinización de la Guajira

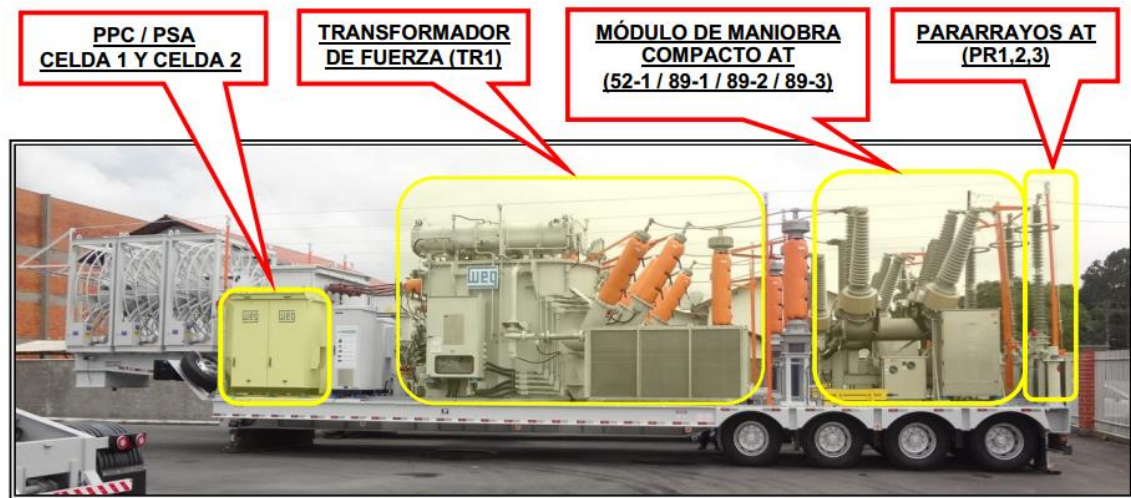


Fuente: MAPA NACIONAL DE DEGRADACIÓN DE SUELOS POR SALINIZACIÓN 2017. Ideam.
<http://www.ideam.gov.co/documents/24277/69989379/Lanzamiento+mapa+Salinizacion+FN+OPT.pdf/624515d0-799d-41ef-b1ef-bb7e868680f3>. Agosto 26/18

Estos dos aspectos ambientales expuestos, en combinación con la alta temperatura de la región que se encuentra regularmente entre 35 y 45 grados centígrados, hacen de la Guajira una zona de condiciones extremas donde los activos experimentan un alto grado de deterioro.

La subestación WEG por su parte, está constituida por equipos de patio a la intemperie, expuestos a las condiciones ambientales de la zona. La Figura 17 muestra una imagen general de la subestación, donde se aprecian los diferentes equipos que la conforman

Figura 17. Configuración general de la subestación WEG



Fuente: Manual de operación subestación móvil. Numero de documento 120-1000655-G-MN-001.
WEG

La **Tabla 1** muestra la designación dada a los principales componentes de la subestación WEG

Tabla 1. Principales componentes subestación WEG

Equipo	Etiqueta
TRANSFORMADOR DE FUERZA	TR1
PARARRAYOS ALTA TENSIÓN	PR1
MÓDULO DE MANIOBRA COMPACTO ALTA TENSIÓN – HYPACT 145 KV: • INTERRUPTOR ALTA TENSIÓN • SECCIONADORAS ALTA TENSIÓN • SECCIONADORA DE PUESTA A TIERRA	52-1 89-1 Y 89-3 89-2
CUBÍCULO BT 13,8 KV: • INTERRUPTOR BT • TP'S BT • PARARRAYOS BT • TC'S BT	52-2 TP1, 2, 3 PR4, 5, 6 TC1,2,3
TRANSFORMADOR DE POTENCIAL ALTA TENSIÓN	TP1
RESISTOR DE PUESTA A TIERRA	
SERVICIOS AUXILIARES: PANEL DE SERVICIOS AUXIL. (CELDA 2) TRANSFORM. DE SERVICIOS AUXIL. FUSIBLES PANEL DEL RECTIFICADOR PANEL DE LAS BATERÍAS	PSA TSA1 FF1,2,3 RET BAT
PANEL DE PROTECCIÓN Y CONTROL DE LA SUBESTACIÓN MÓVIL (CELDA 1 Y CELDA 2)	PPC

Fuente: Manual de operación subestación móvil. Numero de documento 120-1000655-G-MN-001.
WEG

En el Anexo A se ha incluido un diagrama unifilar de la subestación WEG. El elemento PR 1,2,3 corresponde a los descargadores de sobretensión (Pararrayos) de cada fase, donde se conecta el circuito LN743 que viene de la subestación Cuestecitas. Sigue luego una etapa de medida con Transformadores de Corriente que llevan información a la protección 50/51, de acuerdo a ANSI/IEEE Standard C37.2 *Standard for Electrical Power System Device Function Numbers, Acronyms, and Contact Designations*¹⁴, y a la protección de sincronismo 25 para el cierre del circuito.

La configuración continúa con el interruptor de línea elemento 52-1 que está integrado con los seccionadores de línea y de tierra 89-1 y 89-2 respectivamente, y luego el seccionador de carga elemento 89-3. Sigue la etapa de medida con el transformador de potencial elemento TP 1,2,3 que se integra a la protección de tierra 50G/51G, y al relé de regulación de tensión AVR (Automatic Voltage Regulation). Existen otras protecciones asociadas a la configuración de la subestación WEG que serán abordadas más adelante en la definición de la estrategia de mantenimiento. Finalmente encontramos el elemento 52-2 que es el interruptor de carga que conecta y un descargador de sobretensiones de 12kV para posteriormente conectarse con el barraje de alimentación a nivel de 13.2kV.

1.5 IMPACTO POR SALIDA DE LA S/E PUERTO BOLIVAR

La falta de suministro eléctrico en las instalaciones de Puerto Bolivar tiene diversos impactos que afectan las metas de exportación de la compañía.

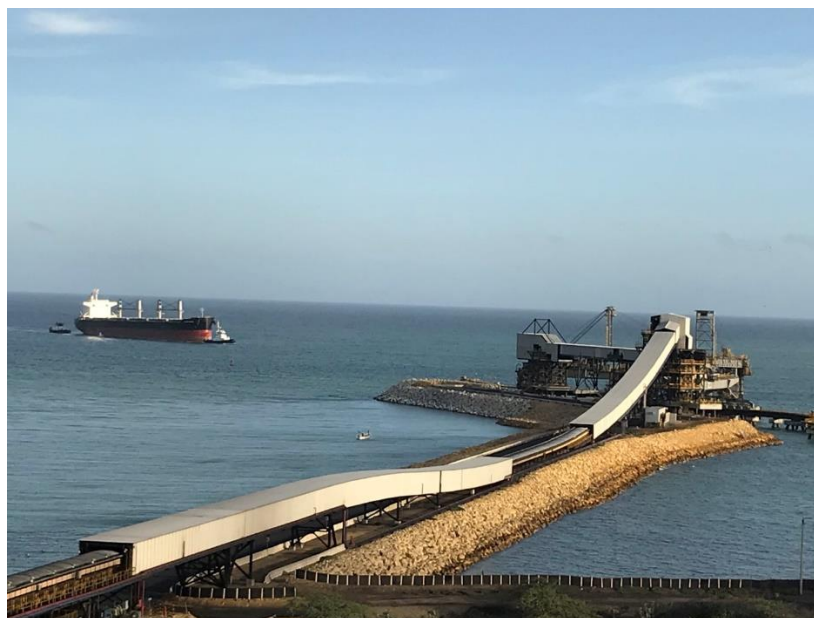
Los compromisos internacionales en las ventas de carbón son muy exigentes. Los buques que llegan a Puerto Bolivar tienen sus cronogramas de viajes establecidos con varios meses de anticipación, y con una programación acordada con el puerto de cargue de la fecha en la que serán cargados.

Cuando los buques llegan al puerto de embarque se fondean en alta mar, en espera que el puerto de embarque les indique cuando tendrán su turno para el cargue. Al

¹⁴ Tomado de: https://en.wikipedia.org/wiki/ANSI_device_numbers, Julio 27/19

momento de ser su turno el puerto de embarque envía a alta mar entre 2 y 3 remolcadores que conducen el buque por un canal navegable hasta el muelle, dependiendo del tamaño del buque. La función de los remolcadores es textualmente arrastrar y empujar al buque por medio de cabos, para llevarlo por la trayectoria correcta del canal navegable evitando encallamiento, y acercarlo al muelle para atracar. La Figura 18 muestra la “Maniobra de buque”¹⁵ cuando es llevado desde alta mar a través del canal navegable, para finalmente atracar en el muelle de carga. El carbón se lleva por bandas transportadoras al cargador que suministrará el mineral directamente a las bodegas del buque minimizando el impacto ambiental en el vertimiento como se muestra en la Figura 19.

Figura 18. Maniobra de buque



Fuente: Autor del proyecto

El cambio de programa en la fecha de cargue de los buques implica el incumplimiento de los acuerdos pactados en el cronograma de los buques y es penalizado con dinero. En promedio la penalización por no cargar un buque de

¹⁵ Procedimiento de traslado del buque desde alta mar hasta atracar en el muelle de cargue

acuerdo al programa obliga al puerto a pagar a los transportadores del buque US\$25.000/día debido al retraso.

Adicional a esta condición, cuando un buque se está cargando y se suspende el cargue por algún evento de mantenimiento, también se paga penalización al superar el tiempo en el que debió ser cargado.

Son muchas las variables que deben ser tenidas en cuenta para lograr que los buques se carguen de acuerdo al cronograma, siendo el suministro de energía uno de los más relevantes. Sin energía eléctrica no es posible mover las bandas y disponer del cargador para el cargue de los buques.

Figura 19. Cargue de buque



Otro factor, no menos importante y de alto impacto es las metas de producción de la compañía.

La línea de cargue de Puerto Bolivar tiene capacidad para transportar carbón a una rata de hasta 10.500 t/h (valor promedio de 7.500 t/h). Esta rata de cargue se presenta en algunas condiciones operacionales cuando se suministra carbón desde diferentes fuentes, v.g., paso directo de carbón al buque a través del sistema de

bandas y cargue simultaneo con los apiladores/reclamadores¹⁶. La Figura 20 muestra uno de los apiladores/reclamadores de las instalaciones de Carbones del Cerrejón en Puerto Bolivar; en total son tres equipos de estos.

Figura 20. Apilador/Reclamador



Cuando el cargue se suspende por algún evento de mantenimiento, incluyendo la falta de suministro de energía eléctrica, las pérdidas económicas para la compañía por detenerse el cargue de los buques se pueden estimar del orden de US\$420.000/hr¹⁷. Siendo así, se debe garantizar la continuidad del suministro de energía al complejo en todo momento.

Para concluir, la falta del suministro de energía eléctrica al proceso impacta en los siguientes aspectos:

¹⁶ Equipo minero que tiene por función depositar el carbón que provee el tren a través de bandas en los patios de carbón (apilar), o recolectar el carbón de las pilas de carbón para ponerlo en las bandas y ser llevado a las bodegas del buque (reclamar)

¹⁷ Valores estimados asumiendo precio de tonelada a Febrero de 2019 y una rata promedio de 7000 t/h

- Pago de millonarias multas por demoras no deseadas en el cargue de buques
- Afectación en el flujo de caja de la compañía al dejar de vender carbón por fallas en el proceso industrial
- Incumplimiento de los indicadores corporativos que son el foco de los accionistas que generan confianza en nuestra operación
- Perdida de reputación al no cumplir con los compromisos de ventas acordados comercialmente
- Otros impactos al frenar la cadena de producción y no poder descargar el tren que trae el carbón de la mina, con el fin de apilarlo en los patios de Puerto Bolívar, y como consecuencia no tener existencias para el cargue de los buques

1.5.1 Objetivo General

Desarrollar un modelo de mantenimiento basado en RCM para la subestación móvil 110kV / 13.2 kV de la empresa Carbones del Cerrejón en Puerto Bolívar, que permita definir la estrategia de mantenimiento más conveniente que debe ser aplicada al activo para garantizar la continuidad del negocio.

1.5.2 Objetivos Específicos

- Definir el contexto operacional de la Subestación WEG, en particular para ambientes de corrosión, vientos fuertes y alta temperatura
- Identificar y definir los sistemas de la subestación móvil WEG 110kV / 13.2 kV a los que se aplicara la metodología RCM
- Definir funciones primarias y secundarias de cada uno de los sistemas
- Realizar análisis de modo de falla y efectos en los sistemas definidos
- Establecer las tareas de mantenimiento basado en la aplicación del diagrama de decisión de la metodología RCM, para cada uno de los modos de falla obtenidos en el ejercicio

1.6 JUSTIFICACION DEL PROYECTO

La energía eléctrica es esencial para el proceso industrial de Carbones del Cerrejón en Puerto Bolívar. El 100% de la energía es utilizado para transportar el carbón a los buques de los compradores del mineral. Para que esto ocurra las subestaciones eléctricas juegan un papel fundamental, sin ellas no sería posible lograr los objetivos y cumplir con los planes corporativos de la empresa.

Actualmente hay una Subestación WEG en funcionamiento que no cuenta con su plan de mantenimiento. En el mediano plazo serán 2 subestaciones WEG por que se reemplazará una existente que ya está obsoleta.

La Superintendencia de Mantenimiento de Puerto Bolívar tiene un alto interés en definir la estrategia de mantenimiento de estos activos para el logro de los objetivos corporativos, dado que de no cumplir con su función generaría pérdidas económicas y millonarias demandas que atender, impactando la reputación de Carbones del Cerrejón.

2. MARCO TEORICO

2.1 EVOLUCIÓN DEL MANTENIMIENTO

El mantenimiento ha evolucionado a través del tiempo siguiendo las exigencias de los clientes y el movimiento de los mercados. Los sectores industriales y de producción enfrentan retos muy grandes ante la tecnología y procesos cada vez más automatizados que minimizan los errores de productos defectuosos, y donde conceptos como Disponibilidad, Confiabilidad, Tiempo entre fallas, Tiempo de reparación, entre otros, se convierten en referentes para medir la gestión de los procesos, a su vez, se crean estrategias productivas para lograr optimizarlos y que los activos logren desempeñar la función para lo cual fueron creados, sin perder de vista los costos asociados a las actividades de mantenimiento.

Los activos se diseñan de acuerdo a requisitos de ergonomía y altos niveles de seguridad que eviten o minimicen el impacto en las personas y el medio ambiente.

Es así como hace algunas décadas el mantenimiento se enfocaba en Correctivo, donde se esperaba la falla de los activos para entrar a repararlo y restablecer las funciones. Jhon Moubray en su libro “Mantenimiento Centrado en Confiabilidad”¹⁸ presenta un abordaje histórico a lo que ha sido el mantenimiento y su evolución. Una síntesis de esto es presentada en la Figura 21.

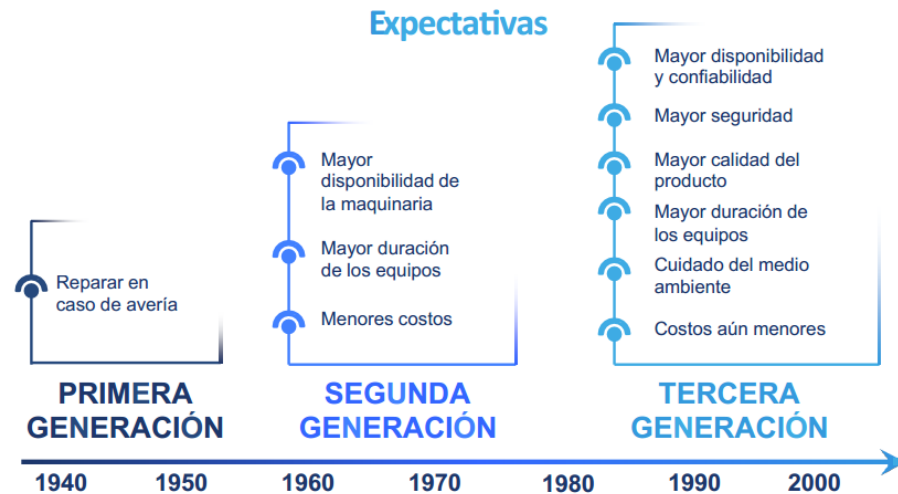
De acuerdo a la historia, se distinguen tres generaciones del mantenimiento hasta la primera década del año 2000.

2.1.1 Primera Generación. Los procesos de la industria se encontraban poco mecanizados y las maquinas eran robustas, sobredimensionadas. No existían tareas complejas de mantenimiento y por tanto, no se requería de mayores habilidades en el personal de mantenimiento. No existía competencia en el mercado

¹⁸ MOUBRAY, John. Mantenimiento centrado en confiabilidad. Mexico: Aladon, 2004, p. 3

y solo algunas empresas producían productos y servicios esenciales que tenían alta demanda.

Figura 21. Expectativas del Mantenimiento Crecientes



Fuente: Notas de Clase, Principios de Mantenimiento, Dr. Alberto Pertuz

2.1.2 Segunda Generación. La segunda generación tuvo un hito importante que marcó un referente en la industria como lo fue la Segunda Guerra Mundial. Había escases de materia prima y mano de obra competente para tareas de manufactura, como consecuencia los empresarios se orientaron a volver sus procesos más mecánicos. La prioridad era tener las maquinas en operación la mayor parte del tiempo, esto llevó a crear iniciativas de prevención de fallas y definir las primera rutinas de mantenimiento, que con el tiempo se llamó Mantenimiento Preventivo. Más adelante, se complementó con paradas programadas que llamaron reparaciones mayores. Así, los costos del mantenimiento fueron creciendo con relación a los costos operativos generando estrategias de Planeación y Control del mantenimiento, buscando reducir dichos costos.

Esta generación termina buscando maximizar la vida útil de los activos a fin de reducir costos fijos y operacionales.

2.1.3 Tercera Generación. Esta generación trae una transformación completa en la forma como se venía haciendo el mantenimiento. Las paradas inesperadas de las máquinas conllevan a grandes pérdidas en las empresas e insatisfacción del cliente. Los bajos niveles de inventario de material en proceso producían impacto en toda la línea de producción. Comenzaron a mecanizarse más los procesos y por ende, se presentaban diversas fallas, tomando mayor relevancia los conceptos de confiabilidad y disponibilidad. Comenzó a incorporarse a los procesos tecnologías de automatización y con esto el desafío de las empresas de mantener los parámetros de satisfacción de sus productos, al punto de interferir con el logro de los objetivos de producción.

Se integran conceptos de seguridad y medio ambiente en las empresas, que coexisten junto con los de producción. Aquellas empresas que no logran integrar estos conceptos se ven obligadas a transformarse o a cerrar su operación.

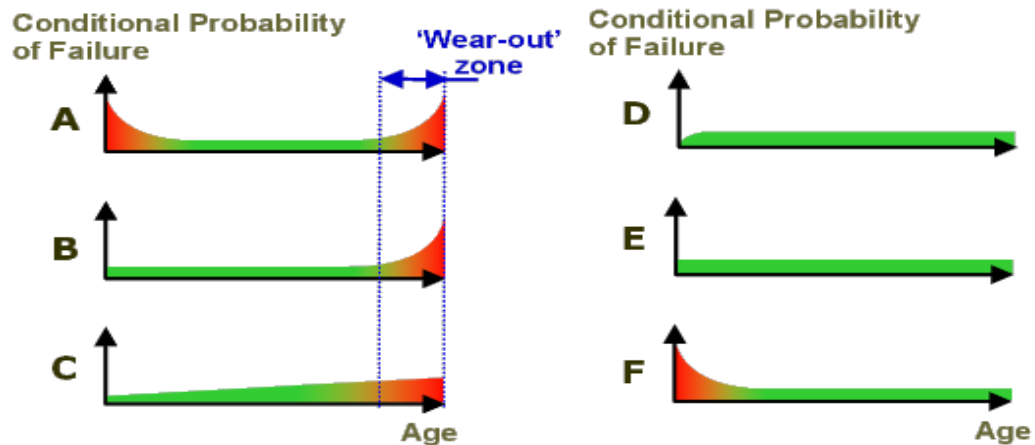
Tener los activos continuamente operando el máximo de tiempo posible, implica incremento en los costos de operación a niveles muy altos, ocupando rubros de importancia dentro de las compañías.

Comienzan a dedicarse a la observación y la investigación de procesos, relacionando la edad de los activos con las fallas, creando patrones de falla basados en la probabilidad de falla con la edad, dentro de las más conocidas, la “curva de la bañera” que se introdujo en la Segunda Generación. Para la Tercera Generación se pudo establecer 6 patrones de falla que integran la mayor cantidad de equipos existentes incluso en la actualidad. Los patrones de falla son comportamientos típicos de los componentes basados en la edad de los componentes como variable independiente y su respectiva Probabilidad Condicional de Falla, obteniéndose las gráficas mostradas en la Figura 22. Patrones de FallaFigura 22.

La industria se enfoca en hacer correctamente el trabajo, sin embargo, se cuestiona si es lo que se debe hacer. Surgen nuevos conceptos y nuevas técnicas de

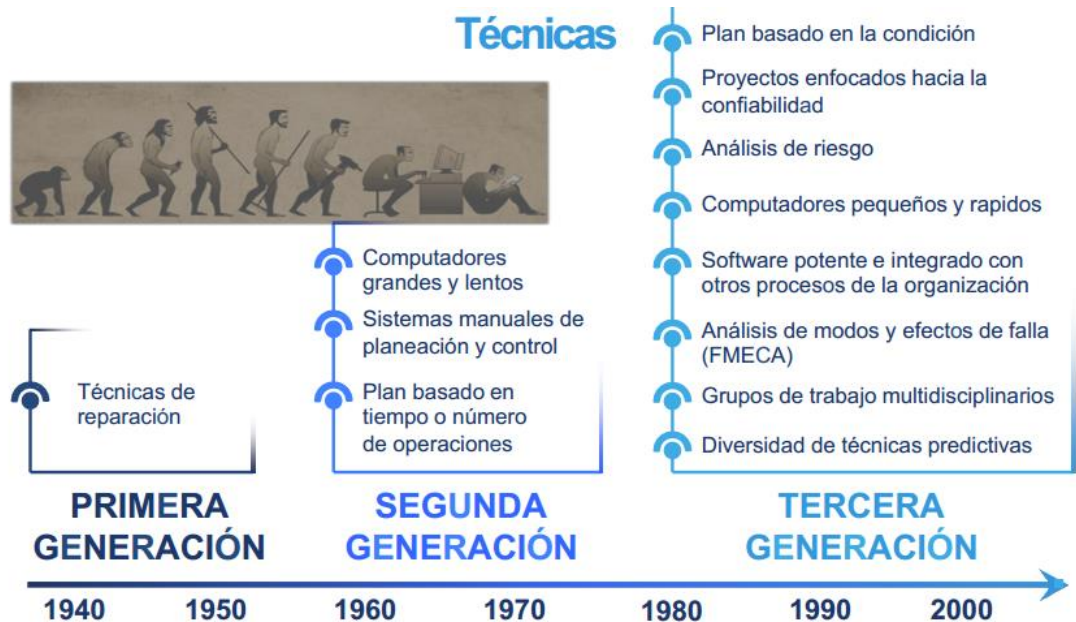
mantenimiento, que hoy día aún existen, como las mostradas en la Figura 23, y presentadas por Moubray¹⁹.

Figura 22. Patrones de Falla



Fuente: Notas de Clase, Mantenimiento Centrado en Confiabilidad, Pilar Valderrama, CMRP

Figura 23. Cambios en las técnicas de Mantenimiento ²⁰



Fuente: Notas de Clase, Principios de Mantenimiento, Dr. Alberto Pertuz

¹⁹ MOUBRAY, John. Mantenimiento centrado en confiabilidad. Mexico: Aladon, 2004. p. 133

²⁰ MOUBRAY, John. Mantenimiento centrado en confiabilidad. Mexico: Aladon, 2004, p. 5

La tecnología se enfoca en crear herramientas que permitan de manera fácil identificar defectos en los equipos, basados en variables físicas tales como: vibración, temperatura, presión, ondas de sonido, entre otros. Se introduce el concepto de modos de falla, efectos y posteriormente consecuencias de las fallas. Pero es conveniente aplicar todas las técnicas existentes para todos los modos de falla?, la respuesta es No, y va a depender del impacto propio de los equipos en cada contexto operacional donde los activos se van a desempeñar.

La industria que marcó un hito en la historia fue la de la aviación²¹, donde lograron hacer las tareas de manera correcta, y adicionalmente, seleccionar correctamente las tareas a realizar. Esto dio como resultado el desarrollo de una metodología de toma de decisiones que se conoció en el ámbito aeronáutico como MSNG3, que más tarde incursionaría en la industria como Mantenimiento Centrado en Confiabilidad RCM.²²

La industria en general encontró en el RCM una manera efectiva de realizar gestión a los activos físicos, debido a que conceptualmente realiza un abordaje absoluto en los equipos y sus respectivas funciones, con sus modos de falla potenciales, a fin de establecer las tareas que garanticen que los activos cumplen con su función. Posteriormente, con el conocimiento de la metodología y sus bondades, la “American Society of Automotive Engineers” se dio a la tarea de formalizar la aplicación de la metodología RCM creando la norma SAE JA 1011 denominada: “Criterio de Evaluación del Proceso de Mantenimiento Centrado en Confiabilidad (RCM)”. La diferencia conceptual de esta metodología con la de Moubray radica en el hecho que el tratamiento de las fallas tiene otra política. Si bien las 2 metodologías llegan al mismo resultado que ofrece las hojas de decisión, el RCM II

²¹ NOWLAN, Stanley; HEAP, Howard, Reliability-Centered Maintenance. Unclassified Report. AD-A066-579. United Airlines., 1978

²² MOUBRAY, John. Mantenimiento centrado en confiabilidad. Mexico: Aladon, 2004, p. 6

redefinido por Moubray²³ va un poco más allá en el aseguramiento y eficacia de la aplicación del método, dado que define una forma adicional de asegurar que la implementación del método sea conocido por todos los involucrados, como también se permite reescribir las tareas de mantenimiento a fin que sean más claras y no exista posibilidad de error en su ejecución. Esto último asegura que la administración tiene una responsabilidad y compromiso alto en realizar las tareas correctas, de la forma correcta, y que esta información llega a los involucrados en la ejecución del mantenimiento.

2.2 INDICADORES DE SISTEMAS ELÉCTRICOS

El negocio de la energía Eléctrica en Colombia tuvo un hito importante en el año 1994 que pasamos de un mercado regulado a un mercado desregulado. Las empresas del sector eléctrico se dedicaban a todas las áreas del negocio, a saber: Generación, Transmisión, Distribución y Comercialización, lo que generaba monopolios en el sector dado que una misma empresa podía dedicarse a todas las actividades del sector. Con el fin de favorecer la libre competencia y crear un mercado de energía, el gobierno nacional creó la “Comisión de Regulación de Energía y Gas” (CREG), quien tuvo como tarea crear la reglamentación que regiría al sector eléctrico en los años siguientes.

En el año 1994 el gobierno nacional, a través del Ministerio de Minas y Energía, emitió la Ley 143 de Julio 11 de 1994²⁴ también llamada como “Ley de servicios públicos”. En este documento especifica los requerimientos por ley que deben cumplir las empresas y la discriminación de negocios a los que se pueden dedicar. En otras palabras, solo es posible dedicarse a una actividad definida, ya sea, generación, transmisión, distribución o comercialización. La Ley de Servicios Públicos solo permite que las empresas constituidas como generadoras también se

²³ MOUBRAY, John. Mantenimiento centrado en confiabilidad. Mexico: Aladon, 2004, p. 217

²⁴ Por la cual se establece el régimen para la generación, interconexión, transmisión, distribución y comercialización de electricidad en el territorio nacional, se conceden unas autorizaciones y se dictan otras disposiciones en materia energética.

dediquen a la actividad de comercialización de energía eléctrica²⁵. A su vez introduce los conceptos iniciales de eficiencia, calidad, continuidad, adaptabilidad, neutralidad, solidaridad y equidad. En particular el de calidad se refiere a los requisitos técnicos en el suministro de energía, y dio la pauta para crear posteriormente la Resolución No. 025 del 13 de julio de 1995²⁶, conocida como “Código de Redes”. El Código de Redes en términos generales especifica los requisitos de los transportadores de energía para conectarse al Sistema de Transmisión Nacional (STN) y da los respectivos lineamientos para el planeamiento y desarrollo de la actividad de transmisión. El Código de Redes en sus apartes, está compuesto por:

- Código de Planeamiento de la Expansión del Sistema de Transmisión Nacional
- Código de Conexión
- Código de Operación
- Código de Medida

En particular en el Código de Operación se establecen los criterios, procedimientos y requisitos de información necesarios para realizar el Planeamiento Operativo, el Despacho Económico, la coordinación, la supervisión y el control de la operación de los recursos del Sistema Interconectado Nacional (SIN). En su párrafo 5, define los criterios mínimos a cumplir para la transmisión de energía basados en frecuencia 60Hz ± 0.2 , y tensión en transmisión para niveles de 110 kV, 115 kV, 220 kV y 230 kV $\pm 10\%$ de su valor. Estos valores son de estricto cumplimiento para las empresas, y a su vez, deben tener una plataforma tecnológica para monitorear estos

²⁵ LEY 143 DE 1994 SERVICIOS PÚBLICOS Tomado de:

http://www.secretariasenado.gov.co/senado/basedoc/ley_0143_1994.html, Agosto 24/19

²⁶ RESOLUCIÓN NO. 025 DEL 13 DE JULIO DE 1995 CÓDIGO DE REDES. Tomado de:

[http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/2b8fb06f012cc9c245256b7b00789b0c/3a940408d14bf2e80525785a007a653b/\\$FILE/Cr025-95.pdf](http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/2b8fb06f012cc9c245256b7b00789b0c/3a940408d14bf2e80525785a007a653b/$FILE/Cr025-95.pdf). Agosto 24/19

parámetros de calidad de energía, como también mecanismos de control para actuar de manera inmediata para llevar los valores a la referencia en caso de desviaciones en la tensión y frecuencia.

Para el caso de Carbones del Cerrejón, en las instalaciones de Puerto Bolívar no existen indicadores asociados con la calidad de la energía eléctrica, dado que somos usuarios finales de consumo. Sin embargo, se deben definir algunos indicadores que garanticen la integridad de funcionamiento de los activos y el cumplimiento de metas de la compañía en términos de Disponibilidad y Confiabilidad, para el suministro de energía Eléctrica.

Los indicadores claves de desempeño y gestión permiten establecer y cuantificar el nivel de aceptación que tienen los sistemas con el fin de saber “que tan bien” se encuentra la gestión de mantenimiento. Es la manera de tener argumentos para definir los planes que lleven a los sistemas a niveles de especificación considerados por la organización como óptimos, y una de las formas de lograr el cumplimiento de los objetivos corporativos.

Existen indicadores de resultado a nivel corporativo asociados a la exportación de carbón, e indicadores de gestión que integran el proceso industrial para lograr las metas. Sin embargo, para el suministro de energía no se tienen indicadores que permitan saber cómo estamos, o en donde orientar esfuerzos para mejorar la gestión de mantenimiento.

Los conceptos y fundamentos de Confiabilidad en sistemas eléctricos son abordados en “IEEE Recommended Practice for the Design of Reliable Industrial and Commercial Power Systems” (IEEE Std 493™-)²⁷ y pueden ser tomados como indicadores. En esta guía se definen los conceptos básicos asociados al cálculo de indicadores para los sistemas eléctricos.

²⁷ IEEE Recommended Practice for the Design of Reliable Industrial and Commercial Power Systems” (IEEE Std 493™-)

Como fue mencionado, para el caso de las instalaciones eléctricas de Carbones del Cerrejón en PBV no existen indicadores definidos, sin embargo, la IEEE Std 493™-2007 define varios de ellos, de los cuales para el modelo de mantenimiento propuesto se sugieren los presentados a continuación.

2.2.1 Indicadores fundamentales²⁸. En la definición de indicadores se toman como básicos los siguientes, igualmente definidos en la IEEE Std 493™-2007:

- Rata de falla (λ): es el promedio aritmético entre el número de fallas de un sistema o componente y el tiempo de exposición. Normalmente tomado como Fallas/año.
- Tiempo de falla de Mantenimiento (*Mdt*-Maintenance down time): tiempo de falla del mantenimiento programado en un periodo de tiempo (*Tp*), incluyendo los tiempo de: logística, disponibilidad partes, disponibilidad del turno de trabajo, entre otros.
- Tiempo medio de falla (*MDT*-Mean Downtime): tiempo promedio de falla causado por mantenimiento programado y no programado, incluyendo tiempo empleado en actividades de logística.
- Tiempo medio entre fallas (*MTBF*-Mean Time Between Failures): tiempo promedio de exposición entre fallas consecutivas de un componente.
- Tiempo medio para reparar (*MTTR*-Mean Time To Repair): tiempo promedio para reparar o reemplazar un componente. Los tiempos de logística asociados a la reparación, tales como: adquisición de partes, movilización de cuadrillas no están incluidos. Se calcula dividiendo la suma de los tiempos de reparación entre el número de reparaciones, así, es prácticamente el tiempo promedio de reparación. La unidad más común en análisis de confiabilidad es de horas/fallas.

²⁸ IEEE Recommended Practice for the Design of Reliable Industrial and Commercial Power Systems” (IEEE Std 493™-). p 7

- Tiempo medio entre mantenimientos (*MTBM* – Mean time between maintenance): tiempo promedio entre todos los eventos de mantenimiento, programados y no programados, incluyendo tiempos de logística asociados a estas actividades
- Fallas totales (*Tf* – Total failures): total de fallas durante un periodo de tiempo T_p
- Tiempo de reparación de fallas (*Rdt* – Repair downtime): tiempo total de falla para mantenimiento no programado excluyendo los tiempos de logística, en un periodo de tiempo T_p en horas
- Tiempo logístico de reparación (*Rlt* – Repair logistics time): tiempo total de logística del mantenimiento no programado, en un periodo de tiempo T_p en horas
- Numero de eventos total de fallas (*Tde* - total downtime events): número total de eventos de falla incluyendo los tiempos de mantenimiento programado y las fallas que se presenten en operación normal, en un periodo de tiempo T_p en horas

2.2.2 Disponibilidad²⁹. Es la capacidad de un activo de realizar una función requerida en un instante determinado de tiempo o sobre un periodo de tiempo, bajo aspectos combinados de confiabilidad, mantenibilidad y con soporte de mantenimiento.

La disponibilidad se define como Operacional o Inherente de acuerdo a la IEEE Std 493TM.

Disponibilidad inherente (A_i)

²⁹ IEEE Recommended Practice for the Design of Reliable Industrial and Commercial Power Systems” (IEEE Std 493TM-). p 7

Es la probabilidad que un componente o sistema se encuentre cumpliendo su función o se encuentre en falla. Solo considera el tiempo de falla para reparar las fallas, excluyendo tiempos de logística, mantenimiento preventivo, entre otros.

La expresión que acompaña la Disponibilidad inherente es la siguiente:

$$A_i = \frac{MTBF}{MTBF + MTTR}$$

Disponibilidad operacional (Ao)

Es la probabilidad que un componente o sistema se encuentre cumpliendo su función o se encuentre en falla, con la diferencia respecto a A_i en que considera todos los tiempos de falla, incluyendo tiempos de logística, mantenimiento programado y no programado entre otros.

La expresión que acompaña la Disponibilidad operacional es la siguiente:

$$A_o = \frac{MTBM}{MTBM + MDT}$$

La Disponibilidad operacional es la que refleja realmente la gestión de mantenimiento dado que contabiliza los tiempos perdidos de la ejecución del mantenimiento.

En resumen se presenta en la Tabla 2 las expresiones matemáticas de cálculo de los indicadores propuestos, tomado de IEEE Std 493^{TM30}.

Tabla 2. Resumen de indicadores propuestos

Descripción	Formula de calculo
-------------	--------------------

³⁰ IEEE Recommended Practice for the Design of Reliable Industrial and Commercial Power Systems" (IEEE Std 493^{TM-}). p 9

A_i	$\frac{MTBF}{MTBF + MTTR}$
A_o	$\frac{MTBM}{MTBM + MDT}$
$\lambda, (\text{año})$	$\frac{Tf}{\left(\frac{Tp}{8760}\right)}$
MDT	$\frac{Rdt + Rlt + Mdt}{Tde}$
$MTBF$	$\frac{Tp}{Tf}$
$MTBM$	$\frac{Tp}{Tde}$
$MTTR$	$\frac{Rdt}{Tf}$

Fuente: IEEE Recommended Practice for the Design of Reliable Industrial and Commercial Power Systems, IEEE Std 493™-2007

2.3 MODELO CONCEPTUAL DE MANTENIMIENTO DE SUBESTACIONES

El mantenimiento de subestaciones se enmarca en lo que tradicionalmente ha sido el mantenimiento a través de la historia, estos es: Correctivo, Preventivo y Predictivo.³¹

2.3.1 Mantenimiento Correctivo Es el conjunto de operaciones que se hacen sobre un equipo o sistema de equipo fallado para restituirlo a condiciones operativas normales. Las actividades de restitución de funciones son no programadas, lo que implica intervenir una única falla, incrementando los costos operativos, sin tener conocimiento de que otra falla se pueda presentar. Puede ser una estrategia eficaz si existe una logística que permita actuar de manera rápida, contando con herramientas adecuadas para las tareas, personal idóneo y reservas de partes en el almacén a fin de disminuir los tiempos del evento de falla.³²

³¹ Notas de Clase. Dr. Alberto Pertuz. UIS

³² Notas de Clase. Dr. Alberto Pertuz. UIS

2.3.2 Mantenimiento Preventivo. Es el conjunto de operaciones que se hacen sobre un equipo o sistema de equipo con el objetivo de prevenir la ocurrencia de una falla. La característica de este tipo de estrategias de mantenimiento es que las actividades son programadas y ejecutadas periódicamente sobre los activos, con el fin de optimizar su efectividad y minimizar paradas imprevistas. Con esta estrategia se busca eliminar la aparición de fallas aleatorias y aumentar el ciclo de vida de los activos, aumentando eficiencia y capacidad de proceso.³³

El mantenimiento preventivo consta de actividades programadas basado en las características del activo y en tareas resultantes de recomendaciones del fabricante, o de ejercicios anteriores de mejores prácticas de la industria. En general se reduce a tareas de:

- Inspeccionar
- Comprobar/Probar
- Verificar
- Ajustar
- Cambiar
- Limpiar
- Medir

La gran mayoría de las tareas entran en acciones como Verificar e Inspeccionar, otras pocas se reducen a medir desgastes o niveles de variación de variables físicas, para luego tomar decisiones sobre dichos hallazgos.

Para el caso de subestaciones eléctricas están caracterizadas algunas rutinas de mantenimiento, como se presenta en el “Manual de Mantenimiento de Subestaciones Eléctricas”, documento de referencia en mantenimiento elaborado por la Empresa Distribuidora del pacifico S.A.³⁴

³³ Ibid

³⁴ Manual de Mantenimiento de Subestaciones Eléctricas”, Empresa Distribuidora del pacifico S.A E.S.P. Marzo 2015

A continuación se presentaran las rutinas de mantenimiento preventivo más usuales que se realizan a los principales equipos de patio de una subestación.

2.3.2.1 Transformador de Potencia. Son máquinas eléctricas estáticas cuya función es transformar mediante un campo electromagnético alterno, la energía eléctrica de un sistema con una determinada tensión, a otro sistema con la tensión deseada dada por las condiciones de diseño, teniendo la posibilidad de variar la tensión en el secundario por medio de taps. Las partes de un transformador de potencial son mostradas en la Figura 24.

A continuación se describen algunas pruebas de mantenimiento usuales que se realizan a los Transformadores de Potencia³⁵.

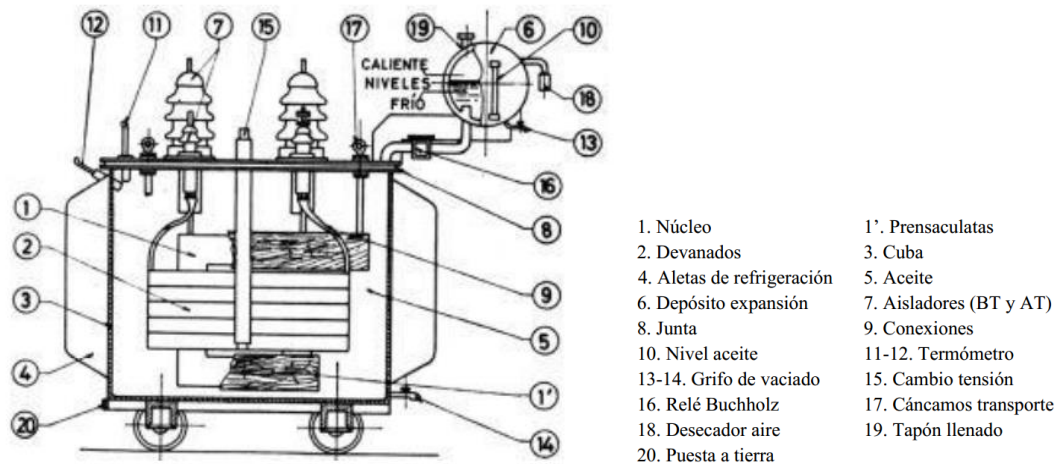
Prueba de resistencia óhmica de los devanados

Comprobar que las conexiones internas de los devanados y guías están sujetadas firmemente de igual forma obtener las perdidas en el cobre (I^2R) y calcular la temperatura de los devanados en la prueba de temperatura. Se debe medir simultáneamente la temperatura de los devanados, como indican los siguientes puntos:

- Si el transformador es del tipo seco. La temperatura debe ser determinada por el promedio de por lo menos tres termómetros colocados entre los devanados
- Si es sumergido en aceite. Se debe energizar 8 horas antes de efectuar la medición y la temperatura del devanado se considerara como la del propio liquido
- La prueba se realizará en un lugar donde no existan cambios bruscos en el ambiente

³⁵ Manual de pruebas a transformadores de distribución. Hernandez, A; Ledesma, R; Pereira, E. Instituto politécnico Nacional. México. 2007

Figura 24. Partes constitutivas de un transformador de potencia



Fuente: Diseño de una Subestación Eléctrica Móvil 110/13,8 kV 15 MVA. Universidad Carlos III de Madrid. Bamonde, A., Octubre 2013. p 21

Prueba de Resistencia de Aislamiento

Determinar la cantidad de humedad e impurezas que contienen los aislamientos del transformador para garantizar la rigidez dieléctrica del aceite.

Relación de transformación

La prueba de relación de transformación determina la relación entre el número de vueltas del devanado primario y el secundario, es decir, determina si la tensión suministrada puede ser transformada exactamente a la tensión deseada.

Prueba de potencial aplicado

Verificar que la clase y cantidad de material aislante de los devanados correspondiente sean las adecuadas, y así asegurar que el transformador resistirá los esfuerzos eléctricos a los que se verá sometido durante su operación.

Prueba de potencial Inducido

La finalidad de esta prueba consiste en comprobar si el aislamiento entre vueltas, capas y secciones de los devanados del transformador es de la calidad requerida, así como verificar el aislamiento entre bobinas y entre devanados y tierra

Prueba de rigidez dieléctrica de aceite

Determinar que el aceite del transformador utilizado como medio enfriador, cumple con las características dieléctricas requeridas

Prueba de Impulso

Como en muchas ocasiones las fallas en los transformadores son causadas por descargas atmosféricas, es indispensable saber si el aislamiento del transformador, puede soportar dichas descargas a que está sometido durante su operación.

Prueba de acidez o número de neutralización³⁶

La prueba de acidez o número de neutralización es aplicable a los aceites para transformadores e interruptores. Para esta prueba se toma como referencia los valores del aceite nuevo para determinar el grado de deterioro del aceite en uso, como una indicación de cambios químicos en el propio aceite o en sus aditivos, como consecuencia de la reacción con otros materiales o sustancias con las que ha estado en contacto. El número de neutralización consiste en determinar los miligramos de hidróxido de potasio (KOH) que son necesarios para neutralizar el ácido contenido en un gramo de aceite bajo prueba. Los aceites nuevos prácticamente no contienen ácidos. Los ácidos son los responsables directos de la formación de lodos. Experimentalmente se ha determinado que la formación de lodos comienza cuando el número de neutralización tiene el valor de 0.4 o más. Los aceites nuevos deben tener un índice de acidez de 0.08 o menos; en condiciones

³⁶ Manual de Mantenimiento de Subestaciones Eléctricas”, Empresa Distribuidora del pacifico S.A E.S.P. Marzo 2015

normales y dependiendo de los ciclos de temperatura a que se somete el transformador, este valor aumenta en 0.01 a 0.02 por año

Cromatografía de gases³⁷

El análisis de gases contenidos en el aceite de los transformadores proporciona información de anomalías respecto a la función del aceite, y permite anticipar medidas correctivas para evitar fallas de mayor potencial más adelante. Los gases disueltos en el aceite son producto de calentamiento localizado en algunos puntos del bobinado, debido a descargas eléctricas internas. Dependiendo de la temperatura en los puntos de falla prematura se obtienen gases tales como: hidrógeno, metano, etano, etileno, acetileno, monóxido y dióxido de carbono, oxígeno, nitrógeno. Determinando el contenido de cada gas, la valoración global y la relación entre las concentraciones de los diferentes gases y su evolución, se puede conocer no solamente la existencia de un defecto, sino también el tipo del mismo y su importancia.

Las fallas más comunes que se pueden identificar con esta técnica en los transformadores son: arco eléctrico, descargas parciales, aceite sobrecalentado, celulosa sobrecalentada, humedad en el aceite.

2.3.2.2. Interruptor de potencia

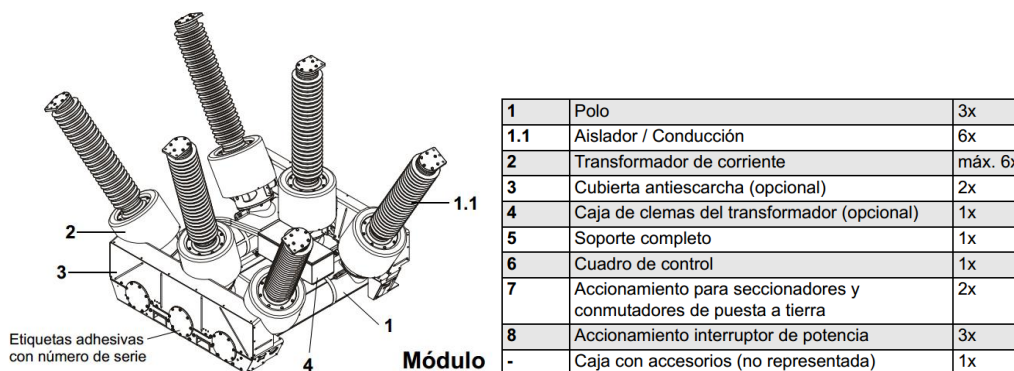
Dispositivo de maniobra que tiene como función desconectar una carga o una parte del sistema eléctrico en condiciones normales o bajo condiciones de corto circuito³⁸.

³⁷ RODRIGUEZ, M., Modelo de gestión del mantenimiento preventivo y predictivo para las subestaciones de la empresa de energía de Cundinamarca. UIS. Monografía de Especialización. Bogotá 2009. p 110

³⁸ MEDRANO, F. Metodología de implementación de mantenimiento centrado en confiabilidad para las subestaciones de propiedad de la Empresa de Energía de Bogotá.. UIS. 2010. p. 31

A continuación algunas de las pruebas que se realizan a los interruptores de potencia.³⁹

Figura 25. Interruptor subestación WEG



Fuente: Manual del fabricante Areva. Instrucciones de servicio No 263(ES). HYPact 123/145

Factor de Potencia

Esta prueba se realiza con el propósito de verificar las condiciones en las que se encuentra el aislamiento del equipo, para determinar si las fugas o pérdidas, se encuentran entre los rangos establecidos.

Pruebas Dinámicas

Realizar el análisis dinámico del interruptor, estado de mecanismo, calibración y ajuste mecánico de los contactos; tiempos de cierre - apertura y consumo en amperios de las bobinas, determinando así si los resultados se encuentran dentro de los rangos establecidos por el fabricante o estadísticas realizadas a equipos similares

Resistencia de Aislamiento

³⁹ SAAVEDRA, A.; GUTIERREZ, M. Manual de mantenimiento y pruebas a interruptores de 115 kV, con aislamiento en sf6 y aceite dieléctrico. Universidad de la Salle. Bogotá. 2007. p. 59

Realizar la verificación del aislamiento entre los contactos principales del interruptor y tierra, y también entre los contactos; determinando si los valores obtenidos se encuentran dentro de los rangos que se encuentran establecidos por el fabricante o por estadísticas de equipos similares.

Resistencia de Contactos

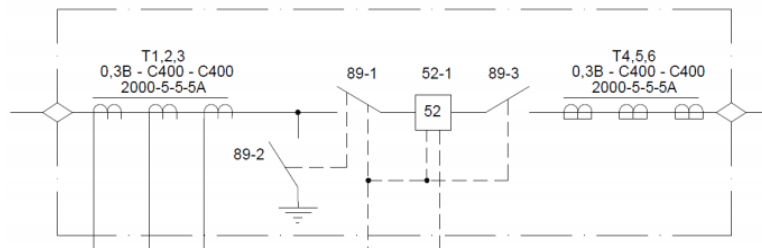
Esta prueba se realiza con el propósito de verificar el estado mecánico de los contactos, determinando si los valores obtenidos se encuentran dentro de los rangos establecidos.

Presión de SF6

El SF6 es un gas inerte que ofrece un alto nivel de aislamiento y es ampliamente utilizado en los equipos de maniobra de subestaciones eléctricas. Con este gas es posible reducir el espacio ocupado por las subestaciones respecto a una subestación convencional. Para el caso del interruptor de potencia el SF6 es utilizado en el punto de cierre de contactos para garantizar la rigidez dieléctrica respecto a potencial de tierra. Se debe monitorear periódicamente el valor de presión de referencia de este gas, con el fin de prevenir daños catastróficos en el interruptor.

2.3.2.3 Seccionadores de Potencia. Los seccionadores son dispositivos de maniobra que deben ser operados sin carga y se instalan a los extremos del interruptor de potencia. Existe una coordinación entre los seccionadores de línea y el seccionador de puesta a tierra como lo muestra la Figura 26. El elemento 89-1 corresponde al seccionador de línea de entrada. El elemento 89-3 es el seccionador de salida del interruptor de potencia 52. El seccionador 89-2 corresponde al seccionador de tierra, que se coordina con el seccionador de línea de entrada 89-1, cuando uno está cerrado el otro está abierto.

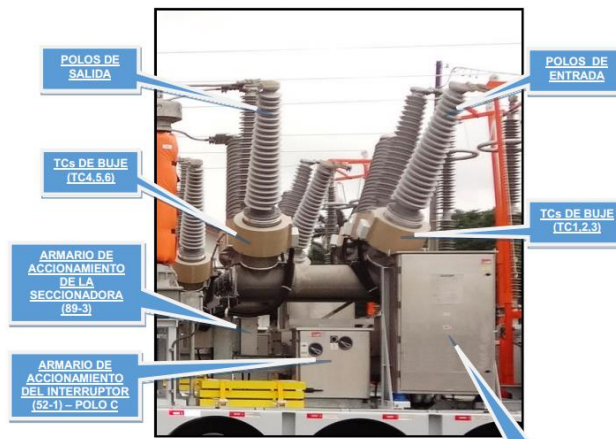
Figura 26. Coordinación de seccionadores subestación WEG



Fuente: Manual de operación subestación móvil. Numero de documento 120-1000655-G-MN-001.
WEG

La Figura 27 muestra una imagen real de arreglo de seccionadores e interruptor de potencia.

Figura 27. Seccionadores de línea entrada/salida y tierra de la subestación WEG



Fuente: Manual de operación subestación móvil. Numero de documento 120-1000655-G-MN-001.
WEG

Las rutinas de mantenimiento preventivo para este dispositivo se reducen a⁴⁰:

- Inspección visual de la pintura o galvanizado.
- Verificación apertura y cierre local – remoto
- Verificar la puesta a tierra.

⁴⁰ Manual de Mantenimiento de Subestaciones Eléctricas, Empresa Distribuidora del pacifico S.A E.S.P. Marzo 2015. p 37

- Cambio de tornillería y mantenimiento a conectadores de alta tensión, aplicar grasa conductora en terminales del conector.
- Limpieza manual con trapo e inspección de porcelanas.
- Lubricar articulaciones y partes móviles del seccionador.
- Ajuste en terminales de puesta a tierra

2.3.2.4 Transformadores de Corriente. Son dispositivos que tienen por función principal transformar la corriente que pasa por el primario, conectado en serie con el circuito a controlar, y reflejar una magnitud de corriente proporcional a la relación de transformación en el secundario. La corriente que circula por el secundario se incorpora a los equipos de medición y protección con el fin de realizar el monitoreo y control de las magnitudes físicas en las subestaciones eléctricas. La Figura 28 muestra los transformadores de corriente de cada una de las fases

Figura 28. Transformadores de Corriente subestación WEG



Fuente: Manual de operación subestación móvil. Numero de documento 120-1000655-G-MN-001. WEG

Las rutinas preventivas a realizar en los Transformadores de corriente más frecuentes son⁴¹:

⁴¹ Manual de Mantenimiento de Subestaciones Eléctricas, Empresa Distribuidora del pacifico S.A E.S.P. Marzo 2015. p 38

- Inspección visual de la pintura o galvanizado.
- Verificación de anclaje y conexiones.
- Verificación de conexiones en alta y baja tensión.
- Inspección de hermeticidad y nivel de aceite sí lo tiene.
- Verificar la puesta a tierra.
- Limpieza manual con trapo e inspección de porcelanas
- Ajuste en terminales de puesta a tierra.

2.3.2.5 Transformadores de Potencial. Es un dispositivo conectado en paralelo con el circuito a controlar y tiene por función reflejar un porcentaje de la tensión primaria, con base en la relación de transformación entre primario y secundario. En el secundario se refleja una tensión menor a la del primario y esta información al igual que los transformadores de Corriente, se incorpora a los equipos de medición y protección con el fin de realizar el monitoreo y control de las magnitudes físicas en las subestaciones eléctricas.

La Figura 29 muestra una imagen real de los transformadores de potencial de la subestación WEG.

Las rutinas preventivas a realizar en los Transformadores de corriente más frecuentes son⁴²:

- Inspección visual de la pintura o galvanizado.
- Verificación de anclaje y conexiones.
- Verificación de conexiones en alta y baja tensión.
- Inspección de hermeticidad y nivel de aceite sí lo tiene.
- Verificar la puesta a tierra.
- Limpieza manual con trapo e inspección de porcelanas
- Ajuste en terminales de puesta a tierra

⁴² Manual de Mantenimiento de Subestaciones Eléctricas, Empresa Distribuidora del pacifico S.A E.S.P. Marzo 2015. p 38

Figura 29. Transformadores de potencial de la subestación WEG



2.3.2.6 Pararrayos⁴³. Es un dispositivo eléctrico que tiene por función principal proteger las instalación eléctrica, v.g., transformador, interruptor; contra sobretensiones tanto de origen externo tales como fenómenos atmosféricos, o internos como ondas a frecuencia industrial por maniobras en el sistema eléctrico, absorbiendo parte de su energía para mantener los valores de tensión dentro de los límites adecuados. Normalmente se instalan en puntos con mayor probabilidad de sufrir sobretensiones como las entradas y salidas de los centros de transformación en intemperie. La Figura 30 muestra los pararrayos instalados en la subestación WEG, ubicados a la entrada de los equipos de patio.

Figura 30. Pararrayos subestación WEG

⁴³ BAMONDE, A. Diseño de una Subestación Eléctrica Móvil 110/13.8 kV 15MVA. Universidad Carlos III de Madrid. p 25



Las rutinas preventivas más frecuentes a realizar en los Pararrayos son⁴⁴:

- Verificación anclaje y conexiones.
- Contador de descarga, verificación de operación.
- Verificar la puesta a tierra.
- Verificar corriente de fuga
- Cambio de tornillería y mantenimiento a conectores de alta tensión aplicar grasa
- Limpieza manual con trapo e inspección de porcelanas
- Ajuste en terminales de puesta a tierra.

⁴⁴ Manual de Mantenimiento de Subestaciones Eléctricas, Empresa Distribuidora del pacifico S.A E.S.P. Marzo 2015. p 39

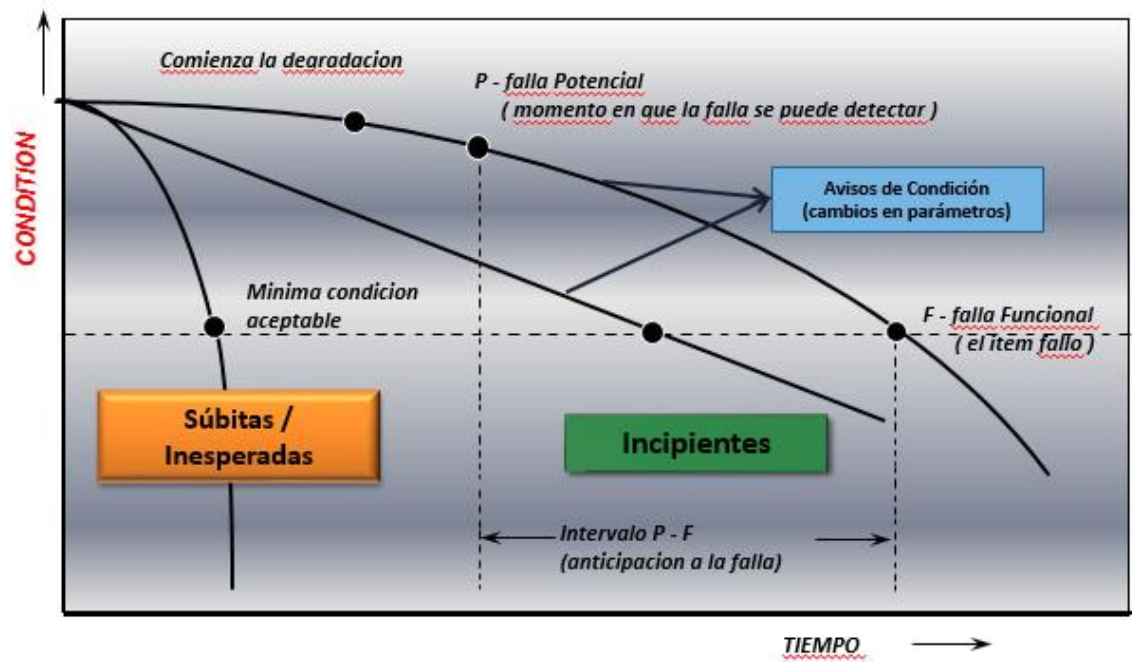
2.3.3 Mantenimiento Predictivo. Es un conjunto de acciones de mantenimiento planificadas y programadas basadas en inspecciones, que se realizan en función de las condiciones de operación de los equipos, fundamentadas en: Análisis técnico, Instrumentos especializados, análisis estadístico, programas de inspección⁴⁵. Tiene por objeto identificar fallas potenciales que se encuentran en evolución a fin de realizar alguna tarea correctiva. La Figura 31 muestra la curva conocida como Falla Potencial (Curva P-F), donde se observan los diferentes estados que ocurren previo a la pérdida de función del activo por un modo de falla específico.

Asociado con la curva P-F existen técnicas predictivas o de monitoreo de condición, que se aplican a los diferentes modos de falla antes de la etapa de degradación para adelantarnos a las fallas, y en algunas circunstancias prevenir las fallas. Algunas de estas técnicas son:

- Ultrasonido en estructuras
- Ultrasonido en el aire
- Vibraciones mecánicas
- Análisis de aceites
- Termografía
- Técnicas de partículas de desgaste

Figura 31. Evolución de Falla. Curva P-F

⁴⁵ Notas de Clase. Dr. Alberto Pertuz. UIS



Fuente: Notas de Clase, Mantenimiento Centrado en Confiabilidad, Prof. Pilar Valderama, CMRP

3. MARCO CONCEPTUAL

La razón de ser del mantenimiento es lograr que los activos realicen aquello para lo cual fueron diseñados o creados, esto es, que cumplan con las funciones específicas y poder satisfacer las necesidades de los usuarios, enmarcado en el contexto en el cual el activo se encuentra inmerso. En otras palabras, Moubray lo define como “Contexto Operacional”.⁴⁶

3.1 RCM: LAS SIETE PREGUNTAS BÁSICAS.⁴⁷

El proceso RCM formula siete preguntas acerca del activo o sistema a revisar.

- ¿Cuáles son las funciones y los parámetros de funcionamiento asociados al activo en su actual contexto operacional?
- ¿De qué manera falla en satisfacer dichas funciones?
- ¿Cuál es la causa de cada falla funcional?
- ¿Qué sucede cuando ocurre una falla?
- ¿En qué sentido es importante cada falla?
- ¿Qué puede hacerse para prevenir o predecir cada falla?
- ¿Qué debe hacerse si no se encuentra una tarea proactiva adecuada?

Las preguntas son respondidas en la medida que se avanza en el proceso.

A continuación los conceptos principales que explican las anteriores preguntas.

⁴⁶ MOUBRAY, John. Mantenimiento centrado en confiabilidad. Mexico: Aladon, 2004, p.29

⁴⁷ MOUBRAY, John. Mantenimiento centrado en confiabilidad. Mexico: Aladon, 2004, p.7

3.2 FUNCIONES Y PARÁMETROS DE FUNCIONAMIENTO

Esencialmente los activos son fabricados para cumplir una función con especificaciones definidas y niveles de aceptación. Dentro de la especificación del activo están los límites hasta donde el activo “puede” llegar y no hasta donde “quiero” que llegue.

Las funciones que se definen son Primarias y Secundarias. Las primarias establecen al activo dentro de su contexto operacional y valores de especificación definidos, tales como velocidad, producción, otros.

Las funciones Secundarias son adicionales y hacen parte complementaria de lo que el activo está en condición de ofrecernos, tales como aspectos de seguridad, confort, integridad estructural, eficiencia operacional, otros.

3.3 FALLAS FUNCIONALES

Las funciones definen los objetivos del mantenimiento y las expectativas del activo, es decir, aquello que por diseño es capaz de realizar. Cuando el activo falla se compromete una función de las que fueron definidas en el contexto operacional, y se convierte en Falla Funcional, o dicho de otra manera, el activo no puede cumplir su función.

Se pueden presentar dos situaciones: que el activo no cumpla su función o que la cumpla parcialmente. En este último caso el activo no está en condiciones de cumplir los niveles de calidad o precisión. Para cualquiera de los casos el activo entra en pérdida de función.

3.4 MODOS DE FALLA

Son las condiciones inmediatas de falla que sean razonablemente posible y que hacen que la función no se cumpla. Aquí se buscan fallas que históricamente han ocurrido o que sean susceptibles de ocurrir de una manera razonable. Se debe considera además de fallas asociadas por el desgaste propio de los componentes, otras que puedan ocurrir por la intervención de la mano del hombre. En cada caso

es importante identificar la causa de la falla y no ser demasiado analítico para listarlas adecuadamente.

3.5 EFECTOS DE FALLA

Describe los acontecimientos de la forma como se presentan las fallas, a su vez se enriquece lo suficiente para evidenciar posteriormente las consecuencias de la falla. Una parte importante a mencionar es la forma como el modo de falla puede afectar la seguridad o el medio ambiente y los impactos en la operación.

3.6 CONSECUENCIAS DE LA FALLA

En algunas circunstancias ocurren fallas que generan impactos altos, al punto por ejemplo de afectar la reputación de las compañías, o de causar una lesión al personal. En estos casos lo deseable es evitar que la falla ocurra o minimizar su impacto para evitar la Consecuencia de la Falla.

Las consecuencias suelen ser de los siguientes tipos:

- Consecuencias de Fallas Ocultas: no tienen un impacto directo pero las consecuencias son serias y pueden ser catastróficas. La gran mayoría están asociadas a dispositivos de protección.
- Consecuencias ambientales y para la seguridad: son impactos por incumplimiento a la reglamentación local ambiental, o cuando se presenta accidentes con daño a las personas o muerte.
- Consecuencias operacionales: cuando el impacto tiene relación directa con la producción y sus costos de reparación.
- Consecuencias No-operacionales: agrupa impactos de otros tipos diferentes a operacionales y de seguridad, normalmente relacionado con costos solo de reparaciones.

En esta fase del proceso donde se llega a las Consecuencias es donde se comienza a construir la estrategia de mantenimiento del activo, generando las Tareas de Mantenimiento, que pueden ser varias dependiendo de cada modo de falla.

Dentro de la estrategia puede existir claramente dejar fallar el activo, y en ese caso, debe existir una estrategia de cambio de repuestos para restituir su funcionalidad, o definir tareas Proactivas como estrategias de mantenimiento Preventivo o Predictivo, que luego se convierte en conceptos de Reacondicionamiento Cíclico, Sustitución Cíclica y Mantenimiento a Condición o tareas a condición⁴⁸.

De otro lado, cuando no es posible definir tareas proactivas, se realizan “Acciones a falta de” que puede incluir búsqueda de falla, rediseño y mantenimiento a falla⁴⁹.

3.6.1 Reacondicionamiento Cíclico. Consiste en devolver la funcionalidad de algún componente refabricándolo antes de cumplir su ciclo de vida, para reincorporarlo a la operación.

3.6.2 Sustitución Cíclica. Hace parte de la estrategia cuando los componentes tienen una característica particular de vida y se espera que en algún momento fallen, de esta manera se cambian aún en condiciones funcionales.

3.6.3 Mantenimiento a Condición. La Figura 31 permite entender lo que es mantenimiento a condición, que consiste en realizar un monitoreo a la evolución de algunas fallas, cuando aún son fallas potenciales. En este estado los componentes muestran señales físicas que con la ayuda de algunos instrumentos o técnicas se puede magnificar su condición y tomar decisiones si dejar a los activos operar, o realizar una intervención antes de su falla funcional. Los componentes se dejan en servicio a condición de que continúen alcanzando los parámetros de funcionamiento deseados. El mantenimiento a condición incluye: mantenimiento predictivo, mantenimiento basado en la condición y monitoreo de condición⁵⁰.

⁴⁸ MOUBRAY, John. Mantenimiento centrado en confiabilidad. Mexico: Aladon, 2004, p.11

⁴⁹ Ibid

⁵⁰MOUBRAY, John. Mantenimiento centrado en confiabilidad. Mexico: Aladon, 2004, p.14

3.6.4 Acciones a falta de⁵¹. Se reconocen tres categorías:

- Búsqueda de fallas: revisar periódicamente funciones ocultas para establecer si han fallado
- Rediseño: realizar cambio a las capacidades iniciales de los activos o de un sistema
- Ningún mantenimiento programado: se permite que los modos de falla ocurran y no se previenen. Se conoce también como “dejar a la falla”, para posteriormente repararla como mantenimiento correctivo.

⁵¹ Ibid

4. ESTADO ACTUAL DEL MANTENIMIENTO DE LA SUBESTACIÓN WEG

En la actualidad la subestación WEG no tiene historia de mantenimiento registrada debido a que es un activo que recién entró en operación y su ciclo de trabajo no es continuo, dado que se alterna con la subestación Toshiba. El plan de los próximos seis meses es reemplazar la subestación Toshiba por otra subestación WEG de idénticas características a la que se encuentra en operación, como fue mencionado anteriormente.

Contar con 2 subestaciones en Puerto Bolívar ofrece flexibilidad y confiabilidad en cuanto al suministro de energía eléctrica, y da también opción de usar menos los activos. En estas condiciones la subestación WEG no se encuentra exigida en la operación.

Al ser un activo nuevo no tiene historial de mantenimiento y por tanto aún no se sabe que modos de falla se van a presentar y cuando.

Por lo anterior, la estrategia de mantenimiento del activo no está definida y se debe comenzar a definir antes que el activo comience a fallar para minimizar el impacto de los diferentes modos de falla que en su momento aparecerán.

5. DEFINICIÓN DE SISTEMAS Y FUNCIONES DE LA SUBESTACIÓN WEG

Para definir la estrategia de mantenimiento de la subestación WEG nos vamos a apoyar en la Metodología de RCM, desarrollando las diferentes etapas del método con el fin de obtener las tareas que se deben realizar para garantizar la función principal y secundaria(s) del activo.

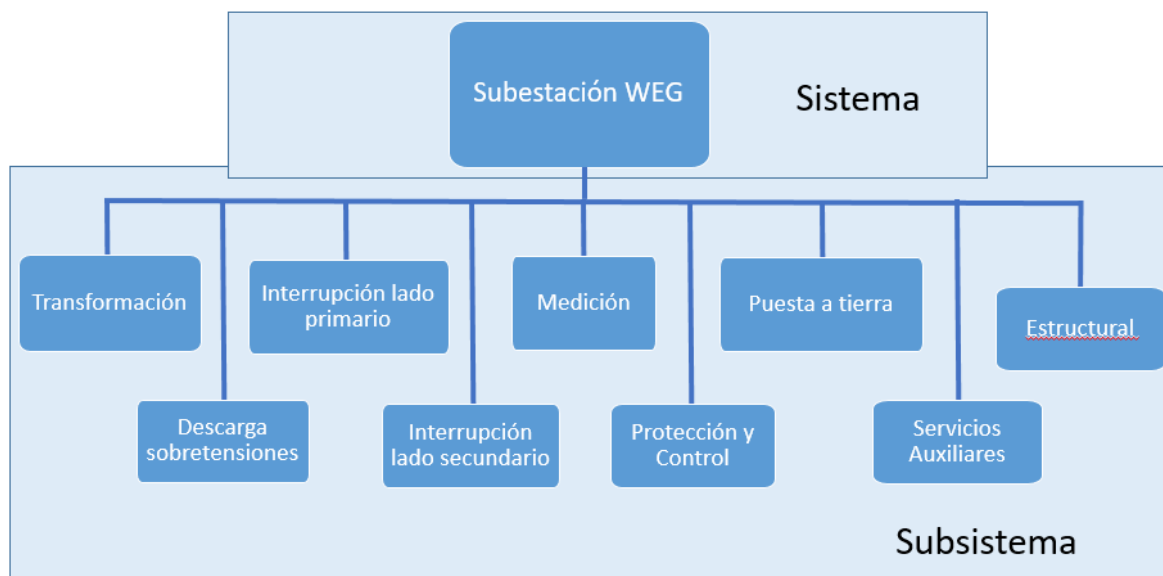
Dado que no se tiene historia de modos de falla nos basaremos en la información contenida en los manuales de operación y mantenimiento, y en las propias recomendaciones del fabricante.

5.1 TAXONOMÍA

Para iniciar el análisis es necesario definir la jerarquización de sistemas y subsistemas que serán abordados en el desarrollo del RCM.

La Figura 32 muestra el diagrama de jerarquía que será tratado en el análisis de RCM.

Figura 32. Taxonomía de sistemas para el RCM



Fuente: Autor del proyecto

Toda la información de este capítulo será tomado del “*Manual de operación subestación móvil. S.E. MÓVIL – 42MVA - 115R69 / 13,8KV. Numero de documento 120-1000655-G-MN-001. WEG*”, como única referencia disponible del fabricante de la subestación.

A continuación y basados en la Taxonomía, se describen las funciones principales y se da una descripción de los componentes.

5.1.1 Subsistema Transformación

Función principal: transformar la tensión conectada en el primario al secundario a valores de 115/13.2kV, 42MVA.

Definición de Frontera:

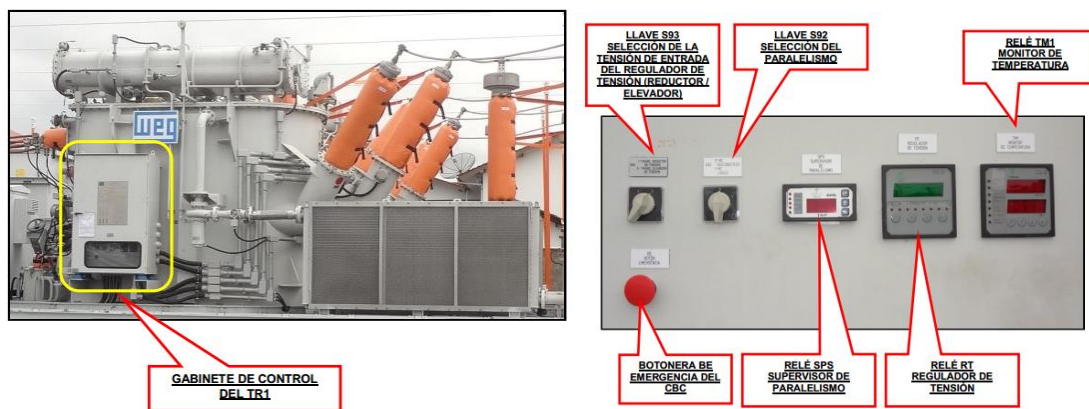
- Punto de conexión de alta tensión a la salida de los Transformadores de corriente
- Punto de conexión a la salida de los bujes del secundario del transformador
- Punto de conexión a tierra del transformador lado primario
- Punto de conexión a resistencia de puesta a tierra del secundario

5.1.1.1 Gabinete de Control. Contiene los circuitos y dispositivos de comando, control y protección, asociados al funcionamiento del transformador de fuerza.

Componentes adicionales:

- Botonera de emergencia del CBC (Conmutador bajo Carga)
- Relé SPS supervisor de paralelismo
- Relé RT Regulación de Tensión
- Relé TM1 Monitor de Temperatura

Figura 33. Gabinete de control del transformador de potencia



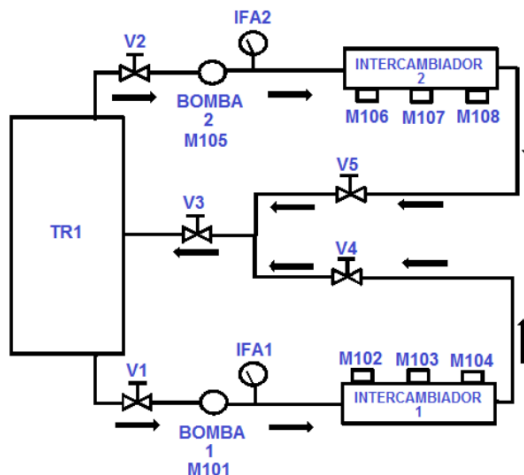
Fuente: Manual de operación subestación móvil. S.E. MÓVIL – 42MVA - 115R69 / 13,8KV. Numero de documento 120-1000655-G-MN-001. WEG

5.1.1.2 Sistema de refrigeración de aceite

Función secundaria: mantener el aceite dieléctrico a una temperatura inferior a 105°C.

Reducir el incremento de temperatura del aceite dieléctrico del transformador por medio de circulación forzada y ventiladores externos instalados en los intercambiadores de calor para mantener la temperatura del aceite inferior a 105°C.

Figura 34. Diagrama del sistema de refrigeración del transformador



Fuente: Manual de operación subestación móvil. S.E. MÓVIL – 42MVA - 115R69 / 13,8KV. Numero de documento 120-1000655-G-MN-001. WEG

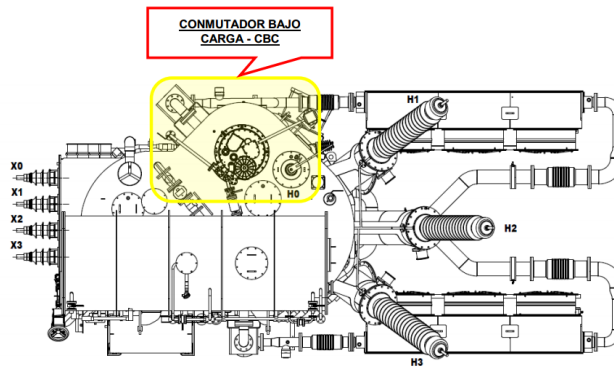
Componentes adicionales:

- Bombas centrifugas M101/M105
- Válvulas Mariposa V1/V2/V3/V4/V5
- Intercambiadores de Calor 1 y 2
- Ventiladores de los intercambiadores
- Indicadores de flujo de aceite IFA1/IFA2
- Relé monitor de tensión – MT1/ MT2/ MT4
- Indicadores de flujo de aceite IFA1 Y IFA2
- Interruptores Q1A/Q1B/Q2/Q4/QMT1/QMT2/ Q101/ Q105
- Interruptores Q102, Q103, Q104, Q106, Q107 Y Q108

5.1.1.3 Conmutador Bajo Carga – CBC

Función secundaria: permitir la variación del número de espiras a través del Conmutador Bajo Carga en el secundario del transformador (lado de baja) para controlar la tensión en 13.2kV

Figura 35. Conmutador bajo carga (conmutador de taps)



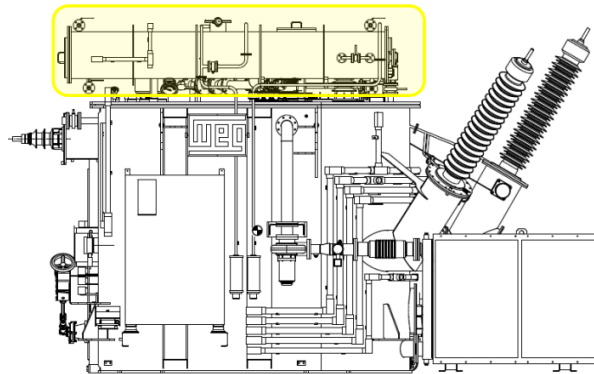
Fuente: Manual de operación subestación móvil. S.E. MÓVIL – 42MVA - 115R69 / 13,8KV. Numero de documento 120-1000655-G-MN-001. WEG

5.1.1.4 Tanque de expansión o conservador

Función secundaria: permitir la variación de nivel de aceite dieléctrico al interior del transformador debido a la temperatura alcanzada por el aceite.

La variación se produce por los cambios del volumen de aceite aislante, como resultado de la dilatación del fluido dieléctrico en función de la variación de temperatura ocurrida en el transformador y en el medio ambiente. La variación del volumen de aceite aislante es compensada por medio del sistema de secador de aire con gel de sílice. Adicionalmente, evita el contacto del aceite aislante con el aire, que cuando está en contacto provoca la polimerización sólida, alterando su propiedad aislante y refrigerante. El tanque de expansión o conservador es dividido en dos compartimientos estanques: 1. Aceite aislante del tanque principal, que posee una bolsa de caucho; 2. Aceite aislante del conmutador bajo carga, que no posee bolsa de caucho.

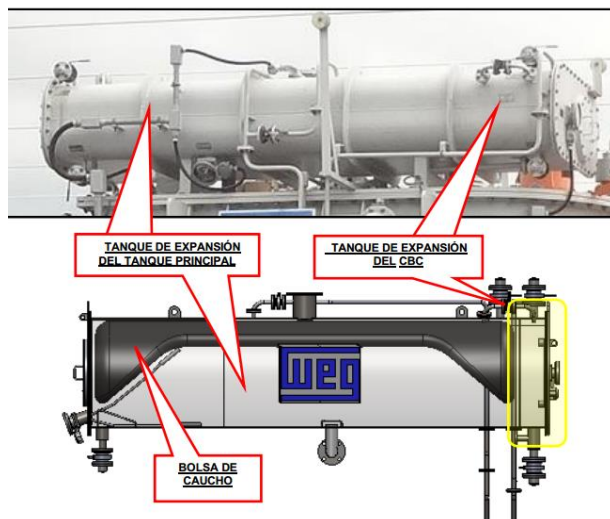
Figura 36. Tanque de expansión



Fuente: Manual de operación subestación móvil. S.E. MÓVIL – 42MVA - 115R69 / 13,8KV. Numero de documento 120-1000655-G-MN-001. WEG

La Figura 37 muestra la conformación del tanque de expansión con su bolsa de caucho y la conformación del tanque del transformador y del conmutador bajo carga.

Figura 37. Conformación del tanque de expansión



Fuente: Manual de operación subestación móvil. S.E. MÓVIL – 42MVA - 115R69 / 13,8KV. Numero de documento 120-1000655-G-MN-001. WEG

El tanque de expansión posee 2 válvulas de ecualización, una del conservador del tanque principal, y otra del conservador del tanque principal y el conmutador bajo carga, para actividades de mantenimiento.

5.1.1.5 Secadores de aire de los conservadores

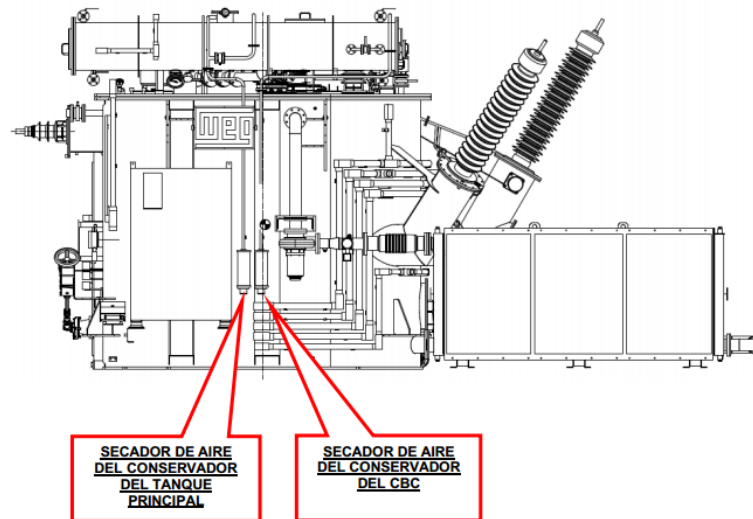
Función secundaria: eliminar contaminantes del aire por partículas sólidas y contenido de humedad que entra al conservador por medio del secador de aire a base de gel sílica.

El secador de aire está compuesto por un recipiente metálico en el que está el agente secador (gel de sílice), y una cámara para aceite aislante, colocada debajo del recipiente metálico. El secador de aire está colocado en la extremidad del tubo de pasaje.

Durante la operación del transformador, el aceite aislante sufrirá alteraciones en el volumen, expulsando/absorbiendo aire a través del secador. en la reducción del volumen del aceite aislante, se forma una depresión de aire en el interior del tanque y este aire pasará primero por la cámara de aceite, donde serán eliminadas las impurezas sólidas, y a continuación el aire pasa por los cristales de gel de sílice,

que retiran la humedad del aire. Ya totalmente limpio y sin humedad, el aire penetra en el conservador de aceite.

Figura 38. Filtros secadores de aire



Fuente: Manual de operación subestación móvil. S.E. MÓVIL – 42MVA - 115R69 / 13,8KV. Numero de documento 120-1000655-G-MN-001. WEG

5.1.1.6 Aisladores AT (Alta Tensión), BT (Baja Tensión) y neutro del transformador

Funciones secundarias:

- aislar la alta tensión en los bujes del primario del transformador respecto a potencial de tierra
- aislar la alta tensión en los bujes del secundario del transformador respecto a potencial de tierra
- aislar el neutro del secundario del transformador respecto a potencial de tierra

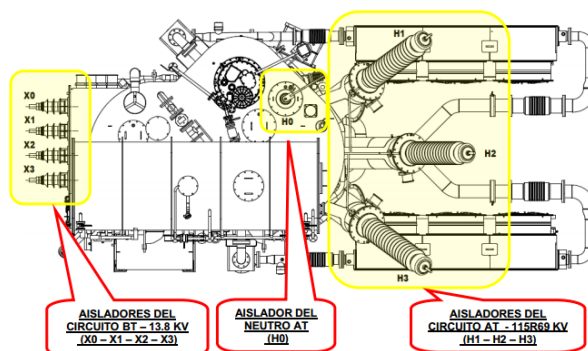
Los aisladores son el medio para conectar los bobinados del transformador con los circuitos del medio externo a niveles de alta tensión y media tensión.

Están constituidos básicamente por:

- Cuerpo aislante de porcelana vitrificada
- Conductor pasador: de cobre electrolítico o latón

- Terminal: bronce
- Sellado: de caucho y cartón hidráulico

Figura 39. Aisladores de baja y alta tensión del transformador de potencial



Fuente: Manual de operación subestación móvil. S.E. MÓVIL – 42MVA - 115R69 / 13,8KV. Numero de documento 120-1000655-G-MN-001. WEG

En el circuito de alta tensión (115R69 kV) – H1 / H2 / H3 - se están utilizando los aisladores AT capacitivos tipo GOB 650kV/1250A, marca ABB.

En el neutro de la alta tensión – H0 - se está utilizando el aislador de porcelana tipo DIN 52kV/1000A, marca COMEM.

En el circuito de baja tensión (13,8 kV) – X0 / X1 / X2 / X3 - se están utilizando los aisladores de porcelana tipo DIN 24,2kV/3150A, marca WEG.

5.1.1.7 Indicadores de temperatura del aceite dieléctrico (ITA) y bobinado del transformador de potencia (ITB)

Funciones secundarias:

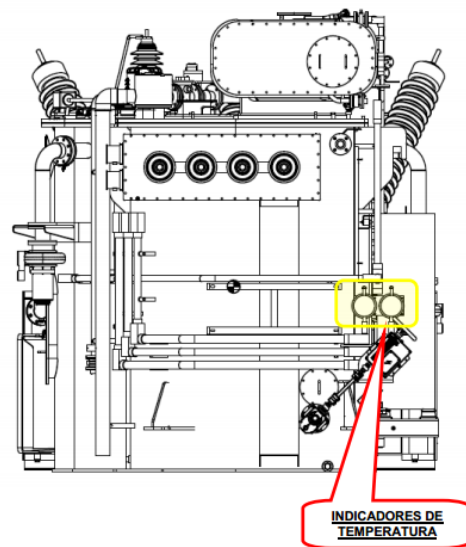
- Indicar la temperatura del aceite dieléctrico (ITA) del transformador de potencia
- Indicar la temperatura del bobinado (ITB) del transformador de potencia

Las temperaturas de operación del aceite dieléctrico del transformador y la temperatura del bobinado no deben superar 105°C y 130°C respectivamente.

ITA indicador de temperatura (termómetro) del aceite aislante: es utilizado para medir e indicar la temperatura del aceite, que varía en función de la carga y de la condición climática a la que es sometido el transformador.

ITB indicador de temperatura (termómetro) del bobinado del Secundario: es utilizado para medir e indicar indirectamente la temperatura del bobinado del secundario del transformador de potencia, que varía en función de la carga a la que es sometido el transformador.

Figura 40. Indicadores de temperatura del aceite dieléctrico y bobinado del secundario del transformador de potencia.



Fuente: Manual de operación subestación móvil. S.E. MÓVIL – 42MVA - 115R69 / 13,8KV. Numero de documento 120-1000655-G-MN-001. WEG

5.1.1.8 Protecciones intrínsecas del transformador. La función de las protecciones es detectar posibles fallas internas del transformador de potencia que pongan en riesgo la integridad del activo.

Las protecciones intrínsecas asociadas al transformador de potencial son las siguientes:

- 71t Indicador del nivel de aceite del tanque principal (INA)

- 71c Indicador del nivel de aceite del CBC (INAC)
- 20t Válvula de alivio de presión del tanque principal (VAP)
- 20c Válvula de alivio de presión del CBC (VAPC)
- 63t Relé de presión súbita (RPS)
- 63t Relé de gas (buchholz) – tanque principal (RB)
- 63c Relé de flujo del CBC (RFC)
- 39 Relé de ruptura de membrana (RM)
- 26 Temperatura del aceite (TM1 / ITA)
- 49 Temperatura del bobinado (TM1/ ITB)
- 80 Indicadores de flujo de aceite (IFA1 / IFA2)
- 75 Protección de discrepancia CST

Funciones Secundarias:

- Contener el aceite dieléctrico
- Mantener el nivel de aceite dieléctrico a niveles operativos
- Soportar los accesorios para el funcionamiento del transformador de potencia

5.1.2 Subsistema Descarga de sobretensiones (pararrayos)

Función principal: Descargar a tierra los efectos de las sobretensiones producidas por descargas atmosféricas o por sobretensiones producidas como resultado de maniobras realizadas en el circuito de alta tensión.

El pararrayos está construido físicamente por elementos dieléctricos y resistivos que al presentarse la sobretensión produce un dopaje en el material dieléctrico convirtiéndolo en conductor, descargando a tierra la sobretensión.

Las descargas atmosféricas son sobretensiones fase-tierra o fase-fase que se producen por el efecto de los rayos.

Las sobretensiones por maniobras pueden ser también sobretensiones fase-tierra o fase-fase, siendo que estas se originan en el momento de la operación de algún

dispositivo de maniobra, o cuando se produce un cortocircuito y se pueden producir en las siguientes situaciones:

- Energización/reconexión de líneas de transmisión: influenciados por la capacitancia de la línea de transmisión y la característica del interruptor

- Eliminación de fallas (rechazo de carga), influenciados por la característica de la red inductiva o capacitiva, local y tipo de falla.

Figura 41. Pararrayos subestación WEG



Definición de Frontera:

- Bornes de conexión del pararrayos del lado de alta tensión
- Punto de conexión a tierra del pararrayos

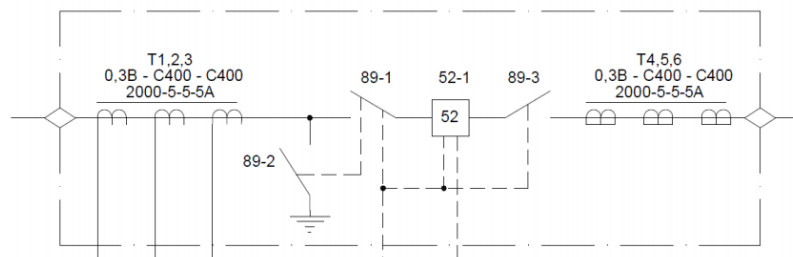
Función Secundaria: Aislar las fases ante tensiones superiores a 144kV respecto a potencial de tierra

5.1.3 Subsistema Interrupción lado primario

Función principal: Interrumpir el circuito eléctrico de alta tensión para corriente nominal superior a 2500A y corrientes de cortocircuito superiores a 40kA ante una falla.

Está constituido por el módulo de maniobra compacto de alta tensión – HYPACT 145 kV (52-1 / 89-1 / 89-2 / 89-3) y los transformadores de corriente T 1,2,3 y T 4,5,6, como se muestra en la Figura 42

Figura 42. Configuración del módulo de maniobra de alta tensión



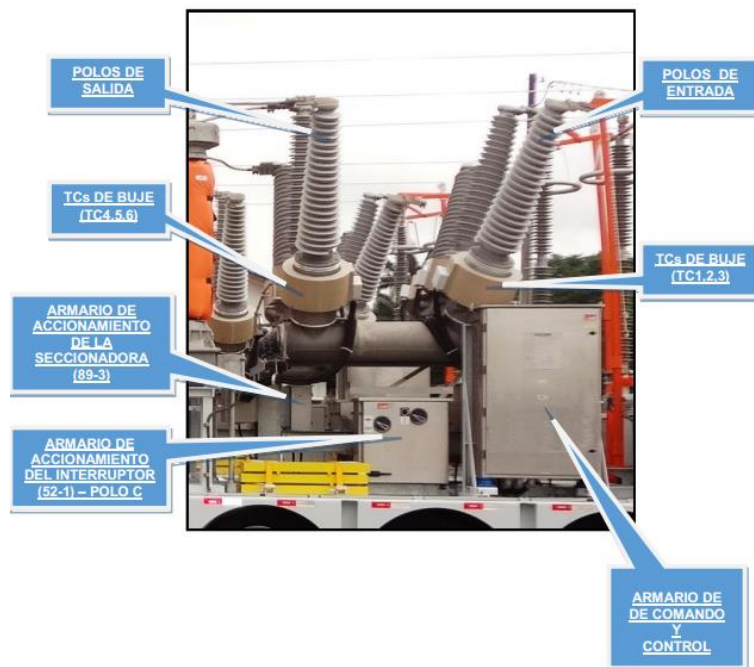
Fuente: Manual de operación subestación móvil. S.E. MÓVIL – 42MVA - 115R69 / 13,8KV. Numero de documento 120-1000655-G-MN-001. WEG

Donde,

- 52-1** - interruptor at (H110);
- 89-1** - seccionador de entrada at (H113);
- 89-2** - seccionador de puesta a tierra (H101);
- 89-3** - seccionador de salida at (H117);
- T 1,2,3** - transformador de corriente de buje de entrada AT;
- T 4,5,6** - transformador de corriente de buje de salida AT

La Figura 43 muestra las diferentes partes del módulo de maniobra de alta tensión

Figura 43. Módulo de maniobra de alta tensión HYPACT



Fuente: Manual de operación subestación móvil. S.E. MÓVIL – 42MVA - 115R69 / 13,8KV. Numero de documento 120-1000655-G-MN-001. WEG

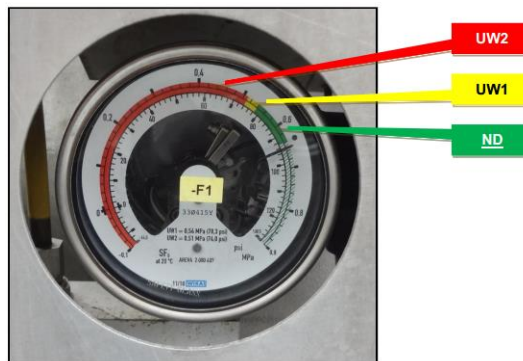
En los armarios de comando y control se encuentran las botoneras de accionamiento del interruptor y sus respectivas indicaciones de apertura y cierre para interruptor y seccionadores.

El interruptor cuenta con un densímetro que tiene indicación y control de la condición del gas SF₆ (Hexafluoruro de Azufre), que tiene por función aislar posibles arcos eléctricos que se puedan presentar entre los puntos energizados y tierra, al interior del Módulo de Maniobra de alta tensión.

La

Figura 44 muestra el densímetro de SF₆ del módulo de maniobra de alta tensión.

Figura 44. Densímetro de SF6



Fuente: Manual de operación subestación móvil. S.E. MÓVIL – 42MVA - 115R69 / 13,8KV. Numero de documento 120-1000655-G-MN-001. WEG

Donde,

- Posición ND – con el puntero en la banda verde, tenemos la presión normal de operación del interruptor (0,64 mPa a 20°C).
- Posición UW1 – con el puntero en la banda amarilla, el interruptor señala alarma de baja presión de gas SF6. En esta condición el equipo permanece operando normalmente, pero la recomendación es que se haga la reposición lo más pronto posible (0,54 mPa a 20°C).
- Posición UW2 – con el puntero en la banda roja el interruptor queda bloqueado para todas las operaciones, tanto de apertura como para cierre, considerando que ocurrió una gran pérdida de gas. El bloqueo ocurre a través del sistema eléctrico de mando. En estas condiciones el interruptor no debe ser operado, pues podrán ocurrir daños internos (0,51 mPa a 20°C).

Definición de Frontera:

- Punto de conexión de los transformadores de corriente entrada AT- T1,2,3
- Seccionador de línea AT 89-1
- Seccionador de tierra AT 89-2 con punto de conexión a tierra
- Interruptor de carga AT 52-1

- Seccionador de carga AT 89-3
- Punto de conexión de los transformadores de corriente salida AT- T 4,5,6

Funciones secundarias:

- Permitir la circulación de corriente de hasta 2500 A
- Permitir la apertura/cierre de seccionadores de línea y de carga
- Contener el SF₆ a una presión entre 0.54mPa y 0.64mPa @ 20°C
- Indicar y monitorear la presión de SF₆ del conjunto HYPACT
- Indicar el estado de operación de abierto/cerrado del interruptor de línea
- Indicar el estado de operación de abierto/cerrado del seccionador de línea
- Indicar el estado de operación de abierto/cerrado del seccionador de tierra
- Indicar el estado de operación de abierto/cerrado del seccionador de carga
- Aislar las fases de entrada de alta tensión del HYPACT respecto a potencial de tierra
- Aislar las fases de salida de alta tensión del HYPACT respecto a potencial de tierra

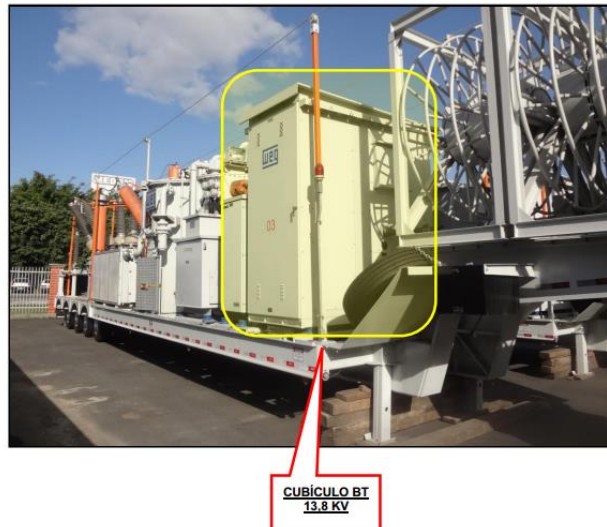
5.1.4 Subsistema Interrupción lado secundario (Baja Tensión)

Función principal: Interrumpir el circuito eléctrico de baja tensión a nivel de 13.2kV y habilitar la apertura/cierre del interruptor de carga.

Está constituido por el cubículo de baja tensión (BT) que es mostrado en la Figura 45 y contiene los dispositivos para la maniobra, protección y medición del circuito baja tensión (13.2 kV) de la subestación WEG, consta de:

- Interruptor BT: 52-2
- TP's BT: TP1, 2, 3
- Pararrayos BT: PR4, 5, 6
- TC's BT: TC1,2,3

Figura 45. Cubículo de baja tensión



Fuente: Manual de operación subestación móvil. S.E. MÓVIL – 42MVA - 115R69 / 13,8KV. Numero de documento 120-1000655-G-MN-001. WEG

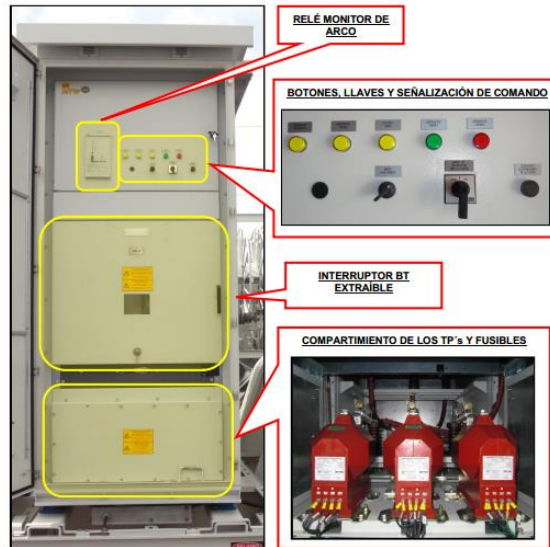
El Anexo B muestra el diagrama unifilar del circuito de baja tensión, equivalente al secundario del transformador.

La Figura 46 muestra la configuración del cubículo de baja tensión donde se distinguen los componentes: relé de monitoreo de arco eléctrico, accesorios de maniobra y señalización, interruptor de baja tensión extraíble y TP's/TC's con sus respectivos fusibles.

Definición de Frontera:

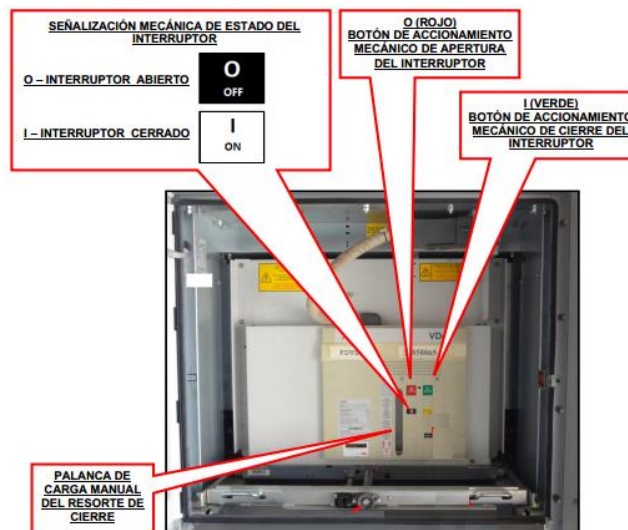
- Conductores de salida del secundario del transformador hacia bujes de entrada al cubículo de baja tensión
- Cubículo de baja tensión con sus accesorios internos
- Pararrayos PR 1,2,3 de 12kV, 10kA
- Conductores de salida del cubículo de baja tensión hasta conectarse al barraje de la subestación principal a nivel de 13.2kV

Figura 46. Configuración del cubículo de baja tensión



Fuente: Manual de operación subestación móvil. S.E. MÓVIL – 42MVA - 115R69 / 13,8KV. Numero de documento 120-1000655-G-MN-001. WEG

Figura 47. Interruptor 13.8kV cubículo de baja tensión 52-2



Fuente: Manual de operación subestación móvil. S.E. MÓVIL – 42MVA - 115R69 / 13,8KV. Numero de documento 120-1000655-G-MN-001. WEG

Función secundaria: Descargar sobretensiones a tierra provenientes del circuito de 13.2kV

5.1.5 Subsistema Medición

5.1.5.1 Transformador de Potencial alta tensión

Función principal: Transformar la tensión del circuito de potencia de alta tensión a valores de tensión secundaria en relación $120\text{kV}/\sqrt{3}:120\text{V}/\sqrt{3}$.

La tensión del secundario es utilizada en los circuitos de protección y medición de la subestación WEG

Figura 48. Transformador de potencial subestación WEG



Fuente: Manual de operación subestación móvil. S.E. MÓVIL – 42MVA - 115R69 / 13,8KV. Numero de documento 120-1000655-G-MN-001. WEG

La bobina de los arrollamientos del primario y secundario del transformador de potencial se encuentra inmersa en aceite dieléctrico.

Definición de Frontera:

- Punto de conexión en alta tensión del transformador de potencial
- Punto de conexión a tierra del transformador de potencial

Función secundaria: aislar las fases de alta tensión respecto a potencial de tierra

5.1.5.2 Transformadores de corriente tipo buje

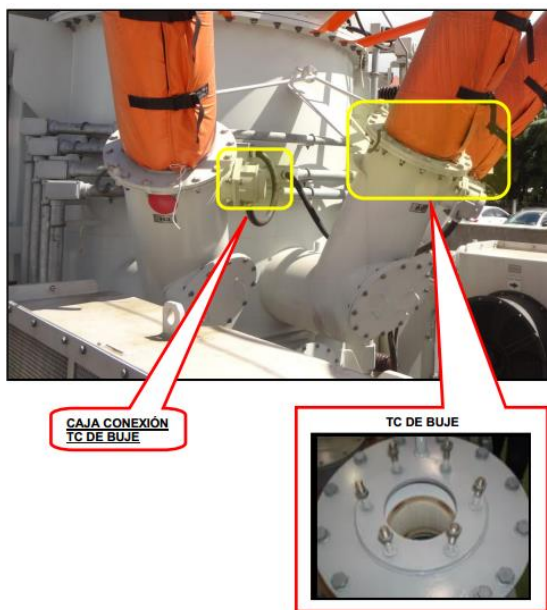
Función principal: transformar corriente del primario al secundario en relación 600/5 A para incorporarla a los dispositivos de protección y medición.

Los transformadores de corriente (TC) son instalados en serie con el circuito de carga, para que pase en su enrollado primario la corriente de los bobinados del transformador de fuerza, y por medio de la relación de transformación se obtiene en el enrollado secundario la corriente que se aplica en los dispositivos de protección (unidades de protección) y en los dispositivos de medición (multimedidores – controladores de corriente y otros), estableciendo la supervisión de la corriente.

Definición de Frontera:

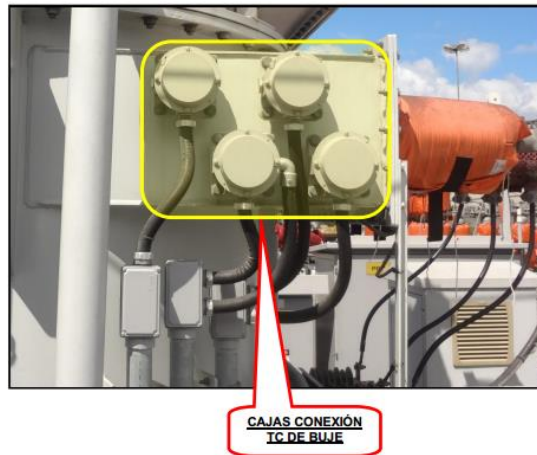
- Punto de conexión del transformador de corriente en el lado de alta tensión
- Punto de conexión a la salida del secundario del transformador de corriente

Figura 49. Transformadores de Corriente lado de alta tensión



Fuente: Manual de operación subestación móvil. S.E. MÓVIL – 42MVA - 115R69 / 13,8KV. Numero de documento 120-1000655-G-MN-001. WEG

Figura 50. Transformadores de Corriente lado de Baja tensión



Fuente: Manual de operación subestación móvil. S.E. MÓVIL – 42MVA - 115R69 / 13,8KV. Numero de documento 120-1000655-G-MN-001. WEG

Función Secundaria: aislar las fases de alta tensión respecto a potencial de tierra

5.1.6 Subsistema Protección y Control

Permite monitorear y realizar el control de los dispositivos de maniobra de la subestación WEG para su funcionamiento.

Está conformado por el panel de protección y control PPA, distribuido en las Celdas 1 y 2 como se muestra en la Figura 51, donde se encuentran instalados los diferentes relés para la protección y control de la subestación.

Las protecciones se encuentran agrupadas en los siguientes dispositivos:

- F1 - relé de protección y control – GE – F60
- F2 - relé de protección diferencial – GE – T60
- F3 - relé de protección y control – GE – F60
- F4 - relé de sincronismo – AREVA – RPH2

Figura 51. Celdas de protección y control de la subestación WEG



Fuente: Manual de operación subestación móvil. S.E. MÓVIL – 42MVA - 115R69 / 13,8KV. Numero de documento 120-1000655-G-MN-001. WEG

5.1.6.1 Protección F1 – GE – F60 (circuito 115R69 KV):

- 27-AT caída de tensión
- 59-AT sobretensión
- 50-AT sobrecorriente de tiempo definido de fase
- 51-AT sobrecorriente de tiempo inverso de fase
- 50BF-AT fallo de interruptor 52-1

5.1.6.2 Protección F2 – GE – T60 (transformador de Potencia):

- 87 diferencial porcentual (87R/87U)
- 50-AT sobrecorriente temporizado de fase
- 51-AT sobrecorriente de tiempo inverso de fase
- 50-BT sobrecorriente temporizado de fase
- 51-BT sobrecorriente de tiempo inverso de fase
- 50N-AT sobrecorriente temporizado de neutro
- 51N-AT sobrecorriente de tiempo inverso de neutro

- 50N-BT sobrecorriente temporizado de neutro
- 51N-BT sobrecorriente de tiempo inverso de neutro
- 50BF-AT fallo de interruptor 52-1
- 50BF-BT fallo de interruptor 52-2
- Protecciones intrínsecas del TR1

5.1.6.3 Protección F3 – GE – F60 (Circuito 13,8 KV):

- 50-BT sobrecorriente temporizado de fase
- 51-BT sobrecorriente de tiempo inverso de fase
- 50BF-BT fallo de interruptor 52-2
- 27-BT caída de tensión
- 59-BT sobretensión

5.1.6.4 Protección F4 – AREVA – RPH2 (relé de sincronismo):

- 25 sincronización

Definición de Frontera:

El sistema de Protección y Control se reduce a las funciones de los relés F1, F2, F3 y F4 que son dispositivos que reúnen las protecciones de las diferentes variables a monitorear en el proceso. La frontera de estas protecciones se define como ella misma

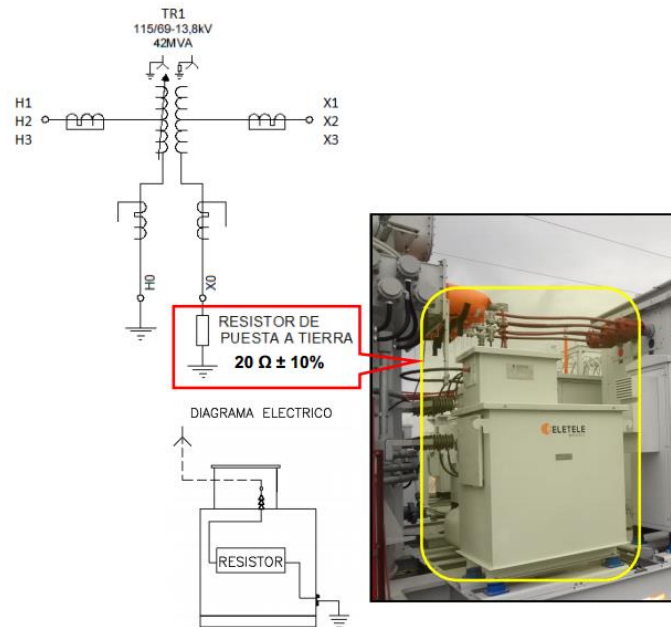
5.1.7 Subsistema Puesta a tierra

Función principal: Limitar la corriente de falla de fase-tierra a un valor que no dañe o afecte los equipamientos de la subestación

La finalidad de este dispositivo es evitar accidentes al personal y permitir un flujo de corriente controlado y capaz de hacer actuar los relés de protección, apagando el sistema y despejando la falla.

El resistor de puesta a tierra se encuentra instalado entre el terminal X0 (neutro baja tensión del transformador de potencia) y la tierra. Entre estos dos puntos se integra un elemento resistivo, y de esa forma pasa a existir entre el neutro y la tierra una impedancia predominantemente resistiva.

Figura 52. Resistor de puesta a tierra secundario transformador de potencia



Fuente: Manual de operación subestación móvil. S.E. MÓVIL – 42MVA - 115R69 / 13,8KV. Numero de documento 120-1000655-G-MN-001. WEG

Definición de Frontera:

- Conductor de tierra de la “Y” en la salida del secundario del transformador de potencia
- Resistencia de puesta a tierra de 20Ω
- Conductor de puesta a tierra de la resistencia

5.1.8 Subsistema Servicios Auxiliares

Función principal: Activar los dispositivos de monitoreo y control para que los elementos de protección y maniobra cuenten con las condiciones iniciales de tensión que permitan a la subestación WEG cumplir con su función.

Los equipos que constituyen los servicios auxiliares son:

- Panel de servicios auxiliares – **PSA**
- Fusibles HH – **FF1, 2, 3**
- Transformador auxiliar 30 kVA – **TSA1**
- Panel del rectificador - **RET**
- Banco de baterías - **BAT**

*5.1.8.1 Panel de servicios auxiliares – **PSA**. Está constituido por circuitos de alimentación VCA y VCC con posibilidad de alimentación interna (fuente propia – entrada CA o CC principal) y externa (fuente externa – entrada CA o CC auxiliar).*

Figura 53. Panel de servicios auxiliares



Fuente: Manual de operación subestación móvil. S.E. MÓVIL – 42MVA - 115R69 / 13,8KV. Numero de documento 120-1000655-G-MN-001. WEG

5.1.8.2 Fusibles HH – **FF1, 2, 3**. Fusibles que se encuentran a la entrada del circuito de servicios auxiliares que vienen del secundario del transformador de potencia a tensión 13.8kV/208V/120V

Figura 54. Fusibles



Fuente: Manual de operación subestación móvil. S.E. MÓVIL – 42MVA - 115R69 / 13,8KV. Numero de documento 120-1000655-G-MN-001. WEG

5.1.8.3 Transformador auxiliar 30 kVA – **TSA1**. Transformador de 30kVA, tensión primaria de 13,8 kV y tensión secundaria de 208/120V.

El transformador auxiliar alimenta cargas tales como: bombas de circulación de aceite, ventiladores de refrigeración, circuitos de iluminación, tomas eléctricos, sistemas de calefacción, circuito del cargador bajo cargas y rectificador para las cargas de corriente continua.

5.1.8.4 Panel del rectificador – **RET**. Rectificador digital trifásico – 208Vca (3 ϕ +Tierra) / 125Vcc/35A.

El sistema se compone básicamente de:

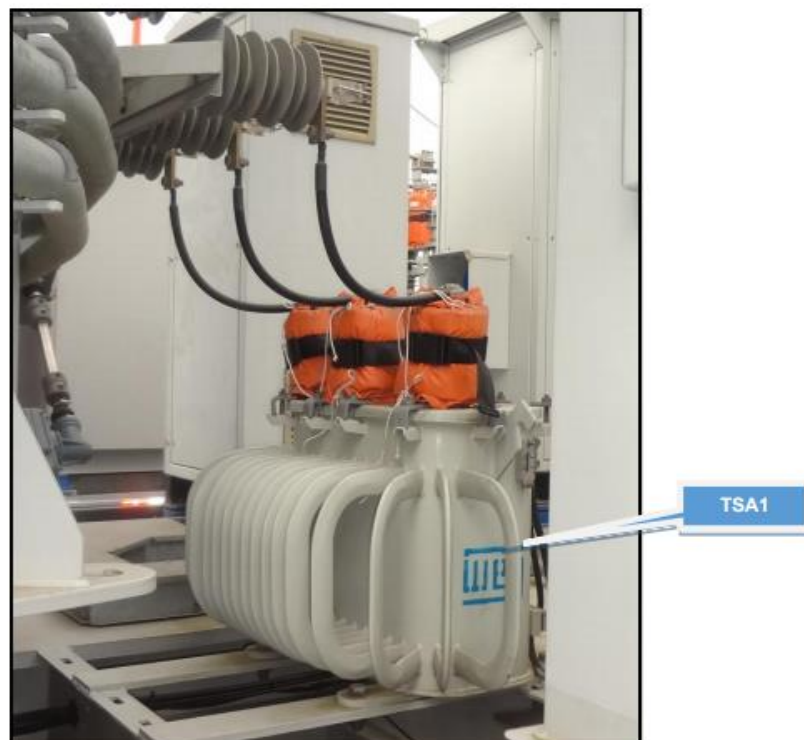
- Rectificador trifásico aislado
- Unidad cambiadora de caída de tensión UCQ
- Salida para la carga que se va a alimentar (consumidor)

Tensión de entrada: 208Vca 3 ϕ

Tensión de salida consumidor: 125Vcc

Tensión de salida baterías (fluctuación): 135Vcc

Figura 55. Transformador de servicios auxiliares



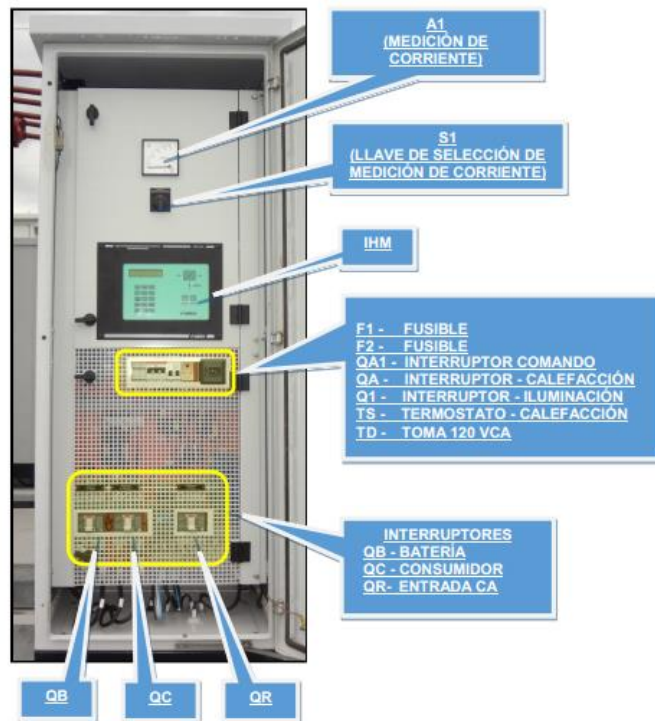
Fuente: Manual de operación subestación móvil. S.E. MÓVIL – 42MVA - 115R69 / 13,8KV. Numero de documento 120-1000655-G-MN-001. WEG

5.1.8.5 Banco de baterías – **BAT**. Compuesto por 10 elementos de batería de plomo ácido sellada, tipo VLRA (batería de plomo ácido regulada por válvula)

Capacidad nominal: 100Ah/10horas

Tensión de fluctuación: 135Vcc

Figura 56. Panel del rectificador



Fuente: Manual de operación subestación móvil. S.E. MÓVIL – 42MVA - 115R69 / 13,8KV. Numero de documento 120-1000655-G-MN-001. WEG

Definición de Frontera:

- Punto de conexión a 13.2 kV del lado del secundario del transformador pasando por los fusibles FF 1,2,3
- Transformador de servicios auxiliares de 30 kVA, 13.8kV/208V/127V

Figura 57. Banco de baterías servicios auxiliares



Fuente: Manual de operación subestación móvil. S.E. MÓVIL – 42MVA - 115R69 / 13,8KV. Numero de documento 120-1000655-G-MN-001. WEG

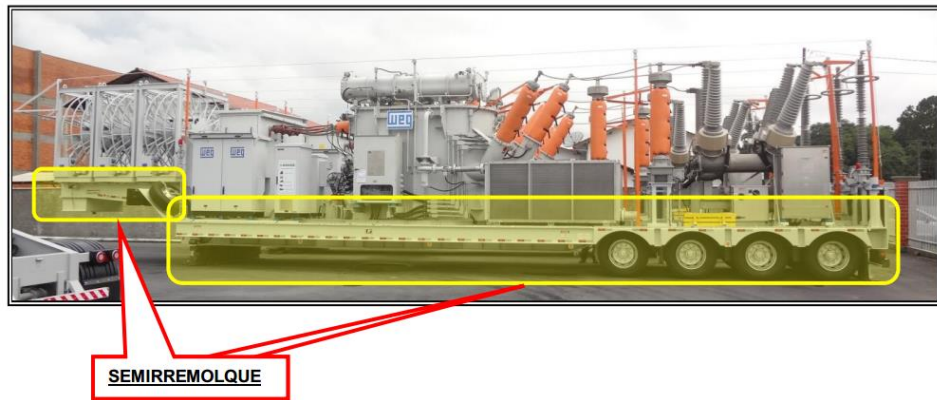
5.1.9 Subsistema Estructural

Función principal: Soportar los equipos electromecánicos y estructurales de la subestación.

Está constituido por el semirremolque donde todos los equipos se encuentran anclados. Hace parte de la estructura física donde se apoyan los equipos para ser conectados mecánicamente y eléctricamente.

Se adiciona a este subsistema la integridad de los puntos de conexión de conductores a los equipos eléctricos de patio y la conexión de los sistemas de puesta a tierra de la subestación.

Figura 58. Semirremolque parte estructural de la subestación WEG



Fuente: Manual de operación subestación móvil. S.E. MÓVIL – 42MVA - 115R69 / 13,8KV. Numero de documento 120-1000655-G-MN-001. WEG

Algunos equipos reposan sobre unos cauchos para asimilar vibraciones y luego se anclan al semirremolque.

Definición de frontera:

- Puntos de conexión de equipos de patio a los conductores de alta y media tensión
- Puntos de anclaje de los equipos de patio al semirremolque, incluyendo los soportes amortiguadores
- Puntos de conexión a tierra de cada uno de los equipos de patio
- Soportes de apoyo del semirremolque al suelo de la subestación

Funciones secundarias:

- Conectar los conductores de tierra de cada uno de los equipos de patio
- Conectar eléctricamente los conductores a los equipos de patio

6. MODELO DE MANTENIMIENTO PROPUESTO PARA LA SUBESTACION WEG

Para el presente análisis RCM de la subestación WEG se tomaran los sub-sistemas Transformación, Descarga de Sobretensiones, Interrupción lado primario, Interrupción lado secundario, Puesta a Tierra y Estructural. Los sub-sistemas restantes están integrados de componentes electrónicos que al momento de una falla será evidente en la operación y deberán ser reemplazados, por tanto, no ameritan un análisis más estructurado.

De acuerdo a la metodología del RCM, el proceso inicia con la definición de las funciones principal y secundaria(s) como fue presentado en el capítulo anterior.

Esta información se lleva a la hoja de información de RCM que relaciona la Función (F), Falla Funcional (FF), Modo de Falla (MF) y Efecto de Falla, un ejemplo de esto es mostrado en la Tabla 3.

Tabla 3. Hoja de información de RCM

HOJA DE INFORMACIÓN RCM2		ELEMENTO: Subestación WEG 115/13.2kV, 42MVA		Fecha inicial	Realizado por:
		SUBSISTEMAS: Transformador/Descarga de sobretensiones/Interrupción lado primario/Interrupción lado secundario/Puesta a Tierra/Estructural		Fecha final	Revisado por: S. Villamizar
FUNCIÓN		FALLO FUNCIONAL		MODO DE FALLA (CAUSA DE LA FALLA)	EFFECTOS DE LAS FALLAS (QUE SUCEDE CUANDO FALLO)
Transformador/					
1	transformar la tensión conectada en el primario al secundario a valores de 115/13.2kV, 42MVA	A	No transforma la tensión conectada en el primario al secundario a valores de 115/13.2kV, 42MVA	1	corto entre espiras por pérdida de aislamiento entre espiras del transformador en el primario o secundario
				2	corto entre espiras por daño en el papel aislante del bobinado del transformador en el primario o secundario
					Actúan las protecciones del transformador abriendo los interruptores de línea y de carga en el lado de baja tensión interrumpiendo el suministro de energía. La subestación queda fuera de la operación por varios meses, se requiere desmontar el transformador y ser enviado a reparación. Tiempo estimado de la falla 8 meses. Costo US\$ 400.000
					Actúan las protecciones del transformador abriendo los interruptores de línea y de carga en el lado de baja tensión interrumpiendo el suministro de energía. La subestación queda fuera de la operación por varios meses, se requiere desmontar el transformador y ser enviado a reparación. Tiempo estimado de la falla 8 meses. Costo US\$ 400.000

Fuente: MOUBRAY, John. Mantenimiento centrado en confiabilidad. Mexico: Aladon, 2004, p. 93

En esta tabla se registran todas las funciones con su respectivo modo de falla y efecto.

Posteriormente se trae la nomenclatura de la Función (F), Falla Funcional (FF), Modo de Falla (MF) a la hoja de decisión como se muestra en la Tabla 4.

Tabla 4. Hoja de decisión RCM⁵²

HOJA DE DECISIÓN RCM2			ELEMENTO: Subestación WEG 115/13.2kV, 42MVA										Fecha inicial			Realizado por:	
			SUBSISTEMAS: Transformador/Descarga de sobretensiones/Interrupción lado primario/Interrupción lado secundario/Puesta a Tierra/Estructural										Fecha final			Revisado por: S. Villamizar	
Referencia de información			Evaluación de las consecuencias				H1 S1 O1 N1	H2 S2 O2 N2	H3 S3 O3 N3	Tareas "a falta de"			Tarea a realizar			Frecuencia inicial	A realizar por
F	FF	MF	H	S	E	O				H4	H5	S4					
Transformador/																	
1	A	1	S	N	N	S	S	N	N	N	N	N	Medir la resistencia de aislamiento entre bobinas incluyendo los bujes			3 años	Electricistas
0	0	2	S	N	N	S	S	N	N	N	N	N	Tomar muestra de aceites y realizar prueba de furanos para establecer la salud del papel aislante			2 años	Predictivo

Fuente: MOUBRAY, John. Mantenimiento centrado en confiabilidad. Mexico: Aladon, 2004, p. 203

La hoja de decisión relaciona cada modo de falla de forma independiente y se completa siguiendo el Diagrama de Decisión mostrado en el Anexo C.

Las columnas: H, S, E, O; relacionan las consecuencias del modo de falla que produce la pérdida de función.

La columna: H1/S1/O1/N1; evalúa si para el modo de falla es factible una Tarea a Condición.

La columna: H2/S2/O2/N2; evalúa si para el modo de falla es factible una Tarea de reacondicionamiento cíclico.

La columna: H3/S3/O3/N3; evalúa si para el modo de falla es factible una Tarea de sustitución cíclica.

Las columnas: H4, S4 y H5, evalúan por su parte al final si amerita Tareas de Búsqueda de fallos, Combinación de Tareas o Afectación a la Seguridad/Medio ambiente respectivamente.

⁵² MOUBRAY, John. Mantenimiento centrado en confiabilidad. Mexico: Aladon, 2004, p. 203

El resultado de la aplicación del Diagrama de Decisión son las tareas de mantenimiento a realizar en el activo con su respectiva frecuencia, que constituye la Estrategia de Mantenimiento del Activo.

Para mayor información de este tema dirigirse al capítulo 10 del libro Mantenimiento Centrado en confiabilidad de John Moubray, citado en la bibliografía de este trabajo. A continuación se presenta el resultado del AMFE (Análisis de modos de falla y efecto) y los diagramas de decisión de los subsistemas tratados

6.1 ANÁLISIS DE MODOS DE FALLA Y EFECTO

FUNCIÓN		FALLO FUNCIONAL		MODO DE FALLA (CAUSA DE LA FALLA)		EFFECTOS DE LAS FALLAS (QUE SUCEDE CUANDO FALLO)
	Transformador/	.	.	.	.	.
1	transformar la tensión conectada en el primario al secundario a valores de 115/13.2kV, 42MVA	A	No transforma la tensión conectada en el primario al secundario a valores de 115/13.2kV, 42MVA	1	corto entre espiras por pérdida de aislamiento entre espiras del transformador en el primario o secundario	Actúan las protecciones del transformador abriendo los interruptores de línea y de carga en el lado de baja tensión interrumpiendo el suministro de energía. La subestación queda fuera de la operación por varios meses, se requiere desmontar el transformador y ser enviado a reparación. Tiempo estimado de la falla 8 meses. Costo US\$ 400.000
				2	corto entre espiras por daño en el papel aislante del bobinado del transformador en el primario o secundario	Actúan las protecciones del transformador abriendo los interruptores de línea y de carga en el lado de baja tensión interrumpiendo el suministro de energía. La subestación queda fuera de la operación por varios meses, se requiere desmontar el transformador y ser enviado a reparación. Tiempo estimado de la falla 8 meses. Costo US\$ 400.000
				3	corto en el bobinado primario o secundario por exceso de humedad en el aceite dieléctrico	Actúan las protecciones del transformador abriendo los interruptores de línea y de carga en el lado de baja tensión interrumpiendo el suministro de energía. La subestación queda fuera de la operación por varios meses, se requiere desmontar el transformador y ser enviado a reparación. Tiempo estimado de la falla 8 meses. Costo US\$ 400.000
				4	falla a tierra en uno de los bujes del lado primario	Actúa la protección del transformador abriendo el interruptor de línea interrumpiendo el suministro de energía. La subestación queda fuera de la operación. Se requiere desmontar el buje fallado e instalar uno nuevo. Tiempo estimado de la falla 2 días. Costo US\$ 8.000

FUNCIÓN		FALLO FUNCIONAL		MODO DE FALLA (CAUSA DE LA FALLA)		EFFECTOS DE LAS FALLAS (QUE SUCEDE CUANDO FALLO)
				5	falla a tierra en uno de los bujes del lado secundario	Actúa la protección del transformador abriendo el interruptor de línea interrumpiendo el suministro de energía. La subestación queda fuera de la operación. Se requiere desmontar el buje fallado e instalar uno nuevo. Tiempo estimado de la falla 2 días. Costo US\$ 5.000
				6	pérdida de nivel de aceite dieléctrico del transformador de potencia	Al detectarse la pérdida de nivel actúan las protecciones interrumpiendo el suministro de energía. La subestación queda fuera de la operación. Se requiere completar el nivel de aceite. Tiempo estimado de la falla 3 horas. Costo US\$ 800
				7	pérdida de nivel de aceite dieléctrico del conmutador bajo carga	Al detectarse la pérdida de nivel actúan las protecciones interrumpiendo el suministro de energía. La subestación queda fuera de la operación. Se requiere completar el nivel de aceite. Tiempo estimado de la falla 3 horas. Costo US\$ 800
				8	alta temperatura de aceite dieléctrico por daño en el sensor de temperatura PT100	Al detectarse alta temperatura de aceite actúan las protecciones interrumpiendo el suministro de energía. La subestación queda fuera de la operación. Se requiere cambiar el sensor de temperatura de aceite dieléctrico. Tiempo estimado de la falla 3 horas. Costo US\$ 1200
				9	daño en válvula de alivio de presión del transformador de potencia	Cuando se supera la presión de 0.7kgf/cm ² actúan las protecciones interrumpiendo el suministro de energía. La subestación queda fuera de la operación. Se requiere cambiar la válvula de alivio y realizar pruebas. Tiempo estimado de la falla 4 horas. Costo US\$ 2400
				10	disparo del relé buchholz por acumulación de gases internos en el conservador del transformador de potencia	Actúa el relé buchholz debido a acumulación de gases internos por disrupciones internas del transformador produciendo la interrupción del suministro de energía. Se toma una muestra de aceite para establecer la fuente de contaminación del aceite y definir la tarea de mantenimiento. Tiempo estimado de la falla 2 hrs. Costo US\$ 350

FUNCIÓN		FALLO FUNCIONAL		MODO DE FALLA (CAUSA DE LA FALLA)		EFFECTOS DE LAS FALLAS (QUE SUCEDE CUANDO FALLO)
				11	rele buchholz averiado	No se detectan daños en las espiras del transformador y la acumulación de gases deteriora aceleradamente la calidad del aceite dielectrico, produciendo falla a tierra o entre fases de las bobinas del transformador, actuan las protecciones produciendo la interrupción del suministro de energia. Es necesario cambiar el rele buchholz. Tiempo estimado de la falla 2 dias. Costo US\$ 3800
				12	aceite dielectrico degradado con baja rigidez dielectrica	El aceite no tiene la capacidad de aislar la alta tension entre espiras de las fases y entre espiras a carcaza del transformador. Se producen gases al interior del transformador y actuan las protecciones produciendo la interrupción del suministro de energia. Es necesario realizar el proceso de filtrado de aceite por termovacio para reincorporarlo de nuevo al reservorio, para garantizar 30kV/2,5 mm o más. Tiempo estimado de la falla 6 hrs. Costo US\$ 1500
				13	aceite dielectrico degradado por contenido de agua con baja rigidez dielectrica	El aceite no tiene la capacidad de aislar la alta tension entre espiras de las fases y entre espiras a carcaza del transformador. Se producen gases al interior del transformador y actuan las protecciones produciendo la interrupción del suministro de energia. Es necesario realizar el proceso de filtrado de aceite por termovacio para reincorporarlo de nuevo al reservorio, para garantizar valores inferiores a 0,03mgKOH/g por medio de la prueba de Indice de Neutralización. . Tiempo estimado de la falla 6 hrs. Costo US\$ 1500
				14	reles de protección intrinseca del transformador averiados	Alguno de los reles de protección intrinseca asociados al transformador presenta falla oculta y no se establece el momento en que falla. Puede actuar alguna otra protección que interrumpe el suministro de energia. La subestación queda fuera de la operación. Se requiere evaluar los daños y reemplazar los equipos averiados. Tiempo estimado de la falla 10 horas. Costo > US\$ 8000

FUNCIÓN		FALLO FUNCIONAL		MODO DE FALLA (CAUSA DE LA FALLA)		EFFECTOS DE LAS FALLAS (QUE SUCEDE CUANDO FALLO)
2	mantener el aceite dieléctrico a una temperatura inferior a 105°C	A	No mantien el aceite dieléctrico a una temperatura inferior a 105°C	1	daño en bomba de recirculación de aceite	La bomba de recirculación se detiene, el aceite dielectrico no circula a traves del sistema de refrigeración y la temperatura comienza a aumentar hasta superarar 105°C actuando la protección por temperatura. Se interrumpe el suministro de energia. La subestación queda fuera de la operación. Se requiere desmontar la bomba fallada e instalar una nueva. Tiempo estimado de la falla 6 horas. Costo US\$ 1200
				2	ventilador(es) del intercambiador de calor averiado	La temperatura del aceite dielectrico comienza a incrementarse gradualmente hasta superarar 105°C actuando la protección por temperatura. Se interrumpe el suministro de energia. La subestación queda fuera de la operación. Se requiere desmontar el ventilador (es) en falla e instalar uno(s) nuevo(s). Tiempo estimado de la falla 3 horas. Costo US\$ 600
				3	daño en valvula del sistema de refrigeración del aceite dielectrico	El aceite dieléctrico no circula a traves del sistema de refrigeración y la temperatura comienza a aumentar hasta superarar 105°C actuando la protección por temperatura. Se interrumpe el suministro de energia. La subestación queda fuera de la operación. Se requiere desmontar valvula en falla e instalar una nueva. Tiempo estimado de la falla 4 horas. Costo US\$ 300
				4	intercambiadores de calor contaminados	La temperatura del aceite dielectrico comienza a incrementarse gradualmente hasta superarar 105°C actuando la protección por temperatura. Se interrumpe el suministro de energia. La subestación queda fuera de la operación. Se requiere limpiar los intercambiadores de calor. Tiempo estimado de la falla 3 horas. Costo US\$ 180

FUNCIÓN		FALLO FUNCIONAL		MODO DE FALLA (CAUSA DE LA FALLA)		EFFECTOS DE LAS FALLAS (QUE SUCEDE CUANDO FALLO)
3	permitir la variación del número de espiras a través del conmutador Bajo Carga en el secundario del transformador (lado de baja) para controlar la tensión en 13.2kV	A	No permite la variación del número de espiras a través del conmutador Bajo Carga en el secundario del transformador (lado de baja) para controlar la tensión en 13.2kV	1	perdida de continuidad eléctrica por desgaste en platinas de contacto del conmutador bajo carga	El aceite dielectrico se contamina con gases produciendo una sobrepresión en el conmutador bajo carga y actuando la protección al aumentar la presión a 0.7 kgf/cm2. Se interrumpe el suministro de energía. La subestación queda fuera de la operación. Se requiere cambiar las platinas de contacto e instalar nuevas platinas. Tiempo estimado de la falla 3 meses. Costo US\$ 14000
				2	perdida de continuidad eléctrica por elongación del resorte que atúa sobre la platina de contacto de las espiras del conmutador bajo carga	El aceite dielectrico se contamina con gases produciendo una sobrepresión en el conmutador bajo carga y actuando la protección al aumentar la presión a 0.7 kgf/cm2. Se interrumpe el suministro de energía. La subestación queda fuera de la operación. Se requiere cambiar los resortes e instalar nuevos resortes. Tiempo estimado de la falla 3 meses. Costo US\$ 14000
				3	mecanismo de cambio de taps averiado	El motor eléctrico transmite un movimiento rotacional a un sistema de engranaje que ingresa al conmutador bajo carga y con las constantes rotaciones el mecanismo se atasca. No es posible cambiar el tap y la tensión de salida en el secundario del transformador no es posible controlarla. Los equipos del proceso comienzan a apagarse por sobretensión y se presentan averías. Algunas protecciones actúan aislando los circuitos radiales. Tiempo estimado de la falla 2 horas. Costo > US\$4000
4	permitir la variación de nivel de aceite dieléctrico al interior del transformador debido a la temperatura alcanzada por el aceite	A	No permite la variación de nivel de aceite dieléctrico al interior del transformador debido a la temperatura alcanzada por el aceite	1	unidad de filtro con silica gel del conservador tapado por impurezas	La protección de presión súbita detecta el incremento de presión e interrumpe el suministro de energía. La subestación queda fuera de la operación. Se requiere limpiar el filtro de silica gel y restablecer la filtración. Tiempo estimado de la falla 3 horas Costo US\$ 80

FUNCIÓN		FALLO FUNCIONAL		MODO DE FALLA (CAUSA DE LA FALLA)		EFFECTOS DE LAS FALLAS (QUE SUCEDE CUANDO FALLO)
				2	bolsa de caucho del conservador perforada produciendo la salida del nitrógeno	La bolsa del conservador llena de nitrógeno no ejerce la presión suficiente para garantizar presión positiva al interior del reservorio del transformador, permitiendo que impurezas ingresen al interior y se contamine el aceite dielectrico. La protección de ruptura de membrana actúa e interrumpe el suministro de energía. La subestación queda fuera de la operación. Se requiere reemplazar la bolsa de caucho y llenarla de nitrógeno a valores de especificación. Tiempo estimado de la falla 4 días Costo US\$ 3800
				3	nitrógeno de la bolsa de caucho del conservador degradado	La bolsa del conservador llena de nitrógeno no ejerce la presión suficiente para garantizar presión positiva al interior del reservorio del transformador, permitiendo que impurezas ingresen al interior y se contamine el aceite dielectrico. Se requiere sustituir el nitrógeno para garantizar mínimo 97% de pureza. Tiempo estimado de la falla 4 días Costo US\$ 3800
5	eliminar contaminantes del aire por partículas sólidas y contenido de humedad que entra al conservador por medio del secador de aire a base de gel sílica	A	No elimina contaminantes del aire por partículas sólidas y contenido de humedad que entra al conservador por medio del secador de aire a base de gel sílica	1	unidad de filtro con sílica gel del conservador tapado por impurezas	La protección de presión súbita detecta el incremento de presión e interrumpe el suministro de energía. La subestación queda fuera de la operación. Se requiere limpiar el filtro de sílica gel y restablecer la filtración. Tiempo estimado de la falla 3 horas Costo US\$ 80
				2	silica gel saturada por exceso de humedad	El aire del exterior ingresa al conservador con humedad que se va acumulando con el tiempo y va degradando la calidad del aceite dielectrico, hasta que comienza a producirse fallas entre espiras, favoreciendo la formación de gases al interior del transformador. Actúan las protecciones, se interrumpe el suministro de energía. La subestación queda fuera de la operación. Se requiere cambiar la sílica gel o secar la existente e instalarla de nuevo en los filtros. Tiempo estimado de la falla 4 horas. Costo US\$ 80

FUNCIÓN		FALLO FUNCIONAL		MODO DE FALLA (CAUSA DE LA FALLA)		EFFECTOS DE LAS FALLAS (QUE SUCEDE CUANDO FALLO)
6	aislar la alta tensión en los bujes del primario del transformador respecto a potencial de tierra	A	No aísla la alta tensión en los bujes del primario del transformador respecto a potencial de tierra	1	aisladores contaminados por acumulación de partículas	Los aisladores comienzan a experimentar descargas parciales a tierra lo que hace disparar las protecciones. La subestación queda fuera de la operación. Se requiere limpiar los aisladores. Tiempo estimado de la falla 4 horas. Costo US\$ 160
				2	aislador en falla debido a porcelana agrietada	Los aisladores comienzan a experimentar descargas parciales a tierra lo que hace disparar las protecciones. La subestación queda fuera de la operación. Se requiere limpiar los aisladores. Tiempo estimado de la falla 4 horas. Costo US\$ 160
				3	falla de aislador por bajo nivel de aceite dielectrico	Se produce falla a tierra al momento de energizar la subestación lo que hace actuar las protecciones. La subestación queda fuera de la operación. Se requiere suministrar aceite dielectrico para completar el nivel. Tiempo estimado de la falla 2 horas. Costo US\$ 80
7	aislar la alta tensión en los bujes del secundario del transformador respecto a potencial de tierra	A	No aísla la alta tensión en los bujes del secundario del transformador respecto a potencial de tierra	1	aisladores contaminados por acumulación de partículas	Los aisladores comienzan a experimentar descargas parciales a tierra lo que hace disparar las protecciones. La subestación queda fuera de la operación. Se requiere limpiar los aisladores. Tiempo estimado de la falla 4 horas. Costo US\$ 160
				2	aislador en falla debido a porcelana agrietada	Los aisladores comienzan a experimentar descargas parciales a tierra lo que hace disparar las protecciones. La subestación queda fuera de la operación. Se requiere limpiar los aisladores. Tiempo estimado de la falla 4 horas. Costo US\$ 160
8	aislar el neutro del secundario del transformador respecto a potencial de tierra	A	No aísla el neutro del secundario del transformador respecto a potencial de tierra	1	aisladores contaminados por acumulación de partículas	Los aisladores comienzan a experimentar descargas parciales a tierra lo que hace disparar las protecciones. La subestación queda fuera de la operación. Se requiere limpiar los aisladores. Tiempo estimado de la falla 2 horas. Costo US\$ 160
				2	aislador en falla debido a porcelana agrietada	Los aisladores comienzan a experimentar descargas parciales a tierra lo que hace disparar las protecciones. La subestación queda fuera de la operación. Se requiere limpiar los aisladores. Tiempo estimado de la falla 2 horas. Costo US\$ 160

FUNCIÓN		FALLO FUNCIONAL		MODO DE FALLA (CAUSA DE LA FALLA)		EFFECTOS DE LAS FALLAS (QUE SUCEDE CUANDO FALLO)
9	Indicar la temperatura del aceite dieléctrico (ITA) del transformador de potencia	A	No indica la temperatura del aceite dieléctrico (ITA) del transformador de potencia	1	indicador de temperatura de aceite averiado	No es posible realizar la verificación de la temperatura del aceite. Se requiere pedir el indicador al almacén y reemplazarlo. Tiempo estimado de la falla 3 horas. Costo US\$ 120
10	Indicar la temperatura del bobinado (ITB) del transformador de potencia	A	No indica la temperatura del bobinado (ITB) del transformador de potencia	1	indicador de temperatura del bobinado averiado	No es posible realizar la verificación de la temperatura del bobinado. Se requiere pedir el indicador al almacén y reemplazarlo. Tiempo estimado de la falla 3 horas. Costo US\$ 120
11	Contener el aceite dieléctrico	A	No contiene el aceite dieléctrico	1	fuga de aceite a través del depósito de aceite del transformador por corrosión ambiental	El aceite comienza a salir del depósito del transformador bajando el nivel de aceite lo que hace actuar las protecciones. La subestación queda fuera de la operación. Es necesario desmontar el transformador para corregir la fuga. Tiempo estimado de la falla 45 días. Costo US\$ 12000
				2	fuga de aceite a través de las mangueras conectadas al intercambiador de calor	El aceite comienza a salir por alguna manguera bajando el nivel de aceite lo que hace actuar las protecciones. La subestación queda fuera de la operación. Es necesario desmontar la manguera y cambiarla para corregir la fuga. Tiempo estimado de la falla 3 horas. Costo US\$ 1600
				3	fuga por el sello de alguna válvula del sistema de enfriamiento del aceite hidráulico	El aceite comienza a salir a través del sello de la válvula bajando el nivel de aceite lo que hace actuar las protecciones. La subestación queda fuera de la operación. Es necesario desmontar la válvula y cambiar el sello para corregir la fuga. Tiempo estimado de la falla 4 horas. Costo US\$ 800
				4	fuga por sello de flanges de la tubería que conduce aceite dieléctrico hacia los enfriadores	El aceite comienza a salir a través del sello del flange del tubo bajando el nivel de aceite lo que hace actuar las protecciones. La subestación queda fuera de la operación. Es necesario desmontar el tubo y cambiar el sello para corregir la fuga. Tiempo estimado de la falla 4 horas. Costo US\$ 800

FUNCIÓN		FALLO FUNCIONAL		MODO DE FALLA (CAUSA DE LA FALLA)		EFFECTOS DE LAS FALLAS (QUE SUCEDE CUANDO FALLO)
				5	fuga por las juntas de los reles de protección asociados al monitoreo del aceite dielectrico del transformador	El aceite comienza a salir a través del sello del rele bajando el nivel de aceite lo que hace actuar las protecciones. La subestación queda fuera de la operación. Es necesario desmontar el rele y cambiar el sello para corregir la fuga. Tiempo estimado de la falla 4 horas. Costo US\$ 800
12	Mantener el nivel de aceite dieléctrico a niveles operativos	A	No mantiene el nivel de aceite dieléctrico a niveles operativos	1	unidad de filtro con silica gel del conservador tapado por impurezas	La protección de presión subita detecta el incremento de presión e interrumpe el suministro de energía. La subestación queda fuera de la operación. Se requiere limpiar el filtro de silica gel y restablecer la filtración. Tiempo estimado de la falla 3 horas Costo US\$ 80
13	Soportar los accesorios para el funcionamiento del transformador de potencia	A	No soporta los accesorios para el funcionamiento del transformador de potencia	1	caida de algún accesorio del transformador por alto grado de corrosión ambiental	Al caer algún accesorio para el funcionamiento del transformador actuando alguna de las protecciones. La subestación queda fuera de la operación. Es necesario evaluar y corregir la falla. Tiempo estimado de la falla 4 horas. Costo US\$ 800
	Descarga de sobretensiones/	.	.	.	.	.
14	Descargar a tierra los efectos de las sobretensiones producidas por descargas atmosféricas o por sobretensiones producidas como resultado de maniobras realizadas en el circuito de alta tensión	A	No descarga a tierra los efectos de las sobretensiones producidas por descargas atmosféricas o por sobretensiones producidas como resultado de maniobras realizadas en el circuito de alta tensión	1	daño interno del medio dielectrico o resistivo del pararrayos	Estando en operación la subestación se presenta disparo de sobrecorriente a tierra en alguna de las fases lo que hace actuar las protecciones. La subestación queda fuera de la operación. Es necesario desmontar el pararrayos y cambiarlo. Tiempo estimado de la falla 6 horas. Costo US\$ 2500
				2	conexión a tierra del pararrayos abierta	El pararrayos no cumple con su función permitiendo que las sobretensiones ingresen a otros equipos de patio produciendo daños cuantiosos a los equipos de patio. Actúan las protecciones interrumpiendo el suministro de energía. La subestación queda fuera de la operación. Se requiere evaluar los daños y reemplazar los equipos averiados. Tiempo estimado de la falla 10 horas. Costo US\$ 4000

FUNCIÓN		FALLO FUNCIONAL		MODO DE FALLA (CAUSA DE LA FALLA)		EFFECTOS DE LAS FALLAS (QUE SUCEDE CUANDO FALLO)
15	Aislar las fases ante tensiones superiores a 144kV respecto a potencial de tierra	A	No aísla las fases ante tensiones superiores a 144kV respecto a potencial de tierra	1	aisladores de pararrayos contaminados por acumulación de partículas	Los aisladores comienzan a experimentar descargas parciales a tierra lo que hace disparar las protecciones. La subestación queda fuera de la operación. Se requiere limpiar los aisladores. Tiempo estimado de la falla 2 horas. Costo US\$ 160
	Interrupción lado primario/					
16	Interrumpir el circuito eléctrico de alta tensión para corriente nominal superior a 2500A y corrientes de cortocircuito superiores a 40kA ante una falla	A	No interrumpe el circuito eléctrico de alta tensión para corriente nominal superior a 2500A y corrientes de cortocircuito superiores a 40kA ante una falla	1	falla en la bobina de apertura/cierre del interruptor de línea	La bobina del interruptor no recibe los comandos de remotos de control y no activa el mecanismo de apertura/cierre. Ante una falla no es posible cortar la alimentación eléctrica y la falla se mantiene con probabilidad de causar un incendio dependiendo del circuito que presente la anomalía. Es necesario realizar una apertura manual del interruptor. Tiempo estimado de la falla 6 horas. Costo US\$ 450
				2	daño en el mecanismo de apertura/cierre del interruptor de línea	No es posible realizar la apertura/cierre del interruptor de forma remota. Ante una falla no es posible cortar la alimentación eléctrica y la falla se mantiene con probabilidad de causar un incendio dependiendo del circuito que presente la anomalía. Es necesario realizar una apertura manual del interruptor. Tiempo estimado de la falla 6 horas. Costo US\$ 350
				3	daño en los resortes de apertura del interruptor de línea	No es posible realizar la apertura/cierre del interruptor de forma remota. Ante una falla no es posible cortar la alimentación eléctrica y la falla se mantiene con probabilidad de causar un incendio dependiendo del circuito que presente la anomalía. Es necesario realizar una apertura manual del interruptor. Tiempo estimado de la falla 6 horas. Costo US\$ 350

FUNCIÓN		FALLO FUNCIONAL		MODO DE FALLA (CAUSA DE LA FALLA)		EFFECTOS DE LAS FALLAS (QUE SUCEDE CUANDO FALLO)
				4	mecanismo de apertura/cierre del interruptor de línea descalibrado	Los accesorios mecanicos encargados de efectuar el cierre del interruptor presentan desajustes por desgaste y el cierre se da de manera parcial generando puntos calientes por contactos inadecuados. Esta condición se presenta hasta que la falla sea total y no sea posible realizar el cierre de los contactos electricos y el interruptor no cumpla su función. Es necesario cambiar las partes desgastadas. Tiempo estimado de la falla 5 dias. Costo US\$ 7000
				5	daño en transformador de corriente/potencial	Al presentarse daño en alguno de los transformadores de corriente/potencial la protección asociada actua interrumpiendo el suministro de energia. La subestación queda fuera de la operación. Se requiere evaluar los daños y reemplazar los equipos averiados. Tiempo estimado de la falla 12 horas. Costo US\$ 1200
				6	reles de protección averiados	Alguno de los reles de protección asociados a la subestación presenta falla oculta y no se establece el momento en que falla. Puede actuar alguna otra protección que interrumpe el suministro de energia. La subestación queda fuera de la operación. Se requiere evaluar los daños y reemplazar los equipos averiados. Tiempo estimado de la falla 10 horas. Costo > US\$ 10000
				7	SF6 del HYPACT degradado	El gas SF6 no tien la suficiente rigidez dielectrica para aislar las fases a tierra dentro del HYPACT produciendo falla a tierra lo que hace disparar las protecciones.H61interrumpiendo el suministro de energia. La subestación queda fuera de la operación. Se requiere cambiar el SF6 para garantizar pureza del 98% (Ver manual pag. 67). Tiempo estimado de la falla 4 horas. Costo > US\$ 300
17	Permitir la circulación de corriente de hasta 2500 A	A	No permite la circulación de corriente de hasta 2500 A	1	daño en los contactos del interruptor de linea por erosión	Por el desgaste de los contactos y la perdida de material la resistencia se hace <100A, CC; inferior a los valores especificados por el fabricante. Es necesario cambiar los contactos. Tiempo estimado de la falla 2 dias. Costo US\$ 900

FUNCIÓN		FALLO FUNCIONAL		MODO DE FALLA (CAUSA DE LA FALLA)		EFFECTOS DE LAS FALLAS (QUE SUCEDE CUANDO FALLO)
				2	daño en los resortes que mantienen los contactos presionados para garantizar el flujo de corriente	Los resortes no hacen la suficiente presión para garantizar el contacto eléctrico y el cierre se da de manera parcial generando puntos calientes por contactos inadecuados. Esta condición se presenta hasta que ya no sea posible realizar los contactos eléctricos y el interruptor no realice el correcto cierre. Es necesario cambiar los resortes. Tiempo estimado de la falla 2 días. Costo US\$ 900
				3	deterioro del conjunto HYPACT por vida útil cumplida	Dependiendo de las condiciones de operación del interruptor, después de 2500 operaciones de conmutación acumuladas se debe sacar de la operación y realizar una revisión completa de funcionamiento para eliminar una potencia falla aleatoria. Tiempo estimado de la falla 10 días. Costo US\$ 7000
				4	baja presión de SF6 en el HYPACT	El densímetro registra presión del gas SF6 inferior a 0,54 mPa, 20°C lo que hace disparar las protecciones. La subestación queda fuera de la operación. Se requiere evaluar el punto de fuga del gas y restablecer la presión. Tiempo estimado de la falla 8 horas. Costo US\$ 550
18	Permitir la apertura/cierre de seccionadores de línea y de carga	A	No permite la apertura/cierre de seccionadores de línea y de carga	1	sistema mecánico de varillas de conmutación de seccionadores atascado por desgaste	No es posible recibir la confirmación de apertura/cierre de los seccionadores inhibiendo la operación del interruptor. En caso dado se requiere realizar la apertura manual. Es necesario cambiar las partes que se encuentren desgastadas. Tiempo estimado de la falla 12 horas. Costo US\$ 1300
				2	sistema mecánico de varillas de conmutación de seccionadores deteriorado por corrosión ambiental	No es posible recibir la confirmación de apertura/cierre de los seccionadores inhibiendo la operación del interruptor. En caso dado se requiere realizar la apertura manual. Es necesario cambiar las partes que se encuentren desgastadas. Tiempo estimado de la falla 12 horas. Costo US\$ 1500

FUNCIÓN		FALLO FUNCIONAL		MODO DE FALLA (CAUSA DE LA FALLA)		EFFECTOS DE LAS FALLAS (QUE SUCEDE CUANDO FALLO)
19	Contener el SF ₆ a una presión entre 0.54mPa y 0.64mPa @ 20°C	A	No contiene el SF ₆ a una presión entre 0.54mPa y 0.64mPa @ 20°C	1	fuga de SF ₆ a través del HYPACT	El densimetro registra presion del gas SF ₆ inferior a 0,54 mPa, 20°C lo que hace disparar las protecciones. La subestación queda fuera de la operación. Se requiere evaluar el punto de fuga del gas y restablecer la presión. Tiempo estimado de la falla 8 horas. Costo US\$ 550
				2	fuga de SF ₆ por la valvula de recarga	El densimetro registra presion del gas SF ₆ inferior a 0,54 mPa, 20°C lo que hace disparar las protecciones. La subestación queda fuera de la operación. Se requiere corregir la fuga del gas y restablecer la presión. Tiempo estimado de la falla 3 horas. Costo US\$ 550
				3	fuga de SF ₆ por los tubos que distribuyen el gas	El densimetro registra presion del gas SF ₆ inferior a 0,54 mPa, 20°C lo que hace disparar las protecciones. La subestación queda fuera de la operación. Se requiere corregir la fuga del gas y restablecer la presión. Tiempo estimado de la falla 3 horas. Costo US\$ 550
20	Indicar y monitorear la presión del SF ₆ del conjunto HYPACT	A	No indica ni monitorea la presión de SF ₆ del conjunto HYPACT	1	densimetro de SF ₆ averiado	Al no recibir información de la presión de gas SF ₆ del densimetro la protección asociada saca la subestación. Se requiere cambiar el densimetro y restablecer la presión. Tiempo estimado de la falla 6 horas. Costo US\$ 1900
21	Indicar el estado de operación de abierto/cerrado del interruptor de línea	A	No indica el estado de operación de abierto/cerrado del interruptor de línea	1	indicador de operación del interruptor de línea averiado	No es posible realizar la confirmacion en sitio de la posición de operación del interruptor de línea. Esto puede llevar al personal a tomar desiciones equivocadas frente a un diagnostico. Se debe revisar y cambiar las partes en falla para poner en funcionamiento la señalización. Tiempo estimado de la falla 6 horas. Costo US\$ 700

FUNCIÓN		FALLO FUNCIONAL		MODO DE FALLA (CAUSA DE LA FALLA)		EFFECTOS DE LAS FALLAS (QUE SUCEDE CUANDO FALLO)
22	Indicar el estado de operación de abierto/cerrado del seccionador de línea	A	No indica el estado de operación de abierto/cerrado del seccionador de línea	1	indicador de operación del seccionador de línea averiado	No es posible realizar la confirmación en sitio de la posición de operación del seccionador de línea. Esto puede llevar al personal a tomar decisiones equivocadas frente a un diagnóstico. Se debe revisar y cambiar las partes en falla para poner en funcionamiento la señalización. Tiempo estimado de la falla 6 horas. Costo US\$ 700
23	Indicar el estado de operación de abierto/cerrado del seccionador de tierra	A	No indica el estado de operación de abierto/cerrado del seccionador de tierra	1	indicador de operación del seccionador de tierra averiado	No es posible realizar la confirmación en sitio de la posición de operación del seccionador de tierra. Esto puede llevar al personal a tomar decisiones equivocadas frente a un diagnóstico. Se debe revisar y cambiar las partes en falla para poner en funcionamiento la señalización. Tiempo estimado de la falla 6 horas. Costo US\$ 700
24	Indicar el estado de operación de abierto/cerrado del seccionador de carga	A	No indica el estado de operación de abierto/cerrado del seccionador de carga	1	indicador de operación del seccionador de carga averiado	No es posible realizar la confirmación en sitio de la posición de operación del seccionador de carga. Esto puede llevar al personal a tomar decisiones equivocadas frente a un diagnóstico. Se debe revisar y cambiar las partes en falla para poner en funcionamiento la señalización. Tiempo estimado de la falla 6 horas. Costo US\$ 700
25	Aislar las fases de entrada de alta tensión del HYPACT respecto a potencial de tierra	A	No aísla las fases de entrada de alta tensión del HYPACT respecto a potencial de tierra	1	aislador de entrada en falla debido a porcelana agrietada	Los aisladores comienzan a experimentar descargas parciales a tierra lo que hace disparar las protecciones. La subestación queda fuera de la operación. Se requiere limpiar los aisladores. Tiempo estimado de la falla 2 horas. Costo US\$ 160
				2	aisladores de entrada contaminados por acumulación de partículas	Los aisladores comienzan a experimentar descargas parciales a tierra lo que hace disparar las protecciones. La subestación queda fuera de la operación. Se requiere limpiar los aisladores. Tiempo estimado de la falla 2 horas. Costo US\$ 160
26	Aislar las fases de salida de alta tensión del HYPACT respecto a potencial de tierra	A	No aísla las fases de salida de alta tensión del HYPACT respecto a potencial de tierra	1	aislador de salida en falla debido a porcelana agrietada	Los aisladores comienzan a experimentar descargas parciales a tierra lo que hace disparar las protecciones. La subestación queda fuera de la operación. Se requiere limpiar los aisladores. Tiempo estimado de la falla 2 horas. Costo US\$ 160

FUNCIÓN		FALLO FUNCIONAL		MODO DE FALLA (CAUSA DE LA FALLA)		EFFECTOS DE LAS FALLAS (QUE SUCEDE CUANDO FALLO)
				2	aisladores de salida contaminados por acumulacion de particulas	Los aisladores comienzan a experimentar descargas parciales a tierra lo que hace disparar las protecciones. La subestación queda fuera de la operación. Se requiere limpiar los aisladores. Tiempo estimado de la falla 2 horas. Costo US\$ 160
	Interrupción lado secundario/	.	.	.	.	.
27	Interrumpir el circuito eléctrico de baja tensión a nivel de 13.2kV y habilitar la apertura/cierre del interruptor de carga.	A	No interrumpe el circuito eléctrico de baja tensión a nivel de 13.2kV y no habilita la apertura/cierre del interruptor de carga.	1	falla en la bobina de apertura/cierre del interruptor de baja tensión	La bobina del interruptor no recibe los comandos de remotos de control y no activa el mecanismo de apertura/cierre. Ante una falla no es posible cortar la alimentación eléctrica y la falla se mantiene con probabilidad de causar un incendio dependiendo del circuito que presente la anomalía. Es necesario realizar una apertura manual del interruptor. Tiempo estimado de la falla 6 horas. Costo US\$ 250
				2	daño en el mecanismo de apertura/cierre del interruptor de baja tensión	No es posible realizar la apertura/cierre del interruptor de forma remota. Ante una falla no es posible cortar la alimentación eléctrica y la falla se mantiene con probabilidad de causar un incendio dependiendo del circuito que presente la anomalía. Es necesario realizar una apertura manual del interruptor. Tiempo estimado de la falla 6 horas. Costo US\$ 150
				3	daño en los resortes de apertura del interruptor de baja tensión	No es posible realizar la apertura/cierre del interruptor de forma remota. Ante una falla no es posible cortar la alimentación eléctrica y la falla se mantiene con probabilidad de causar un incendio dependiendo del circuito que presente la anomalía. Es necesario realizar una apertura manual del interruptor. Tiempo estimado de la falla 6 horas. Costo US\$ 250

FUNCIÓN		FALLO FUNCIONAL		MODO DE FALLA (CAUSA DE LA FALLA)		EFFECTOS DE LAS FALLAS (QUE SUCEDE CUANDO FALLO)
				4	mecanismo de apertura/cierre del interruptor de baja tensión descalibrado	Los accesorios mecanicos encargados de efectuar el cierre del interruptor presentan desajustes por desgaste y el cierre se da de manera parcial generando puntos calientes por contactos inadecuados. Esta condición se presenta hasta que la falla sea total y no sea posible realizar el cierre de los contactos electricos y el interruptor no cumpla su función. Es necesario cambiar las partes desgastadas. Tiempo estimado de la falla 5 dias. Costo US\$ 7000
				5	daño en transformador de corriente/potencial lado baja tensión	Al presentarse daño en alguno de los transformadores de corriente/potencial la protección asociada actua interrumpiendo el suministro de energia. La subestación queda fuera de la operación. Se requiere evaluar los daños y reemplazar los equipos averiados. Tiempo estimado de la falla 12 horas. Costo US\$ 900
				6	daño en los contactos del interruptor de baja tensión por erosión	Por el desgaste de los contactos y la perdida de material la resistencia se hace mayor creando puntos calientes. Es necesario cambiar los contactos. Tiempo estimado de la falla 24 horas. Costo US\$ 700
				7	daño en los resortes que mantienen los contactos presionados para garantizar el flujo de corriente del interruptor de baja tensión	Los resortes no hacen la suficiente presión para garantizar el contacto electrico y el cierre se da de manera parcial generando puntos calientes por contactos inadecuados. Esta condición se presenta hasta que la falla sea total y no sea posible realizar el cierre de los contactos electricos y el interruptor no cumpla su función. Es necesario cambiar los resortes. Tiempo estimado de la falla 24 horas. Costo US\$ 700
28	Descargar sobretensiones a tierra provenientes del circuito de 13.2kV	A	No descarga sobretensiones a tierra provenientes del circuito de 13.2kV	1	daño interno del medio dielectrico o resistivo del pararrayos de baja tensión	Estando en operacion la subestación se presenta disparo de sobrecorriente a tierra en alguna de las fases lo que hace actuar las protecciones. La subestación queda fuera de la operación. Es necesario desmontar el pararrayos y cambiarlo. Tiempo estimado de la falla 6 horas. Costo US\$ 1500

FUNCIÓN		FALLO FUNCIONAL		MODO DE FALLA (CAUSA DE LA FALLA)		EFFECTOS DE LAS FALLAS (QUE SUCEDE CUANDO FALLO)
				2	conexión a tierra del pararrayos de baja tensión abierta	El pararrayos no cumple con su función permitiendo que las sobretensiones ingresen a otros equipos de patio produciendo daños cuantiosos a los equipos de patio. Actúan las protecciones interrumpiendo el suministro de energía. La subestación queda fuera de la operación. Se requiere evaluar los daños y reemplazar los equipos averiados. Tiempo estimado de la falla 10 horas. Costo US\$ 3000
	Puesta a tierra/	.	.	.	.	.
29	Limitar la corriente de falla de fase-tierra a un valor que no dañe o afecte los equipamientos de la subestación	A	No limita la corriente de falla de fase-tierra a un valor que no dañe o afecte los equipamientos de la subestación	1	resistencia del reactor de puesta a tierra abierta	El circuito de resistencia de puesta a tierra deja de ser predominantemente resistivo lo que produce que las protecciones actúen, interrumpiendo el suministro de energía. La subestación queda fuera de la operación. Es posible que se presente contacto de toque a través de la estructura de la subestación lo que constituye un peligro para el personal de mantenimiento. Se requiere cambiar la resistencia de puesta a tierra. Tiempo estimado de la falla 12 horas. Costo US\$ 600
				2	conductor de puesta a tierra del reactor desconectado	El circuito de resistencia de puesta a tierra deja de ser predominantemente resistivo lo que produce que las protecciones actúen, interrumpiendo el suministro de energía. La subestación queda fuera de la operación. Es posible que se presente contacto de toque a través de la estructura de la subestación lo que constituye un peligro para el personal de mantenimiento. Se requiere cambiar la resistencia de puesta a tierra. Tiempo estimado de la falla 12 horas. Costo US\$ 600
	Estructural/	.	.	.	.	.
30	Soportar los equipos electromecánicos y estructurales de la subestación.	A	No soporta los equipos electromecánicos y estructurales de la subestación.	1	semirremolque corroído	Se presentan focos de corrosión por condiciones ambientales de alta salinidad en el semirremolque. La corrosión puede afectar la soportabilidad mecánica de los equipos de patio al punto que colapsen y se presenten daños catastróficos en la subestación. Tiempo estimado de la falla 3-6 meses. Costo > US\$ 40000

FUNCIÓN		FALLO FUNCIONAL		MODO DE FALLA (CAUSA DE LA FALLA)		EFFECTOS DE LAS FALLAS (QUE SUCEDE CUANDO FALLO)
				2	puntos de anclaje de equipos de patio corroidas	Se presentan focos de corrosión por condiciones ambientales de alta salinidad en el semirremolque. La corrosión puede afectar la soportabilidad mecánica de los equipos de patio al punto que colapsen y se presenten daños catastróficos en la subestación. Tiempo estimado de la falla 3-6 meses. Costo > US\$ 40000
31	Conectar los conductores de tierra de cada uno de los equipos de patio	A	No conecta los conductores de tierra de cada uno de los equipos de patio	1	conexiones de tierra de equipos corroidas	Los conductores de puesta a tierra de los equipos de patio se aíslan y pierden efectividad incrementando el contacto de toque a través de la estructura de la subestación lo que constituye un peligro para el personal de mantenimiento. Se requiere inspeccionar las conexiones de puesta a tierra de los equipos. Tiempo estimado de la falla 12 horas. Costo US\$ 350
				2	conexiones de tierra de equipos sueltas o desconectadas	Los conductores de puesta a tierra de los equipos de patio se aíslan y pierden efectividad incrementando el contacto de toque a través de la estructura de la subestación lo que constituye un peligro para el personal de mantenimiento. Se requiere inspeccionar las conexiones de puesta a tierra de los equipos. Tiempo estimado de la falla 12 horas. Costo US\$ 350
32	Conectar eléctricamente los conductores a los equipos de patio	A	No conecta eléctricamente los conductores a los equipos de patio	1	conductores de alta tensión corroidos	Los conductores de alta tensión de los equipos de patio se aíslan y pierden conductividad eléctrica incrementando el contacto de toque a través de la estructura de la subestación lo que constituye un peligro para el personal de mantenimiento. Se requiere inspeccionar las conexiones de los equipos de patio. Tiempo estimado de la falla 12 horas. Costo US\$ 350
				2	conductores de baja tensión con aislante deteriorado	Los conductores pierden aislamiento y pueden fallar entre sí, lo que produce que las protecciones actúen, interrumpiendo el suministro de energía. La subestación queda fuera de la operación. Se requiere cambiar los conductores en falla. Tiempo estimado de la falla 10 horas. Costo US\$ 400

FUNCIÓN		FALLO FUNCIONAL		MODO DE FALLA (CAUSA DE LA FALLA)		EFFECTOS DE LAS FALLAS (QUE SUCEDE CUANDO FALLO)
				3	conexiones electricas de equipos de patio flojas	Las uniones pernadas de los conductores a los equipos de patio van perdiendo torque por efecto de la temperatura, generando puntos calientes y aumento de la resistencia electrica. Esto produce que las protecciones actuen, interrumpiendo el suministro de energia. La subestación queda fuera de la operación. Se requiere retorquear los puntos de conexión de conductores a equipos de patio. Tiempo estimado de la falla 2 dias. Costo US\$ 340

6.2 PROCESO DE DECISIÓN

Referencia de información			Evaluación de las consecuencias				H1 S1 O1 N1	H2 S2 O2 N2	H3 S3 O3 N3	Tareas "a falta de"			Tarea a realizar	Frecuencia inicial	A realizar por
F	FF	MF	H	S	E	O				H4	H5	S4			
	Transformador/														
1	A	1	S	N	N	S	S						Medir la resistencia de aislamiento entre bobinas del transformador de potencia incluyendo los bujes	2 años	Electricistas
1	A	2	S	N	N	S	S						Tomar muestra de aceites y realizar prueba de furanos para establecer la salud del papel aislante del transformador de potencia	2 años	Predictivo
1	A	3	S	N	N	S	S						Realizar prueba de índice de neutralización al aceite dielectrico del transformador de potencia. Valor de referencia ≤ 0.03 mgKOH/g	2 años	Predictivo
1	A	4	S	N	N	S	N	N	N				Cambiar a la falla		
1	A	5	S	N	N	S	N	N	N				Cambiar a la falla		
1	A	6	S	N	N	S	S						Verificar nivel de aceite del transformador de potencia	Mensual	Electricistas
1	A	7	S	N	N	S	S						Verificar nivel de aceite del conmutador bajo carga	Mensual	Electricistas
1	A	8	S	N	N	S	S						Comprobar funcionamiento del sensor de temperatura de aceite del transformador de potencia	Semestral	Electricistas
1	A	9	S	N	N	S	S						Comprobar funcionamiento de la válvula de alivio del transformador de potencia	Anual	Electricistas
1	A	10	S	N	N	S	S						Realizar prueba de índice de neutralización al aceite dielectrico del transformador de potencia. Valor de referencia ≤ 0.03 mgKOH/g	2 años	Predictivo
1	A	11	S	N	N	S	S						Comprobar funcionamiento del rele buchholz del transformador de potencia	2 años	Electricistas
1	A	12	S	N	N	S	S						Realizar prueba de rigidez dielectrica al aceite dielectrico. Valor de referencia ≥ 30 kV/2,5 mm	2 años	Electricistas
1	A	13	S	N	N	S	S						Realizar prueba de rigidez dielectrica al aceite dielectrico. Valor de referencia ≥ 30 kV/2,5 mm	2 años	Electricistas
1	A	14	S	N	N	S	S						Realizar protocolo de pruebas de las protecciones intrinsecas del transformador de potencia	2 años	Electricistas

Referencia de información			Evaluación de las consecuencias				H1 S1 O1 N1	H2 S2 O2 N2	H3 S3 O3 N3	Tareas "a falta de"			Tarea a realizar	Frecuencia inicial	A realizar por
F	FF	MF	H	S	E	O				H4	H5	S4			
2	A	1	S	N	N	S	N	N	N				Cambiar a la falla		
2	A	2	S	N	N	S	N	N	N				Cambiar a la falla		
2	A	3	S	N	N	S	N	N	N				Cambiar a la falla		
2	A	4	S	N	N	S	N	S					Limpiar con agua a presión los intercambiadores de calor del sistema de refrigeración de aceite	Semestral	Electricistas
3	A	1	S	N	N	S	N	N	N				Cambiar a la falla		
3	A	2	S	N	N	S	N	N	N				Cambiar a la falla		
3	A	3	S	N	N	S	N	S					Lubricar mecanismo de engranaje del conmutador bajo carga	Trimestral	Electricistas
4	A	1	S	N	N	S							Verificar nivel de aceite en el filtro de silica gel del transformador de potencia	Trimestral	Electricistas
4	A	2	S	N	N	S							Comprobar funcionamiento del rele de bolsa de caucho perforada del transformador de potencia	Anual	Electricistas
4	A	3	S	N	N	S							Realizar prueba de pureza del nitrógeno de la bolsa de caucho del transformado de potencia. Valor de referencias mínimo 97% de pureza	2 años	Electricistas
5	A	1	S	N	N	S							Verificar condición de orificios del filtro de silica gel del transformador de potencia	Trimestral	Electricistas
5	A	2	S	N	N	S							Verificar coloración de silica gel respecto a referencia del manual de operación	Trimestral	Electricistas
6	A	1	S	N	N	S	N	S					Limpiar aisladores del lado primario del transformador de potencia	Trimestral	Electricistas
6	A	2	S	N	N	S	N	N	N				Cambiar a la falla		
6	A	3	S	N	N	S							Verificar nivel de aceite de los aisladores del lado primario del transformador de potencial	Trimestral	Electricistas
7	A	1	S	N	N	S	N	S					Limpiar aisladores del lado secundario del transformador de potencia	Trimestral	Electricistas
7	A	2	S	N	N	S	N	N	N				Cambiar a la falla		
8	A	1	S	N	N	S	N	S					Limpiar aisladores del neutro lado secundario del transformador de potencia	Trimestral	Electricistas
8	A	2	S	N	N	S	N	N	N				Cambiar a la falla		
9	A	1	S	N	N	S							Verificar funcionamiento del indicador de temperatura del aceite del transformador de potencia	Semestral	Electricistas

Referencia de información			Evaluación de las consecuencias				H1 S1 O1 N1	H2 S2 O2 N2	H3 S3 O3 N3	Tareas "a falta de"			Tarea a realizar	Frecuencia inicial	A realizar por
F	FF	MF	H	S	E	O				H4	H5	S4			
10	A	1	S	N	N	S							Verificar funcionamiento del indicador de temperatura del bobinado del transformador de potencia	Semestral	Electricistas
11	A	1	S	N	N	S							Inspeccionar transformador de potencia por focos de corrosión ambiental	Anual	Electricistas
11	A	2	S	N	N	S							Inspeccionar mangueras del sistema de enfriamiento de aceite por fugas	Semestral	Electricistas
11	A	3	S	N	N	S							Inspeccionar valvulas del sistema de enfriamiento de aceite por fugas	Semestral	Electricistas
11	A	4	S	N	N	S							Inspeccionar acoples de tubos del sistema de enfriamiento de aceite por fugas	Semestral	Electricistas
11	A	5	S	N	N	S							Inspeccionar juntas de los reles de protección del transformador de potencial por fugas de aceite	Semestral	Electricistas
12	A	1	S	N	N	S							Verificar condición de orificios del filtro de silica gel del transformador de potencia	Trimestral	Electricistas
13	A	1	S	N	N	S							Inspeccionar fijación de accesorios del transformador de potencia por focos de corrosión ambiental	Anual	Electricistas
	Descarga de sobretensiones/														
14	A	1	S	N	N	S	N	N	N				Cambiar a la falla		
14	A	2	S	N	N	S	S						Verificar conexión a tierra de los pararrayos	Trimestral	Electricistas
15	A	1	S	N	N	S	N	S					Limpiar aisladores de los pararrayos	Trimestral	Electricistas
	Interrupción lado primario/														
16	A	1	S	N	N	S	N	N	N				Cambiar a la falla		
16	A	2	S	N	N	S	S						Comprobar funcionamiento del mecanismo de apertura/cierre del HYPACT	Anual	Electricistas
16	A	3	S	N	N	S	S						Comprobar funcionamiento del mecanismo de apertura/cierre del HYPACT	Anual	Electricistas
16	A	4	S	N	N	S	S						Comprobar funcionamiento del mecanismo de apertura/cierre del HYPACT	Anual	Electricistas
16	A	5	S	N	N	S	N	N	N				Cambiar a la falla		
16	A	6	S	N	N	S	N	N	N				Cambiar a la falla		

Referencia de información			Evaluación de las consecuencias				H1 S1 O1 N1	H2 S2 O2 N2	H3 S3 O3 N3	Tareas "a falta de"			Tarea a realizar	Frecuencia inicial	A realizar por
F	FF	MF	H	S	E	O				H4	H5	S4			
16	A	7	S	N	N	S	S						Realizar prueba de calidad del gas SF6 del HYPACT	2 años	Electricistas
17	A	1	S	N	N	S	S						Realizar prueba de resistencia de cierre de contactos del HYPACT	2 años	Electricistas
17	A	2	S	N	N	S	S						Realizar prueba de resistencia de cierre de contactos del HYPACT	2 años	Electricistas
17	A	3	S	N	N	S	S						Realizar overhaul al HYPACT al cumplir 2500 ciclos de operación	2500 ciclos	Electricistas
17	A	4	S	N	N	S	S						Verificar presión del gas SF6 en el desimetro del HYPACT. Valor de referencia presión > 0,54 mPa, 20°C	Trimestral	Electricistas
18	A	1	S	N	N	S	S						Comprobar funcionamiento del sistema de varillas de apertura/cierre del HYPACT	Anual	Electricistas
18	A	2	S	N	N	S	N	S					Lubricar rotulas del sistema de varillas de apertura/cierre del HYPACT	Semestral	Electricistas
19	A	1	S	N	N	S	S						Verificar presión del gas SF6 en el desimetro del HYPACT. Valor de referencia presión > 0,54 mPa, 20°C	Trimestral	Electricistas
19	A	2	S	N	N	S	S						Verificar presión del gas SF6 en el desimetro del HYPACT. Valor de referencia presión > 0,54 mPa, 20°C	Trimestral	Electricistas
19	A	3	S	N	N	S	S						Verificar presión del gas SF6 en el desimetro del HYPACT. Valor de referencia presión > 0,54 mPa, 20°C	Trimestral	Electricistas
20	A	1	S	N	N	S							Verificar funcionamiento del densimetro de presión de gas SF6 del HYPACT	Semestral	Electricistas
21	A	1	S	N	N	S							Verificar funcionamiento del indicador de operación del interruptor de línea	Anual	Electricistas
22	A	1	S	N	N	S							Verificar funcionamiento del indicador de operación del seccionador de línea	Anual	Electricistas
23	A	1	S	N	N	S							Verificar funcionamiento del indicador de operación del seccionador de tierra	Anual	Electricistas
24	A	1	S	N	N	S							Verificar funcionamiento del indicador de operación del seccionador de carga	Anual	Electricistas
25	A	1	S	N	N	S	N	N	N				Cambiar a la falla		
25	A	2	S	N	N	S	N	S					Limpiar aisladores de entrada del HYPACT	Trimestral	Electricistas
26	A	1	S	N	N	S	N	N	N				Cambiar a la falla		
26	A	2	S	N	N	S	N	S					Limpiar aisladores de salida del HYPACT	Trimestral	Electricistas

Referencia de información			Evaluación de las consecuencias				H1 S1 O1 N1	H2 S2 O2 N2	H3 S3 O3 N3	Tareas "a falta de"			Tarea a realizar	Frecuencia inicial	A realizar por
F	FF	MF	H	S	E	O				H4	H5	S4			
	Interrupción lado secundario/														
27	A	1	S	N	N	S	N	N	N				Cambiar a la falla		
27	A	2	S	N	N	S	S						Comprobar funcionamiento del mecanismo de apertura/cierre del interruptor de baja tensión	Anual	Electricistas
27	A	3	S	N	N	S	S						Comprobar funcionamiento del mecanismo de apertura/cierre del interruptor de baja tensión	Anual	Electricistas
27	A	4	S	N	N	S	S						Comprobar funcionamiento del mecanismo de apertura/cierre del interruptor de baja tensión	Anual	Electricistas
27	A	5	S	N	N	S	N	N	N				Cambiar a la falla		
27	A	6	S	N	N	S	S						Realizar prueba de resistencia de cierre de contactos del interruptor de baja tensión	2 años	Electricistas
27	A	7	S	N	N	S	S						Realizar prueba de resistencia de cierre de contactos del interruptor de baja tensión	2 años	Electricistas
28	A	1	S	N	N	S	N	N	N				Cambiar a la falla		
28	A	2	S	N	N	S	S						Verificar conexión a tierra de los pararrayos de baja tensión	Trimestral	Electricistas
	Puesta a tierra/														
29	A	1	S	N	N	S	S						Verificar conexión a tierra de los pararrayos de baja tensión	Trimestral	Electricistas
29	A	2	S	N	N	S	S						Verificar conexión a tierra de los pararrayos de baja tensión	Trimestral	Electricistas
	Estructural/														
30	A	1	S	N	N	S	S						Realizar inspección al semirremoque por focos de corrosión	Anual	Electricistas
30	A	2	S	N	N	S	S						Realizar inspección a los puntos de anclaje de los equipos de patio por focos de corrosión	Anual	Electricistas
31	A	1	S	N	N	S	S						Realizar inspección a los puntos de conexión de tierra de los equipos de patio por focos de corrosión	Anual	Electricistas
31	A	2	S	N	N	S	S						Verificar conexión a tierra de los equipos de patio	Trimestral	Electricistas
32	A	1	S	N	N	S	S						Realizar inspección a los conductores de la subestación por corrosión	Anual	Electricistas
32	A	2	S	N	N	S	S						Realizar inspección a los conductores del lado de baja tensión por aislante deteriorado	Anual	Electricistas

Referencia de información			Evaluación de las consecuencias				H1 S1 O1 N1	H2 S2 O2 N2	H3 S3 O3 N3	Tareas "a falta de"			Tarea a realizar	Frecuencia inicial	A realizar por
F	FF	MF	H	S	E	O				H4	H5	S4			
32	A	3	S	N	N	S	S						Realizar retorqueo a las conexiones de conductores de los equipos de patio	Anual	Electricistas

7. CONCLUSIONES

Garantizar la confiabilidad y disponibilidad de la subestación WEG para cumplir los objetivos y metas corporativas de Carbones del Cerrejón LLC, apoyado en la aplicación del RCM y sus resultados, asegurando el cumplimiento de las funciones de los activos.

Realizar las tareas a condición resultantes de los modos de falla generados por las condiciones ambientales en que el activo está operando en su contexto operacional. Las condiciones de corrosión, viento y altas temperaturas son extremas en la región y se debe realizar gestión en el activo sobre estas.

Realizar el seguimiento de la aplicación del RCM con indicadores de resultado tales como Disponibilidad y Confiabilidad del activo, para evaluar la eficacia en la implementación.

Fueron presentadas las bases conceptuales de los diferentes tipos de mantenimiento existentes aplicados a subestaciones eléctricas, como alternativa de tareas resultantes en la etapa de decisión, estas tipos son: Correctivo, Preventivo y Predictivo.

La subestación WEG fue dividida en subsistemas definiendo las fronteras de cada uno de ellos. Fueron tratados los subsistemas de más alto impacto que afectan la operación de la subestación.

Para los subsistemas seleccionados se definió su función principal y sus funciones secundarias apoyadas en la frontera de análisis de cada uno de ellos. Posterior a esto se obtuvieron sus respectivas fallas funcionales, para pasar luego a los modos de falla.

Los modos de falla tratados corresponden a las fallas potenciales que podrían presentarse, dado que la subestación WEG aún no tiene historia de mantenimiento y no conocemos la forma como va a fallar.

Realizada la Decisión y apoyados en el diagrama de decisión de RCM se obtuvieron las tareas de mantenimiento y su frecuencia. La frecuencia inicial de las tareas es el resultado de las recomendaciones del fabricante, registrado en los manuales de mantenimiento. Muchas de estas tareas son “a condición” con acciones de verificación, comprobación e inspección. La subestación WEG tiene un sistema de protección muy robusto que aísla las fallas en caso de presentarse y protege la integridad del activo. Presentadas las fallas se requiere de la presencia del grupo de mantenimiento para evaluar y valorar la situación del evento de falla para poder restablecer su función.

El trabajo realizado sirve como punto de partida en la definición de la estrategia de mantenimiento de la subestación WEG, que ante ausencia de un plan de mantenimiento será de gran utilidad. A futuro este trabajo deberá ser complementado con la aparición de los modos de falla reales, para definir nuevas tareas que aseguren la integridad del activo y el cumplimiento de las metas de la compañía.

BIBLIOGRAFIA

ANSI/IEEE Standard C37.2 *Standard for Electrical Power System Device Function Numbers, Acronyms, and Contact Designations*. [En línea] [Fecha de consulta: 27 Julio 2019]. Disponible en: https://en.wikipedia.org/wiki/ANSI_device_numbers

ATLAS DE VIENTO Y ENERGÍA EÓLICA DE COLOMBIA. Ideam/UPME. [En línea] [Fecha de consulta: 15 Junio 2019]. Disponible en: <http://documentacion.ideam.gov.co/openbiblio/bvirtual/019813/019813.htm>

BAMONDE, A. Diseño de una Subestación Eléctrica Móvil 110/13,8 kV 15 MVA. Universidad Carlos III de Madrid. Octubre 2013. [En línea] [Fecha de consulta: 24 Agosto 2019]. Disponible en: <https://e-archivo.uc3m.es/handle/10016/18107>

GOMEZ LUBO, Nestor Rafael. Modelo de mantenimiento basado en RCM para las subestaciones portátiles 69 kv / 7,2 kv de la empresa Carbones del Cerrejón, Ltd. Monografía de Especialización. UIS. 2012

IEEE Recommended Practice for the Design of Reliable Industrial and Commercial Power Systems, IEEE Std 493™-2007. [En línea] [Fecha de consulta: 24 agosto 2019]. Disponible en: https://peritoselectricos.mx/wp-content/uploads/2017/09/IEEE_0493_2007-Gold-Design-of-Reliable-Industrial-and-Comm.pdf

LEY 143 DE 1994 SERVICIOS PÚBLICOS. [En línea] [Fecha de consulta: 24 agosto 2019]. Disponible en: http://www.secretariassenado.gov.co/senado/basedoc/ley_0143_1994.html

Manual de Mantenimiento de Subestaciones Eléctricas. Empresa Distribuidora del pacífico S.A E.S.P. Marzo 2015. [En línea] [Fecha de consulta: 26 Agosto 2018]. Disponible en: <http://dispac.com.co/wp-content/uploads/2015/05/ANEXO-18-A-MANUAL-DE-MANTENIMIENTO-PARA-SUBESTACIONES.pdf>

Manual de operación subestación móvil. S.E. MÓVIL – 42MVA - 115R69 / 13,8KV. Numero de documento 120-1000655-G-MN-001. WEG

Manual de pruebas a transformadores de distribución. Hernandez, A; Ledesma, R; Pereira, E. Instituto politécnico Nacional. México. 2007. [En línea] [Fecha de consulta: 24 agosto 2019]. Disponible en: <https://tesis.ipn.mx/bitstream/handle/123456789/10577/77.pdf?sequence=1&isAllowed=y>

MAPA NACIONAL DE DEGRADACIÓN DE SUELOS POR SALINIZACIÓN 2017. [En línea] [Fecha de consulta: 26 Agosto 2018]. Disponible en: <http://www.ideam.gov.co/documents/24277/69989379/Lanzamiento+mapa+Salinizacion+FN+OPT.pdf/624515d0-799d-41ef-b1ef-bb7e868680f3>

MEDRANO, F. Metodología de implementación de mantenimiento centrado en confiabilidad para las subestaciones de propiedad de la Empresa de Energía de Bogotá.. UIS. 2010

MOUBRAY, Jhon. Mantenimiento Centrado en Confiabilidad RCM II. Aladon LLC. Edición en español, 2004. p 433. ISBN: 09539603-2-3

NOWLAN, Stanley; HEAP, Howard, Reliability-Centered Maintenance. Unclassified Report. AD-A066-579. United Airlines., 1978. [En línea] [Fecha de consulta: 23 Agosto 2018] Disponible en: <https://coconetinc.files.wordpress.com/2016/12/reliability-centered-maintenance.pdf>

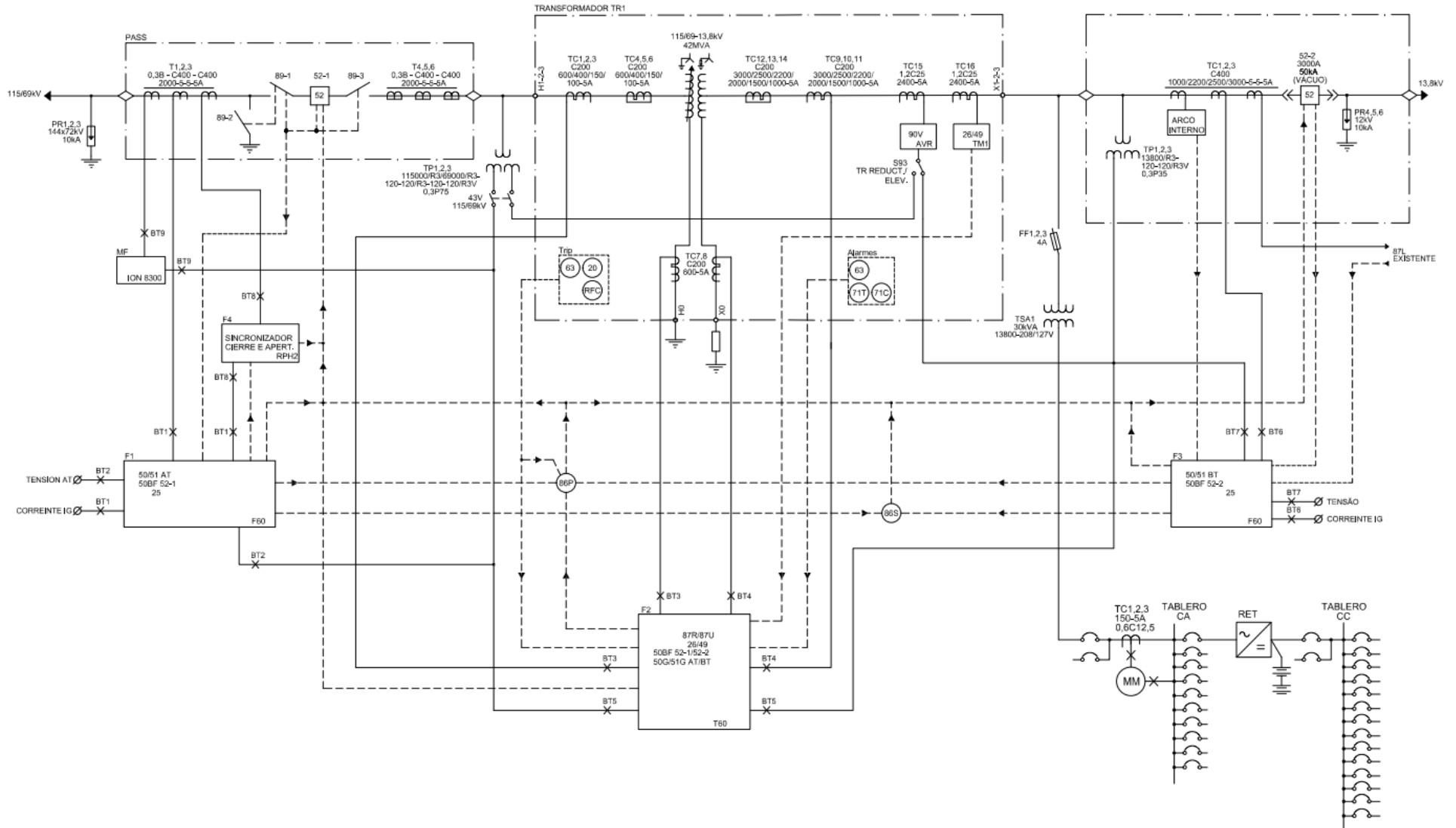
RESOLUCIÓN NO. 025 DEL 13 DE JULIO DE 1995 CÓDIGO DE REDES. [En línea] [Fecha de consulta: 24 agosto 2019]. Disponible en: [http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/2b8fb06f012cc9c245256b7b00789b0c/3a940408d14bf2e80525785a007a653b/\\$FILE/Cr025-95.pdf](http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/2b8fb06f012cc9c245256b7b00789b0c/3a940408d14bf2e80525785a007a653b/$FILE/Cr025-95.pdf)

RODRIGUEZ, M., Modelo de gestión del mantenimiento preventivo y predictivo para las subestaciones de la empresa de energía de Cundinamarca. UIS. Monografía de Especialización. Bogotá 2009

SAAVEDRA, A.; GUTIERREZ, M. Manual de mantenimiento y pruebas a interruptores de 115 kV, con aislamiento en SF6 y aceite dieléctrico. Universidad de la Salle. Bogotá. 2007

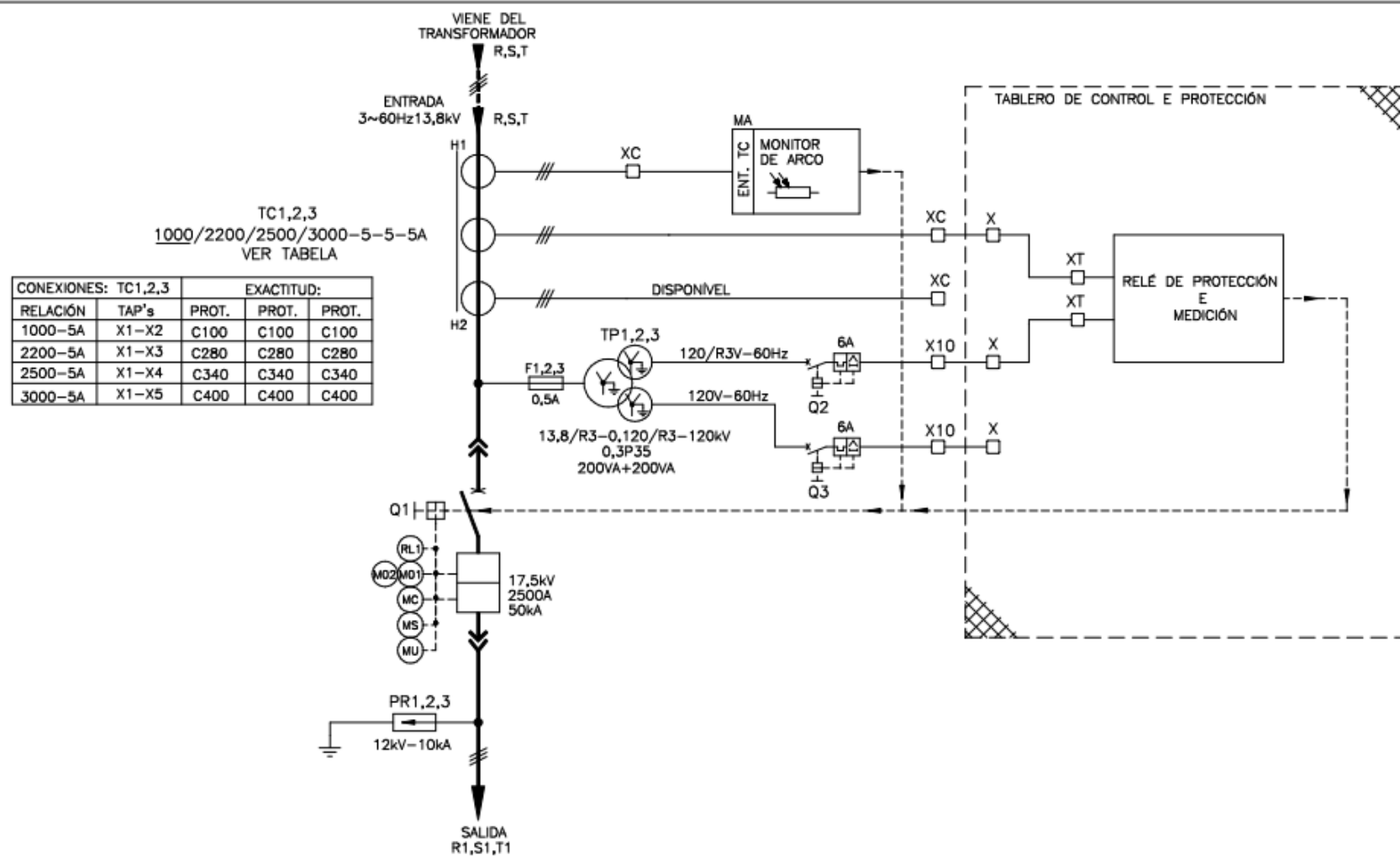
UPME. *PLAN DE EXPANSIÓN DE REFERENCIA GENERACIÓN – TRANSMISIÓN 2017 – 2031*. Resolución MME 4 0790 del 31 de Julio de 2018

Anexo A. Diagrama unifilar subestación WEG



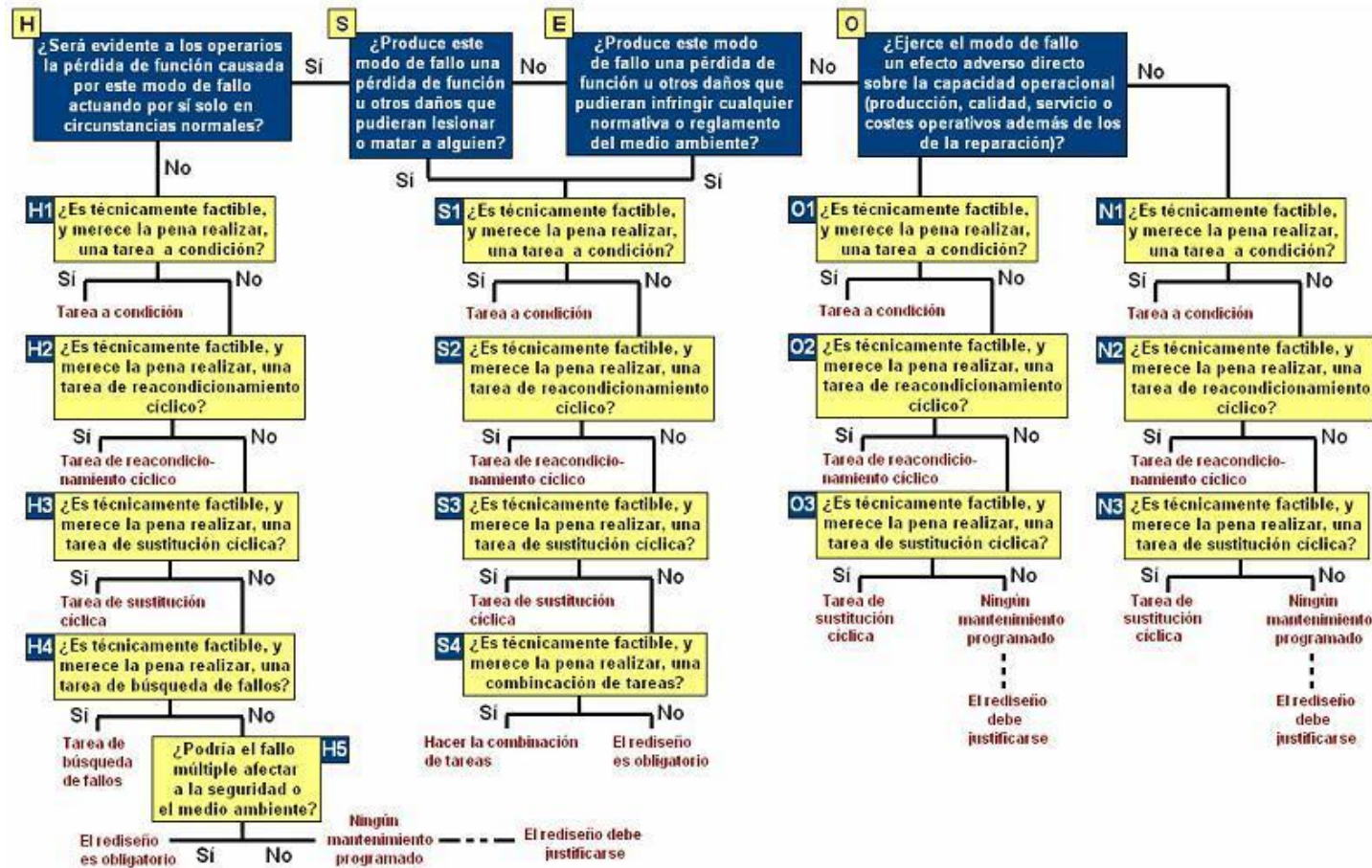
Anexo B. Diagrama unifilar gabinete de baja tensión

DIAGRAMA UNILINEAL



LEYENDA DEL INTERRUPTOR	
MS-	MOTOR DE CARGA DE RESORTES
MC-	BOBINA DE CIERRE
M01,M02-	BOBINA DE APERTURA
MU-	BOBINA DE MINIMA TENSION
RL1-	RELE DE BLOQUEO MAGNETICO

Anexo C. Diagrama de Decisión RCM II



Fuente: MOUBRAY, Jhon. Mantenimiento Centrado en Confiabilidad RCM II. Aladon LLC. Edición en español, 2004. p 433. ISBN: 09539603-2-3