

MODELO DE MANTENIMIENTO BASADO EN RCM PARA LAS
SUBESTACIONES PORTÁTILES 69 KV / 7,2 KV DE LA EMPRESA CARBONES
DEL CERREJON, LTD

NÉSTOR RAFAEL GÓMEZ LUBO

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO MECÁNICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA MECÁNICA
ESPECIALIZACIÓN EN GERENCIA DE MANTENIMIENTO
BUCARAMANGA

2012

MODELO DE MANTENIMIENTO BASADO EN RCM PARA LAS
SUBESTACIONES PORTÁTILES 69 KV / 7,2 KV DE LA EMPRESA CARBONES
DEL CERREJON, LTD

NÉSTOR RAFAEL GÓMEZ LUBO

Monografía de grado presentada como requisito para optar el título de Especialista
en Gerencia de mantenimiento

Director: DAVID HENRIQUE JULIAO
Ingeniero electricista

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICO MECÁNICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA MECÁNICA
ESPECIALIZACIÓN EN GERENCIA DE MANTENIMIENTO
BUCARAMANGA

2012

AGRADECIMIENTOS

A mi esposa Heidi y mis hijos Luz Valeria y Emiliano. El mayor sacrificio para el cumplimiento de esta meta fue el tiempo dejado de compartir con ustedes.

A mis padres, porque siguen brindándome herramientas para mi desarrollo profesional.

A todo el grupo de trabajo: Juan, Wilfredo, Jonathan, Deivis y Carlos. A mi director David Juliao y a Eric por sus críticas acertadas.

CONTENIDO

	Pag.
INTRODUCCIÓN	16
1. GENERALIDADES DEL PROYECTO	17
1.1 MARCO CONTEXTUAL	17
1.1.1 Carbones del Cerrejón, LTD.	17
1.1.1.1 Minería de estéril.....	19
1.1.1.2 Minería de Carbón.....	20
1.1.2 Transporte, distribución y transformación de energía eléctrica en Cerrejón .	22
1.1.2.1 Subestación Cuestecita.....	22
1.1.2.2 Subestación principal mina.. . . .	23
1.1.2.3 Distribución	24
1.1.2.4 Subestaciones portátiles	29
1.1.2.5 Palas eléctricas.. . . .	33
1.2 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	34
1.3 OBJETIVOS	35
1.3.1 Objetivo general.. . . .	35
1.3.2 Objetivos específicos	35
1.4 JUSTIFICACIÓN	36
2. MARCO TEORICO.....	37
2.1 Evolución del mantenimiento	39
2.1.1 Primera generación.....	40

2.1.2 Segunda generación.....	40
2.1.3 Tercera generación.....	41
2.2 CONFIABILIDAD EN SISTEMAS ELÉCTRICOS.....	43
2.2.1 Indicadores.....	44
2.2.2 Disponibilidad.....	45
2.2.3 Mantenibilidad.....	46
2.3 MANTENIMIENTO DE SUBESTACIONES ELÉCTRICAS.....	46
2.3.1 Inspecciones visuales.....	46
2.3.2 Mantenimiento preventivo programado.....	47
2.3.2.1 Pruebas fisicoquímicas del aceite.....	47
2.3.2.2 Cromatografía de gases.....	51
2.3.2.3 Termografía.....	52
2.3.2.4 Pruebas eléctricas.....	52
2.3.3 Mantenimiento correctivo.....	55
2.4 MANTENIMIENTO CENTRADO EN CONFIABILIDAD.....	55
2.4.1 Las siete preguntas básicas.....	56
2.4.1.1 ¿Cuáles son las funciones y los parámetros de funcionamiento asociados al activo en su actual contexto operacional?:.....	56
2.4.1.2 ¿De qué manera falla en satisfacer dichas funciones?.....	56
2.4.1.3 ¿Cuál es la causa de cada falla funcional?.....	57
2.4.1.4 ¿Qué sucede cuando ocurre una falla?.....	57
2.4.1.5 ¿En qué sentido es importante cada falla?.....	58
2.4.1.6 ¿Qué puede hacerse para prevenir o predecir cada falla?.....	59
2.4.1.7 ¿Qué debe hacerse si no se encuentra una tarea proactiva adecuada?.....	60

3. RECOPIACIÓN Y TRATAMIENTO DE LA INFORMACIÓN	61
3.1 PLAN DE MANTENIMIENTO ACTUAL.....	61
3.1.1 Inspecciones diarias.....	61
3.1.2 Inspección mensual.	62
3.1.2.1 Interruptor.....	62
3.1.2.2 Transformador.....	62
3.1.2.3 Cubículo de potencia.....	62
3.1.2.4 Bahía de entrada a 69 kV.....	63
3.1.3 Mantenimiento correctivo..	63
3.2 HISTORIAL DE FALLAS EN SUBESTACIONES PORTÁTILES	63
3.2.1 Fallas en pararrayos.....	67
3.2.2 Fallas en interruptores.....	67
3.2.3 Fallas en transformadores de potencia.	68
4. SUBESTACIONES PORTÁTILES 69 kV / 7,2 kV EN CERREJÓN.....	70
4.1 TAXONOMIA.....	70
4.2 SISTEMA DE TRANSFORMACIÓN.....	70
4.2.1 Definición de fronteras	72
4.2.2 Definición de funciones.	72
4.2.3 Especificaciones transformadores de subestaciones portátiles..	73
4.2.4 Componentes.....	73
4.2.4.1 Pasatapas de alta tensión..	73
4.2.4.2 Cambiador de Tomas.....	74
4.2.4.3 Dispositivo de sobrepresión..	74
4.2.4.4 Termómetros.....	74

4.2.4.5 Aceite.	75
4.2.4.6 Válvulas.	75
4.2.4.7 Indicador de nivel de aceite.	75
4.2.5 Análisis de modo de fallas y efectos	76
4.3 SISTEMA DE INTERRUPCIÓN DE CORRIENTE	92
4.3.1 Descripción.	92
4.3.2 Funciones de los interruptores.	94
4.3.3 Definición de las fronteras.	96
4.3.4 Análisis de modo de falla y efectos	97
4.4 SISTEMA DE PROTECCIÓN CONTRA SOBRETENSIONES	108
4.4.1 Descripción..	108
4.4.2 Definición de Fronteras	110
4.4.3 Definición de funciones	110
4.4.4 Análisis de modo de falla y efectos	111
5. MODELO DE MANTENIMIENTO PROPUESTO	114
5.1 PROCESO DE DECISIÓN RCM.....	114
5.1.1 Tareas proactivas.....	1146
5.1.2 Tareas "a falta de"	1147
5.2 SISTEMA DE TRANSFORMACIÓN.....	118
5.2.1 Hoja de decisión.....	118
5.3 SISTEMA DE INTERRUPCIÓN DE CORRIENTE	123
5.3.1 Hoja de decisión.....	123
5.4 SISTEMA DE PROTECCIÓN CONTRA SOBRETENSIONES	126
5.4.1 Hoja de decisión.....	126

5.5 ASPECTOS RELEVANTES EN LA APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA ..	128
6. CONCLUSIONES.....	130
BIBLIOGRAFIA.....	131

LISTA DE TABLAS

	Pag.
Tabla 1. Indicadores Carbones del Cerrejón, LTD.....	17
Tabla 2. Características del conductor utilizado en líneas de 69 kV	26
Tabla 3. Características postes de madera utilizados.....	27
Tabla 4. Distribución de subestaciones en los ramales de 69 kV	29
Tabla 5. Características de la primera generación del mantenimiento	40
Tabla 6. Características de la segunda generación del mantenimiento.....	41
Tabla 7. Características de la tercera generación del mantenimiento	42
Tabla 8. Tensión de ruptura dieléctrica.....	48
Tabla 9. Valores máximos de contenido de humedad	48
Tabla 10. Valores máximos en prueba de número de neutralización	49
Tabla 11. Valores mínimos de TIF	50
Tabla 12. Historial de fallas en transformadores de potencia de subestaciones portátiles	68
Tabla 13. Características Transformadores de potencia de subestaciones portátiles	73
Tabla 14. Análisis de modo de falla y efectos Sistema Transformación	76
Tabla 15. Análisis de modo de falla y efectos Sistema de Interrupción de corriente	97
Tabla 16. Análisis de modo de falla y efectos Sistema de Protección contra sobretensiones.....	111
Tabla 17. Hoja de decisión RCM	114
Tabla 18. Tareas proactivas	116
Tabla 19. Preguntas "a falta de".....	117
Tabla 21. Hoja de decisión Sistema de Transformación.....	118
Tabla 22. Hoja de decisión Sistema de interrupción de corriente	123
Tabla 23. Hoja de decisión Sistema de protección contra sobretensiones	126

LISTA DE FIGURAS

	Pag.
Figura 1. Ubicación de las operaciones mineras de Cerrejón.....	18
Figura 2. Proceso productivo del carbón	19
Figura 3. Proceso de minería de estéril	20
Figura 4. Proceso de minería de estéril y carbón.....	21
Figura 5. Diagrama unifilar Subestación cuestecitas	23
Figura 6. Diagrama unifilar Subestación principal Cerrejón	24
Figura 7. Tipos de apoyos utilizados en la construcción de líneas en Cerrejón.....	25
Figura 8. Distribución de las subestaciones en el área de minería	26
Figura 9. Fotografía tramo de línea Foso sur.....	27
Figura 10. Seccionador de 3 vías	28
Figura 11. Subestación portátil de 10,5 MVA, 69 kV / 7,2 kV	29
Figura 12. Protecciones contra sobrecorriente del transformador	31
Figura 13. Diagrama unifilar subestaciones portátiles	32
Figura 14. Cubículo de potencia	33
Figura 15. Palas P&H 2800 XPC (22) y P&H 2800 XP (12).....	34
Figura 16. Patrones de falla.....	37
Figura 17. Número de eventos por tipo de dispositivo fallado	64
Figura 18. Pararrayos quemado	65
Figura 19. Efectos de la falla de un pararrayos en el cubículo de potencia.....	65
Figura 20. Falla en la bobina H1-H2 subestación 222	66
Figura 21. Taxonomía Subestaciones portátiles.....	70
Figura 22. Fronteras del transformador	72
Figura 23. Principio de funcionamiento del transformador.....	74
Figura 24. Vista de las botellas de vacío de los interruptores de las subestaciones portátiles en Cerrejón.....	95
Figura 25. Vista de los mecanismos de cierre y apertura	95

Figura 26. Diagrama equivalente de los pararrayos109
Figura 27. Detalles constructivos de los pararrayos110
Figura 28. Diagrama de decisión RCM.....115

RESUMEN

TITULO:

MODELO DE MANTENIMIENTO BASADO EN RCM PARA LAS SUBESTACIONES PORTÁTILES 69 KV / 7,2 KV DE LA EMPRESA CARBONES DEL CERREJON, LTD

AUTOR:

NÉSTOR RAFAEL GÓMEZ LUBO**

PALABRAS CLAVE:

SUBESTACIÓN, MINERÍA DE CARBÓN, RCM, MODO DE FALLA, EFECTOS DE FALLA, MANTENIMIENTO

CONTENIDO:

Esta monografía muestra el desarrollo de un modelo de mantenimiento basado en RCM para las subestaciones portátiles de la empresa Carbones del Cerrejón, LTD, realizado como respuesta a la necesidad de minimizar los impactos en la producción causados por la indisponibilidad de dichas subestaciones, y con el objetivo de girar hacia las tendencias de mantenimiento desarrolladas en la actualidad, que plantean modelos que se adaptan a las funciones y contexto operacional específicos de cada equipo. Características que cumple el mantenimiento centrado en confiabilidad.

Este desarrollo está soportado por la información técnica de los equipos y el conocimiento y experiencia del personal que opera y mantiene a los mismos. Soporte fundamental en cada una de las etapas de la aplicación de la metodología, principalmente durante la identificación de los modos de falla y efectos de los mismos. Una vez desarrollado esto, la metodología RCM, a través del diagrama de decisión, brinda una herramienta robusta que permite de una forma estructurada, establecer las actividades necesarias para preservar la función del activo. De esta forma, a través de RCM se logra optimizar las actividades de mantenimiento, eliminando de las rutinas aquellas tareas que no generan valor agregado.

El resultado debe estar acompañado de un compromiso en la ejecución de las tareas resultantes del RCM y un seguimiento constante por parte del personal de mantenimiento, buscando oportunidades de mejora en el modelo planteado que permitan incrementar la efectividad del mismo.

* Monografía de grado

** Facultad de ingenierías Físico – Mecánicas. Especialización en Gerencia de Mantenimiento.
Director: David Henrique Juliao Fortich

ABSTRACT

TITLE:

MAINTENANCE MODEL BASED ON RCM FOR CARBONES DEL CERREJÓN'S PORTABLE SUBSTATIONS 69 KV / 7,2 KV

AUTHOR:

NÉSTOR RAFAEL GÓMEZ LUBO**

KEYWORDS:

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

CONTENTS:

This paper shows the development of a maintenance model based on RMC methodology for Carbones del Cerrejón's portable substations. The main objective of this proposal is to minimize the impacts on production that could be caused by the unavailability of the portable substations. Furthermore, this paper proposes the application of a maintenance model based on equipment functions and equipment operating context. These features meet the new trend of maintenance programs that focuses on reliability.

The dissertation is supported by the equipment technical information obtained and the knowledge and experience of the workforce that operates and maintains the portable substations. The technical information and the workforce are the key-support in each stage mainly during the identification of failure modes and effects. After the identification, the RCM through the decision diagram provides a strong tool that allow in a structured way to establish the activities required to increase the efficiency and useful life of the assets. Therefore, the RCM optimizes the maintenance programs eliminating the tasks that no added value.

The result should be supported by a workforce's commitment in the execution of the tasks proposed by RCM and the permanent monitoring by the maintenance workforce, in order to find the opportunities to improve the model presented and increase continuously its effectiveness.

* Monograph

** Physical – Mechanical Faculty. Maintenance Management Specialization. Director: David Henrique Juliao Fortich

INTRODUCCIÓN

El proceso productivo en Carbones del Cerrejón, LTD depende en su mayoría de la energía eléctrica, razón por la cual, la disponibilidad y confiabilidad en el suministro de este servicio son de vital importancia para el cumplimiento de los objetivos económicos de la empresa. Las Subestaciones portátiles son eslabones indispensables en la cadena del suministro de energía, encargándose de transformar la tensión al nivel utilizado por los equipos de cargue y soporte. Cualquier falla en estos equipos afectará directamente el proceso minero. Ante esto, surge la necesidad de implementar un modelo de mantenimiento que se adapte a la función que realizan las subestaciones dentro del sistema de potencia y que permita reducir los tiempos de mantenimiento a la vez de garantizar la efectividad del mismo.

Mantenimiento centrado en Confiabilidad proporciona ese marco estratégico en el cual se pueden desarrollar los planes de mantenimiento de cualquier activo, demostrando ampliamente que la adopción de esta metodología trae beneficios en los costos de implementación, calidad de las intervenciones, aumento de la disponibilidad y confiabilidad, además de favorecer el conocimiento específico de los equipos, aprovechando la experiencia y conocimiento de grupos interdisciplinarios de trabajo.

Esta monografía muestra el desarrollo de un plan piloto de mantenimiento basado en RCM, para las subestaciones portátiles de la empresa carbones del Cerrejón, LTD, específicamente para aquellos componentes de las subestaciones que por su falla han generado (o tienen una alta probabilidad de generar), impactos mayores en el sistema de potencia a 69 kV.

1. GENERALIDADES DEL PROYECTO

1.1 MARCO CONTEXTUAL

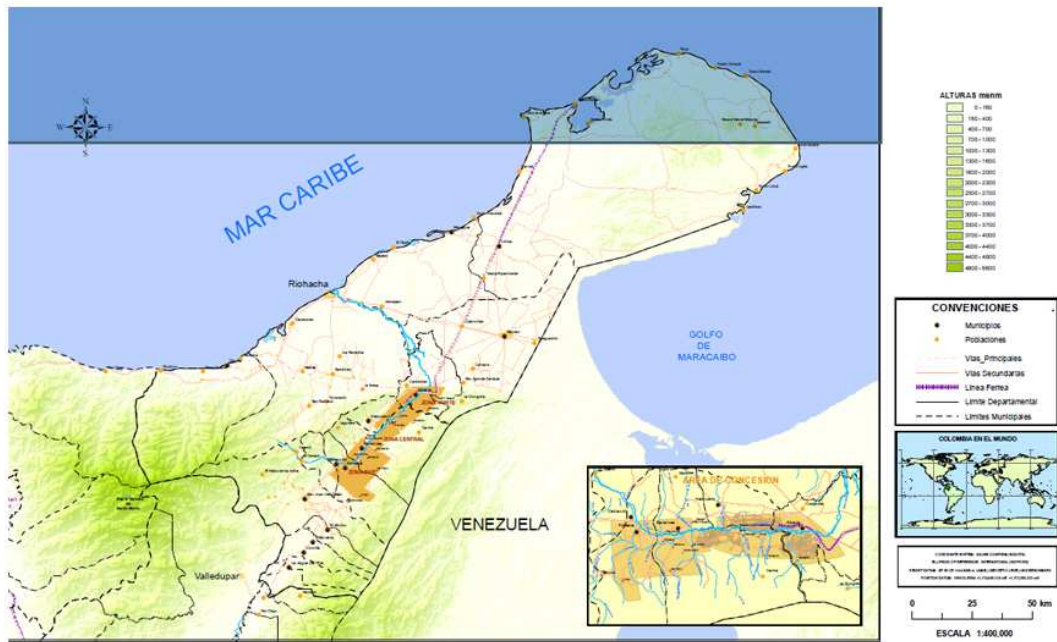
1.1.1 Carbones del Cerrejón, LTD. Es una empresa de minería a cielo abierto dedicada a la extracción, transporte y exportación de carbón térmico. Está ubicada en el departamento de La Guajira y actualmente tiene una producción de 32,3 millones de toneladas de carbón al año. Sus operaciones se extienden a través de 69000 hectáreas aproximadamente, convirtiéndola en la mina a cielo abierto más grande de América Latina y una de las más grandes del mundo. En la tabla 1 se relacionan otros indicadores de la empresa.

Tabla 1. Indicadores Carbones del Cerrejón, LTD

Indicador	Valor
Producción 2011	32,3 Mt
Recursos estimados	5244,2 Mt
Porcentaje en la producción total del país	38 %
Ventas 2012	US\$ 2288 millones
Regalías pagadas 2011	US\$ 361 millones
Empleos directos	9486
Empleos indirectos	Entre 30 y 50 mil
Impuestos pagados 2010	US\$ 418 millones

Fuente: www.cerrejon.com , Mayo 2012

Figura 1. Ubicación de las operaciones mineras de Cerrejón



Fuente: <http://www.cerrejon.com/site/nuestra-empresa/quienes-somos.aspx>, Mayo de 2012

La minería a cielo abierto es un proceso en secuencia, diseñado cuidadosamente para afectar lo menos posible el entorno. Inicia con el rescate y la relocalización de la fauna que habita en los predios donde se va a realizar minería, acto seguido se realiza el retiro de la capa vegetal y almacenamiento de la misma en bancos de suelo para su uso posterior en la rehabilitación de tierras. Una vez se quita todo el suelo queda al descubierto el material estéril, que debe ser fragmentado para poder ser manejado por los equipos de cargue. Esta fragmentación se hace mediante el proceso de voladuras. A partir de este punto se inician dos procesos, la minería de material estéril y la minería de carbón.

Figura 2. Proceso productivo del carbón



Fuente: www.cerrejon.com , Mayo de 2012

1.1.1.1 Minería de estéril. La mayor parte de material que es sacado de los tajos es estéril, la relación de descapote en Cerrejón es aproximadamente 6,5 a 1, es decir, por cada 6,5 toneladas de material estéril se extrae 1 tonelada de carbón. En este proceso, los equipos de cargue entran a un banco de aproximadamente 10 metros, que previamente ha sido abierto por equipos de menor tamaño, toman el estéril y lo cargan en camiones de 320 t y 240 t de capacidad que posteriormente lo llevan hasta los botaderos. Una vez los equipos de cargue llegan a un manto de carbón le dan paso al proceso de minería de carbón.

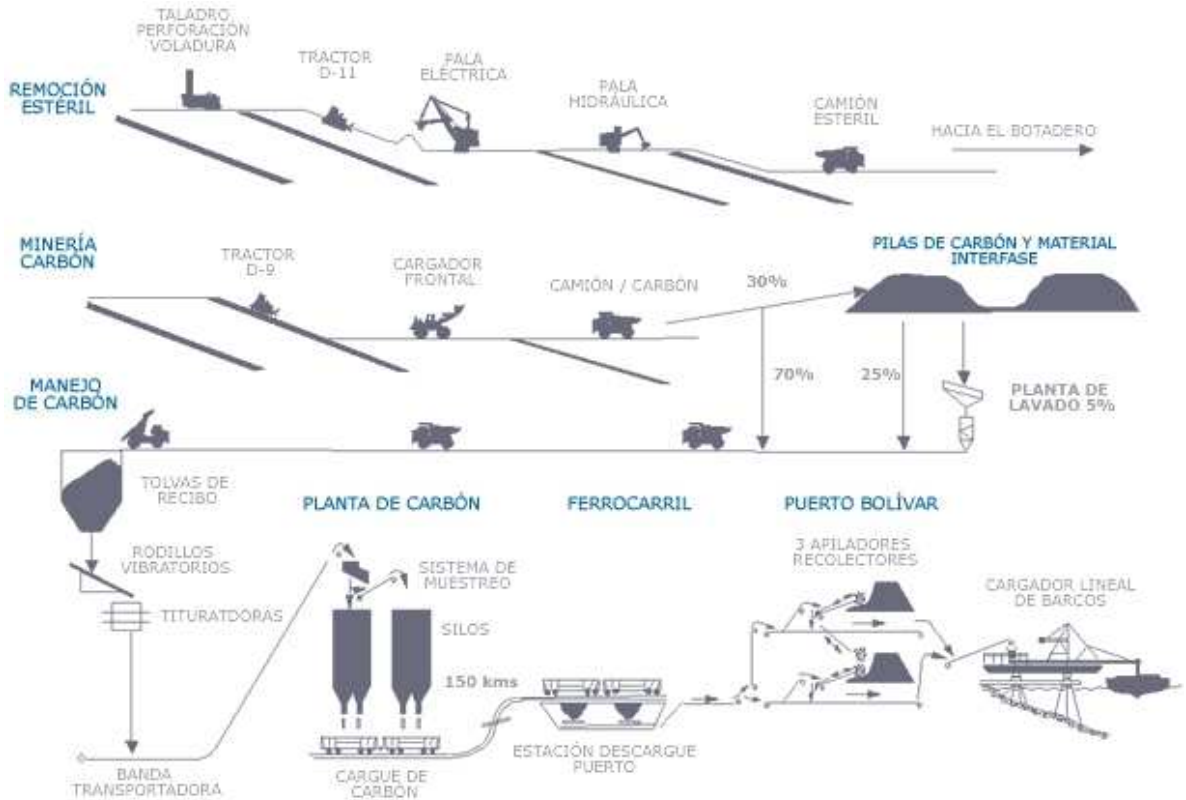
Figura 3. Proceso de minería de estéril



Fuente: www.cerrejon.com, mayo de 2012

1.1.1.2 Minería de Carbón. Una vez el manto de carbón se encuentra descubierto es escarificado y apilado a nivel de piso con un tractor o una retroexcavadora de largo alcance en caso de ser de alto buzamiento. Luego un cargador frontal toma este carbón y lo carga en camiones con capacidad de 190 T que lo trasladarán hacia las pilas de almacenamiento o directamente hacia las trituradoras. Cerca del 70% del carbón minado es triturado inmediatamente y despachado en tren, mientras que el 30% restante es almacenado de acuerdo con su poder calorífico, contenido de cenizas y azufre. Este carbón es luego triturado e incorporado al flujo normal con el fin de ajustar la calidad del carbón despachado en un momento dado.

Figura 4. Proceso de minería de estéril y carbón



Fuente: www.cerrejon.com, mayo de 2012.

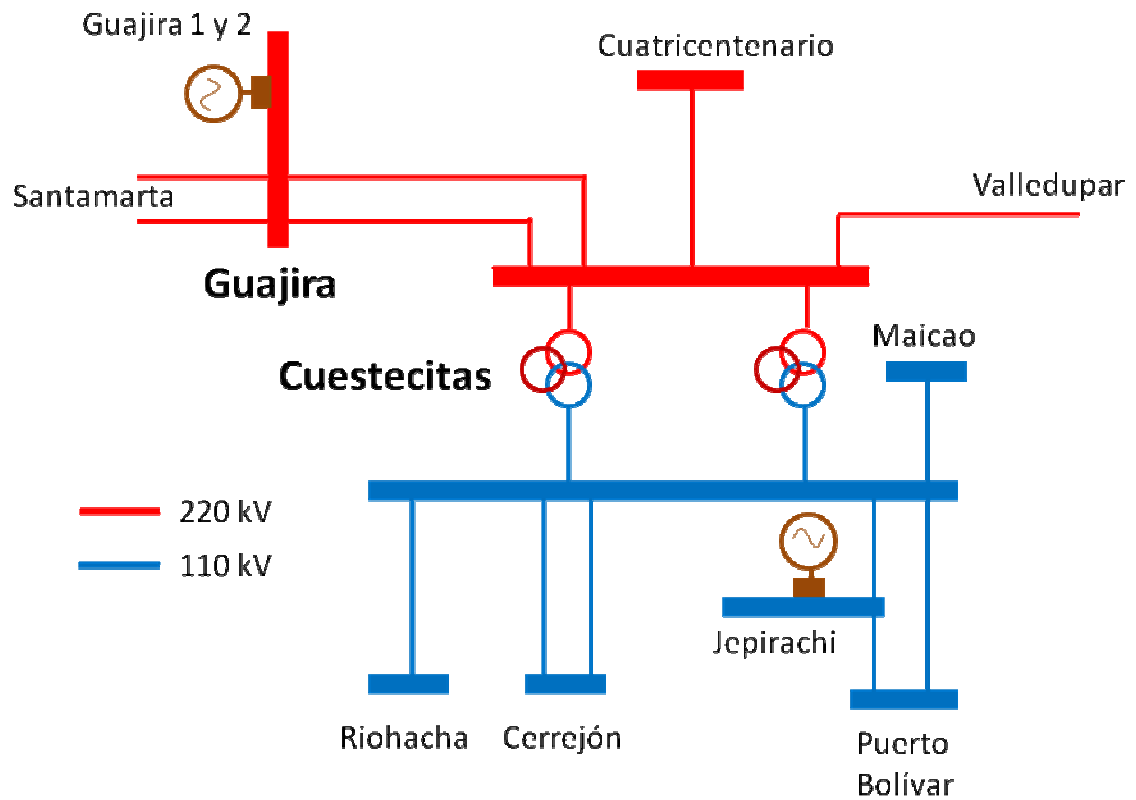
En Cerrejón hay 2 plantas trituradoras encargadas de darle las dimensiones adecuadas al carbón minado, tienen una capacidad media de 3000 t/hr y de allí sale el carbón mediante bandas transportadoras hasta los silos de almacenamiento. Los silos miden de 70 m de alto, 21 de ancho, tienen una capacidad de 13000 t aproximadamente y allí se realiza el cargue de los vagones de tren antes de iniciar su viaje de 150 km hasta Puerto Bolívar. En La Mina, la calidad del carbón triturado se mide mediante el análisis de muestras tomadas por un muestreador automático. Antes de cargar el carbón en el tren, y en un lapso de tiempo inferior a dos horas, se determina la calidad del carbón por medio de análisis rápidos de laboratorio.

Puerto Bolívar es el terminal carbonífero más importante de América Latina y uno de los de mayor tamaño del mundo recibiendo barcos de hasta 180000 t de peso muerto, con 300 m de eslora y 45 m de manga. Posee un canal navegable de 19 m de profundidad, 225 m de ancho y 4 km de largo, por el que son remolcados los barcos hasta el sistema de cargue directo, con el que se cuenta desde 1985. La rata promedio actual es de 6300 t/hr, con picos de hasta 11000 t / hr. La mayor parte del carbón de Cerrejón se utiliza en la generación de energía eléctrica, mientras que una proporción menor se utiliza en ámbitos industriales y en la calefacción doméstica. El alto rendimiento del carbón de Cerrejón en varios procesos de combustión lo ha colocado en una posición de excelencia tanto en Europa como en América del Norte durante más de 20 años.

1.1.2 Transporte, distribución y transformación de energía eléctrica en Cerrejón

1.1.2.1 Subestación Cuestecita. La subestación Cuestecita es una subestación de tipo encapsulado, con una capacidad de transformación de 160 MVA y una configuración de doble barra con seccionador de bypass. A esta subestación llegan cuatro (4) circuitos a 220 kV dentro de los cuales está la interconexión con Venezuela y de allí se realiza el suministro de energía a todo el Norte y parte del sur de La Guajira.

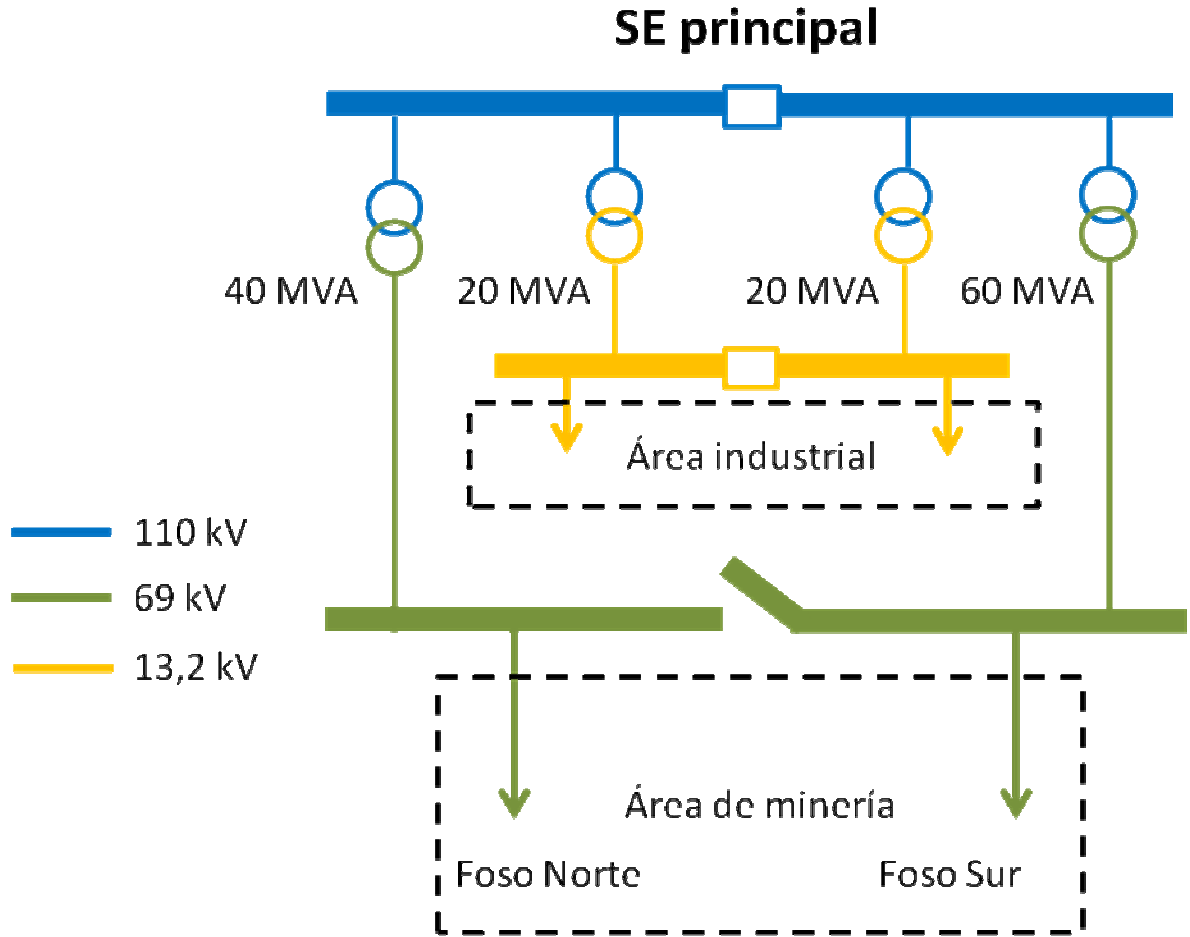
Figura 5. Diagrama unifilar Subestación Cuestecitas



Fuente: Autor del proyecto

1.1.2.2 Subestación principal mina. La subestación principal de la empresa Carbones del Cerrejón, LTD se alimenta a 110 kV con las líneas 744 y 751 provenientes de la subestación Cuestecita ubicada a 7,7 km. Posee 4 grandes transformadores: 1 transformador de 60 MVA y 1 transformador de 40 MVA que son los encargados de alimentar toda el área de mina a 69 kV. 2 transformadores de 20 MVA encargados de alimentar toda el área de talleres, edificios administrativos, área industrial y el campamento donde vive una parte del personal administrativo de la empresa.

Figura 6. Diagrama unifilar Subestación principal Cerrejón



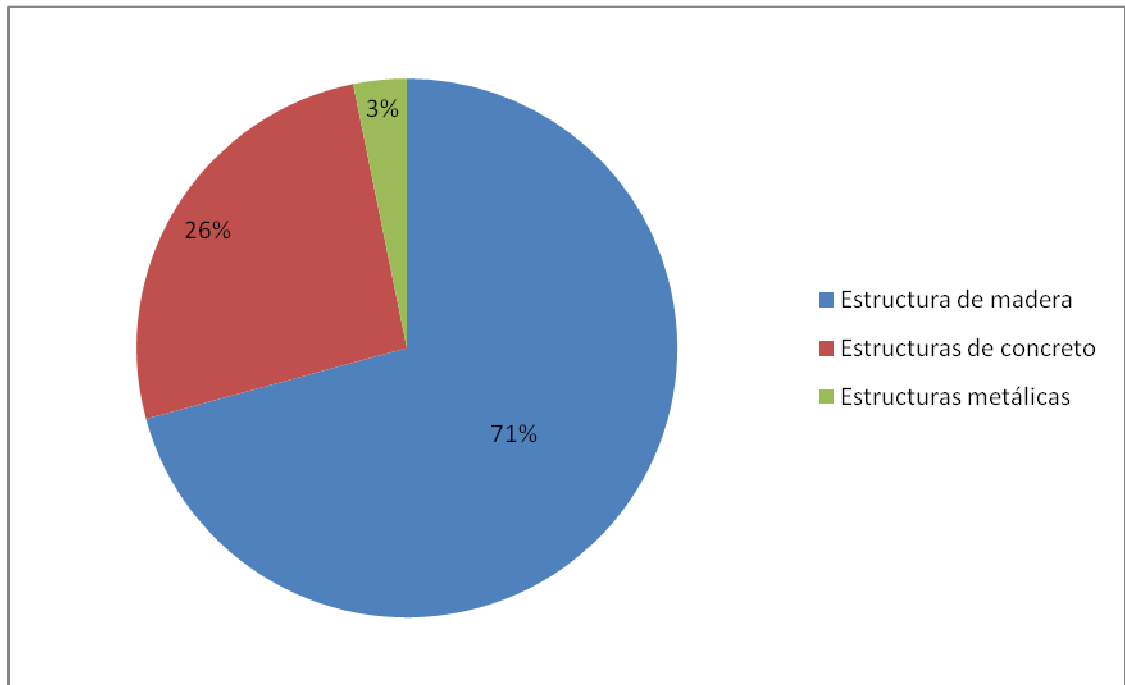
Fuente: Autor del proyecto

La subestación tiene una configuración de barra sencilla con interruptor de enlace de barras a 110 kV y 13,2 KV, y de barra sencilla + barra de transferencia a 69 kV. Normalmente funciona como barra sencilla por lo que cada transformador alimenta una carga específica tanto a 69 kV como a 13,2 KV (Ver figura 6).

1.1.2.3 Distribución. La distribución de la energía eléctrica se hace a través de dos líneas a 69 kV llamadas Foso Norte y Foso Sur, recibiendo esta denominación por las áreas de la mina a las cuales llevan la energía. Esta red alimenta 21 subestaciones portátiles distribuidas en la totalidad del área minera

como se muestra en la figura 8. El 71% de las líneas a 69 kV son construídas con poste de madera, en configuración H (Ver figura 9).

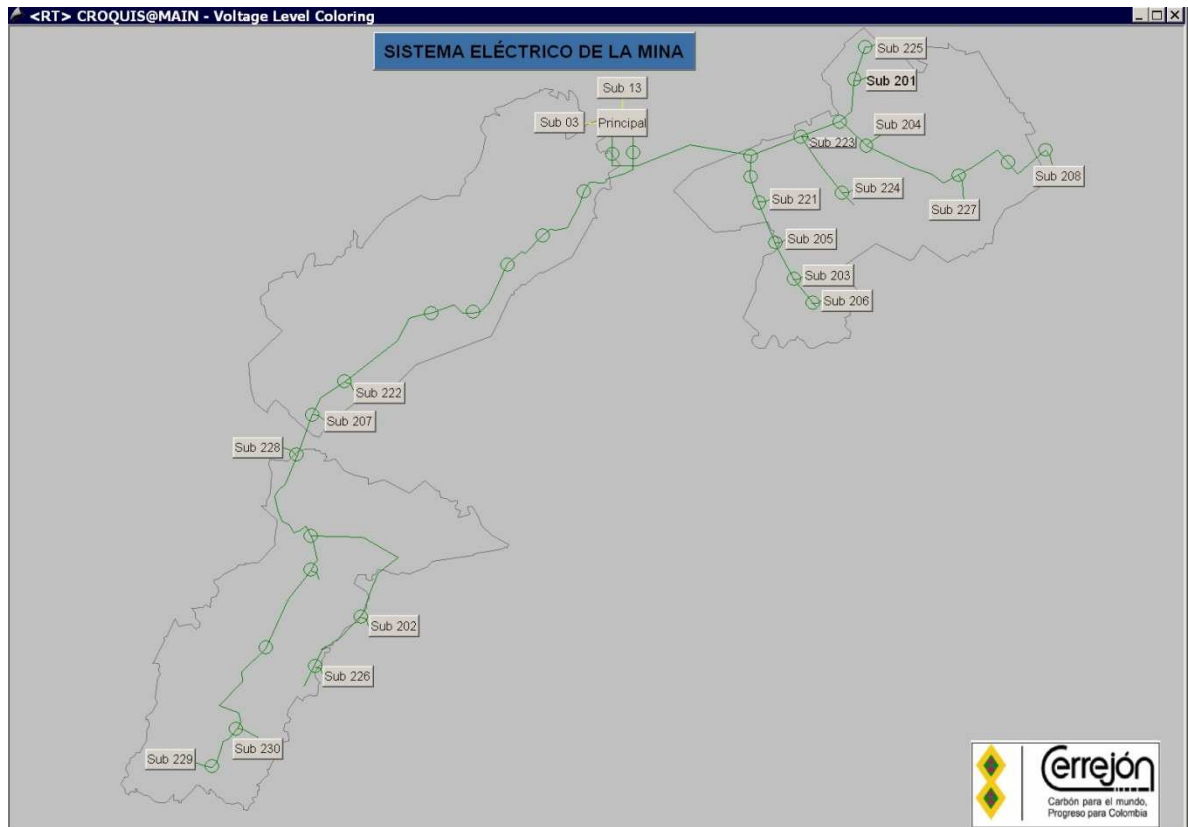
Figura 7. Tipos de apoyos utilizados en la construcción de líneas en Cerrejón



Fuente: Formato de Inspecciones visuales línea de 69 kV

- **Conductor.** El conductor utilizado en la construcción de líneas de 69 kV en carbones del Cerrejón es de aleación de aluminio 6201 trenzado AAAC, 559,5 MCM. En la tabla 2 se muestran más características del conductor.

Figura 8. Distribución de las subestaciones en el área de minería



Fuente: Centro de gestión de energía de Cerrejón

Tabla 2. Características del conductor utilizado en líneas de 69 kV

Nombre comercial	Darien
Sección (mm ²)	283,5
Número de alambres	19
Diámetro total (mm)	21,8
Carga de rotura (kg)	8524
Intensidad máxima admisible (A)	670
Resistencia 20 °C (Ω/km)	0,118
Resistencia 75 °C (Ω/km)	0,142

Fuente: http://www.nexans.com.br/eservice/SouthAmerica-es_BR/pdf-family_-74111/Cables_de_Aluminio_Liga_6201_CAL_.pdf, mayo de 2012.

- **Postes de madera.** Debido a la capacidad de soportar las vibraciones producidas por el proceso de voladuras y por la flexibilidad que brindan en la

construcción de líneas eléctricas, en Carbones del Cerrejón, LTD se construyen las líneas eléctricas utilizando apoyos de madera inmunizada de 16 m de longitud. Para las líneas de 69 kV se utilizan dos postes en configuración H, o tres postes, uno por fase, cuando se tiene un ángulo en la línea superior a 60° o la longitud del vano es superior a 120 m. A continuación se relacionan más características de los postes utilizados.

Tabla 3. Características postes de madera utilizados

Longitud (m)	16,75
Clase	3
Diámetro inferior (cm)	35
Diámetro Superior (cm)	18
Carga de rotura (N)	13351

Fuente: Hoja de características postes de madera

Figura 9. Fotografía tramo de línea Foso sur



Fuente: Autor del proyecto

Estas líneas son las encargadas de transportar la energía necesaria para el proceso minero, alimentando 21 subestaciones portátiles mediante una derivación del ramal principal que se hace a través de un seccionador de 3 vías como el mostrado en la figura 10.

Figura 10. Seccionador de 3 vías



Fuente: Autor del proyecto

La distribución de la carga del proceso minero en los dos ramales de 69 kV se muestra de forma detallada en la siguiente tabla.

Tabla 4. Distribución de subestaciones en los ramales de 69 kV

Ramal	Número de Subestaciones	Número de Palas
Foso Norte	13	12
Foso Sur	8	5

Fuente: Autor del proyecto

1.1.2.4 Subestaciones portátiles

Figura 11. Subestación portátil de 10,5 MVA, 69 kV / 7,2 kV



Fuente: Autor del proyecto

Son subestaciones 69 kV / 7,2 kV (Ver figura 11) con una capacidad nominal de 7,5 MVA / 10,5 MVA y son denominadas portátiles porque todos los componentes de la subestación se encuentran montados sobre una plataforma metálica, acondicionada para ser movida mediante grúas y localizada en los sitios requeridos por el avance minero, con el objetivo de alimentar las palas eléctricas (carga principal) y demás equipos de soporte conectados al sistema de distribución de 7,2 kV al interior de los tajos. Las principales partes de una subestación portátil se muestran a continuación.¹

- **Seccionador de entrada a 69 kV.** La alimentación primaria se hace a través de un seccionador de operación bajo carga de 600 A, cuya tensión nominal es 69 kV y que soporta una corriente de cortocircuito de 40 kA.
- **Transformador de potencia.** Las subestaciones están provistas de un transformador trifásico con tensión primaria de 69 kV, secundaria de 7,2 KV, capacidad de 7,5 MVA / 10,5 MVA con enfriamiento OA/FA y grupo de conexión Dyn1.
- **Protecciones contra sobretensiones.** A 69 kV se hace mediante pararrayos tipo estación de 60 KV y a 7,2 kV mediante pararrayos tipo intermedio de 9 kV (Por ser un sistema aterrizado mediante resistencia).
- **Protecciones Transformador de Potencia.** La protección de cortocircuito en 69KV del transformador se efectúa por medio de fusibles de 80 A los cuales son intercambiables y equipados también con portafusibles soportados en los pararrayos y bujes del transformador. El transformador también tiene protección de sobrecorriente de neutro y sobretensión de neutro, que se hace mediante relés que monitorean las condiciones producidas por la corriente que circula por el

¹ TECNA, Documentación técnica, Especificaciones técnicas de subestaciones portátiles

neutro en el momento que se presenta una falla, la cual pasa a través de una resistencia limitadora de corto circuito de 168 ohmios aislada a 4.160V. En los dos casos el control de la subestación está programado para generar una señal de disparo a los dos alimentadores.

Figura 12. Protecciones contra sobrecorriente del transformador

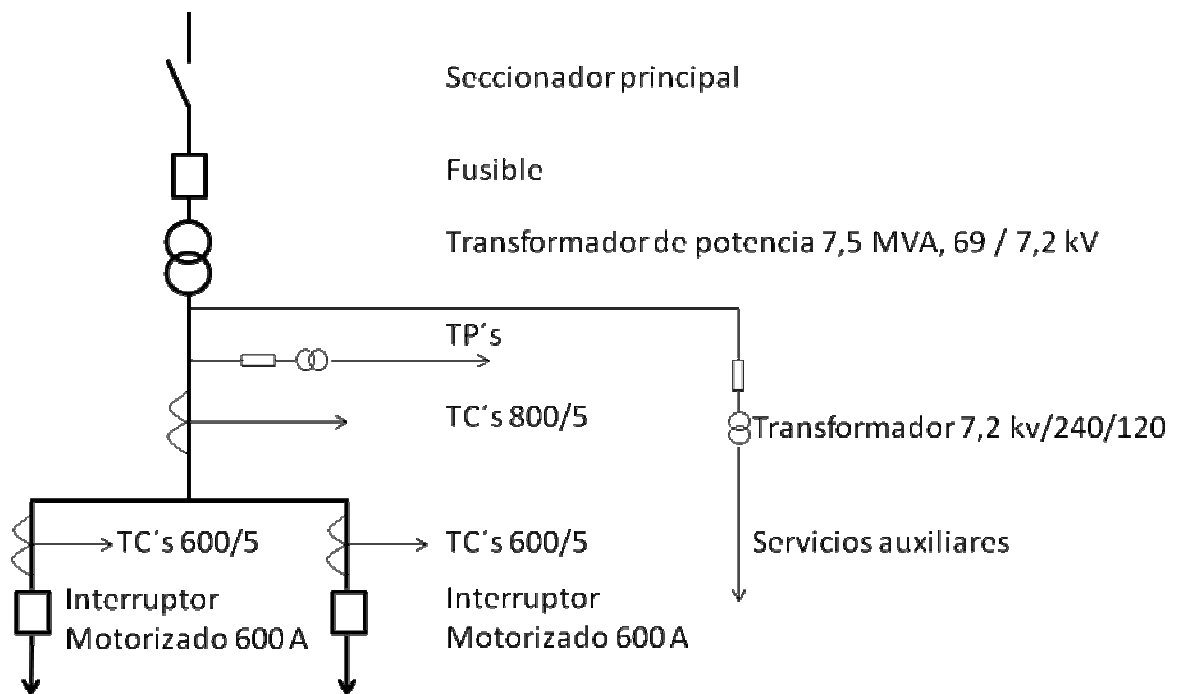


Fuente: Autor del proyecto

- **Resistencia limitadora de cortocircuito.** El sistema de potencia está provisto de una resistencia de cortocircuito para trabajo pesado, uso intemperie de 168 Ohms.
- **Protección de los Alimentadores de 7.2KV.** La subestación cuenta con dos alimentadores de 600 A a 7.2 kV, los cuales por medio de interruptores de vacío entregan la energía al sistema, usando como protección relés de sobrecorriente de fase y de sobrecorriente de fase a tierra, individualmente para

cada uno de ellos. Esta subestación cuenta además con un analizador de energía que censa los diferentes parámetros del sistema de energía protegiéndolo además por alto, bajo voltaje, pérdida de fases, secuencia de fases e inversión de fases.

Figura 13. Diagrama unifilar subestaciones portátiles



Fuente: Autor del proyecto

- **Interruptores de botella de vacío:** Cada alimentador está provisto de interruptor-seccionador de corte visible con accionamiento frontal, cierre manual del seccionador y el interruptor eléctricamente operado. Está provisto de una bobina de disparo de corriente directa la cual es operada mediante un condensador de disparo que permite abrir el interruptor en ausencia de voltaje.

Figura 14. Cubículo de potencia



Fuente: Autor del proyecto

- **Servicios auxiliares.** La alimentación de los servicios auxiliares es tomada desde un transformador de 10 kVA, con tensión primaria de 7,2 kV y secundaria de 240 V y 120 V. Este transformador alimenta un tablero de distribución de donde se conectan las luces internas y externas de la subestación, los ventiladores del transformador, el cargador de baterías etc.

1.1.2.5 Palas eléctricas. La carga principal de las subestaciones portátiles, son las palas cuyo funcionamiento depende de la electricidad. En Cerrejón hay 3 tipos de palas eléctricas.

- **Palas Komatsu PC8000:** son palas electro-hidráulicas. Cerrejón posee una flota de 6 palas de este tipo, las cuales tienen una potencia nominal de 2.8 MW.

- **Palas P&H 2800 XP:** Son palas eléctricas. Cerrejón posee una flota de 4 palas de este tipo, las cuales tienen una potencia nominal de 2 MW.
- **Palas P&H 2800 XPC:** son las palas más modernas que tiene Cerrejón. Hay en operación 7 palas de este tipo, las cuales tienen una potencia nominal de 3 MW.

Figura 15. Palas P&H 2800 XPC (22) y P&H 2800 XP (12)



Fuente: Autor del proyecto

1.2 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Las fallas en las subestaciones portátiles que operan en la mina Carbones del Cerrejón, LTD son diversas. Fallas en apertura o cierre remotos que obligan a los operadores a desplazarse hasta la subestación para restablecer el servicio,

pérdida de aislamiento en los cubículos de potencia, operación errónea de los fusibles de entrada, fallas en la operación de descargadores de sobretensión etc, que ocasionan grandes pérdidas de producción dada la dependencia de la misma de la energía eléctrica. Sumado a esto, en los últimos seis (6) años se han averiado seriamente los transformadores de ocho (8) subestaciones, lo cual además del impacto en la producción, este tipo de daños ocasiona altas pérdidas económicas. En el capítulo 3 se hará una descripción extendida de las fallas que históricamente se han presentado en las subestaciones portátiles.

1.3 OBJETIVOS

1.3.1 Objetivo general. Desarrollar un modelo de mantenimiento basado en RCM para las subestaciones portátiles 69 kV / 7,2 kV de la empresa Carbones del Cerrejón, LTD.

1.3.2 Objetivos específicos

- Identificar los sistemas de las subestaciones portátiles 69 kV / 7,2 KV de la empresa Carbones del Cerrejón, LTD a los cuales se les va a aplicar la metodología RCM.
- Definir las funciones principales y secundarias en cada uno de los sistemas a aplicar la metodología.
- Realizar un análisis de modo de falla y efectos en los sistemas a aplicar la metodología.
- Aplicar la hoja de decisión de la metodología RCM para asignar las tareas para preservar cada una de las funciones.

1.4 JUSTIFICACIÓN

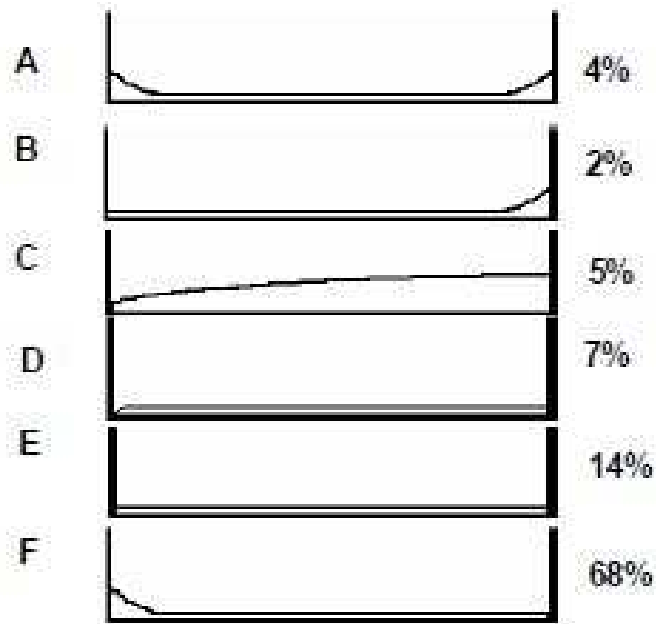
El impacto económico es el principal motivo para establecer estrategias que aumenten la disponibilidad de energía al proceso minero. Sumado a esto, las estrategias de mantenimiento de las subestaciones portátiles no han sido reformadas desde su creación, y en una empresa como Carbones del Cerrejón, LTD, caracterizada por ir a la vanguardia en uso de tecnología, métodos y procedimientos que apalanquen el proceso minero, se debe tener un proceso energético que soporte adecuadamente la minería, debido a que aproximadamente un 70% de la producción es aportado por palas cuyo funcionamiento depende de la energía eléctrica.

El presente trabajo pretende establecer un modelo de mantenimiento que apunte a reducir los tiempos de indisponibilidad de las subestaciones portátiles, y establecer métodos que permitan actuar preventivamente ante las potenciales fallas que puedan presentarse en estos equipos, a la vez de satisfacer la necesidad de hacer algo diferente a lo que se viene realizando en el mantenimiento de las subestaciones.

2. MARCO TEORICO

El concepto de mantenimiento preventivo prevalecía en la segunda generación del mantenimiento (años 50's a 70's). Grandes reparaciones y sustitución cíclica de elementos, eran las características de esta época en la que se pensaba que el tiempo de uso de un componente estaba estrechamente ligado a la probabilidad de falla del mismo. Hoy en día parece haber cada vez menos relación entre la edad de un activo y la probabilidad de falla del mismo, de hecho se han identificado seis (6) diferentes patrones de falla según el tipo de equipo (Figura 16).

Figura 16. Patrones de falla



Fuente: <http://confiabilidad.net/articulos/rcm2-introduccion/>,

RCM nace del desarrollo de una propuesta de mantenimiento basada en preservar la función del equipo en su contexto operacional, es decir preservar lo que el

contexto operacional necesita preservar. Para un mismo activo en diferentes contextos operacionales, lo que para uno es una falla para otro no. Específicamente RCM nace de la necesidad de mejorar las prácticas de mantenimiento de los equipos de aviación civil en Estados Unidos, aunque hoy en día esta metodología es aplicable casi a cualquier industria. Romero y Jolianis², desarrollan un plan de mantenimiento basado en RCM, para los equipos eléctricos de baja tensión en un campo petrolero. Dicha iniciativa nace como respuesta a la gran responsabilidad que las fallas en dichos componentes tienen sobre la producción diferida de la empresa (13,71 %). Dentro de las fronteras del equipo en estudio están el tablero de 480 V, la red de baja tensión, el variador y el motor eléctrico, haciendo el estudio para dos tipos de configuraciones: con control convencional y con variador de velocidad. Una vez desarrollada la metodología RCM, las autoras identifican tres tipos de tareas: Correctivas y por oportunidad, a condición y tareas detectivas con frecuencias de 120 y 180 días.

El impacto y alto costo que los transformadores de potencia tienen dentro de un sistema eléctrico, ha motivado también la aplicación de la metodología RCM en las estrategias de mantenimiento de estos equipos. Torres³ aplica la metodología a transformadores de la industria petrolera, motivado por mejorar las prácticas de mantenimiento de estos equipos considerados críticos para la empresa a la que prestan servicio, además porque el contexto operacional está estrictamente regulado por leyes de protección ambiental. Se debe recordar que RCM considera las implicaciones ambientales y de seguridad por encima de las operacionales⁴.

² ROMERO GÓMEZ, Angélica ; JOLIANIS NAVARRO, Liliana, Plan de mantenimiento centrado en confiabilidad (RCM) para el sistema eléctrico de baja tensión que suministra energía a los pozos productores pertenecientes a la superintendencia de operaciones de mares, UIS, Trabajo de grado, 2011.

³ TORRES ÁLVAREZ, Lyda, Metodología RCM aplicada a transformadores de potencia, UIS, Trabajo de grado 2010

⁴ MOUBRAY, John. Mantenimiento centrado en confiabilidad. México: Aladon, 2004.

Medrano⁵ inicia la aplicación de la metodología definiendo los equipos críticos dentro de las subestaciones 230 kV / 115 kV de la empresa de energía de Bogotá, dentro de los equipos a estudiar están el Interruptor de potencia convencional, Transformadores de instrumentos, descargadores de sobretensión, seccionadores, reactor en derivación, circuitos de medida y control, baterías y cargadores de baterías, relés de protección de líneas y bahías de compensación, bancos de condensadores hacen parte de los equipos en los cuales fue aplicada la metodología. Curiosamente el transformador de potencia no fue incluido dentro del estudio. Con este estudio se cambiaron muchas de las actividades en las rutinas de mantenimiento, se eliminaron algunas y se incluyeron otras. Por ejemplo tareas que estaban dentro de una rutina de reacondicionamiento cíclico se dejaron a condición (Seccionadores y descargadores de sobretensión).

En conclusión la metodología RCM está siendo aplicada cada vez más en el sector eléctrico para crear o modificar planes de mantenimiento, debido a que ha demostrado ser una metodología económica (Partiendo desde 0 se puede ahorrar entre un 5% y un 15% de los costos de mantenimiento⁶) que mejora la confiabilidad del equipo, que se adapta al entorno operacional de cada empresa y que acerca más a los involucrados en el mantenimiento con los equipos a cargo, mejorando las habilidades para planear y ejecutar el mantenimiento.

2.1 Evolución del mantenimiento

No son pocas las definiciones que a lo largo de la historia se le han dado al mantenimiento. En un principio mantener era sinónimo de reparar cuando existía una falla, con el tiempo pasó a ser visto como reparaciones programadas para

⁵ MEDRANO MARTÍNEZ, Fredy, Metodología de implementación del mantenimiento centrado en la confiabilidad para las subestaciones de la empresa de energía de Bogotá, UIS, Trabajo de grado, 2010.

⁶ ORTIZ PRADA, David, Mantenimiento centrado en confiabilidad, Apuntes de clase, 2012

aumentar la vida útil de los equipos, hasta llegar a la definición más aceptada hoy en día: Asegurar que los activos físicos continúen haciendo lo que sus usuarios quieren que hagan⁷.

Esta visión del mantenimiento representa un avance significativo de lo que debe ser el objetivo del mantenimiento. John Moubray, en su libro *Mantenimiento centrado en confiabilidad*, distingue un camino de tres generaciones de mantenimiento al observar cuales eran las prácticas utilizadas en cada época.

2.1.1 Primera generación. Cubre el periodo desde 1930 hasta la segunda guerra mundial. En ese momento la maquinaria no estaba altamente mecanizada y no era relevante el tiempo de parada de la máquina. Por esta razón y además de caracterizarse por equipos fiables y sobredimensionados, la prevención de fallas no era una prioridad para los directores de mantenimiento. A su vez, el personal que efectuaba el mantenimiento no requería muchas habilidades.

Tabla 5. Características de la primera generación del mantenimiento

Expectativas	Técnicas	Personal
Reparar cuando se rompe	Mantenimiento correctivo	Pocas habilidades

Fuente: MOUBRAY, John. *Mantenimiento centrado en confiabilidad*. México: Aladon, 2004. p.2-3

2.1.2 Segunda generación. Durante la segunda guerra mundial, se vio disminuida la fuerza laboral, por lo que se aumentó abruptamente la mecanización. Ya durante los años 50's había aumentado la cantidad y complejidad de todo tipo de máquinas y la industria cada día dependía más de ellas. Al depender tan directamente la producción de las máquinas, se empezó a

⁷ MOUBRAY, John. *Mantenimiento centrado en confiabilidad*. México: Aladon, 2004.

prestar importancia en los tiempo que las máquinas no trabajaban, lo que llevó a la idea que se debía actuar preventivamente ante las fallas, dando lugar al concepto del mantenimiento preventivo, que en un principio consistía principalmente en reparaciones mayores y cambio de componentes a intervalos definidos. La edad de un dispositivo y la probabilidad de falla se pensaba estaban estrechamente relacionadas.

Este tipo de acciones llevaron a incrementar excesivamente los costos de mantenimiento dando lugar al desarrollo de los sistemas de planeación y control que ayudaron a controlarlo y han sido establecidos como una parte del mismo.

Tabla 6. Características de la segunda generación del mantenimiento

Expectativas	Técnicas	Personal
Mayor disponibilidad de la planta. Mayor vida útil de los equipos. Menor costo	Reparaciones programadas. Sistemas de planeamiento y control del trabajo. Computadoras grandes y lentas	Planeador

Fuente: MOUBRAY, John. Mantenimiento centrado en confiabilidad. México: Aladon, 2004. p.2-3

2.1.3 Tercera generación. En las décadas de los sesentas y setentas se volvió mucho más prioritario los impactos a la producción por tiempos de parada de las máquinas, agravados por la tendencia mundial a sistemas de producción "Just in time", en donde una pequeña falla de cualquier equipo probablemente podría causar la parada de toda la planta. Las expectativas del usuario subieron y el mantenimiento debió evolucionar para cumplirlas.

La preocupación por la seguridad y el medio ambiente es otro de los temas que desde hace unos años tomó fuerza, inclusive por encima de la producción, algunas compañías literalmente deben adecuarse a las expectativas de seguridad y cuidado ambiental o dejar de operar. Aquí es cuando la dependencia a la integridad de los activos (Que puedan causar algún impacto) cobra una nueva magnitud que va más allá del costo, y que se torna en un ítem de supervivencia de la organización. En muy poco tiempo el mantenimiento pasó de no tener importancia a estar en la más alta prioridad de las organizaciones.

Tabla 7. Características de la tercera generación del mantenimiento

Expectativas	Técnicas	Personal
Mayor disponibilidad y confiabilidad de la planta. Mayor seguridad. Mejor calidad del producto. Ningún daño al medio ambiente. Mayor vida de los equipos. Mayor costo-eficacia	Monitoreo de condición. Diseño direccionado a la confiabilidad y facilidad para el mantenimiento. Estudio de riesgos. Computadoras pequeñas y rápidas. Análisis de modos de falla y sus efectos. Sistemas expertos. Trabajo multifacético y en grupos	Especializado.

Fuente: MOUBRAY, John. Mantenimiento centrado en confiabilidad. México: Aladon, 2004. p.2-3

Esto llevó a desarrollar nuevas investigaciones que cambiaron muchas de las creencias más profundas en torno al mantenimiento. En particular la generalizada teoría que ligaba la edad de un activo con la probabilidad de falla del mismo, cada día parece tener menos validez, de hecho se han revelado seis patrones de falla distintos. Lo que muestra que muchas de las tareas que tradicionalmente venían haciéndose en nombre del mantenimiento preventivo no logren ningún resultado,

de hecho pueden llegar a ser contraproducentes aunque se hagan de forma planeada.⁸

2.2 CONFIABILIDAD EN SISTEMAS ELÉCTRICOS

La gran dependencia de la energía eléctrica en la actualidad, hace que continuamente se estén buscando herramientas legales, metodológicas y tecnológicas, que garanticen la prestación continua del servicio, con altos estándares de calidad. En Colombia la ley 143 de 1994 manifiesta que la prestación del servicio de energía eléctrica debe estar regida por "principios de eficiencia, calidad, continuidad, adaptabilidad, neutralidad, solidaridad y equidad"⁹ buscando atender la demanda de forma confiable, segura y con calidad del servicio, mediante la utilización de los recursos disponibles en forma económica.

Sistemas en paralelo, dispositivos de back up, fuentes de respaldo en el abastecimiento de potencia, son algunas de las acciones que se toman para garantizar el suministro de energía eléctrica. La confiabilidad se mide por la continuidad del servicio y es cuantificada a través de la duración y la frecuencia de las interrupciones, por lo tanto una forma acertada de definir la confiabilidad nos la brinda Roy Billiton en su libro *Power system reliability evaluation*: "La probabilidad de que un equipo cumpla con su desempeño adecuadamente en un periodo de tiempo determinado bajo las condiciones operacionales en que se encuentre"¹⁰.

⁸ Fuente: MOUBRAY, John. Mantenimiento centrado en confiabilidad. México: Aladon, 2004. p.4

⁹ Ley 143 de 1994, artículo 6. Disponible en:

http://www.secretariasenado.gov.co/senado/basedoc/ley/1994/ley_0143_1994.html

¹⁰ Documento: Confiabilidad en sistemas de potencia. Disponible en:

<http://es.scribd.com/doc/52006545/12/Confiabilidad-de-Sistemas-de-Potencia>

A continuación se definen los elementos más importantes de la confiabilidad, basados en el estándar IEEE 493-2007, titulado: "*Design of reliable Industrial and Commercial Power Systems*".

2.2.1 Indicadores. Los Indicadores buscan cuantificar la calidad del servicio de energía eléctrica evaluando varios aspectos. Entre los Indicadores más comunes se encuentran:

- **Tasa de falla (λ):** es el número de fallas de un sistema o componente por unidad de tiempo de exposición. Generalmente se considera como unidad de tiempo 1 año.
- **Tiempo inactivo por mantenimiento (Mdt):** Maintenance down time, es el total de tiempo inactivo por mantenimiento programado para un periodo dado de tiempo. Incluye tiempo de logística, disponibilidad de equipo de trabajo y repuestos etc.
- **Tiempo medio inactivo (MDT):** Es el tiempo promedio de inactividad causada por mantenimiento programado y no programado, incluyendo cualquier tiempo de logística.
- **Tiempo medio entre fallas (MTBF):** Es el tiempo de exposición promedio entre fallas consecutivas de un componente.
- **Tiempo Promedio Para Reparar (MTTR):** Es el tiempo medio para reparar o reemplazar un componente. Los tiempos de logística asociados a la reparación, como adquisición de partes, movilización de las cuadrillas no están incluidos dentro de este indicador. Puede ser estimado dividiendo la suma de los tiempos de reparación entre el número de reparaciones, por lo tanto, es prácticamente el

promedio del tiempo de reparaciones. La unidad más común para medir este indicador es de horas.

- **Tiempo promedio para mantener (MTTM):** es el tiempo promedio que toma mantener un componente, incluyendo los tiempos de logística.

2.2.2 Disponibilidad. La disponibilidad es el objetivo principal del mantenimiento, y es definida como la capacidad de un elemento de desarrollar las funciones para las que es requerido en un determinado instante de tiempo o durante un determinado periodo de tiempo. En la práctica, en sistemas de operación continua, la disponibilidad se expresa como el porcentaje de tiempo en que un elemento está en condiciones de operar.

$$D(t) = \frac{\sum \text{Tiempo disponible para producir}}{\sum \text{Tiempo disponible para producir} + \sum \text{Tiempo en mantenimiento}} \quad [2.1]$$

En general los indicadores de disponibilidad se dividen en dos sub-grupos: Disponibilidad Operacional (A_o) y Disponibilidad inherente (A_i). La Disponibilidad inherente considera la tasa de falla de los componentes y el tiempo medio de reparación de los mismos. La Disponibilidad operacional va mas allá al considerar los tiempos de parada por mantenimiento, tiempos de espera de componentes, tiempos de logística etc, proporcionan una medida más real de la disponibilidad del sistema.

$$A_i = \frac{MTBF}{MTBF + MTTR} \quad [2.2]$$

$$A_o = \frac{MTBM}{MTBM + MDT} \quad [2.3]$$

2.2.3 Mantenibilidad. Es la probabilidad que un equipo pueda ser puesto en condiciones operacionales en un tiempo dado¹¹. La mantenibilidad se caracteriza por el tiempo promedio para reparar (MTTR) y depende de varios factores entre los que se encuentran:¹²

- Características de diseño de los equipos como modularidad, estandarización y facilidad de acceso a partes propensas a falla.
- Organización y eficiencia de las dependencias de mantenimiento.
- Habilidades del personal que ejecuta el mantenimiento.
- Disponibilidad de personal para realizar el mantenimiento.
- Disponibilidad de materiales y repuestos.
- Calidad y disponibilidad de la información técnica necesaria.
- Procedimientos de diagnóstico.
- Espacio de trabajo.

2.3 MANTENIMIENTO DE SUBESTACIONES ELÉCTRICAS

Básicamente el mantenimiento de subestaciones eléctricas tiene tres componentes: Las inspecciones visuales, las rutinas provenientes del mantenimiento preventivo y el mantenimiento correctivo.

2.3.1 Inspecciones visuales. Es el método de control más básico, caracterizado por tener rutinas de alta frecuencia y corta duración, no se necesita desenergizar la subestación y no se utilizan herramientas sofisticadas durante su realización. Su objetivo primordial es verificar el estado de los equipos y encontrar posibles

¹¹ BORRAS PINILLA, Carlos. Principios de mantenimiento. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander, 2011. p.126.

¹² IBID. p.127.

anormalidades como fugas en los transformadores, ventiladores averiados, fugas por los bujes de alta, presencia de animales en los cubículos de control y potencia etc que puedan ser evidenciadas usando los sentidos de las personas que llevan a cabo esta tarea. Durante estas inspecciones también se toma nota de las principales variables que deben ser monitoreadas en una subestación (Temperatura y presión del transformador, corrientes en cada una de las fases etc), con el fin de utilizar estos datos en la detección de fallas.

2.3.2 Mantenimiento preventivo programado. El mantenimiento preventivo consiste en las inspecciones que se hacen a los elementos propensos a falla¹³ para verificar su estado y en algunas ocasiones para estimar la posibilidad de una falla en el futuro. Exceptuando las pruebas realizadas sobre el aceite del transformador, en subestaciones estas inspecciones se realizan con el sistema desenergizado.

2.3.2.1 Pruebas fisicoquímicas del aceite. El aceite cumple varias funciones dentro de la operación de un transformador. Proporciona rigidez dieléctrica, actúa como medio de enfriamiento, protege el aislamiento sólido (Papel aislante) y permite ciertos análisis que pueden indicar el estado de deterioro del transformador¹⁴. Dentro de los análisis que se pueden realizar al aceite se encuentran las pruebas fisicoquímicas que serán desarrolladas a continuación.

- **Tensión de ruptura dieléctrica.** Es una medida de la capacidad del aceite para soportar esfuerzos de tensión sin que ocurra una falla. La prueba sirve para indicar la presencia de contaminantes conductores eléctricamente, como agua,

¹³ BORRAS PINILLA, Carlos. Principios de mantenimiento. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander, 2011. p.58.

¹⁴ HERNANDEZ LIPEZ, Ana María y MARTINEZ LAMUS, Nelson Cristóbal. Sistema de pruebas en transformadores de potencia. UIS, Trabajo de grado. 2008. p.43

suciedad, fibras de celulosa y material particulado. Sin embargo una alta tensión de ruptura dieléctrica no indica la ausencia de todos los contaminantes¹⁵.

Para transformadores en funcionamiento los valores de referencia se toman de ASTM D1816 y son resumidos en la tabla 8.

Tabla 8. Tensión de ruptura dieléctrica

Nivel de tensión	Gap ¹⁶	Tensión de ruptura kV
≤69 kV	1 mm	23
	2 mm	40
>69 – <230 kV	1 mm	28
	2 mm	47
>230 kV	1 mm	30
	2 mm	50

Tomado de: Standard IEEE C57-106.2006

- **Contenido de Humedad.** El contenido de humedad del papel tiene dos serias implicaciones, contribuye a la disminución de la rigidez dieléctrica y deteriora el aislamiento sólido ocasionando la disminución de su vida útil. Cada vez que la humedad de un transformador se duplica, la vida útil de su aislamiento se reduce a la mitad.¹⁷

Tabla 9. Valores máximos de contenido de humedad

Nivel de tensión	Contenido de humedad ppm
≤69 kV	35
>69 – <230 kV	25
>230 kV	20

Tomado de: Standard IEEE C57-106.2006

¹⁵ IEEE, IEEE Guide for acceptance and maintenance of insulating oil in equipment. 2006

¹⁶ Distancia entre los electrodos al momento de realizar la prueba

¹⁷ IBID

- **Factor de disipación.** El factor de disipación es una medida de las pérdidas de potencia cuando un líquido aislante se somete a un campo eléctrico, disipándose la potencia en forma de calor en el fluido. La prueba se usa como control al deterioro y contaminación del aceite debido a que es muy sensible a contaminantes iónicos.¹⁸ Según el estándar IEEE C57-106.2006, el máximo valor de factor de potencia para aceites en servicio es 0,5 % a 25 °C y 5 % a 100 °C.
- **Número de neutralización.** El número de neutralización en aceites aislantes es una medida de acidez de los mismos. En aceites nuevos, puede haber presencia de ácidos producidos en el proceso de refinación. Cuando el transformador está en uso, en uso el número de neutralización es una medida de acidez producida por la oxidación del aceite. El número de neutralización puede ser usado como guía para determinar cuando un aceite debe ser reprocesado o reemplazado.¹⁹ Los valores máximos para la prueba de número de neutralización recomendados por IEEE C57-106.2006 están mostrados en la tabla 10. Para aceites nuevos el valor máximo es de 0,03 mg KOH/g.

Tabla 10. Valores máximos en prueba de número de neutralización

Nivel de tensión	Número de neutralización mg KOH/g
≤69 kV	0,2
>69 – <230 kV	0,15
>230 kV	0,1

Fuente: Standard IEEE C57-106.2006

- **Tensión interfacial.** Mide la tensión en la superficie que un fluido aislante mantiene contra el agua. Es una medida de las fuerzas de atracción entre las

¹⁸ IEEE, IEEE Guide for acceptance and maintenance of insulating oil in equipment. 2006. p.13

¹⁹ IEEE, IEEE Guide for acceptance and maintenance of insulating oil in equipment. 2006. p.15

moléculas de los dos fluidos y se expresa en mN/m^{20} . Los aceites nuevos presentan altos valores de tensión interfacial, pero debido a la oxidación que se produce durante el envejecimiento se forman productos que reaccionan formando sustancias polares, ácidos y ésteres, produciendo partículas menos solubles en el aceite que se precipitan en forma de lodos. Los lodos se depositan en devanados, núcleo y radiadores interfiriendo con la transferencia de calor y la rigidez dieléctrica de los elementos del transformador.²¹ Los valores mínimos de TIF se muestran en la tabla 11.

Tabla 11. Valores mínimos de TIF

Nivel de tensión	TIF mN/m
$\leq 69 \text{ kV}$	25
$>69 - <230 \text{ kV}$	30
$>230 \text{ kV}$	32

Tomado de: IEEE C57-106.2006

- Inhibidor de oxidación.** En la mayoría de las condiciones, el aceite no iniciará su proceso de envejecimiento por acción de la oxidación si cuenta con la suficiente cantidad de inhibidor de oxidación, debido a que el oxígeno ataca primero al inhibidor, y a medida que este va disminuyendo, es una señal de que se requiere tomar alguna acción preventiva o correctiva para mejorar la condición del aceite.²² Normalmente se agregan dos tipos de inhibidor de oxidación, el 2-6 ditertario-butil para cresol (DBPC) y el 2-6 ditertario-butil fenol (DBP) y el valor recomendado por IEEE C57-106.2006 es de 0,09%, sin embargo se debe investigar cualquier cambio abrupto con respecto a pruebas anteriores.

²⁰ IEEE, IEEE Guide for acceptance and maintenance of insulating oil in equipment. 2006. p.12

²¹ HERNANDEZ LIPEZ, Ana María y MARTINEZ LAMUS, Nelson Cristóbal. Sistema de pruebas en transformadores de potencia. UIS, Trabajo de grado. 2008. p.49

²² IBID. p.53

- **Color.** Con esta prueba se compara el color del aceite con los discos de color patrón de ASTM, que están representados por números entre 0,5 y 8. Con esta prueba no se busca diagnosticar el aceite al verificar su color pues pueden haber aceites oscuros por naturaleza, lo que se busca es analizar la tendencia en el cambio de color del mismo, pues podría ser un indicativo de cambios en sus condiciones de operación.

2.3.2.2 Cromatografía de gases. La descomposición de los elementos aislantes al interior de un transformador, el aceite y el papel, producen gases combustibles que se mezclan con el aceite dieléctrico. La cromatografía busca separar los componentes de esta mezcla, para realizar un estudio de los mismos, ofreciendo una perspectiva cualitativa y cuantitativa del estado de ciertos componentes al interior de un transformador, indicando de forma anticipada anomalías en el funcionamiento del mismo. Los gases que normalmente se generan en un transformador son: hidrógeno, oxígeno, metano, monóxido de carbono, etano, dióxido de carbono, etileno y acetileno.

La cromatografía de gases no es una ciencia exacta, por lo tanto si no se hace un adecuado manejo de los resultados de la misma, se pueden tomar determinaciones inadecuadas como sacar un transformador de servicio cuando no es necesario, o dejar un transformador en servicio cuando se acerca una falla grave²³. Por lo tanto son muchas las variables que se deben tener en cuenta además de los resultados de esta prueba, porque del envejecimiento natural del transformador se producen gases que pueden confundirse con una avería.

Los gases normalmente se generan por dos causas: Térmicas y eléctricas.

²³ HERNANDEZ LIPEZ, Ana María y MARTINEZ LAMUS, Nelson Cristóbal. Sistema de pruebas en transformadores de potencia. UIS, Trabajo de grado. 2008. p.57

- **Fallas térmicas.** A partir de 150°C se inicia el proceso de descomposición de la celulosa, que trae consigo la generación de monóxido de carbono (CO), dióxido de carbono (CO₂) y agua (H₂O). A partir de 500°C el aceite dieléctrico empieza a liberar Etileno (C₂H₄), Etano (C₂H₆) y Metano (CH₄). Debido a la baja temperatura a la que se descompone la celulosa, es muy frecuente encontrar muchos cientos de ppm de CO y CO₂.
- **Fallas eléctricas.** Las descargas eléctricas al interior de un transformador pueden alcanzar temperaturas de hasta 1800°C, llegando a producir inclusive pirolisis de aceite y la celulosa. Cuando la celulosa se calienta hasta su destrucción se producen en volúmenes mucho mayores CO y CO₂, pero además se produce Alquitrán y Coque. Cuando es el aceite el que sufre pirolisis se libera hidrógeno, Acetileno, Metano y etileno.

2.3.2.3 Termografía. Esta técnica permite conocer la temperatura de un objeto a distancia, mediante la captación de la radiación infrarroja del espectro electromagnético haciendo uso de cámaras que convierten la energía radiada en información de temperatura²⁴. En los sistemas eléctricos, la información de la temperatura en un punto permite diagnosticar problemas en los sitios de conexión, como seccionadores, bornes, empalmes, grapas de conexión etc, al elevarse la temperatura producto del anormal aumento de la resistencia al paso de la corriente.

2.3.2.4 Pruebas eléctricas

- **Resistencia de aislamiento.** Como su nombre lo indica esta prueba busca medir la resistencia de los elementos aislantes dentro de una subestación. Esta

²⁴ Tomado de: <http://es.wikipedia.org/wiki/Termograf%C3%ADa>, mayo 2012

prueba se debe considerar relativa, lo realmente importante es la tendencia que muestra el estado del aislamiento, por lo que es indispensable llevar los registros de los datos arrojados en la medición.

- **Relación de transformación.** La relación de transformación es el cociente entre el número de vueltas en el devanado primario sobre el número de vueltas en el devanado secundario. Esta prueba se realiza con el objetivo de verificar que el número de vueltas de cada uno de los devanados coincide con los datos suministrados por el fabricante. Un dato erróneo puede ser un indicador de un cortocircuito entre espiras, malas conexiones dentro del devanado o un circuito abierto en el mismo, sin embargo esta prueba no muestra la ubicación exacta de la falla.
- **Resistencia de devanados.** Cuando existen cortocircuitos entre espiras o deficiencias en las conexiones del cambiador de tomas, la resistencia del devanado se ve alterada. Por esto es muy importante tener control de este valor y compararlo con las tablas suministradas por el fabricante, para tomar decisiones de mantenimiento.
- **Factor de potencia de aislamiento sólido.** Ante la aplicación de tensión alterna, el aislamiento permite el paso de pequeñas corrientes de fuga, las cuales tienen una componente resistiva y una componente capacitiva. El factor de potencia es calculado como el cociente entre la corriente resistiva y la corriente capacitiva que circulan por el aislamiento.

$$Fp = \frac{IR}{IT} \quad [2.4]$$

Donde

IR: Corriente resistiva.

IT: Corriente total.

Con la medición del factor de potencia se puede realizar una evaluación del aislamiento del transformador, en especial del contenido de humedad en el aislante.

- **Corriente de excitación.** La corriente excitación es la que fluye por un devanado cuando sobre se aplica la tensión nominal y se dejan abiertos los otros devanados. Esta corriente mantiene el flujo magnético y es la que ocasiona las pérdidas de energía en el núcleo. La realización de esta prueba permite detectar daños en la geometría de núcleo y devanados también espiras en cortocircuito y juntas con mala calidad desde su construcción.
- **Tiempos de maniobra.** Esta es una de las principales medidas que se realizan en los interruptores de potencia. Conocer este dato posibilita realizar un adecuado ajuste de las protecciones, que garantice la seguridad de las personas y equipos asociados a la subestación.
- **Corriente de fuga en pararrayos.** Este tipo de prueba sólo se puede realizar en pararrayos de óxido metálico, y consiste en monitorear la componente resistiva de la corriente de fuga, como indicador del estado del pararrayos.
- **Resistencia de contactos.** Los contactos de los interruptores están hechos de materiales resistentes a las condiciones de alta temperatura que se producen durante un arco eléctrico. Sin embargo, la temperatura, oxidación y la operación misma del interruptor, ocasionan que los contactos se deterioren afectando la capacidad para conducir la corriente en estado cerrado. Una forma de conocer el estado de los interruptores es haciendo una medición de la resistencia de contactos, idealmente, a una corriente cercana a la nominal o de al menos 100 A para eliminar el efecto galvánico, teniendo en cuenta que esta medida entrega

valores en micro Ohms ($\mu\Omega$). Para interruptores de 15 kV la resistencia de contactos debe estar entre 200 $\mu\Omega$ y 250 $\mu\Omega$ ²⁵.

2.3.3 Mantenimiento correctivo. Consiste en permitir que un equipo funcione hasta el punto en que no puede realizar su función²⁶. Es común que este tipo de mantenimiento se aplique a equipo con baja criticidad en el proceso, equipos que están en obsolescencia, equipos que tienen back-up y equipos que son fácilmente reemplazables. Sin embargo el mantenimiento correctivo en su forma más común, es decir no planeado, es el tipo de mantenimiento más costoso y que más problemas causa a cualquier operación debido a.²⁷

- Requiere más personal.
- Conlleva a continuos paros que amenazan la producción.
- El tiempo indisponible de los equipos es mayor.
- Los equipos pueden sufrir daños irreparables.
- Ocasiona malestar y conflictos.

2.4 MANTENIMIENTO CENTRADO EN CONFIABILIDAD

La industria de la aviación fue la primera en darse cuenta que se debe dedicar tanto esfuerzo en asegurarse que se están realizando las tareas correctamente, como en asegurarse que se están haciendo las tareas correctas. Esto dio lugar al desarrollo de mecanismos de toma de decisiones que se conocieron en el gremio como MSNG3 y fuera de este como RCM o Mantenimiento Centrado en Confiabilidad.

²⁵ MEGGER. Evaluación de estado de equipo de subestación.

²⁶ BORRAS PINILLA, Carlos. Principios de mantenimiento. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander, 2011. p.54.

²⁷ IBID. p. 55

En casi todos los sectores RCM se está convirtiendo en el mecanismo de custodia de los activos físicos, debido a que no existe otra técnica que determine de manera segura las cantidades mínimas de tareas necesarias para que el activo preserve su función. La definición de RCM sería entonces: "Proceso utilizado para determinar qué se debe hacer para asegurar que cualquier activo físico continúe haciendo lo que los usuarios quieren que haga en su contexto operacional actual"²⁸.

2.4.1 Las siete preguntas básicas. La metodología RCM formula siete preguntas básicas acerca del activo a revisar.

2.4.1.1 ¿Cuáles son las funciones y los parámetros de funcionamiento asociados al activo en su actual contexto operacional? Básicamente las funciones son aquello que los usuarios desean que haga un activo físico, por eso el primer paso es definir las funciones en su contexto operacional, junto con los parámetros de funcionamiento deseados. Las funciones están divididas en dos categorías:

- **Funciones primarias:** Resumen el porqué de la adquisición del activo.
- **Funciones secundarias:** Las que el usuario espera que el activo debería hacer además de cumplir con las funciones primarias. Generalmente el usuario tiene expectativas de seguridad, confort, economía, eficiencia etc.

2.4.1.2 ¿De qué manera falla en satisfacer dichas funciones? En el mundo del RCM, las fallas son denominadas fallas funcionales debido a que cuando ocurren el activo no puede cumplir una función de acuerdo al parámetro

²⁸ MOUBRAY, John. Mantenimiento centrado en confiabilidad. México: Aladon, 2004.

de funcionamiento que el usuario considera aceptable²⁹.

RCM identifica qué fallas pueden ocurrir en el activo, identificando las circunstancias que llevaron a la falla y luego preguntándose qué eventos pueden causar que el activo falle.

2.4.1.3 ¿Cuál es la causa de cada falla funcional? Los que de manera razonable pudieron haber causado la falla, se denominan en RCM modos de falla. Para identificar los modos de falla se incluyen aquellos hechos posibles que han ocurrido en los equipos similares o en similares contextos operacionales, fallas que están siendo prevenidas por el sistema de mantenimiento y fallas que aunque no hayan ocurrido se consideran altamente posibles para el contexto operacional del caso de estudio.

2.4.1.4 ¿Qué sucede cuando ocurre una falla? RCM lista los efectos de las fallas, describiendo lo que ocurre cuando se presenta un modo de falla. En la descripción de los efectos de falla debería incluirse³⁰:

- Qué evidencia existe (si la hay) que la falla ha ocurrido.
- De qué modo representa una amenaza para la seguridad o el medio ambiente (si la representa).
- De qué manera afecta la producción o las operaciones (si las afecta).
- Qué daños físicos (si los hay) han sido causados por la falla.

²⁹ MOUBRAY, John. Mantenimiento centrado en confiabilidad, pág. 9 México: Aladon, 2004.

³⁰ MOUBRAY, John. Mantenimiento centrado en confiabilidad, pág. 10. México: Aladon, 2004.

- Qué debe hacerse para reparar la falla.

2.4.1.5 ¿En qué sentido es importante cada falla? Los efectos de las fallas son diversos, pueden afectar las operaciones, la calidad del producto, la seguridad o el medio ambiente etc. RCM reconoce que todos los tipos de falla no pueden ser reparados pues costaría mucho tiempo y dinero, por lo tanto, la consecuencia de las fallas influencia el intento por prevenirlas. En otras palabras, si la consecuencia de la falla es alta, se hará un intento grande por prevenirla, pero si posee leve consecuencias, quizá se decida no hacer mantenimiento.

Un punto fuerte de RCM es que reconoce que las consecuencias de las fallas son más importantes que las diferentes características del activo, y clasifica estas consecuencias en cuatro tipos:

- **Consecuencias de fallas ocultas.** Fallas que no tienen un impacto directo, pero expone a la organización a fallas con consecuencias serias. Por ejemplo: La consecuencia de una falla en un sistema de contraincendios.
- **Consecuencias ambientales y para la seguridad.** Una falla tiene consecuencias para la seguridad si es posible que cause lesiones o la muerte a una persona, y tiene consecuencias para el medio ambiente si infringe alguna normativa ambiental, ya sea nacional o internacional.
- **Consecuencias operacionales.** Una falla tiene consecuencias operacionales si afecta la producción en cualquier aspecto.

- **Consecuencias no-operacionales.** No afectan la producción ni la seguridad y sólo implican un costo asociado a la reparación. Por ejemplo, la falla en un equipo de back-up.

2.4.1.6 ¿Qué puede hacerse para prevenir o predecir cada falla? Como se había mencionado anteriormente, en la tercera generación del mantenimiento se hicieron descubrimientos en cuanto la probabilidad condicional de falla, que rompieron los paradigmas tradicionales que relacionaban la edad del activo con el aumento de la probabilidad de falla del mismo. Se pensaba también que entre más rápido se reparara o cambiara un componente era mejor. Hoy se ha demostrado que esto es cierto en muy pocos casos, sólo el 2% de los componentes de aeronaves comerciales siguen un patrón de falla tipo A o curva de la bañera.

La conciencia de estos hechos ha llevado a muchas empresas a abandonar por completo las tareas de mantenimiento proactivo, algo válido si las consecuencias de las fallas fueran menores. RCM divide en tres grupos las tareas para prevenir, predecir y disminuir las consecuencias de las fallas.

- **Tareas de reacondicionamiento cíclico.** Refabricar o reparar un componente antes que llegue a su límite de edad sin importar su condición en ese momento.
- **Tareas de sustitución cíclica.** Sustituir un componente antes que llegue a su límite de edad sin importar su condición en ese momento
- **Tareas a condición.** Se basan en el hecho que la mayoría de las fallas dan algún indicio o advertencia de que están por ocurrir. Se llaman tareas a condición porque el equipo se deja operativo a condición de que continúen alcanzando los parámetros de funcionamiento adecuados. Las tareas a condición incluyen tareas

de mantenimiento predictivo, mantenimiento basado en condición y monitoreo de condición

2.4.1.7 ¿Qué debe hacerse si no se encuentra una tarea proactiva adecuada? Cuando se identifica que no existe una tarea proactiva efectiva, RCM propone realizar búsqueda de fallas, rediseño y mantenimiento a rotura. Estas tareas se llaman tareas a falta de.

3. RECOPIACIÓN Y TRATAMIENTO DE LA INFORMACIÓN

3.1 PLAN DE MANTENIMIENTO ACTUAL

El plan de mantenimiento de las subestaciones portátiles de Cerrejón sigue un esquema preventivo. Cuenta con rutinas de inspección diaria y mensual, en las que se verifican condiciones de funcionamiento y seguridad, pruebas semestrales del estado de la malla de puesta a tierra. Las pruebas eléctricas e intervenciones en potencia están dentro de la rutina mensual, sin embargo esto se ejecuta según la disponibilidad de la subestación para mantenimiento, es decir cuando se encuentra sin carga. A continuación se relacionan los aspectos más relevantes de cada actividad de mantenimiento.

3.1.1 Inspecciones diarias. La inspección diaria de subestaciones portátiles en Cerrejón, busca hacer un seguimiento de las diferentes variables que pueden afectar el funcionamiento de la subestación usando únicamente los sentidos del personal de mantenimiento. En esta inspección se revisa y registra la siguiente información.

- Energía entregada.
- Presión de aceite en el transformador principal.
- Nivel de aceite del transformador principal.
- Temperatura del aceite al momento de la inspección y máxima en relación con la última inspección.
- Temperatura de devanados al momento de la inspección y máxima en relación con la última inspección.
- Número de operaciones de los interruptores.
- Existencia de candados y avisos de seguridad.

3.1.2 Inspección mensual. En esta inspección se realizan pruebas a toda la subestación. El personal que la realiza debe tener equipo especializado de diagnóstico. Las principales actividades programadas para ejecutar en esta rutina se relacionan a continuación.

3.1.2.1 Interruptor

- Limpieza de cubículo de interruptores.
- Inspección marca de desgaste de contactos.
- Inspección de las conexiones de las bobinas de cierre y apertura.
- Medición del nivel de aislamiento del interruptor en estado abierto.
- Lubricación de partes móviles.
- Prueba de funcionamiento.

3.1.2.2 Transformador

- Medición de aislamiento entre devanados y fase tierra.
- Inspección de las protecciones del transformador.

3.1.2.3 Cubículo de potencia

- Limpieza del cubículo de potencia.
- Medición de aislamiento del transformador de servicios auxiliares.
- Inspección de los transformadores de medida.
- Medición de la resistencia de neutro.

3.1.2.4 Bahía de entrada a 69 kV

- Lubricación de elementos móviles.
- Ajuste de fusibles de 80 A.
- Revisión de conexiones.
- Revisión de conexiones a tierra de los pararrayos.

3.1.3 Mantenimiento correctivo. Las actividades de mantenimiento correctivo surgen como consecuencia de los resultados de las diferentes inspecciones que se le realizan a las subestaciones (Proactivo), aunque también se realizan actividades de mantenimiento correctivo como solución a una emergencia (No planificado). En la sección 3.2 se explicará con más detalle el historial de fallas de las subestaciones portátiles en Cerrejón durante los últimos años.

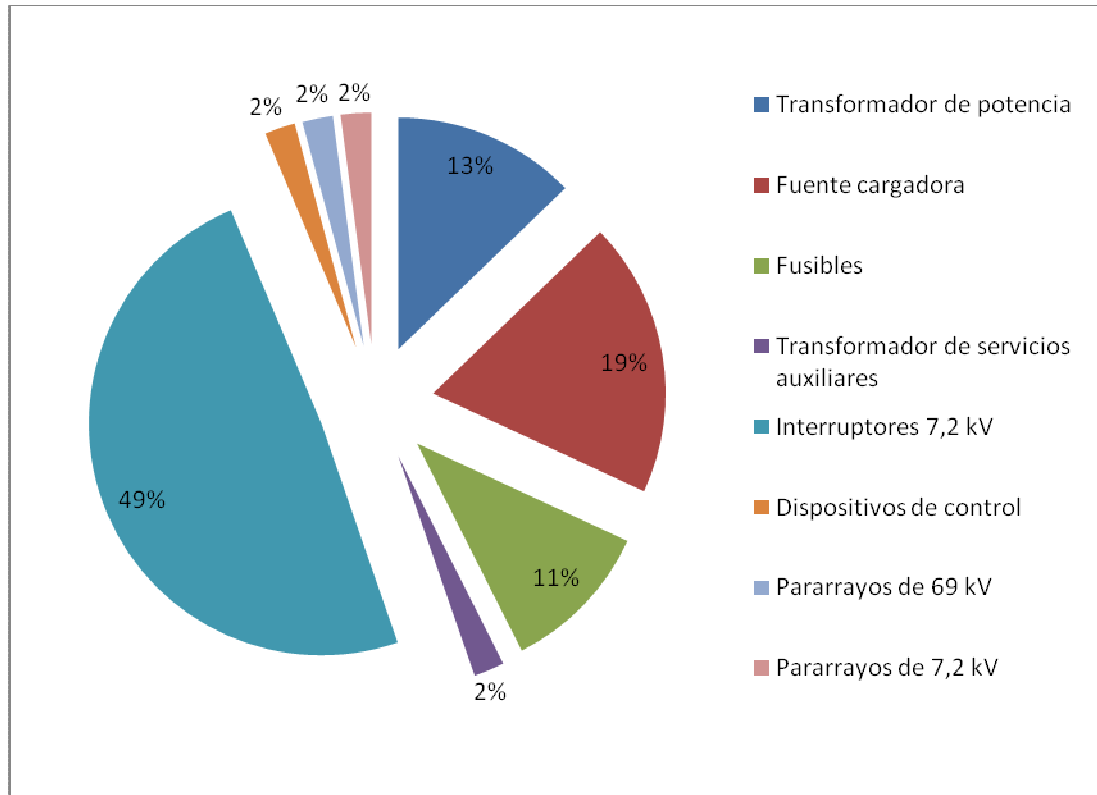
3.2 HISTORIAL DE FALLAS EN SUBESTACIONES PORTÁTILES

La búsqueda de información correspondiente al histórico de fallas en las subestaciones portátiles se abasteció de tres (3) fuentes de información: La bitácora del centro de control de energía, los reportes diarios de la superintendencia de energía y el historial de reparaciones realizadas por el contratista. En el sistema de información de mantenimiento donde se encuentran registradas las subestaciones, no hay información sobre las fallas de las mismas.

La información inicial arrojó aproximadamente 151 eventos desde el 1 de enero de 2010 hasta el 30 de junio de 2012, de los cuales el 68% de los reportes están relacionados con la ausencia o deficiente comunicación de las subestaciones con el centro de control de energía. Aunque este número es bastante representativo, no se va a tener en cuenta como relevante para la selección de sistemas a analizar dentro del RCM, debido a que un alto porcentaje de la solución está por fuera de las fronteras de la subestación.

Realizado el primer filtro, quedaron 47 eventos que están relacionados directamente con componentes de la subestación. El número de eventos por componente fallado se muestra a continuación.

Figura 17. Número de eventos por tipo de dispositivo fallado



Fuente: Bitácora Centro de control de energía

Figura 18. Pararrayos quemado



Fuente: Autor del proyecto

Figura 19. Efectos de la falla de un pararrayos en el cubículo de potencia



Fuente: Autor del proyecto

Figura 20. Falla en la bobina H1-H2 subestación 222



Fuente: Transelca, Análisis de falla subestación móvil 222, Documento: GPR_MLS-PROTECC-009_06

Una vez se identificaron los eventos, se procedió a investigar el impacto de los mismos en la producción. Esto debido a que hay eventos que por su naturaleza no impactan directamente al suministro de energía a menos que haya una falla subsecuente. Por ejemplo, uno de los modos de falla más comunes es: Problemas mecánicos para cerrar el interruptor desde el centro de control. Esta falla por sí sola no deja indisponible el suministro de energía, pero si causa retrasos para energizar la carga cuando sea necesario hacerlo. Los equipos de las subestaciones que se determinó causan un mayor impacto, por afectar sistemas jerárquicamente superiores, y por ende afectar no sólo la producción asociada a la

subestación en falla sino que ante una falla podrían afectar todo el ramal de alimentación a 69 kV son: Los pararrayos, el transformador de potencia y los interruptores.

3.2.1 Fallas en pararrayos. Sólo se encontraron 2 fallas en descargadores de sobretensión durante la recopilación de información de las fallas en las subestaciones portátiles. Sin embargo, por la ubicación de los Pararrayos en las subestaciones, este tipo de falla ha dejado indisponible el suministro de energía en todo el ramal (Foso Norte). Los pararrayos de 60 kV están ubicados aguas arriba de los fusibles de alta de la subestación, por lo tanto la sobrecorriente producida por una falla en estos elementos será despejada por el interruptor del ramal ubicado en la subestación principal. Por otro lado, los pararrayos de 9 kV están aguas abajo del transformador, por lo tanto los efectos de la falla de estos elementos serán despejados por los fusibles de 80 A de la subestación (Idealmente), dejando indisponible el suministro de energía a la carga de la misma.

3.2.2 Fallas en interruptores. El 49% de las fallas presentadas en las subestaciones portátiles³¹ corresponde a fallas en los interruptores. Aunque los efectos mostrados hasta ahora por este tipo de fallas se limitan a indisponibilidades en el suministro de energía a la carga del interruptor en falla, tiene el potencial de causar gran impacto al sistema de potencia, pues en caso de presentarse un evento, si no se tiene la posibilidad de proteger el circuito fallado, por coordinación de protecciones el elemento de protección aguas arriba del interruptor en cuestión será quien despeje la falla. Es decir este tipo de falla tiene

³¹ Este porcentaje no tiene en cuenta las fallas en la comunicación de las subestaciones con el Centro de control de energía.

el potencial de dejar indisponible el suministro de energía en todo el ramal (Foso Norte o Foso Sur), afectando las palas eléctricas asociadas el mismo.

3.2.3 Fallas en transformadores de potencia. El transformador de potencia es el porqué de las subestaciones, es el componente de más valor y que más tiempo requiere para ser conseguido. La falla en un transformador de potencia suele ser traumática, no solo por los costos y tiempos asociados a la reparación del mismo, sino por el impacto en el sistema de potencia. Tres (3) de los cuatro (4) eventos ocurridos entre el 1 de enero del 2010 y el 30 de junio del 2012 dejaron indisponible el suministro de energía de todo el ramal y los costos asociados a las reparaciones de transformadores en los últimos siete (7) años superan los US\$ 500000.

Tabla 12. Historial de fallas en transformadores de potencia de subestaciones portátiles

Fecha	Identificación Transformador	Orden de Trabajo	Trabajo realizado / Falla	Costo de Reparación US\$
9-Dec-05	605TR75MVA09	RE023507	Corto en la bobina H3, ocasionado por sobre tensión en la misma (descarga atmosférica). El corto circuito ocasionó carbonización del aceite.	21292
23-Aug-06	605TR75MVA08	RE024345	Se fabricó una bobina correspondiente a la fase C (H1-H3)	58368
23-Aug-06	605TR75MVA13	RE024344	Se extraen 13 canecas de aceite y 2 canecas de agua. Se desencuba para inspección visual y se encuentra la bobina de alta tensión de la fase V totalmente deteriorada. Las bobinas de las fases U y W presentan sobretensión a nivel de las derivaciones y hay presencia de esfuerzos mecánicos. La bobina de la fase U presenta deterioro de su aislamiento	58368

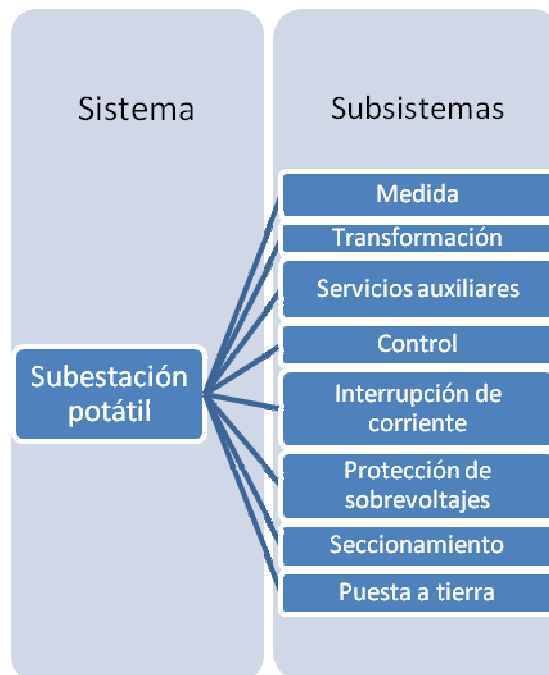
Fecha	Identificación Transformador	Orden de Trabajo	Trabajo realizado / Falla	Costo de Reparación US\$
			en la parte inferior debido a que el devanado se encuentra golpeado	
27-Aug-08	605TR75MVA11	RE026307	Corto en las bobina (H1-H2)(X0-X2)	31674
1-Dec-08	605TR75MVA04	RE026547	Corto circuito en las bobinas	48889
28-Sep-09	605TR75MVA016	RE027352	Corto en las 3 bobinas	93389
15-Sep-10	605TR75MVA12	RE028303	Corto en las 3 bobinas	60948
7-Oct-10	605TR75MVA18	RE028385	Corto en las 3 bobinas	60948
20-Jun-11	605TR75MVA08	RE029290	Corto en las 3 bobinas	78000

Fuente: Sistema de información Ellipse

4. SUBESTACIONES PORTÁTILES 69 kV / 7,2 kV EN CERREJÓN

4.1 TAXONOMIA

Figura 21. Taxonomía Subestaciones portátiles



Fuente: Autor del proyecto

De acuerdo a la recopilación de información y basándose en los impactos causados por cada uno de los subsistemas cuando en ellos ocurre una falla, se decidió aplicar la metodología RCM a los subsistemas Transformación, interrupción de corriente y protección de sobrevoltajes.

4.2 SISTEMA DE TRANSFORMACIÓN

El transformador es una máquina eléctrica estática usada para convertir energía eléctrica de un nivel de tensión a energía eléctrica a otro nivel de tensión. Es de vital importancia pues posibilita la transmisión económica de energía eléctrica a

largas distancias³², debido a que la sección del conductor necesaria para la transmisión, es inversamente proporcional al cuadrado de la tensión adoptada para el transporte de la energía.

Cuando se aplica una tensión en el devanado primario (Ver figura 23) se produce un flujo magnético en el núcleo que también tiene arrollado el devanado secundario, y que será atravesado por dicho flujo induciendo una tensión en él. En un transformador ideal, las relaciones entre las corrientes y tensiones primarias con las corrientes y tensiones secundarias están dadas por la relación del número de espiras de los devanados. La relación entre el número de espiras del devanado primario y el número de espiras del devanado secundario se llama relación de transformación.

$$\frac{E_p}{E_s} = \frac{N_1}{N_2} \quad 4.1$$

$$\frac{I_p}{I_s} = \frac{N_2}{N_1} \quad 4.2$$

Donde:

E_p : tensión en el primario.

E_s : tensión en el secundario.

I_p : Corriente en el primario.

I_s : Corriente en el secundario.

N_1 : número de vueltas del devanado primario.

N_2 : número de vueltas de devanado secundario.

³² CHAPMAN, Stephen J. Máquinas eléctricas, tercera edición. Mc Graw Hill .p.144

4.2.1 Definición de fronteras

Las fronteras del transformador son:

- Capacete de los bujes de alta.
- Punto de conexión a 7,2 kV.
- Barra de conexión a tierra del neutro del transformador.
- No incluye la caja de conexiones.
- Incluye los accesorios mostrados en la sección 4.2.4.

Figura 22. Fronteras del transformador



Fuente: Autor del proyecto

4.2.2 Definición de funciones. Las principales funciones de los transformadores en las subestaciones portátiles son:

- Transformar variables eléctricas en un sistema trifásico de corriente alterna manteniendo la tensión de salida hasta un -5% de la tensión nominal.
- Contener herméticamente el aceite dieléctrico y el colchón de nitrógeno.
- Mantener aislados los devanados.
- Mantener la temperatura del aceite por debajo de 115 °C
- Mantener la temperatura de los devanados por debajo de 130 °C.

4.2.3 Especificaciones transformadores de subestaciones portátiles³³. Los transformadores utilizados en las subestaciones portátiles en Cerrejón tienen las siguientes características.

Tabla 13. Características Transformadores de potencia de subestaciones portátiles

Característica	Valor
Tensión primario	69 kV
Tensión secundario	7,2 kV
BIL	345 kV
Capacidad OA a 55C	7,5 MVA
Capacidad OA a 65 C	9,375 MVA
Capacidad FA a 65 C	10,5 MVA
Impedancia	7%

Tomado de: Especificación de equipo 40042E

4.2.4 Componentes

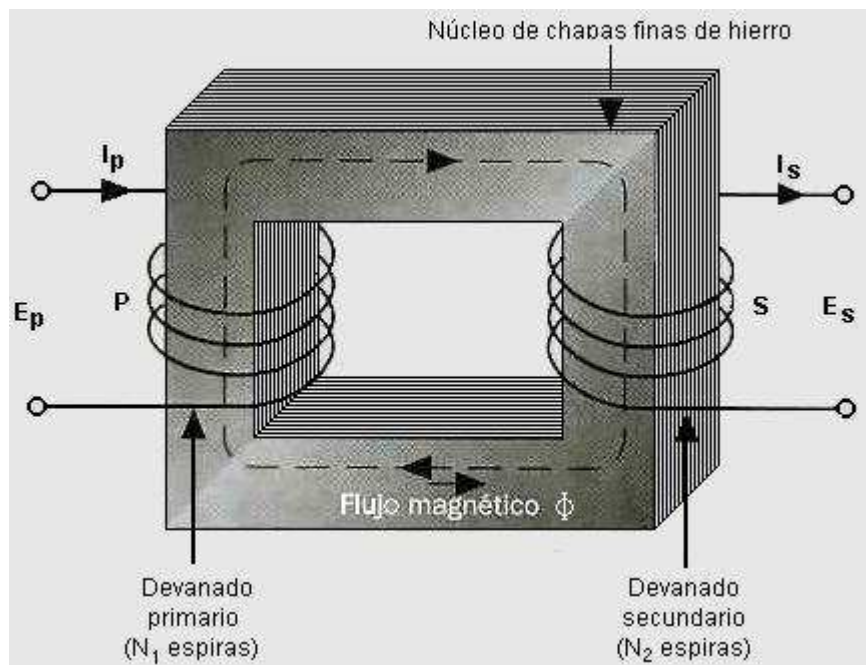
4.2.4.1 Pasatapas de alta tensión. Son del tipo GOB (Aire – aceite), y tiene un dispositivo que permite el cambio a pasatapas tipo O plus C (Papel impregnado de aceite). Poseen un dispositivo que permite el montaje de los fusibles de AT

³³ Tomado del documento 40042E, Especificación técnica para transformador de potencia 7,5/10,5 MVA – 69 kV/7,2 kV

tipo SMD.

4.2.4.2 Cambiador de Tomas. Está ubicado en la parte lateral del transformador, para su operación desde el piso. Sus conexiones a los taps son flexibles, para adecuarse a los esfuerzos mecánicos continuos producidos durante la operación.

Figura 23. Principio de funcionamiento del transformador



Tomado de:

http://electricosonline.com/Privado/Electricidad/Maquinas/Transformadores/funcionamiento_trafos.htm, junio de 2012.

4.2.4.3 Dispositivo de sobrepresión. Está ubicado sobre la tapa del transformador, y está calibrado para operación a 10 psi.

4.2.4.4 Termómetros. El transformador posee dos termómetros, uno para aceites y otro para devanados. La ubicación será lateral. Los termómetros censan

la temperatura en la parte superior del aceite y para el caso del termómetro de devanados adicionalmente se censa la corriente de línea por medio de un TC ubicado en la fase B de los devanados de alta.

4.2.4.5 Aceite. El aceite usado por los transformadores de las subestaciones portátiles en cerrejón es del tipo NAPHTHENICS AB.

4.2.4.6 Válvulas. Los transformadores poseen las siguientes válvulas:

- 2 Válvulas de 2" para filtroprensa, una en la parte superior y otra en la parte inferior (laterales)
- 1 Válvula de ¾" en la parte inferior para muestreo, con su adaptador roscado para toma de muestras en recipientes
- 1 Válvula para liberar presiones de aire y tomar muestras de gases, instalada sobre la salida libre del manovacúmetro
- 2 Válvulas de 3" tipo mariposa en las conexiones del tanque a cada radiador.

4.2.4.7 Indicador de nivel de aceite. Los transformadores poseen un indicador del nivel de aceite ubicado en la parte lateral superior.

4.2.5 Análisis de modo de fallas y efectos

Tabla 14. Análisis de modo de falla y efectos Sistema Transformación

Cod F	Función	Cód. FF	Falla Funcional	Cód. MF	Modo de Falla	Descripción de Efectos
1	Transformar variables eléctricas en un sistema trifásico de corriente alterna manteniendo la tensión de salida hasta un -5% de la tensión nominal	A	No transforma tensión	1	Papel aislante pierde propiedades dieléctricas por humedad	Cortocircuito interno. La capacidad dieléctrica del papel se pierde ocasionando corto entre espiras y/o devanados. Las protecciones del transformador actúan dejando sin fluido eléctrico a la carga. En un modo incipiente de esta falla el transformador puede seguir funcionando. Una vez se evidencia la falla la pérdida del transformador puede ser total. Costo de reparación estimado: US\$ 80000. Tiempo para restablecer el servicio. 3 h
				2	Papel aislante pierde propiedades dieléctricas por deterioro	Cortocircuito interno. La capacidad dieléctrica del papel se pierde ocasionando corto entre espiras y/o devanados. Las protecciones del transformador actúan dejando sin fluido eléctrico a la carga. En un modo incipiente de esta falla el transformador puede seguir funcionando. Una vez se evidencia la falla la pérdida del transformador puede ser total. Costo de reparación estimado: US\$ 80000. Tiempo para restablecer el servicio. 3 h

Cod F	Función	Cód. FF	Falla Funcional	Cód. MF	Modo de Falla	Descripción de Efectos
				3	Esmaltado del cobre pierde propiedades dieléctricas	Cortocircuito entre espiras. La capacidad dieléctrica del esmalte se pierde ocasionando corto entre espiras y/o devanados, si inicia un proceso de calentamiento localizado. En un modo incipiente de esta falla el transformador puede seguir funcionando. Una vez se evidencia la falla la pérdida del transformador puede ser total. Costo de reparación estimado: US\$ 80000. Tiempo para restablecer el servicio. 3 h
				4	Pérdida de continuidad en el cambiador de taps por fatiga de los materiales que establecen el contacto	Apertura de la corriente de la bobina principal, se produce un arco eléctrico y daño a los contactos del conmutador. Actúan las protecciones del transformador dejando sin fluido eléctrico a la carga. Costo de reparación estimado: US\$ 80000. Tiempo para restablecer el servicio. 3 h
				5	Pérdida de continuidad en el cambiador de taps por corrosión de la platina de contacto o desgaste del resorte	Apertura de la corriente de la bobina principal, se produce un arco eléctrico y daño a los contactos del conmutador. Actúan las protecciones del transformador dejando sin fluido eléctrico a la carga. Costo de reparación estimado: US\$ 80000. Tiempo para restablecer el servicio. 3 h
				6	Aceite mineral pierde propiedades aislantes	La capacidad dieléctrica del aceite se pierde, causando corto entre los devanados y la carcasa. Las protecciones del transformador actúan dejando sin fluido eléctrico a la carga. Costo de reparación estimado: US\$ 80000. Tiempo para restablecer el servicio. 3 h

Cod F	Función	Cód. FF	Falla Funcional	Cód. MF	Modo de Falla	Descripción de Efectos
				7	Bujes de alta pierden propiedades aislantes por deterioro de la porcelana	Cortocircuito externo. La capacidad dieléctrica entre el punto de alimentación (alta) y tierra se pierde ocasionando flameo entre el punto de alimentación y la carcasa. Las protecciones del transformador actúan dejando sin fluido eléctrico a la carga. Costo de reparación estimado: US\$ 5000. Tiempo para restablecer el servicio. 3 h
				8	Bujes de alta pierden propiedades aislantes por pérdida de aceite	Cortocircuito externo. La capacidad dieléctrica entre el punto de alimentación (alta), se pierde ocasionando flameo entre el punto de alimentación y la carcasa. Las protecciones del transformador actúan dejando sin fluido eléctrico a la carga. Costo de reparación estimado: US\$ 5000. Tiempo para restablecer el servicio. 3 h
				9	Bujes de baja pierden propiedades aislantes por deterioro de la porcelana	Cortocircuito externo. La capacidad dieléctrica entre el punto de alimentación (alta), se pierde ocasionando flameo entre el punto de alimentación y la carcasa. Las protecciones del transformador actúan dejando sin fluido eléctrico a la carga. Costo de reparación estimado: US\$ 5000. Tiempo para restablecer el servicio. 3 h

Cod F	Función	Cód. FF	Falla Funcional	Cód. MF	Modo de Falla	Descripción de Efectos
				10	Cortocircuito en espiras por pérdida de aislamiento	Esta falla es difícil de detectar en sus inicios, sólo es posible hacerlo cuando se han cortocircuitado varias espiras. Este modo de falla produce calentamientos focalizados que elevan la temperatura de los devanados, cuando la temperatura supera 500 C se producen partículas conductivas que reducen la capacidad dieléctrica de los elementos aislantes. Se puede producir falla en la bobina dejando indisponible el transformador. Costo de reparación estimado: US\$ 80000. Tiempo para restablecer el servicio. 3 h
		B	Tensiones por debajo del 5%	1	Conexión deficiente	Punto caliente localizado. En principio la tensión de la salida disminuye y se causa fatiga de los materiales alrededor del punto caliente. Si no se corrige puede haber un cortocircuito afectando el funcionamiento del transformador. Costo de reparación estimado: US\$ 5000. Tiempo para restablecer el servicio. 3 h
				2	Circuito abierto en devanado	Apertura de la corriente de la bobina principal, se produce un arco eléctrico y daño a los contactos del conmutador. Actúan las protecciones del transformador dejando sin fluido eléctrico a la carga. Costo de reparación estimado: US\$ 80000. Tiempo para restablecer el servicio. 3 h

Cod F	Función	Cód. FF	Falla Funcional	Cód. MF	Modo de Falla	Descripción de Efectos
				3	Cortocircuito en espiras por pérdida de aislamiento	Esta falla es difícil de detectar en sus inicios, sólo es posible hacerlo cuando se han cortocircuitado varias espiras. Este modo de falla produce calentamientos focalizados que elevan la temperatura de los devanados, cuando la temperatura supera 500 C se producen partículas conductivas que reducen la capacidad dieléctrica de los elementos aislantes. Se puede producir falla en la bobina dejando indisponible el transformador. Costo de reparación estimado: US\$ 80000. Tiempo para restablecer el servicio. 3 h
2	Contener herméticamente el aceite dieléctrico y el colchón de nitrógeno	A	Perdida de liquido aislante	1	Fugas de aceite con goteo permanente por mal estado de empaques	Los empaques pierden su propiedad de sello, el aceite comienza a salir del transformador. Al bajar el nivel de aceite se van perdiendo las propiedades aislantes al interior del transformador y el transformador comienza a subir la temperatura reduciéndose su eficiencia y acelerando el proceso de descomposición de la celulosa. El primer elemento expuesto sin distancias de aislamiento es el cambiador de tomas. Se activa la alarma de bajo nivel de aceite al llegar al 85% del nivel nominal. De acuerdo a la magnitud de la fuga y cuidando que el nivel no baje del 85% el transformador puede seguir funcionando. Si la fuga supera los 55 gl se considera accidente ambiental. Costo de reparación estimado: US\$ 3000. Tiempo para restablecer el servicio. 3 h

Cod F	Función	Cód. FF	Falla Funcional	Cód. MF	Modo de Falla	Descripción de Efectos
				2	Fugas de aceite con goteo permanente por fisuras en la estructura	<p>La cuba o radiadores no contienen el aceite, el aceite comienza a salir del transformador. Al bajar el nivel de aceite se van perdiendo las propiedades aislantes al interior del transformador y el transformador comienza a subir la temperatura reduciéndose su eficiencia y acelerando el proceso de descomposición de la celulosa. El primer elemento expuesto sin distancias de aislamiento es el cambiador de tomas. Se activa la alarma de bajo nivel de aceite al llegar al 85% del nivel nominal. De acuerdo a la magnitud de la fuga y cuidando que el nivel no baje del 85% el transformador puede seguir funcionando</p>
				3	Fugas de aceite con goteo permanente por mal estado de válvulas	<p>Las válvulas pierden su propiedad de sello, el aceite comienza a salir del transformador. Al bajar el nivel de aceite se van perdiendo las propiedades aislantes al interior del transformador y el transformador comienza a subir la temperatura reduciéndose su eficiencia. El primer elemento expuesto sin distancias de aislamiento es el cambiador de tomas. Se activa la alarma de bajo nivel de aceite al llegar al 85% del nivel nominal. De acuerdo a la magnitud de la fuga y cuidando que el nivel no baje del 85% el transformador puede seguir funcionando.</p> <p>Si la fuga supera los 55 gl se considera accidente ambiental.</p> <p>Costo de reparación estimado: US\$ 3000.</p> <p>Tiempo para restablecer el servicio. 3 h</p>

Cod F	Función	Cód. FF	Falla Funcional	Cód. MF	Modo de Falla	Descripción de Efectos
				4	Fuga de liquido aislante de los bujes de alta por perdida de propiedades de los empaques	El nivel de aceite aislante de los bujes de alta empieza a bajar, se pierden las distancias de seguridad y se produce una falla a tierra de la línea de alta contra la cuba del transformador que deja sin fluido eléctrico a la carga. Costo de reparación estimado: US\$ 5000. Tiempo para restablecer el servicio. 3 h
		B	Perdida de nitrógeno	1	Fuga de nitrógeno por mal estado de empaques	La presión de nitrógeno se pierde, inicia la entrada de humedad al transformador y se pierden las propiedades dieléctricas de los elementos al interior del transformador. En caso que la humedad aumente descontroladamente puede causar un corto circuito interno. Costo de reparación estimado: US\$ 80000. Tiempo para restablecer el servicio. 3 h
				2	Fuga de nitrógeno por fisuras	La presión de nitrógeno se pierde, inicia la entrada de humedad al transformador y se pierden las propiedades dieléctricas de los elementos al interior del transformador. En caso que la humedad aumente descontroladamente puede causar un corto circuito interno. Costo de reparación estimado: US\$ 80000. Tiempo para restablecer el servicio. 3 h

Cod F	Función	Cód. FF	Falla Funcional	Cód. MF	Modo de Falla	Descripción de Efectos
3	Mantener aislados los devanados	A	Aislamiento entre devanados por debajo del nivel mínimo	1	Pérdida de la capacidad aislante del papel por presencia de humedad	Una vez la temperatura del transformador desciende, el agua va a parar al papel, lo cual va causando deterioro del mismo y pérdida de sus capacidades aislantes. Se debe recordar que la vida útil de un transformador se reduce a la vida útil del papel. La pérdida del transformador puede ser total. Tiempo para restablecer el servicio. 3 h
				2	Pérdida de la capacidad aislante del papel por deterioro o envejecimiento	Una vez la temperatura del transformador desciende, el agua va a parar al papel, lo cual va causando deterioro del mismo y pérdida de sus capacidades aislantes. Se debe recordar que la vida útil de un transformador se reduce a la vida útil del papel. La pérdida del transformador puede ser total. Tiempo para restablecer el servicio. 3 h
				3	Disminución de la capacidad de aislamiento en el aceite por presencia anormal de celulosa	Fibras de celulosa provenientes del proceso de deterioro del papel van a parar al aceite disminuyendo su capacidad de aislamiento. Cuando se baja del nivel de aislamiento mínimo se produce un corto a tierra dejando sin fluido eléctrico a la carga. Costo de reparación estimado: US\$ 80000. Tiempo para restablecer el servicio. 3 h
				4	Disminución de la capacidad de aislamiento del aceite por alto contenido de agua debido a procesos externos	La humedad del aceite puede provenir del exterior, disminuyendo la capacidad de aislamiento. Cuando se baja del nivel de aislamiento mínimo se produce un corto a tierra dejando sin fluido eléctrico a la carga. Costo de reparación estimado: US\$ 80000. Tiempo para restablecer el servicio. 3 h

Cod F	Función	Cód. FF	Falla Funcional	Cód. MF	Modo de Falla	Descripción de Efectos
				5	Disminución de la capacidad de aislamiento del aceite por alto contenido de agua debido a procesos internos	La celulosa y el aceite sometidos a sobrecalentamientos producen agua (El aceite a una mayor temperatura). Toda esta agua, cuando el transformador tiene una temperatura elevada se deposita en el aceite, lo que causa una disminución de la capacidad de aislamiento. Cuando se baja del nivel de aislamiento mínimo se produce un corto a tierra dejando sin fluido eléctrico a la carga. Costo de reparación estimado: US\$ 80000. Tiempo para restablecer el servicio. 3 h
				6	Disminución de la capacidad de aislamiento del aceite por presencia anormal de partículas conductivas	La presencia de partículas en el aceite aislante de equipos eléctricos puede tener diferentes orígenes. El propio equipo puede contener partículas del proceso de fabricación y el aceite puede contener partículas de su almacenamiento y manipulación, si no se filtra adecuadamente. El desgaste y el envejecimiento del aceite y materiales sólidos pueden producir partículas durante la vida en servicio del equipo. Calentamientos localizados por encima de los 500 °C pueden formar partículas de carbón. Cuando se baja del nivel de aislamiento mínimo se produce un corto a tierra dejando sin fluido eléctrico a la carga. Costo de reparación estimado: US\$ 80000. Tiempo para restablecer el servicio. 3 h
				7	Disminución de la capacidad de aislamiento del aceite por presencia de lodos	El proceso de oxidación como consecuencia del envejecimiento del aceite va formando sustancias menos solubles que se aglomeran formando Lodos que inciden en la rigidez dieléctrica del aceite. Cuando se baja del nivel de aislamiento mínimo se produce un corto a tierra dejando sin fluido eléctrico a la carga. Costo de reparación estimado: US\$ 80000. Tiempo para restablecer el servicio. 3 h

Cod F	Función	Cód. FF	Falla Funcional	Cód. MF	Modo de Falla	Descripción de Efectos
		B	Aislamiento entre devanados y tierra por debajo del nivel mínimo	1	Disminución de la capacidad de aislamiento en el aceite por presencia anormal de celulosa	Fibras de celulosa provenientes del proceso de deterioro del papel van a parar al aceite disminuyendo su capacidad de aislamiento. Cuando se baja del nivel de aislamiento mínimo se produce un corto a tierra dejando sin fluido eléctrico a la carga. Costo de reparación estimado: US\$ 80000. Tiempo para restablecer el servicio. 3 h
				2	Disminución de la capacidad de aislamiento del aceite por alto contenido de agua debido a procesos externos	La humedad del aceite puede provenir del exterior, disminuyendo la capacidad de aislamiento. Cuando se baja del nivel de aislamiento mínimo se produce un corto a tierra dejando sin fluido eléctrico a la carga. Costo de reparación estimado: US\$ 80000. Tiempo para restablecer el servicio. 3 h
				3	Disminución de la capacidad de aislamiento del aceite por alto contenido de agua debido a procesos internos	La celulosa y el aceite sometidos a sobrecalentamientos producen agua (El aceite a una mayor temperatura). Toda esta agua, cuando el transformador tiene una temperatura elevada se deposita en el aceite, lo que causa una disminución de la capacidad de aislamiento. Cuando se baja del nivel de aislamiento mínimo se produce un corto a tierra dejando sin fluido eléctrico a la carga. Costo de reparación estimado: US\$ 80000. Tiempo para restablecer el servicio. 3 h

Cod F	Función	Cód. FF	Falla Funcional	Cód. MF	Modo de Falla	Descripción de Efectos
				4	Disminución de la capacidad de aislamiento del aceite por presencia anormal de partículas conductivas	La presencia de partículas en el aceite aislante de equipos eléctricos puede tener diferentes orígenes. El propio equipo puede contener partículas del proceso de fabricación y el aceite puede contener partículas de su almacenamiento y manipulación, si no se filtra adecuadamente. El desgaste y el envejecimiento del aceite y materiales sólidos pueden producir partículas durante la vida en servicio del equipo. Calentamientos localizados por encima de los 500 °C pueden formar partículas de carbón. Cuando se baja del nivel de aislamiento mínimo se produce un corto a tierra dejando sin fluido eléctrico a la carga. Costo de reparación estimado: US\$ 80000. Tiempo para restablecer el servicio. 3 h
				5	Disminución de la capacidad de aislamiento del aceite por presencia de lodos	El proceso de oxidación como consecuencia del envejecimiento del aceite va formando sustancias menos solubles que se aglomeran formando Lodos que inciden en la rigidez dieléctrica del aceite. Cuando se baja del nivel de aislamiento mínimo se produce un corto a tierra dejando sin fluido eléctrico a la carga. Costo de reparación estimado: US\$ 80000. Tiempo para restablecer el servicio. 3 h
4	Aislar el punto de conexión de las fases de tierra	A	Pérdida de aislamiento en los pasatapas de alta	1	Pérdida de la capacidad de aislamiento de los pasatapas de alta por deterioro de la cerámica	El nivel de aceite aislante de los bujes de alta empieza a bajar, se pierden las distancias de seguridad y se produce una falla a tierra de la línea de alta contra la cuba del transformador que deja sin fluido eléctrico a la carga. Costo de reparación estimado: US\$ 5000. Tiempo para restablecer el servicio. 3 h

Cod F	Función	Cód. FF	Falla Funcional	Cód. MF	Modo de Falla	Descripción de Efectos
				2	Pérdida de la capacidad de aislamiento de los pasatapas de alta por fuga de aceite	El nivel de aceite aislante de los bujes de alta empieza a bajar, se pierden las distancias de seguridad y se produce una falla a tierra de la línea de alta contra la cuba del transformador que deja sin fluido eléctrico a la carga. Costo de reparación estimado: US\$ 5000. Tiempo para restablecer el servicio. 3 h
		B	Pérdida de aislamiento en los pasatapas de baja	1	Pérdida de la capacidad de aislamiento de los pasatapas de baja por deterioro de la cerámica	Posibilidad de un cortocircuito entre el punto de alimentación y la carcasa. Este tipo de elemento es de difícil cambio y se presenta una indisponibilidad larga en el transformador. Costo de reparación estimado: US\$ 3000. Tiempo para restablecer el servicio. 3 h
5	Mantener la temperatura del aceite por debajo de 115 °C	A	Temperatura del aceite superior a 115 °C	1	Unión deficiente	Punto caliente localizado. En principio la tensión de la salida disminuye y se causa fatiga de los materiales alrededor del punto caliente. Si no se corrige puede haber un cortocircuito afectando el funcionamiento del transformador. Costo de reparación estimado: US\$ 5000. Tiempo para restablecer el servicio. 3 h
				2	Cortocircuito entre espiras	Esta falla es difícil de detectar en sus inicios, sólo es posible hacerlo cuando se han cortocircuitado varias espiras. Este modo de falla produce calentamientos focalizados que elevan la temperatura de los devanados, cuando la temperatura supera 500 °C se producen partículas conductivas que reducen la capacidad dieléctrica de los elementos aislantes. Se puede producir falla en la bobina dejando indisponible el transformador. Costo de reparación estimado: US\$ 80000. Tiempo para restablecer el servicio. 3 h

Cod F	Función	Cód. FF	Falla Funcional	Cód. MF	Modo de Falla	Descripción de Efectos
				3	Sistema de refrigeración forzada no opera	Aumento de la temperatura, iniciando los procesos de descomposición del aceite y la celulosa, disminuyendo la vida útil del transformador.
				4	Presencia de lodos que taponan los sistemas de enfriamiento	Aumento de la temperatura, iniciando los procesos de descomposición del aceite y la celulosa, disminuyendo la vida útil del transformador.
				5	Aterrizamiento del núcleo en dos o más partes	El núcleo usualmente está aterrizado en un solo punto, al aterrizar en otro punto pueden presentarse corrientes a través del núcleo incrementando la temperatura. Aumento de la temperatura, iniciando los procesos de descomposición del aceite y la celulosa, disminuyendo la vida útil del transformador
6	Mantener la temperatura de los devanados por debajo de 130 °C	A	Temperatura de los devanados por encima de 130 °C	1	Unión deficiente	Punto caliente localizado. En principio la tensión de la salida disminuye y se causa fatiga de los materiales alrededor del punto caliente. Si no se corrige puede haber un cortocircuito afectando el funcionamiento del transformador. La temperatura de los devanados supera los 130 °C y se abren las salidas de la subestación
				2	Cortocircuito entre espiras	Cambio en la relación de transformación. Aumento en la temperatura de los alrededores, formación de metano y acetileno los cuales se disuelven en el aceite
				3	Sistema de refrigeración forzada no opera	Aumento de la temperatura, iniciando los procesos de descomposición del aceite y la celulosa, disminuyendo la vida útil del transformador.

Cod F	Función	Cód. FF	Falla Funcional	Cód. MF	Modo de Falla	Descripción de Efectos
				4	Bajo nivel de aceite por fugas	El deterioro en la cuba, tanque de expansión radiadores etc, hace que no se contenga adecuadamente el aceite. Esto puede causar daños mayores por pérdida de aislamiento
				5	Presencia de lodos que taponan los sistemas de enfriamiento	Aumento de la temperatura, iniciando los procesos de descomposición del aceite y la celulosa, disminuyendo la vida útil del transformador.
				6	Aterrizamiento del núcleo en dos o más partes	El núcleo usualmente está aterrizado en un solo punto, al aterrizar en otro punto pueden presentarse corrientes a través del núcleo incrementando la temperatura
7	Enviar una señal de alarma al llegar a 105 °C la temperatura del aceite	A	No se envía señal de alarma cuando la del aceite llega a 105 °C	1	Termómetro descalibrado o dañado	No se tiene monitoreo de la temperatura. El transformador sigue funcionando. Aumento de la temperatura, iniciando los procesos de descomposición del aceite y la celulosa, disminuyendo la vida útil del transformador
				2	Contacto del termómetro aislado	No se tiene monitoreo de la temperatura. El transformador sigue funcionando. Aumento de la temperatura, iniciando los procesos de descomposición del aceite y la celulosa, disminuyendo la vida útil del transformador
				3	Circuito de alimentación del termómetro abierto o en corto	No se tiene monitoreo de la temperatura. El transformador sigue funcionando. Aumento de la temperatura, iniciando los procesos de descomposición del aceite y la celulosa, disminuyendo la vida útil del transformador
8	Enviar una señal de disparo al llegar a 115 °C la temperatura del aceite	A	No se envía señal de disparo cuando la temperatura del aceite llega a 115°C	1	Termómetro descalibrado o dañado	No se tiene control sobre las altas temperaturas del transformador. A esta temperatura ya se ha iniciado el proceso de descomposición de la celulosa.

Cod F	Función	Cód. FF	Falla Funcional	Cód. MF	Modo de Falla	Descripción de Efectos
				2	Contacto del termómetro aislado	No se tiene control sobre las altas temperaturas del transformador. A esta temperatura ya se ha iniciado el proceso de descomposición de la celulosa.
				3	Circuito de alimentación del termómetro abierto o en corto	No se tiene monitoreo de la temperatura. El transformador sigue funcionando. Aumento de la temperatura, iniciando los procesos de descomposición del aceite y la celulosa, disminuyendo la vida útil del transformador
9	Enviar una señal de alarma al llegar a 115 °C la temperatura de los devanados		No se envía señal de alarma cuando la temperatura de los devanados llega a 115 °C	1	Termómetro de imagen térmica descalibrado o dañado	No se tiene monitoreo de la temperatura. El transformador sigue funcionando. Aumento de la temperatura, iniciando los procesos de descomposición del aceite y la celulosa, disminuyendo la vida útil del transformador
				2	Contacto del termómetro aislado	No se tiene monitoreo de la temperatura. El transformador sigue funcionando. Aumento de la temperatura, iniciando los procesos de descomposición del aceite y la celulosa, disminuyendo la vida útil del transformador
				3	Circuito de alimentación del termómetro abierto o en corto	No se tiene monitoreo de la temperatura. El transformador sigue funcionando. Aumento de la temperatura, iniciando los procesos de descomposición del aceite y la celulosa, disminuyendo la vida útil del transformador
10	Enviar una señal de disparo al llegar a 130 °C la temperatura de los devanados	A	No se envía señal de alarma cuando la temperatura de los devanados llega a 130 °C	1	Termómetro de imagen térmica descalibrado	No se tiene control sobre las altas temperaturas del transformador. A esta temperatura ya se ha iniciado el proceso de descomposición de la celulosa.
				2	Contacto del termómetro aislado	No se tiene control sobre las altas temperaturas del transformador. A esta temperatura ya se ha iniciado el proceso de descomposición de la celulosa.

Cod F	Función	Cód. FF	Falla Funcional	Cód. MF	Modo de Falla	Descripción de Efectos
				3	Circuito de alimentación del termómetro abierto o en corto	No se tiene monitoreo de la temperatura. El transformador sigue funcionando. Aumento de la temperatura, iniciando los procesos de descomposición del aceite y la celulosa, disminuyendo la vida útil del transformador

4.3 SISTEMA DE INTERRUPCIÓN DE CORRIENTE

4.3.1 Descripción. El interruptor es un dispositivo cuya función es abrir y cerrar circuitos eléctricos en condiciones normales y de falla. Las 4 condiciones que debe cumplir un interruptor son³⁴:

- Cerrado, debe ser un conductor ideal.
- Abierto, debe ser un aislador ideal.
- Cerrado, debe ser capaz de interrumpir la corriente a la que fue diseñado, rápidamente y en cualquier instante sin producir sobre voltajes peligrosos.
- Abierto, debe de ser capaz de cerrar rápidamente y en cualquier instante y posiblemente bajo corrientes de corto circuito, sin soldarse los contactos por altas temperaturas.

Las características a tener en cuenta para la selección de un interruptor son:³⁵

- **Tensión nominal.** Corresponde al límite superior de tensión a la que puede operar el interruptor.
- **Corriente nominal.** Es el límite de corriente en Amperios RMS a los que puede trabajar un interruptor en forma continua sin superar los límites de temperatura de trabajo.
- **Frecuencia nominal.** Valor de la frecuencia a la que fue diseñado y debe trabajar el interruptor.

³⁴ EPSA, Normas de diseño redes subterráneas, Cali: 1999. p.24.

³⁵ LOPEZ SILVESTRE, Carlos Enrique, Pruebas a interruptores de potencia, Universidad San Carlos de Guatemala, proyecto de grado, 2008. p.21-27.

- **Corriente simétrica de interrupción.** Es el valor RMS de la componente de CA que pasa por el interruptor al momento de la separación de los contactos.
- **Corriente asimétrica de interrupción.** Es el valor RMS del total (CD + CA) de la corriente que pasa por el interruptor al momento de la separación de los contactos.
- **Corriente nominal de tiempo corto.** Es el valor de la corriente que puede conducir un interruptor durante un tiempo corto (De 1 s a 4 s) sin sufrir daños.
- **Servicio nominal de operación.** Es el número de operaciones unitarias a intervalos establecidos.
- **Resistencia de contactos.** Es el valor en micro ohms de la resistencia entre los contactos del interruptor. Esta puede ser afectada por oxidación, desgaste, desalineamiento o frotamiento de los contactos y es una medida del estado del interruptor. La resistencia de contactos varía de acuerdo a la siguiente fórmula.

$$R = K * \rho * \frac{D}{F} \quad [4.1]$$

Donde:

R: Resistencia de contacto.

K: Constante dada por el fabricante

P: Resistividad del metal del contacto

D: Dureza del metal del contacto

F: Fuerza que mantiene cerrado el contacto

En las subestaciones portátiles de Cerrejón se utilizan interruptores que hacen la extinción de arco en una cámara de vacío (Vacuum circuit Breaker). Cada

alimentador está provisto de interruptor-seccionador de corte visible con accionamiento frontal con cierre manual del seccionador y el interruptor eléctricamente operado. Este provisto de una bobina de disparo de corriente directa la cual es operada mediante un condensador de disparo lo cual permite abrir el interruptor en ausencia de voltaje. Con las siguientes características:

- I nominal: 600amp
- Vn: 15.5KV
- Icc simétrica: 12000Amp.

4.3.2 Funciones de los interruptores. Las principales funciones de los interruptores utilizados en las subestaciones portátiles en Cerrejón son:

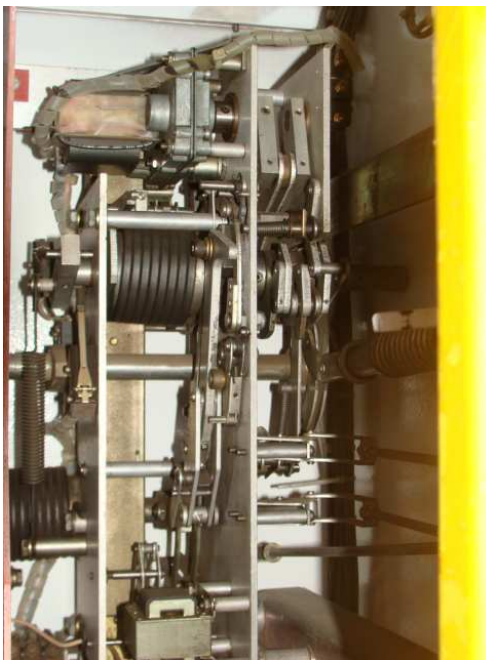
- Permitir el paso de hasta 600 A en estado normal sin calentamiento excesivo en el punto de contacto.
- Interrumpir hasta 12000 A, en las 3 fases en estado de falla ante un comando de disparo, conservando la integridad de las botellas de vacío.
- Cerrar el circuito ante un comando de control conservando la integridad de las botellas de vacío.
- Permitir corte visible en las tres fases.

Figura 24. Vista de las botellas de vacío de los interruptores de las subestaciones portátiles en Cerrejón



Fuente: Autor del proyecto

Figura 25. Vista de los mecanismos de cierre y apertura



Fuente: Autor del proyecto

4.3.3 Definición de las fronteras. Las fronteras de los interruptores son:

- Punto de conexión con el cable de entrada.
- Punto de conexión con las barras de salida.
- Botonera de accionamiento local.
- Palanca de operación del seccionador.
- Bornera de alimentación.

4.3.4 Análisis de modo de falla y efectos

Tabla 15. Análisis de modo de falla y efectos Sistema de Interrupción de corriente

Cod F	Función	Cód. FF	Falla Funcional	Cód. MF	Modo de Falla	Descripción de Efectos
1	Permitir el paso de hasta 600 A en estado normal sin calentamiento excesivo en el punto de contacto (75 °C por fase o 10% por encima de cualquier fase)	A	Calentamiento de los contactos	1	Aumento de la temperatura por erosión de los contactos	No se establece adecuadamente el contacto entre los polos. Esto aumenta la resistencia de contacto y causa calentamiento al interior de las botellas de vacío. En principio el interruptor puede seguir funcionando. Si la falla persiste puede averiar las botellas de vacío y dejar indisponible la subestación. Tiempo para restablecer el suministro de energía 3 h, Costos estimados de reparación US\$ 3000
				2	Imposibilidad de los resortes internos para mantener los contactos unidos	No se establece adecuadamente el contacto entre los polos. Esto aumenta la resistencia de contacto y causa calentamiento al interior de las botellas de vacío. En principio el interruptor puede seguir funcionando. Si la falla persiste puede averiar las botellas de vacío y dejar indisponible la subestación. Tiempo para restablecer el suministro de energía 3 h, Costos estimados de reparación US\$ 1000

Cod F	Función	Cód. FF	Falla Funcional	Cód. MF	Modo de Falla	Descripción de Efectos
				3	Aumento de la temperatura por desgaste excesivo de los contactos	No se establece adecuadamente el contacto entre los polos. Esto aumenta la resistencia de contacto y causa calentamiento al interior de las botellas de vacío. En principio el interruptor puede seguir funcionando. Si la falla persiste puede averiar las botellas de vacío y dejar indisponible la subestación. Tiempo para restablecer el suministro de energía 3 h, Costos estimados de reparación US\$ 1000
2	Interrumpir hasta 12000 A, en las 3 fases en estado de falla ante un comando de control, conservando la integridad de las botellas de vacío	A	No interrumpe la corriente en estado de falla	1	Bobina de disparo abierta o en cortocircuito.	La bobina de apertura no responde a señales de control. No activa el mecanismo de apertura del interruptor. Depende del tipo de falla que se trate de despejar hay posibilidades que dispare la protección del ramal a 69 kV. Existe la posibilidad de incendio en el cuarto de potencia de la subestación. Tiempo para restablecer el suministro de energía 3 h, Costos estimados de reparación US\$ 10000
				2	Circuito de disparo abierto o en cortocircuito	No llega la señal de control a la bobina de disparo. No se activa el mecanismo de apertura del interruptor. Depende del tipo de falla que se trate de despejar hay posibilidades que dispare la protección del ramal a 69 kV. Existe la posibilidad de incendio en el cuarto de potencia de la subestación. Tiempo para restablecer el suministro de energía 3 h, Costos estimados de reparación US\$ 10000

Cod F	Función	Cód. FF	Falla Funcional	Cód. MF	Modo de Falla	Descripción de Efectos
				3	Bloqueo del mecanismo de apertura por causas mecánicas	El mecanismo de apertura no responde. No se activa el resorte de disparo al accionar la bobina. Depende del tipo de falla que se trate de despejar hay posibilidades que dispare la protección del ramal a 69 kV. Existe la posibilidad de incendio en el cuarto de potencia de la subestación. Tiempo para restablecer el suministro de energía 3 h, Costos estimados de reparación US\$ 10000
				4	Desacople de la bobina de apertura del mecanismo de apertura por ausencia del pin de conexión	El mecanismo de apertura no es movido por la bobina de apertura. Depende del tipo de falla que se trate de despejar hay posibilidades que dispare la protección del ramal a 69 kV. Existe la posibilidad de incendio en el cuarto de potencia de la subestación. Tiempo para restablecer el suministro de energía 3 h, Costos estimados de reparación US\$ 10000
				5	Resorte de apertura averiado	No hay presión para mover todo el mecanismo de apertura. Depende del tipo de falla que se trate de despejar hay posibilidades que dispare la protección del ramal a 69 kV. Existe la posibilidad de incendio en el cuarto de potencia de la subestación. Tiempo para restablecer el suministro de energía 3 h, Costos estimados de reparación US\$ 10000
				6	Soporte que mantiene la presión del resorte de apertura cargado está partido	El resorte no logra cargarse. No hay presión para mover todo el mecanismo de apertura. Depende del tipo de falla que se trate de despejar hay posibilidades que dispare la protección del ramal a 69 kV. Existe la posibilidad de incendio en el cuarto de potencia de la subestación. Tiempo para restablecer el suministro de energía 3 h, Costos estimados de reparación US\$ 10000

Cod F	Función	Cód. FF	Falla Funcional	Cód. MF	Modo de Falla	Descripción de Efectos
				7	Acople del émbolo con los contactos averiado	El mecanismo de apertura está en posición abierto, pero al no tener un buen acople con los contactos, el resorte interno de las botellas de vacío va a mantener los contactos cerrados. Depende del tipo de falla que se trate de despejar hay posibilidades que dispare la protección del ramal a 69 kV. Existe la posibilidad de incendio en el cuarto de potencia de la subestación. Tiempo para restablecer el suministro de energía 3 h, Costos estimados de reparación US\$ 10000
				8	Descalibrado el mecanismo de liberación de tensión del resorte de apertura.	El tiempo de apertura se aumenta. Puede llegar a no ejecutarse la orden de apertura. Existe la posibilidad de incendio en el cuarto de potencia de la subestación. Tiempo para restablecer el suministro de energía 3 h, Costos estimados de reparación US\$ 10000
				9	Perforación de la cámara de vacío	Al perderse el vacío se disminuyen las distancias dieléctricas. La diferencia de potencial entre los contactos es suficiente para generar un arco eléctrico. El arco eléctrico puede afectar todo el cubículo del interruptor y disparar los fusibles de alta de la subestación. Se deja sin energía la carga alimentada por la subestación. Tiempo para restablecer el suministro de energía 3 h, Costos estimados de reparación US\$ 10000
				10	Constante del resorte de apertura cambia por fatiga del material	Se aumenta el tiempo de apertura. Durante la apertura la temperatura de la cámara aumenta, se puede estallar la cámara de vacío. Se deja sin energía la carga alimentada por la subestación. Tiempo para restablecer el suministro de energía 3 h, Costos estimados de reparación US\$ 1000

Cod F	Función	Cód. FF	Falla Funcional	Cód. MF	Modo de Falla	Descripción de Efectos
3	Cerrar el circuito ante un comando de control conservando la integridad de las botellas de vacío	A	No cierra el circuito eléctrico para activar el flujo de energía hacia la carga.	1	Bobina de cierre abierta o en cortocircuito.	La bobina de cierre no responde a señales de control. No activa el mecanismo de cierre del interruptor. Se generan demoras ante la necesidad de realizar el cierre a través del accionador frontal.
				2	Circuito de cierre abierto o en cortocircuito	No llega la señal de control a la bobina de cierre. No se activa el mecanismo de cierre del interruptor. Se generan demoras ante la necesidad de realizar el cierre a través del accionador frontal.
				3	Bloqueo del mecanismo de cierre por causas mecánicas.	El mecanismo de cierre no responde. La bobina de cierre se activa pero no mueve el mecanismo de cierre. Se generan demoras ante la necesidad de realizar el cierre a través del accionador frontal.
				4	Bloqueo del mecanismo de cierre por el circuito de microswitches de posición	El mecanismo de cierre no responde. La posición de los microswitches interrumpe el circuito interno de control para cerrar. Se generan demoras ante la necesidad de realizar el cierre a través del accionador frontal.
				5	Desacople de la bobina de cierre del mecanismo de cierre por ausencia del pin de conexión	El mecanismo de cierre no es movido por la bobina de cierre. Se generan demoras ante la necesidad de realizar el cierre a través del accionador frontal.
				6	Resorte de cierre averiado	No hay presión para mover todo el mecanismo de cierre. El alimentador queda indisponible. Tiempo para restablecer el suministro de energía 3 h, Costos estimados de reparación US\$ 1000

Cod F	Función	Cód. FF	Falla Funcional	Cód. MF	Modo de Falla	Descripción de Efectos
				7	Guía de acople partida	No se acciona el microsuique que habilita la carga del motor. El motor no puede cargar el resorte de cierre. Se generar demoras ante la necesidad de realizar el cierre a través del accionador frontal. Tiempo para restablecer el suministro de energía 3 h, Costos estimados de reparación US\$ 1000
				8	Resorte de cierre descargado por falla en el mecanismo que traba la posición del mismo para mantener la carga	No hay presión para mover todo el mecanismo de cierre. El alimentador queda indisponible. Tiempo para restablecer el suministro de energía 3 h, Costos estimados de reparación US\$ 1000
				9	Bloqueo eléctrico del circuito de alimentación del motor por los microsuiques de posición.	El motor no responde a la señal de activación. La posición de los microswitches interrumpe el circuito interno de control para activar el motor. Se generan demoras ante la necesidad de realizar el cierre a través del accionador frontal.
				10	Bloqueo del mecanismo de reposición por causas mecánicas	El mecanismo de reposición no responde. No engrana el mecanismo de carga al energizar el motor o al accionar la palanca del operador frontal.
				11	Motor de carga abierto o en cortocircuito.	El motor no responde a la señal de activación. No lleva el mecanismo al estado cargado para cerrar. Se generan demoras ante la necesidad de realizar el cierre a través del accionador frontal.
4	Cerrar el circuito a través del accionador frontal	A	No cierra el circuito eléctrico para activar el flujo de energía hacia la carga.	1	Bloqueo del mecanismo de cierre por causas mecánicas.	El mecanismo de cierre no responde. A oprimir el accionador frontal no se mueve el mecanismo de cierre. Se debe desenergizar la subestación para realizar ajuste dejando indisponible el suministro de energía. Tiempo para restablecer el suministro de energía 3 h, Costos estimados de reparación US\$ 1000

Cod F	Función	Cód. FF	Falla Funcional	Cód. MF	Modo de Falla	Descripción de Efectos
				2	Resorte de cierre averiado	No hay presión para mover todo el mecanismo de cierre. Se debe desenergizar la subestación para realizar reparación dejando indisponible el suministro de energía.
				3	Resorte de cierre descargado por falla en el mecanismo que traba la posición del mismo para mantener la carga	No hay presión para mover todo el mecanismo de cierre. Se debe desenergizar la subestación para realizar reparación dejando indisponible el suministro de energía. Tiempo para restablecer el suministro de energía 3 h, Costos estimados de reparación US\$ 1000
				4	Accionamiento frontal desajustado	El accionamiento frontal no activa el mecanismo de cierre. Se debe desenergizar la subestación para realizar reparación dejando indisponible el suministro de energía. Tiempo para restablecer el suministro de energía 3 h, Costos estimados de reparación US\$ 10000
				5	Contratuera que une el varillaje del accionador frontal con el mecanismo de cierre desajustada	El accionamiento frontal no activa el mecanismo de cierre. Se debe desenergizar la subestación para realizar reparación dejando indisponible el suministro de energía. Tiempo para restablecer el suministro de energía 3 h, Costos estimados de reparación US\$ 1000
5	Abrir el circuito a través del accionador frontal conservando la integridad de las botellas de vacío	A	No abre el circuito por medio del accionador frontal	1	Bloqueo del mecanismo de apertura por causas mecánicas	El mecanismo de apertura no responde. No se activa el resorte de disparo al accionar la bobina se debe desenergizar la subestación para realizar los ajustes dejando indisponible el servicio de energía. Tiempo para restablecer el suministro de energía 3 h, Costos estimados de reparación US\$ 1000

Cod F	Función	Cód. FF	Falla Funcional	Cód. MF	Modo de Falla	Descripción de Efectos
				2	Resorte de apertura averiado	No hay presión para mover todo el mecanismo de apertura. Se debe desenergizar la subestación para realizar reparación dejando indisponible el suministro de energía. Tiempo para restablecer el suministro de energía 3 h, Costos estimados de reparación US\$ 1000
				3	Acople del émbolo con los contactos averiado	El mecanismo de apertura está en posición abierto, pero al no tener un buen acople con los contactos, el resorte interno de las botellas de vacío va a mantener los contactos cerrados. Se debe desenergizar la subestación para realizar reparación dejando indisponible el suministro de energía. Tiempo para restablecer el suministro de energía 3 h, Costos estimados de reparación US\$ 1000
				4	Descalibrado el mecanismo de liberación de tensión del resorte de apertura.	El tiempo de apertura se aumenta. Puede llegar a no ejecutarse la orden de apertura. Se debe desenergizar la subestación para realizar reparación dejando indisponible el suministro de energía. Tiempo para restablecer el suministro de energía 3 h, Costos estimados de reparación US\$ 1000
				5	Perforación de la cámara de vacío	Al perderse el vacío se disminuyen las distancias dieléctricas. La diferencia de potencial entre los contactos es suficiente para generar un arco eléctrico. El arco eléctrico puede afectar todo el cubículo del interruptor y disparar los fusibles de alta de la subestación. Se deja sin energía la carga alimentada por la subestación. Tiempo para restablecer el suministro de energía 3 h, Costos estimados de reparación US\$ 10000

Cod F	Función	Cód. FF	Falla Funcional	Cód. MF	Modo de Falla	Descripción de Efectos
				6	Accionador frontal desajustado	El accionamiento frontal no activa el mecanismo de apertura. Se debe desenergizar la subestación para realizar reparación dejando indisponible el suministro de energía. Tiempo para restablecer el suministro de energía 3 h, Costos estimados de reparación US\$ 1000
6	Mantener un aislamiento de 37,5 kV RMS con los contactos en estado abierto.	A	Nivel de aislamiento menor a 37,5 kV con los contactos abiertos	1	Pérdida de aislamiento en las botellas de vacío	Al perderse el vacío se disminuyen las distancias dieléctricas. La diferencia de potencial entre los contactos es suficiente para generar un arco eléctrico. El arco eléctrico puede afectar todo el cubículo del interruptor y disparar los fusibles de alta de la subestación. Tiempo para restablecer el suministro de energía 3 h, Costos estimados de reparación US\$ 10000
				2	Mecanismo de apertura descalibrado	No se abre completamente los contactos. La resistencia de aislamiento disminuye, La diferencia de potencial entre los contactos puede ser suficiente para seguir conduciendo la corriente con una alta resistencia. Puede quemarse la cámara de vacío. Tiempo para restablecer el suministro de energía 3 h, Costos estimados de reparación US\$ 1000
				3	Desalineamiento del mecanismo que sostiene los contactos en posición abierto	No se abre completamente los contactos. La resistencia de aislamiento disminuye, La diferencia de potencial entre los contactos puede ser suficiente para seguir conduciendo la corriente con una alta resistencia. Puede quemarse la cámara de vacío. Tiempo para restablecer el suministro de energía 3 h, Costos estimados de reparación US\$ 1000
7	Señalizar adecuadamente su posición cerrado - abierto localmente	A	No señala adecuadamente su estado	1	Flag rod desenroscado del operador frontal	El mecanismo de cierre mueve la flag rod pero esta a su vez no genera el cambio de estado en el accionador frontal

Cod F	Función	Cód. FF	Falla Funcional	Cód. MF	Modo de Falla	Descripción de Efectos
				2	Ausencia de chavetas que sirven de tope al recorrido del flag rod	El mecanismo de cierre mueve la flag rod pero esta a su vez no genera el cambio de estado en el accionador frontal
				3	Flag rod partida	El mecanismo de cierre mueve la flag rod pero esta a su vez no genera el cambio de estado en el accionador frontal
8	Señalizar adecuadamente su posición cerrado - abierto en forma remota	A	No señala adecuadamente su estado en forma remota	1	Palanca de enlace del bloque de contactos partida	El mecanismo de cierre no genera un cambio de posición en los contactos. No va a llegar una adecuada señalización de estado a la RTU.
				2	Ausencia de conexión del mecanismo de cierre con la palanca de enlace	El mecanismo de cierre no genera un cambio de posición en los contactos. No va a llegar una adecuada señalización de estado a la RTU.
				3	Bloque de contactos dañado	No va a llegar una adecuada señalización de estado a la RTU.
				4	Cableado del bloque de contactos hacia la RTU abierto o en corto	No va a llegar una adecuada señalización de estado a la RTU.
9	Mantener las partes energizadas del interruptor aisladas de tierra	A	Nivel de aislamiento por debajo del mínimo necesario para mantener aislado el interruptor	1	Pérdida de aislamiento en los aisladores de soporte	Arco a tierra en el cubículo del seccionador. El arco eléctrico puede afectar todo el cubículo del interruptor y disparar los fusibles de alta de la subestación. Tiempo para restablecer el suministro de energía 3 h, Costos estimados de reparación US\$ 10000
10	Realizar un corte visible entre las fases de entrada y la salida	A	No realiza un corte visible de energía	1	Varillaje del seccionador descalibrado	Al operar la palanca de accionamiento no se obtiene un recorrido completo del seccionador, la palanca no llega hasta la posición de bloqueo. Se recomienda realizar corte visible y bloquear por fuera de la subestación
				2	Baquelitas que mueven las botellas de vacío partidas	El mecanismo de apertura del seccionador no mueve las botellas de vacío. Se recomienda realizar corte visible y bloquear por fuera de la subestación

Cod F	Función	Cód. FF	Falla Funcional	Cód. MF	Modo de Falla	Descripción de Efectos
				3	Palanca de accionamiento partida	No se puede accionar el mecanismo de apertura. Se recomienda realizar corte visible y bloquear por fuera de la subestación

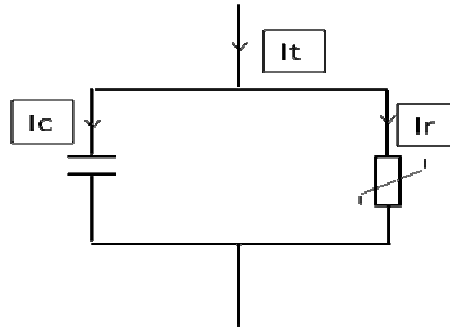
4.4 SISTEMA DE PROTECCIÓN CONTRA SOBRETENSIONES

4.4.1 Descripción. Los descargadores de sobretensión, comúnmente denominados Pararrayos son dispositivos que se encargan de reducir las sobretensiones de origen externo e interno a las que eventualmente pueden estar sometidos los equipos. Descargas atmosféricas, apertura o cierres de interruptores o seccionadores pueden traer como consecuencia tensiones elevadas perjudiciales para los equipos conectados a la red.

Para realizar su función, los pararrayos continuamente están conectados entre fase y tierra, actuando solamente cuando los valores de tensión superan las características necesarias para propiciar su accionamiento. De esta forma, los equipos que están protegidos por los pararrayos no van a estar sometidos a sobretensiones que pueden causarles serias averías. En la actualidad los pararrayos utilizados son de óxido de metálico, un resistor no lineal fabricado en forma de pastillas de cerámica, las cuales son puestas en serie en un cilindro de fibra de vidrio con una envolvente de porcelana o silicona.

En condiciones normales, los pararrayos se comportan como un aislador tipo capacitivo, fluyendo por él una corriente permanente del orden de microamperios (Esta corriente es en su mayoría capacitiva). Cuando operan se comporta como un cortocircuito para el sistema de potencia drenando a tierra la corriente asociada al sobrevoltaje

Figura 26. Diagrama equivalente de los pararrayos



Fuente: Autor del proyecto

Donde:

I_t : Corriente total.

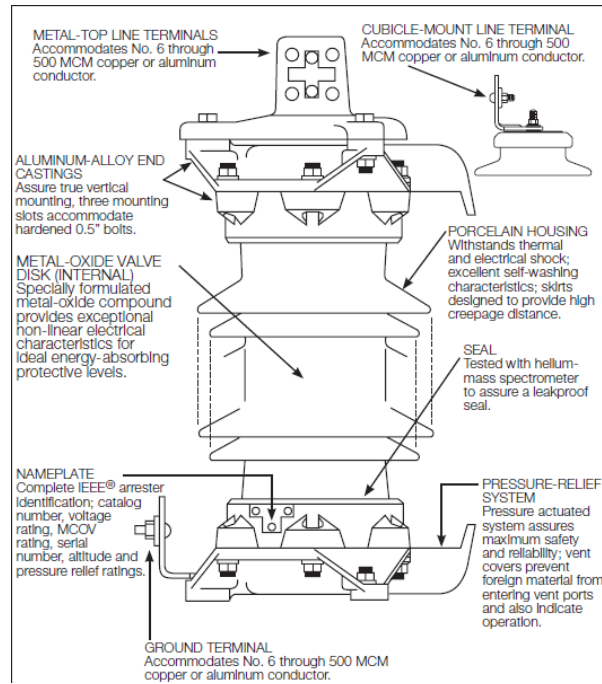
I_c : Corriente capacitiva. Esta corriente tiene la mayor componente de la corriente total, en estado permanente es del orden de microamperios.

I_r : Corriente resistiva. En estado permanente esta corriente puede estar entre el 5% y el 20% de la corriente total.

Los descargadores de sobretensión usados en las Subestaciones portátiles son de óxido metálico, marca Cooper Power System, referencia AZES007G057072 y poseen un acople que permite el montaje de los fusibles tipo SMD.

- Tensión nominal: 72 kV
- MCOV: 57 kV
- Alto: 39,4 in
- Peso: 97 lb
- Aislamiento al impulso: 385 kV
- Aislamiento, 60 Hz, seco: 235 kV
- Aislamiento, 60 Hz, húmedo: 200 kV

Figura 27. Detalles constructivos de los pararrayos



Fuente: Cooper Power Systems, VariSTAR Type AZE Surge Arresters for Systems through 345 kV

4.4.2 Definición de Fronteras

- Punto de conexión del pararrayos con la línea eléctrica.
- Punto de conexión del pararrayos con el cable de puesta a tierra.

4.4.3 Definición de funciones

- Eliminar sobretensiones del sistema de potencia por encima de 57 kV.
- Aislar las fases de las partes metálicas hasta 235 kV en tiempo seco y hasta 200 kV en tiempo húmedo.

4.4.4 Análisis de modo de falla y efectos

Tabla 16. Análisis de modo de falla y efectos Sistema de Protección contra sobretensiones

Cod F	Función	Cód. FF	Falla Funcional	Cód. MF	Modo de Falla	Descripción de Efectos
1	Iniciar la conducción de corriente entre los terminales de fase y tierra cuando la tensión entre entre las fases y tierra sea superior a los 57 kV	A	No inicia a conducir corriente a 57 kV entre fase y tierra	1	Conector de las fases suelto o roto	El sistema de potencia continúa operando. Existe la posibilidad que ante una sobretensión en el sistema de potencia se vean afectados los componentes de la subestación
				2	Conector al cable de puesta a tierra suelto o roto	El sistema de potencia continúa operando. Existe la posibilidad que ante una sobretensión en el sistema de potencia se vean afectados los componentes de la subestación
				3	MCOV del pararrayos mal especificada	El sistema de potencia continúa operando. Existe la posibilidad que ante una sobretensión en el sistema de potencia se vean afectados los componentes de la subestación

Cod F	Función	Cód. FF	Falla Funcional	Cód. MF	Modo de Falla	Descripción de Efectos
		B	Inicia la conducción de corriente a tensiones inferiores a 57 kV entre fases y tierra	1	MCOV del pararrayos mal especificada	Puede ocasionar una falla fase a tierra, dejando sin energía a todo el ramal a 69 kV aproximadamente 1 hora hasta que es localizada la falla. El sistema de potencia no puede continuar operando hasta que se aisle la falla. El cambio de este componente puede dejar sin energía durante 3 horas a la carga alimentada por la subestación.
				1	Envoltorio de cerámica deteriorada o partida	Puede ocasionar una falla fase a tierra, dejando sin energía a todo el ramal a 69 kV aproximadamente 1 hora hasta que es localizada la falla. El sistema de potencia no puede continuar operando hasta que se aisle la falla. El cambio de este componente puede dejar sin energía durante 3 horas a la carga alimentada por la subestación.
				2	Envejecimiento eléctrico de pastillas de óxido metálico	Corriente resistiva de pérdidas se empieza a elevar y el pararrayos va aumentando su temperatura interna. Puede ocasionar una falla fase a tierra, dejando sin energía a todo el ramal a 69 kV aproximadamente 1 hora hasta que es localizada la falla. El sistema de potencia no puede continuar operando hasta que se aisle la falla. El cambio de este componente puede dejar sin energía durante 3 horas a la carga alimentada por la subestación.

Cod F	Función	Cód. FF	Falla Funcional	Cód. MF	Modo de Falla	Descripción de Efectos
				3	Perforación de pastillas de óxido metálico	Puede ocasionar una falla fase a tierra, dejando sin energía a todo el ramal a 69 kV aproximadamente 1 hora hasta que es localizada la falla. El sistema de potencia no puede continuar operando hasta que se aisle la falla. El cambio de este componente puede dejar sin energía durante 3 horas a la carga alimentada por la subestación.
				4	Pérdida de aislamiento al interior del pararrayos por ingreso de humedad	Puede ocasionar una falla fase a tierra, dejando sin energía a todo el ramal a 69 kV aproximadamente 1 hora hasta que es localizada la falla. El sistema de potencia no puede continuar operando hasta que se aisle la falla. El cambio de este componente puede dejar sin energía durante 3 horas a la carga alimentada por la subestación.
				5	Envolvente de cerámica sucia	Puede ocasionar una falla fase a tierra, dejando sin energía a todo el ramal a 69 kV aproximadamente 1 hora hasta que es localizada la falla. El sistema de potencia no puede continuar operando hasta que se aisle la falla. El cambio de este componente puede dejar sin energía durante 3 horas a la carga alimentada por la subestación.

5. MODELO DE MANTENIMIENTO PROPUESTO

5.1 PROCESO DE DECISIÓN RCM³⁶

Una vez realizado el análisis de modo y efectos de falla para cada uno de los sistemas seleccionados, se procede a llenar la hoja de decisión RCM (Tabla 17), basándose en la matriz de riesgos de la empresa Carbones del Cerrejón, LTD. Esta hoja permite asentar las respuestas formuladas en el diagrama de decisión (Figura 28) y basado en esas respuestas registrar:

- Qué tipo de mantenimiento de rutina será realizado, con qué frecuencia y quien lo hará.
- Qué fallas justifican un rediseño.
- Casos en los que se toma la determinación de correr a falla.

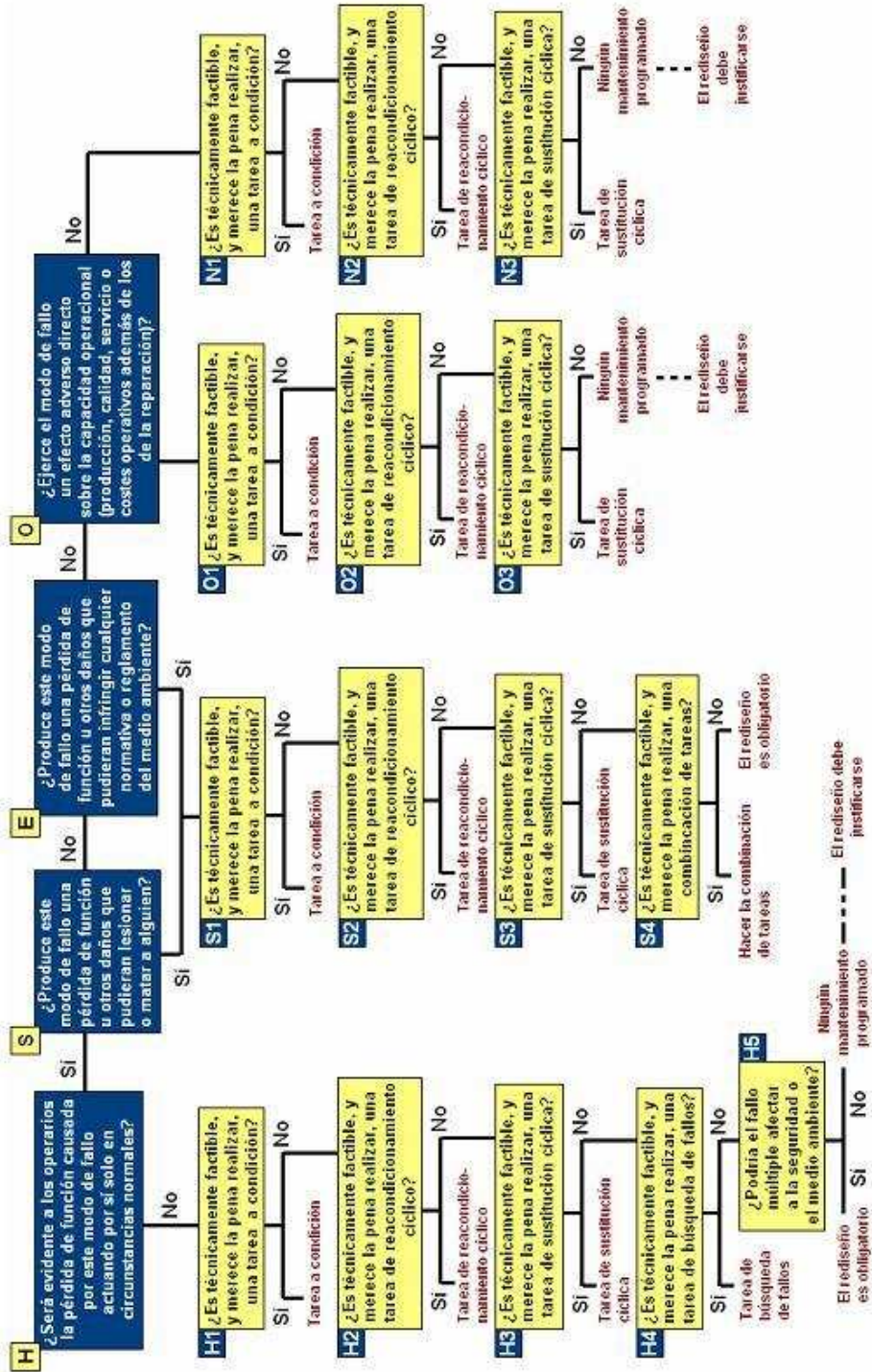
Tabla 17. Hoja de decisión RCM

Hoja de decisión RCM																
Sistema		Equipo de trabajo										Fecha	Hoja No de			
Componente		Referencia de información			Evaluación de consecuencias				Acción a falta de			Tarea propuesta	Intervalo inicial	A realizarse por		
F	FF	MF	H	S	E	O	H1 S1 O1 N1	H2 S2 O2 N2	H3 S3 O3 N3	H4	H5				S4	

Tomado de: MOUBRAY, John. Mantenimiento centrado en confiabilidad, p.203. México: Aladon, 2004.

³⁶ MOUBRAY, John. Mantenimiento centrado en confiabilidad, p.202 - 208. México: Aladon, 2004.

Figura 28. Diagrama de decisión RCM



Tomado de: <http://www.emagister.com/curso-confiabilidad-operacional/ejemplo-analisis-criticidad>

Las primeras 3 columnas de la hoja de decisión corresponden a los códigos de las funciones, fallas funcionales y modos de fallas y se utilizan como referencia de lo registrado en la hoja de información. Las columnas tituladas H, S, E, O y N son utilizadas para registrar las respuestas a las preguntas relacionadas con las consecuencias de cada modo de falla. Cabe destacar que cada modo de falla será ubicado en una sola categoría (H, S, E, O y N).

5.1.1 Tareas proactivas. El paso a seguir después de categorizar los modos de fallas según la consecuencia de los mismos, es verificar si existe una tarea proactiva adecuada. A continuación se muestra a modo de resumen los criterios utilizados para optar por este tipo de tareas.

Tabla 18. Tareas proactivas

Referencia de información			Evaluación de las consecuencias					
F	FF	FM	H	S	E	O		
3	A	1	N					Una falla oculta: Para que merezca la pena realizarla, cualquier tarea proactiva debe reducir a un nivel tolerable el riesgo de una falla múltiple.
5	B	2	S	S				Consecuencias para la seguridad: Para que merezca la pena realizarla, cualquier tarea proactiva debe reducir a un nivel tolerable el riesgo de esta falla por si sola.
2	C	4	S	N	S			Consecuencias para el medio ambiente: Para que merezca la pena realizarla, cualquier tarea proactiva debe reducir a un nivel tolerable el riesgo de esta falla por si sola.
1	A	5	S	N	N	S		Consecuencias operacionales: Para que merezca la pena realizarla, cualquier tarea proactiva debe costar menos que el costo total de las consecuencias operacionales más el costo de la reparación que pretende prevenir a través de un periodo de tiempo.
1	B	3	S	N	N	N		Consecuencias no operacionales: Para que merezca la pena realizarla, cualquier tarea proactiva debe costar menos que el costo de reparación que pretende prevenir a través de un periodo de tiempo.

Fuente: MOUBRAY, John. Mantenimiento centrado en confiabilidad. México: Aladon, 2004. p.208

- La columna H1/S1/O1/N1 es utilizada para registrar si se pudo encontrar una tarea a condición.
- La columna H2/S2/O2/N2 es utilizada para registrar si se pudo encontrar una tarea de reacondicionamiento cíclico.
- La columna H3/S3/O3/N3 es utilizada para registrar si se pudo encontrar una tarea de sustitución cíclica.

5.1.2 Tareas "a falta de". Si se hace necesario responder cualquiera de las preguntas "a falta de", las columnas encabezadas con H4, H5 y S4 permiten registrar esas respuestas. A continuación se resume como se contestan estas preguntas

Tabla 19. Preguntas "a falta de"

Referencia de información	Evaluación de las consecuencias				H1	H2	H3	Tareas "a falta de"				
	FF	FM	H	S	E	O	S1	S2	S3	H4	H5	S4
3	A	1	N				N	N	N	S		
<p>¿Es técnicamente factible y merece la pena realizar una tarea de búsqueda de falla?</p> <p>Registrar "SI" si es posible realizar la tarea y resulta práctico hacerlo con la frecuencia requerida y reduce el riesgo de la falla múltiple a un nivel tolerable.</p>												
4	B	4	N				N	N	N	N	S	
4	C	2	N				N	N	N	N	N	
<p>¿Podría la falla múltiple afectar la seguridad o el medio ambiente?</p> <p>Sólo se hace esta pregunta si la respuesta a la pregunta H4 es NO. Si la respuesta es positiva, el rediseño es obligatorio. Si la respuesta es NO, la acción "a falta de" es no realizar mantenimiento preventivo, pero el rediseño puede ser deseable.</p>												
5	B	2	S	S			N	N	N		S	
2	A	5	S	S			N	N	N		N	
<p>¿Es técnicamente factible y merece la pena realizar una combinación de tareas?</p> <p>Sí, si una combinación de dos o más tareas proactivas cualquiera reduce el riesgo de falla a un nivel tolerable (lo que rara vez sucede). Si la respuesta es NO, el rediseño es obligatorio.</p>												
1	A	5	S	N	N	S	N	N	N			
1	B	3	S	N	N	N	N	N	N			
<p>En estos dos casos, las consecuencias de la falla son puramente económicas y no se pudo encontrar una tarea proactiva apropiada. Como resultado, la decisión "a falta de" inicial es no realizar mantenimiento programado, pero el rediseño puede ser deseable.</p>												

Fuente: MOUBRAY, John. Mantenimiento centrado en confiabilidad. México: Aladon, 2004. p.210

5.2 SISTEMA DE TRANSFORMACIÓN

5.2.1 Hoja de decisión

Tabla 20. Hoja de decisión Sistema de Transformación

F	FF	MF	Evaluación de consecuencias				H1 S1 O1 N1	H2 S2 O2 N2	H3 S3 O3 N3	Acción a falta de			Tarea propuesta	Intervalo inicial	A realizarse por
			H	S	E	O		H4	H5	S4					
1	A	1	S	N	N	S	S						Prueba de saturación porcentual: Debe ser menor de 15% para transformadores <=69 kV Prueba de porcentaje de humedad por peso seco: Debe ser menor de 3% para transformadores <=69k. Si los resultados de estas pruebas no son satisfactorios se debe programar el mantenimiento del aceite del transformador	12	Laboratorio especializado
1	A	2	S	N	N	S	S						Prueba de furanos: Debe estar entre 100 ppm y 250 ppm. Si la prueba de furanos supera 250 ppm se puede hacer mantenimiento al aceite pero el papel seguirá deteriorado, se recomienda programar cambio del transformador monitoreando cada 2 meses el contenido de furanos	12	Laboratorio especializado
1	A	3	S	N	N	S	S						Prueba de relación de transformación: Debe estar en el rango de 0,5% con relación a los datos de placa	12	2 Técnicos electricistas
1	A	4	S	N	N	S	S						Prueba de relación de transformación: Debe estar en el rango de 0,5% con relación a los datos de placa	12	2 Técnicos electricistas
1	A	5	S	N	N	S	S						Prueba de relación de transformación: Debe estar en el rango de 0,5% con relación a los datos de placa	12	2 Técnicos electricistas

F	FF	MF	Evaluación de consecuencias				H1 S1 O1 N1	H2 S2 O2 N2	H3 S3 O3 N3	Acción a falta de			Tarea propuesta	Intervalo inicial	A realizarse por
			H	S	E	O	H4	H5	S4						
1	A	6	S	N	N	S	S						Prueba de tensión interfacial: Debe ser mayor de 25 mN/m para transformadores <= 69 kV Prueba de número de neutralización: Debe ser menor a 0,25 mg KOH/g	12	Laboratorio especializado
1	A	7	S	N	N	S	S						Prueba de factor de potencia: Debe estar entre 0,5% a 25 °C y 5% a 100 °C	12	2 Técnicos electricistas
1	A	8	S	N	N	S	S						Inspección visual	1	2 Técnicos electricistas
1	A	9	S	N	N	S	S						Inspección visual	1	
1	A	10	S	N	N	S	S						Prueba de relación de transformación: Debe estar en el rango de 0,5% con relación a los datos de placa	12	2 Técnicos electricistas
1	B	1	S	N	N	S	S						Termografía. Análisis de gases disueltos	12	
1	B	2	S	N	N	S	S						Prueba de relación de transformación: Debe estar en el rango de 0,5% con relación a los datos de placa	12	2 Técnicos electricistas
1	B	3	S	N	N	S	S						Prueba de relación de transformación: Debe estar en el rango de 0,5% con relación a los datos de placa Resistencia de devanados	12	2 Técnicos electricistas
2	A	1	S	N	S		N	N	S				Cambio de empaques	84	Contrato de mantenimiento de transformadores
2	A	2	S	N	S		S						Inspección visual	1	2 Técnicos electricistas
2	A	3	S	N	S		S						Inspección visual	1	2 Técnicos electricistas
2	A	4	S	N	N	S	S						Inspección visual	1	2 Técnicos electricistas
2	B	1	S	N	S		N	N	S				Cambio de empaques	84	Contrato de mantenimiento de transformadores

F	FF	MF	Evaluación de consecuencias	H	S	E	O	H1 S1 O1 N1	H2 S2 O2 N2	H3 S3 O3 N3	Acción a falta de	H4	H5	S4	Tarea propuesta	Intervalo inicial	A realizarse por
2	B	2	S	N	N	S	S								Inspección visual	1	2 Técnicos electricistas
3	A	1	S	N	N	S	S								Prueba de factor de potencia: Debe estar entre 0,5% a 25 °C y 5% a 100 °C. Prueba de tensión interfacial: Debe ser mayor de 25 mN/m para transformadores <= 69 kV	12	Laboratorio especializado
3	A	2	S	N	N	S	S								Prueba de número de neutralización: Debe ser menor a 0,25 mg KOH/g	12	Laboratorio especializado
3	A	3	S	N	N	S	S								Prueba de factor de potencia: Debe estar entre 0,5% a 25 °C y 5% a 100 °C. Prueba de tensión interfacial: Debe ser mayor de 25 mN/m para transformadores <= 69 kV	12	Laboratorio especializado
3	A	4	S	N	N	S	S								Prueba de factor de potencia: Debe estar entre 0,5% a 25 °C y 5% a 100 °C. Prueba de tensión interfacial: Debe ser mayor de 25 mN/m para transformadores <= 69 kV	12	Laboratorio especializado
3	A	5	S	N	N	S	S								Prueba de factor de potencia: Debe estar entre 0,5% a 25 °C y 5% a 100 °C. Prueba de tensión interfacial: Debe ser mayor de 25 mN/m para transformadores <= 69 kV	12	Laboratorio especializado
3	A	6	S	N	N	S	S								Prueba de factor de potencia: Debe estar entre 0,5% a 25 °C y 5% a 100 °C. Prueba de tensión interfacial: Debe ser mayor de 25 mN/m para transformadores <= 69 kV	12	Laboratorio especializado
3	A	7	S	N	N	S	S								Prueba de número de neutralización: Debe ser menor a 0,25 mg KOH/g	12	Laboratorio especializado
3	B	1	S	N	N	S	S								Prueba de factor de potencia: Debe estar entre 0,5% a 25 °C y 5% a 100 °C. Prueba de tensión interfacial: Debe ser mayor de 25 mN/m para transformadores <= 69 kV	12	Laboratorio especializado
3	B	2	S	N	N	S	S								Prueba de factor de potencia: Debe estar entre 0,5% a 25 °C y 5% a 100 °C. Prueba de tensión interfacial: Debe ser mayor de 25 mN/m para transformadores <= 69 kV	12	Laboratorio especializado

F	FF	MF	Evaluación de consecuencias	H	S	E	O	H1	H2	H3	Acción a falta de	H4	H5	S4	Tarea propuesta	Intervalo inicial	A realizarse por
								S1	S2	S3							
3	B	3	S	N	N	S	S								Prueba de factor de potencia: Debe estar entre 0,5% a 25 °C y 5% a 100 °C. Prueba de tensión interfacial: Debe ser mayor de 25 mN/m para transformadores <= 69 kV	12	Laboratorio especializado
3	B	4	S	N	N	S	S								Prueba de factor de potencia: Debe estar entre 0,5% a 25 °C y 5% a 100 °C. Prueba de tensión interfacial: Debe ser mayor de 25 mN/m para transformadores <= 69 kV	12	Laboratorio especializado
3	B	5	S	N	N	S	S								Prueba de número de neutralización: Debe ser menor a 0,25 mg KOH/g	12	Laboratorio especializado
4	A	1	S	N	N	S	S								Prueba de factor de potencia: Debe estar entre 0,5% a 25 °C y 5% a 100 °C	12	2 Técnicos electricistas
4	A	2	S	N	N	S	S								Inspección visual	1	2 Técnicos electricistas
4	B	1	S	N	N	S	S								Inspección visual	1	2 Técnicos electricistas
5	A	1	S	N	N	S	S								Prueba de resistencia de devanados	12	2 Técnicos electricistas
5	A	2	S	N	N	S	S								Prueba de relación de transformación: Debe estar en el rango de 0,5% con relación a los datos de placa	12	2 Técnicos electricistas
5	A	3	S	N	N	S	S								Prueba de funcionamiento de los ventiladores. Revise que los guardamotores Q11, Q12, Q13 y Q14 estén habilitados	1	2 Técnicos electricistas
5	A	4	S	N	N	S	S								Prueba de número de neutralización: Debe ser menor a 0,25 mg KOH/g	12	Laboratorio especializado
5	A	5	S	N	N	S	S								Se desconecta la conexión del núcleo con la cuba y se realiza una prueba de aislamiento del núcleo con tierra a 1000 VDC	12	2 Técnicos electricistas
6	A	1	S	N	N	S	S								Prueba de resistencia de devanados	12	2 Técnicos electricistas
6	A	2	S	N	N	S	S								Prueba de relación de transformación: Debe estar en el rango de 0,5% con relación a los datos de placa	12	2 Técnicos electricistas

F	FF	MF	Evaluación de consecuencias	H	S	E	O	H1	H2	H3	Acción a falta de	H4	H5	S4	Tarea propuesta	Intervalo inicial	A realizarse por
								S1	S2	S3							
6	A	3	S	N	N	S	S								Prueba de funcionamiento de los ventiladores. Revise que el interruptor Q2 esté habilitado. Revise que los guardamotores Q11, Q12, Q13 y Q14 estén habilitados	1	2 Técnicos electricistas
6	A	4	S	N	N	S	S								Inspección visual	1	2 Técnicos electricistas
6	A	5	S	N	N	S	S								Prueba de número de neutralización: Debe ser menor a 0,25 mg KOH/g	12	Laboratorio especializado
6	A	6	S	N	N	S	S								Se desconecta la conexión del núcleo con la cuba y se realiza una prueba de aislamiento del núcleo con tierra a 1000 VDC	12	2 Técnicos electricistas
7	A	1	S	N	N	S	N	N	N						Correr a falla	-	
7	A	2	S	N	N	S	S								Verificar conexión en la bornera X1-100	12	2 Técnicos electricistas
7	A	3	S	N	N	S	S								Medir tensión de 24 VDC en la bornera X1-100	12	2 Técnicos electricistas
8	A	1	S	N	N	S	N	N	N						Correr a falla	-	
8	A	2	S	N	N	S	S								Verificar conexión en la bornera X1-100	12	2 Técnicos electricistas
8	A	3	S	N	N	S	S								Medir tensión de 24 VDC en la bornera X1-100	12	2 Técnicos electricistas
9	A	1	S	N	N	S	N	N	N						Correr a falla	-	
9	A	2	S	N	N	S	S								Verificar conexión en la bornera X1-101	12	2 Técnicos electricistas
9	A	3	S	N	N	S	S								Medir tensión de 24 VDC en la bornera X1-101	12	2 Técnicos electricistas
10	A	1	S	N	N	S	N	N	N						Correr a falla	-	
10	A	2	S	N	N	S	S								Verificar conexión en la bornera X1-101	12	2 Técnicos electricistas
10	A	3	S	N	N	S	S								Medir tensión de 24 VDC en la bornera X1-101	12	2 Técnicos electricistas

5.3 SISTEMA DE INTERRUPCIÓN DE CORRIENTE

5.3.1 Hoja de decisión

Tabla 21. Hoja de decisión Sistema de interrupción de corriente

F	FF	MF	Evaluación de consecuencias	S	E	O	H1	H2	H3	Acción a falta de	H4	H5	S4	Tarea propuesta	Intervalo inicial meses	A realizarse por
			S1				S2	S3	O1							
1	A	1	S	N	N	S	S							Verificar la marca de desgaste de los contactos. Revisar la resistencia de contacto entre 200 y 250 micro ohms Termografía	12	2 Técnicos electricistas
1	A	2	S	N	N	S	S							Verificar la marca de desgaste de los contactos. Revisar la resistencia de contacto entre 200 y 250 micro ohms Termografía	12	2 Técnicos electricistas
1	A	3	S	N	N	S	N	N	S					Cambio de las botellas de vacío cuando la marca de desgaste de los contactos llegue a su punto mínimo	-	2 Técnicos electricistas
2	A	1	N				N	N	S					Realizar prueba de funcionamiento.	12	2 Técnicos electricistas
2	A	2	N				S							Verificar estado del monitor de disparo capacitivo a través del centro de control. Ajuste tornillos en al bornera de monitor de disparo capacitivo, Verificar aislamiento del cableado.	12	2 Técnicos electricistas
2	A	3	S	N	N	S	S							Verificar por separado los accionamientos manual y eléctrico para Identificar desalineamiento o desajustes, Lubricar los elementos móviles del interruptor	12	2 Técnicos electricistas
2	A	4	S	N	N	S	S							Verificar existencia y estado del pin	12	2 Técnicos electricistas
2	A	5	S	N	N	S	S							Verificar periódicamente los tiempos de apertura. Debe ser menor de 0,04 ms	12	2 Técnicos electricistas
2	A	6	S	N	N	S	S							Inspección visual	6	2 Técnicos electricistas

F	FF	MF	Evaluación de consecuencias	H	S	E	O	H1 S1 O1 N1	H2 S2 O2 N2	H3 S3 O3 N3	Acción a falta de	H4	H5	S4	Tarea propuesta	Intervalo inicial meses	A realizarse por
2	A	7	S	N	N	S	S								Verificar ajuste de los tornillos	12	2 Técnicos electricistas
2	A	7	S	N	N	S	S								Revisar la distancia a de la bobina de disparo a la media luna que libera la tensión del resorte	12	2 Técnicos electricistas
2	A	8	S	N	N	S	S								Revisión de la integridad física de las botellas de vacío. Prueba de aislamiento al interruptor en estado abierto	12	2 Técnicos electricistas
2	A	9	S	N	N	S	S								Verificar tiempo de apertura inferior a 0,04 ms	12	2 Técnicos electricistas
3	A	1	S	N	N	S	N	N	N						Realizar prueba de funcionamiento, Correr hasta falla	12	2 Técnicos electricistas
3	A	2	S	N	N	S	S								Verificar conexiones, Realizar medición de aislamiento	12	2 Técnicos electricistas
3	A	3	S	N	N	S	S								Verificar por separado los accionamientos manual y eléctrico para Identificar desalineamiento o desajustes, Lubricar los elementos móviles del interruptor	12	2 Técnicos electricistas
3	A	4	S	N	N	S	N	N	N						Correr a falla	-	
3	A	5	S	N	N	S	S								Verificar existencia y estado del pin	1	2 Técnicos electricistas
3	A	6	S	N	N	S	S								Inspección visual	1	2 Técnicos electricistas
3	A	7	S	N	N	S	S								Inspección visual	1	2 Técnicos electricistas
3	A	8	S	N	N	S	S								Inspección visual	1	2 Técnicos electricistas
3	A	9	S	N	N	S	N	N	N						Correr a falla	-	
3	A	10	S	N	N	S	S								Inspección visual del desgaste del lever	12	2 Técnicos electricistas
3	A	11	S	N	N	S	N	N	N						Correr a falla	-	
4	A	1	S	N	N	S	S								Verificar por separado los accionamientos manual y eléctrico para Identificar desalineamiento o desajustes, Lubricar los elementos móviles del interruptor	12	2 Técnicos electricistas
4	A	3	S	N	N	S	S								Inspección visual	1	2 Técnicos

F	FF	MF	Evaluación de consecuencias	S	E	O	H1	H2	H3	Acción a falta de	H4	H5	S4	Tarea propuesta	Intervalo inicial meses	A realizarse por
			S1				S2	S3	O1							
																electricistas
4	A	4	S	N	N	S	S							Inspección visual	1	2 Técnicos electricistas
4	A	5	S	N	N	S	S							Calibración del mecanismo de cierre con la palanca de accionamiento y lubricación de partes móviles	12	2 Técnicos electricistas
4	A	5	S	N	N	S	S							Calibración del mecanismo de cierre con la palanca de accionamiento y lubricación de partes móviles	12	2 Técnicos electricistas
5	A	1	S	N	N	S	S							Verificar por separado los accionamientos manual y eléctrico para Identificar desalineamiento o desajustes, Lubricar los elementos móviles del interruptor	12	2 Técnicos electricistas
5	A	1	S	N	N	S	S							Verificar periódicamente los tiempos de apertura menores a 0,04 ms	12	2 Técnicos electricistas
5	A	2	S	N	N	S	S							Verificar ajuste de los tornillos	12	2 Técnicos electricistas
5	A	3	S	N	N	S	S							Revisar la distancia a de la bobina de disparo a la media luna que libera la tensión del resorte	12	2 Técnicos electricistas
5	A	4	S	N	N	S	S							Revisión de la integridad física de las botellas de vacío, Prueba de aislamiento al interruptor en estado abierto	12	2 Técnicos electricistas
5	A	5	S	N	N	S	S							Calibración del varillaje de la botonera con el accionamiento del mecanismo de apertura	12	2 Técnicos electricistas
6	A	1	S	N	N	S	S							Medir nivel de aislamiento	12	2 Técnicos electricistas
6	A	2	S	N	N	S	S							Medir nivel de aislamiento	12	2 Técnicos electricistas
6	A	2	S	N	N	S	S							Medir nivel de aislamiento	12	2 Técnicos electricistas
7	A	1	S	N	N	S			N					Correr a falla	-	
7	A	2	S	N	N	S			N					Correr a falla	-	
7	A	3	S	N	N	S			N					Correr a falla	-	
8	A	1	S	N	N	S			N					Correr a falla	-	
8	A	2	S	N	N	S			N					Correr a falla	-	

F	FF	MF	Evaluación de consecuencias	S	E	O	H1 S1 O1 N1	H2 S2 O2 N2	H3 S3 O3 N3	Acción a falta de	H5	S4	Tarea propuesta	Intervalo inicial meses	A realizarse por
			H							H4					
8	A	3	S	N	N	S			N				Correr a falla	-	
8	A	4	S	N	N	S			N				Correr a falla	-	
9	A	1	S	N	N	S	S						Medir nivel de aislamiento	12	2 Técnicos electricistas
10	A	1	S	N	N	S	S						Calibrar todo el mecanismo de apertura	12	2 Técnicos electricistas
10	A	2	S	N	N	S	S						Inspección visual de marcas por dobleces, verificación de recorrido	12	2 Técnicos electricistas

5.4 SISTEMA DE PROTECCIÓN CONTRA SOBRETENSIONES

5.4.1 Hoja de decisión

Tabla 22. Hoja de decisión Sistema de protección contra sobretensiones

F	FF	MF	Evaluación de consecuencias	S	E	O	H1 S1 O1 N1	H2 S2 O2 N2	H3 S3 O3 N3	Acción a falta de	H5	S4	Tarea propuesta	Intervalo inicial meses	A realizarse por
			H							H4					
1	A	1	S	N	N	S	S						Inspección visual de la conexión del pararrayos con las fases	1	2 Técnicos electricistas
1	A	2	S	N	N	S	S						Inspección visual de la conexión del pararrayos con la puesta a tierra del sistema	1	2 Técnicos electricistas
1	A	3	S	N	N	S	S						Medición de la corriente resistiva de fuga	24	2 Técnicos electricistas
1	B	1	S	N	N	S	S						Inspección visual del estado de la cerámica	1	2 Técnicos electricistas

F	FF	MF	Evaluación de consecuencias				H1 S1 O1 N1	H2 S2 O2 N2	H3 S3 O3 N3	Acción a falta de			Tarea propuesta	Intervalo inicial meses	A realizarse por
			H	S	E	O	H4	H5	S4						
1	B	2	S	N	N	S	S						Inspección visual del estado de la cerámica	1	2 Técnicos electricistas
1	B	2	S	N	N	S	S						Medición de la corriente resistiva de fuga	24	2 Técnicos electricistas
1	B	3	S	N	N	S	S						Medición de las pérdidas de energía del pararrayos	24	2 Técnicos electricistas
1	B	4	S	N	N	S	S						Medición de la resistencia de aislamiento	12	2 Técnicos electricistas
1	B	5	S	N	N	S	N	S					Limpieza de la envolvente cerámica	6	2 Técnicos electricistas

5.5 ASPECTOS RELEVANTES EN LA APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA

- Para todos los sistemas estudiados se especificaron los elementos sujetos de inspección visual mensualmente. Esta revisión no elimina la actual rutina diaria de revisión, sólo la complementa.
- Se propone cambiar la mayoría de las tareas contenidas en la rutina mensual (Dependiente de la disponibilidad para mantenimiento) a una rutina anual.
- Se especificó una rutina anual de pruebas eléctricas a los diferentes componentes del transformador.
- Se propone incluir una rutina de cambio de empaques y revisiones internas de los transformadores cada 7 años.
- Se especificó una rutina anual de pruebas fisicoquímicas y de cromatografía de gases, las cuales brindan una gran cantidad de información sobre las condiciones internas del transformador.
- Se incluyeron pruebas de tiempo de apertura para los interruptores debido a la posibilidad de daños causados por tiempos de apertura elevados, además de dar indicios del estado de los diferentes componentes del mecanismo de apertura.
- Se incluyó la revisión del aislamiento entre los interruptores y el cubículo, y entre los contactos en posición abierto.
- Se permitió correr a falla los daños en la bobina de cierre de los interruptores. A la bobina de apertura se le especificó una tarea de búsqueda de fallos.

- Se permitió correr a falla los daños en los diferentes microsiches de posición de los interruptores de potencia y en el motor de carga del resorte de cierre.

6. CONCLUSIONES

El impacto sobre sistemas jerárquicamente superiores, y por ende sobre los procesos productivos, fue la variable que determinó la aplicación de la metodología RCM en los diferentes sistemas de las subestaciones portátiles.

RCM proporciona una metodología que permite ser aplicada para generar planes de mantenimiento en subestaciones eléctricas.

Debido a la interacción y aportes de diferentes agentes durante el proceso de aplicación de RCM, se fortalece el conocimiento específico de los diferentes componentes del equipo, como puede verse afectado el cumplimiento de su función y qué efectos tienen sobre el sistema los diferentes modos de falla.

El Diagrama de decisión RCM es un proceso estructurado que facilita la toma de decisiones en la selección de tareas que integrarán el plan de mantenimiento del sistema en estudio.

El seguimiento al cumplimiento y continua actualización de los resultados de la metodología RCM según vayan apareciendo modos de falla no identificados, son factores determinantes para asegurar la confiabilidad de los activos.

BIBLIOGRAFIA

BORRAS PINILLA, Carlos. Principios de mantenimiento. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander, 2011.

CARBONES DEL CERREJÓN, Especificación técnica 40042E para transformador de potencia 7,5/10,5 MVA – 69 kV/7,2 kV, 2010.

CHAPMAN, Stephen J. Máquinas eléctricas, tercera edición. Mc Graw Hill .p.144

EPSA, Normas de diseño redes subterráneas, Cali: 1999.

HERNANDEZ LIPEZ, Ana María y MARTINEZ LAMUS, Nelson Cristóbal. Sistema de pruebas en transformadores de potencia. UIS, Trabajo de grado. 2008.

GONZÁLEZ BOHÓRQUEZ, Carlos Ramón. Principios de Mantenimiento. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. 2006.

IEEE, Design of reliable Industrial and Commercial Power Systems. 2007.

IEEE, IEEE Guide for acceptance and maintenance of insulating oil in equipment. 2006

LOPEZ SILVESTRE, Carlos Enrique, Pruebas a interruptores de potencia, Universidad San Carlos de Guatemala, proyecto de grado, 2008.

MEDRANO MARTÍNEZ, Fredy, Metodología de implementación del mantenimiento centrado en la confiabilidad para las subestaciones de la empresa de energía de Bogotá, UIS, Trabajo de grado, 2010

MOUBRAY, John. Mantenimiento centrado en confiabilidad. México: Aladon, 2004.

ORTIZ PLATA, Daniel. Organizaciones del Mantenimiento: Mantenimiento centrado en confiabilidad RCM. [CD_ROM]. Bucaramanga, 2008. Posgrado gerencia de Mantenimiento. Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físico Mecánicas. Escuela de Ingeniería Mecánica.

ROMERO GÓMEZ, Angélica ; JOLIANIS NAVARRO, Liliana, Plan de mantenimiento centrado en confiabilidad (RCM) para el sistema eléctrico de baja tensión que suministra energía a los pozos productores pertenecientes a la superintendencia de operaciones de mares, UIS, Trabajo de grado, 2011

SAE JA1011. Evaluation Criteria for Reliability-Centered Maintenance (RCM) Processes. Society of Automotive Engineers, Inc 1999. 30p.

TORRES ÁLVAREZ, Lyda, Metodología RCM aplicada a transformadores de potencia, UIS, Trabajo de grado 2010.

MEGGER. Evaluación de estado de equipo de subestación. [Citado en mayo de 2012]. Disponible en <

http://www.megger.com/common/documents/spanishsubstation_lowres.pdf>

WIKIPEDIA. Termografía. [Citado en mayo de 2012]. Disponible en <<http://es.wikipedia.org/wiki/Termograf%C3%ADa>>

Confiabilidad en sistemas de potencia. [Citado en mayo de 2012]. Disponible en <<http://es.scribd.com/doc/52006545/12/Confiabilidad-de-Sistemas-de-Potencia>>

Ley 143 de 1994, artículo 6. [Citado en mayo de 2012]. Disponible en <http://www.secretariasenado.gov.co/senado/basedoc/ley/1994/ley_0143_1994.html>