

PLAN DE MANTENIMIENTO BASADO EN RCM PARA LA RED DE
DISTRIBUCIÓN ELECTRICA DE MEDIA TENSION A 34,5 kV de CAMPO
RUBIALES PROPIEDAD DE ECOPETROL S.A.

JUAN CARLOS RINCON ALBARRACIN
SERGIO IVAN MERCHAN MEJIA

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

2017

PLAN DE MANTENIMIENTO BASADO EN RCM PARA LA RED DE
DISTRIBUCIÓN ELECTRICA DE MEDIA TENSION A 34,5 kV de CAMPO
RUBIALES PROPIEDAD DE ECOPETROL S.A.

JUAN CARLOS RINCON ALBARRACIN
SERGIO IVAN MERCHAN MEJIA

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

Director
OSWALDO ENRIQUE PUELLO
Ingeniero Electromecánico
Magister Gestión de Hidrocarburos y Gas

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

2017

AGRADECIMIENTOS

Los autores expresan sus agradecimientos a:

- A Dios que nos da la vida y la sabiduría para hacer las cosas.
- A nuestros familiares y amigos.
- Al Ingeniero Oswaldo Henrique Puello Cera por el compromiso y dirección de esta monografía.
- Al cuerpo docente de la Universidad Industrial de Santander por el conocimiento compartido.
- A todos los compañeros de la especialización.

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	16
1. GENERALIDADES DEL PROYECTO	18
1.1 MARCO CONTEXTUAL	18
1.1.1 Ecopetrol S.A.	18
1.1.2 Campo Rubiales.....	20
1.2 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	25
1.3 OBJETIVOS.....	27
1.3.1 Objetivo general	27
1.3.2 Objetivos específicos	27
1.4 JUSTIFICACIÓN.....	27
2. MARCO TEÓRICO	29
2.1 HISTORIA DEL MANTENIMIENTO.....	29
2.1.1 La primera generación	30
2.1.2 La segunda generación.....	30
2.1.3 La tercera generación	31
2.2 DEFINICIÓN DE MANTENIMIENTO	34
2.3 HISTORIA DEL MANTENIMIENTO CENTRADO EN CONFIABILIDAD (RCM) 35	
2.3.1 Mantenimiento y RCM.....	38
2.4 EL MANTENIMIENTO CENTRADO EN CONFIABILIDAD (RCM)	39
2.4.1 Conceptos del RCM	40

2.4.2	Beneficios del RCM.....	48
3.	RCM SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA A 34,5 kV DE CAMPO RUBIALES	51
3.1	DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA	51
3.1.1	Topología de la red de media tensión de 34,5 kV de campo Rubiales 52	
3.1.2	Inventario general de las redes eléctricas del sistema 34,5 kV	55
3.1.3	Pórticos de salida principal.....	56
3.1.4	Estructuras de red	57
3.1.5	Componentes estructuras de red	59
3.2	ANÁLISIS DE CRITICIDAD	73
3.2.1	Definición de contexto	74
3.2.2	Criterio de Seguridad a Personas	75
3.2.3	Criterio Ambiental.....	75
3.2.4	Criterio Operacional	75
3.2.5	Criterio Mantenibilidad.....	76
3.2.6	Niveles de valoración de criticidad	77
3.3	FUNCIONES, MODOS DE FALLA, EFECTOS	79
3.4	ANÁLISIS DE LA INFORMACIÓN RECOPIADA.....	81
3.5	TAREAS DE ANÁLISIS DE LA CONDICIÓN.....	88
3.5.1	Inspección genera.....	88
3.5.2	Termografía Infrarroja	89
3.5.3	Ultrasonido	90
3.5.4	Coronografía	92
3.5.5	Medición de corrientes de fuga en DPS	93

3.5.6	Medición de resistencia del SPT	94
4.	INDICADORES DE GESTION.....	95
5.	CONCLUSIONES	100
	BIBLIOGRAFIA.....	101
	ANEXO A.....	103

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Las condiciones ambientales más relevantes del campo Rubiales.	22
Tabla 2. Características básicas del sistema eléctrico.	52
Tabla 3. Inventario general de los componentes del sistema de Distribución a 34,5 kV del campo Rubiales.	56
Tabla 4. Datos técnicos conductores ACSR.	60
Tabla 5. Datos técnicos reconectador Nulec.	62
Tabla 6. Datos técnicos conductores de guarda.	66
Tabla 7. Componentes de los templetes en la red de distribución de campo Rubiales.	72
Tabla 8. Plantilla evaluación de criticidad.	78
Tabla 9. Tablas de RCM, red de distribución eléctrica de media tensión a 34,5 kV de Campo Rubiales.	82
Tabla 10. Selección de las tareas de mantenimiento y su frecuencia.	88
Tabla 11. Criterios NETA para Termografía.	90

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Ubicación geográfica del Campo Rubiales.	21
Figura 2. Vía de acceso al Campo Rubiales.	21
Figura 3. Descripción General de Procesos de Campo Rubiales	24
Figura 4. Ubicación de las facilidades de Campo Rubiales.	25
Figura 5. Expectativas de mantenimiento creciente.....	31
Figura 6. Cambios en los puntos de vista sobre la falla de equipos.....	32
Figura 7. Cambios en las técnicas de mantenimiento.....	33
Figura 8. Factores importantes en la gestión del mantenimiento.....	34
Figura 9. Diagrama de flujo del RCM.	40
Figura 10. Árbol lógico de decisión, basado en la norma SAE JA1012.	50
Figura 11. Sistema Radial.....	53
Figura 12. Diagrama unifilar pórticos de maniobra.....	54
Figura 13. Esquema topológico circuitos eléctricos del sistema de distribución. ..	55
Figura 14. Estructura típica RH -231.....	58
Figura 15. Estructura típica SH -226.....	58
Figura 16. Componentes principales de un Reconectador.	61
Figura 17. Disposición de un Reconectador en la Red de Distribución.....	62
Figura 18. Seccionador monopolar.	64
Figura 19. Seccionador tripolar.	64
Figura 20. Cortacircuitos.	66
Figura 21. Varillas de armar.....	67
Figura 22. DPS poliméricos.	68
Figura 23. DPS intercambiable.	70
Figura 24. Discos de aisladores tipo bola y rotula, y tipo lengüeta y pasador.	73
Figura 25. Criticidad estructuras red de distribución de campo Rubiales.....	79

Figura 26. Diagrama componentes del sistema de distribución de Campo Rubiales.....	80
Figura 27. Matriz RAM – Ecopetrol S.A.	81
Figura 28. Distribución de tareas análisis RCM.	87
Figura 29. Espectro Ultrasonido.....	91
Figura 30. Método de Caída de Potencial para medir la resistencia del SPT.	94

LISTA DE ANEXOS

	Pág.
ANEXO A	103

RESUMEN

TITULO: PLAN DE MANTENIMIENTO BASADO EN RCM PARA LA RED DE DISTRIBUCIÓN ELECTRICA DE MEDIA TENSION A 34,5 kV de CAMPO RUBIALES PROPIEDAD DE ECOPETROL S.A.*

AUTOR:

JUAN CARLO RINCON ALBARRACIN**
SERGIO IVÁN MERCHÁN MEJÍA**

PALABRAS CLAVE:

MANTENIMIENTO, RED DE DISTRIBUCIÓN, ENERGIA ELECTRICA, RCM, CAMPO PETROLERO, DISPONIBILIDAD, MODO DE FALLA, EFECTOS DE FALLA, CRITICIDAD

CONTENIDO:

Esta monografía muestra el plan de mantenimiento basado en RCM para la red de distribución eléctrica de media tensión a 34,5 kV de Campo Rubiales, propiedad de Ecopetrol S.A., realizado como medida de mitigación al impacto generado en los procesos productivos (extracción, tratamiento y despacho de crudo) actuales de este campo petrolero causados por la ocurrencia de fallas en los equipos pertenecientes al sistema de distribución.

El alcance del presente documento es determinar la estrategia de mantenimiento para los equipos que componen la red de distribución eléctrica, a partir de la aplicación de la metodología que aumente la disponibilidad y disminuya los costos de mantenimiento. Como es el mantenimiento centrado en confiabilidad (RCM).

El presente trabajo está fundamentado en la información suministrada por el área de mantenimiento, catálogos del fabricante, históricos de fallas y registros existentes en la compañía; que mediante la experiencia y conocimiento del equipo de trabajo analizan y aplican cada uno de los pasos de la metodología del RCM, partiendo de un análisis de la situación actual y revisión de manuales se realiza la valoración de criticidad de equipos, teniendo en cuenta los criterios establecidos en los procedimientos de Ecopetrol S.A. para definir los equipos críticos del sistema de distribución eléctrica, a los que se les debe aplicar la metodología, posteriormente se lleva a cabo el desarrollo de toda la metodología RCM, partiendo de las funciones, modos de fallas y efectos, que nos permitirán determinar el plan de mantenimiento basado en técnicas preventivas como predictivas necesarias para los equipos definidos, en un modelo de gestión de mantenimiento que permitan medir el cumplimiento y efectividad de la estrategia de mantenimiento propuesta para red de distribución eléctrica de media tensión a 34,5 kV de Campo Rubiales.

*Monografía

**Facultad de ingenierías Físico – Mecánicas. Especialización en Gerencia de Mantenimiento.

Director: Oswaldo Enrique Puello, Ingeniero Electromecánico, Magister Gestión de Hidrocarburos y Gas.

ABSTRACT

TITLE: MAINTENANCE PLAN BASED ON RCM FOR THE ELECTRICAL DISTRIBUTION GRID OF MEDIUM TENSION AT 34,5 kV IN CAMPO RUBIALES UNDER PROPERTY OF ECOPETROL S.A.*

AUTHOR:

JUAN CARLO RINCON ALBARRACIN**
SERGIO IVÁN MERCHÁN MEJÍA **

KEYWORDS:

SERVICE MAINTENANCE, ELECTRIC GRID, RCM, PETROLEUM EXPLORATION FIELD, AVAILABILITY, FAILURE MODE, FAILURE EFFECTS.

CONTENTS:

This monography shows the proposed maintenance plan based on RCM for the electrical distribution grid of medium tension at 34,5 kV in Campo Rubiales under property of Ecopetrol S.A., performed as a mitigation plan to the impact generated along the different stages of the current production process (Extraction, treatment and oil delivery) and generated because of the failure into equipment belonging to the distribution system.

This document's scope is to determine the proper maintenance strategy for all the equipment belonging to the electrical distribution grid, for that purpose the application of an accurate methodology aims to increase the service availability and lower its maintenance cost, which is directly linked to the RCM (Reliability Centred Maintenance).

The present work is based on the information provided by the maintenance area, manufacturer's catalogs, fault histories and existing records in the company; That through the experience and knowledge of the work team analyze and apply each of the steps of the methodology of the RCM, starting from an analysis of the current situation and revision of manuals is done the criticality assessment of equipment, taking into account the criteria Established in the procedures of Ecopetrol S.A. to define the critical equipment of the electrical distribution system, to which the methodology must be applied, subsequently the development of the entire RCM methodology is carried out, starting from the functions, failure modes and Effects, which will allow us to determine the maintenance plan based on preventive techniques as predictive necessary for the defined equipment, in a maintenance management model to measure the compliance and effectiveness of the proposed maintenance strategy for electrical distribution grid of medium tension at 34,5 kV in Campo Rubiales.

* Monograph

** Physical – Mechanical Faculty. Maintenance Management Specialization.

Director: Oswaldo Enrique Puello, Electromechanical Engineer, Magister Management of Hydrocarbons and Gas.

INTRODUCCIÓN

La metodología del RCM permite determinar las tareas de mantenimiento adecuadas para cualquier activo físico por eso su aplicación en diversas industrias a nivel mundial y con gran éxito, que para nuestro caso se empleara para analizar el sistema de distribución eléctrica de media tensión a 34,5 kV que suministra de energía eléctrica los proceso productivo (extracción, tratamiento y despacho de crudo) en Campo Rubiales.

Según las evidencias y registros, la ocurrencia de fallas en los equipos pertenecientes a la red de distribución eléctrica de media tensión a 34,5 kV y que afectan el suministro de energía a los puntos de consumo final localizados en todo el campo se ven reflejados en la reducción de los barriles de crudo producidos por la compañía (Ecopetrol S.A.), debido a estos cortes de energía no programados.

Con esta monografía se pretende obtener una estrategia de mantenimiento para los equipos que componen la red de distribución eléctrica de media tensión a 34,5 kV de Campo Rubiales, mediante la aplicación de la metodología RCM, que aumenten la confiabilidad y disponibilidad de los componentes asociados a la red de distribución eléctrica mediante la implementación de prácticas de mantenimiento tanto preventivas como predictivas, las cuales permiten disminuir la tasa de fallas y tiempos de paradas imprevistas de los equipos, obteniendo de esta forma un incremento en su disponibilidad y confiabilidad, disminuyendo de esta manera el impacto a nivel operacional causado por la falla de dichos sistemas dentro de los procesos de productivos de Campo Rubiales.

El presente documento se estructura en cinco partes, en la primera parte se define el marco contextual, planteamiento del problema, objetivos, justificación y marco teórico, en la segunda parte se presenta la recopilación y tratamiento de la

información, en una tercera parte encontramos el RCM para la red de distribución eléctrica de media tensión a 34,5 kV de Campo Rubiales, en una cuarta parte se plantea la estrategia de mantenimiento y por último en la quinta parte se incluyen las conclusiones.

1. GENERALIDADES DEL PROYECTO

1.1 MARCO CONTEXTUAL

1.1.1 Ecopetrol S.A.¹. La reversión al Estado Colombiano de la Concesión De Mares, el 25 de agosto de 1951, dio origen a la Empresa Colombiana de Petróleos. La naciente empresa asumió los activos revertidos de la Tropical Oil Company que en 1921 inició la actividad petrolera en Colombia con la puesta en producción del Campo La Cira-Infantas en el Valle Medio del Río Magdalena, localizado a unos 300 kilómetros al nororiente de Bogotá.

Ecopetrol emprendió actividades en la cadena del petróleo como una Empresa Industrial y Comercial del Estado, encargada de administrar el recurso hidrocarburífero de la nación, y creció en la medida en que otras concesiones revirtieron e incorporó su operación. En 1961 asumió el manejo directo de la refinería de Barrancabermeja. Trece años después compró la Refinería de Cartagena, construida por Intercol en 1956.

En 1970 adoptó su primer estatuto orgánico que ratificó su naturaleza de empresa industrial y comercial del Estado, vinculada al Ministerio de Minas y Energía, cuya vigilancia fiscal es ejercida por la Contraloría General de la República.

La empresa funciona como sociedad de naturaleza mercantil, dedicada al ejercicio de las actividades propias de la industria y el comercio del petróleo y sus afines, conforme a las reglas del derecho privado y a las normas contenidas en sus estatutos, salvo excepciones consagradas en la ley (Decreto 1209 de 1994).

¹ www.ecopetrol.com.co.

En septiembre de 1983 se produjo la mejor noticia para la historia de Ecopetrol y una de las mejores para Colombia: el descubrimiento del Campo Caño Limón, en asocio con OXY, un yacimiento con reservas estimadas en 1.100 millones de millones de barriles. Gracias a este campo, la Empresa inició una nueva era y en el año de 1986 Colombia volvió a ser en un país exportador de petróleo.

En los años noventa Colombia prolongó su autosuficiencia petrolera, con el descubrimiento de los gigantes Cusiana y Cupiagua, en el Piedemonte LLanero, en asocio con la British Petroleum Company.

En 2003 el gobierno colombiano reestructuró la Empresa Colombiana de Petróleos, con el objetivo de internacionalizarla y hacerla más competitiva en el marco de la industria mundial de hidrocarburos.

Con la expedición del Decreto 1760 del 26 de Junio de 2003 modificó la estructura orgánica de la Empresa Colombiana de Petróleos y la convirtió en Ecopetrol S.A., una sociedad pública por acciones, ciento por ciento estatal, vinculada al Ministerio de Minas y Energía y regida por sus estatutos protocolizados en la Escritura Pública número 4832 del 31 de octubre de 2005, otorgada en la Notaría Segunda del Circuito Notarial de Bogotá D.C., y aclarada por la Escritura Pública número 5773 del 23 de diciembre de 2005.

Con la transformación de la Empresa Colombiana de Petróleos en la nueva Ecopetrol S.A., la Compañía se liberó de las funciones de Estado como administrador del recurso petrolero y para realizar esta función fue creada La ANH (Agencia Nacional de Hidrocarburos).

A partir de 2003, Ecopetrol S.A. inició una era en la que, con mayor autonomía, ha acelerado sus actividades de exploración, su capacidad de obtener resultados con

visión empresarial y comercial y el interés por mejorar su competitividad en el mercado petrolero mundial.

Actualmente, Ecopetrol S.A. es la empresa más grande del país con una utilidad neta de \$15,4 billones registrada en 2011 y la principal compañía petrolera en Colombia. Por su tamaño, pertenece al grupo de las 40 petroleras más grandes del mundo y es una de las cuatro principales de Latinoamérica.

1.1.2 Campo Rubiales. El 1 de Julio de 2016, Ecopetrol S.A. recibe la operación de Campo Rubiales, y así registró la noticia: “Comienza una nueva etapa en la historia petrolera de Colombia. Con la experiencia, la creatividad y el trabajo en equipo de los trabajadores que asumen las riendas de Rubiales, lograremos extender por muchos años más la vida útil de este ‘peso pesado de los crudos pesados’.

Con el recibo de Rubiales, Ecopetrol se consolidará como operador de crudos pesados, al manejar los tres mayores campos del país: Castilla, Chichimene y Rubiales, que representan cerca de 330 mil barriles por día; esto es, la tercera parte de la producción petrolera de Colombia.”

Campo Rubiales, localizado en la jurisdicción del municipio de Puerto Gaitán en el departamento del Meta, a 171 kilómetros del casco urbano, como se muestra en las figuras 1 y 2 entregadas a título de información:

Infraestructura Interconectada:

- CPF (Facilidades de Producción)
- Campamentos Centralizados y Oficinas.
- Clúster de Producción Activos
- 7 PAD de Inyección + Generación Térmica.
- 1 Aeropuerto
- 1 CDM – Bodega.
- 1 Estación ODL

En la siguiente tabla se presentan las condiciones climáticas más relevantes de campo Rubiales.

Tabla 1. Las condiciones ambientales más relevantes del campo Rubiales.

CARACTERÍSTICA	VALOR	CARACTERÍSTICA	VALOR
Elevación sobre nivel del mar	184.71m	Humedad media	69% - 85%
Presión barométrica	0.99 bar	Humedad máxima/año	85%
Temperatura media del sitio durante verano	29.44°C	Velocidad media del viento	13.76 km/h
Temperatura media del sitio durante invierno	25°C	Dirección del viento	Noreste medio a suroeste
Temperatura máxima del sitio	40°C	Carga del viento de diseño (Norma NSR — 98)	100.58 km/h
Lluvia media anual	200.66 – 248.92 cm/año	Dirección frecuente del viento	Noreste
Lluvia máxima/24 h	2.5 - 3.2 mm/h	Zona sísmica (Norma NSR — 98)	UBC - zona 1
Días lluviosos promedio / año	100 -150		

Fuente: Ecopetrol S.A.

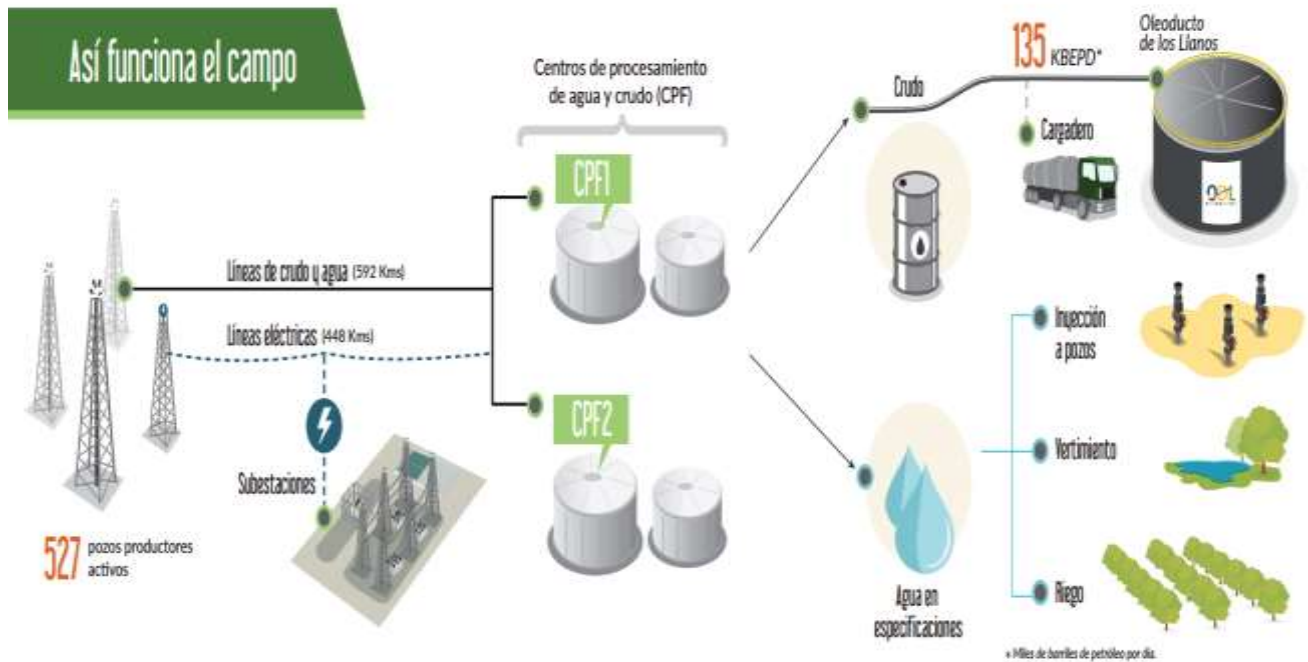
Campo Rubiales cuenta con dos Centrales de Procesamiento de Fluidos, CPF1 y CPF2, diferenciándose en la cantidad y capacidad de algunos equipos.

Los fluidos de producción provenientes de los pozos distribuidos en el campo llegan a los CPF vía troncales de producción que alimentan los cabezales de entrada de crudo en los CPF.

El proceso de deshidratación del crudo se inicia con la separación del agua libre presente en el crudo, y luego posterior a varias etapas de calentamiento, intercambio de calor y finalmente mediante unos tratadores electrostáticos el crudo alcanza las especificaciones técnicas requeridas para la venta. Posteriormente es transferido hacia la Estación de Bombeo de Campo Rubiales (EBR) de la empresa Oleoducto de los Llanos (ODL).

El agua producida durante el proceso de deshidratación del crudo, es tratada en las etapas de desnatado, flotación y filtración para finalmente posterior a cumplir con las especificaciones requeridas por la normatividad y licencias ambientales vigentes es vertida, inyectada a la tierra o usada para riego, tal como se muestra en la figura 3.

Figura 3. Descripción General de Procesos de Campo Rubiales



Fuente: <http://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/es/ecopetrol-web/nuestra-empresa/quienes-somos/lo-que-hacemos/produccion/campo-rubiales>, Noviembre de 2016.

En la figura 4, se presentan las principales locaciones que intervienen en el proceso de tratamiento de crudo y agua, como lo son las facilidades de producción CPF y los PADs de inyección de agua.

Figura 4. Ubicación de las facilidades de Campo Rubiales.



Fuente: <http://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/es/ecopetrol-web/nuestra-empresa/quienes-somos/lo-que-hacemos/produccion/campo-rubiales>, Noviembre de 2016.

1.2 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Ecopetrol S.A. es la empresa más grande del país y la principal compañía petrolera en Colombia. Por su tamaño, Ecopetrol S.A. pertenece al grupo de las 39 petroleras más grandes del mundo y es una de las cinco principales de Latinoamérica².

El 1 de Julio de 2016, Ecopetrol S.A. recibe la operación de Campo Rubiales, y así registró la noticia: “Comienza una nueva etapa en la historia petrolera de Colombia. Con la experiencia, la creatividad y el trabajo en equipo de los

² <http://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/es/ecopetrol-web/nuestra-empresa/quienes-somos/lo-que-hacemos/lo-que-hacemos-informacion>.

trabajadores que asumen las riendas de Rubiales, lograremos extender por muchos años más la vida útil de este 'peso pesado de los crudos pesados'.³

En Campo Rubiales la energía eléctrica es transportada por la red de distribución eléctrica de media tensión a 34,5 kV hasta los diferentes puntos de consumo final distribuidos en la geografía del campo, estos puntos de consumo hacen parte de los procesos de extracción, tratamiento y despacho de crudo, los cuales son el pilar del proceso productivo de este campo petrolero.

Se ha evidenciado y se tiene registrada la ocurrencia de fallas en los equipos pertenecientes a la red de distribución eléctrica de media tensión a 34,5 kV y que afectan el suministro de energía a los puntos de consumo final. El impacto de la ocurrencia de estas fallas se refleja en la reducción de los barriles de crudo producidos por la compañía; por tal razón se pretende disminuir la ocurrencia de las fallas mediante el diseño de un programa de mantenimiento basado en RCM, con tareas y frecuencias acordes a las condiciones operacionales, climáticas, entre otras, particulares de Campo Rubiales, teniendo como principio fundamental la mejora en la confiabilidad y continuidad del servicio prestado por la red de distribución eléctrica de media tensión a 34,5 kV.

³ http://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/es/ecopetrol-web/contratistas/informacion-general/noticias/2016/contenido/Ecopetrolinicioimplementaciondenuevaplataformaparaprosesodeabastecimiento/!ut/p/z1/pZHRToMwFlafxQcwLTAmXBbEDggbg6DYG3Nk3WwCbQN1xre3WRYvFsUI9u4k339Oz3cQQy1iEo7iAEYoCb2tn9nyJdw4IK5qnAd47WASrjYledy6NF2gpxMQIA6hKXZySqIEEzeq135YubTyEPTHHieL6_L4I0fwdfkZgM23r_mEsr-GWlVuWMTFATEN5u1WyL1Cbdlpzc2oeiFFJ5QYdM8HLg3YQu64fOdH0D0Y2KtxAA0j6FF1fFI7Dq8wGd6JQVhe2SXY3BcwXZyBb8_47t6znomTPVC_CL3IJfDDleeA06UugCqwhityabLM8juLSPwMzMvXQNE378elhkYqU3HwBaMqqPg!!/?uri=nm:oid:Z6_9O1GGHS0KGF010ALU7RM5800D7

1.3 OBJETIVOS

1.3.1 Objetivo general. Diseñar un programa de mantenimiento basado en RCM para la red de distribución eléctrica de media tensión a 34,5 kV de Campo Rubiales propiedad de Ecopetrol S.A.

1.3.2 Objetivos específicos

- Efectuar la descripción general de la red de distribución eléctrica de media tensión a 34,5 kV de Campo Rubiales, su funcionamiento y partes constitutivas.
- Obtener una estrategia de mantenimiento para los equipos que componen la red de distribución eléctrica de media tensión a 34,5 kV de Campo Rubiales, mediante la aplicación de la metodología RCM.
- Definir los indicadores de gestión de mantenimiento que permitan medir el cumplimiento y efectividad de la estrategia de mantenimiento propuesta para red de distribución eléctrica de media tensión a 34,5 kV de Campo Rubiales.

1.4 JUSTIFICACIÓN

El impacto en procesos productivos del campo causado por la indisponibilidad, confiabilidad inferior a la deseada, de los componentes de la red de distribución eléctrica de media tensión a 34,5 kV de Campo Rubiales, es el factor principal que impulsa la elaboración de planes de mantenimiento adecuados que aumenten la confiabilidad y disponibilidad de dichos equipos.

Así mismo surge la necesidad de contar con planes de mantenimiento acordes a las necesidades actuales y particulares del sistema de distribución de energía de 34,5kV de Campo Rubiales. Actualmente se cuenta con unas actividades de

mantenimiento, que no son el resultado de la aplicación de metodologías de mantenimiento como FMECA, RCM, entre otras, diseñadas para tal fin.

La aplicación de metodologías como RCM, define prácticas de mantenimiento tanto preventivas como predictivas, las cuales permiten disminuir la tasa de fallas y tiempos de paradas imprevistas de los equipos, obteniendo de esta forma un incremento en su disponibilidad y confiabilidad, disminuyendo de esta manera el impacto a nivel operacional causado por la falla de dichos sistemas.

2. MARCO TEÓRICO

2.1 HISTORIA DEL MANTENIMIENTO

Durante los últimos 20 años, el mantenimiento ha evolucionado, quizás más que cualquier otra disciplina gerencial. Estos cambios se atribuyen principalmente al aumento en número y variedad de los activos físicos que deben ser mantenidos en todo el mundo, diseños más complejos, nuevos métodos de mantenimiento, y una óptica cambiante en la organización del mantenimiento y sus responsabilidades. Estas expectativas cambiantes incluyen creciente toma de conciencia para determinar hasta qué punto las fallas en los equipos afectan a la seguridad y al medio ambiente; al igual de la relación entre el mantenimiento y la calidad del producto para alcanzar una alta disponibilidad en la planta y mantener acotado el costo.

Frente a estos grandes cambios los gerentes buscan un nuevo acercamiento al mantenimiento, con el objetivo de evitar arranques fallidos y callejones sin salida que siempre acompañan a los grandes cambios. *“Buscan en cambio una estructura estratégica que sintetice los nuevos desarrollos en un modelo coherente, para luego evaluarlo y aplicar el que mejor satisfaga sus necesidades y las de la compañía”*.⁴

Como introducción a la metodología del RCM, en este capítulo realizaremos una revisión de la evolución del mantenimiento en los últimos cincuenta años.

⁴ MOUBRAY, John. RCM II Reliability - Centred Maintenance [Mantenimiento Centrado en Confiabilidad]. Edición en español. Estados Unidos: Aladon LLC, 2000. 433 p. ISBN 09539603-2-3. P. 1.

2.1.1 La primera generación. La primera generación cubre el periodo que se extiende hasta la segunda guerra mundial. Para esos días la industria no estaba muy mecanizada, por lo que el tiempo de parada de la máquina y la prevención de las fallas en los equipos no era de mayor importancia para la mayoría de los gerentes. Ya que la mayor parte de los equipos era simple y sobredimensionada. Lo que los hacía confiables y fáciles de reparar. Como resultado no había necesidad de un mantenimiento sistemático más allá de una simple rutina de limpieza, servicio y lubricación. Se requería menos habilidades para realizar el mantenimiento que en la actualidad⁵.

2.1.2 La segunda generación. Durante el transcurso de la segunda guerra mundial todo cambió drásticamente. La presión de la guerra cambió la demanda de todo tipo de bienes, al mismo tiempo que decaía abruptamente el número de trabajadores industriales. Lo que llevó a un aumento en la mecanización. Ya en los 50's había aumentado la cantidad y complejidad de todo tipo de máquinas. La industria estaba empezando a depender de ellas.

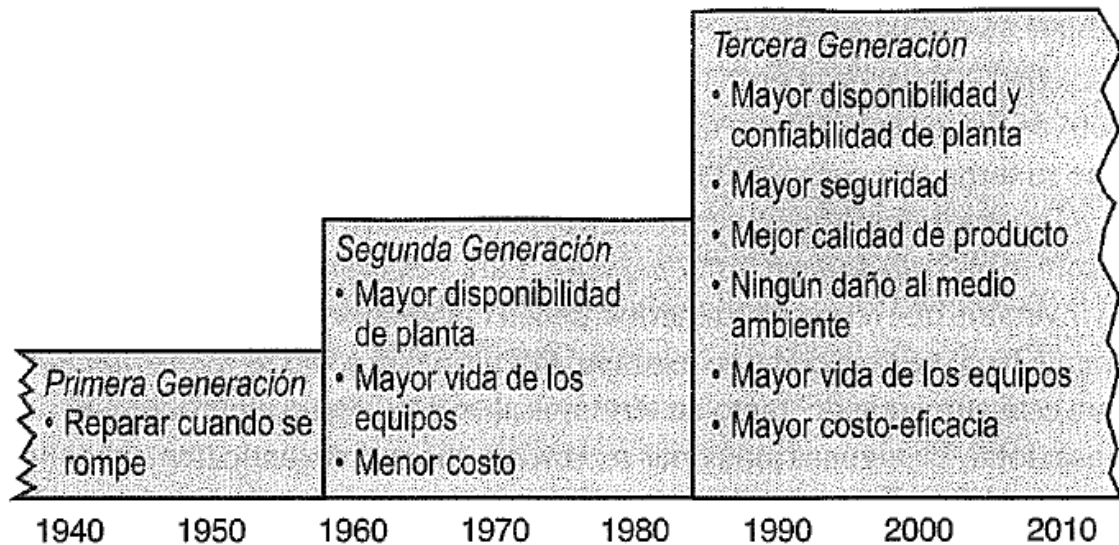
Al aumentar esta dependencia, se concentra la atención en el tiempo de parada de máquina, lo que conlleva a la idea de que las fallas en los equipos podían y debían ser prevenidas, dando lugar al concepto de mantenimiento preventivo. Para la década de los 70's las actividades consistían principalmente en reparaciones mayores a intervalos regulares preestablecidos.

El costo del mantenimiento comenzó a crecer rápidamente con referencia a otros costos operacionales lo que llevó al desarrollo de sistemas de planeación y control del mantenimiento. Por último, la suma de capital ligada a los activos fijos junto

⁵ *Ibíd.*, P. 2.

con un elevado incremento en el costo de ese capital, llevo a la gente a buscar la manera de maximizar la vida útil de estos activos/bienes.⁶

Figura 5. Expectativas de mantenimiento creciente.



Fuente: MOUBRAY, John. RCM II Mantenimiento Centrado en Confiabilidad. P. 3.

2.1.3 La tercera generación. Desde mediados de la década de los 70's el proceso de cambio en la industria ha adquirido aún más impulso. Estos cambios han sido clasificados e: nuevas expectativas, nuevas investigaciones, y nuevas técnicas⁷.

a. Nuevas expectativas

La figura 1 muestra la evolución de las expectativas de mantenimiento. Donde el tiempo de parada de maquina afecta la capacidad de producción de los activos físicos al reducir la producción, aumentar los costos operacionales, y afectar el servicio al cliente.

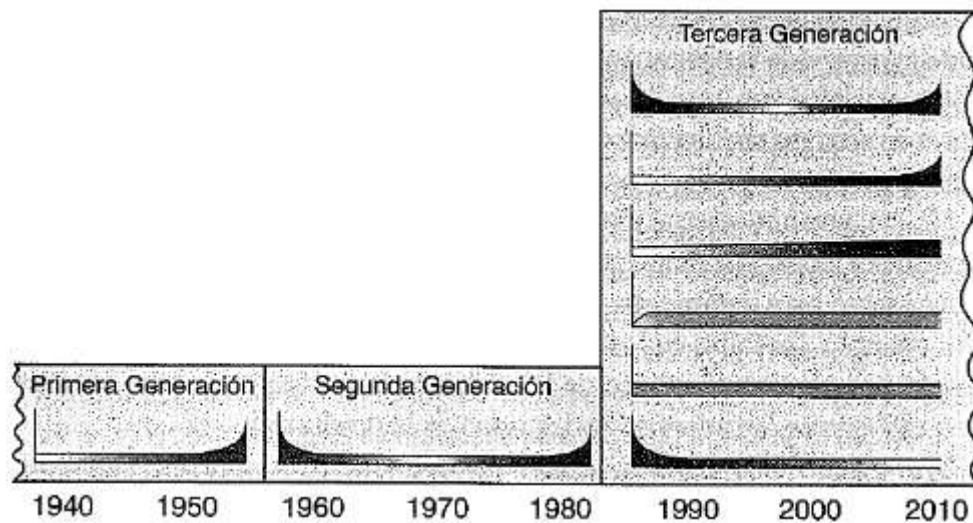
⁶ *Ibíd.*, P. 2-3.

⁷ *Ibíd.*, P. 3-6.

b. Nuevas investigaciones

Las nuevas investigaciones están cambiando muchas de nuestras creencias referidas a la edad y las fallas. La figura 2 muestra como al inicio la idea era simplemente que a medida que los elementos envejecían eran más propensos a fallar (mortalidad infantil) llevó a la segunda generación a creer en la curva de (bañera). Sin embargo, en la tercera generación revelan no uno ni dos sino seis patrones de falla que realmente ocurren en la práctica.

Figura 6. Cambios en los puntos de vista sobre la falla de equipos.

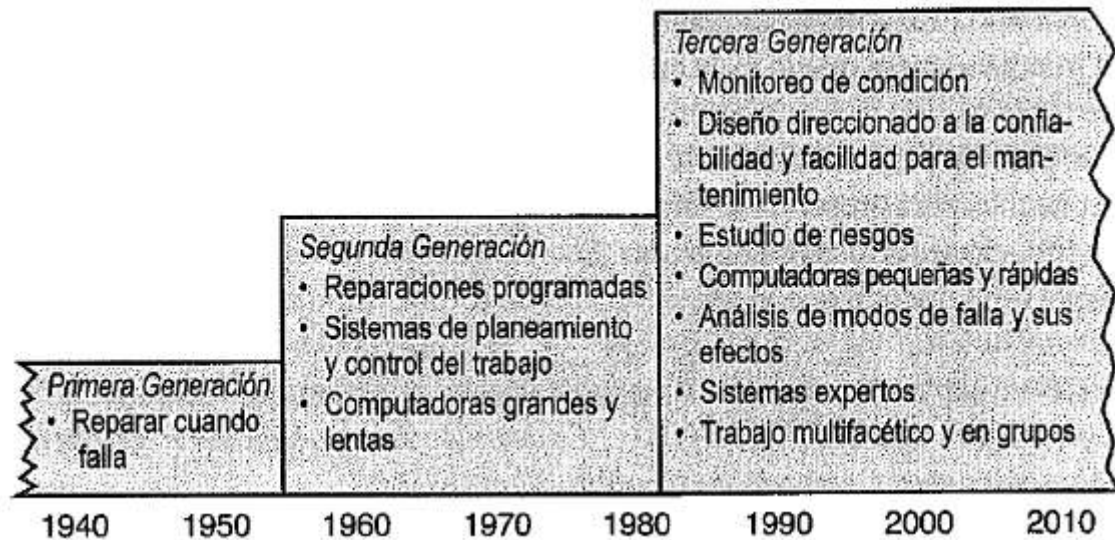


Fuente: MOUBRAY, John. RCM II Mantenimiento Centrado en Confiabilidad. P. 4.

c. Nuevas técnicas

Debido al crecimiento explosivo de nuevos conceptos y técnicas de mantenimiento. La figura 3 muestra cómo ha crecido el énfasis en los clásicos sistemas administrativos y de control para incluir nuevos desarrollos en diferentes áreas. Los nuevos desarrollos incluyen:

Figura 7. Cambios en las técnicas de mantenimiento.



Fuente: MOUBRAY, John. RCM II Mantenimiento Centrado en Confiabilidad. P. 5.

- Herramientas de soporte para la toma de decisiones, tales como el estudio de riesgo, análisis de modos de falla y sus efectos, y sistemas expertos.
- Nuevos métodos de mantenimiento, tal como el monitoreo de condición.
- Diseño de equipos, con un mayor énfasis en la confiabilidad y facilidad para el mantenimiento.
- Un drástico cambio en el modo de pensar la organización hacia la participación, trabajo en grupo y flexibilidad.

Como se mencionó anteriormente, uno de los mayores desafíos que enfrenta el personal de mantenimiento es no solo aprender que son estas técnicas sino decidir cuales valen la pena y cuales no para sus propias organizaciones. Si hacemos una elección adecuadas es posible mejorar el rendimiento de los activos y al mismo tiempo contener y hasta reducir el costo del mantenimiento.

2.2 DEFINICIÓN DE MANTENIMIENTO

Mantenimiento⁸: El papel de mantenimiento es el de incrementar la confiabilidad de los sistemas de producción al realizar actividades tales como planeación, organización, control y ejecución de métodos de conservación de los equipos. Sus funciones van más allá de las reparaciones; su valor se aprecia en la medida en que éstas disminuyan como resultado de un trabajo planificado y sistemático con apoyo y recursos de una política integral de los directivos.

Figura 8. Factores importantes en la gestión del mantenimiento.

Temas Técnicos	Recursos Humanos	Campo Económico
<ul style="list-style-type: none">•Servicios•Productos•Calidad de los productos•Métodos de trabajos de mantenimiento•Manejo de materiales óptimo•Control de todas las actividades de mantenimiento.	<ul style="list-style-type: none">•Función de relaciones internas del personal•Función de relaciones externas•Función de la organización del mantenimiento	<ul style="list-style-type: none">•Estructura de mantenimiento•Economía en la gerencia de mantenimiento•Economía frente a la producción

Fuente: Mantenimiento Industrial Efectivo. Luis Alberto Mora Gutiérrez.

Es por eso que la función mantenimiento se ha convertido hoy en día, en una de las principales fuentes de ingreso y beneficios en plantas y centros industriales de empresas y compañías tanto en Colombia como en el resto del mundo.

⁸ MORA GUTIERREZ, Luis Alberto. Mantenimiento Industrial Efectivo. 2012.

2.3 HISTORIA DEL MANTENIMIENTO CENTRADO EN CONFIABILIDAD (RCM)

El RCM tiene sus inicios a principios de 1960. El trabajo del desarrollo inicial fue hecho por la Industria de la Aviación Civil Norteamericana. Y se hizo realidad cuando las aerolíneas comprendieron que muchas de sus filosofías de mantenimiento eran no sólo costosas sino también altamente peligrosas. Ello inspiró a la industria a aunar una serie de “Grupos de Dirección de Mantenimiento” para reexaminar todo lo que ellos estaban haciendo para mantener sus aeronaves operando. Estos grupos estaban formados por representantes de los fabricantes de aeronaves, las aerolíneas y la Fuerza Área Americana.

El nacimiento del “RCM”: desde 1960 hasta 1980

El RCM es uno de los procesos desarrollados durante 1960 y 1970 con la finalidad de ayudar a las personas a determinar las políticas para mejorar las funciones de los activos físicos y manejar las consecuencias de sus fallas. De éstos procesos, el RCM es el más efectivo.

A mediados de 1970, el gobierno de los Estados Unidos de América quiso saber más acerca de la filosofía moderna en materia de mantenimiento de aeronaves. Y solicitaron un reporte sobre éste a la industria aérea. Dicho reporte fue escrito por Stanley Nowlan y Howard Heap de United Airlines. Ellos lo titularon “RELIABILITY CENTERED MAINTENANCE” (MANTENIMIENTO CENTRADO EN LA CONFIABILIDAD), fue publicado en 1978, y aún sigue siendo uno de los documentos más importantes en la historia del manejo de los activos físicos. Está disponible en el Servicio de Información Técnica Nacional del Gobierno de los Estados Unidos de América, en Springfield, Virginia.

Este reporte fue la culminación de 20 años de investigación y experimentación con la aviación comercial de los Estados Unidos de América, un proceso que produjo inicialmente el documento presentado en 1968, llamado Guía MSG – 1, Manual: Evaluación del Mantenimiento y Desarrollo del Programa, y el documento presentado en 1970: MSG-2 Planeación de Programas de Mantenimiento para Fabricantes / Aerolíneas, ambos documentos fueron patrocinados por la ATA (Air Transport Association of America – Asociación de Transportadores Aéreos de los EEUU).

El reporte de Nowlan y Heap ha sido desde entonces usado como base para varios modelos de RCM de tipo militar, y para aquellas actividades no relacionadas con la aviación.

El Departamento de Defensa aprendió que la aviación comercial había encontrado un enfoque revolucionario para programar el mantenimiento y buscó beneficiarse de ésta experiencia. Nowlan y Heap fueron comisionados para escribir su versión del libro para el Departamento de Defensa de los Estados Unidos de América, el cual estaba mirando en la aviación comercial formas para hacer menos costosos sus planes de mantenimiento. Una vez que el Departamento de Defensa publicó el libro de Nowlan y Heap, el ejército americano se propuso desarrollar procesos RCM para su propio uso: uno para el ejército, uno para la fuerza aérea, y otro para la armada.

En un esfuerzo separado al principio de 1980, El Instituto para (EPRI por sus siglas en Inglés) la Investigación de la Energía Eléctrica, un grupo de investigación industrial para las compañías generadoras de energía en los Estados Unidos de América realizó dos aplicaciones piloto del RCM en la industria de la energía nuclear americana.

Su interés surgió de la creencia de que ésta industria estaba logrando niveles adecuados de seguridad y confiabilidad, pero se hacía sobremantenimiento masivo a sus equipos. Esto significaba que su principal propósito era reducir costos de mantenimiento en vez de mejorar la confiabilidad, y el proceso RCM era modificado consecuentemente. (Ellos modificaron tanto el proceso RCM, que su parecido es poco con el original descrito por Nowlan y Heap, y debería ser descrito más correctamente como la Optimización del Mantenimiento Planificado o PMO – por sus siglas en inglés – más que como RCM). Este proceso modificado fue adoptado sobre una base amplia por la industria de la energía nuclear Americana en 1987, y se implementaron variaciones de su enfoque por otras compañías nucleares, algunas otras ramas de la generación eléctrica, distribución industrial y repuesta de la industria petrolera.

Al mismo tiempo, otros especialistas en la formulación de estrategias se interesaron en la aplicación del RCM en industrias diferentes a la aviación. Dentro de éstos, el principal fue John Moubray y sus asociados. Este grupo trabajó inicialmente con el RCM en industrias mineras y de manufactura en Sudáfrica bajo la asesoría de Stan Nowlan, y luego se ubicaron en el Reino Unido. Desde allí, sus actividades se han expandido para cubrir la aplicación del RCM en casi todos los campos del esfuerzo humano organizado, abarcando más de 42 países.

Moubray y sus asociados se han fundamentado en el trabajo de Nowlan mientras mantienen su enfoque original en la seguridad y confiabilidad del equipo. Por ejemplo, incorporaron temas ambientales al proceso de toma de decisiones en materia de RCM, clasificaron las formas en las cuales las funciones del equipo deberían ser definidas, desarrollaron reglas más precisas para seleccionar labores de mantenimiento e intervalos para las labores y también incorporaron directamente criterios de riesgo cuantitativo a un grupo de intervalos para labores

en busca de fallas. Su versión mejorada del RCM se conoce actualmente como el RCM2⁹.

2.3.1 Mantenimiento y RCM. Desde el punto de vista de la ingeniería hay dos elementos que hacen al manejo de cualquier activo físico. Debe ser mantenido y de tanto en tanto quizás también necesite ser modificado¹⁰., existen dos elementos para el manejo de cualquier bien físico. Este debe ser mantenido y cada tanto ser modificado. Mantenimiento y Mantenimiento Centrado en la garantía de funcionamiento se definen de la siguiente manera:

Mantenimiento: Asegurar que los activos físicos continúen haciendo lo que sus usuarios quieren que hagan.¹¹

Las solicitudes de los usuarios van a depender de dónde y cómo se utilice el activo (contexto operacional). Esto lleva a la siguiente definición de mantenimiento centrado en confiabilidad:

Mantenimiento Centrado en Confiabilidad: un proceso utilizado para determinar que se debe hacer para asegurar que cualquier activo físico continúe haciendo lo que sus usuarios quieren que haga en su contexto operacional actual¹².

⁹ GONZALEZ RODRIGUEZ, Miguel Abdel; HERRERA ANDRADES, Oscar Iván, diseño de un plan de mantenimiento piloto basado en la filosofía RCM para los equipos críticos de la estación corocora del oleoducto de los llanos orientales ODL S.A. UIS, Trabajo de Grado, 2014. P. 34 – 37.

¹⁰ MOUBRAY, John. RCM II Reliability - Centred Maintenance [Mantenimiento Centrado en Confiabilidad]. Edición en español. Estados Unidos: Aladon LLC, 2000. 433 p. ISBN 09539603-2-3. P. 6

¹¹ Ibid. P. 7.

¹² Ibid.

2.4 EL MANTENIMIENTO CENTRADO EN CONFIABILIDAD (RCM)

El proceso permite determinar cuáles son las tareas de mantenimiento adecuadas para cualquier activo físico. El RCM ha sido utilizado en miles de empresas de todo el mundo: desde grandes empresas petroquímicas hasta las principales fuerzas armadas del mundo utilizan RCM para determinar las tareas de mantenimiento de sus equipos, incluyendo la gran minería, generación eléctrica, petróleo y derivados, metal-mecánica, etc. La norma SAE JA1011 especifica los requerimientos que debe cumplir un proceso para poder ser denominado un proceso RCM.¹³

Según esta norma, las 7 preguntas básicas del proceso RCM son:

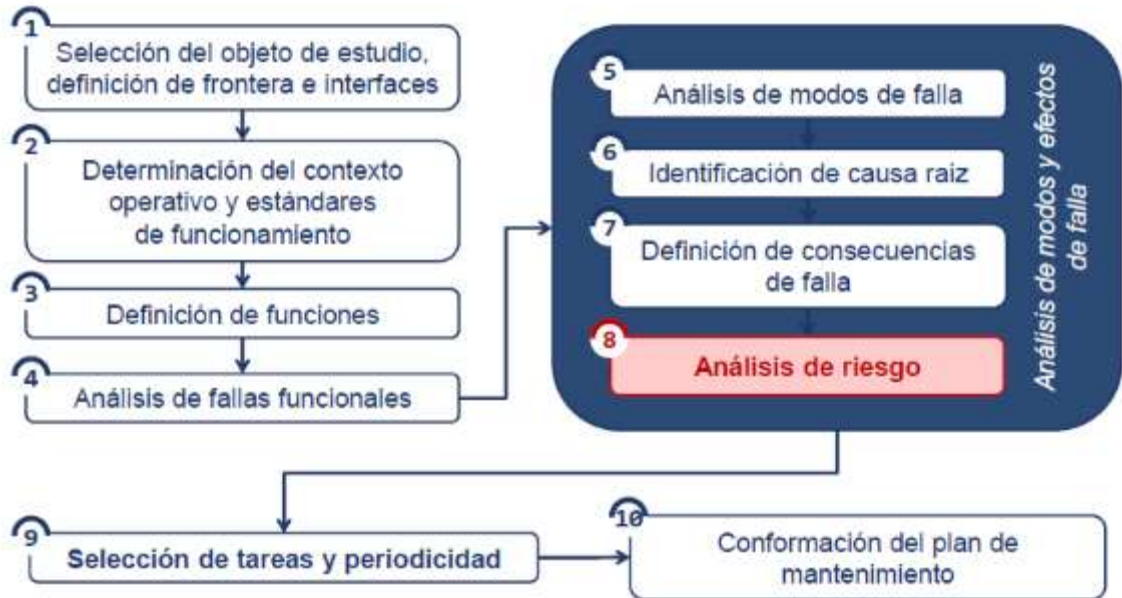
1. ¿Cuáles son las funciones deseadas para el equipo que se está analizando?
2. ¿Cuáles son los estados de falla (fallas funcionales) asociados con estas funciones?
3. ¿Cuáles son las posibles causas de cada uno de estos estados de falla?
4. ¿Cuáles son los efectos de cada una de estas fallas?
5. ¿Cuál es la consecuencia de cada falla?
6. ¿Qué puede hacerse para predecir o prevenir la falla?
7. ¿Qué hacer si no puede encontrarse una tarea predictiva o preventiva adecuada?

La metodología del RCM muestra que muchos de los conceptos del mantenimiento que se consideraban correctos son realmente equivocados. En muchos casos, estos conceptos pueden ser hasta peligrosos. Por ejemplo, la idea de que la mayoría de las fallas se producen cuando el equipo envejece ha demostrado ser falsa para la gran mayoría de los equipos industriales.

¹³ www.rcm-confiabilidad.com.ar, RCM - Mantenimiento Centrado en Confiabilidad. 2005. P. 1.

A continuación se explican varios conceptos derivados del Mantenimiento Centrado en Confiabilidad, muchos de los cuales a ´un no son completamente entendidos por los profesionales del mantenimiento industrial.

Figura 9. Diagrama de flujo del RCM.



Fuente: ORTIZ PLATA, Daniel. Curso RCM.

2.4.1 Conceptos del RCM. La metodología del RCM deja ver que muchos de los conceptos del mantenimiento que se consideraban correctos son realmente equivocados. En muchos casos, estos conceptos pueden ser hasta peligrosos. Por ejemplo, la idea de que la mayoría de las fallas se producen cuando el equipo envejece ha demostrado ser falsa para la gran mayoría de los equipos industriales. A continuación se explican varios conceptos derivados del Mantenimiento Centrado en Confiabilidad, muchos de los cuales aún no son completamente entendidos por los profesionales del mantenimiento industrial.

a. El contexto operacional

Antes de comenzar a redactar las funciones deseadas para el activo que se está analizando (primera pregunta del RCM), se debe tener un claro entendimiento del contexto en el que funciona el equipo. Por ejemplo, dos activos idénticos operando en distintas plantas, pueden resultar en planes de mantenimiento totalmente distintos si sus contextos de operación son diferentes. Un caso típico es el de un sistema de reserva, que suele requerir tareas de mantenimiento muy distintas a las de un sistema principal, a un cuando ambos sistemas sean físicamente idénticos. Entonces, antes de comenzar el análisis se debe redactar el contexto operacional, breve descripción (2 ó 3 carillas) donde se debe indicar: régimen de operación del equipo, disponibilidad de mano de obra y repuestos, consecuencias de indisponibilidad del equipo (producción perdida o reducida, recuperación de producción en horas extra, tercerización), objetivos de calidad, seguridad y medio ambiente, etc.¹⁴

b. Funciones

El análisis de RCM comienza con la redacción de las funciones deseadas. Por ejemplo, la función de una bomba puede definirse como “Bombear no menos de 500 litros/minuto de agua”. Sin embargo, la bomba puede tener otras funciones asociadas, como por ejemplo “Contener al agua (evitar pérdidas)”. En un análisis de RCM, todas las funciones deseadas deben ser listadas¹⁵.

¹⁴ *Ibíd.*, P. 2.

¹⁵ *Ibíd.*

c. Fallas funcionales o estados de falla¹⁶

Los objetivos del mantenimiento son definidos por las funciones y expectativas de funcionamiento asociadas al activo en cuestión. Pero ¿Cómo puede el mantenimiento alcanzar estos objetivos?

El único hecho que puede hacer que un activo no pueda desempeñarse conforme a los parámetros requeridos por sus usuarios es alguna clase de falla. Esto sugiere que el mantenimiento cumple sus objetivos al adoptar una política apropiada para el manejo de una falla. Sin embargo, antes de poder aplicar una combinación adecuada de herramientas para el manejo de una falla. Necesitamos identificar que fallas pueden ocurrir.

El RCM lo hace en dos niveles:

- En primer lugar, identifica las circunstancias que llevaron a la falla.
- Luego se pregunta qué eventos pueden causar que el activo falle.

En el mundo del RCM, los estados de falla son conocidos como fallas funcionales porque ocurren cuando el activo no puede cumplir una función de acuerdo al parámetro de funcionamiento que el usuario considera aceptable.

Sumando a la incapacidad total de funcionar, esta definición abarca fallas parciales en las que el activo todavía funciona pero con un nivel de desempeño inaceptable. Evidentemente estas solo pueden ser identificadas luego de haber definido las funciones y parámetros de funcionamiento del activo.

¹⁶ MOUBRAY, John. RCM II Reliability - Centred Maintenance [Mantenimiento Centrado en Confiabilidad]. Edición en español. Estados Unidos: Aladon LLC, 2000. 433 p. ISBN 09539603-2-3. P. 9.

d. Modos de falla

Los modos de falla incluyen aquellos que han ocurrido en equipos iguales o similares operando en el mismo contexto, fallas que actualmente están siendo prevenidas por regímenes de mantenimiento existentes, así como fallas que aún no han ocurrido pero son consideradas altamente posibles en el contexto en cuestión.

La mayoría de las listas tradicionales de modos de falla incorporan fallas causadas por el deterioro o desgaste por uso normal. Sin embargo, para que todas las causas probables de fallas en los equipos puedan ser identificadas y resueltas adecuadamente, esta lista debería incluir fallas causadas por errores humanos (por parte de los operadores y el personal de mantenimiento), y errores de diseño. También es importante identificar la causa de cada falla con suficiente detalle para asegurarse de no desperdiciar tiempo y esfuerzo intentando tratar síntomas en lugar de causas reales. Por otro lado es igualmente importante asegurarse de no malgastar el tiempo en el análisis mismo al concentrarse demasiado en los detalles.¹⁷

e. Efectos de falla

Los efectos de falla describen lo que ocurre con cada modo de falla. Esta descripción debería incluir toda la información necesaria para apoyar la evaluación de las consecuencias de la falla, tal como:

- Qué evidencia existe (si la hay) de que la falla ha ocurrido.
- De qué modo representa una amenaza para la seguridad o el medio ambiente (si la representa).

¹⁷ *Ibid.*

- De qué manera afecta a la producción o a las operaciones (si las afecta).
- Qué daños físicos (si los hay) han sido causados por la falla.
- Qué debe hacerse para reparar la falla.

El proceso de identificar funciones, fallas funcionales, modos de falla, y efectos de falla trae asombrosas y muchas veces apasionantes oportunidades de mejorar el rendimiento y la seguridad, así como también eliminar el desperdicio.¹⁸

f. Categoría de consecuencias

La falla de un equipo puede afectar a sus usuarios de distintas formas:

- Poniendo en riesgo la seguridad de las personas (“consecuencias de seguridad”).
- Afectando al medio ambiente (“consecuencias de medio ambiente”).
- Incrementando los costos o reduciendo el beneficio económico de la empresa (“consecuencias operacionales”).
- Ninguna de las anteriores (“consecuencias no operacionales”).

Además, existe una quinta categoría de consecuencias, para aquellas fallas que no tienen ningún impacto cuando ocurren salvo que posteriormente ocurra alguna otra falla. Por ejemplo, la falla del neumático de auxilio no tiene ninguna consecuencia adversa salvo que ocurra una falla posterior (pinchadura de un neumático de servicio) que haga que sea necesario cambiar el neumático. Estas fallas corresponden a la categoría de fallas ocultas.

Cada modo de falla identificado en el análisis de RCM debe ser clasificado en una de estas categorías. El orden en el que se evalúan las consecuencias es el siguiente: seguridad, medio ambiente, operacionales, y no operacionales, previa

¹⁸ *Ibid.*, P. 10.

separación entre fallas evidentes y ocultas. El análisis RCM bifurca en esta etapa: el tratamiento que se le va a dar a cada modo de falla va a depender de la categoría de consecuencias en la que se haya clasificado, lo que es bastante razonable: no sería lógico tratar de la misma forma a fallas que pueden afectar la seguridad que aquellas que tienen consecuencias económicas. El criterio a seguir para evaluar tareas de mantenimiento es distinto si las consecuencias de falla son distintas.¹⁹

g. Fallas ocultas

Los equipos suelen tener dispositivos de protección, es decir, dispositivos cuya función principal es la de reducir las consecuencias de otras fallas (fusibles, detectores de humo, dispositivos de detención por sobre velocidad/temperatura/presión, etc.). Muchos de estos dispositivos tienen la particularidad de que pueden estar en estado de falla durante mucho tiempo sin que nadie ni nada ponga en evidencia que la falla ha ocurrido. (Por ejemplo, un extintor contra incendios puede ser hoy incapaz de apagar un incendio, y esto puede pasar totalmente desapercibido (si no ocurre el incendio)).²⁰

Una válvula de alivio de presión en una caldera puede fallar de tal forma que no es capaz de aliviar la presión si ésta excede la presión máxima, y esto puede pasar totalmente desapercibido (si no ocurre la falla que hace que la presión supere la presión máxima.) Si no se hace ninguna tarea de mantenimiento para anticiparse a la falla o para ver si estos dispositivos son capaces de brindar la protección requerida, entonces puede ser que la falla solo se vuelva evidente cuando ocurra aquella otra falla cuyas consecuencias el dispositivo de protección está para aliviar. (Por ejemplo, es posible que nos demos cuenta que no funciona el extintor

¹⁹ www.rcm-confiabilidad.com.ar. RCM - Mantenimiento Centrado en Confiabilidad. 2005. P. 3.

²⁰ *Ibid.*, P. 4 -5.

recién cuando ocurra un incendio, pero entonces ya es tarde: se produjo el incendio fuera de control. Es posible que nos demos cuenta que no funciona la válvula de seguridad recién cuando se eleve la presión y ésta no actué, pero también ya es tarde: se produjo la explosión de la caldera.) Este tipo de fallas se denominan fallas ocultas, dado que requieren de otra falla para volverse evidentes.

h. Tareas, frecuencias²¹

✓ Mantenimiento predictivo o a condición (Scheduled on-condition task)

Las actividades programadas en base a condición (predictivas), se basan en el hecho de que la mayoría de los modos de fallos no ocurren instantáneamente, sino que se desarrollan progresivamente en un periodo de tiempo. Si la evidencia de este tipo de modo de fallo puede ser detectada bajo condiciones normales de operación, es posible que se puedan tomar acciones programadas en base a la condición del activo, que ayuden a prevenir estos modos de fallo y eliminar sus consecuencias. El momento en el proceso en el cual es posible detectar que el fallo está ocurriendo o está a punto de ocurrir es conocido como fallo potencial y se define como una condición física identificable que indica que el fallo funcional está a punto de ocurrir o que ya está ocurriendo dentro del proceso.

✓ Recuperar condición (Scheduled restoration task)

Son las actividades periódicas que se llevan a cabo para restaurar un activo a su condición original, es decir, actividades de prevención realizadas a los activos a un intervalo de frecuencia menor al límite de vida operativo del activo, en función del

²¹ BARBERÁ MARTINEZ, Luis, Criterios y Evaluación de Herramientas Software para dar Soporte a la Implantación de la Metodología RCM, UNIVERSIDAD DE SEVILLA, Trabajo de Grado, 2010.

análisis de sus funciones en el tiempo. En este tipo de actividades, el activo es puesto fuera de servicio, se realiza una inspección general y se reemplazan, en caso de ser necesario, las piezas defectuosas. Las tareas de restauración programadas son conocidas como overhauls, y su aplicación más común es en equipos mayores: compresores, turbinas, calderas, etc. Mantenimiento que se lleva a cabo después de haber reconocido la existencia de una avería, a fin de devolver a la pieza de equipo aquel estado que le permita realizar una función requerida.

✓ **Cambio de partes (Scheduled replacement o discard task)**

Este tipo de actividad está orientada específicamente hacia el reemplazo de componentes o partes usadas de un activo a un intervalo temporal inferior al de su vida útil (antes que se produzca el fallo). Las actividades de reemplazo devolverán la condición original al componente, ya que se sustituye uno viejo por uno nuevo, la diferencia con las anteriores es simplemente que éstas inciden en los componentes y las de reacondicionamiento involucran a todos los componentes de un equipo mayor, además de que un overhaul no implica una sustitución de piezas viejas sino que puede limitarse a acciones de limpieza, reparación o inspección.

✓ **Búsqueda de fallas (Scheduled function test)**

Tal y como se definió en apartados precedentes, los modos de fallos ocultos no son evidentes bajo condiciones normales de operación, por lo que este tipo de fallos no tienen consecuencias directas, pero éstas consecuencias pueden propiciar la aparición de fallos múltiples dentro de un contexto operacional. Uno de los caminos que puede ayudar a minimizar los efectos de un fallo múltiple es tratar de disminuir la probabilidad de ocurrencia de fallos ocultos, chequeando periódicamente si la función oculta está trabajando correctamente.

✓ **Cambio de diseño (Redesing)**

En el caso de no conseguir actividades de prevención que ayuden a reducir los modos de fallos que afecten a la seguridad o al ambiente a un nivel aceptable, es necesario realizar un rediseño que minimice o elimine las consecuencias de esos modos de fallos.

✓ **Operar hasta que falle (Run to failure)**

En el caso de no conseguir actividades de prevención económicamente más baratas que los posibles efectos derivados de los modos de fallos con consecuencias operacionales o no operacionales, se podrá tomar la decisión de esperar hasta el fallo y actuar entonces de forma correctiva.

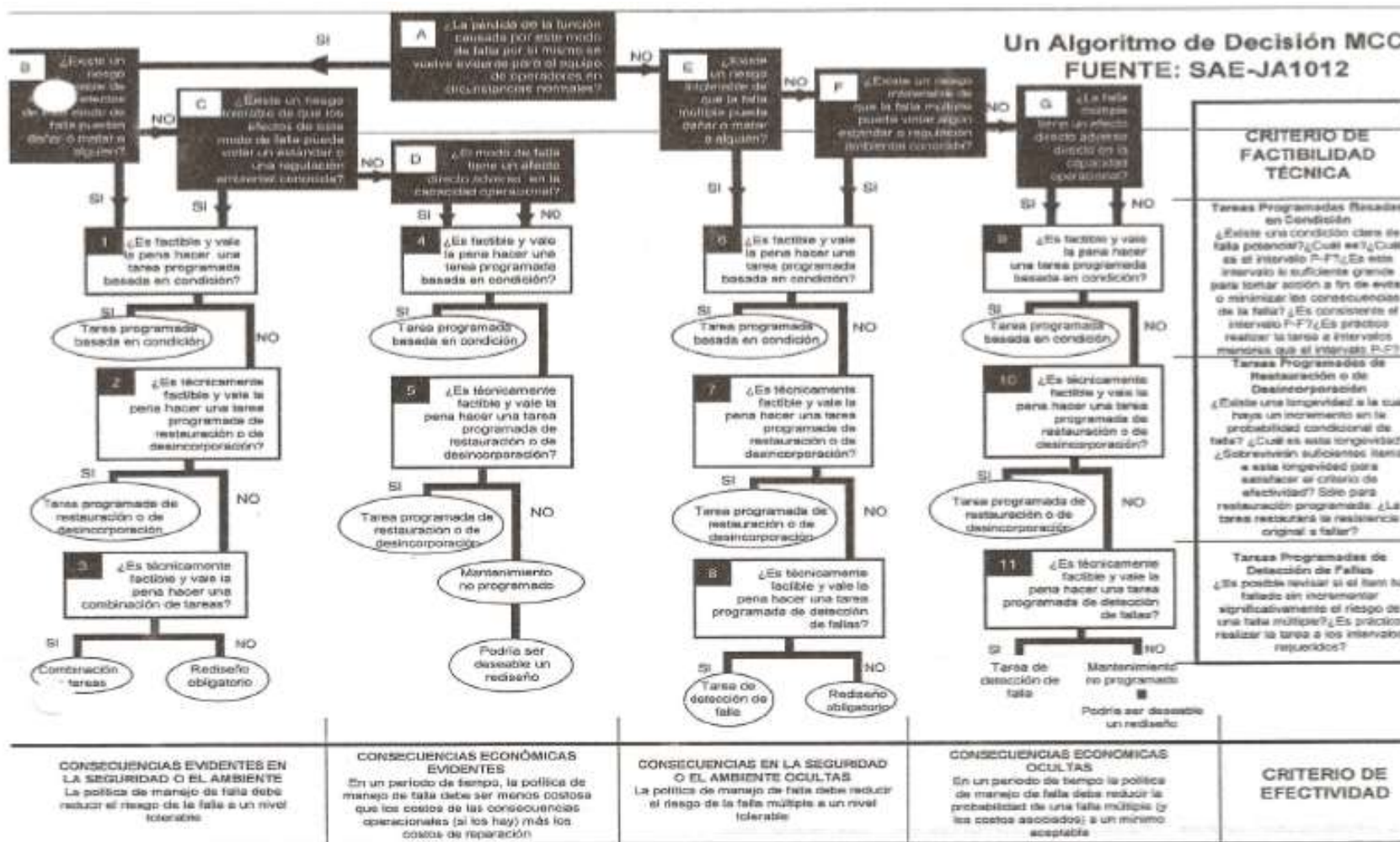
2.4.2 Beneficios del RCM. La implementación de este tipo de metodologías lleva a:

- Mayor seguridad e integridad ambiental.
- Equipos más seguros y confiables.
- Reducciones de costos (directos e indirectos).
- Mejora en la calidad del producto.
- Mayor cumplimiento de las normas de seguridad y medio ambiente.
- Mejor funcionamiento operacional (cantidad, calidad de producto y servicio al cliente).
- Mayor costo-eficacia del mantenimiento.
- Mayor vida útil de componentes costosos.
- Una base de datos global.
- Mayor motivación del personal.
- Mejor trabajo de equipo.

El RCM también está asociado a beneficios humanos, como mejora en la relación entre distintas áreas de la empresa, fundamentalmente un mejor entendimiento entre mantenimiento y operaciones.²²

²² www.rcm-confiabilidad.com.ar, RCM - Mantenimiento Centrado en Confiabilidad. 2005. P. 9.

Figura 10. Árbol lógico de decisión, basado en la norma SAE JA1012.



Fuente: Norma SAE JA1012.

3. RCM SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA A 34,5 kV DE CAMPO RUBIALES

3.1 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA

Campo Rubiales cuenta con una línea de doble circuito de 230kV que lo conecta, al Sistema Interconectado Nacional (SIN), con una capacidad hasta 190 MW en operación continua. Como respaldo se tienen centros de generación centralizada denominados Termo Rubiales, Termollanos, Termomorichal I y Termomorichal II con capacidad hasta 150 MW, un sistema de distribución a 34,5kV de aproximadamente 285 km de red y en expansión, transformadores de potencia desde 10 kVA hasta 5000 kVA, los más generalizados son de 1000kVA a 34,5/0,48kV y 1600kVA a 34,5/4,16kV, distribuidos en el campo. La potencia generada se transfiere a través de aproximadamente 23 circuitos de distribución radial y con un respaldo, que en condiciones de falla cuentan con la posibilidad de suplirse entre ellos, que llevan la energía desde la generación térmica centralizada hasta cada una de las cargas.

Los circuitos están dotados con equipos de maniobra tales como reconectores, seccionadores de operación sin carga, cuchillas monopolares, indicadores de fallas y cortacircuitos entre otros, que dinamizan la operación del sistema de distribución a 34,5kV.

Tabla 2. Características básicas del sistema eléctrico.

Descripción	Valor
Voltaje nominal (kV):	34,5
Máxima Tensión nominal (kV):	37,5
Frecuencia nominal (Hz):	60
BIL onda plena (kV pico):	250
Sobre tensión no disruptiva a 60Hz (kV):	85
Nivel de falla nominal (MVA, kA)	1500, 42
Puesta a tierra:	Conexión estrella sólidamente puesta a tierra.
Conductores de línea:	ACSR 266.8 y 336.4 MCM.

Fuente: Ecopetrol S.A.

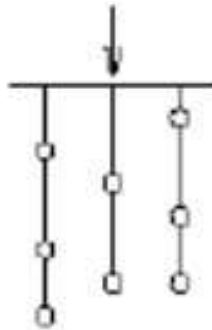
3.1.1 Topología de la red de media tensión de 34,5 kV de campo Rubiales.

Las redes de distribución para el campo Rubiales fueron construidas en un sistema radial, partiendo de una zona central, compuesta por tres pórticos de maniobras.

Sistema radial: Utiliza una sola línea de suministro, de manera que los consumidores solo tienen una sola posible vía de alimentación. Este tipo de red se utiliza principalmente en áreas rurales ya que es menor el coste de suministro al tratarse de grandes áreas geográficas con cargas dispersas y baja densidad.²³

²³ MÉNDEZ TREVIÑO, María Eugenia, Planificación del Sistema de Distribución de Energía Eléctrica: Técnicas de optimización, UNIVERSIDAD DE SEVILLA, Trabajo de Grado, 2007.

Figura 11. Sistema Radial.



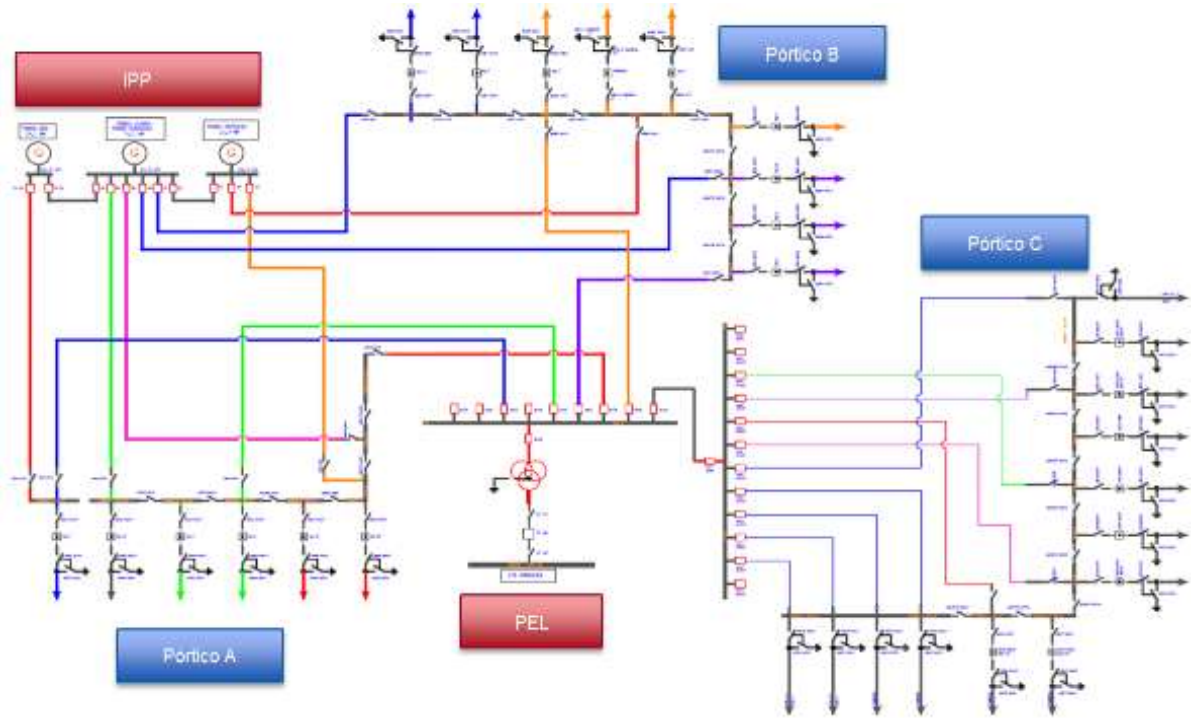
Fuente: MÉNDEZ TREVIÑO, María Eugenia, Planificación del Sistema de Distribución de Energía Eléctrica: Técnicas de optimización.

La salida de la energía desde la planta térmica de generación centralizada Termo Rubiales y desde la subestación rubiales de 230 kV proveniente del Sistema Interconectado Nacional, cuenta con un pórtico con postera de 14m, equipado con seccionamiento, pararrayos, crucetas metálicas y reconectores.

El principal objeto de este pórtico es la protección de los circuitos eléctricos desde su arranque y tener concentrada la operación y maniobrabilidad del sistema²⁴.

²⁴ OVIEDO ROBLEDO, Jhon Jairo, Ubicación de equipos inteligentes con el fin de aumentar la disponibilidad del sistema de distribución de campo Rubiales, ANDES, Trabajo de Grado, 2014.

Figura 12. Diagrama unifilar pórticos de maniobra.

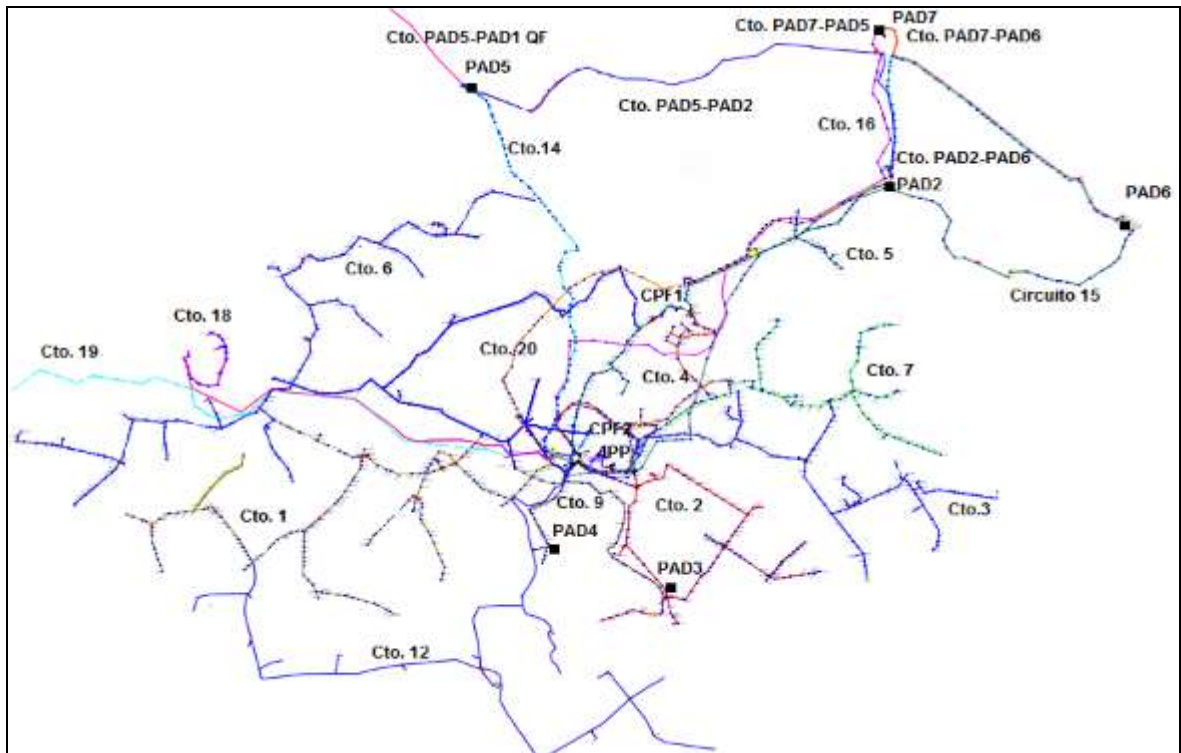


Fuente: Ecopetrol S.A.

El sistema de distribución de campo Rubiales, cuenta con seccionadores, interruptores y reconectores los cuales son usados para protección (aislar fallas) y también para la configuración del sistema.

A continuación se ilustran los diagramas esquemáticos de los circuitos primarios simplificados del sistema de distribución de campo Rubiales.

Figura 13. Esquema topológico circuitos eléctricos del sistema de distribución.



Fuente: Ecopetrol S.A.

3.1.2 Inventario general de las redes eléctricas del sistema 34,5 kV. En la actualidad el sistema de distribución de potencia está compuesto por las siguientes cantidades de redes, estructuras, subestaciones de variadas potencias, equipos de seccionamiento (reconectores), entre otros.

Tabla 3. Inventario general de los componentes del sistema de Distribución a 34,5 kV del campo Rubiales.

DESCRIPCIÓN	CANTIDAD
Bahías de salida de circuitos a 34,5kV	35 un
Reconectores	71 un
Seccionadores tripolares	148 un
Seccionadores monopolares	498 jgo
Cortacircuitos	615 un
Estructuras RH-231 y RH 226	2.190 un
Postes de alumbrado y apantallamiento	2.145 un
Conductores ACSR de redes	1.012.618 m

Fuente: Ecopetrol S.A.

3.1.3 Pórticos de salida principal. Para la salida de la energía desde las plantas térmicas de generación centralizada se cuenta con pórticos con postería de 18 m equipado con seccionamientos, pararrayos, crucetas metálicas y reconectores.

Los principales objetivos de estos pórticos son la protección de los circuitos eléctricos desde su arranque, tener concentrada la operación y la maniobrabilidad del sistema.

El pórtico de salida principal cuenta con reconectores, equipos que son programables, con el fin de proteger las redes contra fallas de corto eléctrico entre las fases o fase- tierra. De igual manera los reconectores son elementos críticos dentro del sistema coordinado de protecciones eléctricas.

3.1.4 Estructuras de red. De acuerdo con las condiciones topográficas del Campo Rubiales, las condiciones de ingeniería y normatividad se considerarán las estructuras tipo IPSE, pues su normatividad proviene de líneas de distribución rurales en campos petroleros.

Las características principales que tienen las estructuras del sistema de distribución del campo Rubiales son las siguientes:

- Utilizables para el nivel de tensión de 34,5kV.
- Normalización IPSE.
- Apropriadas para el sector rural, terreno plano y ondulado.
- Limitaciones de servidumbres de aproximadamente 20 m en total.
- Capacidad de soporte - conductores ACSR entre 4/0 AWG a 366.4kCM.
- Con alturas totales entre 14 m, 18 m y 22m.
- Configuración en H y estructuras tipo pórtico.
- Autosoportadas.
- Conformadas por postes de concreto con crucetas metálicas o torrecillas desde 18 m hasta 35 m.

Teniendo en cuenta lo anterior y de acuerdo con la normatividad, las siguientes estructuras tipo IPSE auto-soportadas son las que están presentes en el campo:

Para suspensiones:

- SH – 225
- SH – 226
- SH – 227
- SH – 228

Para retenciones:

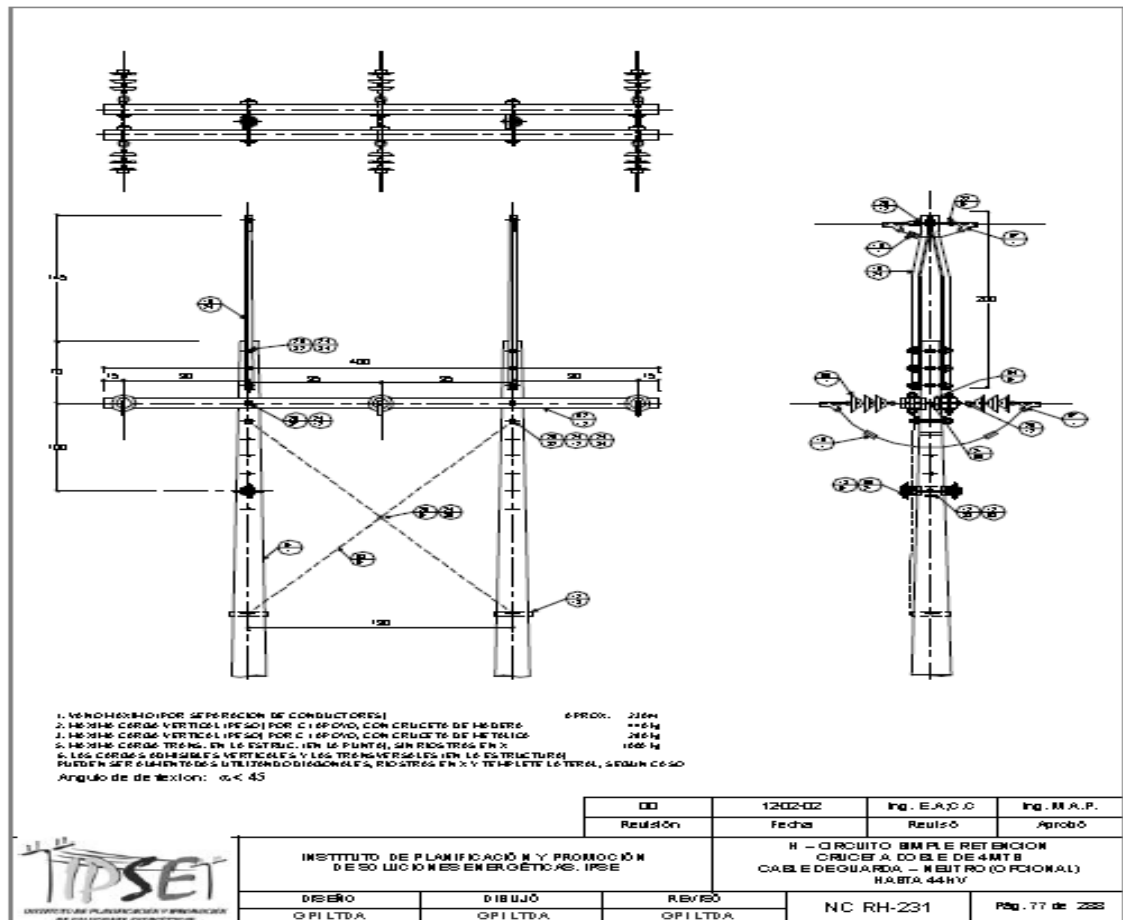
- RH – 230

- RH – 231
- RH – 233

Para derivaciones:

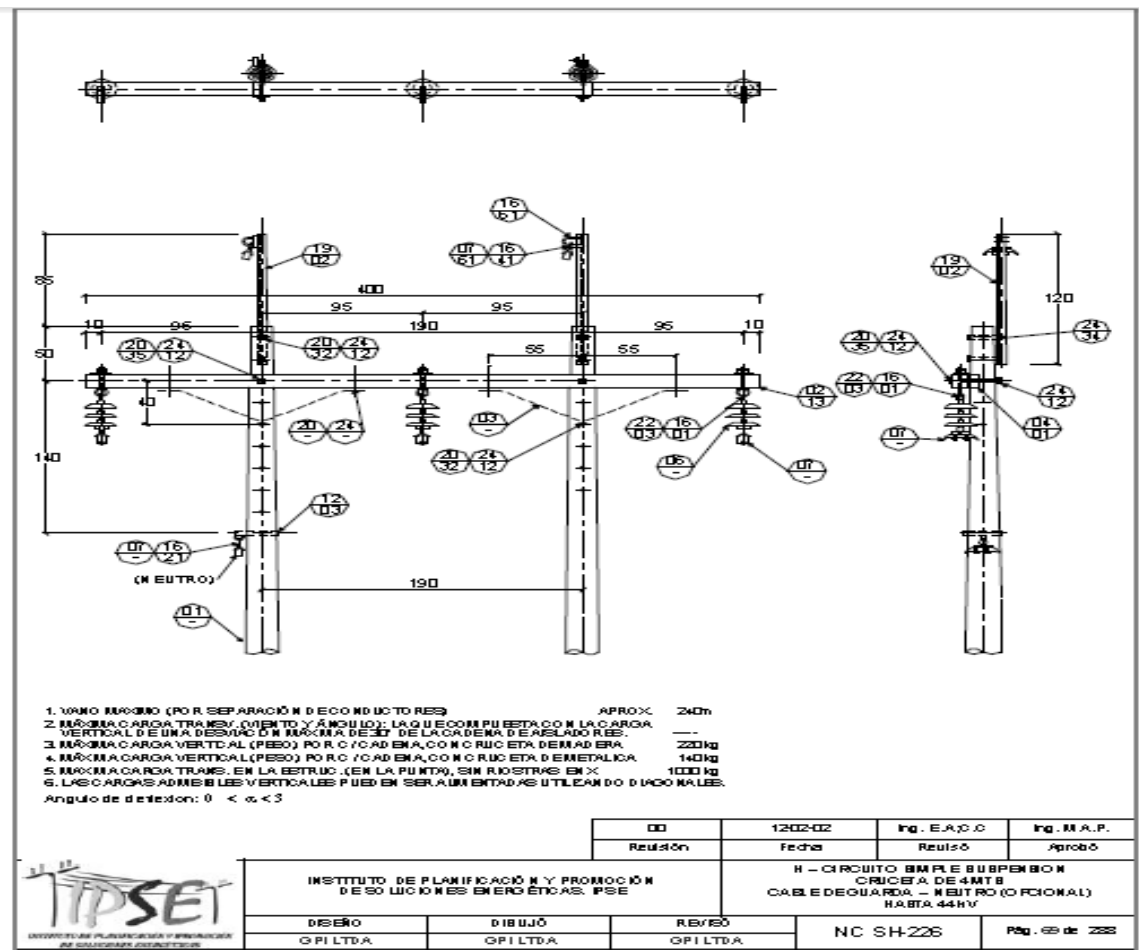
- Dos estructuras en H, tipo RH – 231 conformando un cuadrado.

Figura 14. Estructura típica RH -231.



Fuente: Normas IPSE.

Figura 15. Estructura típica SH -226.



Fuente: Normas IPSE.

3.1.5 Componentes estructuras de red. Conductores: Las redes son construidas en cables conductores ACSR 266.8, 366.4kCM con las capacidades de corriente entre 401 A y 464 A, respectivamente, siendo muy apropiados para la construcción de redes de distribución eléctrica dada su gran capacidad de tracción y alta carga de rotura. Son fabricados con un recubrimiento en zinc para crear una alta resistencia a la corrosión.

La configuración típica de los circuitos de las redes son estructuras tipo IPSE, sobre postería de concreto, crucetas metálicas, templetes directos a tierra necesarios para contrarrestar los esfuerzos mecánicos de la tensión que ejercen los cables.

Los conductores son de aluminio cableado, reforzado con acero (ACSR). Los conductores cumplen con lo especificado en la Norma B-232 y B-498 de la ASTM y tienen las siguientes características:

Tabla 4. Datos técnicos conductores ACSR.

Calibre:	266.8 MCM	336.4MCM
Tipo de conductor:	ACSR	ACSR
Nombre clave:	Partridge	Linnet
Sección de aluminio mm²:	135,19	170,451
Área del conductor completo mm²:	157,22	198,25
Número/diámetro alambres de aluminio, mm:	26/2,53	26/2.24
Número/diámetro alambres de acero, mm:	7/2,0	7/2.24
Diámetro total del conductor, mm:	21,79	18,31
Resistencia mínima a la rotura, Kgf:	5126	6377
Peso, Kg/Km:	545	543
Resistencia C.C. a 20 °C ohm/km:	0,209	0,168

Fuente: Norma ASTM.

Reconectores:

Un reconector es un dispositivo de protección – ACR (Automatic Circuit Recloser), usado para redes aéreas, es un interruptor con condiciones de instalación y pruebas más exigentes y es diseñado para re-cerrar ante una falla. Su principal función es proteger el sistema eléctrico contra eventos o fallas temporales que se presenten aguas debajo de su ubicación en la red, tales como fallas a tierra, fallas entre fases, sobrecargas entre otras funciones de protección.

Entre el 60-70% de las fallas son transitorias (temporales)²⁵:

²⁵ <https://schneider-electric.app.box.com/s/nw3dtmvzqy8ket9lmod8>.

- Conductores que chocan con el viento
- Ramas de árboles que caen sobre los conductores
- Animales que se atrapan en las líneas de potencia
- Descargas atmosféricas.

En la siguiente figura se aprecian los componentes principales de un Reconectador: el cubículo de control y el tanque o cuba del Reconectador.

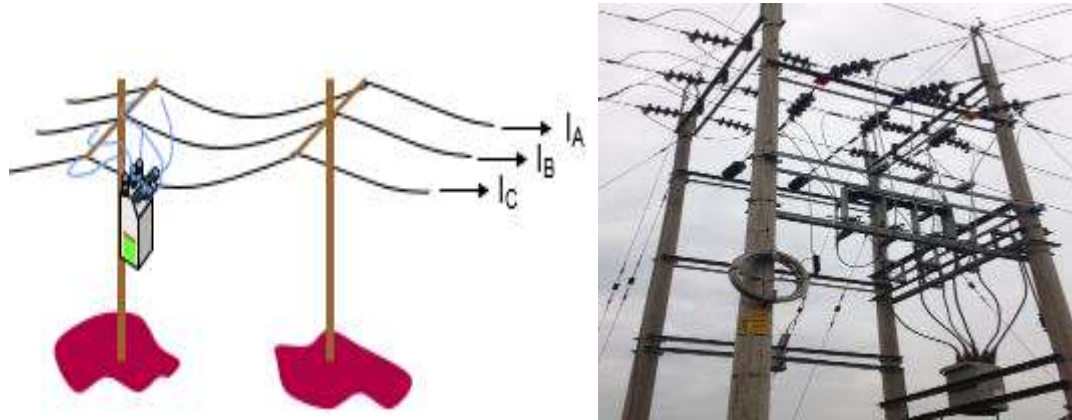
Figura 16. Componentes principales de un Reconectador.



Fuente: Schneider Electric.

En la siguiente figura se aprecia la disposición de los reconectadores en la red de distribución eléctrica de media tensión a 34,5 kV de campo Rubiales.

Figura 17. Disposición de un Reconectador en la Red de Distribución.



Fuente: Ecopetrol S.A.

El reconectador detectará la una falla y abrirá por un tiempo programado, después cerrara otra vez automáticamente, el ciclo anterior se puede repetir tres veces, ya que en el cuarto disparo entrará en estado “Lockout”.

Tabla 5. Datos técnicos reconectador Nulec.

Voltaje de Sistema:	15,5 / 27 / 38 kV
Capacidad de falla:	12,5 kA / 16 kA (Sólo
Nivel de Aislamiento:	125 / 150 / 170 kV
Corriente Nominal:	400 / 630/ 800 A
Rango de Temperatura:	-40 to 57
Acero Inoxidable Grado:	316
3 CTs incorporados	
6 CVTs moldeados en cada bushing	
Interrupción	Vacío
Aislamiento	Gas SF6
Monitoreo de presión del gas SF6 y Lockout	

Fuente: Schneider Electric.

Ventajas de los Reconectores:

- Localización rápida de fallas y restablecimiento de energía, esto indica que su red es más productiva.
- La automatización de las redes es alcanzada gradualmente y se ajusta a las necesidades.
- Una red automatizada reduce el costo generado por fallas, brindando mayor disponibilidad y confianza.

Seccionadores

- **Monopolares:**

Son equipos de manipulación de las redes para realizar corte visible, aislar eléctricamente tramos de red donde se vaya realizar algún tipo de trabajo de mantenimiento, reconfigurar la red o expansión del sistema (nuevos ramales eléctricos). Se deben operar en vacío mediante pértiga están diseñados con mecanismo de enganche tipo trinquete, tensión máxima de operación 38kV, BIL de 170kV. El aislamiento está fabricado en porcelana con distancia de fuga de 609mm, contactos en cobre o bronce y herrajes de acero galvanizado o en acero inoxidable²⁶.

²⁶ OVIEDO ROBLEDO, Jhon Jairo, Ubicación de equipos inteligentes con el fin de aumentar la disponibilidad del sistema de distribución de campo Rubiales, ANDES, Trabajo de Grado, 2014.

Figura 18. Seccionador monopolar.



Fuente: Socol – Colombia.

- **Tripolares:**

Presenta características técnicas similares a los seccionadores monopolares mencionados anteriormente, con la diferencia que no se opera con pértiga, su operación es manual con mecanismo desde el piso. Montaje vertical.

Figura 19. Seccionador tripolar.



Seccionador Tripolar de Tipo Exterior – Alfa



Seccionador Tripolar de Tipo Exterior – Delta

Fuente: Socol – Colombia.

Cortacircuitos:

El cortacircuito intercambiable tiene como función principal interrumpir una corriente de falla o sobrecarga dentro de su rango sobre una línea de distribución del sistema eléctrico a proteger y/o equipo conectado.

El cortacircuito debe ser apropiadamente seleccionado para cada instalación teniendo en cuenta la corriente nominal del circuito, nivel de aislamiento al impulso básico (BIL), el rango de corriente de falla a interrumpir y el voltaje transitorio de recuperación (TRV).

Cuando el portafusible identifica una falla, automáticamente quedará en la posición abierto dentro del cortacircuito.

Los cortacircuitos intercambiables tipo expulsión con que cuenta la red de distribución de campo rubiales fueron fabricados por Celsa S.A, son diseñados y fabricados de acuerdo a lo establecido en las normas internacionales ANSI C37.40, ANSI C37.41, ANSI C7.42 y las normas nacionales NTC 2132 y NTC 2133. Son apropiados para proteger las redes de distribución de energía por sobre-corrientes y sobrecargas.

Figura 20. Cortacircuitos.



Fuente: Celsa – Colombia.

Apantallamiento: En cuanto a la protección contra descargas atmosféricas se cuenta con una línea continua a través de todo el recorrido de los circuitos, llamada línea de guarda.

Tabla 6. Datos técnicos conductores de guarda.

Cable de guarda	
Tipo:	OPGW
Formación:	Aleación de Aluminio con alma de acero
Diámetro, mm	17
Sección Aluminio, mm²:	105
Sección Acero, mm²:	35
Sección total del cable, mm²:	140
Resistencia DC a +20°C, Ohm/km	0,29
Capacidad de corriente de cortocircuito (0.25s), kA:	25
Número de fibras ópticas:	24
Peso apróx., kg/km:	600

Fuente: Ecopetrol S.A.

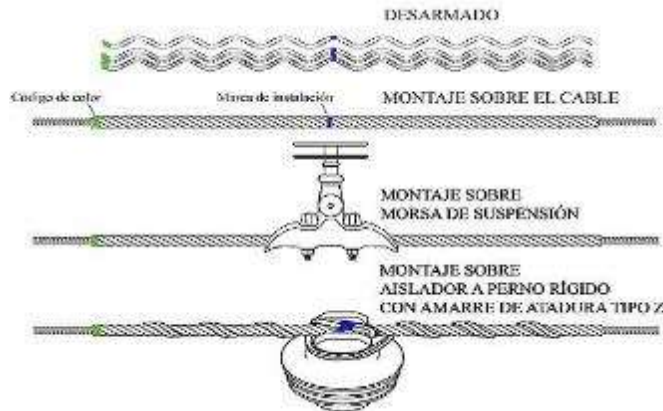
Varillas de Armar:

Estas varillas brindan protección mecánica y eléctrica del conductor en sus puntos de apoyo, evitando el desgaste del mismo provocado por las vibraciones y/o descargas por picos de tensión.

Las varillas de armar son de aluminio o aleación de aluminio, de tipo helicoidal y preformado, para que en su instalación no se requiera el uso de herramientas especiales.

Es utilizado además como elemento de reparación del conductor cuando sus alambres se encuentran dañados hasta un 30 %²⁷.

Figura 21. Varillas de armar.



Fuente: <http://ingenieriaelectricaexplicada.blogspot.com.co/2010/03/varillas-de-proteccion-para-lineas.html>.

²⁷ <http://ingenieriaelectricaexplicada.blogspot.com.co/2010/03/varillas-de-proteccion-para-lineas.html>

Descargadores de sobretensión (DPS) poliméricos:

Elementos que se instalan fase-tierra, cuya principal función es atenuar las ondas pico de tensión que generan las descargas atmosféricas durante las tormentas, evitando que se presenten altos niveles de sobre-tensiones que pueden afectar los equipos o instrumentos²⁸.

Figura 22. DPS poliméricos.



Fuente: Celsa – Colombia.

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

La característica de protección del pararrayos provee una excelente protección para transformadores de distribución cuya resistencia al impulso sea baja.

²⁸ OVIEDO ROBLEDO, Jhon Jairo, Ubicación de equipos inteligentes con el fin de aumentar la disponibilidad del sistema de distribución de campo Rubiales, ANDES, Trabajo de Grado, 2014.

Los descargadores de sobretención DPS constan de una serie de pastillas de óxido de Zinc (ZnO), con una característica natural de resistencia altamente no lineal; el cual al estar energizado el voltaje de línea - tierra, permite solo el paso de una pequeña corriente de fuga (miliamperios).²⁹

La componente resistiva de esta corriente de fuga puede incrementarse con el tiempo como consecuencia de diferentes esfuerzos causados por el envejecimiento de las condiciones de sobretensión de las redes, la polución externa del recubrimiento del descargador, las variaciones de tensión, etc.

La medición de la componente resistiva de la corriente continua de fuga, ha mostrado, por lo tanto, proveer el método más seguro de chequeo de la condición de los descargadores de óxidos metálicos en servicio.

Envejecimiento de los descargadores de óxidos metálicos en servicio

En servicio normal los descargadores de óxidos metálicos pueden estar expuestos a diferentes esfuerzos que solos ó juntos pueden causar el incremento de la corriente de fuga resistiva. Estos esfuerzos son:

- Tensión de operación normal: puede causar envejecimiento de los bloques de ZnO.
- Sobretensiones temporarias: pueden causar sobrecarga en todos o en algunos bloques de ZnO.
- Sobretensiones de maniobra: pueden causar sobrecarga en todos o en algunos bloques de ZnO.
- Descargas atmosféricas: pueden causar sobrecarga en todos o en algunos bloques de ZnO.

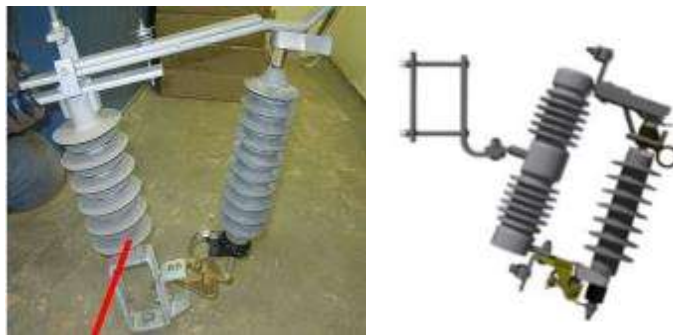
²⁹ CELSA S.A.

- Polución externa: puede causar sobrecarga en todos o en algunos bloques de ZnO. El envejecimiento acelerado causado por descargas internas parciales y la degradación/modificación de la atmósfera interna del descargador puede causar su falla.³⁰

Descargadores de sobretensión intercambiable (DPS):

El DPS intercambiable, cumple la misma función de los DPS mencionados anteriormente, atenuar las ondas pico de tensión que generan las descargas atmosféricas durante las tormentas, su principal ventaja es que evita desconectar la línea o usar carro canasta para cambio del DPS.

Figura 23. DPS intercambiable.



Fuente: Celsa – Colombia.

Estos DPS son diseñados con sistema de expulsión de la base, mediante trinquete resortado en acero inoxidable asociado al accionar el dispositivo de alivio de presión. El sistema de ajuste para instalación o reposición del DPS es mediante pértiga convencional.

Las partes conductoras y conexiones son de cobre o aleación de cobre para garantizar que fluya adecuadamente la corriente de descarga del DPS.

³⁰ http://www.redeselectricas.com.ar/redes_report/14.html#up.

Templetes

Los templetes se utilizan para contrarrestar las tensiones horizontales que causan desequilibrios y exceden la carga admisible de los apoyos.

Por regla general deben colocarse en todas las estructuras de retención, en los ángulos de deflexión que sobrepasan los esfuerzos admisibles en el post, en las estructuras en las cuales la acción transversal del viento sobre los conductores y el poste, superen el momento resistente en el apoyo, y en todos aquellos casos, en donde el cálculo mecánico la justifique conforme a lo que expone el artículo IV (Sección IV-7) del volumen III de las normas ICEL³¹.

Las siguientes son las características de los templetes presentes en la red de distribución de campo rubiales.

³¹ ESTEPA ROMERO, William René; URBANO CONTRERAS, Sergio; RODRIGUEZ PEREZ, Ricardo Andres; Diseño, cálculos eléctricos en media y baja tensión para las veredas de Agualinda en el municipio de Bolivar, Togüi en el municipio del Peñon y el corregimiento de Rioblanco del municipio del Peñon, UIS, Trabajo de Grado, 2010.

Tabla 7. Componentes de los templete en la red de distribución de campo Rubiales.

ICEL	DESCRIPCIÓN
2604	Varilla de anclaje 1.8m x 5/8" con tuerca.
0003	Guarda cabo de 5/16".
0771	Grapa prensora de 3 pernos.
0632	Aislador tensor ref. ANSI 54-3
2814	Cable acero galvanizado súper Resistente de 5/16".

Fuente: Ecopetrol S.A.

Aisladores

Elemento de mínima conductividad eléctrica, diseñado de tal forma que permita dar soporte rígido o flexible a conductores o a equipos eléctricos y aislarlos eléctricamente de otros conductores o de tierra³².

Los aisladores para las suspensiones y retenciones son del tipo del tipo lengüeta y pasador (Clevis type) y/o bola y rotula (Ball and Socket), contando con todos sus aditamentos metálicos.

Los elementos metálicos son galvanizados en caliente, de acuerdo con las especificaciones A-153 de la ASTM.

³² RETIE, Resolución 9 0708, Agosto 30 de 2013

Figura 24. Discos de aisladores tipo bola y rotula, y tipo lengüeta y pasador.



Fuente: www.orientinsulators.com.

Para 34.5 KV se cuenta con aisladores de 10 3/4" x 5 3/4"(ANSI 52-1) y 6 1/2" x 5 1/2" (ANSI 52-4) de porcelana referencia ICEL 0603, y aisladores poliméricos 35kV, Clase ANSI (C29.13-2000) DS-35, IEC- 61109.

3.2 ANALISIS DE CRITICIDAD

Para la selección del objeto de estudio, se realizó un análisis de criticidad.

Las técnicas de análisis de criticidad son herramientas que permiten identificar y jerarquizar por su importancia los activos de una instalación sobre los cuales vale la pena dirigir recursos (humanos, económicos y tecnológicos). En otras palabras, el proceso de análisis de criticidad ayuda a determinar la importancia y las consecuencias de los eventos potenciales de fallos de los sistemas de producción dentro del contexto operacional en el cual se desempeñan.³³

En el ámbito del mantenimiento al tener plenamente establecido cuales sistemas son los más críticos, se podrá establecer de manera más eficiente la priorización

³³ Técnicas de Ingeniería de Mantenimiento y Fiabilidad aplicadas en el proceso de Gestión de Activos. Nota técnica 5: Métodos de Análisis de Criticidad y Jerarquización de Activos. PhD. Carlos Parra Márquez & PhD. Adolfo Crespo Márquez

de los programas y planes de mantenimiento de tipo: Predictivo, preventivo, correctivo, detectivo e inclusive posibles rediseños al nivel de procedimientos y modificaciones menores; inclusive permitirá establecer la prioridad para la programación y ejecución de las ordenes de trabajo.³⁴

El listado de equipos clasificado por nivel de criticidad alta, media y baja, mediante una metodología establecida por el anterior operador (Pacific Rubiales Energy) de campo Rubiales tiene como referente el standard Norsok Z-008, a continuación se describen los criterios utilizados y la valoración de criticidad obtenida.

3.2.1 Definición de contexto. Identificación la unidad funcional a evaluar:

El análisis se ejecutó a nivel de unidad funcional, con base en la identificación en campo del sistema al que pertenece, el número SAP previo, la ubicación técnica y la información técnica pertinente.

Revisión del contexto operacional del equipo: Se identificaron las fronteras operacionales y la ubicación del equipo dentro de la operación, así como la función principal que cumple.

Revisar los antecedentes (historial de fallas – eventos HSEQ): Este paso aplicó para aquellos equipos que ya se encontraban en operación dentro de la **facilidad**.

³⁴ EL ANALISIS DE CRITICIDAD, UNA METODOLOGIA PARA MEJORAR LA CONFIABILIDAD OPERACIONAL; Ing. Rosendo Huerta Mendoza (*)

3.2.2 Criterio de Seguridad a Personas. Es criterio evaluó bajo las siguientes premisas:

- Si el equipo pertenece al SCI, se evaluó con criticidad A.
- Si el equipo es una PSV se evaluó directamente con criticidad A.
- Si el equipo pertenece a un lazo de protección, no cuenta con redundancia y protege la seguridad de las personas se evaluó con criticidad A.

3.2.3 Criterio Ambiental. En este criterio se tuvieron en cuenta las siguientes premisas:

- a) ¿Si el equipo pierde la función primaria se corre el riesgo de incumplir con algún requerimiento legal ambiental?
- b) ¿Se posee alguna barrera de contención en caso de presentarse?

Si la respuesta a la pregunta (a) es afirmativa y la de la pregunta (b) es negativa, el equipo se evaluó con **Criticidad A**.

Si la respuesta a la pregunta (a) es afirmativa y la de la pregunta (b) es afirmativa, el equipo debe ser evaluado con **Criticidad B**.

3.2.4 Criterio Operacional. En este criterio tuvo en cuenta las respuestas a las siguientes tres premisas:

- a) ¿La pérdida de la función del equipo afecta la calidad del crudo?
- b) ¿La pérdida de la función del equipo disminuye la producción de crudo?

Si una o las dos fueron afirmativas, se debió responder la siguiente pregunta:

c) ¿En caso de falla, se cuenta con al menos una unidad funcional en paralelo que sostiene la función principal del sistema al que pertenece?

Si la respuesta a la pregunta (c) fue negativa, se debió responder a la siguiente pregunta:

d) ¿El equipo falla más de dos veces al año?

Si la respuesta a la pregunta (a) y/o (b) son afirmativas, la de la pregunta (c) es negativa y la de la pregunta (d) es afirmativa, el equipo fue evaluado con **Criticidad A**.

Si la respuesta a la pregunta (a) y/o (b) son afirmativas, la de la pregunta (c) es negativa y la de la pregunta (d) es negativa, el equipo fue evaluado con **Criticidad B**.

Si la respuesta la pregunta (a) y/o (b) son afirmativas, la de la pregunta (c) es afirmativa el equipo fue evaluado con **Criticidad B**.

Todos los equipos de custodia se consideran con **Criticidad A**.

3.2.5 Criterio Mantenibilidad. En este criterio se tuvo en cuenta las respuestas a las siguientes dos premisas:

a) ¿La reparación mayor del equipo supera el 0.66% del presupuesto anual de mantenimiento?

b) ¿El tiempo de reparación supera los 30 días?

Si la respuesta a cualquiera de las dos preguntas (a) y (b) es afirmativa, el equipo asumió **Criticidad B**.

Si la respuesta a las dos preguntas (a y b) es negativa, se calificó el equipo como **Criticidad C.**

3.2.6 Niveles de valoración de criticidad. De acuerdo a la metodología presentada anteriormente, se definieron tres niveles de criticidad de equipos para permitir categorizar las consecuencias y probabilidades de falla de los equipos analizadas:

- **Criticidad A.** (Equipos Críticos)
- **Criticidad B.** (Poco Críticos)
- **Criticidad C.** (No Críticos)

Considerando la sección 3.1.5. COMPONENTES ESTRUCTURAS DE RED, la identificación de criticidad solo se realiza a las unidades funcionales, es decir a las estructuras de la red de distribución, cada una de estas unidades funcionales está conformada por los reconectores, cortacircuitos, seccionadores, DPS, etc; por lo tanto esta valoración de criticidad ya incluye estos componentes.

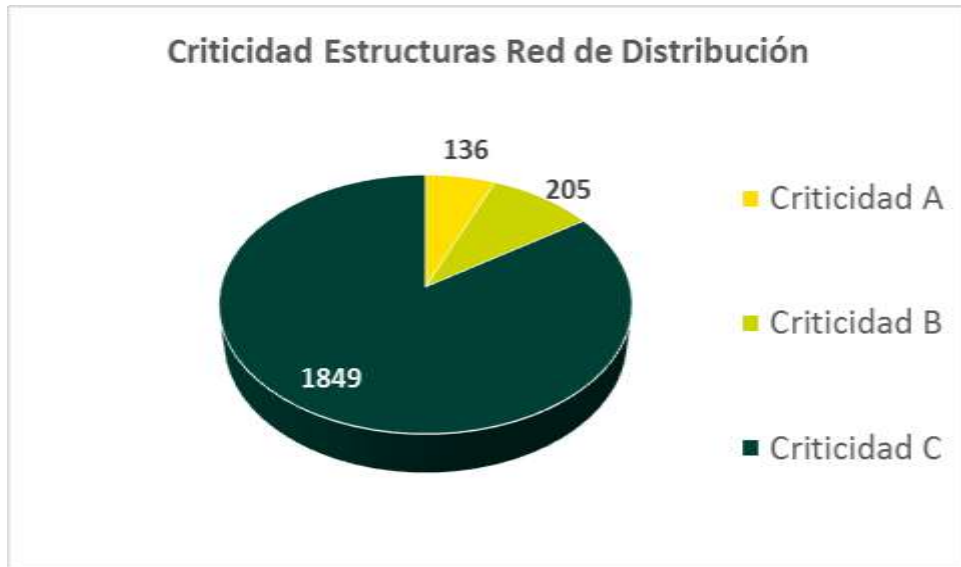
Tabla 8. Plantilla evaluación de criticidad.

CALCULO DE CRITICIDAD DE EQUIPOS CAMPO RUBIALES													
Denominación Equipo	¿Pertenece a los sistemas ESD, SCI, enclavamiento de seguridad o es una PSV?	¿El equipo pertenece a un Lazo de Protección?	¿El lazo de protección posee alguna redundancia?	¿Protege a las personas?	¿Si pierde la Función Primaria se incumplen Reguciones Legales o Ambientales?	¿Posee barreras de Contención en caso de presentarse?	¿La pérdida de la función afecta la calidad del Crudo?	¿Disminuye producción?	¿En caso de falla se cuenta con al menos una unidad Funcional en paralelo que sostenga la función del sistema al que pertenece?	¿El equipo Falla más de dos veces al año?	¿La reparación del equipo supera el 0,6% del presupuesto anual?	¿La intervención del equipo supera los 30 días?	CRITICIDAD
EST0001 Estructura C2-16	no	si	no	si	no	no	no	si	si	si	si	no	A
EST0002 Estructura C2-18	no	si	no	si	no	no	no	si	si	si	si	no	A
EST0003 Estructura C2-23	no	si	no	si	no	no	no	si	si	si	si	no	A
EST0004 Estructura C2-31	no	si	no	si	no	no	no	si	si	si	si	no	A
EST0005 Estructura C2H-03	no	no	no	si	no	no	no	si	no	no	no	no	B
EST0005 Estructura C2H-03	no	no	no	si	no	no	no	si	no	no	no	no	B
EST0007 Estructura C2-44	no	si	no	si	no	no	no	si	si	si	si	no	A
EST0008 Estructura C2-51	no	si	no	si	no	no	no	si	si	si	si	no	A
EST0010 Estructura C2-63	no	si	no	si	no	no	no	si	si	si	si	no	A

Fuente: Ecopetrol S.A.

Los resultados de la identificación de criticidad para todas las estructuras de la red de distribución fueron los siguientes.

Figura 25. Criticidad estructuras red de distribución de campo Rubiales.

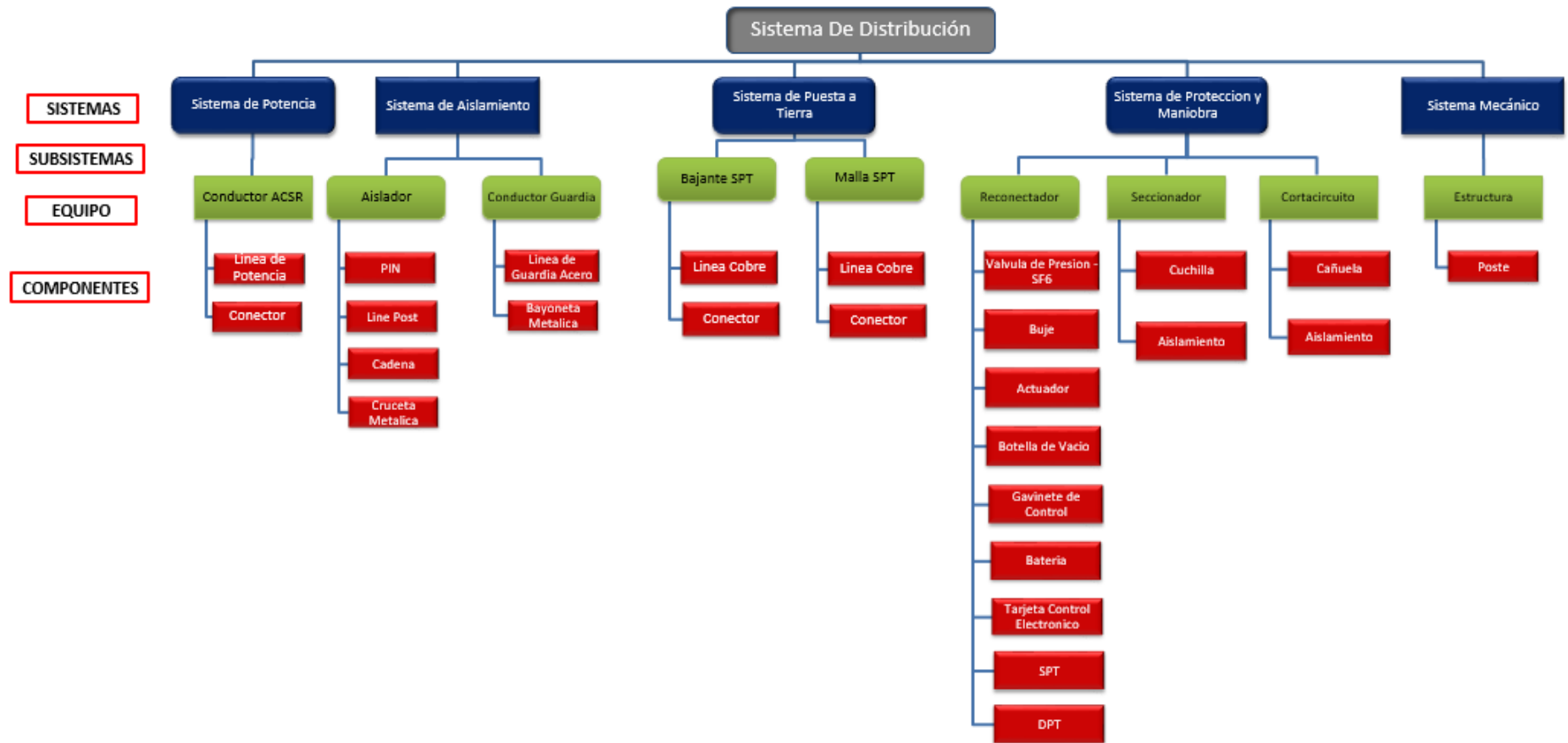


Fuente: Los Autores.

3.3 FUNCIONES, MODOS DE FALLA, EFECTOS

En la figura 27 se presenta la taxonomía de los equipos del sistema de distribución de campo Rubiales que hacen parte del presente análisis.

Figura 26. Diagrama componentes del sistema de distribución de Campo Rubiales.



Fuente: Los Autores.

De acuerdo a la taxonomía y una vez listadas para cada uno de los elementos del estudio sus funciones, fallas funcionales y modos de falla, se requiere realizar un análisis de efectos y de riesgos; para este análisis de riesgos se empleó la matriz de riesgos de Ecopetrol S.A., a fin de lograr una priorización o jerarquización de los modos de falla de acuerdo al nivel de riesgo de sus efectos.

Figura 27. Matriz RAM – Ecopetrol S.A.

CONSECUENCIAS					No ha ocurrido en la industria	Ha ocurrido en la Empresa o en la industria	Ha ocurrido en la Empresa en los últimos 10 años	Sucede varias veces al año en la Empresa. De probable ocurrencia en un lapso entre 1 y 5 años	Sucede varias veces al año en el Departamento*. Puede ocurrir en el transcurso del año	
CATEGORÍAS					GRAVEDAD	PROBABILIDAD				
PERSONAS	ECONÓMICA (USD\$)	AMBIENTAL	CLIENTES	REPUTACIÓN		A	B	C	D	E
Una o Más Fatalidades de trabajadores ó incapacidades permanentes a personal de la comunidad	Mayor a 10 Millones	Mayor	Pérdida de participación en el mercado	Internacional	5	M	M	H	H	VH
Incapacidad Permanente (Total o Parcial) de trabajadores ó Incapacidad temporal de personal de la comunidad	Mayor a 1 Millon y Menor o Igual a 10 Millones	Importante	Pérdida de clientes de mercado sensible o prioritario	Nacional y con rechazo de un grupo de interés	4	L	M	M	H	H
Incapacidad Temporal (Mayor o Igual a 1 Día) de trabajadores y hospitalización en centros asistenciales de personal de la comunidad	Mayor a 100,000 y Menor o Igual a 1 Millon	Localizada	Desabastecimiento y/o Pérdida de Clientes	Nacional y sin rechazo de un grupo de interés	3	N	L	M	M	H
Lesión Menor (Sin Incapacidad) en trabajadores ó Primeros auxilios, sin hospitalización a personal de la comunidad	Mayor a 10,000 y Menor o Igual a 1 00.000	Menor	Quejas y/o Reclamos	Nacional y baja importancia	2	N	N	L	M	M
Lesión Leve de trabajadores (Primeros Auxilios)	Menor a 10.000	Leve	Incumplimiento de Especificaciones solucionado	Local y baja importancia	1	N	N	N	L	L

Fuente: Ecopetrol.

3.4 ANALISIS DE LA INFORMACIÓN RECOPIADA

De los resultados de la hoja de decisión del análisis RCM se obtuvo la siguiente información

Tabla 9. Tablas de RCM, red de distribución eléctrica de media tensión a 34,5 kV de Campo Rubiales.

Componente	Tipo / Parte	Cód. Función	Función	Cód. Falla	Falla Funcional	Cód. Modo de Falla	Modo de Falla	Efectos	FALLA OCULTA	R. Personas	R. Económ (USD)	R. Ambiental	R. Clientes	R. Reputación
Aisladores	<ul style="list-style-type: none"> •Aislador de porcelana tipo disco de horquilla. Diametro 152mm •Aislador Tensor de 5 1/2 ANSI 54-3 •Aislador Tensor de 6 3/4 ANSI 54-4 •Aislador Tipo PIN 15 KV ANSI 55-5 •Aislador tipo disco de horquilla. Diametro 254mm 	F1	Proporcionar el aislamiento eléctrico requerido de forma permanente entre en conductor y cualquier punto conectado a tierra.	FA1	No proporcionar aislamiento eléctrico requerido de forma permanente entre en conductor y cualquier punto conectado a tierra.	MF1	Rotura del aislador	Reducción de la capacidad del aislamiento, falla a tierra. Afectación a las cargas atendidas por ese tramo del circuito.	NO	E0	E2	E0	E0	E0
						MF2	Pérdida aislamiento eléctrico (Flameo)		NO	E0	E2	E0	E0	E0
						MF3	Pérdida aislamiento eléctrico por contaminación		NO	E0	E2	E0	E0	E0
						MF4	Fisuras, grietas en la porcelana del aislador.		NO	E0	E2	E0	E0	E0
		F2	Sostener a los conductores eléctricos, resistir esfuerzos externos tales como viento, peso, tensión entre otros.	FA2	No sostener a los conductores eléctricos, ni resistir esfuerzos externos tales como viento, tensión entre otros.	MF5	Rotura herrajería del aislador	Desprendimiento del aislador, caída del conductor, falla a tierra, se requiere intervención inmediata del circuito, afectación a las cargas atendidas por ese tramo del circuito.	NO	C4	C2	C0	C0	C0
Puesta a Tierra	•Conductor (bajante), Malla y	F3	Garantizar condiciones de seguridad a los seres vivos.	FA3	No brindar condiciones de seguridad a los seres vivos	MF6	Rotura de los alambres del cable.	Daño a la integridad de los equipos y posibles lesiones a las personas. Se requiere intervención, aplicar soldadura, cambiar conductores, instalar contrapesos	NO	D1	D2	D0	D0	D0
						MF7	Desprendimiento en soldadura o soldura conectores.		NO	D1	D2	D0	D0	D0
		F4	Permitir a los equipos de protección despejar rápidamente las fallas.	FA4	No permite despejar rápidamente las fallas	MF8	Rotura de los alambres del cable.		NO	D1	D2	D0	D0	D0
						MF9	Desprendimiento en soldadura o soldura conectores.		NO	D1	D2	D0	D0	D0
						MF10	Alta resistencia con la tierra y con puntos de referencia de equipos.		NO	D1	D2	D0	D0	D0
		F5	Servir de referencia común al sistema eléctrico.	FA5	No ser una referencia común al sistema eléctrico	MF11	Rotura de los alambres del cable.		NO	D1	D2	D0	D0	D0
						MF12	Desprendimiento en soldadura o soldura conectores.		NO	D1	D2	D0	D0	D0
F6	Conducir y disipar con suficiente capacidad las corrientes de falla, electrostática y de rayo.	FA6	No conducir ni disipar las corrientes de falla, electrostática y de rayo.	MF13	Alta resistencia con la tierra y con puntos de referencia de equipos.	NO	D1	D2	D0	D0	D0			
F7	Realizar una conexión de baja resistencia (20 ohm) con la tierra y con puntos de referencia de los equipos.	FA7	Conexión con alta resistencia (mayor a 20 ohm) con la tierra y con puntos de referencia de equipos.	MF14	Alta resistencia con la tierra y con puntos de referencia de equipos.	NO	D1	D2	D0	D0	D0			

Componente	Tipo / Parte	Cód. Función	Función	Cód. Falla	Falla Funcional	Cód. Modo de Falla	Modo de Falla	Efectos	FALLA OCULTA	R. Personas	R. Económ (USD)	R. Ambiental	R. Clientes	R. Reputación
Apantallamiento	•Cable de guarda	F8	Interceptar las descargas tipo rayo que podrían caer directamente sobre las fases	FA8	No interceptar las descargas tipo rayo	MF15	Rotura de los alambres del cable.	Pérdida parcial del apantallamiento, mayor vulnerabilidad de la red eléctrica a los efectos de las descargas atmosféricas.	NO	B1	B2	B0	B0	B0
						MF16	Soltura conectores.		NO	B1	B2	B0	B0	B0
	F9	Conducir las corrientes de la descarga a la bajante del SPT en el poste.	FA9	No conducir las corrientes de la descarga a la bajante del SPT en el poste.	MF17	Rotura de los alambres del cable.	NO		B1	B2	B0	B0	B0	
					MF18	Soltura conectores.	NO		B1	B2	B0	B0	B0	
	• Bayoneta Metalica	F10	Soportar los cables de guarda, actuando como una prolongación del poste	FA10	No ser un soporte para los cables de guarda	MF19	Rotura herrajería bayoneta		NO	B1	B2	B0	B0	B0
DPS		F11	Atenuar las ondas pico de tensión (superior a 36 kV) que generan las descargas atmosféricas durante las tormentas	FA11	Atenuar las ondas pico de tensión (superior a 36 kV) que generan las descargas atmosféricas durante las tormentas	MF20	Rotura herrajería del DPS	Inestabilidad en el sistema eléctrico, fluctuaciones de tensión, actuación de protecciones eléctricas por sobre o sub tensión.	NO	C0	C2	C0	C0	C0
						MF21	Envejecimiento de las pastillas de ZnO		NO	C0	C2	C0	C0	C0
						MF22	Operación del desconector de línea		NO	C0	C2	C0	C0	C0
Conductor de Potencia	Cable •Cable ACSR 266,8 •Cable ACSR 336,4	F12	Transmitir la energía eléctrica de un punto a otro, con una corriente entre 401 A y 464 A	FA12	No transmitir la energía eléctrica	MF23	Roturas (general o parcial) del cable	Disminución de capacidad de conducción de corriente	NO	C3	C2	C0	C0	C0
		F13	Mantener la distancia de seguridad del conductor al suelo (12 metros)	FA13	Disminución de la distancia de seguridad	MF24	Aumento de la flecha del conductor	Disminución de la distancia de seguridad entre fases. Posible afectación a seres vivos. Aumento de probabilidad de falla por acercamiento de vegetación a los conductores	NO	C2	C2	C0	C0	C0
Conectores	Tipo pistola, grapa ranuras paralelas, etc	F14	Conectar, sujetar los conductores	FA14	No conectar o sujetar los conductores	MF25	Desprendimiento, soltura de los conductores	Caída, deterioro de conductores o puentes eléctricos. Interrupción del servicio aguas debajo de la falla	NO	C3	C2	C0	C0	C0
						MF26	Alta temperatura (punto caliente)		NO	C0	C2	C0	C0	C0
Cortacircuito		F15	Proteger los elementos de la red de distribución, cuando se presenta un cortocircuito. Los fusibles tiene como valor de corriente de protección 1, 15, 20 y 30 Amperios y con un tiempo de interrupción máximo de 100ms	FA15	No proteger los elementos de la red de distribución	MF27	Ajuste deficiente del elemento mecánico de conexión del cortacircuito	Afectación a las cargas atendidas por ese tramo del circuito. Daños a instalaciones industriales. Afectación a personas	NO	C0	C2	C0	C0	C0
						MF28	Incineración del portafusible durante la operación del fusible		SI	C1	C2	C1	C1	C1
						MF29	Defectos de procesos de fabricación que no garantizan la operación en los valores de corriente y tiempo requeridos. (No operación en demanda)		SI	C4	C2	C0	C0	C0

Componente	Tipo / Parte	Cód. Función	Función	Cód. Falla	Falla Funcional	Cód. Modo de Falla	Modo de Falla	Efectos	FALLA OCULTA	R. Personas	R. Económ (USD)	R. Ambiental	R. Clientes	R. Reputación
Reconector		F16	Detectar e interrumpir sobrecorrientes de acuerdo a los parámetros de corriente y tiempo programados para cada reconector	FA16	No detectar e interrumpir sobrecorrientes de acuerdo a los parámetros de corriente y tiempo programados	MF30	Baja presión del gas SF6 por fuga	Fugas de gas SF6. Afectación a las cargas atendidas por ese tramo del circuito. Daños a instalaciones industriales. Afectación a personas	NO	B1	B2	B2	B0	B0
						MF31	Accionamiento (apertura) indeseada del reconector por causa de falla en componentes internos: CTs, PTs, contactos, accionamientos, mecánicos, etc	Afectación a las cargas atendidas por ese tramo del circuito. Daños a instalaciones industriales. Afectación a personas	SI	C4	C2	C0	C0	C0
						MF32	Pérdida de comunicación y control sobre el grupo de accionamiento del reconector, por pérdida de continuidad del cable umbilical.		SI	C4	C2	C0	C0	C0
						MF33	Accionamiento (apertura) indeseada del reconector por causa de problemas en el cubículo de control: humedad, soldadura de conductores, suciedad, etc		SI	C4	C2	C0	C0	C0
						MF34	Sistema de carga de baterías y baterías deteriorado por envejecimiento.		NO	C0	C2	C0	C0	C0
		F17	Reconectar automáticamente el servicio de acuerdo al tiempo de recierre programado para cada reconector, posterior a la interrupción del servicio	FA17	No reconectar automáticamente el servicio de acuerdo al tiempo de recierre programado para cada reconector	MF35	Fuga de gas (SF6)	Afectación a las cargas atendidas por ese tramo del circuito. Daños a instalaciones industriales. Afectación a personas	NO	C0	C2	C0	C0	C0
						MF36	Recierre no exitoso del reconector por causa de falla en componentes internos: CTs, PTs, contactos, accionamientos, mecánicos, etc	SI	C0	C2	C0	C0	C0	
						MF37	Pérdida de comunicación y control sobre el grupo de accionamiento del reconector, por pérdida de continuidad o desconexión del cable umbilical.	SI	C0	C2	C0	C0	C0	
						MF38	Recierre no exitoso del reconector por causa de problemas en el cubículo de control: humedad, soldadura de conductores, suciedad, etc	SI	C0	C2	C0	C0	C0	
						MF39	Sistema de carga de baterías y baterías deteriorado por envejecimiento.	NO	C0	C2	C0	C0	C0	
Seccionadores	Palanca de Maniobra	F18	Aislar eléctricamente tramos de red donde se vaya realizar algún tipo de trabajo de mantenimiento	FA18	No permitir aislamiento de tramos de red	MF40	Atascamiento mecánico del elemento de maniobra del seccionador por ajuste inadecuado	Afectación a las cargas atendidas por ese tramo del circuito.	SI	C0	C2	C0	C0	C0
	Elemento de Conexión del seccionador					MF41	Alta resistencia de contacto por ajuste deficiente del elemento mecánico del seccionador	Imposibilidad de interrupción o energización del circuito.	SI	C0	C2	C0	C0	C0
Postes de Concreto	Estructura de concreto 14 mts. Torrecillas 16 mts	F19	Soportar los elementos y equipos que hacen parte de la red.	FA19	Deficiencia mecánica para soportar el equipamiento que conforma la red.	MF42	Poste deteriorado por agrietamiento	Afectación a las cargas atendidas por ese tramo del circuito.	NO	B1	B2	B0	B0	B0

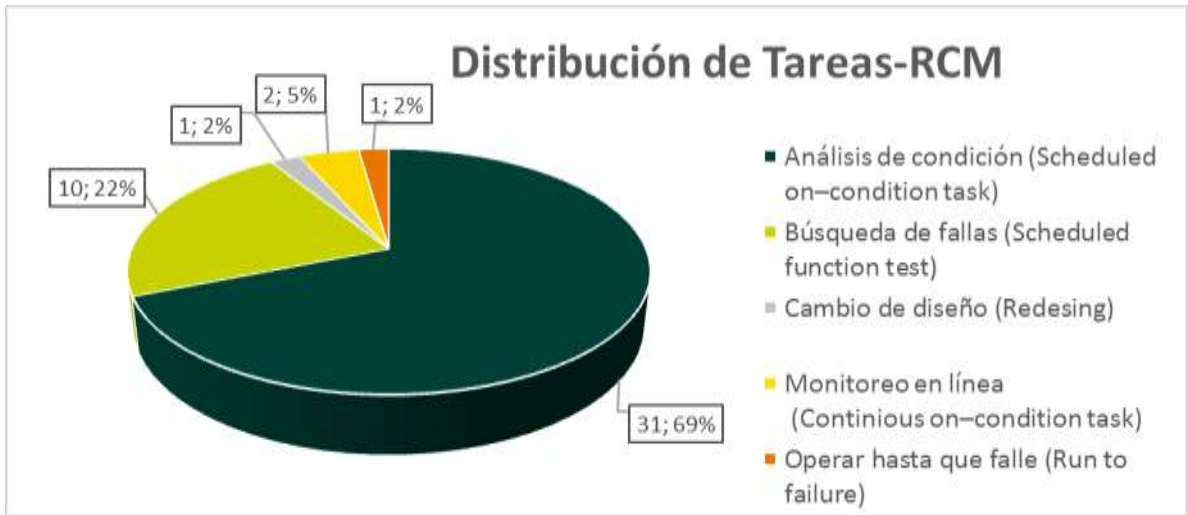
Cód. Modo de Falla	Modo de Falla	Efectos	FALLA OCULTA	R. Personas	R. Económ (USD)	R. Ambiental	R. Clientes	R. Reputación	TIPO DE DECISIÓN	Código Tarea	Descripción de la Tarea Recomendada
MF1	Rotura del aislador	Reducción de la capacidad del aislamiento, falla a tierra. Afectación a las cargas atendidas por ese tramo del circuito.	NO	E0	E2	E0	E0	E0	Análisis de condición (Scheduled on-condition task)	T5	Inspección general (Suciedad, fisuras, grietas, ruidos, etc)
MF2	Pérdida aislamiento eléctrico (Flameo)		NO	E0	E2	E0	E0	E0	Análisis de condición (Scheduled on-condition task)	T2	Inspección con Coronografía
			NO						Análisis de condición (Scheduled on-condition task)	T3	Inspección con Ultrasonido
MF3	Pérdida aislamiento eléctrico por contaminación		NO	E0	E2	E0	E0	E0	Análisis de condición (Scheduled on-condition task)	T2	Inspección con Coronografía
			NO						Análisis de condición (Scheduled on-condition task)	T3	Inspección con Ultrasonido
MF4	Fisuras, grietas en la porcelana del aislador.		NO	E0	E2	E0	E0	E0	Análisis de condición (Scheduled on-condition task)	T2	Inspección con Coronografía
			NO						Análisis de condición (Scheduled on-condition task)	T3	Inspección con Ultrasonido
MF5	Rotura herrajería del aislador		Desprendimiento del aislador, caída del conductor, falla a tierra, se requiere intervención inmediata del circuito, afectación a las cargas atendidas por ese tramo del circuito.	NO	C4	C2	C0	C0	C0	Análisis de condición (Scheduled on-condition task)	T5
MF6	Rotura de los alambres del cable.	Daño a la integridad de los equipos y posibles lesiones a las personas. Se requiere intervención, aplicar soldadura, cambiar conductores, instalar contrapesos	NO	D1	D2	D0	D0	D0	Análisis de condición (Scheduled on-condition task)	T5	Inspección general (Suciedad, fisuras, grietas, ruidos, etc)
MF7	Desprendimiento en soldadura o soldura conectores.		NO	D1	D2	D0	D0	D0	Análisis de condición (Scheduled on-condition task)	T5	Inspección general (Suciedad, fisuras, grietas, ruidos, etc)
MF8	Rotura de los alambres del cable.		NO	D1	D2	D0	D0	D0	Análisis de condición (Scheduled on-condition task)	T5	Inspección general (Suciedad, fisuras, grietas, ruidos, etc)
MF9	Desprendimiento en soldadura o soldura conectores.		NO	D1	D2	D0	D0	D0	Análisis de condición (Scheduled on-condition task)	T5	Inspección general (Suciedad, fisuras, grietas, ruidos, etc)
MF10	Alta resistencia con la tierra y con puntos de referencia de equipos.		NO	D1	D2	D0	D0	D0	Análisis de condición (Scheduled on-condition task)	T6	Medición de puesta a tierra
MF11	Rotura de los alambres del cable.		NO	D1	D2	D0	D0	D0	Análisis de condición (Scheduled on-condition task)	T5	Inspección general (Suciedad, fisuras, grietas, ruidos, etc)
MF12	Desprendimiento en soldadura o soldura conectores.		NO	D1	D2	D0	D0	D0	Análisis de condición (Scheduled on-condition task)	T5	Inspección general (Suciedad, fisuras, grietas, ruidos, etc)
MF13	Alta resistencia con la tierra y con puntos de referencia de equipos.		NO	D1	D2	D0	D0	D0	Análisis de condición (Scheduled on-condition task)	T6	Medición de puesta a tierra
MF14	Alta resistencia con la tierra y con puntos de referencia de equipos.	NO	D1	D2	D0	D0	D0	Análisis de condición (Scheduled on-condition task)	T6	Medición de puesta a tierra	
MF15	Rotura de los alambres del cable.	Pérdida parcial del apantallamiento, mayor vulnerabilidad de la red eléctrica a los efectos de las descargas atmosféricas.	NO	B1	B2	B0	B0	B0	Análisis de condición (Scheduled on-condition task)	T5	Inspección general (Suciedad, fisuras, grietas, ruidos, etc)
MF16	Soltura conectores.		NO	B1	B2	B0	B0	B0	Análisis de condición (Scheduled on-condition task)	T5	Inspección general (Suciedad, fisuras, grietas, ruidos, etc)
MF17	Rotura de los alambres del cable.		NO	B1	B2	B0	B0	B0	Análisis de condición (Scheduled on-condition task)	T5	Inspección general (Suciedad, fisuras, grietas, ruidos, etc)
MF18	Soltura conectores.		NO	B1	B2	B0	B0	B0	Análisis de condición (Scheduled on-condition task)	T5	Inspección general (Suciedad, fisuras, grietas, ruidos, etc)
MF19	Rotura herrajería bayoneta		NO	B1	B2	B0	B0	B0	Análisis de condición (Scheduled on-condition task)	T5	Inspección general (Suciedad, fisuras, grietas, ruidos, etc)
MF20	Rotura herrajería del DPS	Inestabilidad en el sistema eléctrico, fluctuaciones de tensión, actuación de protecciones eléctricas por sobre o sub tensión.	NO	C0	C2	C0	C0	C0	Análisis de condición (Scheduled on-condition task)	T5	Inspección general (Suciedad, fisuras, grietas, ruidos, etc)
MF21	Envejecimiento de las pastillas de ZnO		NO	C0	C2	C0	C0	C0	Análisis de condición (Scheduled on-condition task)	T8	Medición corrientes de fuga a DPS
MF22	Operación del desconector de línea		NO	C0	C2	C0	C0	C0	Análisis de condición (Scheduled on-condition task)	T5	Inspección general (Suciedad, fisuras, grietas, ruidos, etc)
MF23	Roturas (general o parcial) del cable	Disminución de capacidad de conducción de corriente	NO	C3	C2	C0	C0	C0	Análisis de condición (Scheduled on-condition task)	T5	Inspección general (Suciedad, fisuras, grietas, ruidos, etc)
MF24	Aumento de la flecha del conductor	Disminución de la distancia de seguridad entre fases. Posible afectación a seres vivos. Aumento de probabilidad de falla por acercamiento de vegetación a los conductores	NO	C2	C2	C0	C0	C0	Análisis de condición (Scheduled on-condition task)	T5	Inspección general (Suciedad, fisuras, grietas, ruidos, etc)
MF25	Desprendimiento, soltura de los conductores	Caída, deterioro de conductores o puentes eléctricos.	NO	C3	C2	C0	C0	C0	Análisis de condición (Scheduled on-condition task)	T5	Inspección general (Suciedad, fisuras, grietas, ruidos, etc)
MF26	Alta temperatura (punto caliente)	Interrupción del servicio aguas debajo de la falla	NO	C0	C2	C0	C0	C0	Análisis de condición (Scheduled on-condition task)	T1	Inspección Termografía

Cód. Modo de Falla	Modo de Falla	Efectos	FALLA OCULTA	R. Personas	R. Economía (USD)	R. Ambiental	R. Clientes	R. Reputación	TIPO DE DECISIÓN	Código Tarea	Descripción de la Tarea Recomendada
MF27	Ajuste deficiente del elemento mecánico de conexión del cortacircuito	Afectación a las cargas atendidas por ese tramo del circuito.	NO	C0	C2	C0	C0	C0	Análisis de condición (Scheduled on-condition task)	T5	Inspección general (Suciedad, fisuras, grietas, ruidos, etc)
MF28	Inclinación del portafusible durante la operación del fusible	Daños a instalaciones industriales.	SI	C1	C2	C1	C1	C1	Cambio de diseño (Redesing)		
MF29	Defectos de procesos de fabricación que no garantizan la operación en los valores de corriente y tiempo requeridos. (No operación en demanda)	Afectación a personas	SI	C4	C2	C0	C0	C0	Operar hasta que falle (Run to failure)		
MF30	Baja presión del gas SF6 por fuga	Fugas de gas SF6. Afectación a las cargas atendidas por ese tramo del circuito. Daños a instalaciones industriales. Afectación a personas	NO	B1	B2	B2	B0	B0	Monitoreo en línea (Continuous on-condition task)	T4	Monitoreo de variables operativas
MF31	Accionamiento (apertura) indeseada del reconector por causa de falla en componentes internos: CTs, PTs, contactos, accionamientos, mecánicos, etc	Afectación a las cargas atendidas por ese tramo del circuito. Daños a instalaciones industriales. Afectación a personas	SI	C4	C2	C0	C0	C0	Búsqueda de fallas (Scheduled function test)	T7	Pruebas operativas
MF32	Pérdida de comunicación y control sobre el grupo de accionamiento del reconector, por pérdida de continuidad del cable umbilical.		SI	C4	C2	C0	C0	C0	Búsqueda de fallas (Scheduled function test)	T7	Pruebas operativas
MF33	Accionamiento (apertura) indeseada del reconector por causa de problemas en el cubículo de control: humedad, soldura de conductores, suciedad, etc		SI	C4	C2	C0	C0	C0	Búsqueda de fallas (Scheduled function test)	T7	Pruebas operativas
MF34	Sistema de carga de baterías y baterías deteriorado por envejecimiento.		NO	C0	C2	C0	C0	C0	Búsqueda de fallas (Scheduled function test)	T7	Pruebas operativas
MF35	Fuga de gas (SF6)		NO	C0	C2	C0	C0	C0	Monitoreo en línea (Continuous on-condition task)	T4	Monitoreo de variables operativas
MF36	Recierre no exitoso del reconector por causa de falla en componentes internos: CTs, PTs, contactos, accionamientos, mecánicos, etc		SI	C0	C2	C0	C0	C0	Búsqueda de fallas (Scheduled function test)	T7	Pruebas operativas
MF37	Pérdida de comunicación y control sobre el grupo de accionamiento del reconector, por pérdida de continuidad o desconexión del cable umbilical.		SI	C0	C2	C0	C0	C0	Búsqueda de fallas (Scheduled function test)	T7	Pruebas operativas
MF38	Recierre no exitoso del reconector por causa de problemas en el cubículo de control: humedad, soldura de conductores, suciedad, etc		SI	C0	C2	C0	C0	C0	Búsqueda de fallas (Scheduled function test)	T7	Pruebas operativas
MF39	Sistema de carga de baterías y baterías deteriorado por envejecimiento.		NO	C0	C2	C0	C0	C0	Búsqueda de fallas (Scheduled function test)	T7	Pruebas operativas
MF40	Atascamiento mecánico del elemento de maniobra del seccionador por ajuste inadecuado		Afectación a las cargas atendidas por ese tramo del circuito.	SI	C0	C2	C0	C0	C0	Búsqueda de fallas (Scheduled function test)	T7
MF41	Alta resistencia de contacto por ajuste deficiente del elemento mecánico del seccionador	Imposibilidad de interrupción o energización del circuito.	SI	C0	C2	C0	C0	C0	Búsqueda de fallas (Scheduled function test)	T7	Pruebas operativas
MF42	Poste deteriorado por agrietamiento	Afectación a las cargas atendidas por ese tramo del circuito.	NO	B1	B2	B0	B0	B0	Análisis de condición (Scheduled on-condition task)	T5	Inspección general (Suciedad, fisuras, grietas, ruidos, etc)

Fuente: Los Autores.

De acuerdo a la información presentada en la tabla 9 y a las tareas planteadas para los diferentes modos de falla, en la figura 29 se presenta la estadística de acuerdo a los tipos de tarea del RCM.

Figura 28. Distribución de tareas análisis RCM.



Fuente: Los Autores.

En la tabla 10 se presentan las tareas planteadas para el RCM, es importante resaltar la frecuencia de ejecución de estas actividades, frecuencia que está relacionada con la criticidad de los activos, presentada en capítulos anteriores.

Tabla 10. Selección de las tareas de mantenimiento y su frecuencia.

TABLA GENERAL DE TAREAS PARA LA RED DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE CAMPO RUBIALES				
# Tarea	Descripción de la Tarea	Frecuencia Estructura Crítica	Frecuencia Estructura Poco Crítica	Frecuencia No Crítica
T1	Inspección Termografía	Bimensual	Trimestral	4 Meses
T2	Inspección con Coronografía	Bimensual	Trimestral	4 Meses
T3	Inspección con Ultrasonido	Bimensual	Trimestral	4 Meses
T4	Monitoreo de variables operativas	Continuo	Continuo	Continuo
T5	Inspección general (Suciedad, fisuras, grietas, ruidos, etc)	Mensual	Mensual	Mensual
T6	Medición de puesta a tierra	Semestral	Semestral	Semestral
T7	Pruebas operativas	Anual	Anual	Anual
T8	Medición corrientes de fuga a DPS	Semestral	Semestral	Anual

Fuente: Los Autores.

La frecuencia de las tareas por condición está gobernada por el intervalo PF, se inicia con un intervalo corto y se va extendiendo gradualmente.³⁵

3.5 TAREAS DE ANALISIS DE LA CONDICIÓN

3.5.1 Inspección general. El inspector que realiza esta actividad debe poseer experiencia en las actividades del área sometida a verificación.

Debe estar familiarizado con el manejo e interpretación de planos, con los principios de funcionamiento de los diferentes componentes pertenecientes a la

³⁵ ORTIZ PRADA, David, Mantenimiento Centrado En Confiabilidad, 2016.

red de distribución de campo Rubiales y con los modos de falla de los mismos. Así mismo debe tener un amplio conocimiento de las normas y estándares aplicables tanto para el diseño, pruebas y operación de equipos.

Resultado de las tareas de inspección se identifican desviaciones de los equipos, y se generan tareas programadas como:

- Suciedad, fisuras, grietas, ruidos, etc.
- Poda y rocería,
- Retensionado de líneas,
- Cambio de componentes,
- Limpieza, lavado de aisladores.

3.5.2 Termografía Infrarroja. La termografía infrarroja es una técnica que estudia el registro gráfico del calor emitido por la superficie de los cuerpos, en forma de radiaciones infrarrojas.

En la industria, la termografía se aplica como un método de inspección de equipos, sistemas, construcciones y otros elementos. Este método se basa en que los componentes de un sistema, en estado de deterioro, presentan incremento o variación de temperatura, con el siguiente incremento o variación de la radiación infrarroja.³⁶

El instrumento para realizar este tipo de aplicación es una cámara infrarroja o termográfica, el principio de funcionamiento de la cámara, es que la energía generada o irradiada por los objetos impactan sobre el detector microbolometro donde la información es captada y direccionada al software el cual toma los

³⁶ Ing. Alfonso García, Especialización en Gerencia de Mantenimiento.

valores y características generando una imagen con seudocolores la cual permite la caracterización de lo hallado.

En el análisis de equipos eléctricos, guíese por las temperaturas de diseño del componente a inspeccionar y por lo recomendado en el criterio de muestreo por la norma NETA ASNT 1999.

Tabla 11. Criterios NETA para Termografía.

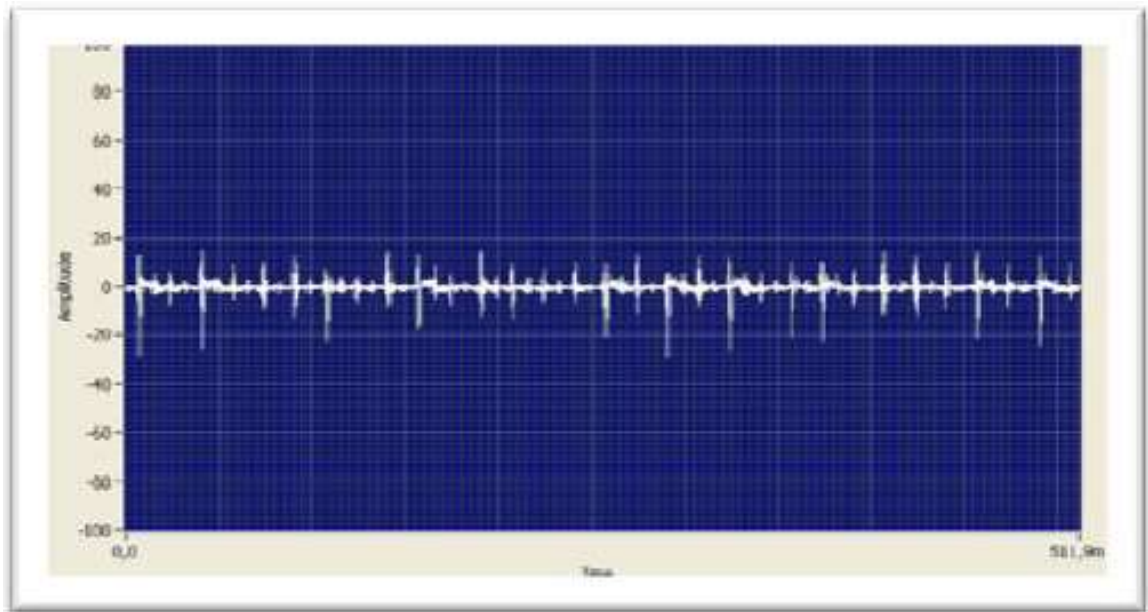
NIVEL	TEMPERATURA	CALIFICACIÓN	ACCIÓN CORRECTIVA
4	De 1°C a 10°C O/A ó de 1°C a 3°C O/S	Termografía de Control	Equipo en condición normal
3	De 11°C a 20°C O/A ó de 4°C a 15°C O/S	Posible deficiencia	Requiere monitorear la condición
2	De 21°C a 40°C O/A ó mayor a 15°C O/S	Probable deficiencia	Programar mantenimiento
1	Mayor a 40°C O/A ó mayor a 15°C O/S	Deficiencia crítica	Intervención inmediata

Fuente: Criterios NETA ATS 1999.

3.5.3 Ultrasonido³⁷. Este método estudia las ondas de sonido de alta frecuencia producidas por los equipos que no son perceptible por oído humano.

³⁷ AYALA MOSQUERA, Juan Nicolas; CACERES BALAGUERA, Julian Dario; Modelo De Mantenimiento Basado En Condición-CBM (Condition Bases Maintenance) Para Los Sistemas de Transmisión, Subtransmisión y Subestaciones Eléctricas / TSM Colombia S.A.S., 2015.

Figura 29. Espectro Ultrasonido.



Fuente: AYALA MOSQUERA, Juan Nicolas; CACERES BALAGUERA, Julian Dario; Modelo De Mantenimiento Basado En Condición-CBM (Condition Bases Maintenance) Para Los Sistemas de Transmisión, Subtransmisión y Subestaciones Eléctricas / TSM Colombia S.A.S.

El método de ultrasonido permite detectar:

- Detección de fricción en máquinas rotativas
- Detección de fallas y/o fugas en válvulas.
- Detección de fugas en fluidos.
- Pérdidas de vacío.
- Detección de “arco eléctrico”
- Verificación de integridad de juntas de recintos estancos.

Se denomina *Ultrasonido Pasivo* a la tecnología que permite captar el ultrasonido producido por las causas previamente mencionadas.

El sonido cuya frecuencia está por encima del rango de captación del oído humano (20 a 20.000 Hertz) se considera ultrasonido. Casi todas las fricciones mecánicas, arcos eléctricos, arcos eléctricos y fugas de presión o vacío producen ultrasonido en un rango aproximado a los 40 kHz. Estas son frecuencia con características muy aprovechables en el mantenimiento predictivo, puesto que las ondas sonoras son de corta longitud atenuándose rápidamente sin producir rebotes. Por esta razón, el ruido ambiental por más intenso que sea, no interfiere en la detección del ultrasonido. Además, la alta direccionalidad del ultrasonido en 40 kHz permite localizar con rapidez y precisión la ubicación del defecto.

La aplicación del análisis por ultrasonido se hace indispensable especialmente en la detección de defectos existentes en equipos rotantes que giran a velocidades inferiores a las 300 rpm, donde la técnica de medición de vibraciones se transforma en un procedimiento ineficiente.

De modo que la medición de ultrasonido es, en ocasiones, complementaria con la medición de vibraciones, que se utiliza eficientemente sobre equipos rotantes que giran a velocidades superiores a las 300 rpm.

Los espectros son evaluados y catalogados de acuerdo al tipo de gráfica, estos son analizados y comparados de acuerdo al tipo de grafica se define la severidad encontrada y con base a la experiencia del inspector.

3.5.4 Coronografía³⁸. Técnica de mantenimiento predictivo aplicada para la detección de efecto corona, descarga parcial y arco eléctrico en redes eléctricas, subestaciones, devanados de motores y generadores.

³⁸ <http://portal.tc.com.co/tecnicontrol/soluciones/confiabilidad-operacional/coronografia>.

La Coronografía es una tecnología no invasiva para realizar inspecciones en líneas de transmisión, distribución y subestaciones eléctricas, redes eléctricas a fin de identificar y/o evaluar el estado de aislamiento el cual es afectado por los efectos de disrupción de campo eléctrico como descarga parcial, efecto corona y arborescencia que generalmente no son detectadas por tecnologías convencionales (ultrasonido por emisiones al aire) adicionalmente complementa la termografía infrarroja. En el caso específico de generadores y motores permite la identificación de estos mismos modos de fallo pero bajo pruebas off-line. Una detección temprana de este tipo de fallos permite programar y evaluar las maniobras de mantenimiento generando ahorros económicos, aumento de la confiabilidad y disponibilidad del sistema.

Beneficios:

- Ahorros económicos ya que se convierte en una herramienta que permite una programación acertada para cambios de aisladores y/o tramos de conductor, reduciendo los costos por penalizaciones asociados a la disponibilidad del servicio de energía eléctrica.
- Al generar un histórico se puede llegar a evaluar la trazabilidad y/o programación de lavado de líneas y subestaciones eléctricas, generando una programación acorde a las necesidades del activo

3.5.5 Medición de corrientes de fuga en DPS³⁹. El descargador de óxidos metálicos conduce permanentemente una pequeña corriente de fuga.

La componente resistiva de esta corriente de fuga puede incrementarse con el tiempo como consecuencia de diferentes esfuerzos causados por el envejecimiento de las condiciones de sobretensión de las redes, la polución externa del recubrimiento del descargador, las variaciones de tensión, etc.

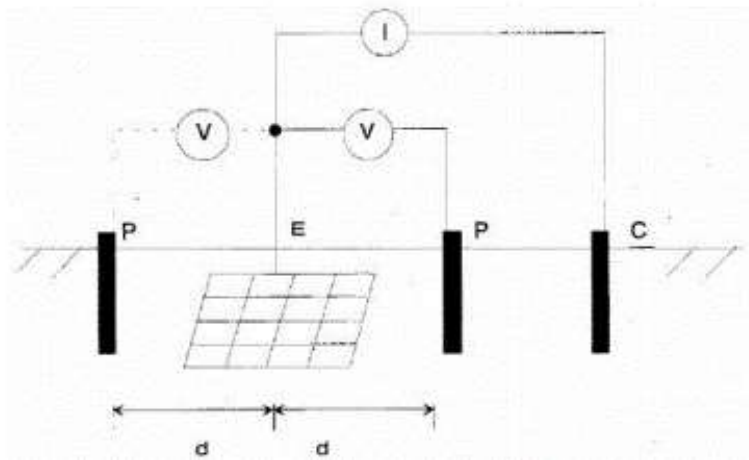
³⁹ http://www.redeselectricas.com.ar/redes_report/14.html#up.

La medición de la componente resistiva de la corriente continua de fuga, ha mostrado, por lo tanto, proveer el método más seguro de chequeo de la condición de los descargadores de óxidos metálicos en servicio.

La razón de la falla de esos descargadores es que los mismos en gran parte de las redes han estado sometidos a esfuerzos por las altas sobretensiones, la cual es la causa de daños parciales y/o envejecimiento prematuro de los bloques de ZnO. Estas sobrecargas de los descargadores no pueden ser descubiertas por inspección visual, pero la medición de la corriente resistiva de fuga en descargadores rígidamente puestos a tierra clarificarán las condiciones de operación de los descargadores.

3.5.6 Medición de resistencia del SPT⁴⁰. La resistencia de puesta a tierra debe ser medida antes de la puesta en funcionamiento de un sistema eléctrico, como parte de la rutina de mantenimiento o excepcionalmente, como parte de la verificación de un sistema de puesta a tierra.

Figura 30. Método de Caída de Potencial para medir la resistencia del SPT.



Fuente:

https://www.epm.com.co/site/Portals/0/centro_de_documentos/proveedores_y_contratistas/normas

⁴⁰https://www.epm.com.co/site/Portals/0/centro_de_documentos/proveedores_y_contratistas/normas_y_especificaciones/normas_aereas/grupo_6_Normas_de_montajes_complementarios/RA6-015MEDIDADERESISTENCIA_V3.pdf.

[_y especificaciones/normas aereas/grupo 6 Normas de montajes complementarios/RA6-015MEDIDADERESISTENCIA_V3.pdf.](#)

El método consiste en pasar una corriente entre el electrodo o sistema de puesta a tierra a medir y un electrodo de corriente auxiliar (C) y medir la tensión entre la puesta a tierra bajo prueba y un electrodo de potencial auxiliar (P). Para minimizar la influencia entre electrodos, el electrodo de corriente, se coloca generalmente a una distancia del sistema de puesta a tierra. Típicamente ésta distancia debe ser mínimo 6 veces superior a la dimensión más grande de la puesta a tierra bajo estudio.

4. INDICADORES DE GESTION

Proceso y uso de los indicadores de mantenimiento⁴¹:

Propósito:

- Controlar los procesos del negocio
- Medir el progreso del mejoramiento
- Estudiar el «ambiente» de los procesos
- Desempeño basado en compensaciones
- Realimentación de entrenamientos y mejoramiento

Uso:

- Enfocar la atención en los principales hechos
- Hacer los resultados visibles a todos los implicados
- Dar una visión clara de las causas de las desviaciones
- Observación de tendencias más que de valores absolutos
- Enfoca las posibilidades de ajuste y mejoramiento

De acuerdo a lo anterior, los indicadores son la base para el proceso de mejoramiento continuo, pues del análisis de la información presentada en los

⁴¹ Indicadores de Mantenimiento, STORK.

indicadores, se generan y priorizan los planes de acción requeridos para cumplir los objetivos de la organización.

La gestión de mantenimiento para la red de distribución de 34,5 kV de campo Rubiales está relacionada con algunos indicadores:

✓ **Cumplimiento del programa de mantenimiento:**

Este indicador mide el cumplimiento del programa de mantenimiento generado para un periodo determinado. Es una medida de la eficacia en la ejecución del trabajo programado. Permite hacer seguimiento a la ejecución de las tareas programadas, determinando las causas de las desviaciones en el cumplimiento de las mismas.

Cumplimiento del programa de Mtto en el área

$$= \frac{\sum \text{Tareas cerradas del programa de Mtto del área}}{\sum \text{Tareas programadas del área}}$$

✓ **Tiempo Medio entre eventos RED**

Este indicador de Tiempo Medio Entre Eventos refleja el promedio mensual del tiempo entre eventos (días), de los eventos en la RED de Distribución Eléctrica, el cálculo se realizará mensualmente. Su unidad de medida es [Días/Eventos]

$$\text{Tiempo Medio Eventos RED} = \frac{\text{Tiempo Periodo}}{\# \text{Eventos RED}}$$

✓ **Criticidad de los Hallazgos (Análisis de Condición):**

Considerando que las tareas resultantes del RCM desarrollado son en su gran mayoría tareas de mantenimiento predictivo (Termografía, ultrasonido y Coronografía). Este indicador refleja la evolución del estado/vulnerabilidades de las estructuras de la red de distribución de campo Rubiales durante el tiempo de operación de la red.

Cada vez que se realiza una rutina de inspección con técnicas predictivas se realiza para cada uno de los puntos (estructuras eléctricas de la RED de Distribución) inspeccionados una valoración de la severidad del hallazgo encontrado, dependiendo de esa valoración de la severidad se decide la acción a realizar: hallazgo en seguimiento o hallazgo programado para intervención de corrección. Las opciones de la valoración de la severidad son:

- Hallazgo con severidad: **Critica**
- Hallazgo con severidad: **Permisible**
- Hallazgo con severidad: **Aceptable**
- Hallazgo con severidad: **Normal**

Los indicadores que se llevaran mensualmente para cada una de las técnicas predictivas son:

- Termografía:
 - Hallazgos con Severidad: **Critica**, totales abiertos y totales cerrados.
 - Hallazgos con Severidad: **Permisible**, totales abiertos y totales cerrados.
 - Hallazgos con Severidad: **Aceptable**, totales abiertos y totales cerrados.

- Ultrasonido
 - Hallazgos con Severidad: **Critica**, totales abiertos y totales cerrados.
 - Hallazgos con Severidad: **Permisible**, totales abiertos y totales cerrados.
 - Hallazgos con Severidad: **Acceptable**, totales abiertos y totales cerrados.

- Coronografía
 - Hallazgos con Severidad: **Critica**, totales abiertos y totales cerrados.
 - Hallazgos con Severidad: **Permisible**, totales abiertos y totales cerrados.
 - Hallazgos con Severidad: **Acceptable**, totales abiertos y totales cerrados.

✓ **SAIFI - System average interruption frequency index**⁴²

Se define como el número de interrupciones del servicio de clientes (pozos) respecto al número total de clientes atendidos. El SAIFI indica el promedio de interrupciones que experimenta un cliente en un periodo de tiempo dado. El cálculo del indicador se realiza mensualmente, por tanto la unidad del indicador SAIFI en la SOA corresponde al promedio de salidas de servicio de un pozo durante un mes. Estas salidas de servicio corresponden a los registros de producción diferida cargados en Avocet como Falla en suministro de energía eléctrica.

$$SAIFI = \frac{\sum \text{Número total de cortes de energía en pozos}}{\text{Total pozos atendidos}}$$

⁴² IEEE 1366 - *Guide for Electric Power Distribution Reliability Indices*

✓ **SAIDI - System average interruption duration index**⁴³

Se define como la duración total en horas de interrupciones del servicio de clientes (pozos) respecto al número total de clientes atendidos. El SAIDI indica la duración total promedio de interrupción del servicio al cliente en un periodo de tiempo dado. El cálculo del indicador se realiza mensualmente, por tanto la unidad del indicador SAIDI en la SOA corresponde a las horas promedio fuera de servicio de un pozo durante un mes. Estos tiempos corresponden a los registrados en Avocet.

$$SAIDI = \frac{\sum \text{Duración cortes de energía en pozos en horas}}{\text{Total pozos atendidos}}$$

✓ **CAIDI - Customer average interruption duration index**⁴⁴

Se define como la relación entre el SAIDI entre el SAIFI. El CAIDI indica el tiempo promedio de restablecimiento del servicio. El cálculo del indicador se realiza mensualmente, por tanto la unidad del indicador CAIDI en la SOA corresponde a las horas promedio fuera de servicio de un pozo en cada salida de servicio.

$$CAIDI = \frac{\sum \text{Duración cortes de energía en pozos en horas}}{\sum \text{Número total de cortes de energía en pozos}} = \frac{SAIDI}{SAIFI}$$

⁴³ Ibid.

⁴⁴ Ibid.

5. CONCLUSIONES

- ✓ Se realiza la descripción general de la red de distribución de energía eléctrica a 34,5 kV de campo Rubiales, se identificación los equipos que la componen y su función dentro de la misma.
- ✓ La identificación de los modos de falla, el análisis y valoración del riesgo de sus efectos, permite que la definición de tareas y frecuencias de las mismas sean adecuadas a fin de eliminar las causas de las fallas presentes en la red de distribución de energía eléctrica a 34,5 kV de Campo Rubiales.
- ✓ El plan de mantenimiento propuesto está compuesto principalmente por tareas de análisis de la condición de los equipos, los cual permitirá identificar las fallas antes de la pérdida de la función de los equipos, lo cual permitirá programar su intervención buscando mitigar el impacto en el suministro de energía a las cargas involucradas.
- ✓ Se establecen los indicadores de mantenimiento y confiabilidad para la red de distribución de energía eléctrica a 34,5 kV de Campo Rubiales los cuales están enfocados en el seguimiento del cumplimiento y efectividad del plan de mantenimiento propuesto; el análisis de éstos indicadores se considera un insumo para las futuras validaciones o actualizaciones del plan de mantenimiento propuesto.
- ✓ Se define el plan de mantenimiento para la red de distribución de energía eléctrica a 34,5 kV de campo Rubiales resultado de la aplicación de la metodología de RCM; las tareas de mantenimiento propuestas y su frecuencia están sujetas a actualizaciones, dependiendo del análisis de los resultados de los indicadores de mantenimiento y confiabilidad propuestos.

BIBLIOGRAFIA

AYALA MOSQUERA, Juan Nicolas; CACERES BALAGUERA, Julian Dario; Modelo De Mantenimiento Basado En Condición-CBM (Condition Bases Maintenance) Para Los Sistemas de Transmisión, Subtransmisión y Subestaciones Eléctricas / TSM Colombia S.A.S., 2015.

ASTM B232/B232M-11, Standard Specification for Concentric-Lay-Stranded Aluminum Conductors, Coated-Steel Reinforced (ACSR), Inc 2011. 16p.

ASTM B498 / B498M – 08, Standard Specification for Zinc-Coated (Galvanized) Steel Core Wire for Use in Overhead Electrical Conductors, Inc 2016. 4p.

ECP, Ecopetrol S.A., <www.ecopetrol.com.co>.

ESTEPA ROMERO, William René; URBANO CONTRERAS, Sergio; RODRIGUEZ PEREZ, Ricardo Andres; Diseño, cálculos eléctricos en media y baja tensión para las veredas de Agualinda en el municipio de Bolivar, Togüi en el municipio del Peñon y el corregimiento de Rioblanco del municipio del Peñon, UIS, Trabajo de Grado, 2010.

IPSE, Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas para las Zonas No Interconectadas, < <http://www.ipse.gov.co/>>.

IEEE STANDARD 1366, Guide for Electric Power Distribution Reliability Indices, Inc 2003. 44p.

MÉNDEZ TREVIÑO, María Eugenia, Planificación del Sistema de Distribución de Energía Eléctrica: Técnicas de optimización, UNIVERSIDAD DE SEVILLA, Trabajo de Grado, 2007.

MOUBRAY, John. RCM II Reliability - Centred Maintenance [Mantenimiento Centrado en Confiabilidad]. Edición en español. Estados Unidos: Aladon LLC, 2000. 433 p. ISBN 09539603-2-3.

MORA GUTIERREZ, Luis Alberto. Mantenimiento Industrial Efectivo. 2012.
www.rcm-confiabilidad.com.ar. RCM - Mantenimiento Centrado en Confiabilidad. 2005.

NETA, International Electrical Testing Association, Inc 1999. 189p.

OVIEDO ROBLEDO, Jhon Jairo, Ubicación de equipos inteligentes con el fin de aumentar la disponibilidad del sistema de distribución de campo Rubiales, ANDES, Trabajo de Grado, 2014.

ORTIZ PRADA, David, Mantenimiento Centrado En Confiabilidad, 2016.

RETIE, Resolución 9 0708, Agosto 30 de 2013. 211p.

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

SAE JA1012. A Guide to the Reliability-Centered Maintenance (RCM) Standard. Society of Automotive Engineers, Inc 2002. 57p.

ANEXO A

Anexo en carpeta adjunta en CD