

**MODELO ESTRATEGICO DE MANTENIMIENTO PARA LAS SUBESTACIONES  
Y REDES ELECTRICAS DE MEDIA TENSION DE UNA PLANTA SIDERURGICA  
BASADO EN LA METODOLOGIA RCM**

**PABLO MARTIN BERNAL LOPEZ**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-MECÁNICOS  
ESCUELA DE INGENIERÍA MECÁNICA  
ESPECIALIZACIÓN EN GERENCIA DE MANTENIMIENTO  
BUCARAMANGA**

**2014**

**MODELO ESTRATEGICO DE MANTENIMIENTO PARA LAS SUBESTACIONES  
Y REDES ELECTRICAS DE MEDIA TENSION DE UNA PLANTA SIDERURGICA  
BASADO EN LA METODOLOGIA RCM**

**PABLO MARTIN BERNAL LOPEZ**

**Monografía de grado presentada como requisito para optar por el título de  
Especialista en Gerencia de Mantenimiento**

**Director:**

**JULIO CESAR WAGNER ARBELAEZ  
Ingeniero Mecánico**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-MECÁNICOS  
ESCUELA DE INGENIERÍA MECÁNICA  
ESPECIALIZACIÓN EN GERENCIA DE MANTENIMIENTO  
BUCARAMANGA**

**2014**

## **DEDICATORIA**

Agradezco a Dios por las bendiciones que me ha entregado, iniciando desde mi propia vida, hoy un sueño más es convertido en realidad bajo el amparo y protección de la Virgen Maria, Reina y señora de mí existir.

A mi madre Aura Alicia infinitas gracias por sus noches de desvelo para forjar desde mis primeros pasos el hombre que hoy entrega lo mejor de sus capacidades en los retos que la vida nos plantea.

Todo mi amor y mí respeto a mi Padre Pablo Emilio, hoy ausente en cuerpo pero presente desde el cielo en cada paso que doy, para él todos mis agradecimientos por enseñarme a estar siempre en actitud de emprendimiento y su incansable motivación para hacer de sus hijos profesionales íntegros y en constante desarrollo.

A mi esposa Patricia y a mi hijo Pablo Nicholas, mi gratitud para siempre por su apoyo incondicional, su comprensión por el tiempo que deje de dedicarles para el cumplimiento de esta meta y por brindarme su cariño, motor para entregar de mi lo mejor en cada desafío.

A todos mis familiares, amigos, compañeros de trabajo por sus voces de ánimo y por compartir sus conocimientos y experiencias todos mis agradecimientos.

## CONTENIDO

	<b>pág.</b>
INTRODUCCION	15
1. DESCRIPCION DEL PROBLEMA Y OBJETIVOS	17
1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	17
1.2 OBJETIVO GENERAL	18
1.3 OBJETIVOS ESPECIFICOS	18
2. MARCO DE REFERENCIA	20
2.1 MARCO TEORICO	20
2.2 VARIABLES DEL MANTENIMIENTO	22
2.2.1 La Fiabilidad.	23
2.2.2 La Disponibilidad.	23
2.2.3 La Mantenibilidad.	24
2.2.4 La Seguridad.	24
2.2.5 El tiempo de entrega y el cumplimiento de los plazos previstos.	24
2.2.6 Patrones de Falla.	24
2.3 MANTENIMIENTO PRODUCTIVO TOTAL TPM	25
2.3.1 Mejora Focalizada.	26
2.3.2 Mantenimiento autónomo.	26
2.3.3 Mantenimiento planeado.	27
2.3.4 Capacitación.	27
2.3.5 Control inicial.	27
2.3.6 Mejoramiento para la calidad.	27
2.3.7 TPM en los departamentos de apoyo.	28
2.3.8 Seguridad Higiene y medio ambiente.	28
2.4 ANÁLISIS DE CAUSA RAÍZ RCA	28
2.4.1 Técnicas principales de análisis de causa raíz.	29

2.4.2	Análisis de Causa Raíz con operadores lógicos.	30
2.5	MANTENIMIENTO CENTRADO EN CONFIABILIDAD RCM	31
2.5.1	Análisis de Criticidad – AC.	34
2.6	OPTIMIZACIÓN DE PLANES DE MANTENIMIENTO - PMO	36
2.7	ESTÁNDAR PAS 55 Y GESTIÓN DE ACTIVOS	37
2.7.1	Elementos claves de PAS 55.	42
2.7.2	La gestión de mantenimiento dentro de la gestión de activos.	44
2.8	SUBESTACIONES ELÉCTRICAS Y REDES ELÉCTRICAS	50
2.9	SISTEMAS DE INFORMACION	57
2.9.1	Enterprise Resources Planning – ERP.	58
2.9.2	Computerized Maintenance Management System - CMMS.	61
3.	ESTRATEGIA DE MANTENIMIENTO	66
3.1	NORMA SAE JA1011	66
3.2	METODOLOGIA SRCM	68
3.2.1	Cumplimiento de SAE JA1011 en la Metodología SRCM.	70
3.2.2	Recolección de datos y revisión del historial del sistema a analizar.	70
3.2.3	Identificación de fallas funcionales y análisis de criticidad.	72
3.2.4	Análisis exhaustivo de la causa de fallas.	72
3.2.5	Análisis y recomendaciones para equipos No Críticos.	72
3.2.6	Beneficios del proceso SRCM de SKF.	73
3.3	SISTEMA ELECTRICO DE LA PLANTA SIDERURGICA	75
3.3.1	Pareto de fallas.	78
3.3.2	MTBF - MTTR y Disponibilidad.	79
4.	MODELO DE MANTENIMIENTO PROPUESTO	84
4.1	MODELO DE MANTENIMIENTO PARA LAS SUBESTACIONES TIPO EXTERIOR	84
4.1.1	PdM por análisis físico-químico de aceites.	86
4.1.2	PdM por Termografía.	88
4.2	MODELO DE MANTENIMIENTO PARA LAS SUBESTACIONES TIPO INTERIOR	89

4.2.1 PdM por Descargas Parciales en Barrajes.	91
4.3 MODELO DE MANTENIMIENTO PARA REDES ELECTRICAS DE MEDIA TENSION	94
4.3.1 PdM de diagnóstico sobre cables instalados.	97
4.3.2 PdM por Ultrasonido.	99
4.4 CARGUE DE PLANES DE MANTENIMIENTO A SAP	101
CONCLUSIONES	107
BIBLIOGRAFIA	109
ANEXOS	112

## LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1. Metodología RCM	32
Tabla 2. Componentes Principales de un Sistema Eléctrico de Potencia	51
Tabla 3. Fallas Sistema Eléctrico	78
Tabla 4. MTBF - MTTR y Disponibilidad para los principales componentes del sistema eléctrico.	83
Tabla 5. Resumen Plan de Mantenimiento Subestación Tipo Exterior	103
Tabla 6. Resumen Plan de Mantenimiento Subestación Tipo Interior	104
Tabla 7. Resumen Plan de Mantenimiento Redes de Media Tensión	105
Tabla 8. Resumen Plan de Mantenimiento Subestaciones y Redes de Media Tensión	106

## LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Subestación Principal	17
Figura 2. Confiabilidad, Disponibilidad y Mantenibilidad	23
Figura 3. Reconocimiento de nuevos patrones de falla	24
Figura 4. Pilares del TPM	25
Figura 5: RCA usando compuertas lógicas	30
Figura 6. Diagrama de Flujo General de RCM	34
Figura 7. Modelo de Matriz de Criticidad	35
Figura 8. Circulo vicioso del mantenimiento	37
Figura 9. Planteamiento de PAS 55	38
Figura 10. Enfoque PAS 55	39
Figura 11. Principios y atributos claves de la gestión de activos	41
Figura 12. Elementos claves de PAS55	44
Figura 13. Excelencia en la gestión del mantenimiento.	45
Figura 14. Vista General del Sistema de gestión de Activos	46
Figura 15. Gestión de Activos Físicos	47
Figura 16. Plan Modelo de Gestión de Activos	48
Figura 17. Esquema para generar una estrategia de mantenimiento.	49
Figura 18. Cadena de prestación del servicio	50
Figura 19. Subestación Tipo Exterior	53
Figura 20. Subestación Tipo Interior	54
Figura 21. Redes Eléctricas	56
Figura 22. Retos de la industria eléctrica	57
Figura 23. Módulos ERP - SAP	60
Figura 24. CMMS en el contexto corporativo de la información.	62
Figura 25. Gestión del Mantenimiento a través del modulo PM de SAP	63

Figura 26. Flujo de la OT	65
Figura 27. Clasificación de tareas, basado en la SAE JA 1011.	67
Figura 28. Esquema de análisis de un proceso RCM.	69
Figura 29. Modelo General de la Metodología SRCM de SKF	71
Figura 30. Metodología SRCM detallada	74
Figura 31. Proceso Siderúrgico Integrado	75
Figura 32. Pareto de fallas sistema eléctrico	79
Figura 33. Tiempos de mantenimiento.	81
Figura 34. Sistema Subestación Tipo Exterior	85
Figura 35. Sistema Subestación Tipo Interior	90
Figura 36. Efectos de una descarga parcial	91
Figura 37. Descargas Parciales en Transformadores	92
Figura 38. Ubicación de falla a través de Descargas Parciales	93
Figura 39. Enlaces de media tensión en 13,8 KV	95
Figura 40. Esquema de localización de puntos de Descargas Parciales	96
Figura 41. Equipo de Ultrasonido con sensor parabólico.	100
Figura 42. Espectro de la radiación emitida por el efecto corona	101

## LISTA DE ANEXOS

	pág.
Anexo A. SAE JA 1011 Standards and SRCM Compliance Matrix	112
Anexo B. Matriz de criticidad	118
Anexo C. Análisis SRCM inicial para Subestaciones Tipo Exterior	119
Anexo D. Causas de falla para Subestaciones Tipo Exterior	122
Anexo E. Plan de Mantenimiento la Subestación Principal en 115 KV	124
Anexo F. Análisis SRCM inicial para Subestaciones Tipo Interior	128
Anexo G. Causas de falla para Subestaciones Tipo Interior	132
Anexo H. Plan de Mantenimiento la Subestación SB3 en 13,8 KV	133
Anexo I. Análisis SRCM inicial para Redes de Media Tensión	140
Anexo J. Causas de falla para Redes de Media Tensión	142
Anexo K. Plan de Mantenimiento Red de Enlaces media Tensión 13,8 KV	143
Anexo L. Plantillas Excel para cargue del PM a SAP	145
Anexo M. Claves modelos de inspección PdM por Termografía.	150
Anexo N. Formato base para termografía.	152

## RESUMEN

**TITULO:** MODELO ESTRATEGICO DE MANTENIMIENTO PARA LAS SUBESTACIONES Y REDES ELECTRICAS DE MEDIA TENSION DE UNA PLANTA SIDERURGICA BASADO EN LA METODOLOGIA RCM.\*

**AUTOR:** PABLO MARTIN BERNAL LOPEZ\*\*

**PALABRAS CLAVES:** ENERGÍA, REDES, SUBESTACION, DISPONIBILIDAD, SEGURIDAD, FUNCION, FALLA FUNCIONAL, EFECTO DE FALLA, CRITICIDAD.

El sistema eléctrico debe asegurar en sus diferentes niveles de tensión y consumo de corriente la mayor confiabilidad al proceso Siderúrgico: Planta Sinterizadora, Planta Coquización, Alto Horno, Aceración, Hornos de Arco, Colada Continua y Trenes Laminadores. Se han presentado interrupciones de proceso por fallas funcionales del sistema eléctrico, ocasionando pérdidas operacionales; representadas en pérdidas de material en proceso, costos de reparación y tiempos de maquina improductivos. Adicionalmente se coloca en riesgo las personas y los activos de la compañía. Por tanto se debe realizar un análisis que permita establecer una estrategia de mantenimiento centrada en confiabilidad RCM, para lograr operar el proceso minimizando las paradas por cortes de energía debidos a falla del sistema eléctrico; mediante la ejecución de tareas de mantenimiento costo-efectivas. Se decidió utilizar la metodología SRCM®, la cual cumple con los estándares establecidos por la SAE JA 1011; teniendo en cuenta que la metodología SRCM está orientada principalmente hacia las industrias de proceso e instalaciones de distribución de energía. Para los planes de mantenimiento se siguió la tendencia mundial basada en la anticipación temprana de un siniestro eléctrico, mediante la aplicación de técnicas de diagnóstico de redes y subestaciones, tendientes a controlar desde la instalación de los mismos, el tipo de falla que a futuro tendrán, cuando se constituyan como parte integrante de un tendido subterráneo o aéreo, permitiendo analizar metro a metro el estado de degradación, ya sea ascendente o estable. Se culminaron los modelos de mantenimiento para las subestaciones tipo exterior, tipo interior y las redes de media tensión; incluyendo cargue al modulo PM de SAP de la subestación principal. Ya se han ejecutado tareas planteadas en los planes de mantenimiento en temas de inspección, reacondicionamiento de condición y predictivas a subestaciones y redes de media tensión que han aumentado la disponibilidad.

---

\* Monografía

\*\* Facultad de Ingenierías Físico-Mecánicas. Especialización en Gerencia de Mantenimiento, Director: Julio Cesar Wagner Arbelaez, Ingeniero Mecánico.

## ABSTRACT

**TITLE:** STRATEGIC MODEL FOR SUBSTATION MAINTENANCE AND MEDIA NETWORKS VOLTAGE ELECTRICAL STEEL PLANT BASED METHODOLOGY RCM.\*

**AUTHOR:** PABLO MARTIN BERNAL LOPEZ.\*\*

**KERWORDS:** ENERGY NETWORKS, SUBSTATION, AVAILABILITY, SECURITY, FUNCTION, FAILURE FUNCTIONAL EFFECT OF FAILURE, CRITICALITY.

The electrical system must be ensured at different levels of voltage and current consumption greater reliability to the process Steel: Sinter plant, Coking plant, blast furnace, steelmaking, Arc Furnace, Continuous Casting and Rolling Trains. There have been disruptions functional process electrical system failures, causing operating losses; represented in material losses in the process, repair costs and unproductive time machine. Additionally, people placed at risk and assets of the company. So should perform an analysis to establish a strategy for reliability centered maintenance RCM to achieve operating the minimizing process downtime from power outages due to electrical failure, through the implementation of maintenance cost-effective. We decided to use the methodology SRCM ®, which meets the standards set by the SAE JA 1011; considering that the SRCM methodology is mainly oriented towards the process industries and power distribution facilities. Maintenance plans for continued global trend from early anticipation of a power loss, by applying diagnostic techniques and substation networks, aimed at controlling since installing them, the type of fault that the future will, as they are established as part of an overhead or underground laying, meter by meter allowing analyzing the state of degradation, either rising or stable. The models were completed substations maintenance outdoor type, indoor type and medium voltage networks, including loading the SAP PM module substation main. Tasks have been executed already raised in the maintenance plans in the areas of inspection, overhaul predictive condition and substations and medium voltage networks have increased the availability.

---

\* Monograph

\*\* School of Mechanical Engineering. Maintenance Management Specialization,  
Director: Julio Cesar Wagner Arbelaez, Mechanical Engineer.

## INTRODUCCION

Para mantener los sistemas productivos industriales dentro de estándares de competitividad, uno de los requerimientos esenciales es la sostenibilidad del suministro de energía dentro del proceso; el caso de la industria siderurgia no es ajeno a esta necesidad, por tanto el mantenimiento debe buscar estrategias que le permitan preservar la operación y vida útil de los equipos, asegurar su correcto desempeño en función de los procesos que dependen de cada equipo, en condiciones seguras, confiables y eficientes.

Se pretende por lo tanto en este trabajo determinar que acciones de mantenimiento se requieren, para evitar paradas de producción y fallas en los equipos, junto con los riesgos asociados. Las subestaciones y la redes eléctricas en general tiene la función de transmitir la energía eléctrica de un sistema a otro, y cada componente cumple funciones únicas relativas al equipo, por tanto, en caso de ausencia de uno de estos, sin importar la causa, no será posible reemplazar u obviar tal componente para que la transmisión de energía continúe porque esto podría llevar a fallas mayores, o paradas del sistema, que pueden evitarse si el componente en cuestión hubiera estado cumpliendo sus funciones.

Dadas las últimas tecnologías y desarrollos en la gestión del mantenimiento, se puede pensar en utilizar para las subestaciones eléctricas la filosofía del Mantenimiento centrado en la Confiabilidad, esto lleva a considerar que si se busca aumentar la confiabilidad y disponibilidad de un sistema eléctrico, se deberán tener procedimientos rigurosos de mantenimiento. Para que los equipos estén disponibles, el mantenimiento predictivo y preventivo juegan un papel importante, minimizando la probabilidad de fallas, sin embargo siempre existirá un porcentaje de mantenimiento correctivo para reacondicionamiento de condición o

corrección de fallas inesperadas; pero en cualquiera de estos mantenimientos, el éxito en estos depende del buen desempeño que tenga el personal involucrado en los mismos, quienes deberán comportarse con seguridad, orden y disciplina. Pero el mantenimiento no es estático, es evolutivo, por tanto necesita actualizarse, analizarse y reflexionarse para su mejora continua, por tanto la estrategia planteada será susceptible sin lugar a dudas de mejoras; principalmente en las revisiones periódicas que la metodología RCM plantea para evaluar la efectividad de la estrategia de mantenimiento.

El presente documento se estructura en cinco partes, en la primera parte se plantea el problema y los objetivos, en la segunda parte se define un marco de referencia, en una tercera parte se plantea la estrategia de mantenimiento, en una cuarta parte se generan los planes de mantenimiento y los documentos para el cargue gradual de los planes de mantenimiento y por último en la quinta parte se incluyen las conclusiones.

## 1. DESCRIPCION DEL PROBLEMA Y OBJETIVOS

### 1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

La industria siderúrgica debe sostener sus procesos con consumos de energía eléctrica en sus diferentes niveles de tensión y de corriente; para lo cual dentro de sus utilidades cuenta con subestaciones y redes de distribución.

Figura 1. Subestación Principal



Fuente: El autor

El sistema eléctrico debe asegurar la mayor confiabilidad posible al proceso Siderúrgico en sus diferentes subprocesos: Planta Sinterizadora, Planta de Coquización, Alto Horno, Acería LWS, Hornos de Arco, Maquina de Colada y Trenes Laminadores.

Se han presentado interrupciones de proceso por cortes de energía no programados, ocasionando pérdidas a la siderúrgica; por daños de material en proceso, tiempos de muertos en búsqueda de sincronismo de producción entre plantas, adicionalmente se coloca en riesgo las personas y los activos de la compañía.

Por tanto se debe realizar un análisis que permita establecer una estrategia de mantenimiento centrada en confiabilidad, para lograr operar el proceso sin salidas por cortes de energía por falla del sistema eléctrico; mediante la ejecución de tareas de mantenimiento costo-efectivas para los activos de las subestaciones y redes de distribución.

## **1.2 OBJETIVO GENERAL**

Crear un modelo de gestión del mantenimiento de las subestaciones y redes eléctricas de media tensión de una planta siderúrgica basado en la metodología RCM<sup>1</sup>.

## **1.3 OBJETIVOS ESPECIFICOS**

- Realizar recopilación de información del sistema, subestaciones y redes eléctricas y analizar bajo la metodología SRCM<sup>2</sup>

---

<sup>1</sup> Moubray, J. (11 de 09 de 2011). *El camino hacia el RCM - Mantenimiento Centrado en Confiabilidad*. Recuperado el 22 de 07 de 2013, de <http://www.rcm2-soporte.com/articulos/rcm2/SOP-Camino-RCM-Articulo-19-Sep-2011v1.pdf>

<sup>2</sup> SKF. (2007, 07 06). *El proceso SRCM de SKF*. Retrieved 04 23, 2013, from <http://www.skf.com/files/681054.pdf>

- Analizar los datos de las fallas presentadas para establecer indicadores de disponibilidad, confiabilidad medida como MTBF y mantenibilidad medida como MTTR.
- Aplicar la metodología SRCM, la cual cumple con los estándares establecidos por la SAE JA 1011<sup>3</sup>; teniendo en cuenta que la metodología está orientada principalmente hacia las industrias de proceso e instalaciones de las industrias de energía.
- Establecer una estrategia de mantenimiento para las subestaciones y redes de media tensión de una planta siderúrgica según los requerimientos mínimos de la norma SAE JA1011.
- Realizar cargue gradual de los planes de mantenimiento al ERP (SAP – PM) según los lineamientos de la estrategia creada con base a la aplicación de la metodología SRCM.

---

<sup>3</sup> INTERNATIONAL, S. (s.f.). Evaluation Criteria for Reliability-Centered Maintenance (Rcm) Processes. Recuperado el 24 de 04 de 2013, de [http://standards.sae.org/ja1011\\_199908/](http://standards.sae.org/ja1011_199908/)

## 2. MARCO DE REFERENCIA

### 2.1 MARCO TEORICO

El mantenimiento ha acompañado abiertamente el desarrollo del ser humano. El objetivo del mantenimiento es conservar todos los bienes que componen los activos de la empresa, en las mejores condiciones de funcionamiento, con un muy buen nivel de confiabilidad, calidad y al menor costo posible. Mantenimiento no sólo deberá mantener las máquinas sino también las instalaciones de: iluminación, redes de computación, sistemas de energía eléctrica, aire comprimido, agua, aire acondicionado, calles internas, pisos, depósitos, etc. Además deberá coordinar con recursos humanos un plan para la capacitación continua del personal.

Por los años 1910-1916, el mantenimiento tenía importancia secundaria y solía ser ejecutado por el mismo grupo de operación, pero en especial con la producción industrial masiva de automóviles se obtuvo un nuevo proceso de manufactura para el cual surgió la necesidad de las primeras reparaciones. Con la llegada de la Primera Guerra Mundial y con la implantación de la producción en serie, instituida por Henry Ford, las fábricas pasaron a establecer pequeños programas de producción y como consecuencia de esto, sintieron la necesidad de formar equipos que pudiesen efectuar reparaciones en máquinas en servicio en el menor tiempo posible<sup>4</sup>. Así surgió un órgano subordinado a la operación, cuyo objetivo básico era la ejecución del mantenimiento, hoy conocido como mantenimiento correctivo, el cual se lleva a cabo después de haber reconocido la existencia de una avería, a fin de devolver a la pieza o equipo el estado que le permita realizar una función requerida.

---

<sup>4</sup> Tavares, L. A. (s.f.). *Administracion Moderna del Mantenimiento* . Recuperado el 12 de 05 de 2013, de <http://soportec.files.wordpress.com/2010/06/administracion-moderna-de-mantenimiento.pdf>

Luego de 1947, por los efectos de la Segunda Guerra Mundial y la necesidad de aumentar la rapidez de producción, la administración pasó a preocuparse, no solamente de corregir fallas sino también de evitar que las mismas ocurriesen, razón por la cual el personal técnico de mantenimiento pasó a desarrollar el proceso de prevención de averías. Con lo anterior apareció el mantenimiento preventivo, siendo el realizado a intervalos predeterminados o según criterios prescritos y cuyo fin es reducir la probabilidad de avería o de deterioro en el funcionamiento de un equipo.

Alrededor del año 1950, con el desarrollo de la industria para satisfacer los esfuerzos de la posguerra, la evolución de la aviación comercial y de la industria electrónica, los Gerentes de Mantenimiento observaron que, en muchos casos, el tiempo empleado para diagnosticar las fallas era mayor que el tiempo empleado en la ejecución de la reparación, y seleccionaron grupos de especialistas para conformar un órgano asesor que se llamó Ingeniería de Mantenimiento y recibió las funciones de planificar y controlar el mantenimiento preventivo analizando causas y efectos de las averías.

A partir de 1966, con la difusión de las computadoras, el fortalecimiento de las Asociaciones Nacionales de Mantenimiento, creadas al final del periodo anterior y la sofisticación de los instrumentos de protección y medición, la Ingeniería de Mantenimiento pasó a desarrollar criterios de predicción o previsión de fallas, con el objetivo de optimizar el desempeño de los grupos de ejecución del mantenimiento. Esos criterios, conocidos como Mantenimiento Predictivo o Previsivo, fueron asociados a métodos de planificación y control de mantenimiento automatizados, y se basan en la recolección periódica de los parámetros informativos sobre el estado de funcionamiento del activo, previo seguimiento de tendencias y comportamientos en condiciones normales de operación. A partir de 1980, con el desarrollo de los PC a costos reducidos y lenguaje simple, los órganos de mantenimiento pasaron a desarrollar y procesar sus propios

programas, eliminando los inconvenientes de la dependencia de disponibilidad humana y de equipos, para atender las prioridades de procesamiento de la información a través de una computadora central, además de las dificultades de comunicación en la transmisión de sus necesidades hacia el analista de sistemas, no siempre familiarizado con el área de mantenimiento. Actualmente estos equipos de computo están asociados a una red, posibilitando que su información quede disponible para los demás grupos de la empresa.

Durante los últimos años y a raíz de todas las presiones de competencia global, el concepto de **Condition Based Maintenance (CBM)**, ha suscitado enorme atención entre Gerentes y/o Jefes de Operaciones Industriales (tanto de Mantenimiento como de Producción) y personal de Ingeniería de Mantenimiento.

En este concepto las intervenciones se dan después de verificar “en qué condición está”, y sólo si dicha condición indica que la reparación es necesaria. Con esto se evita las consecuencias que el fallo funcional traería consigo si se dejar correr a falla, es decir se evita “esperar el fallo” para corregirlo sólo después de ocurrido. Entonces, el Mantenimiento Predictivo Basado en la Condición, consiste en inspeccionar los equipos a intervalos regulares y tomar acción para prevenir las fallas o evitar las consecuencias de las mismas según su condición. Incluye tanto las inspecciones objetivas (con instrumentos) y subjetivas.

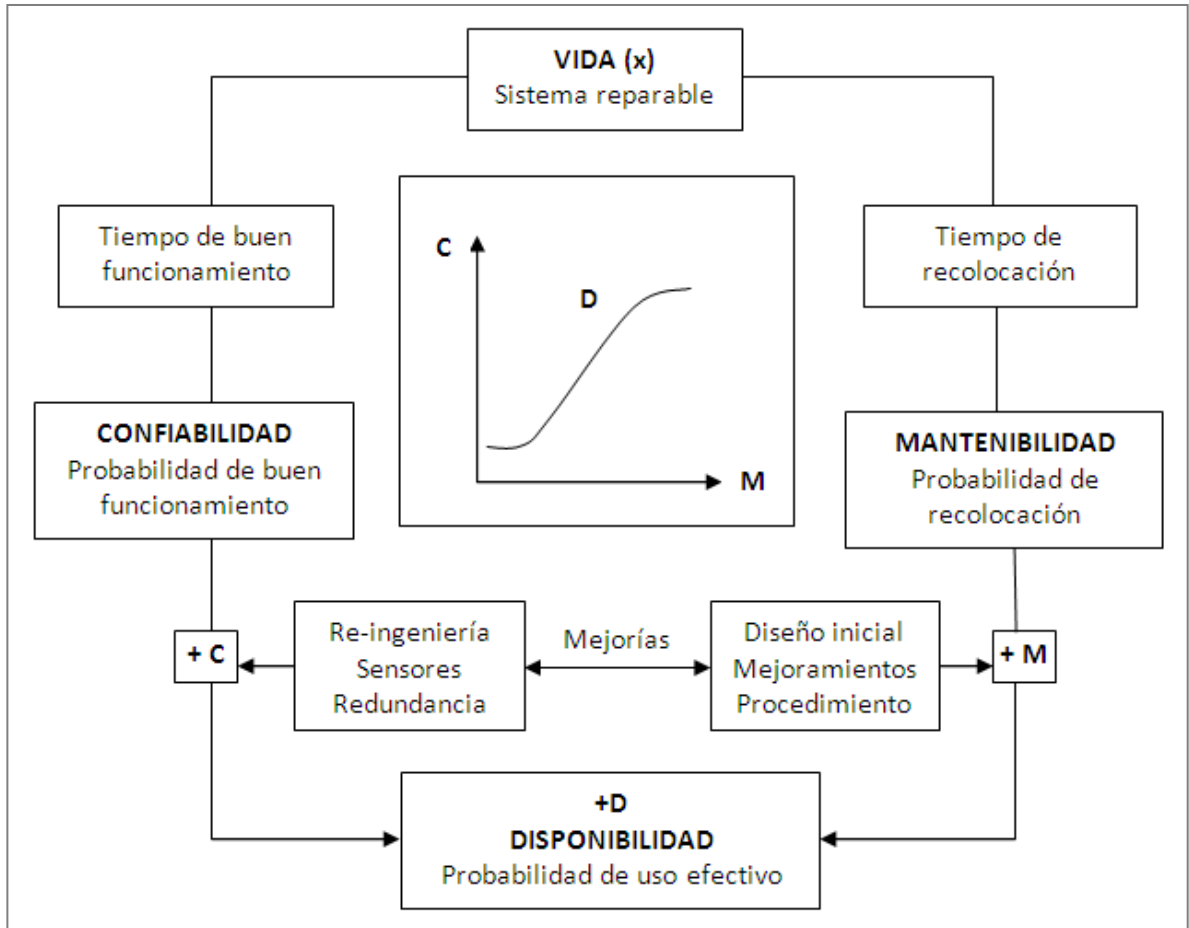
## 2.2 VARIABLES DEL MANTENIMIENTO

Las distintas variables de significación que repercuten en el desempeño de los sistemas de una empresa se enuncian a continuación<sup>5</sup>:

---

<sup>5</sup> Espinosa, F. (s.f.). *Gestion de Mantenimeinto Industrial*. Recuperado el 18 de 07 de 2013, de <http://campuscurico.utalca.cl/~fepinos/GESTION%20DEL%20MANTENIMIENTO%20INDUSTRIA L.pdf>

Figura 2. Confiabilidad, Disponibilidad y Mantenibilidad



Fuente: Gestión del Mantenimiento Industrial

**2.2.1 La Confiabilidad.** Es la probabilidad de que las instalaciones, máquinas o equipos, se desempeñen satisfactoriamente sin fallar durante un período determinado, bajo condiciones específicas.

**2.2.2 La Disponibilidad.** Es la proporción de tiempo durante la cual un sistema o equipo estuvo en condiciones de ser usado.

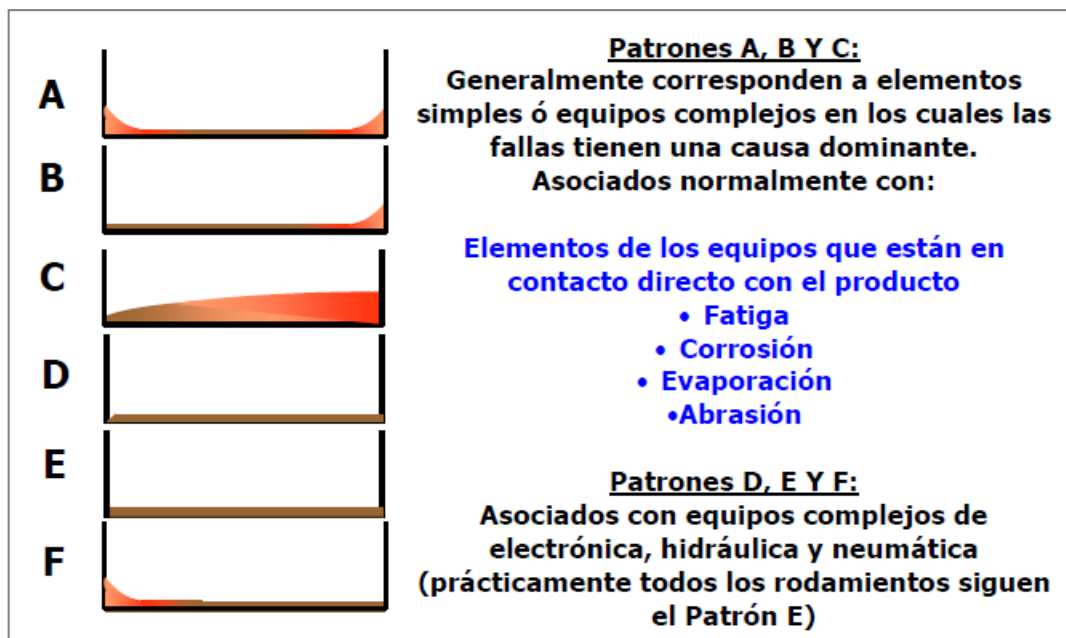
**2.2.3 La Mantenibilidad.** Es la probabilidad de que una máquina, equipo o un sistema pueda ser reparado a una condición especificada en un período de tiempo dado, en tanto su mantenimiento sea realizado de acuerdo con ciertas metodologías y recursos determinados con anterioridad.

**2.2.4 La Seguridad.** Está referida a la integridad del personal, instalaciones, equipos, sistemas, máquinas y sin dejar de lado el medio ambiente.

**2.2.5 El tiempo de entrega y el cumplimiento de los plazos previstos.** Son variables que tienen también su importancia, y para el mantenimiento, el tiempo es un factor preeminente.

**2.2.6 Patrones de Falla.** Progresivamente se han venido determinando patrones de falla más elaborados con base en el comportamiento de los diferentes tipos de activos.

Figura 3. Reconocimiento de nuevos patrones de falla

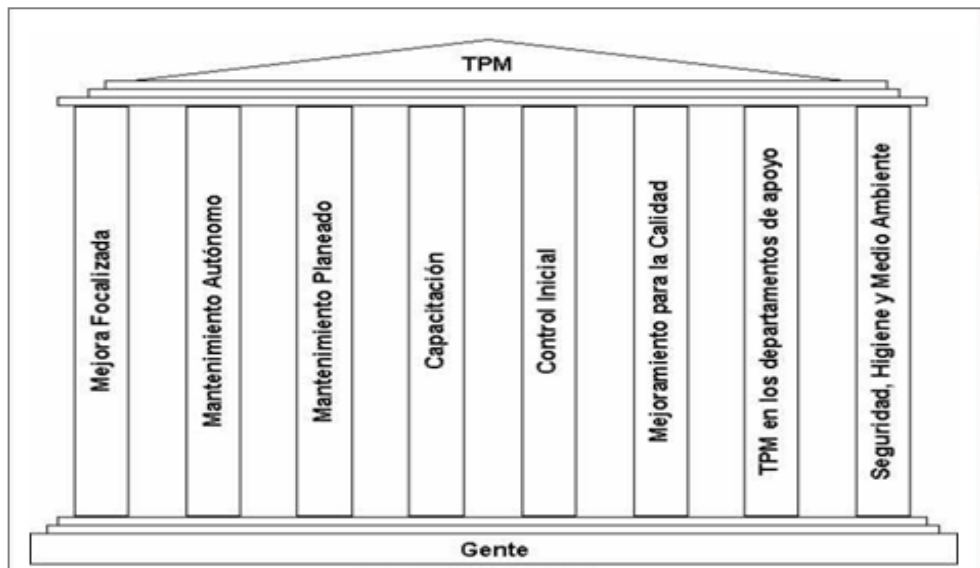


Fuente: Soporte y CIA.LTDA.

### 2.3 MANTENIMIENTO PRODUCTIVO TOTAL TPM

Una de las filosofías que ha obtenido mayor relevancia ha sido el Mantenimiento Productivo Total (TPM), como se le llama genéricamente, consiste en una estrategia destinada a elevar la productividad mejorando el mantenimiento y las prácticas correspondientes. Hoy se le reconoce como una excelente herramienta del mantenimiento para aumentar la productividad, la capacidad y el trabajo en equipo en una compañía. Sin embargo, el entorno cultural en el que se desarrolló la estrategia del TPM puede ser distinto del existente en una planta típica y por ello exige otras consideraciones. El TPM lo desarrolló Seiichi Nakajima en Japón. Por su origen japonés, la estrategia correspondiente atribuye un alto valor al trabajo en equipo, a los proyectos realizados por acuerdo común y a una mejora constante; este procedimiento tiende a ser más estructurado desde el punto de vista de su estilo cultural: todo el mundo comprende su misión y, por lo general, actúa según un protocolo asumido. El trabajo en equipo está muy valorado, mientras que el individualismo es objeto de desaprobación.

Figura 4. Pilares del TPM



Fuente: Tecpeople

Para tener una mejor perspectiva del significado del TPM hay que entender que este se sustenta en 8 pilares<sup>6</sup>.

**2.3.1 Mejora Focalizada.** Objetivo: “Eliminar sistemáticamente las grandes pérdidas ocasionadas con el proceso productivo” Las perdidas pueden ser: Fallas en los equipos principales, cambios y ajustes no programados, fallas de equipos auxiliares, ocio y paradas menores, reducción de velocidad, defectos en el proceso y arranque.

**2.3.2 Mantenimiento autónomo.** Objetivo: “Conservar y mejorar el equipo con la participación del usuario u operador”. Concepto: “Los operadores se hacen cargo del mantenimiento de sus equipos, lo mantienen y desarrollan la capacidad para detectar a tiempo fallas potenciales”. La idea del mantenimiento autónomo es que cada operario pueda diagnosticar y prevenir las fallas eventuales de su equipo y de este modo prolongar la vida útil del mismo.

No se trata de que cada operario cumpla el rol de un mecánico, sino de que cada operario conozca y cuide su equipo además ¿Quién puede reconocer de forma más oportuna la posible falla de un equipo antes de que se presente? Obviamente el operador calificado, ya que él pasa mayor tiempo con el equipo que cualquier mecánico, él podrá reconocer primero cualquier varianza en el proceso habitual de su equipo. El mantenimiento autónomo puede prevenir: Contaminación por agentes externos, rupturas de ciertas piezas, desplazamientos y rrores en la manipulación. Con sólo instruir al operario en: Limpiar, Lubricar y Revisar.

---

<sup>6</sup> awardspace.us. (s.f.). *Pilares del TPM*. Recuperado el 23 de 07 de 2013, de <http://tpm.awardspace.us/Pilares-del-TPM.html>

**2.3.3 Mantenimiento planeado.** Objetivo: “Lograr mantener el equipo y el proceso en condiciones optimas”. Concepto: “Un conjunto de actividades sistemáticas y metódicas para construir y mejorar continuamente el proceso”.

La idea del mantenimiento planeado es la de que el operario diagnostique la falla y la indique con etiquetas con formas, números y colores específicos dentro de la máquina de forma que cuando el mecánico venga a reparar la máquina va directo a la falla y la elimina.

Este sistema de etiquetas con formas, colores y números es bastante eficaz ya que al mecánico y al operario le es más fácil ubicar y visualizar la falla.

**2.3.4 Capacitación.** Objetivo: “Aumentar las capacidades y habilidades de los empleados”. Aquí se define lo que hace cada quien y se realiza mejor cuando los que instruyen sobre lo que se hace y como se hace son la misma gente de la empresa, sólo hay que buscar asesoría externa cuando las circunstancias lo requieran.

**2.3.5 Control inicial.** Objetivo: “Reducir el deterioro de los equipos y mejorar los costos de su mantenimiento”. Este control busca identificar y prevenir problemas potenciales en los equipos desde las fases de diseño y desarrollo. Es muy útil en la puesta en servicio por primera vez y luego de grandes intervenciones.

**2.3.6 Mejoramiento para la calidad.** Objetivo: “Tomar acciones preventivas para obtener un proceso y equipo cero defectos”.

La meta aquí es ofrecer un producto cero defectos como efecto de una máquina cero defectos, y esto último sólo se logra con la continua búsqueda de una mejora y optimización del equipo.

**2.3.7 TPM en los departamentos de apoyo.** Objetivo: “Eliminar las pérdidas en los procesos administrativos y aumentar la eficiencia”. El TPM es aplicable a todos los departamentos, en finanzas, en compras, en almacén, para ello es importante que cada uno haga su trabajo a tiempo. En estos departamentos las siglas del TPM toman estos significados: T.- Total Participación de sus miembros, P.- Productividad (volúmenes de ventas y ordenes por personas), M.- Mantenimiento de clientes actuales y búsqueda de nuevos.

**2.3.8 Seguridad Higiene y medio ambiente.** Objetivo: “Crear y mantener un sistema que garantice un ambiente laboral sin accidentes y sin contaminación”. Aquí lo importante es buscar que el ambiente de trabajo sea confortable y seguro, muchas veces ocurre que la contaminación en el ambiente de trabajo es producto del mal funcionamiento del equipo, así como muchos de los accidentes son ocasionados por la mala distribución de los equipos y herramientas en el área de trabajo.

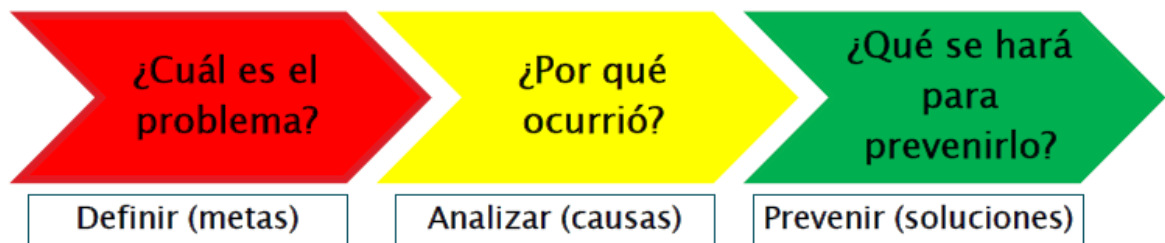
## **2.4 ANÁLISIS DE CAUSA RAÍZ RCA**

El Análisis Causa Raíz (RCA) es otra técnica poderosa que permite la solución de problemas, con enfoque a corto y mediano plazo. Usa técnicas de investigación bastante exhaustivas, con la intención de eliminar las causas de los problemas/fallas. Su valor no solo reside en la eliminación de grandes eventos, sino en la eliminación de los eventos crónicos, que tienden a devorar los recursos de mantenimiento. Al eliminar paulatinamente los problemas crónicos y pequeños, se genera tiempo para análisis más profundos (RCM por ejemplo).

La práctica RCA se basa en el supuesto de que los problemas se resuelven mejor al tratar de corregir o eliminar las causas raíz, en vez de simplemente tratar los síntomas evidentes de inmediato. Al dirigir las medidas correctivas a las causas primarias, se espera que la probabilidad de la repetición del problema se minimice.

Sin embargo, se reconoce que la prevención total de la recurrencia de una sola intervención no es siempre posible. Por lo tanto, el RCA es considerado a menudo como un proceso iterativo, y con frecuencia es usado como una herramienta de mejora continua.

RCA, en principio es un método reactivo de detección de problemas y solución. Esto significa que el análisis se realiza después de que un evento ha ocurrido. Al ganar experiencia en el RCA este se convierte en un método pro-activo. Esto significa que el RCA es capaz de prever la posibilidad de un evento, incluso antes de que pudiera ocurrir. Dentro de una organización, la resolución de problemas, la investigación de incidentes y análisis de causa raíz están conectados fundamentalmente por tres preguntas básicas:



#### 2.4.1 Técnicas principales de análisis de causa raíz.

- Análisis de barreras.
- Inferencia Bayesiana.
- Análisis árbol factor causal.
- Análisis de cambios.
- Árbol de la realidad actual (teoría de las restricciones).
- Análisis de los modos de falla y efectos (FMECA).
- Análisis del árbol de fallas.
- Los 5 porqués.
- Diagrama de Ishikawa.
- Análisis de Pareto.



## 2.5 MANTENIMIENTO CENTRADO EN CONFIABILIDAD RCM

El mantenimiento centrado en confiabilidad es un proceso utilizado para determinar los requerimientos de mantenimiento de cualquier activo físico en su contexto operacional. Una filosofía de gestión de mantenimiento, en la cual un equipo multidisciplinario de trabajo, se encarga de optimizar la confiabilidad operacional de un sistema que funciona bajo condiciones de trabajo definidas, estableciendo las actividades más efectivas del mantenimiento en función de la criticidad de los activos pertenecientes a dicho sistema, tomando en cuenta los posibles efectos que originaran los modos de falla de estos activos, a la seguridad, al ambiente y a las operaciones.

El RCM surge fruto de 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)<sup>7</sup>, fue publicado en 1978, y aún sigue siendo uno de los documentos más importantes en la historia del manejo de los activos físicos.

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,

---

<sup>7</sup> F. Stanley, N., & Howard F., H. (1978). *RELIABILITY-CENTERED MAINTENANCE*. New York: Braun.

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 representó un considerable avance en la filosofía.

El MSG 2 fue usado como base para el MSG 3, el cual fue promulgado en 1980: Documento Para la Planeación de Programas de Mantenimiento para Fabricantes / Aerolíneas. El MSG – 3 fue influenciado por el libro de Nowlan y Heap (1978), el MSG – 3 ha sido revisado tres veces, la primera vez en 1988, de nuevo en 1993, y la tercera en 2001. El reporte de Nowlan y Heap ha sido desde entonces usado como base para varios modelos de RCM; aun cuando algunos de ellos no cumplan con los requerimientos base para un proceso RCM.

Tabla 1. Metodología RCM

FASES	METODOLOGIA
I	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Análisis de la planta a la cual se la aplicara RCM</li> </ul>
II	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Definición del Equipo o Sistema</li> <li>• Definición de Funciones del Equipo</li> <li>• Descripción de las Fallas Funcionales</li> <li>• Descripción de los Modos de Falla</li> <li>• Descripción de Efectos de Falla</li> </ul>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Análisis de Criticidad</li> <li>• Aplicación Lógica de RCM: Metodología para elegir las acciones más apropiadas de mantenimiento y las frecuencias de aplicación</li> </ul>

FASES	METODOLOGIA
III	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Documentación del programa de mantenimiento: Enfocado en la operación del Equipo o Sistema</li> </ul>
IV	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Aplicación de RCM (Equipo de trabajo, recursos materiales, físicos, tecnológicos)</li> <li>• Evaluación efectividad programa de mantenimiento</li> </ul>

Fuente: El autor.

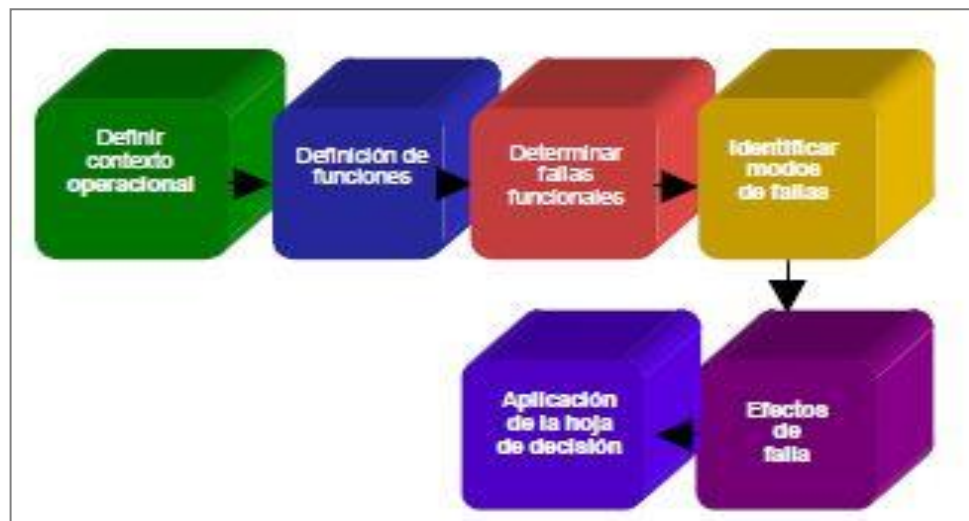
La metodología de RCM se basa en siete preguntas claves:

- ¿Cuáles son las funciones y los estándares de ejecución?
- ¿En qué forma se pierde la función o no se cumplen los estándares de ejecución?
- ¿Qué causa cada falla funcional?
- ¿Qué ocurre cuando sucede una falla?
- ¿Cómo impacta cada falla?
- ¿Qué puede hacerse para prevenir cada falla funcional?
- ¿Qué puede hacerse si no se conoce tarea de prevención?

Para garantizar el éxito en una aplicación o análisis de RCM, es importante responder cada una de las siete preguntas en orden de aparición y de forma correcta, sin omitir detalles, con hechos y no suposiciones. La mejor manera de dar respuesta verdadera a cada una de las siete preguntas es a través del diagrama mostrado<sup>8</sup>:

<sup>8</sup> Confiabilidad.net. (s.f.). *Confiabilidad Operacional*. Recuperado el 23 de 08 de 2013, de <http://confiabilidad.net/articulos/confiabilidad-operacional-en-el-sistema-de-microondas/>

Figura 6. Diagrama de Flujo General de RCM



Fuente: Confiabilidad.net

**2.5.1 Análisis de Criticidad – AC.** En todo proceso RCM es fundamental el análisis de criticidad que nos permite establecer las acciones a implementar en el programa de mantenimiento según la criticidad de los equipos en análisis. Es una metodología que permite jerarquizar sistemas, instalaciones y equipos, en función de su impacto global, con el fin de optimizar el proceso de asignación de recursos (económicos, humanos y técnicos). El término “crítico” y la definición de criticidad pueden tener diferentes interpretaciones y van a depender del objetivo que se está tratando de jerarquizar.

Para aplicar AC se deben: definir los alcances y propósitos del análisis; establecer criterios de importancia y seleccionar un método de evaluación para jerarquizar la selección del sistema objeto del análisis. El análisis se realiza en una lluvia de ideas, en una reunión de trabajo con un grupo multi-disciplinario entre los que se encuentran la línea supervisora y trabajadores de operaciones y mantenimiento, ingeniería de procesos o infraestructura, analista de mantenimiento (preventivo/predictivo), con la finalidad de unificar criterios y validar la información.

Generalmente los criterios establecidos para AC son: Seguridad, Ambiente, Producción, Costos de Operación, Costos de Mantenimiento, Frecuencia de Fallas y Tiempo Promedio para Reparar.

Con estos criterios, se genera un modelo de criticidad definido por:

**Criticidad = Frecuencia x Consecuencia**

En la matriz de criticidad se ubican los sistemas o equipos según su nivel, bien sea, crítico (C), medianamente crítico (MC) y no crítico (NC). Un Análisis de Criticidad debe aplicarse cuando se requiera de fijar prioridades en sistemas complejos, administrar recursos escasos, crear valor, determinar impacto en el negocio, aplicar metodologías de confiabilidad operacional, etc.

Figura 7. Modelo de Matriz de Criticidad

F R E C U E N C I A	4	MC	MC	C	C	C
	3	MC	MC	MC	C	C
	2	NC	NC	MC	C	C
	1	NC	NC	NC	MC	C
		10	20	30	40	50
		CONSECUENCIA				

Fuente: Confiabilidad.net

El Análisis de Criticidad puede ser aplicado en cualquier conjunto de procesos, plantas, sistemas, equipos y/o componentes que requieran ser jerarquizados en función de su impacto dentro del ámbito en estudio.

## 2.6 OPTIMIZACIÓN DE PLANES DE MANTENIMIENTO - PMO

Otra herramienta del mantenimiento contemporáneo corresponde al PMO – Optimización del Plan de Mantenimiento. Considerando que el mantenimiento tiene uno de los mayores costos operativos controlables en la industria intensiva en capital, es a su vez una función crítica del negocio que impacta sobre el riesgo comercial, volumen de producción, calidad de producción, costos operacionales, seguridad y riesgo medioambiental. Por ello el mantenimiento, es visto, en organizaciones líder, no sólo como un costo que puede ser reducido, sino en conjunto con la Ingeniería de Confiabilidad, como una función impulsora de los negocios. El mantenimiento está considerado como un aporte valioso asociado al negocio, que contribuye a la productividad de los activos y al mejoramiento continuo del desempeño de los mismos. La mayoría de mantenedores son gestores, que aisladamente deben mejorar la confiabilidad, dentro de organizaciones que escasamente disponen de recursos suficientes para mantener las plantas en funcionamiento. En este caso, los escasos recursos de mantenimiento son racionados y las fallas los consumen. El mantenimiento preventivo se lesiona, resultando inevitablemente en una mayor frecuencia de fallas, generando un círculo vicioso. Adicionalmente, a la pérdida de productividad debido a un mantenimiento no planificado, la mentalidad de reparar rápidamente promueve un “mantenimiento apaga incendios”, o mantenimiento temporal, que comúnmente agrava la situación. Las reparaciones temporales requieren trabajo adicional para su corrección definitiva, o en el peor de los casos, fallan antes de ser corregidas. A menudo en el esfuerzo de bajar costos, se recurre a reducciones de personal, con lo que declina la moral, el personal restante se deja consumir por la desesperación y tensión, conduciendo a una baja de los estándares del trabajo. El círculo vicioso gradualmente se alimenta a si mismo llevando a las organizaciones a ser casi totalmente reactivas.

Figura 8. Circulo vicioso del mantenimiento



Fuente: OMCS Latin America

Para lograr el rompimiento del círculo vicioso de mantenimiento, los gerentes de activos deben enfocarse en las áreas del mantenimiento preventivo y la eliminación de fallas. Para mejorar el mantenimiento preventivo, debe existir un cambio radical de las organizaciones, a un ambiente en donde no exista la duplicación del esfuerzo en el plan de PM, donde toda tarea de PM tenga un propósito específico, en donde todas las tareas de PM se cumplan en las frecuencias adecuadas y que exista un balance adecuado entre mantenimiento basado en condición y overhaul.

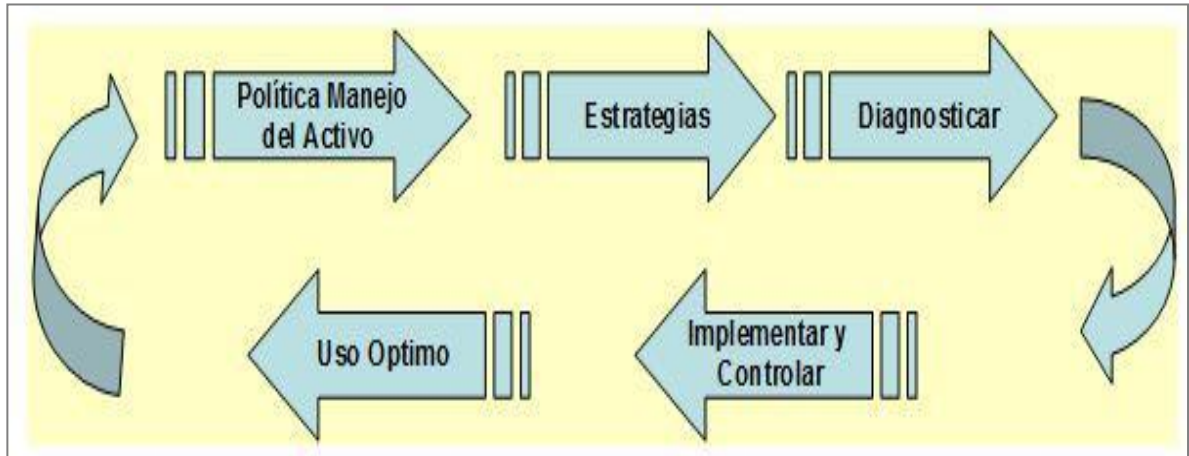
## 2.7 ESTÁNDAR PAS 55 Y GESTIÓN DE ACTIVOS

Dentro de las últimas tendencias de mantenimiento aparece la utilización del estándar PAS 55. El estándar mundial PAS 55 "The Optimized Management of Physical Infrastructure Assets" ya es usado por muchos países para asegurar el

desarrollo sostenible industrial y de la manufactura, provee un marco referencial para ir adoptando las buenas prácticas disponibles para el Asset Management<sup>9</sup>.

PAS 55 logra darle la correcta definición del “Asset Management“, orientando a uso sistémico, sistemático, basado en riesgo, holístico, óptimo, sostenible y basado en el ciclo de vida. Permite ir adoptando las buenas prácticas acorde a la real necesidad de cada industria o manufactura y, además, plantea cómo lograr un plan vivo de cómo hacerlo medible, auditable y que esté enmarcado en la mejora continua ISO. La definición de *asset management* acorde al estándar PAS 55 se entiende como: “Todas aquellas actividades y prácticas sistemáticas y coordinadas a través de las cuales una organización administra de manera óptima sus activos físicos y el comportamiento de los activos, riesgo y gastos durante su ciclo de vida útil con el propósito de alcanzar su plan estratégico organizacional.”

Figura 9. Planteamiento de PAS 55



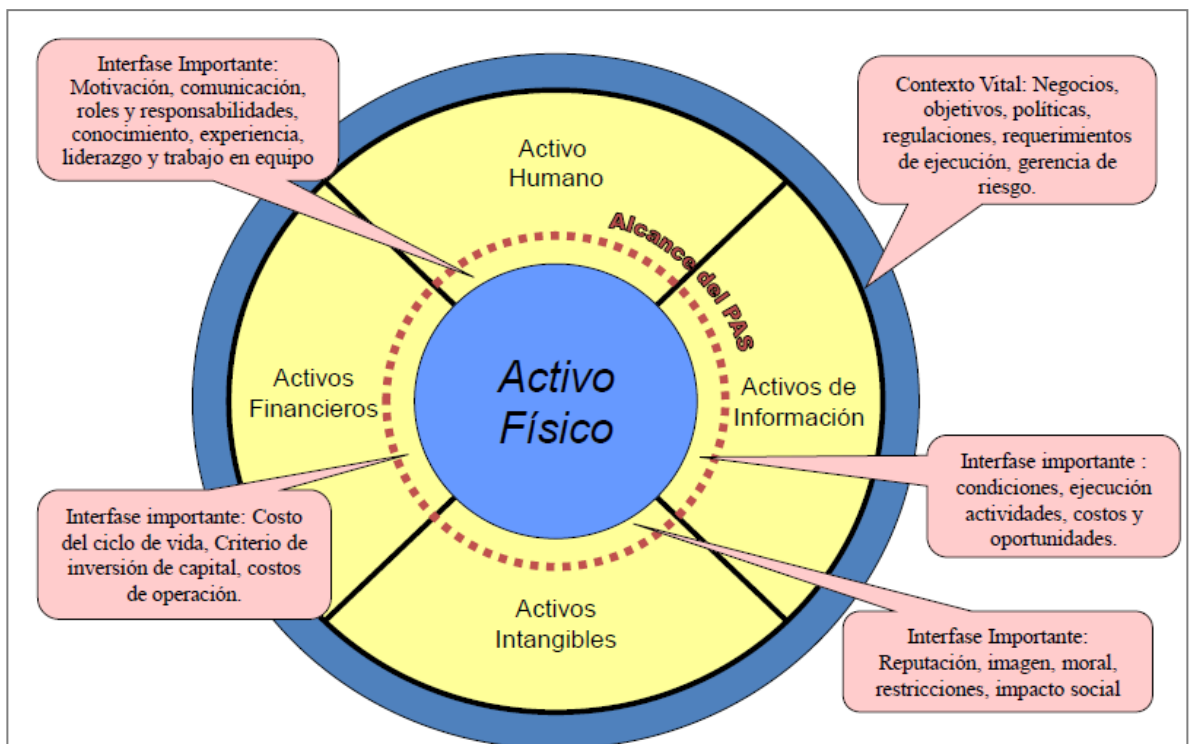
Fuente: Asset Management by Luis Sojo.

PAS 55 es la Especificación British Standard Disponible al Público para la gestión optimizada de activos físicos, esta provee las definiciones claras y la

<sup>9</sup> Sojo, L. (s.f.). *El Desarrollo Sostenible enmarcado con el estándar mundial PAS 55 Asset Management*. Recuperado el 10 de 09 de 2013, de <http://confiabilidad.net/print/el-desarrollo-sostenible-enmarcado-con-el-estandar-mundial-pas-55-asset-man/>

especificación de 28 requerimientos para establecer y auditar un sistema de gestión integrado y optimizado a lo largo del ciclo de vida para todo tipo de activo físico. La actualizada y reconocida internacionalmente PAS 55 está demostrando ser la esencial, clara y objetiva definición de todo lo requerido para demostrar competencia, establecer prioridades de mejora y capitalizar dichas mejoras, lograr conexiones claras entre los planes estratégicos organizacionales y el trabajo real diario y las realidades de los activos. PAS 55 aplica a cualquier organización bien sea pública o privada, regulada o no regulada, que tenga una alta dependencia en infraestructura o equipos físicos. Esta describe qué debe ser hecho en una planificación e implementación sincronizadas, en la gestión integrada de la adquisición/creación, operación, mantenimiento y renovación/desincorporación y en los muchos "habilitadores" que impulsan un desempeño optimizado y sustentable.

Figura 10. Enfoque PAS 55



Fuente: [www.twpl.com](http://www.twpl.com)

La definición de Asset Management acorde al estándar PAS 55: “Son todas aquellas **Actividades y Prácticas Sistemáticas y Coordinadas** a través de las cuales una organización gerencia de manera **Optima** sus Activos Físicos y el **Comportamiento** de los Activos, **Riesgo y Gastos** durante su **Ciclo de Vida Útil** con el propósito de alcanzar su plan estratégico organizacional.”<sup>10</sup>

Para asegurar la consistencia con otros estándares de gestión relacionados y para facilitar su alineación o integración, se considero que la gestión de activos podría estandarizarse. Esta estandarización es aplicable a cualquier organización donde los activos físicos sean un factor clave o critico para lograr los objetivos empresariales.

Las Organizaciones que han adoptado estas aproximaciones sistemáticas y optimizadas han mejorado de manera consistente sus costos y su desempeño/servicio desde las líneas bases. PAS 55 también provee una evidencia clara de sustentabilidad para los clientes; inversionistas, reguladores y otras partes interesadas.

En contraste con muchos otros estándares, los cuales puedes lograrse muchas veces con solo reunir una gran cantidad de documentos, PASS 55 requiere de manera específica evidencia de una alineación real entre las buenas intenciones escritas en el sistema de gestión y el trabajo real de terreno. De esta manera es un mecanismo muy valioso para asegurar que los principios de planificación total del ciclo de vida, gestión de riesgo, costo/beneficio, enfoque al cliente, sustentabilidad, etc. sean realmente implementados dentro del trabajo diario de implementación de proyectos de capital, operaciones, mantenimiento.

---

<sup>10</sup> pass55.net. (s.f.). *PASS55 Asset Management*. Recuperado el 13 de 09 de 2013, de <http://pas55.net/spanish/whatis.asp>

Figura 11. Principios y atributos claves de la gestión de activos



Fuente: pass55.net

Es imprescindible que se entienda que la gestión de activos físicos no corresponde a un área o persona en particular, sino es el trabajo en equipo de la organización de la entidad (operación, mantenimiento, logística, economía y otros). Sin embargo, los estudios realizados que se referencian en este trabajo han evidenciado, en la mayoría de los casos, que en la realidad esto no es así. Es demostrable que, cuando el impacto de las fallas es inaceptable, se le da la relevancia y el protagonismo suficiente al mantenimiento desde la etapa más incipiente de su ciclo de vida, lo cual es muy reconocido en la generación de energía nuclear, transporte aéreo y espacial, barcos, submarinos y en los denominados mega proyectos, debido a los reconocidos impactos que representan las fallas o el inadecuado mantenimiento. Sin embargo, hoy en día la competitividad y sostenibilidad en el mercado también requieren optimizar los

costos del ciclo de vida de los activos físicos en los diversos sectores de la sociedad<sup>11</sup>.

El desarrollo tecnológico y las exigencias del mercado se han adelantado a los procesos gerenciales internos de las empresas y sólo aquellas que su dinámica y flexibilidad se lo han permitido han resuelto este problema del divorcio entre producción-mantenimiento-recursos.

Sin embargo, la gran mayoría de las entidades entienden la necesidad de un cambio para mejorar las relaciones entre los procesos gerenciales internos y que estos contribuyan al trabajo en equipo sobre la base de preservar las funciones de los activos físicos. Desde el punto de vista del capital tangible y de los activos físicos, se hace evidente que existe un costo del ciclo de vida que es necesario gestionar integralmente y que técnicamente se relacione con el régimen de operación, las condiciones de instalación, el entorno ambiental, las buenas o malas prácticas, la eficacia de su mantenimiento, la calidad de insumos, etc.

### **2.7.1 Elementos claves de PAS 55.**

- Definición clara y reconocida internacionalmente del significado de Buena gestión de activos.
- Lista de Verificación de 28 puntos de buenas prácticas de planificación, optimización costo-riesgo y pensamiento integrado.
- En amplio uso por muchos usuarios entusiastas.
- Desarrollado a lo largo de más de 6 años, por más de 50 organizaciones públicas y privadas en 10 países y 15 sectores.
- El sello para demostrar gobierno competente de infraestructura crítica.
- Aplicable a todos los sectores y todo tipo de activos.

---

<sup>11</sup> Sanchez, A. (2010). La gestión de los activos físicos en la función mantenimiento. *Sistema de Información Científica*, 72 - 78.

- Extenso glosario de términos y definiciones claves.
- Guía detallada de ejemplos de buenas prácticas.

PAS 55:2008 está estructurado para interconectarse de manera natural con los sistemas de gestión de calidad tales como ISO9001 y otras plataformas ISO.

ISO 55000, la nueva norma que marca el estándar Internacional para llevar la Gestión de Activos surge de los éxitos obtenidos del estándar PAS 55. El estándar Británico, utilizado para establecer una Gestión Óptima de los Activos Físicos, se está utilizando como base por parte de la Organización Internacional de Estándares (ISO, por sus siglas en inglés) para el primer Estándar Internacional de Gestión de Activos. Este será publicado en 3 partes:

- ISO 55000 proporcionará una visión global, conceptos y terminología en Gestión de Activos.
- ISO 55001 especificará los requerimientos para las buenas prácticas en Gestión de Activos – el “Sistema de Gestión de Activos” (no es una especificación para un sistema de administración de la información de activos, como lo son las herramientas de software CMMS)
- ISO 55002 proporciona una guía para la interpretación e implementación para un Sistema de Gestión de Activos similar<sup>12</sup>.

La familia de estándares ISO 5500x también se alineará e integrará con otras especificaciones de sistemas mayores de gestión, de manera que pueda establecerse un enfoque integrado para las buenas prácticas en todos los aspectos claves de las operaciones profesionales.

---

<sup>12</sup> gestionpass55. (s.f.). *ISO 55000 surge por los éxitos de PAS 55*. Recuperado el 17 de 09 de 2013, de <http://www.gestionpas55.com/noticias.php?id=42>

Figura 12. Elementos claves de PAS55



Fuente: pass55.net

**2.7.2 La gestión de mantenimiento dentro de la gestión de activos.** La excelencia es hacer muchas cosas bien:

- Eficiencia de la Planta.
- Calidad del producto.
- Costos de mantenimiento versus ganancias.
- Nivel de servicio.

- Rotación del Inventario.
- Alta confiabilidad de los activos.

Para alcanzar esa excelencia la organización debe primero comprender todos los elementos requeridos para alcanzar este estatus. En el mantenimiento es fundamental tener las bases fundadas en una estrategia coherente con las metas de la empresa y una política de recursos humanos, control, mejoramiento continuo, y por último direccionarse hacia la excelencia en la gestión de los activos.

Figura 13. Excelencia en la gestión del mantenimiento.

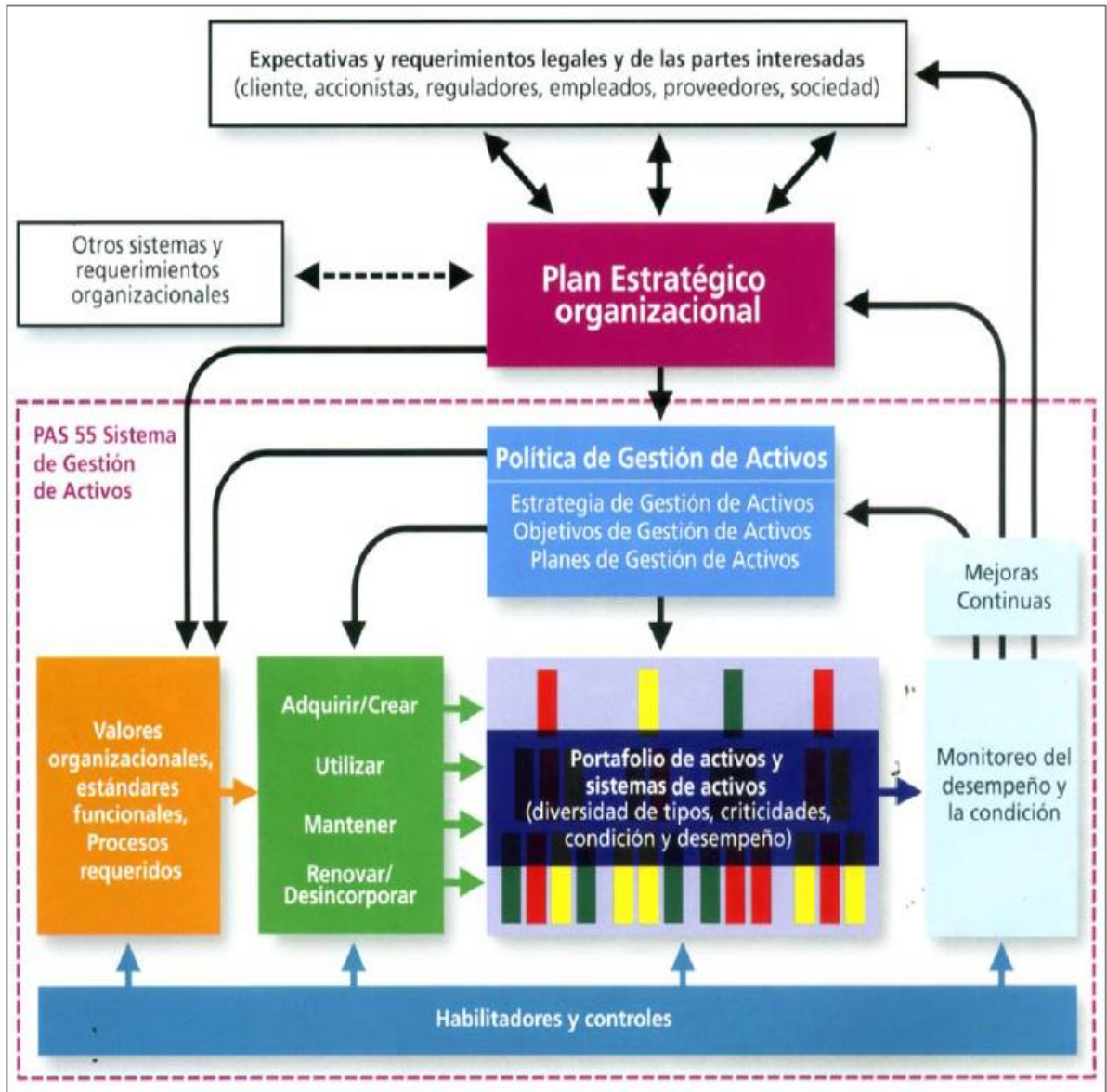


Fuente: Gestión del Mantenimiento Industrial

Hay un amplio acuerdo entre diversos autores de que la ingeniería y la gestión del mantenimiento están recibiendo cada vez más atención, especialmente debido a la necesidad de obtener de los equipamientos, de alto costo, una alta productividad, como también mediante un efectivo mantenimiento que logre influir fuertemente en el diferencial competitivo de su producto. Pero, la atención que

recibe la función de mantenimiento es, frecuentemente, producto de una acción aislada sin una adecuada integración entre las varias técnicas empleadas.

Figura 14. Vista General del Sistema de gestión de Activos



Fuente: pass55.net

La política de gestión de activos comprende todas las actividades y prácticas sistemáticas y coordinadas a través de las cuales una organización administra de

manera óptima y sostenible sus activos y sistemas de activos, su desempeño, riesgos y costos asociados durante sus ciclos de vida con el propósito de alcanzar un plan estratégico organizacional. Según el tipo de activo se debe trazar la estrategia de gestión correspondiente.

Figura 15. Gestión de Activos Físicos



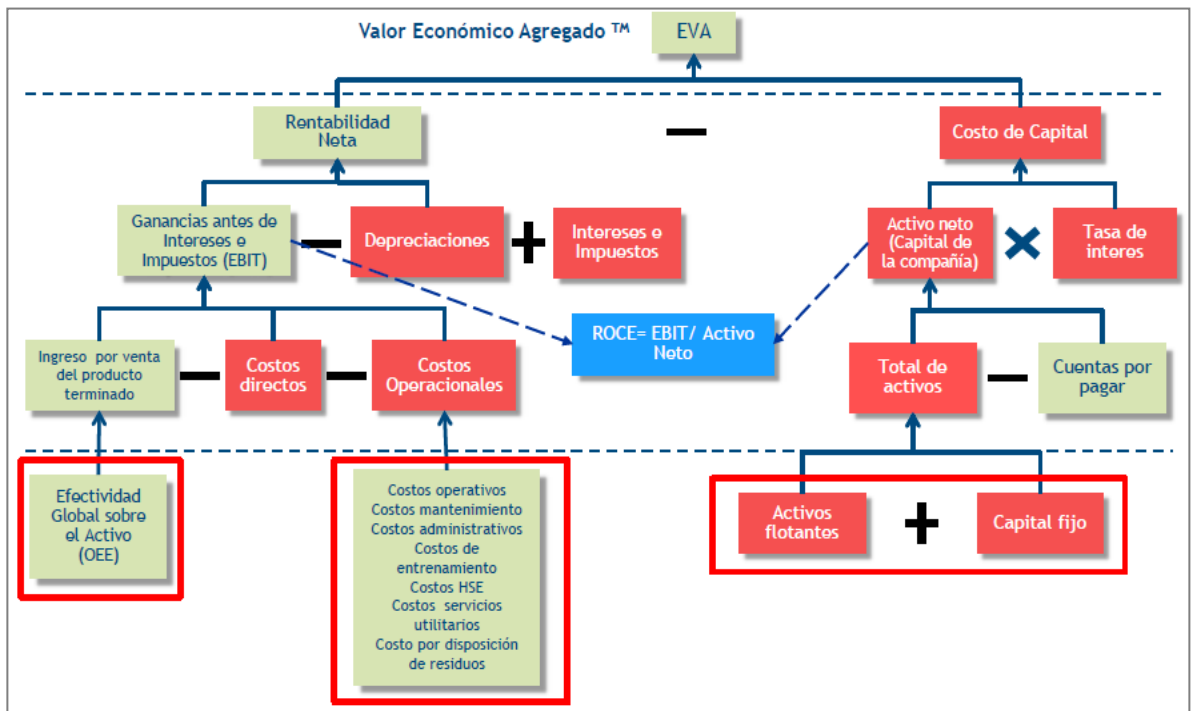
Fuente: AMS Group 2013.

Con la política de gestión de activos se persigue:

- Asegurar el retorno de la inversión esperada sobre los activos físicos.
- Optimizar el uso de la capacidad instalada de los activos físicos productivos.
- Controlar la materialización de riesgos alrededor de los activos durante todo su ciclo de vida operativo.
- Alargar al máximo la vida útil de los activos físicos.
- Optimizar los costos de instalación, operación, mantenimiento y desmantelamiento, y comprender claramente sus implicaciones financieras.

- Hacer mas optimo y acertado el capital invertido en nuevos activos y programas de mejora.
- Hacer la proyección de presupuestos de operación y mantenimiento más confiables.
- Maximizar el conocimiento de la organización alrededor de sus activos.

Figura 16. Plan Modelo de Gestión de Activos

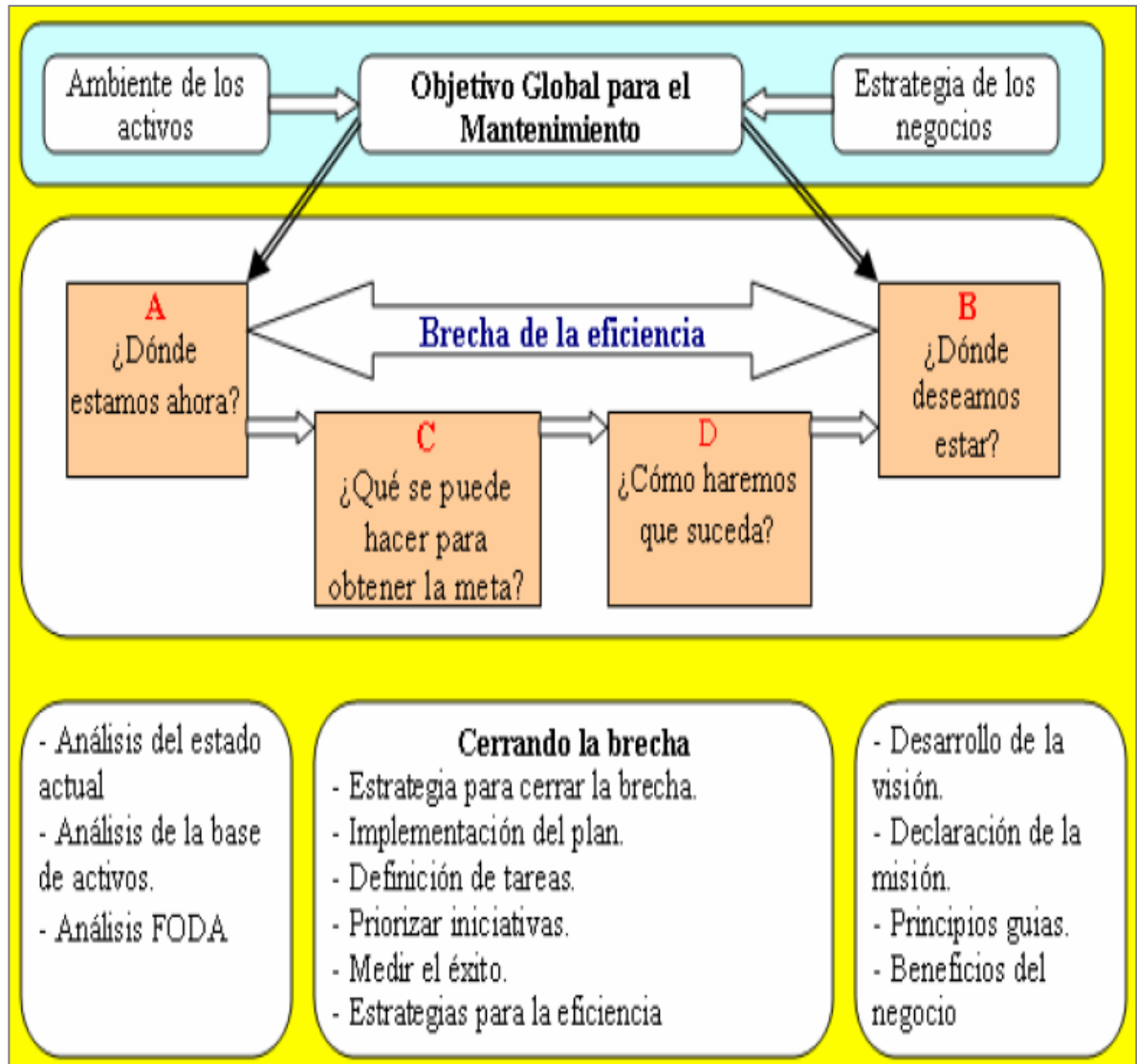


Fuente: AMS Group 2013.

La forma correcta para direccionar las necesidades para la función de mantenimiento efectiva dentro de la organización es teniendo una visión holística de la función. La necesidad de integrar completamente el mantenimiento en el sistema de negocios de la empresa especialmente usando tecnologías de la información y formulando una concepción con bases teóricas comprobadas.

Además si las variadas metodologías, filosofías y técnicas empleadas son propiamente coordinadas y planeadas, el efecto de esta manera es un mejoramiento con buen desempeño de la función de mantenimiento.

Figura 17. Esquema para generar una estrategia de mantenimiento.

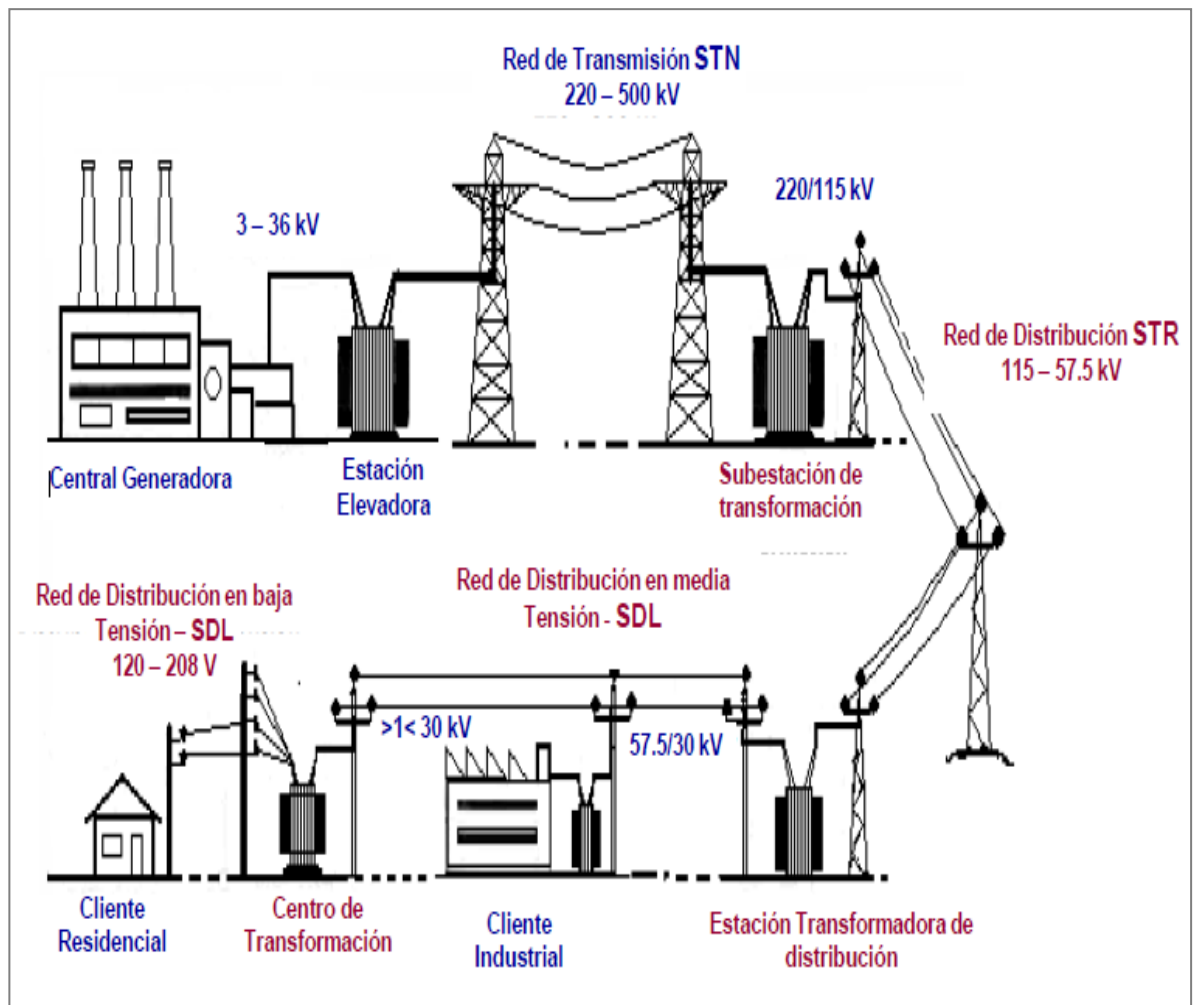


Fuente: Gestión del Mantenimiento Industrial

## 2.8 SUBESTACIONES ELÉCTRICAS Y REDES ELÉCTRICAS

En la utilización de la energía eléctrica en los procesos industriales y residenciales encontramos varios elementos constitutivos, siendo los más significativos los pertenecientes a la generación, transmisión y distribución.

Figura 18. Cadena de prestación del servicio



Fuente: Suministro de electricidad, CREG 2010<sup>13</sup>.

<sup>13</sup> Ferreira, G. (2010). *Suministro de electricidad*. Cartagena: CREG, Comisión de Regulación de Energía y Gas.

Dentro de ellos las subestaciones eléctricas son las instalaciones encargadas de realizar transformaciones de la tensión, de la frecuencia, del número de fases o la conexión de dos o más circuitos. Pueden encontrarse junto a las centrales generadoras y en la periferia de las zonas de consumo.

Tabla 2. Componentes Principales de un Sistema Eléctrico de Potencia

<b>Componente</b>	<b>Descripción</b>	<b>Ejemplos</b>
Plantas de generación	Instalaciones y equipos para producir energía eléctrica mediante la transformación de otras formas de energía.	Plantas hidráulicas con o sin embalse Plantas térmicas: gas, carbón, nuclear, etc. Plantas eólicas Plantas solares
Transformadores	Equipos para elevar y reducir los niveles de tensión de operación del sistema eléctrico	Transformadores de potencia Transformadores de distribución
Equipo de compensación reactiva	Equipos que producen o consumen energía reactiva para control de voltaje, control de factor de potencia o estabilidad	Compensación activa. Reactores. Compensadores estáticos de potencia reactiva Compensación sincrónica.
Líneas de transmisión	Equipos para transportar energía eléctrica entre dos puntos	Líneas de transmisión, sub-transmisión, distribución.

Fuente: tuveras.com

Las subestaciones son arreglos de equipos eléctricos y obras complementarias, destinadas a la transferencia de energía eléctrica mediante la transformación o distribución de potencia. Una subestación está constituida por un conjunto de equipos que cumplen la función de unir eléctricamente varios circuitos proporcionando funciones de maniobra, protección, y supervisión necesarios para la operación segura y confiable. Las subestaciones tienen los equipos necesarios para detectar las fallas y aislarlas de las fuentes de energía. Esto es indispensable para la seguridad de las personas y la integridad de los equipos. Igualmente se miden las tensiones, corrientes, flujos de potencia activa y reactiva, energía, etc. Esta medición de variables es útil desde el punto de vista operativo y comercial. Están en capacidad de maniobrar para realizar reconfiguraciones de la red o para retirar de servicio circuitos y equipos para mantenimiento, garantizando la seguridad de las personas y manteniendo la continuidad del servicio. Idealmente deben contar con los elementos necesarios para que desde una estación remota se pueda conocer el estado de los diferentes equipos y de las variables eléctricas. También, es posible realizar maniobras en forma remota.

Existen varias clasificaciones de las subestaciones según el criterio utilizado, a continuación se relacionan algunas:

Las subestaciones pueden en general por su función ser:

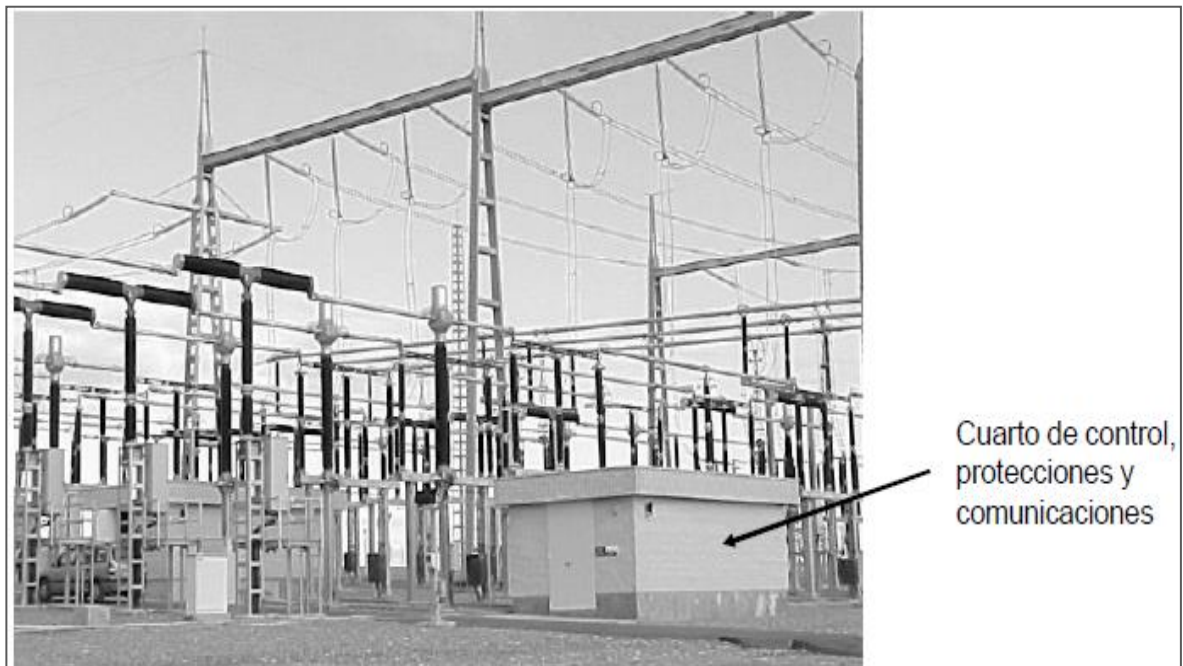
- **Subestaciones de transformación:** Son las encargadas de transformar la energía eléctrica mediante uno o más transformadores. Estas subestaciones pueden ser elevadoras o reductoras de tensión.
- **Subestaciones de maniobra:** Son las encargadas de conectar dos o más circuitos y realizar sus maniobras. Por lo tanto, en este tipo de subestaciones no se transforma la tensión.

- **Subestaciones Transformación-Maniobra:** Destinada a la transformación de tensión desde un nivel superior a otro inferior, así como a la conexión entre circuitos del mismo nivel.

Según su arquitectura tenemos:

- **Tipo Exterior o Intemperie:** Son aquellas que cuentan con bahías de línea y transformación, están al aire libre.

Figura 19. Subestación Tipo Exterior

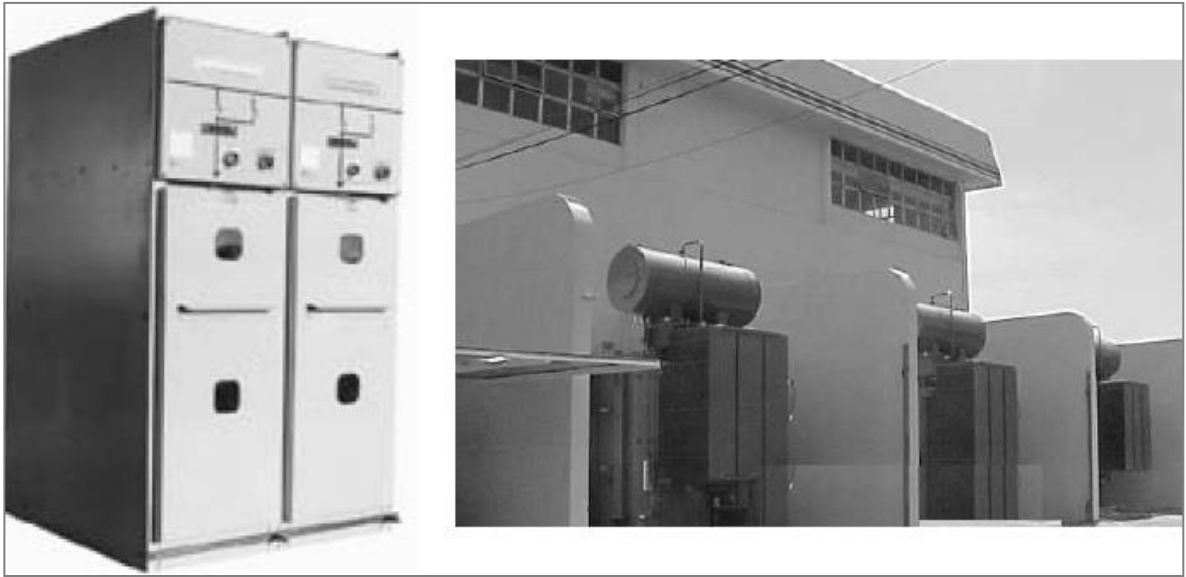


Fuente: Cmapspublic.

- **Tipo Interior:** Ubicadas al interior de los edificios o naves de producción, elementos protegidos frente a agentes atmosféricos y los transformadores pueden estar a la intemperie.

En la industria se encuentran combinaciones de subestaciones al aire libre y subestaciones que están en el interior de las naves de producción.

Figura 20. Subestación Tipo Interior



Fuente: Cmapspublic.

Según su configuración tenemos principalmente:

- **Barra Sencilla.**
- **Barra Principal y Transferencia**
- **Doble Barra**
- **Doble Barra más Transferencia**
- **Doble Barra mas Bypass**
- **Interruptor y medio**
- **Anillo**

Existen muchas más clasificaciones por ejemplo por nivel de tensión; los niveles de tensión<sup>14</sup> aplican igualmente para las redes eléctricas.

- **Extra alta tensión (EAT):** Corresponde a tensiones superiores a 230 kV.
- **Alta tensión (AT):** Tensiones mayores o iguales a 57,5 kV y menores o iguales a 230 kV.
- **Media tensión (MT):** Los de tensión nominal superior a 1000 V e inferior a 57,5 kV.
- **Baja tensión (BT):** Los de tensión nominal mayor o igual a 25 V y menor o igual a 1000V.
- **Muy baja tensión (MBT):** Tensiones menores de 25 V.

La energía eléctrica difícilmente se puede almacenar, por lo que debe existir un equilibrio constante entre la producción y el consumo. El transporte de electricidad se realiza a través de líneas de transporte a tensiones elevadas que, conjuntamente con las subestaciones, forman la red de transporte.

La red de distribución está formada por el conjunto de cables subterráneos-aéreos y los centros de transformación-interconexión que permiten hacer llegar la energía hasta el cliente final. La red de distribución es la parte del sistema de suministro eléctrico responsable de transmitir la electricidad hasta los consumidores finales. La red eléctrica une todos los centros generadores de energía eléctrica con los puntos de consumo, de este modo se consigue un equilibrio entre la cantidad de energía consumida y la producida por las centrales eléctricas. La red de transporte de energía eléctrica está formada por los elementos que llevan la electricidad desde los centros de generación hasta puntos cercanos donde se consume y/o distribuye.

---

<sup>14</sup> 1340, N. N. (2004). *Niveles de tensión en corriente alterna*. ICONTEC.

Figura 21. Redes Eléctricas

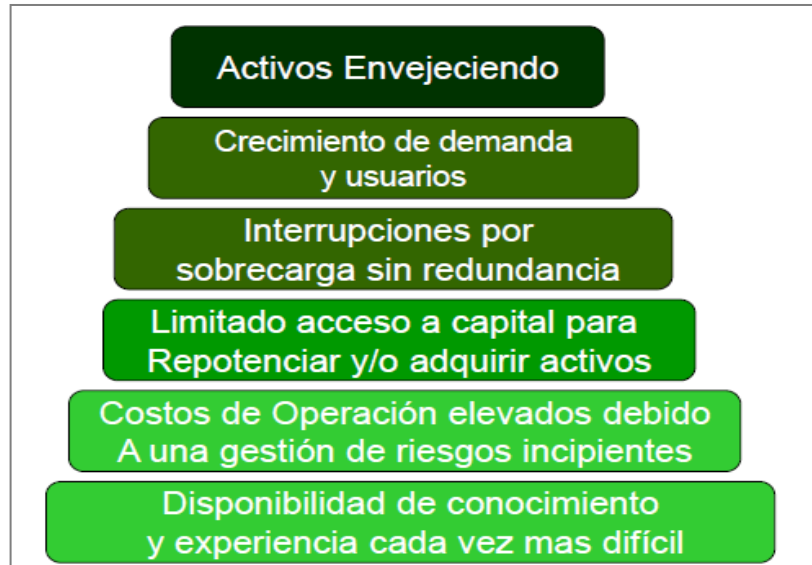


Fuente: Google.

Para poder transportar la electricidad con las menores pérdidas de energía posibles se tiene que elevar su nivel de tensión. Las líneas de transporte de media y alta tensión están constituidas por un elemento conductor (cobre o aluminio) y por los elementos de soporte (torres de alta tensión). Estas conducen la corriente eléctrica, una vez reducida su tensión hasta la red de distribución.

En la actualidad los costos de mantenimiento de las subestaciones y redes de distribución han estado subiendo de una manera rápida con el paso de los últimos años.

Figura 22. Retos de la industria eléctrica



Fuente: The Woodhouse Partnership Ltd

Existen nuevas técnicas que permiten mejorar la confiabilidad y el desempeño de las subestaciones y redes eléctricas. El mantenimiento busca asegurar el servicio de las subestaciones y redes de distribución de una manera continua, segura y compatible con el medio ambiente.

## 2.9 SISTEMAS DE INFORMACION

Un sistema de información compendia todos los procesos, procedimientos y recursos involucrados en mantener una organización en funcionamiento, con realimentación a través de su propia producción de información a través de generación de información externa a ella, ejerciendo control de los parámetros vitales de la misma.

Los elementos componentes de un sistema de información son:

- Procesos y Procedimientos.
- Formatos, Flujos y Logística. Workflow.
- Controles y Mecanismos de Seguridad.
- Estrategias, Objetivos y Políticas
- Redes
- Internet
- Datos e Información.
- Responsables

**2.9.1 Enterprise Resources Planning – ERP.** Un ERP (Planificación de Recursos Empresariales) es una solución que permite a las compañías centralizar e integrar los procesos y captura de información de áreas como finanzas, ventas, compras, distribución y logística, planeación, mantenimiento y producción, gestión de proyectos y recursos humanos, de tal manera que automatizan las actividades asociadas a aspectos operativos y productivos, para que las organizaciones operen de manera óptima bajo un sistema estandarizado y cuenten con información confiable.

Cuando las organizaciones se encuentran en crecimiento, la información de las diferentes áreas que la integran ya no se puede administrar en archivos aislados, ya que los datos cada vez son más y requiere más tiempo verificar que cuadre la información y tenerla en el momento oportuno. Es por esto, que se vuelve indispensable contar con una solución que les permita gestionar de manera eficiente su información, de tal forma que puedan organizar sus datos de forma estandarizada, integrar la información de las diferentes áreas y compartirla, reducir tiempos y optimizar los recursos, incluyendo cada una de las actividades que se realizan dentro de la organización. Los sistemas ERP, permiten controlar los diferentes procesos de la compañía, al automatizarlos en punto de inicio del siguiente, es decir cuando un cliente realiza un pedido, se genera una orden de compra, producto, cobro y todos los movimientos contables necesarios. Si una

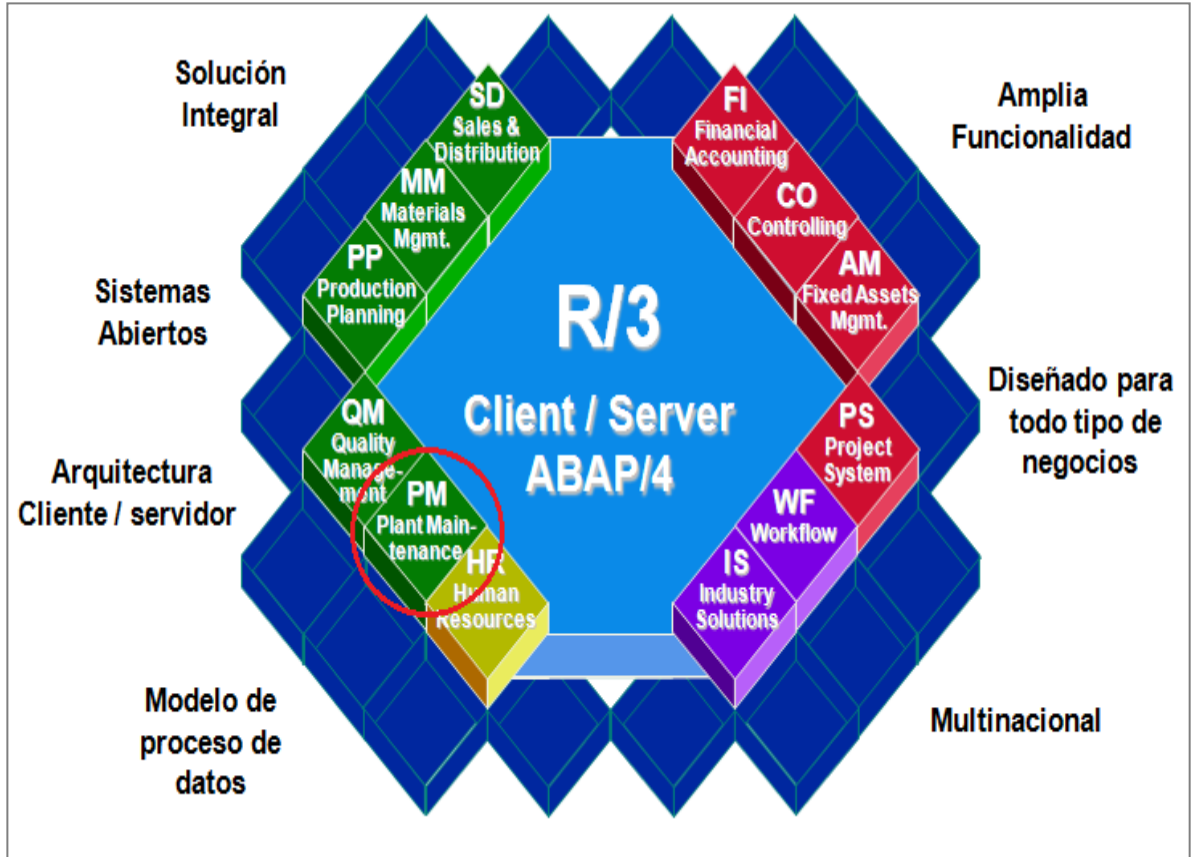
empresa no cuenta con un ERP, todos los procesos se realizan de manera independiente en mayor tiempo, generando duplicidad de información, errores de captura y por tanto mayores esfuerzos en cuanto calidad. Con un ERP simplemente se capturan los datos de producción de todo el proceso, permitiendo identificar fácilmente las desviaciones con respecto de la producción planeada para cumplir los pedidos.

Beneficios de un ERP:

- Optimizar, estandarizar y agilizar los procesos de negocio.
- Facilitar el acceso a toda la información de la compañía de forma confiable, precisa y oportuna, a través de la integración de datos.
- Optimizar la comunicación y compartir información entre diferentes áreas de la organización.
- Eliminar operaciones y procesos innecesarios.
- Reducir costos al contar con una visibilidad en línea de lo que sucede en el negocio.
- Incrementar la asertividad, al eliminar la improvisación por falta de información.

Una herramienta informática de este tipo es **SAP**. El nombre de SAP proviene de: Sistemas, Aplicaciones y Productos en Procesamiento de datos. El nombre SAP es al mismo tiempo el nombre de una empresa y el de un sistema informático. Este sistema comprende muchos módulos completamente integrados, que abarca prácticamente todos los aspectos de la administración empresarial. Cada módulo realiza una función diferente, pero está diseñado para trabajar con otros módulos. SAP establece e integra el sistema productivo de las empresas. Se constituye con herramientas ideales para cubrir todas las necesidades de la gestión empresarial - sean grandes o pequeñas. En particular el modulo (PM) se emplea para la Planificación de tareas de mantenimiento y se enlaza con los demás módulos.

Figura 23. Módulos ERP - SAP



Fuente: Softek.

Existen otros ERP reconocidos como Oracle, JD Edwards, Ellipse y BAAN. **SAP**, sin duda, es el más reconocido, **SAP ERP** ha sido implementado en más de 50.000 organizaciones de gran escala a lo largo del mundo. Casi el 90% de las compañías listadas en el Fortune 500 usan **SAP**. El módulo de Mantenimiento de Plantas del programa SAP incluye las medidas de control que establecen las condiciones de trabajo de un sistema técnico o maquinaria, también incluye medidas de mantenimiento preventivo y medidas de reparación, que se ponen en su lugar para mantener la condición ideal de cada máquina y restaurarlas a su estado ideal si han sufrido daños.

**2.9.2 Computerized Maintenance Management System - CMMS.** Un CMMS- Sistema Computarizado para la Administración del Mantenimiento; mantiene una base de datos de las operaciones de mantenimiento de una organización. Esta información está pensada para ayudar a los trabajadores de mantenimiento a hacer su trabajo más eficaz, determinando que máquinas requieren mantenimiento y administrando los almacenes que contienen las piezas de repuesto que necesitan, ayudando a tomar decisiones con conocimiento de gestión (por ejemplo, calcular el costo de reparación de las máquinas averiadas en comparación con el mantenimiento preventivo para cada máquina, que posiblemente lleve a una mejor asignación de recursos<sup>15</sup>.

Los CMMS también pueden ser usados para verificar el cumplimiento normativo, dejando evidencia del cumplimiento de procedimientos ISO.

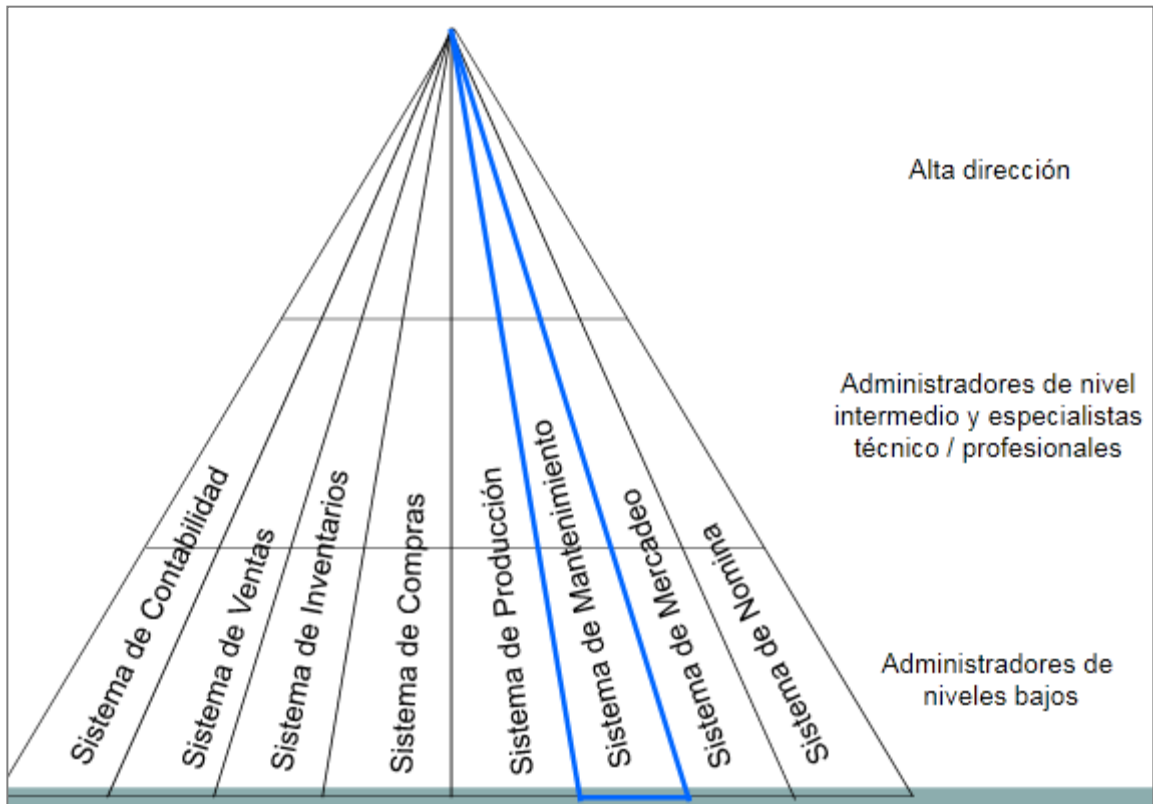
Existen varias firmas reconocidas dedicadas de CMMS como por ejemplo Proteus, Máximo, Ellipse, Infomante; sin embargo la tendencia lleva a que los ERP dediquen uno de sus módulos a las gestión de mantenimiento, estos lo podemos observar por el caso de SAP en figura anterior. Gráficamente a continuación se observa el lugar de un CMMS dentro de un sistema de información corporativo.

Existen diferentes tipos de solución en cuanto a CMMS, pero su objetivo común es la administración del ciclo de vida de activos. Debe ser una solución de gestión de mantenimiento rentable para cualquier tamaño de organización, responder a las necesidades de edificios y plantas de manufactura con una solida administración de órdenes de trabajo y capacidad para la generación de reportes e informes personalizados.

---

<sup>15</sup> primary-metal-manufacturing. (s.f.). *Aplicaciones CMMS para metal primario*. Recuperado el 01 de 09 de 2013, de <http://primary-metal-manufacturing.technologyevaluation.com/es/software/aplicaciones-cmms-para-metal-primario.html>

Figura 24. CMMS en el contexto corporativo de la información.



Fuente: Ing. Pablo Pinilla – UIS Bogotá

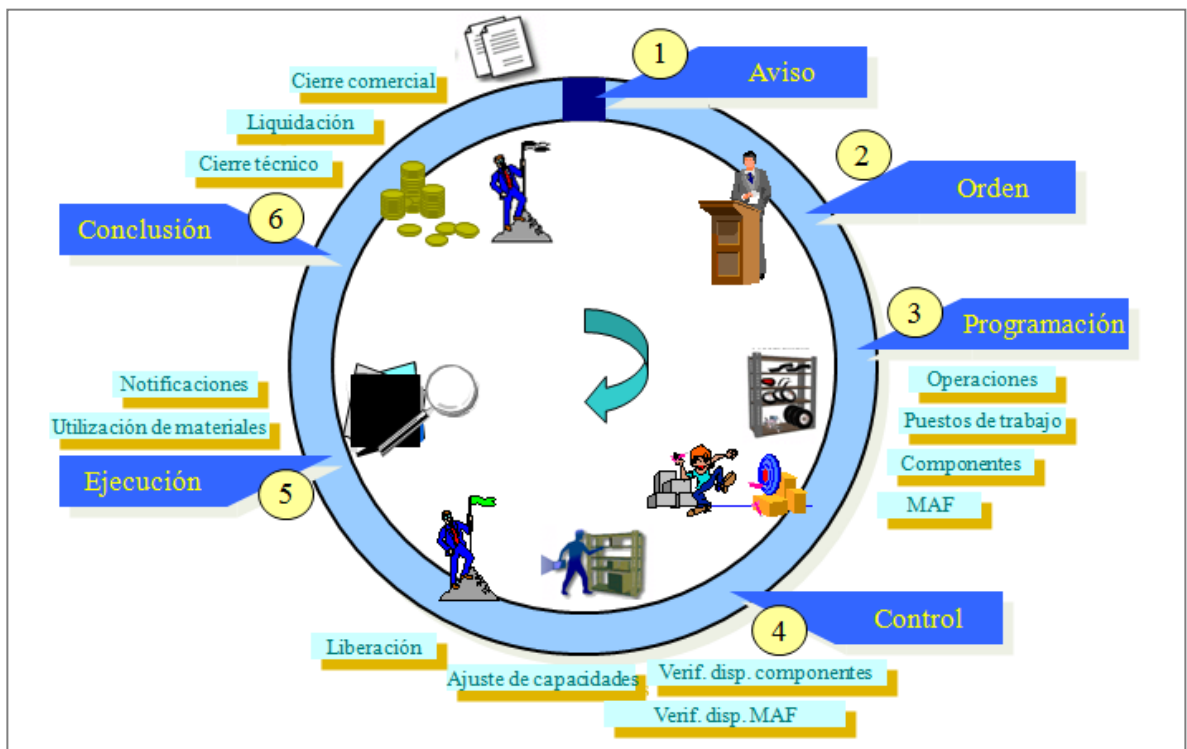
Existen diferentes grados de aplicación de un CMMS según la compañía a la cual se aplique, sin embargo sus plataformas de operación se enumeran a continuación:

- **CMMS tipo Web:** Son plantillas para ERP que ayudan a determinar sus criterios de selección rápidamente, pero además, disminuye los costos, están ubicadas en la red y no se indica en qué lugar físico opera el sistema.
- **CMMS tipo Servidor:** Estas plantillas para ERP están ubicadas en reconocidos servidores de Internet que aseguran respaldo de la información. Se suele acceder a cierto número de licencias de

utilización, es decir de usuarios que a la vez pueden manipular el sistema.

- **CMMS Localizado:** Toda la información y configuración se encuentra debidamente licenciado en servidores propios de la compañía que utiliza la herramienta informática.

Figura 25. Gestión del Mantenimiento a través del modulo PM de SAP



Fuente: Softtek.

Un CMMS es importante ya que permite rápidamente y con gran confiabilidad realizar:

- Rastreo de reparaciones y servicios
- Desarrollar informes
- Rastreo de costos por todo concepto

- Evaluación de la mezcla preventivo –correctivo
- Evaluación de la efectividad, eficiencia y eficacia
- Control sobre el Ciclo de Gestión Integral
- Evaluación del Ciclo de Gestión.
- Requerimientos de Calidad: Certificaciones, Acreditación

La correcta utilización de un CMMS redundará en una mejor programación de tareas., mejor planeación del Preventivo y mejor Gestión de Repuestos. Lo anterior debido a mantener existencias y reservas actualizadas, ayudas para el diagnóstico de fallos y predicción; puesto que facilita el análisis de las tendencias mediante la presentación inmediata de la situación de costos, tiempos de intervención y de paro. Estos y otros datos permiten la creación y rápida gestión de KPI's.

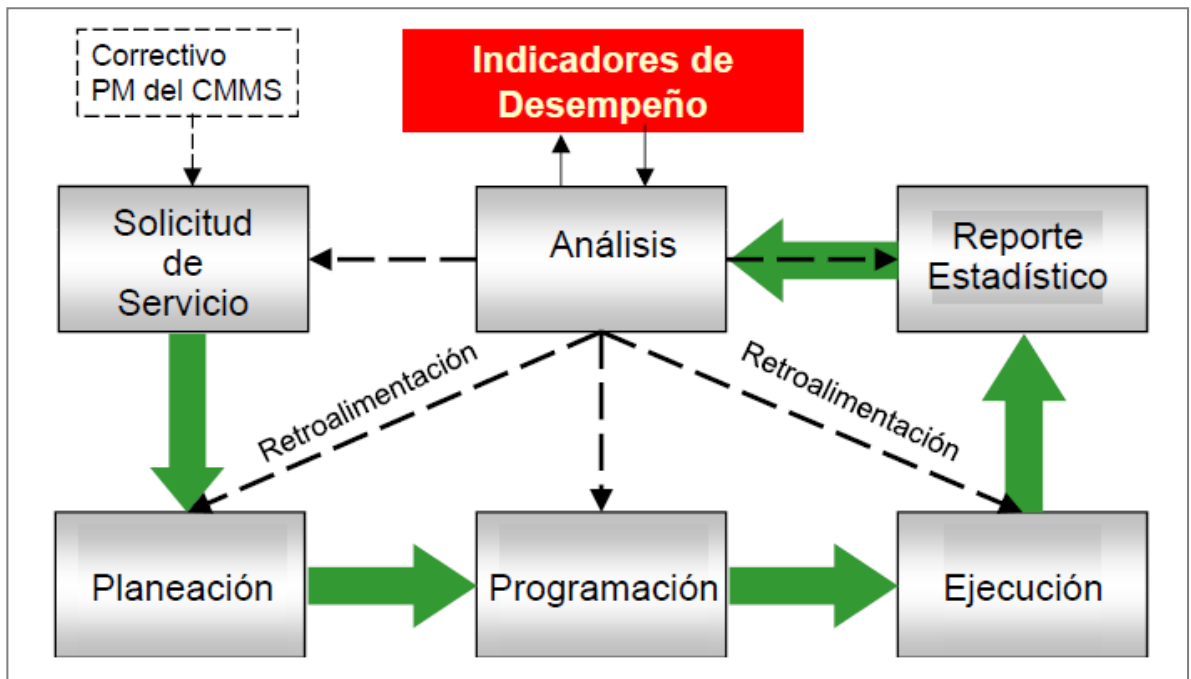
Para lograr obtener información de calidad desde el CMMS, se debe cargar la información a las órdenes de trabajo de la manera más confiable posible. Las órdenes de trabajo incluyen toda la información necesaria para realizar un trabajo de mantenimiento, entre esa información hay que destacar cómo mínimo:

- Información básica de cuando hay que realizar el trabajo, la máquina sobre la que hay que realizar el trabajo, localización de la máquina, frecuencia con la que se hace el trabajo, etc...
- Procedimiento a seguir para realizar el trabajo. Descripción paso a paso de cómo se debería realizar el trabajo.
- Repuestos necesarios para realizar el trabajo.
- Personas que deberían estar presentes al realizar el trabajo.
- Tiempos y costos de reparación tanto HH como materiales.
- Síntomas y tipo de falla
- Diagnostico básico de la causa de falla

- Si existe una copia del último informe de trabajo para tener la referencia de alguna anomalía que hubiera creado.

A continuación se presenta el modelo de flujo de una orden de trabajo según ACIEM:

Figura 26. Flujo de la OT



Fuente: ACIEM

### 3. ESTRATEGIA DE MANTENIMIENTO

Para las subestaciones y redes eléctricas de media tensión se empleara una estrategia de Mantenimiento Centrado en Confiabilidad; a través de esta metodología se busca establecer el plan de mantenimiento adecuado para alcanzar un alta disponibilidad de los equipos e instalaciones de manera segura bajo la asignación de tareas costo-efectivas para la operación siderúrgica. Mantenimiento Centrado en Confiabilidad no solo se ha convertido en una metodología de alta aplicación en las empresas industriales cuyos activos requieren de una alta disponibilidad y una optimización de los costos operativos, sino también para atender las mayores exigencias que cada día tenemos en los aspectos de seguridad y preservación del medio ambiente<sup>16</sup>.

Se tomo como plataforma del análisis RCM el proceso SRCM de SKF. SRCM es un proceso gradual que ayuda a identificar lo que es importante, definir lo que hay que hacer y conseguir mejoras continuas. Este modelo facilita una evaluación de los activos y un desarrollo de las labores de mantenimiento más rápido, al combinarlos con el conocimiento específico de la planta.

#### 3.1 NORMA SAE JA1011

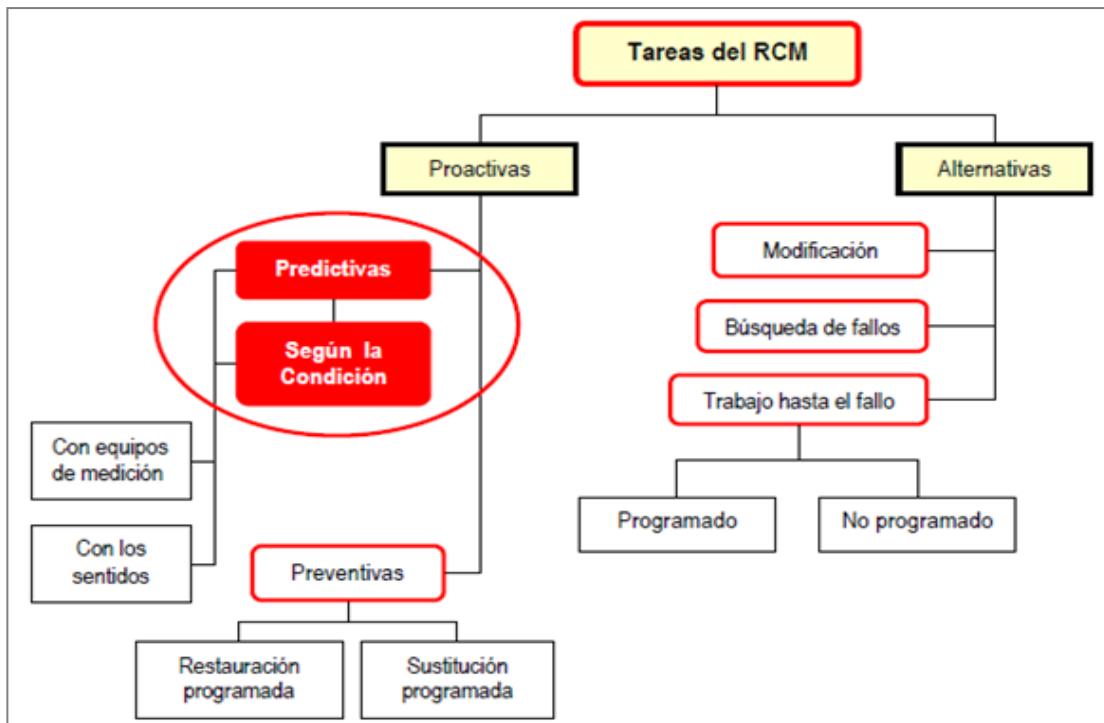
RCM es la denominación universal para una metodología que permite definir, en forma sistemática, estrategias de mantenimiento de máquinas y equipos, originada en el Análisis de Modos y efectos de una Falla - FMEA, desarrollada por la aviación comercial norteamericana y luego adaptada a la industria y equipos de tierra en general. RCM se inscribe, dentro de los procesos de mejora continua, como una herramienta de ciclo proactivo: las mejoras no se producen solamente a partir del aprendizaje de las fallas que ocurren, sino que se generan a la velocidad

---

<sup>16</sup> Ortiz, D. (2013). *MANTENIMIENTO CENTRADO EN CONFIABILIDAD*. BOGOTA: ORTIZ RUIZ CONSULTORES S.A.S.

deseada por la organización, utilizando todo el know-how de sus integrantes. De todos modos, ambos ciclos, el proactivo y el reactivo son necesarios en la mejora continua. Es por eso que la aplicación de RCM a un equipo, una máquina o una línea, se complementa con procedimientos de mejora pre-existentes. Si no existiesen, la propia dinámica del RCM, bien implementado, los generará. Dado que, en el pasado reciente, hubo una proliferación de técnicas de diversa índole a las que también se les dio el nombre RCM, la organización SAE, generó la norma JA1011 para evitar confusiones<sup>17</sup>.

Figura 27. Clasificación de tareas, basado en la SAE JA 1011.



Fuente: Mantenimiento Mundial

<sup>17</sup> Consultora, M. (s.f.). *Mantenimiento Centrado en Confiabilidad*. Recuperado el 12 de 09 de 2013, de <http://www.maconsultora.com/MantConfiabilidad.html>

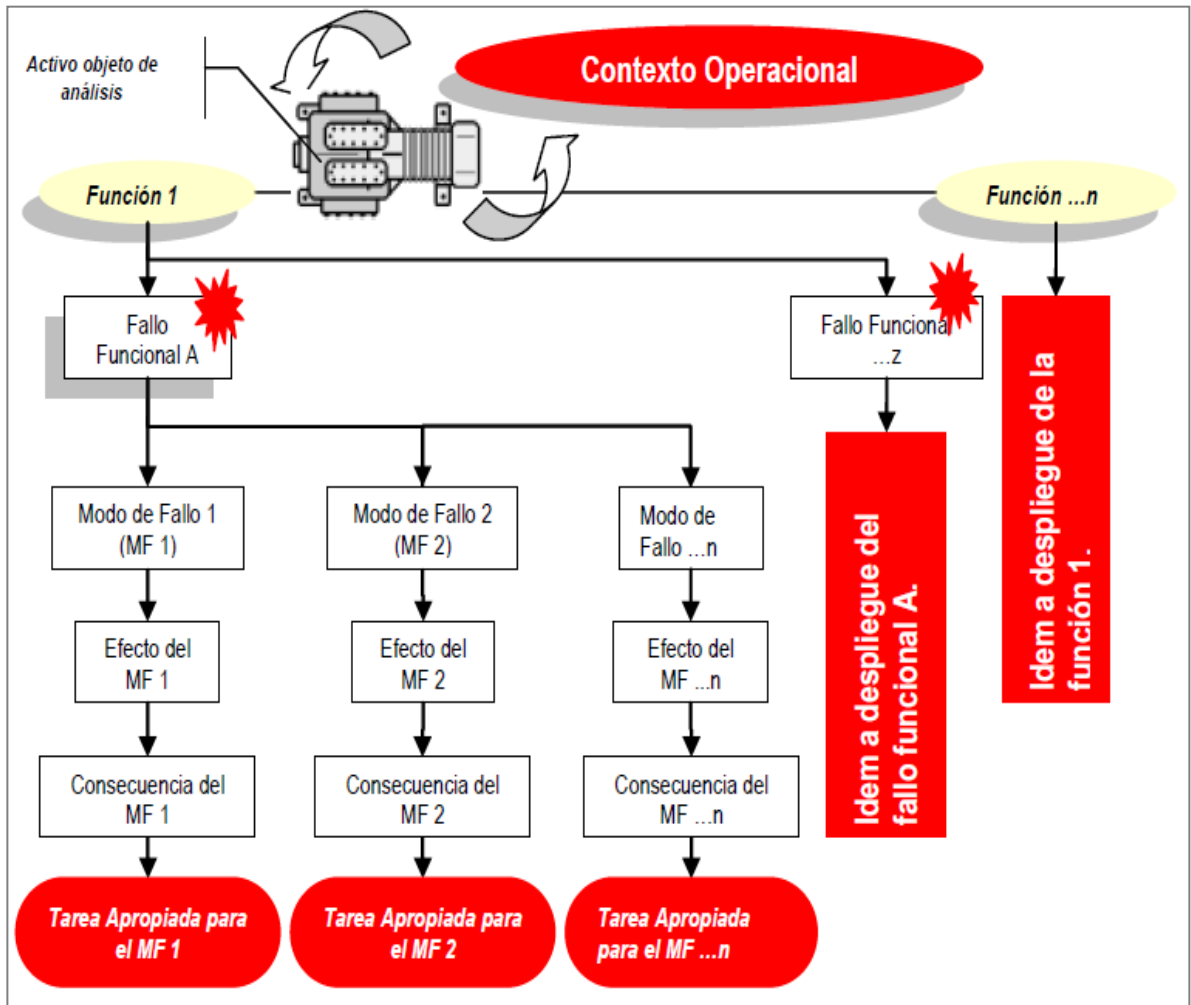
La norma SAE JA1011 determina los requisitos para que una metodología pueda llamarse RCM. De este modo, cualquier aditamento a la sigla original es solo una identificación o marca comercial y no una variante más avanzada de esta técnica. **RCM** abarca la totalidad de la cadena operativa, estableciendo una escala de prioridades para el análisis en función de criterios de criticidad claramente definidos.

Los **Grupos de Trabajo RCM** están integrados por quienes mejor conocen los equipos: gente de operaciones y de mantenimiento. Ellos definen el contexto operacional, las funciones requeridas de los equipos, sus fallas funcionales, las causas raíz de falla, sus efectos, sus niveles de criticidad y finalmente, la estrategia más adecuada para cada caso. Son conducidos por un Facilitador. El Facilitador RCM es alguien muy bien entrenado en el uso de la técnica. En los casos en que la empresa decide la formación de facilitadores propios, paralelamente a su participación en los grupos constituidos, reciben una capacitación especial y luego quedan certificados para conducir nuevos grupos.

### **3.2 METODOLOGIA SRCM**

En la siguiente figura se resume la lógica básica del análisis RCM una vez que se ha seleccionado un sistema, lo que supone un análisis sistémico, para identificar los elementos a analizar y un análisis de criticidad previo, para jerarquizarlos, según su importancia.

Figura 28. Esquema de análisis de un proceso RCM.



Fuente: Mantenimiento Mundial

La metodología SRCM de SKF, es un proceso de Mantenimiento Centrado en Confiabilidad que requiere menos tiempo y recursos que los programas RCM tradicionales. La metodología SRCM se enfoca en identificar los modos de falla predominantes para cada activo y sus efectos a los objetivos de su empresa, recomendando luego acciones proactivas para su prevención. Se evalúan también los efectos no críticos y las actividades que se desarrollan para abordarlos,

siempre teniendo en cuenta la relación costo/beneficio<sup>18</sup>. El análisis SRCM de SKF es un proceso paso a paso que identifica lo importante, define qué hacer y facilita un proceso de mejora continua. Los resultados de un análisis SRCM incluyen principalmente:

- Evaluación de criticidad bajo metodología AMEF.
- Tareas de mantenimiento a ser realizadas (monitoreo de condiciones, predictivo, preventivo invasivo y no invasivo, correctivo, rediseño) incluyendo el área responsable de su ejecución (mantenimiento, operaciones o ingeniería) y la frecuencia de intervención recomendada.
- Estos resultados se formulan en formato para facilitar su posterior carga al CMMS.

**3.2.1 Cumplimiento de SAE JA1011 en la Metodología SRCM.** La metodología de análisis SRCM cumple plenamente con la norma SAE JA 1011 para procesos de Mantenimiento Centrado en Confiabilidad<sup>19</sup>. Una comparación detallada entre la norma SAE JA 1011 y SRCM figura en el Anexo A.

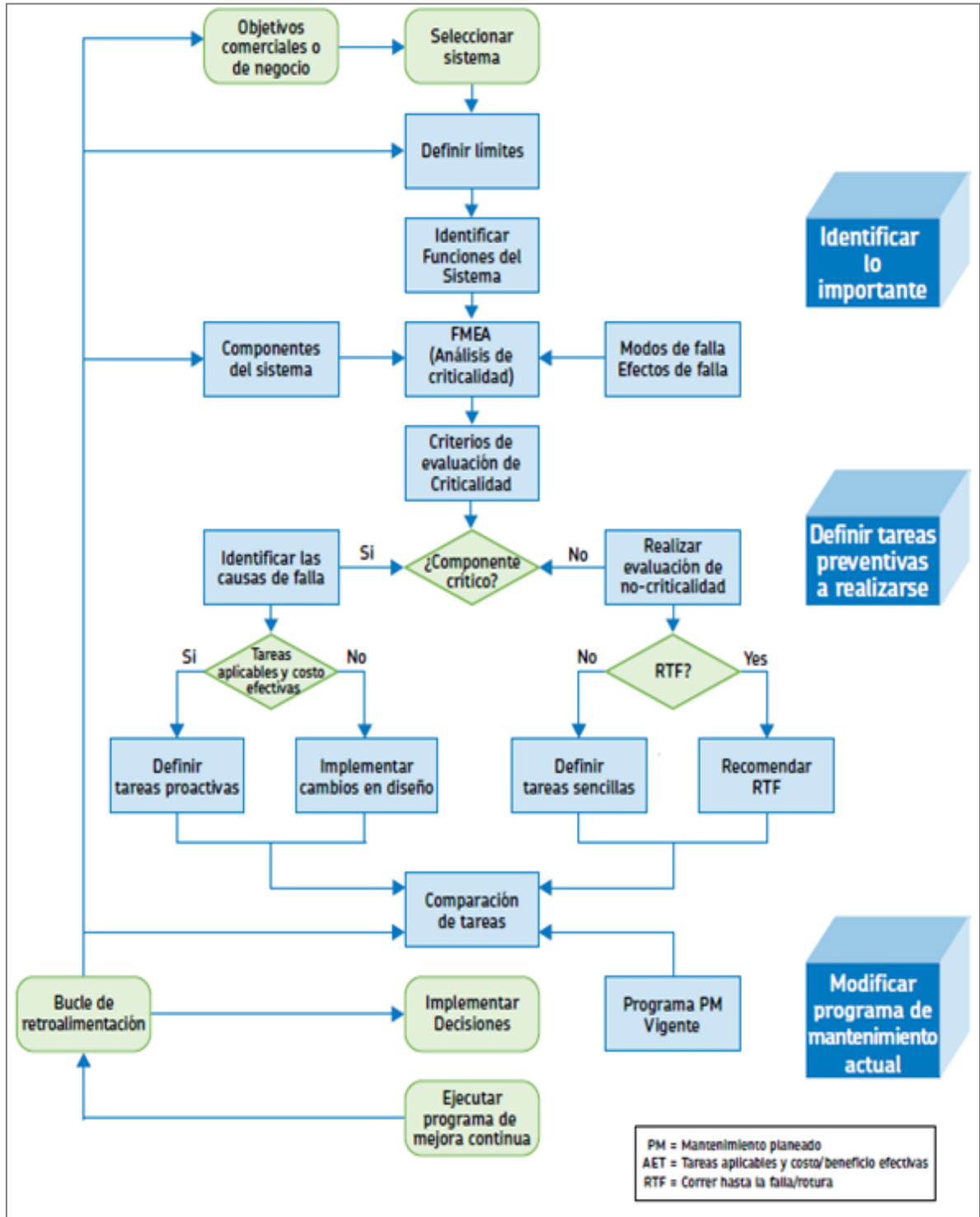
**3.2.2 Recolección de datos y revisión del historial del sistema a analizar.** Para el desarrollo del proyecto, se utiliza documentación histórica y otros datos existentes en apoyo del análisis SRCM: flujo gramas de proceso, planos eléctricos, diagramas de instrumentación y control, entrevistas con operadores, historial de mantenimiento disponible y cualquier otra información que se considere necesaria y oportuna.

---

<sup>18</sup> SKF. (06 de 07 de 2007). *El proceso SRCM de SKF*. Recuperado el 23 de 04 de 2013, de <http://www.skf.com/files/681054.pdf>

<sup>19</sup> Creecy, M. (2008). *SRCM Compliant with SAE JA 1011 Standard*. San Diego, United States: SKF Reliability Systems.

Figura 29. Modelo General de la Metodología SRCM de SKF



Fuente: SKF

**3.2.3 Identificación de fallas funcionales y análisis de criticidad.** Se identifican las que constituyen fallas críticas. Generalmente, un activo se define como crítico si sus fallas asociadas son consideradas como inaceptables a los objetivos de negocio del Cliente. Típicamente, las fallas en activos críticos traen como resultado: Menor producción, pérdida de eficiencia y paradas no programadas, riesgos de seguridad para el personal o para el equipo, incumplimiento de reglamentaciones ambientales u operativas. Se identificará todas las funciones y fallas funcionales aplicables a sistemas o unidades, se considerará la importancia relativa o “criticidad” de cada efecto de falla en estos activos y designará en consecuencia a los activos como *Críticos* y *No Críticos*.

**3.2.4 Análisis exhaustivo de la causa de fallas.** En el proceso SRCM, se analiza cada activo relacionado con las fallas funcionales, identificadas anteriormente, concentrándose en sus modos y efectos de falla más significativos sobre la operación de la planta. Se acordarán la criticidad establecida para cada activo según los efectos de dichas fallas en los criterios de evaluación de criticidad establecidos previamente en la matriz de criticidad de la compañía analizada. Para los equipos críticos, se identifican las causas de falla asociadas a los modos y efectos de falla predominantes y que requieren su prevención mediante un programa de mantenimiento programado. A continuación, se determinan las tareas más aplicables y costo/beneficio efectivas.

**3.2.5 Análisis y recomendaciones para equipos No Críticos.** Un programa de Mantenimiento Planeado para equipos clasificados como No Críticos es desarrollado mediante la evaluación de la relación costo/beneficio que implica mantener las tareas actuales, identificar nuevas y sencillas tareas de mantenimiento, que garanticen la confiabilidad del equipo y su contexto operacional o permitir que el activo opere hasta la rotura y se realice mantenimiento correctivo sin afectación sobre los objetivos de negocio del Cliente.

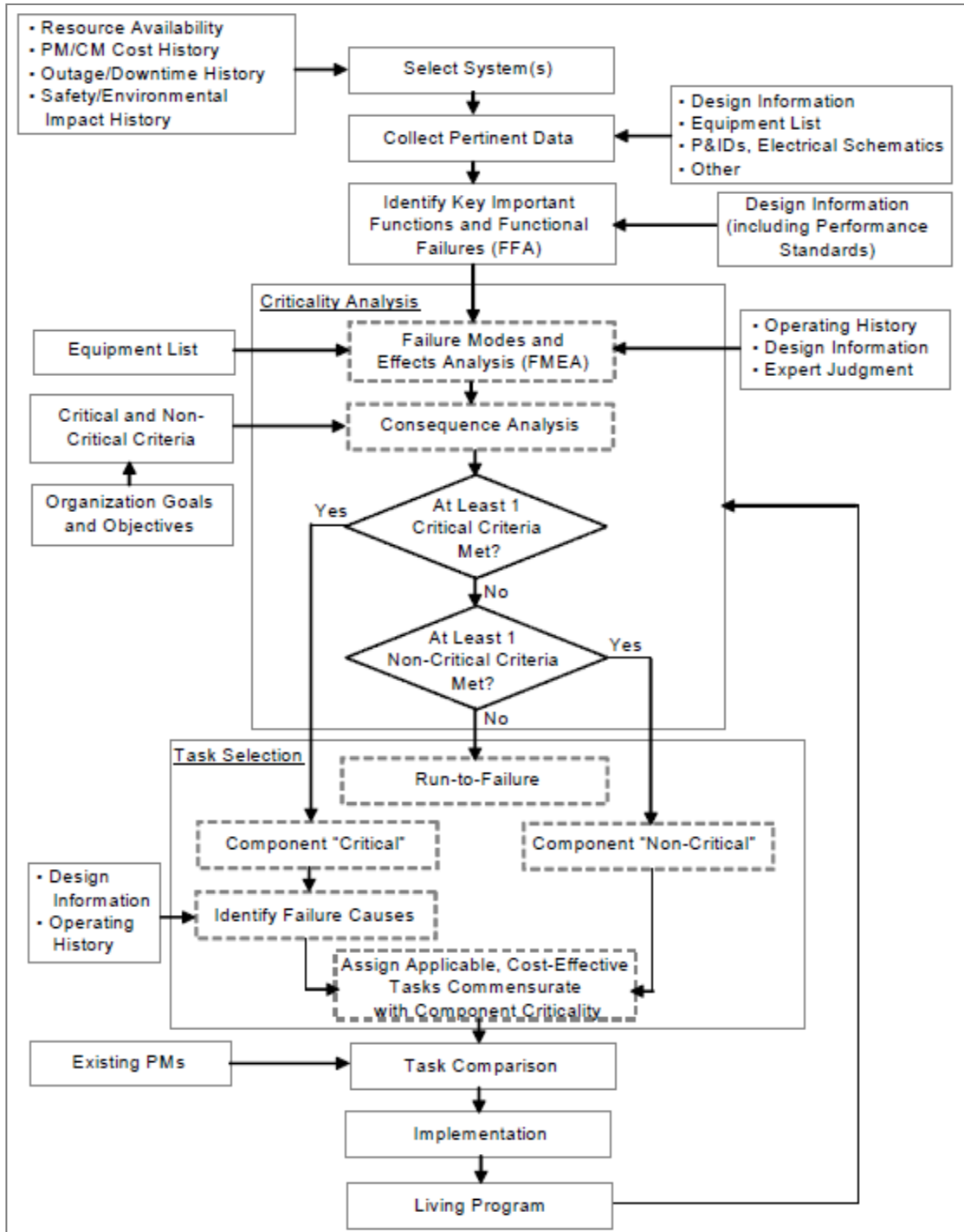
### **3.2.6 Beneficios del proceso SRCM de SKF.**

- Optimización de los costos asociados a mantenimiento
- Mayor productividad y rentabilidad
- El mantenimiento se considera un proceso estratégico y deja de ser un costo para transformarse en una inversión rentable.
- Se producen cambios positivos en la organización, en el enfoque relativo a mantenimiento.
- Se genera un programa de mantenimiento documentado, basado en los objetivos comerciales de la organización.

La aplicación de las tareas recomendadas puede llevar mucho tiempo y trabajo. Es de vital importancia que se desarrolle un plan de implementación que sea realista, pero lo suficientemente agresivo, por los cambios necesarios que se realizan en el programa existente, mientras que los supuestos y las bases están al día y aún vigentes. La aplicación generalmente requiere el desarrollo de un plan de acción que incluya lo siguiente:

- Aprobación formal de las recomendaciones de la tarea y los cambios.
- Establecer prioridades para la implementación de los cambios.
- Determinar el grado de dificultad para la implementación de cambios.
- Desarrollo de paquetes de trabajo adecuados, incluyendo los planes de trabajo.
- Identificar las posibles limitaciones.

Figura 30. Metodología SRCM detallada

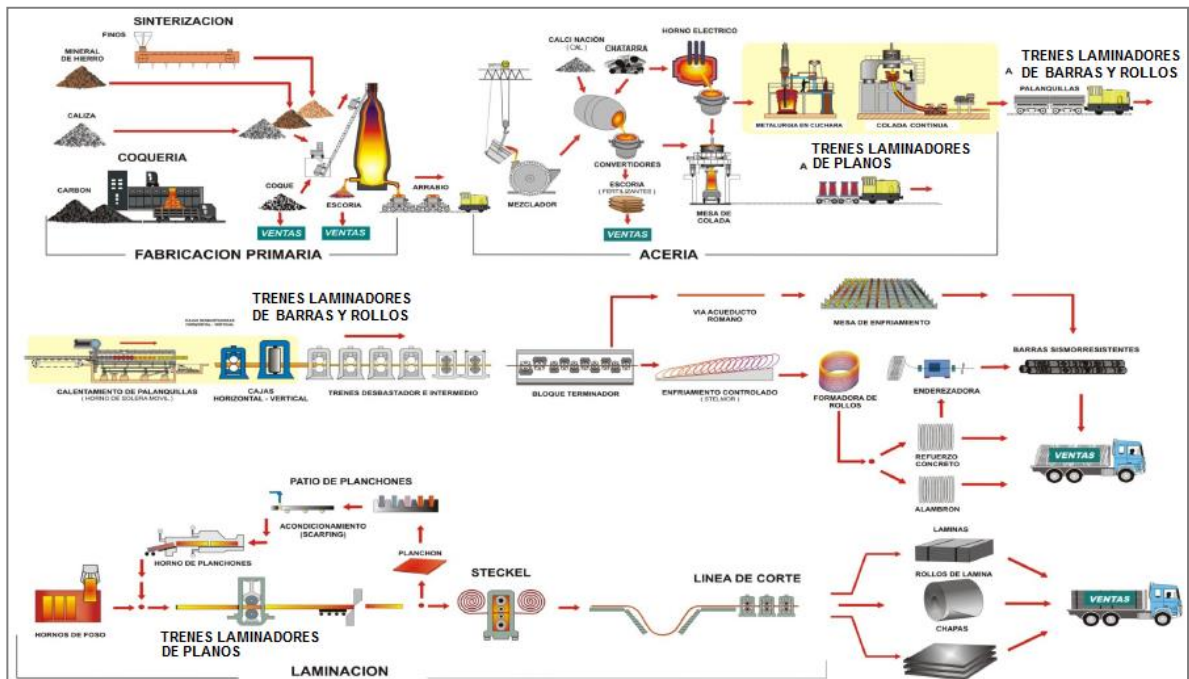


Fuente: © 2011 SKF Group

### 3.3 SISTEMA ELECTRICO DE LA PLANTA SIDERURGICA

Se denomina siderurgia al conjunto de operaciones mediante las cuales se obtiene un metal ferroso. El proceso abarca desde la extracción del mineral de hierro hasta su posterior transformación en acero con una presentación comercial determinada. Dentro de la siderurgia existen dos tipos, la Siderúrgica Integrada y la siderurgia no integrada. A continuación se observa gráficamente el proceso siderúrgico integrado.

Figura 31. Proceso Siderúrgico Integrado



Fuente: Siderúrgica Analizada.

Una planta integral tiene todas las instalaciones necesarias para la producción de acero en diferentes formatos.

- **Hornos de coque:** Obtener del carbón coque y gas.
- **Altos Hornos:** Convertir el mineral en hierro fundido

- **Acería por convertidor LWS:** Conversión del hierro fundido o el arrabio en acero.
- **Acería eléctrica:** Por medio de hornos de Arco Eléctrico transformación de chatarra en acero líquido.
- **Afino de Acero:** Ajuste de componentes químicos dentro de horno de arco.
- **Moldeado:** Maquinas de Colada Continua para producir la palanquilla.
- **Trenes de laminación de barras y rollos:** Transformación de dimensión a la solicitud comercial requerida en presentación de barras y/o rollos.
- **Trenes de laminación de Planos:** Transformación de dimensión a la solicitud comercial requerida en presentación de chapas y/o laminas.

En el proceso de obtención integral del acero se consume una gran cantidad de Energía; en el transporte de los distintos materiales por las distintas fases del proceso, en la batería de hornos para la producción de coque metalúrgico se utiliza energía eléctrica y térmica del gas producido de la coquización, en el alto horno la energía consumida es debida en parte a la combustión del coque y a la energía eléctrica, en el convertidor de acero se consume energía en el soplado del oxígeno, ya que la chatarra fría se funde por sí sola al ser exotérmicas las reacciones del oxígeno con las impurezas del arrabio, la colada continua y la laminación de productos terminados tiene una gran demanda de consumo de energía. La mayor parte de la energía consumida es por la fusión de las materias primas en los hornos eléctricos, lo que ocasiona un gran consumo.

En relación con precios de la energía eléctrica, el valor que pagan por la energía los industriales colombianos en comparación con los de otros países, es preocupante. Por ejemplo, a finales de 2011, mientras un industrial colombiano conectado a un nivel de tensión tres pagó a US\$11 centavos por Kw/h, en los

estados de Carolina del Norte y del Sur (que son comparables a Colombia en términos de desarrollo productivo por sus manufacturas agroindustriales en los sectores agrícola, industria textil, tabaco, flores y pesca), el precio de la electricidad fue de US\$6 centavos Kw/h, una diferencia de casi 50%.<sup>20</sup>

En particular en la industria siderúrgica los consumos de energía eléctrica deben ser soportados por una red de distribución que tenga una topología adaptada a cada uno de los usuarios del proceso. La topología de una red de distribución se refiere al esquema o arreglo de la distribución, esto es la forma en que se distribuye la energía por medio de la disposición de los segmentos de los circuitos de distribución. Esta topología puede tener principalmente las siguientes configuraciones:

- **Red radial o red en antena:** Resaltan su simplicidad y la facilidad que presenta para ser equipada de protecciones selectivas. Como desventaja tiene su falta de garantía de servicio.
- **Red en bucle abierto:** Tiene todas las ventajas de la distribución en redes radiales y además la posibilidad de alimentar alternativamente de una fuente u otra.
- **Red en anillo o en bucle cerrado:** Se caracteriza por tener dos de sus extremos alimentados, quedando estos puntos intercalados en el anillo o bucle.

Dados los niveles de consumos de los usuarios siderúrgicos normalmente están conectados al Sistema de Transmisión Regional 115 Kv y realizan su distribución interna en niveles de 13,2 a 34,5 KV. Para este caso en particular la topología corresponde a una red de bucle abierto, para la cual se analizan las fallas presentadas durante los tres últimos años por medio de un análisis de Pareto.

---

<sup>20</sup> Arango, T. (26 de 08 de 2013). *Colombia tiene la energía más cara de Suramérica*. Recuperado el 01 de 10 de 2013, de [http://www.larepublica.co/empresas/colombia-tiene-la-energ%C3%ADa-m%C3%A1s-cara-de-suram%C3%A9rica\\_52711](http://www.larepublica.co/empresas/colombia-tiene-la-energ%C3%ADa-m%C3%A1s-cara-de-suram%C3%A9rica_52711)

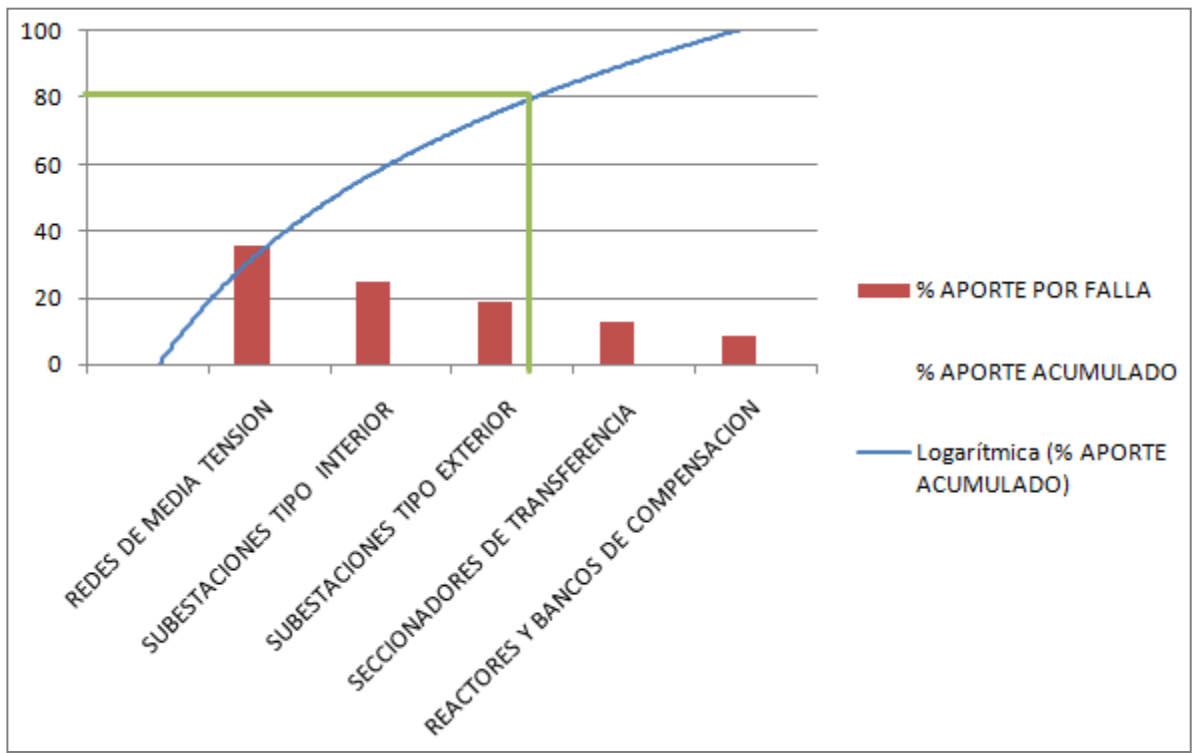
**3.3.1 Pareto de fallas.** Los diagramas de Pareto son una herramienta utilizada para priorizar los problemas o las causas que los generan. El nombre de Pareto fue dado por el Dr. Juran en honor del economista italiano VILFREDO PARETO (1848- 1923) quien realizó un estudio sobre la distribución de la riqueza, en el cual descubrió que la minoría de la población poseía la mayor parte de la riqueza y la mayoría de la población poseía la menor parte de la riqueza. El Dr. Juran aplicó este concepto a la calidad, obteniéndose lo que hoy se conoce como la regla 80/20. Según este concepto, si se tiene un problema con muchas causas, podemos decir que el 20% de las causas resuelven el 80 % del problema y el 80 % de las causas solo resuelven el 20 % del problema. Se ha aplicado el principio de Pareto para determinar los mayores contribuyes a la fallas en el sistema eléctrico de distribución. A continuación se encuentra la tabla resumida de fallas del sistema eléctrico de media tensión de los últimos 36 meses y el grafico del Pareto correspondiente.

Tabla 3. Fallas Sistema Eléctrico

<b>ANALISIS POR FRECUENCIA PARA 36 MESES</b>				
<b>SUB-SISTEMA EN FALLA</b>	<b>FRECUENCIA DE EVENTOS</b>	<b>FRECUENCIA ACUMULADA</b>	<b>% APORTE POR FALLA</b>	<b>% APORTE ACUMULADO</b>
REDES DE MEDIA TENSION	17	17	35,4	35,4
SUBESTACIONES TIPO INTERIOR	12	29	25,0	60,4
SUBESTACIONES TIPO EXTERIOR	9	38	18,8	79,2
SECCIONADORES DE TRANSFERENCIA	6	44	12,5	91,7
REACTORES Y BANCOS DE COMPENSACION	4	48	8,3	100,0

Fuente: SAP-PM de la Siderúrgica Analizada.

Figura 32. Pareto de fallas sistema eléctrico



Fuente: El autor.

Se identificaron como los mayores aportes a las fallas del sistema eléctrico tres actores, siendo estos en orden de contribución las redes de media tensión, las subestaciones tipo interior y las subestaciones tipo exterior. Para los tres sistemas referenciados anteriormente se realizaron cálculos de tiempo medio entre fallas, tiempo medio de reparación y disponibilidad.

**3.3.2 MTBF - MTTR y Disponibilidad.** Estos conceptos han sido, son y seguirán siendo elementos centrales para el control y evaluación de la gestión de mantenimiento en cualquier parte del mundo y están vinculados con indicadores de gestión y con la generación de cultura de mantenimiento y confiabilidad en las empresas.

El MTBF tiene incidencia tanto en la confiabilidad como en la disponibilidad. Antes de proceder a explicar el cálculo del MTBF, es importante tener una idea sólida de estos conceptos. La diferencia entre confiabilidad y disponibilidad suele ignorarse y malinterpretarse. Alta disponibilidad y alta confiabilidad a menudo van de la mano, pero no son términos que puedan utilizarse indistintamente.

**Confiabilidad:** *Es la capacidad de un sistema o componente para desempeñar las funciones requeridas en las condiciones establecidas por un determinado período de tiempo*<sup>21</sup> [IEEE 90].

En otras palabras, es la probabilidad de que un sistema o componente realice las funciones en forma satisfactoria durante el tiempo que dure la misión especificada, sin presentar anomalías.

**Disponibilidad:** *Es el grado de funcionalidad y accesibilidad que presenta el sistema o componente cuando se lo necesita* [IEEE 90].

Puede pensarse como la probabilidad de que el componente o sistema esté en condiciones para cumplir con la función requerida en determinadas circunstancias y en determinado momento de un período. La disponibilidad está determinada por la confiabilidad de un sistema y también por el tiempo de recuperación ante una falla. Cuando los sistemas funcionan constantemente por períodos prolongados (Por ejemplo, un centro de datos de 10 años), las fallas son inevitables. Suele contemplarse la disponibilidad porque, al producirse una falla, la variable crítica pasa a ser la rapidez con la que el sistema pueda recuperarse.

El MTBF o Tiempo medio entre fallas constituye una medición fundamental de la confiabilidad de un sistema. Suele expresarse en unidades de horas. A mayor

---

<sup>21</sup> Torell, W., & Avelar, V. *Tiempo medio entre fallas: explicacion y estandares*. APC Reliability.

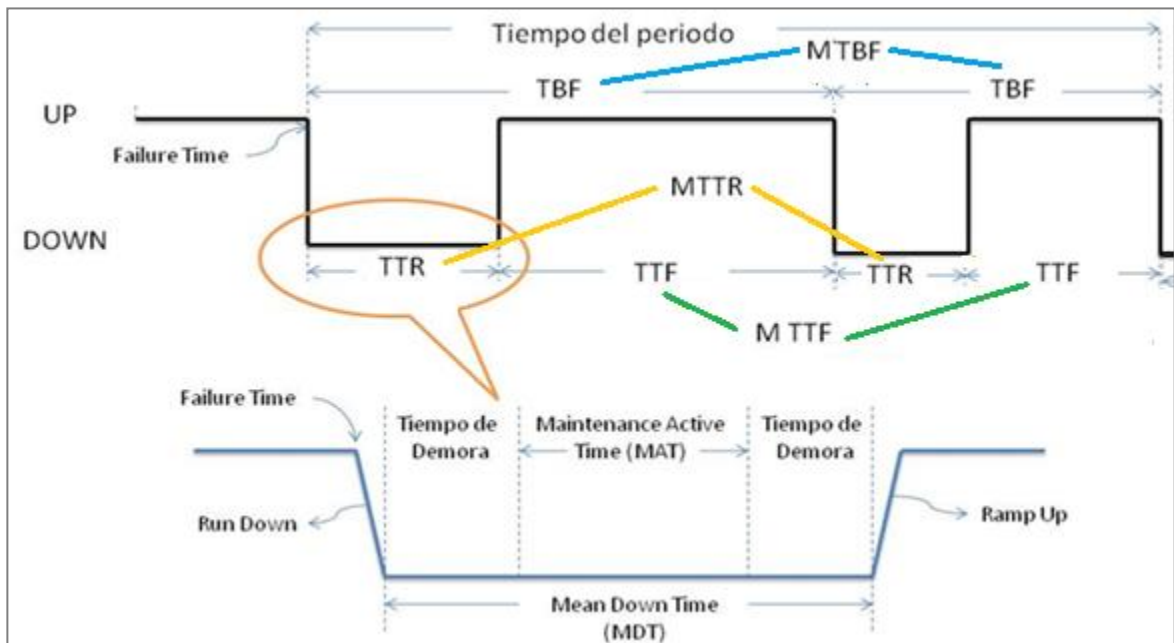
valor de MTBF, mayor confiabilidad presenta el producto. Las ecuaciones siguiente ilustran esta relación.

$$MTBF = \frac{N^{\circ} \text{ de Horas totales del periodo de tiempo analizado}}{N^{\circ} \text{ de averías}}$$

$$\text{Confiabilidad} = e^{-\left(\frac{\text{Tiempo}}{MTBF}\right)}$$

El "Tiempo Medio Entre Fallas" (MTBF) es literalmente el promedio de tiempo transcurrido entre una falla y la siguiente. Usualmente la gente lo considera como el tiempo promedio que algo funciona hasta que falla y necesita ser reparado (otra vez).

Figura 33. Tiempos de mantenimiento.



Fuente: [mantenancela.blogspot.com](http://mantenancela.blogspot.com)

El "**Tiempo Medio Para Reparar**" (**MTTR**) es el tiempo promedio que toma reparar algo después de una falla o tiempo medio de reparación (o recuperación), es el tiempo que se espera que un sistema tarde en recuperarse ante una falla. Este valor puede incluir el tiempo necesario para diagnosticar el problema, para que el técnico se acerque a la instalación y para reparar físicamente el sistema. Al igual que el MTBF, el MTTR se expresa en unidades de horas. Como puede apreciarse en la siguiente ecuación, el MTTR incide en la disponibilidad, pero no en la confiabilidad. A mayor MTTR, peor es el sistema. Para simplificar, si un sistema tarda más en recuperarse ante una falla, tendrá menor disponibilidad. La fórmula que se detalla a continuación ilustra cómo la disponibilidad general de un sistema se ve afectada tanto por el MTBF como por el MTTR. Si aumenta el MTBF, aumenta la disponibilidad. Si aumenta el MTTR, disminuye la disponibilidad. La siguiente ecuación ilustra el cálculo del MTTR.

$$MTTR = \frac{N^{\circ} \text{ de horas de paro por avería}}{N^{\circ} \text{ de averías}}$$

Adicionalmente se tiene el "Tiempo Medio Para Fallar" (MTTF). Algunos definirían el MTBF –para aparatos capaces de reparación- como la suma de MTTF más MTTR. ( $MTBF = MTTF + MTTR$ ). En otras palabras, el tiempo medio entre fallas es el tiempo de una falla a otra. Esta distinción es importante si el tiempo de reparación (MTTR) es una fracción significativa del MTTF. La siguiente grafica ilustra los tiempos anteriormente mencionados:

La "**disponibilidad**" de un sistema es matemáticamente igual a:

$$\text{Disponibilidad} = \frac{MTBF}{(MTBF + MTTR)}$$

Para el tiempo de trabajo **programado**.

Para el caso del sistema eléctrico de la siderúrgica analizada se realizaron los cálculos correspondientes para los tres subsistemas que presentan mayor grado de contribución a la tasa de fallas. Estos datos finales son tabulados en la siguiente tabla.

Tabla 4. MTBF - MTTR y Disponibilidad para los principales componentes del sistema eléctrico.

<b>SUB-SISTEMA</b>	<b>HORAS DE TRABAJO PROGRAMADAS</b>	<b>HORAS EN FALLA</b>	<b>NUMERO DE FALLAS</b>	<b>MTBF (HORAS)</b>	<b>MTTR (HORAS)</b>	<b>DISPONIBILIDAD</b>
REDES	26280	113,52	17	1546	6,68	99,57%
SUBESTACIONES INTERIORES	26280	51,38	12	2190	4,28	99,80%
SUBESTACIONES EXTERIORES	26280	36,73	9	2920	4,08	99,86%

Fuente: SAP-PM de la Siderúrgica Analizada.

#### 4. MODELO DE MANTENIMIENTO PROPUESTO

Para efectos de aplicación de la metodología SRCM, y para evitar incurrir en errores al tomar todos los actores principales del sistema como un todo; se analizo cada uno de los tres mayores aportes a las fallas del sistema eléctrico como un sistema independiente. Para el modelo de mantenimiento es importante resaltar que se enfocan la mayor cantidad de actividades hacia la inspección y/o PdM por ser el manto más económico.

Los estándares de ejecución de mantenimiento planteados a 2015 para la siderúrgica analizada se presentan a continuación:

➤	<b>50% HH-HH Mantenimiento</b>	<b>PdM/Inspección de Rutina</b>
➤	<b>30% HH-HH Mantenimiento</b>	<b>Planes de Mantenimiento Sistémicos</b>
➤	<b>20% HH-HH Mantenimiento</b>	<b>Mantenimiento Reactivo/Inspecciones SSMA /Operacional /5S</b>

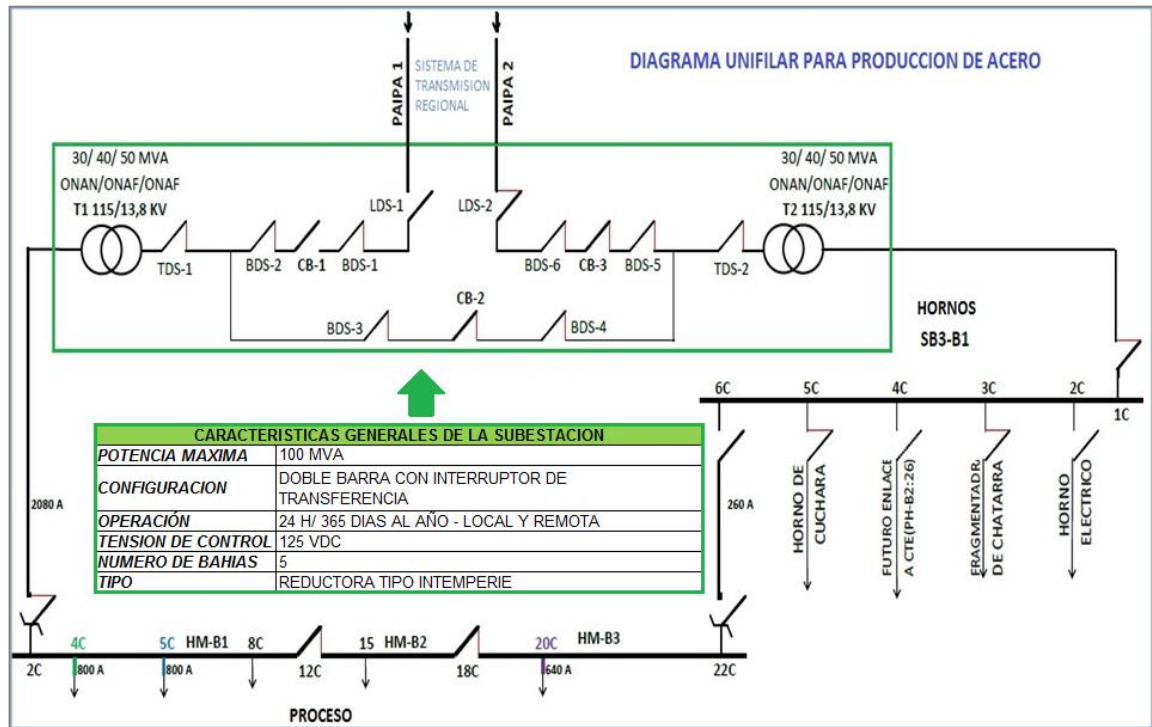
##### 4.1 MODELO DE MANTENIMIENTO PARA LAS SUBESTACIONES TIPO EXTERIOR

Para las subestaciones tipo exterior se desarrollo un modelo de mantenimiento según la filosofía RCM por medio de la metodología SRCM, para la Subestación Principal en 115 KV. Siguiendo la metodología de SRCM, se han determinado siete subsistemas que componen la subestación principal, se han definido sus funciones y las correspondientes fallas funcionales de cada uno de los subsistemas. Teniendo en cuenta los componentes de cada subsistema, siendo estos los activos asociados, se realiza el análisis de modo y efectos de falla, para

esta metodología los modos de falla se identifican bajo la NORMA ISO 14224<sup>22</sup>. Lo anteriormente expuesto se encuentra en el **ANEXO C**.

En la siguiente figura se observa la delimitación del sistema a analizado.

Figura 34. Sistema Subestación Tipo Exterior



Fuente: El autor.

Una vez se tienen los efectos de falla, se realiza el análisis de criticidad de los efectos de la falla contra la matriz de criticidad de la siderúrgica analizada, la cual se encuentra en el **ANEXO B**. Definidos los activos cuyos efectos de fallas derivan en una criticidad **Clase A**, se procede a identificar las causas de la falla, para el caso del análisis de la Subestación Principal en 115 KV, estas causas se encuentran en el **ANEXO D**. Para estos activos se determinan tareas de

<sup>22</sup> INTERNATIONAL ORGANIZATION FOR STANDARDIZATION. (2004). *DRAFT INTERNATIONAL STANDARD ISO/DIS 14224*. International Organization for Standardization, 2004.

mantenimiento proactivas, predictivas de cambio de diseño, para los activos cuyos efectos se falla derivan en una criticidad **Clase B o Clase C** se definen tareas de mantenimiento sencillas o se recomienda correr a falla. Las tareas que se asignen a los activos del sistema deben ser costo-efectivas, para lo cual se analizan los recursos necesarios y las frecuencias adecuadas; para el sistema de la Subestación Principal en 115 KV, las tareas definas y sus frecuencias se encuentran en el **ANEXO E**.

**4.1.1 PdM por análisis físico-químico de aceites.** Dentro de las acciones de mantenimiento predictivo para este sistema se propone el análisis físico-químico para el aceite de los transformadores. El aceite en un transformador tiene como principales funciones el aislamiento dieléctrico y la evacuación de calor del núcleo del bobinado. La capacidad aislante de un aceite se ve afectada por muchos factores, que actúan solos o en conjunto, y muchas veces unos son catalizadores de los otros. Los catalizadores más importantes del proceso de oxidación son el hierro y el cobre. Hay una serie de factores también influyen en ese proceso de oxidación del aceite: la humedad, el calor, la tensión eléctrica, y la vibración.

Si el transformador no es llenado al vacío y sellado con respecto a la atmósfera, se necesitan inhibidores a la oxidación. Estos inhibidores pueden estar presentes en el aceite ya sea desde su fabricación o agregados posteriormente. Estos inhibidores son los llamados BHT / DBPC y son agregados al aceite a razón del 0,3% ppm. Es importante destacar que los inhibidores no tienen eficacia cuando el proceso de oxidación ha comenzado, por lo que el aceite tiene que ser inhibido, cuando no hay presencia de compuestos óxidos en el aceite.

Los ensayos físico-químicos principales que se realizan en el aceite son los siguientes:

- **Acidez:** Es medida de acuerdo a la cantidad de Hidróxido de potasio que es necesario para neutralizar los compuestos ácidos en una muestra de aceite.
- **TIF:** Indica la presencia de compuestos polares disueltos en el aceite con mucha sensibilidad.
- **Rigidez Dieléctrica:** Es medida en una celda entre dos electrodos, y mide en kilovoltios la capacidad de resistir la descarga disruptiva en el medio aceitoso.
- **Color:** Medido con un colorímetro ubica la muestra en una escala preestablecida. El cambio de color es más importante que el color mismo. Por ello, es necesario comparar el aceite analizado con un aceite de las mismas características sin usar.
- **Gravedad específica:** Densidad relativa medida a 15° C.
- **Factor de Potencia:** Mide las corrientes de fuga a través de los contaminantes en suspensión en el aceite. Se mide a 25°C y a 100°C. Es uno de los ensayos más importantes puesto que es capaz de detectar leves contaminaciones de compuestos polares.
- **Humedad:** Mide el agua presente en el aceite, que puede estar en suspensión, solución, o emulsión. La humedad también es responsable de la variación de la capacidad aislante.
- **Cromatografía gaseosa:** La cromatografía gaseosa es una herramienta muy valiosa en el mantenimiento predictivo, puesto que con una correcta evaluación de los gases presentes en el aceite puede diagnosticarse con cierta precisión lo que puede estar pasando dentro del transformador. Pueden deducirse a partir de los datos de una cromatografía la presencia de puntos calientes, efecto corona, arcos de alta o baja energía, etc.
- **Presencia de metales:** Con este ensayo se determina la presencia de aluminio, hierro y cobre disueltos en el aceite, generalmente por Absorción Atómica. De acuerdo al resultado del ensayo se puede comprobar qué parte del transformador está dañada. Si es el núcleo se destacará el hierro, y si es el bobinado se destacará el cobre, o el aluminio.

- **Análisis de PCB:** Son sustancias utilizadas anteriormente como refrigerantes, que ha resultado ser un poderoso cancerígeno y que figura entre los 12 contaminantes más poderosos. Es necesario realizar el análisis de PCB en aceites de los que se desconozca su procedencia o en aquellos que se sepa que han sido contaminados con este producto. El valor límite aceptable de contaminación por PCB es de 50 PPM. Por encima de este límite el aceite debe ser destruido por su impacto ambiental.

Cuando se ha llegado a un punto donde el aceite se encuentra fuera de sus especificaciones, y en consecuencia deja de cumplir sus funciones con eficacia, es necesario iniciar tratamientos de regeneración para restaurar satisfactoriamente las propiedades físico, químicas y eléctricas del aceite dieléctrico envejecido, eliminando o reduciendo las sustancias coloidales en suspensión, productos de oxidación, los compuestos polares responsables de la coloración y las trazas de ácidos orgánicos. El tratamiento de regeneración, del aceite envejecido destaca, por su economía y facilidad de realización, al pasar del aceite a través de un lecho de tierras adsorbentes, que retienen los compuestos polares producidos por los procesos de oxidación. De modo que su comportamiento en el seno del transformador, sea prácticamente el mismo que el de un aceite nuevo o, al menos, mejore en gran medida las propiedades deterioradas. A la vez que descontaminamos los devanados del transformador de lodos y sustancias producidas por la oxidación, extendiendo así la vida del transformador.

**4.1.2 PdM por Termografía.** Dado que las pruebas de termografía infrarroja se realizan sin ningún contacto físico entre la cámara termográfica y el equipo, máquina o elemento bajo observación, se pueden realizar durante el funcionamiento normal de cualquier equipo o elemento de una empresa sin necesidad de interrumpir el proceso productivo.

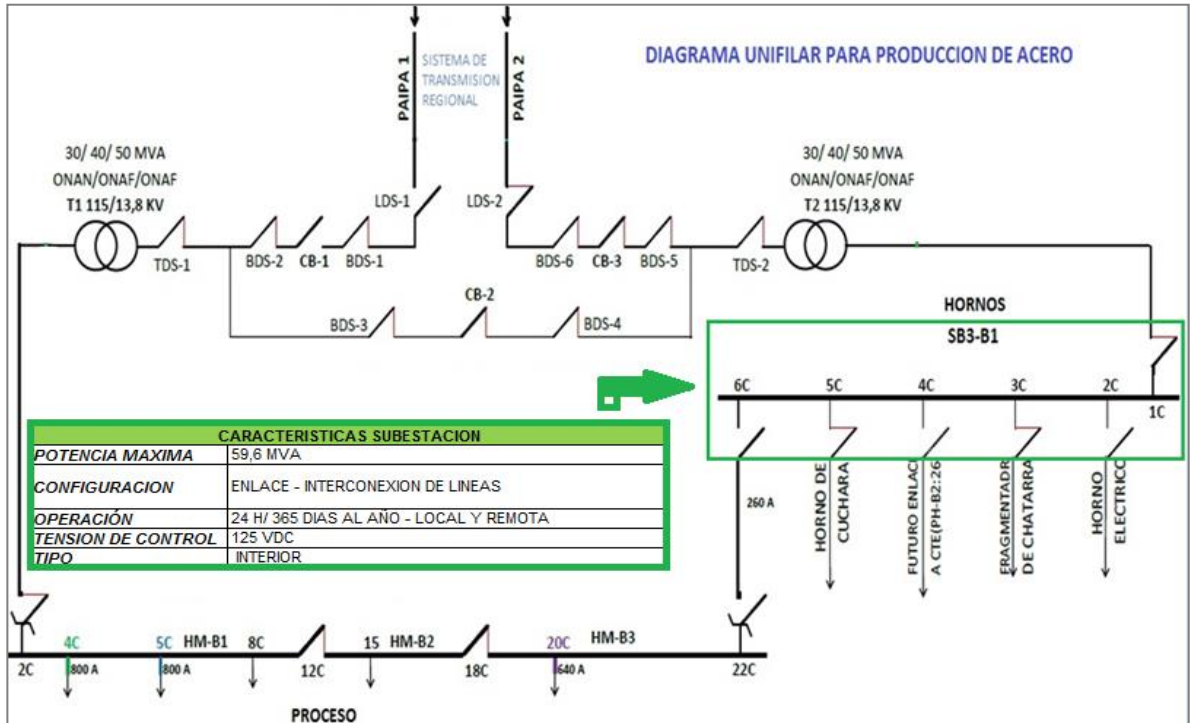
La aplicación más común de la termografía infrarroja es la inspección de equipos eléctricos, debido a su importancia en la industria. El principio fundamental sobre el cual se basa esta aplicación es que cualquier dispositivo que conduzca una corriente eléctrica produce calor, como consecuencia de las pérdidas de energía producidas por la resistencia eléctrica asociada a dicho dispositivo. Si se localiza una región de alta resistencia, formada por corrosión o una conexión deficiente, ésta producirá un efecto no deseado conocido comúnmente como: “*Punto Caliente*”, el cual puede ser detectado por una cámara termográfica, y a través de mediciones y análisis se puede cuantificar el grado de severidad del problema en cuestión. La corrección de este problema a tiempo permite que el sistema sea confiable y que se mantenga dentro de los niveles establecidos de confiabilidad y productividad. Los beneficios directos se derivan de la reducción del costo en reparaciones sucesivas, la reducción del tiempo de inactividad del sistema y del incremento de la eficiencia y seguridad del sistema, entre otros.

## **4.2 MODELO DE MANTENIMIENTO PARA LAS SUBESTACIONES TIPO INTERIOR**

Para las subestaciones tipo exterior se desarrollo un modelo de mantenimiento según la filosofía RCM por medio de la metodología SRCM, para la Subestación SB3 en 13,8 KV. Siguiendo la metodología de SRCM se ha determinado ocho subsistemas que componen la Subestación SB3 en 13,8 KV, se han definido sus funciones y las correspondientes fallas funcionales de cada uno de los subsistemas. Teniendo en cuenta los componentes de cada subsistema, siendo estos los activos asociados, se realiza el análisis de modo y efectos de falla, para esta metodología los modos de falla se identifican bajo la NORMA ISO 14224. Lo anteriormente expuesto se encuentra en el **ANEXO F**.

Una vez de tiene los efectos de falla se realiza el análisis de criticidad de los efectos de la falla contra la matriz de criticidad de la siderúrgica analizada, la cual se encuentra en el **ANEXO B**. En la siguiente figura se observa la delimitación del sistema a analizado.

Figura 35. Sistema Subestación Tipo Interior



Fuente: El autor.

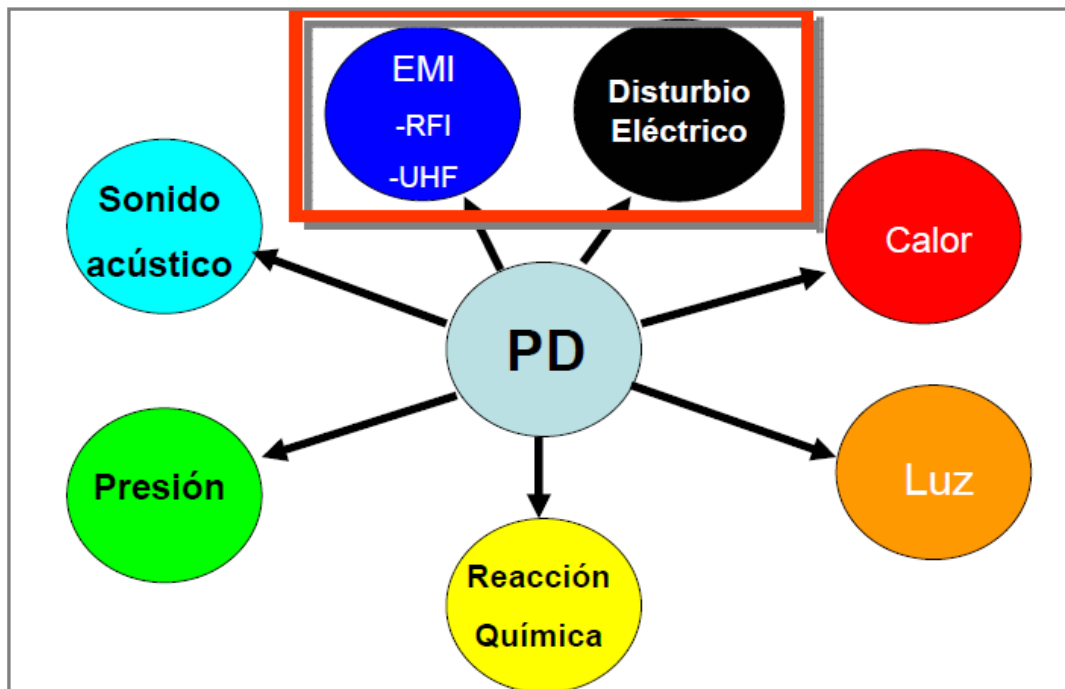
Definidos los activos cuyos efectos de fallas derivan en una criticidad **Clase A**, se procede a identificar las causas de la falla, para el caso del análisis de la Subestación SB3 en 13,8 KV, estas causas se encuentran en el **ANEXO G**. Para estos activos se determinan tareas de mantenimiento proactivas, predictivas de cambio de diseño, para los activos cuyos efectos se falla derivan en una criticidad **Clase B o Clase C** se definen tareas de mantenimiento sencillas o se recomienda correr a falla.

Las tareas de mantenimiento asignadas a los activos del sistema deben ser costo-efectivas, para lo cual se analizan los recursos necesarios y las frecuencias adecuadas; para el sistema de la Subestación SB3 en 13,8 KV, las tareas definidas y sus frecuencias se encuentran en el **ANEXO H**.

**4.2.1 PdM por Descargas Parciales en Barrajes.** Para el diagnóstico de las subestaciones tipo interior se plantea el uso de técnicas predictivas a través del monitoreo de descargas parciales, el cual también es muy útil para transformadores de potencia.

Una descarga parcial es una pequeña cantidad de carga  $Q$  (pico-Culombios) viajando como un pulso de corriente de corta duración (nanosegundos) en un pequeño volumen destruyendo el aislamiento durante su ocurrencia.

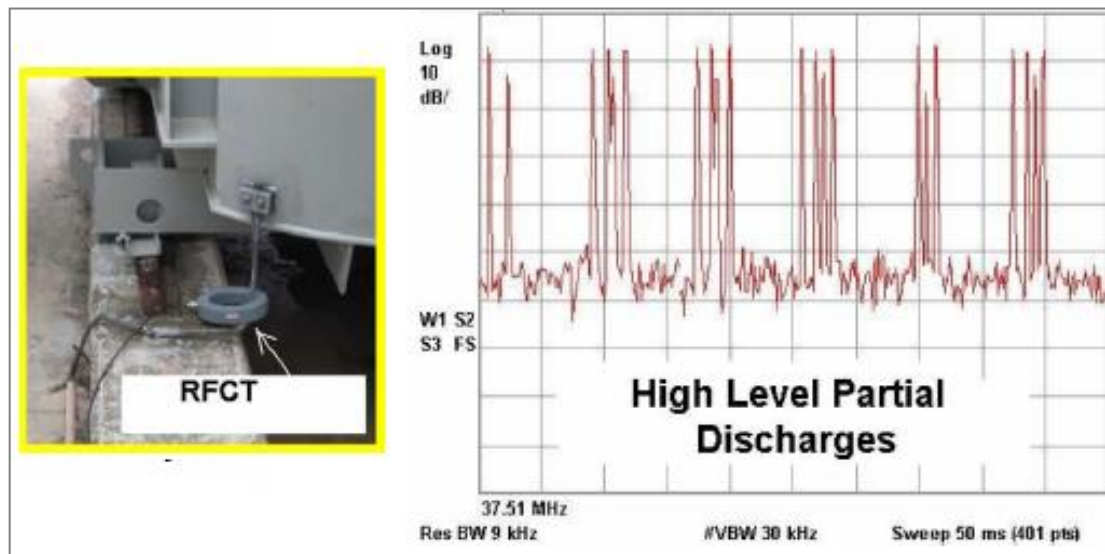
Figura 36. Efectos de una descarga parcial



Fuente: Conferencia Doble Brasil septiembre 2010.

Por más cuidadoso que sea el proceso de fabricación de los aislamientos, es imposible que las resinas o poliméricos llenen perfectamente todo el volumen del aislamiento por lo que siempre quedará una cantidad de huecos pequeños dentro del mismo. Cuando el aislamiento eléctrico es sometido a la tensión de operación, en aquellos huecos donde se alcance a través de ellos un nivel de tensión de aproximadamente 3 kV/mm, se romperá dieléctricamente el aire contenido en ellos y se producirán descargas parciales. Las descargas parciales originadas en el semiciclo positivo de la tensión serán de polaridad negativa y las que se originen en el semiciclo negativo de la tensión serán de polaridad positiva. La magnitud de las descargas parciales depende del tamaño de los huecos o deficiencias del aislamiento por estructura o humedad, mientras más grandes sean los huecos, mayor será la magnitud de las descargas parciales.

Figura 37. Descargas Parciales en Transformadores



Fuente: Conferencia Doble Brasil septiembre 2010.

No necesariamente son huecos físicos los que provocan las descargas parciales, también las provocan:

- Burbujas en aceite.

- Fracturas en aislamiento.
- Espacios o entrehierros.
- Desalineamiento entre dos superficies.
- Deficiente impregnación de aislamientos sólidos.
- Generación de gas en aceite o humedad.

El monitoreo de las descargas parciales permite prevenir fallos en transformadores, barrajes y celdas de media tensión. La detección y posterior discriminación de actividades incrementales de descargas parciales internas en los aislamientos permiten en celdas y barrajes ubicar puntos de falla que de no corregirse llevan al sistema a salir de servicio por fuga a tierra. La siguiente figura muestra un rápido paso a paso de detección de un problema en 13,8 KV.

Figura 38. Ubicación de falla a través de Descargas Parciales



Fuente: El autor.

### **4.3 MODELO DE MANTENIMIENTO PARA REDES ELECTRICAS DE MEDIA TENSION**

Para las redes eléctricas de media tensión se desarrollo un modelo de mantenimiento según la filosofía RCM por medio de la metodología SRCM, para la red de enlaces de media tensión en 13,8 KV.

Siguiendo la metodología de SRCM se ha determinado tres subsistemas que componen la red de enlaces de media tensión en 13,8 KV, se han definido sus funciones y las correspondientes fallas funcionales de cada uno de los subsistemas. Teniendo en cuenta los componentes de cada subsistema, siendo estos los activos asociados, se realiza el análisis de modo y efectos de falla, para esta metodología los modos de falla se identifican bajo la NORMA ISO 14224. Lo anteriormente expuesto se encuentra en el **ANEXO I**.

Una vez de tiene los efectos de falla se realiza el análisis de criticidad de los efectos de la falla contra la matriz de criticidad de la siderúrgica analizada, la cual se encuentra en el **ANEXO B**.

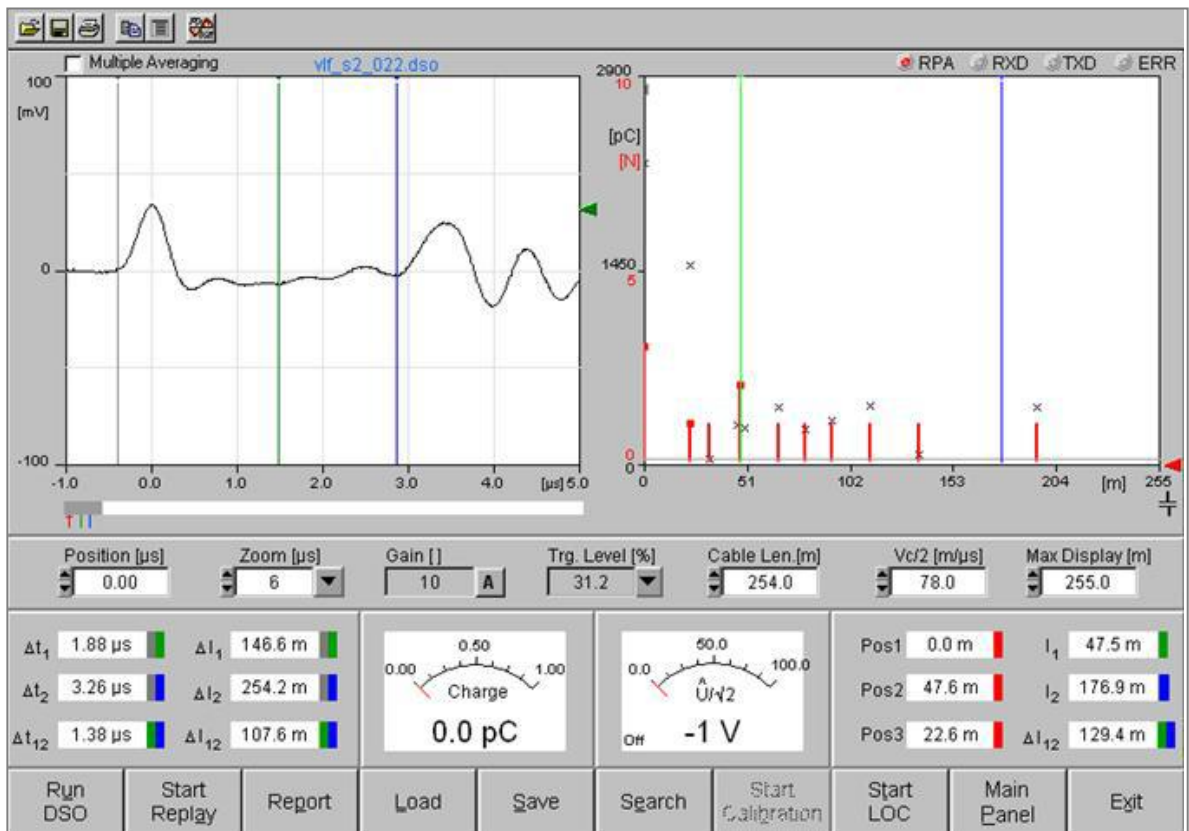
En la siguiente figura se observan los enlaces de media tensión en 13,8 KV del sistema a analizado.



una criticidad **Clase B** o **Clase C** se definen tareas de mantenimiento sencillas o se recomienda correr a falla.

Las tareas de mantenimiento asignadas a los activos del sistema deben ser costo-efectivas, para lo cual se analizan los recursos necesarios y las frecuencias adecuadas; para el caso del análisis de la red de enlaces de media tensión en 13,8 KV, las tareas definas y sus frecuencias se encuentran en el **ANEXO K**.

Figura 40. Esquema de localización de puntos de Descargas Parciales en un cable



Fuente: Siemens.

**4.3.1 PdM de diagnóstico sobre cables instalados.** La IEEE-400.2001<sup>23</sup> establece seis tipos de ensayos en campo para cables de energía con pantalla, que pueden ser resumidos en dos categorías, según los fines que se pretendan de los mismos.

**ENSAYOS DE CATEGORIA 1: ENSAYOS DE TENSION RESISTIDA (WITHSTAND TESTS);** son aquellos ensayos en que las conclusiones son del tipo “pasa / no pasa” (pass/fail – go/no go), sin producir conclusiones sobre el estado del aislamiento.

**ENSAYOS DE CATEGORIA 2: DIAGNOSTICO: ENSAYOS PREDICTIVOS O DE EVALUACIÓN DE ESTADO – (CONDITION ASSESSMENT TESTING);** a diferencia de la categoría anterior, estos ensayos están basados en determinar o medir las características de la aislación, y en qué grado de deterioro se encuentra la misma.

A continuación se describen los métodos de diagnóstico más relevantes:

- **Pasos de Tensión o, Tip-up de Corriente de Fuga:** Los valores obtenidos de tensión vs. corriente, son utilizados para realizar la curva de Tipup. Las pendientes de cada punto serán calculadas para verificar la linealidad de la curva. Cualquier cambio y/o alteración en la linealidad de la curva medido como el cambio que representa un incremento en la pendiente, será interpretada como un defecto en el cable (contaminación del aislamiento) que está induciendo a la falla.
- **Tangente Delta (Tan  $\delta$ ) – Factor de Disipación:** Para desarrollar el ensayo de tangente delta, el voltaje aplicado es usualmente incrementado por pasos hasta un valor específico por debajo de la tensión nominal del

---

<sup>23</sup> IEEE. (2001). *IEEE GUIDE FOR FIELD TESTING AND EVALUATION OF THE INSULATION OF SHIELDED POWER CABLE*. IEEE.

cable, hasta llegar a un valor ligeramente por encima del nominal (voltaje de operación fase- tierra) Los cables con un aislamiento pobre tienen un valor de tangente delta mayor que el normal, y exhibirán una elevada variación en las mediciones tanto de voltaje como de tangente. Los cables con un aislamiento bueno tienen un valor individual de tangente delta muy bajo, y registran pequeños cambios en los valores medidos. En la práctica, los equipos en muy baja frecuencia (VLF-Very Low Frequency) son ampliamente utilizados como fuentes de tensión para desarrollar ensayos de tangente delta.

- **Reflectometría de Baja Tensión:** El principio de operación del TDR (Time Domain Reflectometry) es que un pulso de corta duración es aplicado a un cable, y las reflexiones y cualquier discontinuidad, hasta el final del cable son detectadas y analizadas. La duración del pulso generalmente se encuentra en el orden de ns (nanosegundos), o menos. El tiempo que toma la reflexión completa corresponde a la longitud x 2 del cable. La polaridad de la reflexión, contiene información adicional del tipo de defecto encontrado en el cable. Un pulso reflejado que incrementa su amplitud indica un defecto del tipo de circuito abierto (o estiramiento del cable), un pulso de polaridad negativa (hacia abajo) indica una disminución de impedancia o cortocircuito. La velocidad de propagación en el cable esperada es una fracción de la velocidad de la luz. Esta velocidad medida es llamada generalmente PVF (Propagation Velocity Factor) o VOP (Velocity of propagation). Los objetivos principales de la detección en baja tensión, es determinar con exactitud la velocidad de propagación del cable y/o su longitud; y determinar la ubicación de los posibles empalmes y cambios de impedancia importantes en el sistema.
- **Ensayo de Descargas Parciales:** La descarga parcial (en adelante DP) está definida como una descarga eléctrica localizada que solo cortocircuita parcialmente el aislamiento entre dos electrodos. Es importante notar que una DP es solo un puente momentáneo dentro del aislamiento del cable y

por lo tanto no puede ser detectada por equipos convencionales de detección de fallas. Las descargas pueden ocurrir en diferentes lugares dentro del aislamiento de un cable (Cavidades, Arborescencias eléctricas, a través de una interface como la pantalla metálica y capa semiconductor, entre el neutro concéntrico de la pantalla, sobre la pantalla semiconductor del aislamiento). Cuando las DP ocurren dentro de secciones del aislamiento de XLPE del cable, la ruptura dieléctrica posterior es inminente.

**4.3.2 PdM por Ultrasonido.** Para el diagnóstico de las ternas aéreas se plantea el uso de técnicas predictivas por medio de Ultrasonido.

El término ultrasonido hace referencia a las ondas sonoras con frecuencias más altas que las que quedan dentro del alcance del oído humano, es decir, a frecuencias superiores a los 16 KHz, aproximadamente. Las ondas ultrasónicas obedecen a las mismas leyes básicas del movimiento ondulatorio de las ondas de frecuencias más bajas, las cuales conocemos como ondas sonoras.

El ultrasonido, a manera sencilla se entiende como una señal de audio que no puede ser captada por el oído humano, sirve en múltiples aplicaciones y es en muchos casos la manera de dar solución a ciertos problemas de una forma práctica y económica; sin embargo, dependiendo de la aplicación su implementación puede ser de mayor o menor complejidad, su funcionamiento se remite básicamente a los mismos principios físicos que rigen en los materiales piezoeléctricos, convirtiendo la energía mecánica en eléctrica y viceversa.

Figura 41. Equipo de Ultrasonido con sensor parabólico.



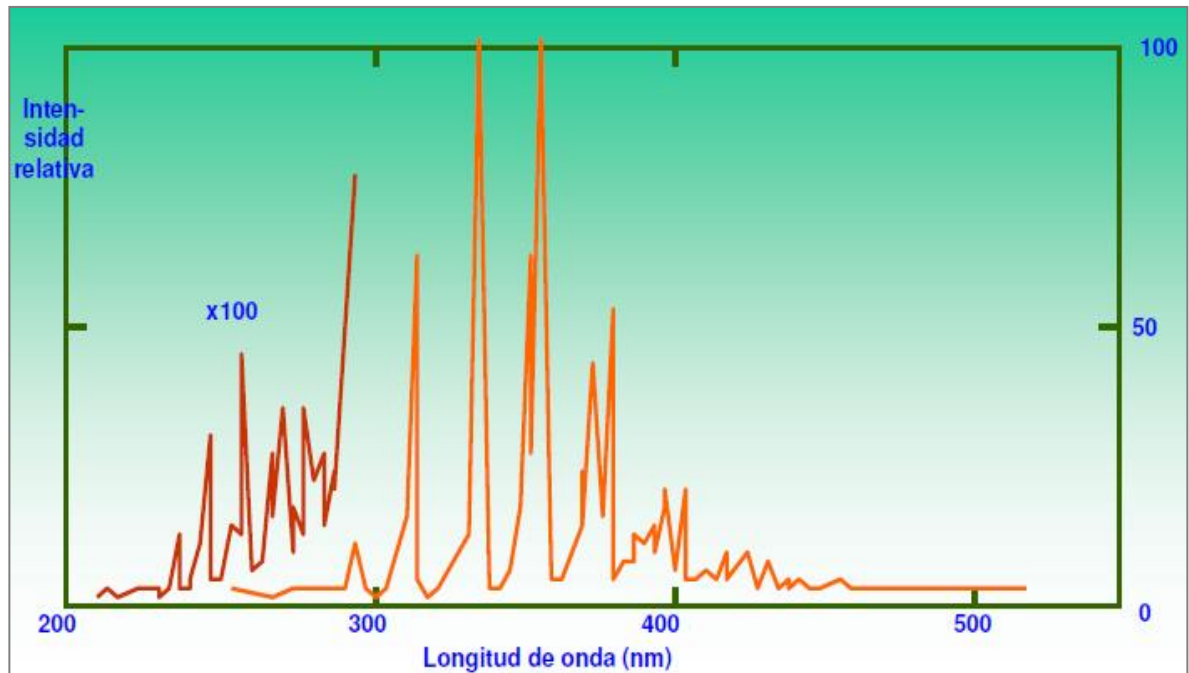
Fuente: [www.tam.com.mx](http://www.tam.com.mx)

Una corriente eléctrica que fluye a través del aire produce un fenómeno asociado que genera señales ultrasónicas de baja intensidad, las cuales son posibles de detectar y determinar; tales como la presencia de fugas eléctricas en equipos industriales y líneas de transmisión. Las técnicas de ultrasonido son complementarias a la termografía, a través de ellas se detectan arcos eléctricos, Efectos corona, descargas eléctricas entre otras aplicaciones.

El efecto corona ocasiona principalmente la degradación de los aisladores en las líneas de distribución de alta tensión, provocando la caída de estas y finalmente la pérdida de energía eléctrica. Este efecto es causado por la contaminación

atmosférica; una conexión incorrecta, filamentos rotos, aisladores dañados y conexiones defectuosas a tierra.

Figura 42. Espectro de la radiación emitida por el efecto corona



Fuente: Congreso Uruguayo de Mantenimiento.

La radiación emitida por el efecto corona, cuya longitud de onda se encuentra dentro del rango de la radiación visible, tiene una intensidad mucho menor a la de la radiación que se recibe del sol y, por lo tanto, resulta invisible al ojo humano durante el día.

#### 4.4 CARGUE DE PLANES DE MANTENIMIENTO A SAP

Para el cargue gradual de los planes de mantenimiento al modulo PM del ERP SAP, que utiliza la siderurgia analizada; se realizan los formatos necesarios para

la migración del plan de mantenimiento para la **Subestación Principal en 115 KV** desde formatos en Excel y Word como sigue:

Para el cargue de los datos necesarios en cuanto a ordenes de trabajo, frecuencia de generación de la orden, número de horas hombre, puesto de trabajo responsable y demás datos necesarios para el Plan de Mantenimiento se crearon cinco plantillas Excel para el cargue según la Disciplina, discriminando las que serán realizadas con recurso interno y las que ameritan recurso externo. Estas Platillas se encuentran en el **ANEXO L**.

Para cada una de las líneas de operación de las OT se realizaron las claves modelo según las disciplina.

En el **ANEXO M** se encuentran las imágenes del documento Word para las cuatro primeras claves modelos de inspección PdM por Termografía, las cuales se cargan al modulo PM de SAP.

Para la termografía se realizaron formatos que facilitan al termógrafo la ubicación de los puntos referencia, un ejemplo se encuentra en el **ANEXO N**.

Con base a lo obtenido con la aplicación de la metodología SRCM a continuación de presentan las tablas resumen de los planes generados con la clasificación de las tareas por tipo, los costos anuales para cada plan, el porcentaje de equipos críticos:

Tabla 5. Resumen Plan de Mantenimiento Subestación Tipo Exterior

SUBESTACION TIPO EXTERIOR				
TIPOS DE TAREAS	PM = Mantenimiento Planeado	EQUIPOS CLASE A	38	83%
	AET = Tareas aplicables y costo/beneficios efectivas	EQUIPOS CLASE B	6	13%
	RTF = Correr hasta falla/rotura	EQUIPOS CLASE C	2	4%
		TOTAL	46	100%
Total de componentes		46	PORCENTAJE	
Componentes con tareas tipo PM Y AET		45	98%	
Componentes con tareas RTF		1	2%	
NUMERO DE TAREAS POR TIPO	PdM	Inspeccion	Preventivo	TOTAL
	23	40	45	108
TAREAS POR PORCENTAJE	21%	37%	42%	100%
COSTO POR HH EN COP	\$ 17.000	\$ 17.000	\$ 17.000	COSTO ANUAL DEL PLAN
COSTO POR TIPO DE TAREA	\$ 1.258.000	\$ 2.040.000	\$ 2.380.000	\$ 5.678.000
FRECUENCIA PREDOMINANTE	CUATRO MESES			
HH ASIGNADAS ANUALES 390	PdM	Inspeccion	Preventivo	Reactivos/5S.....
	74	120	140	56
HH EN PORCENTAJE	19%	31%	36%	14%
DISTRIBUCION DE HH PARA EL PLAN DE MANTO	50%		36%	14%
	PdM/Inspección de Rutina		Sistematico	Reactivos/5S
<b>Estándares de ejecución de mantenimiento para el 2015</b>				
<ul style="list-style-type: none"> <li>➤ 50% HH-HH Mantenimiento PdM/Inspección de Rutina</li> <li>➤ 30% HH-HH Mantenimiento Planes de Mantenimiento Sistémicos</li> <li>➤ 20% HH-HH Mantenimiento Mantenimiento Reactivo/Inspecciones SSMA /Operacional /5S</li> </ul>				

Fuente: El autor.

Tabla 6. Resumen Plan de Mantenimiento Subestación Tipo Interior

SUBESTACION TIPO INTERIOR					
TIPOS DE TAREAS	PM = Mantenimiento Planeado	EQUIPOS CLASE A	38	67%	
	AET = Tareas aplicables y costo/beneficios efectivas	EQUIPOS CLASE B	7	12%	
	RTF = Correr hasta falla/rotura	EQUIPOS CLASE C	12	21%	
		TOTAL	57	100%	
Total de componentes		57	PORCENTAJE		
Componentes con tareas tipo PM Y AET		50	88%		
Componentes con tareas RTF		7	12%		
NUMERO DE TAREAS POR TIPO	PdM	Inspeccion	Preventivo	TOTAL	
	49	69	69	187	
TAREAS POR PORCENTAJE		26%	37%	37%	100%
COSTO POR HH EN COP		\$ 17.000	\$ 17.000	\$ 17.000	COSTO ANUAL DEL PLAN
COSTO POR TIPO DE TAREA		\$ 1.343.000	\$ 1.173.000	\$ 1.292.000	\$ 3.808.000
FRECUENCIA PREDOMINANTE		SEMESTRAL			
HH ASIGNADAS ANUALES 304	PdM	Inspeccion	Preventivo	Reactivos/5S.....	
	79	69	76	80	
HH EN PORCENTAJE		26%	23%	25%	26%
DISTRIBUCION DE HH PARA EL PLAN DE MANTO	49%		25%	26%	
	PdM/Inspección de Rutina		Sistematico	Reactivos/5S	
<b>Estándares de ejecución de mantenimiento para el 2015</b>					
<ul style="list-style-type: none"> <li>➤ 50% HH-HH Mantenimiento PdM/Inspección de Rutina</li> <li>➤ 30% HH-HH Mantenimiento Planes de Mantenimiento Sistémicos</li> <li>➤ 20% HH-HH Mantenimiento Mantenimiento Reactivo/Inspecciones SSMA /Operacional /5S</li> </ul>					

Fuente: El autor.

Tabla 7. Resumen Plan de Mantenimiento Redes de Media Tensión

REDES DE MEDIA TENSION					
TIPOS DE TAREAS	PM = Mantenimiento Planeado	EQUIPOS CLASE A	18	78%	
	AET = Tareas aplicables y costo/beneficios efectivas	EQUIPOS CLASE B	4	17%	
	RTF = Correr hasta falla/rotura	EQUIPOS CLASE C	1	4%	
		TOTAL	23	100%	
<b>Total de componentes</b>		23	PORCENTAJE		
Componentes con tareas tipo PM Y AET		22	96%		
Componentes con tareas RTF		1	4%		
NUMERO DE TAREAS POR TIPO	PdM	Inspeccion	Preventivo	TOTAL	
	14	23	9	46	
TAREAS POR PORCENTAJE		30%	50%	20%	100%
COSTO POR HH EN COP	\$ 17.000	\$ 17.000	\$ 17.000	COSTO ANUAL DEL PLAN	
COSTO POR TIPO DE TAREA	\$ 5.984.000	\$ 7.344.000	\$ 7.616.000	\$ 20.944.000	
<b>FRECUENCIA PREDOMINANTE</b>		<b>SEMESTRAL</b>			
HH ASIGNADAS ANUALES 1432	PdM	Inspeccion	Preventivo	Reactivos/5S.....	
	352	432	448	200	
HH EN PORCENTAJE		25%	30%	31%	14%
DISTRIBUCION DE HH PARA EL PLAN DE MANTO		55%		31%	14%
		PdM/Inspección de Rutina		Sistematico	Reactivos/5S
<b>Estándares de ejecución de mantenimiento para el 2015</b>					
<ul style="list-style-type: none"> <li>➤ 50% HH-HH Mantenimiento PdM/Inspección de Rutina</li> <li>➤ 30% HH-HH Mantenimiento Planes de Mantenimiento Sistémicos</li> <li>➤ 20% HH-HH Mantenimiento Mantenimiento Reactivo/Inspecciones SSMA /Operacional /5S</li> </ul>					

Fuente: El autor.

Tabla 8. Resumen Plan de Mantenimiento Subestaciones y Redes de Media Tensión

SUBESTACIONES ELÉCTRICAS Y REDES ELÉCTRICAS					
TIPOS DE TAREAS	PM = Mantenimiento Planeado	EQUIPOS CLASE A	94	75%	
	AET = Tareas aplicables y costo/beneficios efectivas	EQUIPOS CLASE B	17	13%	
	RTF = Correr hasta falla/rotura	EQUIPOS CLASE C	15	12%	
		TOTAL	126	100%	
Total de componentes		126	PORCENTAJE		
Componentes con tareas tipo PM Y AET		117	93%		
Componentes con tareas RTF		9	7%		
NUMERO DE TAREAS POR TIPO	PdM	Inspeccion	Preventivo	TOTAL	
	86	132	123	341	
TAREAS POR PORCENTAJE		25%	39%	36%	100%
COSTO POR HH EN COP		\$ 17.000	\$ 17.000	\$ 17.000	COSTO ANUAL DEL PLAN
COSTO POR TIPO DE TAREA		\$ 8.585.000	\$ 10.557.000	\$ 11.288.000	\$ 30.430.000
HH ASIGNADAS ANUALES 2126	PdM	Inspeccion	Preventivo	Reactivos/5S.....	
	505	621	664	336	
HH EN PORCENTAJE		24%	29%	31%	16%
DISTRIBUCION DE HH PARA EL PLAN DE MANTO	53%		31%	16%	
	PdM/Inspección de Rutina		Sistematico	Reactivos/5S	
<b>Estándares de ejecución de mantenimiento para el 2015</b>					
<ul style="list-style-type: none"> <li>➤ 50% HH-HH Mantenimiento PdM/Inspección de Rutina</li> <li>➤ 30% HH-HH Mantenimiento Planes de Mantenimiento Sistémicos</li> <li>➤ 20% HH-HH Mantenimiento Mantenimiento Reactivo/Inspecciones SSMA /Operacional /5S</li> </ul>					

Fuente: El autor.

## CONCLUSIONES

- La implementación de un programa de mantenimiento bajo la filosofía RCM permitirá hacer más confiable las subestaciones y redes eléctricas de media tensión de la industria siderurgia analizada, mejorando la calidad del suministro de la energía con una mayor disponibilidad, también serán instalaciones más seguras y en muchos casos más eficientes, logrando elevar la competitividad de la compañía, evitando costos por accidentes, fallas y paradas no programadas de operación.
- El costo del programa de mantenimiento, en especial en la técnicas predictivas debe verse como una inversión frente a la seguridad de las personas que puedan estar en riesgo, al costo de la infraestructura y de la producción que se puede ver afectada.
- El análisis del sistema eléctrico a través de análisis de Pareto, permitió identificar los mayores aportantes a las fallas (malos actores), los valores de confiabilidad medida como MTBF, mantenibilidad medida como MTTR y disponibilidad, lo que permitirá adicionalmente evaluar a futuro la estrategia planteada que busca mejorar estos indicadores.
- Se empleo la filosofía RCM bajo la metodología SRCM que cumple con SAE JA1011, donde se analizaron los sub sistemas, se determinaron sus funciones, fallas funcionales, modos y efectos de falla, se analizo su criticidad, los componentes y causas asociadas.
- Se establecieron planes modelo de mantenimiento para subestaciones tipo interior, tipo exterior y redes de media tensión; agrupados por disciplinas

para realizar inspecciones, actividades de mantenimiento predictivo y actividades sistemáticas de mantenimiento.

- Dentro de los primeros avances dentro de la gestión de mantenimiento bajo la filosofía SRCM podemos resaltar que a través de la aplicación de la metodología y posteriormente bajo el uso de técnicas predictivas se visualizaron varios aspectos permitirán aumentar la disponibilidad del sistema eléctrico, por tanto la aplicación total de los planes dará mayor confiabilidad al sistema:
  - a) Un hasta ahora desconocido desgaste de papel aislante de un transformador de la subestación principal, que llevo a un análisis de furanos más exhaustivo donde se determino la vida remante del transformador, lo cual permitirá prever el cambio oportuno del mismo.
  - b) Se hallo dentro de la red de enlaces un conductor con alta probabilidad de falla, lo cual permite programar oportunamente su cambio y evitar salidas no programadas de proceso.
  - c) La necesidad de cambios tecnológicos en dos puntos principalmente; algunos sistemas de protección y los ambientes de trabajo de una subestación.
- Se realizo la divulgación a los técnicos del plan de mantenimiento centrado en confiabilidad para la Subestación de 115 KV, la más crítica de la compañía analizada y se inicio la implementación de la estrategia de mantenimiento centrada en confiabilidad en SAP; sin embargo se reitera que como lo establece la metodología RCM debe existir una evaluación periódica para medir la efectividad de la estrategia de mantenimiento, esta periodicidad por política corporativa de la siderúrgica analizada se ha establecido como seis meses.

## BIBLIOGRAFIA

1340, N. N. (2004). *Niveles de tension en corriente alterna*. ICONTEC.

Arango, T. (26 de 08 de 2013). *Colombia tiene la energía más cara de Suramérica*.

awardspace.us. (s.f.). *Pilares del TMP*.

Confibilidad.net. (s.f.). *Confibilidad Operacional*.

Consultora, M. (s.f.). *Mantenimiento Centrado en Confiabilidad*.

Creecy, M. (2008). *SRCM Compliant with SAE JA 1011 Standard*. San Diego, United States: SKF Reliability Systems.

Espinosa, F. (s.f.). *Gestion de Mantenimeinto Industrial*.

F. Stanley, N., & Howard F., H. (1978). *RELIABILITY-CENTERED MAINTENANCE*. New York: Braun.

Ferreira, G. (2010). *Suministro de electricidad*. Cartagena: CREG, Comisión de Regulación de Energía y Gas.

gestionpass55. (s.f.). *ISO 55000 surge por los éxitos de PAS 55*.

IEEE. (2001). *IEEE GUIDE FOR FIELD TESTING AND EVALUATION OF THE INSULATION OF SHIELDED POWER CABLE*. IEEE.

INTERNATIONAL ORGANIZATION FOR STANDARDIZATION. (2004). *DRAFT INTERNATIONAL STANDARD ISO/DIS 14224*. International Organization for Standardization, 2004.

INTERNATIONAL, S. (s.f.). *Evaluation Criteria for Reliability-Centered Maintenance (Rcm)*

Moubray, J. (11 de 09 de 2011). *El camino hacia el RCM - Mantenimiento Centrado en Confiabilidad*.

Ortiz, D. (2013). *MANTENIMIENTO CENTRADO EN CONFIABILIDAD*. BOGOTÁ: ORTIZ RUIZ CONSULTORES S.A.S.

pass55.net. (s.f.). *PASS55 Asset Management*.

Primary-metal-manufacturing. (s.f.). *Aplicaciones CMMS para metal primario*.

Sanchez, A. (2010). La gestión de los activos físicos en la función mantenimiento. *Sistema de Información Científica*, 72 - 78.

SKF. (06 de 07 de 2007). *El proceso SRCM de SKF*.

SKF, G. (s.f.). *El proceso SRCM de SKF*.

Sojo, L. (s.f.). *El Desarrollo Sostenible enmarcado con el estándar mundial PAS 55 Asset Management*.

Tavares, L. A. (s.f.). *Administracion Moderna del Mantenimiento* .

Torell, W., & Avelar, V. *Tiempo medio entre fallas: explicacion y estandares*. APC Reliability.

## ANEXOS

### Anexo A. SAE JA 1011 Standards and SRCM Compliance Matrix

SAE JA 1011 Section	Description	SRCM Complies?		Method of Compliance
		Yes	No	
5.1	<b>Functions</b>	✓		See 5.1.2.
5.1.1	Operating context of asset shall be defined	✓		Operating context defined based on review of system description, operating manual, design documents, etc.
5.1.2	All functions of asset/system (primary and secondary) shall be identified	✓		Primary functions identified explicitly at system and subsystem level; secondary functions identified and analyzed implicitly at component level under primary functions.
5.1.3	All function statements shall contain a verb, an object, and a performance standard	✓		Performance standards are defined for primary functions at system and/or subsystem level to the satisfaction of asset user/owner; performance standards are not explicitly defined for secondary functions.
5.1.4	Performance standards shall be level of performance desired by asset user in its operating context	✓		See 5.1.3.
5.2	<b>Functional Failures</b> – all failed states associated with each function shall be identified	✓		Failure to meet required standards as defined for primary functions would result in functional failure of primary function; functional failure of secondary

SAE JA 1011 Section	Description	SRCM Complies?		Method of Compliance
		Yes	No	
				functions defined implicitly and analyzed with respect to failure effects and consequences.
5.3	<b>Failure Modes</b>	✓		See 5.3.1, 5.3.2, 5.3.3, 5.3.4, and 5.3.5.
5.3.1	All failure modes reasonably likely to cause each functional failure shall be identified	✓		All credible (reasonably likely) failure modes are identified and analyzed.
5.3.2	Method used to decide what constitutes a "reasonably likely" failure mode shall be acceptable to asset owner/user	✓		Credible failure modes are identified by the analyst to the satisfaction of asset owner/user.
5.3.3	Failure modes shall be identified at a level of causation that makes it possible to identify an appropriate failure management policy	✓		Failure causes identified for all Critical components and are identified at a level that would allow for identification of appropriate tasks that would preclude those failure causes; failure causes not identified for Non-Critical components. (see Criticality Analysis below)
5.3.4	Failure modes should include those that have happened before, those that are currently being prevented, and those that have not happened but are likely	✓		Historical data is reviewed to identify failure modes that have happened in the past; discussion with asset user/owner is used to determine what failure modes are being prevented; and those failure modes that have not yet happened but are likely are identified by the analyst in FMEA.
5.3.5	Failure modes should include any event or process that is likely to cause a functional failure including deterioration, design defects, and human error	✓		In certain instances failure modes are characterized by equipment degradation and not total failure; errors of omission and commission are addressed separately; this is acceptable per SAE JA 1012, 8.5.
5.4	<b>Failure Effects</b>	✓		See 5.4.1 and 5.4.2
5.4.1	Failure effects shall describe what would happen if no specific task is done to anticipate, prevent, or detect failure	✓		Done as part of FMEA in Criticality Analysis.
5.4.2	Failure effects shall include all information needed to support evaluation of consequences of failure	✓		Done as part of FMEA in Criticality Analysis.
5.5	<b>Failure consequence categories</b>	✓		See 5.5.1, 5.5.1.1, 5.5.1.2, and 5.5.2.
5.5.1	Consequence of every failure mode shall be formally categorized	✓		Done as part of establishing criticality criteria.
5.5.1.1	Consequence categorization process shall separate hidden from evident failure modes	✓		Hidden and evident failure modes are not explicitly defined; all equipment analyzed based on their intended design function; as such, hidden and evident failures are properly captured in the analysis.
5.5.1.2	Consequence categorization process shall clearly distinguish events that have safety and/or environmental consequences from those that have economic consequences	✓		Done as part of establishing criticality criteria.

SAE JA 1011 Section	Description	SRCM Complies?		Method of Compliance
		Yes	No	
5.5.2	Assessment of failure consequences shall be carried out as if no specific task is currently being done to anticipate, detect, or prevent failure	✓		Done as part of Criticality Analysis.
5.6	<b>Failure Management Policy Selection</b>	✓		See 5.6.1, 5.6.2, 5.6.3, and 5.6.4.
5.6.1	Failure management selection process shall take into account impact of age on conditional probability of failure mode	✓		Effect of component age is captured through condition monitoring for equipment that are monitored in this manner; impact of equipment age is also assessed when determining task frequency.
5.6.2	All scheduled tasks shall be technically feasible and worth doing (applicable and effective)	✓		All scheduled tasks are devised to eliminate failure causes for the associated failure modes; applicable and most cost-effective tasks are selected.
5.6.3	If two or more proposed failure management policies are technically feasible, the most cost-effective shall be selected	✓		Most cost-effective tasks are always selected.
5.6.4	Selection of failure management policies shall be carried out as if no specific task is currently being done to anticipate, prevent, or detect failure	✓		Task selection is performed assuming no tasks currently applied to anticipate, prevent, or detect failure; intent of task selection is to come up with the most cost-effective and applicable tasks w/o considering current tasks.
5.7	<b>Failure Management Policies – Scheduled Tasks</b>	✓		See 5.7.1, 5.7.1.1, 5.7.1.2, 5.7.1.3, 5.7.1.4, 5.7.2, 5.7.2.1, 5.7.2.2, 5.7.2.3, 5.7.2.4, 5.7.2.5, 5.7.3, 5.7.3.1, 5.7.3.2, 5.7.4, 5.7.4.1, 5.7.4.2, 5.7.4.3, 5.7.5, 5.7.5.1, 5.7.5.2, 5.7.5.3, and 5.7.5.4.
5.7.1	All scheduled tasks shall comply with 5.7.1.1, 5.7.1.2, 5.7.1.3, and 5.7.1.4	✓		See 5.7.1.1, 5.7.1.2, 5.7.1.3, and 5.7.1.4.
5.7.1.1	For evident failure modes with safety or environmental consequences, task shall reduce probability of failure mode to a level tolerable by asset user/owner	✓		Done during task selection; for evident failures with safety or environmental consequences, tasks are assigned to eliminate failure causes and thus reduce probability of failure to an acceptable level.
5.7.1.2	For hidden failure modes with safety or environmental consequences, task shall reduce probability of failure mode to a level tolerable by asset user/owner	✓		Done during task selection; for hidden failures with safety or environmental consequences, tasks are assigned to eliminate failure causes and thus reduce probability of failure to an acceptable level.
5.7.1.3	For evident failure modes w/o safety or environmental consequences, direct and indirect costs of task shall be less than direct and indirect costs of failure mode over comparable time periods	✓		Done during task selection; for evident failures w/o safety or environmental consequences cost-effective tasks are assigned.
5.7.1.4	For hidden failure modes w/o safety or environmental consequences, direct and indirect	✓		Done during task selection; for hidden failures w/o safety or environmental consequences cost-effective tasks are assigned.

SAE JA 1011 Section	Description	SRCM Complies?		Method of Compliance
		Yes	No	
	costs of tasks shall be less than direct and indirect costs of failure plus repair cost over comparable time periods			
5.7.2	On-condition tasks shall satisfy additional criteria in 5.7.2.1, 5.7.2.2, 5.7.2.3, 5.7.2.4, and 5.7.2.5	✓		See 5.7.2.1, 5.7.2.2, 5.7.2.3, 5.7.2.4, and 5.7.2.5.
5.7.2.1	There shall exist a clearly defined potential failure	✓		Done during task selection; on-condition tasks are assigned at proper frequency to detect the onset of equipment failure.
5.7.2.2	There shall exist an identifiable P-F interval	✓		Task frequencies for on-condition tasks are determined qualitatively based on historical data, engineering judgment, and user/owner experience; frequencies are set to allow for detection of deterioration and time to take action before equipment reaches a failed state (frequency < P-F interval).
5.7.2.3	Task interval shall be less than shortest likely P-F interval	✓		See 5.7.2.2.
5.7.2.4	It shall be physically possible to do task at intervals less than P-F interval	✓		This assessment is made during task and frequency selection.
5.7.2.5	Shortest time between discovery of a potential failure and occurrence of functional failure shall be long enough for pre-determined action to be taken to avoid, eliminate, or minimize consequences of failure mode	✓		This assessment is made during task and frequency selection.
5.7.3	Any scheduled discard task shall satisfy additional criteria in 5.7.3.1 and 5.7.3.2	✓		See 5.7.3.1 and 5.7.3.2.
5.7.3.1	There shall be a clearly defined age at which there is an increase in conditional probability of failure mode	✓		Effects of age on conditional probability of failure modes assessed qualitatively as part of task selection and frequency assignment.
5.7.3.2	A sufficiently large proportion of occurrences of failure mode shall occur after this age to reduce probability of premature failure to a level that is tolerable to asset user/owner	✓		See 5.7.3.1.
5.7.4	Any scheduled restoration task selected shall satisfy additional criteria in 5.7.4.1, 5.7.4.2, and 5.7.4.3	✓		See 5.7.4.1, 5.7.4.2, and 5.7.4.3.
5.7.4.1	There shall be a clearly defined age at which there is an increase in conditional probability of failure mode	✓		Effects of age on conditional probability of failure modes assessed qualitatively as part of task selection and frequency assignment.

SAE JA 1011 Section	Description	SRCM Complies?		Method of Compliance
		Yes	No	
5.7.4.2	A sufficiently large proportion of occurrences of failure mode shall occur after this age to reduce probability of premature failure to a level that is tolerable to asset user/owner	✓		See 5.7.4.1.
5.7.4.3	Task shall restore resistance to failure of component to a level that is tolerable to asset user/owner	✓		See 5.7.4.1.
5.7.5	Any failure-finding task selected shall satisfy additional criteria in 5.7.5.1, 5.7.5.2, 5.7.5.3, and 5.7.5.4	✓		See 5.7.5.1, 5.7.5.2, 5.7.5.3, and 5.7.5.4.
5.7.5.1	Basis upon which task interval is selected shall take into account the need to reduce probability of multiple failure of associated protected system to a level that is tolerable to asset user/owner	✓		Task intervals for failure-finding tasks are determined based on historical data, operating experience, and best engineering judgment; they are devised to reduce probability of failure to a level tolerable by asset user/owner.
5.7.5.2	Task shall confirm that all components covered by failure mode description are functional	✓		The intent of assigned failure finding tasks is to verify functionality of component/asset in its entirety.
5.7.5.3	Failure-finding task and associated interval selection process should take into account any probability that task itself might leave the hidden function in a failed state	✓		Task frequency is balanced against the potential adverse effects of task during task selection.
5.7.5.4	It shall be physically possible to do task at the specified intervals	✓		This determination is made during task selection; if failure-finding task cannot be performed due to inadequate access or w/o disturbing process or w/o damaging equipment, task is considered not applicable; other more applicable tasks are then considered.
5.8	<b>Failure Management Policies – One-time Changes and Run-to-Failure</b>	✓		See 5.8.1 and 5.8.2.
5.8.1	One-Time Changes	✓		See 5.8.1.1 and 5.8.1.2.
5.8.1.1	RCM process shall endeavor to extract desired performance of system as it is currently configured and operated by applying appropriate scheduled tasks	✓		Done as part of task selection.
5.8.1.2	In cases where such tasks cannot be found, one-time changes to asset or system may be necessary subject to criteria in 5.8.1.2.1, 5.8.1.2.2, 5.8.1.2.3, and 5.8.1.2.4	✓		Done as part of task selection.
5.8.1.2.1	In cases where failure is hidden, and associated multiple failure has safety or environmental	✓		Done as part of task selection.

SAE JA 1011 Section	Description	SRCM Complies?		Method of Compliance
		Yes	No	
	consequences, a one-time change that reduces probability of multiple failure to a level tolerable by asset user/owner is compulsory			
5.8.1.2.2	In cases where failure is evident and has safety or environmental consequences, a one-time change that reduces probability of failure to a level tolerable by asset user/owner is compulsory	✓		Done as part of task selection.
5.8.1.2.3	In cases where failure is hidden, and the associated multiple failure does not have safety or environmental consequences, any one-time change must be cost-effective in opinion of asset user/owner	✓		Done as part of task selection.
5.8.1.2.4	In cases where failure is evident and does not have safety or environmental consequences, any one-time change must be cost-effective in opinion of asset user/owner	✓		Done as part of task selection.
5.8.2	Run-to-Failure – Any run-to-failure policy selected shall satisfy appropriate criteria in 5.8.2.1 and 5.8.2.2	✓		See 5.8.2.1 and 5.8.2.2.
5.8.2.1	In cases where failure is hidden and there is no appropriate scheduled task, associated multiple failure shall not have safety or environmental consequences	✓		Done as part of Criticality Analysis.
5.8.2.2	In cases where failure is evident and there is no appropriate scheduled task, associated failure mode shall not have safety or environmental consequences	✓		Done as part of Criticality Analysis.
5.9	<b>A Living Program</b>	✓		See 5.9.1 and 5.9.2.
5.9.1	A periodic review is necessary to ensure that assets continue to fulfill the current functional expectations of users/owners	✓		Done as part of established living program.
5.9.2	Any RCM process shall provide for a review of information used to support decisions and decisions themselves	✓		Done as part of established living program.

## Anexo B. Matriz de criticidad

<b>AFECTA A SSMA SIGNIFICATIVAMENTE</b>	<b>5</b>	Causa Fatalidad o Accidentes Serios que Provocan Incapacidad					
		Condición de Salud Irreversible					
		Daños a Largo Plazo y/o Esparcidos al Ambiente					
		Equipo Controlado por Legislación					
	<b>3</b>	Lesiones leves					
		Impacto financiero sobre el negocio (sanciones).					
		Efectos nocivos para la salud de una o más personas					
		Perturbación ecológica de baja duración y/o impactos restringidos en el área ambiental					
	<b>1</b>	Primeros auxilios					
Efectos leves para la salud							
No afecta el medio ambiente							
<b>AFECTA CALIDAD DEL PRODUCTO</b>	<b>5</b>	Afecta a la calidad del producto final (fuera de especificación para el cliente externo)					
	<b>3</b>	Afecta al producto para cliente interno (no afecta cliente externo; es posible de recuperación)					
	<b>1</b>	No afecta a la calidad o especificación del producto.					
<b>AFECTA LA PRODUCCIÓN</b>	<b>5</b>	Afecta a la meta anual de producción de la planta (irrecuperable)					
	<b>3</b>	Afecta a la producción de la planta (no afecta a la meta anual, recuperable)					
	<b>1</b>	No afecta a la producción					
<b>COSTO DE MANTENIMIENTO ELEVADO</b>	<b>5</b>	Genera un costo de mantenimiento igual o superior al 5% del presupuesto mensual de mantenimiento asignado					
	<b>3</b>	Genera un costo de mantenimiento de entre un 2% y un 5% del presupuesto mensual de mantenimiento asignado					
	<b>1</b>	No afecta significativamente el presupuesto de mantenimiento asignado (< 2%)					
<b>CRITERIOS PARA DEFINIR CRITICIDAD DE ACUERDO A LA SUMATORIA EN LOS ASPECTOS ANALIZADOS</b>							
<b>Clase A</b>	Aquellas equipos cuya puntuación sea 5 en cualquiera de los siguientes criterios SSMA, Calidad, Producción y Costo de Mantenimiento						
<b>Clase B</b>	Aquellos equipos cuya puntuación sea mayor o igual a 8						
<b>Clase C</b>	Aquellos equipos cuya puntuación sea menor de 8						
<b>TABLA DE CALCULO PARA DETERMINAR LA CRITICIDAD</b>							
<b>EQUIPO</b>		<b>CALIFICACIÓN</b>				<b>CLASIFICACIÓN</b>	
<b>UBICACIÓN TECNICA</b>	<b>DESCRIPCIÓN</b>	<b>SSMA</b>	<b>CALIDAD</b>	<b>PRODUCCION</b>	<b>COSTO</b>	<b>CRITICIDAD</b>	<b>PUNTUACIÓN</b>
		1	1	1	1	<b>ClaseC</b>	4

## Anexo C. Análisis SRCM inicial para Subestaciones Tipo Exterior

SUB SISTEMA	FUNCION	FALLA FUNCIONAL	ACTIVO ASOCIADO	CODIGO ISO 14224 DE LA FALLA	MODOS DE FALLA	EFFECTOS DE FALLA			
BAHIA DE LINEA PAIPA I	Transportar y/o interrumpir controladamente la Potencia Electrica hasta 116 MVA, segun las necesidades operacionales de la Planta	No transportar y/o no interrumpir controladamente la Potencia Electrica, segun las necesidades operacionales de la Planta	Seccionador LDS1	FTS	No se cierra y/o abre al momento de comandar	No se energiza y/o desenergiza la Terna en 115 Kv			
				OHE	Punto caliente	Resistencia de los contactos principales elevado			
				PLU	Accionamiento atascado	No se energiza y/o desenergiza la Terna en 115 Kv			
			Aisladores	INL	Fuga interna y/o externa	Terna inoperativa - salida de sistema por bajo aislamiento			
				STD	Deficiencia estructural - corrosión inaceptable	Ruptura aislador - Terna inoperativa			
				FTS	No se cierra y/o abre al momento de comandar	No se aterriza la terna y/o no permite energizar la Terna			
			Cuchilla de Puesta a Tierra	OHE	Punto caliente	Resistencia de los contactos principales elevado			
				PLU	Accionamiento atascado	No se aterriza la terna y/o no permite energizar la Terna			
				FTS	No se cierra y/o abre al momento de comandar	No se energiza y/o desenergiza la Terna en 115 Kv			
			Seccionador BDS 1	OHE	Punto caliente	Resistencia de los contactos principales elevado			
				PLU	Accionamiento atascado	No se energiza y/o desenergiza la Terna en 115 Kv			
				FTS	No se cierra y/o abre al momento de comandar	No se energiza y/o desenergiza la Terna en 115 Kv			
			Interrupor CB1	ELU	Fuga externa - medio de servicio	Presencia de arco en cierre o apertura			
				STD	Deficiencia estructural - corrosión inaceptable	Vibracion en Cierre o Apertura			
				OTH	Otros - Fuga interna	Deficiencia de aislamiento			
				BRD	Colapso	Agarrotamiento, roturas, explosión - Terna inoperativa			
				PLU	Accionamiento atascado	No se energiza y/o desenergiza la Terna en 115 Kv			
				FTS	No se cierra y/o abre al momento de comandar	No se energiza y/o desenergiza la Terna en 115 Kv			
			Seccionador BDS 2	OHE	Punto caliente	Resistencia de los contactos principales elevado			
				PLU	Accionamiento atascado	No se energiza y/o desenergiza la Terna en 115 Kv			
				ERO	Energía de salida errática	Falsos disparos de la subestacion, falsos consumos			
			Transformadores de corriente	ELU	Fuga externa - medio de servicio	Presencia de arco por fuga			
				STD	Deficiencia estructural - corrosión inaceptable	Ruptura transformador - Terna inoperativa			
			Transformadores de potencial	FOV	Voltaje de salida defectuoso	Falsos disparos de la subestacion, falsos consumos			
				ELU	Fuga externa - medio de servicio	Presencia de arco por fuga			
			Descargadores de SobreTension	IHT	Transferencia de calor insuficiente	Sobrecarga de los elementos por la disipación de energia			
				ELP	Fuga externa - medio de procesamiento	Descargas parciales			
				ERO	Energía de salida errática - no opera	No se descarga la linea			
				STD	Deficiencia estructural - corrosión inaceptable	Ruptura transformador - Terna inoperativa			
			Apantallamiento	STD	Deficiencia estructural - corrosión inaceptable	Ruptura guardas, bajantes, pozos - Pantalla inoperativa			
				LOO	Baja energia de salida - Transmite energia reducida	No se despeja la falla - llega a la terna			
			BAHIA DE LINEA PAIPA II	Transportar y/o interrumpir controladamente la Potencia Electrica hasta 116 MVA, segun las necesidades operacionales de la Planta	No transportar y/o no interrumpir controladamente la Potencia Electrica, segun las necesidades operacionales de la Planta	Seccionador LDS2	FTS	No se cierra y/o abre al momento de comandar	No se energiza y/o desenergiza la Terna en 115 Kv
							OHE	Punto caliente	Resistencia de los contactos principales elevado
							PLU	Accionamiento atascado	No se energiza y/o desenergiza la Terna en 115 Kv
						Aisladores	INL	Fuga interna y/o externa	Terna inoperativa - salida de sistema por bajo aislamiento
							STD	Deficiencia estructural - corrosión inaceptable	Ruptura aislador - Terna inoperativa
FTS	No se cierra y/o abre al momento de comandar	No se aterriza la terna y/o no permite energizar la Terna							
Cuchilla de Puesta a Tierra 2	OHE	Punto caliente				Resistencia de los contactos principales elevado			
	PLU	Accionamiento atascado				No se aterriza la terna y/o no permite energizar la Terna			
	FTS	No se cierra y/o abre al momento de comandar				No se energiza y/o desenergiza la Terna en 115 Kv			
Seccionador BDS 6	OHE	Punto caliente				Resistencia de los contactos principales elevado			
	PLU	Accionamiento atascado				No se energiza y/o desenergiza la Terna en 115 Kv			
	FTS	No se cierra y/o abre al momento de comandar				No se energiza y/o desenergiza la Terna en 115 Kv			
Interrupor CB3	ELU	Fuga externa - medio de servicio				Presencia de arco en cierre o apertura			
	STD	Deficiencia estructural - corrosión inaceptable				Vibracion en Cierre o Apertura			
	OTH	Otros - Fuga interna				Deficiencia de aislamiento			
	BRD	Colapso				Agarrotamiento, roturas, explosión - Terna inoperativa			
	PLU	Accionamiento atascado				No se energiza y/o desenergiza la Terna en 115 Kv			
	FTS	No se cierra y/o abre al momento de comandar				No se energiza y/o desenergiza la Terna en 115 Kv			
Seccionador BDS 5	OHE	Punto caliente				Resistencia de los contactos principales elevado			
	PLU	Accionamiento atascado				No se energiza y/o desenergiza la Terna en 115 Kv			
	ERO	Energía de salida errática				Falsos disparos de la subestacion, falsos consumos			
Transformadores de corriente	ELU	Fuga externa - medio de servicio				Presencia de arco por fuga			
	STD	Deficiencia estructural - corrosión inaceptable				Ruptura transformador - Terna inoperativa			
Transformadores de potencial	FOV	Voltaje de salida defectuoso				Falsos disparos de la subestacion, falsos consumos			
	ELU	Fuga externa - medio de servicio				Presencia de arco por fuga			
Descargadores de SobreTension	STD	Deficiencia estructural - corrosión inaceptable				Ruptura transformador - Terna inoperativa			
	ELU	Fuga externa - medio de servicio				Presencia de arco por fuga			
Apantallamiento	IHT	Transferencia de calor insuficiente				Sobrecarga de los elementos por la disipación de energia			
	ELP	Fuga externa - medio de procesamiento				Descargas parciales			
	ERO	Energía de salida errática - no opera				No se descarga la linea			
	STD	Deficiencia estructural - corrosión inaceptable				Ruptura guardas, bajantes, pozos - Pantalla inoperativa			
	STD	Deficiencia estructural - corrosión inaceptable				Ruptura transformador - Terna inoperativa			
	LOO	Baja energia de salida - Transmite energia reducida				No se despeja la falla - llega a la terna			
	OHE	Sobrecalentamiento - Temperatura excesiva				Ruptura de Sistemas de Puesta a tierra			

SUB SISTEMA	FUNCION	FALLA FUNCIONAL	ACTIVO ASOCIADO	CODIGO ISO 14224 DE LA FALLA	MODOS DE FALLA	EFFECTOS DE FALLA
BAHIA DE TRANSFERENCIA CB2	Transportar y/o interrumpir controladamente la Potencia Electrica hasta 66 MVA, segun las necesidades operacionales de la Planta	No transportar y/o no interrumpir controladamente la Potencia Electrica, segun las necesidades operacionales de la Planta	Aisladores	INL	Fuga interna y/o externa	Terna inoperativa - salida de sistema por bajo aislamiento
				STD	Deficiencia estructural - corrosión inaceptable	Ruptura aislador - Terna inoperativa
			Seccionador BDS 4	FTS	No se cierra y/o abre al momento de comandar	No se energiza y/o desenergiza la Terna en 115 Kv
				OHE	Punto caliente	Resistencia de los contactos principales elevado
				PLU	Accionamiento atascado	No se energiza y/o desenergiza la Terna en 115 Kv
			Interruptor CB2	FTS	No se cierra y/o abre al momento de comandar	No se energiza y/o desenergiza la Terna en 115 Kv
				ELU	Fuga externa - medio de servicio	Presencia de arco en cierre o apertura
				STD	Deficiencia estructural -corrosión inaceptable	Vibración en Cierre o Apertura
				OTH	Otros - Fuga interna	Deficiencia de aislamiento
				BRD	Colapso	Agarrotamiento, roturas, explosión - Terna inoperativa
				PLU	Accionamiento atascado	No se energiza y/o desenergiza la Terna en 115 Kv
			Seccionador BDS 3	FTS	No se cierra y/o abre al momento de comandar	No se energiza y/o desenergiza la Terna en 115 Kv
				OHE	Punto caliente	Resistencia de los contactos principales elevado
				PLU	Accionamiento atascado	No se energiza y/o desenergiza la Terna en 115 Kv
			Transformadores de corriente	ERO	Energía de salida errática	Falsos disparos de la subestacion, falsos consumos
				ELU	Fuga externa - medio de servicio	Presencia de arco por fuga
			Transformadores de potencial	STD	Deficiencia estructural -corrosión inaceptable	Ruptura transformador - Terna inoperativa
				FOV	Voltaje de salida defectuoso	Falsos disparos de la subestacion, falsos consumos
			Descargadores de SobreTension	ELU	Fuga externa - medio de servicio	Presencia de arco por fuga
				IHT	Transferencia de calor insuficiente	Sobrecarga de los elementos por la disipación de energía
				ELP	Fuga externa - medio de procesamiento	Descargas parciales
				ERO	Energía de salida errática - no opera	No se descarga la línea
			Apantallamiento	STD	Deficiencia estructural -corrosión inaceptable	Ruptura guardas, bajantes, pozos - Pantalla inoperativa
				LOO	Baja energía de salida - Transmite energía reducida	No se despeja la falla - llega a la terna
OHE	Sobrecalentamiento - Temperatura excesiva	Ruptura de Sistemas de Puesta a tierra				
BAHIA DE TRANSFORMACION PDR T1	Transformar la potencia electrica necesaria para la planta hasta 50 MVA a los niveles de voltaje requeridos.	No transformar la potencia electrica necesaria para la planta a los niveles de voltaje requeridos.	Aisladores	INL	Fuga interna y/o externa	Terna inoperativa - salida de sistema por bajo aislamiento
				STD	Deficiencia estructural - corrosión inaceptable	Ruptura aislador - Terna inoperativa
			Seccionador TDS1	FTS	No se cierra y/o abre al momento de comandar	No se energiza y/o desenergiza la Terna en 115 Kv
				OHE	Punto caliente	Resistencia de los contactos principales elevado
				PLU	Accionamiento atascado	No se energiza y/o desenergiza la Terna en 115 Kv
			Transformador T1	FOV	No transforma energía en condiciones nominales	Efectos electromagnéticos - Aumento de temperatura
				ELP	Fuga externa - medio de procesamiento	Disparo de bulcholz- Aumento de temperatura
				VIB	Vibración	Ruido - desajuste de conexiones
				LOO	Baja energía de salida	Calentamiento del equipo
				AOH	Energía de salida anormal - alta	Tendencia a presentar sobretensiones, alta energía de salida
				ERO	Energía de salida errática - bucholz	Disparo de del transformador
			Ventilacion	LOO	Baja energía de salida	Calentamiento del equipo
				OHE	Punto caliente	Resistencia de los contactos principales elevado
			Descargadores de SobreTension	LOO	Falla en la fuente de alimentación	Transformador sin ventilacion forzada
				ELU	Fuga externa - medio de servicio	Presencia de arco por fuga
				IHT	Transferencia de calor insuficiente	Sobrecarga de los elementos por la disipación de energía
				ELP	Fuga externa - medio de procesamiento	Descargas parciales
			Apantallamiento	ERO	Energía de salida errática - no opera	No se descarga la línea
				STD	Deficiencia estructural -corrosión inaceptable	Ruptura transformador - Terna inoperativa
				STD	Deficiencia estructural -corrosión inaceptable	Ruptura guardas, bajantes, pozos - Pantalla inoperativa
				LOO	Baja energía de salida - Transmite energía reducida	No se despeja la falla - llega a la terna
				OHE	Sobrecalentamiento - Temperatura excesiva	Ruptura de Sistemas de Puesta a tierra

SUB SISTEMA	FUNCION	FALLA FUNCIONAL	ACTIVO ASOCIADO	CODIGO ISO 14224 DE LA FALLA	MODOS DE FALLA	EFFECTOS DE FALLA			
BAHIA DE TRANSFORMACION PDR T2	Transformar la potencia electrica necesaria para la planta hasta 50 MVA a los niveles de voltaje requeridos.	No transformar la potencia electrica necesaria para la planta a los niveles de voltaje requeridos.	Aisladores	INL	Fuga interna y/o externa	Terna inoperativa - salida de sistema por bajo aislamiento			
				STD	Deficiencia estructural - corrosión inaceptable	Ruptura aislador - Terna inoperativa			
			Seccionador TDS 2	FTS	No se cierra y/o abre al momento de comandar	No se energiza y/o desenergiza la Terna en 115 Kv			
				OHE	Punto caliente	Resistencia de los contactos principales elevado			
				PLU	Accionamiento atascado	No se energiza y/o desenergiza la Terna en 115 Kv			
			Transformador T 2	FOV	No transforma energía en condiciones nominales	Efectos electromagneticos - Aumento de temperatura			
				ELP	Fuga externa – medio de procesamiento	Disparo de bulcholz- Aumento de temperatura			
				VIB	Vibración	Ruido - desajuste de conexiones			
				LOO	Baja energía de salida	Calentamiento del equipo			
				AOH	Energía de salida anormal – alta	Tendencia a presentar sobretensiones, alta energía de salida			
			Ventilacion	ERO	Energía de salida errática - bucholz	Disparo de del transformador			
				LOO	Baja energía de salida	Calentamiento del equipo			
				OHE	Punto caliente	Resistencia de los contactos principales elevado			
			Descargadores de SobreTension	LOO	Falla en la fuente de alimentación	Transformador sin ventilacion forzada			
				ELU	Fuga externa – medio de servicio	Presencia de arco por fuga			
				IHT	Transferencia de calor insuficiente	Sobrecarga de los elementos por la disipación de energía			
				ELP	Fuga externa – medio de procesamiento	Descargas parciales			
			Apantallamiento	ERO	Energía de salida errática - no opera	No se descarga la línea			
				STD	Deficiencia estructural -corrosión inaceptable	Ruptura transformador - Terna inoperativa			
				STD	Deficiencia estructural -corrosión inaceptable	Ruptura guardas, bajantes, pozos - Pantalla inoperativa			
LOO	Baja energía de salida - Transmite energía reducida	No se despeja la falla - llega a la terna							
MODULO DE MEDICION, PROTECCIONES Y CONTROL EN 115 KV	Sensor y enviar señales electricas para efectuar medicion, control y protección de la subestacion.	No sensor y/o no enviar señales electricas para efectuar medicion, control y protección de la subestacion.	Medidores	AOL	Energía de salida anormal	Medida erronea			
				AIR	Lectura anormal del instrumento	Medida erronea - falso disparo			
			Reles	ERO	Energía de salida errática	Falso disparo			
				OWD	Opera sin previa demanda	Falso disparo			
				PDE	Desviación del parámetro	Subestacion sin proteccion.			
				FTF	No funcionan al momento de activarlas	Subestacion sin proteccion.			
				UNK	Desconocido	Información inadecuada/no disponible			
			Comandos	LOO	Falla en la fuente de alimentación	Subestacion sin proteccion.			
				FTF	No funciona al momento de encender	No se energiza y/o desenergiza la Terna en 115 Kv			
				OWD	Opera sin previa demanda	Falso comando de la subestacion			
			AUXILIARES SUBESTACION	Mantener y distribuir la potencia electrica auxiliar a los niveles de tension, corriente e iluminacion adecuados para la subestacion	No mantener y/o distribuir la potencia electrica auxiliar a los niveles de tension, corriente e iluminacion adecuados para la subestacion	Baterias y cargador	ERO	Energía de salida errática	No cargan las baterias (subestacion sin control y proteccion)
							SPS	Falsa parada	Baterias fuera de servicio (subestacion sin control)
FTF	No funciona al momento de encender	No se energiza la salidas de DC (subestacion sin control)							
Transformador auxiliar	LOO	Falla en la fuente de alimentación				Sin baterias (subestacion sin control y proteccion)			
	ERO	Energía de salida errática				Subestacion sin auxiliares y ventilacion forzada			
	VIB	Vibración				Ruido - desajuste de conexiones			
	LOO	Falla en la fuente de alimentación				Subestacion sin auxiliares y ventilacion forzada			
Alumbrado	ELU	Fuga externa – medio de servicio				Presencia de arco por fuga			
	OHE	Punto caliente				Resistencia de los contactos principales elevado			
	FTF	No funciona al momento de encender				Subestacion sin alumbrado			
			LOO	Falla en la fuente de alimentación	Subestacion sin alumbrado				

## Anexo D. Causas de falla para Subestaciones Tipo Exterior

ITEM	CLASE DE COMPONENTE	CRITICIDAD	MODOS DE FALLA	EFFECTOS DE FALLA	PARTES	MECANISMO DE FALLA
1	Seccionador	critico	No se cierra y/o abre al momento de comandar	No se energiza y/o desenergiza la Terna en 115 Kv	Bobinas de cierre, resortes, motor, accionamiento, fines de curso	perdida de señal, falso contacto, problema mecanico o electrico en motor
			Punto caliente	Resistencia de los contactos principales elevado	Contactos fijo y movil, conectores	falso contacto, problemas en los conectores
			Accionamiento atascado	No se energiza y/o desenergiza la Terna en 115 Kv	Contacto movil, aislador rotativo, aisladores soporte	material particulado, perdida de señal, desplazamiento erroneo,
2	Aisladores	critico	Fuga interna y/o externa	Terna inoperativa - salida de sistema por bajo aislamiento	Porcelanas, Polimeros	alta polucion en aisladores, falla en material del aislador
			Deficiencia estructural - corrosión inaceptable	Ruptura aislador - Terna inoperativa	Soportes metalicos	corrosion alta en estructura y anclajes, esfuerzo mecanico en montaje
3	Cuchilla de Puesta a Tierra	critico	No se cierra y/o abre al momento de comandar	No se aterriza la terna y/o no permite energizar la Terna	Contacto movil, mecanismo de ma	daño en mecanismo, anclajes en mal estado, falta de lubricacion, falso contacto. Cuchillas con contactos desgastados,
			Punto caliente	Resistencia de los contactos principales elevado	Conectores a tierra	falso contacto. Cuchillas con contactos desgastados
			Accionamiento atascado	No se aterriza la terna y/o no permite energizar la Terna	Contacto movil, mecanismo de ma	daño en mecanismo, anclajes en mal estado, falta de lubricacion
4	Interruptor - Disyuntor	critico	No se cierra y/o abre al momento de comandar	No se energiza y/o desenergiza la Terna en 115 Kv	Bobinas de cierre, resortes, motor, accionamiento, fines de curso	perdida de señal, falso contacto, problema mecanico o electrico en motor
			Fuga externa – medio de servicio	Presencia de arco en cierre o apertura	Camara de interrupcion	fuga en encapsulado. Polucion elevada
			Deficiencia estructural - corrosión inaceptable	Vibracion en Cierre o Apertura	Soportes aislantes, estructura metal	anclajes corroidos. Estructura oxidada, fatiga de material
			Otros - Fuga interna	Deficiencia de aislamiento	Camara de interrupcion	porosidad en aislamiento. Cuba en mal estado, dielectrico contaminado. Dielectrico con alta humedad, perdida de características dielectricas
			Colapso	Agarrotamiento, roturas, explosión - Terna inoperativa	Camara de interrupcion, Soportes aislantes	perdida de aislamiento, aceite con contenido alto de humedad, perdida dielectrica de interruptor
Accionamiento atascado	No se energiza y/o desenergiza la Terna en 115 Kv	Resortes, motor, accionamiento	daño en mecanismo, anclajes en mal estado, falta de lubricacion			
5	Transformadores de corriente	critico	Energía de salida errática	Falsos disparos de la subestacion, falsos consumos	Bobinados, conexiones secundarias, bushing interno	perdidas de aislamiento. Alta contaminacion en aisladores. Material fatigado, falsa señal, arco en contactos.
			Fuga externa – medio de servicio	Presencia de arco por fuga	Domo metalico, soportes aislantes	alta polucion en aisladores, falla en material del aislador
			Deficiencia estructural - corrosión inaceptable	Ruptura transformador - Terna inoperativa	Base metalica, caja de terminales, cajas de sujecion, soportes aislantes	anclajes corroidos. Estructura oxidada, fatiga de material
6	Transformadores de potencial	critico	Voltaje de salida defectuoso	Falsos disparos de la subestacion, falsos consumos	Bobinados, conexiones secundarias, bushing interno	fallas en aislamiento. Fugas altas por corrientes parasitas, falla en bobinados primario o secundario
			Fuga externa – medio de servicio	Presencia de arco por fuga	Soportes aislantes, dielectricos	alta polucion en el aislamiento, falla del aislamiento.
			Deficiencia estructural - corrosión inaceptable	Ruptura transformador - Terna inoperativa	Base metalica, caja de terminales, cajas de sujecion, soportes aislantes	anclajes corroidos. Estructura oxidada, fatiga de material
7	Descargadores de SobreTension	critico	Fuga externa – medio de servicio	Presencia de arco por fuga	Camaras de descarga, porcelana, polimero	Suciedad, Contacto deficiente, Elevada temperatura por sobrecarga
			Transferencia de calor insuficiente	Sobrecarga de los elementos por la disipación de energía	Conector a tierra, Pernos, conductos de escape	Pozo deficiente, Suciedad, Contacto deficiente, Elevada temperatura por sobrecarga
			Fuga externa – medio de procesamiento	Descargas parciales	Bloques de ZnO, sellantes	Numero de descargas cumplidas, bloque fatigado, dielectrico con perdidas de propiedades, suciedad
			Energía de salida errática - no opera	No se descarga la linea	Bloques de ZnO, conexión a tierra	Numero de descargas cumplidas, contacto deficiente, Conexiones sueltas, Cableado abierto
			Deficiencia estructural - corrosión inaceptable	Ruptura transformador - Terna inoperativa	Porcelana, Polimero, Soportes, cone	Vibración, impactos, elevada potencia de descarga, numero de descargas cumplidas, contacto deficiente, ambiente corrosivo
8	Apantallamiento	critico	Deficiencia estructural - corrosión inaceptable	Ruptura guardas, bajantes, pozos - Pantalla inoperativa	Cables aereos, bajantes, conectores	Soltura mecánica, ambiente corrosivo, Contacto deficiente, Conexiones sueltas, Cableado abierto
			Baja energía de salida - Transmite energía reducida	No se despeja la falla - llega a la terna	Pozo de tierras, conectores, cables	Soltura mecánica, ambiente corrosivo, Contacto deficiente, Conexiones sueltas, Cableado abierto, pozo deficiente
			Sobrecalentamiento - Temperatura excesiva	Ruptura de Sistemas de Puesta a tierra	Conectores, cables	Elevada temperatura, sobrecarga, Contacto deficiente

ITEM	CLASE DE COMPONENTE	CRITICIDAD	MODOS DE FALLA	EFFECTOS DE FALLA	PARTES	MECANISMO DE FALLA
9	Transformador de potencia	critico	No transforma energía en condiciones nominales	Efectos electromagnéticos - Aumento de temperatura	Cambiador de taps, bobinados, conexiónado, tensión de alimentación	Daño en engranajes, Atascamiento elementos mecánicos, Bobinado en corto, Sobrecarga, Contacto deficiente, Cableado desajustado, Cableado deteriorado, Cableado en corto
			Fuga externa – medio de procesamiento	Disparo de bulcholz- Aumento de temperatura	Tanque de expansión, valvula del tanque, cuba, radiadores	Elevada temperatura, ruptura por vibración, Atascamiento elementos mecánicos
			Vibración	Ruido - desajuste de conexiones	Entrehierros, Cuba, Radiadores, ventiladores	Soltura mecánica, Conexiones sueltas; Cableado abierto; Elevada temperatura
			Energía de salida anormal – alta	Tendencia a presentar sobretensiones, alta energía de salida	Cambiador de taps, bobinados, conexiónado	Daño en engranajes, Atascamiento elementos mecánicos, Bobinado en corto, Sobrecarga
			Baja energía de salida	Calentamiento del equipo	Cambiador de taps, bobinados, conexiónado, tensión de alimentación	Daño en engranajes, Atascamiento elementos mecánicos, Bobinado en corto, Sobrecarga, Contacto deficiente, Cableado desajustado, Cableado deteriorado, Cableado en corto
			Energía de salida errática - bucholz	Disparo de del transformador	Sensor, cableado	Relés en falla, Contacto deficiente, Elevada temperatura
10	Ventilacion forzada	critico	Baja energía de salida	Calentamiento del equipo	Motores, ventiladores, radiadores	etapa de enfriamiento en falla. Motor de ventilador frenado, pérdidas magnéticas en los núcleos. Pérdidas de aislamientos en los bobinados
			Punto caliente	Resistencia de los contactos principales elevado	Bornes de motores y acometidas	alta contaminación en bornes. Puntos de conexión deficiente, deterioro en los aislamiento de los cables
			Falla en la fuente de alimentación	Transformador sin ventilacion forzada	Trafo auxiliar AC, interruptor ventilado	falla en sistema de alimentación de sistema auxiliar, transformador auxiliar con fallas en bobinados primario o secundario. Recalentamiento en fase de alimentación
11	Medidores	critico	Energía de salida anormal	Medida erronea	Programacion, metrologia del instrum	Descalibracion del medidor. Falla en transformadores de potencial o corriente.
			Lectura anormal del instrumento	Medida erronea - falso disparo	Tarjetas, cableado, conexiónado	Descalibracion del medidor, programación o seteo erroneo de parametros de protecciones. Tarjetas en falla
12	Reles	critico	Energía de salida errática	Falso disparo	Tarjetas, cableado, conexiónado	Suciedad, Contacto deficiente, Cableado desajustado, Cableado desajustado, Elevada temperatura, Tarjetas electrónica en falla
			Opera sin previa demanda	Falso disparo	Tarjetas, cableado, conexiónado	Relés en falla, Bobinado en corto, Suciedad, Contacto deficiente
			Desviación del parámetro	Subestacion sin proteccion.	Selectores,	Soltura mecánica, Contacto deficiente
			No funcionan al momento de activarlas	Subestacion sin proteccion.	Bimetálicos, bobinas, contactos	Contacto deficiente, Cableado desajustado, Suciedad, Cableado abierto, Tarjetas electrónica en falla
			Desconocido	Información inadecuada/no disponible	Bobinas, bimetálicos	Tarjetas electrónica en falla
			Falla en la fuente de alimentación	Subestacion sin proteccion.	Acometidas, Interruptor Auxiliares DC, Fuente interna	Contacto deficiente, Cableado desajustado, Cableado desajustado, Breaker no acciona, Suciedad, Tarjetas electrónica en falla
13	Comandos	critico	No funciona al momento de encender	No se energiza y/o desenergiza la Tema en 115 Kv	Pulsadores, cableado, motores, fines de curso, mecanismo	Contacto deficiente, Suciedad, Atascamiento elementos mecánicos
			Opera sin previa demanda	Falso comando de la subestacion	Pulsadores, cableado	Contacto deficiente, falsa señal de comando
			Falla en la fuente de alimentación	Subestacion sin proteccion.	Tension DC, cableado, pulsadores, conmutadores	Tarjetas electrónica en falla. Caída de tensión en control, falla en fuente de alimentación
14	Baterias y cargador	critico	Energía de salida errática	No cargan las baterias (subestacion sin control y proteccion)	Inversor, Baterias, conexiónado	Bateria baja de carga. Falla a tierra en cargador, Falla de control
			Falsa parada	Baterias fuera de servicio (subestacion sin control)	Control cargador, error de sensado de señales	Falla de control, Fallas en cableado, bateria en corto. Subtension en cargador.
			No funciona al momento de encender	No se energiza la salidas de DC (subestacion sin control)	Acometida DC, control, baterias	Baterias con baja carga. Cargador con falla en control, falla en inversor
			Falla en la fuente de alimentación	Sin baterias (subestacion sin control y proteccion)	Trafo Auxiliares, interruptor cargador, acometida AC	Tarjetas electrónica en falla. Caída de tensión en control, falla en fuente de alimentación
15	Transformador auxiliar	critico	Energía de salida errática	Subestacion sin auxiliares y ventilacion forzada	Ausencia de una o dos fases en MT	falla en sistema de alimentacion de sistema auxiliar, transformador auxiliar con fallas en bobinados primario o secundario. Recalentamiento en fase de alimentacion
			Vibración	Ruido - desajuste de conexiones	Entrehierros, Cuba	Daño en núcleos. Desajuste en bobinados primario o secundario
			Falla en la fuente de alimentación	Subestacion sin auxiliares y ventilacion forzada	Cortacircuitos, cable, salida HMB1-8	Caída de tensión en control, sobrecarga, cable aterrizado
			Fuga externa – medio de servicio	Presencia de arco por fuga	Cuba, aceite dielectrico	alta polución en aisladores, falla en material del aislador
			Punto caliente	Resistencia de los contactos principales elevado	Borneras en Media y baja tension	alta contaminación en bornes. Puntos de conexión deficiente, deterioro en los aislamiento de los cables.
16	Sistema contraincendio	critico	No funciona al momento de encender	Incendio en sala de control	Control (actuador, sensores)	sensor de humo en falla. Sistema de alarma contraincendio desprogramado
			Falla en la fuente de alimentación	Subestacion sin sistema contraincendios	Trafo Auxiliares, interruptor auxiliares AC	Tarjetas electrónica en falla. Caída de tensión en control, falla en fuente de alimentación

## Anexo E. Plan de Mantenimiento la Subestación Principal en 115 KV

UNIDAD DE EQUIPO	COMPONENTE / ITEM MANTENIBLE	DISCIPLINA	DESCRIPCIÓN OPERACIÓN	FRECUENCIA FINALES										N° PERSONAS	DURACIÓN (Hrs)	HH	TIPO DE TAREA				
				1D	1S	2S	1M	2M	3M	4M	6M	1A	2A					3A			
BAHIA DE LINEA PAIPA I	Seccionador LDS1	Electricos	Inspección visual														1	1	1	INSPECCIÓN	
		Electricos	Mantenimiento : limpieza, lubricacion, manto a motor, verificacion de torques y angulos de desplazamiento, verificacion de funcionamiento, Medición de resistencia de contactos en puntos de unión															1	0,5	0,5	PREVENTIVO
	Cuchilla de Puesta a Tierra	Electricos	Inspección visual							X								1	1	1	INSPECCIÓN
		Electricos	Mantenimiento: limpieza, lubricacion, manto a motor, verificacion de torques y angulos de desplazamiento, verificacion de funcionamiento															1	0,5	0,5	PREVENTIVO
	Seccionador BDS 1	Electricos	Inspección							X								1	1	1	INSPECCIÓN
		Electricos	limpieza, verificacion de conexionado y pruebas funcionales															1	0,5	0,5	PREVENTIVO
	Interruptor CB1	Electricos	Inspección							X								1	1	1	INSPECCIÓN
		Electricos	limpieza, lubricacion, manto a motor, verificacion de torques ,Medición de tiempos de apertura y cierre, Discrepancia de contactos en maniobra de cierre y apertura, Verificación de operaciones de disparo, cierre y función anti-bombeo, Medición de parámetros eléctricos de control, en maniobras de disparo, cierre y cargue de mecanismo, pruebas de factor de potencia, Correccion de fugas de aceite															2	4	8	PREVENTIVO
	Seccionador BDS 2	Electricos	Inspección							X								1	1	1	INSPECCIÓN
		Electricos	limpieza, verificacion de conexionado y pruebas funcionales															1	0,5	0,5	PREVENTIVO
	Transformadores de corriente y potencial	Electricos	Inspección							X								1	1	1	INSPECCIÓN
		Electricos	Pruebas de aislamiento, verificacion de relacion de transformacion, limpieza, verificacion torques, revision estructuras, Prueba de factor de pérdidas (Tan δ) y capacitancia															1	0,5	0,5	PREVENTIVO
	Temas y Aisladores	Electricos	Inspección visual de soportes							X								1	1	1	INSPECCIÓN
		Electricos	mantenimiento: Limpieza, aplicación de silicona dielectrica hidrofobica - autolimpiante, verificacion de soportes															2	4	8	PREVENTIVO
	Descargadores de SobreTension	Electricos	Inspección visual							X								1	1	1	INSPECCIÓN
		Electricos	Limpieza, aplicación de silicona dielectrica hidrofobica - auto limpiante, verificacion de soportes, verificacion torques, verificacion de conexionado a tierra, medicion de SPT															2	0,5	1	PREVENTIVO
	Apantallamiento	Electricos	Inspección de sistema de apantallamiento: Verificacion de soportes, verificacion conexiones, verificacion de conexionado a tierra, verificacion de bajantes							X								1	1	1	INSPECCIÓN
		Electricos	Medicion de SPT, ajuste conexiones															1	0,5	0,5	PREVENTIVO

UNIDAD DE EQUIPO	COMPONENTE / ITEM MANTENIBLE	DISCIPLINA	DESCRIPCIÓN OPERACIÓN	FRECUENCIA FINALES									N° PERSONAS	DURACIÓN (Hrs)	HH	TIPO DE TAREA			
				1D	1S	2S	1M	2M	3M	4M	6M	1A					2A	3A	
BAHIA DE LINEA PAIPA II	Seccionador LDS2	Electricos	Inspección visual												1	1	1	INSPECCIÓN	
		PdM	Termografía													1	1	1	PREDICTIVO
		Electricos	Mantenimiento : limpieza, lubricacion, manto a motor, verificacion de torques y angulos de desplazamiento, verificacion de funcionamiento, Medición de resistencia de contactos en puntos de unión								X						1	0,5	0,5
	Cuchilla de Puesta a Tierra	Electricos	Inspección visual													1	1	1	INSPECCIÓN
		Electricos	Mantenimiento: limpieza, lubricacion, manto a motor, verificacion de torques y angulos de desplazamiento, verificacion de funcionamiento												X		1	0,5	0,5
	Seccionador BDS 6	Electricos	Inspección .													1	1	1	INSPECCIÓN
		PdM	Termografía													1	1	1	PREDICTIVO
		Electricos	Mantenimiento: limpieza, lubricacion, manto a motor, verificacion de torques y angulos de desplazamiento, pruebas de funcionamiento												X		1	0,5	0,5
	Interruptor CB3	Electricos	Inspección													1	1	1	INSPECCIÓN
		PdM	Termografía													1	1	1	PREDICTIVO
		Electricos	limpieza, lubricacion, manto a motor, verificacion de torques ,Medición de tiempos de apertura y cierre, Discrepancia de contactos en maniobra de cierre y apertura, Verificación de operaciones de disparo, cierre y función anti-bombeo, Medición de parámetros eléctricos de control, en maniobras de disparo, cierre y cargue de mecanismo, Detección de fugas de SF6, pruebas de factor de potencia														2	4	8
	Seccionador BDS 5	Electricos	Inspección .													1	1	1	INSPECCIÓN
		PdM	Termografía													1	1	1	PREDICTIVO
		Electricos	Mantenimiento: limpieza, lubricacion, manto a motor, verificacion de torques y angulos de desplazamiento, pruebas de funcionamiento												X		1	0,5	0,5
	Transformadores de corriente y potencial	Electricos	Inspección													1	1	1	INSPECCIÓN
		PdM	Termografía													1	1	1	PREDICTIVO
		Electricos	Pruebas de aislamiento, verificacion de relacion de transformacion, limpieza, verificacion torques, revision estructuras, Prueba de factor de pérdidas (Tan δ) y capacitancia														1	0,5	0,5
	Descargadores de SobreTension	PdM	Termografía													1	1	1	PREDICTIVO
		Electricos	Inspección visual													1	1	1	INSPECCIÓN
		Electricos	Limpieza, aplicación de silicona dielectrica hidrofobica - auto limpiante, verificacion de soportes, verificacion torques, verificacion de conexionado a tierra, medicion de SPT														1	0,5	0,5
Apantallamiento	Electricos	Verificacion de soportes, verificacion conexiones, verificacion de conexionado a tierra, verificacion de bajantes														1	1	1	INSPECCIÓN
	Electricos	Medicion de SPT, ajuste conexiones														1	0,5	0,5	PREVENTIVO
Temas y Aisladores	Electricos	Inspección visual de soportes														1	1	1	INSPECCIÓN
	Electricos	mantenimiento: Limpieza, aplicación de silicona dielectrica hidrofobica - autolimpiante, verificacion de soportes														2	4	8	PREVENTIVO

UNIDAD DE EQUIPO	COMPONENTE / ITEM MANTENIBLE	DISCIPLINA	DESCRIPCIÓN OPERACIÓN	FRECUENCIA FINALES									N° PERSONAS	DURACIÓN (Hrs)	HH	TIPO DE TAREA			
				1D	1S	2S	1M	2M	3M	4M	6M	1A					2A	3A	
BAHIA DE TRANSFERENCIA CB2	Seccionador BDS 4	Electricos	Inspección .												1	1	1	INSPECCIÓN	
		PdM	Termografia													1	1	1	PREDICTIVO
		Electricos	Mantenimiento: limpieza, lubricacion, manto a motor, verificacion de torques y angulos de desplazamiento, pruebas de funcionamiento									X				1	0,5	0,5	PREVENTIVO
	Interruptor CB2	Electricos	Inspección									X				1	1	1	INSPECCIÓN
		PdM	Termografia									X				1	1	1	PREDICTIVO
		Electricos	limpieza, lubricacion, manto a motor, verificacion de torques ,Medición de tiempos de apertura y cierre, Discrepancia de contactos en maniobra de cierre y apertura, Verificación de operaciones de disparo, cierre y función anti-bombeo, Medición de parámetros eléctricos de control, en maniobras de disparo, cierre y cargue de mecanismo, pruebas de factor de potencia, Correccion de fugas de aceite										X			2	4	8	PREVENTIVO
	Seccionador BDS 3	Electricos	Inspección .									X				1	1	1	INSPECCIÓN
		PdM	Termografia									X				1	1	1	PREDICTIVO
		Electricos	Mantenimiento: limpieza, lubricacion, manto a motor, verificacion de torques y angulos de desplazamiento, pruebas de funcionamiento										X			1	0,5	0,5	PREVENTIVO
	Transformadores de corriente y potencial	Electricos	Inspección									X				1	1	1	INSPECCIÓN
		PdM	Termografia									X				1	1	1	PREDICTIVO
		Electricos	Pruebas de aislamiento, verificacion de relacion de transformacion, limpieza, verificacion torques, revision estructuras, Prueba de factor de pérdidas (Tan $\delta$ ) y capacitancia										X			1	0,5	0,5	PREVENTIVO
	Descargadores de SobreTension	PdM	Termografia									X				1	1	1	PREDICTIVO
		Electricos	Limpieza, aplicación de silicona dielectrica hidrofobica - auto limpiante, verificacion de soportes, verificacion torques, verificacion de conexionado a tierra, medicion de SPT										X			1	0,5	0,5	PREVENTIVO
	Descargadores de SobreTension	Electricos	Inspección visual									X				1	1	1	INSPECCIÓN
	Apantallamiento	Electricos	Verificacion de soportes, verificacion conexiones, verificacion de conexionado a tierra, verificacion de bajantes									X				1	1	1	INSPECCIÓN
		Electricos	Medicion de SPT, ajuste conexiones										X			1	0,5	0,5	PREVENTIVO
	Ternas y Aisladores	Electricos	Inspección verificacion de soportes									X				1	1	1	INSPECCIÓN
Electricos		mantenimiento: Limpieza, aplicación de silicona dielectrica hidrofobica - autolimpiante, verificacion de soportes										X			2	4	8	PREVENTIVO	
BAHIA DE TRANSFORMACION T1	Ternas y Aisladores	Electricos	Inspección verificacion de soportes								X				1	1	1	INSPECCIÓN	
		Electricos	mantenimiento: Limpieza, aplicación de silicona dielectrica hidrofobica - autolimpiante, verificacion de soportes									X			2	4	8	PREVENTIVO	
	Seccionador TDS1	Electricos	Inspección									X			1	1	1	INSPECCIÓN	
		PdM	Termografia									X			1	1	1	PREDICTIVO	
	Transformador T1	Electricos	Limpieza, lubricacion, manto a motor, verificacion de torques y angulos de desplazamiento, verificacion de funcionamiento, Medición de resistencia de contactos en puntos de unión										X			1	0,5	0,5	PREVENTIVO
		PdM	Cromatografia de gases, fuerza dielectrica (astm D 877), Tension interfacial ASTM D-971) , Analisis de aceite. A Trafo y Cambia tap.										X			1	3	3	PREDICTIVO
		Electricos	Inspección									X				1	1	1	INSPECCIÓN
	Ventilacion forzada	PdM	Termografia , pruebas de tangente delta, medicion de descargas parciales									X				1	1	1	PREDICTIVO
		Electricos	limpieza, manto a cambia taps, verificacion de torques, verificacion de funcionamiento, Inspección cuba, verificacion niveles de aceite y/o adiccion, verificacion y/o cambio de silica, cambio grava. Prueba de hermeticidad de cuba y radiadores.										X			2	6	12	PREVENTIVO
		Electricos	Inspección									X				1	1	1	INSPECCIÓN
	Descargadores de SobreTension	PdM	Termografia									X				1	1	1	PREDICTIVO
		Electricos	Prueba de funcionalidad : arranque en manual de las dos etapas de ventilacion en cada transformador.										X			2	0,5	1	PREVENTIVO
Apantallamiento	Electricos	mantenimiento a moto ventiladores										X			2	1	2	PREVENTIVO	
	Electricos	Inspección visual									X				1	1	1	INSPECCIÓN	
Apantallamiento	Electricos	Limpieza, aplicación de silicona dielectrica hidrofobica - auto limpiante, verificacion de soportes, verificacion torques, verificacion de conexionado a tierra, medicion de SPT										X			1	0,5	0,5	PREVENTIVO	
	Electricos	Verificacion de soportes, verificacion conexiones, verificacion de conexionado a tierra, verificacion de bajantes									X				1	1	1	INSPECCIÓN	
		Electricos	Medicion de SPT, ajuste conexiones									X			1	0,5	0,5	PREVENTIVO	

UNIDAD DE EQUIPO	COMPONENTE / ITEM MANTENIBLE	DISCIPLINA	DESCRIPCIÓN OPERACIÓN	FRECUENCIA FINALES										N° PERSONAS	DURACIÓN (Hrs)	HH	TIPO DE TAREA			
				1D	1S	2S	1M	2M	3M	4M	6M	1A	2A					3A		
BAHIA DE TRASFORMACION T2	Seccionador TDS2	Electricos	Inspección													1	1	1	INSPECCIÓN	
		PdM	Termografia														1	1	1	PREDICTIVO
		Electricos	Limpieza, lubricacion, manto a motor, verificacion de torques y angulos de desplazamiento, verificacion de funcionamiento, Medicion de resistencia de contactos en puntos de unión														1	0,5	0,5	PREVENTIVO
	Transformador T2	PdM	Cromatografia de gases, fuerza dielectrica (astm D 877), Tension interfacial ASTM D-971) , Analisis de aceite. A Trafo y Cambia tao.														1	3	3	PREDICTIVO
		Electricos	Inspección														1	1	1	INSPECCIÓN
		PdM	Termografia , pruebas de tangente delta, medicion de descargas parciales														1	1	1	PREDICTIVO
	Ventilacion forzada	Electricos	limpieza, manto a cambia taps, verificacion de torques, verificacion de funcionamiento, Inspección cuba, verificacion niveles de aceite y/o adiccion, verificacion y/o cambio de silica, cambio grava. Prueba de hermeticidad de cuba y radiadores.														2	6	12	PREVENTIVO
		Electricos	Inspección														1	1	1	INSPECCIÓN
		PdM	Termografia														1	1	1	PREDICTIVO
		Electricos	Prueba de funcionalidad : arranque en manual de las dos etapas de ventilacion en cada transformador.														1	0,5	0,5	PREVENTIVO
	Descargadores de SobreTension	Electricos	mantenimiento a moto ventiladores														2	1	2	PREVENTIVO
		PdM	Termografia														1	1	1	PREDICTIVO
	Apantallamiento	Electricos	Inspección visual														1	1	1	INSPECCIÓN
		Electricos	Limpieza, aplicación de silicona dielectrica hidrofobica - auto limpiante, verificacion de soportes, verificacion torques, verificacion de conexionado a tierra, medicion de SPT														1	0,5	0,5	PREVENTIVO
	Ternas y Aisladores	Electricos	Verificacion de soportes, verificacion conexiones, verificacion de conexionado a tierra, verificacion de bajantes														1	1	1	INSPECCIÓN
		Electricos	Medicion de SPT, ajuste conexiones														1	0,5	0,5	PREVENTIVO
Electricos		Inspección verificacion de soportes														1	1	1	INSPECCIÓN	
MODULO DE MEDICION,	Medidores	Electricos	mantenimiento: Limpieza, aplicación de silicona dielectrica hidrofobica - autolimpiante, verificacion de soportes													2	4	8	PREVENTIVO	
		Electricos	Calibración y verificación de medidores														2	6	12	PREVENTIVO
	Reles	Electricos	Inspección													1	1	1	INSPECCIÓN	
		PdM	Termografia														1	1	1	PREDICTIVO
Comandos	Electricos	Verificaciones de cableado, limpieza de gabinetes, verificacion lazos de medicion, Verificación de consistencia entre ajustes de calibración y cableado, Ensayo de inyección secundaria, Ensayo de inyección primaria, SE SUGIERE CAMBIO DE RELES A ELECTRONICOS														1	1	1	PREVENTIVO	
	Electricos	Limpieza, verificacion de cableados, Pruebas de funcionamiento														2	1	2	PREVENTIVO	
AUXILIARES SUBESTACION	Baterias y cargador	Electricos	Inspección de señal de salida, verificacion de estado de baterias													1	1	1	INSPECCIÓN	
		Electricos	mantenimiento a baterias y sistema de control.														2	1	2	PREVENTIVO
	Transformador auxiliar	Electricos	inspección													1	1	1	INSPECCIÓN	
		PdM	Termografia													1	1	1	PREDICTIVO	
		Electricos	verificacion de torques, verificacion de funcionamiento, niveles de aceite, Inspección cuba, verificacion niveles de aceite y/o adiccion														2	1	2	PREVENTIVO
Alumbrado	Electricos	Pruebas de funcionamiento y cambio de equipos averiados													2	6	12	PREVENTIVO		

## Anexo F. Análisis SRCM inicial para Subestaciones Tipo Interior

SUB SISTEMA	FUNCION	FALLA FUNCIONAL	ACTIVO ASOCIADO	CODIGO ISO 14224 DE LA FALLA	MODOS DE FALLA	EFFECTOS DE FALLA
BARRAJE	Transportar la Potencia Electrica necesaria hasta 50 MVA al voltaje requerido para la interconexion de la celdas	Transportar la Potencia Electrica necesaria para la interconexion de la celdas	Pasamuros	INL	Fuga interna y/o externa	Barraje inoperativo - salida de sistema por bajo aislamiento
				STD	Deficiencia estructural - corrosión inaceptable	Ruptura pasamuro - Barraje inoperativo
				ELP	Fuga interna – medio de procesamiento	Descargas parciales elevadas
			Aisladores Soporte Barra	INL	Fuga interna y/o externa	Barraje inoperativo - salida de sistema por bajo aislamiento
				STD	Deficiencia estructural - corrosión inaceptable	Ruptura pasamuro - Barraje inoperativo
				ELP	Fuga interna – medio de procesamiento	Descargas parciales elevadas
			Aisladores de contacto fijo modelo Tulipa	INL	Fuga interna y/o externa	Barraje inoperativo - salida de sistema por bajo aislamiento
				STD	Deficiencia estructural - corrosión inaceptable	Ruptura pasamuro - Barraje inoperativo
				ELP	Fuga interna – medio de procesamiento	Descargas parciales elevadas
			Barra de cobre	PLU	Accionamiento atascado	Los puntos de union no aseguran contacto
				OHE	Punto caliente	Resistencia de los contactos principales o uniones elevada
				STD	Deficiencia estructural	Ruptura fundas de aislamiento
			Camaras y Computas de	ELU	Fuga externa – medio de servicio	Presencia de arco por fuga
				STD	Deficiencia estructural	No operan las compuertas en una explosion
				FOV	Voltaje de salida defectuoso	Falsos disparos de la subestacion, falsos consumos
			Transformadores de potencial	ELU	Fuga externa – medio de servicio	Presencia de arco por fuga
				STD	Deficiencia estructural - corrosión inaceptable	Ruptura transformador - Terna inoperativa
				ELU	Fuga externa – medio de servicio	Presencia de arco por fuga
			Descargadores de SobreTension	IHT	Transferencia de calor insuficiente	Sobrecarga de los elementos por la disipación de energía
				ELP	Fuga intera – medio de procesamiento	Descargas parciales elevadas
				ERO	Energía de salida errática - no opera	No se descarga la línea
				STD	Deficiencia estructural - corrosión inaceptable	Ruptura descargador - Barraje inoperativo
			Sistema de Puesta a Tierra	STD	Deficiencia estructural - corrosión inaceptable	Ruptura conexiones - SPT inoperativo
				LOO	Baja energía de salida - Transmite energía	No se despeja la falla
OHE	Sobrecalentamiento - Temperatura excesiva	Ruptura de Sistemas de Puesta a tierra				
INL	Fuga interna y/o externa	Barraje inoperativo - salida de sistema por bajo aislamiento				
CELDA SB3-B1-1	Realizar cierre y apertura controlada del interruptor hasta 2500 A al voltaje requerido con las retroalimentacion es necesarias	No realizar cierre y apertura controlada del interruptor con las retroalimentaciones necesarias	Pasamuros	INL	Fuga interna y/o externa	Barraje inoperativo - salida de sistema por bajo aislamiento
				STD	Deficiencia estructural - corrosión inaceptable	Ruptura pasamuro - Barraje inoperativo
				ELP	Fuga interna – medio de procesamiento	Descargas parciales elevadas
			Aisladores de contacto fijo modelo Tulipa	INL	Fuga interna y/o externa	Barraje inoperativo - salida de sistema por bajo aislamiento
				STD	Deficiencia estructural - corrosión inaceptable	Ruptura pasamuro - Barraje inoperativo
				ELP	Fuga interna – medio de procesamiento	Descargas parciales elevadas
			Interruptor	FTS	No se cierra y/o abre al momento de comandar	No se energiza y/o desenergiza la Terna en 13,8 Kv
				ELU	Fuga externa – medio de servicio	Presencia de arco en cierre o apertura
				STD	Deficiencia estructural - corrosión inaceptable	Vibracion en Cierre o Apertura
				OTH	Otros - Fuga interna	Deficiencia de aislamiento - Descargas parciales elevadas
				BRD	Colapso	Agarrotamiento, roturas, explosión - Celda inoperativa
				PLU	Accionamiento atascado	No se energiza y/o desenergiza la Terna en 13,8 Kv - accionamiento de banderolas atascado
			Camaras y exclusas	ELU	Fuga externa – medio de servicio	Presencia de arco por fuga
				STD	Deficiencia estructural	No operan las compuertas de acceso
				ELU	Fuga externa – medio de servicio	Presencia de arco por fuga
			Transformadores de potencial y corriente	FOV	Voltaje de salida defectuoso	Falsos disparos de la subestacion, falsos consumos
				ELU	Fuga externa – medio de servicio	Presencia de arco por fuga
				STD	Deficiencia estructural - corrosión inaceptable	Ruptura transformador - Terna inoperativa
			Descargadores de SobreTension	ELU	Fuga externa – medio de servicio	Presencia de arco por fuga
				IHT	Transferencia de calor insuficiente	Sobrecarga de los elementos por la disipación de energía
				ELP	Fuga intera – medio de procesamiento	Descargas parciales elevadas
			Sistema de Puesta a Tierra	ERO	Energía de salida errática - no opera	No se descarga la línea
				STD	Deficiencia estructural - corrosión inaceptable	Ruptura descargador - Barraje inoperativo
				STD	Deficiencia estructural - corrosión inaceptable	Ruptura guardas, bajantes, pozos - Pantalla inoperativa
			Medidores	LOO	Baja energía de salida - Transmite energía	No se despeja la falla - llega a la terna
				OHE	Sobrecalentamiento - Temperatura excesiva	Ruptura de Sistemas de Puesta a tierra
				AOL	Energía de salida anormal	Medida erronea
			Reles	AIR	Lectura anormal del instrumento	Medida erronea - falso disparo
				ERO	Energía de salida errática	Falso disparo
				OWD	Opera sin previa demanda	Falso disparo
				PDE	Desviación del parámetro	Salida sin proteccion.
				FTF	No funcionan al momento de activarlas	Salida sin proteccion.
				UNK	Desconocido	Información inadecuada/no disponible
				LOO	Falla en la fuente de alimentación	Salida sin proteccion.
			Comandos	FTF	No funciona al momento de encender	No se energiza y/o desenergiza la Terna en 13,8 Kv
				OWD	Opera sin previa demanda	Falso comando de la celda
				LOO	Falla en la fuente de alimentación	Celda sin comando electrico.

SUB SISTEMA	FUNCION	FALLA FUNCIONAL	ACTIVO ASOCIADO	CODIGO ISO 14224 DE LA FALLA	MODOS DE FALLA	EFFECTOS DE FALLA			
CELDA SB3-B1-2	Realizar cierre y apertura controlada del interruptor hasta 1500 A al voltaje requerido con las retroalimentaciones necesarias	No realizar cierre y apertura controlada del interruptor con las retroalimentaciones necesarias	Pasamuros	INL	Fuga interna y/o externa	Barraje inoperativo - salida de sistema por bajo aislamiento			
				STD	Deficiencia estructural - corrosión inaceptable	Ruptura pasamuro - Barraje inoperativo			
				ELP	Fuga interna - medio de procesamiento	Descargas parciales elevadas			
			Aisladores de contacto fijo modelo Tulipa	INL	Fuga interna y/o externa	Barraje inoperativo - salida de sistema por bajo aislamiento			
				STD	Deficiencia estructural - corrosión inaceptable	Ruptura pasamuro - Barraje inoperativo			
				ELP	Fuga interna - medio de procesamiento	Descargas parciales elevadas			
			Interruptor	FTS	No se cierra y/o abre al momento de comandar	No se energiza y/o desenergiza la Terna en 13,8 Kv			
				ELU	Fuga externa - medio de servicio	Presencia de arco en cierre o apertura			
				STD	Deficiencia estructural - corrosión inaceptable	Vibración en Cierre o Apertura			
				OTH	Otros - Fuga interna	Deficiencia de aislamiento - Descargas parciales elevadas			
				BRD	Colapso	Agarrotamiento, roturas, explosión - Celda inoperativa			
			Camaras y exclusas	PLU	Accionamiento atascado	No se energiza y/o desenergiza la Terna en 13,8 Kv -			
				ELU	Fuga externa - medio de servicio	Presencia de arco por fuga			
				STD	Deficiencia estructural	No operan las compuertas de acceso			
			Transformadores de potencial y corriente	ELU	Fuga externa - medio de servicio	Presencia de arco por fuga			
				FOV	Voltaje de salida defectuoso	Falsos disparos de la subestacion, falsos consumos			
				STD	Deficiencia estructural - corrosión inaceptable	Ruptura transformador - Terna inoperativa			
			Descargadores de SobreTension	ELU	Fuga externa - medio de servicio	Presencia de arco por fuga			
				IHT	Transferencia de calor insuficiente	Sobrecarga de los elementos por la disipación de energía			
				ELP	Fuga interna - medio de procesamiento	Descargas parciales elevadas			
				ERO	Energía de salida errática - no opera	No se descarga la línea			
			Sistema de Puesta a Tierra	STD	Deficiencia estructural - corrosión inaceptable	Ruptura guardas, bajantes, pozos - Pantalla inoperativa			
				LOO	Baja energía de salida - Transmite energía	No se despeja la falla - llega a la terna			
				OHE	Sobrecalentamiento - Temperatura excesiva	Ruptura de Sistemas de Puesta a tierra			
			Medidores	AOL	Energía de salida anormal	Medida erronea			
				AIR	Lectura anormal del instrumento	Medida erronea - falso disparo			
			Reles	ERO	Energía de salida errática	Falso disparo			
				OWD	Opera sin previa demanda	Falso disparo			
				PDE	Desviación del parámetro	Salida sin proteccion.			
				FTF	No funcionan al momento de activarlas	Salida sin proteccion.			
				UNK	Desconocido	Información inadecuada/no disponible			
				LOO	Falla en la fuente de alimentación	Salida sin proteccion.			
			Comandos	FTF	No funciona al momento de encender	No se energiza y/o desenergiza la Terna en 13,8 Kv			
				OWD	Opera sin previa demanda	Falso comando de la celda			
				LOO	Falla en la fuente de alimentación	Celda sin comando electrico.			
			CELDA SB3-B1-3	Realizar cierre y apertura controlada del interruptor hasta 1500 A al voltaje requerido con las retroalimentaciones necesarias	No realizar cierre y apertura controlada del interruptor con las retroalimentaciones necesarias	Pasamuros	INL	Fuga interna y/o externa	Barraje inoperativo - salida de sistema por bajo aislamiento
							STD	Deficiencia estructural - corrosión inaceptable	Ruptura pasamuro - Barraje inoperativo
							ELP	Fuga interna - medio de procesamiento	Descargas parciales elevadas
						Aisladores de contacto fijo modelo Tulipa	INL	Fuga interna y/o externa	Barraje inoperativo - salida de sistema por bajo aislamiento
							STD	Deficiencia estructural - corrosión inaceptable	Ruptura pasamuro - Barraje inoperativo
							ELP	Fuga interna - medio de procesamiento	Descargas parciales elevadas
						Interruptor	FTS	No se cierra y/o abre al momento de comandar	No se energiza y/o desenergiza la Terna en 13,8 Kv
							ELU	Fuga externa - medio de servicio	Presencia de arco en cierre o apertura
							STD	Deficiencia estructural - corrosión inaceptable	Vibración en Cierre o Apertura
							OTH	Otros - Fuga interna	Deficiencia de aislamiento - Descargas parciales elevadas
							BRD	Colapso	Agarrotamiento, roturas, explosión - Celda inoperativa
						Camaras y exclusas	PLU	Accionamiento atascado	No se energiza y/o desenergiza la Terna en 13,8 Kv -
							ELU	Fuga externa - medio de servicio	Presencia de arco por fuga
STD	Deficiencia estructural	No operan las compuertas de acceso							
Transformadores de potencial y corriente	ELU	Fuga externa - medio de servicio				Presencia de arco por fuga			
	FOV	Voltaje de salida defectuoso				Falsos disparos de la subestacion, falsos consumos			
	STD	Deficiencia estructural - corrosión inaceptable				Ruptura transformador - Terna inoperativa			
Descargadores de SobreTension	ELU	Fuga externa - medio de servicio				Presencia de arco por fuga			
	IHT	Transferencia de calor insuficiente				Sobrecarga de los elementos por la disipación de energía			
	ELP	Fuga interna - medio de procesamiento				Descargas parciales elevadas			
	ERO	Energía de salida errática - no opera				No se descarga la línea			
Sistema de Puesta a Tierra	STD	Deficiencia estructural - corrosión inaceptable				Ruptura guardas, bajantes, pozos - Pantalla inoperativa			
	LOO	Baja energía de salida - Transmite energía				No se despeja la falla - llega a la terna			
	OHE	Sobrecalentamiento - Temperatura excesiva				Ruptura de Sistemas de Puesta a tierra			
Medidores	AOL	Energía de salida anormal				Medida erronea			
	AIR	Lectura anormal del instrumento				Medida erronea - falso disparo			
Reles	ERO	Energía de salida errática				Falso disparo			
	OWD	Opera sin previa demanda				Falso disparo			
	PDE	Desviación del parámetro				Salida sin proteccion.			
	FTF	No funcionan al momento de activarlas				Salida sin proteccion.			
	UNK	Desconocido				Información inadecuada/no disponible			
	LOO	Falla en la fuente de alimentación				Salida sin proteccion.			
Comandos	FTF	No funciona al momento de encender				No se energiza y/o desenergiza la Terna en 13,8 Kv			
	OWD	Opera sin previa demanda				Falso comando de la celda			
	LOO	Falla en la fuente de alimentación				Celda sin comando electrico.			

SUB SISTEMA	FUNCION	FALLA FUNCIONAL	ACTIVO ASOCIADO	CODIGO ISO 14224 DE LA FALLA	MODOS DE FALLA	EFFECTOS DE FALLA			
CELDA SB3-B1-4	Realizar cierre y apertura controlada del interruptor hasta 1500 A al voltaje requerido con las retroalimentaciones necesarias	No realizar cierre y apertura controlada del interruptor con las retroalimentaciones necesarias	Pasamuros	INL	Fuga interna y/o externa	Barraje inoperativo - salida de sistema por bajo aislamiento			
				STD	Deficiencia estructural - corrosión inaceptable	Ruptura pasamuro - Barraje inoperativo			
				ELP	Fuga interna - medio de procesamiento	Descargas parciales elevadas			
			Aisladores de contacto fijo modelo Tulpa	INL	Fuga interna y/o externa	Barraje inoperativo - salida de sistema por bajo aislamiento			
				STD	Deficiencia estructural - corrosión inaceptable	Ruptura pasamuro - Barraje inoperativo			
				ELP	Fuga interna - medio de procesamiento	Descargas parciales elevadas			
			Interruptor	FTS	No se cierra y/o abre al momento de comandar	No se energiza y/o desenergiza la Terna en 13,8 Kv			
				ELU	Fuga externa - medio de servicio	Presencia de arco en cierre o apertura			
				STD	Deficiencia estructural - corrosión inaceptable	Vibración en Cierre o Apertura			
				OTH	Otros - Fuga interna	Deficiencia de aislamiento - Descargas parciales elevadas			
				BRD	Colapso	Agarrotamiento, roturas, explosión - Celda inoperativa			
			Cameras y exclusas	PLU	Accionamiento atascado	No se energiza y/o desenergiza la Terna en 13,8 Kv -			
				ELU	Fuga externa - medio de servicio	Presencia de arco por fuga			
				STD	Deficiencia estructural	No operan las compuertas de acceso			
			Transformadores de potencial y corriente	ELU	Fuga externa - medio de servicio	Presencia de arco por fuga			
				FOV	Voltaje de salida defectuoso	Falsos disparos de la subestacion, falsos consumos			
				ELU	Fuga externa - medio de servicio	Presencia de arco por fuga			
			Descargadores de SobreTension	STD	Deficiencia estructural - corrosión inaceptable	Ruptura transformador - Terna inoperativa			
				ELU	Fuga externa - medio de servicio	Presencia de arco por fuga			
				IHT	Transferencia de calor insuficiente	Sobrecarga de los elementos por la disipación de energía			
				ELP	Fuga interna - medio de procesamiento	Descargas parciales elevadas			
			Sistema de Puesta a Tierra	ERO	Energía de salida errática - no opera	No se descarga la línea			
				STD	Deficiencia estructural - corrosión inaceptable	Ruptura guardas, bajantes, pozos - Pantalla inoperativa			
				LOO	Baja energía de salida - Transmite energía	No se despeja la falla - llega a la terna			
			Medidores	OHE	Sobrecalentamiento - Temperatura excesiva	Ruptura de Sistemas de Puesta a tierra			
				AOL	Energía de salida anormal	Medida errónea			
				AIR	Lectura anormal del instrumento	Medida errónea - falso disparo			
			Reles	ERO	Energía de salida errática	Falso disparo			
				OWD	Opera sin previa demanda	Falso disparo			
				PDE	Desviación del parámetro	Salida sin protección.			
				FTF	No funcionan al momento de activarlas	Salida sin protección.			
				UNK	Desconocido	Información inadecuada/no disponible			
			Comandos	LOO	Falla en la fuente de alimentación	Salida sin protección.			
				FTF	No funciona al momento de encender	No se energiza y/o desenergiza la Terna en 13,8 Kv			
				OWD	Opera sin previa demanda	Falso comando de la celda			
			CELDA SB3-B1-5	Realizar cierre y apertura controlada del interruptor hasta 2000 A al voltaje requerido con las retroalimentaciones necesarias	No realizar cierre y apertura controlada del interruptor con las retroalimentaciones necesarias	Pasamuros	INL	Fuga interna y/o externa	Barraje inoperativo - salida de sistema por bajo aislamiento
							STD	Deficiencia estructural - corrosión inaceptable	Ruptura pasamuro - Barraje inoperativo
							ELP	Fuga interna - medio de procesamiento	Descargas parciales elevadas
						Aisladores de contacto fijo modelo Tulpa	INL	Fuga interna y/o externa	Barraje inoperativo - salida de sistema por bajo aislamiento
							STD	Deficiencia estructural - corrosión inaceptable	Ruptura pasamuro - Barraje inoperativo
							ELP	Fuga interna - medio de procesamiento	Descargas parciales elevadas
						Interruptor	FTS	No se cierra y/o abre al momento de comandar	No se energiza y/o desenergiza la Terna en 13,8 Kv
							ELU	Fuga externa - medio de servicio	Presencia de arco en cierre o apertura
							STD	Deficiencia estructural - corrosión inaceptable	Vibración en Cierre o Apertura
							OTH	Otros - Fuga interna	Deficiencia de aislamiento - Descargas parciales elevadas
							BRD	Colapso	Agarrotamiento, roturas, explosión - Celda inoperativa
						Cameras y exclusas	PLU	Accionamiento atascado	No se energiza y/o desenergiza la Terna en 13,8 Kv -
ELU	Fuga externa - medio de servicio	Presencia de arco por fuga							
STD	Deficiencia estructural	No operan las compuertas de acceso							
Transformadores de potencial y corriente	ELU	Fuga externa - medio de servicio				Presencia de arco por fuga			
	FOV	Voltaje de salida defectuoso				Falsos disparos de la subestacion, falsos consumos			
	ELU	Fuga externa - medio de servicio				Presencia de arco por fuga			
Descargadores de SobreTension	STD	Deficiencia estructural - corrosión inaceptable				Ruptura transformador - Terna inoperativa			
	ELU	Fuga externa - medio de servicio				Presencia de arco por fuga			
	IHT	Transferencia de calor insuficiente				Sobrecarga de los elementos por la disipación de energía			
	ELP	Fuga interna - medio de procesamiento				Descargas parciales elevadas			
Sistema de Puesta a Tierra	ERO	Energía de salida errática - no opera				No se descarga la línea			
	STD	Deficiencia estructural - corrosión inaceptable				Ruptura guardas, bajantes, pozos - Pantalla inoperativa			
	LOO	Baja energía de salida - Transmite energía				No se despeja la falla - llega a la terna			
Medidores	OHE	Sobrecalentamiento - Temperatura excesiva				Ruptura de Sistemas de Puesta a tierra			
	AOL	Energía de salida anormal				Medida errónea			
	AIR	Lectura anormal del instrumento				Medida errónea - falso disparo			
Reles	ERO	Energía de salida errática				Falso disparo			
	OWD	Opera sin previa demanda				Falso disparo			
	PDE	Desviación del parámetro				Salida sin protección.			
	FTF	No funcionan al momento de activarlas				Salida sin protección.			
	UNK	Desconocido				Información inadecuada/no disponible			
Comandos	LOO	Falla en la fuente de alimentación				Salida sin protección.			
	FTF	No funciona al momento de encender				No se energiza y/o desenergiza la Terna en 13,8 Kv			
	OWD	Opera sin previa demanda				Falso comando de la celda			
LOO	Falla en la fuente de alimentación	Celda sin comando eléctrico.							

SUB SISTEMA	FUNCION	FALLA FUNCIONAL	ACTIVO ASOCIADO	CODIGO ISO 14224 DE LA FALLA	MODOS DE FALLA	EFFECTOS DE FALLA
CELDA SB3-B1-6	Realizar cierre y apertura controlada del interruptor hasta 2500 A al voltaje requerido con las retroalimentaciones necesarias	No realizar cierre y apertura controlada del interruptor con las retroalimentaciones necesarias	Pasamuros	INL	Fuga interna y/o externa	Barraje inoperativo - salida de sistema por bajo aislamiento
				STD	Deficiencia estructural - corrosión inaceptable	Ruptura pasamuro - Barraje inoperativo
			Aisladores de contacto fijo modelo Tulipa	INL	Fuga interna y/o externa	Barraje inoperativo - salida de sistema por bajo aislamiento
				STD	Deficiencia estructural - corrosión inaceptable	Ruptura pasamuro - Barraje inoperativo
			Interruptor	FTS	No se cierra y/o abre al momento de comandar	No se energiza y/o desenergiza la Terna en 13,8 Kv
				ELU	Fuga externa – medio de servicio	Presencia de arco en cierre o apertura
				STD	Deficiencia estructural - corrosión inaceptable	Vibración en Cierre o Apertura
				OTH	Otros - Fuga interna	Deficiencia de aislamiento - Descargas parciales elevadas
				BRD	Colapso	Agarrotamiento, roturas, explosión - Celda inoperativa
			Camaras y exclusas	PLU	Accionamiento atascado	No se energiza y/o desenergiza la Terna en 13,8 Kv -
				ELU	Fuga externa – medio de servicio	Presencia de arco por fuga
			Transformadores de potencial y corriente	STD	Deficiencia estructural - corrosión inaceptable	No operan las compuertas de acceso
				ELU	Fuga externa – medio de servicio	Presencia de arco por fuga
				FOV	Voltaje de salida defectuoso	Presencia de arco por fuga
			Descargadores de SobreTension	STD	Deficiencia estructural - corrosión inaceptable	Falsos disparos de la subestacion, falsos consumos
				ELU	Fuga externa – medio de servicio	Presencia de arco por fuga
				IHT	Transferencia de calor insuficiente	Ruptura transformador - Terna inoperativa
			Sistema de Puesta a Tierra	ELP	Fuga interna – medio de procesamiento	Presencia de arco por fuga
				ERO	Energía de salida errática - no opera	Sobrecarga de los elementos por la disipación de energía
				STD	Deficiencia estructural - corrosión inaceptable	Descargas parciales elevadas
			Medidores	STD	Deficiencia estructural - corrosión inaceptable	No se descarga la línea
				LOO	Baja energía de salida - Transmite energía	Ruptura descargador - Barraje inoperativo
				OHE	Sobrecalentamiento - Temperatura excesiva	Ruptura guardas, bajantes, pozos - Pantalla inoperativa
			Reles	AOL	Energía de salida anormal	Ruptura de Sistemas de Puesta a tierra
				AIR	Lectura anormal del instrumento	Medida errónea
				ERO	Energía de salida errática	Medida errónea - falso disparo
				OWD	Opera sin previa demanda	Falso disparo
				PDE	Desviación del parámetro	Falso disparo
			Comandos	FTF	No funcionan al momento de activarlas	Salida sin proteccion.
				UNK	Desconocido	Salida sin proteccion.
				LOO	Falla en la fuente de alimentación	Información inadecuada/no disponible
			Baterías y cargador	FTF	No funciona al momento de encender	Salida sin proteccion.
				OWD	Opera sin previa demanda	No se energiza y/o desenergiza la Terna en 13,8 Kv
LOO	Falla en la fuente de alimentación	Falso comando de la celda				
LOO	Falla en la fuente de alimentación	Celda sin comando electrico.				
AUXILIARES SUBESTACION SB3	Mantener autonomía de potencia eléctrica a niveles adecuados para	No mantener autonomía de potencia eléctrica a niveles adecuados para el control de la subestacion	Baterías y cargador	ERO	Energía de salida errática	No cargan las baterías (subestacion sin control y proteccion)
				SPS	Falsa parada	Baterías fuera de servicio (subestacion sin control)
				FTF	No funciona al momento de encender	No se energiza las salidas de DC (subestacion sin control)
				LOO	Falla en la fuente de alimentación	Sin baterías (subestacion sin control y proteccion)

## Anexo G. Causas de falla para Subestaciones Tipo Interior

ITEM	CLASE DE COMPONENTE	CRITICIDAD	MODOS DE FALLA	EFFECTOS DE FALLA	PARTES	MECANISMO DE FALLA
1	Pasamuros	critico	Fuga interna y/o externa	Barraje inoperativo - salida de sistema por bajo aislamiento	Soportes aislantes, sujecion barra, barra de cobre	Arco entre barra y laminas de la celda por ionizacion del ambiente, perdida de nivel de aislamiento, destruccion porcelana
			Deficiencia estructural - corrosión inaceptable	Ruptura pasamuro - Barraje inoperativo		
			Fuga interna – medio de procesamiento	Descargas parciales elevadas		
2	Aisladores Soporte Barra	critico	Fuga interna y/o externa	Barraje inoperativo - salida de sistema por bajo aislamiento	Soportes aislantes, sujecion barra, sujecion a la estructura	Arco entre barra y laminas de la celda por ionizacion del ambiente, perdida de nivel de aislamiento, destruccion porcelana
			Deficiencia estructural - corrosión inaceptable	Ruptura pasamuro - Barraje inoperativo		
			Fuga interna – medio de procesamiento	Descargas parciales elevadas		
3	Aisladores de contacto fijo modelo Tulipa	critico	Fuga interna y/o externa	Barraje inoperativo - salida de sistema por bajo aislamiento	Material aislante, contactos, resortes de presion	Arco entre elementos conductores y laminas de la celda por ionizacion del ambiente, perdida de nivel de aislamiento, falso contacto en areas de presion
			Deficiencia estructural - corrosión inaceptable	Ruptura pasamuro - Barraje inoperativo		
			Fuga interna – medio de procesamiento	Descargas parciales elevadas		
4	Barra de cobre	critico	Accionamiento atascado	Los puntos de union no aseguran contacto	Puntos de contacto, chaquetas aislantes, estructura interna	Perdida nivel de aislamiento, falso contacto, sobrecalentamiento por sobrecarga
			Punto caliente	Resistencia de los contactos principales o uniones elevada		
			Deficiencia estructural	Ruptura fundas de aislamiento		
5	Camaras, Computas de explosion y exclusas	critico	Fuga externa – medio de servicio	Presencia de arco por fuga	Laminas de cierre, pernos de fijacion, ambiente interno, accionamientos	Arco por ionizacion del ambiente, exclusas con accionamiento no operativos, enclavamiento mecanicos fallados
			Deficiencia estructural	No operan las compuertas en una explosion		
6	Transformadores de potencial y corriente	critico	Voltaje de salida defectuoso	Falsos disparos de la subestacion, falsos consumos	Material aislante, contactos, bobinados	Arco por ionizacion del ambiente, aislamiento del transformador fallado, falsa señal de salida por bobinados averiados
			Fuga externa – medio de servicio	Presencia de arco por fuga		
			Deficiencia estructural - corrosión inaceptable	Ruptura transformador - Tema inoperativa		
7	Descargadores de SobreTension	critico	Fuga externa – medio de servicio	Presencia de arco por fuga	Material aislante, contactos lado carga y lado tierra, material semidielectrico,	Arco por ionizacion del ambiente, aislamiento del transformador fallado, circuito abierto, fuga interna por fatiga del dielectrico
			Transferencia de calor insuficiente	Sobrecarga de los elementos por la disipación de energia		
			Fuga interna – medio de procesamiento	Descargas parciales elevadas		
			Energía de salida errática - no opera	No se descarga la linea		
			Deficiencia estructural - corrosión inaceptable	Ruptura descargador - Barraje inoperativo		
8	Sistema de Puesta a Tierra	critico	Deficiencia estructural - corrosión inaceptable	Ruptura conexiones - SPT inoperativo	Conexiones, cables, pozos de tierras	daño en mecanismo, anclajes en mal estado, falta de lubricacion, falso contacto. Cuchillas con contactos desgastados, mala conexión a pozo de tierras
			Baja energía de salida - Transmite energía reducida	No se despeja la falla		
			Sobrecalentamiento - Temperatura excesiva	Ruptura de Sistemas de Puesta a tierra		
9	Aisladores de contacto fijo modelo Tulipa	critico	Fuga interna y/o externa	Barraje inoperativo - salida de sistema por bajo aislamiento	Material aislante, contactos, resortes de presion	Arco entre elementos conductores y laminas de la celda por ionizacion del ambiente, perdida de nivel de aislamiento, falso contacto en areas de presion
			Deficiencia estructural - corrosión inaceptable	Ruptura pasamuro - Barraje inoperativo		
			Fuga interna – medio de procesamiento	Descargas parciales elevadas		
10	Interruptor	critico	No se cierra y/o abre al momento de comandar	No se energiza y/o desenergiza la Terna en 13,8 Kv	Camaras SF6, pernos de sujecion, accionamientos de rearme (resortes), contactos de control, banderolas, pulsadores, rieles de desplazamiento, accionamientos mecanicos, cableado de control	Perdida de señal, falso contacto, problema mecanico o electrico en motor, fuga en encapsulado, Polucion elevada, daño en mecanismo, anclajes en mal estado, falta de lubricacion, discrepancia de cierre elevada, falso contacto de control, banderolas atascadas.
			Fuga externa – medio de servicio	Presencia de arco en cierre o apertura		
			Deficiencia estructural - corrosión inaceptable	Vibracion en Cierre o Apertura		
			Otros - Fuga interna	Deficiencia de aislamiento - Descargas parciales elevadas		
			Colapso	Agarrotamiento, roturas, explosion - Celda inoperativa		
			Accionamiento atascado	No se energiza y/o desenergiza la Terna en 13,8 Kv - accionamiento de banderolas atascado		
11	Medidores	critico	Energía de salida anormal	Medida erronea	Contactos, tarjetas electronicas, display, programacion	Descalibracion del medidor, programación o seteo erroneo de parametros . Tarjetas en falla, display defectuoso
			Lectura anormal del instrumento	Medida erronea - falso disparo		
12	Reles	critico	Energía de salida errática	Falso disparo	Contactos entradas y salidas, tarjetas electronicas, display, programacion	Suciedad, Contacto deficiente, Cableado desajustado, Elevada temperatura, Tarjetas electrónica en falla, Relés en falla, seting inadecuado, display en falla, falso disparo
			Opera sin previa demanda	Falso disparo		
			Desviación del parámetro	Salida sin proteccion.		
			No funcionan al momento de activarlas	Salida sin proteccion.		
			Desconocido	Información inadecuada/no disponible		
Falla en la fuente de alimentación	Salida sin proteccion.					
13	Comandos	critico	No funciona al momento de encender	No se energiza y/o desenergiza la Terna en 13,8 Kv	cableado de control, pulsadores, contactos de control, accionamientos mecanicos	Contacto deficiente, Suciedad, Atascamiento elementos mecanicos, falsa señal de comando, Tarjetas electrónica en falla. Caída de tension en control,
			Opera sin previa demanda	Falso comando de la celda		
			Falla en la fuente de alimentación	Celda sin comando electrico.		



UNIDAD DE EQUIPO	COMPONENTE / ITEM MANTENIBLE	DISCIPLINA	DESCRIPCIÓN OPERACIÓN	FRECUENCIA FINALES											TIPO DE TAREA				
				1D	1S	2S	1M	2M	3M	4M	6M	1A	2A	3A		N° PERSONAS	DURACIÓN (Hrs)	HH	
CELDA SB3-B1-1	Pasamuros	Inspector	Inspección visual de posibles fisuras										X			1	0,5	0,5	INSPECCIÓN
		PdM	Realizar pruebas de rigidez dielectrica al conjunto de barras										X			2	0,5	1	PREDICTIVO
		Electricos	Aspirar y luego limpiar con paños libres de pelusa										X			1	0,5	0,5	PREVENTIVO
	Aisladores de contacto fijo modelo Tulipa	Inspector	Inspección visual de posibles fisuras										X			1	0,5	0,5	INSPECCIÓN
		PdM	Realizar pruebas de rigidez dielectrica al conjunto de barras										X			2	0,5	1	PREDICTIVO
		Electricos	Aspirar y luego limpiar con paños libres de pelusa, torqurear a 37 lb*ft										X			1	0,5	0,5	PREVENTIVO
	Interruptor	Inspector	Inspección visual de posibles fisuras o daños en los mecanismos										X			1	0,5	0,5	INSPECCIÓN
		PdM	Realizar pruebas de rigidez dielectrica al interruptor										X			2	0,5	1	PREDICTIVO
		Electricos	Aspirar y luego limpiar con paños libres de pelusa, torqurear los elementos de potencia , lubricar los mecanismos incluido los rieles de desplazamiento, realizar pruebas de funcionamiento con interruptor fuera de barras, reapriete de la tornilleria de control										X			2	0,5	1	PREVENTIVO
	Camaras y exclusas	Inspector	Inspección visual de de las compuertas										X			1	0,5	0,5	INSPECCIÓN
		Electricos	Ajustar de ser necesario la posicion de las compuertas, Aspirar y luego limpiar con paños libres de pelusa, lubricar los mecanismos										X			1	0,5	0,5	PREVENTIVO
	Transformadores de potencial y corriente	Inspector	Inspección visual de posibles malos contactos o fisuras										X			1	0,5	0,5	INSPECCIÓN
		PdM	realizar pruebas de descargas parciales en busca de puntos de fuga para su correccion,										X			1	0,5	0,5	PREDICTIVO
		Electricos	Aspirar y luego limpiar con paños libres de pelusa, torqurear a 37 lb*ft										X			1	0,5	0,5	PREVENTIVO
	Descargadores de SobreTension	Inspector	Inspección visual de posibles malos contactos o fisuras										X			1	0,5	0,5	INSPECCIÓN
		PdM	realizar pruebas de descargas parciales en busca de puntos de fuga para su correccion,										X			1	0,5	0,5	PREDICTIVO
		Electricos	Aspirar y luego limpiar con paños libres de pelusa, Aspirar y luego limpiar con paños libres de pelusa, torqurear a 37 lb*ft										X			1	0,5	0,5	PREVENTIVO
	Sistema de Puesta a Tierra	Inspector	Inspección visual de posibles malos contactos o fisuras										X			1	0,5	0,5	INSPECCIÓN
		PdM	Realizar pruebas de descargas parciales en busca de puntos de fuga para su correccion, Realizar medicion del sistema de puesta a tierra										X			1	0,5	0,5	PREDICTIVO
		Electricos	Aspirar y luego limpiar con paños libres de pelusa, torqurear a 37 lb*ft, lubricar los mecanismos										X			1	0,5	0,5	PREVENTIVO
	Medidores	Inspector	Inspección visual de posibles malos contactos o fisuras										X			1	0,5	0,5	INSPECCIÓN
		Electricos	Aspirar y luego limpiar con paños libres de pelusa, reapriete de toda la tornilleria de control										X			1	0,5	0,5	PREVENTIVO
	Reles	Inspector	Inspección visual de posibles malos contactos o fisuras										X			1	0,5	0,5	INSPECCIÓN
		PdM	Revizar setting, realizar pruebas de yeccion de corriente y verificacion de puntos de disparo										X			2	0,5	1	PREDICTIVO
Electricos		Aspirar y luego limpiar con paños libres de pelusa, reapriete de toda la tornilleria de control										X			1	0,5	0,5	PREVENTIVO	
Comandos	Inspector	Inspección visual de posibles malos contactos o fisuras										X			1	0,5	0,5	INSPECCIÓN	
	Electricos	Aspirar y luego limpiar con paños libres de pelusa, reapriete de toda la tornilleria de control, realizar pruebas de control										X			1	0,5	0,5	PREVENTIVO	





UNIDAD DE EQUIPO	COMPONENTE / ITEM MANTENIBLE	DISCIPLINA	DESCRIPCIÓN OPERACIÓN	FRECUENCIA FINALES											N° PERSONAS	DURACIÓN (Hrs)	HH	TIPO DE TAREA	
				1D	1S	2S	1M	2M	3M	4M	6M	1A	2A	3A					
CELDA SB3-B1-4	Pasamuros	Inspector	Inspección visual de posibles fisuras												X	1	0,5	0,5	INSPECCIÓN
		PdM	Realizar pruebas de rigidez dielectrica al conjunto de barras												X	2	0,5	1	PREDICTIVO
		Electricos	Aspirar y luego limpiar con paños libres de pelusa												X	1	0,5	0,5	PREVENTIVO
	Aisladores de contacto fijo modelo Tulipa	Inspector	Inspección visual de posibles fisuras												X	1	0,5	0,5	INSPECCIÓN
		PdM	Realizar pruebas de rigidez dielectrica al conjunto de barras												X	2	0,5	1	PREDICTIVO
		Electricos	Aspirar y luego limpiar con paños libres de pelusa, torqulear a 37 lb*ft												X	1	0,5	0,5	PREVENTIVO
	Interruptor	Inspector	Inspección visual de posibles fisuras o daños en los mecanismos												X	1	0,5	0,5	INSPECCIÓN
		PdM	Realizar pruebas de rigidez dielectrica al interruptor												X	2	0,5	1	PREDICTIVO
		Electricos	Aspirar y luego limpiar con paños libres de pelusa, torqulear los elementos de potencia, lubricar los mecanismos incluido los rieles de desplazamiento, realizar pruebas de funcionamiento con interruptor fuera de barras, reapriete de la tornilleria de control												X	2	0,5	1	PREVENTIVO
	Camaras y exclusas	Inspector	Inspección visual de de las compuertas												X	1	0,5	0,5	INSPECCIÓN
		Electricos	Ajustar de ser necesario la posicion de las compuertas, Aspirar y luego limpiar con paños libres de pelusa, lubricar los mecanismos												X	1	0,5	0,5	PREVENTIVO
	Transformadores de potencial y corriente	Inspector	Inspección visual de posibles malos contactos o fisuras												X	1	0,5	0,5	INSPECCIÓN
		PdM	realizar pruebas de descargas parciales en busca de puntos de fuga para su correccion.												X	1	0,5	0,5	PREDICTIVO
		Electricos	Aspirar y luego limpiar con paños libres de pelusa, torqulear a 37 lb*ft												X	1	0,5	0,5	PREVENTIVO
	Descargadores de SobreTension	Inspector	Inspección visual de posibles malos contactos o fisuras												X	1	0,5	0,5	INSPECCIÓN
		PdM	realizar pruebas de descargas parciales en busca de puntos de fuga para su correccion.												X	1	0,5	0,5	PREDICTIVO
		Electricos	Aspirar y luego limpiar con paños libres de pelusa, Aspirar y luego limpiar con paños libres de pelusa, torqulear a 37 lb*ft												X	1	0,5	0,5	PREVENTIVO
	Sistema de Puesta a Tierra	Inspector	Inspección visual de posibles malos contactos o fisuras												X	1	0,5	0,5	INSPECCIÓN
		PdM	Realizar pruebas de descargas parciales en busca de puntos de fuga para su correccion, Realizar medicion del sistema de puesta a tierra												X	1	0,5	0,5	PREDICTIVO
		Electricos	Aspirar y luego limpiar con paños libres de pelusa, torqulear a 37 lb*ft, lubricar los mecanismos												X	1	0,5	0,5	PREVENTIVO
	Medidores	Inspector	Inspección visual de posibles malos contactos o fisuras												X	1	0,5	0,5	INSPECCIÓN
		Electricos	Aspirar y luego limpiar con paños libres de pelusa, reapriete de toda la tornilleria de control												X	1	0,5	0,5	PREVENTIVO
	Reles	Inspector	Inspección visual de posibles malos contactos o fisuras												X	1	0,5	0,5	INSPECCIÓN
		PdM	Revizar setting, realizar pruebas de yeccion de corriente y verificacion de puntos de disparo												X	2	0,5	1	PREDICTIVO
Electricos		Aspirar y luego limpiar con paños libres de pelusa, reapriete de toda la tornilleria de control												X	1	0,5	0,5	PREVENTIVO	
Comandos	Inspector	Inspección visual de posibles malos contactos o fisuras												X	1	0,5	0,5	INSPECCIÓN	
	Electricos	Aspirar y luego limpiar con paños libres de pelusa, reapriete de toda la tornilleria de control, realizar pruebas de control												X	1	0,5	0,5	PREVENTIVO	

UNIDAD DE EQUIPO	COMPONENTE / ITEM MANTENIBLE	DISCIPLINA	DESCRIPCIÓN OPERACIÓN	FRECUENCIA FINALES											TIPO DE TAREA					
				1D	1S	2S	1M	2M	3M	4M	6M	1A	2A	3A		N° PERSONAS	DURACIÓN (Hrs)	HH		
CELDA SB3-B1-5	Pasamuros	Inspector	Inspección visual de posibles fisuras										X			1	0,5	0,5	INSPECCIÓN	
		PdM	Realizar pruebas de rigidez dielectrica al conjunto de barras										X			2	0,5	1	PREDICTIVO	
		Electricos	Aspirar y luego limpiar con paños libres de pelusa										X			1	0,5	0,5	PREVENTIVO	
	Aisladores de contacto fijo modelo Tulipa	Inspector	Inspección visual de posibles fisuras											X			1	0,5	0,5	INSPECCIÓN
		PdM	Realizar pruebas de rigidez dielectrica al conjunto de barras											X			2	0,5	1	PREDICTIVO
		Electricos	Aspirar y luego limpiar con paños libres de pelusa, torqurear a 37 lb*ft											X			1	0,5	0,5	PREVENTIVO
	Interruptor	Inspector	Inspección visual de posibles fisuras o daños en los mecanismos											X			1	0,5	0,5	INSPECCIÓN
		PdM	Realizar pruebas de rigidez dielectrica al interruptor											X			2	0,5	1	PREDICTIVO
		Electricos	Aspirar y luego limpiar con paños libres de pelusa, torqurear los elementos de potencia, lubricar los mecanismos incluido los rieles de desplazamiento, realizar pruebas de funcionamiento con interruptor fuera de barras, reapriete de la tornilleria de control											X			2	0,5	1	PREVENTIVO
	Camaras y exclusas	Inspector	Inspección visual de de las compuertas											X			1	0,5	0,5	INSPECCIÓN
		Electricos	Ajustar de ser necesario la posicion de las compuertas, Aspirar y luego limpiar con paños libres de pelusa, lubricar los mecanismos											X			1	0,5	0,5	PREVENTIVO
	Transformadores de potencial y corriente	Inspector	Inspección visual de posibles malos contactos o fisuras											X			1	0,5	0,5	INSPECCIÓN
		PdM	realizar pruebas de descargas parciales en busca de puntos de fuga para su correccion,											X			1	0,5	0,5	PREDICTIVO
		Electricos	Aspirar y luego limpiar con paños libres de pelusa, torqurear a 37 lb*ft											X			1	0,5	0,5	PREVENTIVO
	Descargadores de SobreTension	Inspector	Inspección visual de posibles malos contactos o fisuras											X			1	0,5	0,5	INSPECCIÓN
		PdM	realizar pruebas de descargas parciales en busca de puntos de fuga para su correccion,											X			1	0,5	0,5	PREDICTIVO
		Electricos	Aspirar y luego limpiar con paños libres de pelusa, Aspirar y luego limpiar con paños libres de pelusa, torqurear a 37 lb*ft											X			1	0,5	0,5	PREVENTIVO
	Sistema de Puesta a Tierra	Inspector	Inspección visual de posibles malos contactos o fisuras											X			1	0,5	0,5	INSPECCIÓN
		PdM	Realizar pruebas de descargas parciales en busca de puntos de fuga para su correccion, Realizar medicion del sistema de puesta a tierra											X			1	0,5	0,5	PREDICTIVO
		Electricos	Aspirar y luego limpiar con paños libres de pelusa, torqurear a 37 lb*ft, lubricar los mecanismos											X			1	0,5	0,5	PREVENTIVO
	Medidores	Inspector	Inspección visual de posibles malos contactos o fisuras											X			1	0,5	0,5	INSPECCIÓN
		Electricos	Aspirar y luego limpiar con paños libres de pelusa, reapriete de toda la tornilleria de control											X			1	0,5	0,5	PREVENTIVO
	Reles	Inspector	Inspección visual de posibles malos contactos o fisuras											X			1	0,5	0,5	INSPECCIÓN
		PdM	Revizar setting, reaizar pruebas de yeccion de corriente y verificacion de puntos de disparo											X			2	0,5	1	PREDICTIVO
Electricos		Aspirar y luego limpiar con paños libres de pelusa, reapriete de toda la tornilleria de control											X			1	0,5	0,5	PREVENTIVO	
Comandos	Inspector	Inspección visual de posibles malos contactos o fisuras											X			1	0,5	0,5	INSPECCIÓN	
	Electricos	Aspirar y luego limpiar con paños libres de pelusa, reapriete de toda la tornilleria de control, realizar pruebas de control											X			1	0,5	0,5	PREVENTIVO	

UNIDAD DE EQUIPO	COMPONENTE / ITEM MANTENIBLE	DISCIPLINA	DESCRIPCIÓN OPERACIÓN	FRECUENCIA FINALES												DURACIÓN (hrs)	HH	TIPO DE TAREA			
				1D	1S	2S	1M	2M	3M	4M	6M	1A	2A	3A	N° PERSONAS						
CELDA SB3-B1-6	Pasamuros	Inspector	Inspección visual de posibles fisuras													X	1	0,5	0,5	INSPECCIÓN	
		PdM	Realizar pruebas de rigidez dielectrica al conjunto de barras														X	2	0,5	1	PREDICTIVO
		Electricos	Aspirar y luego limpiar con paños libres de pelusa														X	1	0,5	0,5	PREVENTIVO
	Aisladores de contacto fijo modelo Tulipa	Inspector	Inspección visual de posibles fisuras														X	1	0,5	0,5	INSPECCIÓN
		PdM	Realizar pruebas de rigidez dielectrica al conjunto de barras														X	2	0,5	1	PREDICTIVO
		Electricos	Aspirar y luego limpiar con paños libres de pelusa, torquear a 37 lb*ft														X	1	0,5	0,5	PREVENTIVO
	Interruptor	Inspector	Inspección visual de posibles fisuras o daños en los mecanismos														X	1	0,5	0,5	INSPECCIÓN
		PdM	Realizar pruebas de rigidez dielectrica al interruptor														X	2	0,5	1	PREDICTIVO
		Electricos	Aspirar y luego limpiar con paños libres de pelusa, torquear los elementos de potencia, lubricar los mecanismos incluido los rieles de desplazamiento, realizar pruebas de funcionamiento con interruptor fuera de barras, reapriete de la tornilleria de control														X	2	0,5	1	PREVENTIVO
	Camaras y exclusas	Inspector	Inspección visual de de las compuertas														X	1	0,5	0,5	INSPECCIÓN
		Electricos	Ajustar de ser necesario la posicion de las compuertas, Aspirar y luego limpiar con paños libres de pelusa, lubricar los mecanismos														X	1	0,5	0,5	PREVENTIVO
	Transformadores de potencial y corriente	Inspector	Inspección visual de posibles malos contactos o fisuras														X	1	0,5	0,5	INSPECCIÓN
		PdM	realizar pruebas de descargas parciales en busca de puntos de fuga para su correccion,														X	1	0,5	0,5	PREDICTIVO
		Electricos	Aspirar y luego limpiar con paños libres de pelusa, torquear a 37 lb*ft														X	1	0,5	0,5	PREVENTIVO
	Descargadores de SobreTension	Inspector	Inspección visual de posibles malos contactos o fisuras														X	1	0,5	0,5	INSPECCIÓN
		PdM	realizar pruebas de descargas parciales en busca de puntos de fuga para su correccion,														X	1	0,5	0,5	PREDICTIVO
		Electricos	Aspirar y luego limpiar con paños libres de pelusa, Aspirar y luego limpiar con paños libres de pelusa, torquear a 37 lb*ft														X	1	0,5	0,5	PREVENTIVO
	Sistema de Puesta a Tierra	Inspector	Inspección visual de posibles malos contactos o fisuras														X	1	0,5	0,5	INSPECCIÓN
		PdM	Realizar pruebas de descargas parciales en busca de puntos de fuga para su correccion, Realizar medicion del sistema de puesta a tierra														X	1	0,5	0,5	PREDICTIVO
		Electricos	Aspirar y luego limpiar con paños libres de pelusa, torquear a 37 lb*ft, lubricar los mecanismos														X	1	0,5	0,5	PREVENTIVO
	Medidores	Inspector	Inspección visual de posibles malos contactos o fisuras														X	1	0,5	0,5	INSPECCIÓN
		Electricos	Aspirar y luego limpiar con paños libres de pelusa, reapriete de toda la tornilleria de control														X	1	0,5	0,5	PREVENTIVO
	Reles	Inspector	Inspección visual de posibles malos contactos o fisuras														X	1	0,5	0,5	INSPECCIÓN
		PdM	Revisar setting, realiizar pruebas de yeccion de corriente y verificacion de puntos de disparo														X	2	0,5	1	PREDICTIVO
Electricos		Aspirar y luego limpiar con paños libres de pelusa, reapriete de toda la tornilleria de control														X	1	0,5	0,5	PREVENTIVO	
Comandos	Inspector	Inspección visual de posibles malos contactos o fisuras														X	1	0,5	0,5	INSPECCIÓN	
	Electricos	Aspirar y luego limpiar con paños libres de pelusa, reapriete de toda la tornilleria de control, realizar pruebas de control														X	1	0,5	0,5	PREVENTIVO	
AUXILIARES SUBESTACION SB3	Baterias y cargador	Electricos	Inspección de señal de salida, verificacion de estado de baterias													X	1	0,5	0,5	INSPECCIÓN	
		Electricos	mantenimiento a baterias y sistema de control.														X	2	0,5	1	PREVENTIVO

## Anexo I. Análisis SRCM inicial para Redes de Media Tensión

SUB SISTEMA	FUNCION	FALLA FUNCIONAL	ACTIVO ASOCIADO	CODIGO ISO 14224 DE LA FALLA	MODOS DE FALLA	EFFECTOS DE FALLA			
REDES AEREAS	Transportar la Potencia Electrica necesaria entre dos puntos de la red	No transportar la Potencia Electrica necesaria entre dos puntos de la red	Torres	OTH	Otros - Desplazamiento de la superficie de	Ruptura de linea - conductor inoperativo			
				STD	Deficiencia estructural - corrosión inaceptable	Ruptura-deformación de los brazos de las torres - Terna			
				BRD	Colapso	Agarrotamiento, roturas, explosión - Terna inoperativa			
			Postes de ferroconcreto	OTH	Otros - Desplazamiento de la superficie de	Ruptura de linea - conductor inoperativo			
				BRD	Colapso	Fractura, roturas, explosión - Terna inoperativa			
				STD	Deficiencia estructural - Errosion inaceptable	Ruptura-deformación del poste - Terna inoperativa			
			Estructuras Metalicas para Retencion y Paso (aisladores +)	INL	Fuga interna y/o externa	Barraje inoperativo - salida de sistema por bajo aislamiento			
				ELP	Fuga interna – medio de procesamiento	Descargas parciales elevadas			
				BRD	Colapso	Agarrotamiento, roturas, terna inoperativa			
			Retenidas	OHE	Punto caliente	Ruptura de la linea, terna inoperativa			
				STD	Deficiencia estructural	Caida de lineas, fuga a tierra , terna inoperativa			
				BRD	Colapso	Agarrotamiento, roturas, retenida inoperativa			
			Conductor ACSR	STD	Deficiencia estructural - corrosión inaceptable	Tensionamiento deficiente			
				OHE	Punto caliente	Ruptura de la linea, terna inoperativa			
				INL	Fuga interna y/o externa	Efectos corona - perdidas en la transmision			
			Apantallamiento ( Lineas de guarda + Descargadores de SobreTension)	STD	Deficiencia estructural - deformación de conductor	Fala de coexion de los torones - calentamiento de linea			
				ELU	Fuga externa – medio de servicio	Presencia de arco por fuga			
				IHT	Transferencia de calor insuficiente	Sobrecarga de los elementos por la disipación de energía			
			Sistema de Puesta a Tierra	ELP	Fuga interna – medio de procesamiento	Descargas parciales elevadas			
				ERO	Energía de salida errática - no opera	No se descarga la linea			
				STD	Deficiencia estructural -corrosión inaceptable	Ruptura descargador o lineas de guarda - Terna			
			REDES SUBTERRANEAS	Transportar la Potencia Electrica necesaria entre dos puntos de la red	No transportar la Potencia Electrica necesaria entre dos puntos de la red	Pasamuros, Bandejas y Ductos	INL	Fuga interna y/o externa	Cables sin proteccion - salida de sistema por bajo
							STD	Deficiencia estructural - corrosión inaceptable	Ruptura, deformacion - esfuerzo mecanico en los cables
							BRD	Colapso	Agarrotamiento, roturas de los conductores, terna
Cables XLPE	ELP	Fuga interna – medio de procesamiento				Descargas parciales elevadas, corto entre fases			
	IHT	Transferencia de calor insuficiente				Sobrecarga de los elementos por la disipación de energía			
	ELU	Fuga externa – medio de servicio				Presencia de arco por fuga a tierra			
Cables con aislamiento en Aceite	STD	Deficiencia estructural -daño fisico inaceptable				Ruptura cable - Terna inoperativa			
	ELP	Fuga interna – medio de procesamiento				Descargas parciales elevadas, corto entre fases, fuga de			
	IHT	Transferencia de calor insuficiente				Sobrecarga de los elementos por la disipación de energía			
Empalmes de Transicion	ELU	Fuga externa – medio de servicio				Presencia de arco por fuga			
	STD	Deficiencia estructural -daño fisico inaceptable				Ruptura cable - Terna inoperativa			
	ELP	Fuga interna – medio de procesamiento				Descargas parciales elevadas, corto entre fases, fuga de			
Terminales de conexión	OHE	Punto caliente				Ruptura de la linea, terna inoperativa			
	STD	Deficiencia estructural -corrosión inaceptable				Ruptura de la terminal, linea abierta			
	OHE	Perdida de hermeticidad				Entrada de humedad al conductor			
Terminales de aislamiento Premoldeadas	ELP	Fuga interna – medio de procesamiento				Descargas parciales elevadas			
	OHE	Perdida de hermeticidad				Entrada de humedad al conductor			
	ELU	Fuga externa – medio de servicio				Presencia de arco por fuga a tierra			
Cajas de inspeccion	STD	Deficiencia estructural -daño fisico inaceptable				Ruptura terminal - Terna inoperativa			
	OHE	Perdida de hermeticidad				Entrada de humedad a los conductores			
	BRD	Colapso				Roturas de los conductores, terna inoperativa			
Descargadores de SobreTension	ELU	Fuga externa – medio de servicio				Presencia de arco por fuga			
	IHT	Transferencia de calor insuficiente				Sobrecarga de los elementos por la disipación de energía			
	ELP	Fuga interna – medio de procesamiento				Descargas parciales elevadas			
Sistema de Puesta a Tierra	ERO	Energía de salida errática - no opera	No se descarga la linea						
	STD	Deficiencia estructural -corrosión inaceptable	Ruptura descargador - terna inoperativa						
	STD	Deficiencia estructural -corrosión inaceptable	Ruptura conexiones - SPT inoperativo						
	LOO	Baja energía de salida - Transmite energía reducida	No se despeja la falla						
	OHE	Sobrecalentamiento - Temperatura excesiva	Ruptura de Sistemas de Puesta a tierra						

SUB SISTEMA	FUNCION	FALLA FUNCIONAL	ACTIVO ASOCIADO	CODIGO ISO 14224 DE LA FALLA	MODOS DE FALLA	EFFECTOS DE FALLA
TRANSICIONES AEREO-SUBTERRANEO	Transportar la Potencia Electrica necesaria entre un punto aereo de la red y un punto subterráneo.	No transportar la Potencia Electrica necesaria entre un punto aereo de la red y un punto subterráneo.	Conectores Bimetálicos	STD	Deficiencia estructural -corrosión inaceptable	Ruptura de la terminal, línea abierta
				OHE	Punto caliente	Ruptura de la conexión, terna inoperativa
			Terminales de aislamiento Premoldeadas	ELP	Fuga interna – medio de procesamiento	Descargas parciales elevadas
				OHE	Perdida de hermeticidad	Entrada de humedad al conductor
				ELU	Fuga externa – medio de servicio	Presencia de arco por fuga a tierra
			Herrajes de suspensión	STD	Deficiencia estructural -corrosión inaceptable	Ruptura de herraje , línea caída
				OTH	Otros - Fuga interna	Deficiencia de aislamiento - Descargas parciales elevadas
				BRD	Colapso	Agarrotamiento, roturas, Terna inoperativa
			Terminales de conexión	STD	Deficiencia estructural -corrosión inaceptable	Ruptura de la terminal, línea abierta
				OHE	Perdida de hermeticidad	Entrada de humedad al conductor
			Cable XLPE	ELP	Fuga interna – medio de procesamiento	Descargas parciales elevadas, corto entre fases
				IHT	Transferencia de calor insuficiente	Sobrecarga de los elementos por la disipación de energía
				ELU	Fuga externa – medio de servicio	Presencia de arco por fuga a tierra
			Descargadores de SobreTension	STD	Deficiencia estructural -daño físico inaceptable	Ruptura cable - Terna inoperativa
				ELU	Fuga externa – medio de servicio	Presencia de arco por fuga
				IHT	Transferencia de calor insuficiente	Sobrecarga de los elementos por la disipación de energía
				ELP	Fuga interna – medio de procesamiento	Descargas parciales elevadas
				ERO	Energía de salida errática - no opera	No se descarga la línea
			Sistema de Puesta a Tierra	STD	Deficiencia estructural -corrosión inaceptable	Ruptura descargador - terna inoperativa
				STD	Deficiencia estructural -corrosión inaceptable	Ruptura conexiones - SPT inoperativo
LOO	Baja energía de salida - Transmite energía reducida	No se despeja la falla				
	OHE	Sobrecalentamiento - Temperatura excesiva	Ruptura de Sistemas de Puesta a tierra			

## Anexo J. Causas de falla para Redes de Media Tensión

ITEM	CLASE DE COMPONENTE	CRITICIDAD	MODOS DE FALLA	EFFECTOS DE FALLA	PARTES	MECANISMO DE FALLA
1	Torres	crítico	Otros - Desplazamiento de la superficie de sustentación Deficiencia estructural - corrosión inaceptable Colapso	Ruptura de línea - conductor inoperativo Ruptura-deformación de los brazos de las torres - Terna inoperativa Agarrotamiento, roturas, explosión - Terna inoperativa	Cimentación, pernos, ángulos, juntas soldadas	Perdida de rigidez de la cimentación o de los componentes de la torre, que llevan a pérdida de geometría y cambio en los esfuerzos, por desgastes o impactos.
2	Postes de ferroconcreto	crítico	Otros - Desplazamiento de la superficie de sustentación Colapso Deficiencia estructural - Erosion inaceptable	Ruptura de línea - conductor inoperativo Fractura, roturas, explosión - Terna inoperativa Ruptura-deformación del poste - Terna inoperativa	Cimentación, concreto resistencia 750 a 1050 kg, varillas de acero	Perdida de rigidez de la cimentación, erosión del concreto, deformación de la varillas, que llevan a pérdida de geometría y cambio en los esfuerzos; por desgastes o impactos.
3	Estructuras Metálicas para Retención y Paso (aisladores + herrajes)	crítico	Fuga interna y/o externa Fuga interna – medio de procesamiento Colapso Punto caliente Deficiencia estructural	Barraje inoperativo - salida de sistema por bajo aislamiento Descargas parciales elevadas Agarrotamiento, roturas, terna inoperativa Ruptura de la línea, terna inoperativa Caída de líneas, fuga a tierra , terna inoperativa	Aisladores de porcelana y poliméricos, herrajes, ángulos, pernos, collarines.	Contaminación de aisladores que conlleva a descargas parciales elevadas o fugas a tierra. Deformación y ruptura de partes por sobreesfuerzos o pérdida de torque en los pernos que conlleva a solturas mecánicas.
4	Conductor ACSR	crítico	Punto caliente Fuga interna y/o externa Deficiencia estructural - deformación de conductor	Ruptura de la línea, terna inoperativa Efectos corona - pérdidas en la transmisión Fala de coexion de los torones - calentamiento de línea	Torones, Aluminio, Alma de acero.	Deformación progresiva de la línea por montaje inadecuado, sobre esfuerzos electromecánicos e impactos entre líneas que conlleva a pérdida de torones provocando mala conducción y ruptura de la línea.
5	Apantallamiento ( Líneas de guarda + Descargadores de SobreTension)	crítico	Fuga externa – medio de servicio Transferencia de calor insuficiente Fuga interna – medio de procesamiento Energía de salida errática - no opera Deficiencia estructural -corrosión inaceptable	Presencia de arco por fuga Sobrecarga de los elementos por la disipación de energía Descargas parciales elevadas No se descarga la línea Ruptura descargador o líneas de guarda - Terna inoperativa	Cable desnudo, herrajes, bayonetas, DPS Porcelanas, DPS Poliméricos, Soporres, conector, Conector a tierra, Pernos, conductos de escape	Numero de descargas cumplidas, bloque DPS fatigado, dielectrico con pérdidas de propiedades, suciedad, Soltura mecánica, ambiente corrosivo, Contacto deficiente, Conexiones sueltas, Cableado abierto, Vibración, impactos, elevada potencia de descarga,
6	Sistema de Puesta a Tierra	crítico	Deficiencia estructural -corrosión inaceptable Baja energía de salida - Transmite energía reducida Sobrecalentamiento - Temperatura excesiva	Ruptura conexiones - SPT inoperativo No se despeja la falla Ruptura de Sistemas de Puesta a tierra	Cables de bajantes, conectores, Pozo de tierras.	Soltura mecánica, ambiente corrosivo, Contacto deficiente, Conexiones sueltas, Cableado abierto, Elevada temperatura, sobrecarga, Contacto deficiente, pozo deficiente.
7	Cables XLPE	crítico	Fuga interna – medio de procesamiento Transferencia de calor insuficiente Fuga externa – medio de servicio Deficiencia estructural -daño físico inaceptable	Descargas parciales elevadas, corto entre fases Sobrecarga de los elementos por la disipación de energía Presencia de arco por fuga a tierra Ruptura cable - Terna inoperativa	Material aislante polietileno , chaqueta, conductor, pantalla , material semiconductor.	Conexiones sueltas, Elevada temperatura o esfuerzos electromecánicos que fatigan el material aislante llevando el conductor a cableado abierto, corto entre fases o fuga a tierra.
8	Cables con aislamiento en Aceite	crítico	Fuga interna – medio de procesamiento Transferencia de calor insuficiente Fuga externa – medio de servicio Deficiencia estructural -daño físico inaceptable	Descargas parciales elevadas, corto entre fases, fuga de aceite Sobrecarga de los elementos por la disipación de energía Presencia de arco por fuga a tierra Ruptura cable - Terna inoperativa	Material aislante aceite , chaqueta con refuerzo mecanico, conductor, pantalla	Conexiones sueltas, Elevada temperatura o esfuerzos electromecánicos que fatigan el medio aislante por fuga de aceite o falta de agregados periodicos; llevando el conductor a cableado abierto, corto entre fases o fuga a tierra.
9	Empalmes de Transición	crítico	Fuga externa – medio de servicio Deficiencia estructural -daño físico inaceptable Fuga interna – medio de procesamiento Punto caliente	Presencia de arco por fuga Ruptura cable - Terna inoperativa Descargas parciales elevadas, corto entre fases, fuga de aceite Ruptura de la línea, terna inoperativa	Material aislante aceite, polietileno y resinas , chaqueta con refuerzo polimerico, conductores, conectores, pantalla	Conexiones sueltas, Elevada temperatura en conectores entre conductores o esfuerzos electromecánicos que fatigan el medio aislante por fuga de aceite, daño del propileno; llevando el empalme a cableado abierto, corto entre fases o fuga a tierra.
10	Terminales de conexión	crítico	Deficiencia estructural -corrosión inaceptable Pérdida de hermeticidad	Ruptura de la terminal, línea abierta Entrada de humedad al conductor	Barril, baño de aleación bimetálica, cuerpo de cobre	Contacto deficiente, Cableado desajustado, Elevada temperatura, daño en sello o ruptura por ambiente corrosivo o sobreesfuerzos electromecánicos
11	Terminales de aislamiento Premoldeadas	crítico	Fuga interna – medio de procesamiento Pérdida de hermeticidad Fuga externa – medio de servicio Deficiencia estructural -daño físico inaceptable	Descargas parciales elevadas Entrada de humedad al conductor Presencia de arco por fuga a tierra Ruptura terminal - Terna inoperativa	Contactos, tarjetas electrónicas, display, programación	Contacto deficiente con el cable, entrada de humedad y pérdida de niveles de aislamiento operativos por mal montaje, Elevada temperatura, daño en chaqueta o ruptura por ambiente corrosivo, sobreesfuerzos electromecánicos
12	Conectores Bimetálicos	crítico	Deficiencia estructural -corrosión inaceptable Punto caliente	Ruptura de la terminal, línea abierta Ruptura de la conexión, terna inoperativa	Paletas, baño de aleación bimetálica, cuerpo de cobre, pernos	Contacto deficiente, Cableado desajustado, Elevada temperatura, daño en pernos o ruptura por ambiente corrosivo, sobreesfuerzos electromecánicos o falta de torque.

**Anexo K. Plan de Mantenimiento para la red de enlaces de media tensión en  
13,8 KV**

UNIDAD DE EQUIPO	COMPONENTE / ITEM MANTENIBLE	DISCIPLINA	DESCRIPCIÓN OPERACIÓN	FRECUENCIA FINALES										N° PERSONAS	DURACIÓN (Hrs)	HH	TIPO DE TAREA			
				1D	1S	2S	1M	2M	3M	4M	6M	1A	2A					3A		
REDES AEREAS	Torres	Inspector	Inspección visual de posibles rupturas , deformaciones o fisuras									X				1	12	12	INSPECCIÓN	
	Postes de ferroconcreto	Inspector	Inspección visual de posibles rupturas , deformaciones o fisuras									X				1	12	12	INSPECCIÓN	
	Estructuras Metalicas para Retencion y Paso (aisladores + herrajes)	Inspector	Inspección visual de posibles malos contactos o fisuras										X				1	8	8	INSPECCIÓN
		PdM	Termografia + Ultrasonido										X				2	8	16	PREDICTIVO
	Electricos	Electricos	Limpieza de aisladores, aplicación de silicona hidrofobica y Medicion de nivel de aislamiento										X				4	8	32	PREVENTIVO
		Inspector	Inspección visual de posibles malos contactos , deformaciones o fisuras										X				1	12	12	INSPECCIÓN
	Conductor ACSR	Inspector	Inspección visual de posibles malos contactos o fisuras										X				1	8	8	INSPECCIÓN
		PdM	Termografia										X				1	8	8	PREDICTIVO
		Electricos	Tensionamiento de lineas .										X				4	8	32	PREVENTIVO
	Apantallamiento ( Lineas de guarda + Descargadores de SobreTension)	Inspector	Inspección visual de posibles malos contactos o fisuras										X				1	8	8	INSPECCIÓN
		PdM	realizar pruebas de descargas parciales en busca de puntos de fuga para su correccion,										X				1	8	8	PREDICTIVO
		Electricos	Limpieza de DPS, aplicación de silicona hidrofobica a los de porcelan y Medicion de nivel de aislamiento para verificar en que valor fugan										X				4	8	32	PREVENTIVO
	Sistema de Puesta a Tierra	Inspector	Verificacion de soportes, verificacion conexiones, verificacion de conexionado a tierra, verificacion de bajantes										X				1	8	8	INSPECCIÓN
		Electricos	Medicion de SPT, ajuste conexiones										X				2	8	16	PREVENTIVO



## Anexo L. Plantillas Excel para cargue del PM a SAP

Formato para cargue de rutas de Inspeccion											
Ubicación técnica a la cual debe cargarse el plan		7011-PF-85-SBE115		Subestacion de 115 KV							
Nombre de ruta:		Inspección trimestral subestacion 115 KV		40							
ciclo:		INDIVIDUAL									
unidad:		Horas									
Duracion:		40									
Personas:		1									
Clase actividad:		Subjetivo (sensible)									
Tipo de Orden:		RT01									
						No. Plan:					
						Prioridad del Plan		normal			
						Horizonte de apertura		20%			
						Intervalo de toma		4 meses			
						Inicio de ciclo		05/12/2013			
						No. Hoja Ruta					
						Puesto Trabajo					
						Estado de instalación		en servicio			
Area	Sistema	Sub sistema	Operación	Descripcion de la operación	Frecuend	N° pe	Hor	Ejecutar	UT/EQ	Caracteres	Clave Modelo
Subestacion de 115 KV - Paipa I	Subestacion de 115 KV	Subestacion de 115 KV	10	Seguridad y Medio Ambiente	120	1	1,0	PFELSU	7011-PF-85-SBE115	17	MEELSU101
	Sistema de Seccionamiento de Energia	Seccionador LDS1	20	Inspeccion Seccionador LDS1	120	1	1,0	PFELSU	7011-PF-85-SBE115-SDS01	23	MEELSU102
	Sistema de Interrupcion de Energia	Cuchilla de Puesta a Tierra Paipa I	30	Inspeccion Cuchilla de Puesta a Tierra	120	1	1,0	PFELSU	7011-PF-85-SBE115-SDIO1	23	MEELSU103
	Sistema de Seccionamiento de Energia	Seccionador BDS 1	40	Inspeccion Seccionador BDS 1	120	1	1,0	PFELSU	7011-PF-85-SBE115-SDS01	23	MEELSU104
	Sistema de Interrupcion de Energia	Interruptor CB1	50	Inspeccion Interruptor CB1	120	1	1,0	PFELSU	7011-PF-85-SBE115-SDIO1	23	MEELSU105
	Sistema de Seccionamiento de Energia	Seccionador BDS 2	60	Inspeccion Seccionador BDS 2	120	1	1,0	PFELSU	7011-PF-85-SBE115-SDS01	23	MEELSU104
	Sistema de Medicion de Energia	Transformadores de corriente y potencial Paipa I	70	Inspeccion Transformadores de corrie	120	1	1,0	PFELSU	7011-PF-85-SBE115-SDM01	23	MEELSU106
	Sistemas Auxiliares y de Respaldo	Descargadores de SobreTension Paipa I	80	Inspeccion Descargadores de SobreTen	120	1	1,0	PFELSU	7011-PF-85-SBE115-AUX01	23	MEELSU107
	Sistemas Auxiliares y de Respaldo	Ternas y Aisladores Paipa I	90	Inspeccion Ternas y Aisladores	120	1	1,0	PFELSU	7011-PF-85-SBE115-AUX01	23	MEELSU108
	Sistemas Auxiliares y de Respaldo	Apantallamiento Paipa I	100	Inspeccion Apantallamiento	120	1	1,0	PFELSU	7011-PF-85-SBE115-AUX01	23	MEELSU109
Subestacion de 115 KV - Paipa II	Sistema de Seccionamiento de Energia	Seccionador LDS2	110	Inspeccion Seccionador LDS2	120	1	1,0	PFELSU	7011-PF-85-SBE115-SDS01	23	MEELSU102
	Sistema de Interrupcion de Energia	Cuchilla de Puesta a Tierra Paipa II	120	Inspeccion Cuchilla de Puesta a Tierra	120	1	1,0	PFELSU	7011-PF-85-SBE115-SDIO1	23	MEELSU103
	Sistema de Seccionamiento de Energia	Seccionador BDS 6	130	Inspeccion Seccionador BDS 6	120	1	1,0	PFELSU	7011-PF-85-SBE115-SDS01	23	MEELSU104
	Sistema de Interrupcion de Energia	Interruptor CB3	140	Inspeccion Interruptor CB3	120	1	1,0	PFELSU	7011-PF-85-SBE115-SDIO1	23	MEELSU110
	Sistema de Seccionamiento de Energia	Seccionador BDS 5	150	Inspeccion Seccionador BDS 5	120	1	1,0	PFELSU	7011-PF-85-SBE115-SDS01	23	MEELSU104
	Sistema de Medicion de Energia	Transformadores de corriente y potencial Paipa II	160	Inspeccion Transformadores de corrie	120	1	1,0	PFELSU	7011-PF-85-SBE115-SDM01	23	MEELSU106
	Sistemas Auxiliares y de Respaldo	Descargadores de SobreTension Paipa II	170	Inspeccion Descargadores de SobreTen	120	1	1,0	PFELSU	7011-PF-85-SBE115-AUX01	23	MEELSU107
	Sistemas Auxiliares y de Respaldo	Apantallamiento Paipa II	180	Inspeccion Apantallamiento Paipa II	120	1	1,0	PFELSU	7011-PF-85-SBE115-AUX01	23	MEELSU108
	Sistemas Auxiliares y de Respaldo	Ternas y Aisladores Paipa II	190	Inspeccion Ternas y Aisladores Paipa	120	1	1,0	PFELSU	7011-PF-85-SBE115-AUX01	23	MEELSU109
	Sistemas Auxiliares y de Respaldo	Apantallamiento Paipa II	190	Inspeccion Ternas y Aisladores Paipa	120	1	1,0	PFELSU	7011-PF-85-SBE115-AUX01	23	MEELSU109
Subestacion 115 Kv - CB2	Sistema de Seccionamiento de Energia	Seccionador BDS 4	200	Inpeccion Seccionador BDS 4	120	1	1,0	PFELSU	7011-PF-85-SBE115-SDS01	23	MEELSU104
	Sistema de Interrupcion de Energia	Interruptor CB2	210	Inpeccion Interruptor CB2	120	1	1,0	PFELSU	7011-PF-85-SBE115-SDIO1	23	MEELSU105
	Sistema de Seccionamiento de Energia	Seccionador BDS 3	220	Inpeccion Seccionador BDS 3	120	1	1,0	PFELSU	7011-PF-85-SBE115-SDS01	23	MEELSU104
	Sistema de Medicion de Energia	Transformadores de corriente y potencial CB2	230	Inpeccion Transformadores de corrient	120	1	1,0	PFELSU	7011-PF-85-SBE115-SDM01	23	MEELSU106
	Sistemas Auxiliares y de Respaldo	Apantallamiento	240	Inpeccion Apantallamiento	120	1	1,0	PFELSU	7011-PF-85-SBE115-AUX01	23	MEELSU109
	Sistemas Auxiliares y de Respaldo	Ternas y Aisladores	250	Inpeccion Ternas y Aisladores	120	1	1,0	PFELSU	7011-PF-85-SBE115-AUX01	23	MEELSU108

Formato para cargue de rutas de Inspeccion											
Ubicación técnica a la cual debe cargarse el plan		7011-PF-85-SBE115		Subestacion de 115 KV							
Nombre de ruta:		Inspección trimestral subestacion 115 KV		40		No. Plan:					
ciclo		INDIVIDUAL				Prioridad del Plan					
unidad		Horas				Horizonte de apertura					
Duracion		40				Intervalo de toma					
Personas		1				Inicio de ciclo					
Clase actividad		Subjetivo (sensible)				No. Hoja Ruta					
Tipo de Orden		RT01				Puesto Trabajo					
						Estado de instalación					
						en servicio					
Area	Sistema	Sub sistema	operación	Descripcion de la operación	Frecuend	N° pe	Hor	Ejecutar	UT/EQ	Clave Modelo	
Subestacion 115 Kv - Bahia T1	Sistemas Auxiliares y de Respaldo	Ternas y Aisladores	260	Inspeccion Ternas y Aisladores	120	1	1,0	PFELSU	7011-PF-85-SBE115-AUX01	23	MEELSU108
	Sistema de Seccionamiento de Energia	Seccionador TDS1	270	Inspeccion Seccionador TDS1	120	1	1,0	PFELSU	7011-PF-85-SBE115-SDT01	23	MEELSU104
	Sistema de Transformacion de Energia	Transformador T1	280	Inspeccion Transformador T1	120	1	1,0	PFELSU	7011-PF-85-SBE115-SDT01	23	MEELSU111
	Sistemas Auxiliares y de Respaldo	Ventilacion forzada	290	Inspeccion Ventilacion forzada	120	1	1,0	PFELSU	7011-PF-85-SBE115-AUX01	23	MEELSU112
	Sistemas Auxiliares y de Respaldo	Descargadores de SobreTension	300	Inspeccion Descargadores de SobreTer	120	1	1,0	PFELSU	7011-PF-85-SBE115-SDM01	23	MEELSU107
	Sistemas Auxiliares y de Respaldo	Apantallamiento	310	Inspeccion Apantallamiento	120	1	1,0	PFELSU	7011-PF-85-SBE115-AUX01	23	MEELSU109
Subestacion 115 Kv - Bahia T2	Sistema de Seccionamiento de Energia	Seccionador TDS2	320	Inspeccion Seccionador TDS2	120	1	1,0	PFELSU	7011-PF-85-SBE115-SDT01	23	MEELSU104
	Sistema de Transformacion de Energia	Transformador T2	330	Inspeccion Transformador T2	120	1	1,0	PFELSU	7011-PF-85-SBE115-SDT01	23	MEELSU111
	Sistemas Auxiliares y de Respaldo	Ventilacion forzada	340	Inspeccion Ventilacion forzada	120	1	1,0	PFELSU	7011-PF-85-SBE115-AUX01	23	MEELSU112
	Sistemas Auxiliares y de Respaldo	Descargadores de SobreTension	350	Inspeccion Descargadores de	120	1	1,0	PFELSU	7011-PF-85-SBE115-AUX01	23	MEELSU107
	Sistemas Auxiliares y de Respaldo	Apantallamiento	360	Inspeccion Apantallamiento	120	1	1,0	PFELSU	7011-PF-85-SBE115-AUX01	23	MEELSU109
	Sistemas Auxiliares y de Respaldo	Ternas y Aisladores	370	Inspeccion Ternas y Aisladores	120	1	1,0	PFELSU	7011-PF-85-SBE115-AUX01	23	MEELSU108
MODULO DE	Sistemas Auxiliares y de Respaldo	Reles	380	Inspeccion Reles	120	1	1,0	PFELSU	7011-PF-85-SBE115-AUX01	23	MEELSU113
AUXILIARES	Sistemas Auxiliares y de Respaldo	Baterias y cargador	390	Inspeccion Baterias y cargador	120	1	1,0	PFELSU	7011-PF-85-SBE115-AUX01	23	MEELSU114
SUBESTACION	Sistemas Auxiliares y de Respaldo	Transformador auxiliar	400	Inspeccion Transformador auxiliar	120	1	0,5	PFELSU	7011-PF-85-SBE115-AUX01	23	MEELSU115

Formato para cargue de rutas de Inspeccion											
Ubicación técnica a la cual debe cargarse el plan		7011-PF-85-SBE115		Subestacion de 115 KV							
Nombre de ruta:	Manto predictivo interno subestacion 115			40					No. Plan:		
ciclo	INDIVIDUAL								Prioridad del Plan	normal	
unidad	Horas								Horizonte de apertura	20%	
Duracion	22								Intervalo de toma	4 meses	
Personas	1								Inicio de ciclo	05/03/2014	
Clase actividad	Objetivo (equipado)								No. Hoja Ruta		
Tipo de Orden	RT01								Puesto Trabajo		
									Estado de instalación	en servicio	
Area	Sistema	Sub sistema	operación	Descripcion de la operación	Frecue	N° per	Horas	Ejecutar	UT/EQ	Caracteres	Clave Modelo
Subestacion de 115 KV - Paipa II	Subestacion de 115 KV	Subestacion de 115 KV	10	Seguridad y Medio Ambiente	120	1	1,0	CFPD	7011-PF-85-SBE115	17	CFPD101
	Sistema de Seccionamiento de Ener	Seccionador LDS2	20	Termografia Seccionador LDS2	120	1	1,0	CFPD	7011-PF-85-SBE115-SDS01	23	CFPD102
	Sistema de Seccionamiento de Ener	Seccionador BDS 6	30	Termografia Seccionador BDS 6	120	1	1,0	CFPD	7011-PF-85-SBE115-SDS01	23	CFPD103
	Sistema de Interrupcion de Energia	Interruptor CB3	40	Termografia Interruptor CB3	120	1	1,0	CFPD	7011-PF-85-SBE115-SDIO1	23	CFPD104
	Sistema de Seccionamiento de Ener	Seccionador BDS 5	50	Termografia Seccionador BDS 5	120	1	1,0	CFPD	7011-PF-85-SBE115-SDS01	23	CFPD103
	Sistema de Medicion de Energia	Transformadores de corriente y potencial	60	Termografia Transformadores de corrie	120	1	1,0	CFPD	7011-PF-85-SBE115-SDM01	23	CFPD105
Subestacion de 115 KV - Bahia CB2	Sistemas Auxiliares y de Respaldo	Descargadores de SobreTension	70	Termografia Descargadores de SobreTe	120	1	1,0	CFPD	7011-PF-85-SBE115-AUX01	23	CFPD106
	Sistema de Seccionamiento de Ener	Seccionador BDS 4	80	Termografia Seccionador BDS 4	120	1	1,0	CFPD	7011-PF-85-SBE115-SDS01	23	CFPD103
	Sistema de Interrupcion de Energia	Interruptor CB2	90	Termografia Interruptor CB2	120	1	1,0	CFPD	7011-PF-85-SBE115-SDIO1	23	CFPD107
	Sistema de Seccionamiento de Ener	Seccionador BDS 3	100	Termografia Seccionador BDS 3	120	1	1,0	CFPD	7011-PF-85-SBE115-SDS01	23	CFPD103
	Sistema de Medicion de Energia	Transformadores de corriente y potencial	110	Termografia Transformadores de corrie	120	1	1,0	CFPD	7011-PF-85-SBE115-SDM01	23	CFPD105
	Sistemas Auxiliares y de Respaldo	Descargadores de SobreTension	120	Termografia Descargadores de SobreTe	120	1	1,0	CFPD	7011-PF-85-SBE115-AUX01	23	CFPD106
Subestacion de 115 KV - Bahia T 01	Sistema de Seccionamiento de Ener	Seccionador TDS1	130	Termografia Seccionador TDS1	120	1	1,0	CFPD	7011-PF-85-SBE115-SDT01	23	CFPD103
	Sistema de Transformacion de Ener	Transformador T1	140	Termografia Transformador T1	120	1	1,0	CFPD	7011-PF-85-SBE115-SDT01	23	CFPD108
	Sistemas Auxiliares y de Respaldo	Ventilacion forzada T1	150	Termografia Ventilacion forzada T1	120	1	1,0	CFPD	7011-PF-85-SBE115-AUX01	23	CFPD109
	Sistemas Auxiliares y de Respaldo	Descargadores de SobreTension	160	Termografia Descargadores de SobreTe	120	1	1,0	CFPD	7011-PF-85-SBE115-AUX01	23	CFPD106
Subestacion de 115 KV - Bahia T 02	Sistema de Seccionamiento de Ener	Seccionador TDS2	170	Termografia Seccionador TDS2	120	1	1,0	CFPD	7011-PF-85-SBE115-SDT01	23	CFPD103
	Sistema de Transformacion de Ener	Transformador T2	180	Termografia Transformador T2	120	1	1,0	CFPD	7011-PF-85-SBE115-SDT01	23	CFPD108
	Sistemas Auxiliares y de Respaldo	Ventilacion forzada T2	190	Termografia Ventilacion forzada T2	120	1	1,0	CFPD	7011-PF-85-SBE115-AUX01	23	CFPD109
	Sistemas Auxiliares y de Respaldo	Descargadores de SobreTension	200	Termografia Descargadores de SobreTe	120	1	1,0	CFPD	7011-PF-85-SBE115-AUX01	23	CFPD106
Subestacion de 115 KV -	Sistema de Medicion de Energia	Reles	210	Termografia Reles	120	1	1,0	CFPD	7011-PF-85-SBE115-SDM01	23	CFPD110
	Sistemas Auxiliares y de Respaldo	Transformador auxiliar	220	Termografia Transformador auxiliar	120	1	1,0	CFPD	7011-PF-85-SBE115-AUX01	23	CFPD108

Formato para cargue de rutas de Inspeccion												
Ubicación técnica a la cual debe cargarse el plan		7011-PF-85-SBE115		Subestacion de 115 KV								
Nombre de ruta:	Manto predictivo externo subestacion 115		40							No. Plan:		
ciclo	INDIVIDUAL									Prioridad del Plan	normal	
unidad	Horas									Horizonte de apertura	30%	
Duracion	8									Intervalo de toma	12 meses	
Personas	1									Inicio de ciclo	03/05/2014	
Clase actividad	Objetivo (equipado)									No. Hoja Ruta		
Tipo de Orden	RT01									Puesto Trabajo		
										Estado de instalación	en servicio	
Area	Sistema	Sub sistema	Operación	Descripcion de la operación	Frecue	N° per	Horas	T HH	Ejecutar	UT/EQ	Indicadores	Clave Modelo
Subestacion de 115 KV - Paipa II	Subestacion de 115 KV	Subestacion de 115 KV	10	Seguridad y Medio Ambiente	365	1	2,0		CFPD	7011-PF-85-SBE115	17	MEELSU101
	Sistema de Transformacion de Ener	Transformador 01	20	Realizar via solped análisis de aceites	365	1	3,0		CFPD	7011-PF-85-SBE115-SDT01	23	MEELSU116
	Sistema de Transformacion de Ener	Transformador 02	20	Realizar via solped análisis de aceites	365	1	3,0		CFPD	7011-PF-85-SBE115-SDT01	23	MEELSU117

Formato para cargue Planes de Manto Ejecucion												
Ubicación técnica a la cual debe cargarse el plan		7011-PF-85-SBE115		Subestacion de 115 KV								
Nombre de ruta:	Manto electrico interno subestacion 115		40							No. Plan:		
ciclo	INDIVIDUAL									Prioridad del Plan	normal	
unidad	Horas									Horizonte de apertura	20%	
Duracion	30									Intervalo de toma	12 meses	
Personas	1									Inicio de ciclo	03/01/2014	
Clase actividad	Por tiempo									No. Hoja Ruta		
Tipo de Orden	PL01									Puesto Trabajo		
										Estado de instalación	Fuera de servicio	
Area	Sistema	Sub sistema	Operación	Descripcion de la operación	Frecue	N° per	Horas	T HH	Ejecutar	UT/EQ	Indicadores	Clave Modelo
Subestacion de 115 KV	Subestacion de 115 KV	Subestacion de 115 KV	10	Seguridad y Medio Ambiente	365	1	1,0	1,0	MEELSU	7011-PF-85-SBE115	17	MEELSU101
	Sistemas Auxiliares y de Respaldo	Apantallamiento Paipa I	20	Medicion de SPT, ajuste conexiones	365	1	0,5	0,5	MEELSU	7011-PF-85-SBE115-AUX01	23	MEELSU118
	Sistemas Auxiliares y de Respaldo	Apantallamiento Paipa II	30	Medicion de SPT, ajuste conexiones	365	1	0,5	0,5	MEELSU	7011-PF-85-SBE115-AUX01	23	MEELSU118
	Sistemas Auxiliares y de Respaldo	Apantallamiento CB2	40	Medicion de SPT, ajuste conexiones	365	1	0,5	0,5	MEELSU	7011-PF-85-SBE115-AUX01	23	MEELSU118
	Sistema de Transformacion de Ener	Ventilacion forzada T01	50	Realizar mantenimiento a motores - ve	365	2	1,5	3,0	MEELSU	7011-PF-85-SBE115-SDT01	23	MEELSU119
	Sistemas Auxiliares y de Respaldo	Apantallamiento T01	60	Medicion de SPT, ajuste conexiones	365	1	0,5	0,5	MEELSU	7011-PF-85-SBE115-AUX01	23	MEELSU118
	Sistema de Transformacion de Ener	Ventilacion forzada T02	70	Realizar mantenimiento a motores - ve	365	2	1,5	3,0	MEELSU	7011-PF-85-SBE115-SDT01	23	MEELSU119
	Sistemas Auxiliares y de Respaldo	Apantallamiento T02	80	Medicion de SPT, ajuste conexiones	365	1	2,0	2,0	MEELSU	7011-PF-85-SBE115-AUX01	23	MEELSU118
	Sistema de Medicion de Energia	Reles de proteccion	90	Ajuste conexiones protecciones	365	1	1,0	1,0	MEELSU	7011-PF-85-SBE115-SDM01	23	MEELSU120
	Sistemas Auxiliares y de Respaldo	Comandos, Baterias, cargador, cofres	100	Limpieza, verificacion de cableados, Pr	365	2	2,0	4,0	MEELSU	7011-PF-85-SBE115-AUX01	23	MEELSU121
	Sistemas Auxiliares y de Respaldo	Transformador auxiliar	110	Mantenimiento al transformador auxil	365	2	1,0	2,0	MEELSU	7011-PF-85-SBE115-AUX01	23	MEELSU122
	Sistemas Auxiliares y de Respaldo	Alumbrado	120	Mantenimiento al alumbrado	365	2	6,0	12,0	MEELSU	7011-PF-85-SBE115-AUX01	23	MEELSU123

Formato para carga Planes de Manto Ejecucion												
Ubicación técnica a la cual debe cargarse el plan		7011-PF-85-SBE115		Subestacion de 115 KV								
Nombre de ruta:	Manto eléctrico externo subestacion 115		40							No. Plan:		
ciclo	INDIVIDUAL									Prioridad del Plan	normal	
unidad	Horas									Horizonte de apertura	20%	
Duracion	110									Intervalo de toma	12 meses	
Personas	14									Inicio de ciclo	03/01/2014	
Clase actividad	Por tiempo									No. Hoja Ruta		
Tipo de Orden	PL01									Puesto Trabajo		
										Estado de instalación	Fuera de servicio	
Area	Sistema	Sub sistema	Operaci	Descripción de la operación	Frecue	N° pe	Horas	T HH	Ejecutar	UT/EQ	Caracteres	Clave Modelo
Subestacion de 115 KV - Paipa I	Subestacion de 115 KV	Subestacion de 115 KV	10	Seguridad y Medio Ambiente	365	1	2,0	2,0	MEELSU	7011-PF-85-SBE115		17 MEELSU101
	Sistema de Seccionamiento de	Seccionador LDS1	20	Realizar mantenimiento a la cuchilla	365	1	3,0	3,0	MEELSU	7011-PF-85-SBE115-SDS01		23 MEELSU124
	Sistema de Seccionamiento de	Cuchilla de Puesta a Tierra	30	Realizar mantenimiento a la cuchilla	365	1	3,0	3,0	MEELSU	7011-PF-85-SBE115-SDS01		23 MEELSU124
	Sistema de Seccionamiento de	Seccionador BDS 1	40	Realizar mantenimiento a la cuchilla	365	1	3,0	3,0	MEELSU	7011-PF-85-SBE115-SDS01		23 MEELSU124
	Sistema de Interrupcion de	Interruptor CB1	50	Realizar mantenimiento a interruptor	365	1	4,0	4,0	MEELSU	7011-PF-85-SBE115-SDI01		23 MEELSU125
	Sistema de Seccionamiento de	Seccionador BDS 2	60	Realizar mantenimiento a la cuchilla	365	1	3,0	3,0	MEELSU	7011-PF-85-SBE115-SDS01		23 MEELSU124
	Sistema de Medicion de Energia	Transformadores de corriente y	70	Realizar mantenimiento a	365	1	3,0	3,0	MEELSU	7011-PF-85-SBE115-SDMO1		23 MEELSU126
	Sistemas Auxiliares y de Respaldo	Ternas y Aisladores	80	Realizar mantenimiento a Ternas y	365	1	3,0	3,0	MEELSU	7011-PF-85-SBE115-AUX01		23 MEELSU127
	Sistemas Auxiliares y de Respaldo	Descargadores de SobreTension	90	Realizar mantenimiento a	365	1	3,0	3,0	MEELSU	7011-PF-85-SBE115-AUX01		23 MEELSU128
Subestacion de 115 KV - Paipa II	Sistema de Seccionamiento de	Seccionador LDS2	100	Realizar mantenimiento a la cuchilla	365	1	3,0	3,0	MEELSU	7011-PF-85-SBE115-SDS01		23 MEELSU124
	Sistema de Seccionamiento de	Cuchilla de Puesta a Tierra	110	Realizar mantenimiento a la cuchilla	365	1	3,0	3,0	MEELSU	7011-PF-85-SBE115-SDS01		23 MEELSU124
	Sistema de Seccionamiento de	Seccionador BDS 6	120	Realizar mantenimiento a la cuchilla	365	1	3,0	3,0	MEELSU	7011-PF-85-SBE115-SDS01		23 MEELSU124
	Sistema de Interrupcion de	Interruptor CB3	130	Realizar mantenimiento a interruptor	365	1	4,0	4,0	MEELSU	7011-PF-85-SBE115-SDI01		23 MEELSU129
	Sistema de Seccionamiento de	Seccionador BDS 5	140	Realizar mantenimiento a la cuchilla	365	1	3,0	3,0	MEELSU	7011-PF-85-SBE115-SDS01		23 MEELSU124
	Sistema de Medicion de Energia	Transformadores de corriente y	150	Realizar mantenimiento a	365	1	3,0	3,0	MEELSU	7011-PF-85-SBE115-SDMO1		23 MEELSU126
	Sistemas Auxiliares y de Respaldo	Ternas y Aisladores	160	Realizar mantenimiento a Ternas y	365	1	3,0	3,0	MEELSU	7011-PF-85-SBE115-AUX01		23 MEELSU127
	Sistemas Auxiliares y de Respaldo	Descargadores de SobreTension	170	Realizar mantenimiento a	365	1	3,0	3,0	MEELSU	7011-PF-85-SBE115-AUX01		23 MEELSU128
Subestacion de 115 KV - Bahia CB2	Sistema de Seccionamiento de	Seccionador BDS 4	180	Realizar mantenimiento a la cuchilla	365	1	3,0	3,0	MEELSU	7011-PF-85-SBE115-SDS01		23 MEELSU124
	Sistema de Interrupcion de	Interruptor CB2	190	Realizar mantenimiento a interruptor	365	1	4,0	4,0	MEELSU	7011-PF-85-SBE115-SDI01		23 MEELSU125
	Sistema de Seccionamiento de	Seccionador BDS 3	200	Realizar mantenimiento a la cuchilla	365	1	3,0	3,0	MEELSU	7011-PF-85-SBE115-SDS01		23 MEELSU124
	Sistema de Medicion de Energia	Transformadores de corriente y	210	Realizar mantenimiento a	365	1	3,0	3,0	MEELSU	7011-PF-85-SBE115-SDMO1		23 MEELSU126
	Sistemas Auxiliares y de Respaldo	Ternas y Aisladores	220	Realizar mantenimiento a Ternas y	365	1	3,0	3,0	MEELSU	7011-PF-85-SBE115-AUX01		23 MEELSU127
	Sistemas Auxiliares y de Respaldo	Descargadores de SobreTension	230	Realizar mantenimiento a	365	1	3,0	3,0	MEELSU	7011-PF-85-SBE115-AUX01		23 MEELSU128
Subestacion de 115 KV - Bahia TO1	Sistemas Auxiliares y de Respaldo	Ternas y Aisladores	240	Realizar mantenimiento a Ternas y	365	1	3,0	3,0	MEELSU	7011-PF-85-SBE115-AUX01		23 MEELSU127
	Sistema de Transformacion de	Seccionador TD1	250	Realizar mantenimiento a	365	1	3,0	3,0	MEELSU	7011-PF-85-SBE115-SDTO1		23 MEELSU124
	Sistema de Transformacion de	Transformador O1	260	Realizar mantenimiento a	365	2	3,0	6,0	MEELSU	7011-PF-85-SBE115-SDTO1		23 MEELSU130
	Sistemas Auxiliares y de Respaldo	Descargadores de SobreTension	270	Realizar mantenimiento a	365	1	3,0	3,0	MEELSU	7011-PF-85-SBE115-AUX01		23 MEELSU128
Subestacion de 115 KV - Bahia TO1	Sistemas Auxiliares y de Respaldo	Ternas y Aisladores	280	Realizar mantenimiento a Ternas y	365	1	3,0	3,0	MEELSU	7011-PF-85-SBE115-AUX01		23 MEELSU127
	Sistema de Transformacion de	Seccionador TD2	290	Realizar mantenimiento a	365	2	3,0	6,0	MEELSU	7011-PF-85-SBE115-SDTO1		23 MEELSU124
	Sistema de Transformacion de	Transformador O2	300	Realizar mantenimiento a	365	2	3,0	6,0	MEELSU	7011-PF-85-SBE115-SDTO1		23 MEELSU130
	Sistemas Auxiliares y de Respaldo	Descargadores de SobreTension	310	Realizar mantenimiento a	365	1	3,0	3,0	MEELSU	7011-PF-85-SBE115-AUX01		23 MEELSU128
Medicion y proteccion	Sistema de Medicion de Energia	Medidores	320	Realizar verificacion - calibracion	365	1	3,0	3,0	MEELSU	7011-PF-85-SBE115-SDMO1		23 MEELSU131
	Sistema de Medicion de Energia	Reles de proteccion	330	Realizar verificacion Reles de	365	1	3,0	3,0	MEELSU	7011-PF-85-SBE115-SDMO1		23 MEELSU132

## Anexo M. Claves modelos de inspección PdM por Termografía.

<p style="text-align: center;"><b>CLAVES MODELO PREDICTIVO INTERNAS SEMESTRALES SUBESTACION 115 KV</b></p> <p>Esta actividad se desarrola con equipo energizado (DN)</p> <p>Frecuencia: 180 días</p> <p>Puesto responsable: CFPD</p> <p>Predictivo Confiabilidad: CFPD</p> <p><b>UBICACIÓN TECNICA SUPERIOR:</b></p> <p>7011-PF-85-SBE115</p> <p><b>OPERACIÓN:</b></p> <p>010: Seguridad y medio ambiente</p> <p>Clave modelo CFPD101</p> <p><b>1. Medio ambiente</b></p> <p>Para la realización de la tarea de inspección los impactos ambientales deben ser evaluados y controlados de acuerdo a las medidas existentes en la planta Industrial.</p> <p>1.1. Para inspección en presencia de residuos como aceite, material particulado en áreas de circulación y áreas de inspección; el riesgo debe ser evaluado por el inspector.</p> <p><b>2. Seguridad.</b></p> <p><b>2.1. Comunicación</b></p> <p>2.1.1. Este trabajo debe ser informado al dueño del área y al mantenimiento eléctrico asignado del turno.</p> <p>2.1.2. Se debe cumplir con las distancias relacionadas en el RETIE "Límites de aproximación a partes energizadas de equipos."; según los límites de aproximación técnica para personal calificado según voltaje. (Artículo 13, numeral 4, Tabla 20 (Distancias mínimas para prevención de riesgos por arco eléctrico) y Figura 9.</p> <p>2.2. Evaluar riesgos de la actividad, consultar panorama de riesgo y adoptar medidas de control de riesgos eléctricos y locativos.</p> <p>2.3. Para la ejecución de actividades de mantenimiento se deben elaborar los respectivos documentos de Seguridad tales como: Permiso de Trabajo" - PG-VSPDR-DHO-103 y DD-</p>	<p>VSPDR-DHO-118, "Análisis Seguro de Trabajo AST" - PG-VSPDR-DHO-102 y DD-VSPDR-DHO-119.</p> <p>2.4. Se deben utilizar los elementos de protección personal obligatorios según los riesgos de cada área de la Planta Industrial – Consultar "Catálogo de elementos de protección personal PDR-MPDR" - DD-VSPDR-DHO-142 y "Suministro, reposición y uso de Elementos de Protección Personal" - PG-VSPDR-DHO-104</p> <p>2.5. Realizar Revisión de documento de inspección anterior.</p> <p>2.6. Durante la ejecución es importante no transitar debajo de la grúa cuando haya cargas suspendidas.</p> <p>2.7. <del>Epp's</del>, cuando aplique:</p> <p>2.7.1. Casco ANSI Z89.1-2003 clase E tipo 1</p> <p>2.7.2. Careta protección de arco eléctrico 12 kJ/cm<sup>2</sup></p> <p>2.7.3. Protección auditiva</p> <p>2.7.4. Protección respiratoria contra material particulado</p> <p>2.7.5. Gafas de protección ocular, aplica si no tiene careta protección arco eléctrico.</p> <p>2.7.6. Botas de seguridad dieléctricas.</p> <p>2.7.7. Tapete dieléctrico portátil.</p> <p><b>OPERACIÓN:</b></p> <p>020: Inspección Seccionador LDS02</p> <p>Clave modelo CFPD102</p> <p>UT: 7011-PF-85-SBE115-SDS01</p> <p>Equipo: 70056753</p> <p>Duración actividad: 1 H</p> <p>Cantidad de personas: 1</p> <p>Total HH: 1</p> <p><b>1. Herramientas.</b></p> <p>a. Radio de comunicación.</p> <p>b. OT de inspección impresa</p> <p>c. Cámara Termográfica</p> <p><b>2. Puntos de inspección termográfica:</b></p> <p>1. Contacto móvil</p>
---	---

2. Guía
3. Mecanismo de Giro
4. Contactos de aisladores rotativos
5. Contactos de aisladores fijos.
6. Cable de llegada
7. Cable de salida
8. Conectores.

**OPERACIÓN:**

030: Inspección Seccionador BDS06

Clave modelo CFPD103

UT: 7011-PF-85-SBE115-SDS01

Equipo: 70056757

Duración actividad: 1 H

Cantidad de personas: 1

Total HH: 1

**1. Herramientas.**

- a) Radio de comunicación.
- b) OT de inspección impresa
- c) Cámara termográfica

**2. Puntos de inspección termográfica:**

1. Contacto móvil
2. Guía
3. Mecanismo de Giro
4. Contactos de aisladores rotativos
5. Contactos de aisladores fijos.
6. Cable de llegada
7. Cable de salida
8. Conectores.

**OPERACIÓN**

040: Termografía Interruptor CB03

Clave modelo CFPD104

UT: 7011-PF-85-SBE115-SD01

Equipo: 70056751

Duración actividad: 1 H

Cantidad de personas: 1

Total HH: 1

**1. Herramientas.**

- a) Radio de comunicación.
- b) OT de inspección impresa
- c) Cámara termográfica

**2. Puntos de inspección termográfica:**

1. Depósito de gas – SF6
2. Contactos fijos.
3. Carcasa de contactos móviles
4. Paleta de entrada
5. Paleta de salida
6. Acometida de entrada
7. Acometida de salida

**OPERACIÓN:**

050: Inspección Seccionador BDS05

Clave modelo CFPD103

UT: 7011-PF-85-SBE115-SDS01

Equipo: 70056758

Duración actividad: 1 H

Cantidad de personas: 1

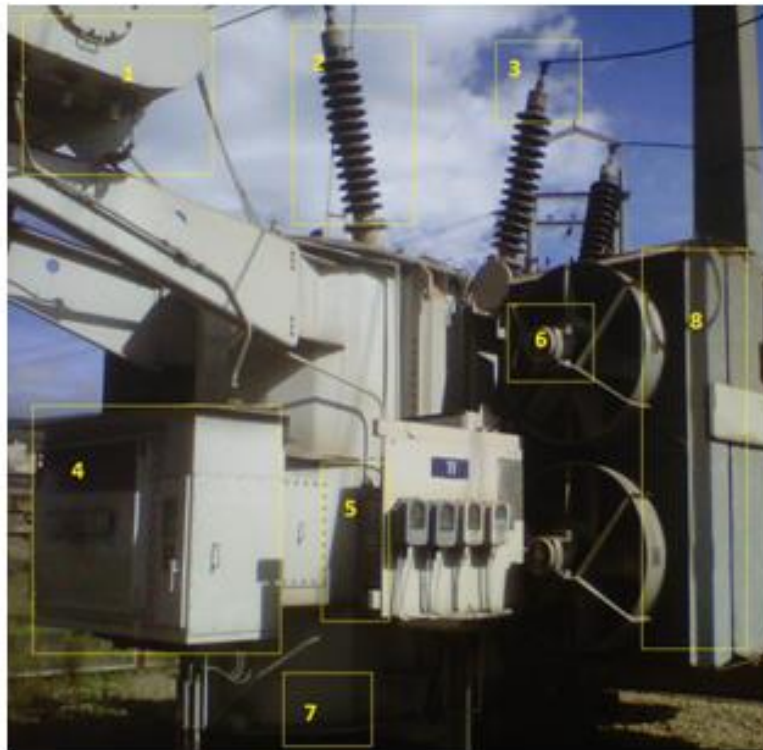
Total HH: 1

**1. Herramientas.**

- a) Radio de comunicación.
- b) OT de inspección impresa
- c) Cámara termográfica

**Anexo N. Formato base para termografía.**

UBICACIÓN TECNICA		EQUIPO	
INSPECTOR:		REG:	
FECHA INSP:		RUTA:	
REVISADO:		FECHA REVISION	



**PUNTOS DE MEDIDA**

- 1, DEPOSITO DE EXPANSION TRANSFORMADOR Y TAPS
- 2, PASATAPAS DE ENTRADA Y SALIDA
- 3, CONECTOR ENTRADA
- 4, CUBA DE CAMBIA TAPS Y CONTROL
- 5, CONTROL LOCAL ONAF
- 6, MOTORES VENTILADORES
- 7, CUBA TRANSFORMADOR
- 8, ALETAS RERIGERACION