

**MODELO DE MANTENIMIENTO BASADO EN CONDICIÓN – CBM (CONDITION  
BASED MAINTENANCE) PARA LOS SISTEMAS DE TRANSMISIÓN,  
SUBTRANSMISION Y SUBESTACIONES ELÉCTRICAS / TSM COLOMBIA  
S.A.S.**

**JUAN NICOLÁS AYALA MOSQUERA  
JULIÁN DARÍO CÁCERES BALAGUERA**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO – MECÁNICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA MECÁNICA  
ESPECIALIZACIÓN EN GERENCIA DE MANTENIMIENTO  
BUCARAMANGA  
2015**

**MODELO DE MANTENIMIENTO BASADO EN CONDICIÓN – CBM (CONDITION  
BASED MAINTENANCE) PARA LOS SISTEMAS DE TRANSMISIÓN,  
SUBTRANSMISION Y SUBESTACIONES ELÉCTRICAS / TSM COLOMBIA  
S.A.S.**

**JUAN NICOLÁS AYALA MOSQUERA  
JULIÁN DARÍO CÁCERES BALAGUERA**

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

**Director: ING. ISNARDO GONZALES JAIMES  
Ingeniero Mecánico**

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

**2015**

## DEDICATORIA

*“A **Dios** que ha sido mi **fuerza**, a mi **Madre** que ha sido mi **apoyo** y a mi **Esposa** que ha sido mi **esperanza**”*

***Juan Nicolás Ayala Mosquera***

*“A **Dios** por su **amor**, a mi **Madre** y **Padre** que aunque él este en el cielo siempre me han brindado **amor** y **apoyo**, a mi querida **Esposa** que me entiende y me brinda **fortaleza**, y a mi **Familia** por todo todas sus **oraciones**”*

***Julián Darío Cáceres Balaguera***

## **AGRADECIMIENTOS**

A **TSM Colombia S.A.S.** por brindarnos el apoyo en la elaboración y conformación de nuestro proyecto, enfocando nuestro conocimiento y experiencia, soportado por la calidez de su valioso talento humano que a través de su apreciable conocimiento, experiencia e investigación, nos brindan el apoyo requerido para este proyecto.

Al profesor Isnardo González, ingeniero mecánico, director del proyecto, por su respaldo, confianza y colaboración oportuna.

A Rosita, que tanto apoyo nos brindó para lograr finalizar nuestra especialización.

***“PARA UNA BUENA EFICIENCIA SE NECESITA DE  
UN BUEN DIAGNÓSTICO”***

## Contenido

INTRODUCCIÓN .....	18
1. OBJETIVOS.....	20
1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	20
2. JUSTIFICACIÓN.....	21
2.1 TÉCNICA .....	21
2.2 ECONÓMICA.....	22
2.3 SOCIAL.....	23
3. GENERALIDADES DE “TSM COLOMBIA S.A.S.” – TÉCNICAS Y SOLUCIONES DE MANTENIMIENTO .....	24
3.1 ANTECEDENTES DE LA EMPRESA .....	24
3.1.1 Quienes somos .....	24
3.1.2 Servicios profesionales CBM .....	25
3.1.3 Servicios técnicos predictivos .....	25
3.1.4 Políticas de la empresa.....	26
3.2 LOGROS DE LA EMPRESA.....	26
4. GESTIÓN DE MANTENIMIENTO.....	27
4.1 MANTENIMIENTO CENTRADO EN LA CONDICIÓN .....	27
4.1.1 ¿Qué es el Mantenimiento de Diagnostico? .....	28
4.1.2 Fundamentos del Diagnóstico.....	29
4.1.3 Parámetros de Monitoreo.....	30
4.2 SISTEMA ELÉCTRICO.....	30
4.2.1 Subestación de un sistema de potencia .....	30
4.2.2 Clasificación de subestaciones.....	32
4.2.3 Elementos principales de las subestaciones.....	35
4.2.4 Configuración o esquema .....	37
4.2.5 Sistemas de transmisión y sub-transmisión de energía eléctrica.....	38
4.2.6 Aislamientos en líneas de Transmisión.....	40
4.2.7 Tipos de aislamiento .....	41

4.2.8 Características generales de los aislamientos .....	43
4.2.9 Aislamientos cerámicos .....	46
4.2.10 Generalidades de aislamientos cerámicos.....	46
4.2.11 Ventajas y desventajas de aislamientos cerámicos .....	49
4.2.12 Aislamientos no cerámicos .....	49
4.2.13 Aislamientos poliméricos (siliconas) .....	51
4.2.14 Ventajas y desventajas del uso de aislantes no cerámicos .....	52
4.3 ¿CÓMO SE DEGRADA EL AISLAMIENTO? .....	54
4.3.1 Agentes eléctricos.....	54
4.3.2 Agentes mecánicos.....	54
4.3.3 Agentes químicos .....	55
4.3.4 Esfuerzo térmico .....	55
4.3.5 Contaminación ambiental.....	56
4.4 PROCESO DE LA DESCARGA POR CONTAMINACIÓN DEL AISLAMIENTO .....	56
4.4.1 Métodos para determinar el nivel de contaminación del aislamiento .....	57
4.5 MANTENIMIENTO PREDICTIVO (CBM).....	58
4.5.1 ¿qué es el mantenimiento predictivo? .....	58
4.5.2 Beneficios del mantenimiento predictivo .....	60
4.5.3 Implementación del mantenimiento predictivo .....	61
4.6 OPTIMIZACIÓN DE LOS ACTIVOS .....	66
4.6.1 Herramientas para la optimización de los Activos.....	66
4.6.2 Análisis de causa raíz – RCA.....	67
4.6.3 Análisis de Modos y Efectos de Falla .....	69
<b>4.7 TÉCNICAS DE INSPECCIÓN .....</b>	<b>71</b>
4.7.1 Termografía infrarroja .....	71
4.7.2 Ultrasonido (Propagación por aire) .....	74
4.7.3 Coronografía Ultravioleta .....	77
4.8 MARCO LEGAL .....	87
5. MANTENIMIENTO BASADO EN LA CONDICIÓN Y CAPITAL HUMANO .....	88

5.1 RECURSO HUMANO .....	88
5.2 ORGANIZACIÓN GERENCIAL.....	89
5.3 CAPACITACIÓN Y ADIESTRAMIENTO DEL CAPITAL HUMANO .....	89
6. ESTUDIO DE ACTIVOS .....	91
6.1 SISTEMA DE TRANSMISIÓN Y TRANSFORMACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA.....	91
6.1.1 Subestaciones de sistemas de potencia (sistema de transmisión / 115 – 220 KV).....	91
6.1.2 Subestaciones de sistemas de transformación (sistema de sub-transmisión / 34,5 – 13,2 KV).....	94
6.1.3 Redes de transmisión (115 y 220 KV) .....	95
6.1.4 Redes de Sub-transmisión (34,5 y 13,2 KV).....	95
6.2 INVENTARIO DE EQUIPOS.....	96
6.3 SISTEMA DE CODIFICACIÓN DE ACTIVOS.....	97
7. ACTIVIDADES DE MANTENIMIENTO .....	98
7.1 ANÁLISIS DE CRITICIDAD .....	99
7.1.1 Alcance y objetivo del alcance .....	100
7.1.2 Recolección de datos.....	101
7.1.3 Resultados del análisis de criticidad .....	104
7.2 TÉCNICAS DE INSPECCIÓN.....	105
7.2.1 Aplicación de tecnicas predictivas a los sistemas y activos .....	106
8. ANÁLISIS DE TIPOS DE FALLAS.....	107
8.1 TERMOGRAFÍA.....	107
8.2 ULTRASONIDO Y CORONOGRAFIA .....	108
8.3 ANÁLISIS DE FALLAS DEBIDO A CONTAMINACIÓN EN AISLAMIENTO ..	110
8.3.1 Corrientes de Fuga .....	110
8.3.2 Características de la corriente de fuga .....	112
8.3.3 Flashover en el aislador debido a contaminación. ....	113
8.3.4 Efecto corona.....	117
8.3.5 Arco eléctrico .....	122

8.4 ANÁLISIS DE CAUSA – RAÍZ FALLA EN LOS AISLADORES.....	125
8.5 ACCIONES DE MANTENIMIENTO .....	126
9. INDICADORES DE GESTIÓN DE MANTENIMIENTO .....	127
9.1 OBJETIVO .....	127
9.2 PROCEDIMIENTO.....	127
9.3 CRITERIOS DE EVALUACIÓN .....	128
9.4 OBSERVACIÓN GENERAL.....	129
9.5 PROPUESTA DE IMPLEMENTACIÓN.....	135
10. RECOPIACIÓN SISTÉMICA DE LA INFORMACIÓN .....	140
11. RECOMENDACIONES.....	141
12. CONCLUSIONES .....	142
BIBLIOGRAFÍA.....	144
ANEXOS.....	146

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1 Sistema de generación y consumo de energía eléctrica.....	31
Figura 2 Subestación de Potencia .....	34
Figura 3. Esquema Subestación de Potencia .....	38
Figura 4. Imágenes estructuras de 115 KV.....	38
Figura 5 Imágenes estructuras de 115 KV.....	39
Figura 6. Aislamiento fijo de porcelana .....	41
Figura 7. Aislador tipo suspensión y sus partes.....	42
Figura 8. Distancia disruptiva.....	44
Figura 9. Aislador de porcelana convencional .....	47
Figura 10. Aislamiento de vidrio.....	48
Figura 11. Imagen de termografía de un interruptor .....	73
Figura 12. Espectro de ultrasonido .....	75
Figura 13. Espectro efecto Corona .....	76
Figura 14. Espectro Seguimiento de línea o Tracking .....	77
Figura 15. Espectro arco eléctrico .....	77
Figura 16. Efecto corona.....	79
Figura 17. Imagen Coronografía .....	80
Figura 18. Comparación entre inspección con tecnología infrarroja y con tecnología ultravioleta .....	81
Figura 19. Degradación de aisladores de polímero .....	82
Figura 20. Terminación de aislador en polímetro – 33 KV .....	82
Figura 21. Defecto en el Sello accesorio terminal.....	83
Figura 22. Seguimiento de superficie.....	83
Figura 23. Barra expuesta. ....	84
Figura 24. Erosión del material sobre la superficie. ....	84
Figura 25. Detección de defectos internos.....	84
Figura 26. Corona en funda dividida .....	85
Figura 27. Flujograma de análisis de falla .....	85
Figura 28. Procesos de falla .....	86
Figura 29. Transformador de potencia.....	92
Figura 30. DPS y TP .....	92
Figura 31. Seccionadores TC e interruptores .....	93
Figura 32. Pórtico y celdas .....	93
Figura 33. Transformador, pórticos, bujes .....	94
Figura 34. Estructuras para líneas de transmisión 115 KV .....	95
Figura 35. Estructuras para líneas de sub-transmisión de 34,5 KV .....	96

Figura 36. Gestión de mantenimiento Basado en Condición .....	106
Figura 37. Termogramas de falla .....	107
Figura 38. Modelamiento de tendencias .....	108
Figura 39. Graficas de Espectros de ultrasonidos .....	109
Figura 40. Imágenes de Coronografía .....	109
Figura 41. Espectro de la radiación emitida por el efecto corona .....	119
Figura 42. Aislador de resina epoxy de seccionador de 30 kV. ....	120
Figura 43. Base de biela aislante de mando de seccionador de 30 kV.....	121
Figura 44. Terminales de cable de 30 kV, puesta a tierra de pantallas. ....	121
Figura 45. Biela aislante de seccionador de 30 kV. ....	121
Figura 46. Aislador de plato de cadena de 150 kV. ....	122
Figura 47. Morseto de conexión a seccionador de 150 kV y contacto de seccionador de puesta a tierra.....	122
Figura 48. Arco eléctrico en aislador.....	124
Figura 49. Análisis causa – raíz fallas en los aisladores.....	125
Figura 50. Flujo grama de actividades de mantenimiento predictivo .....	126
Figura 51. % de fallas por Exhaustiva.....	131
Figura 52. % de fallas por Termografía.....	132
Figura 53. % de fallas por Ultrasonido .....	132
Figura 54. Cantidad estructuras según su criticidad .....	133
Figura 55. Cantidad de fallas críticas de exhaustiva por circuito .....	134
Figura 56. Cantidad de fallas críticas de termografía por circuito .....	134
Figura 57. Cantidad de fallas críticas de ultrasonido por circuito .....	134
Figura 58. Cantidad de fallas críticas de totales por circuito.....	135
Figura 59. Comparación de costos de inspección .....	139

## LISTA DE TABLAS

	<b>pág.</b>
Tabla 1. Parámetros de monitoreo .....	30
Tabla 2. Ecuación para establecer la criticidad.....	101
Tabla 3. Tabla de ponderación – análisis de criticidad.....	104
Tabla 4. Tipo de técnica según el activo.....	108
Tabla 5. Niveles de corriente de fuga.....	114
Tabla 6. Comparación de costos por cada metodología.....	141
Tabla 7. Comparación de Efectividad y costos del uso de las técnicas...	141

## LISTA DE ANEXOS

	<b>pág.</b>
Anexo A Inventario General.....	149
Anexo B Sistema de Codificación.....	152

## RESUMEN

**TÍTULO:** MODELO DE MANTENIMIENTO BASADO EN CONDICIÓN – CBM (CONDITION BASED MAINTENANCE) PARA LOS SISTEMAS DE TRANSMISIÓN, SUBTRANSMISION Y SUBESTACIONES ELÉCTRICAS / TSM COLOMBIA S.A.S.

**AUTORES:** JUAN NICOLÁS AYALA MOSQUERA  
JULIÁN DARÍO CÁCERES BALAGUERA

**PALABRAS CLAVES:** GESTIÓN DE MANTENIMIENTO, CONDICTION BASED MAINTENANCE - CBM, TÉCNICAS PREDICTIVAS, ANÁLISIS DE CAUSA RAÍZ - RCA, ANÁLISIS DE MODOS Y EFECTOS DE FALLA, DIAGNÓSTICOS, REDUCCIÓN DE COSTOS.

### **DESCRIPCIÓN:**

Para las empresas que operan sistemas de energía eléctrica, es importante garantizar el óptimo nivel de los índices de confiabilidad y disponibilidad, pues la investigación, desarrollo e implantación de modelos de mantenimiento basado en condición, aporta significativamente en el sostenimiento y mejoramiento de estos índices.

La toma de diversas técnicas y estrategias de mantenimiento, para la conformación y consolidación del modelo de mantenimiento basado en la condición, con un enfoque gerencial, adquiere de actividades básicas, pero conllevan a desarrollar los trabajos en forma ordenada, iniciando desde un inventario general de los activos, sistema de codificación, análisis de criticidad, análisis de modos y efectos de falla, técnicas de predicción, eficiencia en los diagnósticos, todo esto enfocado a la reducción de costos y aumento en índices de confiabilidad y disponibilidad de mantenimiento.

Como base en el desarrollo de este proyecto, se inicia a través de la experiencia, investigación y conocimiento del capital humano y proyectos de *TSM Colombia S.A.S.*, además de normas que guían hacia los objetivos planteados como la *ISO 17359 – Condition monitoring and diagnostics of machines – General guidelines, 2003* y la *NORZOK STANDAR Z-008 Criticality analysis for maintenance purposes, 2001*, que nos brindan un enfoque para definir equipos críticos, tipos de técnicas a aplicar según función, frecuencias, registros, diagnósticos y mantenimientos, retroalimentación y mejora continua.

---

\* Monografía

\*\* Facultad de Ingenierías Físico – Mecánicas. Especialización en Gerencia de Mantenimiento, Director Isnardo Gonzales Jaimes, Ingeniero Mecánico.

## ABSTRACT

**TITLE:** MODEL OF CONDITION BASED MAINTENANCE – CBM (CONDITION BASED MAINTENANCE) FOR TRANSMISSION SYSTEMS, SUBTRANSMISSION AND ELECTRICAL SUBSTATIONS/ TSM COLOMBIA S.A.S.

**AUTHORS:** JUAN NICOLÁS AYALA MOSQUERA  
JULIÁN DARÍO CÁCERES BALAGUERA

**KEY WORDS:** MAINTENANCE MANAGEMENT, CONDICTION BASED MAINTENANCE - CBM, PREDICTIVE TECHNIQUES, ROOT CAUSE ANALYSIS - RCA, FAILURE MODE AND EFFECTS ANALYSIS , DIAGNOSTIC, COST REDUCTION.

### **DESCRIPTION:**

For companies operating electric power systems, is vital to ensure the optimal level of reliability indices and Availability, therefore the research, development and implementation of models of condition-based maintenance, contributes significantly in sustaining and improvement of these indices.

The taking of various techniques and maintenance strategies for the development and consolidation of the maintenance model based on the condition, with a managerial approach, through basic activities lead to develop the work in an orderly, starting from a general inventory of the assets, coding system, criticality analysis, analysis of failure modes and effects, forecasting techniques, diagnostics efficiency, all this focused on cost reduction and increased reliability indices and availability of maintenance.

As a basis in the development of this project, is initiated through experience, research and knowledge of human capital and projects from TSM Colombia SAS, well as rules that guide toward the objectives as the norm *ISO 17359 – Condition monitoring and diagnostics of machines – General guidelines, 2003*, and the norm *NORZOK STANDAR Z-008 Criticality analysis for maintenance purposes, 2001*, providing an approach to define critical equipment, types of techniques to apply according to their function, as frequencies, logs, diagnostics and maintenance, feedback and continuous improvement.

---

\* Monograph

\*\* Faculty of Engineering Physical-Mechanical. Maintenance Management Specialization,  
Director: Isnardo Gonzales Jaimes, Mechanical Engineer

## INTRODUCCIÓN

El avance de la tecnología e investigación permite optar por técnicas y tecnologías en post de optimizar los procedimientos y estrategias en la gestión del mantenimiento, dando como resultado índices de confiabilidad, disponibilidad y mantenibilidad del activo en excelentes niveles, enfocado a mejorar condiciones de productividad, rendimiento y calidad de sus productos y servicios.

La gestión del mantenimiento basado en la condición o mantenimiento predictivo, es parte fundamental de cualquier área o departamento de mantenimiento, ya que brinda excelentes beneficios y resultados como la reducción de costos, intervención oportuna del activo, reducción de inventarios, menos paradas imprevistas, entre otras.

Existen diversas formas de monitorear la funcionalidad o estado de un sistema o equipo, tales como las técnicas basadas en la evaluación de la condición ya sea on-time u off-time, como son termografía, ultrasonido, coronografía, tribología, análisis de corriente, vibraciones mecánicas, monitoreo de variables e inspección visual, las cuales ofrecen diversas alternativas para la detección temprana o del origen de las fallas potenciales que a través del tiempo van degradando el activo hasta generar la falla total o funcional del mismo. El objetivo de estas técnicas es incrementar la eficiencia de los diagnósticos y aumentar la productividad de las áreas o departamentos del mantenimiento predictivo.

En un modelo de mantenimiento predictivo o basado en la condición de cualquier empresa dedicada a la transmisión de energía eléctrica, es de vital importancia contar con alguna de estas técnicas, o el conjunto de ellas, ya que por las condiciones de las posibles fallas se pueden interactuar detectando las fallas más recurrentes, con el fin de garantizar y mejorar la disponibilidad, efectividad y

confiabilidad de estos, aumentando la vida útil de sus equipos. Además reducir las paradas imprevistas y desperdicios que afectan globalmente la prestación del servicio y generan costos elevados en la reparación de los mismos.

A través de la experiencia y trayectoria de su capital humano, en **TSM Colombia S.A.S.**, se busca **mejorar** el **control, análisis e inspección** de los diferentes **puntos o conexiones externas** por medio de **técnicas predictivas** en elementos como lo son de protección (seccionadores, descargadores de sobretensión, sistemas de puesta a tierra), transformador y los diferentes accesorios de transporte (aisladores, redes de media y alta tensión) que componen el sistema. La aplicación de las técnicas de un programa de mantenimiento predictivo para el sistema de transmisión y transformación logrará desarrollar un control de la condición de operación que prevea las posibles fallas potenciales, lo que disminuirá las paradas imprevistas, disminuyendo costos de mantenimiento y requerimientos legales por parte de los usuarios.

La prestación del servicio en el modelamiento e implantación de filosofías, estrategias, métodos y técnicas de mantenimiento, basados en confiabilidad para garantizar la disponibilidad y continuidad de la función de los activos (redes y subestaciones eléctricas), y así responder con calidad los estándares y procedimientos, sin tener inconvenientes en la prestación del servicio eléctrico, son objetivos y retos que exigen en el grupo de gestión de mantenimiento de las empresas de energía, por lo tanto **TSM Colombia S.A.S.** desea desarrollar estrategias para la mejora de sus servicios enfocados a aumentar índices de confiabilidad de estas empresas.

## 1. OBJETIVOS

### 1.1 OBJETIVO GENERAL

Mejorar la gestión de mantenimiento predictivo para los sistemas de transmisión y transformación de energía eléctrica, con base en estrategias basadas en condición, para reducir el número de fallas y costos de mantenimiento, y así aumentar la disponibilidad y confiabilidad de los activos.

### 1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Plantear estrategias de mantenimiento como base para la administración eficiente de la información de los activos.
- Definir las técnicas y herramientas más adecuadas para la detección de las fallas potenciales en los elementos o conexiones.
- Investigar las causas y efectos de falla potenciales que se detectan con las técnicas predictivas en los elementos o aislamientos de los sistemas de transmisión y transformación de energía, mediante; **El análisis de Modos y efectos de falla y causa raíz.**
- Documentar y organizar eficientemente la información técnica de soporte y procedimientos para el desarrollo de la gestión de mantenimiento basado en condición en los sistemas de energía eléctrica.
- Desarrollar el modelo de mantenimiento basado en condición que permita definir tiempos, rutas, recursos y control de las actividades.

## 2. JUSTIFICACIÓN

### 2.1 TÉCNICA

Nacionalmente se ha visto el gran interés de las empresas industriales, transportadoras, transformadoras y comercializadoras de energía eléctrica, por implantar planes y programas de mantenimiento con un **enfoque predictivo**, para brindar una mejor calidad del servicio y reducir el tiempo de corte del servicio por paradas imprevistas; atenuando los riesgos de falla.

La modernización y el elevado costo de equipos han obligado a utilizar sistemas de administración de sus activos físicos, para mantener eficientemente la operatividad y aumentar la disponibilidad de estos, además de estar unidas a las exigencias del control de calidad en la prestación de servicios. De ahí que sea necesario que las empresas de energía tengan un control directo de sus activos.

Por tanto la necesidad de las empresas de energía en buscar metodologías y estrategias de confiabilidad para su diseño y posterior implantación, hace de este modelo un enfoque para reducir el número considerable de fallas, los costos de mantenimiento y los costos asociados a las reparaciones, cambios o reemplazo de accesorios o elementos que salen fuera de servicio a causa de las fallas recurrentes.

El mantenimiento como parte fundamental en cualquier proceso, debe asegurar que todo elemento físico funcione con un buen desempeño, siempre y cuando los equipos sean capaces de cumplir con las funciones para las cuales fueron diseñados. Por tanto, las diferentes técnicas de mantenimiento enfocado al análisis predictivo, buscan cambiar métodos tradicionales de mantenimiento poco eficientes. Las empresas de energía deben adecuar sus procedimientos de

mantenimiento a los sistemas, de no hacerlo continuarán las demoras durante la ejecución de los procesos de mantenimiento y en administración de sus activos.

Con el planteamiento del problema se desea desarrollar un **sistema de predicción de fallas**, por medio de **técnicas** específicamente como el análisis por **termografía, ultrasonido, coronografía e inspección visual**, con el fin de conservar en buen **estado de operación** los **elementos y aislamiento** que componen el sistema eléctrico, y además desarrollar la capacidad de detectar fallas potenciales.

Por ende, **TSM Colombia S.A.S.** como empresa prestadora de servicios de mantenimiento, a través de su amplia experiencia en soluciones integrales de mantenimiento, técnicas predictivas, pruebas y ensayos no destructivos aplicados a la industria en general, busca desarrollar un modelo que genere valor en la gestión de mantenimiento basado en la condición de los activos de los sistemas de transporte y transformación de energía eléctrica, en la mejora de índices de disponibilidad, confiabilidad y calidad. La aplicación de técnicas de inspección, diagnósticos y corrección, con equipos de última generación, conlleva a la creación de estrategias para la determinación de fallas potenciales y solución de los mismos, en las empresas dedicadas a la prestación del servicio eléctrico o industriales.

## **2.2 ECONÓMICA**

En la actualidad el desarrollo en el sector energético y sus procesos se han sistematizados con base en la organización y producción para cumplir objetivos, como son la calidad, tiempo y costos. La posterior implementación de este modelo de **estrategias predictivas**, es un apoyo para el cumplimiento de los anteriores ítems mencionados, logrando que las empresas de energía eléctrica e industriales sean cada día más competitivas y productivas.

Los factores de beneficio económico para las empresas de energía estarán representados en la reducción de costos de mantenimiento y de inventarios, igualmente en la buena administración de los repuestos. Además, en la disminución de los costos de reparación provenientes de las fallas imprevistas en el sistema de distribución y demandas por parte de los usuarios.

Por tales motivos, se quiere estructurar técnicas indispensables del mantenimiento predictivo, asegurando un mantenimiento eficiente de sus activos físicos, en el proceso de transformación y transporte de energía, dando como resultado la reducción de costos y un mayor desarrollo en el sector eléctrico regional y nacional.

### **2.3 SOCIAL**

Las empresas de energía buscan cumplir con obligaciones de mejoramiento en factores como la seguridad industrial, preservación del medio ambiente y la garantía de prestación del servicio, conservando al máximo la disponibilidad de sus equipos. Algo que va de la mano con el desarrollo y responsabilidad social de una región para brindar un mejor nivel de la calidad de vida de sus usuarios.

Con el desarrollo de este proyecto se tendrá la base para realizar nuevas prácticas e investigaciones futuras, por parte de profesionales o especialistas en diversas áreas de la Ingeniería mecánica y eléctrica con un enfoque industrial, obteniendo la oportunidad de adquirir nuevos conocimientos y la aplicación de los recibidos en las aulas de clase.

### **3. GENERALIDADES DE “TSM COLOMBIA S.A.S.” – TÉCNICAS Y SOLUCIONES DE MANTENIMIENTO**

#### **3.1 ANTECEDENTES DE LA EMPRESA**

La política de trabajo de TSM está orientada a satisfacer las necesidades de nuestros clientes en forma oportuna, eficiente e integral, comprometiéndonos con la seguridad en cada una de nuestras operaciones.

Nuestra **misión** es ofrecer soluciones integrales de mantenimiento en la industria en general, a través del conocimiento, experiencia y capacidad de un gran equipo de profesionales que seleccionan y aplican las últimas tecnologías de predicción, pruebas y ensayos no destructivos, garantizando la mayor asertividad en sus diagnósticos y el mejor de los resultados en cada una de sus estrategias planteadas.

TSM se ha formado con el propósito de llegar a ser en el 2018 una compañía líder en la prestación de servicios de mantenimiento predictivo, pruebas y ensayos no destructivos, consolidando nuestro potencial económico, logístico y humano en la industria colombiana y a mediano plazo en la industria internacional, desarrollando sus actividades con el mayor compromiso en políticas de seguridad, medio ambiente y salud.

##### **3.1.1 Quienes somos**

Somos un equipo de trabajo, con amplia experiencia en evaluación, diagnóstico y soluciones integrales de mantenimiento en la industria en general, mediante la aplicación de técnicas predictivas y correctivas, pruebas y ensayos no

destructivos, aplicados en la puesta en marcha y operación de sistemas mecánicos y eléctricos.

La capacidad y el compromiso de nuestro talento humano, el uso de equipos de última tecnología y la prestación de nuestros servicios bajo los sistemas de calidad, seguridad industrial y medio ambiente, garantizan la satisfacción de nuestros clientes en forma oportuna y eficiente.

### **3.1.2 Servicios profesionales CBM**

1. Desarrollar programas de mantenimiento basado en condición (CBM).
2. Ejecutar rutas de mantenimiento predictivo (PdM).
3. Medición e inspección, evaluación, análisis y diagnóstico de activos.
4. Medición de calidad de energía (Eficiencia y Optimización).
5. Determinar y diagnosticar fallas progresivas en materiales o componentes (ensayos no destructivos).
6. Determinar la causa raíz de las fallas de componentes y equipos-RCA (Confiabilidad).

### **3.1.3 Servicios técnicos predictivos**

- Análisis de redes eléctricas y calidad de energía
- Medición y análisis de vibraciones de máquinas rotativas
- Inspecciones por ultrasonido propagado en aire, sólidos y fugas, e inspecciones por coronografía.
- Comisionamiento de equipo eléctrico (pruebas eléctricas)
- Pruebas estáticas y dinámicas de motores y generadores (MCEMAX)
- Inspección termográfica
- Balanceo dinámico en sitio

- Medición de espesores por ultrasonido y tintas penetrantes
- Correctivos de alineación laser de ejes y poleas

#### **3.1.4 Políticas de la empresa**

- La confiabilidad del servicio con talento humano y equipos de última tecnología. en busca del mejoramiento continuo, para ofrecer el mejor servicio.
- El seguimiento a la efectividad de nuestros servicios, para mejorar cada día, es nuestra garantía.
- La confiabilidad y disponibilidad de los equipos dentro de la operación es un compromiso con nuestros clientes.”

#### **3.2 LOGROS DE LA EMPRESA**

- “En el segundo semestre del año 2013 *TSM COLOMBIA S.A.S.* obtuvo la Certificación en el Sistema de Gestión en Seguridad y Salud Ocupacional, bajo la norma OSHAS 18000.
- De igual forma el Consejo Colombiano de Seguridad (CCS) otorgó a *TSM COLOMBIA S.A.S* una calificación excelente en el Registro Uniforme de Evaluación del Sistema de Gestión en Seguridad, Salud Ocupacional y Ambiente – SSOA para Contratistas – RUC.
- Esto se suma a la Certificación del Sistema de Gestión de Calidad ISO 9001, obtenida en el año 2011.”

## **4. GESTIÓN DE MANTENIMIENTO**

Según las investigaciones y proyectos de mantenimiento y gestión de activos realizados a los sistemas de energía eléctrica ya sean en la generación, distribución o transformación, se han diseñado e implementado variedad de técnicas de mantenimiento enfocado a mejorar la confiabilidad, disponibilidad y mantenibilidad de los mismos, y así prestar eficientemente el servicio continuo a sus usuarios.

En la actualidad se están desarrollan técnicas en los sistemas de energía eléctrica como mantenimiento centrado en la confiabilidad - RCM, mantenimiento basado en la condición – CBM, gestión de activos – AM, modelos mixtos de mantenimiento, inspección basada en riesgo – RBI, entre otros.

El modelo de mantenimiento basado en condición, consta del uso de técnicas que conllevan a predecir en forma prematura las posibles fallas potenciales provenientes de anomalías o síntomas, que dependen de la operación del activo.

### **4.1 MANTENIMIENTO CENTRADO EN LA CONDICIÓN<sup>1</sup>**

A lo largo del siglo XX muchas cosas han cambiado, dos revoluciones industriales se presentaron modificando paradigmas, sin embargo el hombre con su ingenio lo superó. Hoy en nuestros días, a principios del siglo XXI una nueva revolución industrial está presente. El motor de esta nueva revolución industrial es la Tecnología, la Informática y la Acelerada Automatización de procesos Industriales. Es innegable el papel que juega el Ingeniero en este campo. Hoy más que nunca, tiene a su alcance equipos de medición, herramientas, hardware y software

---

<sup>1</sup> Artículo: Equipo de diagnóstico – Mantenimiento centrado en la condición – Ing. Carlos E. Flores R. – Facultad de ingeniería – Universidad Rafael Landívar

especializado en cada rama de la ingeniería, conocimientos avanzados en gestión de equipos y maquinaria, conocimientos avanzados en electrónica industrial, conocimientos avanzados en automatización, entiéndase Autotrónica, cuenta con el soporte de modernas teorías de control de procesos, métodos específicos para mejora de la productividad, y la lista de posibilidades es inmensa.

Para el Ingeniero, la oportunidad es grande, con todos estos instrumentos a su alcance, el mantenimiento ha tomado un nuevo rumbo, ya no es un simple gasto, ya no es más un problema, ahora es parte de la solución. La nueva visión es integradora y es el momento de aprovechar esta coyuntura, para que en nuestro medio, las nuevas generaciones de ingenieros cuenten en su acervo Técnico científico todas esas herramientas, descritas.

#### **4.1.1 ¿Qué es el Mantenimiento de Diagnostico?<sup>2</sup>**

Los aparatos de medición siempre han estado presentes, desde instrumentos de medición de indicadores eléctricos, mecánicos, químicos, etc. Pero su utilización como equipos para monitoreo en línea es relativamente reciente; la misma necesidad de monitorear nuevos indicadores, ha llevado al desarrollo de modernos equipos de diagnóstico puntual (offline) o en línea (online), como por ejemplo analizadores de vibraciones.

El concepto de **centrado en la condición** se fundamenta en el hecho de conocer el estado puntual de los equipos y maquinaria que estamos trabajando, en tiempo real, en el momento de la medición, y con base en características técnicas de operación para poder entender y analizar la información obtenida y hacer una proyección de la tendencia en el estado posterior.

---

<sup>2</sup> Artículo: Equipo de diagnóstico – Mantenimiento centrado en la condición – Ing. Carlos E. Flores R. – Facultad de ingeniería – Universidad Rafael Landívar

Esta técnica se ha dado en llamar **Mantenimiento Predictivo**, aunque sería más acertado llamarlo **Mantenimiento de Diagnóstico**. O como acertadamente lo llaman algunos, **Mantenimiento Centrado en la Condición**.

Derivado del concepto de mantenimiento de diagnóstico, surgen dos posibilidades:

**1- El diagnóstico Puntual (offline)**, se realiza según una rigurosa planeación y un programa específico, se efectúa en forma puntual en cada parte del equipo o maquinaria que se desea monitorear. Se establece un historial y se toman las correcciones necesarias.

**2- Monitoreo en Línea (online)**, o que también se podría llamar Diagnóstico con garantía en operación. La técnica consiste en introducir equipo de diagnóstico para monitoreo de la condición en forma continua; esto quiere decir que mientras equipos y maquinaria estén funcionando se podrán observar todos los parámetros previamente determinados en tiempo real, e introducir desde la central de monitoreo las correcciones pertinentes a través de servomecanismos.

#### **4.1.2 Fundamentos del Diagnóstico**

Primero: lo que falla no son los equipos o las máquinas, sino sus componentes.

Segundo: siempre se produce un síntoma que antecede a la falla.

La técnica consiste en Controlar, Analizar, e interpretar ese síntoma, para posteriormente definir los cursos alternos de acción.

### 4.1.3 Parámetros de Monitoreo

Pueden ser parámetros básicamente de orden mecánico, eléctrico y químico; pero en función del proceso y de los equipos y maquinaria estos pueden ser muy diversos, tal como se muestra en la tabla siguiente.

Tabla 1. Parámetros de monitoreo

Parámetros Mecánicos	Parámetros Eléctricos	Parámetros Químicos
Vibraciones Aceleración Velocidad Caudal Tensión Deformación Presión, etc.	Voltaje Frecuencia Amperaje Potencia	Acidez Alcalinidad Conductividad

Fuente. Mantenimiento centrado en la condición – Ing. Carlos E. Flores

## 4.2 SISTEMA ELÉCTRICO<sup>3</sup>

Un sistema eléctrico de potencia incluye las etapas de generación, transmisión, distribución y utilización de la energía eléctrica, y su función primordial es la de llevar esta energía desde los centros de generación hasta los centros de consumo y por último entregarla al usuario en forma segura y con los niveles de calidad exigidos.

### 4.2.1 Subestación de un sistema de potencia<sup>4</sup>

Debido a que la tensión de generación en una central eléctrica es relativamente baja y su ubicación bastante lejana de los centros de consumo, el transporte de energía eléctrica a estos niveles resulta demasiado costoso. Para que el costo del

<sup>3</sup> Capítulo 1. Redes de distribución de energía – Samuel Ramírez Castaño – Universidad Nacional de Colombia – Tercera edición – Manizales

<sup>4</sup> Curso de subestaciones eléctricas – II semestre de 2009 – Ingeniería Electromecánica – UPTC – Seccional Duitama – Ing. Juan Carlos Castro Galeano

transporte sea razonable es necesario elevar la tensión a un nivel alto que depende de varios factores como: la potencia a transmitir, la longitud de la línea, las pérdidas, etc., en nuestro medio estos niveles pueden ser 115 kV o 220 kV. Dicha operación se efectúa en una instalación que se denomina en general Estación Transformadora Primaria o Subestación Primaria; una vez hecha la conducción por las líneas de transmisión, en los centros de consumo debe procederse a la distribución de esta potencia requiriéndose de Subestaciones Distribuidoras, que reducen el voltaje a 13.2 kV.

Algunas veces se enlazan sistemas por medio de Subestaciones de Interconexión. Finalmente se reduce el voltaje a un valor adecuado para los centros de consumo en unas casetas de transformación, cuyo elemento principal es el Transformador de Distribución. En ocasiones se tiene un nivel intermedio denominado Sub-transmisión.

En la figura 1 se presenta un sistema eléctrico con centros de producción y de consumo de la energía eléctrica, así como los puntos donde la energía sufre cambios en los niveles de voltaje de acuerdo al tipo de subestación requerido.

Figura 1 Sistema de generación y consumo de energía eléctrica



Fuente. Curso de subestaciones – Ing. Juan Castro Galeano

#### 4.2.2 Clasificación de subestaciones<sup>5</sup>

Las Subestaciones pueden clasificarse bajo unos criterios básicos que cubran los tipos existentes dentro de nuestro medio:

- Clasificación de las Subestaciones por su función dentro del sistema de potencia.
- Clasificación por su tipo de operación.
- Clasificación de las Subestaciones por la forma constructiva.

#### **Clasificación de las Subestaciones por su función dentro del sistema**

Subestación de Generación: Es la estación primaria de la energía producida por las plantas generadoras, su objetivo esencial es transformar el voltaje a niveles altos para lograr economía con la reducción de la corriente.

Subestación de transmisión: Su función es interconectar las diferentes líneas de transmisión de 115 kV o 220 kV. Estas generalmente alimentan también barrajes de 34.5 kV y/o 13.2 kV.

Subestación de sub-transmisión: Son aquellas que alimentan o interconectan líneas de nivel intermedio de tensión, 44 kV o 34.5 kV, para transporte a distancias moderadas y de cargas no muy altas, con cargas distribuidas a lo largo de la línea.

Subestación de distribución: Su función es reducir la tensión a niveles de distribución 13.2 kV para enviarla a los centros de consumo industrial o residencial, donde los transformadores de distribución instalados a lo largo de los

---

<sup>5</sup> Curso de subestaciones eléctricas – II semestre de 2009 – Ingeniería Electromecánica – UPTC – Seccional Duitama – Ing. Juan Carlos Castro Galeano

circuitos, se encargan de reducir los niveles a baja tensión (440, 220, 108 V), para alimentar a los usuarios.

### **Clasificación de las Subestaciones por tipo de operación**

Subestación de transformación: Son estaciones que transforman la tensión dentro del sistema de potencia, a valores adecuados para su transporte o utilización. De acuerdo a la función de transformación que cumplan en el sistema de potencia se dividen en:

**a. Subestación elevadora:** La tensión de salida es mayor que la tensión de entrada; estas son las que permiten elevar los niveles de tensión desde los puntos de generación, hasta niveles más altos de transmisión, por ejemplo la subestación de generación.

**b. Subestación reductora:** La tensión de salida es menor que la de entrada; éstas son las que permiten la reducción de niveles de tensión altos como transmisión, hasta niveles más bajos de subtransmisión o distribución, por ejemplo las subestaciones distribuidoras.

**C. Subestación de maniobra:** Su función es unir algunas líneas de transporte con otras de distribución, con el propósito de dar mayor confiabilidad y continuidad al servicio; el nivel de tensión es uno solo, por lo tanto no se utilizan transformadores de potencia que eleven o reduzcan el voltaje.

### **Clasificación de las Subestaciones por su forma constructiva:**

- Por su montaje

**a. Subestaciones Interiores:** Donde sus elementos constitutivos se instalen en el interior de edificios apropiados.

**b. Subestaciones Exteriores o a la Intemperie:** Sus elementos constitutivos se instalan a las condiciones ambientales.

- Por su tipo de equipo

**a. Subestación Convencional:** Es del tipo exterior pero la instalación de su equipo es abierta, sin que nada los proteja.

**b. Subestación Encapsulada:** Es una subestación cuyas partes vivas y equipos que soportan tensión están contenidos dentro de envolventes metálicos. Por ejemplo las Subestaciones encapsuladas en SF6.

**c. Subestación Móvil:** Se caracteriza porque todo el conjunto de equipos está instalado sobre un remolque. Su objetivo básico es el de ser utilizado bajo circunstancias de emergencia, en cualquier punto del sistema.

Figura 2 Subestación de Potencia



Fuente. Curso de subestaciones – Ing. Juan Castro Galeano

### 4.2.3 Elementos principales de las subestaciones<sup>6</sup>

La disposición, característica y cantidad de equipo para cada subestación, depende directamente de la configuración escogida. Por lo tanto se hará una descripción general y esencial aplicable a cualquier configuración.

Son las Subestaciones del tipo convencional las que se tomarán como referencia, dado que es este el tipo de subestación más común en Colombia. En ellas se encuentran además de las estructuras y soportes que facilitan la llegada y salida de las líneas, un conjunto denominado "elementos principales de la subestación".

Estos elementos se clasifican en 3 categorías así:

- Equipo de patio
- Equipo de tablero
- Servicios auxiliares

**Equipo de patio:** Son elementos constitutivos del sistema de potencia que se encuentran instalados en el patio de conexiones, generalmente a la intemperie, estando expuestos a las condiciones ambientales. Son estos:

- Transformador de Corriente (T.C)
- Transformador de Potencial (T.P)
- Transformador de Potencia
- Interruptor (I)
- Seccionador (S)
- Pararrayos (P)
- Trampa de onda (T.O)

---

<sup>6</sup> Curso de subestaciones eléctricas – II semestre de 2009 – Ingeniería Electromecánica – UPTC – Seccional Duitama – Ing. Juan Carlos Castro Galeano

- Barrajes y Estructuras.

El espacio ocupado por el conjunto de equipos pertenecientes a una misma salida de la subestación se denomina "Campo" o "Bahía", por ejemplo Campo de Línea, Bahía de Transformador, etc.

**Equipos de tablero:** Son todos los elementos de control, medición y protección, indicadores luminosos y alarmas, instalados en la casa de control y soportados por los tableros de la subestación. Su función es facilitar la supervisión y manejo de la subestación, por parte del operador.

**Servicios auxiliares:** Son todo el conjunto de instalaciones formadas por las fuentes de alimentación de corriente continua y de corriente alterna, de baja tensión que se utilizan para energizar los sistemas de control, protección, señalización, alarmas y alumbrado de una subestación, así como el sistema contra incendio. Las partes del sistema auxiliar son la siguiente:

Servicio de DC: Interruptores, tableros, baterías, alumbrado de emergencia, cargadores.

Servicio AC: Calefacción, alumbrado, aire acondicionado, ventilación, sistemas contra incendio, etc.

## **Otros**

- Caseta de control
- Malla de tierra
- Sistema de apantallamiento.

#### 4.2.4 Configuración o esquema<sup>7</sup>

Es el tipo de arreglo o interconexión de los equipos principales de conexión de una subestación, de tal forma que su operación permita diferentes grados de confiabilidad, seguridad o flexibilidad en la operación de la subestación.

Básicamente está definida por los barrajes, seccionadores e interruptores.

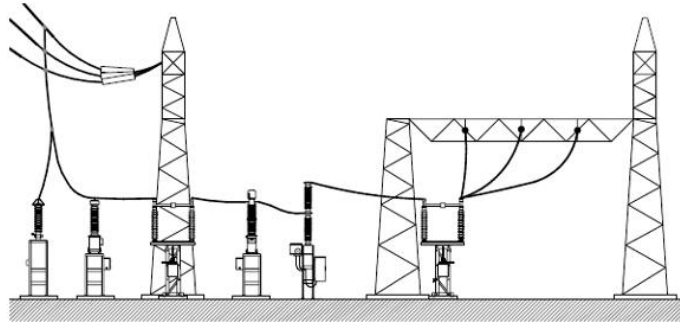
Entre los esquemas tenemos:

- Barraje sencillo o simple
- Barraje sencillo con división de barras
- Barraje sencillo con by-pass
- Barraje sencillo con by-pass de línea
- Barraje simple con transferencia
- Barraje doble
- Barraje doble con by-pass
- Barraje doble con seccionador de transferencia
- Barraje doble con transferencia
- Juego de barras triple
- Barraje en anillo
- Barraje en malla
- Interruptor y medio
- Doble interruptor

---

<sup>7</sup> Curso de subestaciones eléctricas – II semestre de 2009 – Ingeniería Electromecánica – UPTC – Seccional Duitama – Ing. Juan Carlos Castro Galeano

Figura 3. Esquema Subestación de Potencia



*Bahía de línea barraje sencillo (Vista corte 1-1)*

Fuente. Curso de subestaciones – Ing. Juan Castro Galeano

#### 4.2.5 Sistemas de transmisión y sub-transmisión de energía eléctrica

Estos sistemas tienen como función el transporte de la energía eléctrica desde las plantas generadoras (líneas de transmisión 115 y 220 KV) hasta las subestaciones de transformación (salidas de líneas de Sub-transmisión 34,5 y 13,2 KV).

Figura 4. Imágenes estructuras de 115 KV



Fuente. TSM Colombia S.A.S.

Generalmente las líneas de transmisión están soportadas por estructuras en acero galvanizado (alcanzado una altura de entre 16 hasta 50 m), y en algunas ocasiones en postes de ferro-concreto de 16 m, tipo extra-reforzado de 1050 Kgf. Las líneas de sub-transmisión están soportadas en postes de ferro-concreto o metálicos, de 16 o 14 m, con tensión de ruptura de 1350, 1050 y 710 Kgf.

Figura 5 Imágenes estructuras de 115 KV



Fuente. TSM Colombia S.A.S.

Las partes principales de un sistema aéreo son esencialmente<sup>8</sup>:

a) **Postes:** que pueden ser de madera, concreto o metálicos y sus características de peso, longitud y resistencia a la rotura son determinadas por el tipo de construcción de los circuitos. Son utilizados para sistemas urbanos postes de concreto de 14, 12 y 10 metros con resistencia de rotura de 1050, 750 y 510 kg respectivamente.

b) **Conductores:** son utilizados para circuitos primarios el Aluminio y el ACSR desnudos y en calibres 4/0, 2/0, 1/0 y 2 AWG y para circuitos secundarios en cables desnudos o aislados y en los mismos calibres. Estos circuitos son de 3 y 4 hilos con neutro puesto a tierra. Paralelo a estos circuitos van los conductores de alumbrado público.

c) **Crucetas:** son utilizadas crucetas de madera inmunizada o de ángulo de hierro galvanizado de 2 metros para 13.2 kV. y 11.4 kV. con diagonales en varilla o de ángulo de hierro (pié de amigo).

---

<sup>8</sup> Capítulo 1. Redes de distribución de energía – Samuel Ramírez Castaño – Universidad Nacional de Colombia – Tercera edición – Manizales

d) **Aisladores:** Son de tipo ANSI 55.5 para media tensión (espigo y disco) y ANSI 53.3 para baja tensión (carretes).

e) **Herrajes:** todos los herrajes utilizados en redes aéreas de baja y mediana tensión son de acero galvanizado. (Grapas, varillas de anclaje, tornillos de máquina, collarines, uest, espigos, etc).

f) **Equipos de seccionamiento:** el seccionamiento se efectúa con cortacircuitos y seccionadores monoplares para operar sin carga (100 A - 200 A).

g) **Transformadores y protecciones:** se emplean transformadores monofásicos con los siguientes valores de potencia o nominales: 25 - 37.5 - 50 - 75 kVA y para transformadores trifásicos de 30 - 45 - 75 -112.5 y 150 kVA protegidos por cortacircuitos, fusible y pararrayos tipo válvula de 12 kV.

#### 4.2.6 Aislamientos en líneas de Transmisión<sup>9</sup>

En una línea de transmisión aérea en la mayoría de los casos el conductor es del tipo desnudo, es por ello que se necesita de un medio que separe a éstos de otros conductores o de los soportes y torres en los cuales pueda llegar a hacer tierra; para esto se ocupan los aisladores que en su mayoría son del tipo cerámico (porcelana, vidrio) y poliméricos en menor medida.

Los aislamientos deben cumplir con funciones de gran importancia las cuales son tanto eléctricas como mecánicas. Sus funciones mecánicas son la de sostener a los conductores eléctricos, resistir aquellos esfuerzos externos tales como viento, cambios de temperatura, peso, tensión entre otros.

---

<sup>9</sup> TESIS: "Fallas en una línea de transmisión provocadas por contaminación en el aislamiento" – Ing. Mecánico David Méndez Mapel – Universidad Veracruzana, febrero de 2010

Entre sus funciones eléctricas están las de proporcionar el aislamiento eléctrico requerido de forma permanente, no obstante en las condiciones que se encuentre, ya sea en condiciones de contaminación, entre el conductor y cualquier punto conectado a tierra, debe resistir sobretensiones provocadas por descargas atmosféricas y sobretensiones provocadas por la operación de la red eléctrica. Además este nos debe permitir realizar operaciones para el mantenimiento de la línea tanto energizadas o des-energizada.

#### 4.2.7 Tipos de aislamiento

- **Fijos.**

Están unidos al soporte por un herraje fijo y no pueden, por consiguiente, cambiar normalmente de posición después de su montaje. Su forma general es la de una campana que lleva en su parte superior una garganta sobre la que se fija el conductor por una ligadura (de hilo de cobre recocido para conductores de cobre o de hilo de aluminio para conductores a base de aluminio). Este aislador es el más simple y pertenece a las líneas de baja tensión.

Figura 6. Aislamiento fijo de porcelana



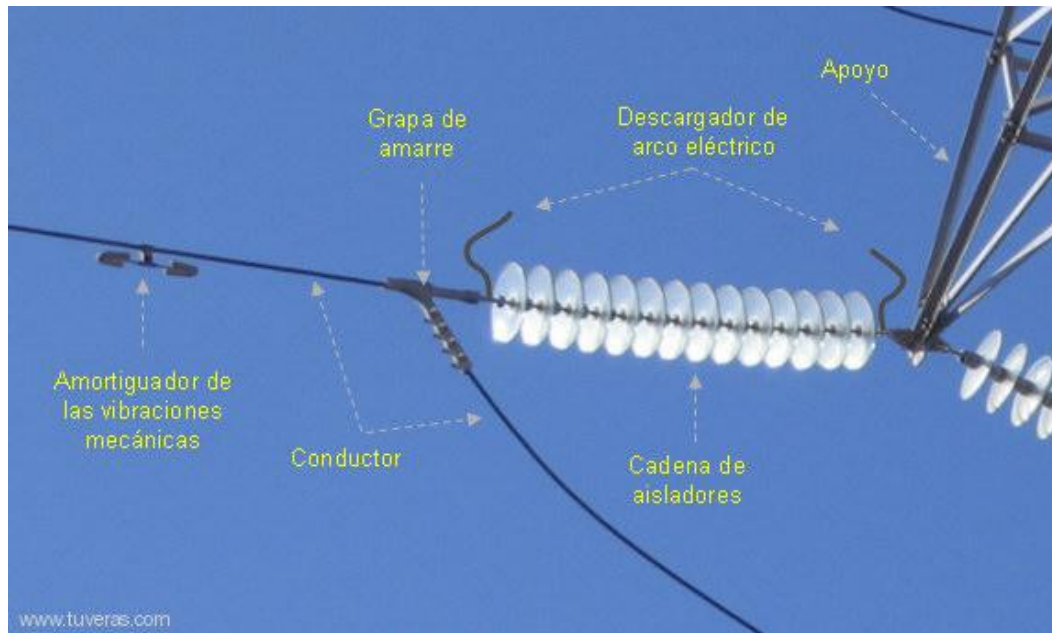
Fuente. Fallas en una líneas de transmisión – Ing. David Méndez

- **Suspendidos**

Están constituidos por un número variable de elementos según la tensión de servicio; estas cadenas son móviles alrededor de su punto de unión al soporte, y además, las articulaciones entre elementos deben tener bastante libertad para que los esfuerzos de flexión queden amortiguados; estas articulaciones suelen ser de rótula. Este tipo de aislador es el más empleado en media y en alta tensión, ya que presenta las siguientes ventajas:

- Permite elevar la tensión de funcionamiento con sólo aumentar la longitud de la cadena, es decir, colocando más elementos.
- No se interrumpe el servicio por rotura de un aislador, ya que la cadena sigue sustentando al conductor.
- Presenta una gran economía en la reparación de las cadenas, pues solamente es necesario cambiar el elemento averiado.

Figura 7. Aislador tipo suspensión y sus partes



Fuente. Fallas en una líneas de transmisión – Ing. David Méndez

Existen diversos tipos de aisladores de cadena, como los siguientes:

- Caperuza-vástago
- Campana (discos)
- Langstab
- Especiales (antiniebla, de costa)

#### **4.2.8 Características generales de los aislamientos<sup>10</sup>**

- **Línea de fuga**

Es la distancia más corta, a lo largo de la superficie de un material aislante eléctrico tomada, entre dos partes conductoras de potencial diferente.

Se llama grado de aislamiento a la relación entre la longitud de la línea de fuga de un aislador (o la total de la cadena) y la tensión entre fases de la línea. La longitud de la línea de fuga de un aislador se mide sobre la superficie del mismo. La de una cadena de aisladores, es la de un solo aislador multiplicada por el número de los que la componen.

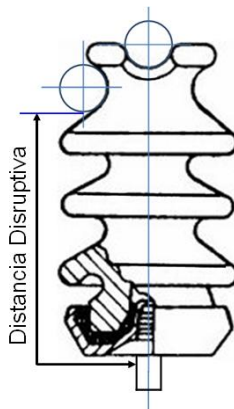
- **Distancia disruptiva (Distancia de Contorneamiento).**

Es la tensión a la que el campo en la superficie del conductor excede la rigidez dieléctrica del aire y comienza el efecto corona.

---

<sup>10</sup> TESIS: “Fallas en una línea de transmisión provocadas por contaminación en el aislamiento” – Ing. Mecánico David Méndez Mapel – Universidad Veracruzana, febrero de 2010

Figura 8. Distancia disruptiva



Fuente. Fallas en una líneas de transmisión – Ing. David Méndez

Existe también una tensión crítica visual, superior a la tensión crítica disruptiva, a partir de la cual el efecto corona se hace visible. El efecto corona se producirá cuando la tensión de la línea supere la tensión crítica disruptiva del aire, es decir, aquel nivel de tensión por encima del cual el aire se ioniza.

- **Tensión disruptiva a la frecuencia normal**

Se denomina también tensión de contorneamiento y es el valor eficaz de la tensión, expresado en kilovoltios, en el que se produce la “descarga disruptiva” ó “descarga por contorneamiento”, en el aislador, recordemos que la descarga disruptiva se produce a través del aire bajo aspecto de una chispa o arco, o de un conjunto de chispas o arcos, que establecen conexión eléctrica entre las piezas metálicas del aislador, sometidas normalmente a la tensión de servicio.

- **Tensión disruptiva bajo la lluvia a la frecuencia normal**

Para determinar la tensión disruptiva bajo lluvia a la frecuencia normal, el ensayo se realiza con una frecuencia de 60 Hz., pero sometiendo al aislador, a los efectos de una lluvia artificial. Así para determinar la tensión mínima disruptiva, es decir, el

valor mínimo de 5 determinaciones sucesivas sobre el aislador, durante ensayos de un minuto de duración.

- **Tensión disruptiva con ondas de sobretensión de frente rápido**

Es el valor de cresta (no el eficaz) de la tensión de la onda, expresado en kilovoltios en que se produce la descarga disruptiva, para los ensayos se utilizan trenes de ondas de choque de frente escarpado, de duración  $1 \times 50 \mu$  seg., obtenidas en generadores de ondas que van aumentando de valor, hasta que producen aproximadamente, un 50% de descarga de contorneamiento, sobre un mismo aislador. Este valor de la tensión de choque es el que se adopta como valor característico del aislador.

- **Tensión de perforación**

Es el valor eficaz de la tensión, expresado en kilovoltios, en el que tiene lugar la perforación del aislante, es decir la destrucción localizada de este material, producida por una descarga que atraviesa el cuerpo del aislador, de acuerdo con esto, el desprendimiento de un fragmento del borde de un aislador por efecto del calor de un arco de contorneamiento, no debe considerarse como perforación.

El excesivo calentamiento local y el calentamiento diferencial ocasionado por la excesiva corriente de fuga, disminuye rápidamente la resistencia dieléctrica del material, lo cual se traduce en mayor disipación de energía hasta producir la ruptura de perforación del aislador.

#### **4.2.9 Aislamientos cerámicos<sup>11</sup>**

Como es bien sabido la mayoría de los materiales cerámicos no son conductores de cargas móviles, por lo que no son conductores de electricidad. Esto se debe a que los enlaces iónico y covalente restringen la movilidad iónica y electrónica, es decir, son buenos aislantes eléctricos. Cuando son combinados con fuerza, permite usarlos en la generación de energía y transmisión.

Es por ello que son usados en las líneas de transmisión de media y alta tensión, los conductores son generalmente sostenidos por torres de transmisión que contienen discos de porcelana o vidrio, los cuales son lo suficientemente aislantes como para resistir rayos y tienen la resistencia mecánica apropiada como para sostener a los mismos.

#### **4.2.10 Generalidades de aislamientos cerámicos<sup>12</sup>**

- **Porcelana**

Los aislamientos de porcelana son muy usuales en las líneas de transmisión, pero para su utilización en estas deben cumplir con características tales como la homogeneidad en su estructura y tener un recubrimiento de esmalte de silicato para dificultar la adherencia de la humedad y el polvo.

---

<sup>11</sup> <sup>12</sup>TESIS: “Fallas en una línea de transmisión provocadas por contaminación en el aislamiento” – Ing. Mecánico David Méndez Mapel – Universidad Veracruzana, febrero de 2010

Figura 9. Aislador de porcelana convencional



Fuente. Fallas en una línea de transmisión – Ing. David Méndez

Dentro de las características importantes de los aisladores fabricados en porcelana están las siguientes:

- Porosidad cero, es decir, completamente impermeable.
- Alta resistencia dieléctrica.
- Alta resistencia mecánica.
- Alta resistencia a la intemperie.
- Resistencia a los ácidos.
- Resistencia a los álcalis.
- Resistencia a la acción de los rayos ultravioleta.
- Estabilidad electroquímica.
- Químicamente inertes.

En alta tensión, los aisladores son de dos, tres y hasta piezas unidas con yeso. Los aisladores de porcelana, correspondientes a materiales cerámicos cocidos a altas temperaturas presentan alta estabilidad. Existen aisladores montados y en funcionamiento desde hace 50 a 60 años.

- **Vidrio**

Los aisladores de vidrio poseen cualidades que los constituyen en los más adecuados para el aislamiento en líneas aéreas de Alta Tensión. El vidrio es el resultado de la solidificación progresiva, sin vestigios de cristalizaciones, de mezclas homogéneas de óxidos en fusión. La naturaleza y proporciones de éstos óxidos permiten la obtención de vidrios comerciales con propiedades muy variadas (eléctricas, térmicas, etc).

**Figura 10. Aislamiento de vidrio**



Fuente. Fallas en una línea de transmisión – Ing. David Méndez

Los aisladores de vidrio, luego de su fabricación, requieren de un templado especial a mayor temperatura, a efectos de limitar las tensiones internas del vidrio y dotarlos así de una mayor resistencia a los golpes.

Este tipo de aislador presenta dos grandes ventajas respecto al de porcelana, una es que resulta fácil visualizar cuando falla, ya que el vidrio revienta y por lo tanto se nota a simple vista la falta de la campana aislante en una línea de transmisión, otra es que no se cae el conductor, debido al incremento del volumen del vidrio que se encuentra entre el badajo y la caperuza, cosa que sí puede suceder con el aislador de porcelana. Otra característica importante, es que los aisladores de vidrio presentan mayor resistencia a la tracción que los de porcelana.

#### **4.2.11 Ventajas y desventajas de aislamientos cerámicos<sup>13</sup>**

En la actualidad las características de los aisladores de porcelana se ven claramente superadas por los aislamientos no cerámicos debido a sus características tanto mecánicas como eléctricas, no obstante entre sus características podemos encontrar:

- Son resistentes a la contaminación (Siempre y cuando su recubrimiento no se dañe).
- Tiene un buen control en la corriente de salida.
- Su durabilidad con respecto al tiempo es buena.
- Es resistente a los rayos UV.

Tomando como punto de referencia a los aislamientos no cerámicos explicados posteriormente podemos decir que entre las desventajas de usar los aislamientos del tipo cerámicos están las siguientes:

- Su costo resulta ya un tanto alto.
- No cuentan con buenas características hidrofóbicas.
- El peso de estos es mayor a los no cerámicos.
- No son resistentes al vandalismo.

#### **4.2.12 Aislamientos no cerámicos<sup>14</sup>**

En la actualidad, prácticamente, todos los productos en Alta Tensión cuentan con su versión de aislamiento en polímero (incluso en algunos la versión en porcelana

---

<sup>13</sup> TESIS: “FALLAS EN UNA LÍNEA DE TRANSMISIÓN PROVOCADAS POR CONTAMINACIÓN EN EL AISLAMIENTO” – Ing. Mecánico David Méndez Mapel – Universidad Veracruzana, febrero de 2010

<sup>14 15</sup> TESIS: “FALLAS EN UNA LÍNEA DE TRANSMISIÓN PROVOCADAS POR CONTAMINACIÓN EN EL AISLAMIENTO” – Ing. Mecánico David Méndez Mapel – Universidad Veracruzana, febrero de 2010

prácticamente no se fabrica). Y es que las ventajas del aislamiento polimérico son muchas, destacando la resistencia a impactos mecánicos, la disminución del peso, la seguridad de operación y la disminución del impacto ambiental en su fabricación y utilización

### **Generalidades de aislamientos no cerámicos<sup>15</sup>**

Algunos polímeros son hidrorrepelentes (hidrofóbicas) o autolimpiantes, que en condiciones de alta contaminación, justifican aún más la migración de aislamiento en porcelana hacia aislamiento polimérico (no requieren ser lavados). Debido a las ventajas antes mencionadas, el uso de aislamientos poliméricos genera un incremento de la confiabilidad en los equipos, tanto desde el punto de vista de la seguridad de operación de un sistema eléctrico (ante pequeñas trizaduras en la porcelana podría ocasionarse una falla, incluso ruptura del equipo), como del punto de vista de la seguridad de los operarios del sistema (en caso de falla la porcelana, a diferencia de los polímeros, podría estallar en pedazos pudiendo dañar a personas que se encuentren cerca del suceso).

En algunos equipos, como es el caso particular de los pararrayos, este nuevo material aislante ha introducido incluso un nuevo concepto en el montaje, y es que debido a la importante disminución en el peso (menos del 50%) de los pararrayos, éstos pueden ser instalados, por ejemplo, colgando de los conductores en las líneas de transmisión o en forma invertida en los portales de acometida de las líneas de transmisión.

#### **4.2.13 Aislamientos poliméricos (siliconas)<sup>16</sup>**

Dada su reciente aparición en el mercado, en el entorno de los años 40 y si se compara con los más de 100 años de uso de la porcelana electrotécnica, se ha planteado de forma reiterada que las características y comportamientos de los aisladores contruidos con base a elementos poliméricos, más conocidos como aisladores poliméricos, no han sido suficientemente estudiadas aún; en esta dirección, investigadores de diferentes países e instituciones han desarrollado investigaciones durante estos años que buscan el obtener la base de conocimiento necesaria para un uso eficiente de este tipo de aislamiento.

#### **Siliconas**

Polímero inodoro e incoloro hecho en base a silicio, es inerte y estable a altas temperaturas, útil para múltiples aplicaciones industriales y médicas.

Principales características:

- Resistente a temperaturas extremas (-60 a 250 °C).
- Resistente a la intemperie, ozono, radiación y humedad.
- Excelentes propiedades eléctricas como aislador.
- Larga vida útil.
- Gran resistencia a la deformación por compresión.
- Apto para uso alimenticio y sanitario.

Propiedades particulares de las siliconas:

- Es flexible y suave al tacto
- No mancha ni se desgasta.
- No envejece.

---

<sup>16</sup> TESIS: “FALLAS EN UNA LÍNEA DE TRANSMISIÓN PROVOCADAS POR CONTAMINACIÓN EN EL AISLAMIENTO” – Ing. Mecánico David Méndez Mapel – Universidad Veracruzana, febrero de 2010

- No exuda nunca, evitando su deterioro, ensuciamiento y/o corrosión sobre los materiales que estén en contacto con la misma.
- Tiene gran resistencia a todo tipo de uso.
- No es contaminante.
- Se pueden elegir diferentes y novedosos colores.

Propiedades mecánicas:

- Resistencia a la tracción de 70 Kg/cm<sup>2</sup>.
- Elongación promedio de 400%.
- Mantiene estos valores aun después de largas exposiciones a temperaturas extremas.

Propiedades eléctricas:

- Posee flexibilidad, elasticidad y es aislante,
- Manteniendo sus propiedades dieléctricas

Resistencia química:

- Resiste algunos químicos, incluyendo ácidos, oxidantes químicos, amoníaco y alcohol isopropílico.
- Se hincha cuando se expone a solventes como el benceno y el tolueno,
- Retorna a su forma original cuando el solvente se evapora.
- Ácidos concentrados, alcalinos y otros solventes no deben ser usados con silicona.

#### **4.2.14 Ventajas y desventajas del uso de aislantes no cerámicos<sup>17</sup>**

Estudios realizados a escala internacional sobre los aisladores poliméricos han establecido científicamente que los aisladores tienen una tensión de descarga mayor, en comparación con los aisladores de porcelana, bajo condiciones de contaminación y humedecimiento debido a la hidrofobicidad de su superficie. Los

---

<sup>17</sup> TESIS: “FALLAS EN UNA LÍNEA DE TRANSMISIÓN PROVOCADAS POR CONTAMINACIÓN EN EL AISLAMIENTO” – Ing. Mecánico David Méndez Mapel – Universidad Veracruzana, febrero de 2010

polímeros tienen las siguientes ventajas sobre la mayoría de los cerámicos en sus características generales:

- Materiales ligeros.
- Resistentes a la corrosión.
- Insolubles en agua.
- Solubles, en su mayoría, en disolventes orgánicos.
- Versátiles de color.
- Baja conductividad térmica (entre 100 y 1000 veces menor que en los metales).
- Baja conductividad eléctrica.
- Coeficiente de dilatación muy superior al de los metales.
- Alta capacidad calorífica.
- Envejecimiento por acción del oxígeno y la luz solar.

Su principal limitación es que sólo pueden usarse a temperaturas moderadas, por otro lado, a bajas temperaturas resultan casi siempre frágiles.

Durante estos años, otros estudios han obtenido que las condiciones de explotación, esto es, la humectación continua del aislador (aún sin contaminación), las descargas atmosféricas, las descargas parciales tipo corona o debido a la formación de bandas secas en aisladores contaminados y los rayos ultravioletas, son elementos que hacen disminuir las propiedades de hidrofobicidad de los aisladores poliméricos, e incluso llegan a destruir la superficie hidrofóbica, y por tanto, que estos pierdan su característica técnica fundamental que los hace más eficientes en ambientes con alta contaminación.

### **4.3 ¿CÓMO SE DEGRADA EL AISLAMIENTO?<sup>18</sup>**

#### **4.3.1 Agentes eléctricos**

Desde el punto de vista eléctrico, la característica principal de los conductores de baja tensión se mide por la rigidez dieléctrica del aislamiento, que es la que determina las condiciones de operación manteniendo la diferencia de potencial requerida dentro de los límites de seguridad. Además permite soportar sobrecargas transitorias e impulsos de corriente producidos en un cortocircuito.

Normalmente la rigidez dieléctrica se expresa en KV/mm y dependiendo si en la prueba se emplea elevación rápida de tensión o impulso varía su valor. Por lo general, la habilidad eléctrica de los aislamientos para conductores en baja tensión es del orden de 600 Volts, que es la tensión máxima a la que están especificados. Por esta razón los conductores empleados en instalaciones eléctricas de baja tensión difícilmente fallan por causas meramente eléctricas, en la mayoría de los casos fallan por fenómenos térmicos provocados por sobrecargas sostenidas o deficiencias en los sistemas de protección en caso de cortocircuito.

**DIELECTRICO:** Sustancia que es mala conductora de la electricidad y que amortigua la fuerza de un campo eléctrico que lo atraviese.

La capacidad de un dieléctrico de soportar los campos eléctricos sin perder sus propiedades aislantes se denomina “Resistencia de Aislamiento” o “Rigidez Dieléctrica”

#### **4.3.2 Agentes mecánicos**

---

<sup>18</sup> TESIS: “FALLAS EN UNA LÍNEA DE TRANSMISIÓN PROVOCADAS POR CONTAMINACIÓN EN EL AISLAMIENTO” – Ing. Mecánico David Méndez Mapel – Universidad Veracruzana, febrero de 2010

La mayor parte de los ataques mecánicos que sufre un conductor se deben a agentes externos como son el desempaque, manejo e instalación que pueden afectar las características del conductor dañado y que pueden llegar a producir fallas en la operación, por lo que es necesario prevenir el deterioro por agentes externos utilizando las técnicas adecuadas de manejo de materiales e inserción de conductores dentro de las canalizaciones. Los principales agentes que pueden afectar mecánicamente a los conductores se pueden dividir en cuatro clases:

- Presión mecánica.
- Abrasión.
- Elongación.
- Dobleza a 180.

#### **4.3.3 Agentes químicos**

Un conductor se ve sujeto a ataques por agentes químicos que pueden ser diversos y que dependen de los contaminantes que se encuentran en el lugar de la instalación. Estos agentes químicos contaminantes se pueden identificar en cuatro tipos generales que son:

- Agua o humedad.
- Hidrocarburos.
- Ácidos.
- Alcalinos.

#### **4.3.4 Esfuerzo térmico**

Las tensiones térmicas son tensiones inducidas en un cuerpo como resultado de cambios en la Temperatura. Tensiones resultantes de la expansión y contracción

térmicas confinadas, estas tensiones o calentamientos a menudo son provocados por fallas en la línea de transmisión (sobre corrientes o sobre voltajes).

#### **4.3.5 Contaminación ambiental**

Los aisladores en su uso normal están sometidos a las condiciones del medio ambiente en que se encuentren situados, con diferentes grados de contaminación, debido a estas condiciones se van acumulando una capa de partículas sobre el aislador que disminuye su aislamiento produciendo flameo y en casos extremos, dando lugar a interrupciones.

#### **4.4 PROCESO DE LA DESCARGA POR CONTAMINACIÓN DEL AISLAMIENTO<sup>19</sup>**

Independientemente de la condición de contaminación existente, para que se produzca una descarga total existen una serie de requisitos mínimos a cumplirse:

- Formación de la capa de contaminante.
- Humedecimiento de la capa de contaminante y aumento de su conductividad y de la corriente de filtración.
- Secado de la capa de contaminante en las regiones de mayor densidad de corriente.

Formación de las bandas secas.

- Descarga a través de las bandas secas y crecimiento de las mismas.
- Descarga total.

---

<sup>19</sup> TESIS: “FALLAS EN UNA LÍNEA DE TRANSMISIÓN PROVOCADAS POR CONTAMINACIÓN EN EL AISLAMIENTO” – Ing. Mecánico David Méndez Mapel – Universidad Veracruzana, febrero de 2010

#### **4.4.1 Métodos para determinar el nivel de contaminación del aislamiento**

La determinación del nivel de contaminación del aislamiento se basa fundamentalmente en estudios de campo, que complementados por estudios a escala de laboratorio, permiten obtener diferentes clasificaciones del ambiente y la propuesta del nivel de aislamiento necesario para el mismo.

Inicialmente, la información sobre el comportamiento del aislamiento contaminado en líneas y subestaciones bajo operación, en conjunto a datos locales relacionados a la contaminación, como podían ser la presencia de industrias, distancia hasta el mar y otros, fue utilizada como base para la evaluación del nivel de contaminación de diferentes áreas.

Posteriormente fueron desarrollados otros métodos de medición que permitieron evaluar el nivel de contaminación y a su vez facilitaron llevar al laboratorio, representativamente, el mismo, iniciándose así un estudio más detallado del problema. Estos métodos o técnicas de evaluación de los niveles de contaminación local pueden ser agrupados en dos categorías:

- Métodos de evaluación indirecta.
- Métodos de evaluación directa.

Se consideran métodos indirectos de evaluación del nivel de contaminación, aquellos que caracterizan la zona sin tomar el aislamiento en consideración. Estos métodos evalúan en sí el ambiente a través del análisis o monitoreo de polvos en el ambiente en depósitos o equipos diseñados para este fin y puede decirse que los principales métodos que han sido utilizados, son:

- Colectores de polvo no direccionales.
- Colectores de polvo tipo direccionales.

- Cilindro engrasado. Lozas de porcelanas.
- Monitoreo de partículas sólidas en el aire.
- Colectores de niebla.

Por otro lado, se consideran como métodos directos para determinar el nivel de contaminación aquellos donde se define un parámetro que es medido sobre la propia superficie del aislador lo cual permite tener en cuenta, en cierto grado, la influencia de factores como el perfil y el estado de la superficie del aislador y tomarlo como patrón siendo los métodos más aceptados internacionalmente:

- Densidad equivalente de sal depositada (DESD).
- Aisladores de control.
- Conductancia superficial.
- Conteo de pulsos.
- Corriente de fuga.

## **4.5 MANTENIMIENTO PREDICTIVO (CBM)<sup>20</sup>**

### **4.5.1 ¿qué es el mantenimiento predictivo?**

En las cuatro últimas décadas se ha venido aumentando notoriamente, en la industria internacional, la aplicación del Mantenimiento Basado en Condición, (CBM, sigla inglesa Condition Based Maintenance), como complemento fundamental del mantenimiento preventivo y correctivo. Este incremento responde a una diversidad de factores entre los que se pueden enumerar: los desarrollos tecnológicos en equipos de medición y diagnóstico; la tecnificación de la producción en los procesos continuos; los equipos modernos altamente costosos e

---

<sup>20</sup> GARCÍA PALENCIA, Oliverio. Gestión Moderna del Mantenimiento Industrial. Ediciones de la U. Bogotá 2012

interdependientes; los altos costos de refacciones y reposición de equipos; y especialmente el alto grado de concientización sobre los costos de los paros improductivos. El mantenimiento predictivo, basado en el uso de sistemas de diagnóstico para el análisis de fallas, es la respuesta conveniente en la conservación económica de los equipos y la minimización de las paradas.

El sistema de mantenimiento predictivo se define como “el conjunto de actividades, programadas para detectar las fallas de los activos físicos, por revelación antes de que sucedan, con los equipos en operación y sin perjuicio de la producción, usando aparatos de diagnóstico y pruebas no destructivas”.

Aunque existe multiplicidad de técnicas de aplicación de mantenimiento predictivo como el ultrasonido, la radiografía, la termografía infrarroja, o la termovisión, los análisis de lubricantes, el mecanálisis de ruidos, la inspección visual remota, la coronografía ultravioleta, el método de impulsos de choque, el análisis de furanos y otra serie de pruebas no destructivas, se ha popularizado que el mantenimiento predictivo se basa en la medición y análisis de vibraciones, y tiene como principio el hecho de que si un equipo está operando en buenas condiciones, no debe ser intervenido.

En forma generalizada un sistema de mantenimiento predictivo consiste en llevar un control periódico de los niveles de vibración, temperatura, metales en los lubricantes y “otros” de cada equipo teniendo como parámetros de medición, las características iniciales del fabricante o por medio de comparaciones con otras partes del equipo. Como cada sistema productivo tiene preestablecidos sus parámetros de operación en condiciones óptimas y sus límites permitidos, cuando esos patrones varían indican los cambios de funcionamiento del equipo, que al ser analizados determinan las actividades correctivas que se deben tomar, programando la reparación u operación del equipo con el conocimiento de sus necesidades.

#### **4.5.2 Beneficios del mantenimiento predictivo<sup>21</sup>**

La inversión que se haga en mantenimiento predictivo es absolutamente justificada, si se alcanza el objetivo fundamental del programa, con los siguientes ahorros derivados de los beneficios generales, entre los cuales se pueden considerar:

- La detección precoz de fallas incipientes que convierten los daños en rutinas programadas de mantenimiento.
- La eliminación de inspecciones periódicas de mantenimiento, en que hay que desarmar los equipos.
- Aumento de los intervalos entre las revisiones detalladas e inspecciones generales de mantenimiento preventivo.
- Eliminación casi total de las fallas accidentales, lo cual se refleja en una mayor productividad.
- Aumento del factor de servicio por determinación de la severidad de los problemas y disminución del tiempo de parada necesario para las reparaciones debidamente programadas.
- Ahorro y disminución del inventario de repuestos, ya que estos se reemplazan solamente cuando se les ha agotado su vida útil.
- Corrección a tiempo de muchos problemas de montaje que generan fallas recurrentes en los equipos.
- Reducción del número de equipos en Stand-by gracias al incremento de la confiabilidad de lo que se encuentran en operación.
- Ahorro apreciable en los consumos de energía, cuando los equipos trabajan en óptimas condiciones.

---

<sup>21</sup> GARCÍA PALENCIA, Oliverio. Gestión Moderna del Mantenimiento Industrial. Ediciones de la U. Bogota 2012

- Garantía del cumplimiento de las características de diseño y mejora general de la seguridad del equipo e instalaciones.

Cuando se ha logrado crear conciencia de los beneficios del sistema y se ha tomado la decisión de implantarlo, al evaluar las alternativas se debe tener en cuenta, que debido a la existencia de múltiples métodos para el diagnóstico de los equipos, todos ellos tienen características diferentes. Los sistemas portátiles garantizan menos protección a más bajo costo, mientras que los automáticos más sofisticados protegen muy bien a las maquinas a un precio considerablemente mayor, pero para cada planta y proceso hay un sistema de medición que efectivamente puede salvar a la compañía de millonarias pérdidas.

#### **4.5.3 Implementación del mantenimiento predictivo<sup>22</sup>**

Para la implementación de un sistema de mantenimiento predictivo, que lógicamente supone una inversión relativamente considerable, se debe hacer un estudio particularizado de las condiciones de la organización, y un análisis concienzudo, que evalúe y resuelva las alternativas iniciales basándose en los siguientes puntos

##### **a. Establecimiento de la necesidad de sistema.**

Para ello se requiere un análisis detallado utilizando criterios fundamentales:

- Criterio económico
- Criterio estratégico

---

<sup>22</sup> GARCÍA PALENCIA, Oliverio. Gestión Moderna del Mantenimiento Industrial. Ediciones de la U. Bogota 2012

El criterio económico analiza los costos de mantenimiento en función de sus tres componentes:

- Costo de mano de obra
- Costo de equipos y repuestos
- Costo de producción perdida

El análisis de costos compara la inversión en mantenimiento como costo directo y costo del tiempo perdido, y cuando este último es muy grande se justifica un aumento en la inversión, ya que el costo mínimo total se obtiene cuando el costo anual, o de un periodo de tiempo seleccionado, de la producción perdida es aproximadamente igual a la suma del costo anual del personal y demás recursos físicos.

El criterio estratégico considera la incidencia de diferentes factores que determinan la capacidad del sistema productivo de la empresa, entre los que se destacan:

- Volumen de paradas
- Volumen de maquinaria importante
- Comportamiento de los equipo con el deterioro
- Recursos actuales para mantenimiento
- Interdependencia de los equipos en el proceso productivo.

El análisis de cada uno de estos factores, asociados con el tamaño de la empresa y su desarrollo tecnológico, permiten justificar la adopción del sistema.

#### **b. Ajuste de la estructura del departamento**

Es necesario separar en dos equipos de trabajo colaborativo, los trabajadores de mantenimiento predictivo y de mantenimiento correctivo. Para poder llevar a cabo las inspecciones de acuerdo con la programación previa, se necesita Talento humano disponible y bien capacitado en las nuevas tecnologías; de otra forma, la urgencia de las acciones correctivas impide realizar las labores predictivas.

Cuando la programación de actividades predictivas no es suficiente para ocupar el personal asignado se puede balancear la carga de trabajo con operaciones de programación y control, u otras labores de ingeniería de mantenimiento.

### **c. Evaluación de las diferentes alternativas de operación.**

Existen cuatro alternativas de operación para la implantación de un sistema de mantenimiento predictivo.

- **Contratación del servicio.** Es la opción más sencilla y efectiva porque no requiere gran inversión ni capacitación inicial, ya que existen las empresas especializadas en la prestación del servicio. Esta elección además de ágil, cumple los propósitos de información, capacitación y prueba, para precisar los beneficios del sistema en forma práctica, y analizar su implementación posterior por parte de la empresa.
- **Medición de índices más servicio de análisis.** Es la segunda posibilidad en la implementación del sistema, y consiste en la adquisición por parte de la compañía de equipos de diagnóstico portátiles y de bajo costo, para tomar mediciones en el ámbito general, y poder determinar por la severidad de las medidas, cuando se requiere solicitar el servicio de diagnóstico más detallado. Esta alternativa tiene como ventajas principales, la menor dependencia del servicio exterior y vincular al personal propio con la nueva tecnología.
- **Medición y grabación de indicadores más servicio de análisis.** En esta opción se plantea una etapa más avanzada que la anterior y acentual en sus ventajas.

Consiste en adicionar una grabadora especial al equipo de medición portátil, para grabar los parámetros medidos y enviar al servicio de diagnóstico exterior la señal que se requiere analizar. En esta etapa la programación y control de las inspecciones se hace completamente por parte de la compañía y solamente se requiere contratar el servicio de análisis especializado, mientras se entrena y capacita al personal propio.

- Medición y análisis con equipos propios. Es el nivel más complejo de la implementación, requiere de la adquisición del equipo de análisis apropiado y la asignación de personal previamente capacitado para su operación. En esta alternativa considera el equipo de análisis como un elemento integral del sistema de mantenimiento, y se justifica la inversión cuando se desea eliminar las paradas de planta por el alto costo del tiempo perdido.

La decisión de la alternativa más adecuada se debe basar en un análisis económico apropiado de acuerdo con las condiciones particulares de la maquinaria, tipo de proceso y tamaño de la organización.

#### **d. Determinación del sistema de control.**

El control periódico de los niveles de operación normal puede llevarse a cabo de diferentes formas y con diversos niveles de instrumentación de acuerdo con la alternativa seleccionada. Para ello se recomienda clasificar los equipos a incluir en el programa dentro de las tres categorías fundamentales.

- Equipos de propósito general (no críticos). En general no requieren la aplicación de diagnóstico especializado; en algunos casos se pueden usar medidores de vibración simple, o analizadores de espectros; estos sistemas son inspeccionados por técnicos muy experimentados, que si encuentran condiciones anormales, reportan la necesidad de una inspección más profunda.

- Equipos mayores o semicríticos. Debido a que su falla causa paradas mayores, requieren analizadores de tiempo real (RTA) y utilización de monitoreo con una frecuencia al menos bimensual; estos equipos pueden ser manejados por ingenieros junior, o por un técnico bien entrenado, que cuando encuentre condiciones anormales deben incrementar el control mientras llega el momento de la reparación.
- Equipos críticos. Debido a que su falla causa paradas de producción críticas, requieren en lo posible medición continua con equipos muy especializados, sistemas de análisis de vibración en línea, termografía, coronografía, ultrasonido equipos RTA automáticos, y sistemas de monitoreo soportados con sistemas expertos de diagnóstico, con una frecuencia al menos mensual. Los equipos críticos deben ser analizados por ingenieros especializados en mantenimiento predictivo, quienes además deben registrar los parámetros de trabajo diario, temperaturas, velocidades, presiones, consumos anormales de energías, pérdida de tensión y demás variables del proceso que son auxiliares para un correcto diagnóstico.

Después de la determinación del sistema de control más adecuado y la asignación de las responsabilidades correspondientes, se recomienda el uso permanente de los servicios de información técnica que suministran sobre estas nuevas tecnologías, asociaciones y entidades especializadas (API, ASME, NEMA, EPRI, VIBRATION INSTITUTE, ETC.) Y la capacitación dada por los fabricantes y distribuidores de equipos de diagnóstico. En últimas, un sistema apropiado de diagnóstico sirve para lograr en poco tiempo una evaluación real de los beneficios del mantenimiento basado en condición.

## **4.6 OPTIMIZACIÓN DE LOS ACTIVOS<sup>23</sup>**

Una de las maneras para maximizar la optimización operacional de los activos en su contexto operacional es a partir de la determinación de los requerimientos reales de mantenimiento logrando la optimización de costos mediante diferentes técnicas, herramientas y filosofías de mantenimiento que ayudan a identificar sistemáticamente que debe hacerse para garantizar que los activos físicos continúen haciendo lo que requiere el usuario en el contexto operacional actual. En términos generales permite distribuir en forma efectiva los recursos asignados a la gestión de mantenimiento tomando en cuenta la importancia de los activos en el contexto operacional y los posibles efectos y consecuencias de los modos de falla de estos activos sobre la seguridad el ambiente y las operaciones.

### **4.6.1 Herramientas para la optimización de los Activos**

Las principales herramientas que se utilizan para la gestión de activos las cuales contribuyen a la confiabilidad de los equipos son las siguientes<sup>24</sup>:

- El Análisis de Criticidad (CA); es una técnica que permite jerarquizar instalaciones, sistemas y equipos, en función de su impacto global, con el fin de facilitar la toma de decisiones.
- El Análisis de Modos y Efectos de Falla (FMEA); es una metodología que permite determinar los modos de falla de los componentes de un sistema, el impacto y la frecuencia con que se presentan.

---

<sup>23</sup> BORRAS PINILLA, Carlos. Principios de mantenimiento, pág. 76. Bucaramanga: UIS, 2013.

<sup>24</sup> BORRAS PINILLA, Carlos. Principios de mantenimiento, pág. 76. Bucaramanga: UIS, 2013.

- La Inspección Basada en Riesgos (RBI); es la técnica que permite definir la probabilidad de falla de un sistema, y las consecuencias que las fallas pueden generar sobre la gente, el proceso y el entorno.
- El Análisis Costo - Riesgo - Beneficio (BRCA); es una metodología que permite establecer una combinación óptima entre los costos de realizar una actividad y los beneficios generados, con base en el valor del riesgo que involucra la realización, o no, de tal acción.
- El Análisis del Costo del Ciclo de Vida (LCC); es una técnica que permite elegir entre opciones de inversión o acciones de mejora de la confiabilidad con base en su efecto en el costo total del ciclo de vida de un activo nuevo o en servicio.
- El Análisis Causa Raíz (RCFA); es un procedimiento sistemático que se aplica con el objetivo de precisar las causas que originan las fallas, sus impactos y sus frecuencias de aparición, para poder mitigarlas o eliminarlas.

#### **4.6.2 Análisis de causa raíz – RCA<sup>25</sup>**

El análisis de causa raíz (RCA) es un método cualitativo de análisis de falla que utiliza la lógica sistemática para lograr identificar las causas responsables de una falla. También permite identificar la mejor solución para corregir la causa identificada y como realizar su seguimiento, esta metodología se basa en el árbol lógico de falla, la deducción y verificación de los hechos para encontrar el origen de una falla, permite aprender de las fallas y eliminar las causas, en lugar de corregir los síntomas.

---

<sup>25</sup> BORRAS PINILLA, Carlos. Principios de mantenimiento, pág. 76. Bucaramanga: UIS, 2013.

Por su estructura, el RCA es un proceso que consume recursos y una gran cantidad de tiempo por lo tanto se debe establecer desde un principio si el problema requiere realizar o no un estudio de RCA. Con el fin de saber si una falla requiere de un RCA, se debe evaluar basado en sus consecuencias, por ejemplo: fallas que involucren la integridad de las personas, las inversiones o infraestructura, los equipos o la combinación de varias o todas las anteriores. El objetivo es determinar el origen de las causas físicas, humanas y latentes de una falla, la frecuencia con que apareció y el impacto que genera, por medio de un estudio minucioso de los factores, circunstancias y diferentes elementos que podrían mitigar o eliminar por completo la falla una vez tomadas las acciones correctivas que sugiera el análisis mejorando la seguridad, confiabilidad, mantenibilidad y disponibilidad de los equipos de la organización. Para hacer un buen análisis de causa raíz, se debe ir más allá de los componentes físicos de la falla o raíces físicas y analizar las acciones humanas que desataron la cadena de causa-efecto que llevo a la causa física, lo cual implica analizar por qué hicieron esto, si se debió a procedimientos incorrectos, especificaciones equivocadas o a falta de capacitación, lo cual puede sacar a la luz raíces latentes, es decir deficiencias en el gerenciamiento, que de no corregirse, pueden hacer que la falla se repita nuevamente.

La causa raíz es el origen del cual procede el efecto de falla visible. Un sistema o equipo puede tener diversos modos de falla pero cada modo de falla tiene una única causa raíz. RCA es una metodología científica, compleja, lógica y sistemática para hallar la causa raíz de una falla mediante la verificación de las causas probables de falla y su corrección y/o mitigación.

El análisis causa raíz es una metodología que le otorga gran importancia a la implementación de la solución más óptima, proporcionando las herramientas para su evaluación y selección.

### 4.6.3 Análisis de Modos y Efectos de Falla<sup>26</sup>

Modos de Falla y Análisis de Efectos (FMEA) es un método sistemático y proactivo para evaluar un proceso para identificar dónde y cómo se puede fallar y para evaluar el impacto relativo de fallos diferentes, con el fin de identificar las partes del proceso que son las más necesitadas de cambio.

FMEA incluye la revisión de:

- Pasos en el proceso
- Modos de fallo (¿Qué podría salir mal?)
- Causas de fallo (¿Por qué sucede la Falla?)
- Efectos de fallo (¿Cuáles serían las consecuencias de cada falla?)

Para identificar el potencial de diseño y errores de proceso antes de que ocurran y minimizar el riesgo de incumplimiento por cualquiera de los cambios de diseño que proponen o bien, si estos no se puede formular, proponer procedimientos operativos. En esencia, el FMEA es:

- Identificar el equipo o subsistema, modo de operación y el equipo.
- Identificar los modos de falla potenciales y sus causas.
- Evaluar los efectos en el sistema de cada modo de fallo.

---

<sup>26</sup> BORRAS PINILLA, Carlos. Principios de mantenimiento, pág. 80. Bucaramanga :UIS, 2013

- Identificar medidas para eliminar o reducir los riesgos asociados a cada modo de fallo.
- Identificar los ensayos y pruebas necesarios para demostrar las conclusiones.
- Proporcionar información a los operadores y mantenedores para que entiendan las capacidades y limitaciones del sistema para lograr el mejor rendimiento.

El informe se estructurará en las conclusiones que se han desarrollado a partir de hojas de cálculo. Los resultados se centrarán en los modos de falla encontrados que puedan tener efectos significativos sobre el sistema y el grado en categorías, por ejemplo, catastrófico, crítica, etc., hasta el valor mínimo o molestia.

Un FMEA que cubre el sistema completo (que puede incluir FMEAs de diversos fabricantes del subsistema) debe abarcar los FMEAs de una revisión y un análisis de las interfaces entre los subsistemas. Un FMEA debe contener un programa de pruebas prácticas y los resultados de dichas pruebas.

Durante el curso del análisis, habrá modos de fallo que son difíciles de evaluar, por lo que durante el análisis se deberán diseñar una serie de pruebas para evaluar los fracasos en la práctica.

El FMEA debe comenzar en la etapa más temprana que el diseño y el programa de desarrollo que permitan, incluso para asistir a un nivel superior en la identificación de debilidades potenciales durante el diseño conceptual.

Por otra parte existen metodologías que pretenden anticiparse a los fallos de los equipos ya desde la fase de diseño, analizando los procesos de manera sistemática para identificar los puntos potencialmente peligrosos, permitiendo así aplicar las modificaciones necesarias con un coste mucho menor que si se aplicaran una vez construida la máquina.

Estas metodologías y los diversos tipos de mantenimientos no son alternativos sino complementarios, dado que la documentación generada en la fase de diseño puede ayudar en la fase de explotación del equipo para, por ejemplo, diseñar un plan de mantenimiento preventivo<sup>27</sup>.

## **4.7 TÉCNICAS DE INSPECCIÓN**

El mantenimiento predictivo se basa en detectar posibles síntomas o anomalías que afecten el activo. Entre las técnicas de inspección encontramos:

- Inspección por Termografía
- Inspección por Ultrasonido
- Inspección por Coronografía
- Análisis de lubricantes o aceites
- Análisis de vibraciones
- Ensayos no destructivos
- Inspección visual
- Análisis de corriente
- Analizador de calidad de energía
- Analizador evaluador de condiciones de operación de motores

Para el estudio de este proyecto profundizaremos en las primeras tres técnicas mencionadas anteriormente.

### **4.7.1 Termografía infrarroja**

---

<sup>27</sup> BORRAS PINILLA, Carlos. Principios de mantenimiento, pág. 80,81. Bucaramanga: UIS, 2013.

Conceptos y principios como la temperatura, transferencia de calor, pérdidas de energía, conservación de la energía, cambio de temperatura, capacidad calorífica, calor latente, calores específicos, condiciones exotérmicas y endotérmicas, radiación, convección, conducción, temperatura superficial, leyes de la termodinámica, flujo de calor, aislantes y resistencia térmica, conductividad térmica, espectro electromagnético, radiación infrarroja, emitancia, reflectancia, transmitancia, radiación emitida, emisividad, conllevan al estudio y análisis de las inspecciones por medio de la termografía infrarroja.

La tecnología termográfica ha sido una de las herramientas de diagnóstico más valiosas para el mantenimiento predictivo. Al detectar anomalías que permiten realizar correcciones antes de que se produzcan costosos fallos en el sistema.

#### a. Definición y aplicación<sup>28</sup>

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

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

#### b. Análisis por la inspección por termografía<sup>29</sup>

---

<sup>28</sup> Ing. Alonso García Castro – Especialización en Gerencia de Mantenimiento

<sup>29</sup> Mantenimiento predictivo – Curso sobre mantenimiento predictivo y sus distintas técnicas de aplicación – Predictove – ing. Eñaut Labaien, Ing. Gorka Carrasco. Fecha, 12/11/09

Los ojos humanos no son sensibles a la radiación infrarroja emitida por un objeto, pero las cámaras termográficas son capaces de medir la energía con sensores infrarrojos, capacitados para "ver" en estas longitudes de onda. Esto nos permite medir la energía radiante emitida por los objetos y, por consiguiente, determinar la temperatura de la superficie a distancia, en tiempo real y sin contacto.

Figura 11. Imagen de termografía de un interruptor



Fuente. Mantenimiento predictivo – Ing. Eñaut Labaien

La gran mayoría de los problemas y averías en el entorno industrial - ya sea de tipo mecánico, eléctrico y de fabricación - están precedidos por cambios de temperatura que pueden ser detectados mediante la monitorización de temperatura con sistema de Termografía por Infrarrojos. Con la implementación de programas de inspecciones termográficas en instalaciones, maquinaria, cuadros eléctricos, es posible minimizar el riesgo de una avería de equipos y sus consecuencias, a la vez que también ofrece una herramienta para el control de calidad de las reparaciones efectuadas.

En los sistemas eléctricos las fallas provenientes de los incrementos de temperatura se le conoce como un "punto caliente", análisis que se realiza con la comparación de los otros componentes en las mismas condiciones de operación, efecto que es generado por el sobrecalentamiento de un componente eléctrico cuando experimenta un aumento de la resistencia eléctrica como consecuencia de un falso contacto, de suciedad, oxidación etc.

El análisis mediante Termografía infrarroja debe complementarse con otras técnicas y sistemas de ensayo conocidos como pueden ser el análisis de lubricantes, el análisis de vibraciones, los ultrasonidos pasivos y el análisis predictivo en motores eléctricos.

El análisis mediante cámaras termográficas está recomendado para:

- Instalaciones y líneas eléctricas de Alta y Baja Tensión.
- Cuadros, conexiones, bornes, transformadores, fusibles y empalmes eléctricos.
- Motores eléctricos, generadores, bobinados.
- Reductores, frenos, rodamientos, acoplamientos y embragues mecánicos.
- Hornos, calderas e intercambiadores de calor.
- Instalaciones de climatización.
- Líneas de producción, corte, prensado, forja, tratamientos térmicos.

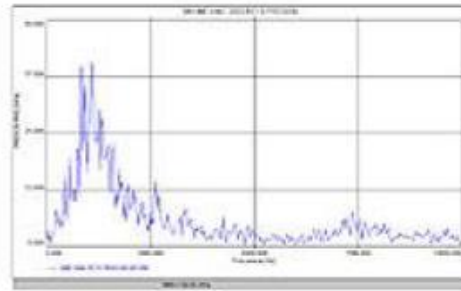
Las ventajas que ofrece el mantenimiento preventivo por termografía son:

- Método de análisis sin detención de procesos productivos.
- Baja peligrosidad para el operario por evitar la necesidad de contacto con el equipo.
- Determinación exacta de puntos deficientes en una línea de proceso.
- Reduce el tiempo de reparación por la localización precisa de la avería.
- Facilita informes muy precisos al personal de mantenimiento.
- Ayuda al seguimiento de las reparaciones previas.

#### **4.7.2 Ultrasonido (Propagación por aire)**

Este método estudia las ondas de sonido de alta frecuencia producidas por los equipos que no son perceptibles por el oído humano

Figura 12. Espectro de ultrasonido



Fuente. Mantenimiento predictivo – Ing. Eñaut Labaien

Los ultrasonidos permiten detectar:

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

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

El sonido cuya frecuencia está por encima del rango de captación del oído humano (20-a-20.000 Hertz) se considera ultrasonido. Casi todas las fricciones mecánicas, arcos eléctricos y fugas de presión o vacío producen ultrasonido en un rango aproximado a los 40 Khz. Estas son frecuencia con características muy aprovechables en el mantenimiento predictivo, puesto que las ondas sonoras son

de corta longitud atenuándose rápidamente sin producir rebotes. Por esta razón, el ruido ambiental por más intenso que sea, no interfiere en la detección del ultrasonido. Además, la alta direccionalidad del ultrasonido en 40 Khz permite localizar con rapidez y precisión la ubicación del defecto.

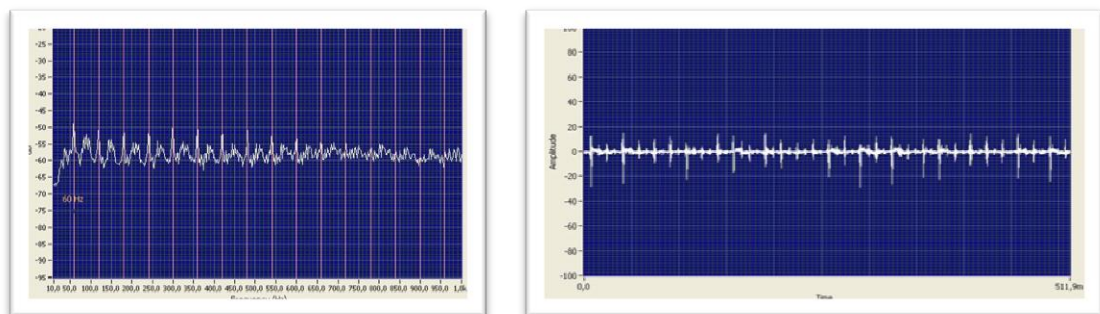
La aplicación del análisis por ultrasonido se hace indispensable especialmente en la detección de defectos existentes en equipos rotantes que giran a velocidades inferiores a las 300 RPM, donde la técnica de medición de vibraciones se transforma en un procedimiento ineficiente.

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

- **Criterios de evaluación**

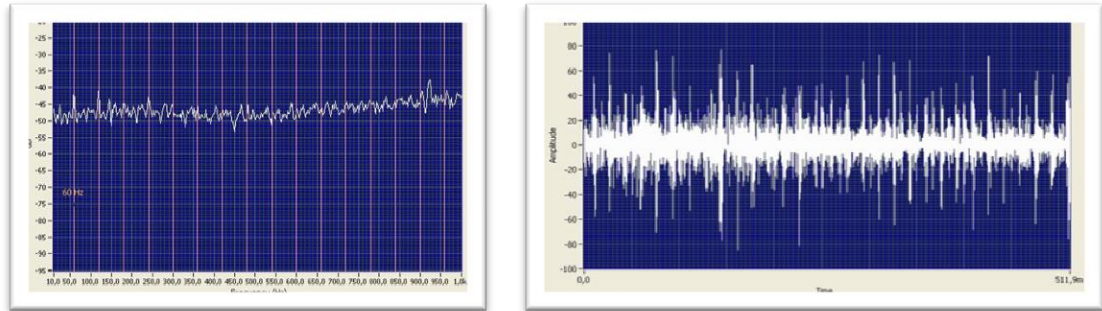
Los espectros son evaluados y catalogados de acuerdo al tipo de gráfica, estos son analizados y comparados de acuerdo al tipo de grafica se define la severidad encontrada y con base a la experiencia del inspector, ejemplos de estas graficas se anexan a continuación.

Figura 13. Espectro efecto Corona



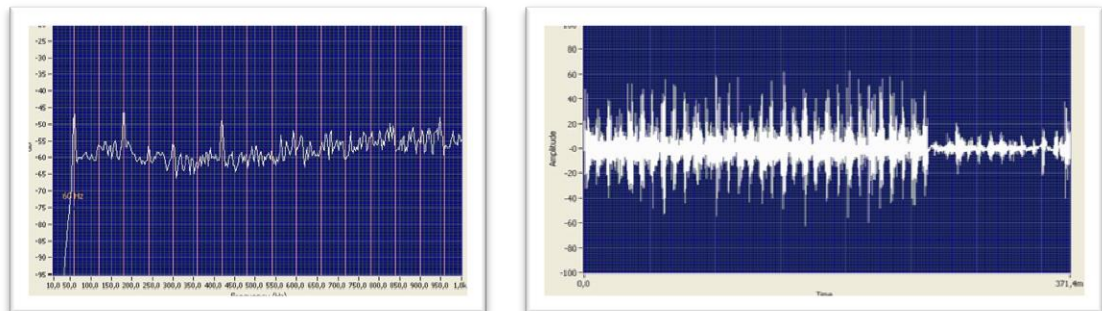
Fuente. Software UE Spectralyzer

Figura 14. Espectro Seguimiento de línea o Tracking



Fuente. Software UE Spectralyzer

Figura 15. Espectro arco eléctrico



Fuente. Software UE Spectralyzer

### 4.7.3 Coronografía Ultravioleta<sup>30</sup>

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

La Coronografía es una tecnología no invasiva para realizar inspecciones en líneas de transmisión, distribución y subestaciones eléctricas, redes eléctricas a fin de identificar y/o evaluar el estado de aislamiento el cual es afectado por los

<sup>30</sup> <http://portal.tc.com.co/tecnicontrol/soluciones/confiabilidad-operacional/coronografia>

efectos de interrupción de campo eléctrico como descarga parcial, efecto corona y arborescencia que generalmente no son detectadas por tecnologías convencionales (ultrasonido por emisiones al aire) adicionalmente complementa la termografía infrarroja. En el caso específico de generadores y motores permite la identificación de estos mismos modos de fallo pero bajo pruebas off-line. Una detección temprana de este tipo de fallos permite programar y evaluar las maniobras de mantenimiento generando ahorros económicos, aumento de la confiabilidad y disponibilidad del sistema.

Beneficios:

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

- **Cámaras UV - efecto corona<sup>31</sup>**

Estas cámaras son una herramienta ideal para detección de efectos corona, arcos y descargas parciales superficiales lo que las hace imprescindibles para mantenimiento predictivo en líneas eléctricas de media y alta tensión, subestaciones, generadores, motores, etc.

La corona es una descarga luminosa debido a la ionización del aire. Causa el deterioro del aislamiento y en consecuencia los fallos en componentes son más

---

<sup>31</sup> <http://www.adler-instrumentos.es/producto.asp?id=76>

probables.

La descarga corona emite una radiación en el espectro del ultra violeta (UV) que es invisible al ojo humano. Para ser capaz de verla a plena luz del día, las cámaras de Ofil Systems usan dos canales de imagen: UV y visible. Las imágenes son superpuestas permitiendo una localización del fallo fácil y preciso.

### **Corona en aisladores poliméricos<sup>32</sup>**

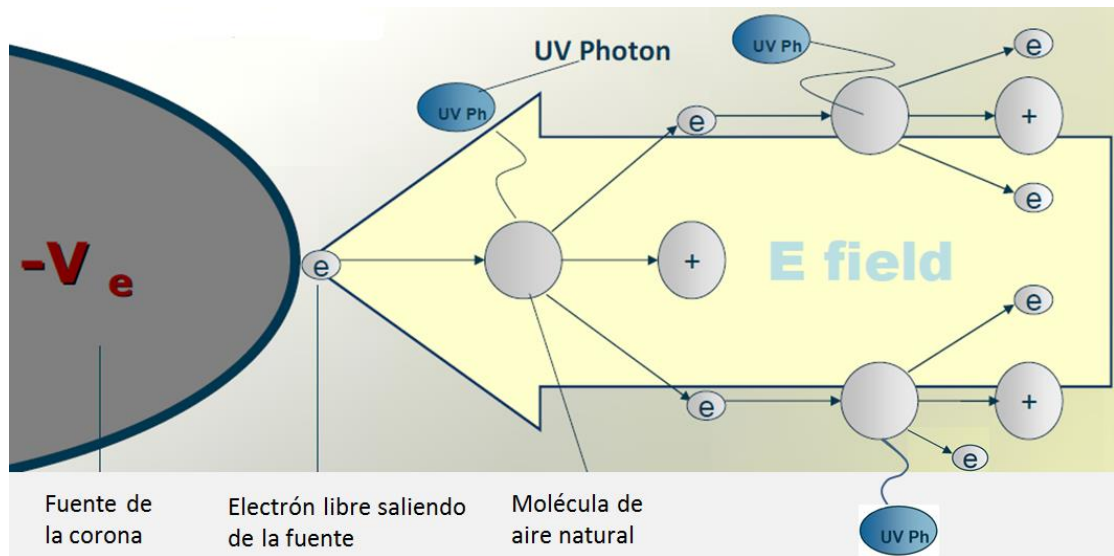
La tecnología de la coronografía es usada para detectar descargas de partículas corona y arco en componentes de la red eléctrica. Entre sus principales ventajas están:

- Alarmas tempranas de fallas potenciales futuras
- Localización y visualización del efecto corona
- Capacidad de decisión para determinar el estado de los componentes de sus sistemas críticos
- Prioriza las acciones de mantenimiento de descarga de partículas
- Trabajo a tiempo todos los días, información diaria
- Evita costosas paradas no programadas y fallas

Figura 16. Efecto corona

---

<sup>32</sup> DayCor® Technology, [Corona](#) en aislantes poliméricos, presentación



Fuente. DayCor® Technology, [Corona](#) en aislantes poliméricos

El efecto corona es una descarga parcial luminosa debido a la ionización del aire. La cámara para detectar corona señala la ubicación exacta de la fuente mediante la visualización de los fotones UV, que salen de ella.

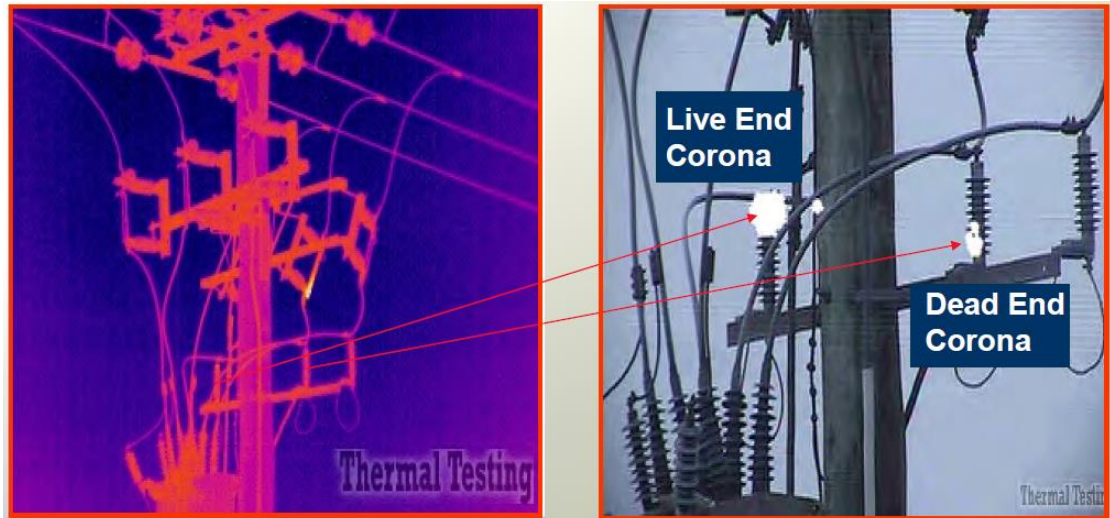
Figura 17. Imagen Coronografía



Fuente. DayCor® Technology, [Corona](#) en aislantes poliméricos

Hay que aclarar que la inspección infrarroja y la ultravioleta son tecnologías complementarias para la inspección en redes eléctricas en la siguiente figura se puede apreciar que no se puede percibir corona, con infrarrojo, pero tampoco se pueden observar puntos calientes con cámara para detectar corona.

Figura 18. Comparación entre inspección con tecnología infrarroja y con tecnología ultravioleta



Fuente. DayCor® Technology, [Corona](#) en aislantes poliméricos

La Corona es preocupante por:

- Degradación acelerada de los aisladores
- Riesgo de fractura de la barra de fibra de vidrio
- Daño físico en las partes metálicas
- Indicación de una mala instalación
- Existencia de contaminación conductiva que puede crear seguimiento de línea banda seca y arco
- Interferencia de radio y televisión
- Ruido audible

Fuente de la corona y el arco en aisladores de polímero

- Equipo suelto
- Contaminación y seguimiento de línea
- Anillos de corona pérdidas

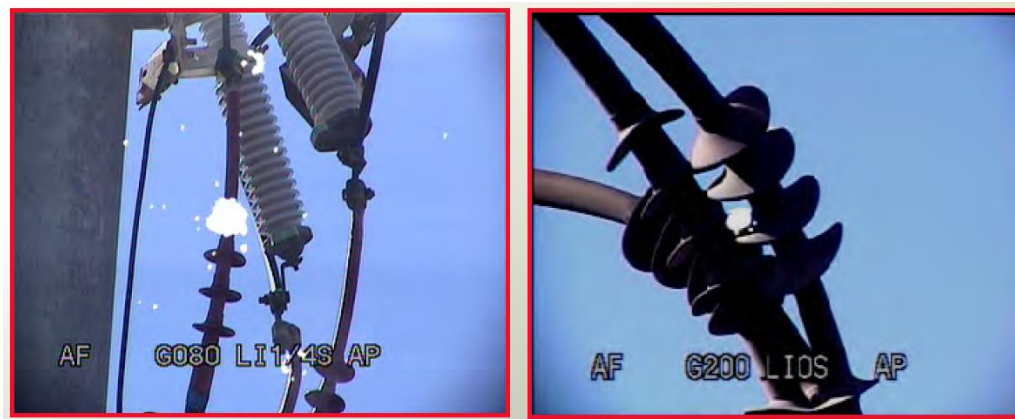
- Daño en la campana o instalación incorrecta.
- Accesorios terminales o sellos finales dañados
- Varilla interna expuesta debido a: la carbonización de la varilla interna por descargas internas y funda dividida debido a la meteorización

Figura 19. Degradación de aisladores de polímero



Fuente. DayCor® Technology, [Corona](#) en aislantes poliméricos

Figura 20. Terminación de aislador en polímetro – 33 KV

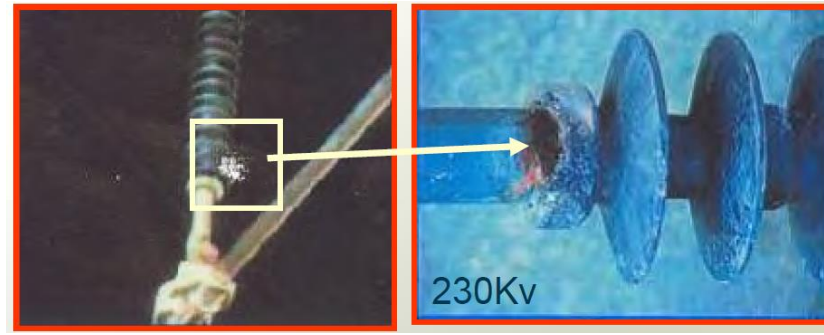


Fuente. DayCor® Technology, [Corona](#) en aislantes poliméricos

a. Defecto en el Sello accesorio terminal

Las fallas en el sello son resultado de daño por corona, Erosión, daño en el arco, material de sellado deficiente o mala aplicación del sellado por el fabricante o el uso de un sello pobre puede resultar en la rotura frágil

Figura 21. Defecto en el Sello accesorio terminal

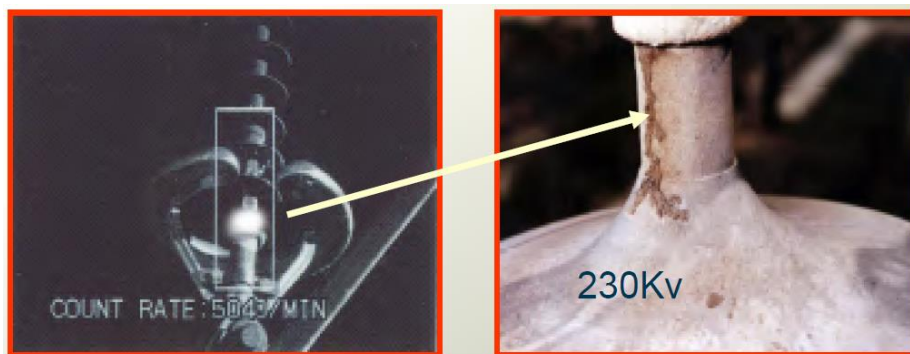


Fuente. DayCor® Technology, [Corona](#) en aislantes poliméricos

#### b. Seguimiento de superficie

El seguimiento de superficie es causado por corrientes de fuga excesiva debido a la formación de una capa conductora por los contaminantes húmedos sobre la superficie del polímero.

Figura 22. Seguimiento de superficie



Fuente. DayCor® Technology, [Corona](#) en aislantes poliméricos

#### c. Barra expuesta

La arilla de fibra de vidrio expuesta se produce debido a, erosión o agrietamiento del recubrimiento aislante externo, división o corte de la vaina, el seguimiento en la funda, daños por manejo durante la instalación y a daños debido a vandalismo como disparos.

Una varilla expuesta puede dañarse debido a la penetración de agua, la degradación de los rayos UV y del seguimiento. El daño puede resultar en una falla mecánica o eléctrica.

Figura 23. Barra expuesta.

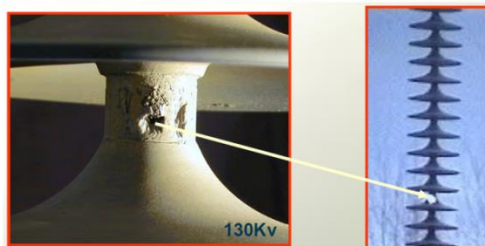


Fuente. DayCor® Technology, [Corona](#) en aislantes poliméricos

d. Erosión del material sobre la superficie.

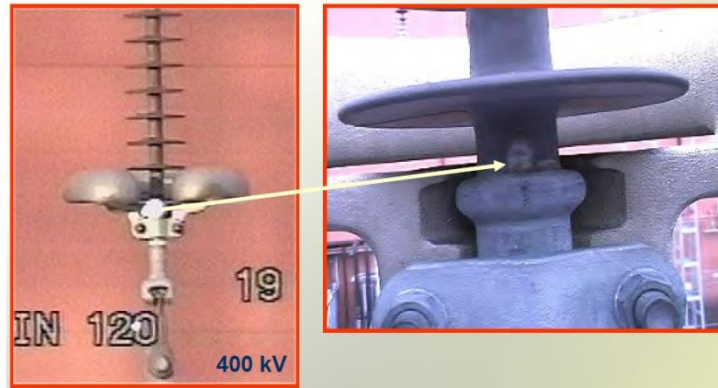
La erosión de la superficie es un proceso de degradación de la superficie del aislador que puede resultar en la exposición de la barra

Figura 24. Erosión del material sobre la superficie.



Fuente. DayCor® Technology, [Corona](#) en aislantes poliméricos

Figura 25. Detección de defectos internos

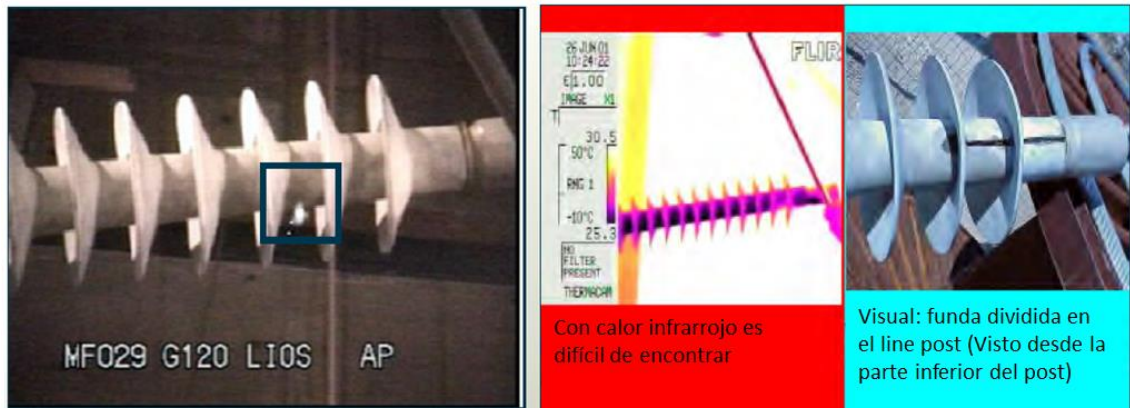


Fuente. DayCor® Technology, [Corona](#) en aislantes poliméricos

e. Corona en funda dividida

La barra es expuesta al agua y al ácido debido a la actividad de la corona.

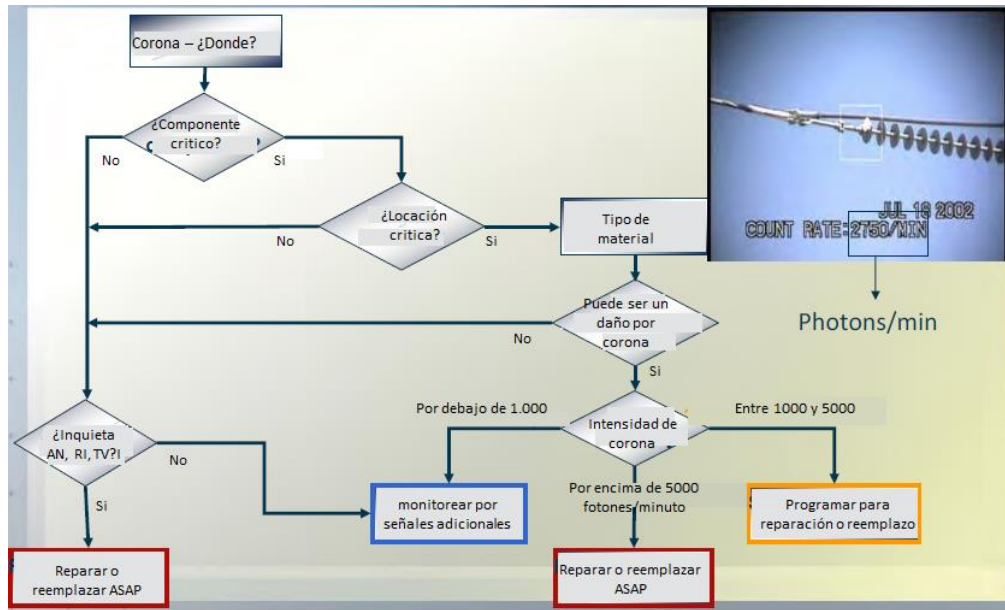
Figura 26. Corona en funda dividida



Fuente. DayCor® Technology, [Corona](#) en aislantes poliméricos

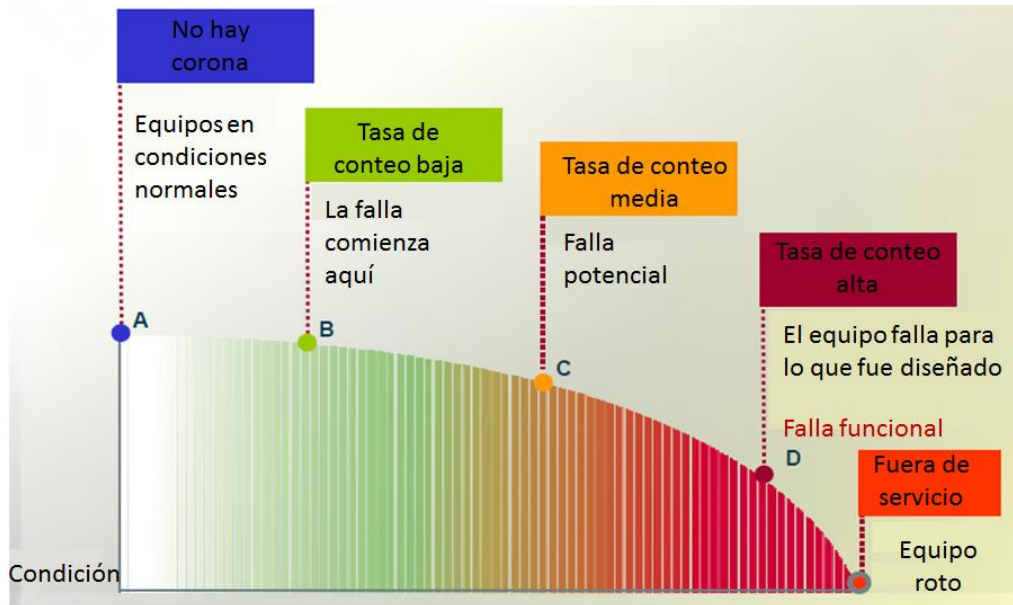
Algunos fenómenos en los conductores debidos a la degradación mecánica y eléctrica del compuesto de los aisladores, pueden ser detectados por inspección UV por corona y arco.

Figura 27. Flujoograma de análisis de falla



Fuente. DayCor® Technology, [Corona](#) en aislantes poliméricos

Figura 28. Procesos de falla



Fuente. DayCor® Technology, [Corona](#) en aislantes poliméricos

## 4.8 MARCO LEGAL

Todos los procedimientos, modificaciones y actividades a realizar a los sistemas de distribución eléctrica, deben cumplir los requerimientos, requisitos y demás parámetros establecidos por las siguientes normas y reglamentos eléctricos:

- RETIE – Reglamento técnico de instalaciones eléctricas
- NTC 2050 – Norma técnica colombiana
- Norma **NETA MTS 2001**
- ANSI/NFPA 70E-1994, Esta norma trata sobre la seguridad en el sitio de trabajo cuando se realiza una inspección con termografía.
- ASTM E 1934 Rev. A. (American Society for Testing and Materials), Normas para examinar equipo eléctrico y mecánico con termografía.
- ANSI/ASNT CP-189, Estándar ASNT para Calificación y Certificación de Ensayos No-destructivos.
- ASNT SNT-TC-1A, 1996, Practica Recomendada para Calificación y Certificación de Personal en Ensayos No-destructivos
- UEQ-TC-1A, 1997, Practica recomendada para Calificación y Certificación de personal en Ultrasonido Propagado en aire.
- Normas de seguridad industrial y salud ocupacional
- *ISO 17359 – Condition monitoring and diagnostics of machines – General guidelines, 2003 y la norma NORZOK STANDAR Z-008 Criticality analysis for maintenance purposes, 2001*
- Reglamentos internos de las empresas de energía.
- Demás normas referentes a materiales y procedimientos eléctricos

## 5. MANTENIMIENTO BASADO EN LA CONDICIÓN Y CAPITAL HUMANO

### 5.1 RECURSO HUMANO

El capital humano como ente principal en toda empresa, debe estar lo suficientemente capacitado y adiestrado para ser más competitivo y eficiente, obteniendo habilidades y destrezas que estarán reflejadas en el buen desempeño de sus actividades profesionales generando valor. Logrando así, que ellos sean los encargados de monitorear y diagnosticar el funcionamiento de sus activos físicos, con el fin de que la organización logre sus metas y objetivos, alcanzando mejor competitividad ante el mercado.

La selección del personal debe tener la capacidad de dirigir, organizar y plantearse estrategias, que ayuden a mantener y consolidar la gestión de planes o programas, enfocados a la preservación de todos los activos de la organización.

Es por esto que el personal perteneciente a la empresa *TSM Colombia S.A.S.* esta encaminado a estrategias para alcanzar un nivel óptimo, en la implementación de programas de mantenimiento. El capital humano presente en la empresa *TSM Colombia S.A.S.* está conformado por 10 profesionales, 8 especializados y 7 operarios, todos con especialidad en mantenimiento predictivo, y en la parte administrativa con 4 personas.

Entre las especialidades desarrolladas y a través de la experiencia de cada uno de los profesionales encontramos:

- Termografía
- Ultrasonido
- Coronografía

- Análisis de vibraciones
- Ensayos no destructivos
- Instrumentación y control industrial

## **5.2 ORGANIZACIÓN GERENCIAL**

*TSM Colombia S.A.S.* representada por el Gerente y junta de socios, quieren desarrollar estrategias que les permitan mejorar su eficiencia y disponibilidad de sus servicios de mantenimiento, con el fin de ser más competitivos en el mercado. Por tanto el desarrollo y previa implantación de programas de mantenimiento, basado en la condición de los equipos, cumplirán objetivos y metas que la organización desea efectuar.

## **5.3 CAPACITACIÓN Y ADIESTRAMIENTO DEL CAPITAL HUMANO**

Una de las formas para reducir falencias o errores en sus diagnósticos en capital humano es la capacitación, ofrecidas por instructores con bastante experiencia, en las diferentes funciones y niveles de trabajo. Un beneficio que se obtiene suministrando capacitaciones, es lograr adquirir el conocimiento de cómo optimizar el modo de operación y el buen desempeño en las actividades propias en el trabajo, creando así una visión y cambio de actitud dirigidas al mejoramiento de sus procesos.

Los resultados después de haber realizado las capacitaciones, se ven reflejados en el mejoramiento de la gestión de técnicas de inspección, trabajos de mejor calidad lo cual se traduce en menos diagnósticos erróneos, reducción de tiempos de producción y desarrollo de actividades más eficientes.

Por todo lo anterior, el desarrollo de proyectos de mantenimiento basado en la condición o mantenimiento predictivo, fundamentalmente está enfocado en el capital humano, ya que la experiencia, destrezas, aptitudes, habilidades y conocimiento de los miembros del equipo de trabajo, aunado a procedimientos con altos estándares de calidad, permiten garantizar una buena inspección y un buen resultado de las actividades de mantenimiento, generando así valor a las empresas y mayor confiabilidad de sus activos.

## **6. ESTUDIO DE ACTIVOS**

Los diferentes equipos que componen el sistema eléctrico, desde la generación, transporte y uso final, deben garantizar disponibilidad y confiabilidad en su servicio, y mantener eficientemente la operatividad normal. El monitoreo off-time nos permite estar en línea de la funcionalidad de los activos, de ahí la importancia de definir los puntos críticos donde se pueda generar algún tipo de falla, para así evitar paradas imprevistas, lo que genera costos elevados de mantenimiento.

El análisis de este modelo de mantenimiento, se enfoca en los puntos de conexión y aislamiento externo, en los siguientes equipos, transformadores de potencia, transformadores de potencial y corriente, interruptores, seccionadores, DPS, aisladores, y estructuras o postes de transporte de energía, como se describe a continuación.

### **6.1 SISTEMA DE TRANSMISIÓN Y TRANSFORMACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA**

#### **6.1.1 Subestaciones de sistemas de potencia (sistema de transmisión / 115 – 220 KV)**

- Conexiones y aislamiento en los bujes del transformador de potencia
- Conexiones y aislamiento en los TC y TP
- Puntos de conexión y aislamiento de Seccionadores
- Puntos de conexión y aislamiento DPS
- Puntos de conexión y aislamiento de Interruptor
- Puntos de conexión en Barraje

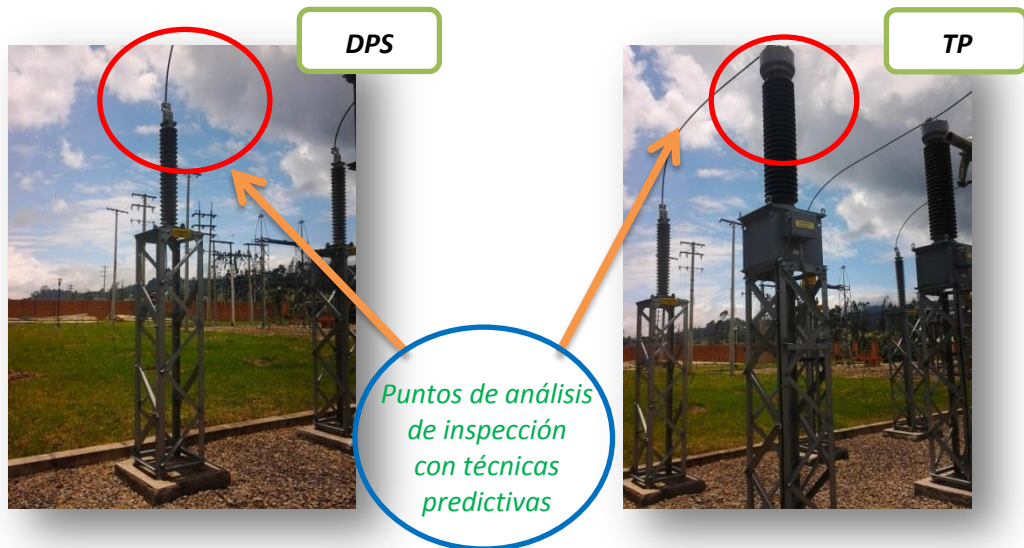
- Cadena de aisladores en pórticos de llegadas
- Celdas de protección, mando y control

Figura 29. Transformador de potencia



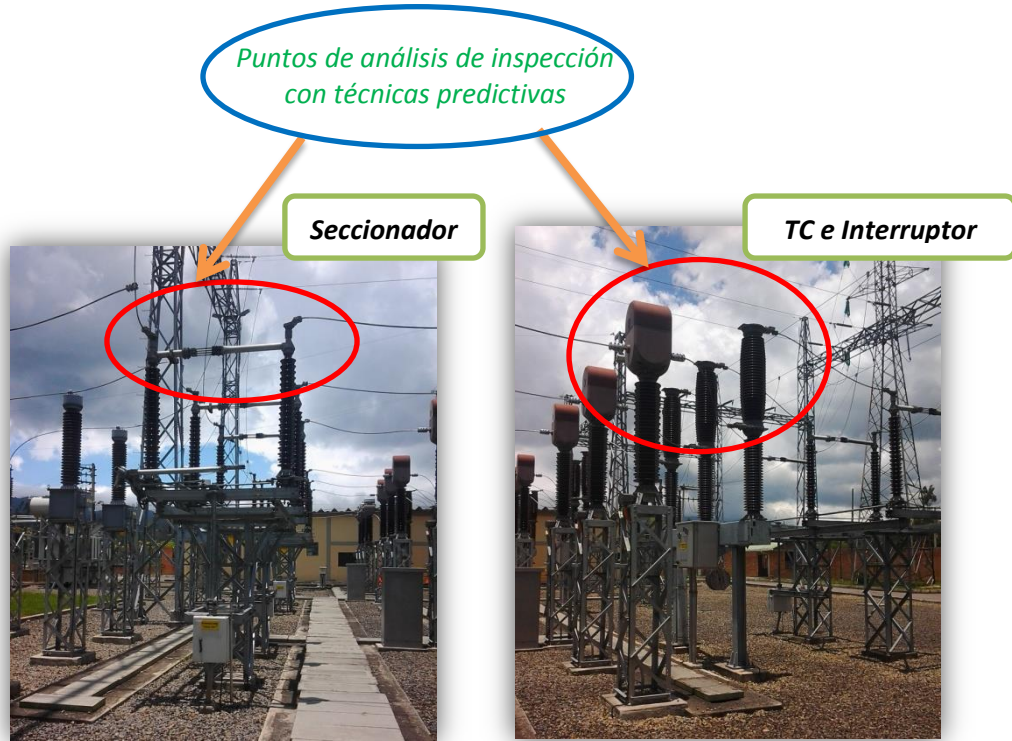
Fuente. TSM Colombia SAS

Figura 30. DPS y TP



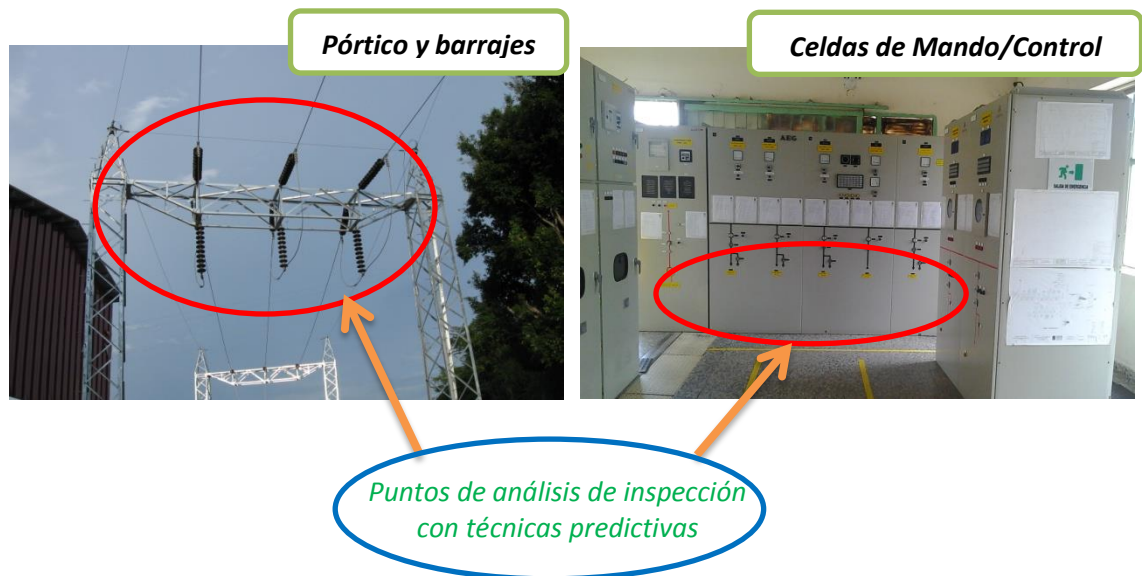
Fuente. TSM Colombia SAS

Figura 31. Seccionadores TC e interruptores



Fuente. TSM Colombia SAS

Figura 32. Pórtico y celdas

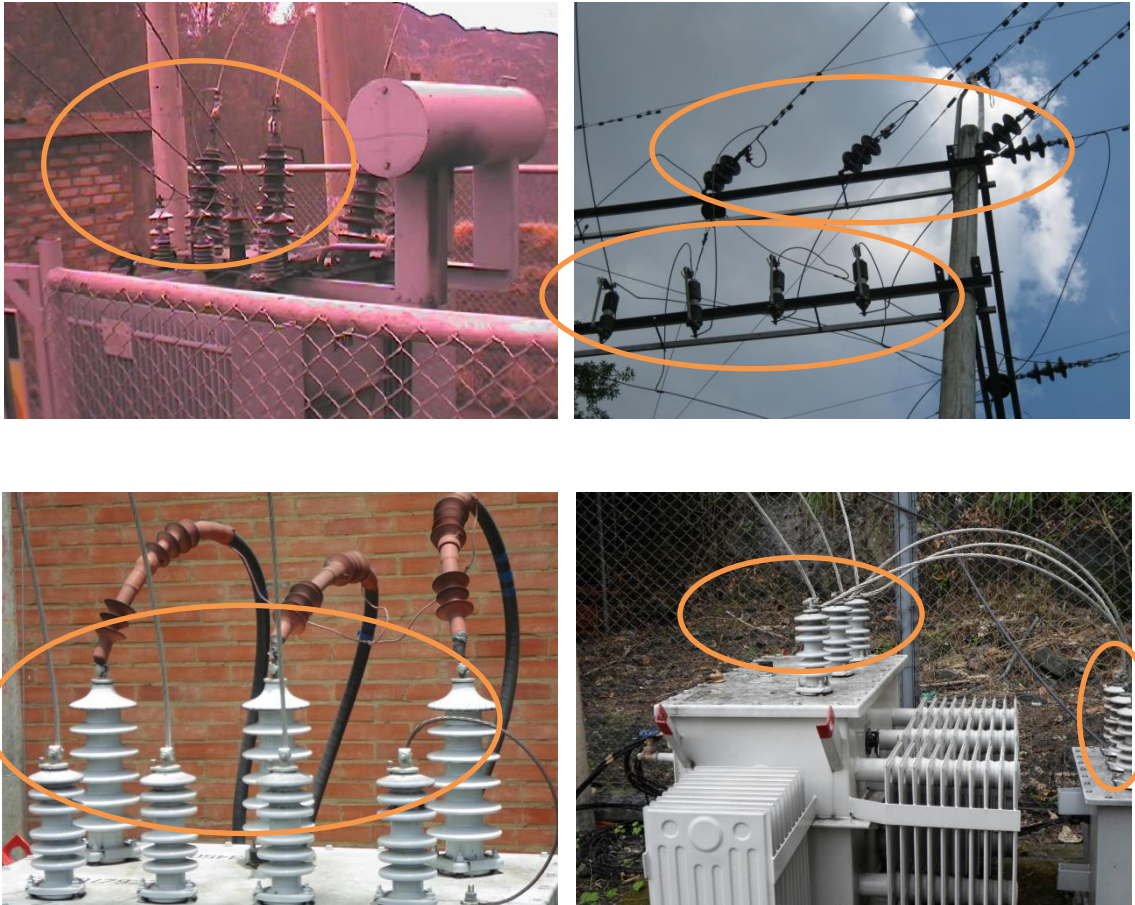


Fuente. TSM Colombia SAS

### 6.1.2 Subestaciones de sistemas de transformación (sistema de sub-transmisión / 34,5 – 13,2 KV)

- Conexiones y aislamiento en los bujes del transformador
- Conexiones y aislamiento en los TC y TP
- Puntos de conexión y aislamiento de Seccionadores tipo fusible o cañuelas
- Puntos de conexión y aislamiento DPS
- Puntos de conexión en Barraje
- Cadena de aisladores en pórticos de llegadas

Figura 33. Transformador, pórticos, bujes

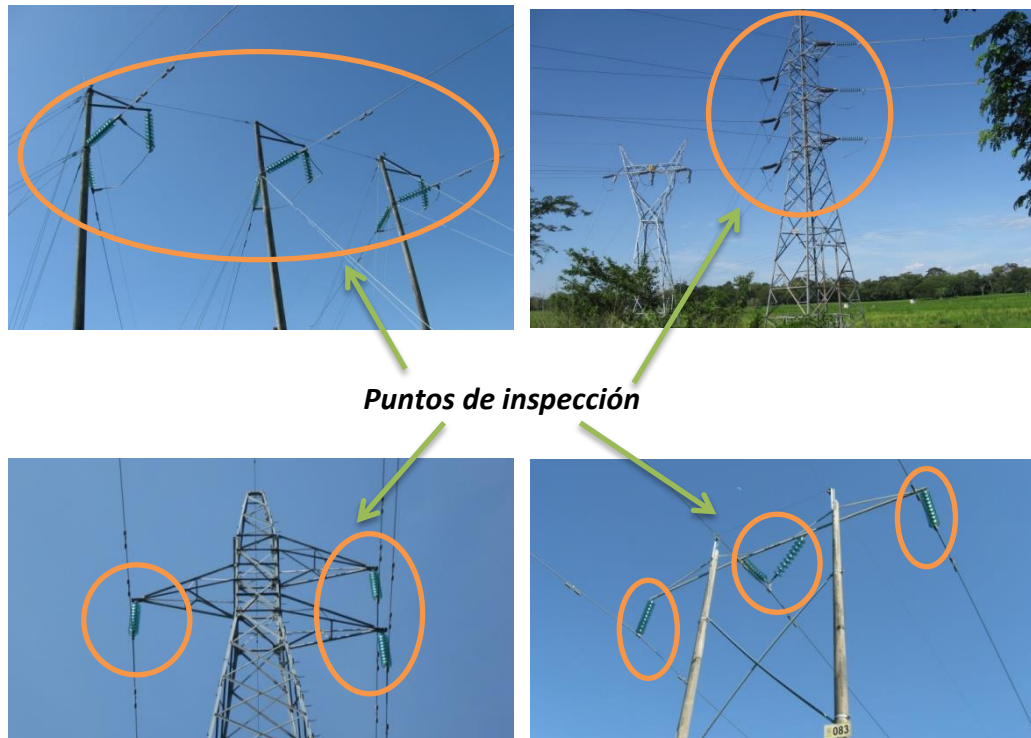


Fuente. TSM Colombia SAS

### 6.1.3 Redes de transmisión (115 y 220 KV)

- Puntos de retención (aislamiento y conexiones)
- Puntos de suspensión (aislamiento)

Figura 34. Estructuras para líneas de transmisión 115 KV



Fuente. TSM Colombia SAS

### 6.1.4 Redes de Sub-transmisión (34,5 y 13,2 KV)

- Puntos de retención (aislamiento tipo disco o polimérico y conexiones)
- Puntos de suspensión (aislamiento tipo disco o polimérico)
- Puntos de apoyo o paso (aislamiento tipo pin)
- Puntos de conexión de seccionadores tipo fusible o cañuela
- Puntos de conexión en DPS
- Puntos de conexión de reconectores

Figura 35. Estructuras para líneas de sub-transmisión de 34,5 KV



Fuente. TSM Colombia SAS

## 6.2 INVENTARIO DE EQUIPOS

El proceso inicial del modelo de mantenimiento basado en la condición, es la realización de un inventario de los equipos a ser incluidos dentro del programa de mantenimiento, describiendo algunas de sus características, componentes, material, cantidad, entre otras. Para tal caso se realiza una inspección exhaustiva y un inventario general de cada uno de los elementos.

**Ver anexo No. 01** - Ejemplo de algunos de los activos pertenecientes a la empresa de energía de Boyacá “EBSA” S.A. E.S.P.

### **6.3 SISTEMA DE CODIFICACIÓN DE ACTIVOS**

Para llevar a cabo un buen orden e identidad de los activos, se debe llevar a cabo el desarrollo de un sistema de codificación adecuado, para así no presentarse situaciones o dificultades en la identificación, ubicación y descripción de los equipos. Además de la codificación los activos tienen que estar etiquetados para la identificación en campo, para evitar confusiones a la hora de intervenir o registrar las tareas y labores de mantenimiento.

Para la identificación fácil y sencilla de cada uno de los equipos se procede a diseñar un sistema de codificación, relacionando zona, sección, tipo y número de activo físico. La codificación planteada para la identificación de sus activos de las empresas de energía eléctrica o empresas industriales se describen de la siguiente manera:

**Ver anexo B**– Sistema de Codificación de los activos.

## 7. ACTIVIDADES DE MANTENIMIENTO

Como ya se ha mencionado el alcance del modelo consta de cuatro fases en la transformación y transporte de energía eléctrica (S/E de Potencia, Líneas de Transmisión, S/E de Transformación y Líneas de Sub-Transmisión), a tensiones de operación de 115, 34.5 y 13,2 KV,

El tiempo de operación de los activos es continua 24 horas/día, tan solo son desenergizadas cuando se requiera la construcción o remodelación de las redes o por efecto de mantenimientos, o por fallas imprevistas.

Para tal caso al grupo de subestaciones y redes eléctricas, se debe realizar un análisis de criticidad, ya que cada sistema según su operación maneja paquetes más elevados de potencia o carga que otros, además se necesita dar prioridad y atención a sistemas con mayor impacto según factores como costos de reparación, frecuencia de fallas, impacto en los usuarios o satisfacción del cliente e impacto ambiental.

La condición inicial del activo es de vital importancia, ya que nos permite evaluar el sistema, y realizar correctivos que generalmente sean visibles (puentes en mal estado, aisladores rotos, grapas en mal estado, postes o crucetas flexionadas, conductor deshilado, contaminación visible en aislamiento, entre otras). A través de las inspecciones exhaustivas realizadas por TSM Colombia SAS, se registran las diferentes condiciones que puedan generar fallas o el deterioro del elemento que dependiendo de la criticidad se deba reportar para su sustitución. En general las partes o elementos de las estructuras por estar expuestas a las condiciones ambientales presentan deterioro o desgaste, desajuste en elementos de protección y corrosión.

El desarrollo de actividades de mantenimiento predictivo, su evaluación y diagnóstico final, deben ser criterios de alta confiabilidad para el tratamiento y

seguimiento de las fallas, o el cambio del mismo. La experiencia e investigación engrandecen estos criterios generando mayor eficacia en los resultados, y así reducir diagnósticos erróneos que causan elevados costos de mantenimiento.

Además, definir el tipo de inspección eficiente al activo que debe realizarse, reduce los costos de mantenimiento ya que se han encontrado, situaciones donde se realiza inspección con técnicas de predicción en activos que no lo requieren o son innecesarios.

## **7.1 ANÁLISIS DE CRITICIDAD**

El Análisis de Criticidad es una metodología que permite jerarquizar instalaciones y equipos, en función de su impacto global, con el fin de facilitar la toma de decisiones. Para realizar un estudio de Criticidad se debe: definir un alcance y propósito para el análisis, establecer los criterios de evaluación y seleccionar un método de evaluación para jerarquizar la selección de los sistemas objeto del análisis.

El objetivo de un Análisis de Criticidad es establecer un método que sirva de instrumento en la determinación de la jerarquía de procesos, sistemas y equipos de una planta compleja, permitiendo subdividir los elementos en secciones que puedan ser manejadas de manera controlada y auditable. La información recolectada en el estudio podrá ser utilizada para:

- Priorizar órdenes de trabajo de operaciones y mantenimiento.
- Priorizar proyectos de inversión.
- Diseñar políticas de mantenimiento.
- Seleccionar una política de manejo de repuestos y materiales.
- Dirigir las políticas de mantenimiento hacia las áreas o sistemas más críticos.

Tabla 2. Ecuación para establecer la criticidad

<p style="text-align: center;"><b>Criticidad = frecuencia de falla x consecuencia</b></p> <p>Siendo el valor de consecuencia: a+b a = costo reparación + impacto seguridad personal + impacto ambiental + impacto satisfacción cliente. b = impacto en la producción x Tiempo promedio para reparar MTTR.</p>
---

Fuente: PDVSA E & P Occidente 2002

Los pasos a seguir en el estudio de criticidad de una planta de cualquier naturaleza son:<sup>33</sup>

- Identificación de los sistemas a estudiar.
- Definir el alcance y objetivo para el estudio.
- Selección de personal a entrevistar.
- Informar al personal sobre la importancia del estudio.
- Recolección de datos.
- Verificación y análisis de datos.
- Retroalimentación.
- Implementación de resultados.

### 7.1.1 Alcance y objetivo del alcance

En las empresas de energía, es de gran importancia clasificar o jerarquizar los activos (subestaciones y líneas), con el fin de priorizar las ordenes de trabajo y proyectos de inversión, ya que los equipos necesitan mejorar y adecuar el óptimo rendimiento o desempeño de sus funciones. Igualmente este análisis es complemento para el estudio de la efectividad de implantación del modelo de

<sup>33</sup> GARCÍA PALENCIA Oliverio Ing. MSc. Estrategias de Mantenimiento Basadas en Confiabilidad. Primer Congreso Internacional de Ingeniería Electromecánica Villa del Rosario de Cúcuta 2004.

mantenimiento basado en condición, ya que determina los equipos a los cual va dirigido este estudio.

### **7.1.2 Recolección de datos**

Para el desarrollo de este análisis es importante contar con la elaboración de una encuesta dirigida al personal de la empresa, estableciendo parámetros que están relacionados directamente con el equipo o activo, además de la observación directa en las condiciones de operación. Se lleva a cabo la recolección de los datos, teniendo en cuenta el registro de fallas, tiempos de reparación, costos de mantenimiento, e información adquirida por parte de los operarios de control.

Los criterios o parámetros que se utilizan para el registro de los datos, las tablas de ponderación y el cálculo de los valores de criticidad de los sistemas son los siguientes:


- **Frecuencia de falla.** Representa las veces que falla cualquier componente del sistema que produzca la pérdida de su función, es decir, que implique una parada, en un periodo establecido.
- **Nivel de Producción.** Representa la producción aproximada por día de la instalación y sirve para valorar el grado de importancia de la instalación a nivel económico.
- **Tiempo Promedio para Reparar.** Es el tiempo promedio por día empleado para reparar la falla, se considera desde que el equipo pierde su función hasta que esté disponible para cumplirla nuevamente.

El MTTR, mide la efectividad que se tiene para restituir la unidad o unidades del sistema en estudio a condiciones óptimas de operatividad.

- **Impacto en la Producción.** Representa la producción aproximada porcentualmente que se deja de obtener (por día), debido a fallas ocurridas (diferimiento de la producción). Se define como la consecuencia inmediata de la ocurrencia de la falla, que puede representar un paro total o parcial de los equipos del sistema estudiado y al mismo tiempo el paro del proceso productivo de la unidad.
- **Costo de Reparación.** Se refiere al costo promedio por falla requerido para restituir el equipo a condiciones óptimas de funcionamiento, incluye labor, materiales y transporte.
- **Impacto en la Seguridad Personal.** Representa la posibilidad de que sucedan eventos no deseados que ocasionen daños a equipos e instalaciones y en los cuales alguna persona pueda o no resultar lesionada.
- **Impacto Ambiental.** Representa la posibilidad de que sucedan eventos no deseados que ocasionen daños a equipos e instalaciones produciendo la violación de cualquier regulación ambiental, además de ocasionar daños a otras instalaciones.
- **Impacto Satisfacción al Cliente.** En él se evalúa el impacto que la ocurrencia de una falla afectaría a las expectativas del cliente. En este caso se considera cliente a las áreas a las cuales se les suministran los servicios industriales.

En la Tabla 3. Se exponen las ponderaciones de los parámetros para el estudio de criticidad a realizar en los equipos de la planta.

Tabla 3. Tabla de ponderación – análisis de criticidad

		<b>TABLA DE PONDERACIONES</b>	
<b>1. FRECUENCIA DE FALLA (Todo tipo de falla) – Trimestral</b>		<b>Puntaje</b>	
• No más de una falla		1	
• Dos a tres fallas		2	
• Cuatro a mas fallas		3	
<b>2. TIEMPO PROMEDIO PARA REPARAR.</b>		<b>Puntaje</b>	
• Menos de dos horas		1	
• Entre dos y cinco horas		2	
• Más de cinco horas		3	
<b>3. IMPACTO SOBRE LA OPERACIÓN.(por el número de fallas al año F)</b>		<b>Puntaje</b>	
• No afecta la operación		0.05F	
• 25% de impacto sobre la operación.		0.3F	
• Entre el 25% y 75% de impacto sobre la operación.		0.5F	
• La afecta totalmente		1F	
<b>4. COSTO DE REPARACIÓN.</b>		<b>Puntaje</b>	
• Menos de \$1.000.000		3	
• Entre \$1.000.000 y \$5.000.000		5	
• Más de \$5.000.000		10	
<b>5. IMPACTO AMBIENTAL.</b>		<b>Puntaje</b>	
• No origina ningún impacto ambiental.		0	
• Contaminación ambiental baja, el impacto se manifiesta en un espacio reducido dentro de la planta		5	
• Contaminación ambiental moderada, no rebasa los límites de la planta.		10	
• Contaminación ambiental alta, incumplimiento de normas, quejas de la comunidad.		25	
<b>6. COSTO DEL ACTIVO</b>			
• Menos de \$ 2.000.000.		5	
• Entre \$ 2.000.000 y \$ 15.000.000		15	
• Más de \$ 15.000.000		30	
<b>6. IMPACTO EN SALUD Y SEGURIDAD PERSONAL.</b>		<b>Puntaje</b>	
• No origina heridas ni lesiones		0	
• Puede ocasionar heridas o lesiones leves.		5	
• Puede ocasionar heridas o lesiones graves, con incapacidad temporal entre uno y ocho días.		10	
• Puede ocasionar heridas o lesiones graves, con incapacidad superior a ocho días o incapacidad parcial permanente.		25	
<b>7. IMPACTO Y SATISFACCIÓN DEL CLIENTE.</b>		<b>Puntaje</b>	
• No afecta la producción en otras plantas.		0	
• Afecta la producción en un 25%		5	
• Afecta la producción en un 50%		10	
• Afecta la producción en más del 75%		20	

Los sistemas a los cuales va dirigido el análisis de criticidad se enuncian a continuación:

- Subestaciones de Potencia
- Subestaciones de Transformación
- Líneas de Transmisión
- Líneas de Sub-Transmisión

La realización de este estudio, se lleva a cabo por medio de una encuesta a todo el personal involucrado de la empresa, evaluando los diferentes parámetros establecidos. Además, se verifica los parámetros de estudio con la observación directa en los diferentes procesos de operación, realizadas con visitas regularmente que se hacen a la empresa.

El personal a entrevistar para la recolección de la información son:

- Director de operación y mantenimiento
- Jefes de operación y mantenimiento
- Coordinadores de Confiabilidad
- Coordinadores de operación
- Profesionales del área de mantenimiento
- Operario de operación y mantenimiento
- Supervisor de operación

### **7.1.3 Resultados del análisis de criticidad**

Los datos obtenidos según la encuesta y la observación directa en las fases de operación, se recopilan para cada equipo de análisis. Se procede a promediar el puntaje que realiza el personal entrevistado de la empresa, obtenido de la

contestación de la encuesta. Estos puntajes se ingresan en una hoja de cálculo para la obtención final de la criticidad.

Como resultado final, los equipos con mayor prioridad, son los que mayor puntaje obtienen. Por lo general se tienen activos de mayor prioridad, donde se presentan frecuencias de fallas muy pronunciadas, lo cual genera insatisfacción en el usuario final y costos elevados de reparación.

## **7.2 TÉCNICAS DE INSPECCIÓN**

Existen diversas técnicas de inspección predictiva para los sistemas de energía eléctrica, pero en este caso nos enfocaremos a tres técnicas las cuales son: termografía, ultrasonido y coronografía.

El fin de la gestión del mantenimiento basado en la condición o mantenimiento predictivo, es proveer la información sobre la condición del activo, que sea suficiente, precisa y oportuna, para la toma de decisiones. Lo anterior se resume en seis pasos:

- Adquisición de datos
- Manipulación de datos
- Detección de la condición
- Determinación de la condición
- Prognosis o pronóstico de condición
- Generación de avisos

Figura 36. Gestión de mantenimiento Basado en Condición



Todas las actividades están enfocadas a realizar una eficiente planeación, programación y control de las tareas de mantenimiento basado en condición, generando así reducción de costos, buenos diagnósticos y menos paradas imprevistas.

## 7.2.1 Aplicación de técnicas predictivas a los sistemas y activos

Tabla 4. Tipo de técnica según el activo

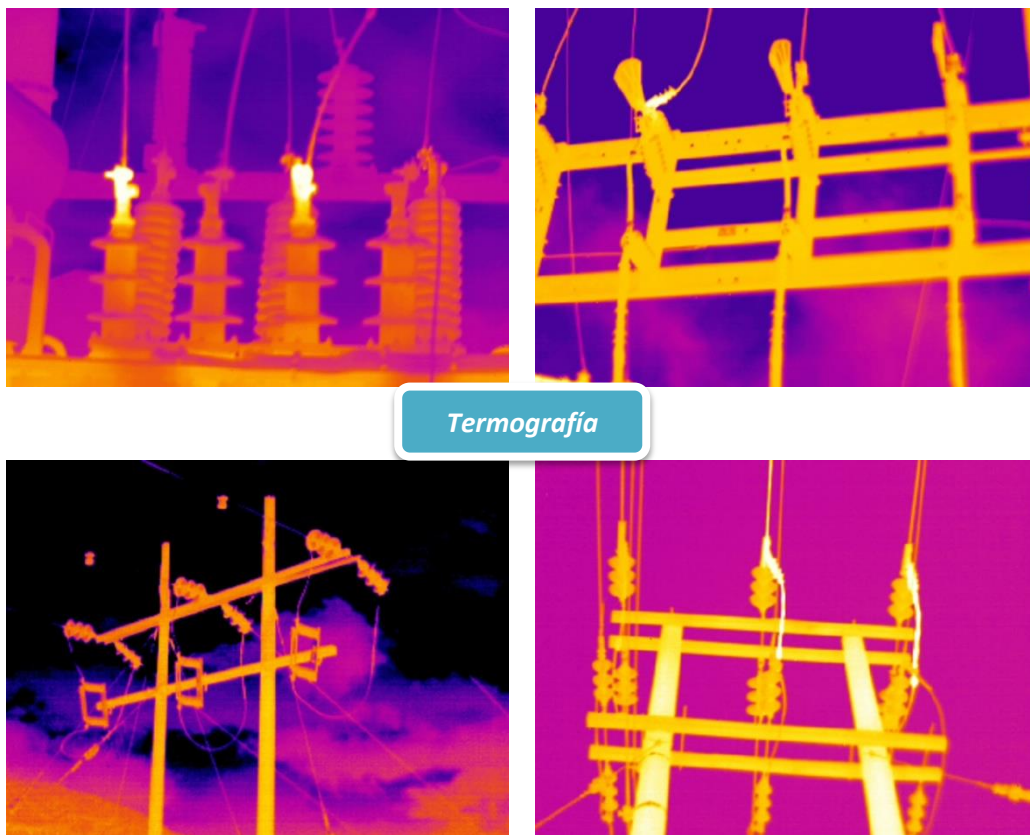
ITEM	SISTEMA	ACTIVO	PUNTO DE INSPECCION	TIPO DE INSPECCION		
				Termografia	Ultrasonido	Coronografia
1	<b>Subestaciones de sistemas de potencia (Sistema de Transmisión / 115 – 220 KV)</b>	Bujes del transformador de Potencia	Conexiones y aislamiento	X	X	X
2		TC y TP	Conexiones y aislamiento	X	X	X
3		Seccionadores	Conexiones y aislamiento	X	X	X
4		DPS	Conexiones y aislamiento	X	X	X
5		Interruptor	Conexiones y aislamiento	X	X	X
6		Barraje	Conexiones	X	X	X
7		Pórticos de salidas y llegadas	Conexiones y aislamiento	X	X	X
8		Celdas de protección, mando y control	Conexiones y aislamiento	X	X	X
9	<b>Subestaciones de sistemas de transformación (Sistema de Sub-transmisión / 34,5 – 13,2 KV)</b>	Bujes del Transformador	Conexiones y aislamiento	X	X	X
10		TC y TP	Conexiones y aislamiento	X	X	X
11		Seccionadores tipo fusible o cañuelas	Conexiones y aislamiento	X	X	X
12		DPS	Conexiones y aislamiento	X	X	X
13		Barraje	Conexiones	X	X	X
14		Pórticos de salidas y llegadas	Conexiones y aislamiento	X	X	X
15	<b>Redes de transmisión (115 y 220 KV)</b>	Estructuras de Retención	Aislamiento y conexiones	X	X	X
16		Estructuras de Suspensión	Aislamiento	/	X	X
17	<b>Redes de Sub-transmisión (34,5 y 13,2 KV)</b>	Estructuras de Retención	Aislamiento y conexiones	X	X	X
18		Estructuras de Suspensión	Aislamiento	/	X	X
19		Estructuras de Apoyo o Paso	Aislamiento	/	X	X
20		Seccionadores tipo fusible o cañuela	Aislamiento y conexiones	X	X	X
21		DPS	Aislamiento y conexiones	X	X	X
22		Reconectores	Aislamiento y conexiones	X	X	X

## 8. ANÁLISIS DE TIPOS DE FALLAS

### 8.1 TERMOGRAFÍA

- Desgaste del componente
- Desajuste de conectores
- Malas conexiones
- Desequilibrio de cargas

Figura 37. Termogramas de falla



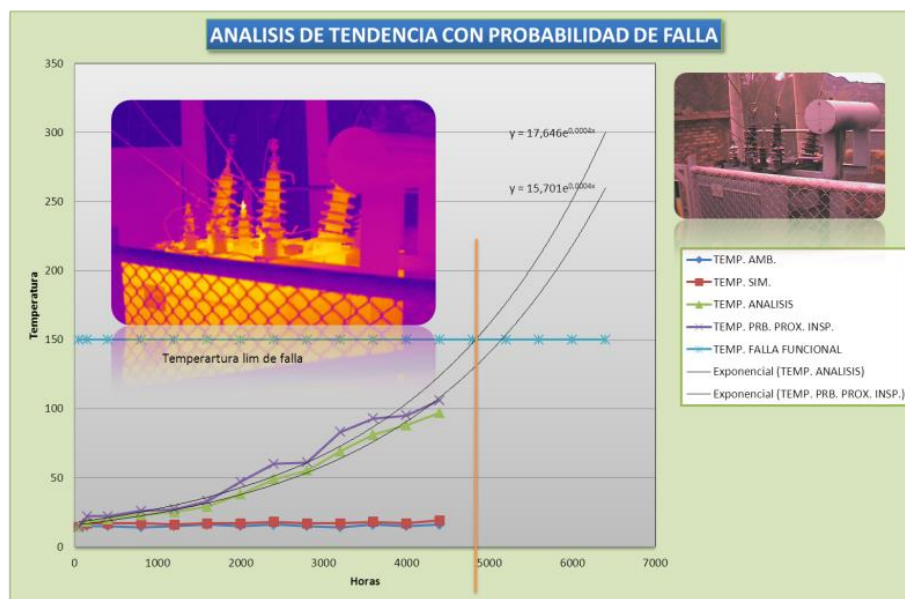
Fuente. TSM Colombia SAS

Casi todas las posibles fallas que encontramos por medio de esta técnica de inspección, se deben como se mencionó anteriormente a condiciones del material, desajustes o sobrecarga. A través de la adecuación de los parámetros de la cámara de termografía, la toma de datos como la carga del sistema (en el tiempo de toma, cargas máximas de operación), y las condiciones atmosféricas

presentes, se puede evaluar la condición, y según experiencia del inspector generar la recomendación más acertada, basada en criterios de norma.

Según la condición de la falla o el nivel de criticidad, se puede manejar por medio de modelos de tendencias de temperatura, estadística o probabilística, y así evaluar la planeación y programación de las actividades a realizar de aquellos puntos de estudio.

Figura 38. Modelamiento de tendencias

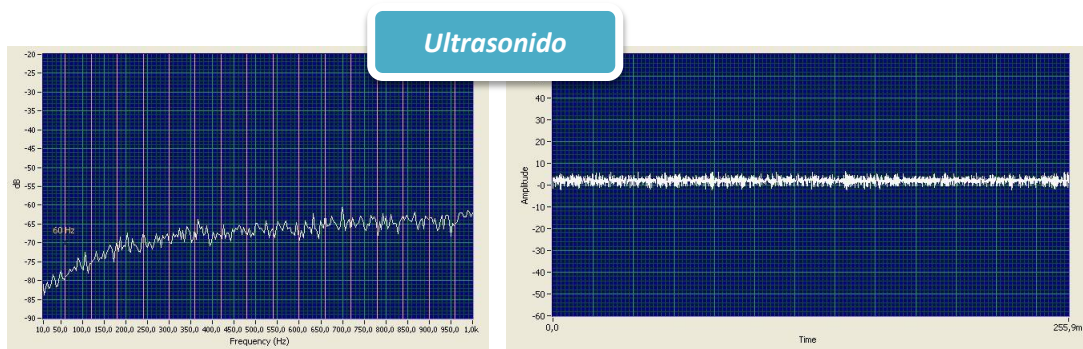


Fuente. TSM Colombia SAS

## 8.2 ULTRASONIDO Y CORONOGRAFIA

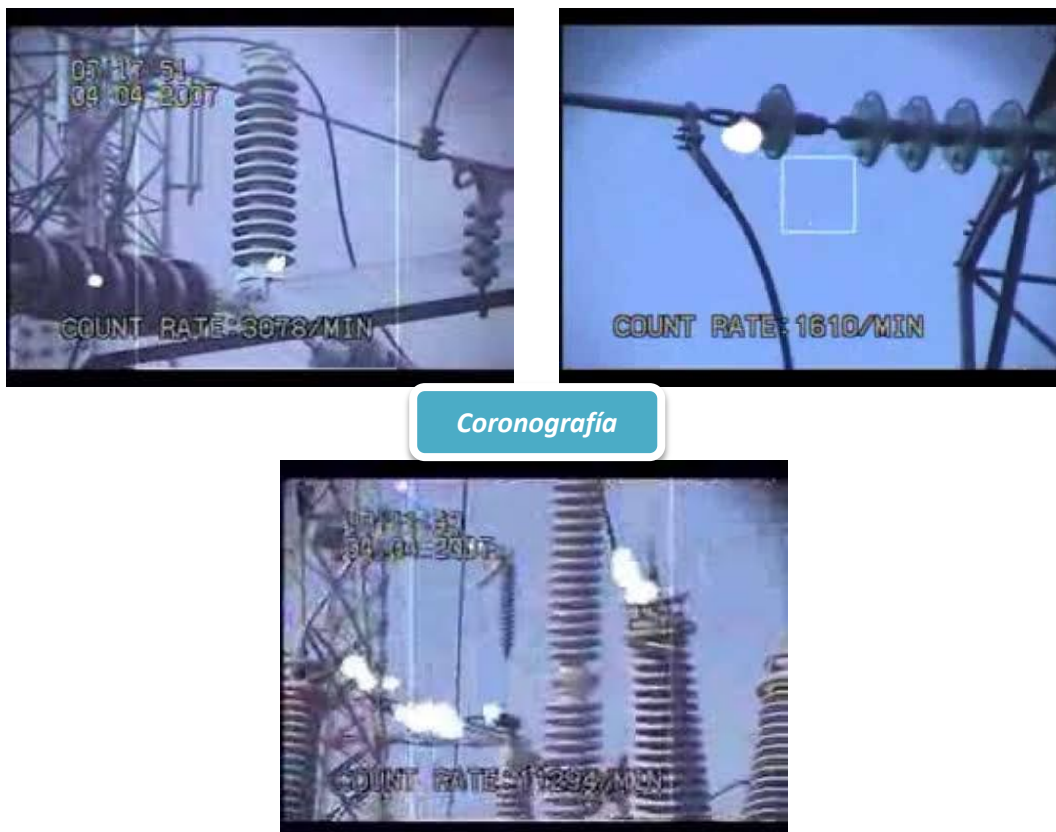
- Efecto Bobina o punta
- Efecto Corona
- Seguimiento de línea o tracking
- Arco eléctrico

Figura 39. Graficas de Espectros de ultrasonidos



Fuente. TSM Colombia SAS

Figura 40. Imágenes de Coronografía



Fuente. TSM Colombia SAS

La mayor parte de las fallas detectadas por ultrasonido son debidas a condiciones de contaminación en el aislamiento, lo cual degrada el elemento. Otras condiciones de falla es la fractura del aislamiento, lo cual va generando caminos de descargas parciales hasta que se crea el arco eléctrico.

## **8.3 ANÁLISIS DE FALLAS DEBIDO A CONTAMINACIÓN EN AISLAMIENTO**

### **8.3.1 Corrientes de Fuga**

La experiencia en el servicio ha mostrado que los aisladores a la intemperie expuestos a contaminación y lluvia, niebla y condensación desarrollan fugas de corriente.

Pronto se descubrió que los aisladores de cerámica con una delgada capa de elastómero de silicona dieron excelentes resultados en servicios expuestos a la contaminación. Se encontró que la ventaja de la superficie de silicona es su habilidad para transmitir propiedades hidrofóbicas a los depósitos de agentes contaminantes en la superficie aislante que retiene o limita la corriente de fuga. La transmisión de las propiedades hidrofóbicas, las condiciones que conducen a la pérdida de la hidrofobicidad y los mecanismos de recuperación han sido tema de muchos trabajos.

Las condiciones ambientales y de servicio para un aislador varían considerablemente de acuerdo a la ubicación y al tiempo. Bajo condiciones severas la corriente de fuga aumenta resultando en la formación de bandas secas en la superficie de los aisladores seguidas por descargas y formación de arcos que pueden causar degradación de las propiedades de la superficie de los aislantes y puede aumentar la probabilidad de descargas puntuales o arco por cortocircuito.

La degradación de las propiedades aislantes en superficies húmedas de materiales estables o inertes tales como porcelana y vidrio pueden ser explicadas por la acumulación de contaminantes en la superficie del vitrificado. Sin embargo, la degradación de las propiedades de la superficie de aisladores poliméricos es una combinación más compleja de la erosión de superficie y los cambios en la química de la superficie polimérica causada por efecto de descarga y agentes contaminantes. El desarrollo de descargas en condición seca y la formación de arcos no sólo depende del stress de voltaje superficial, los diseños de aisladores y las condiciones de contaminación, sino también

dependen mucho de la habilidad de los polímeros de retener o limitar las corrientes en condición de “bandas secas”.

La norma UNE 20460 define como corriente de fuga, a la corriente que circula hacia tierra directamente o a través de elementos conductores en un circuito eléctricamente sano. Existen 2 tipos de corrientes de fuga, no peligrosas, que no son debidas a defectos de aislamiento:

a) Corrientes de fuga permanente.

Estas corrientes son debidas a:

- Las características de los aislantes.
- Las frecuencias de las corrientes empleadas.
- Los condensadores de los filtros capacitivos.

b) Corrientes de fugas transitorias o debidas a perturbaciones.

Estas corrientes son generadas principalmente por:

- Sobretensiones de maniobra.
- Sobretensiones atmosféricas (rayos).
- Puesta en tensión de circuitos que poseen una elevada capacidad respecto a tierra. Cuando un diferencial dispara debido a que ha detectado uno de estos defectos, que no suponen ningún peligro, se habla de disparos intempestivos o funcionamientos anómalos.

Además, alguna de estas corrientes de fuga también pueden producir el efecto contrario, es decir, puede insensibilizar y bloquear al diferencial haciendo imposible su disparo si simultáneamente se produce un defecto de aislamiento que sí suponga peligro.

A continuación se verán los diferentes tipos de corrientes de fuga, qué problemas producen sobre los diferenciales y cómo solucionar dichas anomalías.

### 8.3.2 Características de la corriente de fuga

La severidad de contaminación es usualmente determinada por la medición de la conductividad de la mezcla de los contaminantes removidos de la superficie del aislador y una cierta cantidad de agua destilada.

La severidad de contaminación debido a materiales conductivos es generalmente expresada en términos de DESD (Densidad Equivalente de Sal Depositada) en mg/cm<sup>2</sup>, la cantidad de sal (NaCl) que debe ser disuelta en la misma cantidad de agua para obtener la conductividad. El DESD cuenta sólo para la parte soluble de los contaminantes. La medición del DESD es un método indirecto y estático para determinar el “estado” del aislador y provee sólo una imagen de su condición.

Generalmente, la capa contaminante en el aislador aparece meses o años con períodos intermedios en condiciones de clima húmedo. El monitoreo de corrientes de fuga durante tales períodos provee de la manera más directa y exacta posible para ver cómo la actividad de la contaminación en aumento con tiempo y también ver los efectos de la lluvia (lavado natural) y decidir acerca de limpieza artificial o lavado de aisladores.

La Tabla a continuación ayuda a entender esta interpretación.

Tabla 5. Niveles de corriente de fuga

Corriente de Fuga	Síntoma
0-2 mA	No hay efectos visibles o audibles.
3-5 mA	Poco ruido.
5-10 mA	Chispas visibles de noche.
10-15 mA	Quemado por corrientes de fuga de crucetas de madera en postes.
15-100 mA	Muchas chispas.
Sobre 100 mA	Flashover y salida de servicio inminente.

Fuente. Fallas en líneas de transmisión – Ing. David Méndez

En algunas situaciones donde el contaminante es acumulado en la superficie del aislador y la humedad es seguida más o menos directamente desde ese momento, puede ser posible obtener suficiente tiempo para la limpieza.

El monitoreo de corriente de fuga en el tiempo real puede entregar una avanzada advertencia sobre la situación crítica por venir y si es posible la potencia transmitida podría ser derivada a otras líneas si tales alternativas existen.

El monitoreo de la corriente de fuga en un aislador con el propósito de evitar un flashover o determinar el comportamiento relativo de un tipo de aislador versus otro, puede ser realizado registrando la amplitud de los pulsos de corriente actual en un período de tiempo y guardando estos valores en un aparato de memoria dentro del monitor ó a un disco duro de un computador permanentemente, el cual es generalmente difícil de hacer en subestaciones y casi imposible en caso de líneas de transmisión.

### **8.3.3 Flashover en el aislador debido a contaminación.**

La contaminación puede reducir significativamente el voltaje al cual se produce el flashover que saca de servicio a la línea (medido como voltaje de potencia a frecuencia industrial) conduciendo a cortes de energía no planeados y disminuyendo la confiabilidad del sistema. El proceso de flashover (siendo el que descarga la línea) es un proceso complicado que ocurre a través de diferentes fases, a saber: La formación de capas de contaminación, incremento de la corriente, la formación de banda seca, generación de arcos parciales y, si las condiciones son favorables, flashover y salida de servicio.

- Formación de capas de contaminación.

La contaminación puede ser producida por una gran variedad de causas como ceniza flotante, contaminación salina marítima, polvo de industrias, etc. El depósito de contaminantes es gobernado por la interacción de varias fuerzas que actúan en sus partículas simultáneamente (es decir, gravedad, viento y fuerzas electrostáticas).

El componente conductor de los contaminantes influencia el voltaje de flashover del aislador proveyendo en condiciones húmedas, una cubierta conductiva en la superficie del aislador. El componente inerte por otro lado, es la porción del material sólido que no se disuelve sino que forma una matriz mecánica en la cual las partículas del componente conductivo son incluidas internamente.

La humedad es entregada por la naturaleza a través de dos mecanismos: condensación y pigmentación. La condensación representa un proceso lento de humedad durante el cual los contaminantes conductivos se pueden disolver completamente. Este proceso a menudo se produce bajo condiciones de niebla o rocío en las horas de la mañana. La bruma y la llovizna pueden también causar el mismo efecto.

- Formación de la banda seca

Cuando la conductividad de la capa de la superficie es establecida por la humedad en la cual los contaminantes sólidos son disueltos, una corriente superficial entrelace y tierra es entonces permitida a fluir lo que resulta en calentamiento óhmico de la capa. La conductividad primero aumenta mientras la temperatura sube, pero cuando llega a cierto valor, la evaporación del agua se vuelve apreciable y la solución es sobre saturada con sal.

La capa comienza a secarse en las zonas con más alta disipación de energía y la conductividad de estas zonas baja rápidamente hasta que alcanza a cero. La distribución del flujo de corriente es entonces modificada reforzando el secado lateral y crea bandas secas.

El arco parcial cuando una banda seca completa está establecida, la mayor parte del voltaje aplicado en el aislador es entonces impuesto en ella debido a su alta resistencia. La corriente es interrumpida por la ruptura del aire (chispa) como puente sobre esta banda seca y mantendrá la corriente. El arco lleva la corriente en un canal altamente concentrado liberando el calor en una forma muy concentrada más que distribuirlo sobre la superficie. Esto conduce a

preferir la elongación de la amplitud de la banda seca en la ubicación del punto final del arco, donde la densidad de corriente es la más alta. El arco puede extenderse longitudinalmente y si llega a cubrir una parte crítica del camino a lo largo de la fuga, el flashover definitivo será prácticamente inevitable.

La Intensidad de los pulsos de corriente de la fuga es un buen indicador de la condición del aislador. Es sabido que la intensidad de corriente es muy decisiva para la descarga de arco.

La secuencia anterior no implica que cada uno de los eventos mencionados esté completamente definido en tiempo, pudiendo desarrollarse varios simultáneamente, como es el caso de la contaminación marina directa cerca de la costa en la cual la formación de la capa de contaminante, así como su humedecimiento, son eventos que ocurren al mismo tiempo.

Cuando la capa de contaminación depositada sobre la superficie del aislador se humedece, su comportamiento es el de un electrolito, disminuyendo su resistencia e incrementándose la corriente de filtración a través de ella. Con el aumento de la corriente se incrementa el calor generado y a su vez la temperatura de la capa contaminante, lo que hace que disminuya aún más su resistencia, debido al coeficiente térmico negativo de los electrolitos.

Esta disminución de la resistencia de la capa se pone de manifiesto hasta que la temperatura alcanza el punto de ebullición, comenzando la capa a perder humedad por evaporación. En este instante la resistencia de la capa comienza lentamente a aumentar, hasta que la pérdida de humedad sea tal que la capa se seca, momento en el cual la misma alcanza rápidamente altos valores de resistencia; este fenómeno es más acentuado en las partes más estrechas del aislador, donde la densidad de corriente es superior, llegándose a formar a través de este mecanismo, zonas secas perfectamente detectables, a las cuales se les nombra bandas secas por su disposición en el aislador.

El incremento en la resistencia, producido por la formación de la banda seca, hace que la corriente disminuya, pero su formación implica que la mayor parte

de la tensión aplicada al aislador aparezca a través de ella, por estar aún mojado o húmedo el resto de la capa contaminante depositada sobre el aislador y por tanto poseer baja resistencia.

El ancho de la banda seca varía en dependencia de varios factores: características de absorción de la capa, nivel de humedad, lugar donde se forma la banda seca, etc. Dicha banda se sigue formando a través de un proceso cíclico hasta un punto en que la tensión aplicada a la misma es ligeramente inferior al valor requerido para iniciar la descarga por el aire, por lo que cualquier disminución del ancho de la banda, distorsión del campo eléctrico o el desarrollo de algún proceso de ionización provocará la descarga; el arco crecerá hasta un límite, en que dependiendo de las características del sistema éste se extingue o produce el cortocircuito del aislador. Durante años se han desarrollado diversos estudios para obtener modelos matemáticos que permitan un estudio más detallado sobre el fenómeno de la descarga del aislamiento por la contaminación; dichos modelos matemáticos presentan un compromiso entre complejidad y exactitud, ya que existen un gran número de variables de difícil obtención.

La selección del nivel de aislamiento necesario para asegurar una explotación eficiente del mismo en las instalaciones eléctricas que operan bajo los diferentes ambientes que se presentan en un país o región determinada, involucra tres aspectos fundamentales:

- La determinación del nivel (grado, severidad) de contaminación de la región.
- La caracterización del comportamiento de los diferentes tipos y modelos de aisladores bajo las diferentes condiciones ambientales naturales.
- El procedimiento de diseño y selección del aislamiento propiamente dicho.

No en todos los países son utilizados los mismos criterios y métodos para determinar o considerar cada uno de estos aspectos; el fenómeno de la contaminación del aislamiento, su proceso y desarrollo son tan complejos, y por tanto el comportamiento del aislamiento ante este problema, que no existe una fórmula única para dar solución al mismo y cada país ha desarrollado aquellos

métodos o metodología de trabajo que más eficiente, económica o factible técnicamente, le ha sido.

La gran distorsión y concentración de altas intensidades de campo sobre la superficie de los aisladores contaminados, provocada por la formación de las bandas secas, explican por qué, siendo la tensión disruptiva del aire del orden de los kV/cm y estando los aisladores diseñados para tener una intensidad de campo sobre su superficie en su régimen normal de trabajo del orden de los 500 V/cm, se pueden producir descargas que pongan en peligro la operación normal del sistema.

En el mecanismo de elongación del arco inciden diversos factores tales como: la fuerza ascendente del vapor de agua generado por la descarga, el secado del contaminante en los puntos de contacto de la descarga con la superficie contaminada que aumenta el ancho de las bandas secas, la fuerza ascendente del aire calentado por la descarga, las fuerzas electrostáticas que se generan en los extremos de la descarga debido a la alta concentración de campo, la variación de la corriente con el crecimiento de la descarga, etc.

Todo lo anterior muestra lo difícil que es efectuar este análisis, ya que en cada caso intervienen varios factores, pudiendo ser el principal uno o la combinación de varios.

Sobre la superficie de los aisladores sometidos a los efectos de la contaminación se producen tres tipos diferentes de descargas eléctricas: descarga tipo arco, descarga incandescente (“glow”) y descarga por efluvios (“streamer”)

#### **8.3.4 Efecto corona**

Se describe uno de los modos de falla más comunes del aislamiento de media y alta tensión, que comienza con la presencia de efecto corona. Este modo de falla se ha incrementado en los nuevos aislamientos y ha producido una vuelta

atrás en el uso de algunos compuestos que podían disminuir la confiabilidad de la instalación.

- **Características Generales**

Las descargas por efecto corona se producen en la proximidad de la superficie de los materiales cuando la intensidad de campo eléctrico “E” posee un valor tal que supera la rigidez dieléctrica del aire.

Los mencionados efluvios eléctricos comienzan cuando un electrón libre es acelerado a través de un gas por acción del campo eléctrico. Un electrón acelerado por el campo eléctrico puede adquirir energía suficiente para provocar la aparición de nuevos electrones libres, mediante su colisión con átomos del gas. Dicho proceso se llama ionización por impacto de electrón.

También se produce la foto-ionización, en la cual un fotón proveniente de una fuente distante impacta con un átomo, entregando una cantidad de energía tal que permite la liberación de un electrón y la creación de un ion positivamente cargado. Los electrones así liberados se desplazan a través del aire, siendo acelerados por acción del campo eléctrico, y pueden colisionar con átomos de nitrógeno, oxígeno y otros gases presentes.

La mayoría de las colisiones son de tipo elásticas y los electrones pierden sólo una pequeña parte de su energía cinética en cada una de esas colisiones. Ocasionalmente, un electrón puede impactar a un átomo con la energía suficiente para excitarlo. Cuando esto sucede el átomo adquiere un nivel de energía superior: uno o más de sus electrones pasan a un nivel orbital superior, por lo que el electrón que lo impactó pierde parte de su energía cinética al crear dicho estado. Más tarde, el conjunto de átomos excitados volverá a su estado normal, irradiando este exceso de energía en forma de luz, calor y ruido audible. Esta liberación de energía corresponde a la emisión de radiación electromagnética. Asimismo, un electrón puede impactar con un ion positivamente cargado, neutralizándolo. Este proceso se denomina recombinación y también produce liberación de energía o emisión de radiación.

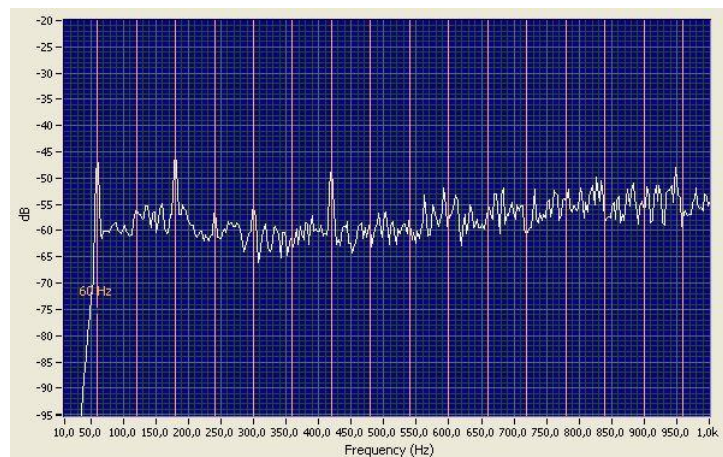
Durante la mayor parte de su viaje el electrón no produce ionización, colisiona con los átomos que están en su camino en forma elástica y pierde sólo una pequeña parte de su energía cinética.

El electrón puede sufrir otros dos procesos de pérdida de energía cinética: difusión y una captura.

El proceso de difusión se produce en forma permanente, los electrones se desplazan desde zonas de mayor concentración hacia las zonas de menor concentración. Por otra parte, cuando un átomo neutro captura a un electrón se crea un ion negativamente cargado y se libera energía, se emite radiación. Este ion es una partícula relativamente inmóvil y voluminosa, por lo que no ionizará el gas por colisión, salvo en casos de energía sumamente elevada.

El efecto corona es la emisión de radiación, la cual en el rango ultravioleta posee longitudes de onda que van desde los 230nm hasta los 405nm, como se muestra en la figura 41.

Figura 41. Espectro de la radiación emitida por el efecto corona



Fuente. Software UE Spectralyzer

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.

La tecnología desarrollada por Ofil Ltd., permite la detección del efecto corona a plena luz solar: mediante un filtro especialmente diseñado se logra eliminar toda la radiación que está fuera del rango de los 240 a 280nm

El efecto corona es un indicador de posibles fallas, inminente disparo o salida de servicio de la línea o subestación, daños físicos en los componentes, degradación de los aisladores, instalación inapropiada, falta de anillos corona, lavado no efectivo, pérdidas de energía, etc.

Asimismo, el efecto corona puede producir interferencia de radio y ruido audible. Por todos estos motivos, es de suma importancia su apropiada detección y corrección. Cabe destacar que cualquier instalación eléctrica puede diseñarse y montarse de manera tal de ser absolutamente libre de efecto corona.

Para lograr un ambiente libre de efecto corona se requiere un apropiado diseño de la instalación, selección del equipamiento adecuado de acuerdo con el nivel de tensión (aisladores, conductores y equipos de maniobra), realización de pruebas e inspecciones, tanto en fábrica como en el sitio e inspecciones periódicas.

Figura 42. Aislador de resina epoxy de seccionador de 30 kV.



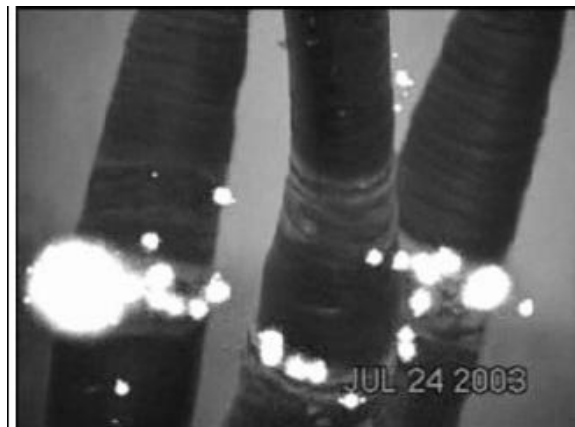
Fuente. Fallas en líneas de transmisión – Ing. David Méndez

Figura 43. Base de biela aislante de mando de seccionador de 30 kV.



Fuente. Fallas en líneas de transmisión – Ing. David Méndez

Figura 44. Terminales de cable de 30 kV, puesta a tierra de pantallas.



Fuente. Fallas en líneas de transmisión – Ing. David Méndez

Figura 45. Biela aislante de seccionador de 30 kV.



Fuente. Fallas en líneas de transmisión – Ing. David Méndez

Figura 46. Aislador de plato de cadena de 150 kV.



Fuente. Fallas en líneas de transmisión – Ing. David Méndez

Figura 47. Morseto de conexión a seccionador de 150 kV y contacto de seccionador de puesta a tierra.



Fuente. Fallas en líneas de transmisión – Ing. David Méndez

### 8.3.5 Arco eléctrico

- **Generalidades**

Las fallas monofásicas representan en la actualidad entre un 80 y 90% de las fallas que se presentan en el Sistema Eléctrico de Potencia (SEP), así mismo, entre 80 y 90% de esas fallas son fallas de arco, las cuales son causadas por una ruptura del espacio en aire o por el contorneo de una cadena de aisladores. El fenómeno de la falla de arco se ve representado por diferentes causas, tales como: degradación del aislamiento, deterioro de los conductores, pérdida de conexiones eléctricas, entre otras.

Es muy importante aclarar que, aunque la falla de arco no posee propiedades físicas medibles ya que realmente no se puede medir la longitud del arco o el diámetro del mismo dado que es un fenómeno de tipo dinámico, entonces sus propiedades son vistas como radiación en forma de calor, luz, sonido, ondas electromagnéticas a través de la línea, etc., esta falla se comporta como una falla de tipo monofásico.

Cuando una falla de arco se presenta en el sistema aparece en el punto de falla el arco primario, que posee las características mencionadas anteriormente, y que dura hasta el momento justo en el cual el sistema de protección opera enviando una señal de apertura al interruptor, que finalmente abre sus polos; después de este momento aparece el arco secundario, que es el fenómeno en el cual se transporta energía desde las fases sanas hacia la fase fallida en el punto de falla. Como consecuencia de este tipo de fenómeno se presenta interrupción del servicio o exposición de equipos a sobrecorrientes y sobretensiones.

Cuando se presenta una falla permanente sobre el SEP los sistemas de protección (generalmente relés) deben de activar las señales de recierres después del tiempo muerto, decisión que es dañina para equipos y/o elementos, pues se ven expuestos a sobre corrientes o sobretensiones en el momento en que se activan dichos recierres reconectores debido a que la falla aún existe.

Por lo anterior es necesario entender cómo se producen las fallas de arco, cuáles son sus consecuencias y qué acciones correctivas se pueden tomar para minimizar su efecto negativo sobre el SEP. En un SEP son las líneas de transmisión aéreas los elementos con mayor probabilidad de falla, así mismo las fallas monofásicas son las más comunes y dentro de éstas las fallas transitorias. Dichas fallas de carácter transitorio poseen la virtud de que, suprimida la fuente de energía, se extinguen y el aislante se autoregenera muy rápidamente posibilitando un intento de re cierre exitoso y la continuidad del servicio.

- **El arco Eléctrico**

Se denomina arco eléctrico a la descarga eléctrica que se forma entre dos electrodos sometidos a una diferencia de potencial y colocados en el seno de una atmósfera gaseosa enrarecida, normalmente a baja presión, o al aire libre. Fue descubierto y demostrado por primera vez por el químico británico Humphry Davy en 1800. Siempre que una corriente eléctrica es interrumpida se crea un arco eléctrico; es decir, el fenómeno está presente en la operación de apertura y cierre de interruptores.

El estudio del proceso de operación de un interruptor de potencia se puede resumir en investigar la conducta del arco eléctrico que se crea dentro del mismo, en condiciones determinadas por varios factores como pueden ser: el tipo de maniobra que se está realizando, las características de la red asociada, el tipo de medio aislante, la magnitud de la corriente, entre otras. Es decir, la interrupción de corriente en un interruptor consiste en la transformación del arco eléctrico con altísimas temperaturas, en un medio aislante capaz de soportar la tensión impuesta por el circuito asociado, en el menor tiempo posible.

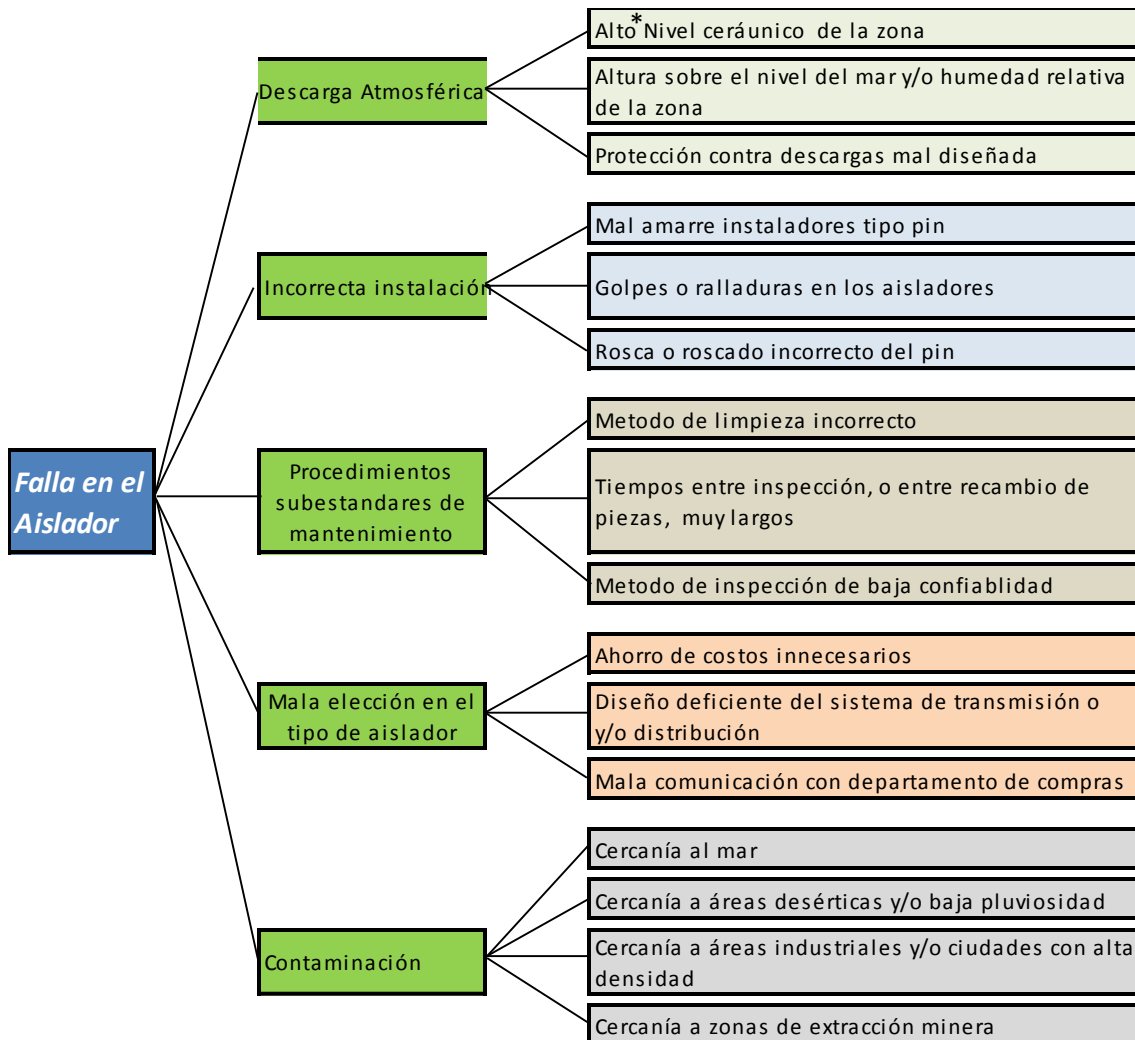
Figura 48. Arco eléctrico en aislador



Fuente. Fallas en líneas de transmisión – Ing. David Méndez

## 8.4 ANÁLISIS DE CAUSA – RAÍZ FALLA EN LOS AISLADORES

Figura 49. Análisis causa – Raíz fallas en los aisladores

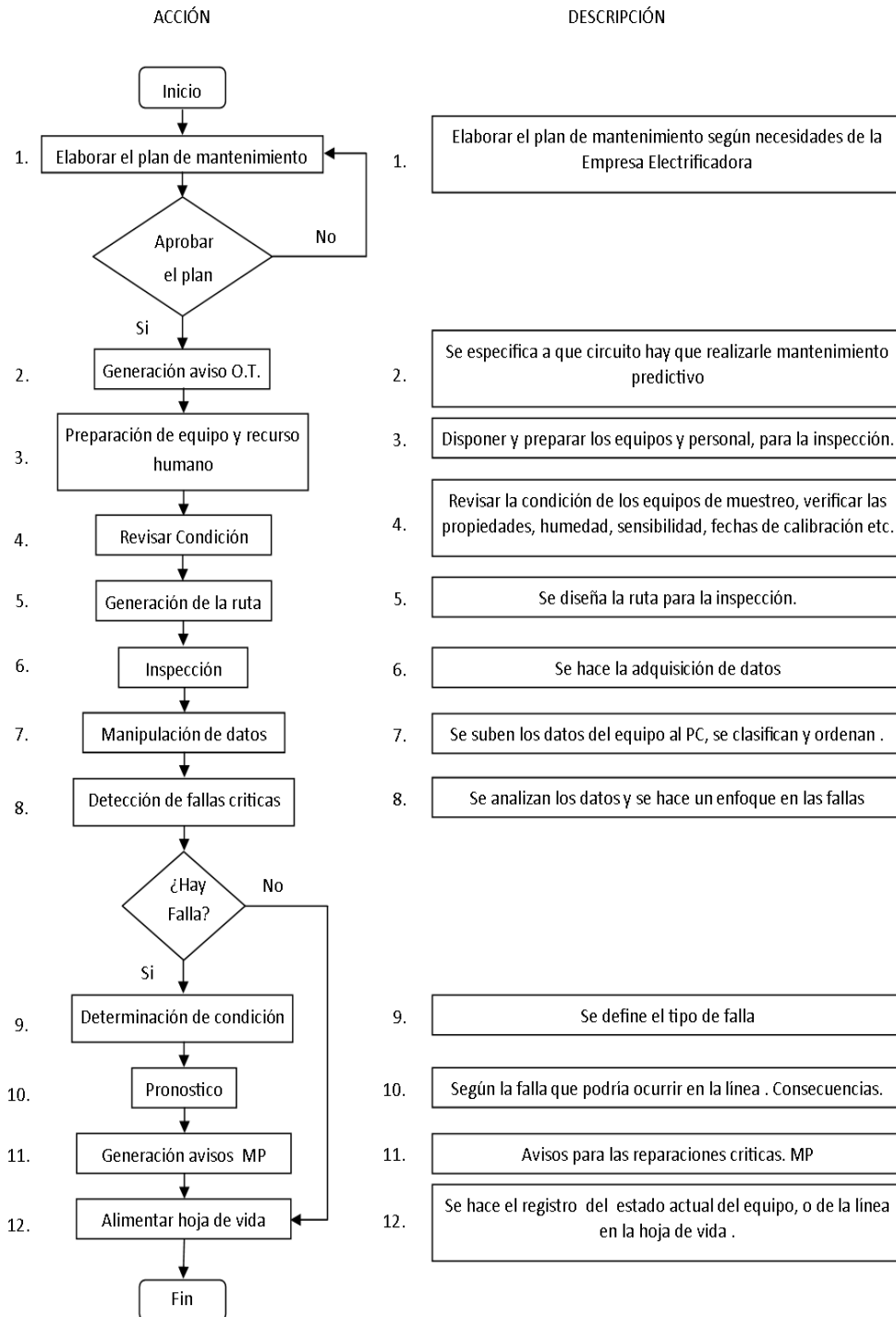


\*El nivel cerámico es una indicación de la actividad regional de las descargas atmosféricas basada en cantidades promedio derivadas de los niveles de observación históricamente disponibles.

## 8.5 ACCIONES DE MANTENIMIENTO

- Flujo-grama de inspección

Figura 50. Flujo grama de actividades de mantenimiento predictivo



## 9. INDICADORES DE GESTIÓN DE MANTENIMIENTO

Tomando como ejemplo en el análisis de la información de mantenimientos basados en la condición, se tiene como referencia proyecto desarrollo con activos de la empresa de energía de Boyacá S.A. E.S.P. “EBSA”, en redes de sub-transmisión 34,5 KV.

### 9.1 OBJETIVO

- **Inspección exhaustiva:** Evidenciar problemas en herrajes, accesorios, aisladores y estructuras, con referente a la condición o estado, por medio de inspección visual, a través de la identificación de puntos que presentan condiciones de deterioro o desgaste.
- **Inspección por termografía:** Detectar problemas de calentamiento, a través de la identificación de puntos que presentan características térmicas inusuales bajo condiciones normales de carga.
- **Inspección por ultrasonido:** Presentar en forma general los indicadores inspeccionados por Ultrasonido, a través de la identificación de las condiciones de la red.

### 9.2 PROCEDIMIENTO

**Inspección exhaustiva:** Inspección de las torrecillas y postes, según la observación de la condición o estado en forma visual, de los herrajes, elementos, accesorios, aisladores, y demás componentes de cada una de las estructuras, visualizando detalladamente puntos donde puedan generar condiciones de riesgo ya sea eléctrico, o no cumplan con características de seguridad o estabilidad de la estructura y causen el disparo parcial o total del circuito.

**Inspección por termografía:** Las imágenes termográficas para el análisis y diagnóstico se obtuvo mediante una cámara infrarroja marca NEC de alta calidad con resolución de 320 X 240 pixels y una sensibilidad térmica 0.05 °c a 30 °c con la cual se realizaron tomas a distancia de los equipos bajo condiciones normales de carga.

La información gráfica captada en tiempo real fue procesada mediante software especializado NS9200 REPORT GENERATOR NEC, para determinar, por contraste de colores, la distribución de temperaturas en los distintos puntos de interés. El análisis para cada caso particular se hizo considerando no solamente los valores absolutos de temperatura medidos sobre los elementos examinados, sino la coherencia térmica a través del sistema del cual éstos forman parte, regidos bajo criterios de norma **NETA MTS 2001** y una amplia experiencia del inspector.

**Inspección por ultrasonido:** Los espectros de ultrasonidos para el análisis y diagnóstico se obtuvo mediante un equipo de ultrasonido marca ULTRAPROBE 10000 de alta calidad con el módulo de largo alcance - LRM y una sensibilidad de ruido de 70, con la cual se realizaron tomas a distancia de los equipos bajo condiciones normales de carga, y tensión designada.

La información gráfica captada en tiempo real fue procesada mediante software especializado UE SPECTRALYZER 4.2, para determinar, por definición de las gráficas de la frecuencia y tiempo, la distribución del espectro en los distintos puntos de interés. El análisis para cada caso particular se hizo considerando no solamente los espectros absolutos medidos sobre los elementos examinados, sino la coherencia de las condiciones atmosféricas a través del sistema del cual éstos forman parte, regidos bajo criterios de norma y una amplia experiencia del inspector.

### **9.3 CRITERIOS DE EVALUACIÓN**

Las condiciones son evaluadas y catalogadas de acuerdo al nivel de criticidad.

Los termogramas son evaluados y catalogados de acuerdo a los deltas de temperatura encontrados, estos son analizados de acuerdo a la tabla de severidad encontrada en la norma **NETA MTS 2001**.

Los espectros por ultrasonido son evaluados y catalogados de acuerdo al tipo de espectro generado, estos son analizados y comparados. El tipo de grafica define la severidad encontrada y con base a la experiencia del inspector se define las condiciones de falla (Corona, Tracking, Arco).

En forma general, según evaluación de la condición o causa de la falla encontrada se define el nivel de criticidad, según criterios y experiencia del inspector y/o grupo de mantenimiento predictivo. Se definen en la observación analizada, sus posibles causas, y efecto de las mismas, además se realiza una recomendación que sea acorde a la reducción o mitigación de la falla, o realización de seguimientos, y si es de ser necesario se requiere el cambio o sustitución de los elementos.

#### **9.4 OBSERVACIÓN GENERAL**

Según las inspecciones realizadas de los circuitos, se evidencian condiciones que pueden generar o causar situaciones de riesgo en factores de seguridad, estabilidad o deterioro de las estructuras. En algunas estructuras se evaluaron condiciones con un nivel de criticidad alta, ya que pueden generar en un tiempo no muy largo una posible falla, generando disparo de las líneas o situaciones de inseguridad.

En general se encuentran condiciones como: aisladores rotos, puentes en mal estado, oxidación en estructuras metálicas, templetes rotos, postes desplomados, crucetas en mal estado o destilladas, postes o crucetas flexionadas, postes fracturados, templetes sin tensión mecánica, bajante del SPT rotos, oxidación de herrajes y/o demás elementos, y en algunos tramos

entre las estructuras se encuentran viviendas bajo línea (invasión de servidumbres).

Por inspección de termografía, se evidenciaron algunas anomalías presentes en las redes. La mayor parte de los puntos de inspección están en condiciones normales de operación, obteniendo un buen nivel de confiabilidad de sus activos.

Las condiciones evaluadas con una criticidad media, se recomienda realizar un seguimiento al punto de estudio (evaluar incremento de temperaturas), y analizar de forma estadística y matemática según la carga de operación la tendencia o proyección que puede tener, según modelo o software de tendencias o gestión de mantenimiento predictivo que manejen internamente el grupo de mantenimiento de la empresa de energía. Y así pronosticar el tiempo adecuado para realizar los ajustes o cambios preventivos de forma planeada y programada.

Por otro lado, las condiciones evaluadas con criticidad alta, se recomienda que sean corregidas en el menor tiempo posible, ya que pueden generar la falla funcional del elemento y disparo total de la línea de energía.

Según la inspección realizada a los circuitos, por medio de la técnica de ultrasonido, se evidencia algunas condiciones donde se presentan los diferentes efectos de falla, como lo son el efecto "bobina", "corona" y "tracking". No se encontraron fallas con referente a efectos de "arco".

Las condiciones ambientales van deteriorando el aislamiento, generando una falla progresiva iniciando con el efecto corona, seguido del efecto tracking y por ultimo donde se presenta la falla funcional que es el efecto arco.

Se evidenciaron y analizaron los espectros dando como resultado, una concentración mayor en efectos tipo "bobina", cabe aclarar que esta condición no genera falla directa al aislamiento, lo que produce es interferencia a las líneas de comunicación. Este efecto se debe al tipo de amarre que es realizado

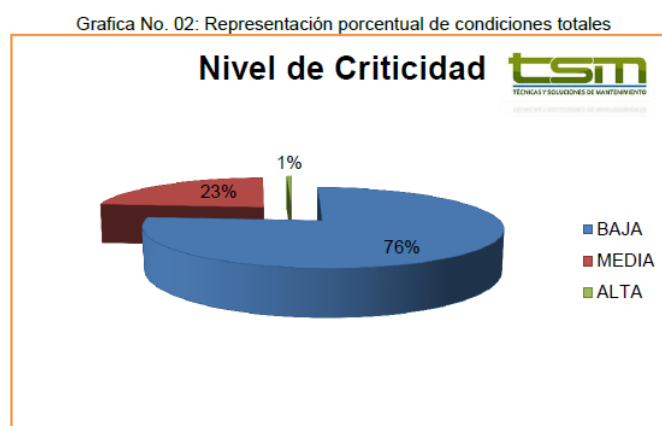
en los aislamientos con el conductor. Para evitar esto es recomendable realizar adecuaciones de los amarres.

Se encontraron algunos puntos críticos donde se presenta el efecto denominado “tracking”, se recomienda la intervención en estos puntos lo más pronto posible y realizar los correctivos ya sea con el cambio de aislamiento, ya que puede causar en algún momento la falla y disparo de la línea.

Donde se presenta el efecto “corona”, se sabe que es el inicio de la falla, por lo cual se recomienda realizar un seguimiento y comparar cambios en los espectros tomados. O de lo contrario realizar intervención y evaluar el estado del aislamiento, es decir, para el caso de aisladores tipo pin o disco, revisar nivel de contaminación (realizar limpieza) o si se evidencia “flameos” es recomendable cambiar el aislador. Para el caso de aisladores tipo polimérico o sintético, realizar limpieza y realizar nuevamente una inspección por ultrasonido, y evaluar condición, si persiste el efecto es recomendable cambiar aislador.

En forma gráfica se presentan las condiciones evaluadas según su criticidad.

Figura 51. Porcentaje de fallas por Inspección Exhaustiva



Fuente. TSM Colombia S.A.S. Contrato No. 7600001005 – EBISA

Fuente. TSM Colombia SAS

Según la gráfica nos da a conocer que el 76 % (2031) de las estructuras inspeccionadas están en condiciones normales de operación, mientras que el

23 % (607) presentan condiciones importantes mas no muy críticas, y por último existe un 1 % (15) estructuras que requieren de una planeación y programación inmediata para la evaluación y reparación de las condiciones de riesgo.

Figura 52. Porcentaje de fallas por inspección por Termografía



Fuente. TSM Colombia SAS

Según la gráfica nos da a conocer que el 99 % (1386) de las estructuras inspeccionadas están en condiciones normales de operación, mientras que el 0,429 % (6) presentan condiciones importantes para tener en cuenta pero no muy críticas (realizar seguimientos), y por último existe un 0,572 % (8) estructuras que requieren de una planeación y programación de forma inmediata para la evaluación y reparación de las condiciones de falla.

Figura 53. Porcentaje de fallas por inspección por Ultrasonido

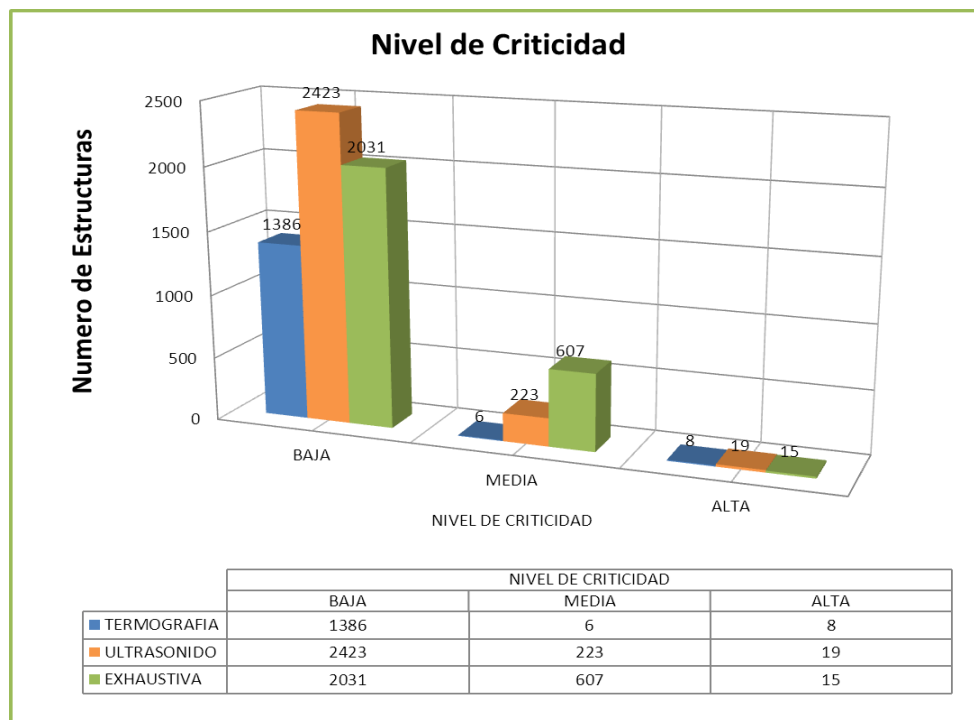


Fuente. TSM Colombia SAS

Según la gráfica nos da a conocer que el 91 % (2423) de las estructuras inspeccionadas están en condiciones normales de operación, mientras que el 8 % (223) presentan condiciones importantes mas no muy críticas, y por último existe un 1 % (19) estructuras que requieren de una planeación y programación inmediata para la evaluación y reparación de las condiciones de falla.

En forma general se tiene:

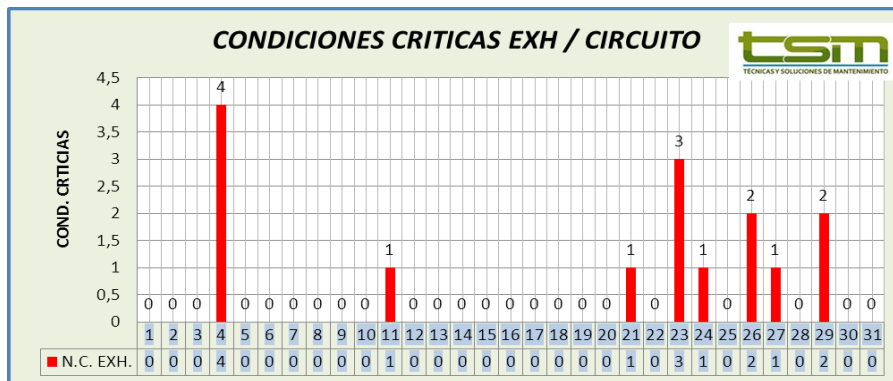
Figura 54. Cantidad estructuras según su criticidad



Fuente. TSM Colombia SAS

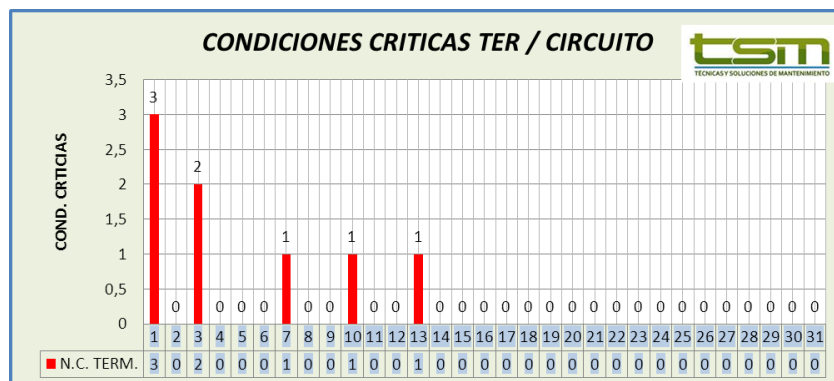
Por la alta experiencia e investigación del talento humano, los criterios de evaluación designados, son eficientemente confiables, y están listos para hacer la respectiva planeación y programación de las actividades de mantenimiento. Priorizando las condiciones según un nivel de criticidad alta por circuito (31 circuitos inspeccionados) está dada por la siguiente gráfica:

Figura 55. Cantidad de fallas críticas de exhaustiva por circuito



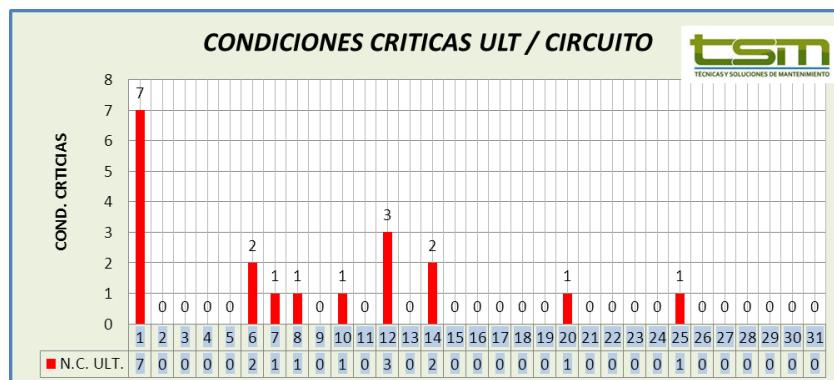
Fuente. TSM Colombia SAS

Figura 56. Cantidad de fallas críticas de termografía por circuito



Fuente. TSM Colombia SAS

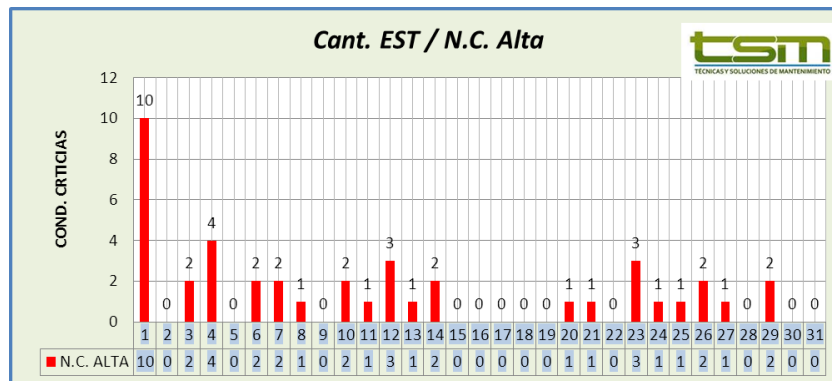
Figura 57. Cantidad de fallas críticas de ultrasonido por circuito



Fuente. TSM Colombia SAS

Resumiendo por exhaustiva tenemos 8 circuitos, por termografía son 5 y por ultrasonido son 9 circuitos que requieren intervención lo más pronto posible, ya que en cualquier momento puede generarse la falla. En total los circuitos con criticidad alta serian:

Figura 58. Cantidad de fallas críticas de totales por circuito



Fuente. TSM Colombia SAS

Por lo anterior, se evidencia que de los 31 circuitos inspeccionados 19 de ellos requieren de una intervención inmediata o lo más pronto posible. Además se observa que el primer circuito inspeccionado es el de mayores condiciones inminentes de falla.

$$\% \text{ Ctos. N. C. Alta} = \frac{19}{31} * 100\% = \mathbf{61,29\%}$$

Obteniendo un **61,29 %** de circuitos críticos (nivel alto), lo cual si no se realiza la planeación y programación adecuada, se entrarían en elevados costos de mantenimiento referentes a estas fallas, con afectación a otros elementos, factores de inseguridad, además de la insatisfacción con el usuario y demandas monetarias por parte de ellos.

## 9.5 PROPUESTA DE IMPLEMENTACIÓN

Debido que para una inspección sea confiable debe estar soportada por factores como la experiencia, conocimiento, capacitación, entrenamiento, certificación y la investigación, en ocasiones si no se cumplen con la totalidad de estos componentes el resultado de la inspección no es completamente confiable y en el caso de un diagnóstico por la técnica de ultrasonido, si no se hace una buena inspección y la persona técnicamente no tiene toda la capacidad necesaria, o le falta experiencia, es muy probable que esta persona haga un mal diagnóstico o recomendación, haciendo que se realicen más

actividades de corrección o prevención de mantenimiento de las necesarias lo cual genera pérdidas en costos y tiempos.

Parecería que lo más lógico es obviar el ultrasonido, usando solo termografía y coronografía, pero resulta que cada método tiene fortalezas individuales en los análisis a sistemas eléctricos, que los hacen indispensables en los diagnósticos. En el caso del ultrasonido, es útil para el análisis de la totalidad de las estructuras y elementos eléctricos (paso, suspensión y retención, seccionadores, DPS, etc.), con la termografía se analizan mejor las conexiones o puntos de corte (estructuras de retención, seccionadores, DPS, etc.) y la coronografía es ideal para comprobar el efecto corona o la cercanía a un arco.

La metodología para una eficiente inspección y eficacia en sus diagnósticos sería de la siguiente manera: se manejarían los tres métodos al tiempo, para ahorrar costos no se haría la termografía a cada punto de las estructuras de paso (donde no haya corte del conductor), eso se dejaría al ultrasonido y solamente se haría estudio termográfico donde hay puntos de conexión; usándose primero el ultrasonido con la termografía, y luego, se haría una última inspección de coronografía en los puntos críticos, que se hayan identificado con el ultrasonido.

Normalmente en algunas Empresas Electrificadoras, realizan una inspección termográfica a cada punto de cada estructura. Si se usara la metodología atrás planteada, se reduciría la cantidad de puntos inspeccionados por termografía, teniendo como método principal al ultrasonido, que es más económico, pero que está muy amarrado a la pericia del técnico para dar resultados precisos, aquí es donde viene a jugar la coronografía, la cual verifica y rectifica los puntos de falla, o falla inminente que se encontraron en la inspección con ultrasonido, que normalmente pueden ser más que los verdaderamente existentes, con este tercer filtro la confiabilidad del análisis aumenta y la cantidad de puntos reales que necesitan mantenimiento disminuyen, esto baja el costo de mantenimiento para las Empresas Electrificadoras, debido a que ya no incurrirá en costos administrativos y operativos adicionales que tenía que erogar al realizar un mantenimiento a equipos, que no lo necesitaban. Costos

que son causados al aumentar los periodos de trabajo para programar el mantenimiento, la compra de más insumos y repuestos de los necesarios, transporte de la cuadrilla y mantenimiento de ésta por más tiempo, el tener que des-energizar por periodos más largos, desmontar y cambiar más aisladores, lograr la puesta a punto de más partes de la red entre otros. Aunque la coronografía es un poco más costosa que la termografía e ultrasonido, al combinarla de manera correcta con los métodos de análisis de ultrasonido y termografía su costo se compensaría, al tomar menos puntos que no requieren intervención.

Hay que aclarar, que hay costos que van a mantenerse constantes, como el valor diario de mantener a una cuadrilla en campo, el transporte al sitio, el uso de los equipos, los que se llamarían costos fijos, pero por ejemplo, el costo de realizar los informes disminuiría significativamente, y el tiempo de entrega de resultados se haría menor, es probable que se pudiera renegociar el valor de la entrega de resultados, debido a que serían menos informes por entregar, algo así, como crear una tarifa por punto diagnosticado, según el método usado.

Ya con esto estamos pasando de una termografía mal aplicada a una termografía complementaria de los métodos de ultrasonido y coronografía que hace que la empresa *TSM Colombia S.A.S.* se vuelva más competitiva, tenga un mejor análisis y entregue resultados más confiables que otras empresas con servicios similares.

Como ejemplo vamos a tomar algunos datos. A continuación se observa la viabilidad de tomar la opción 6, ya que asegura la confiabilidad de los diagnósticos y el costo no es tan elevado.

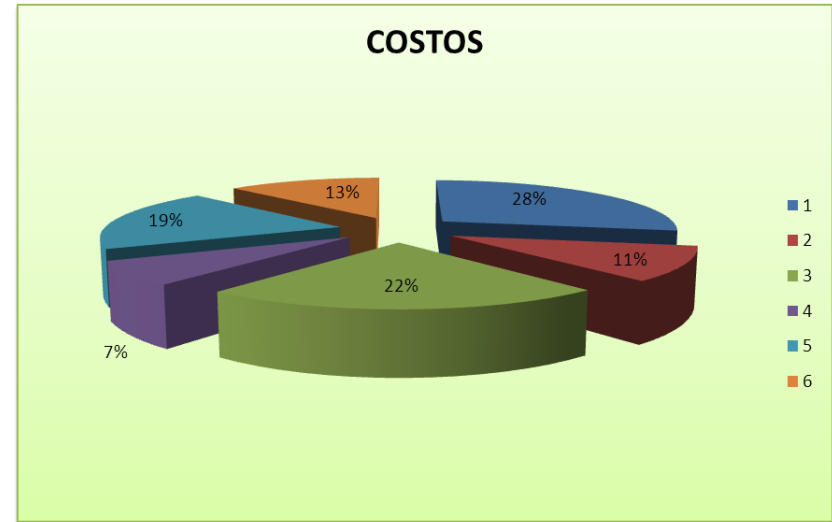
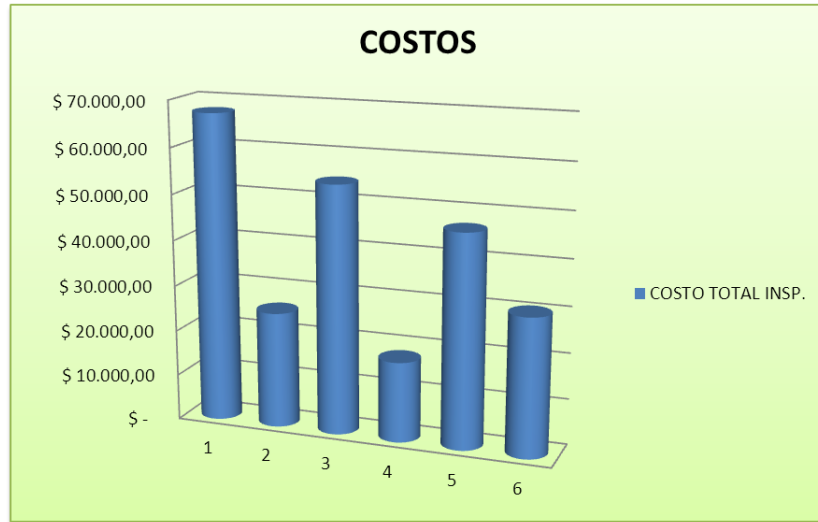
Cuadro 6. Comparación de costos por cada metodología

Ítem	Tipo de Inspección	Valor Unitario	Total Puntos a Inspecc.	Costo Total	Eficiencia	Observación
1	Ultrasonido	\$ 110,00	120	\$ 13.200,00	100%	Eficiencia en todos los puntos
2	Termografía	\$ 100,00	120	\$ 12.000,00	35%	En algunos puntos no es eficiente
3	Coronografía	\$ 350,00	120	\$ 42.000,00	100%	Eficiencia en todos los puntos

Cuadro 7. Comparación de Efectividad y costos del uso de las técnicas

OPCION	CANT. PTOS	ULT.	TER.	COR.	COSTO TOTAL INSP.	EFICIENCIA	COSTOS	OBSERVACION
1	120	\$ 13.200,00	\$ 12.000,00	\$ 42.000,00	<b>\$ 67.200,00</b>	100%	ALTA	Es innecesario utilizar las dos técnicas simultáneamente de inspección de ULT y COR en todos los puntos, y en algunos puntos no es eficiente la inspección por TER
2	120	\$ 13.200,00	\$ 12.000,00	\$ -	<b>\$ 25.200,00</b>	70%	MEDIA	La utilización de solo dos técnicas es buena, pero la eficiencia depende de la experiencia del inspector de ULT, y en algunos puntos no es eficiente la inspección por TER
3	120	\$ -	\$ 12.000,00	\$ 42.000,00	<b>\$ 54.000,00</b>	100%	ALTA	Es un buen método para asegurar la confiabilidad de los diagnósticos, y en algunos puntos no es eficiente la inspección por TER
4	120, 35, 0 Respect.	\$ 13.200,00	\$ 4.200,00	\$ -	<b>\$ 17.524,00</b>	70%	BAJA	La utilización de solo dos técnicas es buena, pero la eficiencia depende de la experiencia del inspector de ULT
5	0, 35, 120 Respect.	\$ -	\$ 4.200,00	\$ 42.000,00	<b>\$ 46.325,00</b>	100%	MEDIA	Es un buen método para asegurar la confiabilidad de los diagnósticos
6	120, 35, 36 Respect.	\$ 13.200,00	\$ 4.200,00	\$ 12.600,00	<b>\$ 30.126,00</b>	100%	BAJA	Es un buen método trabajar con los tres tipos de inspección, para asegurar la confiabilidad de los diagnósticos. La inspección por ULT se realiza a todos los puntos, mientras la TER se realiza solo al 35 % de puntos donde es eficiente y por COR se realizaría a los puntos críticos derivados de la inspección de ULT, un estimado del 30% de los puntos.

Figura 59. Comparación de costos de inspección



## **10. RECOPIACIÓN SISTÉMICA DE LA INFORMACIÓN**

Las empresas del sector eléctrico, en la actualidad poseen un registro actualizado y organizado de las actividades de mantenimiento, enfocado a un mayor control y manejo de los datos.

Con el diseño o manejo de una base datos se establece un orden adecuado de la información, permitiéndonos así realizar modificaciones, registros y control de los activos físicos de la empresa.

Debe ser una herramienta fácil y sencilla que agrupe esta información, brindando accesibilidad a los diferentes elementos, para el procesamiento de datos. Una de ellas puede ser el software SAP – Modulo de mantenimiento o Elipse.

A fin de manejar información referente al activo como: inventario de equipos, características técnicas (placas y folletos), generalidades (equipos críticos) o datos del equipo (historial de fallas u hoja de vida), análisis de fallas (posibles causas y modos de falla), actividades de mantenimiento (cronograma para la realización de las acciones de mantenimiento, el plan de actividades para la buena gestión y desarrollo del programa y el plan de inspección) y el inventario de repuestos.

## 11. RECOMENDACIONES

- Es necesaria la adquisición de equipos de diagnóstico de última tecnología para que TSM Colombia SAS, se mantenga en la vanguardia y competitividad para la ejecución de proyectos de mantenimiento predictivo.
- Capacitar continuamente al personal de la empresa TSM Colombia SAS encaminando a la búsqueda de métodos más adecuados y beneficios pertinentes al mantenimiento basado en condición. Dirigido a todo el talento humano para que estén actualizadas y certificadas en la enseñanza de las herramientas del mantenimiento de diagnóstico.
- Tener siempre informado a todo el personal de la empresa de los cambios y decisiones que se tomen por parte de las directrices de la empresa.
- Incentivar o fomentar al personal moralmente para que creen un auténtico sentido de pertenecía.
- Facilitar al inspector oportunamente de todos los manuales e información necesaria para el desarrollo de las tareas de mantenimiento o establecer un sitio donde puedan acceder a ellos cuando lo requieran.

## 12. CONCLUSIONES

- El CBM es un proceso de renovación de inspección de los procesos de la empresa, en forma permanentemente, el cual no se puede limitar a unas metas, pues siempre habrá algo para mejorar. Y es una estrategia eficaz para transformar la compañía, incrementar la capacidad de los equipos, reducir las pérdidas de la operación, todo esto, basado en técnicas de mantenimiento predictivo.
- El desarrollo de estrategias de mantenimiento basado en condición, soportado por un talento humano de alta experiencia, conocimiento e investigación, fortalecen la de operación, mejoran la producción, disponibilidad, confiabilidad y conservación de los activos.
- En la investigación y el análisis de las posibles fallas que puedan afectar el sistema eléctrico el talento humano es primordial, en la generación de resultados o diagnósticos de mayor confiabilidad, todo esto con el propósito de reducir costos y tiempos de mantenimiento debido a un mal diagnóstico.
- El interés actual de las empresas por mejorar sus procesos de operación, permite el desarrollo de un plan de mantenimiento basado en condición para asegurar la máxima disponibilidad de sus activos físicos.
- La propuesta del plan de mantenimiento basado en condición, descrito en este trabajo, maximiza la eficiencia y disponibilidad de las unidades y equipo, reduciendo costos de operación y prolongando la vida del equipo.
- Con el diseño de los manuales para cada activo, se logra la mejora de actividades, así como una adecuada organización de las áreas del mantenimiento y la conservación de los activos físicos.

- La creación de los instructivos de las actividades de mantenimiento predictivo, contribuye a que el trabajo se lleve a cabo de una forma más ordenada y eficiente.
- En general el personal de inspección y el grupo de mantenimiento predictivo, toma conciencia de que cada día hay que mejorar más y que hay que aumentar la confiabilidad de los diagnósticos, por tanto estar preparados en un mercado laboral que ha comenzado ya a requerir esa clase de experiencia. Al mismo tiempo están contribuyendo a asegurar su fuente de trabajo. Es una situación donde todos ganan y no hay duda de que a medida que aprendan más acerca de los equipos, mejores posibilidades hay de que puedan detectar una condición anormal en cuanto ésta se presenta.
- La planeación y programación de mantenimiento predictivo y de inspección tiene como fin obtener una operación eficiente y segura con tendencia a prevenir las fallas y paros imprevistos con base en la inspección de los activos y la adecuada conservación de estos.
- Este proyecto proporciona bases, guías y fortalecimiento para realizar nuevas prácticas e investigaciones futuras por los estudiantes de la Escuela de Ingeniería mecánica.
- El desarrollo del proyecto nos permitió poner en práctica los conocimientos y destrezas adquiridas en el proceso de formación de la especialización. Además nos permitió obtener nuevos conocimientos, experiencias, brindándonos un gran aporte para el desarrollo profesional.
- Trabajar con los tres tipos de inspección, utilizándolos eficientemente con la toma de puntos donde realmente es necesario dependiendo del método; asegura la confiabilidad de los diagnósticos. Pues además de que es más certera la ubicación de las fallas, el valor viene siendo el 45% del valor que si le tomaran a todos los puntos, como normalmente se hace.

## BIBLIOGRAFÍA

ADLER-INSTRUMENTOS, Camaras uv efecto corona, [Consultado 07-09-2014]. Disponible en: <<http://www.adler-instrumentos.es/producto.asp?id=76>>

BORRAS PINILLA, Carlos. Principios de mantenimiento. Libro, especialización en gerencia de mantenimiento. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander, Facultad de Ingenierías Físico-mecánicas, Escuela de Ingeniería Mecánica, 2013. 150 p

CASTRO, Juan Carlos. Curso de subestaciones eléctricas- Ingeniería Electromecánica – UPTC – Seccional Duitama. Agosto 2009

CORREDOR RINCÓN, Rogelio Alberto y FARFAN BETANCOURTH, Russbell. Análisis del sistema de gestión de mantenimiento de las subestaciones eléctricas del departamento de Casanare. Monografía: Especialista en Gerencia de Mantenimiento. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander, Facultad de Ingenierías Físico-mecánicas, Escuela de Ingeniería Mecánica, 2005. 81 p.

DUFFUA Salih O.; RAOUF, A y CAMPBELL, Jhon Dixon. Sistemas de mantenimiento planeación y control. Mexico . Edit. Limusa Wiley. 2002, 419 p

GARCIA, Alfonso. Memorias de clase de mantenimiento predictivo: análisis de vibraciones y termografía. Especialización de gerencia de mantenimiento. UIS. Bucaramanga, 2013

GARCÍA PALENCIA, Oliverio. Gestión Moderna del Mantenimiento Industrial. Ediciones de la U. Bogota, 2012, 322 p.

FLORES. Carlos E. Artículo: Equipo de diagnóstico – Mantenimiento centrado en la condición. Facultad de ingeniería – Universidad Rafael Landívar. [Consultado 07-09-2014] Disponible en: <[http://www.tec.url.edu.gt/boletin/URL\\_01\\_MEC01.pdf](http://www.tec.url.edu.gt/boletin/URL_01_MEC01.pdf)>

LABAIEN, Eñaut y CARRASCO, Gorka. Mantenimiento predictivo – Curso sobre mantenimiento predictivo y sus distintas técnicas de aplicación – Predictove. UPTC. Tunja, Nov 12 2009.

MENDEZ, David. Fallas en una línea de transmisión provocadas por contaminación en el aislamiento. Tesis de ingeniería. Xalapa, Veracruz, Universidad Veracruzana, 2010. 131 p

MOUBRAY, John. Mantenimiento centrado en confiabilidad – Segunda Edición Mexico: Aladon, 2004. 348 p.

.

RAMIREZ, Samuel. Redes de distribución de energía - Tercera edición. Universidad Nacional de Colombia. Sede Manizales. Enero de 2004. 151 p

RODRÍGUEZ LIZCANO, Marlon Dennis. Modelo de gestión del mantenimiento preventivo y predictivo para las subestaciones de la empresa de energía de Cundinamarca. Monografía: Especialista en Gerencia de Mantenimiento. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander, Facultad de Ingenierías Físico-mecánicas, Escuela de Ingeniería Mecánica, 2009. 175 p.

TAVARES, Lourival Augusto. Optimización de Mantenimiento. Rio de Janeiro. [Consultado 10-09-2014]. Disponible en Internet: <[www.datastream.net](http://www.datastream.net).>

TECNICONTROL, Cronografía ultravioleta, [Consultado 10-09-2014]. Disponible en Internet:  
<<http://portal.tc.com.co/tecnicontrol/soluciones/confiabilidad-operacional/coronografia>>

## ANEXO A. INVENTARIO GENERAL DE EQUIPOS

### 1. Subestaciones de potencia (bahías de 230/115/34,5/13,2 KV)

Para este ítem, se tienen en cuenta las siguientes características y componentes: configuración de la subestación, bahías y equipos.

Tabla 1. Inventario S/E de Potencia

No.	NOMBRE	CONFIGURACION DE LA S/E	No. BAHIAS	TIPO DE ESTRUCTURA							
				DPS	TC's	TP's	SCC	INT	TP	B/A	C/M-C
1	S/E PAIPA	BARRAJE DOBLE CON SECCIONADOR DE TRANSFERENCIA	13	39	39	39	42	39	5	12	10
2	S/E SAN ANTONIO	BARRAJE DOBLE CON SECCIONADOR DE TRANSFERENCIA	10	30	30	30	39	30	3	9	20
3	S/E HIGUERAS	BARRAJE SENCILLO	3	9	9	9	6	9	1	6	6
4	S/E DONATO	BARRAJE DOBLE CON BY-PASS	5	15	15	15	12	15	3	6	9
5	S/E LA RAMADA	BARRAJE SENCILLO	3	9	9	9	6	9	1	6	5
6	S/E CHIQUINQUIRA	BARRAJE SENCILLO	3	9	9	9	6	9	1	6	7
7	S/E GUATEQUE	BARRAJE SENCILLO	3	9	9	9	6	9	1	6	5
8	S/E SANTA MARIA	BARRAJE SENCILLO	3	9	9	9	6	9	1	6	4
9	S/E BOAVITA	BARRAJE SENCILLO	3	9	9	9	6	9	1	6	4
<b>SUB TOTAL</b>			<b>46</b>	<b>138</b>	<b>138</b>	<b>138</b>	<b>129</b>	<b>138</b>	<b>17</b>	<b>63</b>	<b>70</b>
<b>TOTAL ACTIVOS</b>				<b>831</b>							

Fuente. TSM Colombia SAS

Luego de tener el inventario general de los activos, se procede a la identificación de características técnicas de cada uno de ellos.

### 2. Subestaciones de transformación (34,5/13,2 KV)

La información perteneciente a este ítem, está dada por la capacidad del transformador, DPS, seccionadores tipo fusible o cuchilla.

Tabla 2. Inventario S/E de Sub-transmisión

No.	NOMBRE	CONFIGURACION DE LA S/E	No. BAHIAS	TIPO DE ESTRUCTURA							
				DPS	TC`s	TP`s	SCC	INT	TP	B/A	C/M-C
1	S/E MARANTA	BARRAJE SENCILLO	2	6	6	6	6	6	1	6	4
2	S/E IRAKA	BARRAJE SENCILLO	2	6	6	6	6	6	1	6	5
3	S/E HUNZA	BARRAJE DOBLE CON BY-PASS	3	9	9	9	12	9	1	9	6
4	S/E SIRATA	BARRAJE SENCILLO	2	6	6	6	6	6	1	6	5
5	S/E PATRIOTAS	BARRAJE SENCILLO	2	6	6	6	6	6	1	6	6
6	S/E SUTAMARCHAN	BARRAJE DOBLE CON BY-PASS	3	9	9	9	12	9	1	9	1
7	S/E MONIQUIRA	BARRAJE DOBLE CON BY-PASS	3	9	9	9	12	9	1	9	7
8	S/E ARCABUCO	BARRAJE DOBLE CON BY-PASS	3	9	9	9	12	9	1	9	1
<b>SUB TOTAL</b>			<b>20</b>	<b>60</b>	<b>60</b>	<b>60</b>	<b>72</b>	<b>60</b>	<b>8</b>	<b>60</b>	<b>35</b>
<b>TOTAL ACTIVOS</b>				<b>415</b>							

Fuente. TSM Colombia SAS

Igualmente se procede a la toma de datos de características técnicas de los activos.

### 3. Estructuras de transmisión (Redes de 115 KV)

La información para este ítem, está dada por la configuración de la torre metálica, ya sea en suspensión o retensión, y los demás elementos que lo componen, como aisladores tipo disco (material en porcelana o vidrio), grapas, puentes y conectores.

Tabla 3. Inventario líneas de Transmisión

No.	NOMBRE	DISTANCIA - Km	TIPO DE ESTRUCTURA			CANT. EST.
			RETENSIÓN	PASO	SUSPENSION	
1	PAIPA - HIGUERAS	15	13	0	38	50
2	HIGUERAS - SAN ANTONIO - INDUSTRIAL	43	36	0	108	143
3	PAIPA - SAN ANTONIO DIRECTO	31	26	0	78	103
4	SAN ANTONIO - BOAVITA	92	77	0	230	307
5	SAN ANTONIO - LA RAMADA	10	8	0	25	33
6	DONATO - CHIQUINQUIRA	72	60	0	180	240
7	CHIQUINQUIRA - BARBOSA	65	54	0	163	217
8	SESQUILE - GUATEQUE	45	38	0	113	150

9	GUATEQUE - SANTA MARIA	43	36	0	108	143
<b>SUBTOTAL</b>		<b>416</b>	<b>347</b>	<b>0</b>	<b>1040</b>	<b>1387</b>
<b>TOTAL</b>			<b>1387</b>			

Ya que en estos activos se componen de elementos, se realiza un inventario (aisladores, grapas, etc., y se procede a la toma de características técnicas.

#### 4. Estructuras de sub-transmisión (34,5/13,2 KV)

La información para este ítem, está dada por la configuración de la estructura ya sea en poste de ferro-concreto, metálica o torrecilla metálica, ya sea en suspensión, paso o retensión, y los demás elementos que lo componen, como aisladores tipo disco (material en porcelana o vidrio), aisladores de pin (porcelana), grapas, puentes y conectores. Como ejemplo se citan algunos de los circuitos.

Tabla 3. Inventario líneas de Sub-Transmisión

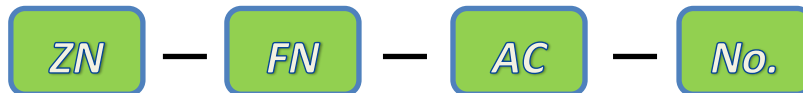
No.	NOMBRE	DISTANCIA - Km	TIPO DE ESTRUCTURA			CANT. EST.
			RETENSIÓN	PASO	SUSPENSIÓN	
1	HIGUERAS - CIUDADELA	15	21	35	14	70
2	HIGUERAS - MARANTA	43	24	39	16	79
3	HIGUERAS - IRAKA	31	9	16	6	31
4	PAIPA - CIUDADELA	92	28	47	19	94
5	MARANTA - BELEN	10	43	71	29	143
6	BELEN - TASCO	72	20	34	13	67
7	IRAKA - RIO CHIQUITO	65	23	38	15	76
8	RAMALES USO CHICAMOCHA	45	49	81	32	162
9	EL MORRO - PISBA	43	44	74	30	148
<b>SUBTOTAL</b>		<b>416</b>	<b>261</b>	<b>435</b>	<b>174</b>	<b>870</b>
<b>TOTAL</b>			<b>870</b>			

De igual forma cada estructura se compone de varios elementos y accesorios, de lo cual se toma inventario y condición de la misma. Cada uno de los ítems mencionados deben contener detalles específicos para su identificación.

## ANEXO B. SISTEMA DE CODIFICACIÓN

Composición: Zona – Función – Activo – Número de activo

Figura 1. Sistema de codificación



Fuente. Autores

La primera casilla corresponde al tipo de zona en la que se encuentra el equipo, es decir:

- CN: Centro
- NT: Norte
- SR: Sur
- OC: Occidente
- OR: Oriente

La segunda casilla corresponde a la clase de función que realiza el equipo según pertenezca, es decir:

- SE: Subestación de Potencia
- ST: Subestación de Transformación
- LT: Línea de transmisión
- LS: Línea de Sub-Transmisión

La tercera casilla corresponde al tipo de activo, es decir:

- TP: Transformador de potencia
- TC: Transformador de corriente
- TL: Transformador potencial

- SC: Seccionador de línea o barras
- IN: interruptor de potencia
- DP: Descargador para sobretensiones
- TC: Transformador de corriente
- AS: Cadena de Aisladores o conexiones
- TR: Torres de transmisión en retención
- TS: Torres de transmisión en suspensión
- TT: Transformador de Sub-Transmisión
- ER: Estructuras de retención
- ES: estructuras de suspensión
- EP: Estructuras de paso

Y la cuarta casilla corresponde al número activo que se le designa a cada equipo de la misma clase, es decir para el caso de transformadores de potencial se clasifican de la siguiente manera:

- 001: Transformador de potencial, bahía 01 – fase “R”
- 002: Transformador de potencial, bahía 01 – fase “S”
- 003: Transformador de potencial, bahía 01 – fase “T”
- 004: Transformador de potencial, bahía 02 – fase “R”
- 125: Torre de suspensión – Fase “S”

Como ejemplo se describe un equipo correspondiente a la subestación de potencia y una torre de transmisión.

Tabla 1. Codificación equipos

<i>Zona</i>	<i>Función</i>	<i>Activo</i>	<i>No.</i>
Centro	S/E Potencia	Transformador de potencial, bahía 01 – fase “T”	002
Norte	Línea de transmisor	Torre de Transmisión – Fase “S”	125

Fuente. TSM Colombia SAS

Y en forma de código se enuncia de la siguiente manera:

- **CN-SE-TP-002** = Transformador de potencial
- **NT-LT-TS-125** = Torre de suspensión

Es muy importante la visualización de esta codificación en campo, para lo cual se hace necesario el diseño de etiquetas correspondientes al código de identificación.