

Desarrollo de un modelo basado en confiabilidad para el análisis del desempeño de activos eléctricos, aplicado a los motores eléctricos de la industria del Oil & Gas

Astrid Clarissa Esparza Aponte

Trabajo de investigación presentado para optar por el título de ingeniera electricista

Director:

Gabriel Ordóñez Plata

Doctor en Ingeniería Industrial

Codirector:

Marvin Alfonso Castro Barrera

Especialista en Gerencia de Recursos Energéticos

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingenierías Fisicomecánicas

Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones

Bucaramanga

2020

Agradecimientos

A Dios por ayudarme a superar todas las dificultades y darme tranquilidad en los momentos difíciles.

A mi madre por su entrega, dedicación, resiliencia y forjarme como persona. Algún día espero ser como ella.

A Christian por su paciencia, comprensión y alentarme a continuar cuando sentía decaer.

A mis hermanos por ser mi motivación para salir adelante.

A mi familia por su apoyo incondicional, por demostrarme que con esfuerzo los sueños se hacen realidad.

A mi padre por su colaboración, demostrarme que es posible salir adelante y que se debe luchar por las metas.

A Marvin, un gran profesional y ser humano, por siempre estar dispuesto a enseñarme.

A Gabriel por su diligencia, compromiso y hacer esto posible.

A todo el equipo de trabajo de Confiabilidad Eléctrica de Ecopetrol S.A. por el apoyo brindado y hacerme sentir parte de su grupo.

A todos quienes hicieron parte de mi formación profesional y personal.

Contenido

	Pág.
Introducción	17
1. Objetivos	20
1.1 Objetivo General.....	20
1.2 Objetivos Específicos.....	20
2. Motores Eléctricos	21
2.1 Identificación de la población de motores eléctricos.....	21
2.2 Clasificación de las fallas de motores eléctricos.....	23
2.2.1 Fallas en rodamientos.	24
2.2.2 Fallas en el estator.....	33
2.2.3 Fallas en el rotor.....	36
3. Estructuración de los datos de mantenimiento de motores eléctricos.....	36
3.1 Estandarización del equipo	39
3.2 Estandarización de las fallas de motores eléctricos	40
4. Procedimientos de diagnóstico y equipos de medición utilizados.....	43
4.1 Análisis del circuito eléctrico del motor “Motor Circuit Analysis (MCA)”.....	45
4.2 Monitorización de la temperatura del motor eléctrico	51

4.2.1 Termómetro infrarrojo.	51
4.2.2 Termografía.....	53
4.2.3 Sensor de temperatura.....	55
4.3 Aislamiento Eléctrico.....	58
4.3.1 Corrección de la resistencia de aislamiento por temperatura.....	59
4.4 Técnica de medición con ultrasonido	60
4.5 Modos de falla y técnicas de diagnóstico asociadas	64
5. Modelo para el análisis de la condición del activo	66
5.1 Aislamiento.....	68
5.2 MCA (Motor Circuit Analysis).....	72
5.3 Temperatura	78
5.4 Ultrasonido.....	82
5.5 Análisis de la condición de los motores eléctricos de la planta industrial.....	87
6. Indicadores básicos de clase mundial	90
6.1 Disponibilidad.....	91
6.2 Confiabilidad.....	95
6.3 Mantenibilidad	96
6.4 Resultado de los indicadores básicos	98
6.5 Evaluación de los indicadores mediante “Benchmarking”	101
7. Conclusiones	107

8. Recomendaciones 110

Referencias Bibliográficas 111

Apéndices..... 114

Lista de Figuras

	Pág.
Figura 1. Población de los motores eléctricos según su clasificación inicial.	22
Figura 2. Distribución de fallas. Adaptado de (Bazurto, Quispe, & Mendoza, 2017).....	24
Figura 3. Modos de falla en el estator. Obtenido de (EASA, 2004).....	33
Figura 4. Fallas en el rotor de los motores eléctricos. Adaptado de (EASA, 2004).....	36
Figura 5. Taxonomía de clasificación de equipo. Obtenido de (EASA, 2004)	38
Figura 6. Segmento de tabla de la denominación de equipos en la industria del Oil & Gas. Obtenido de (BSI, 2016).....	39
Figura 7. Modos de falla definidos en SAP para motores eléctricos	42
Figura 8. Curva P-F. Tomado de (Moubray, 2004).....	44
Figura 9. Instrumento ALL-Test Pro 5 TM . Obtenido de (ALL-TEST PRO 5 TM , 2019).	45
Figura 10. Medida de los diámetros de punto de exploración de un termómetro infrarrojo Fluke 63 a tres distancias. Obtenido de (“Cómo Obtener Excelentes Resultados Con Un Termómetro Infrarrojo Fluke,” n.d.).....	53
Figura 11. Campo visual correcto. Obtenido de (Imager, 2006).	54
Figura 12. Compensación de la temperatura reflejada. Obtenido de (Imager, 2006).....	54
Figura 13. Termogramas en sistemas eléctricos. Obtenido de (CASTRO BARRERA, 2005). ..	55
Figura 14. Indicación de los puntos de medición en las rondas de temperatura.....	57
Figura 15. Instrumento de medición con la que es realizada la ronda de aislamiento. Tomado de: Ecopetrol S.A. Instructivo para medición de aislamiento a equipos de media tensión,	58

Figura 16. Factor de corrección de temperatura para los sistemas de aislamiento termoplástico y termoestable. Adaptado de (Society, 2013).	60
Figura 17. Instrumento de medición de ultrasonido STD270. Tomado de (SDT support, n.d.). .	61
Figura 18. Curva de intervalo C-P-F de condición de equipos mediante ultrasonido. Obtenido de (Primera & Galván, n.d.).....	63
Figura 19. Contenido de la herramienta realizada para aislamiento eléctrico	69
Figura 20. Información general de la herramienta realizada para aislamiento eléctrico	70
Figura 21. Base de datos de la herramienta realizada para aislamiento eléctrico.....	71
Figura 22. Base de datos según el área de ubicación para la herramienta de aislamiento eléctrico	71
Figura 23. Visualización por motor de la herramienta realizada para aislamiento eléctrico	72
Figura 24. Contenido de la herramienta realizada para MCA	74
Figura 25. Información general de la herramienta realizada para MCA brindada en el capítulo anterior.	75
Figura 26. Base de datos de la herramienta realizada para MCA con función semáforo	76
Figura 27. Base de datos según el área de ubicación para la herramienta de MCA	77
Figura 28. Visualización por motor de la herramienta realizada para MCA	77
Figura 29. Contenido de la herramienta realizada para temperatura	79
Figura 30. Información de la herramienta realizada para temperatura	80
Figura 31. Base de datos de la herramienta realizada para temperatura.....	80
Figura 32. Base de datos según el área de ubicación para la herramienta de temperatura	81
Figura 33. Visualización por motor de la herramienta realizada para temperatura	82
Figura 34. Contenido de la herramienta realizada para ultrasonido	84

Figura 35. Base de datos de la herramienta realizada para ultrasonido	84
Figura 36. Base de datos según el área de ubicación para la herramienta de ultrasonido	85
Figura 37. Visualización por motor de la herramienta de ultrasonido.....	86
Figura 38. Análisis de condición de los motores eléctricos.....	89
Figura 39. Proceso para usar KPI y comparar el desempeño del activo (ISO 14224, 2016).....	90
Figura 40. Estados de disponibilidad e indisponibilidad (Lemaire, 1986)	94
Figura 41. Resumen de los indicadores básicos de desempeño aplicado a los motores eléctricos.	106

Lista de Tablas

	Pág.
Tabla 1. Fatigas los elementos rodantes de los motores eléctricos.....	24
Tabla 2. Fatigas de motores eléctricos en los cojinetes de fricción.....	27
Tabla 3. Patrones de fallas en el estator de los motores eléctricos.....	33
Tabla 4. Clasificación de los motores eléctricos en la compañía.....	40
Tabla 5. Estandarización de los modos de falla de motores eléctricos.....	41
Tabla 6. Modos de falla gestionados por confiabilidad en la planta industrial.....	42
Tabla 7. Pautas para la prueba de la resistencia de aislamiento.....	47
Tabla 8. Resistencia de aislamiento mínima recomendada a 40°C (Todos los valores en MΩ) .	47
Tabla 9. Tolerancia, respecto al valor medido, de los parámetros para motores con el rotor separado del estator.....	49
Tabla 10. Tolerancia de parámetros para motores ensamblados.....	49
Tabla 11. Análisis de tendencias de motores trifásicos de CA y bobinados individuales.....	50
Tabla 12. Temperatura de RTD vs. Resistencia.....	56
Tabla 13. Voltaje de Inyección de la prueba implementada por la compañía.....	58
Tabla 14. Factor de corrección de temperatura para los sistemas de aislamiento del estator termoplástico y termoestable.....	60
Tabla 15. Foco de la gestión de motores eléctricos mediante las herramientas diseñadas.....	65

Tabla 16 . Estrategia de Mantenimiento de Motores Eléctricos de la GRB ECOPETROL 2019.	67
Tabla 17. Guía de control y ventana operacional para la herramienta de MCA.....	73
Tabla 18. Indicadores matemáticos de confiabilidad, mediante distribución exponencial.....	96
Tabla 19. Indicadores básicos según los datos documentados en el año 2019 en la GRB.	99
Tabla 20. MTBF para los modos típicos de falla según Shell.	101
Tabla 21. Porcentaje por año de falla brindado por Shell.....	102
Tabla 22. Indicadores básicos según la información brindada por Shell.....	103

Lista de Apéndices

Apéndice A. Descripción de los motores eléctricos encontrados en la planta industrial	114
Apéndice B. Exportar inventario de motores eléctricos desde SAP	121
Apéndice C. Ítems mantenibles de los motores eléctricos según SAP	125

(Ver apéndices adjuntos en el CD)

Apéndice D. Inventario de los motores eléctricos de la planta industrial exportado desde SAP	
Apéndice E. Motores eléctricos definidos como críticos en la planta industrial	
Apéndice F. Herramienta desarrollada para la técnica de diagnóstico de aislamiento eléctrico	
Apéndice G. Herramienta desarrollada para la técnica de diagnóstico de MCA	
Apéndice H. Herramienta desarrollada para la técnica de diagnóstico de temperatura	
Apéndice I. Herramienta desarrollada para la técnica de diagnóstico de ultrasonido	
Apéndice J. Motores eléctricos intervenidos en la planta industrial	

Acrónimos

CC	Corriente Continua
CA	Corriente Alterna
EM	Electric Motor
GRB	Refinería General de Barrancabermeja
KPI	Key Performance Indicators
λ	Tasa de falla
μ	Tasa de reparación
MTBF o METBF	Mean Time Between Failures
MTTF	Mean Time To Failures
MTTRes	Mean Time To Restoration
MFDT	Mean Fault Detection Time
MRT	Mean Overall Repairing Time
MDT	Mean Down Time
MUT	Mean Up Time
RTD	Resistance Temperature Detector
MCA	Motor Circuit Analysis
SAP	System, Applications and Products
TVS	Test Value Static

Resumen

Título: Desarrollo de un modelo basado en confiabilidad para el análisis del desempeño de activos eléctricos, aplicado a los motores eléctricos de la industria del Oil & Gas *

Autor: Astrid Clarissa Esparza Aponte **

Palabras Clave: Motores eléctricos, confiabilidad, disponibilidad, gestión de activos, tratamiento de datos.

Descripción:

La gestión de activos necesita de datos que por lo general requieren de herramientas y procesos para recopilar, reunir, analizar, administrar y usar. La creación y el uso de herramientas pueden estimular y mejorar el conocimiento organizacional y la toma de decisiones. El tratamiento de datos en los diferentes tipos de monitorización para diagnosticar la condición y el desempeño de los activos eléctricos resulta fundamental para evitar fallas recurrentes y detectar malos actores. Además, evitar efectos que puedan ser una amenaza para la confiabilidad y la disponibilidad de los equipos, por ejemplo, la parada de los procesos realizados en la planta industrial.

Inicialmente, se hizo la documentación de las fallas que podrían presentar los motores eléctricos en las principales localizaciones de estas máquinas con el fin de demostrar la importancia de las técnicas de medición implementadas o identificar aquellas que deberían hacer parte de la estrategia de mantenimiento basada en confiabilidad y disponibilidad. Además, se diseña e implementa algunas herramientas para facilitar la detección de los modos de falla identificados por las técnicas de medición, las cuales brindan información de la condición en que se encuentran los motores eléctricos. Se manejan estándares como la ISO 14224 con el fin de incrementar la veracidad de la información y evitar sesgos debidos a la interpretación de las personas. Finalmente, se evalúa el desempeño que los motores eléctricos mediante indicadores claves de desempeño como la confiabilidad y la disponibilidad comparados a los obtenidos por otra compañía petrolera.

* Trabajo de Grado

** Facultad de Ingenierías Fisicomecánicas. Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones. Director: Gabriel Ordoñez Plata, Codirector: Marvin Alfonso Castro Barrera.

Abstract

Title: Development of a model based on reliability for the analysis of the performance of electrical assets, applied to the electric motors of the Oil & Gas industry*

Author: Astrid Clarissa Esparza Aponte **

Key Words: Electric motors, reliability, availability, asset management, data processing.

Description:

Asset management requires data that usually requires tools and processes to collect, gather, analyze, manage and use. The creation and use of tools can stimulate and improve organizational knowledge and decision making. The treatment of data in the different types of monitoring to diagnose the condition and performance of electrical assets is essential to avoid recurrent failures and detect bad actors. In addition, avoid effects that may be a threat to the reliability and availability of equipment, for example, the shutdown of processes performed at the industrial plant.

Initially, documentation was made of the failures that electric motors could present in the main locations of these machines in order to demonstrate the importance of the measurement techniques implemented or identify those that should be part of the maintenance strategy based on reliability and availability. In addition, some tools are designed and implemented to facilitate the detection of the failure modes identified by the measurement techniques, which provide information on the condition of the electric motors. Standards such as ISO 14224 are managed in order to increase the veracity of the information and avoid biases due to the interpretation of people. Finally, the performance of electric motors is evaluated through key performance indicators such as reliability and availability compared to those obtained by another oil company.

* Bachelor Thesis

** Facultad de Ingenierías Fisicomecánicas. Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones. Director: Gabriel Ordoñez Plata, Codirector: Marvin Alfonso Castro Barrera.

Introducción

La gestión de activos necesita de datos que por lo general requieren de herramientas y procesos para recopilar, reunir, analizar, administrar y usar. La creación y el uso de herramientas pueden estimular y mejorar el conocimiento organizacional y la toma de decisiones. Adicionalmente, la recolección de datos proporciona la posibilidad de evaluación del desempeño basado en indicadores como la confiabilidad y la disponibilidad. Haciendo uso del software SAP, utilizado por la organización para la planificación de los recursos de mantenimiento, se obtendrá información que permita conocer la población existente de motores eléctricos en la Refinería General de Barrancabermeja - ECOPETROL.

Antes de realizar las herramientas para el análisis de la condición del activo, es necesario identificar los modos de falla presentes en los motores eléctricos a tratar para detectar los puntos frágiles de su condición. Encontrar cuales de los fallos son recurrentes es un aspecto crucial para la identificación de oportunidades de mejora en su diseño o en su estrategia de mantenimiento y confiabilidad. Por consiguiente, la gestión de información de la monitorización del activo de una compañía permitiría determinar las causas de fallos latentes y dar el diagnostico de manera oportuna, usando ventanas operacionales para el comportamiento confiable del activo.

Los elementos del sistema de gestión de activos están conformados no solo por el mantenimiento implementado en los activos. Sino también por un conjunto de herramientas, políticas, planes, procesos de negocios y sistemas de información, integradas para que los planes en la gestión de activos se cumplan. En cuanto al mantenimiento, hay diferentes tipos de estrategias como: correctivo, preventivo y predictivo. El mantenimiento predictivo cuenta con la gran ventaja

de permitir la detección temprana de fallas, minimizando de manera significativa tiempos muertos del equipo debido a paradas de planta no programadas generadas por las fallas de los equipos, además se usa como un modo de optimizar el mantenimiento preventivo, identificando el momento oportuno para realizar una intervención.

En este trabajo de grado se diseñará y realizará un modelo que permita recolectar datos para el diagnóstico de los motores eléctricos, identificando los modos de falla para una población establecida, basándose en las diferentes técnicas de diagnóstico implementadas en el mantenimiento predictivo y el análisis del equipo a partir de los parámetros medidos. El software utilizado en la herramienta es Excel, debido a que se encuentran facilidades en algunos instrumentos de medición como exportar las medidas a un formato compatible con este, permitiendo la extracción de información y la recolección de los datos de manera rápida. Además, se documentaran los posibles modos de falla que se puedan presentar y serán llevados a un estándar internacional como la ISO 14224 (ISO 14224, 2016), para focalizar esfuerzos y mejorar la efectividad de las acciones.

Una forma de verificar la efectividad de la estrategia y evidenciar posibles oportunidades de mejora es evaluando el desempeño del equipo en la planta industrial. Esto se puede conseguir mediante el seguimiento de indicadores internacionales y comparando el comportamiento del activo con respecto a otros referentes industriales del Oil & Gas en el mundo. Por lo tanto, se establecen criterios de diagnóstico con el fin de conocer la condición del motor eléctrico oportunamente, tomar decisiones que optimicen el mantenimiento preventivo actual y minimizar el mantenimiento correctivo efectuado que presentan un impacto negativo en la disponibilidad del equipo, logrando con ello mejorar la confiabilidad de los motores eléctricos. El modelo diseñado evalúa mediante indicadores como la confiabilidad y la disponibilidad, a partir de los datos

históricos de motores eléctricos intervenidos en la planta industrial para un periodo de tiempo determinado para luego ser comparados con industrias petroleras internacionales y así, determinar en qué estado se encuentra el activo.

1. Objetivos

En esta sección se plantean los objetivos del trabajo de grado.

1.1 Objetivo General

Diseñar e implementar un modelo de análisis de condición del activo, para incrementar la confiabilidad y disponibilidad de los motores eléctricos de una planta industrial.

1.2 Objetivos Específicos

Para lograr el objetivo general se proponen los siguientes objetivos específicos:

- Documentar las posibles fallas de los motores eléctricos en una planta industrial, estableciendo los modos de fallas gestionados para el activo en la planta industrial.
- Definir ventanas operacionales de las variables determinadas para el análisis de condición del activo con respecto a las monitorizaciones realizadas en la empresa.
- Diseñar y desarrollar una herramienta para monitorizar el estado de los motores eléctricos, basándose en el análisis de datos de las técnicas utilizadas en la industria.
- Establecer criterios dentro del proceso de diagnóstico para la toma de decisiones basados en indicadores claves de desempeño.

2. Motores Eléctricos

En este capítulo inicialmente se identifican los motores eléctricos de la planta industrial a partir de la información consolidada en SAP y posteriormente se realiza una descripción de las fallas enfocada en la localización de éstas y se establecen los modos de falla gestionados en la planta industrial.

Los motores eléctricos son aquellas máquinas capaces de transformar o aprovechar la energía eléctrica y convertirla a energía mecánica. Se pueden clasificar según el tipo de corriente que utiliza, ya sean motores de corriente alterna o corriente continua, trifásicos o monofásicos, en el Apéndice A, se encuentra la descripción de los motores eléctricos de la planta industrial con el fin de dar una base de sus aspectos constructivos y/o de funcionamiento.

2.1 Identificación de la población de motores eléctricos.

Según el inventario obtenido de SAP (ver Apéndice D), software utilizado para el procesamiento de datos de los equipos de la Refinería General de Barrancabermeja - ECOPETROL S.A., la población total de motores eléctricos encontrados en una planta industrial de Oil & Gas en específico es de 2412 activos, los cuales están conformados por: PMEMIL, que corresponde a los motores de inducción de baja tensión, PMEMSI, son los motores eléctricos sincrónicos,

PMEMIM, son los motores eléctricos de inducción de media tensión y por último PMEMDC, que hace referencia a los motores eléctricos de corriente continua.

Sin embargo, los motores eléctricos sincrónicos son a su vez motores de media tensión y dentro del modelamiento serán manejados como motores de corriente alterna de media tensión. Por lo tanto, los motores eléctricos de la planta se clasifican de la siguiente manera: motores eléctricos de CC que corresponden al 0,29% de la población, el 6,88% son motores eléctricos de inducción de inducción de media tensión, el 0,54% son motores eléctricos sincrónicos y el 92,29% son motores eléctricos de baja tensión. El procedimiento para la obtención de datos de motores eléctricos se realizó como se muestra en el Apéndice B. De esta primera fase resultan únicamente tres categorías: los motores eléctricos de corriente alterna de baja tensión, media tensión y motores de corriente continua, los cuales conforman la población mostrada en la Figura 1.

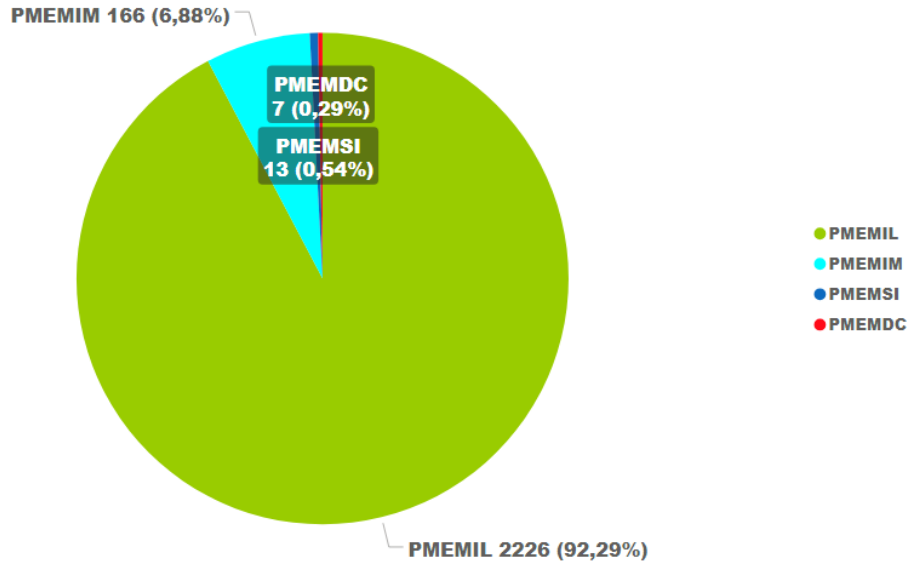


Figura 1. Población de los motores eléctricos según su clasificación inicial.

Otra clasificación que es útil para el enfoque en la gestión de los 2412 motores es la identificación de motores críticos, los cuales generan indisponibilidad en la operación, pérdidas o

lucro cesante en los planes de producción o afectaciones en el proceso (ver Apéndice E), cabe aclarar que dicha clasificación fue realizada según el criterio del ingeniero electricista encargado de cada planta de la cual surgen 415 motores eléctricos, representando el 17,206% de la población. Estos requieren una atención especial, como rondas adicionales para analizar su comportamiento.

Finalmente, se tiene que los motores eléctricos también se clasifican por el tipo de encerramiento, ya sea cerrado conformado por el 98,2% o abierto por el 1,8%; debido a su lubricación, es decir, si es lubricado con grasa o aceite, los cuales están divididos en el 93% y el 7%, respectivamente. Las clasificaciones mencionadas son aspectos importantes para la definición de la estrategia de mantenimiento estipulada por la GRB ECOPETROL S.A. mostrada en la Tabla 16.

2.2 Clasificación de las fallas de motores eléctricos

De acuerdo con la Figura 1, se identifica que la población de motores eléctricos de corriente continua es muy pequeña, por lo tanto, se toma la decisión de no considerar las fallas particulares de este tipo de motor para el diseño del modelo, sino en los modos de falla gestionados en la planta industrial para la familia de motores eléctricos.

Usualmente no se identifica la causa raíz de la falla sino donde ha ocurrido, pero esto solo permite conocer el componente donde falló. Tener únicamente la ubicación de la falla no es suficiente para proporcionarle una acción correctiva a la máquina y así prevenir que se presente nuevamente, más que esto se requiere encontrar la causa raíz de dicha falla (EASA, 2004).

En (Nandi, Toliyat, & Li, 2005), las fallas en los motores eléctricos según su localización se dividen en fallas en los rodamientos, en el estator, en el rotor y otros, el porcentaje de ocurrencia según su localización se muestra en Figura 2.

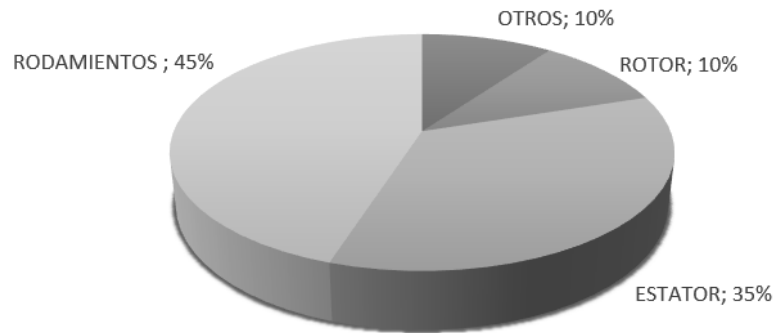


Figura 2. Distribución de fallas. Adaptado de (Bazurto, Quispe, & Mendoza, 2017)

2.2.1 Fallas en rodamientos. Las fallas en los rodamientos se pueden presentar debido a la falta de acciones cuando el motor se encuentra en condiciones de fatiga o estrés, las fatigas se encuentran generalmente en la pieza que permite el giro, es decir, sobre los elementos rodantes o sobre los cojinetes. Las fatigas presentadas en los elementos rodantes se describen en la Tabla 1 y en los cojinetes en la Tabla 2.

Tabla 1.

Fatigas los elementos rodantes de los motores eléctricos.

Tipo de fatiga	Explicación	Causas	Recomendaciones
Térmica	Un elemento rodante en temperaturas que no se exceda de 100°C, una temperatura normal de operación es de 80°C y se encontraría en alarma desde 90°C con la	El incremento en la temperatura puede darse por la temperatura de otros componentes (bobinado, rotor), así como por el lubricante (tipo, cantidad), por la	Se debe dimensionar apropiadamente

Tipo de fatiga	Explicación	Causas	Recomendaciones
Carga estática o dinámica	consideración de que si es grasa sintética se deben adicionar 30°C.	carga (dirección de la carga) o por el mismo (juego interno).	
	Cuando un elemento rodante no tiene una carga radial los elementos rodantes tienden a deslizarse produciendo calor y un posible daño.	Cuando un equipo del motor con elementos rodantes es sometido por más de 15 minutos a una prueba de funcionamiento o acoplamiento directo, lo que ocasiona que los elementos tiendan a deslizarse.	No someter los rodamientos a pruebas de funcionamiento o acoplamientos directos por un tiempo prolongado.
Vibración o impacto	Las vibraciones y el impacto ocasionan desgaste en los elementos rodantes.	Las vibraciones son resultado de desbalances en el rotor o el equipo manejado, un montaje incorrecto del motor o la carga y por vibraciones causadas por factores externos (construcciones, tráfico de carga pesada). Además, el desbalance de voltaje ocasiona corrientes de secuencia negativa, aumentando las vibraciones del motor.	No dejar por un tiempo prolongado las máquinas en estado inactivo o en reserva, ni dejar avanzar el impacto o la falla ya que está se incrementa a través del tiempo.
Ambiental	Cuando no se presenta una correcta ventilación o	La selección del lubricante	Manejar una correcta ventilación. Cuando se

Tipo de fatiga	Explicación	Causas	Recomendaciones
	<p>se expone a temperaturas de ambientes excesivos se puede ocasionar calentamiento. Así como se puede presentar humedad y por consiguiente corrosión en el rodamiento.</p>	<p>establecerse según la aplicación y condiciones de la máquina, este tiene un grado de resistencia a la humedad. Ya que la condensación puede ocasionar oxidación y una vez presente avanza rápidamente. La corrosión se puede presentar también por la presencia de materiales externos. Una mala ventilación y fuentes de calor radiante aún a una distancia considerable de la máquina puede incrementar la temperatura en el rodamiento.</p>	<p>requiera, proporcionar al aire de enfriamiento la recirculación a medida que aumenta su temperatura (espacios confinados como compresores).</p>
Mecánica	<p>Algunas fallas son producidas por la fricción la cual ocasiona rayaduras o por el deslizamiento del rodamiento o por el incremento de la carga dinámica, entre otras.</p>	<p>La desalineación del motor y el equipo manejado ocasiona un aumento en la carga dinámica del rodamiento. Un mal procedimiento de reparación o fabricación pueden ocasionar la pérdida total del espacio</p>	<p>Realizar un correcto diseño y selección de rodamientos según sea su aplicación. Evitar desalineación del motor y el equipo manejado. Cerciorarse de que se realice un correcto</p>

Tipo de fatiga	Explicación	Causas	Recomendaciones
Eléctrica	<p>Las descargas de corriente pasando a través del rodamiento pueden llegar a causar daños como picaduras en las pistas de los rodamientos. Éstas se asocian comúnmente a motores largos y medianos por disimetrías magnéticas en la construcción del mismo, pero al haber variadores de velocidad también son comunes en motores de pequeño tamaño, debido a voltajes de modo común.</p>	<p>en rodamientos, debido a un ajuste más apretado. Sin embargo, un ajuste muy flojo puede ocasionar deslizamiento y un aumento del calor.</p> <p>Las rupturas en la uniformidad en el rotor pueden causar caídas de tensión en el eje, por lo tanto, un riesgo para el equipo rodante. Ya sean laminaciones en corto, ruptura en las láminas del estator. Las tensiones en el equipo rodante pueden provenir del equipo o del proceso manejado.</p>	<p>procedimiento de reparación.</p> <p>de</p> <p>Cuando hay variadores de velocidad se deben aislar eléctricamente ambos rodamientos, a través de un recubrimiento dieléctrico en su superficie. Inspeccionar anomalías en la uniformidad del rotor y estator.</p>

Nota. Adaptado de (EASA, 2004; SIERRA, 2009)

Tabla 2.

Fatigas de motores eléctricos en los cojinetes de fricción.

Tipo de fatiga	Explicación	Causas	Recomendaciones
Térmica	El buen estado del rodamiento se basa principalmente en el buen estado de lubricación del cojinete. La temperatura del rodamiento depende del peso del rotor, velocidad rotacional y el tipo de aceite usado.	Los anillos que se mueven erráticamente pueden producir un giro más lento o el movimiento de menor cantidad de aceite, generando que el aceite haga espuma, lo que ocasiona el aumento de temperatura del rodamiento. A su vez el calor genera daños en el Babbitt (recubrimiento que controla la distancia entre los rodamientos) del rodamiento, este es ocasionado por contaminación en aceite, carencia o exceso de lubricación, corrientes eléctricas en el eje o temperaturas del ambiente excesivas.	Mantener la mínima fricción posible para así no ocasionar aumento en la temperatura. Hacer un adecuado mantenimiento del aceite. Incorporar limpiadores en los anillos para hacer más efectiva la transferencia del aceite.
Carga estática o dinámica	Existe una incompatibilidad entre la carga radial y los rodamientos de cojinetes. El soporte de empuje no está diseñado para	Una alineación incorrecta produce desgaste en la superficie de empuje. El desgaste pesado de un soporte de empuje se puede dar por una	Aplicaciones que conlleven esta alta carga radial deben ser reducidas o modificadas.

Tipo de fatiga	Explicación	Causas	Recomendaciones
	transportar cargas de colocación axial empuje continuas. Esta inadecuada en la sección se enfoca en el instalación o un acople desgaste ocasionado por defectuoso. cargas.		
Ambiental	Esta sección se basa en el aceite lubricante y las dificultades que se pueden producir debido a su ensuciamiento o posibles fugas.	La contaminación del aceite lubricante se puede producir por un ambiente sucio, falta de cambio de la lubricación, sellos dañados. El espacio libre del sello laberintico puede causar una fuga continua de aceite, esto se puede evidenciar por el aspecto de los devanados (sucios o empapados de aceite). Cuanto más tiempo, más suciedad se evidenciará, lo que puede ocasionar el daño del aislamiento. El exceso de espacio libre de los sellos laberinticos puede ocasionar que este entre en contacto con el eje y produzca calor. Al realizarse reparaciones en el eje, puede haber fugas	Inspeccionar posibles fugas y formación de lodos. Considera espacios típicos para el sello laberintico, dependiendo de la velocidad y el diámetro del eje. Los sellos laberinticos deben ser sellados con preferiblemente productos sin endurecimiento para facilitar el desmontaje futuro.

Tipo de fatiga	Explicación	Causas	Recomendaciones
Mecánica	<p>En este tipo de fatiga o estrés se pueden evidenciar fallas generalmente por un problema de ajuste o un espacio excesivo entre el rodamiento y el eje.</p>	<p>de aceite en ausencia de la ranura antideslizante, dentro de la cámara del rodamiento. Se puede presentar elevación en el diferencial de temperatura entre el aceite y el rodamiento, disminuyendo la posibilidad de enfriamiento, debido a problemas resultante de la acumulación de material extraño.</p> <p>Se pueden producir fallas en el rodamiento si el espacio entre el rodamiento y el eje es muy reducido ya que la carcasa no podrá expandirse. Así como un espacio excesivo puede conducir a movimiento indeseados (vibración). Los rodamientos de cojinetes son sensibles a la desalineación. El Babbitt o metal antifricción es una</p>	<p>El espacio entre el rodamiento y el eje es 0,001" más 0,001" por pulgada de diámetro del eje, sin embargo, se deben considerar factores como la velocidad de rotación, longitud del rodamiento, la viscosidad del aceite y la carga. Hay que considerar que la desalineación es más común en los cojinetes más largos. Inspeccionar la unión entre el Babbitt y</p>

Tipo de fatiga	Explicación	Causas	Recomendaciones
		<p>manera de proteger al eje de daños al caer sobre la carcasa del rodamiento, ya que el que se ve afectado es dicho material. Un mal ensamblaje puede ocasionar un contacto entre el rodamiento y el eje que puede no ser evidente sino hasta que se reconstruya el motor.</p>	<p>la carcasa del rodamiento, mediante ultrasonido.</p>
Vibración y choque	<p>En casos donde se presente este tipo de estrés es más difícil evaluar la falla sin considerar el sistema.</p>	<p>Puede ser causada por el desequilibrio del rotor, de la carga impulsada, defectos estructurales o vibración de equipos cercanos. Un desgaste alrededor del rodamiento indica un desequilibrio radial severo. Si el Babbitt se encuentra fracturado indica un impacto severo de la carga de choque. El desbalance de voltaje ocasiona corrientes de secuencia negativa,</p>	<p>Para encontrar la fuente de la falla es necesario analizar el sistema, es decir, de ser posible enviar el acoplamiento al mandar a reparar el motor.</p>

Tipo de fatiga	Explicación	Causas	Recomendaciones
Eléctrico	Aunque los cojinetes soportan corrientes eléctricas más elevadas que los elementos rodantes, la disimetría magnética puede causar corrientes que afecten los cojinetes.	<p>aumentando las vibraciones del motor.</p> <p>La tensión que actúa sobre los rodamientos de cojinetes puede darse por disimetría del motor o estator, laminaciones en corto, soldadura o unidades de frecuencia variable. La contaminación puede afectar el aceite, por lo tanto, evitar el aislamiento del rodamiento, de igual manera el agua. Cuando no se cambia el aceite en periodos prolongados el aceite se puede volver conductor. Se puede ocasionar una conexión a tierra por descuido al realizar soldadura, formando un arco en espacios pequeños libres.</p>	Usar aerosol térmico de óxido de aluminio para aislar la carcasa. Aplicar spray cerámico al eje, esto reduce la fricción y corrosión.

Nota. Adaptado de (EASA, 2004)

2.2.2 Fallas en el estator. Según (EASA, 2004), la mayoría de fallas en el estator se presentan por una combinación de varias fatigas sobre el devanado. En la Tabla 3 se encuentran las causas de fallo, según el posible factor del desgaste que ocasionaría un modo de falla en el estator del motor eléctrico. A continuación, se muestra en la figura 3 cinco modos de fallas.

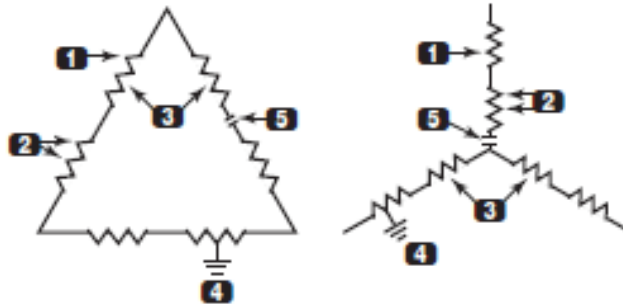


Figura 3. Modos de falla en el estator. Obtenido de (EASA, 2004)

Para lo cual se categorizan los siguientes modos de falla en el devanado del estator:

- 1) Corto entre espiras
- 2) Corto entre bobinas
- 3) Corto entre fases
- 4) Bobina a tierra
- 5) Circuito abierto

La Tabla 3 describe los posibles patrones de falla que se pueden presentar en el estator de un motor eléctrico.

Tabla 3.

Patrones de fallas en el estator de los motores eléctricos.

Patrón de desgaste	Modo de falla	Causas
Patrón de daño simétrico con todas las fases por sobrecalentamiento.	Ocurre por una combinación entre cortos circuitos y circuitos abiertos. Este también se puede encontrar conectado a tierra, debido a un calentamiento extremo.	Este tipo de desgaste se puede presentar por baja o alta tensión, carga excesiva, número excesivo de arranques, falta de ventilación, condiciones ambientales extremas, falla total del rodamiento. Además, el desbalance de voltaje ocasiona corrientes de secuencia negativa, aumentando la temperatura en el devanado.
Patrón de daño simétrico con algunas fases con sobrecalentamiento	Si la causa es interna, se tendrá un circuito abierto en las fases sin calentamiento tendrán un circuito abierto.	Este tipo de estrés se puede presentar por controles o fuentes de alimentación de una sola fase, cable del bobinado abierto, conexión incorrecta, fuente de tensión desequilibrada.
Patrón de daño asimétrico (el devanado está conectado a tierra)	Puede haber fallas de tipo bobinado a tierra o corto circuito entre espiras y fase a fase.	Se puede producir por la fricción del rotor contra la laminación del estator en el arranque o durante el funcionamiento. Aislamiento en condiciones desfavorables. Tensiones transitorias de sobrecargas conmutables o rayos. Contaminación o humedad. Descargas internas,

Patrón de desgaste	Modo de falla	Causas
		<p>superficiales o puntuales. Sobrecalentamiento en la ranura del estator por corrientes excesivas. Puede deberse a un desbalance de tensión o una referencia a tierra lo cual puede ocasionar flujos de corriente cero y producir una falla a tierra; los desbalances también pueden producir corrientes de secuencia negativa que culminarían como cortocircuito entre espiras, llegando a aumentar la temperatura y deteriorar el aislamiento, llevando la falla a un cortocircuito con mayor impacto.</p>
<p>Patrón de daño asimétrico (excluyendo tierras)</p>	<p>Se puede presentar falla fase a fase o bobina a bobina.</p>	<p>Golpes en el estator por: las pesas de equilibrio del rotor se aflojan y golpean el estator, los tornillos flojos y las aspas del ventilador. Un rotor defectuoso puede hacer que el estator falle. Las fallas en rodamientos, la desviación del eje o desalineación del rotor pueden dañar el estator.</p>

Nota. Adaptado de (EASA, 2004)

2.2.3 Fallas en el rotor. El rotor jaula de ardilla debe su nombre a su semejanza a la rueda de ejercicio en las jaulas de estos roedores, generando a su vez una popularidad al motor de inducción por su simplicidad, dado que su diseño es completamente abierto a diferencia al del estator.

Las fallas en el rotor son ocasionadas por esfuerzos a los que son sometidos como los que son mostrados a en la figura 4.

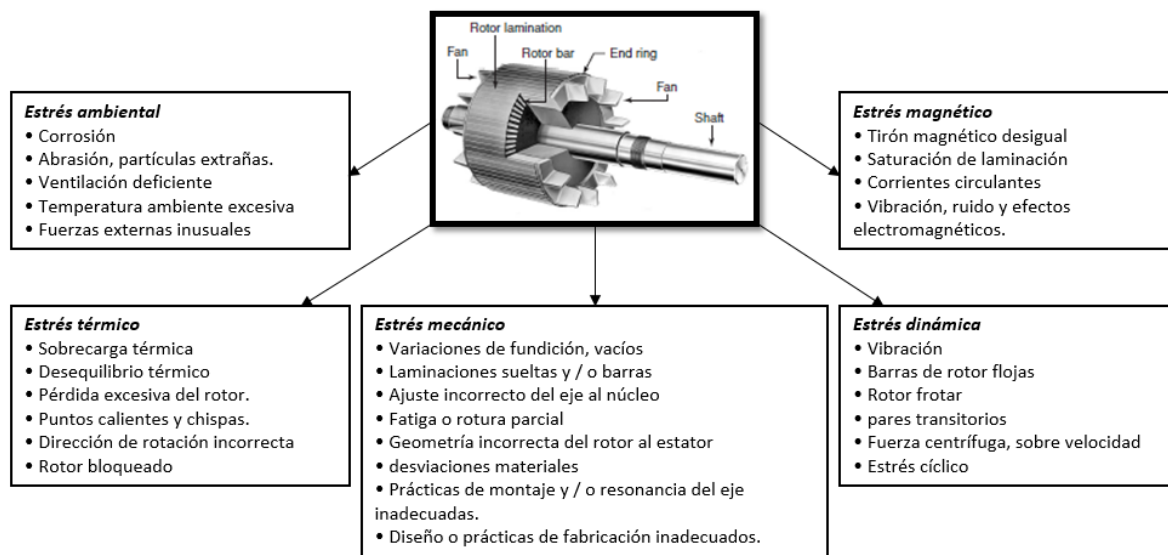


Figura 4. Fallas en el rotor de los motores eléctricos. Adaptado de (EASA, 2004)

3. Estructuración de los datos de mantenimiento de motores eléctricos

La recopilación de datos a nivel de mantenimiento y confiabilidad permite realizar un análisis de la condición de desempeño a nivel de planta y sistema establecido por varios tipos de equipos, para el caso en cuestión, los motores eléctricos (BSI, 2016). Los beneficios de la recopilación y el

análisis de datos son significativos, ya que proporcionan mayor claridad de las causas de eventos de falla.

Un factor clave para el análisis de datos es la estandarización del sistema, la cual permite obtener información certera y clara que ayude a la toma de decisiones, priorizar acciones y obtener mejoras sostenibles en la confiabilidad, mayor rentabilidad y seguridad. Además, una manera de evaluarse es al compararse con otras industrias, recopilando e intercambiando información, sin embargo, para que esto sea posible se requiere la estandarización. Una vez enfocados los puntos de vista en común entre industrias y plantas, entre otros, se facilita el intercambio de información entre ellas (BSI, 2016).

Debido a que el estándar ISO 14224, proporciona una base integral para la recolección de datos de confiabilidad y mantenimiento de manera estándar en la industria petrolera, de gas y petroquímica, se estandarizaron las fallas de motores eléctricos según esta norma. En la figura 5, se muestra la taxonomía de la estandarización para equipos, con la cual la compañía aplicó los códigos que eran convenientes para el tratamiento de datos.

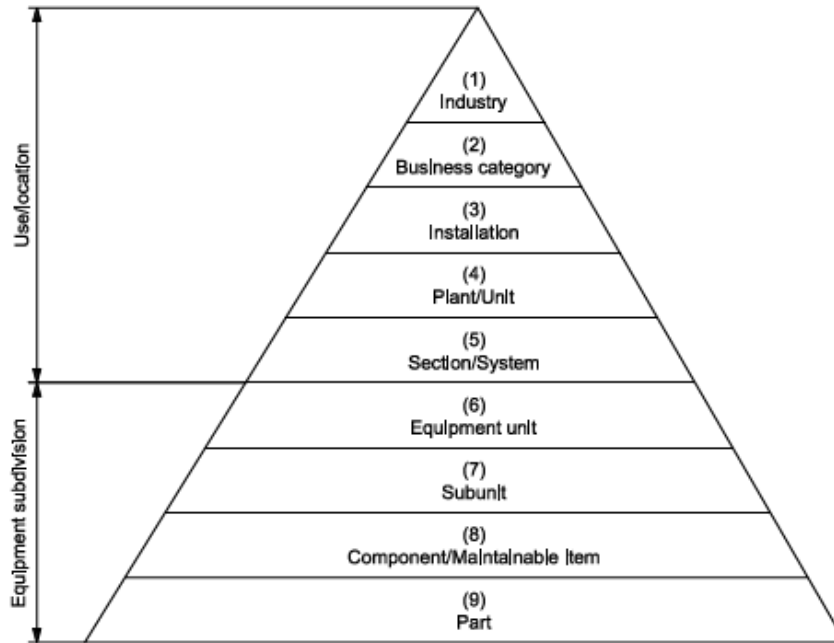


Figura 5. Taxonomía de clasificación de equipo. Obtenido de (EASA, 2004)

3.1 Estandarización del equipo

Según (BSI, 2016), una posible estandarización se puede dar según la clase de equipo que para este caso es EM la cual hace referencia a “Electric Motors” como se muestra en la Figura 6.

Equipment category	Equipment class — Level 6	Equipment class code	Example included in Annex A	References
Rotating (A.2.2)	Blowers and fans 8	BL	No	API/Std 673 API/Std 560
	Centrifuges	CF	No	
	Combustion engines	CE	A.2.2.1	ISO 8528 API RP 7C-11F API Spec 7B-11C
	Compressors	CO	A.2.2.2	ISO 10439 (all parts) ISO 13631 ISO 13707 ISO 10442 API/Std 617 API/Std 618 API/Std 619
	Electric generators	EG	A.2.2.3	BS 4999-140 IEEE C37.101 IEEE C37.102 NEMA MG 1
	Electric motors	EM	A.2.2.4	IEC 60034-12 IEC 60470 IEC 60947-4-1 API/Std 541 API/Std 547 NEMA MG 1
	Gas turbines	GT	A.2.2.5	ISO 3977 (all parts)

Figura 6. Segmento de tabla de la denominación de equipos en la industria del Oil & Gas. Obtenido de (BSI, 2016)

Una vez realizado lo anterior, se definen datos específicos del motor, es decir, si el equipo es de corriente continua o alterna, además de estos la empresa decidió agregar motores eléctricos sincrónicos y motores eléctricos de inducción de baja o media tensión. En la tabla 4, se muestran

los diferentes tipos de motores eléctricos según su clasificación, de acuerdo con la norma ISO 14224.

Tabla 4.

Clasificación de los motores eléctricos en la compañía.

Clase de Equipo		Tipo de Equipo	
Descripción	Código	Descripción	Código
Motores Eléctricos	EM	Sincrónicos	SI
		Corriente directa	DC
		Inducción baja tensión	IL
		Inducción media tensión	IM

La compañía a su vez hace referencia en su codificación cuando el equipo pertenece al Plan de Mantenimiento mediante la sigla (PM). Además del tipo de motor eléctrico se definen los ítems mantenibles mediante SAP para cada tipo de equipo, como se muestra en el Apéndice C.

3.2 Estandarización de las fallas de motores eléctricos

Es importante al realizar la estandarización de las fallas encontradas, utilizar información codificada para obtener información fácilmente de las bases de datos. Por lo tanto, se requiere seleccionar códigos correctos (sin dejar muy general ni muy específico a lo que se hace referencia). La información que resulta útil para el diagnóstico de condición de activos son los modos de falla que abarque la población más grande de motores eléctricos en la empresa, es decir, los motores eléctricos de corriente alterna. En la Tabla 5, se identifican los diferentes modos de falla establecidos en la norma ISO 14224 y posteriormente por la empresa.

Tabla 5.

Estandarización de los modos de falla de motores eléctricos.

Falla	Descripción	Ejemplo
AIR	Lectura anormal del instrumento de medición	Alarma falsa.
BRD	Ruptura	Daños graves como rupturas
ERO	Salida errónea	Oscilaciones, inestabilidad
ELU	Fuga externa por el proceso	Agua refrigerante, lubricante
FTS	Falla al arrancar en demanda	No enciende bajo demanda
HIO	Alto rendimiento	Sobre velocidad
LOO	Bajo rendimiento	Rendimiento inferior al aceptado
NOI	Ruido	Ruido anormal
OHE	Sobrecalentamiento	Partes mecánicas, agua refrigerante
PDE	Parámetro	Parámetro monitoreado excede límites
SER	Problemas menores en servicio	Decoloración, pérdida de detalle, suciedad
STD	Deficiencia de la estructura	Daños en el material como corrosión
STP	Falla para baja demanda	No para baja demanda
OTH	Otras	Fallas no detectadas
UNK	No identificada	Poca información para definir falla
UST	Parada repentina	Apagada inesperada
VIB	Vibración	Vibración anormal

Nota. Adaptado de (BSI, 2016)

En la figura 7, se muestran los modos de falla definidos por la empresa para motores eléctricos. Sin embargo, los modos de falla gestionados en la planta industrial por confiabilidad de equipo eléctrico se muestran en la Tabla 6, junto a la parte del equipo a las cuales está asociado el modo de falla, es decir, los ítems mantenibles mostrados en el Apéndice C.

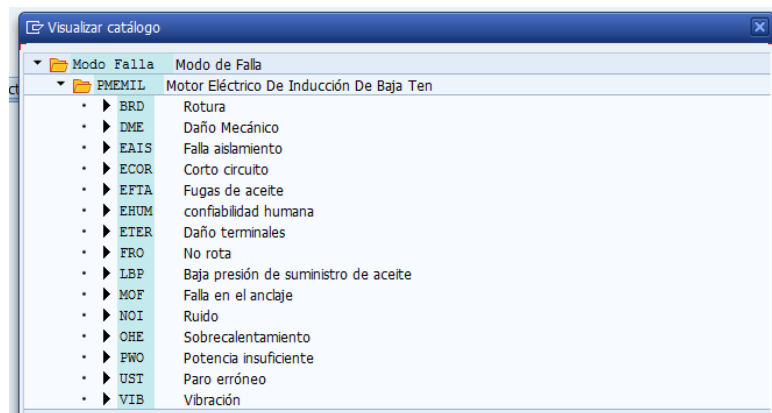


Figura 7. Modos de falla definidos en SAP para motores eléctricos

Tabla 6.

Modos de falla gestionados por confiabilidad en la planta industrial.

Modo de falla	Descripción de la pérdida funcional	Ítem mantenible al que aplica
EAIS	Bajo aislamiento en bobinado, genera no disponibilidad ante demanda.	Bobinado del estator y/o rotor, núcleo del estator y/o rotor.
ECOR	Cortocircuito en bobinado, genera avería del aislamiento en el bobinado interno del motor (estator, rotor) o la falla de un elemento de la rueda de diodos.	Bobinado del estator y/o rotor, núcleo del estator y/o rotor, bobinado de la excitatriz, núcleo de diodos.

Modo de falla	Descripción de la pérdida funcional	Ítem mantenible al que aplica
DME	Daño en componente mecánico, avería o rotura de parte mecánica, rodamiento, ventilador, tapa, eje, ruido anormal.	Rodamiento, chumacera, eje, sello, ventilador, escudo.
ETER	Daño en líneas de salida del motor, avería, rotura, sobrecalentamiento en la caja de conexiones por afectación en líneas de conexión.	Líneas de salida del motor, caja de conexión.
OHE	Sobrecalentamiento, disparo por alta temperatura en bobinado.	Bobinado del estator y/o rotor, intercambiador de calor.
VIB	Vibración fuera de ventana, Disparo o salida de servicio por alta vibración en rodamientos.	Rodamiento chumacera

4. Procedimientos de diagnóstico y equipos de medición utilizados.

Para detectar algunos de los modos de fallas más representativos en los motores eléctricos y por lo tanto abordados en la estrategia, se realizan cuatro tipos de procedimientos de diagnóstico en la compañía, que son categorizados como mantenimiento predictivo. En este capítulo se definen los términos más relevantes de los procesos de mantenimiento y se realiza la descripción de los respectivos procesos de diagnóstico realizados. Además, se definen las ventanas operacionales y las guías de control establecidas para garantizar el funcionamiento adecuado del activo, así como los equipos de medición utilizados.

En la planta de la empresa se tiene establecido un plan de mantenimiento que considera la prevención y predicción de posibles anomalías en los motores eléctricos. El plan de mantenimiento

está conformado por las tareas asignadas según el análisis de los modos de fallas detectados y estructurado para eliminar las causas de falla con el objetivo de aumentar la disponibilidad.

Por otra parte, el mantenimiento predictivo con base en las condiciones de los motores se realiza según las condiciones que presenten estas máquinas. Dichas condiciones son establecidas mediante la medición de las variables claves que permiten diagnosticar el estado del equipo (Duffua, Raouf, & Dixon, 2000), mediante diferentes técnicas de medición.

Los modos de falla pueden dar algún tipo de advertencia de que están por ocurrir fallos en la máquina. La Figura 8 ilustra las etapas finales de la falla, en donde el punto “P”, es una falla potencial identificable y “F”, cuando ya es una falla funcional (Moubray, 2004). Además de lo mencionado anteriormente, se requiere tener en cuenta el tiempo que transcurre entre “P” y “F” para identificar con qué frecuencia se realizan dichas tareas, haciendo que estas tareas sean efectivas y no un gasto innecesario de tiempo y dinero.

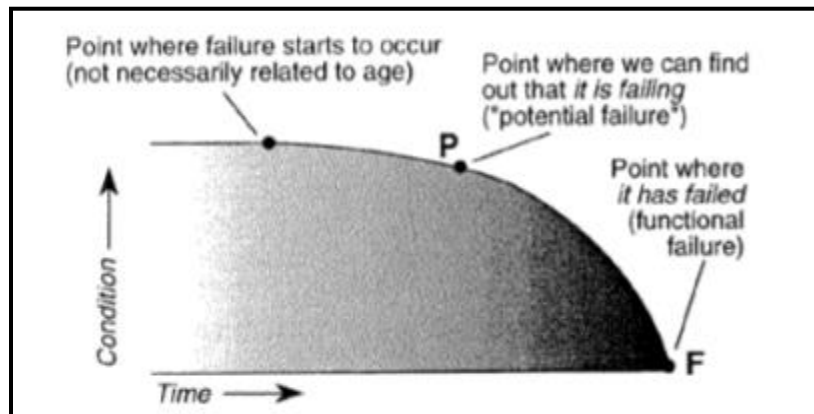


Figura 8. Curva P-F. Tomado de (Moubray, 2004)

A continuación, se realizará una descripción de las diferentes pruebas que se le realizan a los motores eléctricos para establecer su estado y prevenir posibles fallas.

4.1 Análisis del circuito eléctrico del motor “Motor Circuit Analysis (MCA)”

Esta técnica de diagnóstico es realizada especialmente a los motores críticos para la disponibilidad de los procesos de la planta industrial. Con MCA se obtienen los parámetros del modelo del motor eléctrico, representando sus componentes en variables como: resistencia, impedancia, inductancia, ángulo de fase, entre otros. Debido a que se espera que las fases del motor sean idénticas se obtiene el modelo de impedancia por fase. El fabricante del instrumento de medición ALL-Test Pro 5TM (ALL-Test Pro 5TM, 2015) (ver figura 12), establece en el manual algunos aspectos a considerar al realizar el análisis de la condición del motor eléctrico como se indica a continuación, según cada parámetro.



Figura 9. Instrumento ALL-Test Pro 5TM. Obtenido de (ALL-TEST PRO 5TM, 2019).

Resistencia (R): el desequilibrio entre fases de esta variable indica que hay conexiones sueltas, uniones de soldadura débiles, entre otros.

Inductancia (L) e/o Impedancia (Z): cuando es instalado un rotor de jaula de ardilla en el motor es normal encontrar desequilibrios, generalmente en motores pequeños. En estos casos se recomienda realizar la prueba de reposición del rotor, la cual consiste en girar el rotor 90° y verificar si el desequilibrio está relacionado con dicha posición.

Factor de disipación (DF): este parámetro indica la propiedad capacitiva del material aislante utilizados en el motor, cuando este se encuentra en mal estado este factor aumentará. Junto a este parámetro, se mide la capacitancia y se tienen en cuenta los dos parámetros para identificar contaminación, sin embargo, si alguno de estos se encuentra fuera del rango el otro resultado presentara al igual un error.

Ángulo de fase (Fi): este parámetro es uno de lo más sensibles, por ende, va a variar al haber degradación en el aislamiento. Esta variable permite detectar fallos en el bobinado del circuito motor, ya que es la cantidad de retraso entre la tensión eléctrica aplicada y la corriente resultante. El valor de este parámetro debe estar entre 15° y 90° .

Prueba del valor estático (TVS): este parámetro requiere una medida previa, ya que el diagnóstico con respecto a esta variable consiste en comparar la medida actual con un valor de referencia, este se considera un poderoso indicador de falla tanto en el estator y como en el rotor.

Resistencia de aislamiento: este parámetro tiene lectura en $M\Omega$ y es obtenida después de haber utilizado una tensión de CC durante un minuto según los valores de tensión del bobinado mostrados en la tabla 7. Además, es importante corregir los datos obtenidos a una temperatura de referencia, para este caso 40°C en el bobinado de la máquina en las tres fases. Este parámetro se afecta debido a la contaminación, la humedad, la temperatura, entre otros.

Tabla 7.

Pautas para la prueba de la resistencia de aislamiento.

Tensión nominal del Bobinado (V)*	Tensión directa de la prueba de aislamiento eléctrico (V)
<1000	500
1000-2500	500-1000
2501-5000	1000-2500
5001-12000	2500-5000
>12000	5000-10000

*La tensión nominal línea a línea para máquinas de CA trifásicas, tensión línea a tierra para máquinas monofásica y tensión nominal directa para máquinas de CC.

Nota. Adaptado de (Society, 2013).

El estándar IEEE 43-2013: “IEEE Recommended Practice for Testing Insulation Resistance of Electric Machinery”(Society, 2013) recomienda que el valor de la resistencia de aislamiento esté a 40 °C. En la tabla 8, se muestra una resistencia de aislamiento mínima para una muestra de prueba específica y proporciona las posibles ventanas operativas para esta variable. Donde $IR_{1 \min}$ hace referencia a “Insulation Resistance”, lo cual traduce resistencia de aislamiento y kV hace referencia a la tensión nominal de terminal a terminal de la máquina, en rms kV.

Tabla 8.

Resistencia de aislamiento mínima recomendada a 40°C (Todos los valores en MΩ)

Aislamiento eléctrico mínimo [MΩ]	Muestra de Prueba
$IR_{1 \min} = kV + 1$	Para la mayoría de los bobinados antes de 1970, todos los inductores y aquellos no descritos posteriormente.
$IR_{1 \min} = 100$	Para la mayoría de los bobinados CA construidos antes de 1970.

$IR_{1\min} = 5$

Para la mayoría de las máquinas con bobinado de estator arrollado aleatorio bobinados arrollados de mandril estimados en menos de 1kV y armaduras CC.

Nota. Obtenido de (Society, 2013)

Una de las principales ventajas de este tipo de monitorización es que, a diferencia de las otras técnicas realizadas a los motores eléctricos en la planta industrial, cuenta con la capacidad de detectar varias condiciones. Además de las consideraciones mencionadas en los parámetros definidos anteriormente se debe tener en cuenta lo establecido a continuación:

- a. Cuando el rotor se encuentra ensamblado al estator la inductancia mutua puede generar grandes desequilibrios en la inductancia y en la impedancia. Lo anterior se puede resolver separando el rotor del estator al tomar la medición.
- b. Cuando se prueba un motor por primera vez, se puede presentar entre un 20% a 40% de los parámetros del motor en alarma. Además, los límites establecidos por la herramienta están basado en motores de inducción trifásicos de jaula de ardilla. Por lo tanto, que se presente alarma no significa que el motor vaya a fallar, sino que este está fuera de las ventanas establecidas según motores comunes. Si el motor presenta un diseño especial es necesario que el analista lo tenga en cuenta.
- c. Si las variables medidas muestran una inadecuada condición, se deben realizar pruebas adicionales antes de desecharse el bobinado.
- d. La medición de la resistencia se puede mejorar limpiando el óxido de la superficie de los puntos de conexión con un cepillo metálico y ajustando las mordazas para así lograr una conexión sólida.
- e. En la tabla 9 y 10 se muestran las tolerancias de medición para este tipo de monitorización.

Tabla 9.

Tolerancia, respecto al valor medido, de los parámetros para motores con el rotor separado del estator.

Resultado de la Prueba	Tolerancia
Resistencia (R)	<5%
Impedancia (Z)	<3%
Inductancia (L)	<3%
Ángulo de fase (Fi)	±0%
Respuesta de frecuencia de corriente (I/F)	±0%
Resistencia de aislamiento	Ver Tabla 8

Nota. Obtenido de (ALL-Test Pro 5TM, 2015).

Tabla 10.

Tolerancia de parámetros para motores ensamblados.

Resultado de la Prueba	Tolerancia
Resistencia (R)	<5%
Impedancia (Z) e Inductancia (L)	<5%
TVS	>3%
Ángulo de fase (Fi)	±2 dígitos (°) del promedio
Respuesta de frecuencia de corriente (I/F)	±2 dígitos (%) del promedio
Resistencia de aislamiento	Ver Tabla 8
Factor de disipación (DF)	>6%

Nota. Adaptado de (ALL-Test Pro 5TM, 2015).

Para realizar un análisis mediante tendencias, en (ALL-Test Pro 5TM, 2015), se proporciona la Tabla 11 para motores trifásicos de CA y da una posible solución al presentarse un parámetro en un rango no recomendado.

Tabla 11.

Análisis de tendencias de motores trifásicos de CA y bobinados individuales.

Resultado de la Prueba	Límite de Alarma	Solución de Problemas	Detalle
Resistencia (R)	5%	Revise conexiones sueltas.	Por cada dato de prueba, busque la diferencia máxima entre cada fase y el valor promedio.
Impedancia (Z)	5%	Se debe tener mucho cuidado antes de reprobar un motor tan solo debido a un desequilibrio en Z.	Por cada dato de prueba, busque la diferencia máxima entre cada fase y el valor promedio.
Inductancia (L)	5%	Se debe tener mucho cuidado antes de reprobar un motor tan solo debido a un desequilibrio en L.	Por cada dato de prueba, busque la diferencia máxima entre cada fase y el valor promedio.
Ángulo de fase (Fi)	2°	Si el desequilibrio de L o Z es >5% entonces haga una prueba dinámica si se trata de un motor de inducción de CA de <1000 [V] con rotor de jaula de ardilla.	Encuentre primero la diferencia máxima entre dos fases para cualquier dato de la prueba. Compare entonces la diferencia.
Respuesta en frecuencia de la corriente eléctrica (I/F)	2%	Si el desequilibrio de L o Z es >5% entonces haga una prueba dinámica si se trata de un motor de inducción	Encuentre primero la diferencia máxima entre dos fases para cualquier dato de la prueba. Compare entonces la diferencia.

Resultado de la Prueba	Límite de Alarma	Solución de Problemas	Detalle
TVS	5%	de CA de <1000 [V] con rotor de jaula de ardilla.	Cambio de porcentaje de los últimos datos sobre la prueba inicial.
		El estator o el rotor pueden presentar problemas. Haga una prueba dinámica si se trata de un motor de inducción de CA de <1000 [V] con roto en jaula de ardilla para determinar causa de este cambio.	
Factor de disipación (DF)	10%	Bobinados contaminados o sobrecalentados.	Se analizan los datos de la última prueba.
Resistencia de aislamiento	5MΩ	Bobinados conectados a tierra.	Se analizan los datos de la última prueba.

Nota. Obtenido de (ALL-Test Pro 5TM, 2015)

4.2 Monitorización de la temperatura del motor eléctrico

Existen varios instrumentos con los cuales se puede realizar la monitorización de la temperatura de los motores eléctricos. En la empresa son utilizadas las que se mencionan a continuación.

4.2.1 Termómetro infrarrojo. Con esta actividad se espera medir la temperatura superficial mediante radiación infrarroja para identificar conexiones flojas y puntos peligrosos para el correcto

funcionamiento del motor. Los termómetros infrarrojos permiten medir un objeto sin haber contacto con este, este es usado para identificar sobrecalentamiento en las máquinas. Al igual que en la técnica de ultrasonido. Este tipo de monitorización se realiza cuando la máquina está operando, lo cual es una ventaja ya que no requiere que el motor salga de servicio.

El uso implementado para este instrumento de medición en la industria es generalmente la detección de conexiones defectuosas mediante la supervisión de la temperatura en los rodamientos de los motores eléctricos. Cuando se presentan mediciones mayores a las esperadas, estas pueden deberse a la distancia al punto de exploración (D:S), es decir, a una distancia D el termómetro medirá un área de S diámetro, dado en pulgadas (ver Figura 10). Por lo tanto, la precisión del termómetro se va a ver afectada por la distancia a la que se ubique, ya que medirá la temperatura del área establecido y puede que está se encuentre fuera de la deseada. Dependiendo de dicha especificación se podrá realizar una medida más precisa, por lo que el fabricante recomienda verificar este dato antes de realizar la medición (“Cómo Obtener Excelentes Resultados Con Un Termómetro Infrarrojo | Fluke,” n.d.). Resulta conveniente aclarar que el láser únicamente cumple la función de puntero, el área de medición es mayor a la realizada por este.

Además, se debe tener en cuenta que los objetos brillantes pueden ser un inconveniente para la precisión de la medición (inclusive al haber reflejos), por lo que se recomienda el uso de pinturas mate para disminuir la emisividad de las superficies en las que se toma la medición. Hay equipos que cuentan con una configuración para la reflexión de tal manera que para superficies brillantes se compensa dicho parámetro.

Otro aspecto que afecta la adecuada medición de la temperatura es que el lente sea perturbado por mugre o que haya presencia de vapor entre el instrumento y el punto de medición ya que afecta la precisión del instrumento al medir. Finalmente, para obtener mejores resultados, resulta

conveniente esperar un tiempo en que el termómetro se adapte al nuevo entorno, alrededor de 20 minutos.

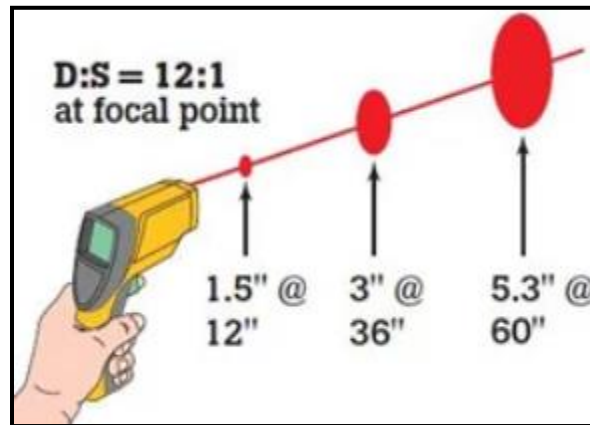


Figura 10. Medida de los diámetros de punto de exploración de un termómetro infrarrojo Fluke 63 a tres distancias. Obtenido de (“Cómo Obtener Excelentes Resultados Con Un Termómetro Infrarrojo | Fluke,” n.d.)

4.2.2 Termografía. Esta técnica es utilizada para medir la temperatura superficial, al igual que con el termómetro infrarrojo, mediante la medición de la radiación infrarroja, se identifican conexiones sueltas o sobrecalentamientos en los elementos de la máquina para así identificar un futuro punto caliente antes de que se haga efectivo. Una falla debido a suciedad, falso contacto u oxidación se conoce comúnmente como “punto caliente” (CASTRO BARRERA, 2005). Las recomendaciones para realizar esta medición son similares a las mencionadas para los termómetros infrarrojos, ya que estas técnicas miden la radiación infrarroja. Las imágenes presentadas por el fabricante en la figura 11 y 12 permiten visualizar algunas de estas sugerencias.

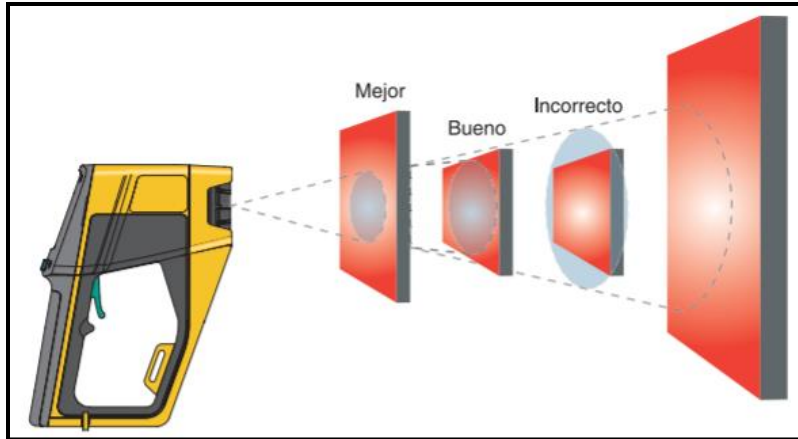


Figura 11. Campo visual correcto. Obtenido de (Imager, 2006).

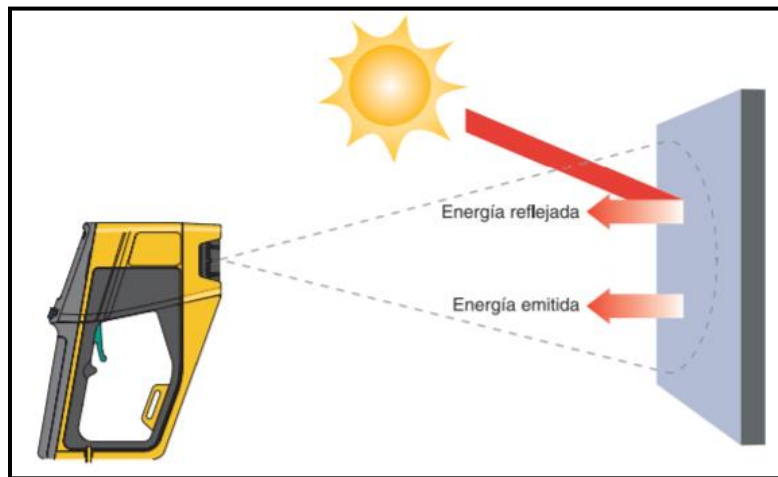


Figura 12. Compensación de la temperatura reflejada. Obtenido de (Imager, 2006)

Según (CASTRO BARRERA, 2005), las principales ventajas encontradas en esta técnica son: evitar paradas de planta no programadas, no requerir contacto, ni que el equipo se encuentre fuera de servicio (reduciendo riesgos del personal con respecto a técnicas que requieren de un contacto con la máquina) y facilitar la identificación de la localización de la falla. Sin embargo y como fue mencionado con el termómetro infrarrojo, se deben tener ciertas consideraciones al realizar la medición. Unos ejemplos de las posibles detecciones de sobrecalentamiento en motores eléctricos con termografía son mostrados en la Figura 13.

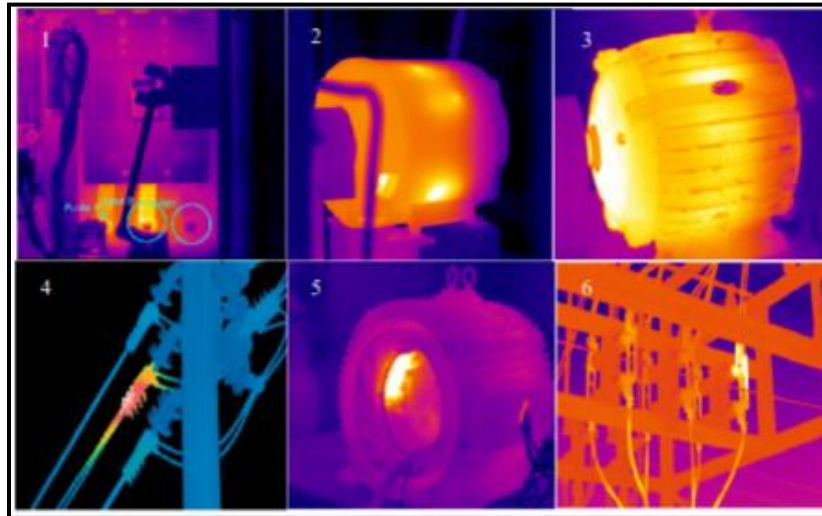


Figura 13. Termogramas en sistemas eléctricos. Obtenido de (CASTRO BARRERA, 2005).

En la figura 13, se evidencia que en la primera figura se realizó la inspección al equipo de las subestaciones en celdas, en la segunda figura se detectaron puntos calientes en el aislamiento del bobinado del motor, en la tercera grafica se encuentra sobrecalentamiento en el rodamiento, transfiriéndose al embobinado del motor, en la cuarta grafica se encuentran las líneas de transmisión de energía eléctrica, en la quinta grafica un motor recién reparado se le indujo corriente y al instante se evidenció un daño. Finalmente, en la sexta figura se realizó la técnica al equipo de patio de la subestación.

4.2.3 Sensor de temperatura. En la planta industrial es utilizado un sensor muy empleado en la industria, es el RTD Pt 100, debido a un conjunto de factores como: inercia química, relación casi lineal de temperatura, al coeficiente de resistencia a la temperatura y su estabilidad. La sigla RTD hace alusión a “Resistance Temperature Detector” y Pt 100 a que es de platino con un valor de 100Ω a 0°C . Este sensor se encarga como su nombre lo indica de medir la temperatura,

mediante el principio de que la resistencia de un metal cambia con la temperatura, es decir, a medida que aumenta la resistencia, aumenta el flujo de corriente. La Tabla 12 muestra la relación entre la resistencia y la temperatura para este tipo de sensor, encontrado en el relé MULTILIN SR469.

Tabla 12.

Temperatura de RTD vs. Resistencia.

TEMP °Celsius	TEMP °Fahrenheit	100 OHM Pt (DIN 43760)	120 OHM Ni	100 OHM Ni	10 OHM Cu
-50	-58	80.31	86.17	71.81	7.10
-40	-40	84.27	92.76	77.30	7.49
-30	-22	88.22	99.41	82.84	7.88
-20	-4	92.16	106.15	88.45	8.26
-10	14	96.09	113.00	94.17	8.65
0	32	100.00	120.00	100.00	9.04
10	50	103.90	127.17	105.97	9.42
20	68	107.79	134.52	112.10	9.81
30	86	111.67	142.06	118.38	10.19
40	104	115.54	149.79	124.82	10.58
50	122	119.39	157.74	131.45	10.97
60	140	123.24	165.90	138.25	11.35
70	158	127.07	174.25	145.20	11.74
80	176	130.89	182.84	152.37	12.12
90	194	134.70	191.64	159.70	12.51
100	212	138.50	200.64	167.20	12.90
110	230	142.29	209.85	174.87	13.28
120	248	146.06	219.29	182.75	13.67
130	266	149.82	228.96	190.80	14.06
140	284	153.58	238.85	199.04	14.44
150	302	157.32	248.95	207.45	14.83
160	320	161.04	259.30	216.08	15.22
170	338	164.76	269.91	224.92	15.61
180	356	168.47	280.77	233.97	16.00
190	374	172.46	291.96	243.30	16.39
200	392	175.84	303.46	252.88	16.78
210	410	179.51	315.31	262.76	17.17
220	428	183.17	327.54	272.94	17.56
230	446	186.82	340.14	283.45	17.95
240	464	190.45	353.14	294.28	18.34
250	482	194.08	366.53	305.44	18.73

Nota. Tomado de: (Uhf, Alta, & Unca, 2000)

Las principales ventajas de esta técnica es que no requiere de personal para ser monitorizado constantemente y la medida es más precisa. Sin embargo, el sensor de temperatura se encuentra en contacto con el elemento sensado y en áreas donde la medición es imposible o peligroso realizarla, dificultaría su monitorización.

En la planta industrial está establecida como tarea basada en tiempo (TBT) la medida de la temperatura mediante el termómetro infrarrojo en las rondas de lubricación de los rodamientos de los motores eléctricos en el lado cuerpo y en el lado acople del motor como se muestra en la figura 14 haciendo una monitorización permanente a los elementos críticos del motor, en el lado acople al rodamiento y en el lado cuerpo al bobinado. La termografía en cambio es tomada únicamente en casos específicos en la que se considere necesario o haya sospechas de un punto caliente en la máquina.



Figura 14. Indicación de los puntos de medición en las rondas de temperatura.

Para la técnica de temperatura monitorizada mediante pirómetro se asume que la temperatura está dando realmente 15°C menos. Por lo tanto, la ventana operativa se reduce 15°C para permitir un diagnóstico oportuno de posibles puntos calientes, lo cual se estableció gracias al conocimiento adquirido de manera práctica a lo largo del tiempo.

	Temperatura lado cuerpo [°C]	Temperatura lado acople [°C]
Guía de Control	115	75
Guía de Control Real	130	90

Esto permite visualizar una mala práctica al realizar la monitorización en los motores y una oportunidad de mejora si se considera lo establecido por el fabricante del instrumento para obtener una medición más adecuada.

4.3 Aislamiento Eléctrico

En esta técnica de medición se realiza la monitorización de aislamiento eléctrico mediante el medidor de aislamiento, Megger, mostrado en la figura 15. Además, la inyección de tensión considerada se muestra en la tabla 13. La medición es dada en $M\Omega$ y los rangos a considerar están dados en la tabla 8.



Figura 15. Instrumento de medición con la que es realizada la ronda de aislamiento. Tomado de: Ecopetrol S.A. Instructivo para medición de aislamiento a equipos de media tensión,

Tabla 13.

Voltaje de Inyección de la prueba implementada por la compañía.

Voltaje del sistema	Voltaje de prueba
BT < 1 kV	500 V (d.c.)
MT < 4.6 kV	2500 V (d.c.)
MT > 4.6 kV	5000 V (d.c.)

Nota. Tomado de: Ecopetrol S.A. Instructivo para medición de aislamiento a equipos de media tensión,

4.3.1 Corrección de la resistencia de aislamiento por temperatura. En (Society, 2013), se establece que el valor de resistencia de aislamiento dado varía inversamente con el valor de la temperatura, considerando a su vez el material del aislamiento, ya sea metálico o no metálico. El valor del devanado también está relacionado con el tiempo en el que es aplicada la tensión de prueba, es decir, cuando la máquina acaba de detenerse y la temperatura de funcionamiento está entre 90°C y 100°C. La temperatura, en este caso, puede disminuir considerablemente en 10 minutos, lo cual afectaría el índice de polarización, sin embargo, esto se podría solucionar manejando una temperatura similar, por ejemplo, una temperatura base común de 40°C. La ecuación (1), muestra la expresión para realizar la corrección por temperatura, donde R_c es la resistencia de aislamiento corregida, K_T es el coeficiente de temperatura de la resistencia de aislamiento y R_T es la resistencia de aislamiento medida.

$$R_c = K_T R_T \quad (1)$$

Para temperaturas de rocío se recomienda que esta aproximación no sea considerada debido a que presentaría un error inaceptable. Por lo tanto, en estos casos es preferible hacer esta aproximación con el historial de la máquina, la cual se puede realizar tomando los datos de la máquina a varias condiciones de temperatura del devanado. De no tenerse dicho historial en la figura 16 y la tabla 14, se establecen factores de corrección para dos familias de sistemas de aislamiento: termoplástico y termoestable.

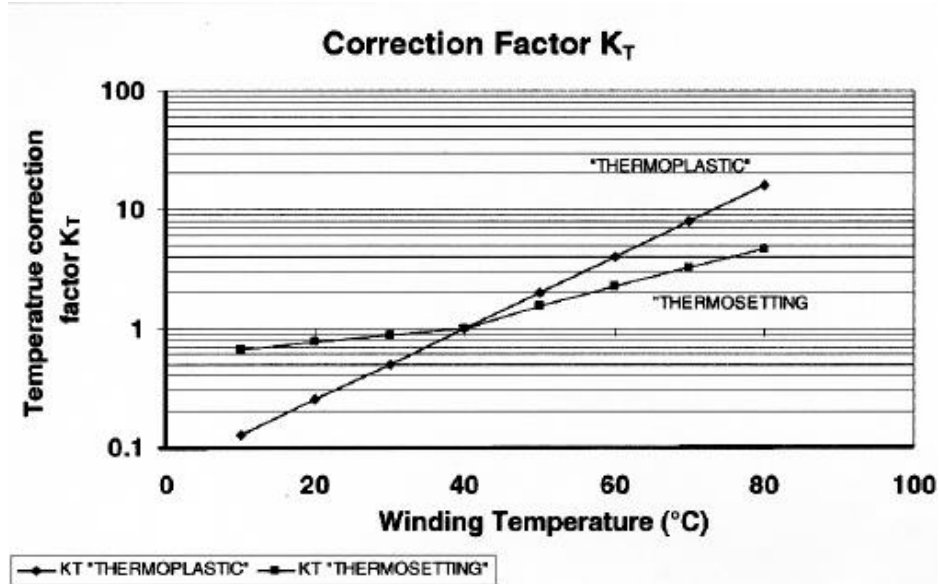


Figura 16. Factor de corrección de temperatura para los sistemas de aislamiento termoplástico y termoestable. Adaptado de (Society, 2013).

Tabla 14.

Factor de corrección de temperatura para los sistemas de aislamiento del estator termoplástico y termoestable.

T (°C)	K_T "THERMOPLASTIC"	K_T "THERMOSETTING"
10	0.125	0.7
20	0.25	0.8
30	0.5	0.9
40	1	1.0
50	2	1.5
60	4	2.3
70	8	3.3
80	16	4.6

Nota. Adaptado de (Society, 2013).

4.4 Técnica de medición con ultrasonido

Esta técnica es empleada para identificar fallas en soldaduras y recubrimientos, entre otros. Las grietas, acumulaciones, huecos se pueden identificar transmitiendo pulsos de ultrasonido a través del material y posteriormente realizar la evaluación de la marca para determinar la ubicación y severidad. Además, la mayoría de los motores eléctricos tienen rodamientos lubricados por grasa, la cual se encarga de minimizar la fricción, disminuir el desgaste y extender la vida útil del equipo. Pero esta debe ser agregada de manera óptima. Para aquellos rodamientos abiertos o semiabiertos a los que se les aplica grasa con pistola, se utiliza esta técnica. Esta permite identificar el punto de engrase adecuado en los rodamientos. Una de las ventajas con las que cuenta este tipo de monitorización es que no se debe apagar la máquina para realizarla, por el contrario, debe encontrarse operando.

El equipo con el que realizan esta actividad es SDT270, mostrado en la figura 17. Este método es realizado tanto para el lado acople como en el lado ventilador. El analizador cuenta además con la posibilidad de medir la velocidad del motor (RPM) y temperatura. Sin embargo, la empresa solo lo utilizó para el engrase óptimo de rodamientos, mediante las mediciones de ultrasonido.



Figura 17. Instrumento de medición de ultrasonido STD270. Tomado de (SDT support, n.d.).

La forma más común para identificar un comportamiento inadecuado mediante esta técnica es usando el método comparativo, ya sea de manera cuantitativa o cualitativa. Sin embargo, el método más utilizado es el cuantitativo, el cual se encarga de usar el valor en decibelios para diagnosticar la condición. En el caso de los motores eléctricos identificar si se presenta una falla mecánica en el rotor o en el estator (ISO 29821, 2018).

Debido a que esta técnica está en uso desde hace poco tiempo en la compañía aún no se ha creado una línea base que sirva como referencia para identificar el comportamiento normal del equipo. Por lo tanto, se toma el último valor medido en la lubricación para identificar un comportamiento anormal, mientras la línea base es construida. La confiabilidad de la línea base está ligada a la preparación de la persona que realizó el muestreo y al momento de hacer el manejo de los datos.

En (Primera & Galván, n.d.), se realiza un modelo de diagnóstico de condición de equipos mediante la técnica de ultrasonido. La condición del equipo para esta técnica de monitorización se muestra en la figura 18, la cual tiene una correlación con la figura 8, pero esta cuenta con el punto de condición “C” que permite identificar de manera temprana la falla.



Figura 18. Curva de intervalo C-P-F de condición de equipos mediante ultrasonido. Obtenido de (Primera & Galván, n.d.)

Un criterio importante para considerar es que los sonidos de los rodamientos se relacionan según la condición del equipo como se muestra a continuación (Member, n.d.):

- Buena condición: ruido acelerado
- Falta de lubricación: ruido de aceleración ligeramente más fuerte
- Falla de rodamientos: crujido
- Daño en los elementos rodantes: sonido de clic
- Daño en la pista: crujido uniforme

Además, un incremento de 10 dB por encima de la línea base, o desde la última lectura tomada, indica la necesidad de lubricación. Inicialmente, la persona encargada de realizar el engrase debe ingresar “medio golpe de la pistola” y entregar un centímetro cubico de grasa y esperar entre 10 y 20 segundos, escuchando y observando el cambio en la medida de dB, si no hay cambios en este lapso se debe “ingresar una porción” igual o el doble. Pero si al agregar grasa se nota un cambio significativo en el sonido y el nivel de dB, esperar de 30 a 90 segundos, si este regresa y sigue

disminuyendo o aumentando entonces continuar con el proceso de engrase. Otro caso que se puede presentar es que los dB incrementen entre 1 y 3 o la señal audible pase a ser más fuerte o suave, entonces se debe parar de engrasar y esperar de 30 a 90 segundos, si el ruido no mejore o los decibeles continúen aumentando, se debe parar de engrasar. Finalmente, si no hay un cambio notable se deberían continuar realizando las recomendaciones anteriores.

La cantidad máxima que debe ser agregada se puede calcular mediante las siguientes ecuaciones:

$$\text{Máxima Cantidad de Grasa en Gramos} = 0,005 * D * B$$

$$\text{Máxima Cantidad de Grasa en Onzas} = 0,114 * D * B$$

Donde,

D: diámetro exterior del rodamiento

B: Ancho del rodamiento

En la primera ecuación “D” y “B” estás dadas en milímetros, pero en la segunda están dadas en pulgadas.


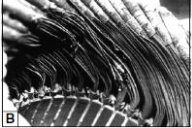

4.5 Modos de falla y técnicas de diagnóstico asociadas



Los modos de falla que se detectan mediante las herramientas se muestran en la tabla 15. En el Capítulo 2 se presentaron los tipos de fatigas que se pueden presentar según los ítems que cuentan con mayor probabilidad de fallar. Es de gran importancia tener la claridad de que se identifica como falla ya que la medición de desempeño que se presentará en el próximo capítulo

estará directamente relacionada con ello. Por tanto, se identifica como falla todo aquello que conlleve un defecto en el equipo o la pérdida de su funcionalidad.

Tabla 15.

Foco de la gestión de motores eléctricos mediante las herramientas diseñadas.

Modo de Falla	Causa ejemplo	Gráfica	Técnica de Detección	Parámetros	Medida Inicial
EAIS	Contaminación, humedad, contacto del bobinado por cualquier elemento que produzca deterioro en el barniz o material aislante.	 Aislamiento del bobinado	Aislamiento, MCA	Resistencia de aislamiento, capacitancia y factor de disipación	Cuando se sale de las ventanas operacionales sale el motor de servicio para ser inspeccionado en el taller de mantenimiento.
ECOR	Debido a la fricción del rotor contra la laminación del estator, condiciones ambientales extremas, entre otros.	 Corto entre espiras en el estator	MCA	I/F, ángulo de fase (Fi)	Al haber un posible corto se procede a realizar la prueba desde bornes del motor o realizar otro tipo de monitorización mediante otro instrumento de medición.
DME	Puede deberse por una inadecuada lubricación, golpes, entre otros.	 Estrés mecánico en el rodamiento	Ultrasonido	Ultrasonido	Lubricar el motor.

Modo de Falla	Causa ejemplo	Gráfica	Técnica de Detección	Parámetros	Medida Inicial
ETER	Los puntos calientes se pueden deber a conexiones flojas.	 <p>Falla causada por conexiones sueltas</p>	MCA	Resistencia eléctrica.	Se realiza la medición tipo carga/fase, para determinar un desbalance causado por conexiones sueltas.
OHE	Deficiente lubricación o exceso de esta.	 <p>Sobrelubricación</p>	Temperatura	Temperatura	Si se lubrico recientemente se deja pasar un tiempo y de continuar con una temperatura elevada se saca de servicio. Si no ha sido lubricado, se procede a lubricar.

5. Modelo para el análisis de la condición del activo

En este capítulo se describen las herramientas realizadas para la detección de los modos de falla siguientes: EAIS, DME, ETER, ECOR y OHE. Las herramientas tienen como fin realizar un seguimiento del motor de manera sencilla e identificar posibles fallas oportunamente antes de que estas se materialicen. Aquí se utiliza la tendencia de los parámetros analizados con las técnicas de

monitorización descritos en el capítulo anterior para la detección de los modos de falla (la Tabla 6). Las herramientas mostrados a continuación fueron realizados en el software Excel, buscando que todas las personas interesadas pudiesen utilizarla.

Estas herramientas tienen cuatro componentes básicos: el contenido, el cual se puede hacia cualquiera de las ventanas de interés; la base de datos (donde se encuentran las medidas realizadas); base de datos específica (donde se puede observar la planta de interés); la tendencia de los parámetros (donde se puede realizar un análisis del comportamiento secuencial de un parámetro del motor eléctrico e identificar un mal comportamiento de un motor eléctrico). Además, algunas de estas cuatro cuentan con la información de referencia con las cuales se establecen guías de control y ventanas operacionales.

La estrategia presente para los motores eléctricos por el área de confiabilidad es la mostrada en la tabla 16. Esta muestra la importancia de una herramienta que gestione dichas técnicas para una rápida detección de algún mal comportamiento.

Tabla 16 .

Estrategia de Mantenimiento de Motores Eléctricos de la GRB ECOJETROL 2019.

Actividad	Frecuencia SAP	Plan SAP
Monitoreo del estado de lubricación con grasa (motores críticos)	Mensual	Ronda lubricación Ultrasonido a los motores
Lubricación por grasa	6 meses	Ronda de reengrase de los motores
Monitoreo del estado de lubricación por aceite	3 meses	Ronda monitoreo de lubricación
Reemplazo de rodamientos (población parcial)	5 años	Reemplazo por rodamientos sellados

Medición de resistencia de aislamiento	4 meses	Ronda de aislamiento
Pruebas eléctricas (motores críticos)	4 meses	Ronda de pruebas MCA
Monitoreo del estado de lubricación con grasa (motores críticos)	Mensual	Ronda lubricación Ultrasonido a los motores

5.1 Aislamiento

La herramienta presentada en el Apéndice F permite identificar el modo de falla EAIS en los motores eléctricos de la planta industrial, por medio del parámetro: aislamiento eléctrico, dado en $M\Omega$. Inicialmente, la herramienta cuenta con una ventana principal mediante la cual se puede desplazar hacia las demás (información, base de datos, base de datos de área y tendencia por motor), oprimiendo las celdas amarillas (ver figura 19). Además, hay una secuencia de pasos, la cual especifica como ingresar nuevas mediciones y como se hace el seguimiento de un motor mediante la herramienta; finalmente, se presenta la lista de las áreas estandarizadas.

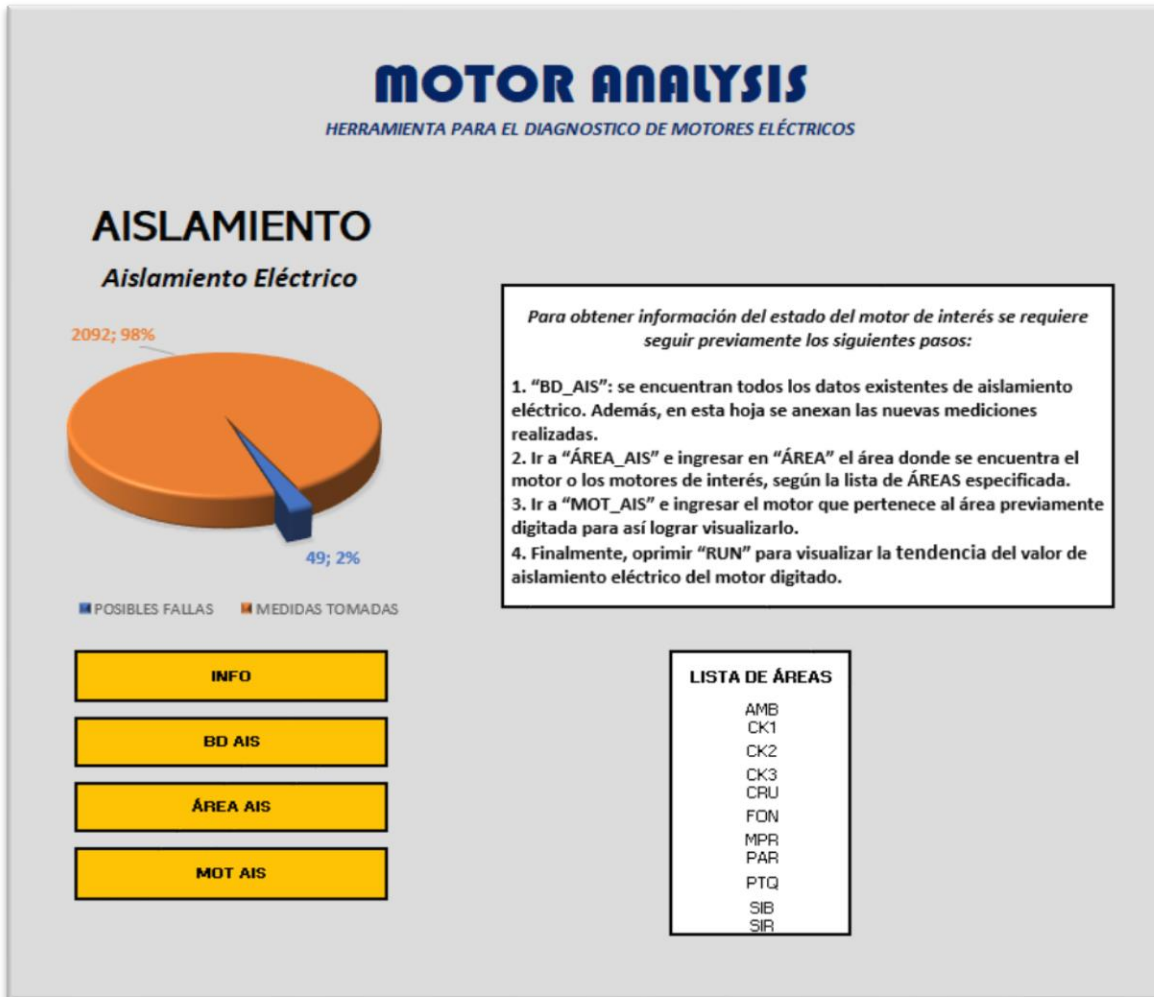


Figura 19. Contenido de la herramienta realizada para aislamiento eléctrico

En la figura 20 se presenta la información establecida en el Capítulo 4, mediante la cual se establecen los rangos para identificar el estado del aislamiento eléctrico del motor. En las figuras 21, 22 y 23, se indica un estado desfavorable mediante el color rojo, para cuando el parámetro sea inferior a 3 [MΩ]. La medida de las variables se ingresa a la base de datos de la herramienta mostrada en la figura 21 luego del último dato ingresado, si se encuentra operando se asigna como "OP" ya que la medida no puede ser tomada. Debido a que hay un ingeniero encargado por cada área (ver la lista de áreas de la figura 19), se realizó un énfasis por área para identificar, según sea

el caso, aquellos motores que presenten una condición desfavorable. Para visualizar los motores de un área específica, se debe ingresar en la celda amarilla el nombre del área, por ejemplo, CK1 (ver figura 22).

Adicionalmente, en la figura 23 se muestra un análisis más concreto según el motor del área de interés, lo que permite, además de guiarse de la ventana operacional, tomar una decisión con respecto al comportamiento del parámetro a través del tiempo. Para visualizar la tendencia de este parámetro se debe ingresar el TAG del motor en la celda amarilla y oprimir el botón “RUN”.

MOTOR ANALYSIS

AISLAMIENTO ELÉCTRICO

CONTENIDO

En esta hoja de calculo se establecen los límites de operación de aislamiento eléctrico. Esta técnica es realizada a todos los motores eléctricos de la planta industrial, la máquina debe estar parada para poder tomar la medición.

En esta tabla se establecen los rangos de aislamiento eléctrico recomendados según el año de fabricación del bobinado de la máquina. Para este caso se considera que el valor mínimo de aislamiento es 5 [MΩ]

Resistencia Mínima de Aislamiento	Muestra de Prueba
$IR_{1min} = kV + 1$	Para la mayoría de los bobinados antes de 1970, todos los inductores y aquellos no descritos posteriormente.
$IR_{1min} = 100$	Para la mayoría de los bobinados CA construidos antes de 1970.
$IR_{1min} = 5$	Para la mayoría de las máquinas con bobinado de estator arrollado aleatorio bobinados arrollados de mandril estimados en menos de 1kV y armaduras CC.

Figura 20. Información general de la herramienta realizada para aislamiento eléctrico

MOTOR ANALYSIS
AISLAMIENTO ELÉCTRICO

CONTENIDO

ÁREA	PLANTA	TAG	AISLAMIENTO [MΩ]	FECHA
AMB	LAB IND	OCTANOS	OP	8/05/2011
AMB	LAB IND	CETANOS	OP	8/05/2011
AMB	LAB IND	INVESTIGACION	OP	8/05/2011
AMB	LAB IND	EA3711H	58,000	8/05/2011
AMB	LAB IND	CHILLER3711	OP	8/05/2011
AMB	LAB IND	AC3710A	OP	8/05/2011
AMB	LAB IND	AC3710B	OP	8/05/2011
AMB	LAB IND	AC3710C	OP	8/05/2011
AMB	LAB IND	AC3710D	NO MEDIDO	8/05/2011

Figura 21. Base de datos de la herramienta realizada para aislamiento eléctrico

MOTOR ANALYSIS
AISLAMIENTO ELÉCTRICO

CONTENIDO

ÁREA: **CK1**

PLANTA	MOTOR	FECHA	AISLAMIENTO [M Ohm]
ETLII	MP4138B	1/10/2019	4,300
UOPI	MP2853B	25/10/2017	4,300
UOPI	MP2724A	3/01/2018	4,200
ETLII	MP4143A	27/08/2018	4,000
UOPI	MP2703A	3/03/2017	4,000
UOPI	MP2666	3/03/2017	4,000
UOPI	MP2591B	3/03/2017	4,000
UOPI	MP2853B	3/03/2017	4,000
UOPI	MP2591B	7/04/2017	4,000

Figura 22. Base de datos según el área de ubicación para la herramienta de aislamiento eléctrico

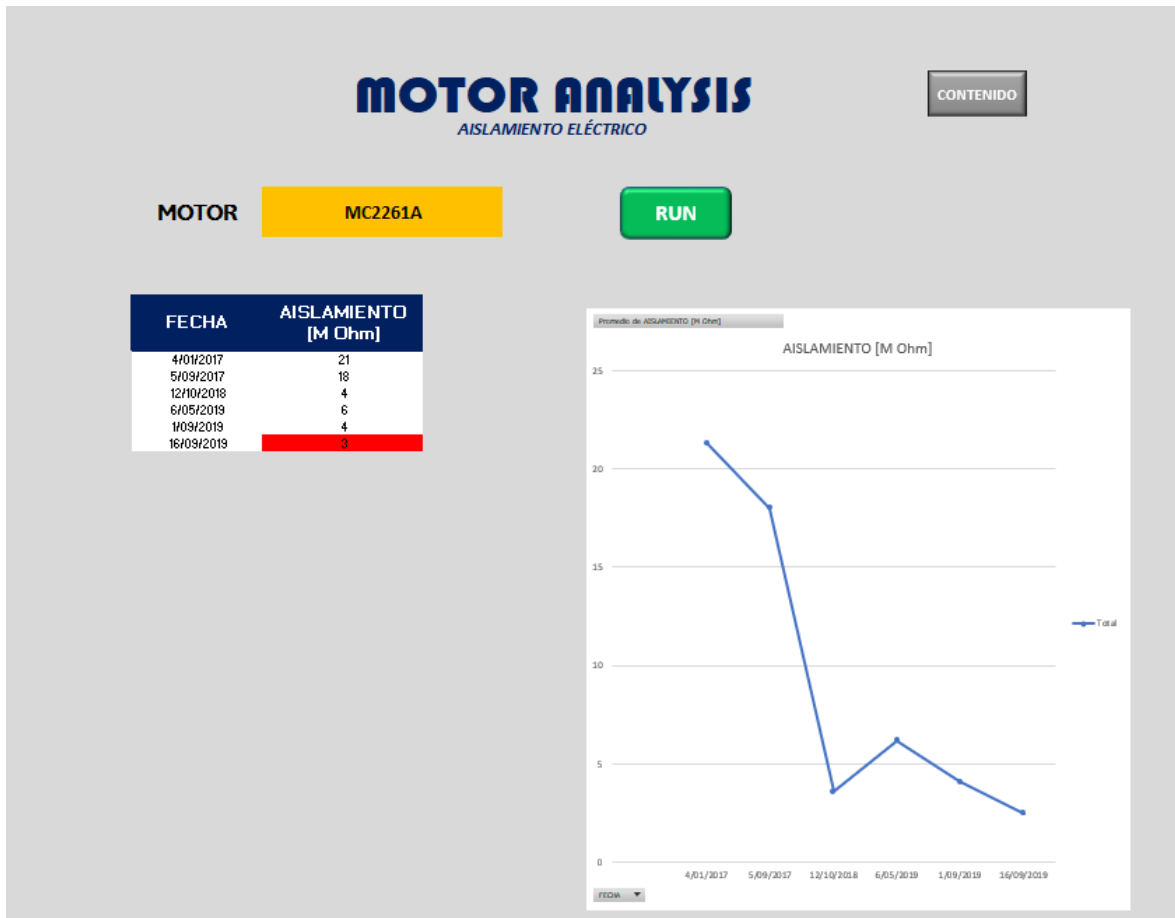


Figura 23. Visualización por motor de la herramienta realizada para aislamiento eléctrico

5.2 MCA (Motor Circuit Analysis)

La herramienta diseñada para la técnica de diagnóstico MCA, se presenta en el Apéndice G. Al igual que la herramienta realizada para aislamiento eléctrico se establece la misma ventana principal para la herramienta de MCA (figura 24), con las mismas funciones. En la figura 25, se proporciona la información brindada por el fabricante del instrumento de medición. En la tabla 17, se presentan las ventanas operacionales y guías de control para los parámetros que van a ser gestionados según el modo de falla identificado. En la figura 26, se encuentra la base de datos, la cual tiene una función “semáforo” conformada por tres colores: rojo, que identifica “FALLAS”;

amarillo, la cual identifica “ALARMA”; verde, determina si el parámetro está “BIEN” según los comentarios ubicados en cada variable, en esta hoja del archivo se requiere incluir las nuevas medidas tomadas luego de la última medida ingresada, es decir, en las celdas vacías.

Tabla 17.

Guía de control y ventana operacional para la herramienta de MCA

Parámetro	Modo de falla	Guía de control / Alarma	Ventana operacional / Posible Falla
Resistencia eléctrica [%]	ETER	3% - 5%	<5%
Ángulo de fase [°]	ECOR	1,5° - 2°	<2%
Respuesta de frecuencia de corriente (I/F) [%]	ECOR	1,5% - 2%	<2%
Resistencia de aislamiento [MΩ]	EAIS	100 MΩ - 5 MΩ	>5 MΩ
Capacitancia [nF]	EAIS	Su aumento representa contaminación	
Factor de disipación [%]	EAIS	8 % - 10 %	<10 %

Una de las principales ventajas que tiene esta técnica es que permite identificar no solo el modo de falla EAIS, sino otros dos modos de falla como ETER y ECOR. Esta técnica es de gran importancia para la operación ya que es implementada para los motores críticos de la planta industrial lo que representa una gran responsabilidad al momento de tomar decisiones.

Las figuras 27 y 28, permiten identificar un comportamiento inadecuado de los motores eléctricos según el área, sin embargo, como se ilustra en la figura 28, se puede realizar un análisis de los parámetros a través del tiempo de manera tendencial, lo cual demuestra certeza acerca de la información obtenida. Sin embargo, se debe ingresar antes, el área en la celda amarilla resaltada en la figura 27 y el TAG del motor en la celda amarilla de la figura 28. Para conocer la tendencia

de cada uno de los parámetros medidos se requiere oprimir la cuadrícula debajo del nombre del parámetro como el resaltado en rojo en la Figura 28 para la impedancia.

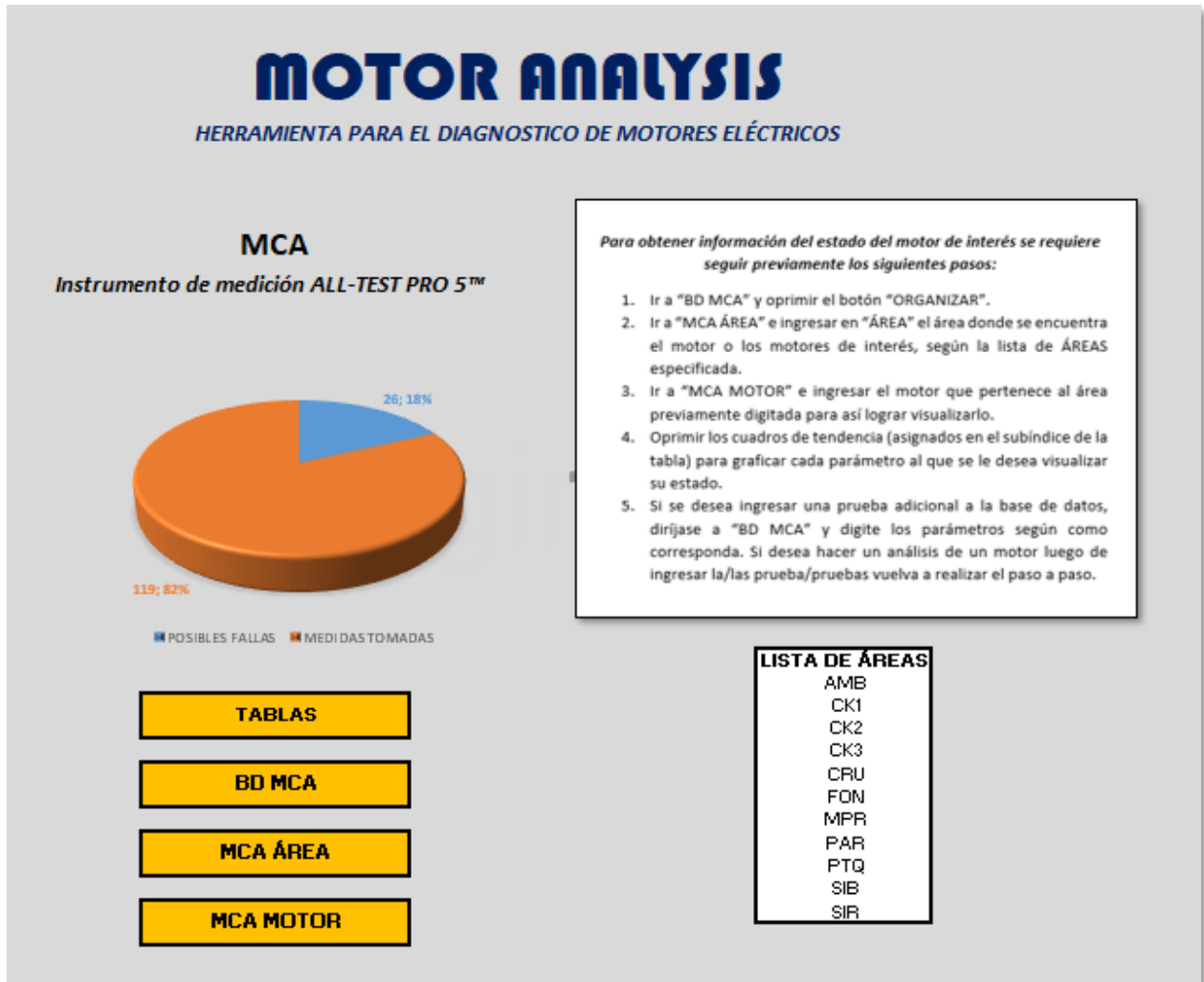


Figura 24. Contenido de la herramienta realizada para MCA

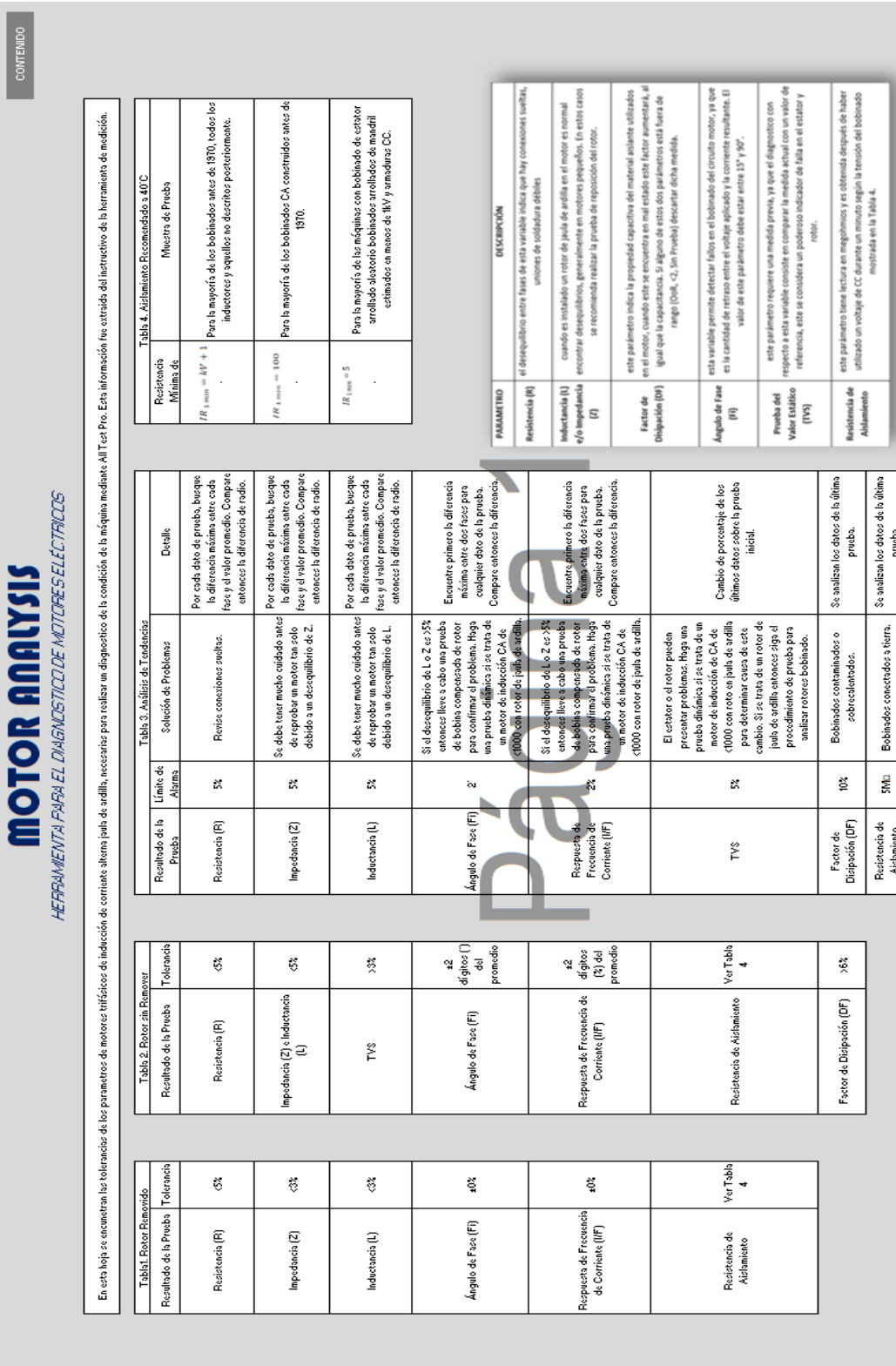


Figura 25. Información general de la herramienta realizada para MCA brindada en el capítulo anterior.

MOTOR ANALYSIS

MOTOR CIRCUIT ANALYSIS (MCA)

0-OK
1-MALO
2-ALAR

MALO > 5%
ALARMA 3% -
SZ
BUENO < 3%

MALO > 2%
ALARMA AMARILLO
1.5% > 2%
BUENO < 1.5%

MALO > 2%
ALARMA AMARILLO
1.5% > 2%
BUENO < 1.5%

ORGANIZAR

Área	Unidad	Motor	Potencia [HP]	Velocidad [rpm]	Frame	Fecha de Prueba	Resistencia [Ohm]	Indice Desviación [%]	Impedancia [Ohm]	Indice Desviación [%]	Inductancia [mH]	Ángulo de Fase [°]	I/F [%]	Capacitancia [nF]	Aislamiento [MΩ]	Contaminación n	Factor de disipación [%]	TVS
AMB	PTAR	MP4001B	150	1190	4471P	9/09/2019	49.1	5.05	5.05	3.05	0.435	0.343	255.00	104	1	84.300	14,7	
AMB	PTAR	MP4001C	150	1190	4471P	9/09/2019	56.4	7.04	7.04	7.04	0.525	0.3	553.00	148	1	71.500	17,8	
AMB	PTAR	MP4002A	150	1180	4471P	9/09/2019	2.61	4.62	4.62	4.62	0.27	0.17	114.00	7.3	1	75.800	6,98	
AMB	PTAR	MP4002B	100	3560	IP405/P16	9/09/2019	0.324	8.11	8.11	8.12	1.15	0.58	58.00	23.1	1	64.800	19,8	
AMB	PTAR	MP4004R	5	1750	1384TC	27/05/2019	1.08	6.95	6.95	6.98	0.459	0.637	11.40	11.5	1	89.500	13,4	
CK1	Etieno 2	MP4110B	25	3540	280HP	24/05/2019	0.45	9.07	9.07	9.07	1.01	0.733	< 2	10	Sin Prueba	0,8	29,9	
CK1	Etieno 2	MP4118A	29.5	3500		24/05/2019	2.29	11.8	11.8	11.8	1.16	0.496	20.80	255	1	66.100	45,1	
CK1	Etieno 2	MP4137A	75	3555	X375T	24/05/2019	2.48	8.01	8.01	8.01	0.405	0.431	30.10	101	1	13.300	20,3	
CK1	Etieno 2	MP4138B	23	3500	112T	24/05/2019	3.38	11.3	11.3	11.3	0.456	0.622	Sin Prueba	0.0272	Sin Prueba	Sin Prueba	31,7	
CK1	Etieno 2	MP4138C	20	3525	X256T	24/05/2019	0.944	6.5	6.5	6.51	0.75	0.325	6.60	92.8	1	89.400	86,8	
CK1	Etieno 2	MP4139C	125	3500	444TS	24/05/2019	10.5	6.69	6.69	6.69	0.93	0.984	Sin Prueba	127	Sin Prueba	Sin Prueba	9,67	
CK1	Turboexpand er	MP2456B	24.9	3535	284T	17/05/2019	0.143	8.03	8.03	8.04	0.405	0.222	Sin Prueba	999	Sin Prueba	Sin Prueba	42,2	
CK1	Turboexpand er	MP2460B	450	3575	596US	17/05/2019	0.0987	7.84	7.84	7.84	0.855	0.416	78.10	999	0	4.590	469	
CK1	Turboexpand er	MP2461A	50	1765	C336/P216	17/05/2019	0.284	13.3	13.3	13.3	0.409	0.764	Sin Prueba	733	Sin Prueba	Sin Prueba	29	
CK1	Turboexpand er	MP2461B	50	1765	C336/P216	17/05/2019	0.248	13.8	13.8	13.8	0.468	1.01	4.74	700	0	4.000	27,5	
CK1	UOP1	MC2732A	800	400	-52	18/06/2019	0.0335	8.06	8.06	8.06	1.44	0.15	73.40	999	1	5.300	10,4	
CK1	UOP1	MC2732B	800	400	-52	28/03/2019	2.29	8.55	8.55	8.55	1.63	0.387	< 2	5.22	Sin Prueba	0,8	10,4	
CK1	UOP1	MC2732B	800	400	-52	18/06/2019	0.114	8.37	8.37	8.37	1.24	0.177	70.40	999	0	2.940	10,3	
CK1	UOP1	MP2702D	249	1777	509S	18/06/2019	0.0204	7.69	7.69	7.69	0.195	0.161	35.90	Sin Prueba	0	1.370	55,1	
CK1	UOP1	MP2712A	175	1775	447TS	18/06/2019	0.222	3.98	3.98	3.98	0.27	0.424	55.10	999	0	1.000	4,63	
CK1	UOP1	MP2713B	59.9	3545	364TCV	28/03/2019	28.2	3.88	3.87	3.87	0.501	0.183	64.80	17.1	1	80.200	13	

Figura 26. Base de datos de la herramienta realizada para MCA con función semáforo

MOTOR ANALYSIS
MOTOR CIRCUIT ANALYSIS (MCA)

CONTENIDO

ÁREA: **MPR**

Unidad	Motor	Fecha de Prue	Resistencia [Ohm]	Impedancia [O]	Inductancia [mH]	Ángulo de Fase	I/F [%]	Capacitancia [nF]	Aislamiento [MΩ]	Factor de disipación	TVS
CB1	MP3149	17/07/2019	0,152	11,1	11,1	1,71	0,65	42,2	25,3	19,7	58,5
CB1	MP3150A	17/07/2019	77,3	12	12	0,6	0,982	499	5,04	69,3	8,38
CB2	MP3236B	11/12/2019	47,8	8,9	8,93	3,14	0,301	174	89,1	6,41	8,52
CB4	MP3408	20/05/2019	82,9	2,88	2,89	1,47	0,089	10,8	920	6,05	7,7
CB8	MP3855	22/04/2019	0,209	13,5	13,5	0,465	0,743	21,3	999	1,52	285
CB8	MP3865B	20/05/2019	41,4	8,24	8,23	0,87	0,337	102	617	69	7,68
GLP	MP3160A	11/04/2019	8,6	5,42	5,42	0,24	0,177	121	258	84,5	13,8
GLP	MP3160A	8/08/2019	11,6	4,54	4,54	0,423	0,185	115	999	21,4	13,7
GLP	MP3160A	16/12/2019	15,7	3,84	3,84	0,426	0,207	31	999	48,1	14
GLP	MP3160B	8/08/2019	2,36	11,5	11,5	0,675	0,404	334	22,7	15,7	14,1
GLP	MP3160B	16/12/2019	9,1	8,86	8,86	0,495	0,326	126	27,1	24,6	13,8
GLP	MP3160C	11/04/2019	96,2	46	47,9	10,7	0,953	Sin Prueba	195	Sin Prueba	9,88
GLP	MP3160C	8/08/2019	1,29	5,27	5,27	0,45	0,193	127	999	21,9	12,9
GLP	MP3160C	16/12/2019	4,41	4,9	4,9	0,42	0,249	33,8	963	28,9	12,9
GLP	MP3161A	11/04/2019	6,06	9,53	9,53	0,777	0,367	Sin Prueba	999	Sin Prueba	14,8
GLP	MP3161A	8/08/2019	6,38	10,7	10,7	0,555	0,386	234	999	23,7	14,4
GLP	MP3161A	16/12/2019	10,4	10,5	10,5	0,612	0,451	82,7	999	93,5	14,2
GLP	MP3161B	11/04/2019	5,45	7,05	7,05	0,498	0,283	Sin Prueba	237	Sin Prueba	15,3
GLP	MP3161B	8/08/2019	0,914	10,3	10,3	0,738	0,402	426	999	78,5	14,7
GLP	MP3161B	16/12/2019	0,521	8,76	8,76	0,555	0,291	105	999	21,5	14,5
GLP	MP3162A	16/12/2019	2,6	3,05	3,06	0,315	0,187	5,32	46,7	14,6	65,2
GLP	MP3162B	11/04/2019	0,458	4,89	4,89	1,46	0,421	21,9	46,3	71,2	156
GLP	MP3162B	8/08/2019	1,25	11,6	11,6	1,26	0,232	5,39	43,8	12,8	201

Figura 27. Base de datos según el área de ubicación para la herramienta de MCA

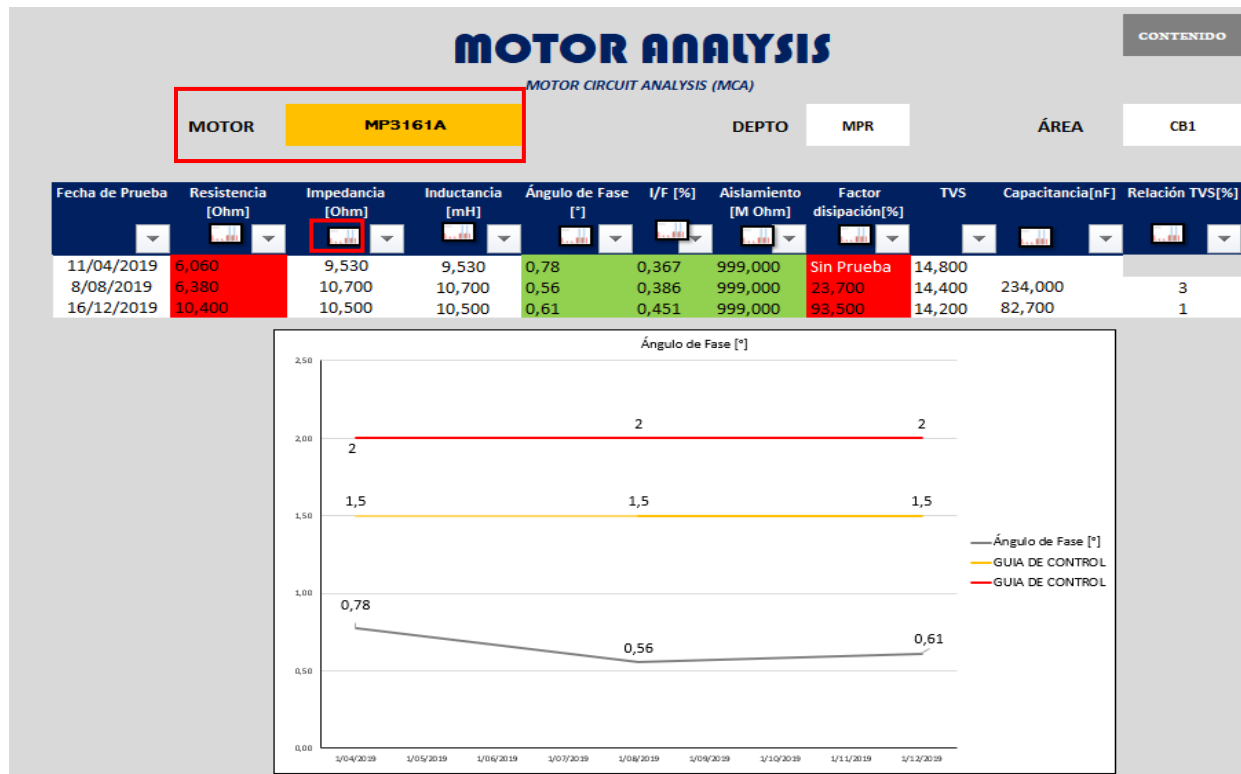


Figura 28. Visualización por motor de la herramienta realizada para MCA

5.3 Temperatura

En el Apéndice H, se enseña la herramienta diseñada para la técnica de medición de Temperatura, con esta herramienta es posible identificar el modo de falla OHE, mediante el parámetro Temperatura [°C]. En la figura 29, se muestran las celdas (amarillas) mediante las cuales se puede dirigir a las demás hojas de la herramienta, “oprimiéndolas”. En la figura 30 se establecen las consideraciones incluidas en la herramienta, por ende, en la realización de la técnica de medición actual. Sin embargo, considerar las recomendaciones establecidas para la técnica de medición de temperatura mediante el termómetro infrarrojo en el Capítulo 4 permiten obtener datos más confiables.

En cuanto al contenido, en la base de datos de la técnica de temperatura se identifican mediante el color azul las medidas que no fueron realizadas como “SB” a razón de que el motor se encuentre fuera de servicio o parado y mediante el color amarillo aquellas medidas que se encuentren en estado de alarma, es decir, con una posible falla según el criterio mostrado en la figura 31. Las nuevas mediciones se deben ingresar luego del último dato registrado en esta tabla, sin reemplazar datos de otras filas.

Para realizar el análisis o identificar posibles fallas en los motores eléctricos por área, se debe ingresar en la celda amarilla (señalada en rojo) el área de interés (ver la figura 32). Si se tiene interés de analizar un motor eléctrico y ver la tendencia de temperatura en el tiempo, se debe ingresar el TAG del motor en la celda amarilla señalada y oprimir “tendencia” para visualizarla (figura 33). La tendencia permite tomar decisiones mediante el análisis de los datos medidos, por ejemplo, si se tienen sospechas de una condición desfavorable en un motor y se visualiza el aumento de este parámetro a través del tiempo, aunque no presente una alarma, podría predecir

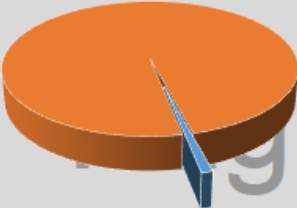
una falla, lo que representa una oportunidad para identificar fallas de manera sencilla y oportunamente.

Se debe tener en cuenta que en el análisis del motor no se consideran aquellas medidas que no fueron tomadas (“SB”) y las gráficas de tendencia se encuentran divididas entre el lado acople y el lado cuerpo.

MOTOR ANALYSIS

HERRAMIENTA PARA EL DIAGNOSTICO DE MOTORES ELÉCTRICOS

TEMPERATURA
*Instrumento de medición
Termómetro Infrarrojo*



■ POSIBLES FALLAS ■ MEDIDAS TOMADAS

INF TEM

BD TEM

ÁREA TEM

MOT TEM

Para obtener información del estado del motor de interés se requiere seguir previamente los siguientes pasos:

1. Ir a "BD_TEM" y oprimir el botón "ORGANIZAR".
Si se desea ingresar nuevas medidas, anexarlas antes de organizar la tabla y hacer el análisis.
2. Ir a "ÁREA_AIS" e ingresar en "ÁREA" el área donde se encuentra el motor o los motores de interés, según la lista de ÁREAS especificada.
3. Ir a "MOT_AIS" e ingresar el motor que pertenece al área previamente digitada para así lograr visualizarlo.
4. Finalmente, oprimir "RUN" para visualizar la tendencia del valor de aislamiento eléctrico del motor digitado.

LISTA DE ÁREAS

- AMB
- CK1
- CK2
- CK3
- CRU
- FON
- MPP
- PAR
- PTQ
- SIB
- SIR

Figura 29. Contenido de la herramienta realizada para temperatura

MOTOR ANALYSIS

INFORMACIÓN DE LA RONDA DE TEMPERATURA

Para la técnica de temperatura monitorizada mediante pirómetro se asume que la temperatura está dando realmente 15°C menos. Por lo tanto, la ventana operativa se reduce 15°C para permitir un diagnóstico oportuno de posibles puntos calientes, lo cual se estableció gracias al conocimiento adquirido de manera práctica a lo largo del tiempo. En la tabla se muestran las temperaturas manejadas como control de dicho parametro.

	Temperatura Cuerpo [°C]	Temperatura Acople [°C]
Guía de Control	115	75
Guía de Control Real	130	90

Figura 30. Información de la herramienta realizada para temperatura

MOTOR ANALYSIS

BASE DE DATOS TEMPERATURA

TAG	COORDINACIÓN	ÁREA	FECHA	TEM°C, CUERPO	TEM°C, ACOUPLE	OBSERVACIONES
MP3202A	MPR	CB2	18/03/2019	SB	SB	NO SE OBSERVA DRENAJE LADO VENTILADOR Y LADO ACOUPLE.
MP3203Z	MPR	CB2	18/03/2019	47,00	70,00	FALTA EXTENSION DRENAJE LADO ACOUPLE.
MP3205Z	MPR	CB2	18/03/2019	SB	SB	SB, SIN BOMBA.
MP3206Z	MPR	CB2	18/03/2019	SB	SB	NO SE OBSERVA DRENAJE LADO VENTILADOR Y LADO ACOUPLE.
MP3207Z	MPR	CB2	18/03/2019	SB	SB	MOTOR FUERA DE SERVICIO.
MP3210Z	MPR	CB2	18/03/2019	55,00	63,00	SIN GRACERA LADO ACOUPLE, NO ES POSIBLE INSTALAR GRACERA, REQUIERE REPARAR ORIFICIO.
MP3211Z	MPR	CB2	18/03/2019	50,00	67,00	FALTA TAPON DRENAJE LADO VENTILADOR Y EXTENSION DRENAJE LADO ACOUPLE.
MP3212Z	MPR	CB2	18/03/2019	SB	SB	FALTA EXTENSION DRENAJE LADO ACOUPLE.
MP3213A	MPR	CB2	18/03/2019	SB	SB	FALTA TAPON DRENAJE LADO VENTILADOR Y EXTENSION DRENAJE LADO ACOUPLE.
MP3213B	MPR	CB2	18/03/2019	SB	SB	FALTA TAPON DRENAJE LADO VENTILADOR Y EXTENSION + TAPON DRENAJE LADO ACOUPLE.
MP3233A	MPR	CB2	18/03/2019	56,00	60,00	FALTA EXTENSION DRENAJE LADO VENTILADOR
MP3233B	MPR	CB2	18/03/2019	SB	SB	FALTA EXTENSION DRENAJE LADO ACOUPLE Y LADO VENTILADOR.
MP3234A	MPR	CB2	18/03/2019	SB	SB	FALTA EXTENSION DRENAJE LADO ACOUPLE.
MP3234B	MPR	CB2	18/03/2019	51,00	71,00	FALTA EXTENSION DRENAJE LADO ACOUPLE.
MP3235A	MPR	CB2	18/03/2019	SB	SB	IR_918
MP3235B	MPR	CB2	18/03/2019	49,00	58,00	FALTA EXTENSION DRENAJE LADO ACOUPLE Y LADO VENTILADOR.
MP3236A	MPR	CB2	18/03/2019	54,00	68,00	FALTA EXTENSION DRENAJE LADO ACOUPLE. DISPLAY RELE MULTILIN NO SIRVE.
MP3236B	MPR	CB2	18/03/2019	SB	SB	FALTA EXTENSION DRENAJE LADO ACOUPLE.

Figura 31. Base de datos de la herramienta realizada para temperatura

MOTOR ANALYSIS
ANALISIS DEPARTAMENTO TEMPERATURA

CONTENIDO

ÁREA PTQ

ÁREA	TAG	FECHA	CUERPO [°C]	ACOPLE [°C]
AROMATICOS	MP1301A	25/02/2016	58,3	56,5
AROMATICOS	MP1303B	25/02/2016	58,5	58,2
AROMATICOS	MP1303A	25/02/2016	SB	SB
AROMATICOS	MP1301B	25/02/2016	SB	SB
AROMATICOS	MP1302B	25/02/2016	56,9	58,4
AROMATICOS	MP1302A	25/02/2016	SB	SB
AROMATICOS	MP1305B	25/02/2016	SB	SB
AROMATICOS	MP1305A	25/02/2016	61	70,6
AROMATICOS	MP1308D	25/02/2016	63,1	66,7
AROMATICOS	MP1308C	25/02/2016	SB	SB
AROMATICOS	MP1311D	25/02/2016	50,1	60,5
AROMATICOS	MP1311C	25/02/2016	SB	SB
AROMATICOS	MP1304D	25/02/2016	SB	SB
AROMATICOS	MP1304C	25/02/2016	68,2	57,4
AROMATICOS	MP1309A	25/02/2016	53,1	66
AROMATICOS	MP1312D	25/02/2016	65	67
AROMATICOS	MP1312C	25/02/2016	SB	SB
AROMATICOS	MP1313D	25/02/2016	SB	SB

Figura 32. Base de datos según el área de ubicación para la herramienta de temperatura

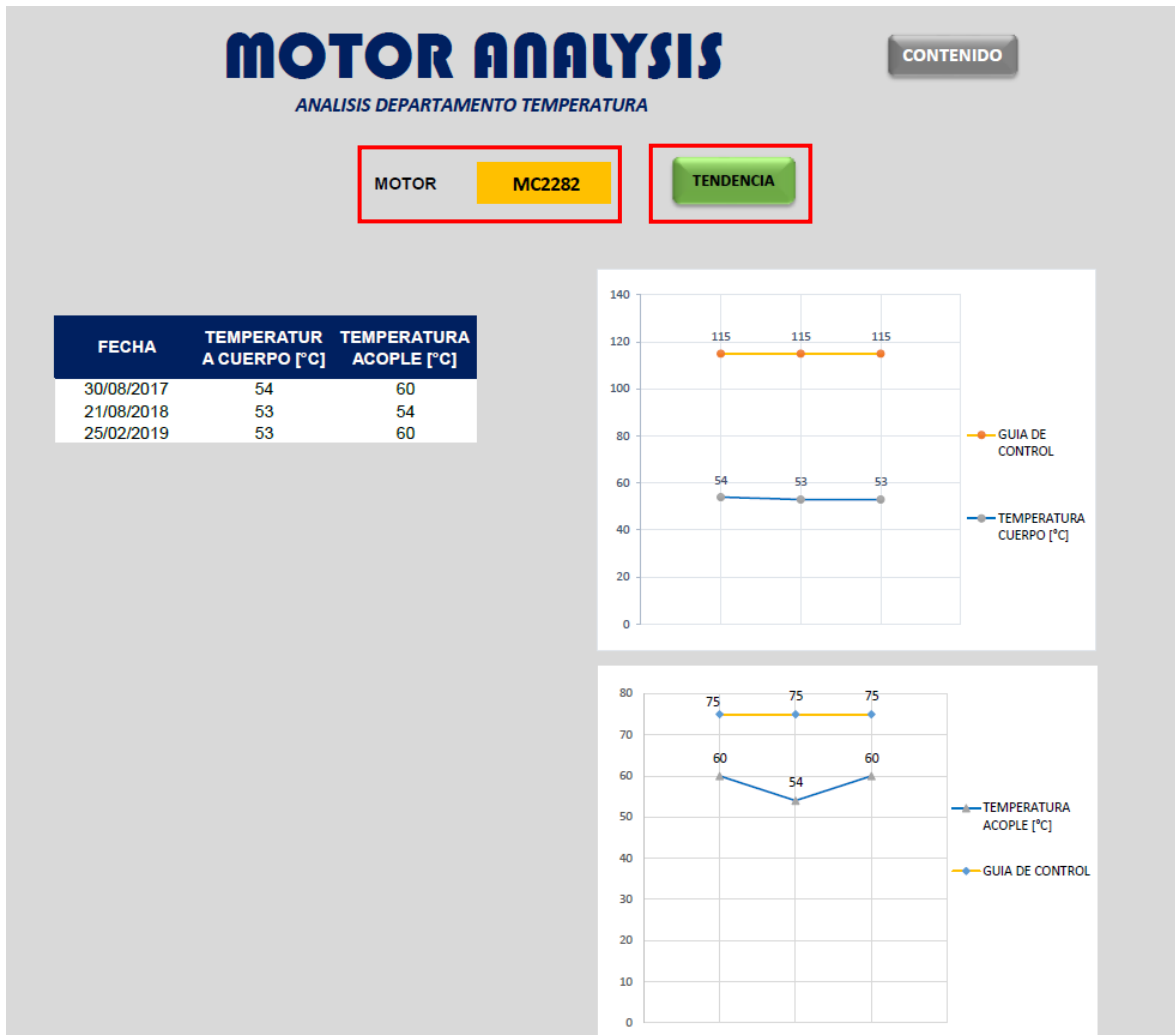


Figura 33. Visualización por motor de la herramienta realizada para temperatura

5.4 Ultrasonido

La herramienta diseñada para el análisis de la condición de los motores eléctricos de la planta industrial para la técnica de diagnóstico de ultrasonido cuenta con una ventana inicial desde la cual se puede dirigir (oprimiendo las celdas amarillas) a la base de datos de la herramienta, a la base de datos por área y a la tendencia del parámetro en el motor de interés (ver figura 34), como se presenta en el Apéndice I. Cuenta también con la lista de áreas establecidas en la planta industrial

y una serie de pasos a realizar para obtener información e ingresar nuevas mediciones, al igual que las herramientas presentadas previamente.

En la base de datos de la herramienta se ingresan las nuevas medidas tomadas para así seguir llevando un control de la condición de los motores eléctricos (ver figura 35). Para visualizar la condición de los motores eléctricos según el área se debe ingresar el área en la celda amarilla de la ventana “AREA_US”, así se podrán visualizar dos tablas de datos, la cuales se establecen según la ubicación de la medición: lado ventilador y lado acople (ver figura 36). Esta opción resulta importante cuando se tiene interés en conocer la condición de los motores eléctricos según un área específica.

Sin embargo, a veces resulta más útil conocer la condición del motor a través de una tendencia, pues como en este caso aún no se han definido ventanas operacionales. Por lo tanto, esta herramienta representa un inicio importante para la gestión de la técnica de ultrasonido en los motores eléctricos ya que permite observar si el equipo está teniendo un cambio abrupto que pueda representar un mal comportamiento o de lo contrario un comportamiento normal (ver la figura 37). Se espera que una vez definida una línea base como referencia de este parámetro se identifique el modo de falla DME. Para visualizar la tendencia del motor eléctrico en esta ventana es necesario incluir el área del motor en la ventana “AREA_US”, el TAG del motor en la ventana “MOTOR_US” y finalmente oprimir el botón “VER TENDENCIA”.

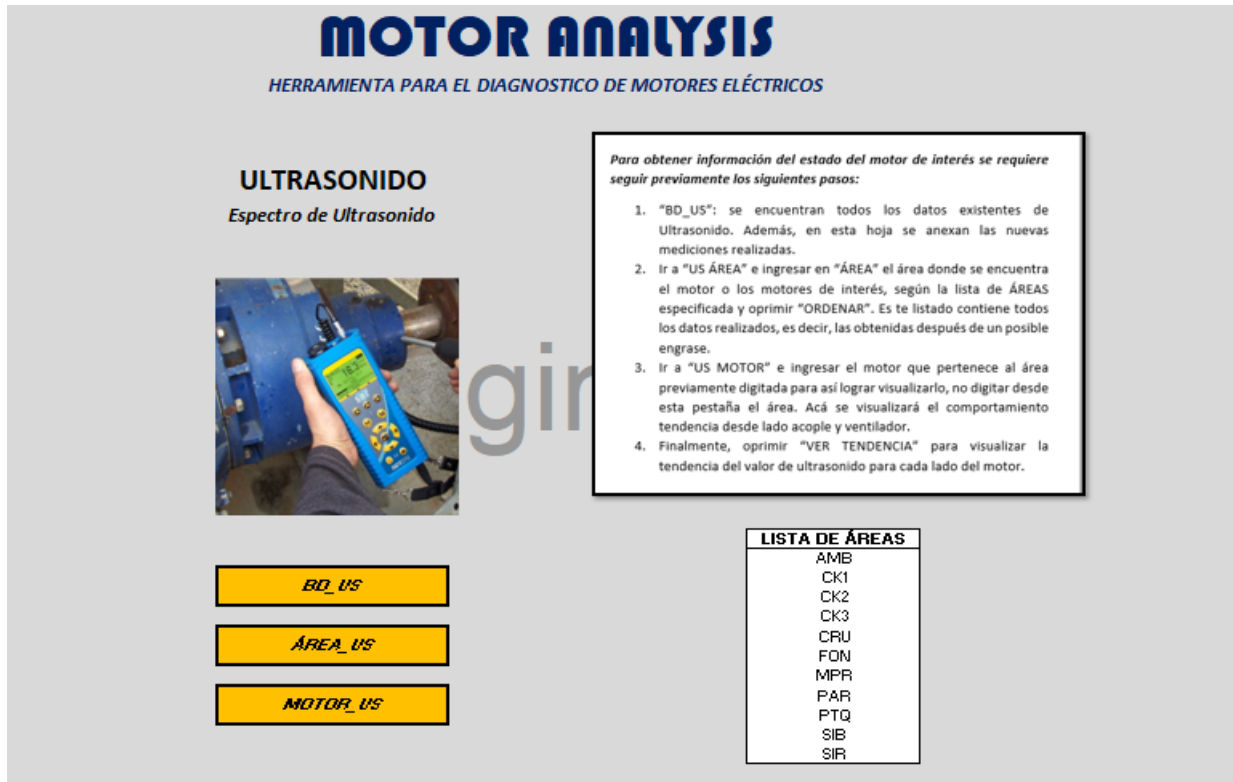


Figura 34. Contenido de la herramienta realizada para ultrasonido

MOTOR ANALYSIS
ANÁLISIS DE ULTRASONIDO

CONTENIDO

No. Registro	COORDINACIÓN	PLANTA	AUX	MOTOR	UBICACIÓN	FECHA	HORA	US RMS	US Máx RMS [dBμV]	US Pico [dBμV]	US Factor Cres
ALVIENTAL\PTAR\MP4001A\LV\RS1T\STHT	AMB	PTAR	\MP4001A	MP4001A	LV	9/08/2019	12:38 p.m.	27,7	28,6	41,5	4,9
ALVIENTAL\PTAR\MP4001A\LV\RS1T\STHT	AMB	PTAR	\MP4001A	MP4001A	LV	9/08/2019	12:38 p.m.	25,8	26,3	38,5	4,31
ALVIENTAL\PTAR\MP4001A\LV\RS1T\STHT	AMB	PTAR	\MP4001A	MP4001A	LV	9/08/2019	12:40 p.m.	18,1	18,8	30,8	4,31
ALVIENTAL\PTAR\MP4001A\LV\RS1T\STHT	AMB	PTAR	\MP4001A	MP4001A	LV	9/08/2019	12:40 p.m.	19	19,5	30,7	3,85
ALVIENTAL\PTAR\MP4001A\LV\RS1T\STHT	AMB	PTAR	\MP4001A	MP4001A	LV	1/09/2019	10:06 a.m.	29,2	30,9	42	4,37
ALVIENTAL\PTAR\MP4001A\LV\RS1T\STHT	AMB	PTAR	\MP4001A	MP4001A	LV	1/09/2019	10:06 a.m.	30,2	31,2	43,1	4,42
ALVIENTAL\PTAR\MP4001A\LV\RS1T\STHT	AMB	PTAR	\MP4001A	MP4001A	LV	1/09/2019	10:09 a.m.	20,1	21,1	36,8	6,84
ALVIENTAL\PTAR\MP4001A\LA\RS1T\STHT	AMB	PTAR	\MP4001A	MP4001A	LA	9/08/2019	12:39 p.m.	13,6	16	28	5,24
ALVIENTAL\PTAR\MP4001A\LA\RS1T\STHT	AMB	PTAR	\MP4001A	MP4001A	LA	9/08/2019	12:39 p.m.	17,4	18,1	29,9	4,22
ALVIENTAL\PTAR\MP4001A\LA\RS1T\STHT	AMB	PTAR	\MP4001A	MP4001A	LA	1/09/2019	10:07 a.m.	18,3	19,4	35,2	7
ALVIENTAL\PTAR\MP4001A\LA\RS1T\STHT	AMB	PTAR	\MP4001A	MP4001A	LA	1/09/2019	10:07 a.m.	14,6	16,3	29,8	5,75
ALVIENTAL\PTAR\MP4001A\LA\RS1T\STHT	AMB	PTAR	\MP4001A	MP4001A	LA	1/09/2019	10:09 a.m.	17,7	18,7	31,2	4,73
ALVIENTAL\PTAR\MP4002C\LV\RS1T\STHT	AMB	PTAR	\MP4002C	MP4002C	LV	9/08/2019	12:44 p.m.	18,1	19,1	32	4,95
ALVIENTAL\PTAR\MP4002C\LV\RS1T\STHT	AMB	PTAR	\MP4002C	MP4002C	LV	9/08/2019	12:45 o.m.	21,2	22,1	33,7	4,22

Figura 35. Base de datos de la herramienta realizada para ultrasonido

MOTOR ANALYSIS

MOTOR CIRCUIT ANALYSIS (MCA)

CONTENIDO

ORDENAR

ÁREA

CK1

LADO ACOPLE						LADO VENTILADOR					
UNIDAD	MOTOR	FECHA	HORA	US [RMS]		UNIDAD	MOTOR	FECHA	HORA	US [RMS]	
UOPI	MC2752B	30/04/2019	8:58 a.m.	22.5		UOPI	MC2752B	21/08/2019	8:49 a.m.	-9.00	
UOPI	MC2752B	21/08/2019	8:48 a.m.	6.1		UOPI	MC2752B	21/08/2019	8:49 a.m.	-9.00	
UOPI	MC2752B	21/08/2019	8:48 a.m.	7.1		UOPI	MP2702D	30/04/2019	9:41 a.m.	20.80	
UOPI	MC2752B	27/09/2019	1:21 p.m.	10.2		UOPI	MP2702D	30/04/2019	9:43 a.m.	22.40	
UOPI	MC2752B	27/09/2019	1:21 p.m.	8.1		UOPI	MP2712A	30/04/2019	9:25 a.m.	23.30	
UOPI	MP2702D	30/04/2019	9:38 a.m.	13.8		UOPI	MP2712A	30/04/2019	9:29 a.m.	26.40	
UOPI	MP2702D	30/04/2019	9:40 a.m.	17.3		UOPI	MP2712A	21/08/2019	8:21 a.m.	25.10	
UOPI	MP2712A	30/04/2019	9:18 a.m.	15.6		UOPI	MP2712A	21/08/2019	8:21 a.m.	21.30	
UOPI	MP2712A	21/08/2019	9:19 a.m.	19.6		UOPI	MP2712A	21/08/2019	8:24 a.m.	22.80	
UOPI	MP2712A	21/08/2019	8:19 a.m.	15.3		UOPI	MP2712A	21/08/2019	8:24 a.m.	22.60	
UOPI	MP2712A	21/08/2019	8:20 a.m.	16.9		UOPI	MP2712A	27/09/2019	1:31 p.m.	27.40	
UOPI	MP2712A	21/08/2019	8:22 a.m.	18.4		UOPI	MP2712A	27/09/2019	1:31 p.m.	25.30	
UOPI	MP2712A	21/08/2019	8:22 a.m.	15.8		UOPI	MP2712A	27/09/2019	1:32 p.m.	25.10	
UOPI	MP2712A	27/09/2019	1:30 p.m.	17.7		UOPI	MP2712A	27/09/2019	1:32 p.m.	26.00	
UOPI	MP2712A	27/09/2019	1:30 p.m.	18		UOPI	MP2713B	21/08/2019	9:00 a.m.	39.10	
UOPI	MP2713B	21/08/2019	8:58 a.m.	30.1		UOPI	MP2713B	21/08/2019	9:00 a.m.	38.20	
UOPI	MP2713B	21/08/2019	8:59 a.m.	29.2		UOPI	MP2713B	21/08/2019	9:06 a.m.	35.80	
UOPI	MP2713B	21/08/2019	9:05 a.m.	31.2		UOPI	MP2713B	21/08/2019	9:06 a.m.	35.70	
UOPI	MP2713B	21/08/2019	9:05 a.m.	30		UOPI	MP2713B	27/09/2019	1:13 p.m.	30.80	
UOPI	MP2713B	27/09/2019	1:12 p.m.	38		UOPI	MP2713B	27/09/2019	1:13 p.m.	31.00	
UOPI	MP2713B	27/09/2019	1:12 p.m.	36.6		UOPI	MP2713B	27/09/2019	1:17 p.m.	29.40	
UOPI	MP2713B	27/09/2019	1:15 p.m.	38.3		UOPI	MP2713B	27/09/2019	1:18 p.m.	29.80	
UOPI	MP2713B	27/09/2019	1:15 p.m.	38.2		UOPI	MP2718A	30/04/2019	9:34 a.m.	28.50	

Figura 36. Base de datos según el área de ubicación para la herramienta de ultrasonido

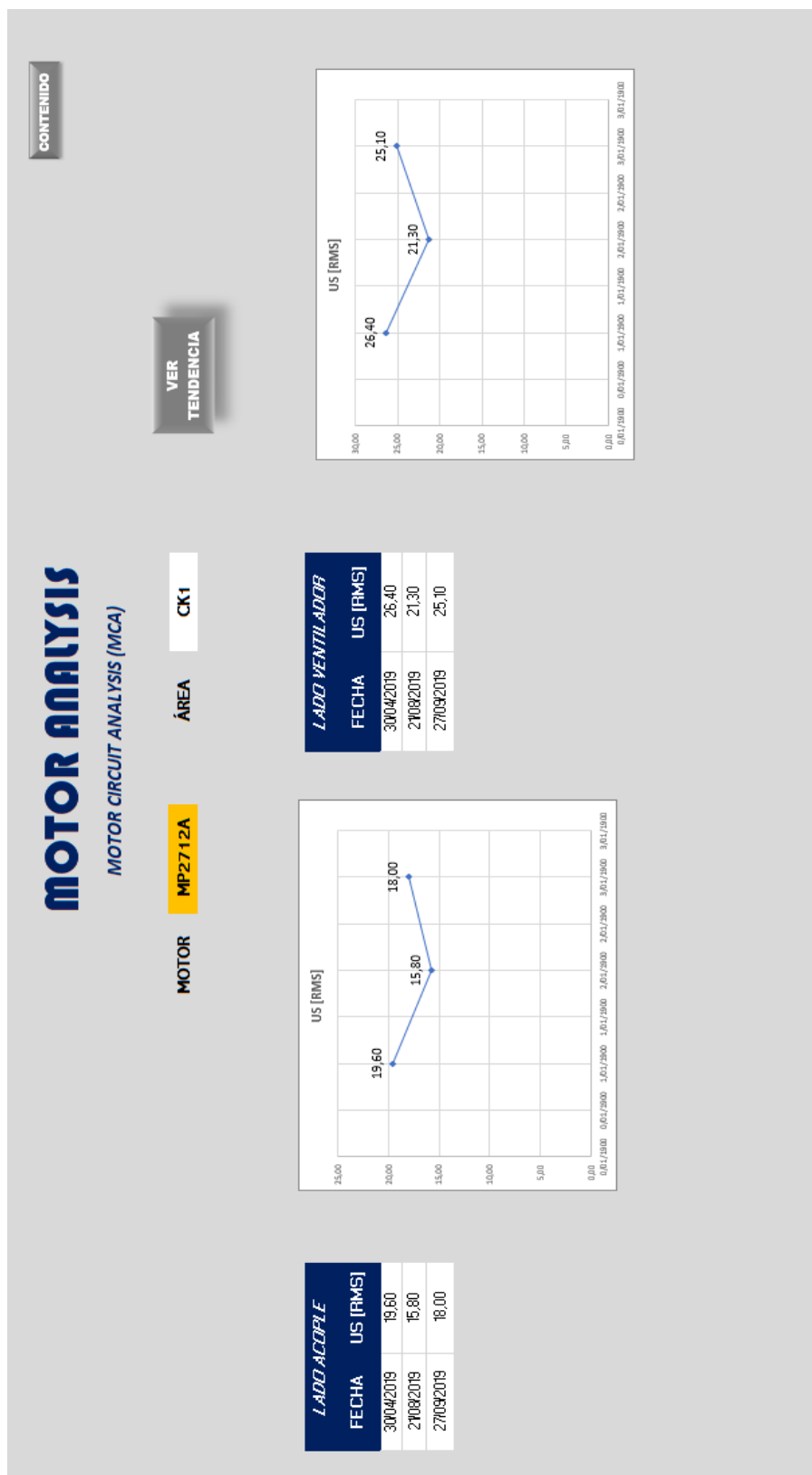


Figura 37. Visualización por motor de la herramienta de ultrasonido.

5.5 Análisis de la condición de los motores eléctricos de la planta industrial

El análisis mostrado en la figura 38 presenta de manera resumida la gestión desarrollada de manera preliminar con las herramientas realizadas, mediante Microsoft Power BI, la cual permite actualizar los datos a la fecha con relación al estado actual de los motores eléctricos de la planta.

Inicialmente, se identifica la población que se va a gestionar, es decir, se genera una clasificación del equipo al que se le hará un seguimiento de la condición en la que se encuentra para así determinar posibles oportunidades en su diseño según sea la falla más común. Por ejemplo, en este caso se encuentra que el modo de falla más frecuente desde el 2017 al 2019 es EAIS (bajo aislamiento eléctrico), este modo de falla se puede dar debido a la contaminación o humedad en el aislamiento lo que puede ocasionar un desgaste en el aislamiento (barniz) de los bobinados. En este caso, se podría identificar si este modo de falla es o no más propenso en los motores que cuentan con encerramiento de tipo abierto y si se debe proteger o tomar una acción adicional como la inspección de los motores que cuentan con este tipo de encerramiento un determinado periodo de tiempo, identificado en la estrategia de los motores eléctricos como una TBT.

Las fallas que han ocasionado el cese en la operación de los diferentes procesos realizados en la planta industrial han sido establecidas como TASA DE FALLAS, clasificadas según el modo de falla en la gráfica FALLAS 2017-2019. Sin embargo, este tipo de clasificación no incluye las fallas que han ocasionado la pérdida de la función de todos los motores eléctricos, ni todos los que han presentado defectos o todos aquellos que hayan requerido mantenimiento de tipo correctivo.

Utilizando las herramientas establecidas para la identificación de los modos de falla presentes en los motores eléctricos, descritas en este capítulo, se observa que el más común es por bajo aislamiento, sin embargo, esta técnica es hecha a los motores eléctricos que puedan pararse durante

su realización, similar a la técnica MCA, que requiere la misma condición, pero es realizado solo a motores críticos. La técnica de temperatura a diferencia de las dos anteriores requiere que el equipo se encuentre operando y es desarrollada a la totalidad de motores eléctricos. Haciendo un análisis con las gráficas FALLAS 2017-2019 y DETECCIÓN MEDIANTE TÉCNICAS se obtiene que en las dos gráficas se encuentra que el modo de falla EAIS es el más común, lo cual indicaría que la detección mediante la herramienta de manera ágil puede identificar un comportamiento válido de la falla más representativa del activo en cuestión.

Otra información relevante para analizar e identificar es si el modelo implementado para estos equipos es viable, debido a la cantidad de motores eléctricos intervenidos en la planta industrial mostrada en la gráfica INTERVENIDOS, lo cual es de utilidad para la identificación de malos actores, posibles oportunidades de mejora en su diseño e inclusive calcular el desempeño de los motores en la planta industrial mediante indicadores de clase mundial. Además de la cantidad de motores eléctricos y el tiempo que dura la intervención, influyen en la disponibilidad, por ello se toma como un factor relevante para evaluar el desempeño que tiene un activo. Una evaluación del modelo de gestión basado en confiabilidad se puede hacer al comparar el número de motores eléctricos intervenidos decrece con respecto a los anteriores.

ANÁLISIS DE CONDICIÓN DE LOS MOTORES ELÉCTRICOS

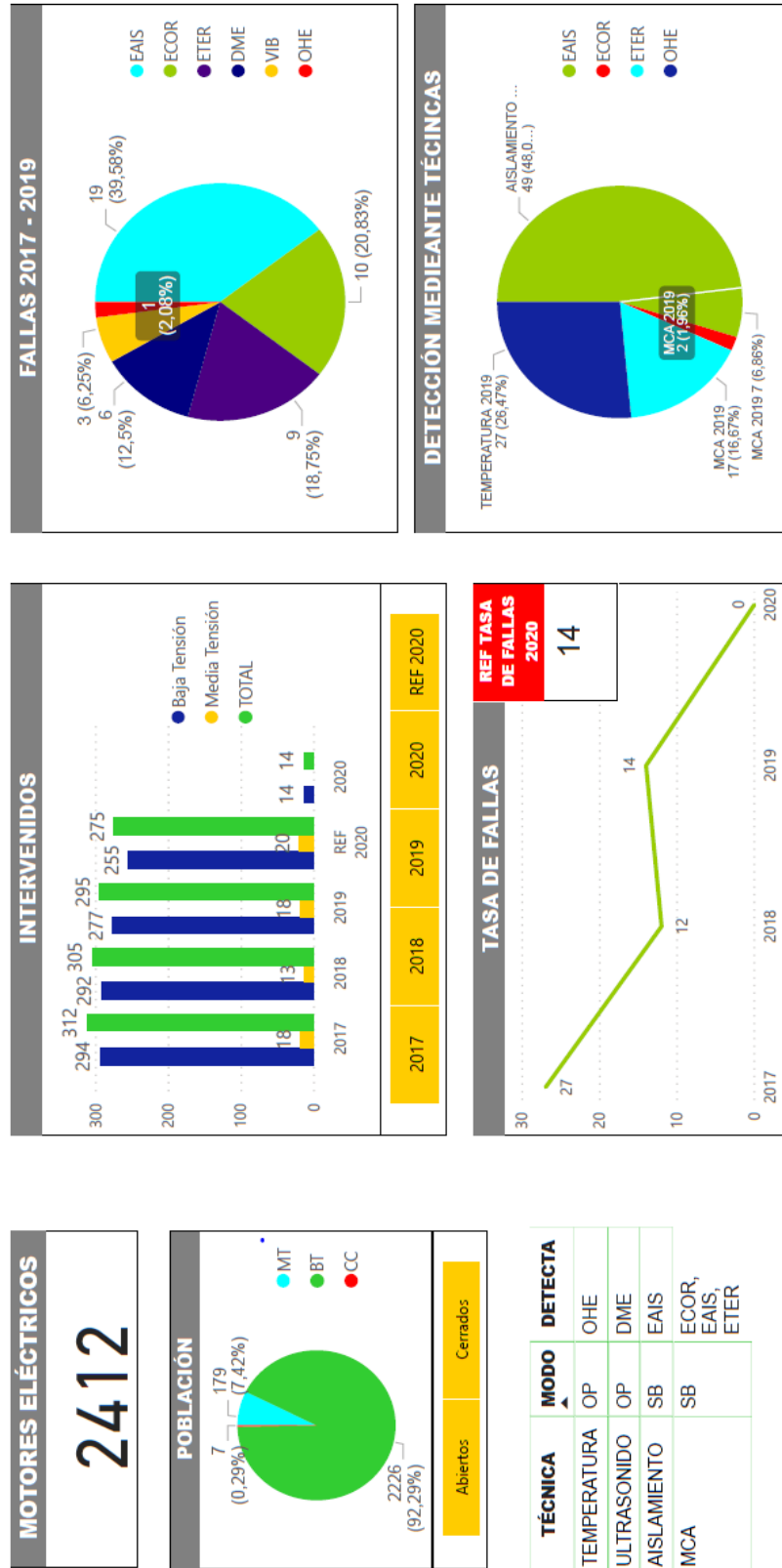


Figura 38. Análisis de condición de los motores eléctricos

6. Indicadores básicos de clase mundial

Los datos tratados de confiabilidad y mantenimiento pueden ser aprovechados para obtener información mediante el desarrollo de indicadores claves de rendimiento (KPI) y así compararse con información de referencia. Esta actividad recibe el nombre de “Benchmarking”, y tiene el objetivo de mejorar la administración de una compañía mediante la identificación de las áreas con mayor oportunidad de mejora. Este proceso se evidencia en la figura 39, los KPI están alineados a los objetivos que tenga una organización, siendo libre incluso de definirlos de la manera más conveniente.

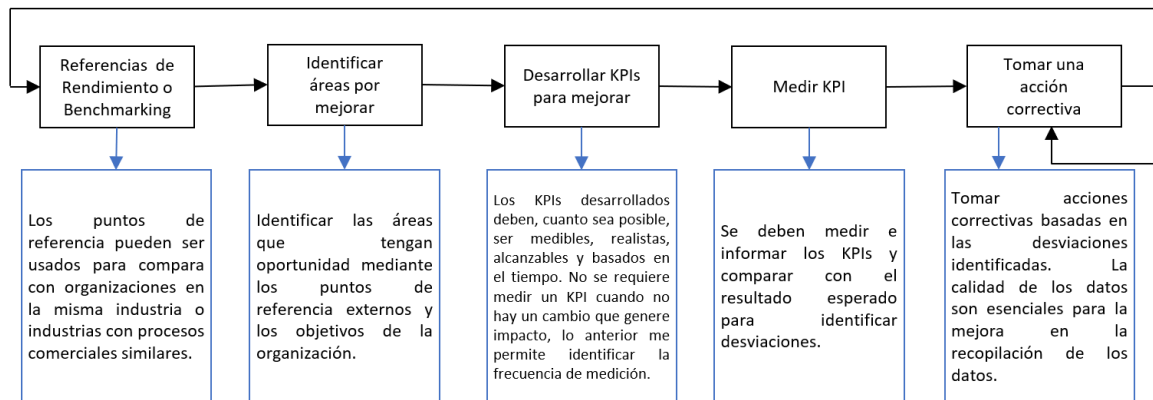


Figura 39. Proceso para usar KPI y comparar el desempeño del activo (ISO 14224, 2016).

En este capítulo, resulta relevante definir lo que por fallo se entiende ya que de esto depende la medición mediante los indicadores. Se dice que un equipo se encuentra en fallo cuando este deja de tener la aptitud para cumplir una función requerida. Se puede identificar un posible fallo gracias

a que al producirse dejar al menos una evidencia física a la cual se conoce comúnmente como modo de fallo (ver tabla 15). Adicionalmente, es de interés conocer la causa de fallo presente en la vida del equipo, es decir, presentes desde su diseño hasta su desincorporación, para tomar una acción definitiva y evitar que este se vuelva a presentar.

Con la información obtenida de SAP y la estandarización de los modos de falla según SAP junto a la ISO 14224 y lo que cada técnica de monitorización implementada en la planta industrial abarca para la detección de las posibles fallas presentes en la planta industrial, se propone realizar un análisis oportuno de una posible falla antes de que se materialice y represente un impacto significativo en la disponibilidad operacional. Al finalizar este capítulo se establecerá un resumen de los indicadores básicos de desempeño para evaluar de manera sencilla el estado de los motores eléctricos en la planta industrial.

6.1 Disponibilidad

La disponibilidad de un equipo hace referencia a la característica que puede ser estimada cuantitativamente de la operatividad de un activo y representa el tiempo disponible que tiene un activo en un periodo de tiempo. Esta variable puede cambiar para un instante dado a diferencia de la confiabilidad que no puede ser interrumpido en un periodo de tiempo. Un aspecto importante por conocer es el estado y tiempo de un activo, el cual se establece según el funcionamiento requerido por el equipo, si lo cumple o no; si se encuentra en un estado de disponibilidad o de indisponibilidad. Se dice que el activo se encuentra disponible cuando está en estado de funcionamiento, en estado de espera o reserva y en estado de reposo o no funcionamiento donde no se requiere el funcionamiento. Además, el equipo puede encontrarse indisponible si se presenta

en estado de avería, es decir, con una posible incapacidad para cumplir un funcionamiento requerido o cuando se presenta una incapacidad de cumplir con una función durante el mantenimiento (Márquez Parra, Carlos Alberto Márquez Crespo, 2015; BSI, 2016).

Otro aspecto importante por conocer es el estado y tiempo de un activo, se establece según el funcionamiento requerido por el equipo, si lo cumple o no; si se encuentra en un estado de disponibilidad o de indisponibilidad. Se dice que el activo se encuentra disponible cuando está en estado de funcionamiento, en estado de espera o reserva y en estado de reposo o no funcionamiento donde no se requiere el funcionamiento. Además, el equipo puede encontrarse indisponible si se presenta en estado de avería, es decir, con una posible inaptitud para cumplir un funcionamiento requerido o cuando se presenta una discapacidad de cumplir con una función durante el mantenimiento (BSI, 2016).

Disponibilidad operativa: muestra la tendencia de la disponibilidad del equipo cuando es cubierto el mantenimiento correctivo y preventivo, es decir, cuando todo el mantenimiento se incluye en el tiempo de inactividad. Matemáticamente se puede representar como se muestra en (2). Donde, MUT es el tiempo medio de actividad; MDT es el tiempo medio de inactividad el cual se compone de varios retrasos como: detección, repuestos, duración de reparación entre otro (BSI, 2016).

$$A_o = \frac{MUT}{MUT + MDT} \quad (2)$$

Disponibilidad intrínseca: A_I muestra la tendencia de disponibilidad del equipo considerando únicamente recursos de mantenimiento, siendo esta característica de mayor interés para ingenieros de confiabilidad. Se representa matemáticamente como se muestra en (3). Donde, MTTRes es el tiempo medio de restauración y MTTF es el tiempo medio de fallas (BSI, 2016).

$$A_I = \frac{MTTF}{MTTF + MTTRes} \quad (3)$$

Se hace la claridad de que MTTRes es el tiempo medio de restauración el cual abarca el tiempo de detección de falla, el tiempo antes de ser reparado y siendo reparado, y el tiempo antes de estar disponible para la puesta en servicio. $MTTRes = MFDT + MRT$. El parámetro MFDT es el tiempo en el cual la falla se detecta y es despreciable con respecto a MRT. Por lo tanto, es razonable aproximar MTTRes a MRT (BSI, 2016).

Tiempo Medio Transcurrido entre fallas, METBF: este indicador permite la identificación del aumento o decremento de disponibilidad del equipo. Se expresa matemáticamente como se muestra en (4).

$$METBF = MTTF + MTTRes \quad (4)$$

Finalmente, se podría decir que A_I es igual a A_o únicamente si MDT es igual a MTTRes, sabiendo que MUT normalmente es cercano a MTTF. Sin embargo, estos dos términos no se deben confundir, MTTF hace referencia al tiempo medio de operación antes de la primera falla y MUT es el tiempo medio en servicio después de la primera reparación realizada. Si la reparación es perfecta, es decir, si el equipo queda “como nuevo” entonces MTTF será igual a MUT. En la figura 40 se muestran los estados anteriormente mencionados. Sin embargo, en esta figura se considera que es para un equipo sin mantenimiento preventivo o que es llevado hasta la falla.

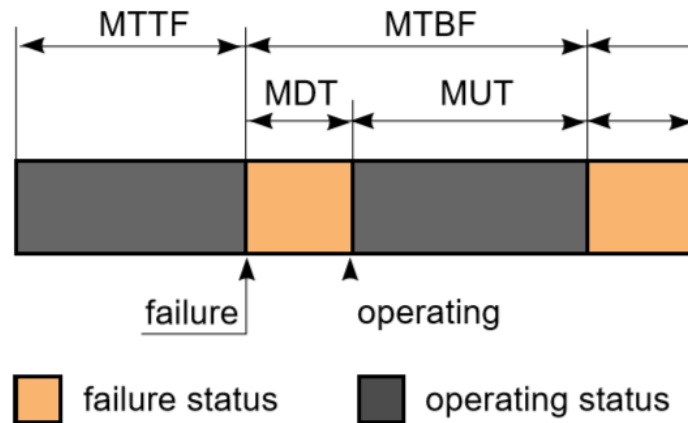


Figura 40. Estados de disponibilidad e indisponibilidad (Lemaire, 1986)

En (Silva Ardila & Orrego Barrera, 2009) y (Hilt, Járó, & Bakos, 2016), se muestra una posible definición matemática para la disponibilidad expresada en (5).

$$A = \frac{MTBF}{MTBF + MRT} \quad (5)$$

Donde,

MTBF o METBF: Tiempo medio entre fallas

MRT: hace referencia al tiempo medio de reparación general relacionado con las reparaciones de falla luego de identificada la falla.

Según (Silva Ardila & Orrego Barrera, 2009), se pueden expresar matemáticamente los estados anteriores como se muestran en (6) y (7), respectivamente.

$$MTBF = \frac{T_o N - \sum_{i=1}^n T_{np}(i)}{C_f} \quad (6)$$

Donde,

T_o : Tiempo establecido para operar

T_{np} : Tiempo de paradas no programadas

C_f : Cantidad de fallas detectadas durante el periodo establecido para operar.

N : Cantidad de componentes analizados

$$MTTR = \frac{T_{tr}}{C_r} \quad (7)$$

Donde,

T_{tr} : Tiempo total utilizado para reparar durante el periodo evaluado

C_r : Cantidad de reparaciones realizadas

$$\lambda = \frac{1}{MTTF} \quad (8)$$

Donde, λ es la frecuencia de fallos.

6.2 Confiabilidad

La confiabilidad de un equipo es la aptitud que tiene este para cumplir un funcionamiento requerido, expresado como la probabilidad de que esto suceda durante un tiempo establecido. Para lograr la confiabilidad del equipo es necesario identificar los factores cualitativos y cuantitativos del funcionamiento que debe cumplir el activo para tener un comportamiento satisfactorio. Además, de las condiciones de uso que este conlleve, se debe indicar factores ambientales, perfil operacional, ciclos de temperatura y humedad, entre otros. La metodología para el análisis de esta característica se basa en la variable TTF “Time to Failure” o tiempo hasta el fallo, por lo cual se requiere una base de datos donde se encuentren las fallas identificadas en un periodo de tiempo, es decir, donde estos equipos sean intervenidos (ver Apéndice J). A continuación, en la tabla 18, se expresan de manera matemática algunos indicadores básicos para el análisis estadístico de

confiabilidad mediante un modelo de distribución exponencial brindado por (BSI, 2016) y (Márquez Parra, Carlos Alberto Márquez Crespo, 2015).

Tabla 18.

Indicadores matemáticos de confiabilidad, mediante distribución exponencial.

Indicadores de análisis de fiabilidad	Distribución Exponencial
<p>C(x_i): función de distribución acumulada inversa de probabilidad de que no ocurra el fallo</p> <p>Probabilidad de que el equipo sobreviva un periodo de tiempo o probabilidad de que no ocurra el fallo. Se conoce a su vez como R(t)</p>	$C(x_i) = e^{-\lambda \cdot (x_i)}$
<p>E(X): conocido como MTTF "Mean Time to Failure"</p> <p>Es posible estimar este indicador para todas las distribuciones. Se encarga de estimar el tiempo en el que ocurrirá el próximo fallo</p>	$E(X) = MTTF = \sum_{i=1}^N \frac{x_i}{N}$
<p>*Donde, λ= frecuencia de fallos, es una constante; x_i= tiempo hasta el fallo i; X= tiempo total de fallo; N= número total de fallos</p> $\lambda = \frac{1}{E(X)}$	

Nota. Adaptado de (Márquez Parra, Carlos Alberto Márquez Crespo, 2015).

6.3 Mantenibilidad

Se define como la capacidad bajo determinadas condiciones de un equipo para ser mantenido o restaurado en un periodo de tiempo. Para el análisis de la mantenibilidad se estudia la variable aleatoria continua "tiempo fuera de servicio", la cual es representada por el indicador DT: Down

Time. Aunque este tiempo fuera de servicio conlleva factores como la logística (autorizaciones, realización de permisos), movilización del equipo al taller de mantenimiento, entre otros, DT se aproxima al tiempo requerido para restaurarlo, es decir, al tiempo de inactividad generado por el tiempo que el equipo está en mantenimiento correctivo, asumiendo que este es mucho mayor a los demás, este tiempo se establece como MTTRes y MRT. La versión probabilística de este concepto, lo considera la probabilidad de un equipo para restaurarse dentro de un periodo determinado (considerando que el mantenimiento es realizado por personal con habilidades específicas, utilizando procedimientos y recursos prescritos). La mantenibilidad se puede expresar matemáticamente como se muestra en (9), variando de 0 a 1, lo que significa que cualquier equipo puede ser reparable si se espera lo suficiente (BSI, 2016).

$$M(t) = P(RT \leq t) \quad (9)$$

Donde,

RT: es el tiempo activo de reparación, es decir, desde la detección hasta su reparación.

$P(RT \leq t)$: es la probabilidad de que RT sea menor en el tiempo, t.

Considerando que la tasa de reparación $\mu(t)$ sea constante, se obtiene que la expresión matemática para M(t) mediante una función de distribución exponencial es (10).

$$M(t) = 1 - e^{-\mu.t} \quad (10)$$

Donde,

μ : tasa de reparación es un parámetro de confiabilidad que permite evaluar la probabilidad de que el equipo sea reparado en un periodo luego de ocurrir la falla. Se puede estimar como se muestra en (11).

$$\mu = \frac{n}{\sum RT_i} = \frac{1}{MRT} \quad (11)$$

Donde,

n : es el número de reparaciones

RT_i : es la duración de reparación i -ésima

MRT: es el tiempo medio de reparación

6.4 Resultado de los indicadores básicos

En la Tabla 19, se muestran los resultados de los KPI para los motores eléctricos de la planta industrial en el año 2019. Estos resultados se calcularon considerando los datos colectados en el año 2019 por el departamento de mantenimiento de la GRB ECOPETROL S.A. de los motores intervenidos. La información brindada por parte de mantenimiento se encuentra en el Apéndice J.

Tabla 19.

Indicadores básicos según los datos documentados en el año 2019 en la GRB.

KPI	Ecuación	Consideraciones	Resultados
MRT, tiempo que durarán en ir todos los motores a mantenimiento preventivo y correctivo.	$MRT = \frac{T_{mtto}}{C_{mtto}} * n$	$n = 289$ $\frac{T_{mtto}}{C_{mtto}}$ $= 8,3322 \text{ días}$	$MRT = \frac{8,3322}{365} * 289$ $= 6,59724 \text{ años}$
MTBF o ETBC, tiempo que tardará en llegar al taller por mantenimiento correctivo los motores eléctricos en un periodo de tiempo.	$MTBF = \frac{T_0 N - \sum_{i=1}^n T_{np}(i)}{C_f}$ $\cong MTTF + MRT$	$\sum_{i=1}^{44} T_{np}(i) = 367,3488 \text{ días}$ $T_0 = 1 \text{ año}$ $C_f = 44$ $N = 2412$	$MTBF = \frac{1 * 2412 - \frac{367,3488}{365}}{44}$ $= 54,6679 \text{ años}$
A, cálculo de la disponibilidad en el lapso de un año.	$A = \frac{MTBF}{MTBF + MRT} * 100$		$A = \frac{54,6679}{54,6679 + 6,59724} * 100 = 89,2317\%$
C(t), la confiabilidad calculada para un año.	$C(t_0) = e^{-\lambda t} * 100$	Se consideran únicamente como falla el mantenimiento correctivo.	$C(t_0) = e^{-0,01867 * 1} * 100 = 98,1505\%$
λ	$\lambda = \frac{1}{MTBF}$	Ya que el mantenimiento preventivo no interrumpe la	$\lambda = \frac{1}{54,6679} = 0,01867$

KPI	Ecuación	Consideraciones	Resultados
<p>M(t): mantenibilidad, capacidad de que la familia sea restaurada en un periodo de tiempo.</p>	$M(t) = 1 - e^{-\mu t}$	<p>confiabilidad del sistema.</p>	$M(1) = 1 - e^{-0,1516 \times 1}$ $= 14,0650\%$
μ	$\mu = \frac{1}{MRT}$	<p>Esta constante es analizada para calcular la mantenibilidad considerando el tiempo transcurrido en el mantenimiento preventivo y correctivo.</p>	$\mu = \frac{1}{6,5972} = 0,1516$

6.5 Evaluación de los indicadores mediante “Benchmarking”

Con la información brindada por la compañía Shell se evaluarán algunos indicadores comúnmente comparados en la industria. Se tuvieron en cuenta algunas consideraciones al momento de realizar el cálculo mediante los indicadores de clase mundial y la realización del comparativo entre las compañías, principalmente para el cálculo de la cantidad de intervenciones y de defectos presentados en los motores.

En la Tabla 20 se encuentra un MTBF con mantenimiento preventivo de 8 a 10 años, en el caso más exigente sería de 10 años, este fue el dato considerado para el cálculo de la cantidad de intervenciones como se muestra en la Tabla 22. Además, para el cálculo de la cantidad de motores que presentan defectos se consideró la Tabla 21, la cual establece que el 2% de los motores presentarán fallas en servicio. Cabe aclarar que el tiempo considerado para la reparación tanto por defecto como por intervención es mayor, pues no se está considerando la gestión previa de llevarse al taller.

Tabla 20.

MTBF para los modos típicos de falla según Shell.

	Estimation of MTBF w/o PM (No attention to the equipment)	Usual MTBF With PM (Full attention to the equipment)	ETBC (examples) (Estimated Time Between Consequences, as per OP99- 0517; Average from previous S- RCM studies)
Motors			
Motor Compartment failure - Circuitbreaker L. Voltage			
Motor Compartment failure - Circuitbreaker H. Voltage	5 to 20 yrs	10 to 20 yrs	>50 yrs
Motor Compartment failure - Auxillary contacts	5 to 20 yrs	10 to 20 yrs	>50 yrs
Cable (-insulation) failure		>50 yrs	
Motor earthing failure (regulations)			
Bearing failure (sealed for life)	5 to 10 yrs	5 to 20 yrs	>50 yrs
Bearing failure (sleeve bearings)	1 to 5 yrs	15 to 30 yrs	>50 yrs
Bearing failure (roller-bearing)	0.5 to 2 yrs	8 to 10 yrs	>25 to 50 yrs
Stator Winding insulation failure	15 to 30 yrs	15 to 30 yrs	>40 to 50 yrs
Rotor bar failure (secondary damage from bearing failure)	0.5 to 4 yrs	8 to 10 yrs	>50 yrs
Cooling Fan failure (design and certification Eex)		30 yrs	

Nota. Adaptado de (Shell Global Solutions, 2000).

Tabla 21.

Porcentaje por año de falla brindado por Shell.

Equipment Reliability

The following are the average failure statistics for 2000 and (1999).

	Percentage per year	MTBF years
Motor failures in service	2.4 (2.0)	
Total motor defects (In Service + Condition Monitoring)	6.1 (4.4)	16.4 (22.7)
Switchgear defects	2.4 (2.4)	41.7 (41.7)
UPS (including battery) defects.	13.1 (11.6)	7.6 (8.6)
LV variable speed drive defects	5.3 (3.6)	18.9 (27.7)
HV variable speed drive defects	50 (18.5)	2 (5.4)

It should be noted that the above figures should be treated with caution. The percentage per year figure (and hence the MTBF) is highly influenced by the total population of the equipment. E.g. the total population of HV VSIDS is 46 units while this year 23 experienced a failure; this gives a large variance compared with the previous year.

Nota. Adaptado de (Shell, 2002).

Tabla 22.

Indicadores básicos según la información brindada por Shell.

KPI	Ecuación	Consideraciones	Resultados
n: número de motores intervenidos.	$n = \frac{N * t}{MTBF}$	MTBF = 10 años MTBF = 2412 t = 1 año N = 2412	$n = \frac{2412 * 1}{10} = 241$
C _f : número de defectos en la familia de equipos.	$C_f = N * \%$	N = 2412 Porcentaje Shell = 2%	$C_f = 2412 * 0,02 = 49$
MRT, tiempo que durarán en ir todos los motores a mantenimiento preventivo y correctivo.	$MRT = \frac{T_{mtto}}{C_{mtto}} * n$	n = 241 $\frac{T_{mtto}}{C_{mtto}} = 8,3322$ días	$MRT = \frac{8,3322}{365} * 241 = 5,5015$ años
MTBF, tiempo que tardará en llegar al taller por mantenimiento correctivo los motores eléctricos en un periodo de tiempo.	$MTBF = \frac{T_0 N - \sum_{i=1}^n T}{C_f}$ $\cong MTTF + MRT$	$\sum_{i=1}^{44} T_{np}(i) = 409,093$ días T ₀ = 1 año C _f = 44 N = 2412	$MTBF = \frac{1 * 2412 - \frac{409,093}{365}}{44} = 49,1120$ años
A, cálculo de la disponibilidad en el lapso de un año.	$A = \frac{MTBF}{MTBF + MRT} * 100$		$A = \frac{49,1120}{49,1120 + 5,5015} * 100 = 89,9265 \%$
C(t), la confiabilidad calculada para un año.	$C(t_0) = e^{-\lambda t} * 100$	Se consideran únicamente como falla el	$C(t_0) = e^{-0,02036*1} * 100 = 97,9844\%$

KPI	Ecuación	Consideraciones	Resultados
		mantenimiento correctivo.	
λ	$\lambda = \frac{1}{MTBF}$	Ya que el mantenimiento preventivo no interrumpe la confiabilidad de la familia.	$\lambda = \frac{1}{49,1120}$ $= 0,02036$
		M(t): mantenibilidad, capacidad de que la familia sea restaurada en un periodo de tiempo	
	$M(t) = 1 - e^{-\mu t}$		$M(1) = 1 - e^{-0,1818 \times 1}$ $= 16,621 \%$
μ	$\mu = \frac{1}{MRT}$	Esta constante es analizada para calcular la mantenibilidad considerando el tiempo transcurrido en el mantenimiento preventivo y correctivo.	$\mu = \frac{1}{5,5015} = 0,1818$

Nota. Adaptado de (Shell, 2002; Shell Global Solutions, 2000).

Para concluir este capítulo, se realizó el informe mostrado en Figura 41 mediante el software Power BI basado en las tablas 19 y 22. En este informe se incluyen los indicadores más relevantes para el cálculo de la disponibilidad y confiabilidad de los motores eléctricos en la planta industrial. Inicialmente, se especifica la cantidad de los motores eléctricos, además, se clasifica según el tipo de corriente: continua o alterna, identificando en corriente alterna aquellos que sean de baja o media tensión. En segundo lugar, se establecen los indicadores MTBF y MTTRes, según el propósito propuesto para el año 2020, el indicador para el año 2019, 2018, 2017 y por último el referente con el cual se compara para evaluar el desempeño de los motores eléctricos: Shell. En tercer lugar, se encuentran las fallas que han ocasionado la pérdida de funcionalidad del motor o un mantenimiento correctivo, adicionalmente, se identifican aquellos que han ocasionado la pérdida de disponibilidad en los procesos. Finalmente, se establecen los indicadores de confiabilidad y disponibilidad, considerando el tiempo de reparación por motor como 8,3322 días para todos los años a evaluar y el de referente, ya que solo se tiene la data para establecer el tiempo de reparación en el año 2019.

KPI Motores Eléctricos

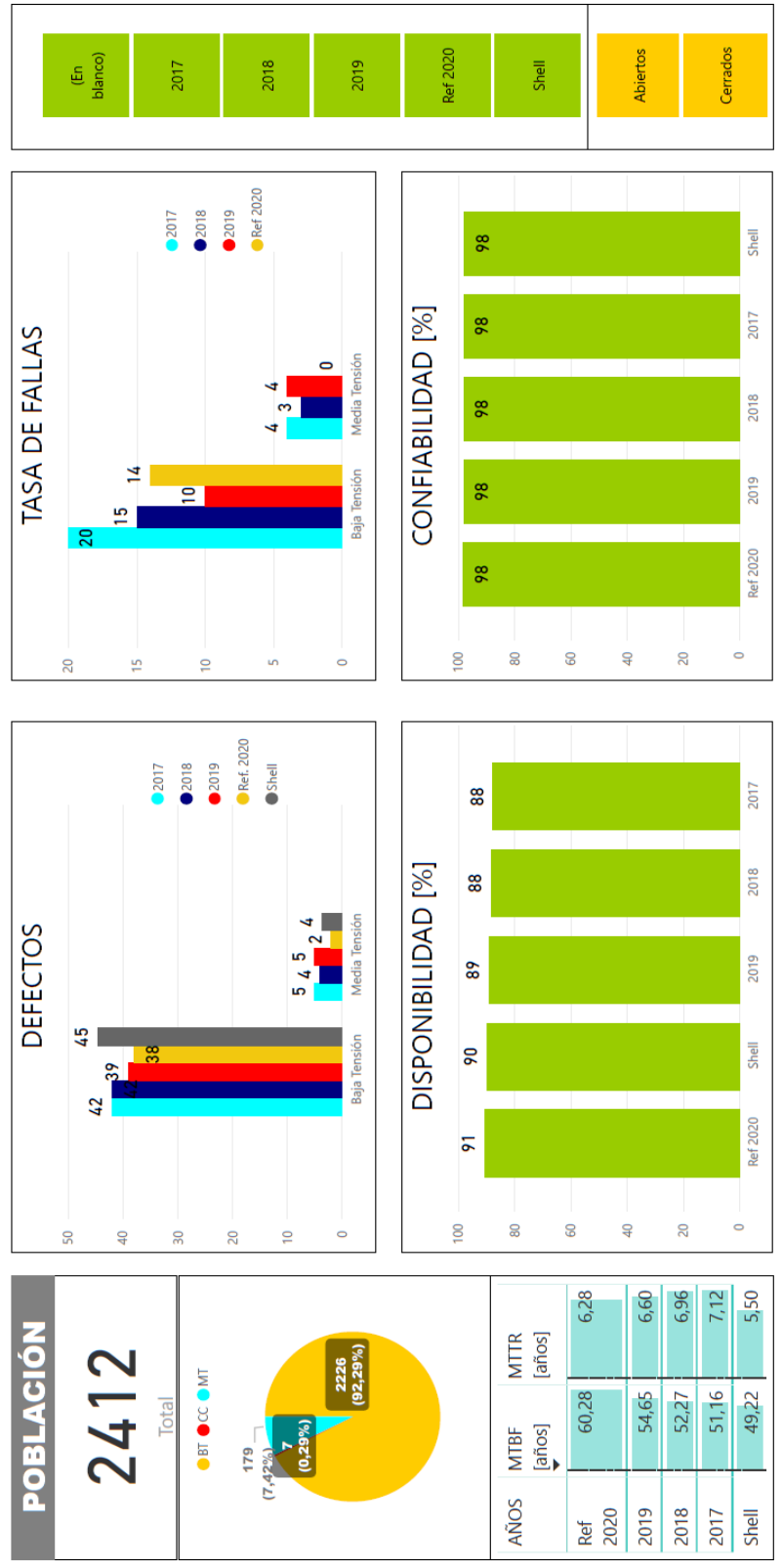


Figura 41. Resumen de los indicadores básicos de desempeño aplicado a los motores eléctricos.

7. Conclusiones

La realización del trabajo de grado permitió resaltar la importancia de la recopilación de datos, su tratamiento y la obtención de información a través de estos para la gestión de los activos. Esto tiene sentido para lograr objetivos como: optimizar el mantenimiento preventivo, evaluar el desempeño de los equipos e identificar falencias en la estrategia de mantenimiento y confiabilidad. Se espera que con el uso del modelo diseñado se incremente la calidad y la oportunidad de análisis de la condición de los motores eléctricos, y facilite la toma de decisiones que mejoren el desempeño de estos equipos. A continuación, se resaltan las conclusiones más relevantes del trabajo realizado.

La documentación de los tipos de fallas o fatigas según su localización brinda un conocimiento del estrés al que pueden estar sometidos los motores eléctricos desde las tareas básicas a los que son sometidos como su lubricación y a la necesidad que tienen estas máquinas de incluir dentro de su estrategia las técnicas de monitorización presentadas en el Capítulo 4.

Con el propósito de hacer un análisis general del estado del motor eléctrico, se presentan los diferentes modos de fallas que son gestionados por la planta industrial, cabe aclarar que estos modos de falla no están sujetos a una localización específica, varios de estos pueden presentarse en una misma localización.

Identificar las fallas presentadas con mayor frecuencia en los motores eléctricos es conveniente para hacer modificaciones en la estrategia actual de mantenimiento y confiabilidad del equipo. Éstas se pueden presentar por un mal diseño de los motores o por factores que no se

han tenido en cuenta, por ejemplo, la zona en la que estos se encuentran operando, lo que generaría una ineficiente gestión del activo.

La estandarización facilita encontrar la información necesaria para identificar la condición global de la planta industrial, más cuando la población es considerablemente grande, ya que todos los participantes hablan un mismo lenguaje, logrando con esto evitar el sesgo causado por la interpretación de las personas. Adicionalmente, permite compararse con la documentación existente a nivel mundial e inclusive hallar un mismo patrón de comportamiento. Sin embargo, debido a que la condición de los motores eléctricos puede verse afectada por las condiciones climáticas, el proceso o la dinámica de la carga a la que el motor esté sometido es preferible conocer el comportamiento de los motores eléctricos en la zona de estudio para así tomar acciones más confiables.

De acuerdo con la Figura 38, al comparar la condición global de los motores eléctricos en cuanto a las fallas que han ocasionado indisponibilidad (FALLAS 2017-2019) en la planta industrial con las fallas identificadas mediante las herramientas (DETECCIÓN MEDIANTE TÉCNICAS), se encuentra un mismo patrón de comportamiento respecto al modo de falla dominante en los motores eléctricos, lo que sugiere una detección efectiva de la condición de los motores eléctricos de la planta industrial por parte de las técnicas de diagnóstico implementadas en la estrategia y el modelo de análisis desarrollado para facilitar y así permitir un diagnóstico oportuno de un posible modo de falla.

La evaluación de los indicadores mostrados en la Figura 39 permite detectar que se está realizando un mantenimiento preventivo elevado. Sin embargo, ni este indicador ni el de disponibilidad supera el del referente (Shell), de lo anterior se puede establecer que el mantenimiento preventivo debería ser optimizado para así alcanzar la meta establecida en el año

2020, una oportunidad de mejora es reemplazar el mantenimiento preventivo a mantenimiento por condición, realizando el seguimiento del comportamiento de los motores eléctricos de una manera fácil con el modelo diseñado y mostrado en el Capítulo 4.

La disponibilidad de los motores eléctricos puede ser más crítica, si se tiene en cuenta el tiempo real en que los equipos tardan fuera de servicio, considerando además el tiempo previo y posterior al que duran en el taller de mantenimiento eléctrico siendo reparados (realización de permisos, autorizaciones, transporte). Por lo tanto, se requiere una gestión adicional para analizar y reducir estos tiempos.

En el trabajo realizado, se afrontaron retos de la ingeniería en la vida real, poniendo en práctica conocimientos adquiridos durante el proceso de formación académica. Además, en la búsqueda de soluciones se necesitó del acompañamiento y la orientación por parte de profesionales con mayor experiencia, lo que mejoró la capacidad de crear relaciones interpersonales y el crecimiento profesional por parte de quienes contribuyeron.

8. Recomendaciones

Se requiere dar a conocer el modelo diseñado a aquellas personas que hacen parte de la estrategia de mantenimiento y confiabilidad, para así crear conciencia de la importancia de sus labores en el análisis estratégico y así llegar a las metas establecidas de disponibilidad y confiabilidad de los motores eléctricos.

Se debe considerar la medición de parámetros adicionales al aislamiento eléctrico durante la técnica de diagnóstico de este, ya que factores como la temperatura influyen en el valor medido. A pesar de que EAIS (bajo aislamiento eléctrico) es el modo de falla más presentado en los motores eléctricos, no se están teniendo en cuenta aspectos relevantes en su técnica de diagnóstico.

Para alcanzar las metas establecidas resulta fundamental optimizar el mantenimiento preventivo actual, ya que este está interfiriendo de manera directa con el desempeño de los motores eléctricos.

Para obtener indicadores de desempeño más confiables se requiere de información diligenciada correctamente, además, se debe considerar el tiempo previo y posterior al que duran en el taller de mantenimiento eléctrico siendo reparados (realización de permisos, autorizaciones, transporte).

Referencias Bibliográficas

- 5TM, ALL-Test Pro. (2015). *MANUAL PARA ANÁLISIS DE CIRCUITOS DE MOTOR (MCA) PARA ALL-Test Pro 5TM*. 54.
- 5TM, ALL-TEST PRO. (2019). ALL-TEST PRO 5TM. Retrieved from <https://alltestpro.com/motor-testing-products/discontinued/at5/>
- Bazurto, A. J., Quispe, E. C., & Mendoza, R. C. (2017). Causes and failures classification of industrial electric motor. *Proceedings of the 2016 IEEE ANDESCON, ANDESCON 2016*, 1–4. <https://doi.org/10.1109/ANDESCON.2016.7836190>
- BSI. (2016). *BSI Standards Publication Petroleum , petrochemical and natural gas industries — Collection and exchange of reliability and maintenance data for equipment*.
- CASTRO BARRERA, M. A. (2005). *DISEÑO E IMPLEMENTACIÓN DEL PLAN DE MANTENIMIENTO PREDICTIVO CON TERMOGRAFÍA INFRARROJA EN LAS SUBESTACIONES ELÉCTRICAS DE LOS DEPARTAMENTOS DE TOPPING Y CRACKING DE LA GB-ECOPETROL S.A.* <https://doi.org/10.1007/978-1-4614-7990-1>
- Chapman, S. J. (2012). *Máquinas Eléctricas* (Quinta Edi). Mexico: Mc Graw Hill.
- Cómo Obtener Excelentes Resultados Con Un Termómetro Infrarrojo | Fluke. (n.d.). Retrieved December 12, 2019, from <https://www.fluke.com/es-us/informacion/blog/temperatura/como-obtener-excelentes-resultados-con-un-termometro-infrarrojo>
- Duffua, S., Raouf, A., & Dixon, J. (2000). *Sistemas de mantenimiento Planeación y control*.
- EASA. (2004). *Root cause failure analysis motors*.
- Fraile Mora, J. (2003). *Máquinas Eléctricas* (Quinta edi). España.

Hilt, A., Járó, G., & Bakos, I. (2016). Availability Prediction of Telecommunication Application Servers Deployed on Cloud. *Periodica Polytechnica Electrical Engineering and Computer Science*, 60(1), 72–81. <https://doi.org/10.3311/PPee.9051>

Imager, T. (2006). *Ti20*. 2006(January).

ISO 14224. (2016). Petroleum, petrochemical and natural gas industries — Collection and exchange of reliability and maintenance data for equipment (ISO 14224:2016). *International Organization for Standardization*, 283. Retrieved from <http://www.irantpm.ir/wp-content/uploads/2016/12/ISO-14224-2016.pdf>

ISO 29821. (2018). *Condition monitoring and diagnostics of machines -- Ultrasound -- General guidelines, procedures and validation*.

Lemaire, M. (1986). *devices*. 5(august 1995).

Márquez Parra, Carlos Alberto Márquez Crespo, A. (2015). *Ingeniería de Mantenimiento y Fiabilidad Aplicada en la Gestión de Activos* (Segunda). ingeman.

Member, N. (n.d.). *Acoustic Lubrication Guidelines for Rolling Element Bearings in Electric Motors*.

Moubray, J. (2004). *Mantenimiento Centrado en Confiabilidad*.

Nandi, S., Toliyat, H. A., & Li, X. (2005). Condition monitoring and fault diagnosis of electrical motors - A review. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, 20(4), 719–729. <https://doi.org/10.1109/TEC.2005.847955>

Primera, E., & Galván, B. (n.d.). *Diagnóstico y Pronóstico de Fallas mediante Sistemas de Monitorización y Análisis de Datos en la Nube*.

SDT support. (n.d.). Retrieved from www.sdtultrasound.com

Shell. (2002). *Electrical Engineering 2000 Benchmarking Results*.

Shell Global Solutions. (2000). *Usual Failure Modes for Typical Refinery Equipment Usual Failure Modes for Typical Refinery Equipment*.

SIERRA, J. C. C. (2009). *ANÁLISIS DE LAS FALLAS CAUSADAS POR ACCIONAMIENTOS DE FRECUENCIA VARIABLE EN EN LOS RODAMIENTOS DE MOTORES DE INDUCCIÓN*. UNIVERSIDAD AUTÓNOMA DE OCCIDENTE.

Silva Ardila, P. E., & Orrego Barrera, J. C. (2009). *Confiabilidad en la Práctica* (Primera). Retrieved from <https://es.calameo.com/read/0035808831fe08e726f9a>

Society, E. (2013). *IEEE Recommended Practice for Testing Insulation Resistance of Electric Machinery IEEE Power and Energy Society* (Vol. 2013).

Telemecanique, T. (n.d.). *Manual electrotécnico Telesquemario Telemecanique*.

Uhf, V. H. F., Alta, R. A. D. E., & Unca, T. N. N. (2000). *Manual de instrucciones*. (905), 83.

Apéndices

Apéndice A. Descripción de los motores eléctricos encontrados en la planta industrial

Los motores eléctricos son aquellas máquinas capaces de transformar o aprovechar la energía eléctrica. Se pueden clasificar según el tipo de corriente que utiliza, ya sean motores de corriente alterna o corriente continua, trifásicos o monofásicos. Por cuestión de utilidad nos basaremos en la clasificación para motores eléctricos trifásicos Figura A 1.

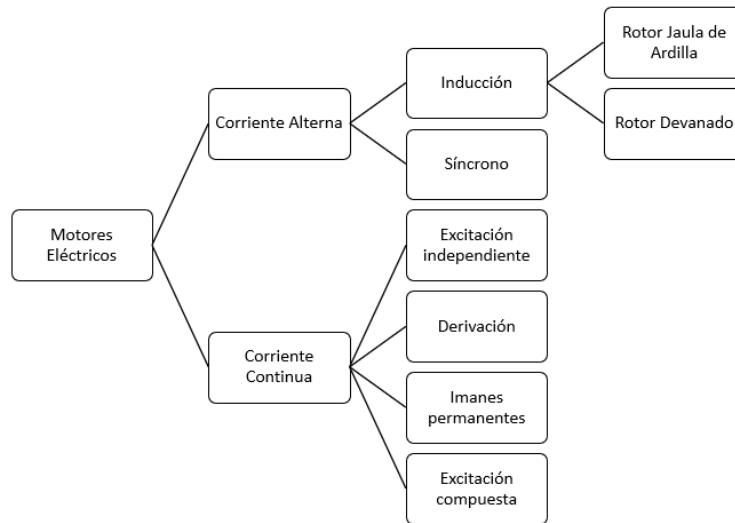


Figura A 1. Clasificación de motores eléctricos trifásicos. Adaptado de (Chapman, 2012)

MOTORES ELÉCTRICOS DE CORRIENTE CONTINUA

Los motores eléctricos de corriente continua se asemejan a los motores de corriente alterna, pues constan de corrientes y voltajes de corriente alterna en su interior. La ventaja de estas máquinas en comparación a las de corriente alterna ha sido su fácil control de velocidad y par, razón por la cual han sido utilizados en la aplicación de diferentes procesos industriales. Sin embargo, debido a que estos poseen un costo de fabricación y mantenimiento mayor, han sido reemplazados con el desarrollo de la electrónica de potencia. Estas máquinas son conocidas como máquinas de conmutación, debido a que tienen un mecanismo que convierte los voltajes internos de corriente alterna para así obtener la salida en corriente continua (Chapman, 2012). A continuación, se presentan los cinco principales tipos de motores de CC:

- Motor de CC con excitación independiente
- Motor de CC en derivación
- Motor de CC con imán permanente
- Motor de CC serie
- Motor de CC con excitación compuesta

Los motores eléctricos encontrados en la planta industrial de corriente continua son: motores de CC con excitación independiente y con excitación en derivación, en los cuales se profundizará posteriormente.

Aspectos constructivos generales

En (Chapman, 2012), se describen las partes del motor eléctrico de CC como se ilustra en figura A2. La construcción del motor de corriente continua consta de dos partes fundamentales: el estator o parte fija y el rotor o parte giratoria. El componente estático está conformado por una estructura, la cual ofrece el soporte mecánico a la máquina y a las piezas polares proyectadas hacia

adentro, dando un camino para el flujo magnético de la máquina. Sobre la superficie del rotor se extienden los extremos de las piezas polares, también llamados zapatas polares, para así distribuir hacia la superficie del rotor el flujo magnético. La superficie expuesta de una zapata polar es denominada como cara polar y la distancia entre esta y el rotor es definido como entrehierro. Los devanados principales de una máquina de corriente continua son los del inducido y del campo. Encargados de inducir el voltaje y producir el flujo magnético principal en el motor, respectivamente.

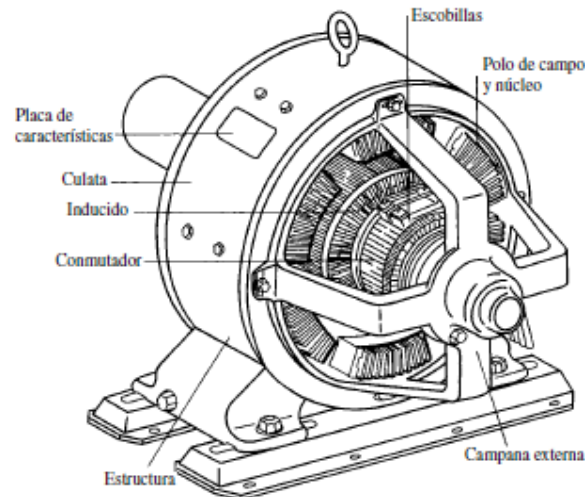


Figura A 2. Diagrama simplificado del motor eléctrico de CC (Fraile Mora, 2003)

Motores eléctricos de CC con excitación independiente y en derivación

El motor eléctrico de CC con excitación independiente debe su nombre a que es alimentado por una fuente separada, por ejemplo, una batería de acumuladores, mientras que el circuito de campo de los motores de CC en derivación se alimentan directamente de los terminales del inducido. El comportamiento de estos dos tipos de motores de CC será el mismo una vez el voltaje suministrado al motor sea constante (Fraile Mora, 2003).

MOTORES ELÉCTRICOS DE CORRIENTE ALTERNA

En el caso de los motores de corriente alterna, se subdividen en dos grandes grupos, los motores de inducción o asíncronos, y los motores síncronos. Los motores eléctricos de inducción son aquellas máquinas cuya corriente de campo es recibida mediante inducción magnética en sus devanados de excitación. A diferencia de los motores eléctricos síncronos, cuya corriente de campo es brindada por una fuente externa de corriente continua. En el diseño, las máquinas eléctricas de corriente alterna se diferencian de las máquinas de corriente continua, ya que estas poseen sus devanados de armadura en el estator y los devanados de excitación en el rotor (Chapman, 2012).

Motores eléctricos de inducción

Los motores asíncronos deben su nombre a su velocidad de giro ya que esta no es la de sincronismo impuesta por la red (Fraile Mora, 2003). Estas máquinas conforman un porcentaje grande en la industria por su diseño simple y robusto los cuales le permiten trabajar en condiciones adversas a un bajo costo dando un servicio excelente a bajo mantenimiento, principalmente en el rotor jaula de ardilla. No obstante, la dificultad que presenta este tipo de motor es su limitación en la regulación de la velocidad, lo que lleva a su sustitución en algunos casos por motores de CC (Fraile Mora, 2003).

Estas máquinas están conformadas por un estator y un rotor, generalmente en el estator está ubicado el inductor, en consecuencia, el inducido en el rotor, por el cual circulan corrientes que aparecen como consecuencia de la interacción del flujo del estator. También son conocidos como máquinas de inducción debido a que el voltaje en el rotor se induce en los devanados del rotor en vez de ser conectado por cables (Chapman, 2012). Se encuentran dos tipos de rotores en estas

máquinas: rotor en jaula de ardilla y rotor devanado. En la presente planta industrial, todos los motores de inducción son de rotor tipo jaula de ardilla los cuales conforman la mayor parte de los motores de la planta como se muestra en Figura A3.

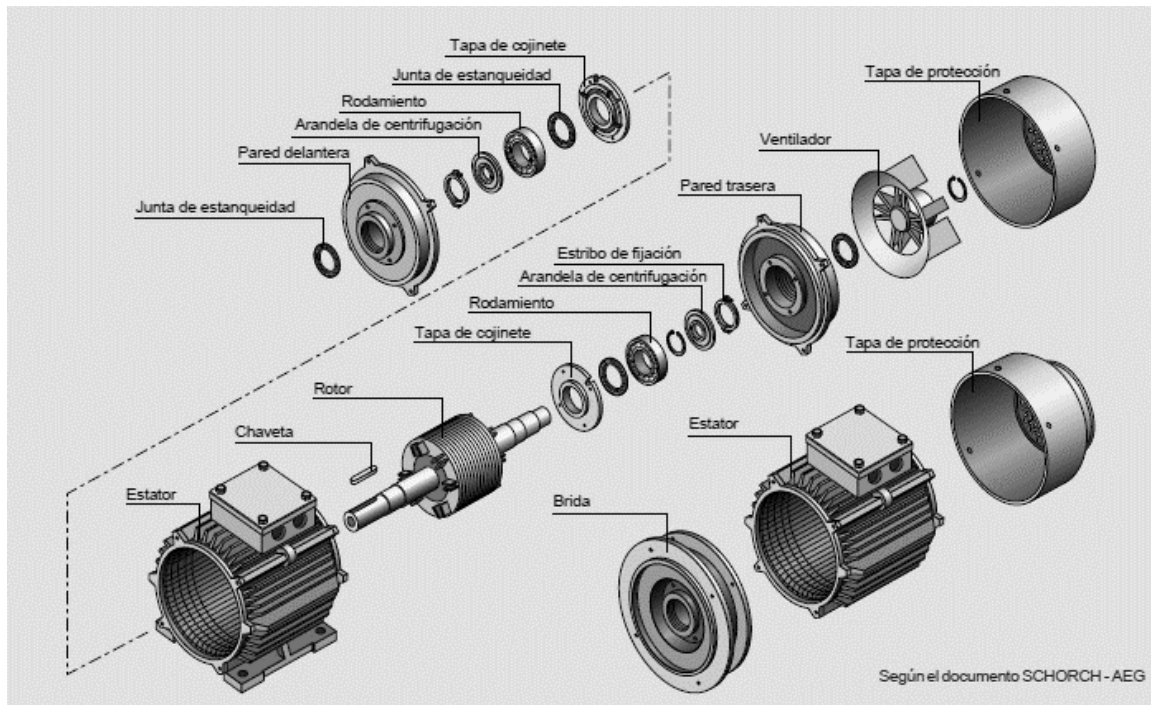


Figura A3. Componentes de un motor eléctrico de inducción jaula de ardilla (Telemecanique, n.d.)

Motores eléctricos sincrónicos

Las máquinas sincrónicas, a diferencia de los motores de inducción, tienen una relación directa con la frecuencia de la red de corriente en su velocidad de rotación. Por lo tanto, estos motores son empleados en accionamientos industriales en los que se requieran velocidades de transmisión constante. Además, posee la ventaja de poder controlar el factor de potencia capacitivo, evitando la instalación de condensadores para reducir la potencia reactiva absorbida (Chapman, 2012).

En cuanto a los aspectos constructivos, estas máquinas están conformados por un devanado inductor y otro inducido. El devanado inductor está construido en forma de arrollamiento concentrado o distribuido en ranuras y es alimentado mediante CC, este se encuentra en el rotor y produce el campo magnético principal. Mientras, el devanado inducido forma un arrollamiento recorrido por CA, este se encuentra en el estator, el devanado inducido hace alusión a los devanados donde se induce el voltaje (Chapman, 2012).

El rotor en esencia es un electroimán grande para este tipo de motores, los polos se clasifican en polos salientes y no salientes, el primer término se aplica a los polos proyectados hacia afuera, mientras los polos no salientes están contruidos al mismo nivel de la superficie del rotor, como se muestra en figura A4 y en la Figura A5. Además, se debe suministrar una corriente de CC al circuito de campo del rotor, ya que es necesario que llegue la potencia de CC al circuito de campo para que gire, hay dos maneras de proporcionar esta potencia según (Chapman, 2012):

- Desde una fuente externa de CC, por medio de anillos rozantes y escobillas.
- Desde una fuente especial de CC instalada directamente al eje del motor sincrónico.

Los anillos rozantes y las escobillas ocasionan problemas cuando son utilizados para proporcionar potencia de CC a los devanados de campo del motor sincrónico debido a que aumentan la cantidad de mantenimiento requerido por la máquina ya que el desgaste de las escobillas requiere una revisión constante, sin embargo, no hay otro método para suministrar potencia de CC que sea tan eficiente en términos de costo. Para motores más robustos se utilizan excitatrices sin escobillas para proporcionarle a la máquina la corriente de CC, debido a que este diseño no tiene un contacto mecánico entre el estator y el rotor requiere menor mantenimiento que con anillos rozantes y escobillas (Chapman, 2012).

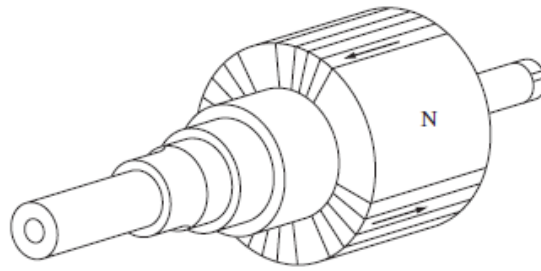


Figura A 4. Rotor de polos no salientes. Adaptado de (Chapman, 2012)

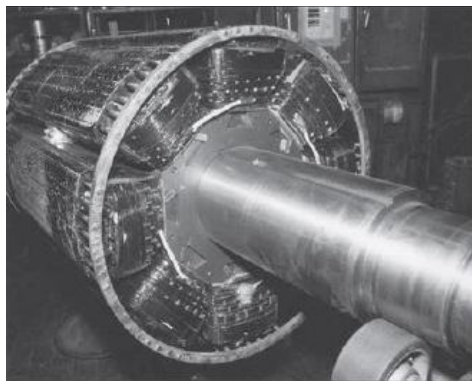


Figura A 5. Rotor de polos salientes (Chapman, 2012)

Apéndice B. Exportar inventario de motores eléctricos desde SAP

El inventario de motores eléctricos de una planta industrial se extrajo de SAP, software utilizado para el procesamiento de datos de los equipos de una planta industrial. El procedimiento para la extracción de datos de motores eléctricos se realizó como se muestra a continuación:

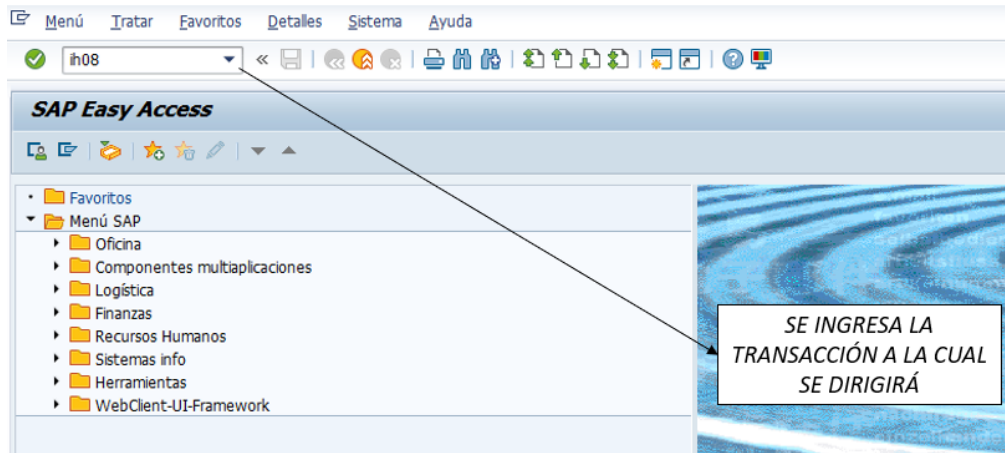


Figura B 1. Paso 1 para obtener el inventario de los equipos registrado en SAP de la compañía

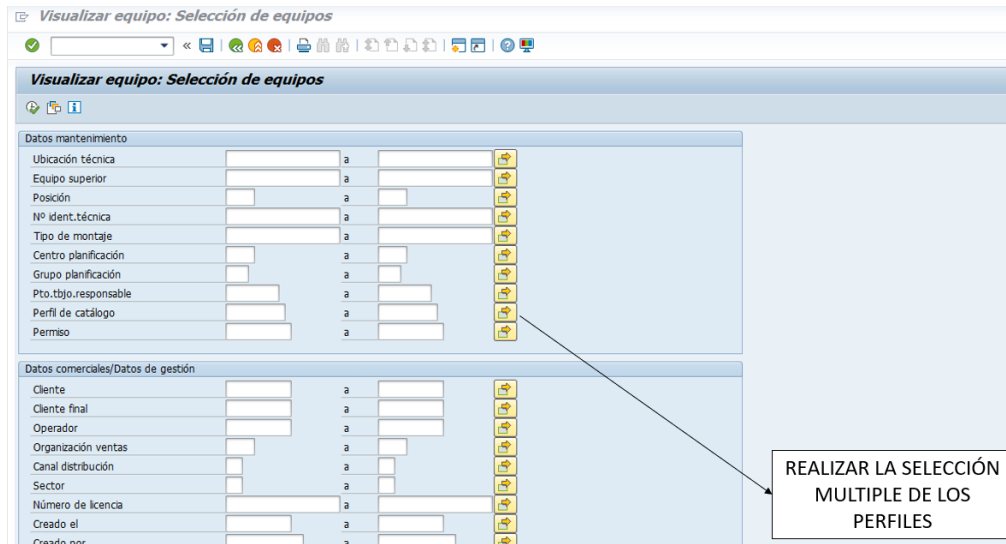


Figura B 2. Paso 2 para obtener el inventario de los equipos registrado en SAP de la compañía

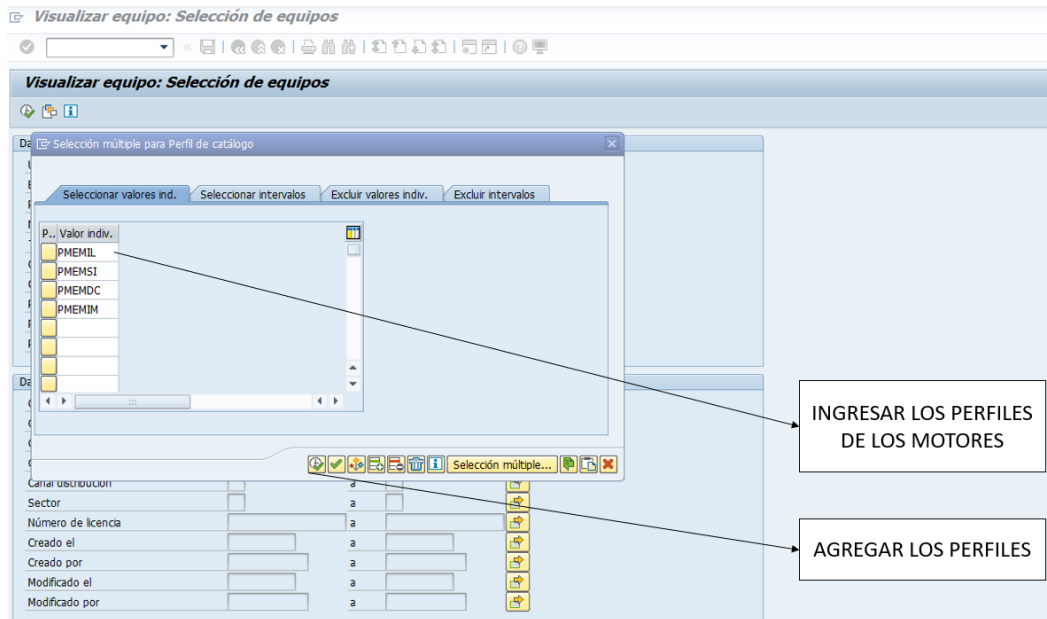


Figura B 3. Paso 3 para obtener el inventario de los equipos registrados en SAP de la compañía

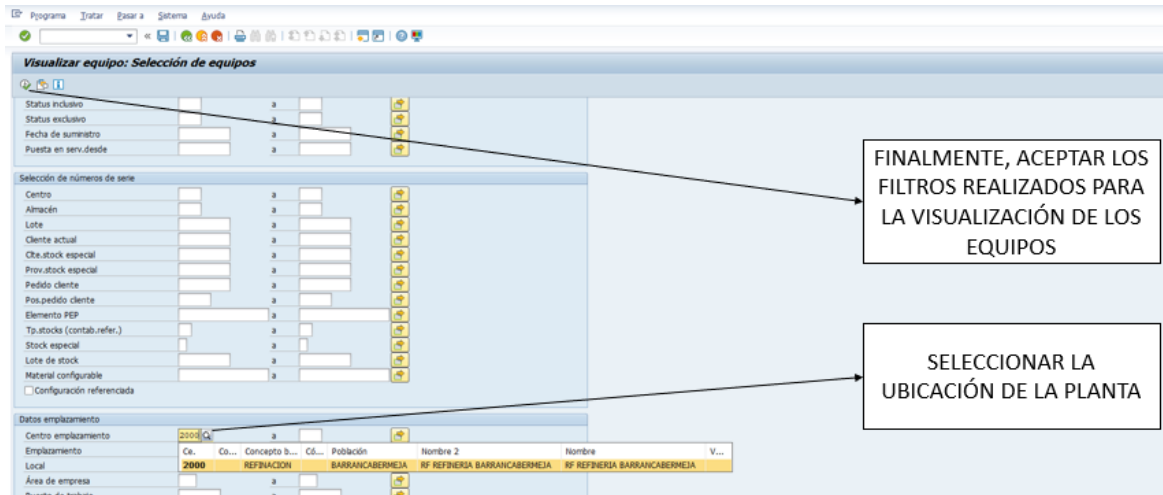


Figura B 4. Paso 4 para obtener el inventario de los equipos registrados en SAP de la compañía

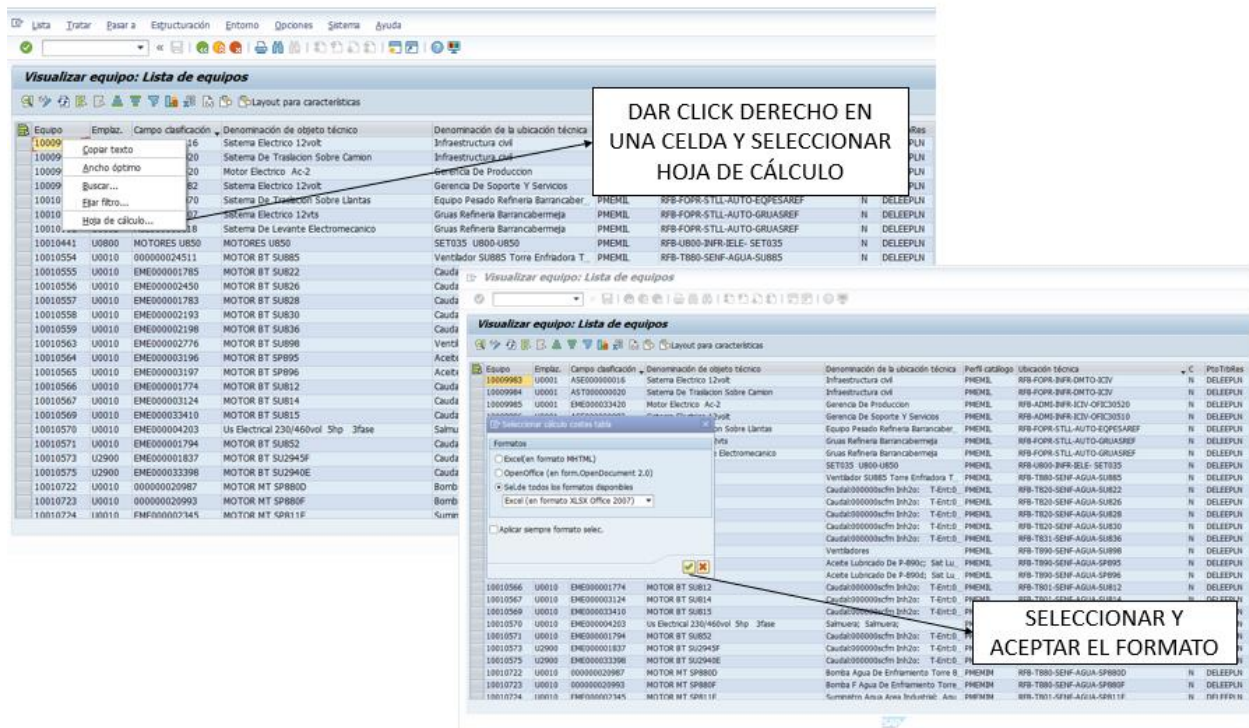


Figura B 5. Paso 5 para obtener el inventario de los equipos registrados en SAP de la compañía

En la Figura B 5, se enseña cómo exportar los datos a Excel desde SAP, lo cual es importante para clasificar los motores eléctricos como se muestra en el primer capítulo. La tabla de Excel se adjunta en el CD.

Apéndice C. Ítems mantenibles de los motores eléctricos según SAP

Los ítems mantenibles establecidos para los motores eléctricos se muestran en las figuras dadas a continuación:



Figura C 1. Ítems mantenibles en motores eléctricos sincrónicos definidos en SAP



Figura C 2. Ítems mantenibles en motores eléctricos sincrónicos definidos en SAP

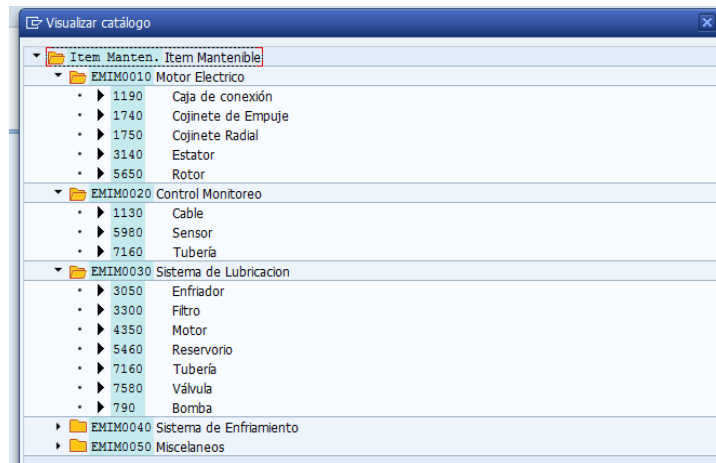


Figura C 3. Ítems mantenibles en motores eléctricos de inducción de media tensión definidos en SAP



Figura C 4. Ítems mantenibles en motores eléctricos de inducción de media tensión definidos en SAP



Figura C 5. Ítems mantenibles en motores eléctricos de inducción de baja tensión definidos en SAP



Figura C 6. Ítems mantenibles en motores eléctricos de DC definidos en SAP



Figura C 7. Ítems mantenibles en motores eléctricos de DC definidos en SAP