



Universidad Católica de Santa María

Escuela de Postgrado

Maestría en Ingeniería de Mantenimiento

Propuesta de implementación de un plan de mantenimiento centrado en la confiabilidad (RCM) para mejorar disponibilidad de los equipos eléctricos en un banco en el sur del Perú

Tesis presentada por:

Huayllazo Cancapa, Jaime Abrahan

ORCID: 0009-0000-3071-9938

para optar el Grado Académico de Maestro en Ingeniería de Mantenimiento

Asesor:

Dr. Collado Oporto, Christiam Guillermo

ORCID: 0000-0002-0529-738X

Arequipa - Perú

2026

UCSM-ERP

UNIVERSIDAD CATÓLICA DE SANTA MARÍA
ESCUELA DE POSTGRADO
DICTAMEN APROBACIÓN DE BORRADOR DE TESIS

Arequipa, 19 de Diciembre del 2025

Dictamen: 013084-C-EPG-2025

Visto el borrador del expediente 013084, presentado por:

2023003551 - HUAYLLAZO CANCAPA JAIME ABRAHAN

Titulado:

**PROPUESTA DE IMPLEMENTACION DE UN PLAN DE MANTENIMIENTO CENTRADO EN LA
CONFIABILIDAD (RCM) PARA MEJORAR DISPONIBILIDAD DE LOS EQUIPOS ELECTRICOS EN UN
BANCO EN EL SUR DEL PERÚ**

Nuestro dictamen es:

APROBADO

**29388008 - TICSE VILLANUEVA EDWING JESUS
DICTAMINADOR**



**29267647 - VALENCIA BECERRA ROLARDI MARIO
DICTAMINADOR**



**29592341 - MESTAS RAMOS SERGIO ORLANDO
DICTAMINADOR**



Propuesta de implementacion de un plan de mantenimiento centrado en la confiabilidad (RCM) para mejorar disponibilidad de los equipos electricos en un banco en el sur del Perú

INFORME DE ORIGINALIDAD

11 %	10 %	4 %	4 %
INDICE DE SIMILITUD	FUENTES DE INTERNET	PUBLICACIONES	TRABAJOS DEL ESTUDIANTE

FUENTES PRIMARIAS

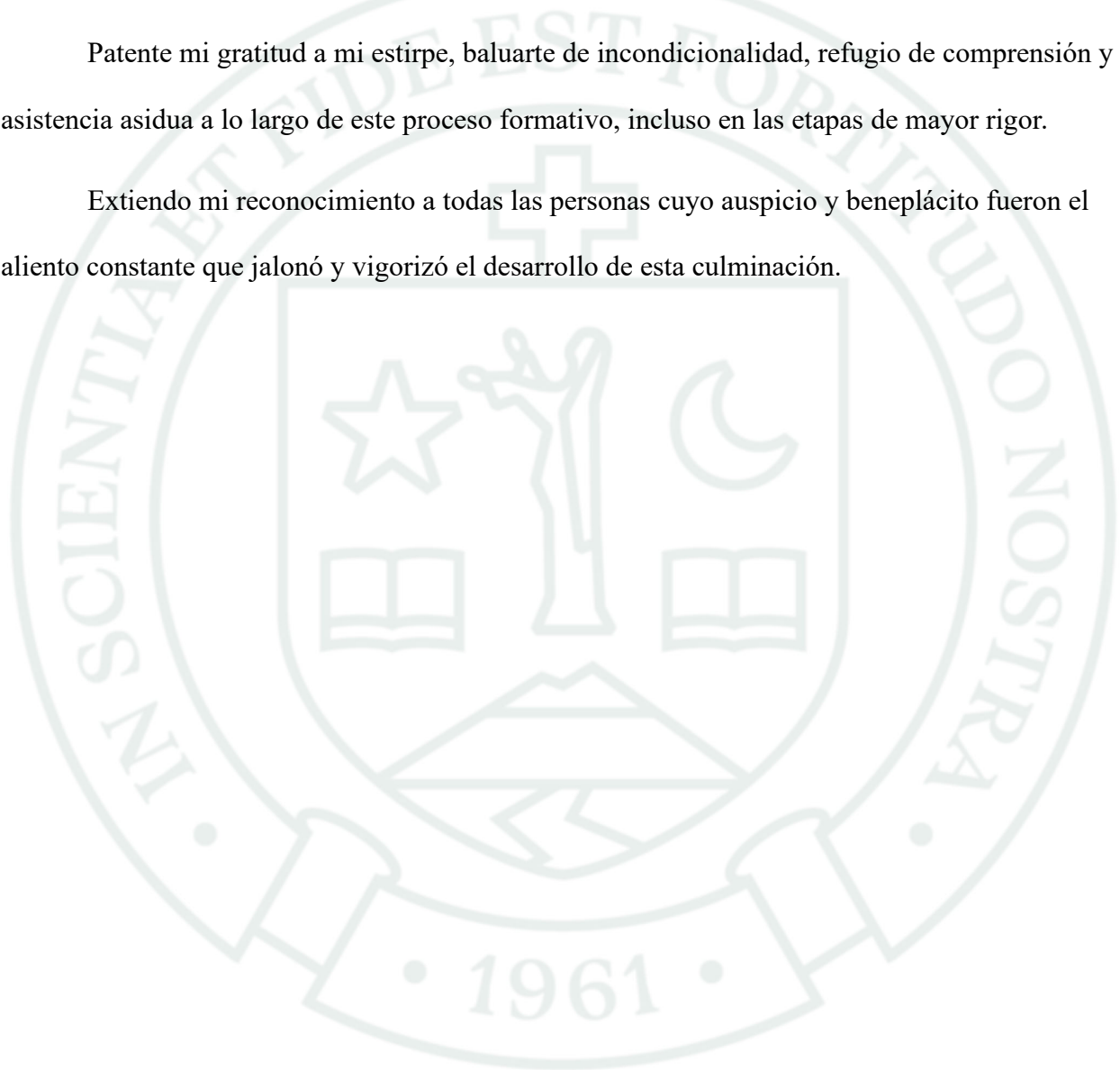
1	hdl.handle.net Fuente de Internet	1 %
2	www.coursehero.com Fuente de Internet	1 %
3	riujap.ujap.edu.ve Fuente de Internet	1 %
4	Submitted to Universidad Católica de Santa María Trabajo del estudiante	<1 %
5	1library.co Fuente de Internet	<1 %
6	Submitted to Instituto Superior de Artes, Ciencias y Comunicación IACC Trabajo del estudiante	<1 %
7	tesis.ucsm.edu.pe Fuente de Internet	<1 %
8	repositorio.ucsm.edu.pe Fuente de Internet	<1 %
9	repositorio.usm.cl Fuente de Internet	<1 %
10	Submitted to Universidad Andrés Bello	

DEDICATORIA

Consagro esta obra a Dios, fuente inagotable de denuedo y guía perenne, cuyo favor me dotó de la entereza necesaria para franquear cada hito de esta trayectoria.

Patente mi gratitud a mi stirpe, baluarte de incondicionalidad, refugio de comprensión y asistencia asidua a lo largo de este proceso formativo, incluso en las etapas de mayor rigor.

Extiendo mi reconocimiento a todas las personas cuyo auspicio y beneplácito fueron el aliento constante que jalonó y vigorizó el desarrollo de esta culminación.



AGRADECIMIENTOS

Elevo mi agradecimiento a la Providencia, artífice de la magnanimidad y la lucidez que me proveyeron la tenacidad para seguir y consumir esta empresa educativa.

A la preclara Universidad Católica de Santa María, por la erudición conferida durante el transcurso de la maestría y por ser el impulsor insigne de la investigación en el ámbito de la ingeniería de mantenimiento.

Al ingeniero Christiam, mi preceptor académico, por su orientación metódica, su proactividad incondicional y sus aportaciones técnicas, que se erigieron en el eje cardinal para la concreción de este dictamen investigativo.

A los docentes de la maestría en Ingeniería de Mantenimiento, por los conocimientos dilucidos y el acervo experiencial transmitido, que coadyuvaron de forma trascendental a mi formación intelectual y deontológica.

RESUMEN

El presente estudio desarrolla una *Propuesta de Implementación de un Plan de Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad (RCM)*, orientado a incrementar la disponibilidad operativa de los equipos eléctricos críticos como son: grupo electrógeno, UPS y sistemas de aire acondicionado en una entidad financiera ubicada en el sur del Perú.

La investigación inició con la evaluación de la situación actual, la cual evidenció un predominio del mantenimiento reactivo, ocasionando altos tiempos de inactividad, incremento de costos operativos y disminución de la confiabilidad de los sistemas a partir del análisis histórico de fallas, cálculos del MTBF, MTTR, disponibilidad operacional, matriz de criticidad, AMFE y análisis Weibull, se identificaron los modos de falla y los equipos con mayor impacto en la continuidad de las operaciones bancarias.

Con base en estos resultados, se diseñó un plan RCM sustentado en estrategias preventivas, predictivas y proactivas, que incluyen monitoreo remoto, mejora en la gestión de inventarios, reemplazo de componentes críticos, capacitación técnica y estandarización de procedimientos. La simulación del plan permitió proyectar mejoras significativas: el MTTR se reduce en un 40 %, el MTBF aumenta alrededor del 30 % y la disponibilidad operacional de los equipos críticos se incrementa de valores entre 97.1–98.5 %.

La aplicación del enfoque RCM demuestra ser una herramienta eficaz para optimizar la confiabilidad de los equipos eléctricos del banco, reducir costos asociados a fallas correctivas y garantizar la continuidad operativa, un aspecto esencial en el sector financiero debido a la sensibilidad e importancia de los servicios soportados por los sistemas eléctricos.

Palabras clave: Mantenimiento Centrado en Confiabilidad, Disponibilidad Operacional, Confiabilidad.

ABSTRACT

The present study develops a *Proposal for the Implementation of a Reliability-Centered Maintenance (RCM) Plan* aimed at increasing the operational availability of critical electrical equipment, including the Generator Set, UPS systems, and Air Conditioning units, in a financial institution located in southern Peru.

The research began with the evaluation of the current situation, which revealed a predominance of reactive maintenance, resulting in high downtime, increased operational costs, and reduced system reliability. Based on the analysis of historical failures, calculations of MTBF, MTTR, operational availability, the criticality matrix, FMEA, and Weibull analysis, the main failure modes and the equipment with the highest impact on the continuity of banking operations were identified.

Based on these findings, an RCM plan was designed, supported by preventive, predictive, and proactive strategies, including remote monitoring, improved inventory management, replacement of critical components, technical training, and the standardization of procedures. The proposed plan projected significant improvements: MTTR is reduced by 40%, MTBF increases by approximately 30%, and the operational availability of critical equipment increases from values between 97.1% and 98.5%.

The application of the RCM approach proves to be an effective tool for optimizing the reliability of the bank's electrical equipment, reducing costs associated with corrective failures, and ensuring operational continuity, an essential aspect in the financial sector due to the sensitivity and importance of the services supported by electrical systems.

Key words: Reliability Centered Maintenance, Operational availability, Reliability.

ÍNDICE GENERAL

DEDICATORIA

AGRADECIMIENTOS

RESUMEN

ABSTRACT

INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO I	2
1. Planteamiento del problema.....	2
1.1. Formulación del problema.....	2
1.2. Problema de investigación.....	4
1.2.1. Problema general	4
1.2.2. Problemas específicos.....	4
1.3. Objetivo de la investigación	4
1.3.1. Objetivo general	4
1.3.2. Objetivos específicos	4
1.4. Justificación del problema:	5
1.4.1. Importancia de la investigación.....	5
1.5. Análisis de antecedentes investigativos.....	7
1.6. Hipótesis	11
1.7. Variables	11
1.7.1. Variable Independiente	11
1.7.2. Variable dependiente.....	11
1.7.3. Matriz de Consistencia (Operacionalización de Variables)	11
1.8. Alcances y limitaciones	13

1.8.1. Alcances.....	13
1.8.2. Limitaciones	14
CAPÍTULO II	15
2. Marco teórico y conceptual.....	15
2.1. Mantenimiento.....	15
2.1.1. Tipos de Mantenimiento	17
2.1.2. Indicadores de Mantenimiento	23
2.1.3. Costo Total de Mantenimiento.....	28
2.1.4. Índice de Efectividad del Mantenimiento.....	31
2.1.5. Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad (RCM).....	31
2.2. Análisis de Modos y Efectos de Falla (FMEA) en el RCM	32
2.3. Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad.....	32
2.3.1. Indicadores de Desempeño en el RCM	33
2.3.2. Beneficios del RCM en la Industria	34
2.3.2.1. Desafíos en la Implementación del RCM.....	35
2.3.3. Normativas de RCM.....	35
2.3.3.1. Normativas de Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad (RCM)	35
2.3.4. Importancia de las Normativas de RCM	37
2.3.5. Análisis de criticidad en el Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad (RCM) .	37
2.4. Metodología de Análisis de Criticidad	39
2.4.1. Factores de Criticidad en RCM	39
2.4.1.1. Clasificación de la Criticidad.....	40
2.4.1.2. Beneficios del Análisis de Criticidad.....	41
2.4.1.3. Limitaciones y Desafíos en el Análisis de Criticidad.....	41
2.4.2. Matriz de Criticidad en Mantenimiento y Confiabilidad.....	42
2.4.3. Concepto y Estructura de la Matriz de Criticidad	43

2.4.4.	Evaluación de Probabilidad y Severidad	43
2.4.5.	Clasificación de Criticidad en la Matriz	44
2.5.	Análisis Weibull:.....	45
2.5.1.	Método de Rangos Medianos (Bernard) para muestras pequeñas:.....	47
2.5.2.	Linealización de la distribución de Weibull:	49
2.5.3.	Transformación en Weibull para los valores de X y Y	49
2.5.4.	Aplicación del Análisis Weibull en Mantenimiento	50
2.5.5.	Interpretación de Parámetros Weibull y su Relevancia en el Ciclo de Vida de los Equipos	51
2.5.6.	Beneficios del Análisis Weibull en Mantenimiento.....	51
2.5.7.	Limitaciones del Análisis Weibull	52
CAPÍTULO III.		53
3.	Metodología	53
3.1.	Tipo y Nivel de Investigación.....	53
3.1.1.	Enfoque Prospectivo y Retrospectivo del Estudio	53
3.2.	Técnicas, instrumentos y materiales de verificación.	54
3.2.1.	Características, verificación y calibración de los instrumentos empleados.....	56
3.3.	Campo de verificación	59
3.3.1.	Ubicación espacial	59
3.3.2.	Ubicación temporal.....	60
3.4.	Unidades de estudio	60
3.5.	Estrategia de recolección de datos	62
3.5.1.	Revisión Documental	62
3.5.2.	Observación Participante	63
3.5.3.	Medición y Monitoreo con Instrumentos Específicos	65

3.5.4. Encuestas y Entrevistas a Personal Técnico	66
3.5.5. Integración y Análisis de Datos	67
CAPÍTULO IV	68
4. Resultados	68
4.1. Evaluación de la situación actual	68
4.2. Gestión de Inventarios	69
4.3. Análisis de Pareto	77
4.4. Metodología del análisis de confiabilidad y la disponibilidad de los sistemas eléctricos del Data Center.	81
4.5. Cálculo del Tiempo entre Fallas (TBF) de los sistemas eléctricos.	81
4.5.1. Cálculo del Tiempo entre Fallas (TBF) del Sistema de Aire Acondicionados.	82
4.5.2. Cálculo del Tiempo entre Fallas (TBF) del Sistema UPS	83
4.5.3. Cálculo del Tiempo entre Fallas (TBF) del Grupo Electrónico.....	85
4.6. Cálculo del MTTR, MTBF Disponibilidad Operacional.....	86
4.6.1. Cálculos de MTTR, MTBF y Disponibilidad para el AA.	86
4.6.2 Cálculos de MTTR, MTBF y Disponibilidad para el UPS 1.....	87
4.6.3 Cálculos de MTTR, MTBF y Disponibilidad para el UPS 2.....	87
4.6.4 Cálculos de MTTR, MTBF y Disponibilidad para el Grupo Electrónico.	88
4.7. Análisis de Weibull de los Sistemas Críticos.....	88
4.7.1. Análisis de Weibull para el Aire Acondicionado.	89
4.7.2. Análisis Weibull para el Sistema UPS1.....	91
4.7.3. Análisis Weibull para el Sistema UPS2	93
4.7.4. Análisis Weibull para el Sistema Grupo Electrónico.....	95
4.8. Disponibilidad Operacional.	98
4.9. Indisponibilidad Operacional.....	101

4.10. Matriz de Vester para la baja disponibilidad.....	105
4.11. Análisis del impacto ambiental del Sistema y del plan RCM	107
4.12. Impactos ambientales por tipo de equipo	107
4.13. Análisis de Criticidad	108
4.14. Análisis AMFE	112
4.15. Alternativas de solución	113
4.17. Implementación del Plan de Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad (RCM)	120
4.18. Plan de Mantenimiento Anual	123
4.19. Acciones correctivas.....	126
4.20. Disponibilidad después de aplicar	128
4.21. Comparación del cálculo de las disponibilidades de la aplicación.....	131
4.22. Costo del Plan de Mantenimiento.....	135
CONCLUSIONES	138
RECOMENDACIONES.....	141
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	142
ANEXOS.....	145

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1	Operacionalización de variables	12
Tabla 2	Características, verificación y calibración de los instrumentos empleados	58
Tabla 3	Inventario de repuestos para aires acondicionados	70
Tabla 4	Listado de equipos de aire acondicionado	72
Tabla 5	Listado de equipos UPS	73
Tabla 6	Listado de equipos de grupo electrógeno.....	73
Tabla 7	Listado de fallas y costos de reparación de los equipos.....	73
Tabla 8	Análisis de Pareto realizado en los equipos	77
Tabla 9	Relación de la maquinaria según estado de funcionamiento	79
Tabla 10	Tiempo entre fallas (TBF) del sistema de aire acondicionado 7.....	82
Tabla 11	Tiempo entre fallas (TBF) del UPS1.....	84
Tabla 12	Tiempo entre fallas (TBF) del UPS2.....	84
Tabla 13	Tiempo entre fallas (TBF) del grupo electrógeno.....	85
Tabla 14	Transformación de datos para el análisis de Weibull al sistema de AA7	89
Tabla 15	Transformación de datos para el análisis de Weibull al sistema de UPS1	91
Tabla 16	Transformación de datos para el análisis de Weibull al sistema de UPS2	93
Tabla 17	Transformación de datos para el análisis de Weibull del grupo electrógeno	96
Tabla 18	Disponibilidad operacional	100
Tabla 19	Cálculo de la indisponibilidad operacional.....	101
Tabla 20	Resultados de la matriz de Vester para la baja disponibilidad	105
Tabla 21	Clasificación de equipos según criticidad con porcentajes	109
Tabla 22	Resumen de criticidad.....	110

Tabla 23 Indisponibilidad operacional de los equipos	111
Tabla 24 Análisis AMEF	112
Tabla 25 Alternativas de solución para la mejora de la disponibilidad operativa.....	114
Tabla 26 Costos y recursos anuales estimados para las acciones de mantenimiento planificado	117
Tabla 27 Implementación del plan de Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad (RCM)....	120
Tabla 28 Plan de mantenimiento anual	123
Tabla 29 Cronograma del plan de mantenimiento anual	124
Tabla 30 Disponibilidad de los equipos	125
Tabla 31 Acciones correctivas por implementar	127
Tabla 32 Disponibilidad con mejoras requeridas	129
Tabla 33 Comparación de la disponibilidad actual y proyectada de los equipos críticos tras la aplicación del plan RCM.....	132
Tabla 34 Costo del plan de mantenimiento	135

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1 Matriz de criticidad.....	45
Figura 2 Curva de la función de la tasa de fallas	46
Figura 3 Esquema del sistema eléctrico hacia el Data Center	69
Figura 4 Análisis de Pareto.	78
Figura 5 Funciones de la distribución Weibull para el análisis de confiabilidad del equipo evaluado de AA7.....	90
Figura 6 Funciones de la distribución Weibull para el análisis de confiabilidad del equipo evaluado de UPS1	92
Figura 7 Funciones de la distribución Weibull para el análisis de confiabilidad del equipo evaluado de UPS2.....	94
Figura 8 Funciones de la distribución Weibull para el análisis de confiabilidad del grupo electrógeno.....	97
Figura 9 Indisponibilidad operacional	102
Figura 10 Indisponibilidad operacional anual (%).....	103
Figura 11 Análisis de criticidad en porcentaje	110
Figura 12 Gráfica del aumento de la disponibilidad.....	130
Figura 13 Comparación de disponibilidad de los equipos	133

INTRODUCCIÓN

En el contexto operativo contemporáneo, la perdurabilidad de las entidades financieras se estriba en la contingencia y operatividad expedita de su equipamiento electromecánico. Dispositivos cruciales como los sistemas de alimentación ininterrumpida (UPS), unidades de climatización de precisión y otros periféricos críticos, son pilares ineludibles para la sostenibilidad de sus operaciones neurálgicas. La eficiencia intrínseca de estos activos es un requisito sine qua non para la prosecución ininterrumpida de los servicios bancarios, toda vez que un fallo imprevisto o una disrupción no programada puede conllevar la cesación de actividades, la generación de costes sobrevenidos y una merma sustancial en la confianza de la clientela.

El propósito primordial de esta investigación estriba en la implementación y validación del Mantenimiento Basado en Confiabilidad (RCM) como estrategia para optimizar la capacidad operativa y mitigar la recurrencia de fallos en los activos eléctricos críticos de la entidad bancaria ubicada en la jurisdicción del sur peruano. A través de la fiscalización del régimen de mantenimiento vigente y la identificación de las deficiencias sistémicas, se procura diseñar un programa integral de mantenimiento planificado que favorezca la reducción del Tiempo Medio de Reparación (MTTR), buscando incrementar sustancialmente el Tiempo Medio Entre Fallos (MTBF) de estos equipos, culminando en una optimización de los costos operativos asociados.

La esencia de este trabajo radica en la aplicación de prácticas óptimas de ingeniería de mantenimiento, orientadas a prolongar la vida útil de los activos, incrementar su rendimiento intrínseco y asegurar la continuidad operacional exenta de disrupciones. Mediante esta implementación, se proyecta una mejora tangible en la confiabilidad del sistema eléctrico, mientras se potencia la tasa de producción y se optimiza el empleo de los recursos de la entidad bancaria, afianzando así la perdurabilidad y sostenibilidad de sus operaciones a largo plazo.

CAPÍTULO I

1. Planteamiento del problema

1.1. Formulación del problema

En el ámbito de la ingeniería de mantenimiento, el RCM se yergue una metodología de avanzada para administración activos, que facilita la optimización de hacer que los equipos más importantes fallen menos y estén disponibles más tiempo, aprendiendo de cada avería que ocurre, a nivel global, la aplicación del RCM ha mostrado eficacia al integrar la clasificación de equipos, registros de fallas y un análisis de criticidad de los efectos. Este enfoque facilita la recopilación de datos detallados sobre cada activo, define el contexto operativo y la taxonomía específica, esto permite un análisis de fallas clave que sirve de base para optimizar las decisiones tomadas bajo la metodología RCM. Además, el uso de Números de Prioridad de Riesgo (NPR) en el análisis de efectos de falla permite identificar rápidamente los riesgos más críticos y, de esta manera, elaborar un plan de mantenimiento que prevenga fallas no deseadas en equipos esenciales para la operación bancaria (Científica, 2022).

En el contexto latinoamericano, la adopción del Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad (RCM) en el sector industrial ha resultado determinante para potenciar la eficiencia operativa, al minimizar paradas fortuitas y perfeccionar la administración de los activos productivos. Diversas investigaciones evidencian que la aplicación de instrumentos basados en la metodología de criticidad para la priorización de elementos, complementada con la técnica AMEF para la detección anticipada de riesgos en escenarios industriales, posibilita la identificación de componentes neurálgicos; al prever los modos de falla potenciales, se facilita la planificación de intervenciones de mantenimiento orientadas a fortalecer la solidez y fiabilidad del sistema. Asimismo, la utilización del análisis de Pareto sobre la criticidad de fallas ha permitido que múltiples organizaciones mitiguen hasta un 75

% de las interrupciones operativas en elementos puntuales, confirmando la eficacia del RCM para incrementar la confiabilidad y disponibilidad de los equipos y, en consecuencia, optimizar el rendimiento productivo (Muñoz, 2019).

En el ámbito nacional, las políticas de mantenimiento aplicadas a sectores estratégicos del Perú, si bien priorizan la programación, ejecución y supervisión de las labores de conservación, evidencian notorias limitaciones. La ausencia de un enfoque de Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad (RCM) eficaz en los activos neurálgicos disminuye su nivel de disponibilidad, incrementa de forma significativa los gastos asociados al mantenimiento correctivo y deteriora el desempeño global de las plantas operativas. En el sector bancario, estas falencias adquieren una connotación crítica, dada la elevada vulnerabilidad de los equipos eléctricos y de los sistemas de respaldo informático, comprometiendo la continuidad operativa y la salvaguarda de la información.

A nivel regional, la carencia de una planificación estructurada en la gestión de activos dentro de las entidades financieras repercute negativamente tanto en su competitividad como en la confiabilidad funcional de su infraestructura tecnológica. Asimismo, la inexistencia de una estrategia sólida y sistemática de preservación de activos en estos sistemas propicia riesgos operativos sustanciales, tales como detenciones imprevistas, pérdida de datos sensibles y sobre costos operativos.

De este escenario emerge la problemática que fundamenta la presente investigación: el diseño de un plan de mantenimiento sustentado en la confiabilidad, orientado a los componentes eléctricos de una entidad bancaria ubicada en el sur del Perú. Dicho plan tiene como finalidad asegurar la disponibilidad y fiabilidad de los sistemas eléctricos que respaldan la infraestructura bancaria, reduciendo al mínimo las interrupciones del servicio y las pérdidas económicas asociadas. La propuesta pretende fortalecer la productividad del sistema encargado de la generación y provisión de servicios financieros, garantizando la continuidad

operativa y la integridad de la información crítica en un contexto donde cualquier interrupción representa un riesgo financiero significativo.

1.2. Problema de investigación

1.2.1. Problema general

¿Cómo la propuesta de implementación de un plan de Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad contribuye a mejorar la disponibilidad operacional de los equipos eléctricos críticos de un banco del Sur del Perú?

1.2.2. Problemas específicos

- ¿Cuál es la situación del RCM en los equipos eléctricos de un banco en el Sur del Perú hoy en día?
- ¿Cómo el plan RCM contribuye a reducir el MTTR e incrementar el MTBF de los equipos eléctricos críticos?
- ¿Qué nivel de disponibilidad presentan los activos eléctricos críticos en el sector bancario del sur peruano?
- ¿Cuál es la confiabilidad de los equipos eléctricos en un banco en el sur del Perú?

1.3. Objetivo de la investigación

1.3.1. Objetivo general

Implementar el RCM en los equipos eléctricos de un banco en el Sur del Perú con el fin de mejorar su disponibilidad y reducir interrupciones.

1.3.2. Objetivos específicos

- Determinar el desempeño del mantenimiento actual de los equipos eléctricos en un banco en el sur del Perú
- Desarrollar un plan RCM para los equipos eléctricos que mejore el rendimiento al reducir el MTTR y aumentar el MTBF.
- Analizar la disponibilidad de los equipos eléctricos en un banco en el sur del Perú

- Analizar la confiabilidad de los equipos eléctricos en un banco en el sur del Perú

1.4. Justificación del problema:

1.4.1. Importancia de la investigación

Académico

La presente investigación posee relevancia académica ya que contribuye al campo de la ingeniería de mantenimiento mediante la aplicación estructurada del Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad en equipos eléctricos críticos del sector financiero. Si bien la metodología RCM ha sido ampliamente empleada en sectores industriales, mineros y energéticos, su aplicación en una entidad bancaria representa un aporte importante, debido a que este tipo de organización requiere altos niveles de disponibilidad, confiabilidad y continuidad operativa.

Asimismo, el estudio integra herramientas técnicas propias de la gestión del mantenimiento, tales como el análisis histórico de fallas, matriz de criticidad, Análisis de Modos y Efectos de Falla, MTBF, MTTR, disponibilidad operacional y análisis Weibull. Estas herramientas permiten evaluar el comportamiento de los equipos eléctricos críticos, identificar los modos de falla de mayor impacto y sustentar técnicamente una propuesta de mantenimiento orientada a reducir interrupciones, optimizar recursos y mejorar la gestión de activos.

En ese sentido, la investigación constituye un aporte metodológico y aplicado, ya que adapta el enfoque RCM al contexto de los servicios financieros, donde una falla eléctrica puede afectar la continuidad de las operaciones bancarias, la atención al usuario y la seguridad de los sistemas tecnológicos. Por ello, el estudio puede servir como referencia para futuras investigaciones relacionadas con confiabilidad, disponibilidad y mantenimiento de activos críticos en organizaciones de servicios.

Económico

Se proyecta que la aplicación del Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad (RCM) genere una reducción sustancial de los costos derivados de intervenciones correctivas posteriores a la ocurrencia de fallas, al racionalizar de manera estratégica los recursos destinados a la gestión de activos. Este enfoque propiciará una disminución significativa de interrupciones y detenciones inesperadas, garantizando una mayor eficiencia en la provisión de los servicios financieros. En el contexto bancario, la mitigación de paradas no programadas en los sistemas eléctricos y de respaldo informático se traduce directamente en menores pérdidas económicas y en una operación más sostenible y rentable. Asimismo, el fortalecimiento de la continuidad operativa del suministro eléctrico favorece una administración más eficaz del presupuesto institucional y del talento técnico, reduciendo los egresos asociados al mantenimiento y optimizando la relación costo–beneficio.

Social

Este proyecto beneficiará a la sociedad al contribuir a la continuidad de los servicios bancarios, cruciales para el avance económico de la comunidad. La confiabilidad de los sistemas eléctricos garantiza la operatividad continua de cajeros automáticos, sistemas de transacciones y otros servicios financieros que la población utiliza de forma diaria. Un sistema de mantenimiento efectivo y confiable permite que los servicios financieros estén disponibles para el público de manera ininterrumpida, evitando que los usuarios enfrenten problemas o retrasos en sus transacciones, que podrían afectar su economía personal y su calidad de vida.

Ético

Desde una perspectiva ética, la investigación se justifica porque promueve una gestión responsable de los equipos eléctricos críticos que soportan la operación de una entidad bancaria. La ausencia de un mantenimiento adecuado puede generar fallas que comprometan

la continuidad del servicio, la seguridad de la información, la atención oportuna a los usuarios y la confianza institucional.

La propuesta de implementación de un Plan de Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad responde al principio de prevención, debido a que busca anticiparse a las fallas antes de que estas generen consecuencias operativas, económicas o sociales. De esta manera, el estudio contribuye a reducir riesgos asociados a interrupciones no programadas, proteger los activos de la organización y garantizar mejores condiciones de continuidad para los servicios financieros.

Asimismo, la investigación considera el uso responsable y confidencial de la información técnica y operativa recopilada, empleándola únicamente con fines académicos y de mejora de la gestión del mantenimiento. En consecuencia, el estudio se desarrolla bajo criterios de responsabilidad, integridad, confidencialidad, seguridad operativa y mejora continua.

1.5. Análisis de antecedentes investigativos.

Mejía (2024) este artículo expone una propuesta de aplicación del Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad (RCM) para un banco de molienda de cilindros perteneciente a Moderna Alimentos S.A., considerado un activo esencial en la producción de harina de trigo, a partir de la recopilación de información técnica, se efectuó la identificación de los subsistemas, el análisis del historial de fallas y una evaluación de criticidad, con el propósito de determinar se determinó el nivel de riesgo vinculado a cada componente y se definieron estrategias de mantenimiento acordes a su relevancia operativa. Siguiendo la norma SAE JA 1011, se evaluaron las funciones, fallas funcionales, modos y causas de falla, elaborándose una matriz AMFEC. El plan final integró acciones preventivas y un sistema de monitoreo de condiciones, implementado mediante el software CMMS, lo que permitió reducir las paradas

no programadas, optimizar los costos de reparación y mitigar los riesgos asociados a la seguridad operativa, asegurando simultáneamente un desempeño eficiente de los equipos.

Marchena (2018) tuvo como propósito aplicar la metodología RCM con el fin de mejorar la productividad en el área de fabricación de tableros de la mencionada empresa, por lo que esta investigación adoptó un diseño cuasi experimental con enfoque aplicado, utilizando técnicas de observación y medición de indicadores, se evaluaron indicadores como la confiabilidad, disponibilidad, eficiencia y eficacia durante un periodo de 12 semanas. Los resultados evidenciaron que, tras la implementación del RCM, la organización experimentó un incremento promedio del 20,75 % en la productividad del área de producción, acompañado de una disminución sustancial en los costos de mantenimiento, con un ahorro aproximado de S/. 12,300.00. El análisis estadístico, respaldado por pruebas de normalidad y el test de Wilcoxon, corroboró la hipótesis de que el RCM ejerce un efecto positivo tanto en la mejora de la productividad como en la reducción de fallas operativas. En síntesis, la adopción del Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad en Sertes S.A.C. permitió fortalecer la confiabilidad y disponibilidad de los equipos, optimizar los tiempos de producción y minimizar las interrupciones no planificadas, traduciéndose en una mayor eficiencia global del proceso productivo.

Constantino (2021) el objetivo principal fue diseñar un plan de mantenimiento preventivo basado en la metodología RCM, con el propósito de reducir los costos asociados al mantenimiento. El diagnóstico inicial evidenció que las paradas no programadas de los equipos, derivadas de la ausencia de mantenimiento preventivo, provocaban retrasos en la producción. El análisis financiero reveló que los costos de mantenimiento ascendían a S/. 251,870.05, representando el 29,9 % de las ventas del año 2020. La implementación del enfoque RCM incluyó la construcción de un árbol de decisiones para los equipos críticos y la aplicación del Análisis de Modos y Efectos de Fallo (AMEF) para determinar las acciones

correctivas pertinentes, las cuales fueron registradas en hojas de información y decisión. El plan de mantenimiento propuesto contempló un cronograma detallado de actividades para el personal técnico mecánico y eléctrico, así como la creación de un área de mantenimiento especializada. Como resultado de la implementación, los costos de mantenimiento se redujeron en S/. 74,621.35, equivalentes al 29,6 % del total, y el análisis costo-beneficio arrojó un índice de 1,14 soles, demostrando la viabilidad técnica y económica del plan propuesto.

Perfecto y Suazo (2022) tuvo como propósito aplicar la metodología del Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad (RCM) con el fin de optimizar la eficiencia y disponibilidad de los equipos críticos utilizados en la producción y En los servicios de mantenimiento de generadores eléctricos, el diagnóstico inicial permitió identificar deficiencias en la disponibilidad, el desempeño y la calidad de los equipos, atribuibles a la carencia de una planificación adecuada, al incumplimiento de las labores de mantenimiento preventivo y a la limitada utilización de herramientas propias de la ingeniería industrial. La implementación de la metodología RCM, junto con estas herramientas, permitió mejorar significativamente los indicadores operativos. Como resultado, la disponibilidad del banco de pruebas se incrementó de 94,1 % a 97,5 %, mientras que la del horno eléctrico ascendió de 92,8 % a 97,5 %. En conjunto, la eficiencia general de los equipos se elevó de 85,1 % a 91,2 %, reflejando una mejora del 6,9 %. La propuesta requirió una inversión de S/. 69,800, y el análisis financiero evidenció un Valor Actualizado Neto (VAN) de S/. 224,564 y una Tasa Interna de Retorno (TIR) del 117 %, confirmando la viabilidad técnica y económica de la iniciativa implementada.

Albornoz y Fernandez (2024) tuvo como objetivo principal implementar un plan de Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad (RCM) para incrementar la disponibilidad operativa de los equipos de transporte vertical en un centro comercial de Lima Metropolitana,

puesto que el diagnóstico inicial evidenció que el 42 % de las paradas eran no programadas, registrándose 407 ocurrencias, cifra que superó el objetivo de 30 % (122 paradas), estas interrupciones generaban un impacto económico estimado en S/ 179,800, reflejando la necesidad de una gestión de mantenimiento más eficiente. La metodología RCM se desarrolló en seis fases, abarcando el análisis de modos y efectos de fallas (AMEF) y la implementación de procedimientos de monitoreo y control, durante el piloto aplicado a la máquina 67NE4077, se observó un aumento en la disponibilidad de 89.3 % a 96.6 %, acompañado de una mejora del MTBF de 24.72 a 57.95 horas y una reducción del MTTR de 2.97 a 2.05 horas y en términos financieros, la propuesta presentó un Valor Actualizado Neto (VAN) de S/ 23,512.10 y una Tasa Interna de Retorno (TIR) de 10.25 %, lo que demuestra la rentabilidad y sostenibilidad técnica de la implementación. En conclusión, la aplicación del RCM permitió reducir significativamente las paradas no programadas, mejorar la confiabilidad de los equipos y optimizar la gestión del mantenimiento en el centro comercial.

Delgado (2020) tuvo como finalidad evaluar la influencia del mantenimiento preventivo en la confiabilidad de los equipos electrónicos, tomando como referencia la Línea 1 del Metro de Lima durante el año 2019, la investigación se basó en una revisión sistemática de fuentes científicas provenientes de Redalyc, Dialnet, Scielo, Google Académico y repositorios universitarios, de las cuales se seleccionaron 5 tesis y 20 artículos aplicando criterios de pertinencia temporal (2008–2020) y relevancia en la gestión de mantenimiento electrónico. Los resultados evidenciaron que la aplicación de planes de mantenimiento preventivo, sustentados en inspecciones periódicas, pruebas funcionales y reparaciones programadas, reduce significativamente la frecuencia y severidad de fallas en equipos electrónicos, además, se observó una mejora notable en la confiabilidad y disponibilidad operativa de los sistemas, especialmente en entornos críticos como el transporte urbano automatizado. En conclusión, la revisión demostró que la implementación sistemática del

mantenimiento preventivo no solo optimiza la vida útil y el desempeño de los equipos electrónicos, sino que también contribuye a la continuidad operacional, la productividad y la satisfacción de los usuarios en sistemas de transporte modernos como el de Lima.

1.6. Hipótesis

Si se propone un plan de Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad (RCM) basado en el análisis de fallas, criticidad, AMEF, MTBF y MTTR, entonces se contribuirá a mejorar la disponibilidad operacional de los equipos eléctricos del banco en el Sur del Perú.

1.7. Variables

1.7.1. Variable Independiente

- Plan de Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad (RCM)

1.7.2. Variable dependiente

- Disponibilidad Operacional de los equipos eléctricos

1.7.3. Matriz de Consistencia (Operacionalización de Variables)

Tabla 1

Operacionalización de variables

Variable	Definición conceptual	Definición operacional	Dimensiones	Indicadores	Instrumento
Plan de Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad (RCM)	El Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad (RCM, por sus siglas en inglés <i>Reliability-Centered Maintenance</i>) es una metodología estructurada de gestión de mantenimiento que se enfoca en asegurar que los activos cumplan con sus funciones de manera confiable y eficiente dentro de su contexto operativo específico. (Moubray, 1997).	Implica considerar los efectos y las causas de las fallas del sistema, sus frecuencia y modos de ocurrencia para asegurar que los activos cumplan con sus funciones de manera confiable y eficiente dentro de su contexto operativo específico. cuando la productividad está vinculada a los costos.	Planificación y control	Presencia del plan RCM; porcentaje de cumplimiento del plan RCM; nivel de capacitación del personal técnico.	Matriz de criticidad, formato AMFE, registros históricos de fallas, cronograma del plan RCM y registros de capacitación.
			Gestión y capacitación	Nivel de capacitación del personal en RCM; control de repuestos críticos; cumplimiento de actividades preventivas, predictivas y correctivas.	
Disponibilidad Operacional	La disponibilidad es una métrica clave en la gestión de activos y el mantenimiento industrial, que representa el porcentaje de tiempo en el cual un equipo o sistema se encuentra operable y listo para cumplir con sus funciones, en relación al tiempo total en que debería estar disponible. (Smith & Hinchcliffe, 2003).	Se operacionaliza mediante el cálculo de indicadores de mantenimiento a partir de registros históricos de fallas, tiempos de reparación, tiempos de operación e indisponibilidad de los equipos eléctricos críticos.	Confiabilidad	MTBF: frecuencia de fallas; porcentaje de tiempo de funcionamiento; comportamiento de fallas.	Órdenes de trabajo, reportes de mantenimiento, hoja de cálculo, análisis Weibull, cámara termográfica calibrada y pinza amperimétrica calibrada.
			Mantenibilidad y disponibilidad operacional	MTTR: porcentaje de mantenimiento correctivo y preventivo; disponibilidad operacional; indisponibilidad operacional; costos operativos	

Nota. Elaboración propia.

1.8. Alcances y limitaciones

1.8.1. Alcances

La investigación se estructuró bajo un enfoque retrospectivo–propositivo, dado que se apoya, en primera instancia, en la revisión diacrónica de registros históricos de fallas, tiempos de atención y niveles de disponibilidad correspondientes al período comprendido entre julio de 2022 y noviembre de 2024. De manera complementaria, adopta una orientación propositiva al diseñar un plan de Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad (RCM), concebido para fortalecer la sostenibilidad operativa de los activos eléctricos con mayor grado de criticidad en una entidad financiera ubicada en el sur del Perú.

El estudio se dirigió a identificar deficiencias estructurales y espacios de mejora dentro del esquema de mantenimiento actualmente vigente, formulando una alternativa estratégica destinada a incrementar el desempeño funcional y reducir la probabilidad de fallas en equipos neurálgicos, tales como los sistemas de alimentación ininterrumpida (UPS), los sistemas de acondicionamiento térmico y el grupo electrógeno.

Dado que la investigación corresponde a una propuesta de implementación, el plan RCM no fue ejecutado de manera integral. En consecuencia, los valores proyectados de MTTR, MTFB y disponibilidad responden a estimaciones técnicas derivadas del modelo RCM desarrollado, y no a mediciones empíricas obtenidas tras su aplicación efectiva en campo. Los alcances del estudio comprendieron:

1. **Evaluación del mantenimiento actual:** Análisis de los métodos de mantenimiento reactivo empleados previamente y los impactos que generaban en la operación del banco.
2. **La elaboración de una estrategia de conservación de activos basada en la prevención:** Propuesta de acciones para optimizar el mantenimiento a través de estrategias proactivas.

3. **Simulación y validación del plan para las mejoras:** Se desarrollaron análisis orientados a anticipar como varían los indicadores MTTR, MTBF y disponibilidad si se aplicara el enfoque RCM.
4. **Proyección del impacto esperado:** Se analizaron los beneficios potenciales mediante una prueba simulada, con el objetivo de verificar la viabilidad técnica de la propuesta.

1.8.2. Limitaciones

A pesar de los avances alcanzados, la investigación presentó algunas limitaciones:

1. **Restricciones de tiempo:** Al tratarse de una propuesta de implementación, el estudio del plan fue realizada dentro de un plazo limitado, la propuesta RCM no pudo ser evaluada ni validada en todas sus etapas dentro de la sede principal, por lo que solo se alcanzó un nivel de validación teórica del modelo y no una implementación completa.
2. **Presupuesto limitado:** La asignación de recursos financieros fue un factor restrictivo para realizar un monitoreo más exhaustivo o implementar tecnologías adicionales de monitoreo remoto se requiere la aprobación de la gerencia.
3. **Capacitación parcial del personal:** La formación del personal clave en nuevas prácticas de mantenimiento RCM fue parcial, lo que afectó la adopción uniforme de las nuevas estrategias.
4. **Condiciones iniciales del equipo:** Algunos equipos ya presentaban un alto grado de desgaste significativo lo que dificultó la optimización inmediata de su rendimiento mediante anticipación de Fallos.
5. **Falta de datos históricos completos:** La ausencia de registros completos de fallas anteriores dificultó la medición precisa de ciertos indicadores como MTTR y MTBF en los equipos antes de la implementación del plan.

CAPÍTULO II

2. Marco teórico y conceptual

2.1.Mantenimiento.

Según Velasco Emilio (2016) el mantenimiento es la suma de actividades destinadas a reparar y prevenir el mal funcionamiento de la maquinaria, mantener los equipos en para seguir prestando el servicio para el que fueron creados. Además, el autor, destaca que la disponibilidad de los equipos depende directamente del nivel de conservación que se les aplique, esto mejora o afecta directamente la forma en que trabaja la empresa.

El mantenimiento tiene como propósito esencial salvaguardar la continuidad del negocio y asegurar el uso más eficiente posible de los recursos disponibles, constituyéndose en un elemento estratégico para sostener la productividad y disminuir los costos de manera sistemática y sostenida.

En los entornos industriales, esta labor adquiere un carácter determinante, ya que permite prevenir interrupciones en los procesos productivos, contribuyendo a la mejora constante del rendimiento operativo y al control progresivo de los gastos. Un sistema de mantenimiento verdaderamente eficaz debe diseñarse en función del tiempo real de operación de los equipos y de las condiciones a las que estos se encuentran expuestos, factores que definen los intervalos óptimos de intervención.

La gestión del mantenimiento se organiza en distintos niveles con la finalidad de conservar y prolongar la vida útil de los activos, abarcando desde ajustes de baja complejidad hasta inspecciones exhaustivas y la sustitución de componentes críticos. Asimismo, esta disciplina exige una planificación rigurosa que considere la disponibilidad de recursos materiales y de personal técnico especializado, a fin de ejecutar cada actividad con precisión y eficiencia. En la práctica, un mantenimiento correctamente implementado no se limita a

extender la durabilidad de las máquinas, sino que maximiza el desempeño de cada elemento que integra el sistema productivo.

Permite identificar los puntos críticos de fallo, considerando las cargas mecánicas y térmicas a las que los equipos están expuestos. La ingeniería de mantenimiento evalúa factores como la fatiga de materiales y la corrosión, factores que pueden causar fallos catastróficos si no se gestionan adecuadamente. La evaluación debe estar sustentada en los registros de fallas y en las condiciones reales de funcionamiento del equipo.

La finalidad esencial con respecto al mantenimiento en ingeniería mecánica es la reducción del tiempo de producción y puede comprometer la seguridad del personal. A través de un sistema de monitoreo constante, los ingenieros pueden detectar patrones de desgaste en piezas clave, permitiendo que las intervenciones se realicen antes de que las fallas se manifiesten. Esta proactividad en la gestión de activos asegura la integridad estructural y funcional del sistema.

Las empresas se apoyan en plataformas CMMS que simplifican el monitoreo de cada orden de trabajo, así como el historial de fallos y reparaciones de cada equipo. Esto permite un análisis exhaustivo de la regularidad y el tipo de tareas de reparación, lo cual ayuda a ajustar el plan de mantenimiento para hacerlo más eficaz de acuerdo con las necesidades operativas. La tecnología CMMS también permite a los ingenieros realizar una planificación de recursos más precisa, optimizando los tiempos de intervención y el uso de materiales.

La implementación de lineamientos de mantenimiento genera ventajas que trascienden la simple mejora del desempeño y la disponibilidad de los equipos, proyectándose también sobre la sostenibilidad integral de la organización. Un mantenimiento técnicamente adecuado favorece la optimización del consumo energético y la reducción de residuos, al permitir que los activos funcionen bajo condiciones óptimas de carga y demanda. Este enfoque repercute de manera directa en la eficiencia económica de la entidad, al

disminuir los costos asociados al reemplazo prematuro de equipos y al maximizar el tiempo de operación útil de los activos productivos.

La adopción de lineamientos de mantenimiento estructurados y técnicamente fundamentados produce beneficios que exceden ampliamente la mera mejora del rendimiento operativo y de la disponibilidad funcional de los equipos, proyectándose de manera transversal sobre la sostenibilidad global de la organización. Un esquema de mantenimiento concebido bajo criterios de confiabilidad y eficiencia contribuye a la racionalización del consumo energético y a la minimización de desechos técnicos, en la medida en que posibilita que los activos operen dentro de rangos óptimos de carga, esfuerzo y demanda, evitando sobre exigencias innecesarias y pérdidas energéticas latentes.

Este enfoque integral incide de forma directa en la solidez económica de la entidad, al atenuar los costos derivados de fallas recurrentes, intervenciones correctivas no planificadas y sustituciones anticipadas de equipos estratégicos. Asimismo, la prolongación del ciclo de vida útil de los activos productivos fortalece la capacidad operativa a largo plazo, optimiza la asignación de recursos financieros y promueve una gestión más eficiente del capital físico, alineando la operación técnica con principios de responsabilidad ambiental y sostenibilidad organizacional.

2.1.1. Tipos de Mantenimiento

El mantenimiento en el ámbito de la industria se clasifica en tres tipos principalmente:

El mantenimiento correctivo según (García Garrido, 2003) se enfoca en resolver las fallas que surgen de manera imprevista. Lo que se busca es reparar el equipo y ponerlo en marcha a la mayor brevedad, con el menor costo asociado.

El mantenimiento correctivo representa una respuesta reactiva ante la ocurrencia de fallas, y en ingeniería mecánica se ejecuta cuando los componentes han alcanzado el límite de su capacidad funcional. Este tipo de mantenimiento es común en equipos no críticos, donde

los tiempos de inactividad no comprometen la operación general. En este caso, se repara o reemplaza el componente afectado una vez que la falla se ha manifestado de forma evidente, aunque esto implica un mayor costo de intervención y riesgo de fallos repetitivos.

En entornos de alta exigencia mecánica, el mantenimiento correctivo puede ocasionar mayores problemas si no se gestiona con precisión, dado que la falla de un componente puede desencadenar una cadena de fallos en el sistema. Por esta razón, los ingenieros mecánicos deben evaluar las condiciones operacionales antes de ejecutar el correctivo. De esta forma, se mitiga el riesgo de un deterioro progresivo de los activos.

Las intervenciones correctivas en equipos críticos requieren personal altamente capacitado, pues es necesario desmontar y analizar componentes complejos en tiempo récord. Los ingenieros deben considerar factores como el tiempo medio para reparar (MTTR), ya que este afecta directamente la disponibilidad del sistema. Cada minuto de inactividad representa una pérdida en la productividad, especialmente en líneas de producción continua.

Para minimizar los efectos negativos del mantenimiento correctivo, en muchos casos se integra con otros tipos de mantenimiento en un enfoque híbrido, donde las intervenciones correctivas se planifican en momentos de menor carga operativa. Esto permite una intervención rápida y eficaz sin interrumpir el flujo de producción. La planificación en mantenimiento correctivo, por tanto, debe ser minuciosa y basada en datos precisos de monitoreo y diagnóstico.

Estudiar los fallos es clave para evitar que las averías se repitan y, de esta forma, lograr una mejora continua en el mantenimiento. Esta información permite a los ingenieros ajustar los parámetros de operación y realizar modificaciones en el diseño de componentes o en la instalación de nuevas tecnologías de protección, buscando prolongar el tiempo que un equipo puede estar en servicio de forma eficiente.

Usar solo el mantenimiento correctivo es, a fin de cuentas, la opción más cara y menos rentable. Por ello, es común que los ingenieros integren el correctivo como una medida de contingencia, priorizando siempre estrategias más eficientes en términos de costos y efectividad operativa.

El mantenimiento Preventivo Según (García Garrido, 2003), realiza inspecciones periódicas sobre el equipo, se tiene en cuenta las partes funcionales del equipo, además se realiza a partir de un programa que se basa en cada una de las actividades con el propósito de prevenir futuros problemas o dificultades.

Es básica y vital en la correcta gestión de los activos, pues consiste en ejecutar acciones programadas que disminuyen la posibilidad de fallas en los equipos, es así que, en el ámbito de la ingeniería mecánica, esta metodología se centra en efectuar revisiones periódicas que incluyen el cambio de piezas deterioradas, la regulación de elementos importantes y la realización de evaluaciones técnicas, con la finalidad de prevenir averías imprevistas.

Las tareas preventivas suelen estar programadas en base a horas de operación o condiciones ambientales, factores que los ingenieros deben considerar en su planificación. Para optimizar los intervalos de mantenimiento, Se recomienda analizar de forma exhaustiva la intensidad de uso y el patrón de funcionamiento de la maquinaria, lo cual permite ajustar las intervenciones preventivas a las necesidades reales del equipo.

Requiere la estandarización de procedimientos que guíen a los técnicos en cada intervención. Estos procedimientos suelen estar documentados en manuales de mantenimiento o guías específicas, que establecen es necesario definir una secuencia de pasos para la revisión de componentes. La homogeneidad de estos procesos no solo agiliza las intervenciones, sino que también reduce el riesgo de fallas causadas por el factor humano, manteniendo la operatividad de los equipos al más alto nivel.

El mantenimiento preventivo es especialmente relevante en sistemas críticos, donde una falla podría ocasionar consecuencias significativas. Los ingenieros mecánicos, en estos casos, deben diseñar un programa preventivo que contemple no solo el reemplazo de componentes, sino también la lubricación, ajuste y calibración de equipos. Estos datos son fundamentales para asegurar la confiabilidad y prevenir paradas inesperadas que dañen la operación.

El mantenimiento preventivo no solo se limita a la ejecución periódica de inspecciones y ajustes técnicos, sino que también comprende una gestión planificada y eficiente de los repuestos, insumos y materiales necesarios para dichas intervenciones. Dado que las actividades preventivas implican la sustitución programada de componentes con desgaste previsible, resulta indispensable contar con un control adecuado de inventarios que garantice la disponibilidad oportuna de piezas críticas. Esta administración anticipada permite reducir los tiempos de inactividad, evitar retrasos en las labores de mantenimiento y optimizar los costos operativos, al prevenir compras de emergencia y asegurar una adecuada rotación de los materiales utilizados.

Según García Garrido (2003), este enfoque se fundamenta en la vigilancia continua del estado y desempeño de los equipos mediante el seguimiento sistemático de variables críticas que permiten anticipar la aparición de fallas. Entre las técnicas más empleadas se encuentran el análisis de vibraciones, orientado a detectar desalineaciones, desbalances o defectos mecánicos; el análisis de aceite, que facilita la identificación de contaminación, desgaste interno y degradación de lubricantes; así como el análisis de humo, útil para reconocer anomalías asociadas a procesos de combustión. De igual manera, el uso del ultrasonido posibilita la detección temprana de fugas, descargas eléctricas y fricciones anómalas, mientras que el control de los niveles y condiciones de los lubricantes asegura una correcta lubricación y reduce el deterioro prematuro de los componentes. En conjunto, estas

herramientas permiten tomar decisiones de mantenimiento basadas en información objetiva, optimizando la confiabilidad de los equipos y prolongando su vida útil.

El mantenimiento predictivo se orienta a identificar de manera anticipada posibles fallas mediante la supervisión constante del estado real de los equipos, lo que posibilita a los ingenieros prevenir averías antes de que evolucionen en daños significativos, en el área de ingeniería mecánica, esta modalidad de mantenimiento que utiliza herramientas tecnológicas avanzadas como por analizar esas vibraciones, la termografía infrarroja y el ultrasonido, con un fin de detectar irregularidades en el desempeño de los sistemas, gracias a estas técnicas, se logra una observación continua y precisa de los activos.

El análisis de vibraciones es una herramienta predictiva esencial porque permite detectar desajustes en la maquinaria, desequilibrios y defectos en componentes rotativos. Esta técnica impacta en equipos de alta velocidad como motores y bombas, donde pequeñas variaciones en las vibraciones pueden indicar fallos inminentes. Al monitorear los niveles de vibración, los ingenieros pueden identificar problemas con anticipación, planificando las intervenciones de mantenimiento necesarias para evitar fallas graves.

La termografía infrarroja constituye una herramienta dentro del mantenimiento predictivo, pues posibilita la identificación de zonas con elevadas temperaturas en partes eléctricas y mecánicas, lo que facilita descubrir a tiempo las fallas o desgastes excesivos en los equipos, en las imágenes térmicas revelan zonas de sobrecalentamiento, indicando problemas en el aislamiento de cables, sobrecarga de circuitos y fricción excesiva en piezas móviles. Los ingenieros pueden usar estos datos para programar intervenciones específicas, evitando así problemas que podrían resultar en fallas o incluso en riesgos de seguridad para el personal.

El ultrasonido, por su parte, es utilizado para detectar fugas de aire o gas y verificar el estado de sellos y juntas en sistemas presurizados. Esta técnica es particularmente útil en

plantas donde la presión debe mantenerse constante para evitar problemas de producción. El uso de ultrasonido permite a los ingenieros identificar con precisión la localización de fugas y realizar reparaciones puntuales sin necesidad de detener el equipo o el proceso productivo.

La aplicación conjunta implementar estas tecnologías predictivas implica invertir en equipo y en la formación del personal; sin embargo, a largo plazo contribuye a una disminución considerable de los costos asociados al cuidado y operación ya que este enfoque permite disminuir las intervenciones imprevistas lo que permite alargar la vida operativa de las piezas, lo que se logra identificando y corrigiendo a tiempo las anomalías para que no se conviertan en averías serias, en consecuencia, se obtiene una mayor eficiencia operativa y un retorno de inversión positivo para la organización.

El mantenimiento proactivo se enfoca en la eliminación de investigar sin limitarse a corregir las manifestaciones superficiales, en el ámbito de la ingeniería mecánica, este enfoque implica el análisis profundo de cada que aceleran el desgaste y deterioro de los equipos, como la corrosión, la fatiga de materiales y las condiciones operativas. Los ingenieros buscan identificar y eliminar los factores que pueden causar fallas repetitivas, optimizando así el desempeño funcional de la maquinaria.

Dentro de las estrategias de mantenimiento de carácter anticipativo, uno de los procedimientos de mayor recurrencia es el Análisis de Causa Raíz (RCA), concebido como una metodología cardinal para desentrañar los factores subyacentes y las condiciones primigenias que detonan la ocurrencia de fallas en los sistemas. Este análisis implica una revisión exhaustiva del historial de fallos, evaluando factores externos e internos que afectan al equipo. Al eliminar estos factores de riesgo, se logra incrementar la fiabilidad operativa de los equipos y disminuir la periodicidad con la que se presentan las averías.

La lubricación adecuada y la alineación precisa de los componentes son aspectos clave del mantenimiento proactivo, ya que un desequilibrio o fricción excesiva puede acelerar

el desgaste de las piezas. Los ingenieros mecánicos aplican técnicas avanzadas de lubricación y alineación para minimizar la fricción y el calor en las zonas críticas, puesto que brinda seguridad con respecto al funcionamiento, pero este debe ser suave y eficaz de cada uno de los quipos.

El control de la corrosión es otro elemento central del mantenimiento proactivo, especialmente en entornos industriales donde los equipos están expuestos a agentes corrosivos. Para prevenir la corrosión, los ingenieros implementan medidas de protección, como recubrimientos, inhibidores y materiales resistentes. Dicha metodología es imprescindible en las industrias químicas, dadas sus condiciones especiales y de procesamiento donde la exposición a ambientes corrosivos es constante.

Además, el mantenimiento proactivo ello conlleva la auditoría y el perfeccionamiento de los métodos de operación diaria que tienen un impacto directo en el deterioro de los equipos. Los ingenieros colaboran con los operadores para identificar prácticas que puedan reducir la carga mecánica de operación y optimizando el uso de los activos. Esto no solo reduce las fallas, sino que también incrementa la eficiencia operativa.

El mantenimiento proactivo se distingue por su naturaleza anticipatoria y su compromiso con la evolución y el perfeccionamiento constante, buscando reducir al máximo el porqué de los problemas o el origen de los defectos y no solo remediar sus efectos, esta metodología ayuda a lograr una gestión de activos más productiva y responsable, está basada conforme a los objetivos de rendimiento y fiabilidad que exige la industria moderna.

2.1.2. Indicadores de Mantenimiento

Los indicadores de mantenimiento constituyen elementos neurálgicos para cuantificar, interpretar y evaluar el cumplimiento de los objetivos vinculados al desempeño de las máquinas y a las actividades operativas desarrolladas dentro de una organización. En este sentido, Smith (2017) señala que dichos indicadores funcionan como herramientas analíticas

de alto valor técnico, ya que permiten examinar con mayor rigor la eficiencia de los procesos, optimizar la administración de los recursos asignados al mantenimiento y, como consecuencia, fortalecer de manera sostenida la productividad operativa de las empresas.

Desde una perspectiva estratégica, los indicadores de mantenimiento se configuran como métricas de control continuo que posibilitan el seguimiento sistemático del comportamiento, la estabilidad y el rendimiento de los activos empresariales a lo largo de su ciclo de vida. En el campo de la ingeniería mecánica, estas métricas adquieren una relevancia crítica al constituirse en el soporte cuantitativo para la toma de decisiones fundamentadas en información objetiva, medible y verificable, lo que facilita la reformulación y el afinamiento de las estrategias de mantenimiento orientadas a maximizar la disponibilidad y confiabilidad de los equipos.

Asimismo, estos indicadores se organizan en diversas categorías según su propósito analítico, abarcando dimensiones clave como la disponibilidad operativa, la confiabilidad funcional, la efectividad de las intervenciones ejecutadas y la estructura de costos asociados a las labores de mantenimiento. En conjunto, dichos parámetros conforman un sistema integral de medición que resulta indispensable para alcanzar una gestión técnica eficiente, proactiva y alineada con los objetivos estratégicos de la organización.

Entre los indicadores más comunes, se encuentran:

A. Indicadores de confiabilidad

De acuerdo con Apablaza (2013), la confiabilidad se concibe como la aptitud probabilística de un equipo o sistema para desempeñar su función prevista de manera satisfactoria durante un intervalo de tiempo determinado y bajo condiciones operativas establecidas. El estudio de este atributo posibilita la obtención de información técnica de alto valor, como la recurrencia esperada de eventos de falla, el tiempo medio de funcionamiento

previo a su ocurrencia y la identificación de la fase del ciclo de vida operativo en la que se encuentra el activo.

El análisis sistemático de los indicadores de confiabilidad permite, además, anticipar comportamientos degradativos, evaluar la estabilidad funcional de los equipos y sustentar decisiones orientadas a la prevención de fallas críticas, contribuyendo así a una gestión del mantenimiento más predictiva, eficiente y alineada con los objetivos de continuidad operativa de la organización.

B. *Tiempo Medio Entre Fallos (MTBF)*

El MTBF es un parámetro de fiabilidad que expresa el intervalo medio de funcionamiento transcurrido entre dos fallas consecutivas de un equipo. En la ingeniería de mantenimiento, constituye una métrica fundamental para analizar la continuidad operativa y sustentar la planificación de estrategias preventivas y predictivas (Smith & Hinchliffe, 2003; Moubray, 1977). Este indicador resulta especialmente relevante en sistemas mecánicos y eléctricos que demandan elevados niveles de operación ininterrumpida. Desde la perspectiva ingenieril, un valor alto de MTBF refleja un mayor grado de confiabilidad del activo y un impacto positivo en la estabilidad de los procesos. En consecuencia, los ingenieros utilizan el MTBF como referencia para optimizar los programas de mantenimiento, manteniendo la frecuencia de fallas dentro de márgenes operativos aceptables.

El cálculo del MTBF Se consigue dividiendo el tiempo total que el equipo ha operado por la cantidad de veces que ha fallado durante ese intervalo, ya que este cálculo permite una evaluación clara de la durabilidad y robustez del equipo en condiciones reales de operación. Sin embargo, el MTBF no refleja no se evalúa la gravedad de las averías ni su efecto sobre el sistema, por lo que suele complementarse con otros indicadores que proporcionen una visión integral.

C. *Tiempo Medio para Reparar (MTTR)*

Constituye un indicador que cuantifica la rapidez con la que el personal de mantenimiento logra restituir la operatividad de un activo tras la ocurrencia de una falla. Esta métrica expresa el tiempo medio necesario para ejecutar una reparación, siendo deseable, en términos operativos, que su valor sea reducido, ya que ello contribuye a minimizar las horas de inactividad del equipo. En la práctica ingenieril, el MTTR se emplea para detectar restricciones o ineficiencias dentro de los procedimientos de intervención y para optimizar los tiempos de respuesta ante fallas.

Se obtiene al dividir el tiempo total destinado a las reparaciones entre el número de fallas registradas. Su relevancia no solo reside en la medición del lapso de reparación, sino también en la evaluación indirecta de la disponibilidad de repuestos, la organización de los recursos y la eficacia de los procesos de mantenimiento. Un valor elevado de MTTR puede revelar deficiencias en la logística de suministros o limitaciones en la capacitación del personal técnico, aspectos que inciden de manera directa en el desempeño global del mantenimiento.

D. *Tiempo Promedio Operativo MTTF*

El Tiempo Promedio Operativo (MTTF, por sus siglas en inglés) se configura como un indicador técnico de carácter esencial, orientado a estimar el intervalo medio durante el cual un equipo conserva un desempeño continuo, confiable y funcional antes de experimentar una interrupción, degradación significativa o evento de falla.

Este parámetro resulta particularmente relevante para el análisis de activos no reparables o para la evaluación del comportamiento inicial de los equipos, ya que proporciona una base cuantitativa para prever la duración esperada de la operación efectiva, apoyar la planificación del mantenimiento y sustentar decisiones estratégicas relacionadas con la confiabilidad y la gestión del ciclo de vida de los activos.

Este análisis se cuantifica utilizando el MTTF.

$$MTTF = \frac{\sum_{i=1}^{i=n} TTF}{n}$$

Donde:

TTF= Tiempo operativos hasta el fallo.

n= número total de fallos en periodo evaluado.

E. *Frecuencia de Fallo*

Parra Márquez (2006) sostiene que la Frecuencia de Fallo constituye un indicador técnico inherente al análisis de la confiabilidad, orientado a determinar la cantidad de eventos de falla que se manifiestan dentro de un período de evaluación previamente definido. Este parámetro permite examinar el grado de estabilidad operativa y el comportamiento funcional de los equipos a lo largo del tiempo, facilitando la identificación de patrones recurrentes de fallas y niveles de desempeño.

La Frecuencia de Fallo se expresa comúnmente como el número de fallos por unidad de tiempo, lo que la convierte en una métrica clave para comparar el rendimiento entre

distintos activos, evaluar la efectividad de las estrategias de mantenimiento implementadas y sustentar decisiones técnicas destinadas a reducir la ocurrencia de interrupciones operativas.

$$FF = \frac{1}{MTTF}$$

MTTF= Tiempo operativos hasta el fallo.

2.1.3. Costo Total de Mantenimiento

Es un indicador financiero que evalúa el gasto global vinculado a las labores de mantenimiento, abarcando tanto las acciones preventivas como las correctivas, especialmente en industrias con equipos de alto costo. Los ingenieros deben realizar un seguimiento de estos costos para garantizar que las políticas de mantenimiento sean económicamente viables y que no excedan los presupuestos asignados.

El cálculo del costo total incluye gastos en repuestos, mano de obra, herramientas, equipos de diagnóstico y materiales adicionales utilizados durante las intervenciones, pero un elevado costo de mantenimiento puede reflejar la ineficiencia de un programa de mantenimiento, en el cual las intervenciones no se encuentran adecuadamente optimizadas, en cambio, un costo de mantenimiento bajo, acompañado de un índice de disponibilidad adecuado, refleja un programa bien estructurado que maximiza la productividad y minimiza los costos.

F. *Indicador de la Mantenibilidad*

Un sistema con elevados niveles de mantenibilidad se caracteriza por la facilidad y rapidez con la que pueden ejecutarse las labores de reparación y restitución operativa, lo que se traduce en una reducción significativa de los tiempos de inactividad y de los costos asociados a la indisponibilidad de los equipos (Parra Márquez, 2006). Este indicador permite evaluar la eficiencia con la que un activo puede ser intervenido, considerando aspectos como la accesibilidad, la simplicidad de los procedimientos y la disponibilidad de repuestos y recursos técnicos.

En el ámbito bancario, la mantenibilidad de los equipos eléctricos adquiere una relevancia crítica, ya que la posibilidad de realizar intervenciones ágiles y eficaces resulta determinante para preservar la continuidad de los servicios, minimizar interrupciones operativas y salvaguardar la confiabilidad de los sistemas que soportan las actividades financieras esenciales.

✓ **Tiempo Fuera de Servicio MDT.**

De acuerdo con Parra Márquez (2006), el Tiempo Fuera de Servicio, también denominado Mean Down Time (MDT), constituye un indicador técnico que cuantifica el lapso promedio requerido para devolver un componente o sistema a su condición operativa óptima luego de la ocurrencia de una falla. Este parámetro integra no solo el tiempo efectivo de reparación, sino también los intervalos asociados a diagnósticos, espera de repuestos y ejecución de las acciones correctivas necesarias.

El MDT se emplea como una medida directa de la mantenibilidad del sistema, ya que refleja la capacidad organizacional y técnica para responder de manera eficiente ante eventos de falla. Su magnitud se expresa en unidades de tiempo horas, días, semanas o meses y su análisis resulta fundamental para identificar oportunidades de mejora en los procesos de mantenimiento, reducir periodos de inactividad y fortalecer la continuidad operativa de los activos críticos.

$$MDT = \frac{\sum_{i=1}^{i=n} DT}{n}$$

DT= Tiempo fuera de Servicio.

n= número total de fallos en periodo evaluado.

G. Costo de indisponibilidad por fallo CFI

De acuerdo con (Parra Márquez, 2006) el Los costos de indisponibilidad por fallos (CIF) son un indicador económico que cuantifica las pérdidas financieras resultantes de la falta de disponibilidad de los equipos o sistemas debido a fallos ocurridos en un período de

tiempo determinado. Este indicador evalúa el impacto económico de la interrupción en las operaciones, permitiendo a las organizaciones tomar decisiones más informadas sobre la planificación del mantenimiento y las estrategias de mitigación de riesgos.

El Costo Total de Mantenimiento es un indicador económico que mide el costo total asociado a las actividades de mantenimiento, incluyendo tanto el mantenimiento preventivo como el correctivo. Este indicador es esencial para evaluar la rentabilidad y eficiencia del programa de mantenimiento, especialmente en industrias con equipos de alto costo. Los ingenieros deben realizar un seguimiento de estos costos para garantizar que las políticas de mantenimiento sean económicamente viables y que no excedan los presupuestos asignados.

El cálculo del costo total incluye gastos en repuestos, mano de obra, herramientas, equipos de diagnóstico y materiales adicionales utilizados durante las intervenciones. Un costo de mantenimiento alto puede ser indicativo de un programa de mantenimiento poco eficiente, donde las intervenciones no están optimizadas. En cambio, un costo de mantenimiento bajo, acompañado de un índice de disponibilidad adecuado, refleja un programa bien estructurado que maximiza la productividad y minimiza los costos.

$$CIF = FF * MDT ** (CD + CP)$$

FF= Frecuencia de fallos.

MDT= Tiempo promedio fuera de servicio.

CD= Costo directos de corrección por fallos por hora.

CP= Costo de penalización por hora.

En esta fórmula, el tiempo de indisponibilidad se refiere a las horas que el equipo o sistema ha estado fuera de servicio, mientras que el costo por hora de inactividad representa las pérdidas económicas asociadas a esa indisponibilidad (incluyendo producción no realizada, costos de reparación, y otros factores operativos).

2.1.4. Índice de Efectividad del Mantenimiento

El Índice de Efectividad del Mantenimiento evalúa la capacidad de las actividades de mantenimiento para cumplir con los objetivos de disponibilidad, confiabilidad y costo de operación. Este indicador permite a los ingenieros medir el rendimiento general del programa de mantenimiento, considerando tanto la calidad de las intervenciones como el impacto en la operación. En la práctica, un programa de mantenimiento efectivo es aquel que maximiza la disponibilidad de los equipos con un costo razonable y una baja tasa de fallos.

El índice de efectividad se calcula comparando los resultados obtenidos con los objetivos de mantenimiento, y se expresa en porcentaje. Este indicador permite identificar áreas de mejora en el programa y realizar ajustes necesarios para optimizar la gestión de activos. Un índice de efectividad alto sugiere que los procedimientos de mantenimiento son eficaces y contribuyen al rendimiento óptimo de los equipos, mientras que un índice bajo puede indicar la necesidad de revisar y mejorar los planes de mantenimiento.

2.1.5. *Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad (RCM)*

Reliability-Centered Maintenance (RCM) que traducido al español es Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad, constituye un método sistemático orientado a optimizar la eficiencia de los activos mediante la detección y el control de posibles fallas antes de que se transformen en problemas graves (Moubray, 1997). De acuerdo con Nowlan y Heap (1978), quienes desarrollaron esta metodología para el sector aeronáutico, el RCM permite elaborar planes de mantenimiento personalizados que responden a las particularidades y requerimientos de cada equipo, este enfoque garantiza un uso eficiente de los recursos, asignando prioridad a las intervenciones según la gravedad y el impacto potencial de las fallas.

La implementación del RCM es particularmente relevante en entornos industriales donde la confiabilidad de los equipos favorece la continuidad de las operaciones, tales como

la manufactura, la energía y la minería (Smith & Hinchcliffe, 2003), en estos ámbitos, las paradas no programadas ocasionadas por fallas en los equipos pueden producir altos costos y comprometer tanto la seguridad del personal como la eficiencia de las operaciones.

2.2. Análisis de Modos y Efectos de Falla (FMEA) en el RCM

Uno de los componentes clave del RCM es el Análisis de Modos y Efectos de Falla (FMEA, por sus siglas en inglés de *Failure Modes and Effects Analysis*), el cual permite identificar, analizar y clasificar los modos de falla de cada equipo, asignándoles una criticidad basada en su impacto en el sistema (Gulati & Smith, 2009). A través del FMEA, los ingenieros pueden establecer qué tipo de mantenimiento es el más adecuado para cada componente: preventivo, predictivo o correctivo planificado, este método permite que las labores de mantenimiento se concentren en los elementos de mayor criticidad, favoreciendo la optimización de la eficiencia operativa y la fiabilidad de los equipos (Nowlan & Heap, 1978).

El FMEA considera aspectos tales como la probabilidad de ocurrencia de la falla, su impacto en la operación y la posibilidad de detección temprana. De acuerdo con Moubray (1997), este análisis estructurado permite que los ingenieros clasifiquen las fallas en funcionales, potenciales y fallas ocultas, cada una de las cuales requiere una estrategia de mantenimiento distinta. Este enfoque ayuda a que el equipo de mantenimiento realice intervenciones específicas y en el momento adecuado, optimizando los recursos y reduciendo los riesgos de interrupciones no planificadas.

2.3. Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad

El Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad (RCM) combina diversas estrategias de mantenimiento, cada una orientada a responder a las condiciones y requerimientos específicos de los equipos, en primer lugar, el mantenimiento preventivo tiene como finalidad disminuir la probabilidad de fallas mediante inspecciones y sustituciones programadas,

basadas en la vida útil estimada de los componentes, esta práctica resulta especialmente valiosa para evitar averías en elementos críticos que podrían ocasionar consecuencias severas si se deterioran (Fernández & González, 2015). En segundo lugar, el mantenimiento predictivo se fundamenta en la observación del estado real de los equipos, utilizando tecnologías avanzadas como el análisis de vibraciones y la termografía infrarroja (ISO 17359, 2003). Gracias a este enfoque, es posible identificar irregularidades con anticipación, lo que facilita una gestión más eficiente y planificada de las acciones de mantenimiento.

Por último, el mantenimiento correctivo planificado se emplea en componentes menos críticos, donde el riesgo de fallas es aceptable y el costo de reparación es moderado. Este enfoque permite que los ingenieros determinen cuándo y cómo realizar una intervención sin interrumpir la operación general (Smith, 2014). El RCM permite combinar estos tipos de mantenimiento en un programa integral, adaptando las intervenciones a las condiciones y requerimientos de cada equipo.

2.3.1. Indicadores de Desempeño en el RCM

La evaluación del desempeño de un programa de Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad (RCM) se basa en el estudio de indicadores fundamentales, como el Tiempo Medio Entre Fallas (MTBF), que refleja la confiabilidad de los equipos, y el Tiempo Medio de Reparación (MTTR), que refleja la eficiencia en las labores de mantenimiento; y la Disponibilidad Operacional, que combina ambos factores para determinar el grado en que los equipos permanecen operativos y funcionales dentro del sistema productivo. El MTBF mide la confiabilidad del equipo, proporcionando información sobre la frecuencia de fallas en un periodo específico (Harris, 2010). Según Gulati y Smith (2009), un MTBF alto indica una mayor confiabilidad, mientras que un valor bajo sugiere la necesidad de ajustar el programa de mantenimiento para reducir la frecuencia de fallas.

El Tiempo Medio para Reparar (MTTR), por su parte, mide el lapso promedio necesario para devolver un equipo a condiciones operativas tras la ocurrencia de una falla. Este indicador permite evaluar la eficiencia del proceso de reparación y la capacidad de respuesta del personal de mantenimiento ante imprevistos. Este indicador es crucial para medir la eficiencia del equipo de mantenimiento, ya que un MTTR bajo implica intervenciones rápidas y eficaces (ISO 14224, 2016). Finalmente, la Disponibilidad Operacional representa el porcentaje de tiempo durante el cual un equipo se encuentra en condiciones adecuadas para funcionar sin interrupciones, este indicador resulta esencial en sectores donde la continuidad de los procesos productivos es crítica, ya que permite medir la capacidad del sistema para mantener operaciones estables y confiables (Smith & Hinchcliffe, 2003).

2.3.2. Beneficios del RCM en la Industria

El RCM ofrece numerosos beneficios en el ámbito industrial, ya que permite maximizar la disponibilidad y confiabilidad de los equipos, optimizar el uso de los recursos de mantenimiento y reducir los costos asociados a las fallas no planificadas. Según Fernández y González (2015), la implementación del RCM contribuye a reducir el tiempo de inactividad y a mejorar la eficiencia de las operaciones, lo cual es crucial en industrias de alta demanda. Además, al enfocarse en la prevención y detección temprana de fallas, el RCM minimiza los riesgos de seguridad y los impactos ambientales asociados a fallos graves.

Moubray (1997) destaca que el RCM también permite una gestión más sostenible de los activos, ya que prolonga la vida útil de los equipos y reduce el consumo de materiales y energía. Este enfoque integral contribuye no solo a la rentabilidad de la organización, sino también a su responsabilidad ambiental, lo cual es cada vez más valorado en el contexto industrial actual.

2.3.2.1. Desafíos en la Implementación del RCM

La implementación del RCM presenta ciertos desafíos, entre los cuales se encuentra la necesidad de una inversión inicial considerable en capacitación y tecnología de monitoreo. Según Harris (2010), el RCM requiere un equipo de mantenimiento altamente capacitado y herramientas avanzadas para monitorear la condición de los activos en tiempo real. Además, el análisis detallado de cada equipo y el diseño de un programa de mantenimiento específico demandan tiempo y recursos, lo cual puede ser una barrera para las empresas que operan con presupuestos ajustados (Gulati & Smith, 2009).

No obstante, a largo plazo, los beneficios del RCM suelen compensar estos costos iniciales, ya que el enfoque permite una gestión más eficiente y rentable de los activos. Con una planificación adecuada y el compromiso de la organización, los desafíos de implementación pueden ser superados, maximizando la efectividad del programa de mantenimiento y contribuyendo a una operación más confiable y sostenible (Smith & Hinchcliffe, 2003).

2.3.3. Normativas de RCM

2.3.3.1. Normativas de Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad (RCM)

Las regulaciones y directrices asociadas al Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad (RCM) buscan proporcionar a las organizaciones un marco de referencia para implementar procesos que fortalezcan la confiabilidad de los equipos y optimicen el uso de los recursos destinados al mantenimiento. Estas normativas brindan una estructura metodológica para analizar y clasificar los modos de falla, definir estrategias de mantenimiento adecuadas y evaluar la efectividad de las intervenciones realizadas. A continuación, se detallan algunas de las normativas más relevantes en el ámbito del RCM, aplicables en diversas industrias.

1. IEC 60300-3-11

La norma IEC 60300-3-11, emitida por la Comisión Electrotécnica Internacional (IEC), se considera un pilar clave en la adopción del RCM siglas que significan Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad, dentro de los distintos contextos industriales, este estándar se orienta al análisis de criticidad de los equipos, permitiendo identificar los activos más relevantes para garantizar una operación segura y eficiente dentro de la planta (IEC, 2016). Asimismo, la norma proporciona un marco metodológico para seleccionar las tareas de mantenimiento más adecuadas según los riesgos asociados a cada tipo de falla, posibilitando la elaboración de planes de mantenimiento confiables y ajustados a las condiciones reales de operación, además, ofrece criterios para evaluar la eficacia de las acciones de mantenimiento, promoviendo la mejora continua de los programas en términos de confiabilidad, desempeño y costos (IEC, 2016).

2. SAE JA1011 y SAE JA1012

La Society of Automotive Engineers (SAE) ha desarrollado los estándares SAE JA1011 y SAE JA1012, que son ampliamente utilizados en la industria automotriz, pero también aplicables en sectores como la manufactura y la aviación. El estándar SAE JA1011 establece los requisitos mínimos para que un proceso de RCM sea considerado efectivo, definiendo etapas esenciales, desde la identificación de los modos de falla hasta la selección de estrategias de mantenimiento basadas en la criticidad y el riesgo (SAE, 2009). Por su parte, el SAE JA1012 expande estos principios, ofreciendo guías detalladas sobre cómo implementar y adaptar el proceso de RCM en diferentes contextos. Este estándar enfatiza la gestión del cambio y la necesidad de adaptar las estrategias de mantenimiento a medida que evolucionan las condiciones de los equipos y las necesidades operativas (SAE, 2009). Ambos estándares son reconocidos por su enfoque estructurado, asegurando que el proceso de RCM se realice de manera sistemática y efectiva.

3. ISO 14224

La norma ISO 14224, aunque no está exclusivamente dedicada al RCM, proporciona un marco esencial para la gestión de datos de fallos y mantenimiento en sistemas industriales. Esta norma define los procedimientos para la recopilación, clasificación y análisis de datos de fallos, proporcionando una base sólida para evaluar la confiabilidad de los equipos (ISO, 2016). La información recopilada mediante la ISO 14224 es de gran utilidad en el contexto del RCM, ya que permite a los ingenieros de mantenimiento analizar patrones de fallas y determinar la frecuencia de intervenciones necesarias. Al disponer de datos detallados sobre las fallas y su impacto en la operación, las organizaciones pueden ajustar sus planes de RCM de forma continua, optimizando la disponibilidad de los equipos y mejorando la rentabilidad de sus activos (ISO, 2016).

2.3.4. Importancia de las Normativas de RCM

La adopción de normativas como IEC 60300-3-11, SAE JA1011/JA1012 y ISO 14224 sirve para asegurar que los procesos de RCM sean realizados de manera eficiente y que contribuyan a los objetivos de confiabilidad y seguridad. Estas normas no solo proporcionan una guía metodológica, sino que también promueven una cultura de mejora continua en la gestión de activos, permitiendo a las organizaciones adaptarse a cambios en las condiciones operativas y tecnológicas. Además, el cumplimiento de estos estándares asegura que el mantenimiento no solo se enfoque en la reparación de fallas, sino en la prevención y anticipación, lo cual es esencial en industrias donde la confiabilidad y la seguridad son prioritarias.

2.3.5. Análisis de criticidad en el Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad (RCM)

El análisis de criticidad es una herramienta para gestionar el mantenimiento centrada en la confiabilidad (RCM) que permite identificar y priorizar los equipos y modos de falla

más críticos de una instalación en función de su relevancia con el propósito de asignar de manera eficiente los recursos humanos, financieros y tecnológicos (Jhon, 1994)

El análisis de criticidad es una herramienta fundamental en el Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad (RCM), cuyo propósito es identificar y clasificar los activos según su importancia en la operación de la planta, basándose en el impacto que una falla tendría en el sistema. Este proceso permite priorizar las intervenciones de mantenimiento en los activos que presentan un riesgo significativo para la operación, la seguridad o el medio ambiente, optimizando así el uso de recursos en el mantenimiento de los equipos más críticos (Smith & Hinchcliffe, 2003).

De acuerdo con (Parra Márquez, 2006) se trata de un enfoque metodológico cualitativa que facilita la identificación y priorización de los activos más relevantes en una instalación a los cuales resulta conveniente destinar recursos, tanto humanos como económicos y tecnológico, dicho de otro modo, el análisis de criticidad contribuye evaluar la relevancia y las posibles repercusiones de los fallos que pueden ocurrir en los sistemas de producción considerando el contexto operativo en el que funcionan.

A continuación, se detallan las expresiones utilizadas para jerarquizar los sistemas bajo el modelo CTR

$$CTR = FF * C$$

Donde:

CTR: Criticidad total por riesgo.

FF: representa la frecuencia de fallo.

C: representa la severidad de las consecuencias asociados al fallo.

2.4. Metodología de Análisis de Criticidad

El análisis de criticidad se fundamenta en metodologías sistemáticas que integran la probabilidad de ocurrencia de fallas con el nivel de impacto que estas pueden generar, entre los distintos enfoques utilizados para este propósito, uno de los más reconocidos es el FMEA, por sus siglas en inglés: Failure Modes and Effects Analysis y en español Análisis de Modos y Efectos de Fallos. Este método permite identificar los posibles modos de falla de cada componente y evaluar sus consecuencias, considerando factores como la frecuencia con que pueden ocurrir y la gravedad de sus efectos sobre el sistema (Gulati & Smith, 2009).

Otro método es el análisis cuantitativo, que utiliza matrices de criticidad para clasificar los activos en función de su riesgo. En estas matrices, la criticidad se representa en una escala que combina la frecuencia de fallos (probabilidad) con su impacto (consecuencia), lo que permite a los ingenieros establecer categorías de criticidad, como alta, media o baja (Harris, 2010). Este análisis es esencial para priorizar las actividades de mantenimiento en los equipos de mayor riesgo.

2.4.1. Factores de Criticidad en RCM

Múltiples criterios para establecer el nivel de importancia de cada equipo dentro del sistema, es así que entre los principales factores que se consideran se encuentran:

- **Impacto en la seguridad:** Equipos cuya falla puede poner en riesgo la vida del personal o la integridad física de las instalaciones tienen una alta criticidad.

- **Impacto en la operación:** La criticidad aumenta en equipos que son esenciales para la continuidad de la producción y que, si fallan, pueden causar una parada completa.
- **Impacto económico:** Equipos con altos costos de reparación o cuyos tiempos de inactividad representan pérdidas económicas significativas tienen mayor criticidad.
- **Impacto ambiental:** Los activos cuya falla puede resultar en daños al medio ambiente también se consideran críticos, especialmente en sectores con regulaciones ambientales estrictas (ISO 14224, 2016).

2.4.1.1. Clasificación de la Criticidad

Una vez determinados y ponderados los factores de criticidad, los activos son jerarquizados en distintos niveles de relevancia operativa, con el propósito de priorizar la asignación de recursos y definir la intensidad de las estrategias de mantenimiento. De manera general, esta clasificación se estructura en una escala tripartita: criticidad alta, media y baja. Los activos catalogados con criticidad elevada son aquellos cuya falla ocasiona consecuencias de alto impacto sobre la seguridad, el entorno ambiental o la continuidad de las operaciones, por lo que demandan esquemas de mantenimiento estrictos, sistemáticos y altamente controlados a fin de preservar su confiabilidad funcional.

Los equipos de criticidad intermedia, si bien desempeñan un rol relevante dentro del sistema, generan afectaciones moderadas ante una eventual falla. En estos casos, las acciones de mantenimiento resultan menos intensivas que las aplicadas a los activos críticos, aunque siguen siendo necesarias para garantizar un desempeño estable y prevenir degradaciones progresivas. Por su parte, los activos clasificados con baja

críticidad presentan un impacto reducido sobre el sistema global, lo que permite que su gestión se oriente hacia mantenimientos correctivos planificados o intervenciones de menor complejidad, sin comprometer de forma significativa la operación general (Smith, 2014).

2.4.1.2. Beneficios del Análisis de Criticidad

La jerarquización por criticidad faculta a las corporaciones para aquilatar la distribución de sus activos financieros y humanos, focalizando el celo operativo en aquellos dispositivos cuyo potencial de siniestralidad es más agudo. Esta metodología propicia una mitigación ostensible de los lapsos de inanición funcional en los componentes vitales de la infraestructura. En consonancia con los postulados de Fernández y González (2015), este diagnóstico actúa como un catalizador en el arbitraje estratégico de la planificación, permitiendo una modulación de los cronogramas en estricta observancia de las exigencias intrínsecas del hardware. Bajo esta premisa, la catalogación basada en umbrales de riesgo se erige como un andamiaje robusto para instrumentar, con mayor prolijidad, protocolos preventivos y predictivos orientados a los nodos neurálgicos del ecosistema sistémico.

2.4.1.3. Limitaciones y Desafíos en el Análisis de Criticidad

No obstante, sus virtudes, el diagnóstico de criticidad no está exenta de vicisitudes metodológicas. Una de las principales cortapisas reside en la perentoria necesidad de contar con registros de prolijidad técnica y una trazabilidad fidedigna sobre la recurrencia de las anomalías. La carencia de una base de datos incontrovertible puede sesgar la valoración exacta de la relevancia de cada activo, desvirtuando el análisis. Asimismo, esta evaluación suele configurarse como un proceso intrincado y

de gran exigencia cognitiva; Por fin, resulta imperativo que el personal técnico posea una pericia consolidada para ejecutar el estudio con solvencia. Finalmente, el ecosistema organizacional debe estar provisto de instrumentos de auscultación y diagnóstico que agilicen la supervisión constante de los componentes, conforme a las directrices de la norma ISO 14224 (2016).

2.4.2. *Matriz de Criticidad en Mantenimiento y Confiabilidad*

Este instrumento faculta la categorización de los activos y sus componentes intrínsecos en función de su preeminencia dentro del entramado sistémico. Su fin ulterior radica en discernir y estratificar los equipos de mayor vulnerabilidad, sopesando la estocasticidad de las averías frente a las repercusiones eliminadas que estas podrían suscitar en ámbitos como la integridad física, el equilibrio ecosistémico, la resiliencia operativa y la onerosidad derivada de las reparaciones o el lucro cesante (Smith & Hinchcliffe, 2003). En consecuencia, esta matriz agiliza la distribución ponderada de los haberes de mantenimiento, encauzando las acciones correctivas y preventivas hacia aquellos nodos que presentan una mayor exposición al riesgo.

Bajo esta perspectiva, la implementación de una arquitectura de riesgos basada en matrices permite a las entidades trascender el mantenimiento convencional, adoptando una postura de auscultación proactiva que blindada la infraestructura contra disrupciones sistémicas. Al mapear las interdependencias funcionales de cada activo, se logra una sinergia entre la disponibilidad técnica y la viabilidad financiera, asegurando que el despliegue de capital técnico no se diluya en tareas superfluas, sino que se concentra en salvar el flujo vital de la producción.

2.4.3. Concepto y Estructura de la Matriz de Criticidad

La matriz de criticidad se presenta en un formato bidimensional, donde el eje horizontal representa la probabilidad de ocurrencia de una falla y el eje vertical refleja la severidad de sus consecuencias. Cada celda de la matriz combina estos dos parámetros, permitiendo clasificar los activos según su nivel de criticidad —alto, medio o bajo y establecer prioridades en la gestión y planificación de las actividades de mantenimiento (Gulati & Smith, 2009). Esta herramienta resulta especialmente valiosa en industrias donde es crucial minimizar los tiempos de inactividad y maximizar la seguridad, al facilitar la identificación rápida de los activos más críticos y del tipo de mantenimiento requerido.

Para clasificar la criticidad, se asignan valores numéricos o cualitativos a cada activo en función de su probabilidad de falla y la severidad. La probabilidad de falla suele evaluarse a partir de datos históricos de fallas y tasas de fallos específicas del equipo, mientras que la severidad se valora según el impacto potencial en el sistema y en la seguridad del personal. Según Moubray (1997), este enfoque estructurado permite que los ingenieros prioricen los recursos de manera más efectiva, maximizando la confiabilidad del sistema.

2.4.4. Evaluación de Probabilidad y Severidad

Para construir una matriz de criticidad, es necesario definir criterios claros para evaluar tanto la probabilidad de falla como la severidad.

- **Probabilidad de Falla:** Este aspecto se determina generalmente a partir del historial de fallas y el análisis estadístico de los tiempos de funcionamiento entre fallos (MTBF) de cada equipo. La probabilidad de falla puede clasificarse en niveles como baja, media y alta, reflejando la frecuencia esperada de fallos (Nelson, 1990).

- **Severidad de las Consecuencias:** La severidad mide el impacto que tendría una falla en caso de ocurrir, considerando factores como el riesgo, el impacto ambiental, la pérdida de producción y el costo de reparación. Esta evaluación se clasifica también en niveles, desde baja hasta alta, lo cual permite identificar cuáles fallas podrían afectar de manera significativa la operación de la planta (ReliaSoft, 2015).

2.4.5. Clasificación de Criticidad en la Matriz

La combinación de los niveles de probabilidad y severidad dentro de la matriz permite categorizar los activos en tres grupos de criticidad:

1. **Alta Criticidad:** Equipos con alta probabilidad de falla y consecuencias graves en caso de ocurrencia. Estos activos suelen ser esenciales para la operación, y su falla puede tener un impacto significativo en la seguridad, el medio ambiente o la continuidad operativa. Los equipos clasificados como de alta criticidad requieren una atención especial y estrategias de mantenimiento preventivo o predictivo frecuentes (Smith, 2014).
2. **Media Criticidad:** Equipos con una probabilidad o severidad moderada, cuyas fallas no causan interrupciones graves, pero pueden afectar la eficiencia operativa o incrementar los costos de mantenimiento. Estos equipos suelen beneficiarse de un mantenimiento preventivo programado y monitoreo regular.
3. **Baja Criticidad:** Equipos con baja probabilidad de falla y consecuencias limitadas. Las fallas en estos activos suelen tener un impacto mínimo en la operación y pueden gestionarse con un mantenimiento correctivo planificado, sin necesidad de asignar recursos de mantenimiento intensivo.

Figura 1

Matriz de criticidad

F R E C U E N C I A	5	M	M	A	MA	MA
	4	M	M	A	A	MA
	3	B	M	M	A	MA
	2	B	B	M	A	MA
	1	B	B	M	A	MA
		1	2	3	4	5
		CONSECUENCIAS				

Nota. (Parra Márquez, 2006)

2.5. Análisis Weibull:

Para obtener una comprensión detallada del comportamiento de las fallas en los equipos de una planta, resulta fundamental determinar sus parámetros de falla mediante el análisis del tiempo de vida útil de los componentes, utilizando como soporte el análisis de Weibull, este método estadístico permite caracterizar los patrones de fallas, estimar la confiabilidad de los equipos y definir estrategias de mantenimiento más adecuadas en la probabilidad y el tipo de falla que presentan los activos.

El análisis Weibull es una herramienta estadística ampliamente utilizada en la ingeniería de mantenimiento y confiabilidad para evaluar la vida útil de los componentes y predecir su comportamiento ante fallas. Esta técnica, basada en la distribución de Weibull, permite a los ingenieros modelar y analizar los tiempos hasta la falla de equipos y sistemas, proporcionando una base sólida para la toma de decisiones en estrategias de mantenimiento preventivo, predictivo y centrado en la confiabilidad (ReliaSoft, 2015). La flexibilidad de la distribución de Weibull la convierte en una herramienta valiosa, ya que puede adaptarse a distintos tipos de

fallas y fases del ciclo de vida de un activo, desde la fase temprana de fallos hasta el desgaste final.

Figura 2

Curva de la función de la tasa de fallas



Nota. Manuel Polysius.

La fórmula Weibull permite describir la forma de la curva para cada una de las 3 zonas:

$$R(t) = e^{-\left(\frac{t}{\eta}\right)^\beta}$$

Donde:

- $R(t)$ = Confiabilidad en el tiempo t .
- t = tiempo considerado.
- η = Vida característica.
- β = Factor de forma.

La vida característica (η) se define como el período en el que aproximadamente el 63,2 % de una población de componentes habrá experimentado una falla, cuando el parámetro de forma β es igual a 1, lo que corresponde a una distribución exponencial, el Tiempo Medio Hasta la Falla (MTTF) y la vida característica (η) presentan valores prácticamente equivalentes, indicando una tasa de fallas constante a lo largo del tiempo.

$\beta < 1$ Indica mortalidad infantil

$\beta = 1$ Indica fallas aleatorias

$\beta > 1$ Indica fallas por envejecimiento

La principal ventaja del análisis de Weibull radica en su capacidad para efectuar estudios y predicciones de fallas de forma confiable incluso cuando se dispone de muestras reducidas de datos, además, este método facilita la representación gráfica de los tiempos de falla mediante el uso del papel Weibull, desarrollado en 1951, el cual permite visualizar de manera sencilla el comportamiento de los datos y determinar los valores de los parámetros η (vida característica) y β (forma de la distribución) con mayor precisión.

A través del análisis de Weibull, es factible abordar múltiples aspectos vinculados con la gestión del mantenimiento y la confiabilidad de los equipos. Entre los principales problemas que pueden resolverse con esta herramienta se encuentran:

- Pronóstico y predicción de fallas, permitiendo anticipar el comportamiento de los componentes a lo largo de su vida útil.
- Evaluación de planes de acción correctivos, con el fin de determinar su efectividad y optimizar futuras intervenciones.
- Justificación de modificaciones de ingeniería, basadas en evidencia estadística del desempeño de los equipos.
- Definición y planificación de estrategias de mantenimiento y reemplazo más costo-efectivas, alineadas con los patrones de falla identificados.
- Estimación de la demanda de repuestos, facilitando una gestión más eficiente del inventario.
- Proyección de los costos operativos y de mantenimiento, basada en el análisis del comportamiento de las fallas y su frecuencia.

2.5.1. Método de Rangos Medianos (Bernard) para muestras pequeñas:

El algoritmo de rangos medianos, preconizado por Bernard en el ámbito de la estadística inferencial, constituye un recurso heurístico esencial para conjeturar la probabilidad acumulada de fallo ante la presencia de un acervo de datos exiguo. Esta técnica

posee una utilidad preclara en la ingeniería de confiabilidad, puesto que faculta la obtención de métricas que se aproximan con mayor fidelidad a la realidad fenoménica cuando el volumen de observaciones es caso. En términos fácticos, este método actúa como un mecanismo de ajuste paramétrico que optimiza la representación del comportamiento probabilístico en muestras que, por lo general, no exceden las veinte unidades experimentales.

La implementación de este enfoque es determinante para evitar sesgos en la estimación de la Función de Distribución Acumulada, permitiendo que la interpretación de los tiempos de vida de los activos no se vea distorsionada por la brevedad del registro estadístico. Al emplear la aproximación de Bernard, se logra una equidad matemática en la asignación de posiciones dentro de un gráfico de probabilidad (como el de Weibull), lo cual es sine qua non para predecir con rigor la longevidad de los componentes críticos en sistemas bancarios donde la recolección de fallos catastróficos es, afortunadamente, infrecuente.

La fórmula que planeta bernard para calcular la probabilidad acumulada es la siguiente:

$$F^{(ti)} = \frac{(n + 0.4)}{(i + 0.4)}$$

Donde:

i= indica la posición que ocupa cada dato dentro de la lista ordenada de menor a mayor.

n= representa el número total de datos analizados.

De acuerdo con Abernethy (2006), el método de Bernard se considera uno de los estimadores más apropiados para muestras en estudios de confiabilidad, pues, mantiene una buena precisión sin necesidad de trasformaciones complejas. Su aplicación resuelve relevante para determinar la probabilidad acumulada de falla en equipos críticos, especialmente cuando el historial de registros es limitado o incompleto.

2.5.2. Linealización de la distribución de Weibull:

Puede transformarse de modo que adopte una forma lineal cuando sus valores se representa un papel probabilístico. Mora (2010) señala que esta linealización se obtiene aplicando dos transformaciones logarítmicas a la función de confiabilidad, lo que permite convertir la ecuación no lineal de Weibull en una expresión similar a una recta. A través de este procedimiento, la función acumulada de falla se expresa en términos de doble logarítmico, el cual facilita analizar visualmente si los datos siguen un patrón propio de este modelo estadístico.

De acuerdo con Mora (2010), la ecuación resultante después de la transformación adopta la forma.

$$Y = \text{Ln} \left(\text{Ln} \left(\frac{1}{1 - F(t)} \right) \right) = \beta * \text{Ln}(t) - \beta * \text{Ln}(\eta) = A * x + B$$

Esta expresión adquiere la forma de la recta del tipo $Y=A*X+B$, donde A corresponde a la pendiente y B a la intersección con el eje vertical. En este contexto, la pendiente se asocia directamente con β , mientras que el término independiente está ligado a η .

Así mismo Mora (2010) menciona que la linealización tiene una consecuencia práctica importante, donde la probabilidad acumulada alcanza el 63.2% se asocia directamente con el parámetro de escala. En otras palabras, cuando $F(t)$ 0.632, el tiempo t coincide con η , de modo que la lectura del gráfico permite identificarlo sin necesidad de cálculos adicionales.

2.5.3. Transformación en Weibull para los valores de X y Y

Para representar los datos en el papel probabilístico, Reliasoft (2008) una transformación que permite obtener los valores de X_j y Y_j . Para el caso de la no confiabilidad $F(t)$, la transformación necesaria es:

$$Y_j = \text{Ln} \left(\text{Ln} \left(\frac{1}{1 - F(t_j)} \right) \right)$$

A su vez cada tiempo asociado a los datos se transforma mediante:

$$X_j = \text{Ln}(t_j)$$

Reliasoft (2008) explica que estas operaciones permiten “rectificar” la ecuación de Weibull, logrando que los puntos se alineen en una representación lineal. Una vez graficada, la pendiente de la recta corresponde al parámetro β , mientras que la intersección en el eje permite calcular η . De este modo, la transformación constituye la base del análisis gráfico de Weibull y del ajuste por regresión.

2.5.4. Aplicación del Análisis Weibull en Mantenimiento

El análisis de Weibull desempeña un papel en la planificación del mantenimiento, ya que posibilita la identificación de los patrones de falla de los equipos y componentes, gracias a esta información, es posible optimizar los intervalos de inspección y reemplazo, ajustándolos a la realidad operativa y al comportamiento estadístico de las fallas, lo cual favorece el aumento de la confiabilidad del sistema y la reducción de costos de mantenimiento innecesarios. En el Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad (RCM), el análisis Weibull se emplea para comprender la naturaleza y frecuencia de las fallas, lo cual facilita la toma de decisiones informadas sobre la estrategia de mantenimiento. Por ejemplo, un valor de β mayor a 1 sugiere que el componente está en su fase de desgaste, y, por lo tanto, requiere un mantenimiento preventivo más frecuente para evitar fallos imprevistos (Smith & Hinchcliffe, 2003).

Además, el análisis Weibull permite predecir el tiempo de falla esperado para cada componente o sistema, lo que ayuda a establecer planes de mantenimiento basados en el tiempo y la condición del equipo. Al conocer el tiempo promedio hasta la falla, los ingenieros

pueden programar intervenciones antes de que ocurra la falla real, optimizando así los recursos y mejorando la disponibilidad de los equipos.

2.5.5. Interpretación de Parámetros Weibull y su Relevancia en el Ciclo de Vida de los Equipos

Los parámetros de la distribución de Weibull ofrecen una comprensión detallada y precisa de los diversos modos de falla que pueden manifestarse en los equipos, durante la fase inicial del ciclo de vida (cuando $\beta < 1$), las fallas tienden a ocurrir con menor frecuencia y, por lo general, se relacionan con imperfecciones de fabricación, fallas en el ensamblaje o deficiencias en la puesta en marcha, mostrando un comportamiento típico de la denominada “mortalidad infantil” en los sistemas. Durante esta fase, el análisis Weibull puede indicar la necesidad de ajustes y revisiones antes de que el equipo entre en su fase operativa plena. En la fase de operación normal ($\beta = 1$), el mantenimiento preventivo puede mantenerse constante, ya que las fallas ocurren de forma aleatoria. Sin embargo, en la fase de desgaste ($\beta > 1$), el análisis Weibull indica la conveniencia de implementar técnicas de mantenimiento predictivo, tales como el análisis de vibraciones y la termografía infrarroja, con el fin de anticipar fallos asociados al envejecimiento de los equipos (ReliaSoft, 2015).

El parámetro de escala (η), por su parte, proporciona información sobre el tiempo característico de falla, lo cual es útil para determinar los tiempos de reemplazo y mejorar la planificación del mantenimiento. Un valor de η bajo indica que los fallos ocurren rápidamente, mientras que un η elevado sugiere una mayor vida útil del equipo, permitiendo extender los intervalos entre inspecciones y reducir los costos operativos.

2.5.6. Beneficios del Análisis Weibull en Mantenimiento

El análisis Weibull ofrece varios beneficios en la gestión del mantenimiento. En primer lugar, permite una estimación precisa de los tiempos hasta la falla, lo cual favorece la programación eficiente de intervenciones preventivas y predictivas. Esto es especialmente

valioso en industrias donde el tiempo de inactividad es costoso, como la manufactura y la generación de energía (Nelson, 1990). En segundo lugar, el análisis de Weibull contribuye a optimizar, ya que permite identificar con precisión los componentes que demandan una atención prioritaria, esta clasificación genera incrementar la disponibilidad y confiabilidad de los equipos, generando una mayor eficiencia operativa y en una gestión más estratégica.

Además, el análisis Weibull permite a los ingenieros establecer estrategias de reemplazo que minimicen los costos a lo largo del ciclo de vida del equipo. Al conocer la probabilidad de falla en diferentes etapas, los responsables de mantenimiento pueden decidir cuándo es más económico reemplazar un componente en lugar de repararlo, generando en una gestión de activos más rentable (ReliaSoft, 2015).

2.5.7. Limitaciones del Análisis Weibull

A pesar de sus beneficios, el análisis Weibull también presenta ciertas limitaciones. Una de las principales es la necesidad de contar con datos históricos de fallos para obtener resultados precisos. En equipos nuevos o que han experimentado pocos fallos, la recopilación de datos puede ser insuficiente para una interpretación confiable, lo cual puede limitar la aplicabilidad del análisis. Además, el análisis Weibull supone que los modos de falla de los equipos siguen una distribución de Weibull, lo cual no siempre es el caso. En sistemas complejos, las fallas pueden no ajustarse perfectamente a esta distribución, lo que exige una combinación de modelos para una predicción más precisa (Smith, 2014).

Otra limitación es que el análisis Weibull se enfoca en la probabilidad de fallas en función del tiempo y no considera otros factores que pueden influir en el deterioro de los equipos, como las condiciones de operación y el mantenimiento. Por ello, en algunos casos es necesario complementarlo con otras técnicas, como el análisis de datos de condición para obtener una evaluación completa de la confiabilidad.

CAPÍTULO III

3. Metodología

3.1. Tipo y Nivel de Investigación

Este proyecto se clasifica como una investigación aplicada, ya que tiene como objetivo resolver una problemática específica en un contexto real mediante la implementación de una solución práctica. Es de tipo descriptivo-explicativo, pues busca, en primer lugar, caracterizar la situación actual de los equipos eléctricos y sus modos de falla, y en segundo lugar, explicar cómo la adopción de un enfoque de RCM puede disminuir la incidencia de fallas y potenciar la disponibilidad operativa de los activos.

En cuanto al nivel, esta es una investigación propositiva y experimental, ya que se propone y ejecuta un plan de mantenimiento estructurado, dados en el método de RCM. Este plan incluye el análisis de criticidad de los equipos, la selección de estrategias de mantenimiento preventivo y predictivo, y el monitoreo continuo de la efectividad del plan implementado. La finalidad es desarrollar un modelo de mantenimiento que no solo optimice la disponibilidad de los equipos eléctricos, sino que también se adapte a las necesidades específicas del banco, permitiendo ajustes y mejoras continuas a partir de los datos obtenidos.

3.1.1. Enfoque Prospectivo y Retrospectivo del Estudio

El enfoque metodológico del estudio presenta un carácter predominante prospectivo, pues su objetivo central es formular una propuesta de implementación del plan RCM orientada a su aplicación futura. No obstante, esta propuesta se sustenta en un análisis retrospectivo, basado en los registros históricos de fallas, tiempo de reparación y la disponibilidad de los sistemas eléctricos.

3.2. Técnicas, instrumentos y materiales de verificación.

Para llevar a cabo la implementación efectiva conforme al RCM en los equipos eléctricos del banco, se emplearán diversas técnicas, instrumentos y materiales de verificación, los cuales se detallan a continuación:

a) Revisión Documental

La prospección documental se erige como una técnica medular que consiste en la auscultación y el acopio de datos preexistentes relativos a la condición y el desempeño de la infraestructura electromecánica. Este procedimiento trasciende la mera lectura, implicando una evaluación exhaustiva de los informes técnicos de mantenimiento, la bitácora de anomalías, el histórico de intervenciones y las especificaciones taxonómicas de cada activo.

A través de esta información, se adquiere una perspectiva holística del itinerario operativo y de las interrupciones recurrentes, lo cual resulta imperativo para discernir patrones de comportamiento y auditar la idoneidad de las estrategias de mantenimiento instrumentadas con anterioridad. Este análisis retrospectivo permite identificar las vulnerabilidades crónicas del sistema, sentando las bases para una reingeniería de procesos fundamentada en la evidencia empírica.

Instrumentos y Materiales:

- Registros de mantenimiento y de intervenciones pasadas
- Manuales técnicos de los equipos eléctricos
- Informes de auditoría de mantenimiento
- Historial de fallas y datos de reparación de cada equipo
- Software de gestión de mantenimiento computarizado (CMMS) para consulta de registros electrónicos

b) Observación Participante

La observación participante faculta al personal facultativo ya los especialistas en mantenimiento para escrutar, de manera empírica y directa, el funcionamiento de los activos en sus regímenes de carga y condiciones ambientales verídicas. Mediante esta técnica de inmersión operativa, se pretende discernir visualmente vestigios de obsolescencia prematura, nodos de estrés térmico o configuraciones disfuncionales que podrían estar socavando la eficiencia y la resiliencia de la infraestructura.

Esta labor de vigilancia se ejecutará en plena fase de servicio, lo que permite aprehender una visión fidedigna del comportamiento dinámico de los equipos y detectar áreas de optimización que suelen pasar inadvertidas en los registros estáticos. Al interactuar con el ecosistema de trabajo, el observador trasciende el dato cuantitativo, capturando matices fenoménicos que son determinantes para el diagnóstico de fallas incipientes y la preservación de la integridad del sistema eléctrico.

Instrumentos y Materiales:

- Listas de verificación para observación de equipos
- Registro de hallazgos durante la observación de funcionamiento
- Cámara termográfica para detección de puntos de sobrecalentamiento
- Dispositivos de medición de vibración y ultrasonido para identificar problemas en componentes internos
- Equipos de protección personal (EPP) para el personal técnico encargado de la observación

c) Instrumentos de Medición y Verificación

Más allá de la exégesis documental y la inspección empírica, se empleará un arsenal de dispositivos de medición especializados, orientados a diagnosticar con precisión el estado funcional y el rendimiento cinético de la infraestructura eléctrica. El objetivo primordial es la

captura de datos de alta fidelidad metrológica sobre la condición operativa vigente, erigiendo a estos instrumentos como el eje motor del mantenimiento proactivo.

Estas herramientas permiten discernir con antelación anomalías incipientes o desviaciones paramétricas que escapan a la percepción humana, actuando como un sistema de alerta temprana. Al detectar estas variaciones, se facilita una programación de intervenciones de carácter preventivo, lo cual mitiga drásticamente los periodos de inactividad operativa no programados y optimiza la resiliencia sistémica de la entidad.

Instrumentos y Materiales:

- Analizadores de vibraciones para monitorear el estado de componentes rotativos y detectar desalineaciones o desequilibrios
- Cámara termográfica para identificar puntos de alta temperatura y evitar fallas eléctricas por sobrecalentamiento
- Multímetros y pinzas amperimétricas para medir voltaje, corriente y resistencia en los circuitos eléctricos de los equipos
- Medidores de aislamiento para evaluar la integridad de los cables y componentes eléctricos
- Software de monitoreo de condición para el análisis de tendencias y registro de datos de medición

3.2.1. Características, verificación y calibración de los instrumentos empleados.

Para el desarrollo de la presente investigación se emplearon instrumentos documentales, instrumentos técnicos de medición y herramientas de procesamiento de información, los cuales permitieron recopilar, verificar y analizar los datos relacionados con el comportamiento operativo de los equipos eléctricos críticos evaluados, conformados por los sistemas UPS, grupo electrógeno y equipos de aire acondicionado.

Los instrumentos documentales estuvieron constituidos por órdenes de trabajo, reportes de mantenimiento preventivo y correctivo, registros históricos de fallas, fichas técnicas de equipos, reportes de atención técnica y registros de intervención. Estos documentos permitieron identificar la frecuencia de fallas, los tiempos de reparación, los tiempos fuera de servicio, las actividades ejecutadas, los costos asociados y las condiciones operativas de los activos evaluados. La verificación de la información documental se realizó mediante la comparación cruzada entre los reportes técnicos, el historial de mantenimiento y las evidencias registradas por el área responsable.

Asimismo, se emplearon instrumentos técnicos de medición utilizados en las inspecciones y evaluaciones de los sistemas eléctricos. Entre ellos, se consideró una cámara termográfica y una pinza multimétrica, ambas con certificado de calibración. La cámara termográfica utilizada corresponde al modelo Guide B160V, con número de serie 5200311800151A, intervalo de indicación de -20 °C a 350 °C y resolución de 0,1 °C. Este instrumento cuenta con certificado de calibración N.º 2570221, emitido el 05 de septiembre de 2025, con calibración realizada el 04 de septiembre de 2025 por ICYM S.A.C.

De igual manera, la pinza multimétrica utilizada corresponde a la marca UNI-T, modelo UT210E, número de serie C243840131, con alcance de medición de 600 V AC/DC, 100 A AC/DC y 20 MΩ. Este instrumento cuenta con certificado de calibración N.º LEI-00682-2026, emitido por INMETRO S.A.C., con fecha de calibración 28 de abril de 2026. El certificado indica trazabilidad a patrones nacionales o internacionales y señala que el laboratorio cumple con los requisitos de la NTP-ISO/IEC 17025:2017.

La cámara termográfica permitió identificar condiciones térmicas anormales en componentes eléctricos, tales como conexiones, tableros, conductores, interruptores y puntos con posible sobrecalentamiento. Por su parte, la pinza multimétrica permitió verificar parámetros eléctricos como tensión, corriente y resistencia, contribuyendo a la evaluación del

estado operativo de los equipos críticos. La utilización de instrumentos calibrados fortaleció la confiabilidad de las mediciones realizadas, debido a que los valores obtenidos se sustentan en equipos con verificación metrológica documentada.

Respecto al procesamiento de información, se emplearon hojas de cálculo para ordenar, depurar y analizar los datos históricos de fallas y tiempos de intervención. A partir de estos registros se calcularon indicadores de mantenimiento como el Tiempo Medio Entre Fallas, Tiempo Medio para Reparar, disponibilidad operacional, indisponibilidad, frecuencia de fallas y costos asociados al mantenimiento. La verificación de estos cálculos se realizó mediante la revisión de fórmulas, consistencia de datos y comparación de resultados entre los diferentes equipos evaluados.

En consecuencia, la utilización combinada de registros documentales, instrumentos técnicos calibrados y herramientas de análisis permitió fortalecer la validez de la información utilizada en la investigación. De esta manera, los resultados obtenidos se sustentan en datos verificables, técnicamente consistentes y relacionados directamente con el comportamiento real de los equipos eléctricos críticos analizados.

Tabla 2

Características, verificación y calibración de los instrumentos empleados

Instrumento	Característica principal	Parámetro evaluado	Verificación o calibración
Órdenes de trabajo	Registro documental de intervención técnica	Fecha de atención, tipo de falla y tiempo de reparación	Comparación con reportes de mantenimiento
Reportes de mantenimiento	Documento técnico preventivo o correctivo	Actividades ejecutadas, fallas atendidas y tiempo fuera de servicio	Validación con historial técnico del equipo
Registros históricos de fallas	Base documental de eventos ocurridos	Frecuencia de fallas, recurrencia e indisponibilidad	Revisión de consistencia de datos

Fichas técnicas de equipos	Información técnica del fabricante	Capacidad, tensión, corriente, potencia y condiciones nominales	Comparación con placa de datos y manual técnico
Cámara termográfica	Guide B160V, serie 5200311800151A, rango -20 °C a 350 °C, resolución 0,1 °C	Temperatura, puntos calientes y sobrecalentamiento en componentes eléctricos	Certificado de calibración N.º 2570221, emitido el 05/09/2025
Pinza multimétrica	UNI-T UT210E, serie C243840131, alcance 600 V AC/DC, 100 A AC/DC y 20 MΩ	Tensión, corriente y resistencia eléctrica	Certificado de calibración N.º LEI-00682-2026, emitido el 28/04/2026
Hojas de cálculo	Herramienta de procesamiento de datos	MTBF, MTTR, disponibilidad, indisponibilidad y costos	Revisión de fórmulas y consistencia de resultados

Nota. Elaboración propia. con base en los instrumentos documentales, técnicos y de procesamiento utilizados para el análisis de los equipos eléctricos críticos.

Los certificados de calibración correspondientes se adjuntan en los anexos de la presente investigación.

3.3. Campo de verificación

3.3.1. Ubicación espacial

La prospección e implementación del esquema de Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad (RCM) se circunscribirá a las dependencias físicas de la entidad bancaria. Dicho recinto constituye un nodo de infraestructura compleja que custodia un ecosistema de activos electromecánicos de importancia capital para la resiliencia de los servicios financieros; entre estos destacan los sistemas de respaldo energético, transformadores de potencia, celdas de distribución, grupos electrógenos y otros componentes de vitalidad sistémica.

El emplazamiento preciso de estos dispositivos dentro del recinto será mapeado bajo criterios de accesibilidad técnica y jerarquización operativa. Esta zonificación estratégica permite identificar los puntos neurálgicos donde la intervención debe ser prioritaria, garantizando que el despliegue del RCM se ejecutará con una proximidad logística óptima

que favorecerá la rapidez de respuesta y el control exhaustivo de las variables de entorno que inciden en la longevidad de los equipos.

3.3.2. *Ubicación temporal*

La orquestación del paradigma de Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad (RCM) se proyecta sobre un ciclo perentorio de doce meses, estructurado en fases sucesivas que abarcan desde el diagnóstico preliminar de los activos hasta la exégesis final de los indicadores de desempeño. Este itinerario cronológico contempla la arquitectura y calibración del plan, el despliegue de metodologías de auscultación predictiva, la capacitación de alto nivel para el estamento técnico y, como etapa culminante, la validación de la eficacia operativa alcanzada.

La génesis de esta iniciativa se sitúa en el primer trimestre de 2024, cronología que faculta una supervisión diacrónica y la aplicación de ajustes tácticos derivados de la retroalimentación del personal de campo. Esta planificación temporal asegura que el proyecto no sea un evento aislado, sino un proceso evolutivo orientado a consolidar la perdurabilidad y la resiliencia sistémica de la infraestructura bancaria en el largo plazo.

3.4. Unidades de estudio

El núcleo de la investigación se circunscribe a los activos electromecánicos de la entidad, los cuales constituyen el andamiaje vital para salvar una operatividad ininterrumpida y exenta de riesgos. Este universo de estudio comprende dispositivos de alta jerarquía técnica, tales como transformadores de potencia, sistemas de energía interrumpible (UPS), grupos electrógenos y celdas de distribución galvánica, además de otros componentes de transporte energético que ejercen una incidencia determinante en la resiliencia y disponibilidad del sistema bancario.

La de estas unidades responde a su carácter sine qua non dentro de la selección de valor financiero; se trata de nudos cuya indisponibilidad desencadenaría una parálisis

sistémica. Por tanto, el análisis se enfocará en estas entidades no solo como elementos aislados, sino como partes de un ecosistema interdependiente donde la confiabilidad de cada unidad es condición necesaria para la integridad del conjunto operativo.

- **Universo o Población:** Todos los equipos eléctricos de la sede bancaria, considerados fundamentales para la continuidad del servicio y seguridad de la infraestructura.
- **Muestra y Procedimiento de Muestreo:** La selección de los equipos para el plan de RCM se realizará mediante un **muestreo por criticidad**, priorizando aquellos que presentan un mayor impacto en la operación y que requieren mayor confiabilidad. Los equipos serán clasificados en niveles de criticidad (alta, media, baja) según su función, frecuencia de fallas y consecuencias de sus fallos, empleando herramientas como el análisis de criticidad y matrices de riesgo.

Grupos o Casos: Se estudiarán dos grupos principales:

- **Equipos de Alta Criticidad:** Equipos cuyo fallo afectaría significativamente la continuidad del servicio bancario, tales como generadores y sistemas UPS.
- **Equipos de Media y Baja Criticidad:** Equipos que, aunque importantes, no causan interrupciones graves en caso de falla, permitiendo su mantenimiento en intervalos más amplios.

En el caso de la revisión documental, se utilizarán como fuentes los registros históricos de fallas, informes técnicos previos y documentación de mantenimiento existente, con el objetivo de examinar el desempeño operativo de los equipos y valorar la eficacia de las estrategias de mantenimiento actualmente implementadas, este análisis comparativo permitirá identificar deficiencias en las prácticas de mantenimiento vigentes y establecer mejoras concretas en el marco.

3.5. Estrategia de recolección de datos

La metodología de recopilación de datos para la instrumentación del paradigma RCM se articula a través de un esquema multietapa, diseñado para cimentar una base de conocimientos omnicomprendensiva que garantiza la solvencia en el diseño y la validación del plan. La obtención de estos insumos se registrará por un enfoque de triangulación técnica, que amalgama la exégesis de fuentes documentales, la inspección empírica y la cuantificación metrológica de variables específicas, blindando así la integridad y la fidedignidad de la información recolectada.

Este desarrollo estratégico no solo busca el acopio de cifras aisladas, sino la construcción de un repositorio de evidencia que permita interpretar la fenomenología de los activos. Al diversificar los canales de obtención de datos, se logra un diagnóstico fidedigno de la condición funcional de los equipos, facilitando que el proceso de toma de decisiones se sustente en un análisis de riesgos robusto y en una profunda comprensión de la historia clínica y operativa de la infraestructura eléctrica.

3.5.1. Revisión Documental

La etapa liminar de la captura de datos consistirá en una compulsa exhaustiva y un escrutinio de la documentación pretérita vinculada a la gestión de activos y al desempeño de la infraestructura eléctrica. Esta técnica analítica resulta preclara para desentrañar patrones de avería crónicas, determinar la recurrencia de las intervenciones y evaluar la onerosidad derivada del sostenimiento técnico de los equipos.

Asimismo, este escaneo retrospectivo permitirá cuantificar con rigor los intervalos de inanición funcional, proporcionando un sustento empírico para identificar los nodos de mayor vulnerabilidad. Al sistematizar la información histórica, se logra una trazabilidad fidedigna que transforma los registros aislados en inteligencia operativa, facilitando la detección de

desviaciones sistémicas y sentando las bases para una optimización paramétrica de los servicios de mantenimiento.

Entre los documentos a examinar se incluyen:

- **Registros de mantenimiento previos:** informes de intervenciones, reparaciones y actividades de mantenimiento de los equipos eléctricos.
- **Historial de fallas:** reportes de fallas anteriores, detallando el tipo de fallo, tiempo de inactividad y equipo afectado.
- **Manuales y especificaciones técnicas de los equipos:** para comprender las recomendaciones de mantenimiento de los fabricantes y las capacidades operativas de cada equipo.

Esta exégesis de registros proporcionará una visión holística de las recurrencias en las averías y de las metodologías de preservación vigentes, fungiendo como el pedestal analítico indispensable para sofisticar los protocolos de intervención técnica.

Al amalgamar estos datos, se logra una radiografía fidedigna de la salud estructural de los activos, lo que faculta la transición de un mantenimiento reactivo hacia un modelo de gestión proactiva de riesgos. Esta base informativa permite que las decisiones estratégicas dejen de ser conjeturales y se fundamenten en una trazabilidad empírica que garantice la optimización de los recursos y la resiliencia operativa de la entidad bancaria.

3.5.2. Observación Participante

La observación participante facultará al estamento técnico para auscultar la fenomenología operativa de los dispositivos eléctricos dentro de su ecosistema fidedigno y bajo regímenes de carga convencionales. Esta técnica de escrutinio directo permite captar variables cualitativas y dinámicas que a menudo resultan imperceptibles en los informes

estáticos, proporcionando una comprensión vívida de la interacción entre el activo y su entorno de trabajo.

Al situar al analista en el epicentro de la actividad, se facilita la detección de sutilezas funcionales como vibraciones anómalas, gradientes térmicos sutiles o ruidos de conmutación atípicos que constituyen precursores críticos de una degradación inminente. Esta vigilancia presencial garantiza que el diagnóstico no sea una mera abstracción teórica, sino una interpretación fidedigna de la realidad operativa que atraviesan los sistemas de soporte del banco.

Esta técnica se aplicará mediante:

- **Inspecciones visuales** durante el funcionamiento de los equipos, para identificar signos de desgaste, sobrecalentamiento, vibraciones inusuales u otros problemas operativos.
- **Registro de hallazgos en listas de verificación**, lo cual permitirá documentar las observaciones específicas de cada equipo.
- **Identificación de prácticas de operación y uso de equipos** por parte del personal, lo que ayudará a evaluar si existen factores externos que puedan contribuir al desgaste o falla de los componentes.

Esta labor de fiscalización se ejecutará con una cadencia sistemática, lo cual facultará al cuerpo técnico para discernir los nodos de vulnerabilidad y las coyunturas de perfeccionamiento imprescindibles para la exitosa instalación de un modelo de Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad (RCM).

A través de esta vigilancia recurrente, se logra una auscultación dinámica que permite transitar de una visión estática de los activos a una comprensión de su degradación en el tiempo. Esta identificación prematura de disfunciones incipientes es el catalizador necesario para

calibrar las acciones preventivas, asegurando que la estrategia RCM no solo sea una estructura teórica, sino una herramienta de resiliencia operativa ajustada a la realidad empírica de la infraestructura bancaria.

3.5.3. Medición y Monitoreo con Instrumentos Específicos

La tríada del proceso de captura de información culminará con el empleo de tecnología de diagnóstico avanzado y protocolos de medición, destinados a la extracción de parámetros fidedignos sobre la integridad estructural y funcional de los activos eléctricos. Esta fase trasciende la inspección visual al enfocarse en la obtención de magnitudes físicas precisas que caractericen el estado de salud de cada componente.

A través de esta auscultación técnica, se recopilarán datos críticos mediante el uso de equipos como analizadores de redes, cámaras termográficas y telurómetros, lo que permitirá sustentar la estrategia de mantenimiento en una base de evidencia cuantitativa incontrovertible. Este rigor metrológico es el que faculta la identificación de desviaciones paramétricas que, de no ser detectadas, derivarían en fallas catastróficas, garantizando así la precisión necesaria para la toma de decisiones dentro del marco del RCM.

Esta fase incluirá:

- **Análisis de vibraciones:** se utilizarán analizadores de vibración para identificar desalineaciones, desequilibrios y problemas en los componentes rotativos, especialmente en motores y generadores.
- **Termografía infrarroja:** las cámaras termográficas permitirán detectar puntos de sobrecalentamiento en componentes eléctricos, indicando posibles fallos en sistemas de conexión o aislamiento.

- **Pruebas de aislamiento eléctrico:** medidores de aislamiento se emplearán para verificar la integridad de los cables y componentes eléctricos, asegurando que los equipos cumplan con los estándares de seguridad.
- **Monitoreo de condiciones operativas en tiempo real:** a través de sistemas de monitoreo continuo que registran parámetros como voltaje, corriente y otras variables operativas, posibilitando un análisis en tiempo real del estado funcional de los equipos.

Estos instrumentos proporcionarán datos cuantitativos y objetivos que complementarán la información obtenida en la observación y revisión documental, facilitando la identificación de patrones de deterioro y tendencias de fallas.

3.5.4. Encuestas y Entrevistas a Personal Técnico

Para complementar la información recolectada, se llevarán a cabo entrevistas y encuestas dirigidas al personal técnico y de mantenimiento que trabaja directamente con los equipos eléctricos. Las encuestas se centrarán en:

- **Conocimiento y percepción de las fallas recurrentes,** con el objetivo de identificar problemas que puedan no estar documentados.
- **Evaluación,** para obtener una comprensión de los métodos que han funcionado y los que requieren ajustes.
- **Sugerencias y recomendaciones del personal técnico** en relación con la optimización de las prácticas de mantenimiento y la incorporación de tecnologías avanzadas de monitoreo.

Esta información cualitativa permitió ajustar el plan de RCM en función de la experiencia directa del personal, mejorando la aplicabilidad y aceptación de las nuevas estrategias de mantenimiento.

3.5.5. Integración y Análisis de Datos

Se integrarán en una base de datos central que permitirá realizar un análisis exhaustivo y cruzado de la información. Este análisis incluirá:

- **Identificación de patrones de fallas y causas comunes** mediante el cruce de datos de los documentos históricos, observación, mediciones y entrevistas.
- **Clasificación de los equipos según criticidad y frecuencia de fallas**, lo cual permitirá diseñar un plan de mantenimiento focalizado en los activos más críticos.
- **Evaluación de los beneficios potenciales de implementar RCM** en comparación con las prácticas actuales de mantenimiento.

La integración de estos datos permitirá al equipo de mantenimiento realizar ajustes informados en el plan RCM, asegurando que las estrategias de mantenimiento estén alineadas con las necesidades operativas del banco y mejoren la disponibilidad de los equipos eléctricos.

CAPÍTULO IV

4. Resultados

4.1. Evaluación de la situación actual

La valoración del estado actual ha posibilitado obtener una perspectiva detallada y precisa sobre la condición operativa de los equipos críticos, previo a la implementación de las medidas correctivas y de optimización, y se identificó que la disponibilidad operacional de equipos como los grupos electrógenos y los sistemas de aire acondicionado era reducida, lo que ocasionaba fallas recurrentes y prolongados tiempos de inactividad, por lo que esta situación no solo impactaba negativamente en la eficiencia operativa, sino que también incrementaba los costos debido a las reparaciones imprevistas y a la interrupción de los servicios esenciales.

En particular, el grupo electrógeno, considerado uno de los activos más críticos, exhibía una elevada frecuencia de fallas, comprometiendo seriamente la continuidad operacional. Otros equipos, como los sistemas de aire acondicionado, también mostraban problemas recurrentes, lo que afectaba la temperatura en las instalaciones y generaba interrupciones en el servicio.

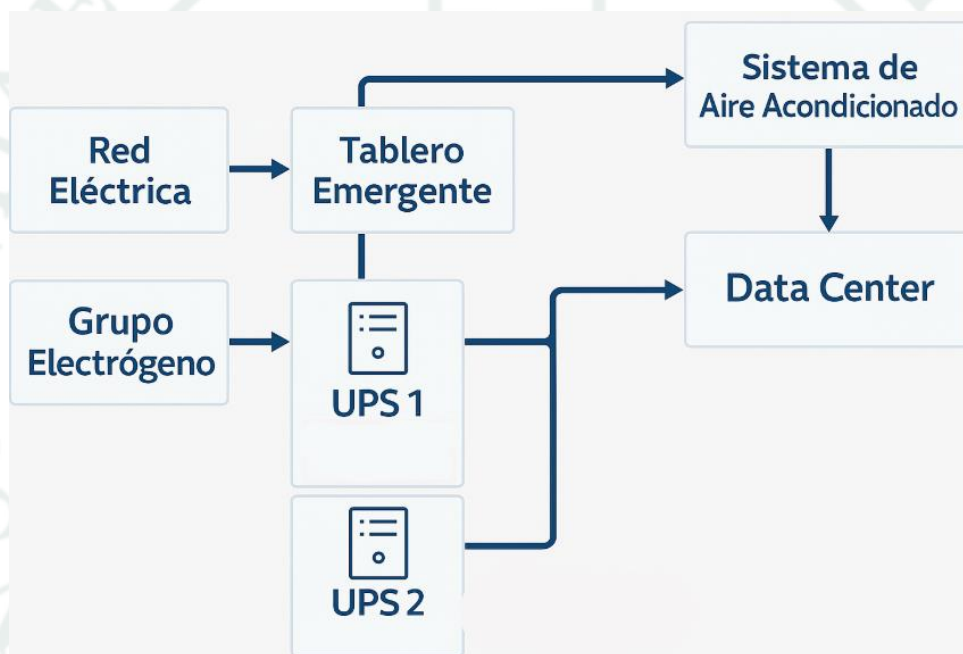
Los datos de disponibilidad operacional y tiempos de fallas revelaron que la indisponibilidad de los equipos estaba afectando directamente los resultados operacionales. Se registraron valores elevados de MTTR (Tiempo Medio de Reparación) y frecuencia de fallas para varios equipos clave.

Este diagnóstico preliminar evidenció la necesidad apremiante de implementar estrategias de mantenimiento preventivo y predictivo, así como de sustituir o modernizar equipos obsoletos, particularmente el grupo electrógeno. Se identificó que las acciones correctivas, junto con la optimización de los procesos de mantenimiento, constituyen factores determinantes para elevar la disponibilidad operativa. Dentro del análisis se consideró

también la configuración del sistema eléctrico que abastece al Data Center debido a que arquitectura influye directamente en la continuidad operativa y ordenada de fallas la figura 1 muestra la forma en que la energía eléctrica fluye desde las fuentes principales y de respaldo hacia los equipos críticos , en esta estructura , la red eléctrica comercial y el grupo electrógeno alimentan al tablero emergente desde el cual se distribuye la energía hacia los ups y el sistema de aire acondicionado .

Figura 3

Esquema del sistema eléctrico hacia el Data Center



Nota. El diagrama muestra la relación entre las fuentes de energía (red eléctrica y grupo electrógeno), el tablero emergente y los equipos UPS que suministran energía continua al Data Center. También se incluye el sistema de aire acondicionado como elemento esencial para mantener las condiciones térmicas requeridas para la operación.

4.2. Gestión de Inventarios

Para gestionar de manera efectiva el mantenimiento de los aires acondicionados en un inventario, se deben seguir ciertos criterios y prácticas. Un inventario de repuestos y

componentes administrado eficientemente resulta fundamental para garantizar la operación continua y óptima de los equipos, minimizando interrupciones no planificadas. A continuación, se presenta un modelo de inventario de repuestos y componentes comunes para aires acondicionados que podrían ser necesarios para su mantenimiento:

Tabla 3

Inventario de repuestos para aires acondicionados

Código de Repuesto	Descripción del Repuesto	Cantidad en Inventario	Ubicación	Proveedores	Fecha de Última Compra	Frecuencia de Reemplazo (horas)	Estado del Repuesto	Costo Unitario (USD)
AC001	Filtro de aire	20	Almacén 1	Proveedor A	10/2024	500	Nuevo	15.00
AC002	Condensador	5	Almacén 2	Proveedor B	09/2024	2000	Nuevo	120.00
AC003	Evaporador	3	Almacén 2	Proveedor C	08/2024	2500	Nuevo	150.00
AC004	Termostato	10	Almacén 1	Proveedor D	06/2024	1000	Usado	30.00
AC005	Compresor	2	Almacén 3	Proveedor E	07/2024	3000	Nuevo	350.00
AC006	Válvula de expansión	15	Almacén 1	Proveedor F	05/2024	1500	Nuevo	80.00
AC007	Gas refrigerante (R-410A)	50 (cilindros)	Almacén 4	Proveedor G	10/2024	Según necesidad	Nuevo	80.00 por cilindro
AC008	Placa de control electrónico	3	Almacén 2	Proveedor H	11/2024	5000	Nuevo	200.00

Nota. Elaboración propia.

- Filtros de Aire: Es uno de los componentes más comunes que necesita ser reemplazado periódicamente para asegurar que el aire acondicionado funcione eficientemente. La frecuencia de reemplazo depende de la cantidad de polvo y partículas en el aire, pero en promedio, se recomienda cada 500 horas de uso.

- Condensador y Evaporador: Son elementos críticos para el ciclo de refrigeración. Si alguno de estos componentes falla, puede afectar directamente la capacidad de refrigeración. Se deben mantener en buenas condiciones, y su reemplazo puede ser costoso, por lo que tenerlos en inventario para reparaciones urgentes es esencial.
- Termostato: Controla la temperatura del sistema. Si este componente falla, puede hacer que el aire acondicionado no mantenga la temperatura deseada. Los termostatos deben ser reemplazados a intervalos regulares, dependiendo de la calidad y uso.
- Compresor: Es uno de los componentes más caros y críticos del sistema. Si el compresor falla, el aire acondicionado pierde su capacidad de enfriamiento. Tener un compresor de repuesto en inventario es crucial para reducir tiempos de inactividad.
- Válvula de Expansión: Ayuda a controlar el flujo del refrigerante a través del sistema. Si falla, puede afectar el rendimiento del aire acondicionado. Su reemplazo suele ser necesario cada 1500 horas de funcionamiento.
- Gas Refrigerante (R-410A): Es utilizado en la mayoría de los aires acondicionados modernos. La cantidad de gas necesario puede variar según el tamaño y tipo de equipo. Tener cilindros de gas refrigerante a mano es importante para realizar recargas o reparaciones.
- Placa de Control Electrónica: Si el sistema de control falla, puede resultar en la pérdida total de funcionamiento del aire acondicionado. Tener estas piezas disponibles es esencial para minimizar el tiempo de inactividad.

Consideraciones Importantes en la Gestión de Inventarios:

- Revisión Periódica: Se debe llevar a cabo una revisión periódica del inventario para garantizar que los repuestos estén disponibles en todo momento y en las cantidades adecuadas.

- Estrategia de Proveedores: Mantener buenas relaciones con proveedores confiables puede acelerar los tiempos de entrega y reducir costos a largo plazo.
- Almacenamiento adecuado: Asegurar que los repuestos estén almacenados en condiciones adecuadas para evitar deterioro antes de su uso.
- Rotación de Inventarios: Implementar un sistema de "primeras entradas, primeras salidas" (FIFO) para garantizar que los repuestos más antiguos sean utilizados antes de los nuevos.

Tabla 4

Listado de equipos de aire acondicionado

Aires acondicionado inventario - pampilla					
Ítem	Agencia		Ubicación evaporadora	Capacidad	Modelo
1	Agencia pampilla	la	Servidores 2° piso	48000	CHOT – 48Y
2	Agencia pampilla	la	Servidores 2° piso	60000	DX20VCO601BA
3	Agencia pampilla	la	Servidores 2° piso	60000	DX20VCO601BA
4	Agencia pampilla	la	Servidores 2° piso	60000	DX20VCO601BA
5	Agencia pampilla	la	Servidores 2° piso	48000	CHOT – 48Y
6	Agencia pampilla	la	Servidores 2° piso	60000	DX20VCO601BA
7	Agencia pampilla	la	Servidores 2° piso	60000	DX20VCO601BA
8	Agencia pampilla	la	Servidores 2° piso	60000	DX20VCO601BA
9	Agencia pampilla	la	Servidores 2° piso	60000	DX20VCO601BA
10	Agencia pampilla	la	Servidores 2° piso	60000	DX20VCO601BA
11	Agencia pampilla	la	Servidores 2° piso	48000	CHOT – 48Y
12	Agencia pampilla	la	Servidores 2° piso	48000	CHOT – 48Y

Nota. Elaboración propia.

Tabla 5*Listado de equipos Ups*

Ups inventario - pampilla				
Ítem	Agencia	Ubicación	Capacidad	Modelo
1	Agencia la pampilla	Data Center la pampilla	150 kva	vertiv
2	Agencia la pampilla	Data Center la pampilla	150 kva	vertiv

Nota. Elaboración propia.**Tabla 6***Listado de equipos de grupo electrógeno*

GE INVENTARIO - PAMPILLA				
ITEM	AGENCIA	UBICACIÓN	CAPACIDAD	MODELO
1	Agencia la pampilla	SEGUNDO NIVEL	350 KVA	MODASA MP350SI

Nota. Elaboración propia.**Tabla 7***Listado de fallas y costos de reparación de los equipos*

Fecha	Equipo	Ubicación	Sistema que Falló	Horas de la Falla	Tiempo de Indisponibilidad (Horas)	Costo (USD)	Descripción de la Falla	Reparación Realizada
10/07/22	Aire Acondicionado	SERVIDO RES 2° PISO (AA2)	Condensador	23:34	40	1245	Serpentín con corrosión	Cambio de serpentín
23/07/22	UPS	DATACENTER LA PAMPILLA (UPS2)	Rectificador	12:47	18	80	Falla en la tarjeta de rectificación	Cambio de fusibles dañados
30/07/22	Aire Acondicionado	SERVIDO RES 2° PISO (AA5)	Condensador	01:34	11	250	Fuga de gas refrigerante	Soldeo de fuga y recarga de gas
28/08/22	UPS	DATACENTER LA PAMPILLA (UPS1)	Baterías	15:42	84	15642	Baterías	Cambio de baterías
31/08/22	Aire Acondicionado	SERVIDO RES 2° PISO (AA2)	Evaporador	19:08	26	70	Desgaste de rodamientos del motor ventilador	Cambio de rodamientos del motor

14/09/22	Aire Acondicionado	SERVIDO RES 2° PISO (AA4)	Evaporador	05:16	8	45	Condensación del aire acondicionado	Limpieza de filtros
9/10/22	Aire Acondicionado	SERVIDO RES 2° PISO (AA9)	Condensador	15:09	17	574	Problema en el arranque	Ajuste de sistema de control
15/10/22	Aire Acondicionado	SERVIDO RES 2° PISO (AA6)	Sistema de Control	19:17	28	400	Corto circuito en termostato	Reemplazo de termostato
22/10/22	Aire Acondicionado	SERVIDO RES 2° PISO (AA5)	Condensador	21:57	24	150	Aletas del ventilador dañadas	Cambio de aletas de ventilador
14/11/22	Aire Acondicionado	SERVIDO RES 2° PISO (AA11)	Evaporador	12:19	24	250	Siroco dañado	Cambio de siroco
29/11/22	Aire Acondicionado	SERVIDO RES 2° PISO (AA7)	Sistema de Control	00:23	72	100	Relé sistema de control dañado	Cambio de relés
14/12/22	Aire Acondicionado	SERVIDO RES 2° PISO (AA7)	Evaporador	20:22	30	145	Sensor de temperatura averiado	Cambio de sensor
28/12/22	Grupo Electrónico	SEGUNDO NIVEL	Admisión	16:51	48	120	Combustible contaminado con agua	Limpieza de tanque y mantenimiento de bomba de inyección
15/01/23	Aire Acondicionado	SERVIDO RES 2° PISO (AA3)	Evaporador	13:32	15	400	Corrosión del serpentín de evaporador	Cambio de serpentín
24/01/23	UPS	DATA CENTER LA PAMPILLA (UPS1)	Inversor	07:22	48	3277	Tarjeta dañada	Cambio de tarjeta de rectificación
20/03/23	Aire Acondicionado	SERVIDO RES 2° PISO (AA10)	Evaporador	12:24	15	300	Bobina de motor averiada	Cambio de motor Ventilador
25/03/23	Grupo Electrónico	SEGUNDO NIVEL	Admisión	00:16	24	250	Flauta de succión de combustible tanque auxiliar, obstruida por suciedad	limpieza de la faluta de succión y cambio de filtro de combustibl e
4/04/23	Aire Acondicionado	SERVIDO RES 2° PISO (AA1)	Evaporador	12:45	8	45	Condensación del aire acondicionado	Limpieza de filtros

9/04/23	Aire Acondicionado	SERVIDO RES 2° PISO (AA9)	Sistema de Control	17:45	13	80	Una fase de energía detectada	de no	Ajuste de terminales
11/04/23	Aire Acondicionado	SERVIDO RES 2° PISO (AA3)	Condensador	02:29	10	650	Capacitor de arranque ventilador dañado	de	Reemplazo de capacitor
23/04/23	Aire Acondicionado	SERVIDO RES 2° PISO (AA9)	Condensador	19:17	13	250	Fuga de gas refrigerante	gas	Soldeo de fuga y recarga de gas
6/06/23	Aire Acondicionado	SERVIDO RES 2° PISO (AA4)	Evaporador	03:36	18	80	Problema en el arranque	en	Cambio de capacitor de arranque
17/06/23	Grupo Electrónico	SEGUNDO NIVEL	Lubricación	01:20	48	150	Sensor presión aceite lecturas erradas	de de con	Calibración de sensor
26/06/23	Aire Acondicionado	SERVIDO RES 2° PISO (AA10)	Condensador	04:44	12	450	Presión elevada		Sustitución de filtro secador
27/06/23	Aire Acondicionado	SERVIDO RES 2° PISO (AA6)	Sistema de Control	07:19	37	400	Fallo termostato		Reemplazo de termostato
1/07/23	Aire Acondicionado	SERVIDO RES 2° PISO (AA7)	Sistema de Control	07:38	5	10	Termostato sin batería		Sustitución de batería
15/07/23	Aire Acondicionado	SERVIDO RES 2° PISO (AA6)	Condensador	14:35	36	1050	Compresor dañado		Cambio de compresor
20/07/23	Aire Acondicionado	SERVIDO RES 2° PISO (AA1)	Evaporador	21:48	5	60	Fuga de refrigerante en unidad evaporadora	de	Ajuste de conexiones de tubería y recarga de gas
18/08/23	Aire Acondicionado	SERVIDO RES 2° PISO (AA10)	Sistema de Control	05:06	1	10	Termostato sin batería		Sustitución de batería
23/08/23	UPS	DATA CENTER LA PAMPILLA (UPS1)	Inversor	16:51	36	3128	Sobrecalentamiento		Cambio de ventiladores
28/08/23	Grupo Electrónico	SEGUNDO NIVEL	Refrigeración	07:05	39	350	Perdida de refrigerante	de	Reemplazo de mangueras y juntas añadidas
5/09/23	Aire Acondicionado	SERVIDO RES 2° PISO (AA7)	Evaporador	19:19	6	95	Drenaje obstruido		Limpieza del drenaje

28/10/23	Grupo Electrónico	SEGUNDO NIVEL	Inducción	16:05	41	600	Sensor de presión defectuoso	Reemplazo de sensor
16/11/23	Grupo Electrónico	SEGUNDO NIVEL	Inducción	08:55	12	50	Obstrucción de filtro de aire	Reemplazo de filtro de aire
17/11/23	UPS	DATA CENTER LA PAMPILLA (UPS2)	Inversor	15:48	48	3220	Fallo en el control de modulación	Reemplazo de tarjeta de modulación
27/11/23	Grupo Electrónico	SEGUNDO NIVEL	Lubricación	04:46	55	80	Fuga de aceite en los retenes de Carter	Cambio de retenes
13/01/24	Aire Acondicionado	SERVICIO 2° PISO (AA8)	Evaporador	07:57	12	350	Congelación de evaporador	Lavado químico
20/01/24	Aire Acondicionado	SERVICIO 2° PISO (AA7)	Condensador	22:24	36	850	Válvula obstruida	Cambio de válvula de expansión
17/02/24	Aire Acondicionado	SERVICIO 2° PISO (AA3)	Condensador	03:53	37	1050	Compresor dañado	Cambio de compresor
25/02/24	Grupo Electrónico	SEGUNDO NIVEL	Generador	18:17	39	3422	Falla en el rotor	Reparación de rotor
17/03/24	UPS	DATA CENTER LA PAMPILLA (UPS1)	Rectificador	16:43	44	500	Descalibración de sistema	Recalibración de parámetros
27/03/24	Aire Acondicionado	SERVICIO 2° PISO (AA7)	Condensador	22:23	24	250	Perdida de refrigerante	Soldeo de Fuga y recarga de gas
11/04/24	Grupo Electrónico	SEGUNDO NIVEL	Eléctrico y Control	07:45	48	4000	Mal funcionamiento de la unidad de control	Reemplazo de ECU
26/05/24	Grupo Electrónico	SEGUNDO NIVEL	Lubricación	12:21	44	150	Filtro de aceite obstruido	Reemplazo de filtro de combustible
4/05/24	Aire Acondicionado	SERVICIO 2° PISO (AA1)	Sistema de Control	20:08	35	350	Contactador averiado	Cambio de contactor
2/09/24	UPS	DATA CENTER LA PAMPILLA (UPS2)	Rectificador	21:11	31	1046	Sobre tensión	Cambio de fusibles dañados
4/11/24	UPS	DATA CENTER LA PAMPILLA (UPS2)	Baterías	01:44	96	15642	Problema en el arranque	Reconfiguración de inversor

Nota. Elaboración propia.

4.3. Análisis de Pareto

El Análisis de Pareto constituye una técnica estadística orientada a la identificación de los problemas de mayor relevancia dentro de un proceso o sistema, posibilitando la concentración de esfuerzos en las áreas que generan el mayor impacto. Conforme a la Ley de Pareto o principio 80/20, cerca del 80 % de los efectos proviene de un 20 % de las causas. Este enfoque se sustenta en la detección de fallas recurrentes en los equipos, priorizando las acciones correctivas sobre aquellos problemas que representan la proporción más significativa de las incidencias.

Tabla 8

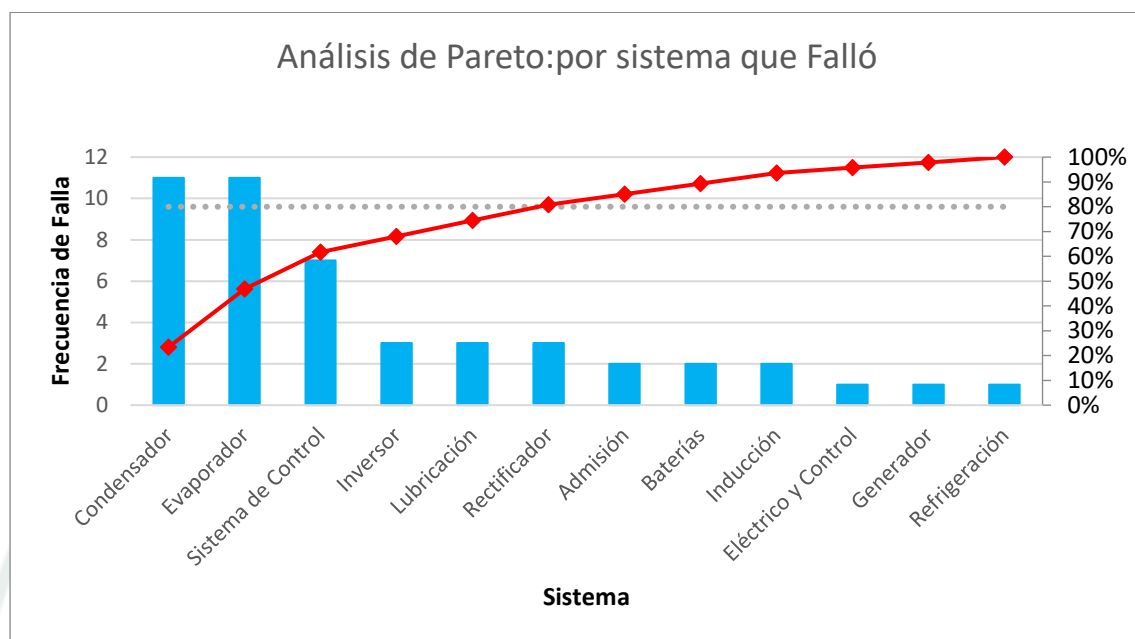
Análisis de Pareto realizados en los equipos

Sistema que Falló	Frecuencia	% de Frecuencia	% Acumulado de Frecuencia	Línea de Pareto
Condensador	11	23%	23%	80%
Evaporador	11	23%	47%	80%
Sistema de Control	7	15%	62%	80%
Inversor	3	6%	68%	80%
Lubricación	3	6%	74%	80%
Rectificador	3	6%	81%	80%
Admisión	2	4%	85%	80%
Baterías	2	4%	89%	80%
Inducción	2	4%	94%	80%
Eléctrico y Control	1	2%	96%	80%
Generador	1	2%	98%	80%
Refrigeración	1	2%	100%	80%

Nota. Elaboración propia.

Figura 4

Análisis de Pareto.



Nota. Elaboración propia.

El análisis de Pareto revela que los sistemas condensador, Evaporador y sistema de control representa la mayoría de fallas registradas. Estos tres sistemas concentran un porcentaje significativo del total de eventos, acumulando el 62% de todas las fallas, loque evidencia que son los elementos más vulnerables del conjunto de equipos evaluados. Esta concentración confirma que una parte reducida de los componentes es responsable de la mayoría de las interrupciones operativas.

En particular, los sistemas Condensador y Evaporador, con una frecuencia idéntica de fallas, destacan como los subsistemas térmicos más críticos del aire acondicionado. Su alta recurrencia sugiere la necesidad de reforzar los programas de mantenimiento preventivo, especialmente en actividades de limpieza, verificación de presiones, revisión de conexiones y control de fugas de refrigerante. Asimismo, el Sistema de Control muestra una frecuencia significativa, lo cual indica vulnerabilidad en sensores, tarjetas electrónicas y dispositivos de regulación.

Por debajo del 6% de frecuencia, pero aún relevantes en el análisis, se encuentran los sistemas Inversor, Lubricación y Rectificador, que, aunque presentan menor número de fallas, son críticos para la continuidad eléctrica y mecánica del Data Center. Su presencia dentro del 80% acumulado del Pareto indica que también deben considerarse como áreas estratégicas.

En conjunto, los resultados evidencian que priorizar acciones sobre estos sistemas (Condensador, Evaporador y Sistema de Control), así como fortalecer el mantenimiento sobre los componentes eléctricos del UPS y los subsistemas del grupo electrógeno, permitirá reducir de manera considerable la frecuencia total de fallas. Esta estrategia se alinea con el principio del análisis de Pareto: enfocar recursos en el pequeño grupo de causas que genera la mayor parte de los problemas para mejorar la disponibilidad y confiabilidad operativa del sistema.

Tabla 9

Relación de la maquinaria estado de funcionamiento

Equipo	Ubicación	Sistema que Falló	Fecha de la Última Falla	Tipo de Mantenimiento Realizado	Estado de Funcionamiento
Grupo Electrónico	Segundo Nivel	Admisión, Inducción, Lubricación	25/03/23, 28/10/23, 26/04/24	Limpieza, Reemplazo de filtros, Reemplazo de sensores	Operativo
Aire Acondicionado AA10	Servidores 2° Piso (AA10)	Evaporador, Condensador, Sistema de Control	20/03/23, 27/06/23, 18/08/23	Cambio de motor, Reemplazo de termostato, Reemplazo de filtro secador	Operativo
Aire Acondicionado AA6	Servidores 2° Piso (AA6)	Evaporador, Condensador, Sistema de Control	16/11/23, 15/07/23, 26/06/23	Reemplazo de filtros, Reemplazo de compresor	Operativo
Aire Acondicionado AA7	Servidores 2° Piso (AA7)	Evaporador, Condensador,	27/06/23, 20/07/23, 17/03/24	Reemplazo de termostato, Ajuste de conexiones,	Operativo

		Sistema de Control		Cambio de compresor	
Aire Acondicionado AA9	Servidores 2° Piso (AA9)	Condensador, Sistema de Control	23/07/2022, 09/10/22, 20/01/24	Ajuste de sistema, Reconfiguración, Reemplazo de válvula	Operativo
UPS (UPS1)	Datacenter La Pampilla (UPS1)	Rectificador, Inversor, Baterías	24/01/23, 23/08/2023, 28/08/2022	Cambio de tarjeta, Cambio de ventiladores, Cambio de baterías	Operativo
UPS (UPS2)	Datacenter La Pampilla (UPS2)	Rectificador, Inversor, Baterías	17/11/2023, 04/11/24, 02/09/24	Reemplazo de tarjeta de modulación, Cambio de fusibles, Reconfiguración de inversor	Operativo

Nota. Elaboración propia.

Descripción de los campos:

- **Equipo:** Nombre del equipo en cuestión (Ej. Grupo Electrónico, Aire Acondicionado).
- **Ubicación:** Área o lugar donde se encuentra el equipo (Ej. Segundo Nivel, Servidores 2° Piso).
- **Sistema que Falló:** Parte o componente del equipo que presentó fallas (Ej. Admisión, Evaporador, Inversor).
- **Fecha de la Última Falla:** Última falla registrada para ese equipo.
- **Tipo de Mantenimiento Realizado:** Las acciones de reparación o mantenimiento que se realizaron para solucionar las fallas (Ej. Reemplazo de filtros, cambio de compresor).
- **Estado de Funcionamiento:** Estado actual del equipo (Ej. Operativo, en espera de reparación).

Este cuadro te permite tener un resumen rápido y claro de los equipos y su situación actual, lo que es útil para un análisis efectivo en un plan de mantenimiento centrado en la

confiabilidad (RCM). Puedes adaptarlo según las necesidades específicas de tu plan de mantenimiento.

4.4. Metodología del análisis de confiabilidad y la disponibilidad de los sistemas eléctricos del Data Center.

Se va aplicar a los sistemas eléctricos del Data Center permite evaluar el comportamiento de operación, identificar el estado del deterioro y estimar la probabilidad de ocurrencia de eventos futuros. Este proceso garantiza la continuidad del Servicio.

La metodología se basa en tres comportamientos principales:

- Tiempo entre fallas (TBF).
- Tiempo Medio entre Fallas (MTBF)
- Tiempo medio de Reparación (MTTR).

4.5. Cálculo del Tiempo entre Fallas (TBF) de los sistemas eléctricos.

Este indicador es un parámetro dentro del análisis de la confiabilidad, pues permite medir el intervalo de tiempo que transcurre entre falla y la siguiente dentro de un equipo o sistema. Su cálculo se basa directamente en el registro cronológico de fallas, permitiendo identificar la ocurrencia de los incidentes y la estabilidad operativa del activo.

Para cada equipo critico Aire acondicionado, UPS y Grupo electrógeno, se calcula los TBF individualmente mediante la diferencia entre las fechas consecutivas de ocurrencia de fallas

$$TBF_i = (Fecha_i + Fecha_{i-1}) \times 24$$

Donde:

$Fecha_i$ es la fecha y hora de la falla actual.

$Fecha_{i-1}$ es la fecha y hora de la siguiente falla registrada.

El resultado se multiplica por 24 para convertir días a horas.

Este cálculo se aplicó de manera independiente a cada uno de los equipos eléctricos críticos analizando en el presente estudio. *Cálculo del Tiempo entre Fallas (TBF) del Sistema de Aire Acondicionados.*

Para el análisis de confiabilidad del sistema de climatización se seleccionó al equipo de aire acondicionado AA7, ya que presento mayor número de fallas registradas (6 eventos), además de presentar mayor tiempo de indisponibilidad y costos correctivos más elevados en comparación de los demás equipos instalados en el Data Center. Estos aspectos determinaron como equipo critico ya que es el más inestables.

En la tabla 8 Se detallan las fechas y horas de inicio de las fallas, así como puesta en operación del AA7 esto para poder analizar el MTBF y MTTR.

Tabla 10

Tiempo entre fallas (TBF) del sistema de aire acondicionado 7

Nº	Fecha y hora inicio de falla	Fin de la falla (puesta en operación)	TR (h)	TBF (h)
1	29/11/22 00:23	29/11/22 23:23	72	
2	14/12/22 20:22	16/12/22 02:22	30	307.98
4	1/07/23 07:38	1/07/23 08:38	5	4733.27
5	5/09/23 19:19	6/09/23 01:19	6	1590.68
6	20/01/24 22:24	21/01/24 12:24	36	3285.08
7	27/02/24 22:23	28/02/24 09:23	24	875.98

Nota. Elaboración propia.

Interpretación:

El registro de fallas correspondiente al aire acondicionado AA7, evidencia un comportamiento operativo heterogéneo, donde los eventos se distribuyen entre los equipos y afectan principalmente tres subsistemas: evaporador, condensador y sistema de control. Esta dispersión confirma que el deterioro no está concentrado en una sola unidad, sino que forma parte de un comportamiento global del conjunto de equipos. En términos de los subsistemas afectados, se identifican fallas asociadas a:

- Componentes mecánicos del condensador: compresores dañados, fugas de refrigerante, aletas deterioradas y capacitores averiados.
- Elementos del evaporador: obstrucciones, condensación excesiva, desgaste de motores y bobinas averiadas.
- Sistema de control: termostatos defectuosos, relés dañados, pérdida de fase y fallos de lectura.

El intervalo de TBF más corto fue de 307.98 horas lo cual puede explicarse porque, tras el cambio del compresor se presentó una fuga de gas causada por un soldeo deficiente. Por otro lado, el TBF más prolongado alcanzó 4733.27 horas, asociado a una falla que suele repetirse en estos equipos debido al desgaste o agotamiento de las baterías del termostato.

4.5.2. Cálculo del Tiempo entre Fallas (TBF) del Sistema UPS

Para este estudio, cada UPS fue evaluado por separado; después de obtener los resultados individuales, se identificará cuál de ellos presenta menor disponibilidad con el fin de aplicar el análisis de Weibull sobre ese equipo.

Para obtener los TBF, se procesaron las fechas y horas registradas en cada evento de falla entre julio de 2022 y noviembre de 2024. El procedimiento consistió en calcular las horas transcurridas entre una falla y la siguiente. Luego se revisó la variación entre intervalos y se estimó el TBF promedio.

En las Tablas 8 y 9 para los equipos UPS1 y UPS2, respectivamente.

Tabla 11

Tiempo entre fallas (TBF) del UPS1

Nº	Fecha y hora inicio de falla	Fin de la falla (puesta en operación)	TR (h)	TBF (h)
1	28/08/22 15:42	1/09/22 03:42	84	0
2	24/01/23 07:22	26/01/23 07:22	48	3483.66667
3	23/08/23 16:51	25/08/23 04:51	36	5025.48333
4	17/03/24 16:43	19/03/24 12:43	44	4931.86667

Nota. Elaboración propia.

Interpretación:

Los intervalos entre fallas del UPS 1 se mantienen en rango elevados y con poca variación entre 3483 y 5025, lo que indica que el equipo puede operar durante largos periodos antes de presentar una falla esto sugiere una buena confiabilidad aun así los tiempos de reparación, que van de 36 a 84 horas, resultan extenso y esto se debería a temas de disposición de repuestos.

Tabla 12

Tiempo entre fallas (TBF) del UPS2

Nº	Fecha y hora inicio de falla	Fin de la falla (puesta en operación)	TR (h)	TBF (h)
1	23/07/22 12:47	24/07/22 06:47	18	
2	17/11/23 15:48	19/11/23 15:48	48	11553.0167
3	2/09/24 21:11	4/09/24 04:11	31	6917.38333
4	4/11/24 01:44	8/11/24 01:44	96	1461.55

Nota. Elaboración propia.

Interpretación:

En el UPS 2 muestra una variabilidad después de intervalo 11553 h, los tiempos entre falas se reducen de forma progresiva hasta llegar a 1461 hora, lo que revela un comportamiento menos estable y posible envejecimiento del equipo. Los tiempos de reparación oscilan entre 18 a 96 horas, estos tiempos también incrementa y se tiene que analizar sus causas.

4.5.3. Cálculo del Tiempo entre Fallas (TBF) del Grupo Electrónico

En el caso del Grupo electrónico del segundo nivel, el cálculo de BF se realizó siguiendo el mismo procedimiento aplicado a los demás sistemas críticos. A partir del registro historio de fallas comprendidas de diciembre 2022 y mayo de 2024.

Tabla 13

Tiempo entre fallas (TBF) del grupo electrónico

Nº	Fecha y hora inicio de falla	Fin de la falla		TR (h)	TBF (h)
		(puesta en operación)			
1	28/12/22 16:51	30/12/22 16:51		48	—
2	25/03/23 00:16	26/03/23 00:16		24	2023.42
3	17/06/23 01:20	19/06/23 01:20		48	1993.07
4	28/08/23 07:05	29/08/23 22:05		39	1685.75
5	15/10/23 16:05	17/10/23 09:05		41	1122
6	16/11/23 08:55	16/11/23 20:55		12	719.83
7	27/12/23 04:46	29/12/23 11:46		55	967.85
8	25/02/24 18:17	27/02/24 09:17		39	1398.52
9	11/04/24 07:45	13/04/24 07:45		48	1054.47
10	26/05/24 12:21	28/05/24 08:21		44	1036.6

Nota. Elaboración propia.

Interpretación:

El comportamiento del Tiempo entre Fallas (TBF) del grupo electrógeno muestra que los intervalos de funcionamiento entre cada evento no se mantienen constantes durante el periodo analizado. Al inicio se observan los tiempos más prolongados, superiores a 2 023 horas, lo que revela que el equipo operó por bastante tiempo sin presentar interrupciones.

Conforme avanzan los registros, estos intervalos comienzan a reducirse y pasan a valores como 1993 horas seguido de 1 685 horas, lo que nos indica que hubo un incremento de fallas. Este comportamiento coincide con los eventos asociados a los subsistemas de admisión, lubricación y refrigeración componentes que suelen deteriorarse con el uso continuo y acumulación de contaminantes.

El intervalo más crítico del TBF llega a 719.83 horas. Este comportamiento se asocia con obstrucciones en los filtros y con fallas asociadas con la lubricación. Estas condiciones suelen aparecer cuando el combustible tiene baja calidad o ha permanecido almacenado por un tiempo prolongado.

4.6.Cálculo del MTTR, MTBF Disponibilidad Operacional.

Permite observar cómo se comportan los sistemas eléctricos del Data Center y que tan confiable resultan en su operación diaria. El tiempo medio para Reparar TTR permite devolver un equipo a funcionamiento luego de unas fallas, por lo que es un indicador clave para medir su mantenibilidad. Estos valores con MTBF y la disponibilidad se calcularon por separados para cada uno de los sistemas revisados Aire acondicionado, Ups1, Ups2 y grupo electrógeno tomando como referencia los periodos de indisponibilidad registrados en los historiales de mantenimiento.

4.6.1. Cálculos de MTTR, MTBF y Disponibilidad para el AA.

- Cálculo del MTTR para Aire acondicionado (AA7)

$$MTTR = \frac{72 + 30 + 5 + 6 + 36 + 24}{6} = 28.83$$

- Cálculo del MTBF para Aire acondicionado (AA7).

$$MTBF = \frac{307.98 + 4733.27 + 1590.68 + 3285.08 + 875.98}{5} = 2158.68$$

- Disponibilidad Operacional para Aire acondicionado (AA7),

$$A = \frac{MTBF}{MTBF + MTTR}$$

$$A = \frac{2158.68}{2158.68 + 28.83} \times 100\% = 98.68\%$$

4.6.2 Cálculos de MTTR, MTBF y Disponibilidad para el UPS 1.

- Cálculo del MTTR para UPS 1.

$$MTTR = \frac{84 + 48 + 36 + 44}{4} = 53$$

- Cálculo del MTBF para UPS 1.

$$MTBF = \frac{3483.66 + 5025.48 + 4931.86}{3} = 4480.33$$

- Disponibilidad Operacional para UPS1.

$$A = \frac{MTBF}{MTBF + MTTR}$$

$$A = \frac{4480.33}{4480.33 + 53} \times 100\% = 98.8\%$$

4.6.3 Cálculos de MTTR, MTBF y Disponibilidad para el UPS 2.

- Cálculo del MTTR para UPS 2.

$$MTTR = \frac{18 + 48 + 31 + 96}{4} = 48.25$$

- Cálculo del MTBF para UPS 2

$$MTBF = \frac{11553.02 + 6917.38 + 1461.6}{3} = 6643.98$$

- Disponibilidad Operacional para UPS2.

$$A = \frac{MTBF}{MTBF + MTTR}$$

$$A = \frac{6643.98}{6643.98 + 48.25} \times 100\% = 99.2\%$$

4.6.4 Cálculos de MTTR, MTBF y Disponibilidad para el Grupo Electrónico.

- Cálculo del MTTR para Grupo Electrónico.

$$MTTR = \frac{48 + 24 + 39 + 41 + 12 + 55 + 39 + 48 + 44}{10} = 39.8$$

- Cálculo del MTBF para Grupo Electrónico.

$$MTBF = \frac{2023.4 + 1993.07 + 1685.75 + 1122 + 719.8 + 967.85 + 1398.5 + 1054.5 + 1036.6}{9} = 1333.5$$

- Disponibilidad Operacional para Grupo Electrónico.

$$A = \frac{MTBF}{MTBF + MTTR}$$

$$A = \frac{1333.5}{1333.5 + 39.8} \times 100\% = 97.1\%$$

4.7. Análisis de Weibull de los Sistemas Críticos.

Esta herramienta estadística sirve para evaluar el comportamiento de las fallas de los equipos críticos del sistema eléctrico. Su aplicación permite identificar patrones de falla, estimar la vida característica, determinar la etapa de ciclo de vida en la que se encuentra cada equipo mediante el parámetro β y establecer las mejores prácticas de mantenimiento,

Para este estudio, se aplicó el método de Bernard para calcular la función de distribución acumulada empírica, posterior a ello aplicar la transformación logarítmica correspondiente para obtener la linealización de Weibull.

4.7.1. Análisis de Weibull para el Aire Acondicionado.

En el caso del aire acondicionado 7 analizado por la cantidad de falla, se procesaron los tiempos entre fallas TBF registrados y se aplicó el método de posicionamiento de Bernard para obtener la función acumulada. posteriormente se realizó la transformación logarítmica requeridas para construir la recta de Weibull, la tabla 12 representa los valores calculados.

Tabla 14

Transformación de datos para el análisis de Weibull al sistema de AA7

i	u(t)	F(t)*	ln t	ln(-Ln(1-F))
1	307.98	13%	5.730035	-1.974459
2	875.98	31%	6.775343	-0.972686
3	1590.68	50%	7.371917	-0.366513
4	3285.08	69%	8.097146	0.144767
5	4733.27	87%	8.462372	0.714455

Nota. Elaboración propia.

A partir de la regresión lineal aplicada a los datos transformados, se obtuvieron los siguientes parámetros característicos:

Parámetro de forma β : 0.95

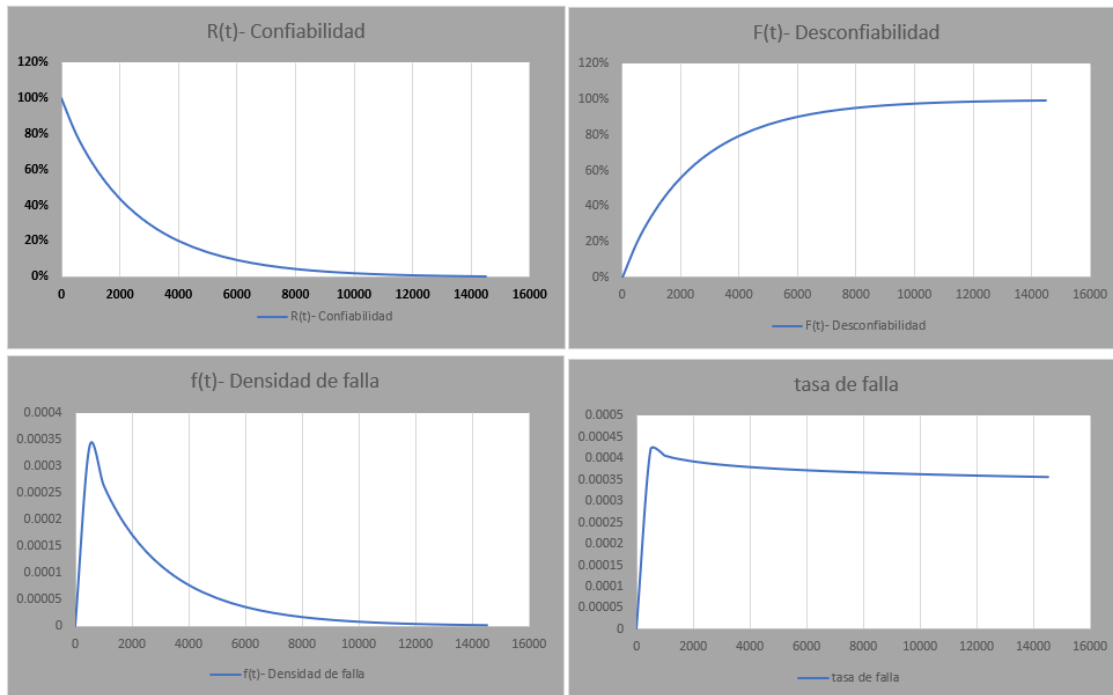
Parámetro de escala o vida característica η : 2449 h

El parámetro $\beta = 0.95$ indica que el aire acondicionado se encuentra en una fase de fallas aleatorias, característica de la región central de la curva de bañera, donde la tasa de fallas es aproximadamente constante.

Por su parte, la vida característica $\eta = 2449$ h representa el tiempo a partir del cual la probabilidad acumulada de falla alcanza el 63%, constituyendo un indicador clave para la programación de actividades preventivas y predictivas.

Figura 5

Funciones de la distribución Weibull para el análisis de confiabilidad del equipo evaluado de AA7



Nota. Elaboración propia.

Interpretación

La curva $R(t)$ que es la confiabilidad muestra un descenso progresivo y suave, característico de equipos con un patrón de fallas casi aleatorio, lo cual concuerda de forma $\beta=0.95$.

La confiabilidad cae rápidamente dentro las 2000h, pero sin una aceleración abrupta, a partir de 4000h la confiabilidad del equipo se encuentra por debajo del 30%, reflejando una probabilidad alta de haber fallado una vez.

La curva $F(t)$ la desconfiabilidad crece suavemente hasta llegar al 100% esto indica la probabilidad de falla en función del tiempo.

Aproximadamente al tiempo $\eta = 2449\text{h}$ la función $f(t)$ alcanza el 63% que corresponde al comportamiento de Weibull.

La $f(t)$ densidad de falla alcanza un pico inicial y luego desciende gradualmente, el máximo ocurre temprano lo que indica el tiempo donde puede ocurrir unas fallas, posterior a ello el tiempo disminuye.

La tasa de falla muestra un incremento inicial, luego un comportamiento casi constante esto es precisamente a lo esperado ya que β es cercano a uno, este comportamiento es típico a lo indicado por la curva de la bañera.

4.7.2. Análisis Weibull para el Sistema UPS1.

El análisis de Weibull permite caracterizar el comportamiento de fallas del sistema UPS1 y determinar si el equipo se encuentra en una fase de fallas tempranas, aleatorias o de desgaste. Para ello, se utilizaron los tiempos entre fallas (TBF) registrados y se aplicó la metodología que incluye la estimación de la función empírica $F(t)$, seguida de las transformaciones logarítmicas correspondientes.

Tabla 15

Transformación de datos para el análisis de Weibull al sistema de UPS1

i	u(t)	F(t)*	Int	ln(-Ln(1-F))
1	3483.67	21%	8.15584161	-1.46740178
2	4937.87	50%	8.50468934	-0.36651292
3	5025.48	79%	8.52227625	0.45770985

Nota. Elaboración propia.

A partir de la regresión lineal aplicada a los datos transformados, se obtuvieron los siguientes parámetros característicos:

Parámetro de forma β : 4.32

Parámetro de escala o vida característica η : 4915 h

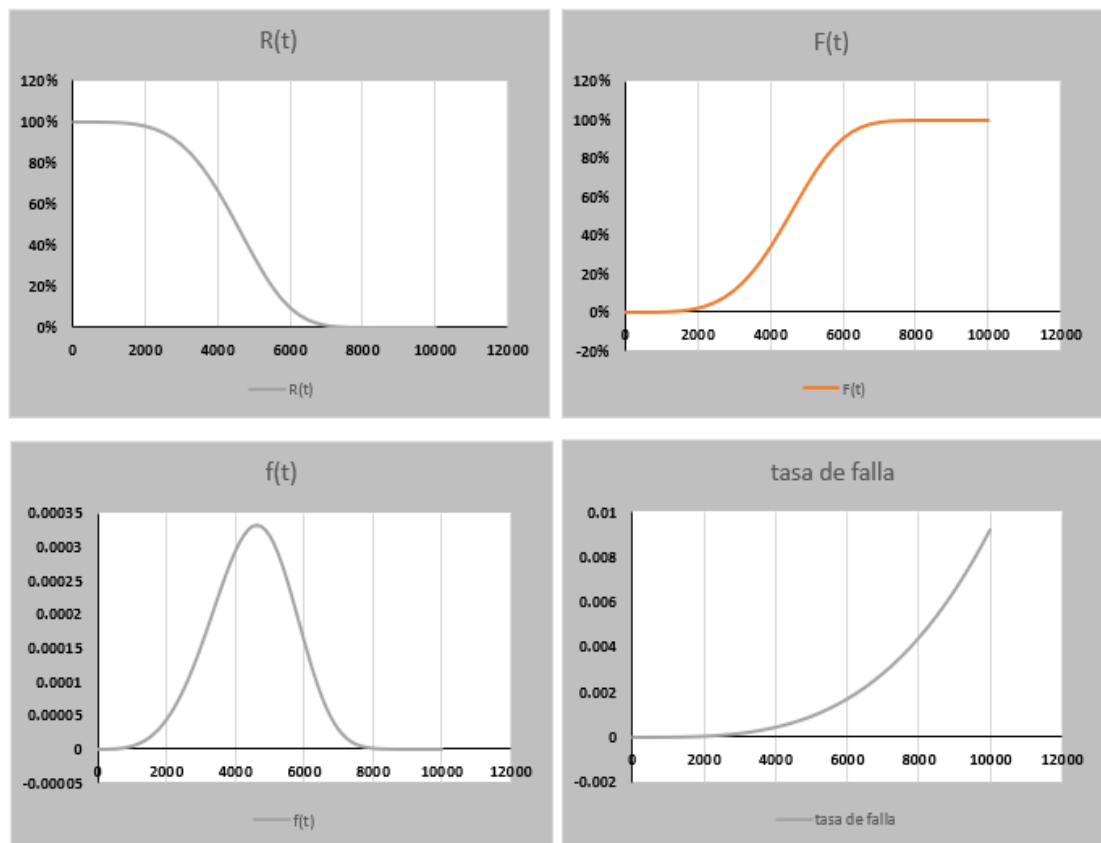
El valor $\beta = 4.32$ indica que el UPS1 se encuentra en una fase de desgaste acelerado en la cual la tasa de falla aumenta significativamente con el tiempo. Esto generado a los

componentes internos tarjetas electrónicas, descalibración del rectificador y sobrecalentamientos de los módulos de potencia.

La vida característica $\eta = 4915$ h señala el punto donde la probabilidad acumulada de falla alcanza el 63%, lo cual es consistente con un equipo cuya disponibilidad comienza a verse comprometida conforme avanza su vida útil.

Figura 6

Funciones de la distribución Weibull para el análisis de confiabilidad del equipo evaluado de UPSI



Nota. Elaboración propia.

Interpretación

La curva $R(t)$ que es la confiabilidad muestra una disminución pronunciada conforme transcurre el tiempo a partir de las 4000h la confiabilidad cae abruptamente por debajo del

50%, esta característica es típica de un equipo en etapa de desgaste y presenta un deterioro creciente que incrementa la probabilidad de fallas

La curva $f(t)$ representa la desconfiabilidad es creciente es lento las primeras horas a partir de las 4000h el incremento es acelerado cuando llega 7000h la probabilidad se amplía llegando a 90%

La densidad de probabilidad de fallas muestra un aumento progresivo el pico es 4000 a 5000 h esto coincide con $\eta = 4915h$ donde el 63% de los equipos habría fallado al menos una vez.

La tasa de falla tiene una forma ascendente continua comienza en valores bajo y luego crece aceleradamente conforme avanza el tiempo esto confirma que ups1 está en una etapa de desgaste esto es típicos en equipos electrónicos, pero se tienen que tomar medidas al corto plazo y tener tarjetas electrónicas de los ups, instalar un sistema de monitoreo de temperatura en la sala de ups.

4.7.3. *Análisis Weibull para el Sistema UPS2*

Ahora se va aplicar el análisis de Weibull para el sistema UPS2 y analizar el comportamiento con los parámetros obtenidos y ver en que etapa se encuentra si en etapa infantil, aleatorio o desgaste.

Tabla 16

Transformación de datos para el análisis de Weibull al sistema de UPS2

i	u(t) (h)	F(t)*	ln t	ln(-Ln(1-F))
1	1461.55	21%	7.287253	-1.467402
2	6917.38	50%	8.841793	-0.366513
3	11553.02	79%	9.354702	0.45771

Nota. Elaboración propia.

A partir de la aplicación de la regresión lineal sobre los datos previamente transformados, se determinaron los siguientes parámetros característicos:

Parámetro de forma β : 0.88

Parámetro de escala o vida característica η : 8236 h

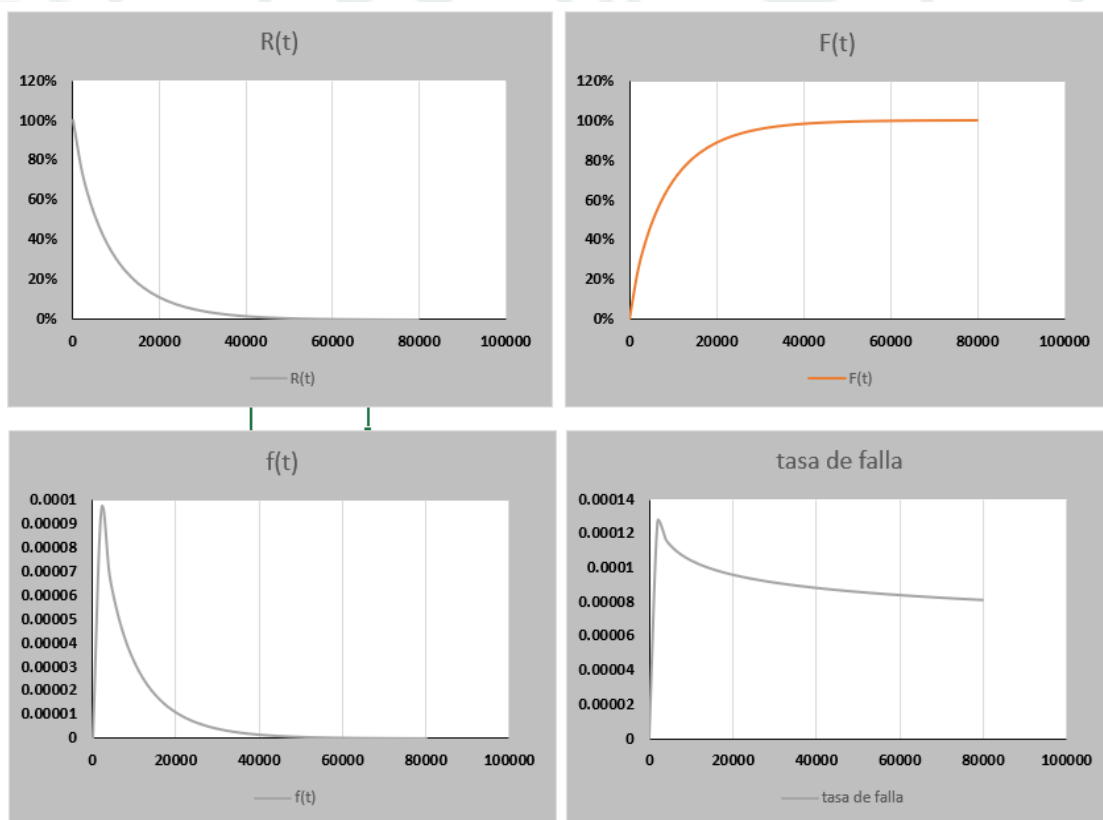
El parámetro $\beta < 1$ ($\beta = 0.88$) revela que el UPS2 se encuentra en una fase de fallas tempranas, donde la probabilidad de falla disminuye con el tiempo. Este comportamiento indica que las fallas registradas están asociadas a condiciones iniciales del equipo, como:

- Deficiencias en instalación o puesta en servicio
- Problemas de configuración
- Ajustes iniciales o defectos menores de fabricación

La vida característica $\eta = 8236$ h evidencia una mayor estabilidad operacional del UPS2 una vez superada la etapa inicial de fallas.

Figura 7

Funciones de la distribución Weibull para el análisis de confiabilidad del equipo evaluado de UPS2



Nota. Elaboración propia.

Interpretación:

La curva de confiabilidad $R(t)$ evidencia un descenso marcadamente abrupto en sus primeras etapas, reflejando una disminución significativa de la confiabilidad a medida que transcurre el tiempo; este comportamiento es característico de las denominadas fallas infantiles o de deficiencias asociadas a condiciones iniciales de servicio.

Por su parte, la función de distribución acumulada de fallas $F(t)$ muestra un incremento acelerado durante las primeras 15 000 a 20 000 horas de operación, lo que es consistente con la presencia de fallas tempranas en el sistema, cuyo comportamiento tiende a estabilizarse progresivamente a medida que dichas anomalías son identificadas y corregidas.

La función de densidad de fallas $f(t)$ presenta un pico pronunciado en las etapas iniciales de operación, lo cual puede atribuirse a inconvenientes de instalación, deficiencias en la calidad del equipo o fallas prematuras de componentes, particularmente en tarjetas electrónicas.

Finalmente, la tasa de fallas evidencia un descenso gradual en el periodo inicial, fenómeno que, dentro del modelo de la curva de la bañera, se asocia con la fase de fallas infantiles, previa al ingreso del sistema en su etapa de funcionamiento estable.

4.7.4. *Análisis Weibull para el Sistema Grupo Electrógeno.*

Esta herramienta estadística se emplea para analizar el comportamiento de las fallas de los equipos críticos del sistema eléctrico. Su aplicación posibilita la identificación de patrones de falla, la estimación de la vida característica, la determinación de la etapa del ciclo de vida en la que se encuentra cada activo a través del parámetro β y la definición de las prácticas de mantenimiento más adecuadas.

Tabla 17*Transformación de datos para el análisis de Weibull del grupo electrógeno*

i	u(t) (h)	F(t)*	ln t	ln(-Ln(1-F))
1	719.83	7%	6.579015	-2.558941
2	967.85	18%	6.875077	-1.611994
3	1036.6	29%	6.943701	-1.082929
4	1054.47	39%	6.960794	-0.69266
5	1122	50%	7.022868	-0.366513
6	1398.52	61%	7.24317	-0.070018
7	1685.75	71%	7.429966	0.221108
8	1993.07	82%	7.597431	0.536541
9	2023.42	93%	7.612544	0.954505

Nota. Elaboración propia.

A partir de la regresión lineal efectuada sobre los datos previamente transformados, se identificaron los siguientes parámetros representativos:

Parámetro de forma β : 3.01

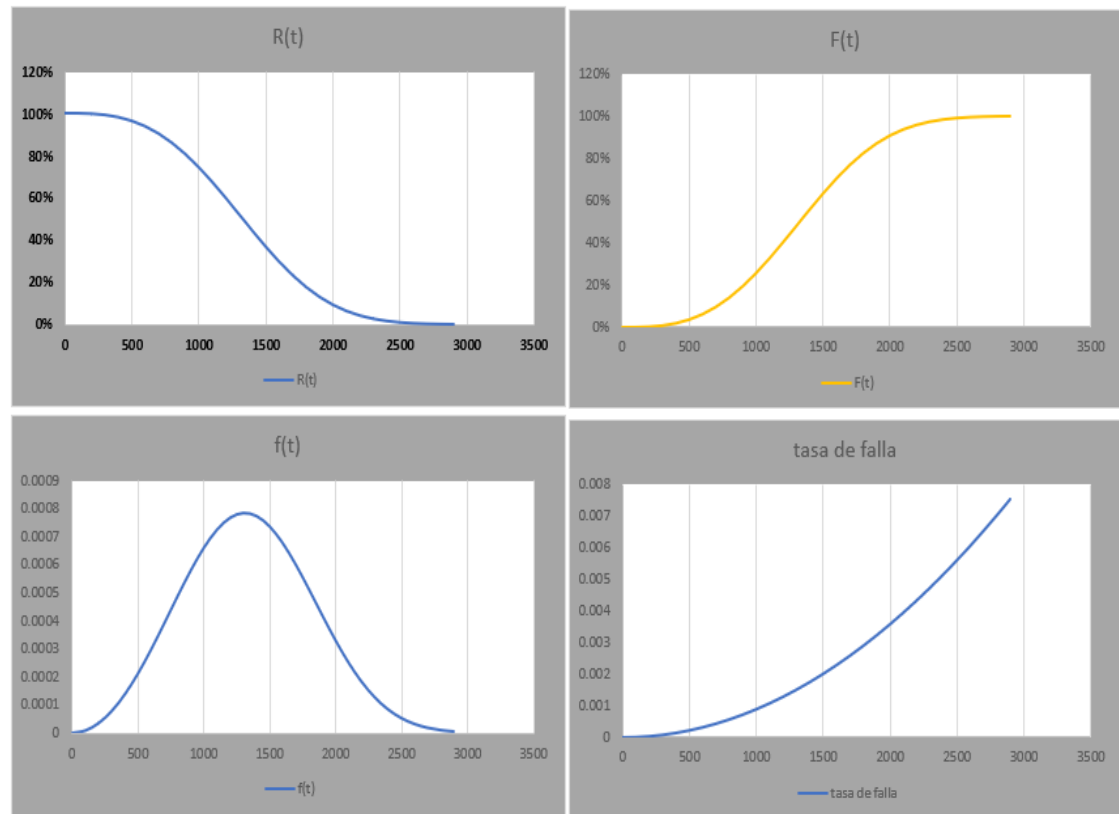
Parámetro de escala o vida característica η : 1500 h

El valor $\beta \approx 3.01$ evidencia un patrón de degradación por desgaste acelerado, en el cual la tasa de fallas se incrementa de manera progresiva conforme el equipo acumula horas de funcionamiento. Este comportamiento resulta típico en motores de combustión interna que han superado su fase de estabilidad y se aproximan a la etapa final de su vida útil operativa.

Por su parte, la vida característica $\eta \approx 1500$ h indica que, a partir de dicho umbral, la probabilidad acumulada de ocurrencia de fallas excede el 63 %, lo que justifica la elevada recurrencia de intervenciones de mantenimiento observadas en el periodo analizado.

Figura 8

Funciones de la distribución Weibull para el análisis de confiabilidad del grupo electrógeno



Nota. Elaboración propia.

Interpretación:

La confiabilidad disminuye de forma progresiva cae por debajo del 40% alrededor de las 1500h a partir de 2500h, la confiabilidad es prácticamente nula, esto debido al desgaste físico de sus componentes mecánicos, electrónicos y de combustión

La desconfiabilidad $F(t)$ se incrementa rápidamente hasta supera el 60% antes de las 15000 h.

La densidad de falla presenta un pico que marca alrededor 1200 a15000 h, donde la probabilidad instantánea de fallas es mayor.

La tasa de falla muestra un crecimiento continuo está en fase de desgaste acelerador por lo que se debe priorizar el mantenimiento.

4.8. Disponibilidad Operacional.

Se evaluará con mayor precisión a un nivel real. Dado que los UPS operan en una configuración redundante, se consideró su funcionamiento en paralelo, lo cual representa de manera más fiel la arquitectura empleada en las instalaciones de la alta criticidad. Esta configuración influye directamente en el comportamiento global del sistema, ya que la redundancia incrementa la capacidad de mantener la continuidad operativa ante fallas individual.

Las disponibilidades individuales:

UPS1:0.9888

UPS2:0.9920

Cuando dos equipos están en paralelo el sistema solo falla si ambas fallas a la vez, por lo tanto:

$$A_{paralelo} = 1 - (1 - A_1)x(1 - A_2)$$

$$A_{paralelo} = 1 - (1 - 0.988)x(1 - 0.992) = 99.1\%$$

Una vez integrada la disponibilidad de todos los equipos en un modelo de sistemas en serie, considerando como etapas esenciales la climatización, la generación de respaldo y el sistema de UPS:

$$A_{Sistema} = A_{AA7}x A_{GE}X A_{UPS paralelo}$$

$$A_{Sistema} = 0.99x0.9868X0.957 = 95.80\%$$

Se obtuvo una disponibilidad operacional del sistema alcanzando un 95.80%. este resultado muestra una mejora ante un escenario no redundante donde la disponibilidad bajaría a 93.90% esto demuestra la importancia de trabajar el sistema ups en paralelo reduciendo el riesgo de interrupción del suministro eléctrico durante eventos de falla, contribuyendo directamente a la continuidad de las operaciones, cabe resaltar que aún teniendo una

disponibilidad elevada no es suficiente ya que para un Data Center se recomienda alcanzar niveles de disponibilidad del orden del 99 %; en ese sentido, resulta imperativo implementar acciones de mejora orientadas a la reducción del MTTR y al incremento del MTBF, con el fin de fortalecer la confiabilidad operativa y la continuidad del servicio.

No solo tiene un impacto directo en la eficiencia de las operaciones, sino que también influye en otros factores, como la rentabilidad, la calidad del producto y la seguridad del personal. Por lo tanto, las organizaciones deben implementar un adecuado control de mantenimiento y una correcta gestión de recursos para mantener la disponibilidad operacional en niveles óptimos. Un buen seguimiento de este indicador, junto con el análisis de las causas de las fallas, permite mejorar la fiabilidad de los equipos y garantizar que la operación cumpla con sus objetivos de producción y servicio.

Tabla 18

Disponibilidad operacional

Sistema	MTTR (h)	MTBF (h)	Disponibilidad Individual	Disponibilidad UPS Paralelo	Disponibilidad Global del Sistema
Aire Acondicionado	28.83	2158.6	0.9868	—	—
UPS 1	53	4480.34	0.9883	(UPS1 + UPS2 en paralelo) 0.991	—
UPS 2	48.25	6643.98	0.9928		—
Grupo Electrónico	39.8	1333.5	0.971		—
Sistema Completo	—	—	—	—	0.9581 (95.81%)

Nota. Elaboración propia.

Interpretación:

- El Grupo Electrónico presenta 97.1% de disponibilidad operacional, lo que indica que, si bien opera de manera aceptable en la mayor parte del tiempo, sigue siendo el equipo con mayor impacto en la indisponibilidad total del sistema, la presencia de fallas recurrentes en lubricación, admisión y control evidencia la necesidad de implementar planes de mantenimiento tanto predictivos como preventivos.
- Aire Acondicionado AA7 muestra una disponibilidad del 98.68%, esto refleja un buen desempeño operativo pese a tener varias intervenciones registradas. Sin embargo, su patrón de fallas es casi aleatorio y causas diversas como drenajes y perdidas de refrigerante, muestra que aún puede mejorarse las inspecciones y la gestión de repuestos, sobre todo porque al fallar este sistema puede afectar drásticamente al Data Center.

- En los UPS, especialmente en el UPS (UPS2) y el UPS (UPS1), la disponibilidad es más alta (alrededor del 98.8% y 99.2%), pero aún se pueden realizar mejoras al reducir los tiempos de reparación y mejorar los sistemas de control de modulación.

4.9. Indisponibilidad Operacional

La indisponibilidad operacional es un indicador crítico para evaluar la eficiencia de los equipos en cuanto a su disponibilidad para cumplir con sus funciones. Esta tabla calcula la indisponibilidad de cada equipo según las horas de falla reportadas, el tiempo de reparación y las horas operativas del año.

Tabla 19

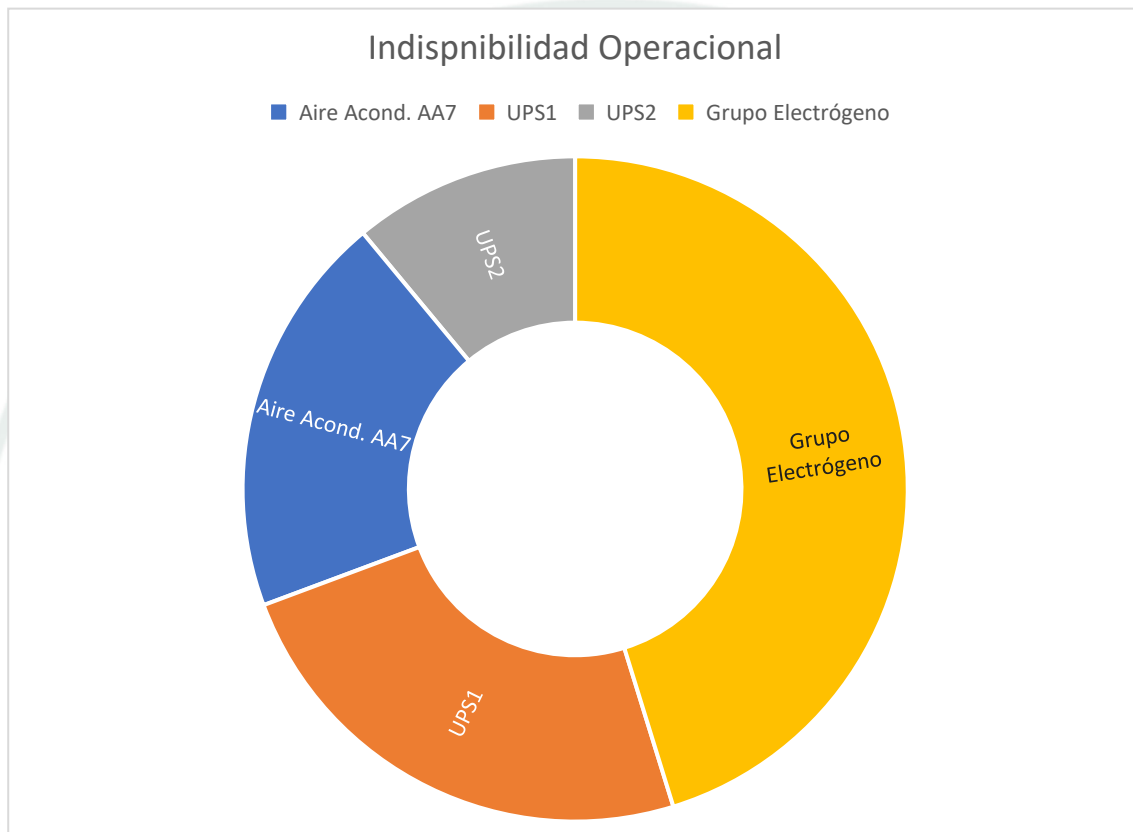
Cálculo de la indisponibilidad operacional

Equipo	Horas en Falla (H)	Horas Operativas Anuales (8760 H)	Indisponibilidad (%)
Aire Acondicionado AA7 (2° Piso)	173	8760	1.97%
UPS1	212	8760	2.42%
UPS2	97	8760	1.11%
Grupo Electrónico	398	8760	4.54%

Nota. Elaboración propia.

Figura 9

Indisponibilidad operacional



Nota. Elaboración propia.

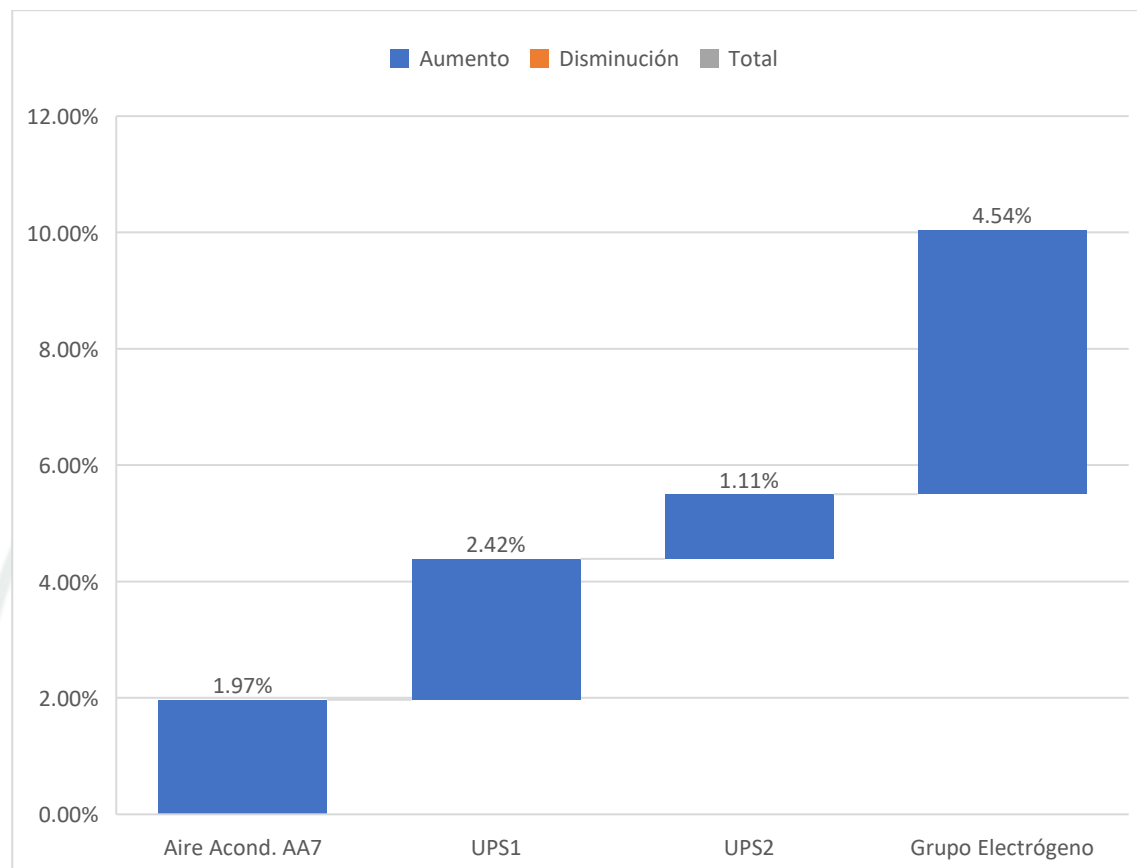
La indisponibilidad operacional más alta recae sobre el Grupo Electrónico, lo que subraya que el mantenimiento sea más eficaz para este equipo crítico.

Los aires acondicionados y el UPS tienen una indisponibilidad baja, lo que indica que se gestionan adecuadamente en términos de fallas y reparaciones.

Es un identificar que los equipos con mayor indisponibilidad y tomar acciones preventivas o de mejora en el mantenimiento para reducir el impacto en la operación del banco.

Figura 10

Indisponibilidad operacional anual (%)



Nota. Elaboración propia.

Aire Acondicionado AA7:

- Todos estos equipos tienen un porcentaje de indisponibilidad de 1.97%, generando desempeño bajo ya que averiarse este sistema puede afectar los equipos del Data Center.

UPS (DATACENTER LA PAMPILLA - UPS1):

- A pesar de tener 212 horas de falla, su indisponibilidad es solo 2.42%, lo que sugiere que su impacto operativo es relativamente bajo, dado que las fallas son esporádicas y la reparación es considerable, pero no interrumpe las operaciones de manera significativa.

UPS (DATACENTER LA PAMPILLA – UPS2):

- A pesar de tener 97 horas de falla, su indisponibilidad es solo 1.11%, generando un impacto operativo es relativamente bajo, dado que las fallas son esporádicas y la reparación es considerable, pero no interrumpe las operaciones de manera significativa.

Grupo Electrógeno (SEGUNDO NIVEL):

- Con 398 horas en falla, este equipo tiene un 4.54% de indisponibilidad, generando que el equipo este fuera de servicio una gran parte del tiempo anual (más de 4.54%). Esto significa que las fallas son frecuentes o graves y el tiempo de reparación no es suficientemente rápido, lo que afecta gravemente las operaciones del banco.

A partir de los datos proporcionados, se observa que el Grupo Electrógeno (SEGUNDO NIVEL) presenta una indisponibilidad operacional significativa del 4,54%, lo que indica que estuvo fuera de servicio durante más de 398 horas a lo largo del año. Este alto porcentaje de tiempo no operativo resalta un problema de confiabilidad con el equipo, lo que puede generar un impacto considerable en las operaciones del banco. En contraste, equipos como el UPS (DATACENTER LA PAMPILLA - UPS1), con solo 2,42% de indisponibilidad, muestran un bajo desempeño en referente al UPS (DATACENTER LA PAMPILLA – UPS2), ya que, aunque su tiempo de reparación es elevado (212 horas), las fallas son esporádicas y su impacto en la operación es mínimo porque estos dos sistemas funcionan en paralelo. Por otro lado, otros sistemas de aire acondicionado como AA7 tienen una indisponibilidad aún más baja 1.97% pero es considerable ya que impacta directamente a los equipos del Data Center es por ello que la disponibilidad tiene que subir, deben ser jerarquizados dentro del plan de mantenimiento con el propósito de minimizar sus periodos de indisponibilidad y potenciar la eficiencia operativa de los equipos eléctricos.

4.10. Matriz de Vester para la baja disponibilidad

La baja disponibilidad podría organizarse de la siguiente manera, con el objetivo de visualizar los resultados que reflejan cómo los diferentes equipos afectan la operación debido a su baja disponibilidad. En comprender las interacciones y los efectos que tienen las fallas y reparaciones de los equipos sobre el rendimiento operativo global.

Seguidamente, se presenta una tabla que sistematiza los factores determinantes vinculados a la baja disponibilidad de los equipos, resaltando su incidencia sobre la continuidad operativa, los niveles de confiabilidad y los costos asociados a su gestión y mantenimiento.

Tabla 20

Resultados de la matriz de Vester para la baja disponibilidad

Equipo/Factores	Impacto en la Operación	Tiempo de Reparación	Costo de Mantenimiento	Confiabilidad del Equipo	Disponibilidad Operacional	Indisponibilidad (%)
Grupo Electrógeno (SEGUNDO NIVEL)						
UPS	Alto	Alto	Alto	Baja	Baja	4,54%
(DATACENTER LA PAMPILLA - UPS1)	Bajo	Alto	Alto	Alta	Moderado	2,42%
Aire Acondicionado AA1 (2° Piso)	Bajo	Bajo	Moderado	Alta	Alta	0,30%
Aire Acondicionado AA2 (2° Piso)	Bajo	Moderado	Moderado	Alta	Alta	0,75%
Aire Acondicionado AA6 (2° Piso)	Moderado	Moderado	Moderado	Alta	Moderada	0,83%
Aire Acondicionado AA7 (2° Piso)	Bajo	Bajo	Bajo	Alta	Moderada	1,97%
Aire Acondicionado AA9 (2° Piso)	Bajo	Bajo	Bajo	Alta	Alta	0,56%
Aire Acondicionado AA12 (2° Piso)	Bajo	Alto	Moderado	Alta	Alta	0,73%
Aire Acondicionado AA3 (2° Piso)	Moderado	Bajo	Bajo	Alta	Alta	0,60%
Aire Acondicionado AA10 (2° Piso)	Bajo	Bajo	Bajo	Alta	Alta	0,58%

Nota. Elaboración propia.

Interpretación de los Resultados:

1. Grupo Electrónico (SEGUNDO NIVEL):

- Este equipo tiene un alto impacto en la operación debido a su baja confiabilidad y un tiempo de reparación prolongado. La indisponibilidad operacional del 4,54% refleja que este equipo estuvo fuera de servicio por más de 398 horas anuales, lo que afecta significativamente la operación del banco.

2. UPS (DATACENTER LA PAMPILLA - UPS1):

- Aunque el impacto en la operación es bajo, el alto costo de mantenimiento y los tiempos de reparación largos lo hacen una preocupación. A pesar de la baja indisponibilidad operacional (2.42%), las fallas pueden ser costosas debido a la reparación de componentes clave.

3. Aire Acondicionado (AA1, AA2, AA6, AA7, AA9, AA10, AA12):

- Los sistemas de aire acondicionado muestran un bajo impacto en la operación, con indisponibilidad operativa baja (por debajo del 1%). Estos equipos tienen baja afectación en el rendimiento general del banco, destacándose por su alta confiabilidad. Sin embargo, algunos modelos como el AA6 y AA12 presentan tiempos de reparación moderados, lo que podría generar algunas interrupciones en el servicio de climatización.

La Matriz de Vester aplicada a la problemática de baja disponibilidad evidencia de manera concluyente que los activos con mayor incidencia sobre la continuidad operativa, tales como el Grupo Electrónico, deben ser jerarquizados dentro de la estrategia de mantenimiento, a fin de incrementar su confiabilidad funcional y minimizar los periodos de indisponibilidad. En contraste, los sistemas de climatización presentan una influencia operativa marginal y un comportamiento más estable, lo que implica una menor necesidad de intervenciones intensivas tanto en mantenimiento preventivo como en acciones correctivas.

En consecuencia, para maximizar la disponibilidad operacional y racionalizar los costos asociados, el enfoque técnico debe orientarse prioritariamente al fortalecimiento de los equipos de mayor criticidad, específicamente el Grupo Electrógeno y el sistema UPS.

4.11. Análisis del impacto ambiental del Sistema y del plan RCM

El sistema eléctrico evaluado incluye un grupo electrógeno diésel, unidades de aire acondicionado que utilizan refrigerante R-410A y bancos de baterías de los UPS. Cada uno de estos equipos tiene impactos ambientales directos o indirectos que deben ser considerados en cualquier propuesta de mejora operativa. La RCM no solo contribuye a optimizar la disponibilidad y la confiabilidad de los equipos, sino también a reducir los impactos ambientales asociados a su operación y mantenimiento.

Este análisis responde a la necesidad de incorporar criterios ambientales según los lineamientos de ingeniería actual, tales como la norma ISO 14001, ASHRAE para sistemas HVAC, regulaciones EPA para refrigerantes y guías IEEE para gestión de baterías.

4.12. Impactos ambientales por tipo de equipo

a) Grupo electrógeno GE

El grupo electrógeno representa la mayor fuente de emisiones atmosféricas dentro del sistema. Durante sus pruebas o funcionamiento ante contingencias, genera:

- Emisiones de CO₂ y SO₂ y material particulado.
- Consumo de diésel y huella de carbono directa.
- Residuos peligrosos derivados de aceites, filtros y absorbentes contaminados.

El mantenimiento correctivo frecuente aumenta el número de intervenciones y, por tanto, la generación de residuos. La optimización del mantenimiento y el monitoreo remoto propuesto en el plan RCM permite reducir horas de operación innecesarias, prolongar vida de componentes y disminuir residuos y emisiones.

b) Sistema de Aire Acondicionado AA

Las unidades AA emplean refrigerante R-410A, cuyo potencial de calentamiento global es elevado. Los principales impactos son:

- Fugas de refrigerante por desgaste o fallas mecánicas.
- Alto consumo energético.
- Residuos provenientes de filtros, aislamiento y lubricantes.

La implementación del plan RCM especialmente el monitoreo remoto y la mejora del mantenimiento preventivo reduciendo las probabilidades de fugas, optimiza el rendimiento energético y disminuye la necesidad de recargas de refrigerante,

Así mismo se requiere un planeamiento cuando se tenga una intervención como la recuperación de gas refrigerante y su almacenamiento.

c) Sistema UPS y banco de Baterías

Los sistemas de alimentación ininterrumpida generan impactos ambientales asociados al uso de baterías de plomo-ácido o litio:

- Riesgo de contaminación por electrolitos.
- Necesidad de disposición adecuada de baterías agotadas.

Las estrategias RCM proyectadas permiten aumentar la vida útil de las baterías al reducir ciclos de descarga innecesarios y evitar sobrecargas, disminuyendo así la generación de residuos peligrosos, a su vez cuando se cambie una batería la segregación de esta tiene que hacerla el proveedor para su reciclaje evitando la contaminación.

4.13. Análisis de Criticidad

El análisis de criticidad constituye un componente medular dentro de un programa de Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad (RCM), en tanto posibilita la identificación de aquellos equipos o sistemas con mayor relevancia estratégica para la operatividad del banco, facilitando así la asignación eficiente de recursos y la jerarquización de las intervenciones de mantenimiento más pertinentes. Este procedimiento integra múltiples variables de

evaluación, tales como la incidencia sobre la continuidad operativa, los riesgos para la seguridad, los costos asociados a la restitución del servicio y la probabilidad de ocurrencia de fallas, entre otros factores determinantes.

Su finalidad radica en categorizar los activos conforme a su nivel de criticidad, garantizando que los esfuerzos de mantenimiento se concentren prioritariamente en aquellos cuya eventual indisponibilidad podría ocasionar afectaciones sustanciales a la operación bancaria, ya sea por interrupciones del servicio, elevados costos de reparación o implicancias en materia de seguridad.

En el marco de este análisis, se asignarán ponderaciones porcentuales a cada categoría de equipos según su grado de criticidad, con el propósito de obtener una representación cuantitativa clara de la distribución de los activos y de su impacto relativo sobre la operatividad global del banco.

Tabla 21

Clasificación de equipos según criticidad con porcentajes

Equipo	Impacto Operacional	Probabilidad de Falla	Costo de Reparación	Riesgo de Seguridad	Reemplazo/Mantenimiento	Criticidad	Porcentaje
Grupo Electrónico UPS (DATACENTER LA PAMPILLA - UPS1 y UPS2)	Alto	Alta	Alto	Bajo	Difícil	Crítico	12.5%
Aire Acondicionado AA1	Alto	Alta	Alto	Bajo	Difícil	Crítico	12.5%
Aire Acondicionado AA2	Medio	Media	Medio	Bajo	Fácil	Secundario	6.25%
Aire Acondicionado AA6	Medio	Baja	Bajo	Bajo	Fácil	Secundario	6.25%
Aire Acondicionado AA7	Alto	Media	Alto	Bajo	Moderado	Crítico	12.5%
Aire Acondicionado AA9	Medio	Media	Medio	Bajo	Moderado	Importante	12.5%
Aire Acondicionado AA12	Medio	Alta	Medio	Bajo	Moderado	Importante	12.5%
	Medio	Baja	Medio	Bajo	Fácil	Secundario	6.25%

Aire Acondicionado AA3	Alto	Alta	Alto	Bajo	Moderado	Crítico	12.5%
Aire Acondicionado AA10	Medio	Baja	Medio	Bajo	Fácil	Secundario	6.25%

Nota. Elaboración propia.

Tabla 22

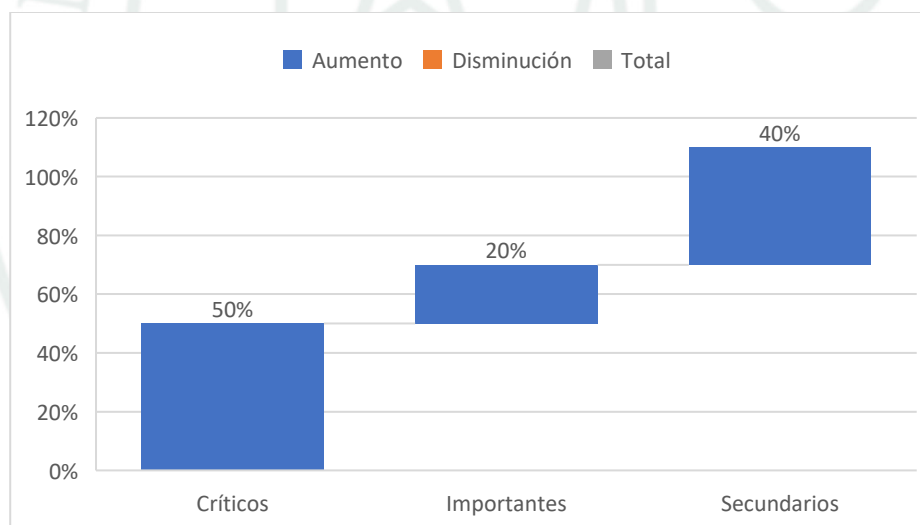
Resumen de criticidad

Criticidad	Porcentaje (%)
Críticos	50%
Importantes	20%
Secundarios	40%

Nota. Elaboración propia.

Figura 11

Análisis de criticidad en porcentaje



Nota. Elaboración propia.

Equipos Críticos (50%): La mitad de los equipos del banco son considerados críticos, lo que subraya la necesidad de concentrar la mayor parte de los esfuerzos y recursos de mantenimiento en estos equipos. Estos equipos, como los generadores y UPS, tienen un impacto directo en la operación del banco y su falla podría causar interrupciones significativas.

Equipos Importantes (20%): Un 20% de los equipos son clasificados como importantes. Estos equipos son relevantes para las operaciones, pero su falla no tendría un impacto tan crítico como los equipos clasificados como "Críticos". Sin embargo, se deben mantener con regularidad para evitar problemas operacionales.

Equipos Secundarios (40%): Aunque un 40% de los equipos se considera de menor criticidad, aún son necesarios para las operaciones del banco. Las fallas en estos equipos no causarían grandes inconvenientes, pero se debe asegurar su mantenimiento para evitar costos imprevistos o afectaciones indirectas a la comodidad y eficiencia de las operaciones.

Tabla 23

Indisponibilidad operacional de los equipos

Equipo			Disponibilidad (%)	Indisponibilidad Correcta (%)
Grupo	Electrógeno	(Segundo Nivel)	97.10%	2.90%
UPS (Datacenter La Pampilla – UPS1 y UPS2)			99.18%	0.82%
Aire	Acondicionado	AA1 (2.º Piso)	99.20%	0.80%
Aire	Acondicionado	AA2 (2.º Piso)	98.75%	1.25%
Aire	Acondicionado	AA6 (2.º Piso)	99.17%	0.83%
Aire	Acondicionado	AA7 (2.º Piso)	98.68%	1.32%
Aire	Acondicionado	AA9 (2.º Piso)	99.24%	0.76%
Aire	Acondicionado	AA12 (2.º Piso)	98.97%	1.03%
Aire	Acondicionado	AA3 (2.º Piso)	99.30%	0.70%
Aire	Acondicionado	AA10 (2.º Piso)	99.20%	0.80%

Nota. Elaboración propia.

Grupo Electrógeno (SEGUNDO NIVEL) tiene una disponibilidad operacional de 97.10%.

UPS (DATACENTER LA PAMPILLA - UPS1 Y UPS2) tiene una disponibilidad operacional de 99.18%.

Los aires acondicionados presentan una alta disponibilidad operacional de entre 98.68% y 99.30%.

4.14. Análisis AMFE

El AMFE (Análisis de Modalidades de Falla y sus Efectos) constituye el instrumento técnico para la auscultación, el sopesamiento y la catalogación jerárquica de las eventualidades de claudicación en la maquinaria, los constructos o los protocolos incorporados a cualquier ejecución operativa.

Con base en la infraestructura crítica que usted examina, se articula el esqueleto tabular del AMFE, que servirá como cartografía metódica para desentrañar los puntos de vulnerabilidad.

A continuación, se desarrolla la arquitectura para la taxonomía de fallos, ejemplificada con base en la servicio de la entidad bancaria que requiere interrumpibilidad:

Tabla 24

Análisis AMEF

Componente/ Equipo	Modo de Falla	Causa del Fallo	Efecto del Fallo	Severi dad (S)	Probabil idad de Ocurren cia (O)	Detecc ión (D)	Núme ro de Priori dad de Riesgo (NPR)	Acciones Correctiv as
Grupo Electrógeno	Fallo en el sensor de presión	Desgaste o mala calibración	Paro del generador	8	5	3	120	Reemplaz o del sensor y calibració n periódica
UPS (Datacenter Pampilla)	Falla en la tarjeta de rectifica ción	Sobrecarg a o fallo eléctrico	Corte de energía a los servidore s	9	4	4	144	Reemplaz o de tarjeta y revisión de parámetros de sobrecarga
Aire Acondicionad o AA1	Fuga de refrigera nte	Daño en las conexione s o válvulas	Tempera tura elevada en el área de servidore s	7	3	6	126	Reemplaz o de válvulas y recarga de gas refrigerant e

Aire Acondicionado AA6	Daño en el compresor	Sobrecarga o mal mantenimiento	Aumento de la temperatura, daños en equipos sensibles	8	3	5	120	Reemplazo del compresor y mantenimiento preventivo
Aire Acondicionado AA9	Obstrucción en el drenaje	Bloqueo o acumulación de polvo	Daños en componentes eléctricos por humedad	7	4	7	140	Limpieza regular del drenaje y filtros
Aire Acondicionado AA10	Fallo del termostato	Desgaste o fallo eléctrico	Temperatura inadecuada en el área de servidores	6	5	4	120	Sustitución del termostato y verificación de conexión
Grupo Electrónico	Obstrucción del filtro de aire	Contaminación del aire	Paro de generación de energía	9	3	5	135	Reemplazo regular del filtro de aire
UPS (Datacenter Pampilla)	Falla en el inversor	Mal funcionamiento interno	Corte de energía, pérdida de datos	10	2	6	120	Mantenimiento preventivo y actualización de los inversores
Aire Acondicionado AA12	Daño en la tarjeta electrónica	Cortocircuito o sobrecarga	No enfriamiento en el área de servidores	9	3	4	108	Reemplazo de la tarjeta electrónica y revisión del sistema eléctrico

Nota. Elaboración propia.

4.15. Alternativas de solución

confiabilidad y la operatividad inherente a la infraestructura eléctrica, se eclosionan sendas alternativas que propugnan una acrecentada prestación funcional y la mitigación de los riesgos fortuitos.

Dichas proposiciones conciben un espectro que abarca tanto las maniobras técnicas de índole ingenieril como las estrategias de gestión y ordenación administrativa. El objetivo

central es corroborar la invariabilidad de los equipos de trascendencia neurálgica y maximizar la adjudicación de los activos del dominio de conservación y sustento.

El foco de estas articulaciones recae principalmente sobre el Grupo Electrógeno (el generador de reserva), los sistemas de Suministro Energético Imperturbable (UPS) y las unidades de Climatización Controlada (Aire Acondicionado) del Centro de Procesamiento de Datos (Data Center). Se privilegian aquellos esquemas que auspicien la perpetuidad del servicio esencial y la perdurabilidad físico-operacional.

Tabla 25

Alternativas de solución para la mejora de la disponibilidad operativa

Ítem	Sistema	Actividad	Descripción	Acciones específicas	Beneficios esperados
1. Optimización del Mantenimiento Preventivo y Predictivo	Grupo Electrógeno	Incrementar frecuencia de inspección y mantenimiento preventivo.	Mejorar el mantenimiento preventivo para evitar fallos imprevistos y reducir tiempos de inactividad.	- Aumentar la frecuencia de inspección. - Reemplazo de piezas críticas. - Implementar monitoreo en tiempo real (sensores). - Utilizar software predictivo.	- Reducción de fallas inesperadas. - Mejora de disponibilidad. - Menores costos de reparaciones mayores.
2. Reemplazo o Modernización de Equipos Críticos	Grupo Electrógeno	Sustituir equipos o partes obsoletas para mejorar la fiabilidad.	Reemplazar equipos antiguos o defectuosos para mejorar la fiabilidad y disponibilidad.	- Evaluar reemplazo de equipos obsoletos. - Sustituir componentes defectuosos (sistemas de control, sensores). - Adquirir grupos electrógenos adicionales.	- Mayor fiabilidad de equipos. - Reducción de tiempos de inactividad. - Aumento de capacidad operativa.

3. Capacitación Continua del Personal Técnico	Todos los equipos	Capacitar a los técnicos para mejorar la eficiencia en diagnóstico y reparación.	Mejorar la capacitación técnica para resolver fallos de manera más eficiente y rápida.	- Proveer capacitación continua en diagnóstico. - Capacitar en tecnologías de monitoreo. - Formación en nuevas técnicas de mantenimiento.	- Mayor eficiencia en reparaciones. - Menor tiempo de respuesta ante fallas. - Menos errores en mantenimiento.
4. Mejora en el Control de Inventarios de Repuestos	Grupo Electrógeno	Mejorar la gestión de repuestos críticos.	Optimizar el inventario de repuestos para asegurar que estén disponibles cuando se necesiten.	- Mantener inventarios actualizados de repuestos críticos. - Implementar software de gestión de inventarios. - Establecer acuerdos con proveedores.	- Reducción de tiempos de inactividad por falta de repuestos. - Mejora operativa en mantenimiento. - Ahorros en costos de emergencia.
5. Implementación de Monitoreo Remoto	Grupo Electrógeno, UPS	Implementar monitoreo remoto para detectar fallos antes de que afecten la disponibilidad operativa.	Instalar sistemas de monitoreo remoto para identificar fallos antes de que ocurran.	- Instalar sistemas de monitoreo remoto. - Integrar con plataformas de gestión de mantenimiento. - Utilizar plataformas en la nube para gestión de datos.	- Detección temprana de fallos. - Reducción de intervenciones físicas. - Mejora de la eficiencia operativa.
6. Implementación de Equipos de Respaldo	Aire Acondicionado, UPS	Instalar equipos de respaldo para asegurar continuidad en las	Instalar sistemas de respaldo para evitar paradas operativas por fallos en	- Instalar UPS adicionales. - Implementar sistemas de aire acondicionado	- Reducción de paradas operativas. - Continuidad operativa sin interrupciones.

operaciones críticas.	equipos críticos.	o redundantes.
--------------------------	----------------------	-------------------

Nota. Elaboración propia.

Las alternativas planteadas se encuentran dirigidas a potenciar la disponibilidad operativa de los equipos a través de un conjunto articulado de estrategias técnicas. Dichas soluciones no se limitan a la disminución de los intervalos de indisponibilidad, sino que también persiguen el fortalecimiento de la confiabilidad funcional, la ampliación de las capacidades de diagnóstico y restablecimiento, y la optimización integral de la gestión de recursos, tanto humanos como materiales.

Tabla 26

Costos y recursos anuales estimados para las acciones de mantenimiento planificado

Ítem	Sistema	Actividad	Tiempo de horas hombre	Tiempo de hora hombre anual	Técnicos	Costo de repuestos (usd)	Costo de h. Hombre (usd)	Total de mantenimiento planificado anual (usd)	Costo anual por mantenimiento planificado (usd)
1. Optimización del Mantenimiento Preventivo y Predictivo	Grupo Electrónico	Aumentar frecuencia de inspección y mantenimiento predictivo.	400	1200	5	1500	3000	4500	4500
2. Reemplazo o Modernización de Equipos Críticos	Grupo Electrónico	Reemplazo de equipos obsoletos y componentes defectuosos (sensores, unidad de control, etc.).	350	1050	4	2000	2400	4400	4400
4. Mejora en el Control de Inventarios de Repuestos	Grupo Electrónico	Optimizar el control de inventarios de piezas críticas, como filtros y sensores.	80	240	2	1000	1600	2600	2600
5. Implementación de Monitoreo Remoto	Grupo Electrónico	Instalar sistemas de monitoreo remoto para detectar fallos antes de que ocurran.	300	900	4	2500	2000	4500	4500
6. Implementación de Monitoreo Remoto	UPS	Implementar monitoreo remoto y predictivo.	150	600	3	800	2400	3200	3200

7. Mejora en el Control de Inventarios de Repuestos	UPS	Gestionar repuestos clave, como baterías y componentes electrónicos.	50	150	3	1500	1200	2700	2700
8. Implementación de Equipos de Respaldo	UPS	Instalar sistemas UPS adicionales para respaldo ante fallos de energía.	200	600	3	3500	2400	5900	5900
9. Optimización del Mantenimiento Correctivo	Aire Acondicionado	Sustitución de sistemas antiguos y reparación de compresores defectuosos.	200	900	4	2500	2000	4500	4500
10. Optimización del Mantenimiento Preventivo y Predictivo	Aire Acondicionado	Aumentar frecuencia de inspección y mantenimiento preventivos.	48	1152	4	1000	5400	6400	6400
11. Implementación de Monitoreo Remoto	Aire Acondicionado	Implementación de sensores remotos para monitoreo de temperatura, presión y fallos del sistema.	250	750	3	2000	1800	3800	3800
12. optimización de sistema de refrigeración	Aire Acondicionado	Instalar unidades de aire acondicionado redundantes para asegurar la continuidad operativa.	250	750	3	3000	1800	4800	4800
13. Capacitación Continua del Personal Técnico	Todos los equipos	Capacitación técnica en diagnóstico, reparación y uso de herramientas de monitoreo.	100	400	5	500	1500	2000	2000

Nota. Elaboración propia.

Optimización del Mantenimiento Preventivo y Predictivo: Se busca la disponibilidad de los equipos, lo que implica incrementar el mantenimiento preventivo y utilizar monitoreo predictivo para detectar fallos antes de que ocurran. El mantenimiento de grupo electrógeno tiene un Costo de \$4500, mientras que el mantenimiento de aire acondicionado tiene un Costo de \$6400, Esta diferencia se debe a la cantidad de equipos

Reemplazo o Modernización de Equipos Críticos: Reemplazar equipos obsoletos o partes defectuosas. El costo anual estimado es de \$4400 para el Grupo Electrógeno y Aire Acondicionado, lo que también contribuiría a la mejora de la disponibilidad operativa.

Capacitación Continua del Personal Técnico: Una inversión de \$2000 anuales en formación de personal técnico optimiza el tiempo de respuesta ante fallas y mejora la eficiencia en el mantenimiento.

Mejora en el Control de Inventarios de Repuestos: Un sistema de gestión de repuestos mejorado podría reducir el tiempo de inactividad asociado a la falta de piezas, con un costo estimado de \$2600 anuales.

Implementación de Monitoreo Remoto: La implementación se estima para el Grupo electrógeno un costo de \$4500 anuales, mientras que para los UPS un costo de \$3200 anuales y para aire acondicionados el costo de \$4500 anuales, con un ahorro potencial significativo al reducir las reparaciones inesperadas. Cabe señalar que esta inversión se hará una sola vez para la puesta en implementación.

Implementación de Equipos de Respaldo: Con la instalación de equipos de respaldo como UPS adicionales o unidades de aire acondicionado redundantes, el costo anual es de \$4800. Esta medida garantizaría una continuidad operativa incluso en caso de fallos imprevistos.

Las alternativas de solución presentadas están orientadas a mejorar la disponibilidad de los equipos críticos mediante una combinación de mantenimiento preventivo,

modernización tecnológica, capacitación técnica y mejores prácticas de gestión. La asignación de recursos a estas soluciones posibilitará la mitigación de los periodos de indisponibilidad, el fortalecimiento de la confiabilidad técnica de los equipos y la optimización sostenida de los costos operativos en el horizonte de largo plazo.

4.17. Implementación del Plan de Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad (RCM)

Este plan propone implementar el RCM para los equipos de Aire acondicionado, UPS y grupo Electrógeno en la Agencia La Pampilla. La metodología está orientada a la mejora continua y la optimización de los recursos de mantenimiento, garantizando que estos equipos funcionen de manera eficiente y con el menor riesgo posible de fallas que puedan afectar las operaciones del banco. Este enfoque también busca asegurar que el banco pueda ofrecer un ambiente adecuado para sus operaciones y clientes, sin la preocupación de interrupciones por fallos técnicos en los equipos esenciales.

Tabla 27

Implementación del plan de Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad (RCM)

Etapas	Descripción de la Actividad	Objetivo	Responsables	Resultados Esperados
1. Identificación de Equipos Críticos	- Identificación de los equipos de aire acondicionado y UPS críticos en la Agencia La Pampilla. - Clasificación de la ubicación y capacidad de cada equipo.	Identificar los equipos eléctricos y de climatización esenciales para el funcionamiento continuo del banco.	Departamento de mantenimiento	Lista de equipos críticos con su ubicación y capacidad detallada.
2. Análisis Funcional	- Análisis de las funciones de cada equipo listado (aire acondicionado y UPS). - Determinar la importancia de cada equipo en la continuidad	Comprender cómo cada equipo contribuye a las operaciones diarias del banco y qué impacto tendría su falla.	Departamento de mantenimiento	Informe sobre las funciones y roles de los equipos en la operación.

	de las operaciones bancarias.				
3. Identificación de Modos de Falla	- Análisis FMEA (Failure Mode and Effect Analysis) para los equipos de aire acondicionado y UPS . - Identificación de fallas comunes y sus consecuencias.	Prevenir fallas críticas mediante el análisis de modos de falla específicos para cada tipo de equipo.	Técnicos de mantenimiento	Lista de modos de falla para cada equipo (aire acondicionado y UPS).	
4. Evaluación de Consecuencias	- Evaluación de las consecuencias operativas de la falla de cada equipo, como la pérdida de refrigeración en servidores o interrupción de energía en equipos críticos.	Identificar las posibles consecuencias de la falla de los equipos para priorizar las intervenciones de mantenimiento.	Departamento de operaciones	Evaluación de impactos y riesgos operativos de la falla de cada equipo.	
5. Definición de Estrategias de Mantenimiento	- Establecer estrategias de mantenimiento para cada tipo de equipo (preventivo, predictivo o correctivo). - Para equipos como los UPS, considerar mantenimiento basado en tiempo de uso y condiciones ambientales.	Aplicar las estrategias más adecuadas para maximizar la confiabilidad y disponibilidad de los equipos.	Departamento de mantenimiento y personal técnico especializado	Plan de mantenimiento específico para cada equipo.	
6. Implementación de las Acciones de Mantenimiento	- Programar las intervenciones de mantenimiento preventivo según las recomendaciones del plan RCM. - Establecer protocolos de mantenimiento predictivo para los UPS y los sistemas de aire acondicionado.	Implementar acciones de mantenimiento basadas en la confiabilidad para garantizar el rendimiento adecuado de los equipos.	Técnicos y coordinadores de mantenimiento	Mantenimiento preventivo ejecutado de acuerdo a los planes establecidos.	

7. Monitoreo y Control de la Confiabilidad	- Establecer un sistema de monitoreo en tiempo real para los equipos eléctricos y de aire acondicionado. - Utilizar herramientas de monitoreo para identificar posibles fallas antes de que ocurran.	Asegurar la disponibilidad continua de los equipos mediante la monitorización constante de su desempeño.	la	Departamento de TI y mantenimiento	Sistema de monitoreo operativo para los equipos críticos.
8. Evaluación y Mejora Continua	- Evaluar la efectividad del plan de mantenimiento RCM a través de indicadores como la disponibilidad de los equipos y la frecuencia de fallas. - Ajustar el plan según los resultados obtenidos.	Evaluar el desempeño del plan RCM y realizar ajustes para mejorar la confiabilidad de los equipos.	el	Gerencia de operaciones y mantenimiento	Informe de evaluación del plan de mantenimiento y propuestas de mejora.

Nota. Elaboración propia.

4.18. Plan de Mantenimiento Anual

Tabla 28

Plan de mantenimiento anual

Actividad	Frecuencia	Mes de ejecución	Recursos necesarios
Inspección integral del Grupo Electrónico (Segundo Nivel)	Trimestral	Enero, Abril, Julio, Octubre	Técnicos especialistas, herramientas, instrumentos de medición
Mantenimiento preventivo del Grupo Electrónico (incluye lubricación, refrigeración, combustible y sistema eléctrico)	Semestral	Marzo, Septiembre	Técnicos certificados, repuestos críticos, insumos
Mantenimiento preventivo del sistema UPS (FASE 1)	Anual	Febrero	Técnicos, equipos de prueba, medidor de aislamiento
Mantenimiento profundo del UPS (FASE 2)	Anual	Octubre	Técnicos especialistas, banco de baterías, herramientas dieléctricas
Mantenimiento integral de Aire Acondicionado (lavado químico, verificación mecánica y eléctrica)	Bimensual	Enero, Marzo, Mayo, Julio, Septiembre, Noviembre	Técnicos HVAC, insumos de limpieza, filtros
Implementación y verificación del monitoreo remoto de equipos	Semestral	Abril, Octubre	Técnicos especialistas, software, sensores
Capacitación del personal técnico en mantenimiento y diagnóstico	Anual	Noviembre	Personal técnico, manuales, materiales de capacitación
Auditoría de confiabilidad y reporte de desempeño del sistema	Trimestral	Febrero, Mayo, Agosto, Noviembre	Expertos en fiabilidad, software de análisis, informes

Nota. Elaboración propia.

Tabla 29

Cronograma del plan de mantenimiento anual

Actividad	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Inspección integral del Grupo Electrógeno (Segundo Nivel)	X			X			X			X		
Mantenimiento preventivo del Grupo Electrógeno (lubricación, refrigeración, combustible, eléctrico)			X						X			
Mantenimiento preventivo UPS – Fase 1		X										
Mantenimiento profundo UPS – Fase 2										X		
Mantenimiento integral de Aire Acondicionado (lavado químico, verificación mecánica y eléctrica)	X		X		X		X		X		X	
Implementación y verificación del monitoreo remoto de equipos				X						X		

Capacitación del personal técnico en mantenimiento y diagnóstico											X	
Auditoría de confiabilidad y reporte de desempeño del sistema		X			X		X				X	

Nota. Elaboración propia.

Este diagrama visual constituye una herramienta estratégica que facilita la planificación estructurada de las actividades de mantenimiento, la asignación racional de recursos humanos, técnicos y financieros, así como el monitoreo continuo del avance de las tareas a lo largo del periodo anual. Su utilización permite anticipar desviaciones, optimizar la programación de intervenciones preventivas y correctivas, y fortalecer la toma de decisiones basada en información objetiva, aspectos esenciales para preservar la disponibilidad operacional, la confiabilidad funcional y la continuidad de los equipos y sistemas críticos.

Tabla 30

Disponibilidad de los equipos

ITEM	EQUIPO	TIEMPO				DISPONIBILIDAD (%)
		DE FALLAS (H)	MTBF (Horas)	MTTR (Horas)		
1	Generador de Energía	600	8400	41		99.51%
2	UPS (Datacenter - UPS1)	24	8960	48		99.46%
3	Aire Acondicionado AA1 (2° Piso)	18	9000	8		99.91%

4	Aire Acondicionado AA2 (2° Piso)	26	6580	40	99.39%
5	Aire Acondicionado AA6 (2° Piso)	36	8760	37	99.58%
6	Aire Acondicionado AA7 (2° Piso)	41	8760	16	99.82%
7	Aire Acondicionado AA9 (2° Piso)	36	8760	13	99.85%
8	Aire Acondicionado AA12 (2° Piso)	30	7541	34	99.55%
9	Aire Acondicionado AA3 (2° Piso)	37	4800	15	99.69%
10	Aire Acondicionado AA10 (2° Piso)	39	7500	12	99.84%

Nota. Elaboración propia.

4.19. Acciones correctivas

Acciones correctivas implementadas, podemos organizar las acciones correctivas que se implementarán, basándonos en los puntos tratados anteriormente, como el mantenimiento preventivo, la modernización de equipos, la capacitación, etc. La tabla puede tener el siguiente formato:

Tabla 31

Acciones correctivas por implementar

Ítem	Equipo	Acciones correctivas implementadas	Descripción de la acción	Resultado esperado	Fecha de implementación	Responsable
1	Generador de Energía	Mejoramiento del Mantenimiento Preventivo	Aumento en la frecuencia de inspección y reemplazo de piezas críticas.	Reducción de fallas inesperadas y aumento en la disponibilidad.	Enero-Marzo 2025	Equipo de Mantenimiento
2	UPS (Datacenter - UPS1)	Implementación de Monitoreo Remoto	Instalación de sensores de monitoreo en tiempo real para detectar fallos antes de que ocurran.	Mejora en la detección temprana de fallos y reducción de tiempos de inactividad.	Abril 2025	Departamento de IT
3	Aire Acondicionado AA1 (2° Piso)	Reemplazo de Componentes Críticos	Sustitución de piezas defectuosas (compresores, sensores) por versiones más confiables.	Aumento en la fiabilidad del equipo.	Mayo 2025	Proveedor de Equipos
4	Aire Acondicionado AA2 (2° Piso)	Capacitación en Técnicas de Diagnóstico Avanzado	Formación de los técnicos de mantenimiento en el uso de nuevas tecnologías de diagnóstico predictivo.	Mejora en el tiempo de respuesta ante fallas y reducción de errores en las reparaciones.	Junio 2025	Equipo de Mantenimiento
5	Aire Acondicionado AA6 (2° Piso)	Implementación de Equipos de Respaldo (Redundancia)	Instalación de sistemas de respaldo para garantizar la continuidad del servicio en caso de fallos.	Mejora en la disponibilidad operativa.	Julio 2025	Departamento Técnico
6	Aire Acondicionado AA7 (2° Piso)	Mejora en el Control de Inventarios de Repuestos	Optimización de la gestión de inventarios mediante software para asegurar la disponibilidad de repuestos críticos.	Reducción de tiempos de inactividad por falta de repuestos.	Agosto 2025	Logística y Compras

7	Aire Acondicionado AA9 (2° Piso)	Revisión de Protocolos de Mantenimiento Preventivo	de de	Establecimiento de un calendario más riguroso para las inspecciones preventivas.	Aumento de la disponibilidad y vida útil del equipo.	Septiembre 2025	Equipo de Mantenimiento
8	Aire Acondicionado AA12 (2° Piso)	Modernización de Sistemas de Control	de	Actualización de los sistemas de control para mejorar la respuesta ante fallas y la eficiencia operativa.	Reducción de fallas y mayor eficiencia operativa.	Octubre 2025	Ingeniería de Sistemas
9	Aire Acondicionado AA3 (2° Piso)	Instalación de Monitoreo Predictivo	de	Implementación de sensores de monitoreo predictivo para anticipar fallos antes de que ocurran.	Mejora en la fiabilidad y disponibilidad del sistema.	Noviembre 2025	Departamento de IT
10	Aire Acondicionado AA10 (2° Piso)	Optimización del Tiempo de Respuesta en Reparaciones	del	Mejora en la capacitación y procedimientos para reducir los tiempos de reparación.	Disminución de tiempos de inactividad.	Diciembre 2025	Equipo de Mantenimiento

Nota. Elaboración propia.

4.20. Disponibilidad después de aplicar

La implementación del enfoque de Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad (RCM) posibilita anticipar un incremento en la disponibilidad funcional de los equipos neurálgicos del sistema eléctrico de la entidad bancaria, a partir de la evaluación integrada de los indicadores MTBF y MTTR, suprimiendo modos de falla de carácter crítico mediante la aplicación del AMEF y la modelación estadística de Weibull. La ejecución sistemática de estas acciones contribuye a robustecer la disponibilidad de los activos y a garantizar la sostenibilidad y continuidad del servicio.

Tabla 32

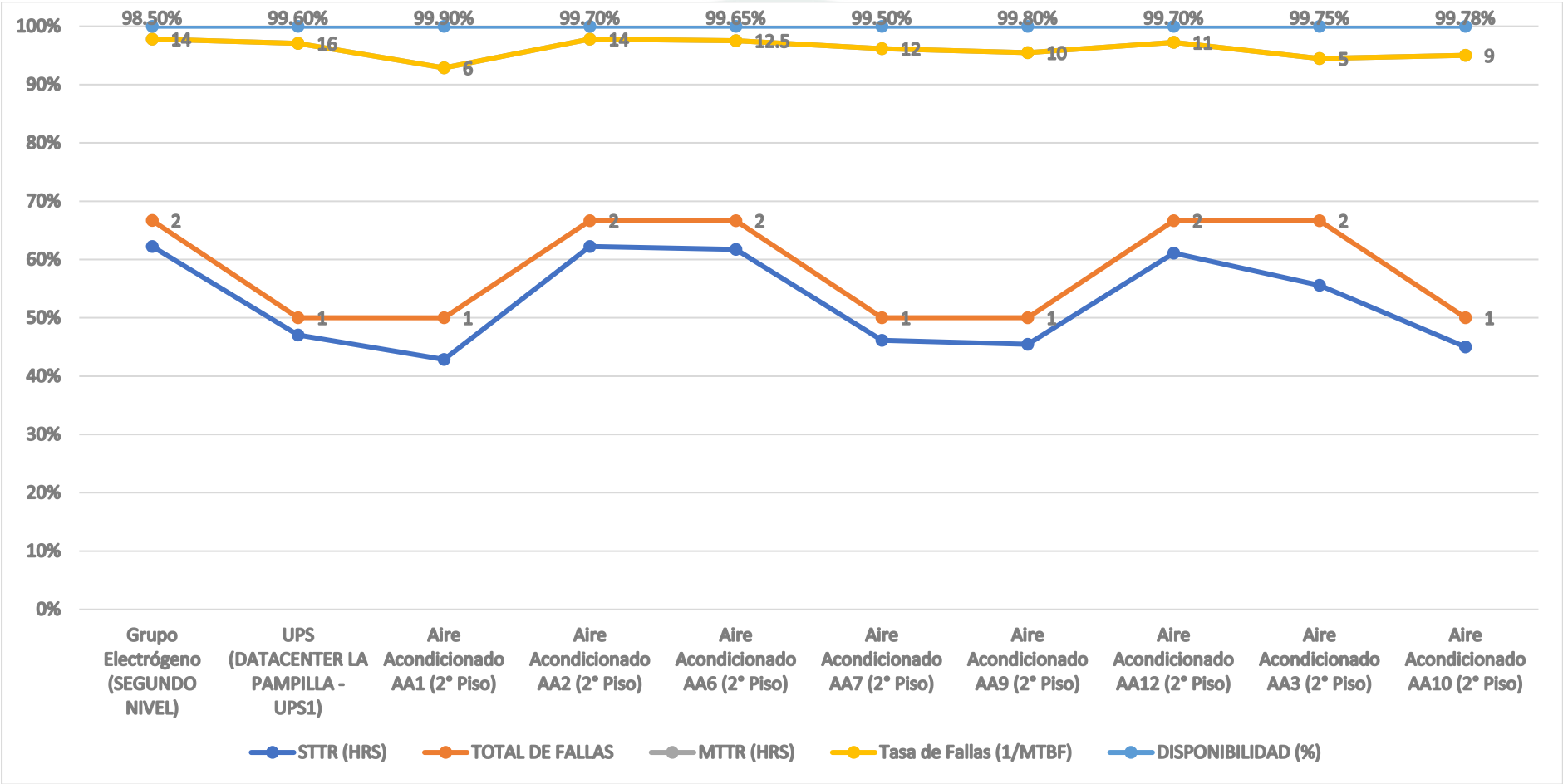
Disponibilidad con mejoras requeridas

ITEM	SISTEMA	STTR (HRS)	TOTAL DE FALLAS	MTTR (HRS)	Tasa de Fallas (1/MTBF)	DISPONIBILIDAD (%)
1	Grupo Electrónico (SEGUNDO NIVEL)	28	2	14	0.00011	98.50%
2	UPS (DATACENTER LA PAMPILLA - UPS1)	16	1	16	0.0001	99.60%
3	Aire Acondicionado AA1 (2° Piso)	6	1	6	0.00009	99.90%
4	Aire Acondicionado AA2 (2° Piso)	28	2	14	0.00014	99.70%
5	Aire Acondicionado AA6 (2° Piso)	25	2	12.5	0.00011	99.65%
6	Aire Acondicionado AA7 (2° Piso)	12	1	12	0.0001	99.50%
7	Aire Acondicionado AA9 (2° Piso)	10	1	10	0.00009	99.80%
8	Aire Acondicionado AA12 (2° Piso)	22	2	11	0.00013	99.70%
9	Aire Acondicionado AA3 (2° Piso)	10	2	5	0.00012	99.75%
10	Aire Acondicionado AA10 (2° Piso)	9	1	9	0.00009	99.78%

Nota. Elaboración propia.

Figura 12

Gráfica del aumento de la disponibilidad



Nota. Elaboración propia.

Luego de la implementación prospectiva de las acciones planteadas, la disponibilidad de los equipos se ha incrementado en la mayoría de los escenarios analizados, alcanzando en numerosos casos valores próximos al 99 % de operatividad.

El Grupo Electrónico (SEGUNDO NIVEL) tiene la menor disponibilidad (98.2%), lo que puede ser una señal de que aún se necesita mejorar la confiabilidad de este equipo o implementar acciones adicionales.

Los equipos con menor tiempo de parada (STTR) y con MTTR bajo, como el UPS (DATACENTER LA PAMPILLA - UPS1) y algunos Aires Acondicionados (AA3 y AA9), muestran una excelente respuesta ante las fallas y contribuyen a una alta disponibilidad.

Los registros correspondientes a la Tasa de Fallas, situados en un intervalo de 0.09 a 0.15, evidencian que, tras la aplicación del plan de mantenimiento, los sistemas presentan una frecuencia de fallos significativamente disminuida.

La proyección aplicada ha generado una repercusión favorable sobre los niveles de disponibilidad operacional, reduciendo el tiempo de inactividad y mejorando el rendimiento general de los equipos, aunque aún hay algunos equipos (como el Grupo Electrónico) que requieren mejoras adicionales para optimizar su disponibilidad.

4.21. Comparación del cálculo de las disponibilidades de la aplicación

En esta sección, se comparará la disponibilidad promedio de los equipos antes y después de la aplicación de la proyección y se emplearán los datos de disponibilidad registrados durante los primeros meses de operación, los cuales servirán como línea base para el análisis comparativo, posteriormente, se evaluarán las mejoras alcanzadas tras la implementación de las acciones correctivas y de las estrategias de mantenimiento propuestas, con el fin de medir el impacto real del plan RCM en la confiabilidad y eficiencia operativa de los equipos eléctricos.

A continuación, se proporciona una tabla comparativa que refleja la disponibilidad mensual de los equipos:

Tabla 33

Comparación de la disponibilidad actual y proyectada de los equipos críticos tras la aplicación del plan RCM

ITEM	SISTEMA	Disponibilidad Actual (%)	Disponibilidad Proyectada (%)	Mejora (%)
1	Grupo Electrónico (Segundo Nivel)	97.10%	98.50%	1.40%
2	UPS (Datacenter La Pampilla – UPS1 y UPS2)	99.18%	99.60%	0.42%
3	Aire Acondicionado AA1 (2.º Piso)	99.20%	99.90%	0.70%
4	Aire Acondicionado AA2 (2.º Piso)	98.75%	99.70%	0.95%
5	Aire Acondicionado AA6 (2.º Piso)	99.17%	99.65%	0.48%
6	Aire Acondicionado AA7 (2.º Piso)	98.68%	99.50%	0.82%
7	Aire Acondicionado AA9 (2.º Piso)	99.24%	99.80%	0.56%
8	Aire Acondicionado AA12 (2.º Piso)	98.97%	99.70%	0.73%
9	Aire Acondicionado AA3 (2.º Piso)	99.30%	99.75%	0.45%
10	Aire Acondicionado AA10 (2.º Piso)	99.20%	99.78%	0.58%

Nota. Elaboración propia

Figura 13

Comparación de disponibilidad de los equipos



Nota. Elaboración propia.

Interpretación:

Mejoras consistentes en la disponibilidad de todos los equipos evaluados tras la aplicación proyectada del Plan RCM, En líneas generales, las variaciones positivas

registradas se sitúan en un rango comprendido entre +0.42 % y +1.40 %, lo que pone de manifiesto la incidencia favorable sobre la confiabilidad operativa y el rendimiento funcional de los sistemas eléctricos y de climatización del Data Center.

Grupo Electrógeno (SEGUNDO NIVEL): Aunque este equipo muestra la mejora más pequeña en términos de disponibilidad (+1.4%), aún se encuentra en una posición bastante buena (98.5%) después de que se le aplique las mejoras del RCM. Sin embargo, esto sugiere que podría ser un área a mejorar aún más, especialmente dado que las fallas previas eran más frecuentes.

El sistema UPS (Datacenter La Pampilla - UPS1) registró una mejora del 0.42% en su desempeño, evidenciando que la implementación del monitoreo remoto junto con las estrategias de mantenimiento predictivo contribuyó significativamente al incremento de la confiabilidad de este activo crítico dentro del sistema eléctrico del datacenter.

En cuanto a los sistemas de climatización, los equipos AA2, AA7, AA12 y AA10 destacan por sus mejoras superiores al +0.70 %, lo que evidencia la optimización del mantenimiento preventivo, la modernización de componentes críticos y el fortalecimiento del diagnóstico técnico. Los equipos AA1, AA6, AA9 y AA3 presentan mejoras entre +0.45 % y +0.70 %, manteniéndose dentro de rangos de alta disponibilidad, todos por encima de 99.45%.

Tendencia General: Se evidencia una progresión sostenida en los niveles de disponibilidad operativa de los equipos, lo cual corrobora la efectividad de las estrategias implementadas, entre las acciones más relevantes destacan la implementación del mantenimiento predictivo, el reemplazo de componentes obsoletos, la capacitación técnica del personal y las mejoras en la gestión y control de repuestos, las cuales han contribuido de forma integral a optimizar la confiabilidad operativa.

4.22. Costo del Plan de Mantenimiento

Se presenta el cuadro de costo Estimados para la implementación y aplicación a los sistemas eléctricos de la Sede Pampilla.

Los costos han sido organizados considerando el tiempo requerido, la cantidad de técnicos involucrados,

Tabla 34

Costo del plan de mantenimiento

Item	Sistema	Actividad	Tiempo HH	Tiempo HH anual	Técnicos	Costo de repuestos (USD)	Costo de mano de obra (USD)	Costo total anual (USD)
1	Grupo Electrónico	Optimización del mantenimiento preventivo y predictivo	400	1200	5	1,500	3,000	4,500
2	Grupo Electrónico	Reemplazo / modernización de componentes críticos	350	1050	4	2,000	2,400	4,400
3	Grupo Electrónico	Mejora del control de inventarios de repuestos	80	240	2	1,000	1,600	2,600
4	Grupo Electrónico	Implementación de monitoreo remoto	300	900	4	2,500	2,000	4,500
5	UPS	Implementación de monitoreo	150	600	3	800	2,400	3,200

		remoto y						
		predictivo						
		Gestión de						
6	UPS	inventarios	50	150	3	1,500	1,200	2,700
		de repuestos						
		y baterías						
		Instalación						
7	UPS	de equipos	200	600	3	3,500	2,400	5,900
		redundantes						
		UPS						
		Mantenimien						
		to correctivo						
8	Aire	(reemplazo	200	900	4	2,500	2,000	4,500
	Acondicio	de						
	nado	compresores,						
		reparaciones)						
		Optimización						
9	Aire	del	48	1152	4	1,000	5,400	6,400
	Acondicio	mantenimien						
	nado	to preventivo						
		y predictivo						
		Implementac						
10	Aire	ión de	250	750	3	2,000	1,800	3,800
	Acondicio	monitoreo						
	nado	remoto						
		Optimización						
		del sistema						
11	Aire	de	250	750	3	3,000	1,800	4,800
	Acondicio	refrigeración						
	nado	(redundancia						
		)						
		Capacitación						
12	Todos los	continua del	100	400	5	500	1,500	2,000
	sistemas	personal						
		técnico						

Nota. Elaboración propia.

Sumando todas las actividades consideradas en el plan RCM, se obtiene un costo anual total de USD 49,300, corresponde a las intervenciones planificadas de mantenimiento preventivo, correctivo, predictivo, monitoreo y capacitación técnica.

Total de ingresos estimados (USD): 0

(El flujo económico no contempla ingresos, debido a que la implementación del plan de mantenimiento corresponde a un gasto interno orientado a garantizar la continuidad operativa del sistema.)

Total de gastos de mantenimiento (USD): 49,300

(Monto asociado a la ejecución anual del plan RCM, incluyendo repuestos, mano de obra, monitoreo remoto y actividades de análisis de confiabilidad.)

Total de gastos operativos adicionales (USD): 48,000

(Estimación correspondiente al soporte, supervisión, logística y operación relacionada con las actividades de mantenimiento durante el año.)

En conjunto, estos valores permiten determinar el flujo económico requerido para asegurar la fiabilidad y disponibilidad de los equipos críticos del sistema eléctrico y de climatización, constituyendo una inversión en la continuidad operativa del Data Center.

CONCLUSIONES

PRIMERA

En relación con el objetivo general, referido a proponer la implementación de un Plan de Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad para mejorar la disponibilidad de los equipos eléctricos críticos en un banco del sur del Perú, se concluye que la propuesta RCM constituye una alternativa técnica viable para optimizar la gestión del mantenimiento y fortalecer la continuidad operativa. El diagnóstico permitió identificar fallas recurrentes, tiempos de indisponibilidad y predominio de intervenciones correctivas en sistemas críticos como el grupo electrógeno, UPS y aire acondicionado.

Asimismo, mediante el análisis de criticidad, AMFE, MTBF, MTTR, disponibilidad operacional y Weibull, se establecieron acciones preventivas, predictivas y proactivas orientadas a reducir fallas y mejorar la respuesta del mantenimiento. Los resultados proyectados evidencian mejoras en la disponibilidad, destacando el incremento del grupo electrógeno de 97.10 % a 98.50 %, del sistema UPS de 99.18 % a 99.60 %, y de los equipos de aire acondicionado hasta valores entre 99.50 % y 99.90 %. Por tanto, el plan RCM contribuye a mejorar la disponibilidad, confiabilidad y continuidad de los servicios bancarios.

SEGUNDA

En relación con el primer objetivo específico, referido a determinar el desempeño del mantenimiento actual de los equipos eléctricos en un banco del sur del Perú, se concluye que la gestión de mantenimiento presentaba una alta dependencia de intervenciones correctivas, limitada por la ausencia de monitoreo sistemático y registros incompletos de fallas. Esta situación generaba indisponibilidad en los equipos críticos y elevaba los costos asociados a reparaciones no programadas, evidenciando la necesidad de migrar hacia una estrategia de mantenimiento estructurada bajo el enfoque del mantenimiento centrado en confiabilidad.

Durante el diagnóstico se identificó una indisponibilidad acumulada de 880 horas anuales, siendo el grupo electrógeno el activo con mayor afectación, con 398 horas en falla y una disponibilidad operacional del 97.10 %; los sistemas UPS registraron indisponibilidad de 212 horas en el UPS1 y 97 horas en el UPS2, evidenciando su importancia para la continuidad eléctrica y tecnológica; mientras que sistema de aire acondicionado AA7 presentaba 173 horas en falla, afectando las condiciones térmicas requeridas para la operación de los equipos críticos. Estos resultados demuestran la necesidad de fortalecer el mantenimiento mediante estrategias preventivas, ordenadas y basadas en la confiabilidad, orientadas a mejorar la disponibilidad operacional de los sistemas eléctricos críticos del banco.

TERCERA

En relación con el segundo objetivo específico, referido a desarrollar un plan de mantenimiento centrado en la confiabilidad para los equipos eléctricos, se concluye que la propuesta RCM permitió estructurar actividades preventivas, predictivas y correctivas planificadas para los sistemas UPS, grupo electrógeno y sistema de aire acondicionado. Dichas actividades fueron definidas a partir de los análisis históricos de fallas, la criticidad de los equipos, AMEF y los indicadores de mantenimiento, lo que permitió orientar las intervenciones hacia los activos con mayor impacto en la continuidad operativa del banco

El plan propuesto considera acciones como monitoreo remoto, mejora de la gestión de inventarios, reemplazo de componentes críticos, pruebas funcionales, mantenimiento programado, capacitación técnica y estandarización de procedimientos. Estas estrategias se orientan a reducir los tiempos de reparación, incrementar el tiempo medio entre fallas y mejorar el desempeño operacional de los equipos eléctricos críticos. De acuerdo con la evaluación proyectada, la aplicación del plan RCM permitirá reducir el MTTR en 40 % e

incrementar el MTBF en aproximadamente 30 %, evidenciando una mejora esperada en la confiabilidad y disponibilidad de los sistemas eléctricos evaluados.

CUARTA

En relación al tercer objetivo específico, referido a analizar la disponibilidad de los equipos eléctricos en un banco del sur del Perú, se concluye que la disponibilidad de los equipos eléctricos mejora luego de la aplicación proyectada del plan RCM. El grupo electrógeno incrementa su disponibilidad de 97.10 % a 98.50 % obteniendo una mejora de 1.4 %; el sistema UPS incrementa de 99.18 % a 99.6 % con una mejora de 0.42 %; los equipos de aire acondicionado evaluados presentan mejoras que varían entre 0.45 % y 0.95 % alcanzando disponibilidades proyectadas de hasta 99.9 %.

QUINTA

En relación con el cuarto objetivo específico, referido a analizar la confiabilidad de los equipos eléctricos, se concluye que el análisis de fallas, MTBF, MTTR, criticidad, AMFE y Weibull permitió identificar los activos y modos de falla con mayor impacto en la operación bancaria. Los resultados evidencian que el grupo electrógeno, los sistemas UPS y los equipos de aire acondicionado requieren estrategias de mantenimiento diferenciadas, debido a su función crítica en la continuidad operativa. Asimismo, la propuesta RCM permite fortalecer la confiabilidad de estos equipos mediante acciones preventivas, predictivas y proactivas, orientadas a reducir la recurrencia de fallas, incrementar el tiempo medio entre fallas y mejorar la respuesta ante eventos correctivos. Por tanto, la confiabilidad de los equipos eléctricos constituye un factor esencial para garantizar la disponibilidad de los servicios financieros y reducir los riesgos operativos asociados a interrupciones no programadas.

RECOMENDACIONES

Se sugiere ampliar la cualificación técnica del personal especializado en todos los estratos operativos de la entidad bancaria, incorporando no solo competencias vinculadas al mantenimiento preventivo, sino también el manejo avanzado de instrumentos de supervisión, vigilancia y diagnóstico predictivo. Ello permitiría que los actores involucrados internalicen de manera integral las bondades del enfoque y lo ejecuten con elevados niveles de eficacia operativa.

Si bien la implementación del plan resultó satisfactoria en la sede matriz, sería conveniente proyectar la adopción del modelo RCM hacia la totalidad de las sucursales, a fin de consolidar la homogeneización de los estándares de mantenimiento y maximizar la disponibilidad funcional de los activos tecnológicos en toda la red institucional.

Con el propósito de incrementar la eficiencia operativa y anticipar anomalías antes de que deriven en disrupciones críticas, se aconseja la incorporación de plataformas de telemetría y monitoreo remoto en tiempo real de los equipos. Esta medida facilitaría una gestión proactiva del mantenimiento preventivo y contribuiría a la minimización de paradas imprevistas.

Resulta imprescindible que la entidad efectúe auditorías periódicas de los indicadores clave de desempeño (KPIs), tales como el índice de disponibilidad de los equipos, lo que posibilitaría la identificación de brechas de mejora continua y la recalibración dinámica del plan de mantenimiento frente a las variaciones de las exigencias operativas.

Finalmente, se recomienda revisar y racionalizar la distribución de los recursos financieros destinados al mantenimiento preventivo y correctivo. Un examen pormenorizado de los costos operativos permitiría detectar oportunidades de optimización del gasto sin menoscabar la confiabilidad del mantenimiento ni la operatividad de los equipos.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Albornoz Campos, H. P., & Fernandez Ubillus, J. H. (2024). Propuesta de mejora para reducir el número de paradas de equipos de Transporte Vertical en un Centro Comercial en la Ciudad de Lima aplicando Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad. Universidad Peruana de Ciencias Aplicadas (UPC). <https://repositorioacademico.upc.edu.pe/handle/10757/675209>
- Constantino Quintana, C. A. (2021). Propuesta del plan de mantenimiento preventivo centrado en la confiabilidad (RCM) para reducir costos de mantenimiento en el proceso de fundas de banano en la empresa Polisa S.R.L. <http://tesis.usat.edu.pe/handle/20.500.12423/3800>
- Delgado, R. (2020). Análisis de planes de mantenimiento preventivo y su impacto en la confiabilidad de los equipos electrónicos en el periodo 2008-2019: Una revisión de la literatura científica. <https://hdl.handle.net/11537/25714>
- Fernández, J., & González, M. (2015). Gestión del mantenimiento industrial. Ediciones Díaz de Santos.
- Gulati, R., & Smith, R. (2009). Maintenance and reliability best practices. Industrial Press.
- Harris, B. (2010). Reliability-Centered Maintenance in Electrical Systems. IEEE Press.
- IEC 60300-3-11. (2016). Dependability management - Part 3-11: Application guide - Reliability centred maintenance. International Electrotechnical Commission.
- ISO 14224. (2016). Petroleum, petrochemical and natural gas industries - Collection and exchange of reliability and maintenance data for equipment. International Organization for Standardization.

ISO 17359. (2003). Condition monitoring and diagnostics of machines — General guidelines. International Organization for Standardization.

Marchena Sosa, F. A. (2018). “Implementación del mantenimiento centrado en confiabilidad (RCM) para aumentar la productividad del área de producción de tableros de la empresa Seres S.A.C, Lima, 2018”. Universidad César Vallejo. <https://repositorio.ucv.edu.pe/handle/20.500.12692/22981>

Mejía Lara, D. O. (2024). Propuesta de implementación de plan de mantenimiento centrado en confiabilidad (RCM) para un banco de molienda tipo cilindros en la empresa Moderna Alimentos S.A [masterThesis, Universidad del Azuay]. <http://dspace.uazuay.edu.ec/handle/datos/14953>

Moubray, J. (1997). Reliability-Centered Maintenance. Industrial Press.

Nelson, W. (1990). Accelerated Testing: Statistical Models, Test Plans, and Data Analyses. Wiley.

Nowlan, F. S., & Heap, H. F. (1978). Reliability-Centered Maintenance. United States Department of Defense.

Perfecto, V. A. M., & Suazo, E. R. V. (2022). Implementación del mantenimiento centrado en la confiabilidad para mejorar la eficiencia general de los equipos en la empresa Ac-Dc Servicios Eléctricos Industriales E. I. R. L.

ReliaSoft. (2015). Reliability Analysis in Practice. ReliaSoft Publishing.

ReliaSoft. (2015). The Weibull Distribution: An Overview. ReliaSoft Publishing.

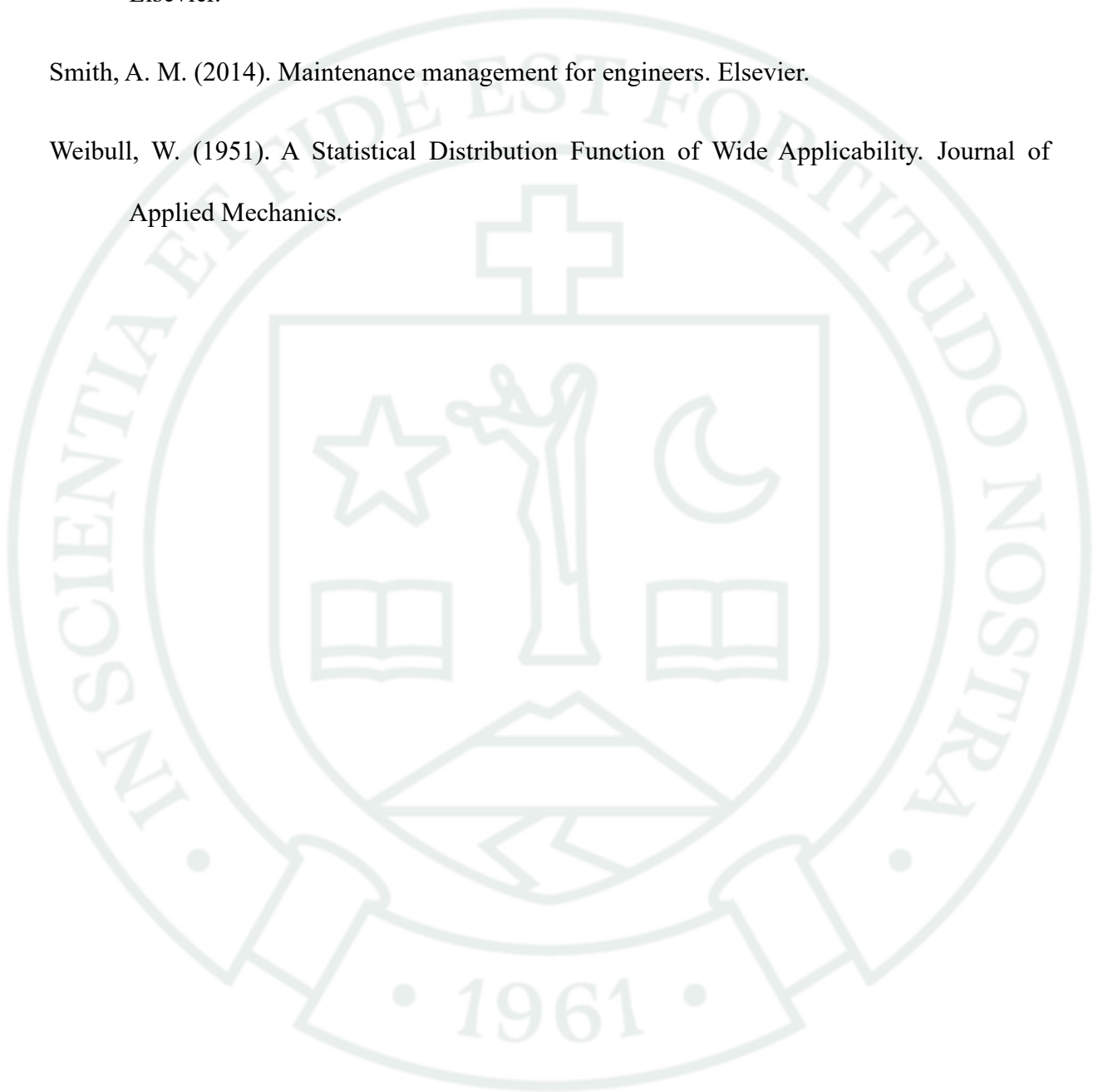
SAE JA1011. (2009). Evaluation Criteria for Reliability-Centered Maintenance (RCM) Processes. Society of Automotive Engineers.

SAE JA1012. (2009). A Guide to the Reliability-Centered Maintenance (RCM) Standard.
Society of Automotive Engineers.

Smith, A. M., & Hinchcliffe, G. R. (2003). RCM: Gateway to World-Class Maintenance.
Elsevier.

Smith, A. M. (2014). Maintenance management for engineers. Elsevier.

Weibull, W. (1951). A Statistical Distribution Function of Wide Applicability. Journal of
Applied Mechanics.



ANEXOS



Anexo 1. Ficha de mantenimiento de UPS

Departamento de Mantenimiento

FICHA TECNICA				FECHA:			
Personal Técnico:				AGENCIA:			
DATOS DEL EQUIPO							
MARCA:				MODELO:			
SERIE:				POTENCIA:			
CODIGO INVENTARIO:				AÑO DE CODIGO:			
TARJETA DE RED:		SI NO		DIRECCIÓN IP:			
MASCARA RED:				GATEWAY:			
VERIFICACION CONEXIO				CONFIR. DE SSII			
PARAMETROS DE MEDIDA:							
TABLERO DE TRANSFERENCIA MANUAL				CONMUTADOR			
ANTES DEL MANTENIMIENTO				DESPUES DEL MANTENIMIENTO			
Vin LINEA-NEUTRO				Vin LINEA-NEUTRO			
Vin LINEA-TIERRA				Vin LINEA-TIERRA			
Vin TIERRA-NEUTRO				Vin TIERRA-NEUTRO			
Vout LINEA-NEUTRO				Vout LINEA-NEUTRO			
Vout LINEA-TIERRA				Vout LINEA-TIERRA			
Vout TIERRA-NEUTRO				Vout TIERRA NEUTRO			
A in				A in			
A out				A out			
V Batería				V Batería			
CARGA				CARGA			
DATOS TECNICOS DE BATERIAS							
Numero Bancos Baterías				Cant. Baterías por Banco			
Marca		Modelo		Año Fabricac			
Test individual de baterías		NºBUENAS		NºMALAS			
Curva de descarga baterías		NºBUENAS		NºMALAS			
PRUEBAS FINALES							
PRUEBA AUTONOMÍA UPS							
¿FUNCIONA CON GRUPO ELECTROGENO?				SI		NO	
¿FUNCIONA AIRE ACONDICIONADO?				SI		NO	
CONDICIONES EXTERNAS				BUENO		MALO	
OBSERVACIONES							

Anexo 2. Ficha de mantenimiento de Aire Acondicionado

FICHA TÉCNICA: MANTENIMIENTO PREVENTIVO AA				Nº	4
CAJA AREQUIPA					
SEDE O AGENCIA		ÁREA		FECHA	EQUIPO Nº
DATOS DEL EQUIPO DEL EVAPORADOR					
MARCA			CÓDIGO PATRIMONIAL		
MODELO			SERIE		
TIPO DE EQUIPO	SPLIT PARED () SPLIT TECHO () SPLIT FAN COIL () SPLIT CASSETTE () SISTEMA VRF () CORTINA DE AIRE () FAN COIL AGUA HELADA () OTRO:				
CAPACIDAD (BTU/H)	12,000 BTU/H () 18,000 BTU/H () 24,000 BTU/H () 36,000 BTU/H () 48,000 BTU/H () 60,000 BTU/H () OTRO:				
DATOS ELÉCTRICOS	VOLTAJE NOMINAL 220 V () 380 V () 440 V () TIPO DE CORRIENTE MONOFÁSICO () TRIFÁSICO ()				
DATOS DEL EQUIPO DEL CONDENSADOR					
MARCA			CÓDIGO PATRIMONIAL		
MODELO			SERIE		
PROCEDIMIENTO DEL MANTENIMIENTO PREVENTIVO					
ACTIVIDADES EN LA UNIDAD EVAPORADORA			ACTIVIDADES EN LA UNIDAD CONDENSADORA		
Pruebas del equipo de aire acondicionado.			Desmontaje y limpieza de la carcasa.		
Desenergización de la corriente eléctrica.			Limpieza y lubricación del ventilador axial de la unidad condensadora.		
Desmontaje y limpieza de los filtros, persianas y carcasa de la unidad evaporadora.			Limpieza del condensador con agua a presión.		
Limpieza y lubricación del ventilador centrífugo y la bandeja de evaporador.			Limpieza de la tarjeta electrónica y componentes eléctricos con solvente dieléctrico.		
Limpieza del evaporador con agua a presión.			Armado de la unidad condensadora.		
Limpieza de la tarjeta electrónica y componentes eléctricos con solvente dieléctrico.			Medición de parámetros eléctricos y del sistema de refrigeración.		
Limpieza de las rejillas de aire de inyección y extracción.			Revisión y configuración del control remoto o termostato.		
BOMBA DE CONDENSADO			BASE METÁLICA UNIDAD CONDENSADORA		
Limpieza de la bomba de condensado.			Lijado y pintado de la base.		
Limpieza del depósito de condensado.			Verificación del estado de la base.		
Observaciones:			Observaciones:		
PARÁMETROS ELÉCTRICOS DEL EQUIPO EN FUNCIONAMIENTO					
TENSIÓN FUNCIONAL(V)					
CORRIENTE DE COMPRESOR	CORRIENTE L1:	CORRIENTE L2:		CORRIENTE L3:	
PROTECTOR DE INVERSIÓN DE FASE	Operativo ()	Inoperativo ()	No requiere ()	No cuenta con el dispositivo ()	
PARÁMETROS DEL SISTEMA DE REFRIGERACIÓN					
PRESIÓN DE BAJA:	REFRIGERANTE R-410A — PSI		REFRIGERANTE R-410A — PSI		
PRESIÓN DE ALTA:	REFRIGERANTE R-410A — PSI		REFRIGERANTE R-410A — PSI		
OBSERVACIONES:					
TEMPERATURA DE SUMINISTRO – UNIDAD EVAPORADORA:					
ESTADO DEL EQUIPO DESPUÉS DEL MANTENIMIENTO					
OPERANDO NORMAL			OPERANDO CON DEFICIENCIAS		
REQUIERE REPARACIÓN EL EQUIPO			REQUIERE CAMBIO DE EQUIPO		
OBSERVACIONES Y RECOMENDACIONES					

Anexo 3. Ficha de mantenimiento de Grupo electrógeno

caja arequipa		FORMATO DE MANTENIMIENTO DE GRUPO ELECTRÓGENO			ANEXO N° 04 MANT. - PREVENTIVO	
CONTRATISTA		TÉCNICO ENCARGADO				
AGENCIA		FECHA				
MARCA		MODELO		SERIE		
LUBRICACIÓN						
1	Revisión de nivel de aceite			26	Revisión de instrumento eléctrico AC	
2	Revisión switch de protección de nivel			27	Revisión de conexión de conductores	
3	Viscosidad de aceite			28	Revisión electroductos y cajas	
4	Filtro de aceite			29	Rev. total de instrumento panel	
5	Nivel de aceite			30	Rev. de lámparas piloto panel	
COMBUSTIBLE				31	Rev. Fusibles termomagnéticos panel	
6	Revisión de conexiones (fuga y goteo)			32	Re. de aterramiento de carcasa	
7	Revisión de regulador y válvulas			33	Pruebas de alarma y monitoreo	
8	Nivel de tanque de combustible			34	Revisión de alternador	
9	Bomba de inyección			35	Revisión y lectura de horómetro	
10	Filtro de combustible			AIRE Y GASES DE SALIDA		
REFRIGERACIÓN				36	Revisión de silenciador y ductos	
11	Revisión de filtros y ductos admisión			37	Revisión de ductos antivibratorio	
12	Revisión de ductos de ventilación			38	Filtro de Aire.	
13	Revisión de control de aire (in, out)			TABLERO DE FUERZA		
14	Revisión de ventiladores y extractores			39	Limpieza de tablero de transferencia	
AGUA				40	T. Transfer. Conduc. Interrup. y ductos	
15	Revisión, ajuste de ventiladores			41	T. Transfer. Unidad electrónica	
16	Nivel de agua radiador			42	Prueba de alarma y monitoreo	
17	Estado de anticongelante			43	Prueba de transferencia en manual	
18	Revisión de bombas de agua			44	Prueba de transferencia automática	
19	Revisión de radiador y conectores			45	Tablero de distribución	
20	Revisión de switch de protección			OTROS		
21	Rev. y templado de correas de Vent, DC			46	Limpieza casa de fuerza	
DC				47	Limpieza del generador y accesorios	
22	Revisión de dínamo y pernos			48	Revisión extintor de llama de CO ₂	
23	Revisión de nivel del electrolito			49	Estado de conservación de pintura	
24	Medición de densidad del electrolito			50	Leyendas de advertencia	
25	Rev. de terminal y borne de batería					
CAMBIO DE SUMINISTROS Y PIEZAS			SI	NO	OBSERVACIONES	
1	Cambio de aceite					
2	Cambio de filtro de aceite					
3	Cambio de filtro de combustible					
4	Cambio de filtro de aire					
5	Cambio de líquido refrigerante					

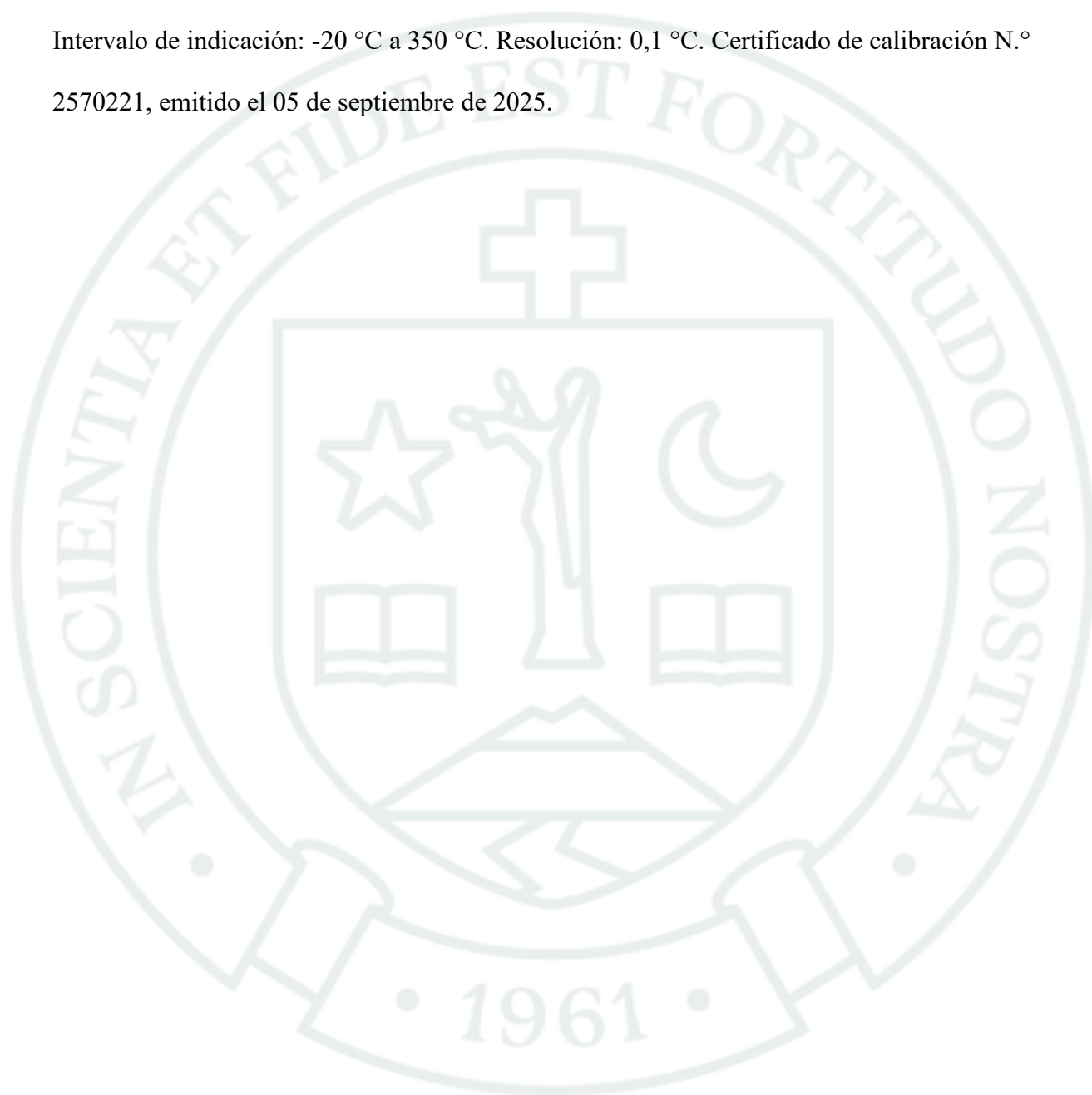
FIRMA: _____

Anexo 4. Certificado de calibración de cámara termográfica

El presente anexo evidencia la calibración de la cámara termográfica utilizada como instrumento técnico de verificación en la investigación.

Equipo: Cámara termográfica Guide B160V. Número de serie: 5200311800151A.

Intervalo de indicación: -20 °C a 350 °C. Resolución: 0,1 °C. Certificado de calibración N.º 2570221, emitido el 05 de septiembre de 2025.





I. Datos Generales

Solicitante: **ELECTROSAN INDUSTRIAL S.R.L.**
Dirección: **Calle Ancash 417 Urb. El Porvenir, Miraflores, Arequipa, Arequipa.**
N° de Expediente: **6489**

II. Datos del Objeto de Calibración

Fecha de recepción: **2025-09-03**
Descripción: **CÁMARA TERMOGRÁFICA**
Intervalo de indicación: **-20 °C a 350 °C**
Resolución: **0,1 °C**
Marca / Fabricante: **Guide / No indica**
Modelo: **B160V**
Número de serie: **5200311800151A**
Identificación: **CMRT-01-AQP**

III. Condiciones de Calibración

Fecha de calibración: **2025-09-04**
Lugar de calibración: **Laboratorio de Calibración 70 - Área de Metrología de ICYM S.A.C.
Av. Brasil 3774, Magdalena del Mar, Lima, Lima.**
Temperatura inicial: **22,4 °C** Humedad relativa inicial: **61 %**
Temperatura final: **22,5 °C** Humedad relativa final: **63 %**

IV. Método de Calibración

Comparación directa con termómetro patrón calibrado, tomando como referencia el método especificado en el procedimiento TH-002 del CEM de España.

V. Patrones de Referencia

Patrón utilizado	Número de certificado / informe	Trazabilidad de referencia
Termómetro de indicación digital	LT-006-2025 Febrero 2025	Instituto Nacional de Calidad Dirección de Metrología

VI. Resultados de Medición

Indicación del Termómetro (°C)	Valor Verdadero (°C)	Corrección (°C)	Incertidumbre (°C)
-10,0	-10,0	0,0	1,00
0,0	0,0	0,0	1,00
50,2	50,0	-0,2	1,00
120,5	120,1	-0,4	1,21
231,1	230,4	-0,7	2,31

Valor Verdadero = Indicación del termómetro + Corrección

Nota 1: La calibración se realizó para una emisividad de 0,95.

VII. Observaciones

Se adjunta una etiqueta autoadhesiva con la indicación "CALIBRADO".

Este certificado de calibración es trazable a patrones nacionales o internacionales, los cuales realizan las unidades de acuerdo con el Sistema Internacional de Unidades (SI).

Los resultados del certificado se refieren al momento y condiciones en que se realizaron las mediciones.

El usuario está en la obligación de recalibrar el instrumento a intervalos adecuados, los cuales deben ser elegidos con base en las características del trabajo realizado y el tiempo de uso del instrumento.

ICYM S.A.C. no se responsabiliza de los perjuicios que pueda ocasionar el uso inadecuado de este instrumento, ni de una incorrecta interpretación de los resultados de la calibración aquí declarados.

La incertidumbre expandida de la medición que se presenta esta basada en una incertidumbre estándar multiplicado por un factor de cobertura $k=2$, el cual proporciona un nivel de confianza de aproximadamente 95 %. La incertidumbre fue determinada según la "Guía para la Expresión de la Incertidumbre en la Medición", segunda edición, julio del 2001 (Traducción al castellano efectuada por Indecopi, con autorización de ISO, de la GUM, "Guide to the Expression of Uncertainty in Measurement", corrected and reprinted in 1995, equivalente a la publicación del BIPM JCGM:100 2008, GUM 1995 with minor corrections "Evaluation of Measurement Data - Guide to the Expression of Uncertainty in Measurement").

La incertidumbre expandida de medición fue calculada a partir de los componentes de incertidumbre de los factores de influencia en la calibración. La incertidumbre indicada no incluye una estimación de variaciones a largo plazo.

Este certificado de calibración no podrá ser reproducido parcialmente, excepto con autorización previa por escrito del laboratorio que lo emite.

El certificado de calibración sin firma y sello carece de validez.

Sello



Firma/s autorizada/s

Digitally signed by MOGROVEJO BARRERA SALVADOR LEONIDAS
DN: cn=MOGROVEJO BARRERA SALVADOR LEONIDAS, c=PE, I=LIMA,
ou=Validado por Lima.pe ER, title=INGENIERO FISICO CIP 147694,
email=smogrovejob@gmail.com, serialNumber=DNI:40460089
Date: 2025.09.05 12:33:25 -05'00'
Ing. Salvador Leonidas Mogrovejo Barrera

Fecha de emisión

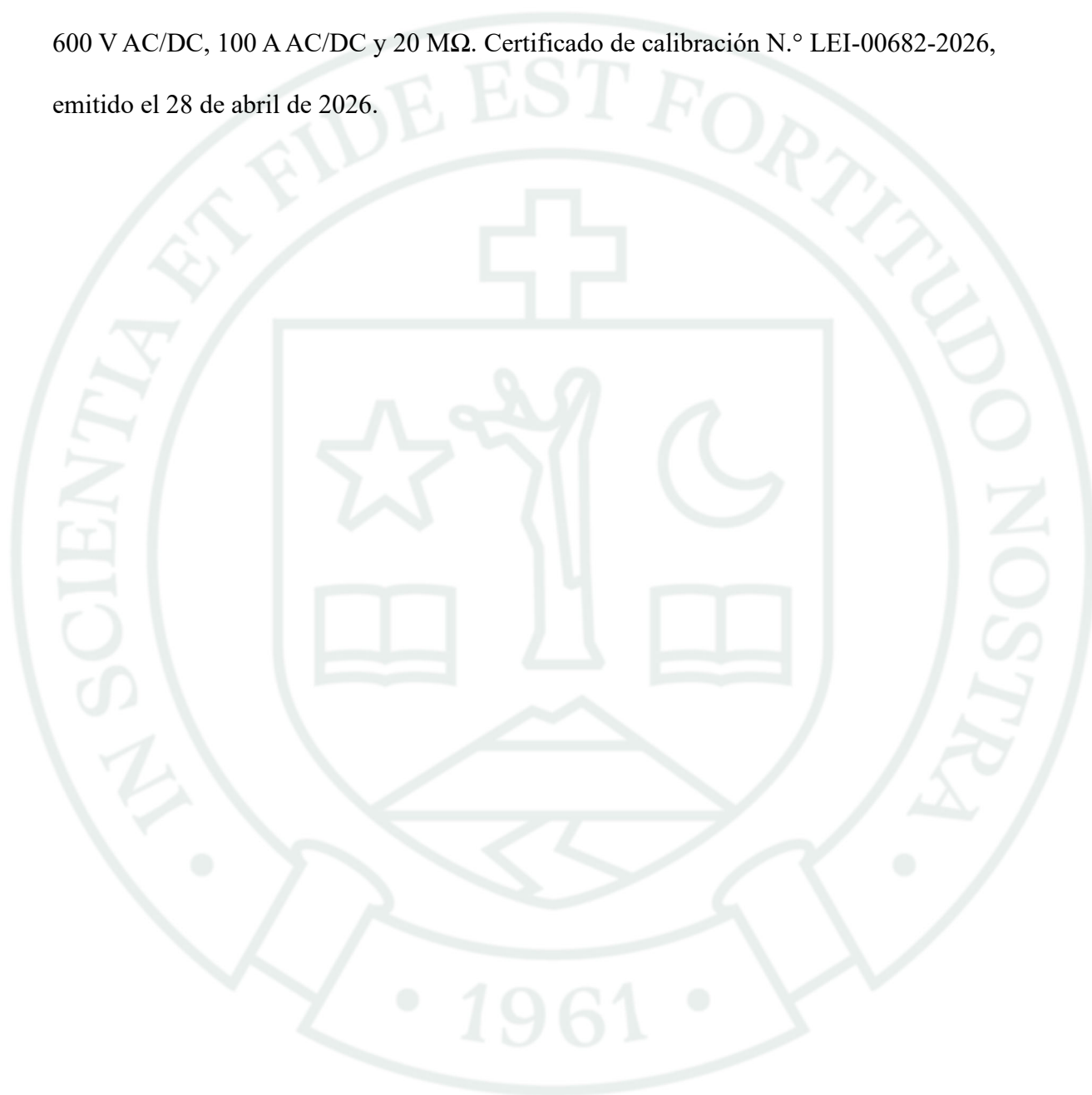
Responsable de Metrología

2025-09-05

Anexo 5. Certificado de calibración de pinza multimétrica

El presente anexo evidencia la calibración de la pinza multimétrica utilizada como instrumento técnico de medición eléctrica en la investigación.

Equipo: Pinza multimétrica UNI-T UT210E. Número de serie: C243840131. Alcance: 600 V AC/DC, 100 A AC/DC y 20 M Ω . Certificado de calibración N.º LEI-00682-2026, emitido el 28 de abril de 2026.



CERTIFICADO DE CALIBRACIÓN

Número : LEI-00682-2026

Laboratorio de Electricidad

Página 1 de 3

Expediente N° : 00804-IM-2026
Fecha de recepción : 2026-04-27
Instrumento de medición : PINZA MULTIMETRICA
Marca : UNI-T
Modelo : UT210E
Número de Serie : C243840131
Código : No indica
Alcance : 600V AC/DC; 100A AC/DC; 20 MΩ
Fecha de Calibración : 2026-04-28
Lugar de Calibración : Laboratorio de Electricidad de INMETRO S.A.C.

Este certificado de calibración documenta la trazabilidad a los patrones Nacionales (INACAL) o Internacionales, que realizan las unidades de medida de acuerdo al sistema internacional de unidades (SI).

Este laboratorio cumple con los requisitos de la Norma Técnica Peruana NTP-ISO/IEC 17025:2017.

La incertidumbre reportada en el presente certificado es la incertidumbre expandida de medición que resulta de multiplicar la incertidumbre combinada por el factor de cobertura $k = 2$. La incertidumbre fue determinada según la "Guía para la expresión de la Incertidumbre en la Medición".

Los resultados del certificado se refieren al momento y condiciones en que realizaron las mediciones.

Se recomienda al usuario recalibrar sus instrumentos en intervalos apropiados a fin de asegurar la calidad de sus mediciones.

Los resultados son válidos únicamente para el equipo bajo prueba declarado en este certificado y no deben ser utilizados como una certificación de conformidad con norma de producto o como certificado del sistema de calidad de la entidad que lo produce.

Este documento no podrá ser reproducido parcialmente, excepto con la autorización por escrito de INMETRO S.A.C.

El certificado de calibración sin firma y sello carece de validez.

Solicitante : MAD WAVE DEVICES S.R.L. - MWD S.R.L.
Dirección : CALAGUA MARINAS NRO. 186 URB. LOS ANGELES (5 CDRAS AL OESTE DEL COLEGIO MEDICO) AREQUIPA - AREQUIPA - AREQUIPA
Procedimiento : Método Directo según PC-021 Procedimiento para la calibración de Multímetros Digitales (INACAL-DM). Segunda Edición Marzo 2016 y Método indirecto según PC-025 Procedimiento para la calibración de Pinzas Amperimétricas (INACAL-DM). Primera Edición Enero 2019.

Condiciones ambientales:

Temperatura : 23,1 °C ± 0,1 °C
Humedad Relativa : 58,6 %HR ± 1,5 %HR

Patrones Utilizados :

Descripción	Modelo	N° de Certificado	Trazabilidad
Calibrador Multifunción	5522A	LE-029-2026 Link	INACAL-DM

Fecha de Emisión



Firmado digitalmente por:
VARGAS CAMERO RENE
HENDRIK FIR 25754692 hard
Motivo: Firma de documento - INMETRO
Fecha: 28/04/2026 17:28:36-0500

2026-04-28

Supervisor del Laboratorio

INMETRO S.A.C
Jr. Antisuyo Nro. 280 - ZARATE - S.J.L. - Lima 36
Telf.: (511)-459-6856 ,969997005
Email: ventas@inmetrosac.com - Web: www.inmetrosac.com

FG-047/Agos.2025/Rev.00

CERTIFICADO DE CALIBRACIÓN

Número : LEI-00682-2026

Laboratorio de Electricidad

Página 2 de 3

Resultados de la medición:

Prueba Tensión DC

Rango	Lectura Patrón corregida	Lectura Unidad Bajo Prueba	Error	Incertidumbre
200 mV	33,0007 mV	33,1 mV	0,1 mV	0,1 mV
	179,9997 mV	179,9 mV	-0,1 mV	0,1 mV
	-179,9985 mV	-179,9 mV	0,1 mV	0,1 mV
2 V	0,200000 V	0,200 V	0,000 V	0,001 V
	1,799998 V	1,799 V	-0,001 V	0,001 V
	-1,799998 V	-1,799 V	0,001 V	0,001 V
20 V	1,999998 V	1,99 V	-0,01 V	0,01 V
	-1,999998 V	-1,99 V	0,01 V	0,01 V
	9,99999 V	9,99 V	-0,01 V	0,01 V
	17,99998 V	17,99 V	-0,01 V	0,01 V
	-18,00002 V	-17,99 V	0,01 V	0,01 V
200 V	19,99998 V	20,0 V	0,0 V	0,1 V
	179,9997 V	179,8 V	-0,2 V	0,1 V
	-180,0000 V	-179,8 V	0,2 V	0,1 V
600 V	199,9996 V	200 V	0 V	1 V
	539,999 V	539 V	-1 V	1 V
	-540,000 V	-538 V	2 V	1 V

Prueba en Tensión Eléctrica AC

Rango	Lectura Patrón corregida	Frec	Lectura Unidad Bajo Prueba	Error	Incertidumbre
2 V	1,79993 V	60 Hz	1,803 V	0,003 V	0,001 V
	1,79994 V	400 Hz	1,798 V	-0,002 V	0,001 V
20 V	1,99993 V	60 Hz	1,99 V	-0,01 V	0,01 V
	1,99993 V	400 Hz	2,00 V	0,00 V	0,01 V
	9,9997 V	60 Hz	9,99 V	-0,01 V	0,01 V
	9,9992 V	400 Hz	10,00 V	0,00 V	0,01 V
	18,0000 V	60 Hz	17,99 V	-0,01 V	0,01 V
	17,9990 V	400 Hz	18,00 V	0,00 V	0,01 V
200 V	179,997 V	60 Hz	179,9 V	-0,1 V	0,1 V
	179,999 V	400 Hz	180,0 V	0,0 V	0,1 V
600 V	540,02 V	60 Hz	539 V	-1 V	1 V
	540,04 V	400 Hz	540 V	0 V	1 V

Prueba en Intensidad de Corriente DC - Función Pinza Amperimétrica

Rango	Lectura Patrón corregida	Lectura Unidad Bajo Prueba	Error	Incertidumbre
2 A	0,2000 A	0,192 A	-0,008 A	0,001 A
	1,80042 A	1,788 A	-0,012 A	0,002 A
20 A	2,00053 A	1,94 A	-0,06 A	0,01 A
	6,0023 A	5,91 A	-0,09 A	0,04 A
	10,0032 A	9,89 A	-0,11 A	0,07 A
	14,0021 A	13,85 A	-0,15 A	0,10 A
	18,0009 A	17,81 A	-0,19 A	0,13 A
100 A	19,9999 A	19,7 A	-0,3 A	0,2 A
	90,0209 A	89,7 A	-0,3 A	0,6 A

CERTIFICADO DE CALIBRACIÓN

Número : LEI-00682-2026

Laboratorio de Electricidad

Página 3 de 3

Prueba en Intensidad de Corriente AC - Función Pinza Amperimétrica

Rango	Lectura Patrón corregida	Frec	Lectura Unidad Bajo Prueba	Error	Incertidumbre
2 A	0,20002 A	60 Hz	0,190 A	-0,010 A	0,001 A
	1,80011 A	60 Hz	1,782 A	-0,018 A	0,004 A
20 A	2,00012 A	60 Hz	1,98 A	-0,02 A	0,01 A
	6,0010 A	60 Hz	5,93 A	-0,07 A	0,04 A
	10,0022 A	60 Hz	9,90 A	-0,10 A	0,08 A
	14,0039 A	60 Hz	13,87 A	-0,13 A	0,12 A
	18,0053 A	60 Hz	17,84 A	-0,17 A	0,17 A
100 A	20,0003 A	60 Hz	19,9 A	-0,1 A	0,3 A
	90,0054 A	60 Hz	91,0 A	1,0 A	0,8 A

Prueba en Resistencia Eléctrica

Rango	Lectura Patrón corregida	Lectura Unidad Bajo Prueba	Error	Incertidumbre
200 Ω	19,9998 Ω	20,0 Ω	0,0 Ω	0,1 Ω
	179,9983 Ω	180,7 Ω	0,7 Ω	0,1 Ω
2 k Ω	0,199998 k Ω	0,200 k Ω	0,000 k Ω	0,001 k Ω
	1,799986 k Ω	1,804 k Ω	0,004 k Ω	0,001 k Ω
20 k Ω	1,999985 k Ω	2,00 k Ω	0,00 k Ω	0,01 k Ω
	18,00007 k Ω	18,03 k Ω	0,03 k Ω	0,01 k Ω
200 k Ω	20,00008 k Ω	19,9 k Ω	-0,1 k Ω	0,1 k Ω
	180,0005 k Ω	180,3 k Ω	0,3 k Ω	0,1 k Ω
2 M Ω	0,200001 M Ω	0,200 M Ω	0,000 M Ω	0,001 M Ω
	1,800003 M Ω	1,802 M Ω	0,002 M Ω	0,001 M Ω
20 M Ω	2,000007 M Ω	2,00 M Ω	0,00 M Ω	0,01 M Ω
	17,99973 M Ω	18,02 M Ω	0,02 M Ω	0,01 M Ω

+ Compensación a 2 cables

Observaciones:

Se adjunta una etiqueta autoadhesiva con la indicación "CALIBRADO".

FIN DEL DOCUMENTO