

UNIVERSIDAD NACIONAL DEL SANTA

FACULTAD DE INGENIERÍA

ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA MECÁNICA



UNS
UNIVERSIDAD
NACIONAL DEL SANTA

**Propuesta de programa de mantenimiento electromecánico en línea de
transmisión Huallanca - Chimbote para mejorar condiciones de calidad,
continuidad y seguridad**

**TESIS PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE INGENIERO
MECÁNICO**

AUTORES:

Bach. Amante Torres, Dayner Alfredo

Bach. Padilla Jaque, Harlyn Elio

ASESOR:

MSc. Ing. Risco Ojeda, Rusber Alberto

Código ORCID: 0000-0003-0194-169X

NUEVO CHIMBOTE – PERU

2025



UNIVERSIDAD NACIONAL DEL SANTA

FACULTAD DE INGENIERIA

ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERIA MECANICA

CARTA DE CONFORMIDAD DEL ASESOR

La presente tesis para Título ha sido revisada y desarrollada en cumplimiento del objetivo propuesto y reúne las condiciones formales y metodológicas, estando en cuadro dentro de las áreas y líneas de investigación conforme el reglamento general para obtener el Título profesional en la Universidad Nacional del Santa de acuerdo con la denominación siguiente:

Tesis para obtener el Título Profesional de Ingeniero Mecánico

**“PROPUESTA DE PROGRAMA DE MANTENIMIENTO ELECTROMECAÁNICO EN
LÍNEA DE TRANSMISIÓN HUALLANCA - CHIMBOTE PARA MEJORAR
CONDICIONES DE CALIDAD, CONTINUIDAD Y SEGURIDAD”**

Autores:

Bach. Amante Torres Dayner Alfredo

Bach. Padilla Jaque Harlyn Elio

Msc. Ing. Risco Ojeda, Rusber Alberto
COD. ORCID. 0000-0003-0194-169X
DNI: 32903454
Asesor



UNIVERSIDAD NACIONAL DEL SANTA

FACULTAD DE INGENIERIA

ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERIA MECANICA

CARTA DE CONFORMIDAD DEL JURADO

El presente trabajo tesis titulado "PROPUESTA DE PROGRAMA DE MANTENIMIENTO ELECTROMECAÁNICO EN LÍNEA DE TRANSMISIÓN HUALLANCA - CHIMBOTE PARA MEJORAR CONDICIONES DE CALIDAD, CONTINUIDAD Y SEGURIDAD", para obtener el título profesional de Ingeniero Mecánico, presentado por los bachilleres: Amante Torres Dayner Alfredo, con código de matrícula N° 0201816022 y Padilla Jaque Harlyn Elio, con código de matrícula N° 0201816004, que tienen como asesor al MSc. Ing. Risco Ojeda, Rusber Alberto, según R.D. N° 606-2024-UNS-FI. Ha sido revisado y aprobado el día 01 de agosto del 2025 por el siguiente jurado evaluador, designado mediante la resolución N°0777-2024-UNS-CFI. Revisado y evaluado por el siguiente jurado evaluador.

Dr. Serapio Agapito Quillos Ruiz
COD. ORCID 0000-0002-4498-0034
DNI: 08597503
Presidente

Msc. Ing. Fredesbildo Fidel Ríos Noriega
COD. ORCID. 0009-0007-9192-360X
DNI 32958274
Secretario

Msc. Ing. Risco Ojeda, Rusber Alberto
COD. ORCID. 0000-0003-0194-169X
DNI: 32903454
Integrante



ACTA DE SUSTENTACIÓN INFORME FINAL DE TESIS

El día 01 del mes de agosto del año dos mil veinticinco, siendo las 11:00 a.m., En el Laboratorio de Uso Múltiple de la Escuela Profesional de Ingeniería Mecánica-FI-UNS, en concordancia a lo dispuesto en el Oficio Múltiple N° 034-2022-UNS-CU-SG, se instaló el Jurado Evaluador designado mediante Resolución N° 0777-2024-UNS- CFI, y de expedito según Resolución Decanal N° 490-2025-UNS-FI integrado por los docentes: **Dr. Serapio Agapito Quillos Ruiz (presidente), Ms. Fredesbildo Fidel Ríos Noriega (secretario) y el Msc. Rusber Alberto Risco Ojeda (Integrante)**), para dar inicio a la sustentación de la Tesis titulada: **"PROPUESTA DE PROGRAMA DE MANTENIMIENTO ELECTROMECAÁNICO EN LÍNEA DE TRANSMISIÓN HUALLANCA - CHIMBOTE PARA MEJORAR CONDICIONES DE CALIDAD, CONTINUIDAD Y SEGURIDAD"**, perteneciente a los bachilleres: **AMANTE TORRES DAYNER ALFREDO con código de matrícula N° 0201816022 y PADILLA JAQUE HARLYN ELIO con código de matrícula N° 0201816004**, quien fue asesorado por el Msc. Rusber Alberto Risco Ojeda, según Resolución Decanal N° 606-2024-UNS-FI.

El Jurado Evaluador, después de deliberar sobre aspectos relacionados con el trabajo, contenido y sustentación del mismo, y con las sugerencias pertinentes en concordancia con el Reglamento General de Grados y Títulos, vigente, declaran aprobar:

BACHILLER	PROMEDIO VIGESIMAL	PONDERACIÓN
PADILLA JAQUE HARLYN ELIO	17	BUENO

Siendo las 12:00 p m del mismo día, se dio por terminado el acto de sustentación, firmando la presente acta en señal de conformidad.

Nuevo Chimbote, agosto 01 de 2025

Dr. Serapio Agapito Quillos Ruiz
PRESIDENTE

Ms. Fredesbildo Fidel Ríos Noriega
SECRETARIO

Msc. Rusber Alberto Risco Ojeda
INTEGRANTE

ACTA DE SUSTENTACIÓN INFORME FINAL DE TESIS

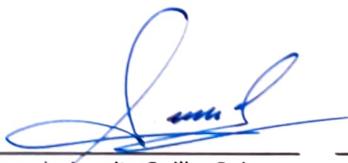
El día 01 del mes de agosto del año dos mil veinticinco, siendo las 11:00 a.m., En el Laboratorio de Uso Múltiple de la Escuela Profesional de Ingeniería Mecánica-FI-UNS, en concordancia a lo dispuesto en el Oficio Múltiple N° 034-2022-UNS-CU-SG, se instaló el Jurado Evaluador designado mediante Resolución N° 0777-2024-UNS- CFI, y de expedito según Resolución Decanal N° 490-2025-UNS-FI integrado por los docentes: **Dr. Serapio Agapito Quillos Ruiz (presidente)**, **Ms. Fredesbildo Fidel Ríos Noriega (secretario)** y el **Msc. Rusber Alberto Risco Ojeda (Integrante)**), para dar inicio a la sustentación de la Tesis titulada: **"PROPUESTA DE PROGRAMA DE MANTENIMIENTO ELECTROMECAÁNICO EN LÍNEA DE TRANSMISIÓN HUALLANCA - CHIMBOTE PARA MEJORAR CONDICIONES DE CALIDAD, CONTINUIDAD Y SEGURIDAD"**, perteneciente a los bachilleres: **AMANTE TORRES DAYNER ALFREDO con código de matrícula N° 0201816022** y **PADILLA JAQUE HARLYN ELIO con código de matrícula N° 0201816004**, quien fue asesorado por el Msc. Rusber Alberto Risco Ojeda, según Resolución Decanal N° 606-2024-UNS-FI.

El Jurado Evaluador, después de deliberar sobre aspectos relacionados con el trabajo, contenido y sustentación del mismo, y con las sugerencias pertinentes en concordancia con el Reglamento General de Grados y Títulos, vigente, declaran aprobar:

BACHILLER	PROMEDIO VIGESIMAL	PONDERACIÓN
AMANTE TORRES DAYNER ALFREDO	17	BUENO

Siendo las 12:00 pm del mismo día, se dio por terminado el acto de sustentación, firmando la presente acta en señal de conformidad.

Nuevo Chimbote, agosto 01 de 2025



Dr. Serapio Agapito Quillos Ruiz
PRESIDENTE



Ms. Fredesbildo Fidel Ríos Noriega
SECRETARIO



Msc. Rusber Alberto Risco Ojeda
INTEGRANTE



Recibo digital

Este recibo confirma que su trabajo ha sido recibido por Turnitin. A continuación podrá ver la información del recibo con respecto a su entrega.

La primera página de tus entregas se muestra abajo.

Autor de la entrega: Dayner Amante
Título del ejercicio: INFORME
Título de la entrega: Propuesta de programa de mantenimiento electromecánico ...
Nombre del archivo: IFT._Amante_Torres_Padilla_Jaque._10_11_2024.pdf
Tamaño del archivo: 4.98M
Total páginas: 162
Total de palabras: 36,388
Total de caracteres: 192,263
Fecha de entrega: 10-nov.-2024 04:50p. m. (UTC-0500)
Identificador de la entrega... 2514759589

UNIVERSIDAD NACIONAL DEL SANTA
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA MECÁNICA



UNS
UNIVERSIDAD
NACIONAL DEL SANTA

Propuesta de programa de mantenimiento electromecánico en línea de
transmisión Huallanca - Chimbote para mejorar condiciones de calidad,
continuidad y seguridad

TESIS PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE INGENIERO
MECÁNICO

AUTORES:

Bach. Amante Torres, Dayner Alfredo
Bach. Padilla Jaque, Harlyn Elio

ASESOR:

MSc. Ing. Risco Ojeda, Rusber Alberto
Código ORCID: 0000-0003-0194-169X

NUEVO CHIMBOTE - PERU
2024

Propuesta de programa de mantenimiento electromecánico en línea de transmisión Huallanca - Chimbote para mejorar condiciones de calidad, continuidad y seguridad

INFORME DE ORIGINALIDAD

14%

INDICE DE SIMILITUD

14%

FUENTES DE INTERNET

3%

PUBLICACIONES

6%

TRABAJOS DEL ESTUDIANTE

FUENTES PRIMARIAS

1	hdl.handle.net Fuente de Internet	2%
2	termografiaperu.com Fuente de Internet	1%
3	dspace.esPOCH.edu.ec Fuente de Internet	1%
4	repositorio.unac.edu.pe Fuente de Internet	1%
5	cybertesis.uni.edu.pe Fuente de Internet	<1%
6	moam.info Fuente de Internet	<1%
7	idoc.pub Fuente de Internet	<1%
8	Submitted to Universidad Continental Trabajo del estudiante	<1%

Dedicatoria

A dios por brindarnos la sabiduría y fuerzas necesarias para culminar con éxito este trabajo de investigación como un paso más para seguir avanzando en nuestra vida profesional.

Dayner Amante y Elio Padilla

A mi madre en el cielo, Octavia felicita Sotelo Julca, quien desde que tengo memoria ha estado a mi lado cuidándome e inculcándome cosas de bien. Fuiste y siempre serás mi mayor razón de superación madre adorada. En la tierra y en el cielo te haré sentir orgullo del hijo que con tus enseñanzas y consejos a pesar de las grandes necesidades y dificultades que pasamos pude salir adelante.

Dayner Amante

A mis padres, Faustino y Elena, y a mis hermanos, Guisela y Henry, por estar siempre a mi lado, brindándome su apoyo en los momentos más difíciles y enseñándome, con su ejemplo, el valor del esfuerzo, la humildad y la perseverancia. Son mi mayor motivación y la razón por la que cada día me esfuerzo por seguir creciendo, tanto en lo personal como en lo profesional.

Elio Padilla

Agradecimientos

A la Universidad Nacional del Santa, Escuela Profesional de Ingeniería Mecánica y toda la plana docente, por habernos formado estos 5 años para una vida profesional exitosa.

Un agradecimiento especial a todos nuestros seres queridos por su constante e incondicional apoyo para con nosotros, y de corazón darle gracias por sus palabras de motivación para seguir adelante y superar los desafíos que se nos presentaron en el desarrollo de la investigación.

Asimismo, expresamos nuestros más sinceros agradecimientos al Ing. Rusber Alberto Risco Ojeda por acompañarnos en este importante camino de nuestra vida profesional, su guía ha sido esencial en cada etapa de nuestra investigación.

Dayner Amante y Elio Padilla

Índice General

Dedicatoria	ii
Agradecimientos	iii
Lista de símbolos y/o nomenclatura	xiii
Resumen.....	xv
Abstract.....	xvi
I. INTRODUCCIÓN.....	1
1.1. Descripción del Problema	1
1.2. Formulación del Problema	2
1.3. Objetivos	3
1.3.1. Objetivo General	3
1.3.2. Objetivos Específicos.....	3
1.4. Formulación de Hipótesis	3
1.5. Justificación e Importancia de la Investigación	3
1.5.1. Justificación Teórica	3
1.5.2. Justificación Práctica	4
1.5.3. Justificación Metodológica	4
1.5.4. Justificación Social	4
1.5.5. Justificación Normativa	4
1.5.6. Justificación Tecnológica.....	5
1.6. Limitaciones de la Investigación	5
II. MARCO TEÓRICO	6
2.1. Antecedentes de la Investigación.....	6

2.1.1.	Antecedentes Internacionales.....	6
2.1.2.	Antecedentes Nacionales	9
2.2.	Bases Teóricas	12
2.2.1.	Sistema eléctrico	12
2.2.2.	Transporte y distribución de energía eléctrica	12
2.2.3.	Clasificación de las subestaciones	13
2.2.4.	Componentes de una subestación eléctrica.....	14
2.2.5.	Gestión de mantenimiento	16
2.2.6.	Tipos de Mantenimiento	19
2.2.7.	KPI's técnicos	20
2.2.8.	Jerarquía taxonómica	21
2.2.9.	Análisis de dispersión Jack-Knife.....	22
2.2.10.	Indicadores de mantenimiento	23
2.2.11.	Distribución de Weibull.....	24
2.2.12.	Distribución de Gumbel.....	30
2.2.13.	Disponibilidad.....	32
2.2.14.	Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad.....	33
2.3.	Marco Conceptual.....	34
III.	METODOLOGÍA.....	37
3.1.	Materiales.....	37
3.1.1.	Documentación Bibliográfica y Técnica	37
3.1.2.	Herramientas y Software.....	37

3.1.3.	Equipos Tecnológicos	37
3.1.4.	Documentación Normativas y técnica	38
3.2.	Método de investigación	38
3.2.1.	Tipo de Investigación.....	38
3.2.2.	Enfoque de Investigación.....	39
3.2.3.	Nivel de Investigación	39
3.2.4.	Diseño de Investigación.....	39
3.2.5.	Variables de la Investigación	40
3.2.6.	Operacionalización de variables	42
3.2.7.	Población y Muestra	44
3.2.8.	Técnicas e instrumentos de recolección de datos	46
3.3.	Técnica de análisis de resultados	47
3.4.	Análisis y procesamiento de la información	48
IV.	RESULTADOS Y DISCUSIÓN	50
4.1.	Resultados	50
4.2.	Discusiones	113
V.	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	116
5.1.	Conclusiones	116
5.2.	Recomendaciones	118
VI.	REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	119
VII.	ANEXOS	124

Índice de figuras

Figura 1 Esquema simplificado del sistema de energía eléctrica	12
Figura 2 Tipos de subestaciones eléctricas	13
Figura 3 Componentes de una subestación eléctrica	14
Figura 4 Transformador de potencia.....	15
Figura 5 Barra colectora tipo cable.....	16
Figura 6 Historia del mantenimiento	18
Figura 7 Evolución del mantenimiento.....	19
Figura 8 Tipos de mantenimiento	20
Figura 9 KPI's de mantenimiento.....	20
Figura 10 Clasificación taxonómica con niveles taxonómicos.....	21
Figura 11 Diagrama de dispersión Jack-Knife	23
Figura 12 Estados operacionales de un activo	24
Figura 13 Función de distribución acumulada inversa de probabilidad sin fallo (R).....	26
Figura 14 Función de distribución acumulada de probabilidad de fallo (F).....	27
Figura 15 Función densidad de probabilidad de fallo (f).....	28
Figura 16 Función de frecuencia de fallos (h)	29
Figura 17 Proceso de implementación del RCM.....	34
Figura 18 Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) - Junio 2024	44
Figura 19 Disponibilidad mecánica del transformador de potencia SS.EE Huallanca.....	71
Figura 20 Disponibilidad mecánica del colector de barra SS.EE Chimbote 1	81
Figura 21 Descripción del contexto operacional del análisis RCM.....	83
Figura 22 Jerarquización de los activos electromecánicos - Huallanca.....	85
Figura 23 Jerarquización de los activos electromecánicos – Chimbote 1	86

Índice de tablas

Tabla 1 Operacionalización de variable independiente	42
Tabla 2 Operacionalización de variables dependientes	43
Tabla 3 Lista de transformadores SSEE Huallanca	46
Tabla 4 Análisis Jack Knife para equipos electromecánicos de la SS.EE. Chimbote 1	58
Tabla 5 Análisis Jack Knife para equipos electromecánicos de la SS.EE. Huallanca	60
Tabla 6 Análisis Weibull del transformador de potencia SS.EE Huallanca	62
Tabla 7 Estimación del MTBF del transformador de potencia SS.EE Huallanca	63
Tabla 8 Análisis Gumbel del transformador de potencia SS.EE Huallanca	66
Tabla 9 Estimación del MDT del transformador de potencia SS.EE Huallanca	67
Tabla 10 Análisis Weibull de barra colectora SS.EE Chimbote 1	72
Tabla 11 Estimación del MTBF de la barra colectora SS.EE Chimbote 1	73
Tabla 12 Análisis Gumbel de la barra colectora SS.EE Chimbote 1	76
Tabla 13 Estimación del MDT de la barra colectora SS.EE Chimbote 1	77
Tabla 14 AMEF para el Transformador de potencia – Parte activa.....	87
Tabla 15 AMEF para el Transformador de potencia – Bushings	89
Tabla 16 AMEF para el Transformador de potencia – Tanque principal	90
Tabla 17 AMEF para el Transformador de potencia – Inter. de calor agua/aceite	91
Tabla 18 AMEF para el Transformador de potencia – Inter. de calor agua cruda/tratada.....	92
Tabla 19 AMEF para el Transformador de potencia – Válvula de seguridad	93
Tabla 20 AMEF para el Transformador de potencia – Válvula de drenaje	94
Tabla 21 AMEF para la barra colectora – Aislador	95
Tabla 22 AMEF para la barra colectora – Herrajes metálicos	97
Tabla 23 AMEF para la barra colectora – Conductor eléctrico	99
Tabla 24 Programa de mantenimiento electromecánico	101

Tabla 25 Evaluación de los niveles de riesgos de las actividades propuestas	105
Tabla 26 Prueba de normalidad de la base de datos	110
Tabla 27 Prueba de correlación entre VI y VD1	111
Tabla 28 Prueba de correlación entre VI y VD2.....	111
Tabla 29 Prueba de correlación entre VI y VD3.....	112

Índice de gráficos

Gráfico 1 Comportamiento de las fallas de la L-1103 periodo 2012-2023	50
Gráfico 2 Causas de las fallas de la L-1103 periodo 2012-2023	51
Gráfico 3 Comportamiento de las fallas de la L-1104 periodo 2012-2023	52
Gráfico 4 Causas de las fallas de la L-1104 periodo 2012-2023	53
Gráfico 5 Comportamiento de las fallas de la L-1105 periodo 2012-2023	54
Gráfico 6 Causas de las fallas de la L-1104 periodo 2012-2023	55
Gráfico 7 Distribución de fallas en S.E. Chimbote 1 y Huallanca periodo 2012-2023	56
Gráfico 8 Causas de las fallas en las S.E. Huallanca periodo 2012-2023.....	57
Gráfico 9 Causas de las fallas en las S.E. Chimbote 1 periodo 2012-2023	57
Gráfico 10 Diagrama Jack Knife para equipos electromecánicos de la SS.EE. Chimbote 1..	59
Gráfico 11 Diagrama Jack Knife para equipos electromecánicos de la SS.EE. Huallanca	60
Gráfico 12 Recta de regresión análisis Weibull – Transformador de potencia	63
Gráfico 13 Función de densidad de probabilidad de fallo (f) - Transformador de potencia...	64
Gráfico 14 Función acumulada de probabilidad de fallo (F) - Transformador de potencia ...	64
Gráfico 15 Función acumulada inversa de probabilidad de fallo (R) – Transf. de potencia ..	65
Gráfico 16 Función frecuencia de fallos (h) - Transformador de potencia.....	66
Gráfico 17 Recta de regresión análisis Gumbel – Transf. de potencia	67
Gráfico 18 Función de densidad de probabilidad de reparación (m) – Transf. de potencia ...	68
Gráfico 19 Función acumulada de probabilidad de reparación (M) - Transf. de potencia	69
Gráfico 20 Función frecuencia de reparaciones (μ) – Transf. de potencia.....	70
Gráfico 21 Recta de regresión análisis Weibull – Barra colectora	73
Gráfico 22 Función de densidad de probabilidad de fallo (f) - Transformador de potencia...	74
Gráfico 23 Función acumulada de probabilidad de fallo (F) – Barra colectora	74
Gráfico 24 Función acumulada inversa de probabilidad de fallo (R) – Barra colectora	75

Gráfico 25 Función frecuencia de fallos (h) – Barra colectora.....	76
Gráfico 26 Recta de regresión análisis Gumbel – Barra colectora	78
Gráfico 27 Función de densidad de probabilidad de reparación (m) – Barra colectora	79
Gráfico 28 Función acumulada de probabilidad de reparación (M) – Barra Colectora.....	79
Gráfico 29 Función frecuencia de reparaciones (μ) – Barra colectora	80

Índice de anexos

Anexo 1. Matriz de consistencia	124
Anexo 2. Instrumento 01: Ficha de registro de causas de fallas en la línea de transmisión ..	126
Anexo 3. Instrumento 02: Ficha de registro de intervenciones en el sist. de transmisión.....	127
Anexo 4. Instrumento 03: Cuestionario	128
Anexo 5. Ficha de validación por juicio experto para el instrumento 01	132
Anexo 6. Ficha de validación por juicio experto para el instrumento 02	133
Anexo 7. Ficha de validación por juicio experto para el instrumento 03	134
Anexo 8. Matriz de categorización y criticidad de tareas de mantenimiento	135
Anexo 9. Diagrama y requisitos de seguridad para tareas de mantenimiento	136
Anexo 10. Base de datos de registro de causas de fallas en la línea de transmisión.....	137
Anexo 11. Base de datos de registro de intervenciones en el sistema de transmisión.....	138
Anexo 12. Base de datos para análisis de confiabilidad y mantenibilidad – Barra colectora	141
Anexo 13. Base de datos para análisis de confiabilidad y mantenibilidad – Transformador	144
Anexo 14. Base de datos del cuestionario	146
Anexo 15. Criterios de evaluación de severidad, ocurrencia y detectabilidad	148
Anexo 16. Rango de criticidad para evaluación del NPR	149
Anexo 17. Frecuencias de mantenimiento recomendadas la NFPA 70B	150
Anexo 18. Frecuencias de mantenimiento recomendadas la NETA/ANSI.....	153

Lista de símbolos y/o nomenclatura

- a : Parámetro de dispersión de la distribución
- AMEF : Análisis de modo y efecto de falla
- ANSI : Instituto Nacional Estadounidense de Estándares
- COES : Comité de Operación Económica del Sistema
- EC : Condición de equipos
- ERR : Requisito de confiabilidad del equipo
- EXT : Fallas externas
- F : Factor de matriz de frecuencia de mantenimiento
- f(t) : Función densidad de probabilidad de fallo
- F(t) : Función de distribución acumulada de probabilidad de fallo.
- FEC : Falla de equipos
- FEP : Falla del sistema de protección
- FHU : Fallas humanas
- FNA : Fenómenos ambientales o naturales
- FNI : Fallas no identificadas
- h(t) : Función de frecuencia de fallos
- i : Posición del dato en el orden ascendente
- ISO : Organización Internacional de Normalización
- KPI : Indicador clave de desempeño
- LLTT : Línea de transmisión
- m(t) : Función de densidad de probabilidad de reparar el activo
- M(t) : Función de distribución acumulada de probabilidad de reparar el activo
- MDT : Tiempo promedio fuera de servicio después de un fallo [Horas]

MTBF :	Tiempo medio entre fallos	[Horas]
MTTR :	Tiempo medio de reparación	[Horas]
N :	Número total de observaciones	
NETA :	Asociación Internacional de Pruebas Eléctricas	
NFPA :	Asociación Nacional de Protección contra Incendios	
NPR :	Número de priorización de riesgo	
OPE :	Fallas operacionales	
OTR :	Causas distintas a las mencionadas	
r :	Coefficiente de correlación de Pearson	
R(t) :	Función acumulada inversa de probabilidad de fallo	
RCM :	Mantenimiento centrado en la confiabilidad	
RM :	Rango medio en diferentes tamaños de muestra	
SAE :	Sociedad de Ingenieros de Automoción	
SEIN :	Sistema Eléctrico Interconectado Nacional	
SSEE :	Subestación Eléctrica	
TBF :	Tiempo de buen funcionamiento	[Horas]
TTF :	Tiempo de funcionamiento	[Horas]
TTR :	Tiempo de reparación	[Horas]
u :	Parámetro de localización - Gumbel	
UNE :	Asociación Española de Normalización	
β :	Parámetro de forma - Weibull	
γ :	Parámetro inicial o localización - Weibull	
η :	Parámetro de escala o vida característica	
$\mu(t)$:	Función de frecuencia de reparaciones	

Resumen

La investigación tuvo como objetivo demostrar la relación entre el programa de mantenimiento electromecánico y las condiciones de calidad, continuidad y seguridad de la línea de transmisión Huallanca – Chimbote 1. La metodología fue de tipo aplicada, con enfoque cuantitativo, nivel correlacional y diseño no experimental. La población incluyó todos los activos de las líneas L-1103, L-1104 y L-1105, tomando como muestra y unidad de análisis el transformador MPT-U2-A1 y la barra colectora 138 kV de las subestaciones Huallanca y Chimbote 1, respectivamente. En la primera etapa, se diagnosticaron las fallas en la línea de transmisión, identificando 39 fallas en la L-1103, 32 en la L-1104 y 62 en la L-1105, con fenómenos naturales y fallas de equipos como principales causas. La técnica jack knife determinó que la barra colectora y el transformador eran los equipos más críticos. En la segunda etapa, se calcularon los indicadores MTBF, MDT y disponibilidad, obteniendo para el transformador 6521.69 horas de MTBF, 5.46 horas de MDT y 99.99% de disponibilidad, y para la barra colectora, 5195.98 horas de MTBF, 3.21 horas de MDT y 99.94% de disponibilidad. En la tercera etapa, se desarrolló el programa de mantenimiento mediante la metodología RCM, definiendo el contexto operacional, jerarquizando activos y realizando el AMEF, identificando 45 modos de falla en el transformador y 35 en la barra colectora; con los modos de falla críticos, se establecieron actividades preventivas bajo normativas ANSI/NETA y NFPA 70B. En la cuarta etapa, un cuestionario a 24 profesionales mostró una correlación positiva significativa entre el programa de mantenimiento y las condiciones de calidad (79.8%), continuidad (88.2%) y seguridad (76.9%), todas con un nivel de significancia del 1%. En conclusión, la propuesta de programa electromecánico demostró su potencial para aplicarse en campo y mejorar las condiciones analizadas de la línea de transmisión.

Palabras clave: programa de mantenimiento, seguridad, continuidad, calidad, línea de transmisión.

Abstract

The objective of this research was to demonstrate the relationship between the electromechanical maintenance program and the conditions of quality, continuity, and safety of the Huallanca – Chimbote 1 transmission line. The methodology was applied, with a quantitative approach, correlational level, and non-experimental design. The population included all assets in the L-1103, L-1104, and L-1105 transmission lines, with the transformer MPT-U2-A1 and the busbar 138 kV of the Huallanca and Chimbote 1 substations, respectively, as the sample and units of analysis. In the first stage, failures in the transmission line were diagnosed, identifying 39 failures in L-1103, 32 in L-1104, and 62 in L-1105, with natural phenomena and equipment failures as the main causes. The jack knife technique determined that the busbar and the transformer were the most critical equipment. In the second stage, the MTBF, MDT, and availability indicators were calculated, obtaining 6521.69 hours of MTBF, 5.46 hours of MDT, and 99.99% availability for the transformer, and 5195.98 hours of MTBF, 3.21 hours of MDT, and 99.94% availability for the busbar. In the third stage, the maintenance program was developed using the RCM methodology, defining the operational context, prioritizing critical assets, and conducting FMEA, identifying 45 failure modes in the transformer and 35 in the busbar; based on the critical failure modes, preventive activities were established under ANSI/NETA and NFPA 70B standards. In the fourth stage, a questionnaire administered to 24 professionals showed a significant positive correlation between the maintenance program and the conditions of quality (79.8%), continuity (88.2%), and safety (76.9%), all with a significance level of 1%. In conclusion, the proposed electromechanical program demonstrated its potential to be applied in the field and improve the analyzed conditions of the transmission line.

Keywords: preventive maintenance program, safety, continuity, quality, transmission line.

I. INTRODUCCIÓN

1.1. Descripción del Problema

A nivel internacional, la demanda de energía eléctrica aumenta de manera constante debido al crecimiento industrial y el incremento poblacional, lo que ejerce presión sobre las líneas de transmisión (LLTT) eléctrica y los equipos electromecánicos de las subestaciones (SSEE), fundamentales para el enlace entre la generación y la distribución de energía. Según Kachhadiya et al. (2020), mientras la demanda de energía crece rápidamente, la construcción de nuevas líneas de transmisión no sigue el mismo ritmo, provocando una sobrecarga en las líneas existentes, lo cual causa el calentamiento de los conductores y aumenta la probabilidad de daños en los equipos electromecánicos.

Dado el papel crucial de la energía eléctrica en nuestra sociedad, Araujo y Castro (2021) enfatizan que las empresas eléctricas tienen la enorme responsabilidad de garantizar la continuidad y calidad del servicio prestado. Sin embargo, la extensión de las LLTT conlleva problemas adicionales ya que las grandes distancias generan pérdidas de energía, afectando tanto la continuidad como la calidad del servicio, provocando cortes inesperados y alterando las características de la energía en el punto de llegada.

Por otro lado, los equipos electromecánicos en las LLTT y SSEE requieren necesariamente algún tipo de mantenimiento, ya sea correctivo, preventivo o predictivo, lo que obliga a los trabajadores a interactuar directamente con estos equipos e incrementa el riesgo de accidentes laborales debido a las inadecuadas condiciones de seguridad. En los últimos años, el sector eléctrico ha sufrido considerables cambios, contribuyendo al aumento de los accidentes, principalmente en la actividad de mantenimiento de líneas de transmisión (Bezerra et al., 2018). Asimismo, la exposición a altos voltajes, la necesidad de realizar trabajos en altura y la manipulación de equipos bajo condiciones operativas estresantes contribuyen a crear un

ambiente de trabajo peligroso, exacerbando aún más los riesgos para la seguridad de los trabajadores.

En el Perú, la situación del sector eléctrico revela una problemática considerable en cuanto a la calidad del suministro de energía. Las interrupciones frecuentes afectan gravemente a los usuarios, generando malestar social. Medina (2021) destaca que incluso las empresas líderes del sector no están exentas de estas interrupciones, las cuales causan serios problemas y descontento público. Esta situación ha llevado a manifestaciones sociales y conflictos, como la toma de locales. Por otro lado, la falta de una estrategia adecuada de mantenimiento no solo compromete la calidad del suministro, sino que también pone en riesgo la estabilidad del servicio, un aspecto crítico para el desarrollo del país, evidenciando la necesidad de diseñar un programa de mantenimiento electromecánico acorde al contexto operacional de los equipos. Además, estas interrupciones no solo afectan a los hogares, sino también a sectores clave como la industria y los servicios, lo que puede traducirse en pérdidas económicas. Aún más resaltante es que la falta de continuidad en el suministro de energía puede detener procesos productivos, afectar la conservación de productos perecederos y causar inconvenientes en la prestación de servicios esenciales, como la salud y la educación.

1.2. Formulación del Problema

¿De qué manera influye la propuesta de programa de mantenimiento electromecánico en las condiciones de calidad, continuidad y seguridad de la línea de transmisión Huallanca – Chimbote 1?

1.3. Objetivos

1.3.1. Objetivo General

Demostrar la relación entre la propuesta de programa de mantenimiento electromecánico y las condiciones de calidad, continuidad y seguridad de la línea de transmisión Huallanca – Chimbote 1.

1.3.2. Objetivos Específicos

- a) Realizar un diagnóstico de la línea de transmisión de 138 kV Huallanca – Chimbote 1 enfocado en la identificación de fallas que alteran las condiciones de calidad, continuidad y seguridad.
- b) Evaluar los KPI's técnicos de los equipos electromecánicos críticos de la línea de transmisión de 138 kV Huallanca – Chimbote 1.
- c) Desarrollar un programa de mantenimiento basado en la metodología RCM para los equipos electromecánicos de la línea de transmisión Huallanca – Chimbote 1.

1.4. Formulación de Hipótesis

La propuesta de programa de mantenimiento electromecánico influye positivamente en las condiciones de calidad, continuidad y seguridad de la línea de transmisión Huallanca – Chimbote 1.

1.5. Justificación e Importancia de la Investigación

1.5.1. Justificación Teórica

La investigación se justificó teóricamente porque aportó nuevos conocimientos a la teoría existente sobre la gestión de mantenimiento orientado a los activos de transmisión eléctrica, específicamente en el desarrollo de un programa de mantenimiento electromecánico.

Asimismo, se relacionó con el conocimiento actual al abordar las deficiencias en el mantenimiento preventivo y correctivo, llenando vacíos sobre estrategias preventivas y sistemáticas en el área del mantenimiento industrial.

1.5.2. Justificación Práctica

Desde la perspectiva práctica, la investigación se justificó porque sus resultados pueden ser utilizados para diseñar programas de mantenimiento electromecánico acorde al contexto operacional del activo físico, con el fin de mejorar las condiciones de calidad, continuidad y seguridad del servicio de transmisión de energía eléctrica.

1.5.3. Justificación Metodológica

La investigación se justificó metodológicamente porque se emplearon encuestas validadas por expertos con hasta 20 años de experiencia en el sector eléctrico - mecánico, las cuales superaron el 95% de confiabilidad en el alfa de Cronbach. Este rigor metodológico asegura la validez y confiabilidad de los resultados obtenidos.

1.5.4. Justificación Social

La investigación se justificó socialmente porque la propuesta de diseño de un programa de mantenimiento electromecánico beneficiará a las empresas eléctricas, asegurando condiciones de calidad y continuidad en el servicio. Esto, a su vez, impactará positivamente en las localidades al garantizar un suministro eléctrico confiable y en los mantenedores al mejorar sus condiciones de seguridad.

1.5.5. Justificación Normativa

La investigación se justificó normativamente porque se consideraron normativas relevantes como la ISO 14224:2016, SAE JA1011, SAE JA1012, UNE-EN 60300-3-11:2013, UNE-EN 13306:2018, ISO 55001:2014 y Norsok Z-008. Estas normativas proporcionan un

marco sólido y reconocido internacionalmente que contribuyeron a la propuesta de programas de mantenimiento electromecánico, asegurando el cumplimiento de estándares de calidad y seguridad en la gestión de activos.

1.5.6. Justificación Tecnológica

La investigación se justificó tecnológicamente porque desarrolló una alineación e integración de metodologías y herramientas en la confiabilidad de los activos, como el RCM, jack knife, análisis de Weibull y análisis Gumbel. Estas técnicas se utilizaron para determinar activos y sistemas críticos, realizar un análisis de causa raíz y establecer un procedimiento estadístico de indicadores, proporcionando una aproximación precisa a la realidad operativa del equipo electromecánico.

1.6. Limitaciones de la Investigación

La limitación de la presente investigación radica en que se enfocó en el desarrollo del programa de mantenimiento electromecánico sin llegar a la etapa de implementación en un entorno operativo real. Aunque esto impidió evaluar los resultados directamente en campo, es importante señalar que el programa fue diseñado siguiendo estándares internacionales y metodologías validadas como el RCM. Esto garantiza que, a pesar de no haber sido aplicado aún, el desarrollo es sólido y está listo para su futura implementación y validación, asegurando su efectividad en la operación práctica.

II. MARCO TEÓRICO

2.1. Antecedentes de la Investigación

2.1.1. *Antecedentes Internacionales*

Gandini, A. et al. (2022) en su artículo de investigación titulado “ISO 55001 in Brazil: why few companies are practicing the standard?”, abordaron la problemática de la baja adopción de las normas de gestión de activos en Brasil. La investigación planteó la pregunta: ¿Por qué las normas de gestión de activos tienen poca adherencia en Brasil? El estudio planteó como objetivo principal investigar las razones detrás de la escasa adhesión a las normas de gestión de activos en Brasil mediante encuestas a expertos y entrevistas abiertas con consultores en el área. La metodología empleada tuvo un enfoque empírico y descriptivo, que incluyó la revisión de literatura técnica, la recopilación de datos a través de cuestionarios distribuidos en grupos y comunidades de mantenimiento y gestión de activos, así como entrevistas abiertas con consultores que se especializaban en la norma ISO 55001. Se llegó a la conclusión de que la cultura de inmediatez en las empresas brasileñas, donde los procesos que generan resultados a mediano y largo plazo no son prioritarios, era una de las principales razones para la baja adopción de la norma ISO 55001. Además, la falta de una estrategia sólida y organizada para la gestión de activos y el desconocimiento de la norma por parte de muchos profesionales del área también contribuían a esta situación. Los resultados del estudio resaltaron la necesidad de cambiar la mentalidad empresarial hacia una planificación a largo plazo y de aumentar la difusión y comprensión de los beneficios de la norma ISO 55001 para mejorar la gestión de activos en Brasil.

Gasca, M. et al. (2017) en su artículo de investigación titulado “Sistema para evaluar la confiabilidad de equipos críticos en el sector industrial”, abordaron la problemática de la baja confiabilidad en los activos de producción industrial, que resulta en altos costos operativos,

reducción de la vida útil de la maquinaria y disminución de la competitividad industrial. La investigación planteó la pregunta: ¿Cómo se puede mejorar la confiabilidad de los activos críticos en la industria mediante un sistema automatizado que evalúe la confiabilidad y proporcione indicadores para la toma de decisiones en el mantenimiento preventivo? El estudio propuso como objetivo principal desarrollar y probar una herramienta que evalúe la confiabilidad de los equipos críticos en el sector industrial, proporcionando criterios para mejorar la toma de decisiones en el mantenimiento y evitar paradas no planificadas de los equipos. Emplearon una metodología con enfoque empírica y descriptiva, que incluyó un análisis de criticidad para jerarquizar los equipos, se construyó un catálogo de fallas utilizando el análisis del modo y efecto de la falla (FMEA) y se modeló la confiabilidad de los equipos utilizando distribuciones Weibull, Log Normal y Normal. Finalmente, se concluyó que la implementación de una herramienta automatizada para evaluar la confiabilidad de los equipos críticos es efectiva para identificar los equipos más críticos, diseñar actividades de mantenimiento planificadas y mejorar la confiabilidad de los activos. La herramienta probada permitió calcular el tiempo medio entre fallas, proporcionando indicadores valiosos para la toma de decisiones en el mantenimiento preventivo y evitando paradas no planificadas.

López, P. y Salazar, G. (2020) en su artículo de investigación titulado “Metodología para la planificación y control de la ejecución de mantenimientos preventivos y correctivos de líneas de subtransmisión”, identificaron como problema la falta de planificación y control en la ejecución de mantenimientos en las líneas de subtransmisión en Ecuador. La investigación planteó la pregunta: ¿Cómo se puede mejorar la planificación y control de la ejecución de mantenimientos preventivos y correctivos en las líneas de subtransmisión para reducir las interrupciones y mejorar la eficiencia operativa del sistema eléctrico? El estudio propuso como objetivo principal desarrollar una metodología que permitiera la planificación y control eficaz de la ejecución de mantenimientos en las líneas de subtransmisión, utilizando el método de

Gravedad, Urgencia y Tendencia (GUT) para priorizar y atender problemas de manera efectiva, optimizando los recursos y mejorando la confiabilidad del suministro energético. Este enfoque se basó en la aplicación de una metodología empírica y descriptiva, que incluyó la recopilación de datos de la Agencia de Regulación y Control de Electricidad (ARCONEL), la identificación de la infraestructura del sector eléctrico, y la catalogación de las causas de interrupciones. Finalmente, concluyeron que la implementación de la metodología propuesta permitía mejorar significativamente la planificación y control de los mantenimientos en las líneas de subtransmisión, reduciendo las interrupciones y mejorando la eficiencia operativa del sistema eléctrico.

Salamanca, J. et al. (2017) en su artículo de investigación titulado “Análisis de criticidad y árboles de diagnóstico de fallas para transformadores de potencia”, abordaron la problemática de la falta de optimización en la confiabilidad operativa de los activos en subestaciones eléctricas. La investigación planteó la pregunta: ¿Cómo se puede mejorar la confiabilidad operativa de los transformadores de potencia en subestaciones eléctricas mediante el análisis de criticidad y el uso de árboles de diagnóstico de fallas? El estudio planteó como objetivo principal desarrollar un análisis de criticidad y proponer la implementación de árboles de diagnóstico de fallas para transformadores de potencia. Este enfoque se basó en la aplicación de una metodología empírica y descriptiva, que incluyó la recopilación de información de un equipo de trabajo con amplia experiencia en el mantenimiento de los activos estudiados. Además, se implementó el análisis de criticidad para establecer jerarquías y prioridades de mantenimiento, y se desarrollaron árboles de diagnóstico de fallas para facilitar el análisis predictivo y la toma de decisiones informadas. Finalmente, se concluyó que el análisis de criticidad reveló que los transformadores de potencia en la subestación Belén eran los activos más críticos, afectando significativamente a los usuarios finales. La implementación

de árboles de diagnóstico de fallas mostró que los incrementos de humedad y temperatura eran los factores más incidentes en las fallas de los transformadores.

2.1.2. Antecedentes Nacionales

Achahuanco, A. (2020) en su tesis “Análisis del mantenimiento centrado en la confiabilidad – RCM – en la subestación San José, para la estabilidad del sistema interconectado nacional SEIN, en base a la confiabilidad de sus equipos”, abordó la problemática de la confiabilidad en los sistemas eléctricos de potencia, específicamente en la subestación San José. El estudio propuso como objetivo principal desarrollar y proponer una metodología de mantenimiento centrado en la confiabilidad (RCM) para mejorar la confiabilidad de los equipos más críticos de la subestación San José. Este enfoque se basó en la aplicación de una metodología descriptiva y no experimental, que incluyó la recopilación de datos cualitativos y cuantitativos mediante cuestionarios y análisis de datos. Se utilizó el Análisis de Modo y Efecto de la Falla (FMEA) para identificar y evaluar las posibles fallas en los equipos críticos, así como técnicas de mantenimiento predictivo para conocer el estado y la operatividad de los equipos mediante la monitorización de variables físicas como temperatura y vibración. Además, se elaboró una matriz de criticidad para clasificar los equipos según su nivel de criticidad, permitiendo priorizar las acciones de mantenimiento. Se concluyó que la implementación de la metodología RCM permitió identificar el autotransformador de 600 MVA de la subestación San José como el equipo más crítico, según la metodología aplicada sugiere que se realice mantenimientos más frecuentes, y finalmente se mejoró la confiabilidad a un 95%.

Díaz, A. et al. (2019) en su tesis titulado “Mantenimiento de celda de sistema de acoplamiento eléctrico rural Canchis 22,9 kV”, abordaron la problemática de la falta de acceso a la electricidad y la limitada calidad de servicio en áreas rurales del Perú, que limitaba el

desarrollo económico y mejoraba los estándares de vida. Este problema se reflejaba en la baja cobertura de electrificación rural y la necesidad de garantizar un servicio de calidad mediante la implementación de un modelo de mantenimiento efectivo. La investigación tuvo como objetivo general establecer un modelo de mantenimiento de celda para mejorar la operación y confiabilidad de la línea de transmisión del sistema de acoplamiento eléctrico rural Canchis 22,9 kV, utilizando un enfoque no experimental y correlacional. Se aplicaron técnicas de recolección de datos, como inspecciones, mantenimientos, pruebas y atención de fallas, y herramientas de administración y software para programas de automatización. Los resultados indicaron que la implementación de un modelo de mantenimiento de líneas de transmisión mejoró la operación y mantenimiento del sistema de acoplamiento eléctrico rural, beneficiando a 995 usuarios con un consumo de potencia de 182.43 kW. Finalmente, se concluyó que una gestión de mantenimiento adecuada optimizó la confiabilidad del sistema eléctrico rural, reduciendo significativamente los tiempos de inactividad y mejorando la eficiencia operativa de las subestaciones de transmisión.

Aquino, F. (2023) en su tesis titulado “Diseño de un sistema de gestión de mantenimiento preventivo y su incidencia en la disponibilidad del sistema de potencia eléctrica en una unidad minera de Cajamarca-2021”, abordó la problemática del mantenimiento ineficaz del sistema eléctrico de potencia en una unidad minera. Este problema se refleja en fallas recurrentes en los transformadores de potencia, que causan interrupciones en el suministro eléctrico, afectando el proceso productivo y aumentando los costos operativos. La investigación tuvo como objetivo principal diseñar e implementar un sistema de gestión de mantenimiento preventivo que mejorara la disponibilidad del sistema eléctrico de potencia en dicha unidad minera, utilizando una metodología de tipo aplicada-explicativa, cuantitativa y no experimental. Se aplicaron técnicas para recolección de información tales como observación, análisis documental, encuestas y entrevistas validados por expertos. Los

resultados indicaron una mejora significativa en la disponibilidad del sistema eléctrico, aumentando del 90.7% al 95.57% después de la implementación, y demostrando la viabilidad económica de la propuesta con un beneficio de S/ 15.00 por cada sol invertido. Finalmente, el autor concluyó que un adecuado mantenimiento preventivo influye positivamente en la disponibilidad del sistema eléctrico y en la reducción de costos operativos, optimizando así la eficiencia y continuidad del proceso productivo en la unidad minera.

Palpa, M. y Nuñez, W. (2022) en su tesis titulado “Programa de mantenimiento centrado en confiabilidad para aumentar la disponibilidad de la bomba centrífuga horizontal Warman 6"x4" AH de la planta de espesamiento de relaves de una unidad minera en la provincia de Oyón - Lima”, abordó la problemática de la baja disponibilidad de equipos críticos debido a fallas mecánicas frecuentes en el sector minero. Este problema se reflejaba en la reducción de la eficiencia operativa y el aumento de los costos de reparación y tiempo de inactividad no planificado. El objetivo principal fue determinar si la implementación de un programa de mantenimiento centrado en confiabilidad incrementaba significativamente la disponibilidad de la bomba. Utilizando un enfoque metodológico de tipo aplicada, cuantitativo y pre-experimental, se aplicaron técnicas de análisis documental utilizando fichas de reportes de diarios de operación y MS Excel. Los resultados demostraron un aumento significativo en la disponibilidad de las bombas después de la implementación del programa, mejorando su disponibilidad para el tren N°01 de bombeo en un 3.96% y para el tren N°02 en un 2.82%; asimismo un incremento del tiempo medio entre fallas (MTBF), además de reducir el tiempo de reparación (MTTR). Finalmente, el autor concluyó que la implementación de un programa de mantenimiento centrado en confiabilidad no solo mejoraba la disponibilidad de los equipos, sino que también optimizaba los tiempos de intervención y reducía los costos operativos basados en la distribución de Weibull.

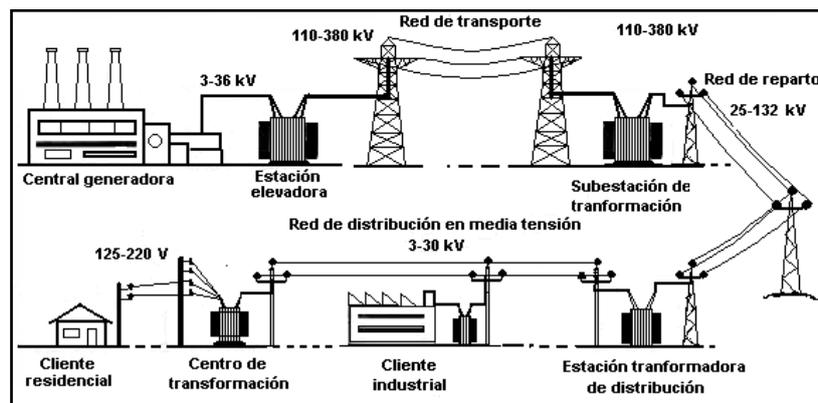
2.2. Bases Teóricas

2.2.1. Sistema eléctrico

“Un sistema eléctrico es el conjunto de equipos y elementos necesarios para que la energía llegue desde las centrales generadoras hasta los consumidores. Un sistema, está formado principalmente por las centrales generadoras de energía eléctrica, las líneas de transporte de la electricidad que las producen, las subestaciones interconexión o reductoras, los centros de transformación y las instalaciones interiores o receptoras de esa energía eléctrica” (Trashorras, 2016, p. 2).

Figura 1

Esquema simplificado del sistema de energía eléctrica



Nota. La figura muestra un sistema eléctrico con equipos y elementos interconectados para el transporte de energía eléctrica. Tomado de *Transporte y distribución de energía eléctrica*, por Cienciasferas, 2005.

2.2.2. Transporte y distribución de energía eléctrica

El término “transporte” de energía se refiere, en general, a las instalaciones eléctricas que llevan la energía desde la generación a las subestaciones reductoras. El término “distribución” de energía se refiere a las instalaciones eléctricas que llevan la energía desde las

subestaciones a los consumidores tanto en media tensión (MT) como en baja tensión (BT). Según el diario El Peruano (2011), en el Perú existen niveles de tensión utilizados en un sistema eléctrico, tales como:

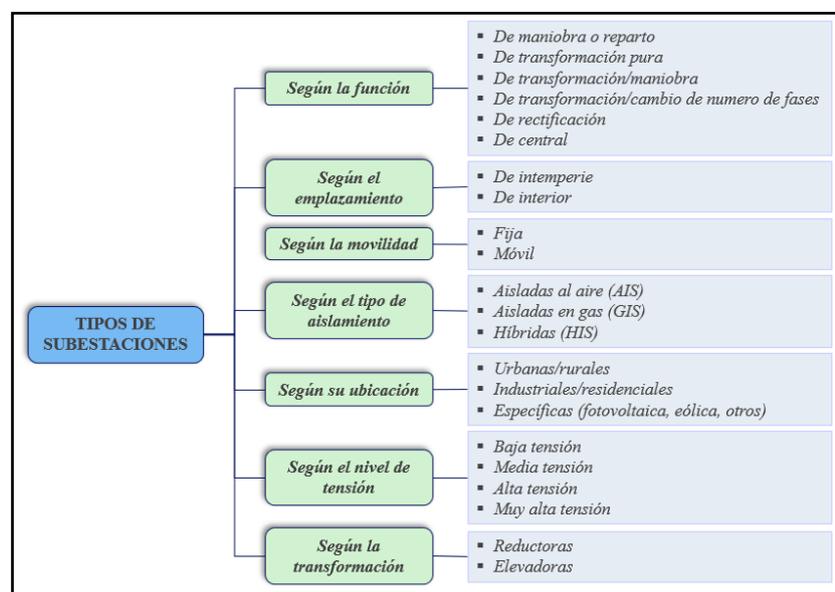
- **Baja tensión (BT)**; su límite superior es $U \leq 1\text{kV}$, siendo U la Tensión nominal.
- **Media tensión (MT)**; cuyos niveles de tensión comprendido entre $1\text{kV} < U \leq 35\text{kV}$.
- **Alta tensión (AT)**; niveles utilizados para la transmisión masiva de electricidad comprendida entre $35\text{kV} < U \leq 230\text{kV}$.
- **Muy alta transmisión (MAT)**; niveles superiores a 230kV.

2.2.3. Clasificación de las subestaciones

Una subestación eléctrica puede clasificarse según las siguientes características:

Figura 2

Tipos de subestaciones eléctricas



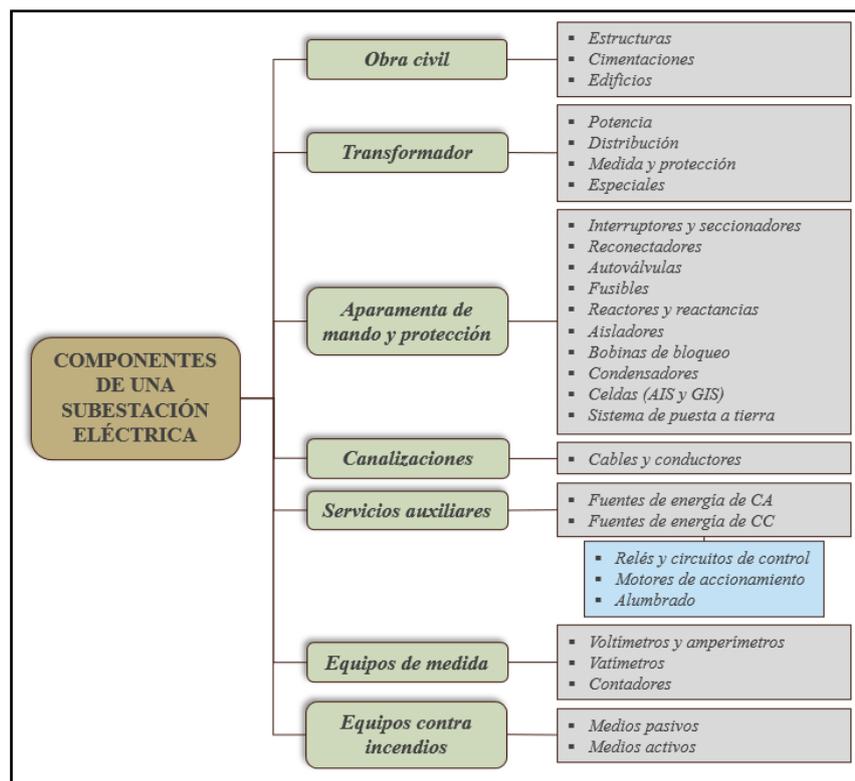
Nota. La figura muestra un resumen de los tipos de subestaciones eléctricas según sus diferentes características. Tomado de *Gestión y supervisión de la operación de subestaciones eléctricas* (p.12), por J. Trashorras, 2016, Ediciones Marcombo S.A.

2.2.4. Componentes de una subestación eléctrica

Las subestaciones están conformadas por diferentes equipos, dispositivos y sistemas para cumplir con sus objetivos.

Figura 3

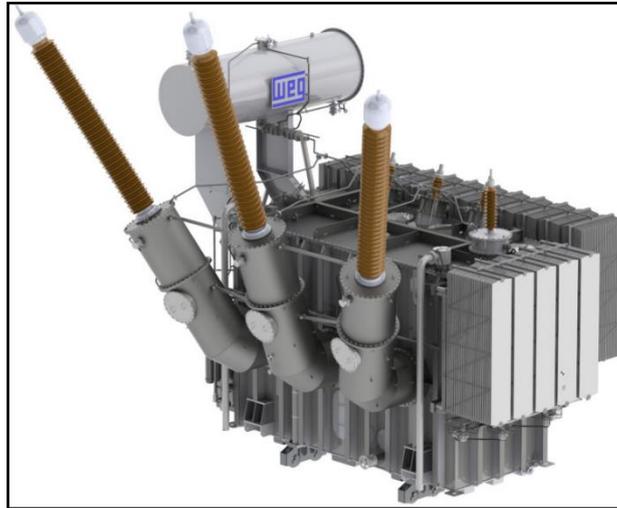
Componentes de una subestación eléctrica



Nota. La figura muestra un resumen de los principales componentes de una subestación eléctrica. Tomado de *Gestión y supervisión de la operación de subestaciones eléctricas* (p.9), por J. Trashorras, 2016, Ediciones Marcombo S.A.

- **Transformadores de potencia**

Son equipos que tienen como función elevar o reducir el nivel de tensión, y son ampliamente utilizados en el proceso de transmisión de la energía eléctrica, desde la generación hasta el consumidor.

Figura 4*Transformador de potencia*

Nota. La figura muestra a un transformador de potencia. Tomado de *Catálogo Audax S.A.*

- **Barra colectora**

Las barras colectoras, también conocidas como buses, son un conjunto de conductores utilizados como punto de conexión común en una subestación eléctrica. Estos buses permiten la interconexión de generadores, líneas de transmisión, bancos de transformadores, y otros elementos que mejoran la eficiencia de la subestación. Dependiendo de la necesidad, una subestación puede contar con uno o más buses para agrupar diferentes circuitos en distintos niveles de voltaje (Raúll, 2000).

Está compuesto por los siguientes elementos:

- a. Conductores eléctricos (cables o tubos)
- b. Aisladores
- c. Conectores y herrajes

Figura 5

Barra colectora tipo cable



Nota. La figura muestra una barra colectora en una subestación eléctrica. Tomado de *Diseño de Subestaciones Eléctricas* (p. 127), por Raúll, 2000.

2.2.5. Gestión de mantenimiento

La normativa UNE 13306 (2018) define gestión de mantenimiento como “todas las actividades de la gestión que determinan los requisitos, los objetivos, las estrategias y las responsabilidades del mantenimiento y la implantación de dichas actividades por medios tales como la planificación del mantenimiento, el control de este y la mejora de las actividades de mantenimiento y las cuestiones económicas” (p. 7)

Por otro lado, Arcos et al. (2023) lo define como “un conjunto de actividades que incluyen el diseño, planificación y control de pasos para asegurar la buena producción de una empresa, cumpliendo con los requisitos de los clientes” (p. 57)

- **Evolución del mantenimiento**

Según Iony (2014), la historia del mantenimiento se puede dividir aproximadamente en tres generaciones distintas, denominadas:

a. Primera generación. Durante la primera generación, que abarcó desde 1940 hasta 1950, coincidiendo con el final de la segunda guerra mundial, la industria estaba en una etapa inicial de mecanización. Se utilizaban equipos simples y sobredimensionados, lo que significaba que su rendimiento no era crucial para la sociedad de la época. El mantenimiento, en su forma planificada, era casi inexistente y se limitaba principalmente a tareas preventivas como la limpieza y lubricación, y a reparaciones correctivas cuando ocurrían fallos, que eran menos frecuentes debido al sobredimensionamiento de los equipos.

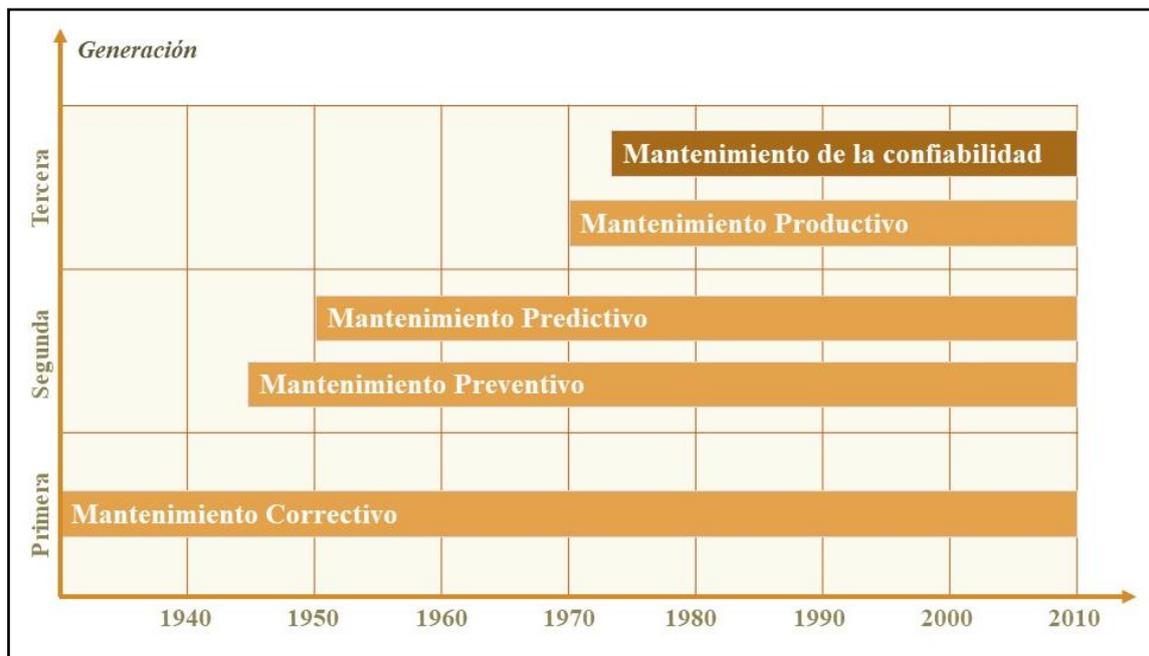
b. Segunda generación. La segunda generación de la historia del mantenimiento, que abarcó desde 1950 hasta 1975, surgió tras la segunda guerra mundial. Durante este periodo, la rápida implementación de la automatización provocó una escasez de mano de obra especializada, lo que incrementó los costos asociados a la corrección de fallos, principalmente debido a las interrupciones en la producción. Esto llevó a un aumento de las expectativas sociales sobre el rendimiento industrial. El enfoque se centró en maximizar la disponibilidad y la vida útil de los equipos a un bajo costo. Como resultado, se impulsaron investigaciones científicas que desarrollaron técnicas de mantenimiento preventivo y predictivo, siendo el mantenimiento predictivo introducido en 1950 y aplicándose de manera especial en la industria aeronáutica mediante revisiones periódicas de los equipos.

c. Tercera generación. Esta generación, que comenzó en 1975, surgió porque las técnicas anteriores no podían satisfacer las crecientes demandas de la automatización. La adopción del sistema "Just in Time" en la manufactura amplificó los problemas de indisponibilidad, ya que incluso pequeñas interrupciones podían detener la producción. Esta generación agregó exigencias de calidad y desempeño garantizado, además de disponibilidad y confiabilidad. La dependencia de procesos automatizados en servicios esenciales como salud, telecomunicaciones y energía hizo que los fallos tuvieran impactos sociales significativos.

Esto, junto con una mayor conciencia ambiental y de seguridad, impulsó la creación de la metodología de Mantenimiento Centrado en Confiabilidad (RCM).

Figura 6

Historia del mantenimiento



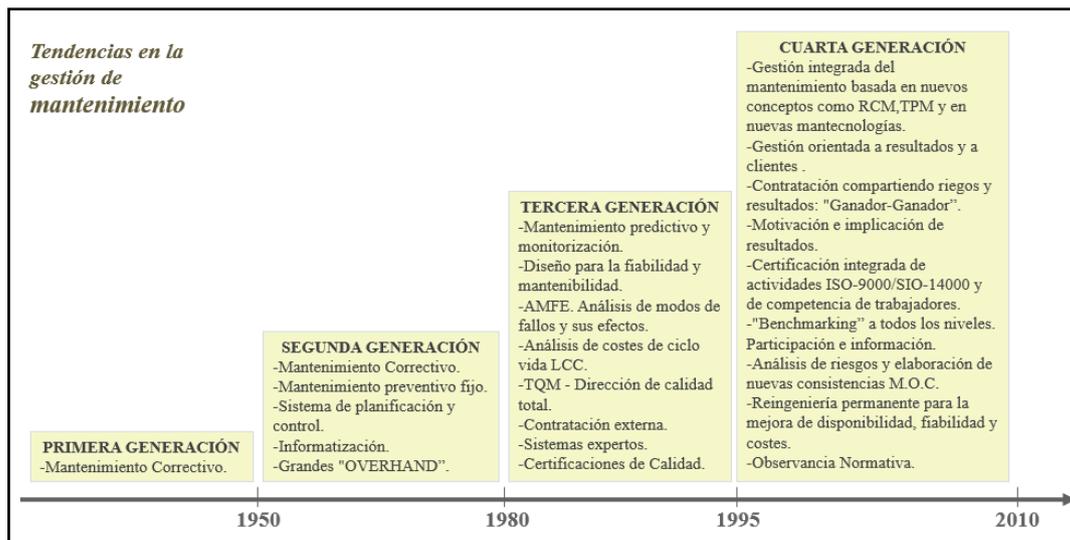
Nota. La figura muestra la evolución temporal de estas generaciones después de la segunda guerra mundial. Tomado de *Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad* (p. 22), por S. Iony, 2014, Qualitymark Editora.

En el libro de González (2005). "Teoría y práctica del mantenimiento industrial avanzado", explica que actualmente existe una **cuarta generación**, el cual contiene nuevos conceptos y metodologías aplicadas a la gestión del mantenimiento. En primer lugar, se refleja la necesidad de integrar todos los nuevos conceptos de mantenimiento que en los últimos decenios del siglo XX se han planteado de forma excesivamente aislada, y de ahí que, según la opinión del autor, no hayan tenido en muchos casos el éxito perseguido. Así pues, los nuevos conceptos de RCM (Reliability-Centered Maintenance) o los de TPM (Total Productive

Maintenance) no se pueden aplicar como si en sí mismos fueran ya la "filosofía salvadora de nuestro departamento". Es por ello, que su implementación debe ser inclusiva en conjunto con las diversidades de técnicas de mantenimiento.

Figura 7

Evolución del mantenimiento



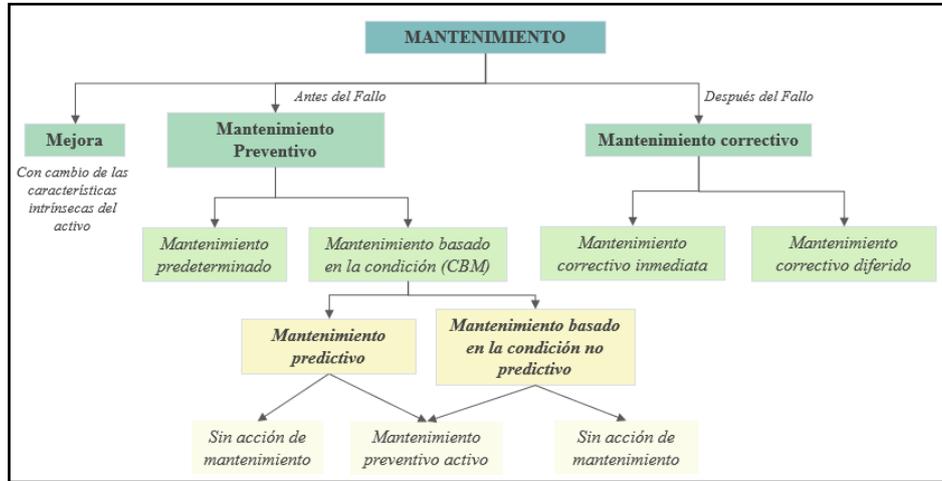
Nota. La figura muestra la evolución del mantenimiento a través de los años, los objetivos planteados y técnicas desarrolladas. Tomado de *Teoría y Práctica del Mantenimiento Industrial Avanzado* (p. 22), por F. González, 2005, Fundación Confemetal.

2.2.6. Tipos de Mantenimiento

Según la norma europea UNE-EN 13306:2018, el mantenimiento está dividido en dos (02) grandes agrupaciones: sin cambios en las características intrínsecas del activo y cambia las características intrínsecas del activo (confiabilidad, mantenibilidad, seguridad) sin modificar la función principal. En la siguiente figura se muestra esquemáticamente los diferentes tipos de mantenimiento.

Figura 8

Tipos de mantenimiento

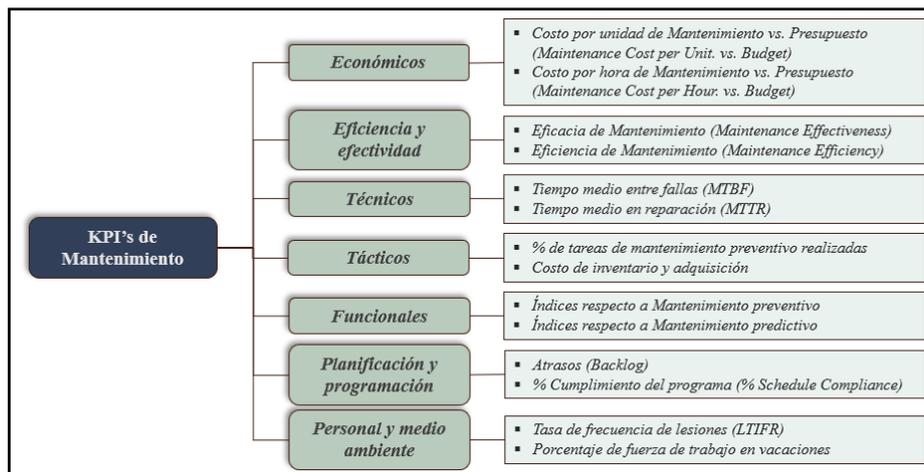


Nota. La figura muestra la estructura de los tipos de mantenimiento. Tomado de *Mantenimiento – Terminología de mantenimiento* (p. 25), por UNE-EN 13306, 2018, AENOR.

2.2.7. KPI's técnicos

Figura 9

KPI's de mantenimiento



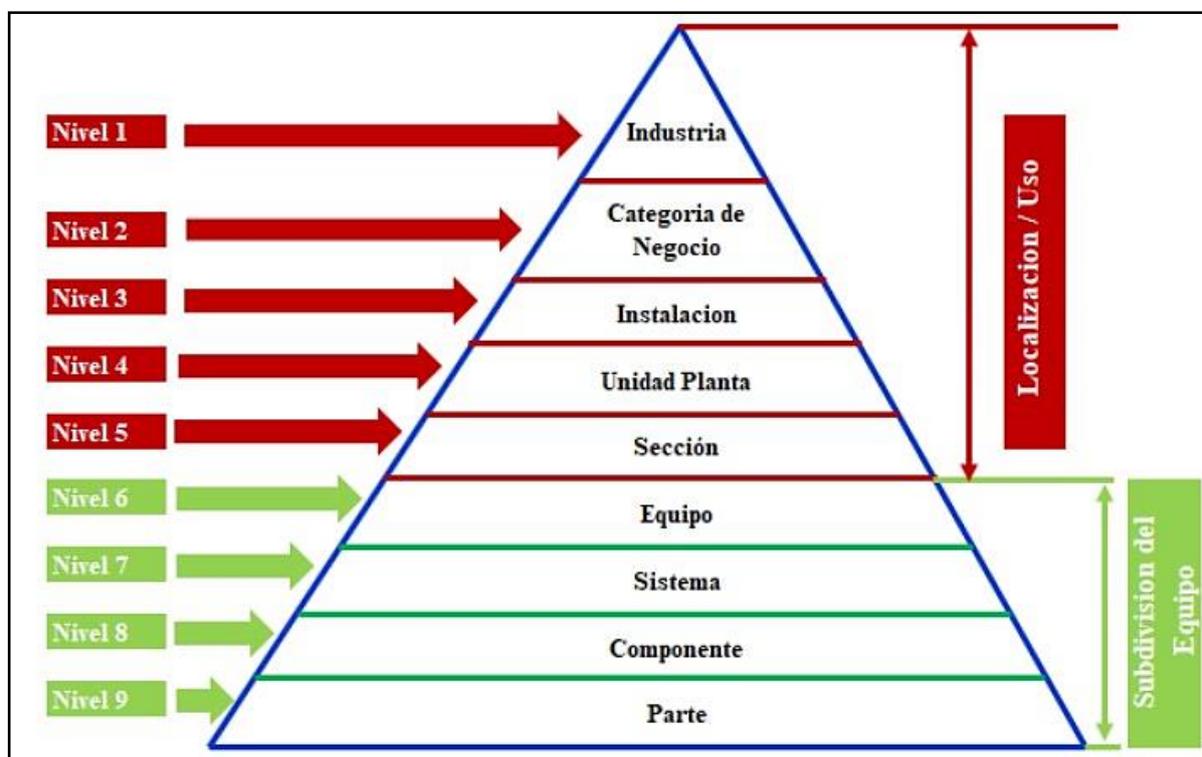
Nota. La figura muestra los indicadores clave de mantenimiento para evaluar factores críticos para el éxito de una organización. Tomado de *Ingeniería de la Confiabilidad* (p.169), por A. Arata y A. Arata 2013, RIL editores.

2.2.8. Jerarquía taxonómica

Según la norma ISO 14224, la taxonomía es una clasificación metódica de elementos en grupos generales, según factores que podrían ser comunes a varios de ellos, como la localización/uso o la subdivisión del equipo. La jerarquía que ilustra cómo se deben clasificar los datos pertinentes conforme a esta norma internacional se muestra en la figura 10.

Figura 10

Clasificación taxonómica con niveles taxonómicos



Nota. La figura muestra la clasificación con niveles taxonómicos de un activo. Tomado de *Industria del petróleo, petroquímica y gas natural — Recopilación e intercambio de datos de confiabilidad y mantenimiento para equipos* (p. 38), por ISO 14224, 2016, Norma Británica.

La ISO 14224 se utiliza para definir el sistema que se va a analizar, incluyendo las funciones y fallas funcionales del mismo, así como los modos de falla (causas). Para ello, es fundamental primero comprender su estructura en niveles más sencillos, lo cual permite

identificar las áreas clave de interés. La norma ISO recomienda organizar jerárquicamente los activos y sistemas.

2.2.9. *Análisis de dispersión Jack-Knife*

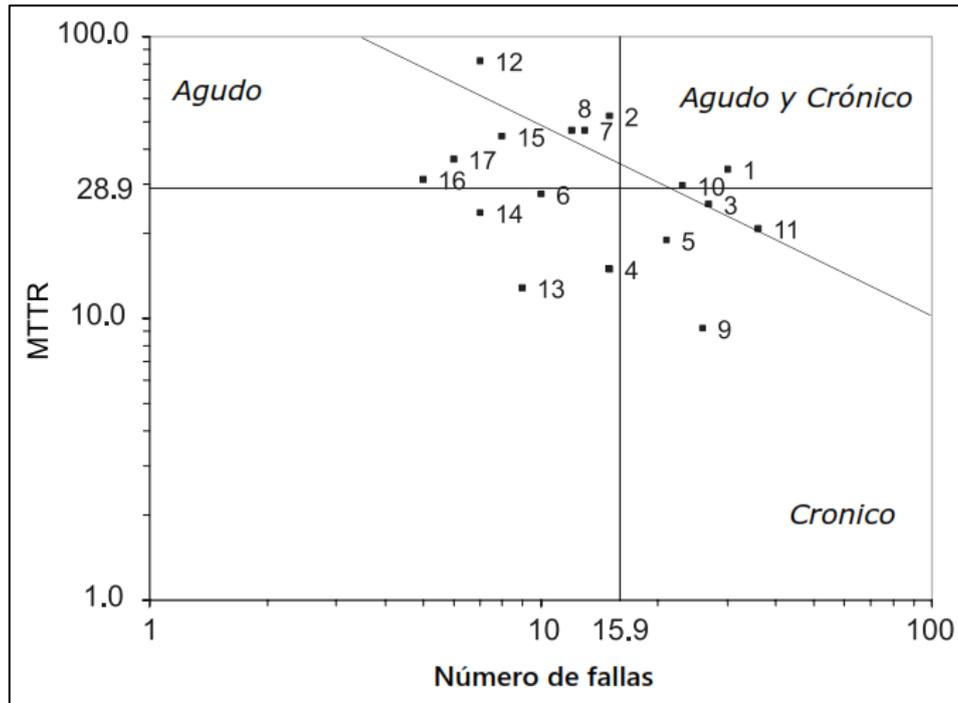
El método de análisis Jack-Knife es un estudio multicriterio de diversas variables que influyen en los modos de falla, como la frecuencia de ocurrencia de fallas (tasa de falla promedio), tiempo fuera de servicio (MTTR) y costos asociados. Este análisis se presenta en un diagrama de dos o más dimensiones, donde cada dimensión representa una variable de estudio. Al trabajar con la frecuencia y el tiempo fuera de servicio, la figura 11 muestra líneas de referencia que indican la frecuencia promedio y el tiempo promedio de los modos de falla, formando cuatro cuadrantes. Los modos de falla en el primer cuadrante tienen una frecuencia mayor al promedio (crónicos) y un tiempo fuera de servicio mayor al promedio (agudos), siendo candidatos importantes en la escala de criticidad (Arata A. y Arata A., 2013).

Además, se pueden trazar líneas de iso-indisponibilidad para identificar modos de falla que generan una indisponibilidad mayor a la esperada. Generalmente, se utilizan escalas logarítmicas para que las líneas de iso-indisponibilidad sean rectas, como en la figura 11.

Es relevante señalar que este análisis puede realizarse desde una perspectiva sistémica distinta a la tradicional, que se centra en los modos de falla de un solo equipo. Esta visión busca identificar criticidades en equipos o subsistemas que tienen un impacto sistémico significativo, es decir, aquellos con una configuración lógica funcional en serie. Las propuestas de mejora, basadas en la distribución de los modos de falla, equipos o subsistemas en la figura, proporcionarán la guía para abordar el problema desde el enfoque de confiabilidad, debido a la alta frecuencia de intervención, o desde la mantenibilidad, debido a los altos tiempos medios de reparación.

Figura 11

Diagrama de dispersión Jack-Knife



Nota. La figura representa un diagrama de dispersión logarítmica de tiempos medios de reparación versus número de fallas. Tomado de *Journal of Quality in Maintenance Engineering* por P. F. Knights, 2001, Emerald Insights.

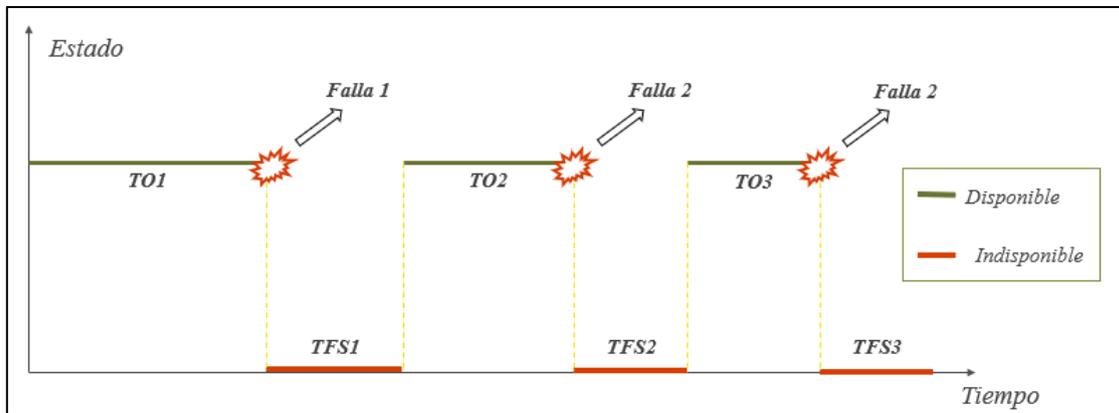
2.2.10. Indicadores de mantenimiento

La confiabilidad, la mantenibilidad y la disponibilidad (CMD) son prácticamente las únicas medidas técnicas y científicas fundamentadas en cálculos matemáticos, estadísticos y probabilísticos su que tiene el mantenimiento para análisis y su evaluación integral y específica. Por medio del CMD es como se pueden planear, organizar, dirigir, ejecutar y controlar totalmente la gestión y la operación del mantenimiento (Mora, 2009).

Un activo o maquina siempre se encontrará en dos estados mutuamente excluyentes, operativo (disponible) y estado de falla (indisponible), en la figura 12 muestra los estados de funcionalidad de un activo durante su ciclo de vida.

Figura 12

Estados operacionales de un activo



Nota. La figura representa los estados de operaciones de un activo ya sea tiempos de operación o tiempos de inactividad. Tomado de *Ingeniería de Mantenimiento y Fiabilidad Aplicada en la Gestión de Activos* por Parra, C. y Crespo, A., 2012, INGEMAN.

2.2.11. Distribución de Weibull

La distribución de Weibull es ampliamente utilizada para analizar la vida útil de componentes mecánicos debido a su gran flexibilidad. Esta flexibilidad proviene de los parámetros matemáticos que la definen, como la forma (β) y la escala (η), los cuales permiten adaptar la variable aleatoria a distintos patrones de fallos, conocidos en mantenimiento como la "curva de la bañera" o "bathcurve."

- **Recta de regresión**

Para calcular la recta de regresión de la función de distribución de Weibull, es necesario estimar primero la función de distribución acumulativa de probabilidad de fallo $F(t)$. Este estimador, conocido como Rango Mediana (RM), es un estimador no paramétrico que se basa en el orden de las fallas dentro de la muestra de datos. En este proceso, los datos deben organizarse de manera ascendente, es decir, del valor más pequeño al más grande.

Para calcular el rango mediana (RM) en diferentes tamaños de muestra, se utilizan las siguientes fórmulas, dependiendo del número total de observaciones (N):

Para muestras pequeñas ($N \leq 20$):

$$RM = \frac{i - 0.3}{N + 0.4} \quad (1)$$

Para muestras medianas ($20 < N < 50$):

$$RM = \frac{i}{N + 1} \quad (2)$$

Para muestras grandes ($N \geq 50$):

$$RM = \frac{i}{N} \quad (3)$$

Siendo:

N : Tamaño total de la muestra.

i : Posición del dato en el orden ascendente.

Para el contexto del análisis, es fundamental transformar la función de confiabilidad para poder aplicar métodos de regresión lineal. La ecuación que se utiliza para linealizar la relación es:

$$y = \beta \cdot x + a \quad (4)$$

En la cual la variable independiente (x) está definida como:

$$x = Ln(t - \gamma) \quad (5)$$

La variable dependiente (y) está definida como:

$$y = Ln \left[\ln \left[\frac{1}{1 - RM} \right] \right] \quad (6)$$

Asimismo, la ordenada de origen (a) queda definida como:

$$a = -\beta \cdot \text{Ln}(\eta) \quad (7)$$

Siendo:

β : Pendiente de la recta (relacionada con el parámetro de forma de Weibull).

η : Parámetro de escala o vida característica.

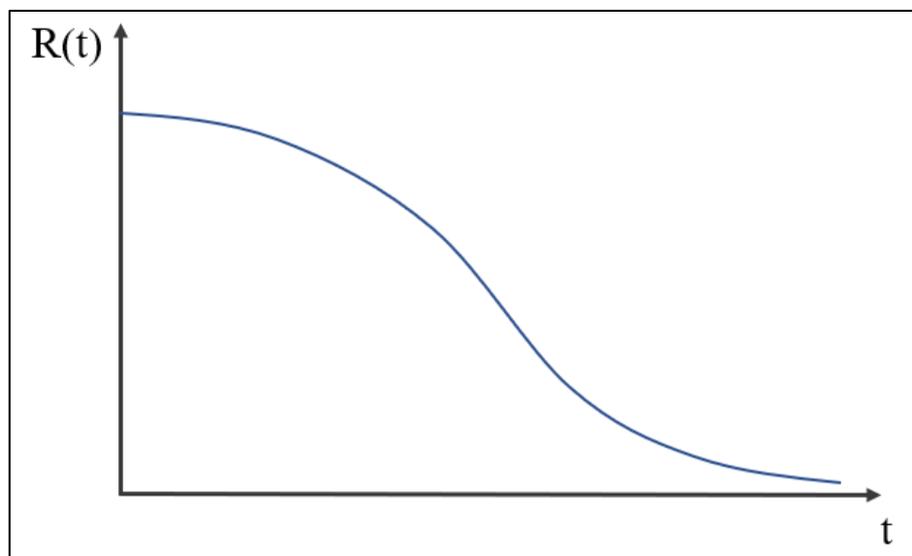
γ : Parámetro inicial o localización ($-\infty < \gamma < \infty$).

- **Función acumulada inversa de probabilidad de fallo (R)**

Comúnmente denotada como $R(t)$ y conocida también como función de confiabilidad, describe la probabilidad de que un equipo o componente funcione sin fallos hasta un tiempo t .

Figura 13

Función de distribución acumulada inversa de probabilidad sin fallo (R)



Esta función queda definida en función a los parámetros de la distribución de Weibull:

$$R(t) = e^{-\left(\frac{t-\gamma}{\eta}\right)^\beta} \quad (8)$$

- **Función de distribución acumulada de probabilidad de fallo (F)**

Esta función indica cuánta probabilidad se ha acumulado hasta el tiempo t de que un fallo haya ocurrido.

$$0 \leq F(t) \leq 1 \quad (9)$$

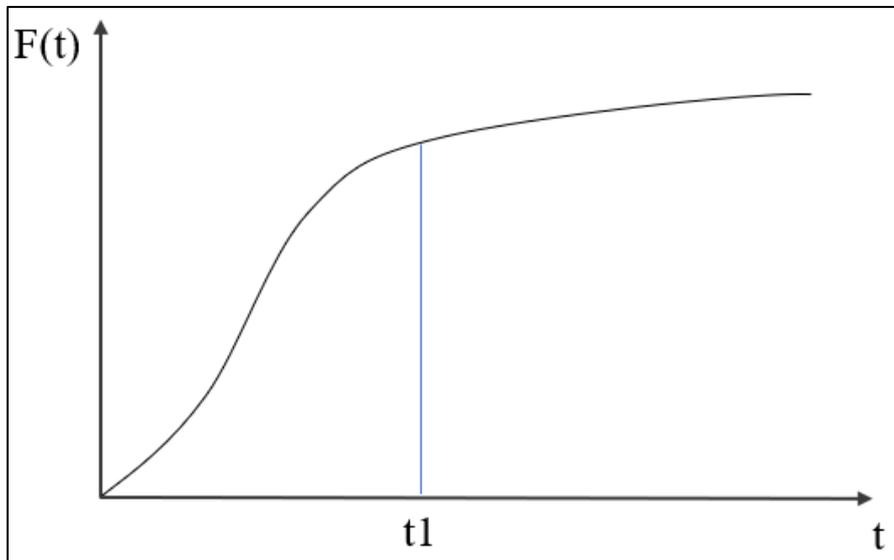
$$F(t) = 1 - R(t) \quad (10)$$

$F(t) = 0$ al inicio (cuando $t=0$), lo que indica que no hay probabilidad de fallo al tiempo cero.

$F(t) = 1$ cuando t es muy grande, lo que indica que la probabilidad de que el equipo haya fallado en algún momento es total a medida que el tiempo avanza indefinidamente.

Figura 14

Función de distribución acumulada de probabilidad de fallo (F)



La función de distribución acumulada de probabilidad de fallo (F), matemáticamente queda definida como:

$$F(t) = 1 - e^{-\left(\frac{t-\gamma}{\eta}\right)^\beta} \quad (11)$$

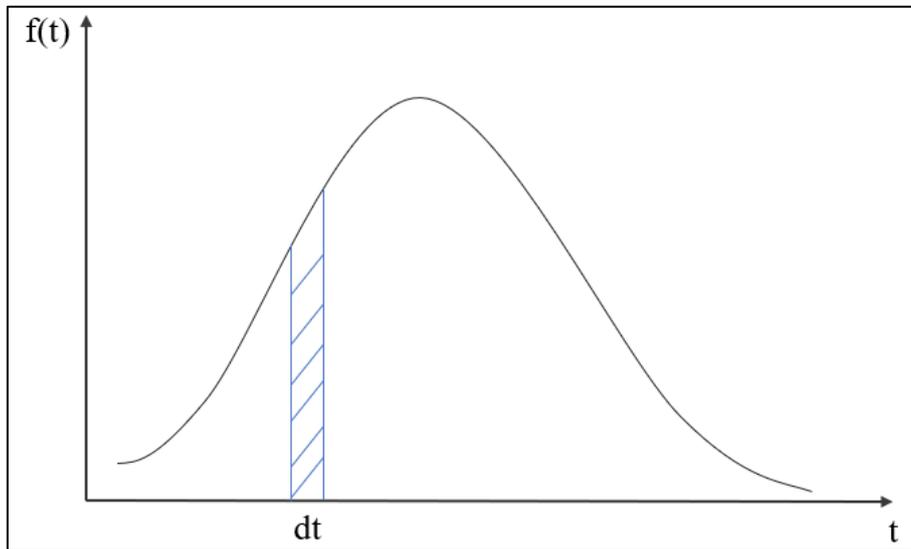
- **Función densidad de probabilidad de fallo (f)**

La función $f(t)$, describe la probabilidad de que un equipo o componente falle en un intervalo infinitesimal de tiempo, dado que no ha fallado antes del tiempo t .

$$f(t) = -\frac{dR(t)}{dt} \geq 0 \quad (12)$$

Figura 15

Función densidad de probabilidad de fallo (f)



La función de densidad de probabilidad de fallo (f) matemáticamente en función de los parámetros de Weibull queda definida como:

$$f(t) = \frac{\beta}{\eta^\beta} (t - \gamma)^{\beta-1} \cdot e^{-\left(\frac{t-\gamma}{\eta}\right)^\beta} \quad (13)$$

- **Función de frecuencia de fallos (h)**

También conocida como tasa de fallos en un intervalo de tiempo, y comúnmente denotada como $h(t)$, es una función que describe la probabilidad de que un equipo o componente falle en un intervalo de tiempo infinitesimal, dado que ha funcionado sin fallos hasta el tiempo t .

Matemáticamente se puede expresar en base a las funciones antes mencionadas, quedando definida como:

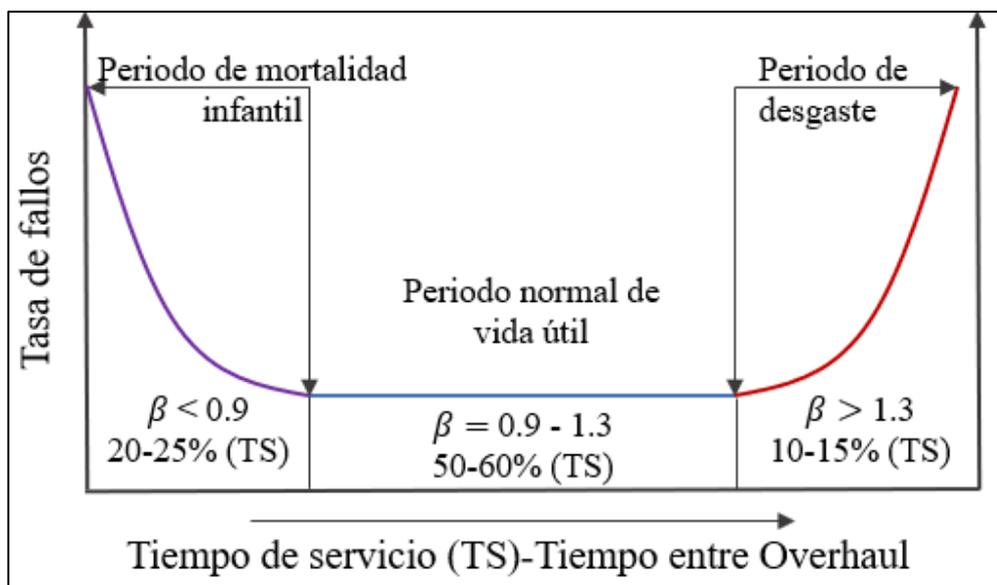
$$h(t) = \frac{f(x)}{R(x)} \quad (14)$$

O también está definida en función a los parámetros de Weibull de la siguiente manera:

$$h(t) = \frac{\beta}{\eta^\beta} (t - \gamma)^{\beta-1} \quad (15)$$

Figura 16

Función de frecuencia de fallos (h)



Nota. La figura representa la curva de la bañera o curva de Davies que grafica el comportamiento de la tasa de fallos de un activo. Tomado de *Ingeniería de Mantenimiento y Fiabilidad Aplicada en la Gestión de Activos* por Parra, C. y Crespo, A., 2012, INGEMAN.

- **Tiempo Medio Entre Fallos (MTBF)**

El MTBF viene a ser el intervalo de tiempo desde que ocurre una falla hasta el registro de la otra en el mismo contexto de operación del equipo o maquinaria.

Si bien es cierto este MTBF se puede calcular de manera aritmética, sin embargo, con una expresión estadística se puede obtener un valor más próximo a su valor real en su contexto operacional, siendo esta:

$$MTBF = \gamma + \eta \cdot \Gamma\left(1 + \frac{1}{\beta}\right) \quad (16)$$

2.2.12. Distribución de Gumbel

La distribución de Gumbel I se emplea en mantenimiento para anticipar la mantenibilidad de los activos, dado que los tiempos de mantenimiento siguen la ley de efecto proporcional. Esta distribución logra modelar eficazmente los mismos escenarios que la distribución lognormal, pero con la ventaja de que su función de distribución tiene una solución analítica.

- **Regresión lineal de la distribución exponencial**

Para trazar la recta de regresión, es necesario calcular un estimador (Estimador Kolmogorov – Smirnov) para la función de distribución acumulativa de probabilidad de restauración del activo después del fallo, conocido como Rango Mediana (RM). Este estimador no paramétrico se basa en el orden de las fallas, lo que requiere organizar los datos de manera ascendente.

$$RM = \frac{i}{N + 1} \quad (17)$$

Para graficar la recta de regresión, es necesario estimar los parámetros de la siguiente ecuación:

$$y = mx + b \quad (18)$$

En el caso de la distribución de Gumbel, la variable independiente, dependiente, el parámetro de dispersión y el parámetro de localización matemáticamente se expresan:

La variable dependiente:

$$y = \text{Ln}[-\text{Ln}[RM]] \quad (19)$$

La variable independiente:

$$x = t \quad (20)$$

El parámetro de dispersión de la distribución.

$$a = -m \quad (21)$$

El parámetro de localización:

$$u = \frac{b}{a} \quad (22)$$

- **Función de distribución acumulada de probabilidad de reparar el activo (M)**

Esta función representa la probabilidad acumulada de que un activo sea reparado dentro de un tiempo específico t después de un fallo y queda expresa bajo los parámetros de la distribución de Gumbel:

$$M(t) = e^{-e^{-a(t-u)}} \quad (23)$$

- **Función de densidad de probabilidad de reparar el activo (m)**

Esta función describe la probabilidad de que la reparación del activo ocurra exactamente en un momento específico t . Matemáticamente se puede expresar como la derivada de la función $M(t)$ respecto al tiempo o también se expresa en función de los parámetros del análisis Gumbel.

$$m(t) = \frac{dM(t)}{dt} = \frac{d\left(e^{-e^{-a(t-u)}}\right)}{dt} \quad (24)$$

$$m(t) = a \cdot e^{-a \cdot (t-u)} \cdot e^{-e^{-a(t-u)}} \quad (25)$$

- **Función de frecuencia de reparaciones (μ)**

Esta función indica la tasa instantánea de reparaciones en un tiempo dado t y se puede determinar de la siguiente manera:

$$\mu(t) = \frac{a \cdot e^{-a \cdot (t-u)} \cdot e^{-e^{-a(t-u)}}}{1 - e^{-e^{-a(t-u)}}} = \frac{m(t)}{1 - M(t)} \quad (26)$$

- **Tiempo promedio fuera de servicio después de un fallo.**

El tiempo fuera de servicio incluye tanto el tiempo activo de mantenimiento (tareas de mantenimiento correctivo – tiempo de reparación TTR y tareas de mantenimiento preventivo), más cualquier otro tiempo requerido para la restauración de la función después del fallo (tiempos en demoras logísticas y tiempos en demoras administrativas). En procesos de análisis de mantenibilidad este indicador es conocido como MDT: Mean Down Time (Tiempo promedio fuera de servicio después del fallo), no confundir con el conocido MTTR (No incluye paradas de mantenimiento preventivo, ni demoras logísticas, ni demoras administrativas). Este indicador se puede calcular a través de la distribución de Gumbel de la siguiente manera:

$$MDT = u + \left(\frac{0.5778}{a} \right) \quad (27)$$

2.2.13. Disponibilidad

La disponibilidad es una medida clave que refleja la proporción de tiempo en que un activo está operativo. Se mejora gestionando el MTBF (aumentando el tiempo promedio entre fallos) y el MDT (reduciendo el tiempo promedio fuera de servicio). La disponibilidad de un equipo o maquinaria matemáticamente queda definida por estos dos indicadores de la siguiente manera:

$$D = \frac{MTBF}{MTBF + MDT} \quad (28)$$

2.2.14. Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad

Es una metodología de mantenimiento que permite identificar fallos potenciales de los equipos y sus posibles causas, clasificar la criticidad de los fallos y proponer medidas para evitarlos. El RCM es definido por Moubray (2000) como: “un proceso utilizado para determinar que se debe hacer para asegurar que cualquier activo físico continúe haciendo lo que sus usuarios quieren que haga en su contexto operacional actual”.

Por otro lado, González (2005) indica que, “Es un proceso para determinar cuáles son las operaciones que debemos hacer para que un equipo o sistema continúe desempeñando las funciones deseadas en su contexto operacional, siempre y cuando ellas sean rentables para la empresa”.

Para aplicar la metodología es necesario responder satisfactoriamente las siguientes preguntas qué, dependiendo del nivel de precisión, análisis y en orden secuencial, resulta en un programa de mantenimiento más eficaz y con mejores acciones preventivas para evitar las fallas en los equipos.

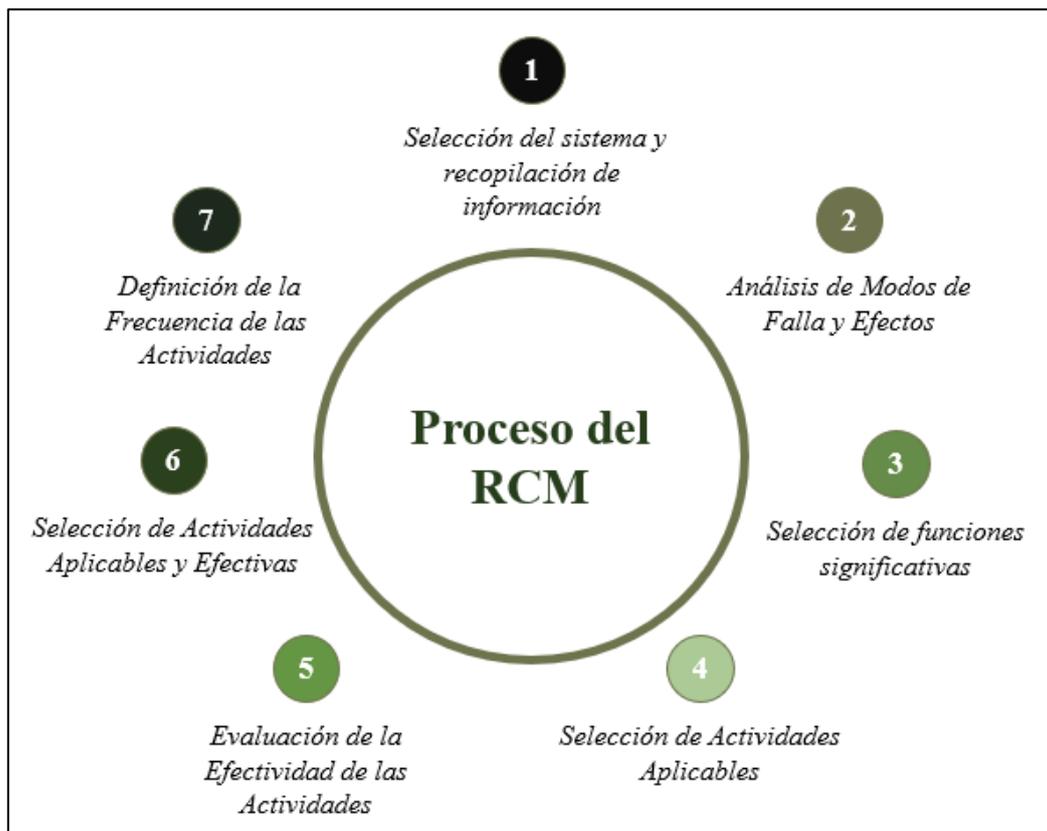
1. ¿Cuáles son las **funciones** para preservar?
2. ¿Cuáles son las **fallas** funcionales?
3. ¿Cuáles son los **modos** de falla?
4. ¿Cuáles son los **efectos** de las fallas?
5. ¿Cuáles son las **consecuencias** de las fallas?
6. ¿Cuáles son las **tareas** aplicables y efectivas?
7. ¿Cuáles son las **alternativas** restantes?

Iony (2014) indica que, en la práctica se acostumbra a agregar una pregunta adicional, con el objetivo de calcular la mejor frecuencia de actividades, después de elegir todas las tareas de mantenimiento, es decir:

8. ¿Cuáles son las frecuencias ideales de las tareas?

Figura 17

Proceso de implementación del RCM



Nota. La figura muestra el proceso de implementación del RCM. Tomado de *Teoría y práctica del mantenimiento industrial avanzado* (p. 36), por S. Iony, 2014, Qualitymark Editora.

2.3. Marco Conceptual

Calidad. “Una ausencia de interrupciones, sobretensiones, deformaciones producidas por armónicas en la red y variaciones de voltaje rms suministrado al usuario” (Enríquez, 2006),

Continuidad. “La capacidad de mantener un flujo constante y sin interrupciones de electricidad” (Dimov et al., 2020).

Gestión de mantenimiento. “Todas las actividades de la gestión que determinan los requisitos, los objetivos, las estrategias y las responsabilidades del mantenimiento y la implantación de dichas actividades por medios tales como la planificación del mantenimiento, el control de este y la mejora de las actividades de mantenimiento y las cuestiones económicas” (UNE-EN 13306, 2018).

Línea de transmisión. “Es aquella que trasmite energía eléctrica a través de conductores desnudos, tendidos en espacios abiertos y que están soportados por estructuras o postes con los accesorios necesarios para la fijación, separación y aislamiento de los mismos conductores” (Jiménez et al., 2006).

Mantenimiento preventivo. “Mantenimiento llevado a cabo para evaluar y/o mitigar la degradación y reducir la probabilidad de fallo de un elemento” (UNE-EN 13306, 2018).

Mantenimiento. “Combinación de todas las acciones técnicas y de gestión que tienen la intención de retener un ítem, restaurarlo a un estado en que pueda realizar lo requerido” (ISO 14224, 2016).

Programa de mantenimiento. “Plan preparado con antelación donde se detalla cuando se debería realizar una tarea de mantenimiento específico” (UNE-EN 13306, 2018).

RCM. “Proceso utilizado para determinar que se debe hacer para asegurar que cualquier activo físico continúe haciendo lo que sus usuarios quieren que haga en su contexto operacional actual” (Moubray, 2004).

Seguridad. “Conjunto de medidas y procedimientos que garantizan la protección de personas, equipos e instalaciones contra riesgos eléctricos” (Oladeji et al., 2021).

Taxonomía. “Clasificación sistemática de ítems en grupos genéricos basada en factores que pueden ser comunes a varios de ellos” (ISO 14224, 2016).

FMEA. “Es un método empleado para detectar posibles fallos (errores, defectos, fallas), sus causas y sus efectos en sistemas o procesos, con el propósito de clasificarlos y así optimizar la toma de decisiones en cuanto a la distribución de recursos para prevenir esos fallos y/o atenuar sus impactos” (SAE JA1012, 2002).

Tasa de fallo. “Probabilidad condicional por unidad de tiempo de que el ítem falle entre t y $t + dt$, dado que ha estado funcionando durante el intervalo $[0, t]$ ” (ISO 14224, 2016).

MTBF. “El tiempo medio entre fallas (MTBF) mes el promedio del tiempo que existe desde que un equipo empieza a operar hasta el momento en el que ocurre la falla” (Montalvo et al., 2018).

MDT. “Media aritmética de los tiempos hasta la recuperación” (UNE-EN 13306, 2018).

Disponibilidad. “Capacidad de un elemento de encontrarse en un estado para desarrollar una función requerida bajo unas condiciones determinadas en un instante dado, asumiendo que se proveen los recursos externos requeridos” (UNE-EN 13306, 2018).

Mantenibilidad. “Capacidad de ser mantenido o restaurado a un estado en el que pueda desempeñar la función requerida, bajo condiciones específicas de uso y mantenimiento” (ISO 14224, 2016).

Confiabilidad. “Capacidad de un ítem para desempeñar una función requerida bajo condiciones específicas durante un intervalo de tiempo determinado” (ISO 14224, 2016).

III. METODOLOGÍA

3.1. Materiales

Para desarrollar la presente investigación, se emplearon los siguientes recursos:

3.1.1. *Documentación Bibliográfica y Técnica*

- Artículos científicos sobre RCM y mantenimiento en equipos electromecánicos
- Base de datos estadísticos de COES (Consultas de mantenimientos)
- Base de datos estadísticos de COES (Estadísticas de fallas y factores de indisponibilidad)
- Bases de datos académicas: Scopus, Springer, Scielo, Dialnet, Redalyc y ScienceDirect.
- Libros sobre operación y mantenimiento en subestaciones y líneas de transmisión
- Libros sobre mantenimiento centrado en la confiabilidad (RCM)

3.1.2. *Herramientas y Software*

- Hoja de cálculo MS Excel
- Procesador de información Power BI
- Software de análisis estadístico IBM SPSS Statistics 25
- Software de detección de plagio Turnitin

3.1.3. *Equipos Tecnológicos*

- Laptop Asus Corel i7
- Computadora LG i7
- Impresora EPSON L3250

3.1.4. Documentación Normativas y técnica

- **ISO 14224:2016:** Industrias del petróleo, petroquímicas y de gas natural - Recolección e intercambio de datos de fiabilidad y mantenimiento para equipos
- **SAE JA1011:** Criterios de evaluación para procesos de Mantenimiento Centrado en la Fiabilidad (RCM)
- **SAE JA1012:** Guía para la norma de Mantenimiento Centrado en la Fiabilidad (RCM)
- **UNE-EN 60300-3-11:2013:** Gestión de la confiabilidad - Parte 3-11: Guía de aplicación - Mantenimiento centrado en la fiabilidad (RCM)
- **UNE-EN 13306:2018:** Mantenimiento - Terminología del mantenimiento
- **ISO 55001:2014:** Gestión de activos — Sistemas de gestión — Requisitos
- **NFPA 70B:** Seguridad Eléctrica en Lugares de Trabajo
- **ANSI/ NETA:** Especificaciones de pruebas de mantenimiento de equipos y sistemas de energía eléctrica.

3.2. Método de investigación

3.2.1. Tipo de Investigación

Según Palomino et al. (2019) una investigación del tipo aplicada es aquella cuya finalidad es la solución de problemas prácticos para transformar las condiciones de un hecho que nos preocupa. De acuerdo con ello, la presente investigación fue del tipo aplicada porque buscó intervenir, modificar y generar cambios en el sector eléctrico, desarrollando una estrategia basada en el análisis de la confiabilidad y criticidad de los activos electromecánicos en las LLTT y SSEE con el propósito de mejorar las condiciones de calidad, continuidad y seguridad de la línea de transmisión Huallanca – Chimbote 1. De esta manera, se contribuyó a

la solución de problemas específicos y relevantes que afectan tanto a la sociedad como a las empresas del sector eléctrico.

3.2.2. Enfoque de Investigación

Respecto al enfoque de investigación, Silvestre y Huamán (2019) manifiestan que un enfoque cuantitativo es riguroso y lineal en su proceso, ya que parte de la identificación de un problema, se plantean hipótesis, se somete al análisis estadístico y se generalizan los resultados con niveles de significancia. En consonancia con esto, la investigación adoptó un enfoque cuantitativo porque se analizaron y procesaron datos numéricos relacionados con la operatividad del activo electromecánico. Además, se llevaron a cabo pruebas estadísticas inferenciales para validar la hipótesis general planteada en la investigación.

3.2.3. Nivel de Investigación

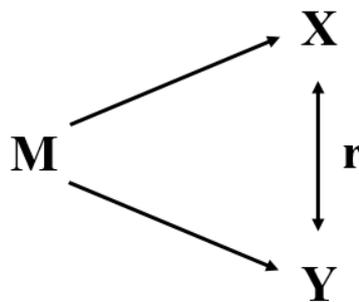
En cuanto al nivel de investigación fue correlacional, debido a que se buscó determinar la relación y el grado de influencia de la propuesta del programa de mantenimiento electromecánico en las condiciones de calidad, continuidad y seguridad de la línea de transmisión Huallanca – Chimbote 1. Con relación a este sustento, Hernández y Mendoza (2018) refuerzan esta idea al señalar que la finalidad de la investigación correlacional es conocer la relación o grado de asociación que exista entre dos o más conceptos, categorías o variables en un contexto en particular.

3.2.4. Diseño de Investigación

Moisés (2019) menciona que una investigación no experimental prescinde de la manipulación deliberada de la variable independiente y se caracteriza por observar los fenómenos tal y como se presentan en su contexto natural, para después describirlos, explicarlos o predecirlos. Bajo este contexto, la investigación se situó dentro del marco no experimental del tipo transversal. Se consideró no experimental porque no se intervino

directamente los activos electromecánicos ni se modificaron las condiciones de operación. En lugar de eso, se recopilaron y analizaron datos existentes sobre la operatividad, fallas y mantenimientos realizados, basándose en datos históricos y observacionales para identificar patrones y proponer mejoras, sin manipulación directa de las variables durante el estudio. Asimismo, fue transversal porque la recolección de datos se llevó a cabo en un solo momento, sin poder asegurar que el comportamiento de las variables fuera del punto de estudio se mantuviera igual en otros momentos.

El esquema de la investigación se muestra a continuación:



M : Equipos electromecánicos (Transformador y barra colectora)

X : Propuesta de programa de mantenimiento electromecánico.

r : Correlación.

Y : Condiciones de calidad, continuidad y seguridad.

3.2.5. Variables de la Investigación

– Variable independiente: Programa de mantenimiento electromecánico

De acuerdo con De Macedo et al. (2021), el programa de mantenimiento electromecánico se define como “el conjunto de actividades aplicadas a los sistemas y equipos eléctrico – mecánicos, con el objetivo de garantizar la continuidad de su función dentro de parámetros adecuados de disponibilidad, calidad, costos y vida útil” (p. 2).

Las dimensiones de la variable independiente son: análisis del contexto operacional, análisis de criticidad, jerarquización de activos, AMEF y frecuencia de mantenimiento.

– **Variable dependiente 01: Condición de calidad**

Según Enríquez (2006), las condiciones de calidad se definen como “una ausencia de interrupciones, sobretensiones, deformaciones producidas por armónicas en la red y variaciones de voltaje rms suministrado al usuario” (p. 20).

Las dimensiones de la variable dependiente 01 son: normatividad y estándares, y requerimientos de mantenimiento.

– **Variable dependiente 02: Condición de continuidad**

Según Dimov, et al. (2020), las condiciones de continuidad se definen como “la capacidad de mantener un flujo constante y sin interrupciones de electricidad” (p. 1).

La dimensión de la variable dependiente 02 es: Análisis de KPI's técnicos.

– **Variable dependiente 03: Condición de seguridad**

Según Oladeji et al. (2021), las condiciones de seguridad se definen como “conjunto de medidas y procedimientos que garantizan la protección de personas, equipos e instalaciones contra riesgos eléctricos” (p. 6).

La dimensión de la variable dependiente 03 es: Control de riesgos.

El detalle de la variable independiente y variables dependientes de la presente investigación de detalla a continuación a través de su tabla de operacionalización, en la cual se ven las definiciones conceptuales y operacionales, las dimensiones de cada variable junto con cada uno de sus indicadores asociados a la dimensión.

3.2.6. Operacionalización de variables

Tabla 1

Operacionalización de variable independiente

Variable independiente	Definición conceptual	Definición operacional	Dimensiones	Indicadores
Programa de mantenimiento electromecánico	De acuerdo con De Macedo et al. (2021), el programa de mantenimiento electromecánico se define como “el conjunto de actividades aplicadas a los sistemas y equipos eléctrico – mecánicos, con el objetivo de garantizar la continuidad de su función dentro de parámetros adecuados de disponibilidad, calidad, costos y vida útil” (p. 2).	Operacionalmente se medirá a través de las siguientes dimensiones: el análisis del contexto operacional evaluará las condiciones de operación de los equipos; el análisis de criticidad definirá los equipos más críticos; la jerarquización de activos ubicará y clasificará los equipos a nivel de la organización y de sistemas; el AMEF identificará los modos de falla y sus efectos, y la frecuencia de mantenimiento se determinará en base a normativas internacionales.	Análisis del contexto operacional	Número de fallas Tipo de causa de fallas
			Análisis de criticidad	Número de equipos críticos
			Jerarquización de activo	Datos de uso/ubicación Subdivisión de equipos
			AMEF	Función
				Falla funcional
				Modo de falla
				Efecto de falla
			NPR	
Tarea de mantenimiento				
Frecuencia de mantenimiento	Intervalo de mantenimiento			

Tabla 2*Operacionalización de variables dependientes*

Variable dependiente	Definición conceptual	Definición operacional	Dimensiones	Indicadores
Condición de Calidad	Según Enríquez (2006), las condiciones de calidad se definen como “una ausencia de interrupciones, sobretensiones, deformaciones producidas por armónicas en la red y variaciones de voltaje rms suministrado al usuario” (p. 20).	La condición de calidad se medirá mediante el cumplimiento normativo y las frecuencias de mantenimiento recomendadas, asegurando que los equipos operen dentro de los parámetros establecidos para evitar interrupciones	Normatividad y estándares	Cumplimiento normativo
			Requerimientos de Mantenimiento	Frecuencias recomendadas
Condición de Continuidad	Según Dimov, et al. (2020), las condiciones de continuidad se definen como “la capacidad de mantener un flujo constante y sin interrupciones de electricidad” (p. 1).	La condición de continuidad se medirá mediante el análisis de KPI’s técnicos, evaluando el tiempo medio entre fallos (MTBF), el tiempo medio de reparación (MDT) y la disponibilidad de los equipos.	Análisis de KPI’s técnicos	MTBF
				MDT
				Disponibilidad
Condición de Seguridad	Según Oladeji et al. (2021), la condición de seguridad se define como “conjunto de medidas y procedimientos que garantizan la protección de personas, equipos e instalaciones contra riesgos eléctricos” (p. 6).	La condición de seguridad se medirá mediante el control de riesgos, evaluando la matriz de categorización de tareas para garantizar la protección de personas, equipos e instalaciones.	Control de riesgos	Matriz de categorización de tareas

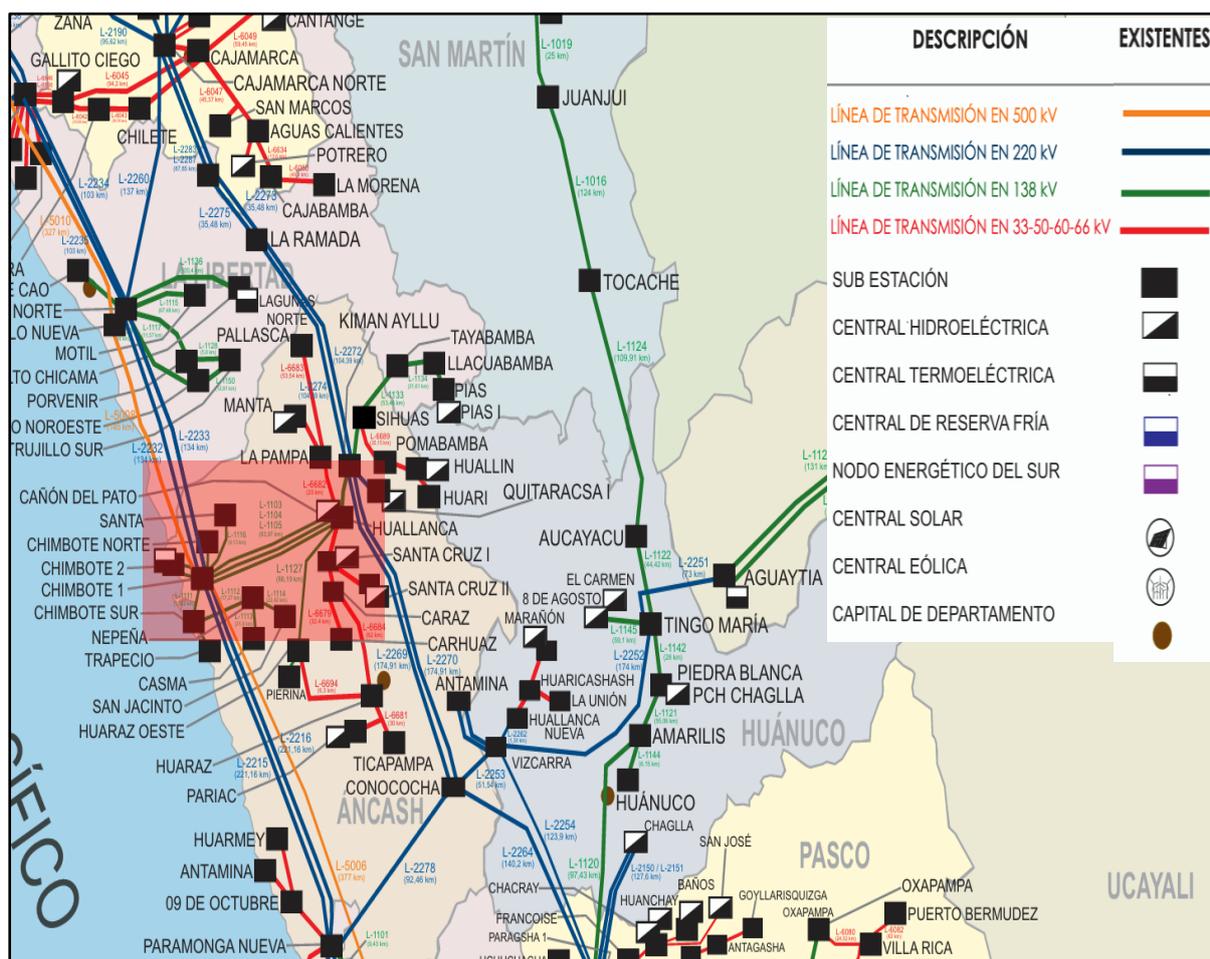
3.2.7. Población y Muestra

– Población

La población estuvo conformada por todos los activos presentes en las líneas de transmisión L-1103, L-1104 y L-1105 de 138 kV, pertenecientes al tramo de 83.97 km Huallanca – Chimbote 1, incluyendo los activos presentes en las subestaciones Chimbote 1 y Huallanca.

Figura 18

Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) - Junio 2024



Nota. La figura representa la ubicación exacta del área donde se ubican los activos que conforman la población. Tomado del *Portal Web del COES* (p.1), por COES, 2024.

Respecto a los criterios de inclusión, se consideraron únicamente equipos electromecánicos, asegurando así que todos los dispositivos seleccionados combinaban componentes eléctricos y mecánicos. Adicionalmente, se incluyeron aquellos equipos que tenían un impacto directo en la operatividad del sistema eléctrico, afectando la transmisión de energía. Por último, se seleccionaron equipos que requieren mantenimiento con una frecuencia mínima de una vez al año, garantizando que se incluyeran en el análisis aquellos activos que demandan una atención regular para mantener su funcionamiento óptimo.

En cuanto a los criterios de exclusión, se descartaron activos que no fueran equipos electromecánicos, como estructuras de soporte o cableado. Asimismo, se excluyeron los equipos cuya operatividad no era crítica para el sistema eléctrico, es decir, sistemas auxiliares o no esenciales. Finalmente, se excluyeron aquellos equipos que solo recibían mantenimiento correctivo.

– **Muestra y unidad de análisis**

En consideración de los criterios de inclusión y exclusión, la muestra y a la vez unidad de análisis de la investigación fue el transformador MPT-U2-A1 13.8/138 KV – 10 MVA perteneciente a la subestación de Huallanca y la barra colectora 138 kV de la subestación Chimbote 1.

Tabla 3

Lista de transformadores SSEE Huallanca

UG	N°	SUBSTACION	CODIGO	MARCA	N° Serie	TIPO DE APARATO	N° TAPs	RELACION TRANSF.	POTENCIA
UG1	1	Huallanca	MPT-U1-A1	Westinghouse	5063789	Monofasico Tipo SL	5	13,8/138 kV	10 MVA
	2	Huallanca	MPT-U1-A2	Westinghouse	5063486	Monofasico Tipo SL	5	13,8/138 kV	10 MVA
	3	Huallanca	MPT-U1-B1	Westinghouse	4082564	Monofasico Tipo SL	5	13,8/138 kV	10 MVA
	4	Huallanca	MPT-U1-B2	Westinghouse	5063788	Monofasico Tipo SL	5	13,8/138 kV	10 MVA
	5	Huallanca	MPT-U1-C1	Westinghouse	4082561	Monofasico Tipo SL	5	13,8/138 kV	10 MVA
	6	Huallanca	MPT-U1-C2	Westinghouse	5063787	Monofasico Tipo SL	5	13,8/138 kV	10 MVA
UG2	7	Huallanca	MPT-U2-A1	Brown Boveri Industri	30119	Monofasico Tipo TE2AW	5	13,8/138 kV	10 MVA
	8	Huallanca	MPT-U2-A2	Brown Boveri Industri	30122	Monofasico Tipo TE2AW	5	13,8/138 kV	10 MVA
	9	Huallanca	MPT-U2-B1	Brown Boveri Industri	30123	Monofasico Tipo TE2AW	5	13,8/138 kV	10 MVA
	10	Huallanca	MPT-U2-B2	Brown Boveri Industri	30117	Monofasico Tipo TE2AW	5	13,8/138 kV	10 MVA
	11	Huallanca	MPT-U2-C1	Brown Boveri Industri	30121	Monofasico Tipo TE2AW	5	13,8/138 kV	10 MVA
	12	Huallanca	MPT-U2-C2	Brown Boveri Industri	30120	Monofasico Tipo TE2AW	5	13,8/138 kV	10 MVA
UG3	13	Huallanca	MPT-U3-A1	Westinghouse	6996673	Monofasico Tipo SL	5	13,8/138 kV	10 MVA
	14	Huallanca	MPT-U3-A2	Westinghouse	6996676	Monofasico Tipo SL	5	13,8/138 kV	10 MVA
	15	Huallanca	MPT-U3-B1	Westinghouse	6996674	Monofasico Tipo SL	5	13,8/138 kV	10 MVA
	16	Huallanca	MPT-U3-B2	Westinghouse	6996677	Monofasico Tipo SL	5	13,8/138 kV	10 MVA
	17	Huallanca	MPT-U3-C1	Westinghouse	S/P	Monofasico Tipo SL	5	13,8/138 kV	10 MVA
	18	Huallanca	MPT-U3-C2	Westinghouse	6996675	Monofasico Tipo SL	5	13,8/138 kV	10 MVA
UG4	19	Huallanca	MPT-U4-A	ABB ASEA	30528	Monofasico Tipo TE2AF	5	13,8/138 kV	10,5/14 MVA
	20	Huallanca	MPT-U4-B	ABB ASEA	30527	Monofasico Tipo TE2AF	5	13,8/138 kV	10,5/14 MVA
	21	Huallanca	MPT-U4-C	ABB ASEA	30529	Monofasico Tipo TE2AF	5	13,8/138 kV	10,5/14 MVA
UG5	22	Huallanca	MPT-U5-A	ABB ASEA	30523	Monofasico Tipo TE2AF	5	13,8/138 kV	10,5/14 MVA
	23	Huallanca	MPT-U5-B	ABB ASEA	30522	Monofasico Tipo TE2AF	5	13,8/138 kV	10,5/14 MVA
	24	Huallanca	MPT-U5-C	ABB ASEA	30521	Monofasico Tipo TE2AF	5	13,8/138 kV	10,5/14 MVA
UG6	25	Huallanca	MPT-U6-A	ABB ASEA	30526	Monofasico Tipo TE2AF	5	13,8/138 kV	10,5/14 MVA
	26	Huallanca	MPT-U6-B	ABB ASEA	30525	Monofasico Tipo TE2AF	5	13,8/138 kV	10,5/14 MVA
	27	Huallanca	MPT-U6-C	ABB ASEA	30524	Monofasico Tipo TE2AF	5	13,8/138 kV	10,5/14 MVA
STAND BY	28	Huallanca	-	Westinghouse	-	Monofasico Tipo SL	6	13,8/138 kV	10,5/14 MVA

3.2.8. Técnicas e instrumentos de recolección de datos

Las técnicas e instrumentos para la recolección de los datos de la presente investigación fueron los siguientes:

Observación indirecta: Se utilizó esta técnica para obtener información sobre las fallas y los tiempos de operación y reparación en la LLTT Huallanca – Chimbote 1. El primer instrumento asociado a esta técnica fue la ficha de registro de causas de fallas en la línea de transmisión (Anexo 2), que permitió recolectar información sobre el número total de fallas en

la LLTT, así como el tipo de causa que originó cada falla. El segundo instrumento, relacionado con la técnica de observación indirecta, fue la ficha de registro de intervenciones en el sistema de transmisión (Anexo 3). Este instrumento fue utilizado para recopilar datos sobre los tiempos de operación y de interrupción de los equipos electromecánicos, así como los tiempos de reparación, para posteriormente realizar el análisis estadístico de KPI's.

Entrevista: Esta técnica se utilizó con el propósito de conocer la percepción de los profesionales en el área de mantenimiento sobre la propuesta del programa de mantenimiento electromecánico. El instrumento utilizado en este caso fue un cuestionario (Anexo 4), el cual incluyó preguntas enfocadas en evaluar la influencia del programa sobre las condiciones de calidad, continuidad y seguridad de la línea de transmisión. A través de este cuestionario, se logró obtener información cualitativa acerca de la viabilidad y pertinencia del programa, vista desde la perspectiva de los expertos, lo que aportó un enfoque integral a la investigación.

3.3. Técnica de análisis de resultados

Las técnicas de análisis de resultados incluyeron, en primer lugar, el procesamiento de la información de fallas a través de Power BI. Posteriormente, el equipo crítico fue identificado mediante un análisis estadístico jack knife realizado en Excel. Con los datos operativos y de mantenimiento de los equipos seleccionados, se llevó a cabo un análisis de confiabilidad, también en Excel, donde se graficaron las curvas de confiabilidad y mantenibilidad. Finalmente, para determinar la relación entre la propuesta del programa de mantenimiento electromecánico y las condiciones de calidad, continuidad y seguridad de la línea de transmisión Huallanca - Chimbote 1, se aplicó un cuestionario cuyos resultados fueron analizados mediante el software IBM SPSS Statistic 25. A través de este software, se realizaron pruebas inferenciales, que incluyeron pruebas de normalidad y de correlación.

3.4. Análisis y procesamiento de la información

La investigación se estructuró y desarrolló a lo largo de cuatro etapas principales, las cuales se describen a continuación:

Etapas 1: En esta primera etapa, se realizó el diagnóstico de fallas ocurridas en la línea de transmisión Huallanca – Chimbote 1. Se determinó el número de fallas y sus causas durante un periodo de 10 años en las líneas de transmisión L-1103, L-1104 y L-1105, así como en las subestaciones de salida y llegada de la línea. Este diagnóstico también incluyó la identificación de los equipos críticos utilizando la técnica Jack Knife, como parte del análisis.

Etapas 2: En la segunda etapa, se analizaron los indicadores MTBF, MDT y disponibilidad de los equipos críticos identificados en la etapa 1. Para el cálculo del MTBF y MDT, se emplearon las técnicas de ingeniería de confiabilidad, como el análisis Weibull para el MTBF y el análisis Gumbel para el MDT. Estos análisis incluyeron las curvas de confiabilidad y mantenibilidad de los equipos. Finalmente, con los valores obtenidos de MTBF y MDT, se calculó la disponibilidad de los equipos electromecánicos.

Etapas 3: En esta etapa, se desarrolló el programa de mantenimiento electromecánico siguiendo los siete pasos de la metodología RCM. El primer paso fue definir el contexto operacional de los equipos críticos, seguido por la jerarquización de los equipos a nivel de la organización y de sistemas, respetando la norma ISO 14224:2016. Posteriormente, se realizó el análisis AMEF, donde se identificaron las funciones de cada componente, sus fallas funcionales, los modos de falla y sus efectos. A cada modo de falla se le asignó un NPR (Número de Prioridad de Riesgo), priorizando las actividades de mantenimiento. Las tareas más críticas fueron seleccionadas, definiendo sus responsables, tipo de actividad y frecuencia de mantenimiento con base en estándares internacionales reconocidos.

Etapa 4: Por último, el desarrollo de la investigación fue presentado ante 24 profesionales del área de mantenimiento, quienes, tras la explicación del trabajo, evaluaron la influencia del programa de mantenimiento electromecánico en las condiciones de calidad, continuidad y seguridad de la línea de transmisión Huallanca – Chimbote 1. Esta información fue luego procesada estadísticamente para obtener el nivel de correlación o influencia entre las variables del estudio.

IV. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

4.1. Resultados

A. Desarrollo de la etapa 1: Diagnóstico de la línea de transmisión de 138 kV Huallanca – Chimbote 1

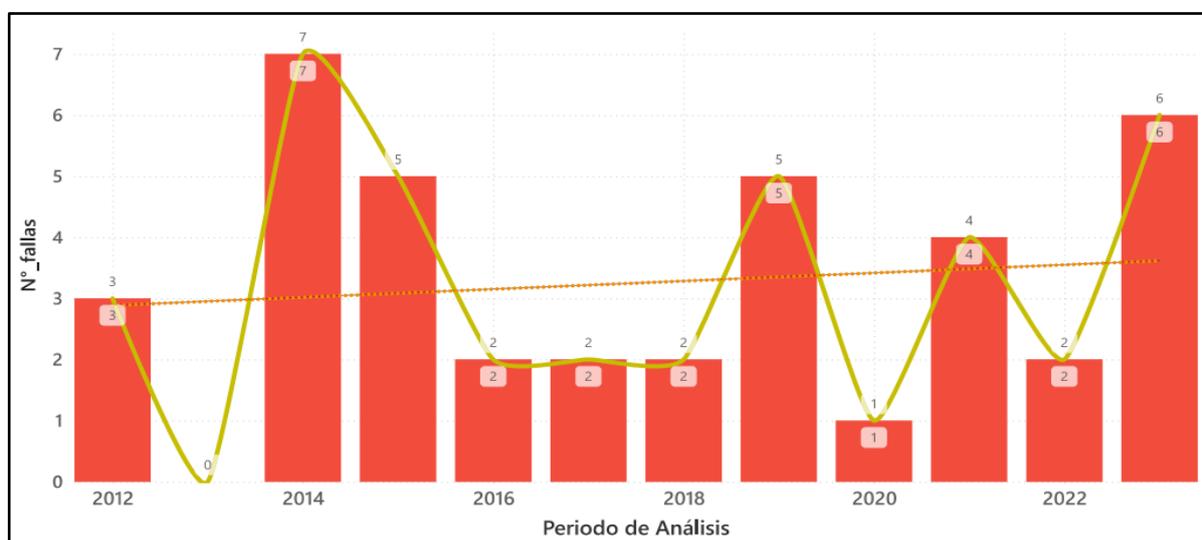
El diagnóstico se llevó a cabo utilizando la base de datos estadística del Comité de Operación Económica del Sistema (COES), centrándose específicamente en las estadísticas anuales de fallas y factores de indisponibilidad; así como la base datos del portal de eventos de mantenimiento. La recopilación de datos abarcó el período comprendido desde 2012 hasta la última actualización del portal web del COES en 2023, tal como se muestra en el anexo 10.

– Evaluación de fallas en la línea de transmisión L-1103

De la evaluación específica para la L-1103 se encontró que en el periodo 2012 – 2023 hubo un total de 39 fallas en dicha línea. Para comprender en detalle el comportamiento de las fallas a lo largo del tiempo y visualizar los picos y valles ocurridos durante el período de estudio en esta línea, se elaboró el gráfico 1.

Gráfico 1

Comportamiento de las fallas de la L-1103 periodo 2012-2023

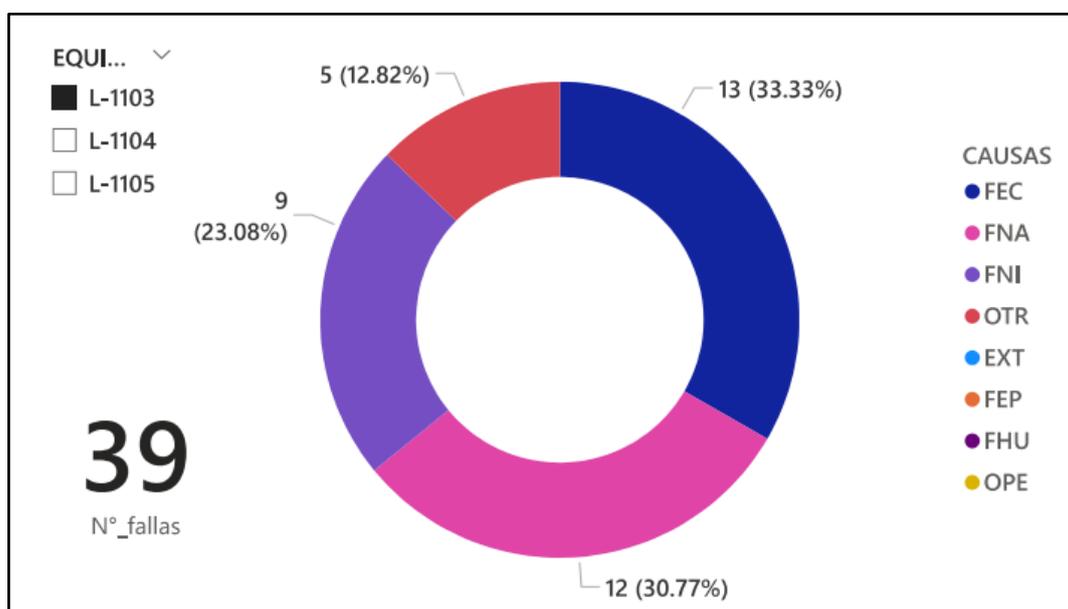


El gráfico mostró que la línea de transmisión L-1103 experimentó 3 fallas en 2012, ninguna en 2013, y un aumento significativo a 7 fallas en 2014, seguido de una disminución a 5 fallas en 2015 y a 2 fallas en 2016. Entre 2016 y 2018, las fallas se mantuvieron estables en 2 por año. En 2019, hubo un repunte a 5 fallas, seguido de una caída a 1 falla en 2020. Posteriormente, se registraron 4 fallas en 2021, un descenso a 2 fallas en 2022, y un segundo pico de 6 fallas en 2023. La línea de tendencia indicó un comportamiento ascendente leve en la frecuencia de fallas, lo que sugirió la necesidad de atención adicional para mantener la estabilidad y seguridad de la línea.

Después de analizar el comportamiento de las fallas en la línea de transmisión L-1103 durante el período 2012-2023, se identificó las diversas causas subyacentes. Para ello, se elaboró el gráfico 2, donde se detalla las causas específicas de estas fallas.

Gráfico 2

Causas de las fallas de la L-1103 periodo 2012-2023



El análisis de las 39 fallas en la línea de transmisión L-1103 reveló que la mayor parte de las fallas, un 33.33%, se debieron a fallas de equipos (FEC). Esto fue seguido por fenómenos

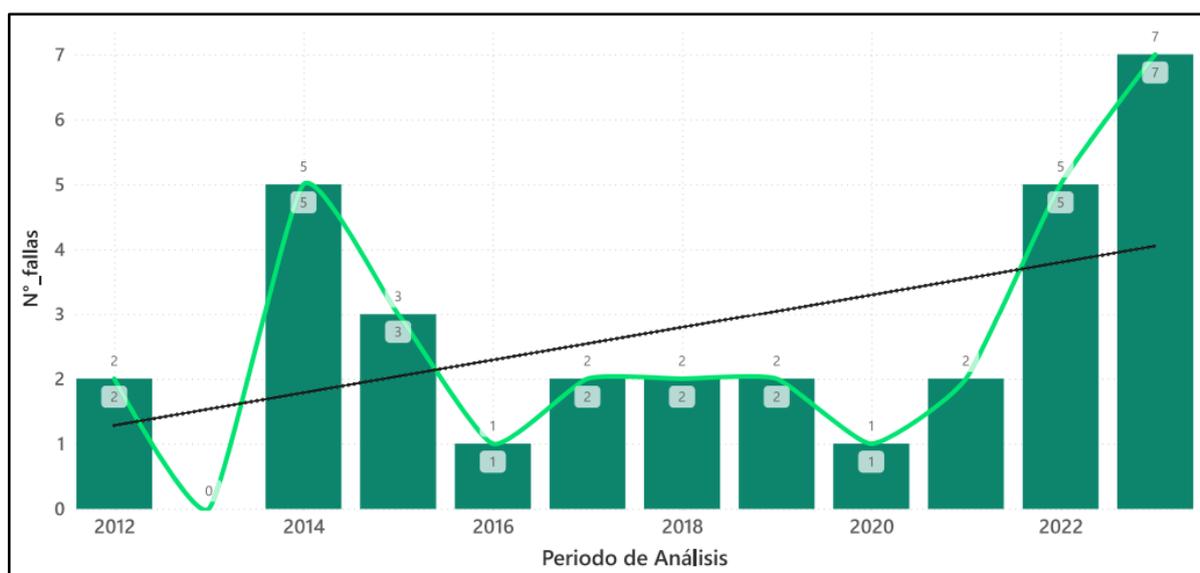
ambientales o naturales (FNA), que representaron el 30.77% de las fallas. Las fallas no identificadas (FNI) representaron el 23.08%, mientras que otras causas distintas a las mencionadas (OTR) fueron responsables del 12.82% de las fallas.

– Evaluación de fallas en la línea de transmisión L-1104

De igual manera se realizó el análisis para la L-1104, encontrando un total de 32 fallas en el periodo 2012 – 2023. Además, se realizó el gráfico 3 para entrar en detalle de su comportamiento a lo largo del periodo de estudio.

Gráfico 3

Comportamiento de las fallas de la L-1104 periodo 2012-2023



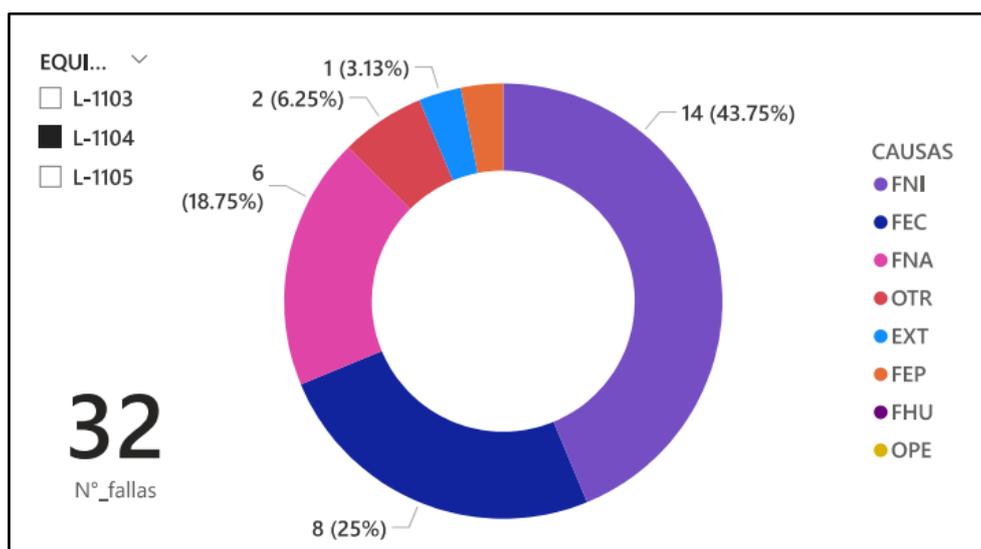
La gráfica mostró que las fallas registradas en el 2012 en la línea L-1104 fueron 2, mientras que en 2013 no se reportaron incidentes. En 2014, se observó un aumento a 5 fallas, seguido por una disminución a 3 fallas en 2015 y a 1 falla en 2016. A partir de 2017, el número de fallas se mantuvo constante en 2 por año hasta 2019. En 2020, las fallas disminuyeron a 1, pero en 2021 y 2022, el número volvió a subir a 3 y 5 respectivamente, alcanzando un máximo de 7 fallas en 2023.

El análisis de la tendencia general, representada por la línea ascendente en la gráfica, indicó un incremento sostenido en la frecuencia de fallas a lo largo del tiempo en la línea L-1104. Esta tendencia sugiere un deterioro gradual en la infraestructura o en los procedimientos de mantenimiento, lo que podría estar contribuyendo al aumento de incidentes.

Posterior a la evaluación del comportamiento de las fallas de la L-1104 del 2012 al 2023, se procedió a evaluar las causas que ocasionaron dichas fallas. Para ello se elaboró el gráfico 4 con la finalidad de apreciar la distribución de las causas en este periodo de estudio.

Gráfico 4

Causas de las fallas de la L-1104 periodo 2012-2023



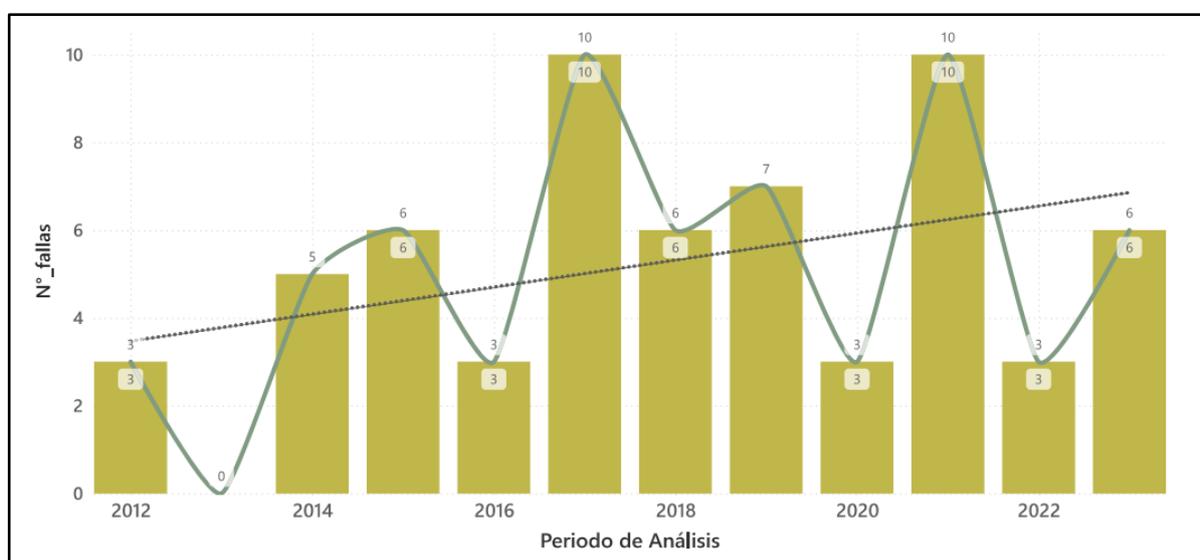
El análisis del gráfico reveló que las causas más comunes de fallas en la línea L-1104 fueron aquellas cuya causa no fue identificada (FNI), representando el 43.75% del total, con 14 fallas. Las fallas de equipos (FEC) también fueron considerables, constituyendo el 25% con 8 fallas. Los fenómenos ambientales o naturales (FNA) representaron el 18.75%, con 6 fallas. Las fallas asociadas a otras causas distintas a las anteriores (OTR) representaron el 6.25%, con 2 fallas. Mientras que las fallas externas (EXT) y las fallas del sistema de protección (FEP) fueron menos frecuentes, representando el 3.13%, con 1 fallas cada una.

– Evaluación de fallas en la línea de transmisión L-1105

En cuanto al análisis para la línea de transmisión L-1105, se encontró que en el periodo 2012 – 2023 se registró 62 fallas. Al igual que las demás líneas se realizó el gráfico 5 para entender la tendencia de la frecuencia de fallas y entender el comportamiento de las fallas en dicha línea.

Gráfico 5

Comportamiento de las fallas de la L-1105 periodo 2012-2023



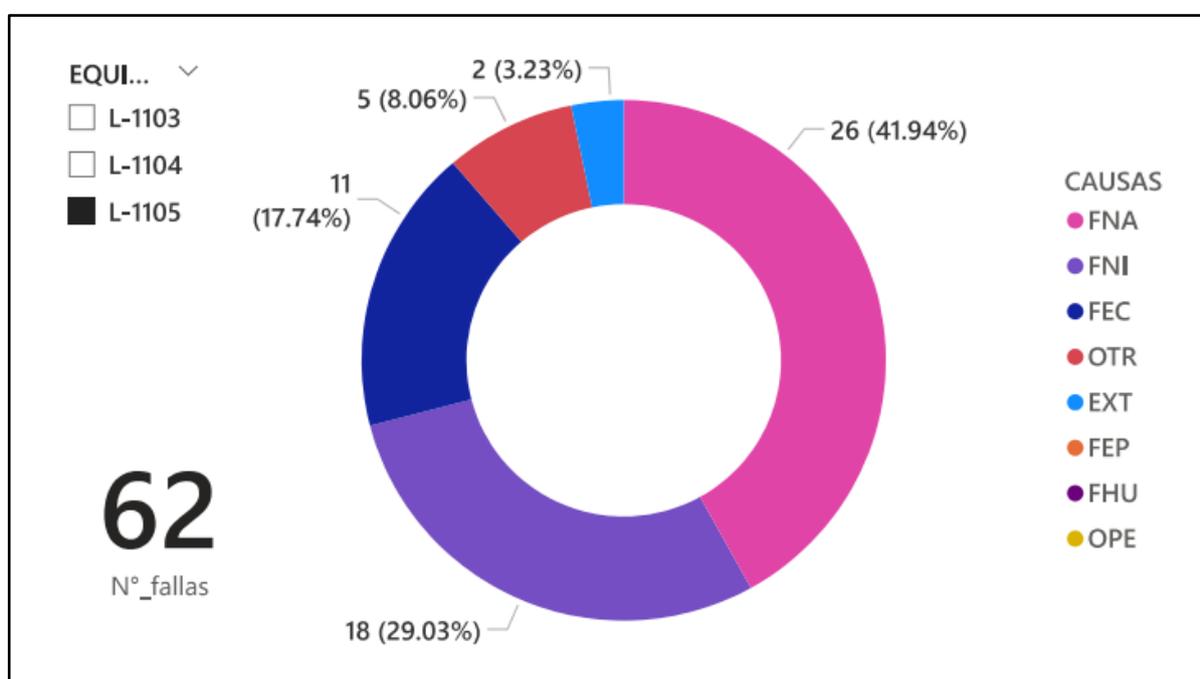
El análisis del comportamiento de las fallas en la línea de transmisión L-1105 reveló que en 2012 se registraron 3 fallas, mientras que en 2013 no se reportaron incidentes. En 2014, el número de fallas aumentó a 5, seguido de un incremento a 6 en 2015. En 2016, las fallas descendieron nuevamente a 3, para luego alcanzar un pico de 10 fallas en 2017. En 2018, se registraron 6 fallas, y en 2019 hubo un aumento a 7 fallas. En 2020, el número de fallas bajó otra vez a 3, antes de alcanzar un segundo pico de 10 fallas en 2021. Al año siguiente, en 2022, se registraron 3 fallas y finalmente en el 2023 aumentó a 6 fallas. En relación con la recta de tendencia de la frecuencia de falla que presentó esta línea, se observó que es tiene mayor

pronunciación, revelando que esta es la línea más crítica debido a que presentó mayor número de fallas y que se encontró una pendiente pronunciada en su tendencia de frecuencia de fallas.

Con la finalidad de tener una visión completa de los factores que han influido en la operatividad de la línea durante estos años, se realizó el gráfico 6, donde se detalló todas las causas que ocasionaron las fallas.

Gráfico 6

Causas de las fallas de la L-1104 periodo 2012-2023



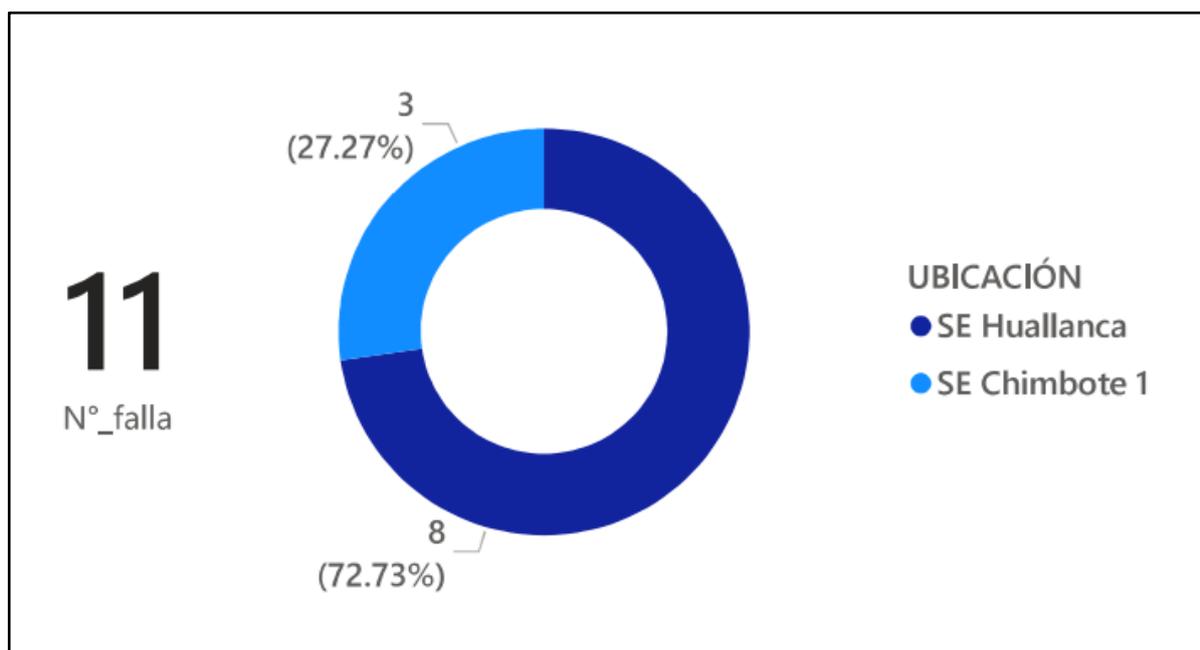
En el gráfico se observa que la principal causa de fallas en la línea de transmisión L-1105 fueron los fenómenos ambientales o naturales (FNA), que representaron el 41.94% de los incidentes, con un total de 26 fallas. Las fallas cuya causa no fue identificada (FNI) constituyeron el 29.03%, con 18 fallas. Las fallas de equipos (FEC) representaron el 17.74%, contabilizando 11 fallas. Otras causas distintas a las mencionadas (OTR) sumaron un 8.06% con 5 fallas, mientras que las fallas externas (EXT) representaron el 3.23% con 2 fallas.

– Evaluación de fallas en la S.E. Chimbote 1 y Huallanca

En el análisis de las fallas en las subestaciones asociadas con las líneas de transmisión del tramo Huallanca – Chimbote 1, se encontró que ocurrieron 11 fallas en total durante el período evaluado, de 2012 a 2023. Estas fallas se distribuyeron entre las distintas subestaciones, como se detalla en el gráfico 7, que muestra el número de fallas registradas en cada subestación.

Gráfico 7

Distribución de fallas en S.E. Chimbote 1 y Huallanca periodo 2012-2023

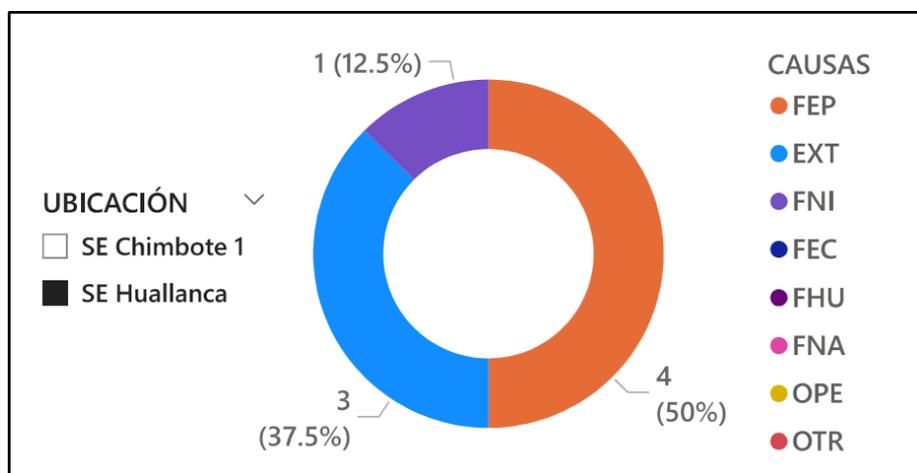


El gráfico mostró que, de las 11 fallas registradas en las subestaciones asociadas con las líneas de transmisión, la subestación Huallanca fue la más afectada, con 8 fallas, lo que representa el 72.73% del total. En comparación, la subestación Chimbote 1 registró 3 fallas, constituyendo el 27.27% del total de fallas.

Asimismo, se analizó cuáles fueron las causas que originaron estas fallas en cada una de las subestaciones, encontrando que:

Gráfico 8

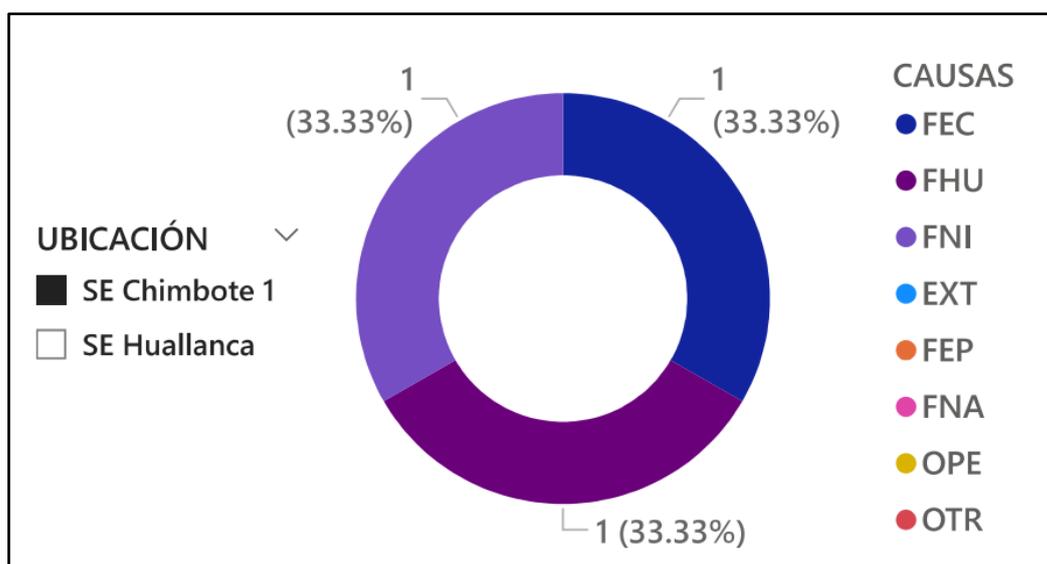
Causas de las fallas en las S.E. Huallanca periodo 2012-2023



En la subestación Huallanca, se identificó que la causa predominante de fallas fue el sistema de protección (FEP), representando el 50% del total de incidentes con 4 fallas. Las fallas externas (EXT) fueron la segunda causa más común, constituyendo el 37.5% con 3 fallas. Además, las fallas cuya causa no fue identificada (FNI) representaron el 12.5%, con 1 falla registrada.

Gráfico 9

Causas de las fallas en las S.E. Chimbote 1 periodo 2012-2023



En la subestación Chimbote 1, las causas de fallas se distribuyeron de manera equitativa entre tres categorías. Las fallas de equipos (FEC), las fallas humanas (FHU), y las fallas cuya causa no fue identificada (FNI) cada una representaron el 33.33% del total de incidentes, con 1 falla registrada por cada categoría. Esta distribución sugiere que no hubo una causa predominante de fallas en esta subestación, destacando la diversidad de factores que pueden afectar la operatividad.

– Evaluación de criticidad de equipos electromecánicos en subestaciones

Para realizar una evaluación integral y relevante, se analizó el período comprendido entre los años 2013 y 2023, revisando minuciosamente los registros de descripción de interrupciones, así como los tiempos de duración asociados a cada equipo electromecánico de la subestación Chimbote 1. Esta información, que se detalla en el anexo 11 en la sección de Chimbote 1; fue fundamental para comprender el contexto operativo de cada equipo. Los resultados obtenidos del análisis de criticidad, llevado a cabo mediante la técnica de Jack Knife, se presentan a continuación en la tabla 4 y en el gráfico 10.

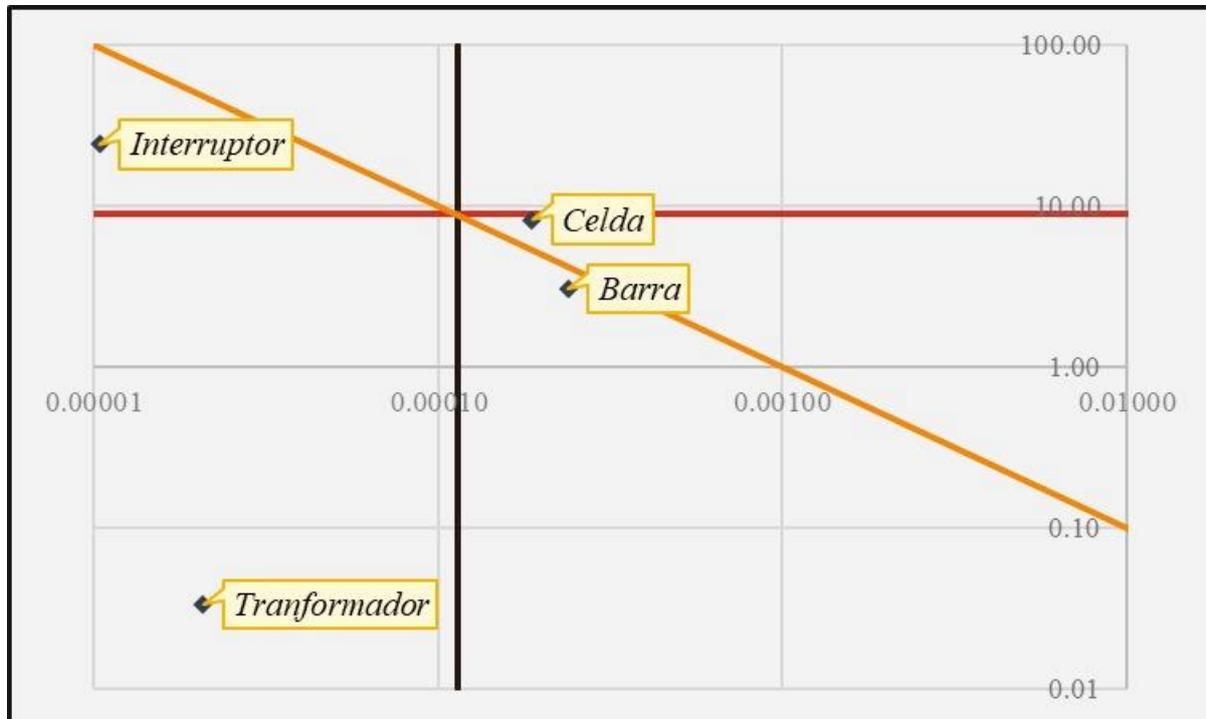
Tabla 4

Análisis Jack Knife para equipos electromecánicos de la SS.EE. Chimbote 1

Equipos	Tiempo inoperativo	N° de fallas	MTTR	MTBF	Tasa de fallas	Indisponibilidad
Barra	69.62	23	3.03	4190.61	0.00024	0.07%
Celda	146.88	18	8.16	5354.67	0.00019	0.15%
Interruptor	23.98	1	23.98	96384.00	0.00001	0.02%
Transformador	0.07	2	0.03	48192.00	0.00002	0.00%
TOTAL	240.55	44	8.80	38530.32	0.0001	0.10%

Gráfico 10

Diagrama Jack Knife para equipos electromecánicos de la SS.EE. Chimbote 1



El diagrama jack knife para los equipos electromecánicos de la SS.EE. Chimbote 1 revela que la barra y la celda son los equipos más críticos, situándose en el cuadrante de alta criticidad (Agudo y crónico) debido a su elevado número de fallas y tiempos de reparación. En contraste, el interruptor y el transformador presentan menores tasas de falla y tiempos de reparación, con el transformador ubicado en el cuadrante de criticidad normal y el interruptor en el cuadrante agudo, lo que los clasifica como equipos confiables y de menor prioridad en las estrategias de mantenimiento.

Asimismo, para la evaluación de la criticidad de los equipos electromecánicos de la subestación Huallanca, se consideró un intervalo de 10 años utilizando el registro de la base de datos especificada también en el anexo 11 en la sección Huallanca. Los resultados obtenidos se presentan a continuación en la Tabla 5 y el gráfico 11.

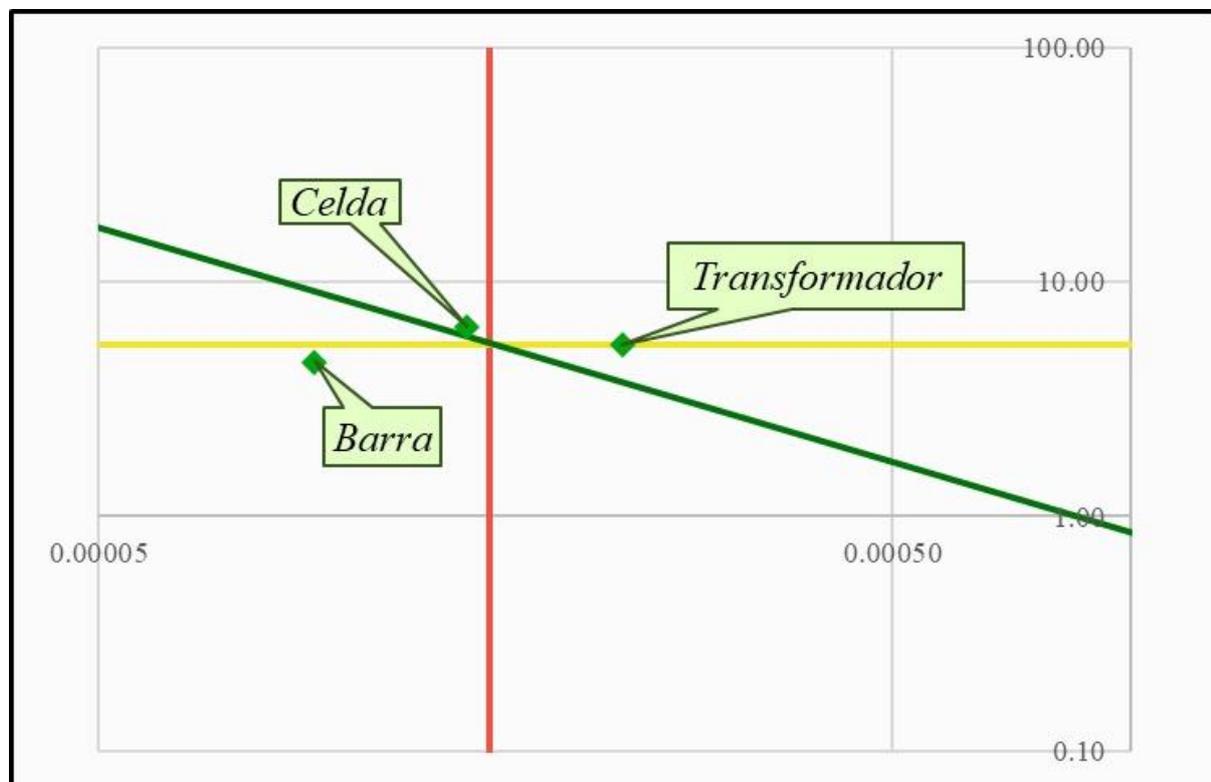
Tabla 5

Análisis Jack Knife para equipos electromecánicos de la SS.EE. Huallanca

Equipos	Tiempo inoperativo	N° de fallas	MTTR	MTBF	Tasa de fallas	Indisponibilidad
Barra	40.78	9	4.53	10709.33	0.00009	0.04%
Celda	89.68	14	6.41	6884.57	0.00015	0.09%
Transformador	119.33	22	5.42	4381.09	0.00023	0.12%
TOTAL	249.80	45	5.45	7325.00	0.00016	0.08%

Gráfico 11

Diagrama Jack Knife para equipos electromecánicos de la SS.EE. Huallanca



En el análisis de criticidad de los equipos electromecánicos de la SS.EE. Huallanca, se determinó que el transformador es el equipo más crítico (Agudo y crónico), seguido por la celda (Agudo). Por último, la barra se ubica en un cuadrante de criticidad estándar (Normal), lo que indica un menor impacto en comparación con los otros equipos.

Producto de haber desarrollado la etapa 1 del presente trabajo de investigación, el resumen de los resultados encontrados se describe a continuación:

El diagnóstico de la línea de transmisión Huallanca - Chimbote 1 de 138 kV se realizó utilizando datos estadísticos del COES, abarcando el periodo 2012-2023. Se identificaron un total de 39 fallas en la L-1103, 32 fallas en la L-1104 y 62 fallas en la L-1105. En la L-1103, las principales causas fueron fallas de equipos (33.33%) y fenómenos naturales (30.77%), mientras que en la L-1104 predominaron fallas no identificadas (43.75%). La L-1105 presentó una mayor criticidad, con un comportamiento ascendente en las fallas, siendo los fenómenos naturales la principal causa (41.94%). Asimismo, las subestaciones asociadas también fueron evaluadas, encontrándose que Huallanca tuvo más fallas, con un total de 8 fallas (72.73%), principalmente por problemas en el sistema de protección, mientras que en Chimbote 1, con 3 fallas (27.27%), estas se debieron a fallas de equipos, fallas humanas y fallas no identificadas, cada una representando el 33.33%. Además, se realizó un análisis de criticidad de los equipos electromecánicos mediante la técnica de Jack Knife, determinándose que el equipo más crítico en la subestación Chimbote 1 fue la barra colectora, ubicada en el cuadrante de alta criticidad (Agudo y crónico), mientras que en la subestación Huallanca, el transformador fue el equipo más crítico, también clasificado en el cuadrante agudo y crónico.

B. Desarrollo de la etapa 2: Evaluación de KPI's técnicos de equipos electromecánicos críticos

Se aplicaron los fundamentos de la teoría de la confiabilidad y en base ello se evaluó los KPI's técnicos (MTBF, MDT y disponibilidad) de los equipos críticos, siendo estos el transformador de potencia de la subestación Huallanca y la barra colectora de la subestación Chimbote1.

– Análisis de confiabilidad transformador de potencia SS.EE Huallanca

Para el estudio de confiabilidad, específicamente para el MTBF, se aplicó el análisis de Weibull por el método analítico, tomando en cuenta la base de datos del anexo 13. El desarrollo del análisis se presenta a continuación:

Tabla 6

Análisis Weibull del transformador de potencia SS.EE Huallanca

N°	TTF (horas)	RM	X	Y	f(t)	F(t)	R(t)	h(t)
1	186.12	0.04268	5.22637	-3.13223	0.00013	0.02293	0.97707	0.00013
2	1071.05	0.10366	6.97639	-2.21244	0.00012	0.13608	0.86392	0.00014
3	1924.87	0.16463	7.56261	-1.71543	0.00011	0.23744	0.76256	0.00015
4	2222.97	0.22561	7.70660	-1.36383	0.00011	0.27051	0.72949	0.00015
5	3066.25	0.28659	8.02821	-1.08562	0.00010	0.35754	0.64246	0.00015
6	3755.63	0.34756	8.23101	-0.85088	0.00009	0.42172	0.57828	0.00015
7	4211.57	0.40854	8.34559	-0.64406	0.00008	0.46092	0.53908	0.00015
8	4338.50	0.46951	8.37528	-0.45577	0.00008	0.47139	0.52861	0.00015
9	5503.23	0.53049	8.61309	-0.27963	0.00007	0.55903	0.44097	0.00016
10	7003.55	0.59146	8.85417	-0.11074	0.00006	0.65188	0.34812	0.00016
11	7603.30	0.65244	8.93634	0.05526	0.00005	0.68353	0.31647	0.00016
12	8272.32	0.71341	9.02067	0.22292	0.00005	0.71557	0.28443	0.00016
13	8775.85	0.77439	9.07976	0.39807	0.00004	0.73761	0.26239	0.00016
14	8777.48	0.83537	9.07995	0.59002	0.00004	0.73768	0.26232	0.00016
15	9447.47	0.89634	9.15350	0.81830	0.00004	0.76447	0.23553	0.00016
16	12978.82	0.95732	9.47107	1.14866	0.00002	0.86730	0.13270	0.00016

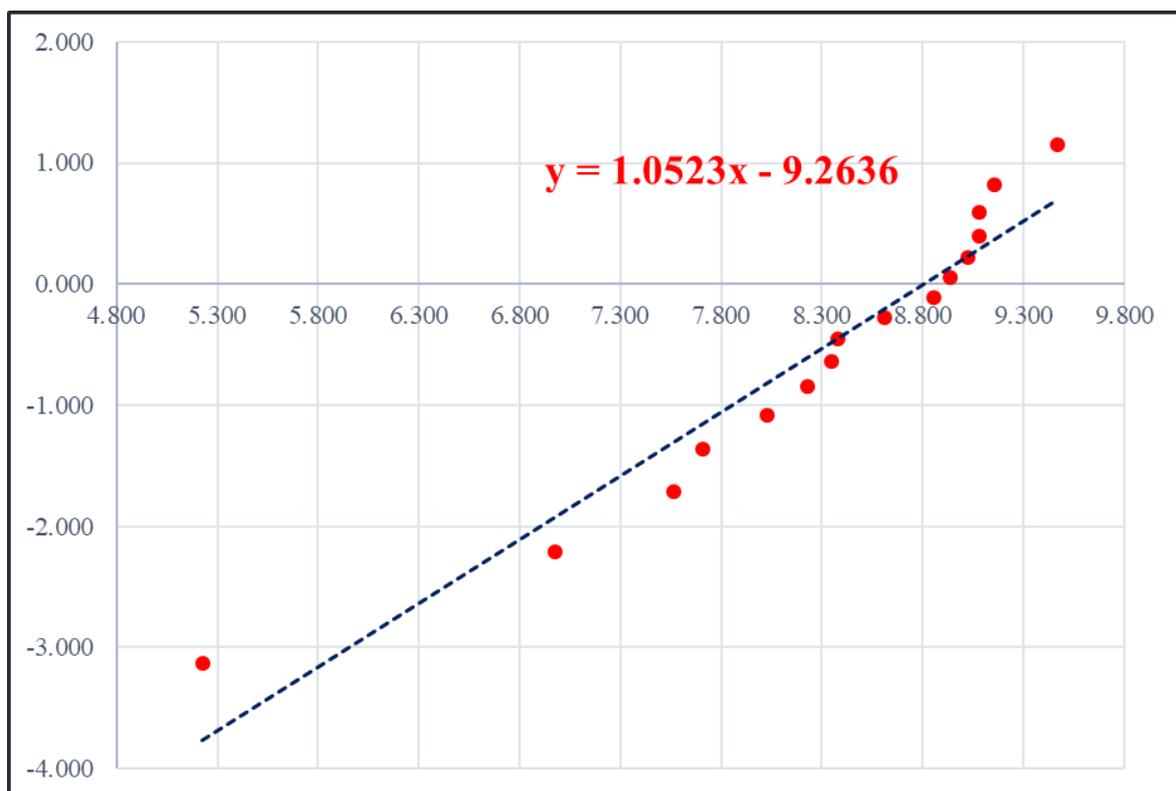
Tabla 7

Estimación del MTBF del transformador de potencia SS.EE Huallanca

Parámetros de distribución de Weibull	Pendiente:	1.0523
	Intercepto:	-9.2636
	Pearson (r):	0.9645
	Coefficiente de determinación:	0.9302
	Localización (Y):	0.0000
	Forma (β):	1.0523
Estimación del indicador	MTBF (horas):	6521.6886

Gráfico 12

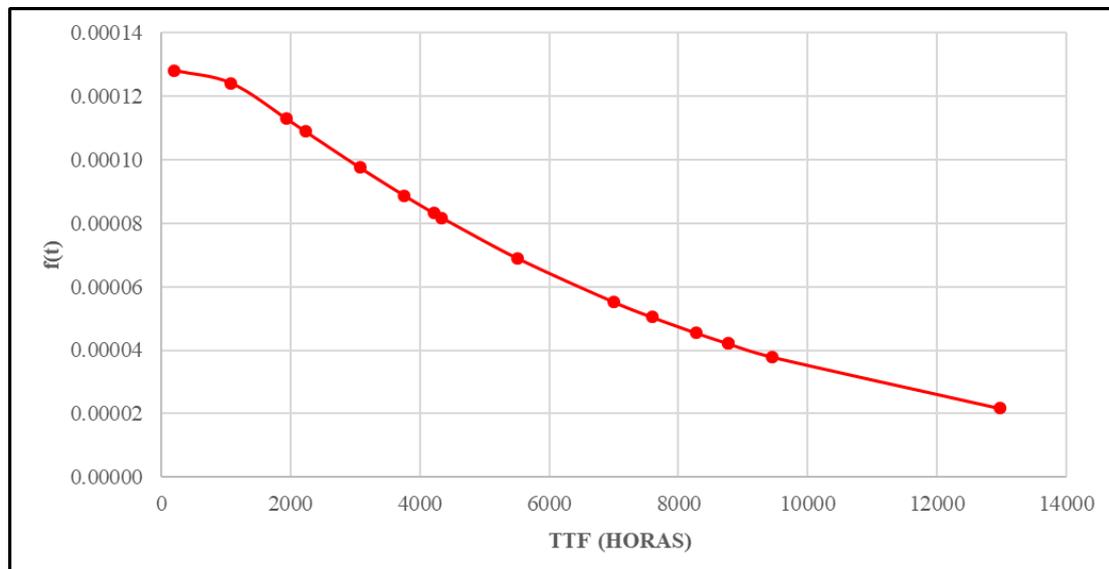
Recta de regresión análisis Weibull – Transformador de potencia



La recta de regresión en el análisis Weibull muestra que los fallos tienen una tasa casi constante, con una ligera tendencia a aumentar con el tiempo, lo que sugiere una vida útil predecible para el equipo electromecánico analizado. Además, el buen ajuste de los datos a la recta indica que la distribución Weibull es adecuada para modelar estos fallos.

Gráfico 13

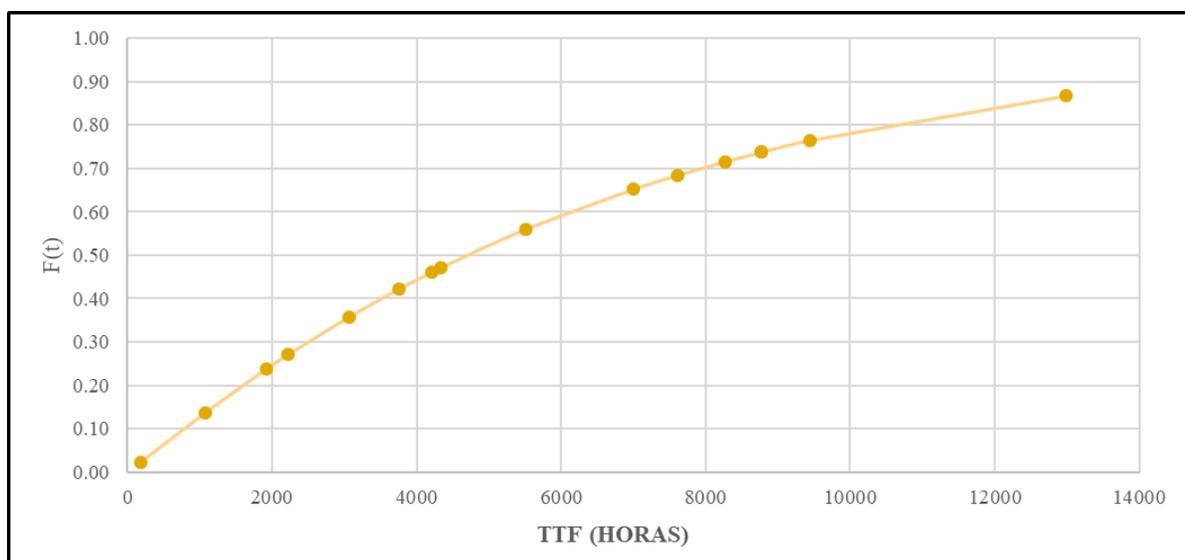
Función de densidad de probabilidad de fallo (f) - Transformador de potencia



La gráfica 12 muestra que la probabilidad de fallo del transformador de potencia es alta en las primeras horas de operación, lo que indica posibles fallos tempranos, pero disminuye gradualmente, indicando que, tras superar esta fase inicial, el transformador opera de manera confiable a largo plazo con una baja probabilidad de fallos posteriores.

Gráfico 14

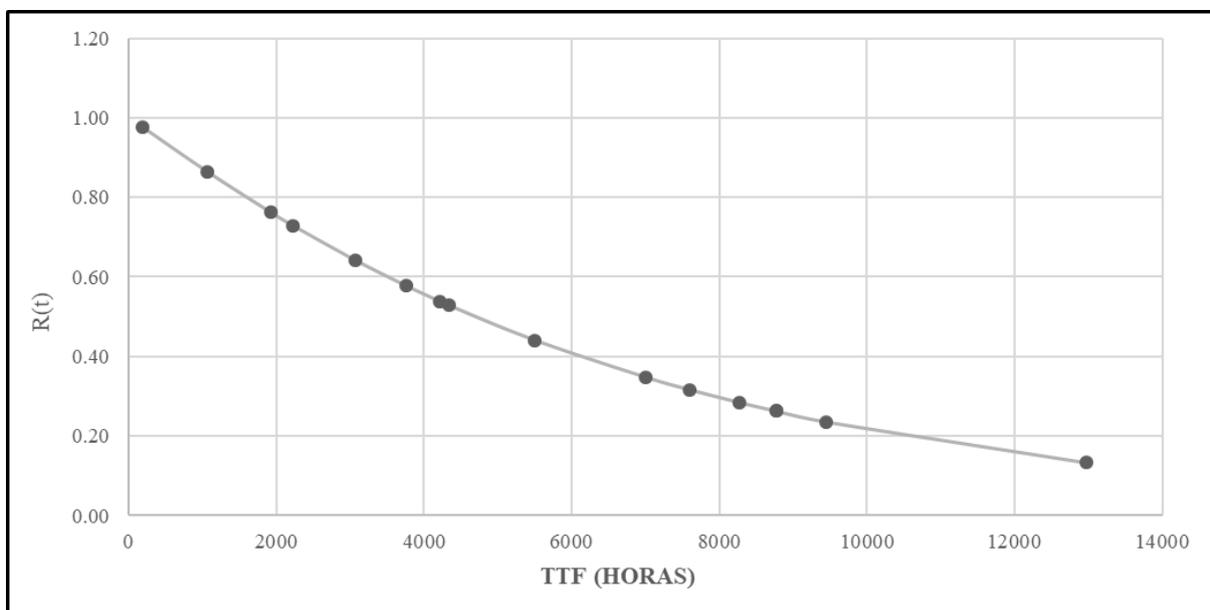
Función acumulada de probabilidad de fallo (F) - Transformador de potencia



La gráfica 14 revela que la función acumulada de probabilidad de fallo del transformador de potencia es baja en las primeras horas de operación, pero aumenta considerablemente después de las 6,000 horas, alcanzando un 90% de probabilidad de fallo cerca de las 14,000 horas, lo que indica que la mayoría de los transformadores fallarán antes de este tiempo.

Gráfico 15

Función acumulada inversa de probabilidad de fallo (R) – Transf. de potencia

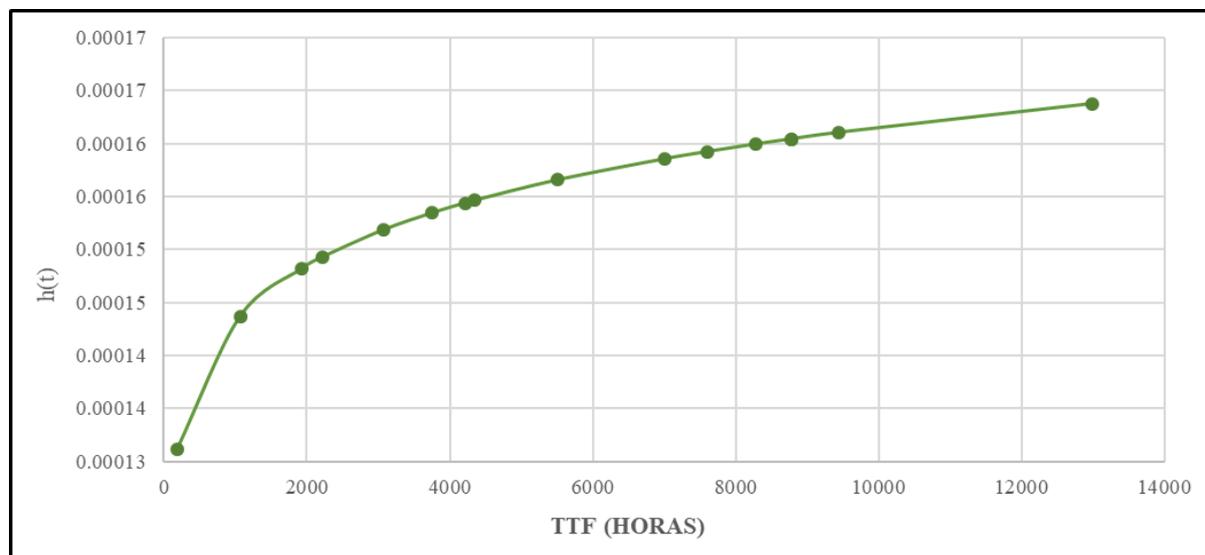


La función de confiabilidad muestra que el transformador de potencia tiene una alta probabilidad de operar sin fallos durante las primeras 4,000 horas, pero su confiabilidad disminuye de manera sustancial después de este punto, llegando a ser muy baja hacia las 10,000 horas, lo que recomienda realizar un mantenimiento preventivo antes de este tiempo para evitar fallos.

Finalmente se presenta la última curva del análisis de confiabilidad para el transformador de potencia.

Gráfico 16

Función frecuencia de fallos (h) - Transformador de potencia



La gráfica 16, representa la función de frecuencia de fallos, la cual revela que el transformador de potencia experimenta un aumento inicial en la tasa de fallos, se estabiliza durante gran parte de su vida útil, y luego presenta un incremento gradual hacia el final.

Por otro lado, en relación con análisis de la mantenibilidad, para determinar el MDT, se aplicó el análisis de Gumbel, tomando en cuenta la base de datos del anexo 13. El desarrollo de este análisis se presenta a continuación.

Tabla 8

Análisis Gumbel del transformador de potencia SS.EE Huallanca

Nº	DT (horas)	RM	X	Y	m(t)	M(t)	$\mu(t)$
1	0.15	0.058824	0.15	1.041412	0.050556	0.058016	0.053670
2	0.55	0.117647	0.55	0.760837	0.062099	0.080543	0.067539
3	0.70	0.176471	0.70	0.550777	0.066411	0.090182	0.072993
4	1.17	0.235294	1.17	0.369436	0.079302	0.124222	0.090550
5	3.05	0.294118	3.05	0.201941	0.111116	0.309770	0.160984
6	4.08	0.352941	4.08	0.040618	0.111280	0.425641	0.193747
7	4.73	0.411765	4.73	-0.119569	0.106399	0.496556	0.211343

8	6.18	0.470588	6.18	-0.282666	0.087733	0.638173	0.242472
9	6.23	0.529412	6.23	-0.452574	0.086992	0.642541	0.243361
10	6.65	0.588235	6.65	-0.633694	0.080741	0.677489	0.250350
11	7.23	0.647059	7.23	-0.831678	0.071978	0.722025	0.258937
12	7.72	0.705882	7.72	-1.054672	0.064924	0.755098	0.265101
13	8.12	0.764706	8.12	-1.315784	0.059332	0.779941	0.269618
14	8.58	0.823529	8.58	-1.639093	0.053165	0.806174	0.274290
15	9.07	0.882353	9.07	-2.078137	0.047233	0.830417	0.278522
16	9.82	0.941176	9.82	-2.803054	0.039003	0.862681	0.284031

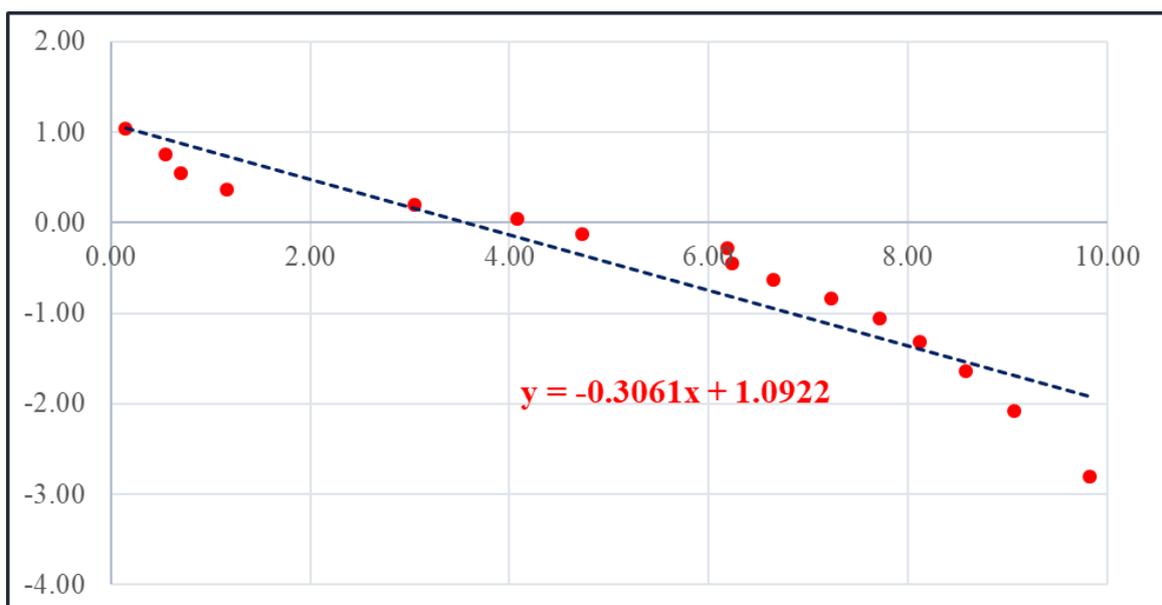
Tabla 9

Estimación del MDT del transformador de potencia SS.EE Huallanca

Parámetros de distribución de Gumbel	Pendiente:	-0.3061
	Intercepto:	1.0922
	Pearson (r):	-0.9407
	Coefficiente de determinación:	0.8849
	Parámetro de dispersión (a):	0.3061
	Parámetro de localización (u):	3.5683
Estimación de indicador	MDT (horas):	5.4561

Gráfico 17

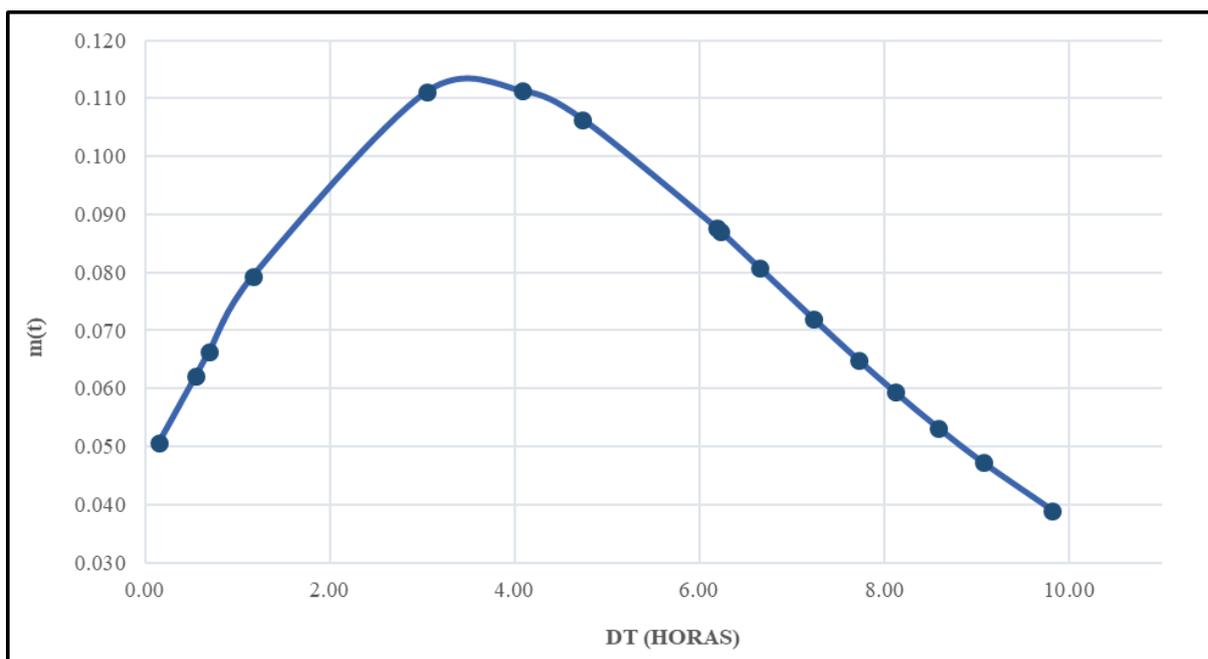
Recta de regresión análisis Gumbel – Transf. de potencia



El análisis Gumbel realizado sobre el transformador de potencia en la subestación Huallanca permitió obtener una pendiente de -0.3061 , lo que indica que a medida que los tiempos de inactividad aumentan, estos son menos frecuentes, mostrando una relación inversa entre la duración de los tiempos de inactividad y su probabilidad. El intercepto de 1.0922 estableció un punto de referencia inicial para la recta de regresión. El coeficiente de correlación de Pearson de -0.9407 reflejó una relación muy fuerte y negativa entre los tiempos de inactividad y los valores extremos, lo que significa que el modelo se ajusta bien a los datos. Este ajuste se confirmó con un coeficiente de determinación de 0.8849 , que mostró que el modelo explica el 88.49% de la variabilidad en los tiempos de inactividad. El parámetro de dispersión de 0.3061 indicó que la variabilidad en los tiempos de inactividad es baja, sugiriendo consistencia en estos tiempos. El parámetro de localización de 3.5683 representó el punto medio de los tiempos de inactividad observados. Finalmente, se estimó un Tiempo Medio de Inactividad (MDT) de 5.4561 horas.

Gráfico 18

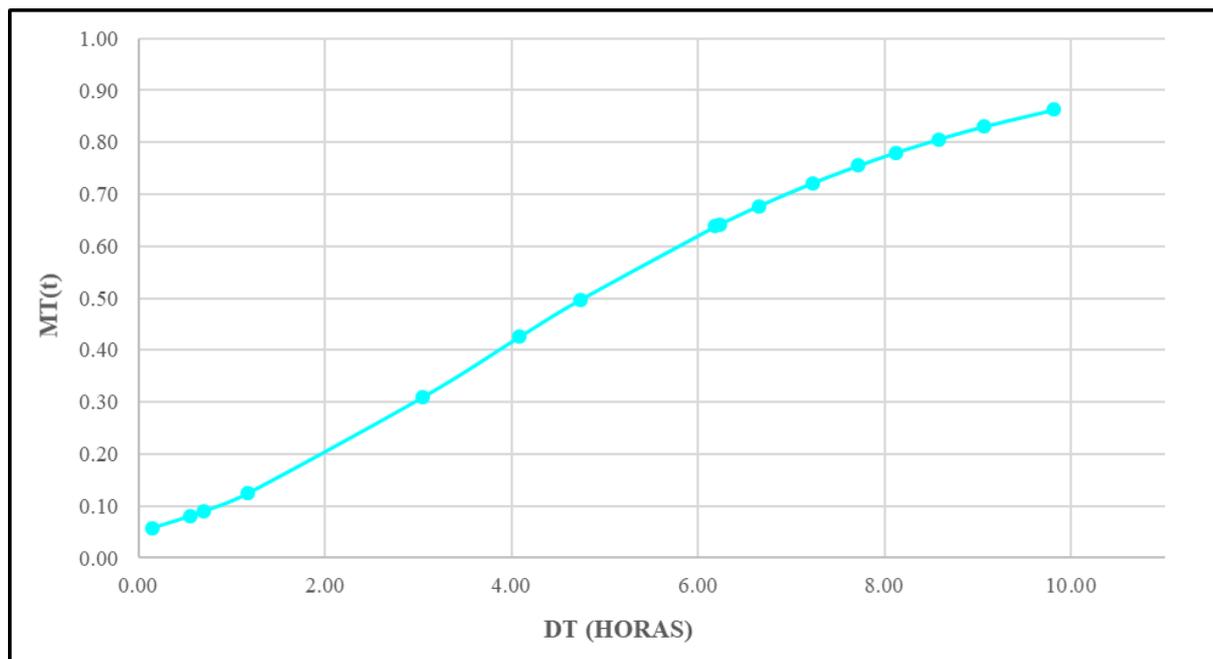
Función de densidad de probabilidad de reparación (m) – Transf. de potencia



La gráfica 18 de la función de densidad de probabilidad de reparar el transformador de potencia mostró que la probabilidad de reparación aumentaba inicialmente, alcanzando su punto máximo alrededor de las 4 horas de inactividad, donde era más probable que se completara la reparación. Después de este punto, la probabilidad comenzó a disminuir, indicando que reparaciones más largas indicaban complicaciones adicionales. A medida que el tiempo de inactividad se aproximaba a las 10 horas, la probabilidad de reparación disminuía considerablemente, indicando que reparaciones prolongadas eran menos comunes o más complejas.

Gráfico 19

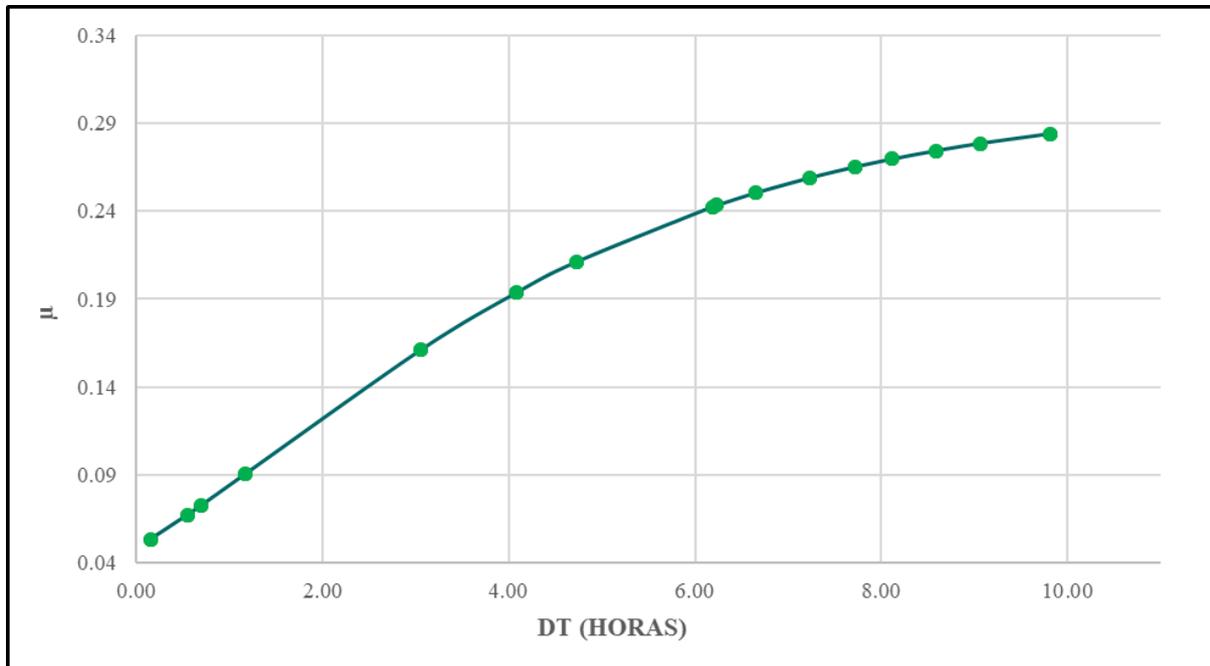
Función acumulada de probabilidad de reparación (M) - Transf. de potencia



En la gráfica 19 se puede observar un crecimiento constante en la probabilidad de completar la reparación a medida que aumentaba el tiempo de inactividad, comenzando de manera lenta al inicio y acelerándose entre las 4 y 6 horas, lo que indicaba un período crítico de intervención. A medida que el tiempo de inactividad se aproximaba a las 10 horas, la curva se aplanaba, indicando que casi todas las reparaciones se completaban en ese marco de tiempo.

Gráfico 20

Función frecuencia de reparaciones (μ) – Transf. de potencia

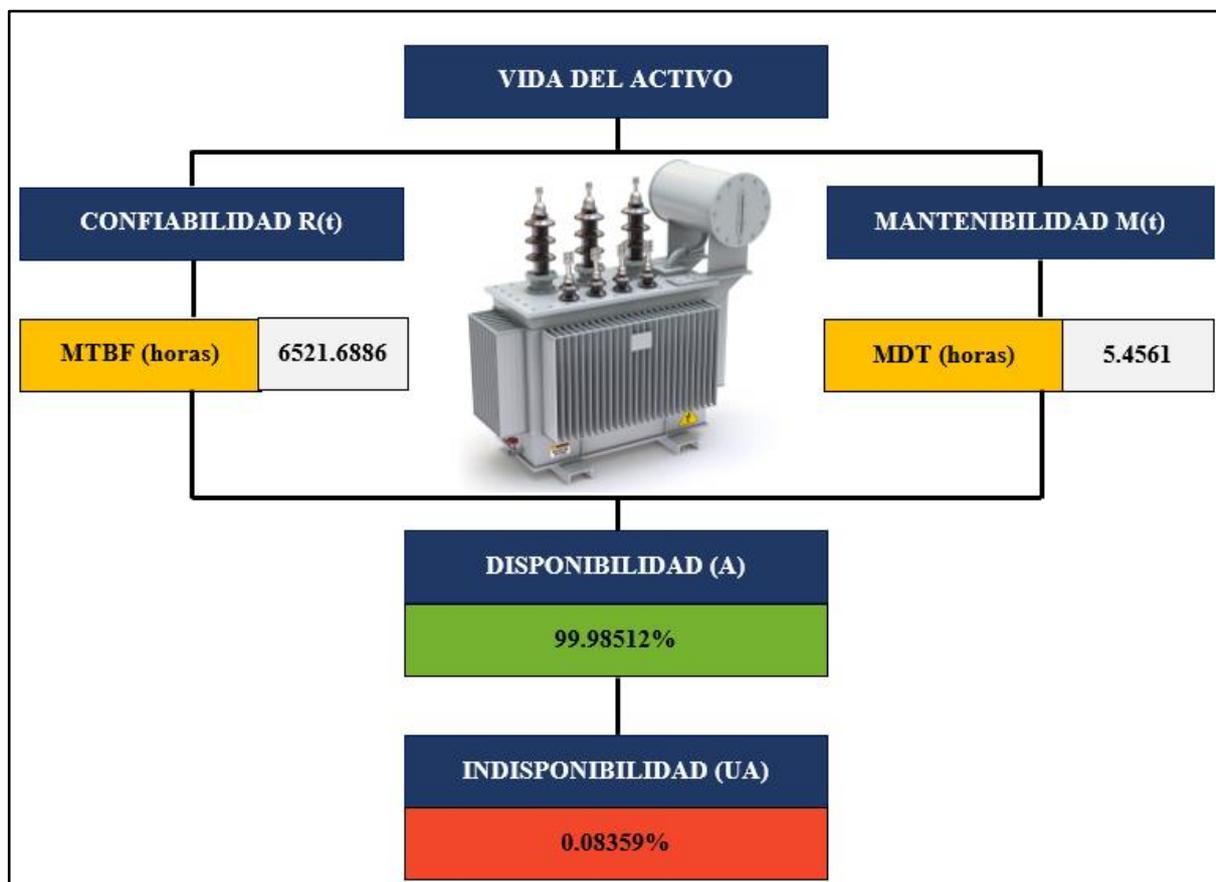


La gráfica 20 mostró la función de frecuencia de fallos acumulada (μ) para el transformador de potencia, comenzando con un valor bajo de aproximadamente 0.04, lo que indicó que en las primeras horas después de una falla, la frecuencia de reparación era limitada, probablemente debido al tiempo necesario para el diagnóstico y la preparación de la reparación. A medida que el tiempo de inactividad alcanzó entre 2 y 6 horas, la frecuencia acumulada de fallos aumentó más rápidamente, sugiriendo que este período fue crítico para las reparaciones, con un incremento en la probabilidad de restauración del transformador. Sin embargo, tras las 6 horas, la curva comenzó a aplanarse, lo que indicó una disminución en la frecuencia de reparaciones adicionales. Este comportamiento puede reflejar que las reparaciones más prolongadas son menos comunes o más complejas, lo que reduce la efectividad de los esfuerzos de mantenimiento a medida que se extiende el tiempo de inactividad. Al final del período de 10 horas, la función alcanzó un valor cercano a 0.29, sugiriendo un límite en la frecuencia acumulada de fallos que podría alcanzarse en ese tiempo.

Finalmente, utilizando los valores de MTBF y MDT obtenidos estadísticamente a través de la distribución de Weibull y Gumbel, respectivamente, se procedió a determinar la disponibilidad mecánica del transformador de potencia en estudio, perteneciente a la subestación eléctrica Huallanca.

Figura 19

Disponibilidad mecánica del transformador de potencia SS.EE Huallanca



Para el transformador de potencia de la subestación eléctrica Huallanca que trabaja de manera continua las 24 horas del día, se encontró que a lo largo de sus 10 años de vida útil (Periodo 2013 – 2023) ha tenido una disponibilidad del 99.98512% y se registró una indisponibilidad del 0.08359%

– **Análisis de confiabilidad barra colectora SS.EE Chimbote 1**

En el estudio de confiabilidad para la barra colectora, se siguió la misma secuencia del análisis de Weibull utilizando el método analítico, considerando la base de datos proporcionada en el anexo 12. A continuación, se detalla el desarrollo del análisis.

Tabla 10

Análisis Weibull de barra colectora SS.EE Chimbote 1

Nº	TTF (horas)	RM	X	Y	f(t)	F(t)	R(t)	h(t)
1	41.07	0.04167	3.71520	-3.15685	0.00062	0.03613	0.96387	0.00064
2	120.02	0.08333	4.78763	-2.44172	0.00044	0.07610	0.92390	0.00047
3	183.00	0.12500	5.20949	-2.01342	0.00038	0.10146	0.89854	0.00042
4	547.93	0.16667	6.30615	-1.70198	0.00024	0.20876	0.79124	0.00031
5	863.98	0.20833	6.76155	-1.45408	0.00019	0.27687	0.72313	0.00027
6	912.95	0.25000	6.81668	-1.24590	0.00019	0.28622	0.71378	0.00026
7	1055.98	0.29167	6.96223	-1.06467	0.00017	0.31210	0.68790	0.00025
8	1127.85	0.33333	7.02807	-0.90272	0.00017	0.32439	0.67561	0.00025
9	1381.85	0.37500	7.23118	-0.75501	0.00015	0.36451	0.63549	0.00023
10	1967.95	0.41667	7.58475	-0.61805	0.00012	0.44211	0.55789	0.00021
11	2015.98	0.45833	7.60886	-0.48922	0.00012	0.44774	0.55226	0.00021
12	2095.00	0.50000	7.64731	-0.36651	0.00011	0.45679	0.54321	0.00021
13	3051.07	0.54167	8.02325	-0.24826	0.00008	0.54988	0.45012	0.00019
14	3963.52	0.58333	8.28489	-0.13300	0.00007	0.61797	0.38203	0.00017
15	4117.57	0.62500	8.32302	-0.01936	0.00006	0.62799	0.37201	0.00017
16	5848.33	0.66667	8.67391	0.09405	0.00004	0.71930	0.28070	0.00016
17	6430.13	0.70833	8.76875	0.20876	0.00004	0.74322	0.25678	0.00015
18	7865.07	0.75000	8.97019	0.32663	0.00003	0.79193	0.20807	0.00014
19	8055.07	0.79167	8.99406	0.45019	0.00003	0.79748	0.20252	0.00014
20	8325.95	0.83333	9.02713	0.58320	0.00003	0.80506	0.19494	0.00014
21	8512.43	0.87500	9.04928	0.73210	0.00003	0.81008	0.18992	0.00014
22	9805.32	0.91667	9.19068	0.91024	0.00002	0.84081	0.15919	0.00013
23	18344.42	0.95833	9.81708	1.15627	0.00001	0.94356	0.05644	0.00011

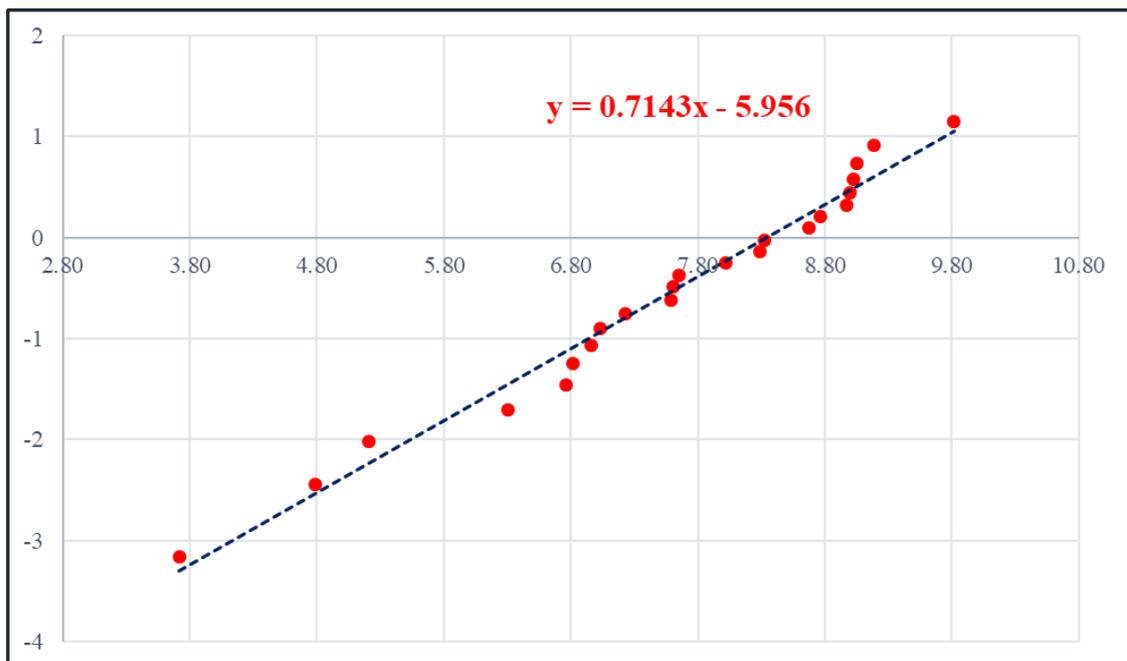
Tabla 11

Estimación del MTBF de la barra colectora SS.EE Chimbote 1

Parámetros de distribución de Weibull	Pendiente:	0.7143
	Intercepto:	-5.9560
	Pearson (r):	0.9902
	Coefficiente de determinación:	0.9805
	Localización (Y):	0.0000
	Forma (β):	0.7143
	Escala (η):	4182.83
Estimación de indicador	MTBF (horas):	5195.98

Gráfico 21

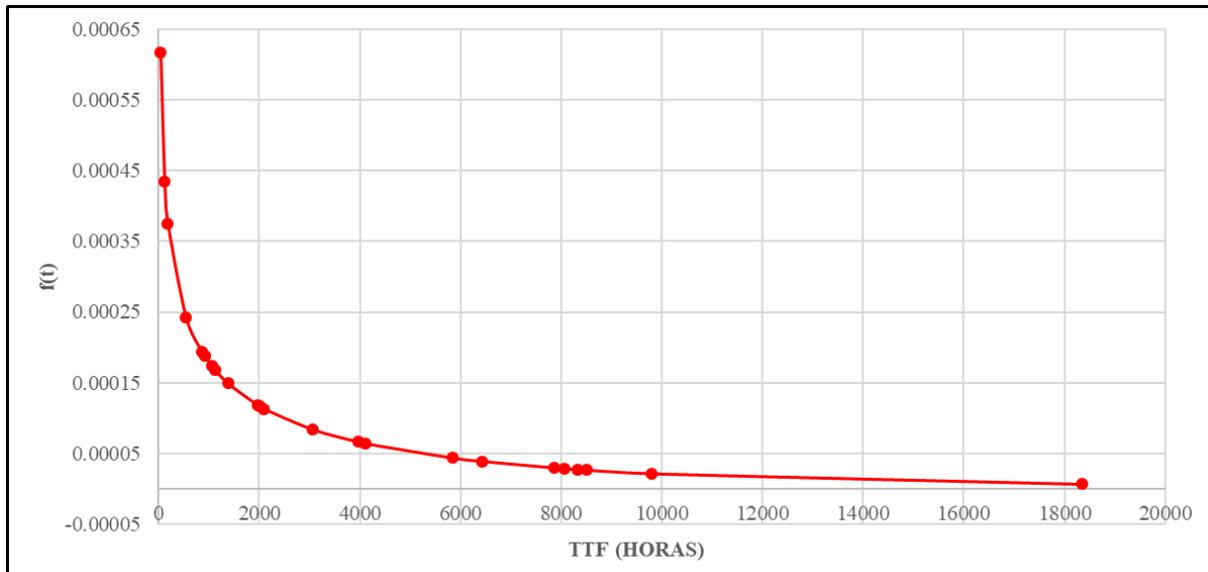
Recta de regresión análisis Weibull – Barra colectora



La recta de regresión en el análisis Weibull de la barra colectora, con una pendiente de 0.7143, revela que la tasa de fallos es decreciente, lo que indica una tendencia a fallos tempranos seguidos de una mejora en la confiabilidad con el tiempo, reflejando un patrón donde los componentes se estabilizan y se vuelven más confiables después de superar la fase inicial de vulnerabilidad.

Gráfico 22

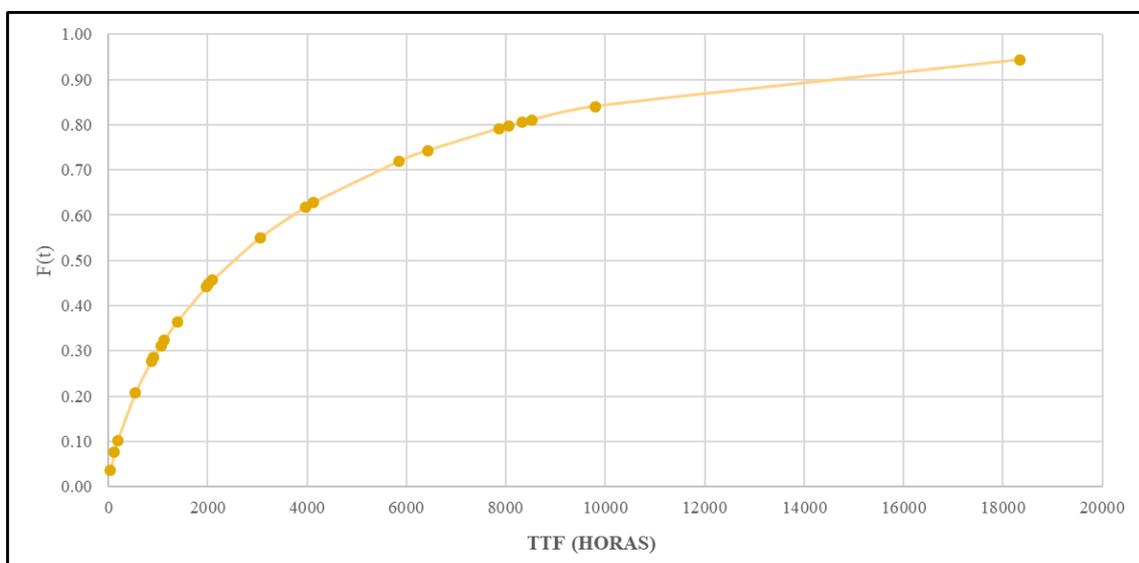
Función de densidad de probabilidad de fallo (f) - Transformador de potencia



El gráfico 21 muestra una alta probabilidad de fallos en las primeras horas de operación, seguida de una rápida disminución y estabilización en niveles muy bajos, indicando que, tras superar la fase inicial, la barra colectora se convierte en un componente altamente confiable con pocas probabilidades de fallar a largo plazo.

Gráfico 23

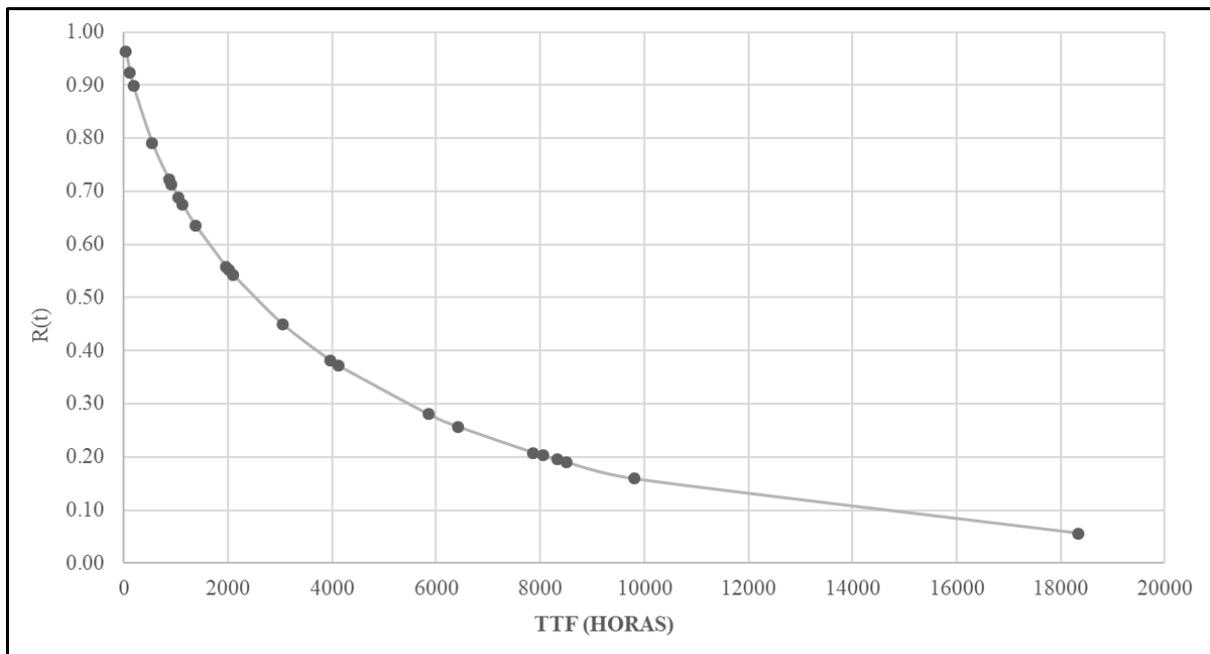
Función acumulada de probabilidad de fallo (F) – Barra colectora



El gráfico 22 indica que la barra colectora tiene una alta probabilidad de fallar dentro de las primeras 8,000 horas, con un crecimiento rápido de fallos en este periodo, y se estabiliza después, alcanzando cerca del 90% de probabilidad de fallo a las 18,000 horas, lo que resalta la necesidad de un mantenimiento enfocado en la fase inicial de operación.

Gráfico 24

Función acumulada inversa de probabilidad de fallo (R) – Barra colectora

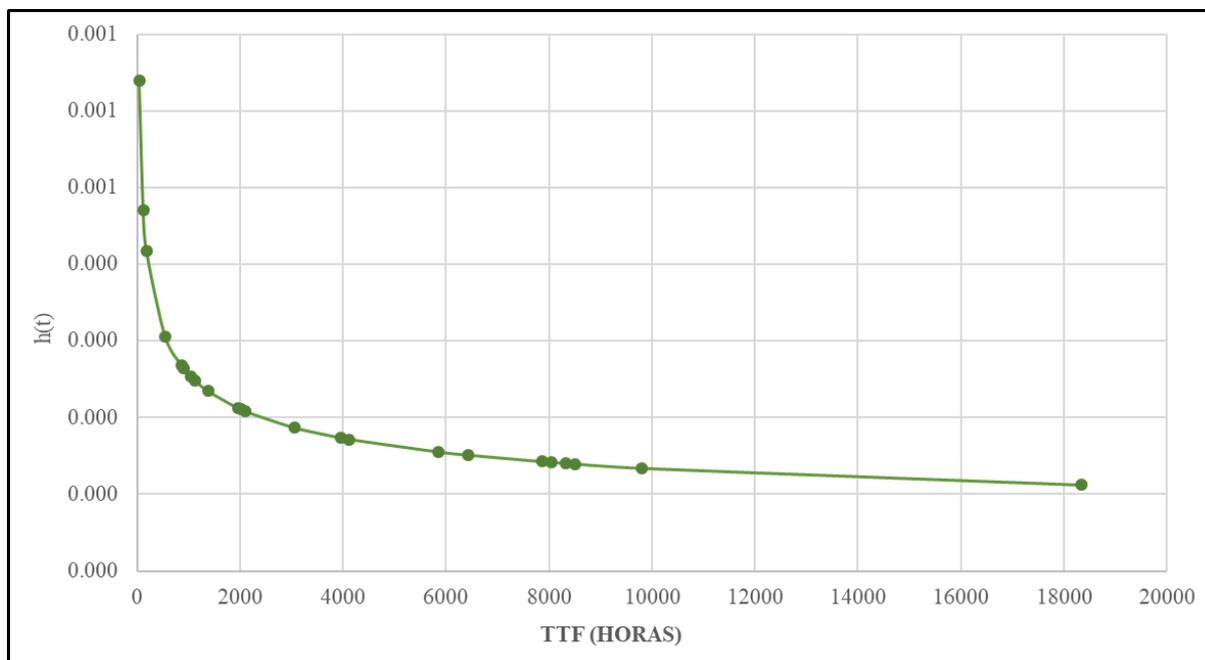


La función de confiabilidad descrita en el gráfico 23, muestra que la barra colectora tiene una alta probabilidad de fallar dentro de las primeras 8,000 horas, con una rápida disminución en la confiabilidad durante este periodo, y una disminución más gradual después, llegando a menos del 10% de probabilidad de seguir operando sin fallos a las 18,000 horas, lo que resalta la importancia de un mantenimiento preventivo temprano.

Por último, se presenta la curva del análisis de confiabilidad para la barra colectora de la SS.EE Chimbote 1.

Gráfico 25

Función frecuencia de fallos (h) – Barra colectora



La función de frecuencia de fallos indica que la barra colectora enfrenta un riesgo de fallos en las primeras 2,000 horas de operación, pero este riesgo disminuye rápidamente y se estabiliza en valores muy bajos, lo que implica que, tras superar la fase inicial, la barra colectora se mantiene confiable con una baja probabilidad de fallos en el tiempo restante.

Asimismo, para el análisis de mantenibilidad y la determinación del MDT, se utilizó el análisis de Gumbel, considerando la información de la base de datos que se encuentra en el anexo 12. A continuación, se expone el desarrollo de este análisis.

Tabla 12

Análisis Gumbel de la barra colectora SS.EE Chimbote 1

Nº	DT (horas)	RM	X	Y	m(t)	M(t)	$\mu(t)$
1	0.02	0.041667	0.02	1.156269	0.095209	0.263833	0.129330
2	0.02	0.083333	0.02	0.910235	0.095209	0.263833	0.129330

3	0.02	0.125000	0.02	0.732099	0.095209	0.263833	0.129330
4	0.02	0.166667	0.02	0.583198	0.095209	0.263833	0.129330
5	0.02	0.208333	0.02	0.450194	0.095209	0.263833	0.129330
6	0.02	0.250000	0.02	0.326634	0.095209	0.263833	0.129330
7	0.02	0.291667	0.02	0.208755	0.095209	0.263833	0.129330
8	0.03	0.333333	0.03	0.094048	0.095350	0.265421	0.129803
9	0.05	0.375000	0.05	-0.019357	0.095490	0.267011	0.130274
10	0.05	0.416667	0.05	-0.132996	0.095490	0.267011	0.130274
11	0.05	0.458333	0.05	-0.248258	0.095490	0.267011	0.130274
12	0.05	0.500000	0.05	-0.366513	0.095490	0.267011	0.130274
13	0.10	0.541667	0.10	-0.489220	0.095893	0.271796	0.131685
14	3.85	0.583333	3.85	-0.618046	0.079719	0.623871	0.211947
15	5.88	0.625000	5.88	-0.755015	0.056126	0.761837	0.235664
16	6.73	0.666667	6.73	-0.902720	0.047150	0.805665	0.242623
17	6.93	0.708333	6.93	-1.064673	0.045176	0.814897	0.244058
18	6.93	0.750000	6.93	-1.245899	0.045176	0.814897	0.244058
19	7.48	0.791667	7.48	-1.454081	0.040042	0.838312	0.247651
20	7.58	0.833333	7.58	-1.701983	0.039156	0.842272	0.248252
21	7.75	0.875000	7.75	-2.013419	0.037713	0.848677	0.249221
22	8.00	0.916667	8.00	-2.441716	0.035625	0.857842	0.250598
23	8.02	0.958333	8.02	-3.156849	0.035489	0.858435	0.250687

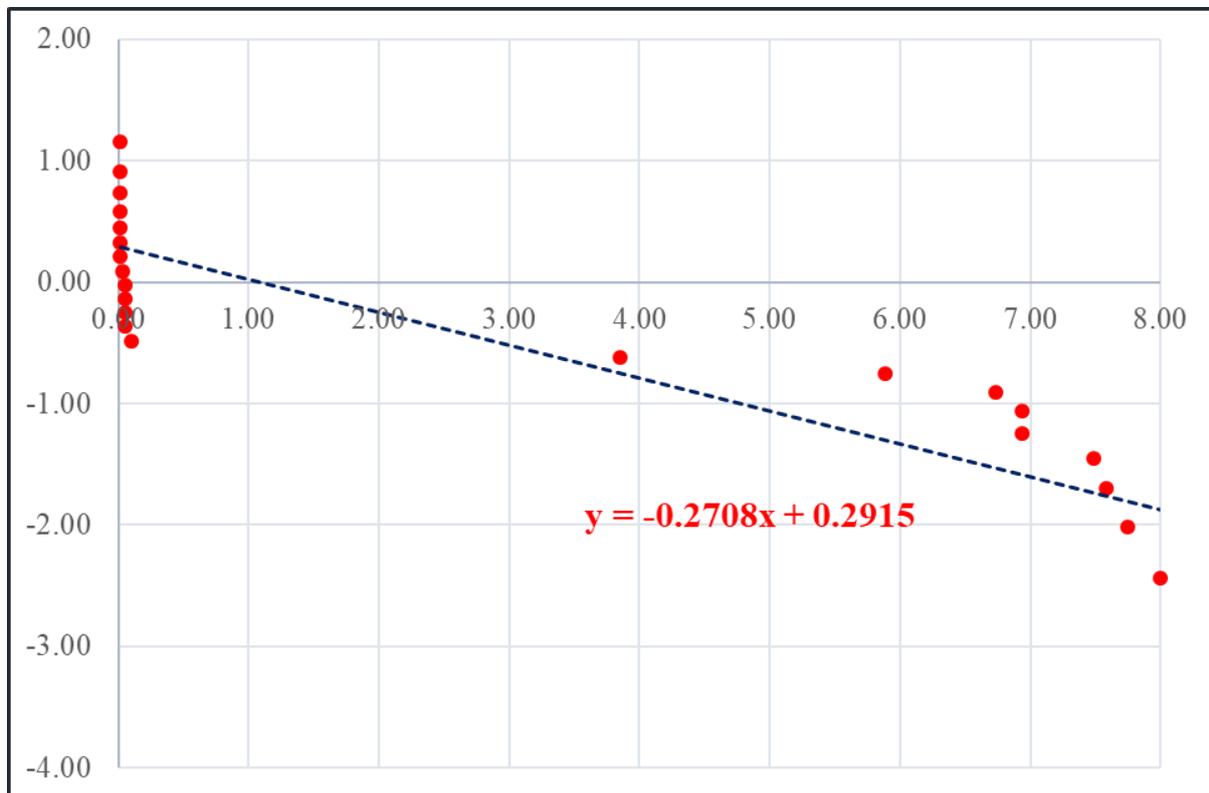
Tabla 13

Estimación del MDT de la barra colectora SS.EE Chimbote 1

Parámetros de distribución de Gumbel	Pendiente:	-0.2708
	Intercepto:	0.2915
	Pearson (r):	-0.8772
	Coefficiente de determinación:	0.7696
	Parámetro de dispersión (a):	0.2708
	Parámetro de localización (u):	1.0764
Estimación de indicador	MDT (horas):	3.2098

Gráfico 26

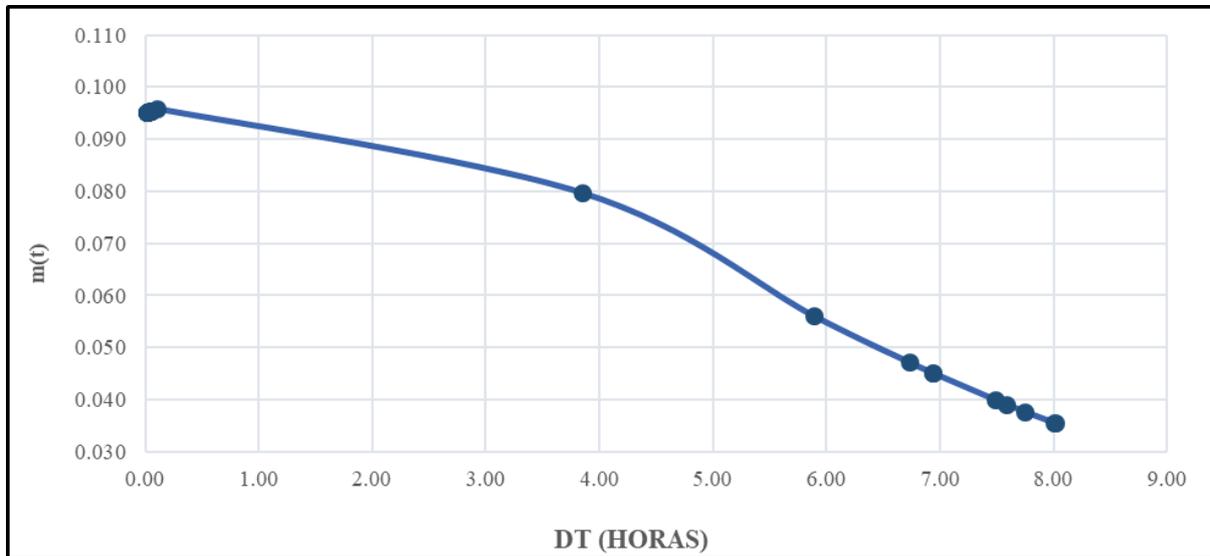
Recta de regresión análisis Gumbel – Barra colectora



El análisis Gumbel realizado sobre la barra colectora de la SS.EE Chimbote 1 mostró que los tiempos de inactividad más largos fueron menos frecuentes, lo que se reflejó en la pendiente negativa de -0.2708 de la recta de regresión lineal. Esta recta, con un intercepto de 0.2915, evidenció una fuerte relación inversa entre el tiempo de inactividad y su probabilidad, respaldada por un coeficiente de correlación de Pearson de -0.8772. El modelo explicó el 76.96% de la variabilidad en los tiempos de inactividad, indicando un ajuste razonable. El parámetro de dispersión de 0.2708 sugirió que los tiempos de inactividad tenían una variabilidad moderada, mientras que el parámetro de localización de 1.0764 horas identificó el punto central de los eventos de inactividad. Finalmente, el tiempo medio de inactividad (MDT) estimado en 3.2098 horas indicó el tiempo promedio que la barra colectora permanecía fuera de servicio durante los eventos de falla.

Gráfico 27

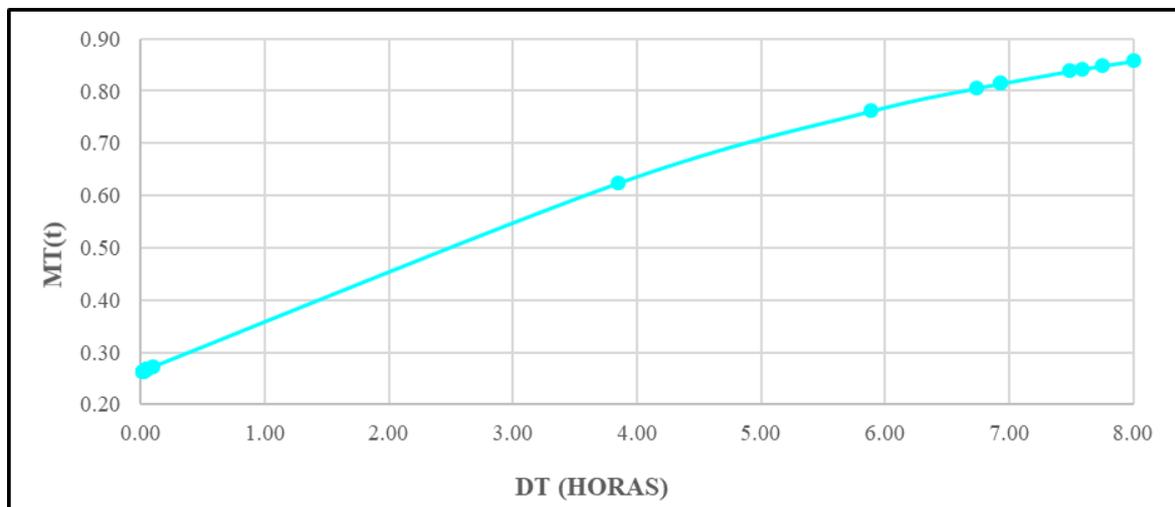
Función de densidad de probabilidad de reparación (m) – Barra colectora



El gráfico 18 indicó una alta probabilidad de reparación rápida al inicio, que fue disminuyendo conforme aumentaba el tiempo de inactividad. A partir de las 4 horas, esta disminución se aceleró, reflejando la mayor complejidad de las fallas más prolongadas. Hacia las 8 horas, la probabilidad de reparación se redujo considerablemente, destacando la menor frecuencia de reparaciones exitosas en tiempos prolongados de inactividad.

Gráfico 28

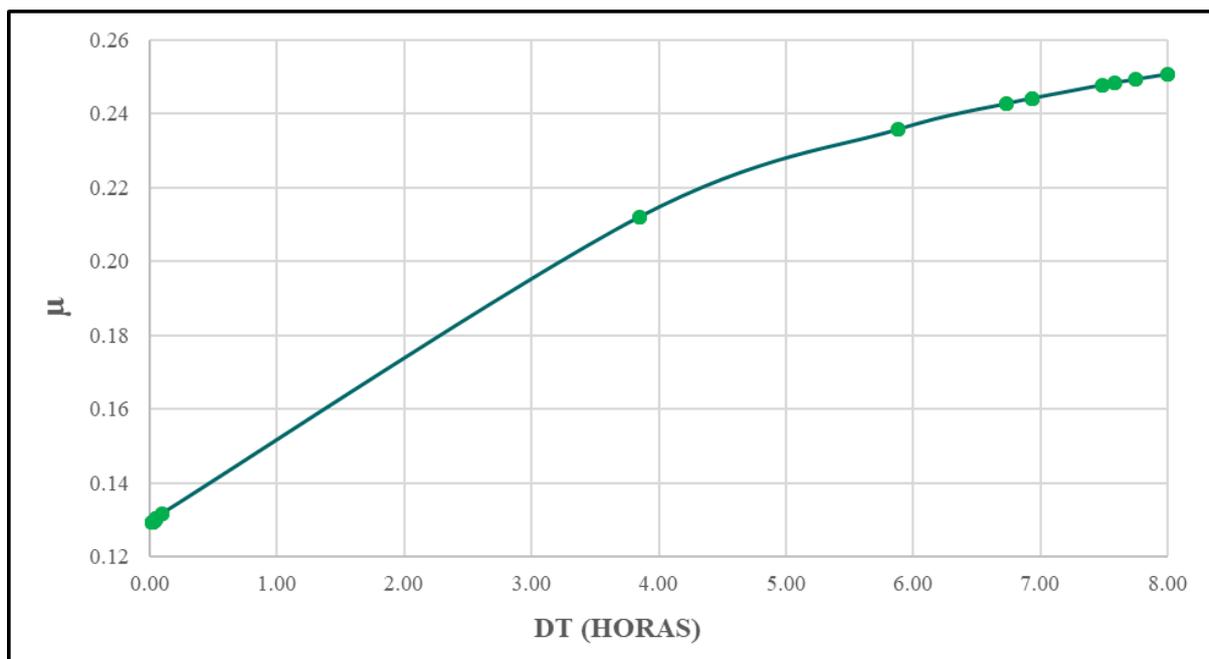
Función acumulada de probabilidad de reparación (M) – Barra Colectora



La función acumulada de probabilidad para reparar el activo en la barra colectora mostró que la probabilidad de completar una reparación comenzó en un nivel bajo y aumentó de manera constante a medida que transcurría el tiempo de inactividad. Durante las primeras 4 horas, la probabilidad acumulada alcanzó aproximadamente 0.7, indicando que la mayoría de las reparaciones se realizaron en este periodo. Conforme el tiempo de inactividad se acercó a las 8 horas, la curva se aplanó, alcanzando un valor cercano a 0.9, lo que reflejó que casi todas las reparaciones posibles se completaron dentro de este marco de tiempo

Gráfico 29

Función frecuencia de reparaciones (μ) – Barra colectora

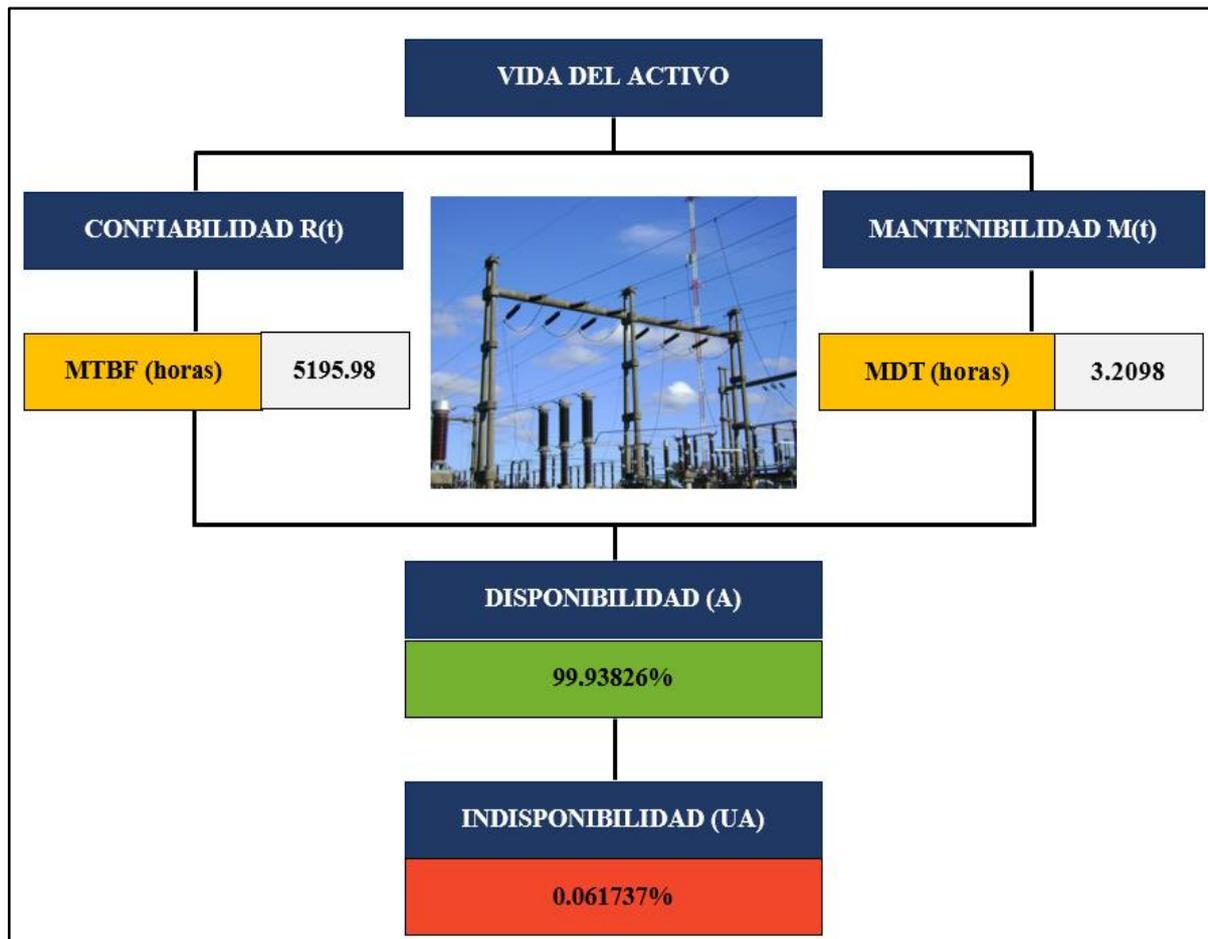


La función de mostrada del colector de barra comenzó con un valor bajo de 0.12 y mostró un incremento constante en las primeras 4 horas de inactividad, alcanzando un valor cercano a 0.22, lo que reflejó que la mayoría de las reparaciones se llevaron a cabo en este periodo. Conforme el tiempo de inactividad se extendió hasta las 8 horas, la curva se aplanó, situándose cerca de 0.25, indicando que la frecuencia de reparaciones adicionales disminuyó, debido a la complejidad creciente de las fallas.

Finalmente, utilizando los valores de MTBF y MDT calculados estadísticamente se procedió a estimar la disponibilidad mecánica de la barra colectora.

Figura 20

Disponibilidad mecánica del colector de barra SS.EE Chimbote 1



Para la barra colectora 138 kV de la subestación eléctrica Chimbote 1, que opera de manera continua las 24 horas del día, se determinó que, a lo largo de sus 9 años de vida útil (Periodo 2015 – 2023), ha mantenido una disponibilidad del 99.93826% y se registró una indisponibilidad del 0.061737%.

De acuerdo con el desarrollo de esta segunda etapa, la síntesis de lo encontrado se resume a continuación:

La evaluación de los KPI's técnicos de los equipos electromecánicos críticos de la línea de transmisión de 138 kV Huallanca – Chimbote 1 abarcó el transformador de potencia de la subestación Huallanca y la barra colectora de la subestación Chimbote 1. En primer lugar, en cuanto al transformador, el análisis de confiabilidad mediante el método Weibull arrojó un MTBF de 6521.69 horas, con una probabilidad acumulada de fallo del 90% alrededor de las 14,000 horas. Asimismo, se observó un mayor riesgo de fallos en las primeras 4,000 horas de operación, y la confiabilidad disminuyó de forma considerable después de este punto, alcanzando menos del 10% alrededor de las 10,000 horas. Por otro lado, la tasa de fallos se mantuvo casi constante, con un leve aumento hacia el final de su vida útil. En relación con el análisis de mantenibilidad a través del método Gumbel, se estimó un MDT de 5.46 horas, donde la mayor parte de las reparaciones se completaron en las primeras 4 horas de inactividad. No obstante, la probabilidad de reparación descendió a partir de las 10 horas de inactividad. Adicionalmente, la disponibilidad mecánica del transformador fue de 99.99%, mientras que la indisponibilidad acumulada fue de 0.0836%. Por otro lado, en cuanto a la barra colectora, el análisis de confiabilidad indicó un MTBF de 5195.98 horas, con una probabilidad acumulada de fallo del 90% en torno a las 18,000 horas. Igualmente, la confiabilidad mostró una notable caída durante las primeras 8,000 horas, estabilizándose posteriormente. El MDT estimado fue de 3.21 horas, con la mayoría de las reparaciones completadas dentro de las primeras 4 horas. Finalmente, a medida que se superaron las 8 horas de inactividad, la probabilidad de reparación disminuyó de forma considerable. En cuanto a la disponibilidad, la barra colectora presentó una disponibilidad mecánica del 99.94%, con una indisponibilidad acumulada de 0.0617%.

C. Desarrollo de la etapa 3: Desarrollo del programa de mantenimiento basado en la metodología RCM

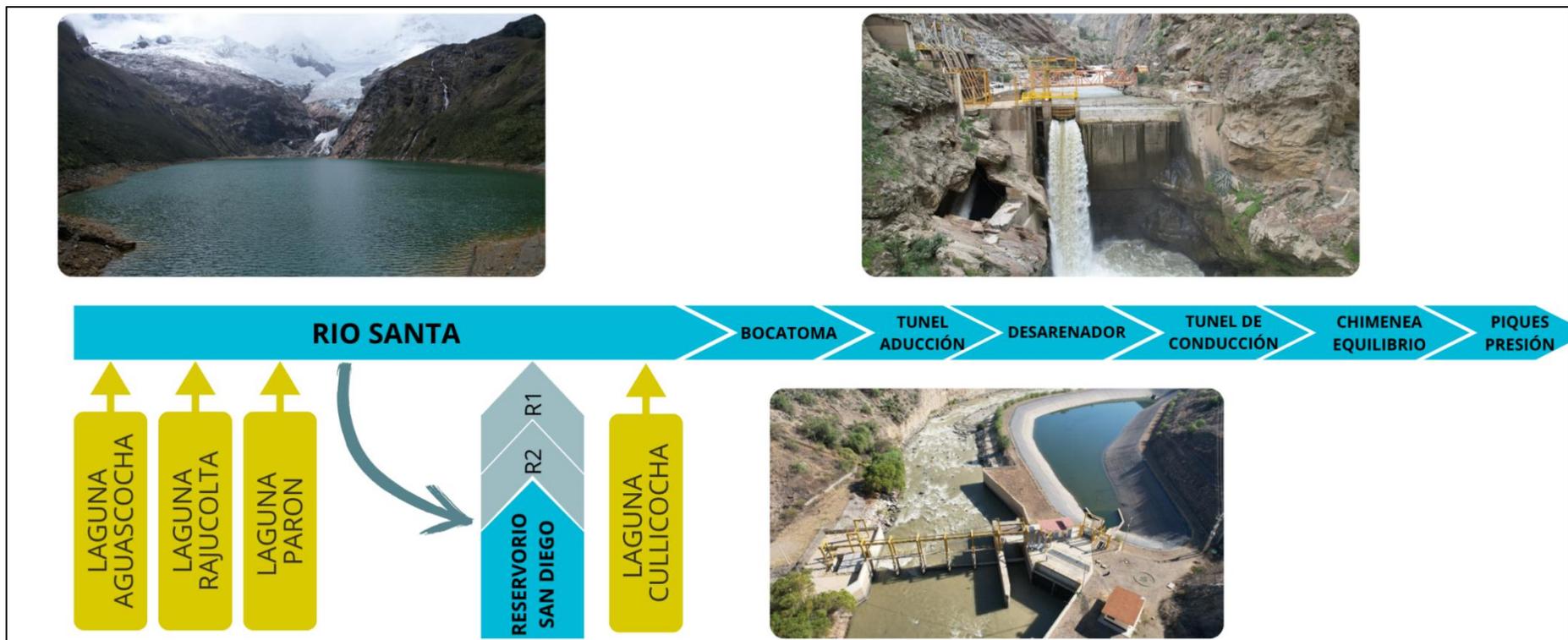
Se desarrolló el programa de mantenimiento para los equipos electromecánicos críticos, aplicando la metodología RCM.

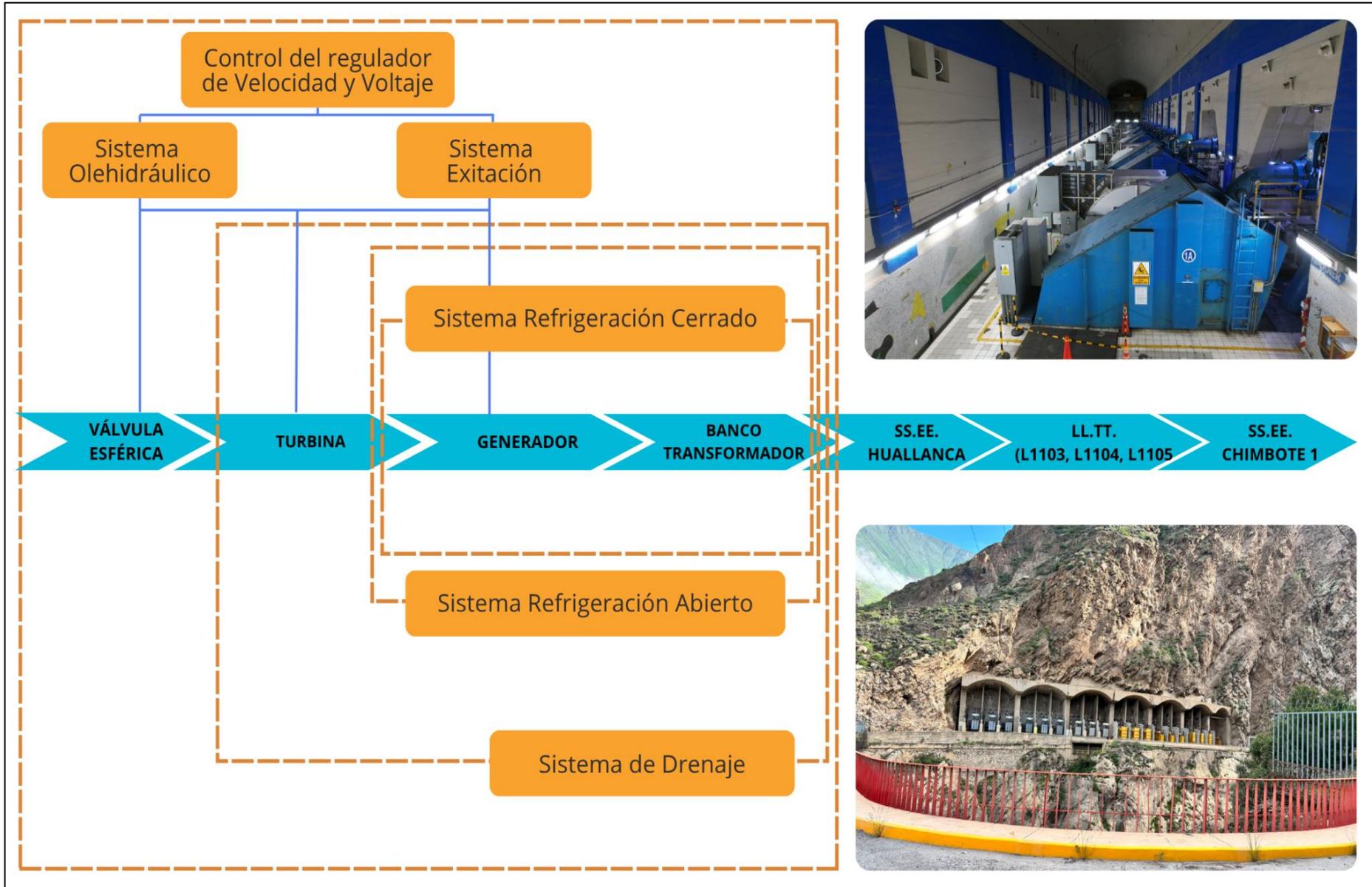
– **Definición del contexto operacional**

El primero de los 7 pasos del RCM es definir el contexto operacional, por ello se elaboró el diagrama funcional de todo el proceso completo al que pertenecen los equipos críticos a evaluar, conociendo de esta manera el entorno ambiental, geográfico y de operación específica.

Figura 21

Descripción del contexto operacional del análisis RCM





– Taxonomía de activos bajo ISO 14224:2016

Figura 22

Jerarquización de los activos electromecánicos - Huallanca

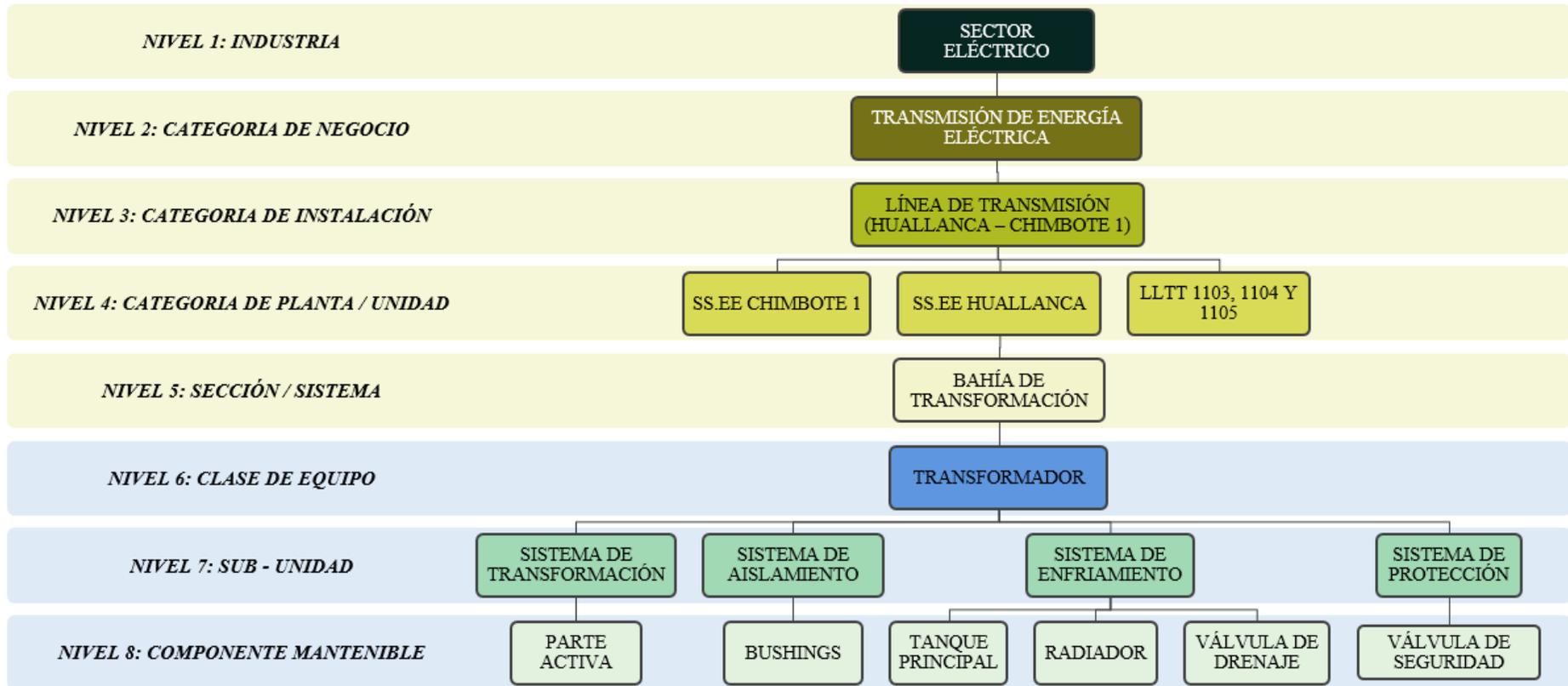
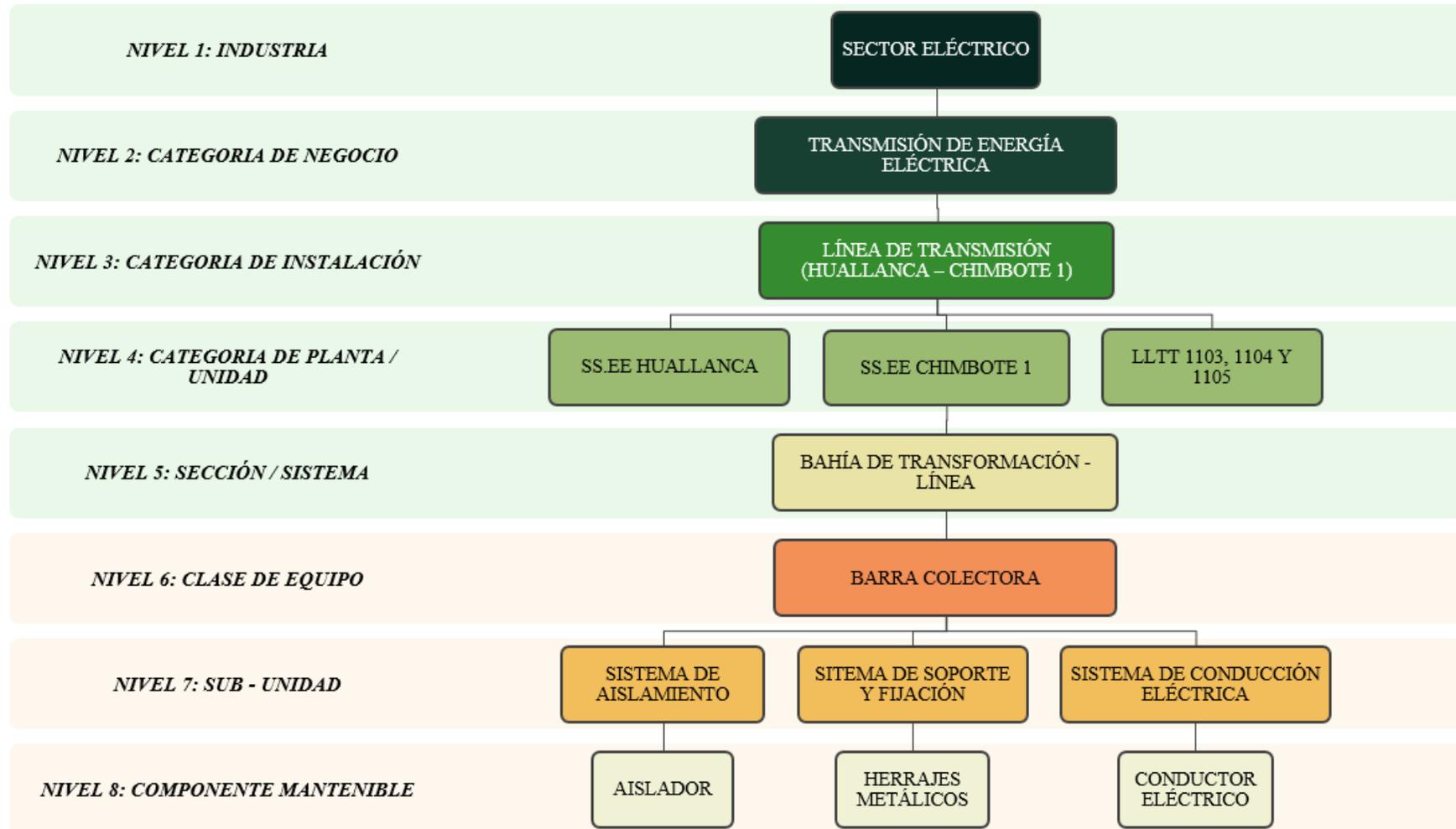


Figura 23

Jerarquización de los activos electromecánicos – Chimbote 1



– **Análisis de modos y efecto de falla**

Del análisis de criticidad se encontró que los equipos críticos fueron el transformador de potencia y la barra colectora para las subestaciones de Huallanca y Chimbote 1 respectivamente. De acuerdo con ello, en la investigación se realizó el AMEF para estos equipos electromecánicos por sus características críticos de acuerdo con su contexto operacional.

Tabla 14

AMEF para el Transformador de potencia – Parte activa

HOJA DE INFORMACIÓN RCM		EQUIPO:	UBICACIÓN:	FECHA:					
		<i>Transformador de potencia</i>	<i>SSEE Huallanca</i>	<i>04/08/2024</i>					
		COMPONENTE:	REALIZADO POR:	PÁGINA:					
		<i>Parte Activa</i>	<i>Amante y Padilla</i>	<i>1 de 7</i>					
FUNCIONES	FALLAS FUNCIONALES (Pérdida de la función)	MODO DE FALLA (Causa de la falla)	EFECTOS DE FALLA (Que sucede cuando falló)	EVALUACIÓN				TAREAS DE MANTENIMIENTO RECOMENDADO	
				S	O	D	NPR		
1	A	1	Cortocircuito en los devanados	Interrupción del suministro eléctrico	10	4	6	240	Realizar análisis periódicos del aceite dieléctrico para detectar partículas metálicas y productos de descomposición que indiquen problemas en los devanados.
		2	Sobretensión	Daño a equipos conectados	10	3	5	150	Verificar que los pararrayos y otros dispositivos de protección contra sobretensiones estén en buen estado y funcionando correctamente.

B	Genera calor excesivo o vibraciones	1	Sobrecalentamiento del núcleo	Degradación acelerada de componentes	8	4	6	192	Realizar análisis termográficos periódicos para identificar puntos calientes y posibles áreas de sobrecalentamiento.
		2	Bloqueo del intercambiador de refrigeración agua/aceite	Riesgo de incremento de temperatura del aceite	9	5	5	225	Realizar inspecciones periódicas y limpieza mecánica o química de los conductos de refrigeración para asegurar que no estén bloqueados por suciedad, escombros o materiales extraños.
C	Fugas de corriente	1	Humedad	Sobrecalentamiento local	9	5	6	270	Inspeccionar y mantener regularmente las empaquetaduras y juntas del transformador para asegurar que no haya fugas que permitan la entrada de humedad
		2	Fisuras en el núcleo	Fallo del transformador	10	1	7	70	Monitorear la temperatura para asegurar que el núcleo no esté expuesto a temperaturas excesivas que puedan causar estrés térmico y fisuras.

Tabla 15

AMEF para el Transformador de potencia – Bushings

HOJA DE INFORMACIÓN RCM		EQUIPO:	UBICACIÓN:	FECHA:				
		<i>Transformador de potencia</i>	<i>SSEE Huallanca</i>	<i>04/08/2024</i>				
		COMPONENTE:	REALIZADO POR:	PÁGINA:				
		<i>Bushings</i>	<i>Amante y Padilla</i>	<i>2 de 7</i>				
FUNCIONES	FALLAS FUNCIONALES (Pérdida de la función)	MODO DE FALLA (Causa de la falla)	EFFECTOS DE FALLA (Que sucede cuando falló)	EVALUACIÓN				TAREAS DE MANTENIMIENTO RECOMENDADO
				S	O	D	NPR	
1	A Pérdida de aislamiento	1 Daños en el material aislante	Incremento de la corriente de fuga	8	4	4	128	Realizar inspecciones visuales regulares para detectar daños (fisuras) en el material aislante de los bushings.
		2 Contaminación por humedad o polvo	Mayor riesgo de cortocircuito	7	5	4	140	Limpiar regularmente para eliminar acumulaciones de polvo y humedad en los bushings.
	B Fuga de corriente	1 Pérdida de aceite aislante	Daño progresivo al transformador	9	3	4	108	Verificar y mantener regularmente los sellos y juntas de los bushings para prevenir la pérdida de aceite.
	C Sobrecalentamiento del bushing	1 Conexiones sueltas o defectuosas	Incremento de temperatura en las conexiones	8	7	5	84	Utilizar cámaras termográficas para identificar puntos calientes en las conexiones que indiquen problemas de contacto.
		2 Descargas parciales	Incremento de temperatura en las conexiones	9	5	5	180	Realizar inspecciones con cámara acústicas para detectar descargas parciales signos de deterioro en el material aislante que puedan afectar la conductividad térmica.
	D Fallo mecánico	1 Vibración excesiva	Fuga de aceite	6	3	4	72	Realizar inspecciones regulares de los anclajes y soportes para asegurar que estén en buen estado.

Tabla 16

AMEF para el Transformador de potencia – Tanque principal

HOJA DE INFORMACIÓN RCM		EQUIPO:	UBICACIÓN:	FECHA:				
		<i>Transformador de potencia</i>	<i>SSEE Huallanca</i>	<i>04/08/2024</i>				
		COMPONENTE:	REALIZADO POR:	PÁGINA:				
		<i>Tanque principal</i>	<i>Amante y Padilla</i>	<i>3 de 7</i>				
FUNCIONES	FALLAS FUNCIONALES (Pérdida de la función)	MODO DE FALLA (Causa de la falla)	EFECTOS DE FALLA (Que sucede cuando falló)	EVALUACIÓN				TAREAS DE MANTENIMIENTO RECOMENDADO
				S	O	D	NPR	
1 Contener el aceite aislante y proteger los componentes internos, como el núcleo y los devanados, contra daños y contaminantes externos.	A Fuga de aceite aislante	1 Grietas en el tanque	Reducción del nivel de aceite	8	3	6	144	Realizar inspecciones visuales regulares para detectar grietas en el tanque.
		2 Defectos en las juntas de sellado	Pérdida de capacidad de aislamiento	6	3	4	72	Realizar inspecciones regulares de las juntas de sellado y mantenerlas en buen estado.
		3 Corrosión del material	Riesgo de incendio o explosión	9	3	3	81	Realizar inspecciones y limpieza regular del tanque para eliminar cualquier signo de corrosión y aplicar tratamiento preventivo.
	B Daño mecánico al tanque	1 Impactos externos	Pérdida de integridad estructural	7	3	4	84	Realizar inspecciones visuales regulares para detectar daños causados por impactos externos.

Tabla 17

AMEF para el Transformador de potencia – Intercambiador de calor agua/aceite

HOJA DE INFORMACIÓN RCM		EQUIPO:	UBICACIÓN:	FECHA:						
		Transformador de potencia	SSEE Huallanca	04/08/2024						
FUNCIONES		FALLAS FUNCIONALES (Pérdida de la función)	MODO DE FALLA (Causa de la falla)	EFECTOS DE FALLA (Que sucede cuando falló)	EVALUACIÓN				TAREAS DE MANTENIMIENTO RECOMENDADO	
					S	O	D	NPR		
1	A	No disipa el calor adecuadamente	1	Incrustaciones internas en los tubos	Sobrecalentamiento del aceite	8	4	5	160	Realizar limpiezas químicas y/o mecánicas periódicas de los tubos del intercambiador.
			2	Obstrucción por lodos o sedimentos en el circuito agua	Reducción de la eficiencia de intercambio térmico	7	4	4	112	Realizar purgas, inspecciones internas y limpieza del circuito de agua.
	B	Fugas de aceite	1	Fisuras o picaduras internas en tubos	Contaminación cruzada aceite-agua	9	2	4	72	Realizar pruebas hidrostáticas.
			2	Fallos en empaques o bridas	Pérdida de aceite aislante	8	7	5	280	Inspeccionar sellos y empaques de las bombas de aceite dieléctrico; reemplazarlos si hay evidencia de deterioro.
	C	Sobrecalentamiento del aceite	1	Bloqueo del sistema de enfriamiento	Degradación acelerada del aceite	8	4	7	224	Realizar inspecciones regulares y limpieza de los componentes del sistema de enfriamiento (intercambiadores de calor) para prevenir bloqueos.
			2	Pérdida de circulación del aceite	Fallo de aislamiento	8	4	5	160	Inspeccionar las válvulas y tuberías del sistema de circulación de aceite para asegurar que estén en buen estado.

Tabla 18

AMEF para el Transformador de potencia – Intercambiador de calor agua cruda/agua tratada

HOJA DE INFORMACIÓN RCM		EQUIPO:	UBICACIÓN:	FECHA:					
		<i>Transformador de potencia</i>	<i>SSEE Huallanca</i>	<i>04/08/2024</i>	COMPONENTE:	REALIZADO POR:	PÁGINA:		
		<i>Intercambiador de calor agua cruda/agua tratada</i>	<i>Amante y Padilla</i>	<i>5 de 7</i>					
FUNCIONES	FALLAS FUNCIONALES (Pérdida de la función)	MODO DE FALLA (Causa de la falla)	EFFECTOS DE FALLA (Que sucede cuando falló)	EVALUACIÓN				TAREAS DE MANTENIMIENTO RECOMENDADO	
				S	O	D	NPR		
1 Disipar el calor del agua tratada caliente al agua cruda, enfriando el agua para mantener la temperatura del transformador dentro de límites seguros.	A No disipa el calor adecuadamente	1 Obstrucción por lodos o sedimentos en el circuito agua cruda	Reducción de la eficiencia del intercambio térmico	8	7	5	280	Realizar limpiezas químicas y/o mecánicas periódicas de los tubos del intercambiador calor agua cruda/agua tratada.	
	B Fugas de agua tratada	1 Fisuras o picaduras internas en el haz de tubos del intercambiador	Contaminación cruzada agua cruda/ agua tratada	9	5	4	180	Realizar pruebas hidrostáticas.	
		2 Fallos en empaques, sellos o bridas	Pérdida de aceite aislante	8	7	5	280	Inspeccionar empaquetaduras, sellos mecánicos de las bombas agua tratada; reemplazarlos si hay evidencia de deterioro.	
	C Pérdida de presión del agua tratado – circuito cerrado	1 Bomba de agua con bajo caudal o defectuosa	Disminución de capacidad térmica	9	3	4	108	Verificar la presión de salida de la bomba de agua (Min. 1Bar)	
		2 Falta de compensación de agua del tanque	Incremento de temperatura del transformador	9	4	4	144	Inspeccionar del tanque de compensación, realizar limpieza mecánico o química del sistema.	

Tabla 19

AMEF para el Transformador de potencia – Válvula de seguridad

HOJA DE INFORMACIÓN RCM		EQUIPO:	UBICACIÓN:	FECHA:						
		Transformador de potencia	SSEE Huallanca	04/08/2024						
		COMPONENTE:	REALIZADO POR:	PÁGINA:						
		Válvula de seguridad	Amante y Padilla	6 de 7						
FUNCIONES	FALLAS FUNCIONALES (Pérdida de la función)	MODO DE FALLA (Causa de la falla)	EFECTOS DE FALLA (Que sucede cuando falló)	EVALUACIÓN				TAREAS DE MANTENIMIENTO RECOMENDADO		
				S	O	D	NPR			
1	A	No libera la presión correctamente	1	Obstrucción en la válvula	Aumento excesivo de presión interna	9	3	5	135	Realizar inspecciones y limpiezas periódicas de la válvula de seguridad.
			2	Mecanismo de apertura atascado	Riesgo de explosión o ruptura del tanque	9	3	4	108	Realizar inspecciones y lubricaciones periódicas del mecanismo de apertura para asegurar su correcto funcionamiento.
	B	Apertura prematura	1	Mecanismo de resorte defectuoso	Pérdida de aceite y gas	6	4	4	96	Realizar inspecciones y pruebas periódicas del resorte para asegurar que esté en buen estado.
			2	Fatiga del material del resorte	Riesgo de contaminación ambiental	7	3	4	84	Realizar inspecciones y pruebas periódicas del resorte para detectar signos de fatiga.
	C	Fuga continua	1	Sellos o juntas desgastados	Pérdida gradual de aceite o gas	6	4	3	72	Realizar inspecciones periódicas de los sellos y juntas para asegurar que estén en buen estado.
			2	Corrosión en el cuerpo de la válvula	Reducción de la capacidad de aislamiento	8	3	5	120	Realizar inspecciones y limpiezas periódicas del cuerpo de la válvula para eliminar cualquier signo de corrosión.

Tabla 20

AMEF para el Transformador de potencia – Válvula de drenaje

HOJA DE INFORMACIÓN RCM		EQUIPO:	UBICACIÓN:	FECHA:					
		Transformador de potencia	SSEE Huallanca	04/08/2024					
		COMPONENTE:	REALIZADO POR:	PÁGINA:					
		Válvula de drenaje	Amante y Padilla	7 de 7					
FUNCIONES	FALLAS FUNCIONALES (Pérdida de la función)	MODO DE FALLA (Causa de la falla)	EFECTOS DE FALLA (Que sucede cuando falló)	EVALUACIÓN				TAREAS DE MANTENIMIENTO RECOMENDADO	
				S	O	D	NPR		
1 Permitir el vaciado completo del aceite del transformador para su mantenimiento, inspección o reemplazo.	A No drena el aceite	1 Obstrucción en la válvula	Imposibilidad de realizar la extracción de muestras	7	5	4	140	Realizar inspecciones y limpiezas periódicas de la válvula de drenaje.	
		2 Mecanismo de apertura atascado	Riesgo de contaminación del aceite viejo con el nuevo	6	3	4	72	Lubricar regularmente el mecanismo de apertura de la válvula para asegurarse de que funcione sin problemas.	
	B Fuga de aceite	1 Juntas o sellos desgastados	Pérdida de aceite y disminución del nivel de aceite	7	5	4	140	Realizar inspecciones visuales regulares de las juntas y sellos para detectar signos de desgaste.	
		2 Daños en el cuerpo de la válvula	Riesgo de daño al transformador por falta de aislamiento	8	3	5	120	Realizar inspecciones visuales detalladas y frecuentes para detectar signos tempranos de desgaste, corrosión, o daño físico.	
	C No cierra correctamente	1 Residuos en el asiento de la válvula	Fugas continuas de aceite	5	4	4	80	Realizar lavado del sistema de drenaje para eliminar cualquier residuo que pueda estar presente en el asiento de la válvula.	

		2	Desgaste del mecanismo de cierre	Pérdida de presión interna	7	3	4	84	Lubricar regularmente el mecanismo de cierre para reducir el desgaste y mantener su efectividad.
		3	Deformación del cuerpo de la válvula	Mantenimiento de condiciones no seguras en el transformador	8	3	4	96	Realizar inspecciones visuales del cuerpo de la válvula para detectar cualquier signo de deformación.
D	Apertura inesperada	1	Vibraciones excesivas	Pérdida súbita de aceite y riesgo de daño al transformador	8	3	4	96	Ajustar las fijaciones de la válvula para asegurar que estén bien sujetas.

Tabla 21

AMEF para la barra colectora – Aislador

HOJA DE INFORMACIÓN RCM		EQUIPO: <i>Barra colectora</i>	UBICACIÓN: <i>SSEE Chimbote 1</i>	FECHA: <i>04/08/2024</i>					
		COMPONENTE: <i>Aislador</i>	REALIZADO POR: <i>Amante y Padilla</i>	PÁGINA: <i>1 de 3</i>					
FUNCIONES	FALLAS FUNCIONALES <i>(Pérdida de la función)</i>	MODO DE FALLA <i>(Causa de la falla)</i>	EFFECTOS DE FALLA <i>(Que sucede cuando falló)</i>	EVALUACIÓN				TAREAS DE MANTENIMIENTO RECOMENDADO	
				S	O	D	NPR		
1	A Pérdida de aislamiento	1	Fisuras o roturas en el cuerpo del aislador	Incremento de la corriente de fuga	9	3	5	135	Realizar inspecciones visuales regulares del aislador para detectar fisuras o roturas en el cuerpo.
		2	Contaminación por humedad, polvo, grasa o salinidad	Riesgo de cortocircuito	8	5	5	200	Realizar limpiezas periódicas de los aisladores para eliminar acumulaciones de polvo, salinidad y humedad.

B	Degradación del material	1	Envejecimiento del material	Reducción de la capacidad de aislamiento	8	3	4	96	Realizar inspecciones visuales regulares para identificar signos tempranos de envejecimiento como decoloración, grietas o desgaste superficial.
		2	Exposición a condiciones ambientales extremas	Aumento de la probabilidad de fallos eléctricos	8	5	5	200	Inspeccionar y asegurar los anclajes y soportes de los aisladores para garantizar que estén adecuadamente sujetos y no se vean afectados por condiciones ambientales adversas.
C	Efecto corona	1	Acumulación de suciedad en la superficie	Pérdidas de energía	8	5	5	200	Limpia regularmente los aisladores para eliminar la suciedad, el polvo y otros contaminantes que puedan acumularse en la superficie.
		2	Alta humedad ambiente	Generación de ruido y potencial interferencia electromagnética	8	3	5	120	Aplicar recubrimientos hidrofóbicos en los aisladores para reducir los efectos de la alta humedad y prevenir la formación de efectos corona.
D	Fallo de fijación	1	Desgaste de los herrajes metálicos	Movimiento del aislador y el conductor	8	5	5	200	Cambio de herrajes metálicos aplicando grasa dieléctrica a las partes móviles de los herrajes para reducir el desgaste y la fricción.
		2	Vibración excesiva de la línea	Riesgo de caída de los conductores	8	4	5	160	Realizar inspecciones regulares de todas las fijaciones y conexiones para asegurarse de que estén bien ajustadas y no presenten signos de aflojamiento.

Tabla 22

AMEF para la barra colectora – Herrajes metálicos

HOJA DE INFORMACIÓN RCM		EQUIPO:	UBICACIÓN:	FECHA:					
		Barra colectora	SSEE Chimbote 1	04/08/2024					
		COMPONENTE:	REALIZADO POR:	PÁGINA:					
		Herrajes metálicos	Amante y Padilla	2 de 3					
FUNCIONES	FALLAS FUNCIONALES (Pérdida de la función)	MODO DE FALLA (Causa de la falla)	EFECTOS DE FALLA (Que sucede cuando falló)	EVALUACIÓN				TAREAS DE MANTENIMIENTO RECOMENDADO	
				S	O	D	NPR		
1 Conectar y asegurar el cuerpo del aislador a las estructuras de soporte y a los conductores eléctricos, proporcionando estabilidad mecánica y asegurando un correcto aislamiento eléctrico.	A Pérdida de conexión segura	1	Desgaste o fisuras de los componentes metálicos	Riesgo de caída del conductor	8	5	5	200	Realizar inspecciones visuales regulares de los herrajes metálicos para detectar signos de desgaste.
		2	Corrosión	Pérdida de estabilidad mecánica	7	5	4	140	Cambio de herrajes metálicos para prevenir fallos.
	B Daño mecánico	1	Impactos externos	Rotura o deformación de los herrajes	8	4	4	128	Realizar inspecciones visuales regulares para detectar signos de impacto o deformación.
		2	Sobrecarga mecánica	Pérdida de soporte para el aislador	7	3	5	105	Revisar y ajustar las tensiones en los conductores, asegurándose de que no se excedan los límites de diseño.
		3	Vibración excesiva	Riesgo de cortocircuito o fallo del sistema	8	5	4	160	Realizar inspecciones visuales regulares de todas las fijaciones y componentes estructurales para detectar signos de aflojamiento o desgaste que puedan contribuir a la vibración.

C	Desalineación del aislador	1	Instalación incorrecta	Tensión irregular en los conductores	7	3	4	84	Realizar inspecciones durante y después de la instalación para asegurar que los aisladores y herrajes estén correctamente alineados.
		2	Aflojamiento de pernos o fijaciones	Mayor riesgo de fallos eléctricos	8	6	3	144	Realizar inspecciones regulares de todos los pernos y fijaciones para asegurar que estén correctamente apretados.
		3	Asentamiento desigual de las estructuras de soporte	Aumento de las vibraciones y potencial daño a los componentes	8	4	4	128	Realizar inspecciones periódicas del terreno alrededor de las estructuras de soporte para identificar signos tempranos de asentamientos y tomar medidas correctivas.
D	Pérdida de integridad estructural	1	Oxidación o corrosión severa	Fallo completo del herraje	8	5	5	200	Cambio de los herrajes metálicos para prevenir fallos.
		2	Daños por carga excesiva	Caída del aislador o conductor	7	3	4	84	Revisar la distribución de las cargas para asegurarse de que no se concentren excesivamente en puntos específicos.
E	Fallo de fijación	1	Componentes de fijación rotos o faltantes	Movimiento del aislador y el conductor	8	4	4	128	Realizar inspecciones visuales regulares para detectar componentes de fijación rotos o faltantes.
		2	Vibraciones continuas de la línea	Interrupciones en la transmisión de energía	9	4	4	144	Revisar y ajustar el diseño de los sistemas de soporte y fijación para mejorar la resistencia a las vibraciones.

Tabla 23

AMEF para la barra colectora – Conductor eléctrico

HOJA DE INFORMACIÓN RCM		EQUIPO:	UBICACIÓN:	FECHA:					
		<i>Barra colectora</i>	<i>SSEE Chimbote 1</i>	<i>04/08/2024</i>					
		COMPONENTE:	REALIZADO POR:	PÁGINA:					
		<i>Conductor eléctrico</i>	<i>Amante y Padilla</i>	<i>3 de 3</i>					
FUNCIONES	FALLAS FUNCIONALES <i>(Pérdida de la función)</i>	MODO DE FALLA <i>(Causa de la falla)</i>	EFFECTOS DE FALLA <i>(Que sucede cuando falló)</i>	EVALUACIÓN				TAREAS DE MANTENIMIENTO RECOMENDADO	
				S	O	D	NPR		
1	A	1	Barra sobrecalentada por exceso de corriente.	Riesgo de incendio o daño en la barra y en los equipos conectados debido a altas temperaturas.	8	4	7	224	Realizar termografía periódica para detectar puntos calientes.
		2	Contaminación o suciedad en las superficies conductoras.	Reducción de la conductividad, lo que puede causar sobrecalentamiento y posibles fallos eléctricos.	8	7	5	280	Limpiar regularmente los conductores de conexiones para remover polvo acumulado, grasa, contaminantes y residuos que puedan afectar la conductividad.
		3	Conductor corroído por exposición a la intemperie.	Debilitamiento estructural de la barra, lo que aumenta el riesgo de rotura y falla del sistema.	8	4	5	160	Inspeccionar periódicamente para detectar y tratar signos tempranos de corrosión.
		4	Daño mecánico por impacto externo (herramientas, accidentes).	Deformación o desplazamiento de los conductores, provocando fallos eléctricos inmediatos o a largo plazo.	7	3	5	105	Inspeccionar visualmente de manera regular para detectar cualquier daño físico.

B	Incapaz de mantener la separación entre fases o barras paralelas.	1	Separadores dañados o faltantes.	Cortocircuito entre fases, lo que podría llevar a la desconexión automática del sistema o daños graves en los equipos.	8	5	4	160	Inspeccionar los separadores periódicamente para asegurar su integridad.
C	Incapaz de operar bajo condiciones climáticas extremas (frío, calor, humedad).	1	Degradación del material de los conductores por altas temperaturas.	Reducción de la vida útil del conductor, con un aumento del riesgo de fallos durante picos de demanda.	7	4	5	140	Monitorear las condiciones operativas dentro de rangos seguros.
		2	Acumulación de humedad que afecta la conductividad.	Pérdida de conductividad o generación de corrientes de fuga, lo que podría desencadenar fallos eléctricos.	8	6	4	192	Limpiar periódicamente para evitar acumulaciones de humedad en las barras.
D	Incapaz de mantener un nivel de resistencia adecuado para la corriente nominal.	1	Corrosión excesiva en los conductores.	Aumento de la resistencia eléctrica, sobrecalentamiento, y riesgo de fallo total de la barra.	9	5	5	225	Inspeccionar el recubrimiento anticorrosivo de manera regular, aplicando tratamientos específicos según las condiciones ambientales.
		2	Juntas y empalmes con alta resistencia de contacto por envejecimiento.	Generación de calor excesivo, fallo de la conexión y posible interrupción del suministro eléctrico.	8	3	6	144	Realizar ajuste de componentes según sea necesario.

Los criterios de evaluación para la severidad (S), ocurrencia (O) y detectabilidad (D) se adjunta en el Anexo 15, asimismo la matriz de rangos para la evaluación del NPR se describe en el anexo 16.

El NPR del AMEF permitió priorizar las actividades a considerar en el programa de mantenimiento electromecánico, en consecuencia, el programa de mantenimiento contendrá el conjunto de actividades que obtuvieron una priorización media y alta.

Respecto a la condición de seguridad se elaboró la evaluación de los niveles de riesgos que involucran las actividades propuestas en el programa de mantenimiento electromecánico. Para dicha evaluación del riesgo se tuvo en cuenta la matriz de categorización de tareas de mantenimiento, su respectiva matriz de criticidad y el diagrama de procedimientos y requisitos de seguridad para tareas de mantenimiento, los cuales se especifican en los anexos 8 y 9 respectivamente.

Tabla 25

Evaluación de los niveles de riesgos de las actividades propuestas

LOCALIZACIÓN	EQUIPO	ACTIVIDAD	DESCRIPCION	TIPO DE TAREA	RIESGO CRITICO			SUMA DE 3 ENTRADAS = C + F + I	COMPLEJIDAD	FRECUENCIA	IMPACTO
SSEE Huallanca	Trafo	Inspección Visual, Mecánica y Eléctrica	Realizar análisis del aceite dieléctrico para detectar partículas metálicas y productos de descomposición que indiquen problemas en los devanados (extracción de muestras).	Tipo 2	Trabajos eléctricos	Manejo de químicos		6	MEDIA	POCO FRECUENTE	LEVE
SSEE Huallanca	Trafo	Inspección Visual	Verificar que los pararrayos y otros dispositivos de protección contra sobretensiones estén en buen estado y funcionando correctamente.	Tipo 4	Trabajos eléctricos	Trabajo en altura	Control de energía	14	MUY ALTA	FRECUENTE	MODERADO
SSEE Huallanca	Trafo	Inspección Visual y Mecánica	Realizar análisis termográficos para identificar puntos calientes y posibles áreas de sobrecalentamiento.	Tipo 2	Trabajos eléctricos	Control de energía		6	MEDIA	FRECUENTE	LEVE

SSEE Huallanca	Trafo	Inspección Visual y Mecánica	Realizar inspecciones periódicas y limpieza mecánica o química de los conductos de refrigeración para asegurar que no estén bloqueados por suciedad, escombros o materiales extraños.	Tipo 2	Trabajos con químicos	Control de energía		6	MEDIA	POCO FRECUENTE	MODERADO
SSEE Huallanca	Trafo	Inspección Visual y Mecánica	Inspeccionar y mantener regularmente las empaquetaduras y juntas del transformador para asegurar que no haya fugas que permitan la entrada de humedad.	Tipo 2	Trabajos eléctricos			6	MEDIA	MUY FRECUENTE	MODERADO
SSEE Huallanca	Trafo	Inspección Visual y Mecánica	Realizar inspecciones visuales regulares para detectar daños (fisuras) en el material aislante de los bushings .	Tipo 4	Trabajos eléctricos	Trabajo en altura	Control de energía	14	MUY ALTA	FRECUENTE	GRAVE
SSEE Huallanca	Trafo	Inspección Visual	Monitorear la temperatura del aceite dieléctrico para asegurar que el núcleo no esté expuesto a temperaturas excesivas que puedan causar estrés térmico y fisuras.	Tipo 2	Trabajos eléctricos			6	MEDIA	MUY FRECUENTE	MODERADO
SSEE Huallanca	Trafo	Inspección Visual, Mecánica y Eléctrica	Limpiar regularmente para eliminar acumulaciones de polvo y humedad en los bushings .	Tipo 4	Trabajos eléctricos	Trabajos en altura	Control de energía	14	MUY ALTA	FRECUENTE	GRAVE
SSEE Huallanca	Trafo	Inspección Visual y Mecánica	Realizar inspecciones con cámara acústica para detectar descargas parciales signos de deterioro en el material aislante que puedan afectar la conductividad térmica.	Tipo 2	Trabajos eléctricos			7	MEDIA	FRECUENTE	MODERADO
SSEE Huallanca	Trafo	Inspección Visual y Mecánica	Realizar inspecciones visuales para detectar grietas en el tanque .	Tipo 2	Trabajos eléctricos	Control de energía	Trabajo en altura	6	MEDIA	POCO FRECUENTE	MODERADO

SSEE Huallanca	Trafo	Inspección Visual y Mecánica	Realizar limpiezas químicas y/o mecánicas periódicas de los tubos del intercambiador agua/aceite y agua cruda/agua tratada.	Tipo 3	Control de energía	Trabajos con químicos		10	ALTA	FRECUENTE	MODERADO
SSEE Huallanca	Trafo	Inspección Visual y Mecánica	Inspeccionar sellos y empaques de las bombas del aceite dielectrico; reemplazarlos si hay evidencia de deterioro.	Tipo 2	Trabajos eléctricos	Trabajos con químicos		7	MEDIA	FRECUENTE	MODERADO
SSEE Huallanca	Trafo	Inspección Visual y Mecánica	Realizar inspecciones regulares y limpieza de los componentes del sistema de enfriamiento (intercambiadores de calor) para prevenir bloqueos.	Tipo 2	Control de energía	Trabajos con químicos		8	BAJA	FRECUENTE	MODERADO
SSEE Huallanca	Trafo	Inspección Visual	Inspeccionar las válvulas y tuberías del sistema de circulación de aceite para asegurar que estén en buen estado.	Tipo 3	Control de energía	Trabajo en altura		10	ALTA	POCO FRECUENTE	MODERADO
SSEE Huallanca	Trafo	Inspección Visual y Mecánica	Realizar inspecciones de la válvula de seguridad y drenaje.	Tipo 2	Trabajo eléctrico	Trabajo con químico		6	MEDIA	FRECUENTE	LEVE
SSEE Huallanca	Trafo	Inspección Visual y Mecánica	Inspeccionar empaquetaduras, sellos mecánicos de las bombas de agua tratada; reemplazarlos si hay evidencia de deterioro.	Tipo 1				3	BAJA	FRECUENTE	LEVE
SSEE Huallanca	Trafo	Inspección Visual y Mecánica	Inspeccionar del tanque de compensación de agua tratada, realizar limpieza mecánico o química del sistema.	Tipo 1				3	BAJA	FRECUENTE	LEVE

SSEE Chimbote 1	Barra colectora	Inspección Visual y Mecánica	Realizar inspecciones visuales del aislador para detectar fisuras o roturas en el cuerpo.	Tipo 4	Trabajos eléctricos	Control de energía	Trabajos en altura	14	MUY ALTA	FRECUENTE	GRAVE
SSEE Chimbote 1	Barra colectora	Inspección Visual y Mecánica	Realizar limpiezas de los aisladores, barras y conectores para eliminar acumulaciones de polvo, salinidad y humedad.	Tipo 4	Trabajos eléctricos	Control de energía	Trabajos en altura	14	MUY ALTA	FRECUENTE	GRAVE
SSEE Chimbote 1	Barra colectora	Inspección Visual y Mecánica	Inspeccionar y asegurar los anclajes, herrajes y soportes de los aisladores para garantizar que estén adecuadamente sujetos y no se vean afectados por condiciones ambientales adversas.	Tipo 4	Trabajos eléctricos	Control de energía	Trabajos en altura	14	MUY ALTA	FRECUENTE	GRAVE
SSEE Chimbote 1	Barra colectora	Inspección Visual y Mecánica	Realizar termografía infrarroja para detectar puntos calientes y sobrecargas en la barra	Tipo 2	Trabajos eléctricos			7	MEDIA	FRECUENTE	MODERADO
SSEE Chimbote 1	Barra colectora	Inspección Visual	Inspeccionar visual y dimensionalmente para verificar la integridad de la barra y la correcta separación entre fases.	Tipo 4	Trabajos eléctricos	Control de energía	Trabajos en altura	14	MUY ALTA	FRECUENTE	GRAVE
SSEE Chimbote 1	Barra colectora	Inspección Visual y Mecánica	Inspeccionar el recubrimiento anticorrosivo	Tipo 3	Trabajos eléctricos	Control de energía	Trabajos en altura	11	ALTA	POCO FRECUENTE	MODERADO
SSEE Chimbote 1	Barra colectora	Inspección Visual, Mecánica y Eléctrica	Realizar ajuste de componentes en la barra colectora.	Tipo 3	Trabajos eléctricos	Control de energía	Trabajos en altura	11	ALTA	POCO FRECUENTE	MODERADO

El resumen de los resultados encontrados en la etapa 3 del presente trabajo de investigación se detalla a continuación:

El desarrollo del programa de mantenimiento electromecánico basado en la metodología RCM para los equipos críticos de la línea de transmisión Huallanca – Chimbote siguió los 7 pasos del proceso RCM. Primero, se definió el contexto operacional mediante un diagrama funcional que identificó las condiciones ambientales y operativas específicas de los equipos críticos. Luego, se realizó la taxonomía de activos según la norma ISO 14224:2016, la cual permitió jerarquizar los equipos a nivel de localización en la organización y a nivel de sistemas, hasta llegar a los ítems mantenible. Después de la taxonomía, se llevó a cabo el Análisis de Modos y Efectos de Falla (AMEF), donde se identificaron las funciones de cada componente del equipo, así como las fallas funcionales, modos de falla y efectos asociados. Para el transformador, se identificaron fallas como generación de calor excesivo (sobrecalentamiento de aceite), fugas de corriente, fugas de agua tratada (sistema de refrigeración), mientras que para la barra colectora se detectaron fisuras y pérdida de aislamiento, degradación del material, pérdida de integridad estructural. Posteriormente, se evaluaron los efectos de las fallas sobre el sistema, destacando las interrupciones del servicio y el riesgo de daño a los equipos conectados. Después, se seleccionaron las tareas de mantenimiento adecuadas basadas en el análisis del Número de Prioridad de Riesgo (NPR), lo que permitió priorizar actividades como inspecciones visuales, análisis de aceites dieléctricos, termografías y limpiezas periódicas. Finalmente, se estableció un plan de mantenimiento que incorporó las normativas ANSI/NETA y NFPA 70B para definir las frecuencias de las actividades preventivas, y se diseñó una matriz de categorización de tareas y un procedimiento de seguridad para garantizar que cada actividad se realice de manera segura, minimizando los riesgos tanto para los equipos como para el personal.

D. Desarrollo de la etapa 4: Relación de la propuesta de programa de mantenimiento electromecánico y las condiciones de calidad, continuidad y seguridad de la LLTT

Para evaluar la relación entre la propuesta de mantenimiento electromecánico y las condiciones de calidad, continuidad y seguridad de la línea de transmisión Huallanca – Chimbote 1, se aplicó un cuestionario (Anexo 4) a 24 profesionales del área de mantenimiento. Cabe resaltar que estos profesionales, con varios años de experiencia en el sector, son estudiantes de la Maestría en Gerencia de Mantenimiento de la Universidad Nacional del Callao (UNAC).

Con base en las respuestas de los encuestados, se generó la base de datos detallada en el anexo 14. Esta base de datos fue sometida a una prueba de normalidad utilizando el software SPSS IBM Statistic 25. Dado que la muestra consistió en menos de 50 encuestados, se eligió la prueba de Shapiro-Wilk para evaluar la normalidad de los datos. Los resultados obtenidos fueron los siguientes:

Tabla 26

Prueba de normalidad de la base de datos

Variables de estudio	Kolmogorov-Smirnov ^a			Shapiro-Wilk		
	Estadístico	gl	Sig.	Estadístico	gl	Sig.
TOTAL_VI	,154	24	,148	,933	24	,115
TOTAL_VD1	,224	24	,003	,884	24	,010
TOTAL_VD2	,248	24	,001	,891	24	,014
TOTAL_VD3	,291	24	,000	,777	24	,000

Se encontró que la VI presentó un valor de significancia de 0.115, lo cual indica que sigue una distribución normal. Sin embargo, las VD1, VD2 y VD3 obtuvieron valores de significancia menores a 0.05 (0.010, 0.014 y 0.000, respectivamente), lo que evidenció que no

siguen una distribución normal. Dado que la mayoría de las variables no cumplieron con el supuesto de normalidad, se determinó que la prueba más adecuada para analizar la correlación entre las variables sería la prueba no paramétrica de Rho de Spearman.

Tabla 27

Prueba de correlación entre VI y VD1

Variables a correlacionar		VI	VD1	
Rho de Spearman				
		Coeficiente de correlación	1,000	,798**
	TOTAL_VI	Sig. (bilateral)	.	,000
		N	24	24
		Coeficiente de correlación	,798**	1,000
	TOTAL_VD1	Sig. (bilateral)	,000	.
	N	24	24	

Se encontró un coeficiente de correlación de 0.798 (79.8%) entre la propuesta del programa de mantenimiento electromecánico (VI) y la condición de calidad (VD1). Además, la significancia bilateral fue de 0.000, lo que indica que la correlación es estadísticamente significativa al nivel del 1% ($p < 0.01$).

Tabla 28

Prueba de correlación entre VI y VD2

Variables a correlacionar		VI	VD2	
Rho de Spearman				
		Coeficiente de correlación	1,000	,882**
	TOTAL_VI	Sig. (bilateral)	.	,000
		N	24	24
		Coeficiente de correlación	,882**	1,000
	TOTAL_VD2	Sig. (bilateral)	,000	.
	N	24	24	

Para el segundo caso, se encontró un coeficiente de correlación de 0.882 (88.2%) entre la propuesta del programa de mantenimiento electromecánico (VI) y la condición de continuidad (VD2). Asimismo, la significancia bilateral fue de 0.000, lo que indica que la correlación es estadísticamente significativa al nivel del 1% ($p < 0.01$).

Tabla 29

Prueba de correlación entre VI y VD3

Variables a correlacionar		VI	VD2	
Rho de Spearman		1,000	,769**	
	TOTAL_VI			
		Sig. (bilateral)	.	,000
		N	24	24
		,769**	1,000	
TOTAL_VD2				
	Sig. (bilateral)	,000	.	
	N	24	24	

Por último, se encontró un coeficiente de correlación de 0.769 (76.9%) entre la propuesta del programa de mantenimiento electromecánico (VI) y la condición de seguridad (VD3). Al igual que en los casos anteriores, la significancia bilateral fue de 0.000, lo que indica que la correlación es estadísticamente significativa al nivel del 1% ($p < 0.01$).

La síntesis de los resultados encontrados en esta última etapa de esta investigación se describe a continuación:

El análisis de la relación entre la propuesta de programa de mantenimiento electromecánico y las condiciones de calidad, continuidad y seguridad de la línea de transmisión Huallanca – Chimbote 1 se llevó a cabo mediante la aplicación de un cuestionario a 24 profesionales del área de mantenimiento. Inicialmente, los datos obtenidos fueron sometidos a una prueba de normalidad, y dado que la mayoría de las variables no siguieron una

distribución normal, se utilizó la prueba no paramétrica de Rho de Spearman para evaluar la correlación. Los resultados evidenciaron una correlación positiva y significativa entre la propuesta de mantenimiento y las tres variables analizadas. En primer lugar, respecto a la calidad, se obtuvo un coeficiente de correlación de 0.798 (79.8%), lo que refleja una correlación positiva considerable, con un nivel de significancia del 1% ($p < 0.01$). Asimismo, en relación a la continuidad, se observó la correlación más fuerte, con un coeficiente de 0.882 (88.2%), indicando una correlación positiva muy fuerte, también con un nivel de significancia del 1%. Por último, para la variable de seguridad, se encontró un coeficiente de correlación de 0.769 (76.9%), que representa una correlación positiva considerable, igualmente con una significancia del 1%.

4.2. Discusiones

El desarrollo de este trabajo de investigación presentó tanto similitudes como diferencias en comparación con otras investigaciones previas analizados y descritos en los antecedentes.

a) En la investigación de Aquino F. (2023), se realizó 2 cuestionarios para evaluar la incidencia del diseño de un sistema de gestión de mantenimiento en la disponibilidad del sistema de potencia eléctrica en una unidad minera de Cajamarca; el primer cuestionario consistió de 7 preguntas para la recopilación de comentarios e informaciones para evaluar las condiciones operacionales del área de mantenimiento en la empresa, mientras que en el otro cuestionario abarcó 8 preguntas para ser respondidas en base a una escala de Likert, realizando encuestas a jefes del área de mantenimiento y supervisores de electricidad e instrumentación. En similitud con esta investigación para la contrastación de nuestro objetivo general, se realizó un cuestionario con 36 preguntas para ser respondidas según la escala de Likert dirigidas a 24 profesionales del área de mantenimiento, con varios años de experiencia en el sector, las cuales

son estudiantes de la maestría en Gerencia de Mantenimiento de la Universidad Nacional del Callao (UNAC).

b) En el trabajo de Salamanca, J. et al. (2017), se plantea un análisis de criticidad que permite establecer prioridades en los activos generando una estructura para la toma de decisiones acertadas y mejorar la confiabilidad operacional de las instalaciones, el análisis cualitativo de la criticidad fue en base a la frecuencia y consecuencia de las fallas, usando la base de datos de las encuestas de 7 preguntas a los personales de mantenimientos, identificando a 3 transformadores de potencia como activos más críticos de la subestación Belén 115 kV. En diferencia con esta investigación, en el presente trabajo se realizó un diagnóstico de fallas utilizando datos estadísticos del COES con hasta 10 años de antigüedad, estos registros de fallas permitieron realizar un análisis de criticidad de los equipos electromecánicos de la SS.EE. Huallanca – Chimbote 1 utilizando la técnica de Jack Knife, identificando equipos críticos como la barra colectora de la SS.EE. Chimbote 1 y el transformador de la SS.EE. Huallanca.

c) En la investigación de Gasca, M. et al. (2017), se propone una metodología para determinar la confiabilidad de los activos críticos previamente identificados. A estos activos se les realizó un catálogo de fallas mediante el uso de metodología AMEF, con esta base de datos se analizó estadísticamente mediante la distribución de Weibull para determinar el tiempo medio entre fallas (MTBF), en sus resultados se observa que el equipo más crítico fue la extrusora Ghioldi, que tuvo un MTBF de 406,86 horas y una confiabilidad de 45% a 250 horas de operación. En concordancia con esta investigación para la evaluación de KPI's técnicos de equipos electromecánicos críticos; uno de los ellos siendo el transformador de potencia la cual se aplicó la metodología de Weibull a la base de datos extraídos del COES para calcular el MTBF dando como resultado 6521.69 horas, y para el análisis de mantenibilidad se aplicó

Gumbel estimando un MDT de 5.46 horas. Asimismo, se calculó para la barra colectora obteniendo un MTBF de 5195.98 horas y un MDT de 3.21 horas.

d) Finalmente, en el trabajo de investigación de Palpa, M. y Nuñez, W. (2022), para el desarrollo del programa de mantenimiento se buscó analizar y evaluar los diferentes modos de falla, tomando como partida en responder las 7 preguntas del RCM, para la propuesta de una actividad de mantenimiento por cada modo de falla y/o falla funcional se utilizó la hoja de decisión del RCM, asimismo, esta hoja le permitió establecer una frecuencia de las actividades. En diferencia con este trabajo, la presente investigación siguió los 7 pasos de la metodología RCM, en la cual se definió el contexto operacional, jerarquización de activos, Análisis de Modos y Efectos de Falla (AMEF), análisis del Número de Prioridad de Riesgo (NPR) y establecer frecuencias de las actividades de mantenimiento en base a normativas internacionales como ANSI/NETA y NFPA 70B.

V. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1. Conclusiones

a) Se demostró que la propuesta del programa de mantenimiento electromecánico basado en la metodología RCM tiene una correlación significativa con la mejora de las condiciones de calidad, continuidad y seguridad de la línea de transmisión Huallanca – Chimbote 1. El análisis de correlación permitió identificar que la propuesta no solo optimiza la confiabilidad operativa, sino que también fortalece la capacidad del sistema para mantener la continuidad del servicio, minimizando las interrupciones y mejorando la seguridad general de la operación. Estos hallazgos respaldan la importancia de contar con un programa de mantenimiento estructurado, el cual permite priorizar intervenciones críticas que, a su vez, repercuten positivamente en la estabilidad y eficiencia de los equipos electromecánicos. En conjunto, la correlación positiva obtenida evidencia que el programa de mantenimiento propuesto es una herramienta eficaz para garantizar el desempeño óptimo de la infraestructura eléctrica en condiciones exigentes, lo que contribuye directamente a la sostenibilidad y seguridad del sistema eléctrico mecánico.

b) Se realizó el diagnóstico de la línea de transmisión Huallanca – Chimbote 1 de 138 kV, destacando que las fallas observadas reflejan vulnerabilidades, principalmente en la L-1105, donde se identificó una mayor frecuencia de fallas debido a fenómenos naturales, que representaron el 41.94% del total. Esto señala la necesidad de reforzar las medidas preventivas ante factores externos. En las líneas L-1103 y L-1104, la variabilidad en las causas de fallas, particularmente las no identificadas en la L-1104 (43.75%), evidencia deficiencias en los sistemas de monitoreo y diagnóstico. Por su parte, las subestaciones evaluadas mostraron diferencias considerables, siendo Huallanca la más afectada con el 72.73% de las fallas vinculadas a problemas en el sistema de protección, lo que representa un punto crítico para la continuidad operativa, mientras que Chimbote 1 presentó fallas diversificadas que requieren

atención en varias áreas. Por último, el análisis de criticidad subrayó la urgencia de intervenciones en la barra colectora de Chimbote 1 y el transformador de Huallanca, ambos clasificados como de alta criticidad, lo que refuerza la importancia de priorizar acciones correctivas y preventivas para asegurar la estabilidad y confiabilidad de la línea de transmisión en estudio.

c) Se evaluó el desempeño de los KPI's técnicos de los equipos electromecánicos críticos de la línea de transmisión de 138 kV Huallanca – Chimbote 1, identificándose que tanto el transformador de potencia de la subestación Huallanca como la barra colectora de la subestación Chimbote 1 presentaron altos niveles de disponibilidad, lo cual fue indicativo de una operatividad confiable. Sin embargo, el análisis de confiabilidad reveló la necesidad de proponer medidas preventivas en las fases iniciales de operación. En el caso del transformador, el valor beta obtenido fue de 1.0523, lo que indicó una tasa de fallos casi constante, aunque con una leve tendencia a aumentar. Por otro lado, la barra colectora presentó un valor beta de 0.7143, lo que evidenció una mayor incidencia de fallos prematuros que, no obstante, tendieron a estabilizarse después de la fase inicial. De este modo, los resultados permitieron inferir que es necesario reforzar los programas de mantenimiento preventivo en las primeras etapas de operación para asegurar la confiabilidad operativa de ambos equipos a largo plazo.

d) Se desarrolló un programa de mantenimiento basado en la metodología RCM para los equipos electromecánicos críticos de la línea de transmisión Huallanca – Chimbote 1, lo que permitió establecer un enfoque estructurado y eficiente para la gestión del mantenimiento. En total, se identificaron 45 modos de falla en el transformador y 35 modos de fallas en la barra colectora, de los cuales 5 (11.11%) fueron considerados críticos para el transformador y 7 (20%) fueron los modos de fallas críticos en la barra colectora, ya que sus valores de NPR igualaron o superaron los 200 puntos. Estos hallazgos sirvieron de base para priorizar las actividades de mantenimiento, como inspecciones visuales, análisis de aceites dieléctricos,

termografías y limpiezas periódicas, que constituyen el 60% de las actividades de mantenimiento recomendadas en el programa electromecánico. Además, las frecuencias de mantenimiento establecidas, siguiendo normativas como ANSI/NETA y NFPA 70B, incluyeron inspecciones trimestrales y semestrales, asegurando una cobertura adecuada de las fuentes de riesgo operativo.

5.2. Recomendaciones

- a) Se recomienda extender el análisis a todos los equipos electromecánicos de la línea de transmisión Huallanca – Chimbote 1, con el fin de evaluar de manera más completa la relación entre la propuesta del programa de mantenimiento y las condiciones de calidad, continuidad y seguridad de la línea.
- b) Se sugiere reforzar el diagnóstico de fallas mediante la aplicación de un análisis de causa raíz o la metodología del árbol de fallas, para identificar de manera más precisa las causas subyacentes de las fallas que impactan la calidad, continuidad y seguridad de la línea de transmisión Huallanca – Chimbote 1.
- c) Se aconseja utilizar un análisis estadístico para la evaluación de los KPI's por su nivel de precisión y aproximación al contexto real del equipo electromecánico, asegurando que exista una fuente confiable y completa de datos, ya que la validez y coherencia del análisis dependerán en gran medida de la calidad de los datos de entrada.
- d) Se recomienda incluir, para futuras investigaciones, la comparación entre la frecuencia de mantenimiento sugerida por el fabricante y la definida por la organización, a fin de evaluar desde diversas perspectivas la frecuencia más adecuada para optimizar el desempeño de los equipos electromecánicos.

VI. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Achahuanco Molina, A. (2020). *Análisis del mantenimiento centrado en la confiabilidad – RCM – en la subestación San José, para la estabilidad del sistema interconectado nacional SEIN, en base a la confiabilidad de sus equipos* [Tesis de Maestría, Universidad Católica de Santa María].
<https://repositorio.ucsm.edu.pe/handle/20.500.12920/9925>
- Aquino Bailon, F. E. (2023). *Diseño de un sistema de gestión de mantenimiento preventivo y su incidencia en la disponibilidad del sistema de potencia eléctrica en una unidad minera de Cajamarca - 2021* [Tesis de pregrado, Universidad Privada del Norte].
<https://repositorio.upn.edu.pe/handle/11537/34379?show=full>
- Arata, A. y Arata, A (2013). *Ingeniería de la Confiabilidad*. RIL editores.
- Araujo Neto, J. A. y Castro, C.A (2021). Optimal Maintenance Scheduling of Transmission Assets in the Brazilian Electric System. *Journal of Control, Automation and Electrical Systems*, 32(2), 482–491. <https://doi.org/10.1007/s40313-020-00678-6>
- Arcos Coba, J. A., Lizarzaburu Mora, A. S., Marín Cucalón, B. E. y Arcos Coba, A. P. (2023). ¿Cómo es la gestión de mantenimiento de una empresa metalmecánica? *Revista Científica “INGENIAR”: Ingeniería, Tecnología e Investigación*, 6(12).
<https://doi.org/10.46296/ig.v6i12.0103>
- Asociación Española de Normalización. (2013). *Gestión de la confiabilidad. Parte 3-11: Guía de aplicación. Mantenimiento centrado en la fiabilidad (UNE-EN 60300-3-11:2013)*.
<https://tienda.aenor.com/norma-une-en-60300-3-11-2013-n0051579>

- Asociación Española de Normalización. (2018). *Mantenimiento. Terminología del mantenimiento* (UNE-EN 13306:2018). <https://tienda.aenor.com/Paginas/normas-y-libros/Normas/Norma-UNE.aspx?c=norma-une-en-13306-2018-n0060338>
- Audax. (20 de marzo de 2024). *Productos transformadores y autotransformadores*. Audax. <https://www.audax.com.pe/productos/>
- Cienciasfera. (20 de marzo de 2024). *Esquemas de distribución*. Cienciasfera. https://www.cienciasfera.com/materiales/tecnologia/tecno01/tema01/71_esquemas_de_distribucion.html
- De Macêdo, J. L., De Alencar Nääs, I., De Mesquita Araújo, L. A. y Castelo Branco, D. (2021). Avaliação da qualidade da manutenção eletromecânica na Companhia de Saneamento Básico do Estado do Piauí. *Research, Society and Development*, 10(15), 1-10. <http://dx.doi.org/10.33448/rsd-v10i15.23041>
- Díaz Villanueva, A. P., Hurtado Zamora, J. C. y Villegas Gómez, R. F. (2019). *Mantenimiento de celda de sistema de acoplamiento eléctrico rural Canchis 22,9 kV* [Tesis de pregrado, Universidad Nacional del Callao]. <https://hdl.handle.net/20.500.12952/4479>
- Dimov, G., Tzvetkova, S. y Lozanov, Y. (2020). Influence of the type of electrical distribution network on the indices of continuity of the power supply (12th). *Electrical Engineering Faculty Conference (BulEF)*, 12(1), 1-5. <https://doi.org/10.1109/BulEF51036.2020.9326028>
- Enríquez, G. (2006). *El ABC de la calidad de la energía eléctrica*. LIMUSA NORIEGA.
- Gandini Panegossi, A. C., Chiari Da Silva, E. C., Braidotti Junior, J. W., y Alves De Castro, M. C. (2022). ISO 55001 in Brazil: Why few companies are practicing the standard? ResearchGate. *Conference: Proceedings of the 3rd South American International*

- Industrial Engineering and Operations Management Conference*, 1-14.
<https://www.researchgate.net/publication/365806814>
- Gasca, M. C., Camargo, L. L. y Medina, B. (2017). Sistema para Evaluar la Confiabilidad de Equipos Críticos en el Sector Industrial. *Información tecnológica*, 28 (4), 111-124.
<http://dx.doi.org/10.4067/S0718-07642017000400014>
- González Fernández, F. J. (2005). Teoría y Práctica del Mantenimiento Industrial Avanzado. Fundación Confemetal.
- Hernández Sampieri, R. y Mendoza Torres, C. P. (2018). *Metodología de la investigación. Las rutas cuantitativa, cualitativa y mixta*. Editorial Mc Graw Hill Education.
- Iony Patriota, S. (2014). *Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad*. Qualitymark Editora.
- Jiménez Meza, O. R., Cantu Gutiérrez, V. y Conde Enríquez, A. (2006). *Líneas de Transmisión y Distribución*. Universidad Autónoma de Nuevo León.
https://www.academia.edu/34120120/L%C3%ADneas_de_Transmision_y_Distribucion_DEPARTAMENTO_DE_ILUMINACION_Y_ALTA_TENSION_AUTORES
- Kachhadiya, A., Sheth, C., Gupta, V. y Darji, K. (2020). Study and Analysis of HTLS Conductors for Increasing the Thermal Loading of 220 kV Transmission Line. *Advances in Electric Power and Energy Infrastructure*, 229 – 238.
https://doi.org/10.1007/978-981-15-0206-4_20
- Knights, P.F. (2001). Rethinking Pareto Analysis: Maintenance Applications of Logarithmic Scatterplots. *Journal of Quality in Maintenance Engineering*, 7(4),
<http://dx.doi.org/252-263>. 10.1108/13552510110407041
- López, C. A. y Salazar, G. B. (2020). Metodología para la Planificación y Control de la Ejecución de Mantenimientos Preventivos y Correctivos de Líneas de Subtransmisión.

Revista Técnica Energía, 16(2), 135-147.

<http://dx.doi.org/10.37116/revistaenergia.v16.n2.2020.361>

Moisés Ríos, B. W. (2019). *Diseño del proyecto de investigación científica*. Editorial San Marcos.

Montalvo, A., Aldana, R., López, A., Álvarez, E., Aldana, F., y Rivera, Y. (2018). Mantenimiento centrado en confiabilidad en motocompresores. *Revista Ambiental agua, aire y suelo*, 1, 1-6. <https://www.researchgate.net/publication/339507021>

Mora Gutiérrez, A. (2009). *Mantenimiento. Planeación, ejecución y control*. Editora Alfaomega.

Moubray, J. (2000). *Mantenimiento Centrado en Confiabilidad*. Alardon LLC.

Normas de Noruega. (2017). Mantenimiento basado en riesgos y clasificación de consecuencias (NORSOK Z-008:2017). <https://online.standard.no/norsok-z-008-2017>

Oladeji, I., Makolo, P., Abdillah, M., Shi, J. y Zamora, R. (2021). Security Impacts Assessment of Active Distribution Network on the Modern Grid Operation - A Review. *Electronics*, 10(1), 1-30. <https://doi.org/10.3390/electronics10162040>

Organización de Ingenieros Automotrices. (2009). *Criterios de evaluación para los procesos de mantenimiento centrado en la confiabilidad (RCM)* (SAE JA1011). https://doi.org/10.4271/JA1011_200908

Organización de Ingenieros Automotrices. (2011). *Guía para el estándar de mantenimiento centrado en la confiabilidad (RCM)* (SAE JA1012). https://doi.org/10.4271/JA1012_201108

Organización Internacional de Normalización. (2014). *Gestión de activos - Sistemas de gestión - Requisitos* (ISO 55001:2014). <https://www.iso.org/standard/55089.html>

- Organización Internacional de Normalización. (2016). *Industrias de petróleo, petroquímica y gas natural: recopilación e intercambio de datos de fiabilidad y mantenimiento para equipos* (ISO 14224:2016). <https://www.iso.org/standard/64076.html>
- Palomino Orizano, J. A., Peña Corahua, J. D., Zevallos Ypanaqué, G. y Orizano Quedo, L. A. (2019). *Metodología de la investigación: Guía para Elaborar un Proyecto en Salud y Educación*. Editorial San Marcos.
- Palpa Mayorca, M. J. y Nuñez Rivera, W. A. (2022). *Programa de mantenimiento centrado en confiabilidad para aumentar la disponibilidad de la bomba centrífuga horizontal Warman 6"x4" AH de la planta de espesamiento de relaves de una unidad minera en la provincia de Oyón - Lima* [Tesis de pregrado, Universidad Nacional del Callao]. <https://hdl.handle.net/20.500.12952/7917>
- Parra Márquez, C. A. y Crespo Márquez, A. (2012). *Ingeniería de Mantenimiento y Fiabilidad Aplicada en la Gestión de Activos*. INGEMAN.
- Raúll Martín, J. (2000). *Diseño de Subestaciones Eléctricas*. (2^{da} ed.). Sistemas Editoriales Técnicos.
- Salamanca Jaimes, J. E., Velazco Ochoa, J. A. y Acevedo Camacho, E. A. (2016). Análisis de criticidad y arboles de diagnóstico de fallas para transformadores de potencia. *Revista Colombiana de Tecnologías de Avanzada*, 1(27). <http://dx.doi.org/10.24054/16927257.v27.n27.2016.2544>
- Silvestre Miraya, I. y Huaman Nahula, C. (2019). *Pasos para elaborar la investigación y la redacción de la tesis universitaria*. Editorial San Marcos.
- Trashorras Montecelos, J. (2016). *Subestaciones Eléctricas*. Ediciones Marcombo S.A.

VII. ANEXOS

Anexo 1. Matriz de consistencia

PROBLEMAS	OBJETIVOS	HIPÓTESIS	VARIABLES	DIMENSIONES	INDICADORES	ÍNDICES	METODOLOGÍA
PROBLEMA GENERAL	OBJETIVO GENERAL	HIPÓTESIS GENERAL		Análisis del contexto operacional	Número de fallas Tipo de causa de fallas	Índice de criticidad operacional	1) Tipo de investigación: Aplicada
				Análisis de criticidad	Número de equipos críticos	Índice de criticidad técnica	
¿De qué manera influye la propuesta de programa de mantenimiento electromecánico en las condiciones de calidad, continuidad y seguridad de la línea de transmisión Huallanca – Chimbote 1?	Demostrar la relación entre la propuesta de programa de mantenimiento electromecánico y las condiciones de calidad, continuidad y seguridad de la línea de transmisión Huallanca – Chimbote 1.	La propuesta de programa de mantenimiento electromecánico influye positivamente en las condiciones de calidad, continuidad y seguridad de la línea de transmisión Huallanca – Chimbote 1.	INDEPENDIENTE Programa de mantenimiento electromecánico	Jerarquización de activo	Datos de uso/ubicación Subdivisión de equipos	Índice de jerarquización	3) Nivel de investigación: Correlacional
					Función Falla funcional		4) Diseño de investigación: No experimental
				AMEF	Modo de falla Efecto de falla NPR Tarea de mantenimiento	Índice de riesgo AMEF	5) Población: Todos los activos presentes en las líneas de transmisión Huallanca – Chimbote 1 de 138 kV.
					Frecuencia de mantenimiento	Intervalo de mantenimiento	Índice de frecuencia óptima

OBJETIVOS ESPECÍFICOS	VARIABLES	DIMENSIONES	INDICADORES	ÍNDICES	
1. Realizar un diagnóstico de la línea de transmisión de 138 kV Huallanca – Chimbote 1 enfocado en la identificación de fallas que alteran las condiciones de calidad, continuidad y seguridad.	DEPENDIENTE 01	Normatividad y estándares	Cumplimiento normativo	Índice de cumplimiento normativo	6) Muestra: Transformador MPT-U2-A1 13.8/138 KV – 10 MVA (SSEE Huallanca) y la barra colectora 138 kV (SSEE Chimbote 1)
	Condición de Calidad	Requerimientos de mantenimiento	Frecuencias recomendadas	Índice de alineación con estándares	7) Técnicas: Observación indirecta Encuesta
2. Evaluar los KPI's técnicos de los equipos electromecánicos críticos de la línea de transmisión de 138 kV Huallanca – Chimbote 1.	DEPENDIENTE 02	Análisis de KPI's técnicos	MTBF	Índice de desempeño técnico	8) Instrumentos: Ficha de registro de causas de fallas en LT Ficha de registro de intervenciones en la LT Cuestionario
	Condición de Continuidad		MDT		
			Disponibilidad		
3. Desarrollar un programa de mantenimiento basado en la metodología RCM para los equipos electromecánicos de la línea de transmisión Huallanca – Chimbote 1.	DEPENDIENTE 03	Control de riesgos	Matriz de categorización de tareas	Índice de seguridad operativa	
	Condición de Seguridad				

Anexo 4. Instrumento 03: Cuestionario

Evaluación de la influencia de la propuesta de programa de mantenimiento electromecánico y las condiciones de calidad, continuidad y seguridad en la línea de transmisión Huallanca – Chimbote 1

Estimado(a) profesional, maestrando de Gerencia de Mantenimiento en la Universidad Nacional del Callao (UNAC),

Como parte del estudio para la propuesta de un programa de mantenimiento electromecánico en la línea de transmisión Huallanca – Chimbote 1, se busca evaluar la correlación entre el programa de mantenimiento basado en el mantenimiento centrado en la confiabilidad (RCM) y las condiciones de calidad, continuidad y seguridad de la LLTT.

Le solicitamos responder las siguientes preguntas basadas en su experiencia en el área de mantenimiento y su conocimiento sobre el tema. Las respuestas serán evaluadas en una escala de Likert, donde:

1 = Totalmente en desacuerdo

2 = En desacuerdo

3 = Ni de acuerdo ni en desacuerdo

4 = De acuerdo

5 = Totalmente de acuerdo

Su participación es fundamental para el éxito de este estudio y le agradecemos de antemano por su tiempo.

SECCIÓN 1: VARIABLE INDEPENDIENTE - PROGRAMA DE MANTENIMIENTO ELECTROMECAÁNICO

Dimensión: Análisis del contexto operacional

Indicador: Número de fallas

1. ¿Considera que la propuesta de análisis del contexto operacional presentada en el programa permitirá reducir el número de fallas en los equipos?
2. ¿El enfoque propuesto en el análisis del historial de fallas es adecuado para anticipar y prevenir futuros fallos en los activos?

Indicador: Tipo de causa de fallas

3. ¿La metodología propuesta para identificar las causas de las fallas será efectiva para mejorar las acciones preventivas en la línea de transmisión?
4. ¿Considera que la propuesta de análisis de causas raíz en el programa es suficiente para abordar los problemas recurrentes en los activos electromecánicos?

Dimensión: Análisis de criticidad**Indicador: Número de equipos críticos**

5. ¿Cree que el enfoque propuesto para el análisis de criticidad en el programa permitirá identificar con precisión los equipos críticos?
6. ¿El método sugerido en el programa para la priorización de equipos críticos mejorará la asignación de recursos de mantenimiento?

Dimensión: Jerarquización de activos**Indicador: Datos de uso/ubicación**

7. ¿El uso de datos de ubicación y operación de los activos en la propuesta facilitará la planificación de las actividades de mantenimiento?
8. ¿La metodología de recopilación y análisis de datos de uso y ubicación propuesta en el programa permitirá optimizar las intervenciones de mantenimiento?

Indicador: Subdivisión de equipos

9. ¿Considera que la subdivisión de equipos en subsistemas, tal como se propone en el programa, ayudará a gestionar de manera más eficiente las tareas de mantenimiento?
10. ¿La propuesta de subdivisión de equipos permitirá identificar mejor los componentes críticos para el mantenimiento?

Dimensión: AMEF**Indicador: Función**

11. ¿El análisis de las funciones de los equipos propuesto en el programa será efectivo para identificar modos de falla potenciales?
12. ¿La propuesta de centrarse en las funciones críticas de los equipos mejorará la eficiencia del programa de mantenimiento electromecánico?

Indicador: Falla funcional

13. ¿Cree que el programa permitirá identificar correctamente las fallas funcionales en los equipos según lo propuesto?
14. ¿La propuesta de análisis de fallas funcionales en el programa es adecuada para desarrollar tareas de mantenimiento efectivas?

Indicador: Modo de falla

15. ¿Considera que el análisis de modos de falla propuesto será una herramienta eficaz dentro del programa de mantenimiento electromecánico?
16. ¿El enfoque sugerido en los modos de falla contribuirá a mejorar la planificación de las actividades de mantenimiento?

Indicador: Efecto de falla

17. ¿El análisis de los efectos de las fallas, tal como se propone en el programa, será adecuado para mitigar los impactos negativos en las operaciones?

18. ¿Cree que la metodología propuesta para analizar los efectos de las fallas mejorará la confiabilidad de los activos?

Indicador: Número de Priorización de Riesgo (NPR)

19. ¿El cálculo del Número de Prioridad de Riesgo (NPR) propuesto en el programa permitirá priorizar adecuadamente las intervenciones de mantenimiento?

20. ¿El enfoque propuesto para el NPR será efectivo en mejorar la respuesta a las fallas en los equipos críticos?

Indicador: Tarea de mantenimiento

21. ¿Considera que la asignación de tareas de mantenimiento, según lo propuesto en el programa, mitigará adecuadamente los modos de falla identificados?

22. ¿La propuesta de tareas de mantenimiento es adecuada para abordar las fallas más recurrentes?

Dimensión: Frecuencia de mantenimiento**Indicador: Intervalo de mantenimiento**

23. ¿Los intervalos de mantenimiento propuestos en el programa son adecuados para garantizar la continuidad operativa de los equipos?

24. ¿El enfoque propuesto para definir la frecuencia de mantenimiento será efectivo en la prevención de fallas recurrentes?

SECCIÓN 2: VARIABLE DEPENDIENTE 01 - CONDICIÓN DE CALIDAD**Dimensión: Normatividad y estándares****Indicador: Cumplimiento normativo**

25. ¿La propuesta del programa de mantenimiento electromecánico asegura el cumplimiento de las normativas y estándares aplicables a las líneas de transmisión?

26. ¿El enfoque propuesto en normatividad dentro del programa mejorará las condiciones de calidad de los equipos?

Dimensión: Requerimientos de Mantenimiento**Indicador: Frecuencias recomendadas**

27. ¿El programa propuesto sigue adecuadamente las frecuencias de mantenimiento recomendadas por los fabricantes y las normativas?

28. ¿Las frecuencias recomendadas en la propuesta del programa contribuirán a un mejor control de la calidad de las intervenciones?

SECCIÓN 3: VARIABLE DEPENDIENTE 02 - CONDICIÓN DE CONTINUIDAD**Dimensión: Análisis de KPI's técnicos****Indicador: MTBF (Mean Time Between Failures)**

29. ¿Cree que la propuesta del programa de mantenimiento aumentará el tiempo medio entre fallas de los equipos?
30. ¿Considera que la propuesta de análisis de KPI's técnicos, como el MTBF, mejorará la continuidad de las operaciones?

Indicador: MDT (Mean Down Time)

31. ¿La propuesta del programa de mantenimiento reducirá el tiempo medio de reparación de los equipos según su análisis?
32. ¿El enfoque propuesto en el análisis del MDT será suficiente para mejorar la continuidad operativa?

Indicador: Disponibilidad

33. ¿La propuesta del programa de mantenimiento electromecánico mejorará la disponibilidad operativa de los activos?
34. ¿El enfoque en la disponibilidad propuesto en el programa ayudará a tomar mejores decisiones de gestión?

SECCIÓN 4: VARIABLE DEPENDIENTE 03 - CONDICIÓN DE SEGURIDAD**Dimensión: Control de riesgos****Indicador: Matriz de categorización de tareas**

35. ¿La propuesta de una matriz de categorización de tareas contribuirá a mejorar la seguridad de las operaciones en la línea de transmisión?
36. ¿Cree que el enfoque propuesto en la matriz de categorización de tareas reducirá los incidentes relacionados con riesgos eléctricos?

Anexo 5. Ficha de validación por juicio experto para el instrumento 01



INFORME DE OPINIÓN DE EXPERTOS DE INSTRUMENTOS DE INVESTIGACIÓN

I. DATOS GENERALES

Apellidos y Nombres del experto: Dr. Ing. Robert William Castillo Alva

Institución donde labora: Gica Ingenieros E.I.R.L.

Instrumentos a evaluar:

- Ficha de registro de causas de fallas en la línea de transmisión
- Ficha de registro de intervenciones en el sistema de transmisión
- Cuestionario

Autores del instrumento: Br. Dayner Alfredo Amante Torres y Br. Harlyn Elio Padilla Jaque

Título de investigación: Propuesta de programa de mantenimiento electromecánico en línea de transmisión Huallanca - Chimbote para mejorar condiciones de calidad, continuidad y seguridad.

II. ASPECTOS DE VALIDACIÓN

INDICADORES	CRITERIOS	DEFICIENTE				BAJA				REGULAR				BUENA				MUY BUENA				
		5	10	15	20	25	30	35	40	45	50	55	60	65	70	75	80	85	90	95	100	
1. CLARIDAD	Está formulado con lenguaje apropiado.																				X	
2. OBJETIVIDAD	Está expresado en conductas observables.																				X	
3. ACTUALIDAD	Adecuado al avance de la ciencia pedagógica																					X
4. ORGANIZACIÓN	Existe una organización lógica																					X
5. SUFICIENCIA	Comprende los aspectos en cantidad y calidad																					X
6. INTENCIONALIDAD	Adecuado para valorar estrategias utilizadas																					X
7. CONSISTENCIA	Basado en aspectos teórico-científicos																					X
8. COHERENCIA	Entre dimensiones, índices e indicadores.																				X	
9. METODOLOGÍA	La estrategia responde al propósito del diagnóstico																				X	
10. PERTINENCIA	Es útil y funcional para la investigación.																				X	

III. OPINIÓN DE APLICABILIDAD

Promedio	Evaluación	Aplicabilidad	
95	Muy Buena	SI	NO

Firma
Robert William Castillo Alva
DNI: 18140556

Anexo 6. Ficha de validación por juicio experto para el instrumento 02



INFORME DE OPINIÓN DE EXPERTOS DE INSTRUMENTOS DE INVESTIGACIÓN

I. DATOS GENERALES

Apellidos y Nombres del experto: Dr. Ing. Eduardo Fausto Azabache Vásquez

Institución donde labora: Universidad Nacional de Trujillo

Instrumentos a evaluar:

- Ficha de registro de causas de fallas en la línea de transmisión
- Ficha de registro de intervenciones en el sistema de transmisión
- Cuestionario

Autores del instrumento: Br. Dayner Alfredo Amante Torres y Br. Harlyn Elio Padilla Jaque

Título de investigación: Propuesta de programa de mantenimiento electromecánico en línea de transmisión Huallanca - Chimbote para mejorar condiciones de calidad, continuidad y seguridad.

II. ASPECTOS DE VALIDACIÓN

INDICADORES	CRITERIOS	DEFICIENTE				BAJA				REGULAR				BUENA				MUY BUENA			
		5	10	15	20	25	30	35	40	45	50	55	60	65	70	75	80	85	90	95	100
1. CLARIDAD	Está formulado con lenguaje apropiado.																		X		
2. OBJETIVIDAD	Está expresado en conductas observables.																				X
3. ACTUALIDAD	Adecuado al avance de la ciencia pedagógica																				X
4. ORGANIZACIÓN	Existe una organización lógica																				X
5. SUFICIENCIA	Comprende los aspectos en cantidad y calidad																				X
6. INTENCIONALIDAD	Adecuado para valorar estrategias utilizadas																				X
7. CONSISTENCIA	Basado en aspectos teórico-científicos																				X
8. COHERENCIA	Entre dimensiones, índices e indicadores.																				X
9. METODOLOGÍA	La estrategia responde al propósito del diagnóstico																				X
10. PERTINENCIA	Es útil y funcional para la investigación.																				X

III. OPINIÓN DE APLICABILIDAD

Promedio	Evaluación	Aplicabilidad	
97.5	Muy buena	SI	NO

Firma
Eduardo Fausto Azabache Vásquez
DNI: 17874874

Anexo 7. Ficha de validación por juicio experto para el instrumento 03



INFORME DE OPINIÓN DE EXPERTOS DE INSTRUMENTOS DE INVESTIGACIÓN

I. DATOS GENERALES

Apellidos y Nombres del experto: Mg. Ing. Percy Ivan Ruiz Rodriguez

Institución donde labora: Astará Perú

Instrumentos a evaluar:

- Ficha de registro de causas de fallas en la línea de transmisión
- Ficha de registro de intervenciones en el sistema de transmisión
- Cuestionario

Autores del instrumento: Br. Dayner Alfredo Amante Torres y Br. Harlyn Elio Padilla Jaque

Título de investigación: Propuesta de programa de mantenimiento electromecánico en línea de transmisión Hualanca - Chimbote para mejorar condiciones de calidad, continuidad y seguridad.

II. ASPECTOS DE VALIDACIÓN

INDICADORES	CRITERIOS	DEFICIENTE				BAJA				REGULAR				BUENA				MUY BUENA			
		5	10	15	20	25	30	35	40	45	50	55	60	65	70	75	80	85	90	95	100
1. CLARIDAD	Está formulado con lenguaje apropiado.																			X	
2. OBJETIVIDAD	Está expresado en conductas observables.																			X	
3. ACTUALIDAD	Adecuado al avance de la ciencia pedagógica																				X
4. ORGANIZACIÓN	Existe una organización lógica																				X
5. SUFICIENCIA	Comprende los aspectos en cantidad y calidad																			X	
6. INTENCIONALIDAD	Adecuado para valorar estrategias utilizadas																		X		
7. CONSISTENCIA	Basado en aspectos teórico-científicos																		X		
8. COHERENCIA	Entre dimensiones, índices e indicadores.																				X
9. METODOLOGÍA	La estrategia responde al propósito del diagnóstico																				X
10. PERTINENCIA	Es útil y funcional para la investigación.																				X

III. OPINIÓN DE APLICABILIDAD

Promedio	Evaluación	Aplicabilidad	
96.5	Muy buena	SI	NO

Firma
Percy Ivan Ruiz Rodriguez
DNI: 70265049

Anexo 8. Matriz de categorización y criticidad de tareas de mantenimiento

Matriz de categorización de tareas de mantenimiento

Complejidad		Baja			Media			Alta			Muy Alta		
		*Actividad dentro o fuera del área Operativa. *Sin actividad critica			*Actividad dentro o fuera del área Operativa. *hasta 1 actividad critica			*Actividad fuera del área operativa *Con 2 o más actividades criticas			*Actividad dentro del área operativa. * Con 2 o más actividades críticas.		
Frecuencia de Ejecución		Muy Frecuente	Frecuente	Poco Frecuente	Muy Frecuente	Frecuente	Poco Frecuente	Muy Frecuente	Frecuente	Poco Frecuente	Muy Frecuente	Frecuente	Poco Frecuente
Impacto de la acción humana	Leve (Primeros Auxilios)	Tipo 1	Tipo 1	Tipo 1	Tipo 1	Tipo 2	Tipo 2	Tipo 2	Tipo 3	Tipo 3	Tipo 3	Tipo 4	Tipo 4
	Moderado (Incapacidad temporal)	Tipo 1	Tipo 1	Tipo 1	Tipo 2	Tipo 2	Tipo 2	Tipo 3	Tipo 3	Tipo 3	Tipo 4	Tipo 4	Tipo 4
	Grave (Incapacidad permanente / Muerte)	Tipo 1	Tipo 1	Tipo 2	Tipo 2	Tipo 2	Tipo 3	Tipo 3	Tipo 3	Tipo 4	Tipo 4	Tipo 4	Tipo 4

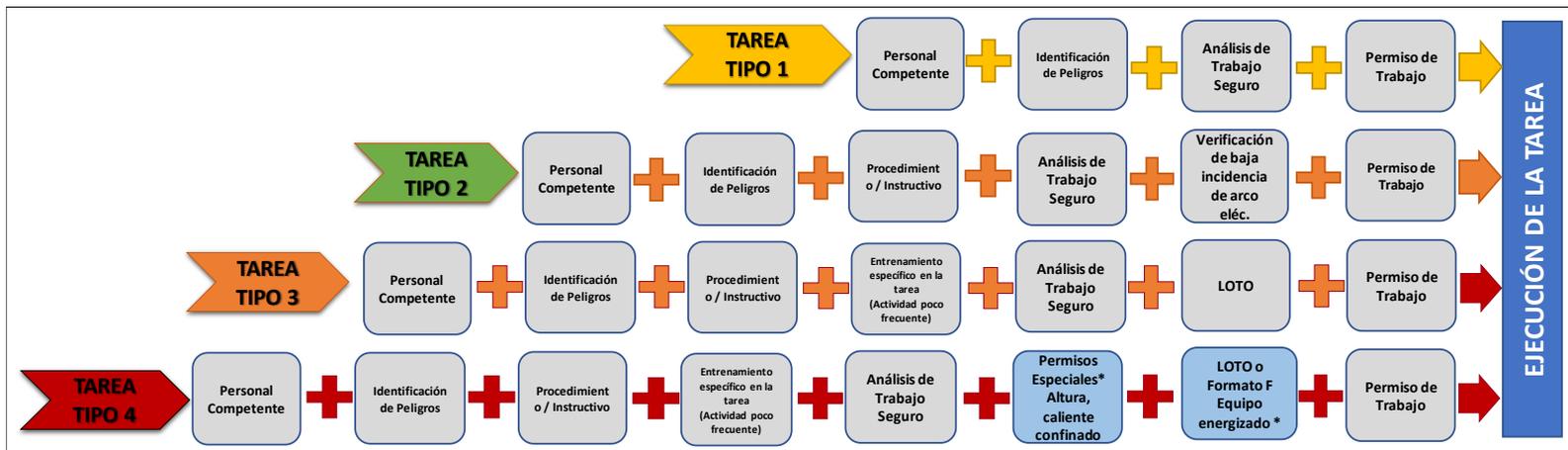
Identificación de tareas críticas relacionadas a una actividad

<ul style="list-style-type: none"> • Trabajos eléctricos • Conducción de vehículos • Control de energía 	<ul style="list-style-type: none"> • Trabajos con químicos • Espacios confinados • Excavación 	<ul style="list-style-type: none"> • Trabajo en altura • Trabajo en caliente • Izaje / levantamiento de cargas
--	--	---

Matriz de criticidad

Complejidad		0	0	0	3	3	3	6	6	6	9	9	9
Frecuencia		1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3
Total (Complejidad + Frecuencia)		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Impacto de la acción humana	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15

Anexo 9. Diagrama y requisitos de seguridad para tareas de mantenimiento



Anexo 10. Base de datos de registro de causas de fallas en la línea de transmisión

AÑO	EMPRESA	UBICACIÓN	EQUIPO	TENSIÓN kV	CAUSA							TOTAL	
					EXT	FEC	FEP	FHU	FNA	OPE	FNI		OTR
2012	EGENOR	CHIMBOTE 1 - HUALLANCA	L- 1103	138		1					2		3
			L- 1104	138	1						1		2
			L- 1105	138	1						2		3
2014	ETENORTE	CHIMBOTE 1 - HUALLANCA	L- 1103	138		1			2		3	1	7
			L- 1104	138		1	1				3		5
			L- 1105	138		2					3		5
2015	ETENORTE	CHIMBOTE 1 - HUALLANCA	L- 1103	138					3		1	1	5
			L- 1104	138		1					2		3
			L- 1105	138					5		1		6
2016	ETENORTE	CHIMBOTE 1 - HUALLANCA	L- 1103	138					2				2
			L- 1104	138								1	1
			L- 1105	138					3				3
2017	ETENORTE	CHIMBOTE 1 - HUALLANCA	L- 1103	138					1			1	2
			L- 1104	138					2				2
			L- 1105	138		1			5		3	1	10
2018	ETENORTE	CHIMBOTE 1 - HUALLANCA	L- 1103	138		1			1				2
			L- 1104	138		1			1				2
			L- 1105	138					3		3		6
2019	ETENORTE	CHIMBOTE 1 - HUALLANCA	L-1103	138					1		2	2	5
			L-1104	138					1		1		2
			L-1105	138		1			3		2	1	7
2020	ETENORTE	CHIMBOTE 1 - HUALLANCA	L-1103	138		1						1	

TRANSMISION	RED DE ENERGIA DEL PERU S.A.	CHIMBOTE 1	BARRA	BARRA13.8	4/10/2015	08:14:00	4/10/2015	16:15:00	08:01:00	SI
TRANSMISION	RED DE ENERGIA DEL PERU S.A.	CHIMBOTE 1	BARRA	BARRA13.8	29/11/2015	06:06:00	29/11/2015	09:57:00	03:51:00	SI
TRANSMISION	RED DE ENERGIA DEL PERU S.A.	CHIMBOTE 1	CELDA	CL1116	3/04/2016	08:16:00	3/04/2016	15:30:00	07:14:00	SI
TRANSMISION	RED DE ENERGIA DEL PERU S.A.	CHIMBOTE 1	CELDA	CL1111	14/08/2016	08:00:00	14/08/2016	17:01:00	09:01:00	SI
TRANSMISION	RED DE ENERGIA DEL PERU S.A.	CHIMBOTE 1	BARRA	BARRA13.8	21/08/2016	08:05:00	21/08/2016	15:50:00	07:45:00	SI
TRANSMISION	RED DE ENERGIA DEL PERU S.A.	CHIMBOTE 1	TRANSFORMADOR 3D	AT11-211	30/09/2016	05:02:00	30/09/2016	05:05:00	00:03:00	SI
TRANSMISION	RED DE ENERGIA DEL PERU S.A.	CHIMBOTE 1	TRANSFORMADOR 3D	AT11-211	22/02/2017	05:00:00	22/02/2017	05:01:00	00:01:00	SI
TRANSMISION	RED DE ENERGIA DEL PERU S.A.	CHIMBOTE 1	BARRA	BARRA13.8	13/07/2017	08:54:00	13/07/2017	15:38:00	06:44:00	SI
TRANSMISION	RED DE ENERGIA DEL PERU S.A.	CHIMBOTE 1	CELDA	CL1111	23/07/2017	07:05:00	23/07/2017	16:05:00	09:00:00	SI
TRANSMISION	RED DE ENERGIA DEL PERU S.A.	CHIMBOTE 1	CELDA	CL1116	3/09/2017	07:05:00	3/09/2017	14:57:00	07:52:00	SI
TRANSMISION	RED DE ENERGIA DEL PERU S.A.	CHIMBOTE 1	BARRA	BARRA13.8	1/07/2018	08:04:00	1/07/2018	13:57:00	05:53:00	SI
TRANSMISION	RED DE ENERGIA DEL PERU S.A.	CHIMBOTE 1	CELDA	CL1116	1/07/2018	08:40:00	1/07/2018	14:25:00	05:45:00	SI
TRANSMISION	RED DE ENERGIA DEL PERU S.A.	CHIMBOTE 1	BARRA	BARRA13.8	31/05/2019	05:01:00	31/05/2019	05:02:00	00:01:00	SI
TRANSMISION	RED DE ENERGIA DEL PERU S.A.	CHIMBOTE 1	BARRA	BARRA13.8	3/10/2019	08:06:00	3/10/2019	15:41:00	07:35:00	SI
TRANSMISION	RED DE ENERGIA DEL PERU S.A.	CHIMBOTE 1	CELDA	CL1111	26/07/2020	07:09:00	26/07/2020	16:52:00	09:43:00	SI
TRANSMISION	RED DE ENERGIA DEL PERU S.A.	CHIMBOTE 1	CELDA	CL1116	2/08/2020	08:04:00	2/08/2020	15:45:00	07:41:00	SI
TRANSMISION	RED DE ENERGIA DEL PERU S.A.	CHIMBOTE 1	BARRA	BARRA13.8	13/11/2020	05:00:00	13/11/2020	05:02:00	00:02:00	SI
TRANSMISION	RED DE ENERGIA DEL PERU S.A.	CHIMBOTE 1	BARRA	BARRA13.8	25/04/2021	08:33:00	25/04/2021	15:29:00	06:56:00	SI
TRANSMISION	RED DE ENERGIA DEL PERU S.A.	CHIMBOTE 1	BARRA	BARRA13.8	25/04/2021	08:33:00	25/04/2021	15:29:00	06:56:00	SI
TRANSMISION	RED DE ENERGIA DEL PERU S.A.	CHIMBOTE 1	CELDA	CL1010	25/04/2021	08:33:00	25/04/2021	15:29:00	06:56:00	SI
TRANSMISION	RED DE ENERGIA DEL PERU S.A.	CHIMBOTE 1	CELDA	CL1116	10/07/2021	07:06:00	10/07/2021	16:56:00	09:50:00	SI
TRANSMISION	RED DE ENERGIA DEL PERU S.A.	CHIMBOTE 1	BARRA	BARRA13.8	12/10/2021	05:03:00	12/10/2021	05:09:00	00:06:00	SI
TRANSMISION	RED DE ENERGIA DEL PERU S.A.	CHIMBOTE 1	BARRA	BARRA13.8	26/11/2021	05:00:00	26/11/2021	05:01:00	00:01:00	SI
TRANSMISION	RED DE ENERGIA DEL PERU S.A.	CHIMBOTE 1	BARRA	BARRA13.8	29/11/2021	05:02:00	29/11/2021	05:03:00	00:01:00	SI
TRANSMISION	RED DE ENERGIA DEL PERU S.A.	CHIMBOTE 1	BARRA	BARRA13.8	19/02/2022	05:02:00	19/02/2022	05:03:00	00:01:00	SI

TRANSMISION	RED DE ENERGIA DEL PERU S.A.	CHIMBOTE 1	CELDA	CL1116	24/04/2022	06:11:00	24/04/2022	15:46:00	09:35:00	S
TRANSMISION	RED DE ENERGIA DEL PERU S.A.	CHIMBOTE 1	CELDA	CL1111	30/04/2022	06:00:00	30/04/2022	16:00:00	10:00:00	S
TRANSMISION	RED DE ENERGIA DEL PERU S.A.	CHIMBOTE 1	BARRA	BARRA13.8	15/05/2022	12:03:00	15/05/2022	12:04:00	00:01:00	S
TRANSMISION	RED DE ENERGIA DEL PERU S.A.	CHIMBOTE 1	BARRA	BARRA13.8	5/06/2022	08:00:00	5/06/2022	16:00:00	08:00:00	S
TRANSMISION	RED DE ENERGIA DEL PERU S.A.	CHIMBOTE 1	BARRA	BARRA13.8	11/06/2022	07:00:00	11/06/2022	07:01:00	00:01:00	S
TRANSMISION	RED DE ENERGIA DEL PERU S.A.	CHIMBOTE 1	BARRA	BARRA13.8	15/07/2022	07:00:00	15/07/2022	07:03:00	00:03:00	S
TRANSMISION	RED DE ENERGIA DEL PERU S.A.	CHIMBOTE 1	CELDA	CL1108	5/02/2023	08:16:00	5/02/2023	14:00:00	05:44:00	S
TRANSMISION	RED DE ENERGIA DEL PERU S.A.	CHIMBOTE 1	BARRA	BARRA13.8	25/06/2023	05:00:00	25/06/2023	05:03:00	00:03:00	S
TRANSMISION	RED DE ENERGIA DEL PERU S.A.	CHIMBOTE 1	BARRA	BARRA13.8	31/07/2023	06:00:00	31/07/2023	06:01:00	00:01:00	S
TRANSMISION	RED DE ENERGIA DEL PERU S.A.	CHIMBOTE 1	BARRA	BARRA13.8	11/09/2023	06:00:00	11/09/2023	06:03:00	00:03:00	S
TRANSMISION	RED DE ENERGIA DEL PERU S.A.	CHIMBOTE 1	BARRA	BARRA13.8	30/11/2023	06:00:00	30/11/2023	06:03:00	00:03:00	S

HUALLANCA

Tipo empresa	Empresa	Ubicación	Tipo equipo	Equipo	Inicio		Final		Horas de interrupción	Interrupción
TRANSMISION	ETENORTE	HUALLANCA	TRANSFORMADOR	MPT-U2-A1	18/08/2013	07:14	18/08/2013	17:03	09:49	SI
TRANSMISION	ETENORTE	HUALLANCA	TRANSFORMADOR	MPT-U2-A1	13/02/2014	11:33	13/02/2014	11:42	00:09	SI
TRANSMISION	ETENORTE	HUALLANCA	TRANSFORMADOR	MPT-U2-A1	30/11/2014	07:15	30/11/2014	16:19	09:04	SI
TRANSMISION	ETENORTE	HUALLANCA	TRANSFORMADOR	MPT-U2-A1	1/03/2015	07:17	1/03/2015	12:01	04:44	SI
TRANSMISION	ETENORTE	HUALLANCA	TRANSFORMADOR	MPT-U2-A1	5/07/2015	06:16	5/07/2015	07:26	01:10	SI
TRANSMISION	ETENORTE	HUALLANCA	TRANSFORMADOR	MPT-U2-A1	21/09/2015	12:18	21/09/2015	13:00	00:42	SI
TRANSMISION	ETENORTE	HUALLANCA	TRANSFORMADOR	MPT-U2-A1	27/09/2015	07:07	27/09/2015	13:46	06:39	SI
TRANSMISION	ETENORTE	HUALLANCA	TRANSFORMADOR	MPT-U2-A1	25/09/2016	07:15	25/09/2016	15:22	08:07	SI
TRANSMISION	ETENORTE	HUALLANCA	TRANSFORMADOR	MPT-U2-A1	24/09/2017	07:13	24/09/2017	15:48	08:35	SI
TRANSMISION	ETENORTE	HUALLANCA	TRANSFORMADOR 3D	TR 138/66/5.4	24/09/2017	07:16	24/09/2017	15:47	08:31	SI

TRANSMISION	ETENORTE	HUALLANCA	TRANSFORMADOR	MPT-U2-A1	21/10/2018	07:16	21/10/2018	14:59	07:43	SI
TRANSMISION	ETENORTE	HUALLANCA	TRANSFORMADOR 3D	TR 138/66/5.4	21/10/2018	07:17	21/10/2018	14:58	07:41	SI
TRANSMISION	ISA PERU	HUALLANCA	TRANSFORMADOR	MPT-U2-A1	29/09/2019	07:18	29/09/2019	14:32	07:14	SI
TRANSMISION	ISA PERU	HUALLANCA	TRANSFORMADOR	TR 138/66/5.4	29/09/2019	07:32	29/09/2019	14:29	06:57	SI
TRANSMISION	ISA PERU	HUALLANCA	TRANSFORMADOR	MPT-U2-A1	2/03/2020	02:10	2/03/2020	05:13	03:03	SI
TRANSMISION	ISA PERU	HUALLANCA	TRANSFORMADOR 3D	TR 138/66/5.4	2/03/2020	02:34	2/03/2020	05:04	02:30	SI
TRANSMISION	ISA PERU	HUALLANCA	TRANSFORMADOR	MPT-U2-A1	22/08/2020	16:47	22/08/2020	17:20	00:33	SI
TRANSMISION	ISA PERU	HUALLANCA	TRANSFORMADOR	MPT-U2-A1	4/10/2020	08:23	4/10/2020	12:28	04:05	SI
TRANSMISION	ISA PERU	HUALLANCA	TRANSFORMADOR 3D	TR 138/66/5.4	4/10/2020	08:26	4/10/2020	12:01	03:35	SI
TRANSMISION	ISA PERU	HUALLANCA	TRANSFORMADOR	MPT-U2-A1	15/08/2021	07:46	15/08/2021	14:00	06:14	SI
TRANSMISION	ISA PERU	HUALLANCA	TRANSFORMADOR 3D	TR 138/66/5.4	15/08/2021	07:56	15/08/2021	14:00	06:04	SI
TRANSMISION	ISA PERU	HUALLANCA	TRANSFORMADOR	MPT-U2-A1	5/02/2023	08:49	5/02/2023	15:00	06:11	S

Anexo 12. Base de datos para análisis de confiabilidad y mantenibilidad – Barra colectora

Tipo equipo	Equipo	Inicio			Final			Horas de interrupción	
BARRA	BARRA13.8	4/02/2015	8.42	08:25:00	4/02/2015	15.90	15:54:00	7.48	07:29:00
BARRA	BARRA13.8	4/10/2015	8.23	08:14:00	4/10/2015	16.25	16:15:00	8.02	08:01:00
BARRA	BARRA13.8	29/11/2015	6.10	06:06:00	29/11/2015	9.95	09:57:00	3.85	03:51:00
BARRA	BARRA13.8	21/08/2016	8.08	08:05:00	21/08/2016	15.83	15:50:00	7.75	07:45:00
BARRA	BARRA13.8	13/07/2017	8.90	08:54:00	13/07/2017	15.63	15:38:00	6.73	06:44:00
BARRA	BARRA13.8	1/07/2018	8.07	08:04:00	1/07/2018	13.95	13:57:00	5.88	05:53:00
BARRA	BARRA13.8	31/05/2019	5.02	05:01:00	31/05/2019	5.03	05:02:00	0.02	00:01:00
BARRA	BARRA13.8	3/10/2019	8.10	08:06:00	3/10/2019	15.68	15:41:00	7.58	07:35:00
BARRA	BARRA13.8	13/11/2020	5.00	05:00:00	13/11/2020	5.03	05:02:00	0.03	00:02:00
BARRA	BARRA13.8	25/04/2021	8.55	08:33:00	25/04/2021	15.48	15:29:00	6.93	06:56:00

BARRA	BARRA13.8	25/04/2021	8.55	08:33:00	25/04/2021	15.48	15:29:00	6.93	06:56:00
BARRA	BARRA13.8	12/10/2021	5.05	05:03:00	12/10/2021	5.15	05:09:00	0.10	00:06:00
BARRA	BARRA13.8	26/11/2021	5.00	05:00:00	26/11/2021	5.02	05:01:00	0.02	00:01:00
BARRA	BARRA13.8	29/11/2021	5.03	05:02:00	29/11/2021	5.05	05:03:00	0.02	00:01:00
BARRA	BARRA13.8	19/02/2022	5.03	05:02:00	19/02/2022	5.05	05:03:00	0.02	00:01:00
BARRA	BARRA13.8	15/05/2022	12.05	12:03:00	15/05/2022	12.07	12:04:00	0.02	00:01:00
BARRA	BARRA13.8	5/06/2022	8.00	08:00:00	5/06/2022	16.00	16:00:00	8.00	08:00:00
BARRA	BARRA13.8	11/06/2022	7.00	07:00:00	11/06/2022	7.02	07:01:00	0.02	00:01:00
BARRA	BARRA13.8	15/07/2022	7.00	07:00:00	15/07/2022	7.05	07:03:00	0.05	00:03:00
BARRA	BARRA13.8	25/06/2023	5.00	05:00:00	25/06/2023	5.05	05:03:00	0.05	00:03:00
BARRA	BARRA13.8	31/07/2023	6.00	06:00:00	31/07/2023	6.02	06:01:00	0.02	00:01:00
BARRA	BARRA13.8	11/09/2023	6.00	06:00:00	11/09/2023	6.05	06:03:00	0.05	00:03:00
BARRA	BARRA13.8	30/11/2023	6.00	06:00:00	30/11/2023	6.05	06:03:00	0.05	00:03:00

Registro Operativos y de Interrupciones		
Subestación		Chimbote 1
Equipo		Barra Colectora
Periodo de evaluación		2015 al 2023
ITEM	TBF	DT
1	18344.42	7.48
2	5848.33	8.02
3	1381.85	3.85
4	6430.13	7.75
5	7865.07	6.73
6	8512.43	5.88
7	8055.07	0.02
8	3051.07	7.58
9	9805.32	0.03
10	3963.52	6.93
11	41.07	6.93
12	4117.57	0.10
13	1127.85	0.02
14	120.02	0.02
15	2015.98	0.02
16	2095.00	0.02
17	547.93	8.00
18	183.00	0.02
19	863.98	0.05
20	8325.95	0.05
21	912.95	0.02
22	1055.98	0.05
23	1967.95	0.05

Anexo 13. Base de datos para análisis de confiabilidad y mantenibilidad – Transformador

Tipo equipo	Equipo	Inicio			Final			Horas de interrupción	
		Fecha	Horas	Minutos	Fecha	Horas	Minutos	Horas	Minutos
TRANSFORMADOR	MPT-U2-A1	18/08/2013	7.23	07:14	18/08/2013	17.05	17:03	09:49	9.82
TRANSFORMADOR	MPT-U2-A1	13/02/2014	11.55	11:33	13/02/2014	11.70	11:42	00:09	0.15
TRANSFORMADOR	MPT-U2-A1	30/11/2014	7.25	07:15	30/11/2014	16.32	16:19	09:04	9.07
TRANSFORMADOR	MPT-U2-A1	1/03/2015	7.28	07:17	1/03/2015	12.02	12:01	04:44	4.73
TRANSFORMADOR	MPT-U2-A1	5/07/2015	6.27	06:16	5/07/2015	7.43	07:26	01:10	1.17
TRANSFORMADOR	MPT-U2-A1	21/09/2015	12.30	12:18	21/09/2015	13.00	13:00	00:42	0.70
TRANSFORMADOR	MPT-U2-A1	27/09/2015	7.12	07:07	27/09/2015	13.77	13:46	06:39	6.65
TRANSFORMADOR	MPT-U2-A1	25/09/2016	7.25	07:15	25/09/2016	15.37	15:22	08:07	8.12
TRANSFORMADOR	MPT-U2-A1	24/09/2017	7.22	07:13	24/09/2017	15.80	15:48	08:35	8.58
TRANSFORMADOR	MPT-U2-A1	21/10/2018	7.27	07:16	21/10/2018	14.98	14:59	07:43	7.72
TRANSFORMADOR	MPT-U2-A1	29/09/2019	7.30	07:18	29/09/2019	14.53	14:32	07:14	7.23
TRANSFORMADOR	MPT-U2-A1	2/03/2020	2.17	02:10	2/03/2020	5.22	05:13	03:03	3.05
TRANSFORMADOR	MPT-U2-A1	22/08/2020	16.78	16:47	22/08/2020	17.33	17:20	00:33	0.55
TRANSFORMADOR	MPT-U2-A1	4/10/2020	8.38	08:23	4/10/2020	12.47	12:28	04:05	4.08
TRANSFORMADOR	MPT-U2-A1	15/08/2021	7.77	07:46	15/08/2021	14.00	14:00	06:14	6.23
TRANSFORMADOR	MPT-U2-A1	5/02/2023	8.82	08:49	5/02/2023	15.00	15:00	06:11	6.18

Registro Operativos y de Interrupciones		
Subestación		Huallanca
Equipo		Transformador
Periodo de evaluación		2013 al 2023
ITEM	TBF	DT
1	5503.23	9.82
2	4338.50	0.15
3	7003.55	9.07
4	2222.97	4.73
5	3066.25	1.17
6	1924.87	0.70
7	186.12	6.65
8	8777.48	8.12
9	8775.85	8.58
10	9447.47	7.72
11	8272.32	7.23
12	3755.63	3.05
13	4211.57	0.55
14	1071.05	4.08
15	7603.30	6.23
16	12978.82	6.18

Enc	VD1: COND. CALIDAD					VD2: COND. CONTINUIDAD						VD3: COND. SEGURIDAD			
	D1-VD1		D2-VD1		TOTAL VD1	D1-VD2						TOTAL VD2	D1-VD3		TOTAL VD3
	P25	P26	P27	P28		P29	P30	P31	P32	P33	P34		P35	P36	
Nº1	4	4	4	4	16	3	4	4	4	4	4	23	4	4	8
Nº2	5	5	4	4	18	4	4	4	4	4	4	24	5	5	10
Nº3	4	4	4	4	16	4	3	4	4	4	4	23	4	4	8
Nº4	4	4	4	4	16	3	4	4	4	4	4	23	4	4	8
Nº5	5	4	4	4	17	3	4	4	4	4	4	23	5	4	9
Nº6	4	5	5	5	19	5	5	5	4	5	5	29	5	5	10
Nº7	5	4	3	4	16	4	5	5	5	4	5	28	4	4	8
Nº8	5	5	5	5	20	5	5	5	5	5	5	30	5	5	10
Nº9	5	5	5	2	17	5	2	5	5	5	5	27	5	5	10
Nº10	5	5	5	5	20	5	5	5	5	5	5	30	5	5	10
Nº11	4	4	4	4	16	4	4	4	4	4	4	24	4	5	9
Nº12	4	4	4	4	16	4	4	4	2	4	4	22	4	4	8
Nº13	4	4	2	5	15	5	5	4	2	5	5	26	4	4	8
Nº14	5	5	4	5	19	5	5	5	3	5	5	28	5	5	10
Nº15	3	3	3	2	11	2	4	4	2	4	4	20	2	4	6
Nº16	4	4	4	4	16	3	4	4	4	4	4	23	4	4	8
Nº17	4	4	3	4	15	4	4	4	4	4	4	24	4	4	8
Nº18	3	4	2	4	13	4	4	4	4	4	4	24	4	4	8
Nº19	4	4	4	4	16	4	4	4	4	4	4	24	4	4	8
Nº20	5	5	5	5	20	5	5	5	5	5	5	30	5	5	10
Nº21	5	5	5	5	20	5	5	5	5	5	5	30	5	5	10
Nº22	5	5	5	5	20	5	5	5	5	5	5	30	5	5	10
Nº23	4	4	4	4	16	4	5	4	4	5	5	27	4	4	8
Nº24	4	4	4	4	16	4	4	4	4	4	4	24	4	4	8

Anexo 15. Criterios de evaluación de severidad, ocurrencia y detectabilidad

Severidad		
ASQ (American Society for Quality)		
Clasificación	Efecto	Criterio: Severidad de Efecto Definido (proceso)
10	Crítico Peligroso: Sin Aviso	Puede poner en peligro al operador. Modo de fallas afectan la operación segura y/o involucra la no conformidad con regulaciones gubernamentales. La falla ocurrirá SIN AVISO.
9	Crítico Peligroso: Con Aviso	Puede poner en peligro al operador. Modo de fallas afecta la operación segura y/o involucra la no conformidad con regulaciones gubernamentales. La falla ocurrirá CON AVISO.
8	Muy Alto	Interrupción mayor a la línea de producción. 100% del producto probablemente sea desechado. Ítem inoperable, pérdida de su función primaria. Cliente muy insatisfecho.
7	Alto	Interrupción menor a la línea de producción. Producto probablemente deba ser clasificada y una porción (menor al 100%) desechada. Ítem operable, pero a un nivel reducido de rendimiento. Cliente insatisfecho.
6	Moderado	Interrupción menor a la línea de producción. Una porción (menor al 100%) probablemente deba ser desechada (no clasificada). Ítem operable, pero algunos ítems de confort/ conveniencia inoperables. Clientes experimentan incomodidad.
5	Bajo	Interrupción menor a la línea de producción. 100% del producto probablemente sea retrabajado. Ítem operable, pero algunos ítems de confort/ conveniencia operables a un nivel reducido de rendimiento. Cliente experimenta alguna insatisfacción.
4	Muy Bajo	Interrupción menor a la línea de producción. El producto probablemente deba ser clasificado y una porción (menor al 100%) retrabajada. Defecto percibido por la mayoría de los clientes.
3	Pequeño	Interrupción menor a la línea de producción. Una porción (menor al 100%) del producto probablemente deba ser retrabajada en línea pero fuera de la estación de trabajo. Defecto es percibido por el cliente promedio.
2	Muy Pequeño	Interrupción menor a la línea de producción. Una porción (menor al 100%) del producto probablemente deba ser retrabajada en la línea y en la estación de trabajo. Defecto es percibido solo por clientes expertos.
1	Ninguno	Ningún efecto.

Ocurrencia (Probabilidad de que pase)				
ASQ (American Society for Quality)				
Clasificación	Ocurrencia	Descripción	Frecuencia	Cpk (índice de capacidad real)
10	Muy Alta	La falla del proceso es casi inevitable	1 en 2	0.33
9			1 en 3	0.51
8	Alta	Procesos similares han presentado fallas	1 en 8	0.67
7			1 en 20	
6	Moderada	Muy pocas fallas ocasionales asociadas a procesos similares	1 en 80	0.83
5			1 en 400	1.00
4			1 en 2,000	1.17
3	Baja	Pocas fallas asociadas con procesos similares	1 en 15,000	1.33
2			1 en 150,000	1.5
1	Remota	Falla es improbable. Fallas nunca asociadas con procesos casi idénticos	< 1 en 1,500,000	> 1.67

Detección			
ASQ (American Society for Quality)			
Clasificación	Probabilidad de detección	Oportunidad de detección	Criterio: Probabilidad de detección por control de procesos
10	Casi Imposible	Sin oportunidad de detección	no hay controles en el proceso capaz de detectar o prevenir la causa potencial de falla
9	Muy Remota	Es probable que no se detecte en ninguna etapa del proceso	Hay una probabilidad muy remota de que el control de proceso detecte o de prevenga la causa potencial del modo de falla
8	Remota	Detección de problemas después del proceso	Hay una probabilidad remota de que el control de proceso detecte o de prevenga la causa potencial del modo de falla
7	Muy Baja	Detección de problemas en la fuente	Hay una probabilidad muy Baja de que el control de proceso detecte o de prevenga la causa potencial del modo de falla
6	Baja	Detección de problemas después del proceso	Hay una probabilidad Baja de que el control de proceso detecte o de prevenga la causa potencial del modo de falla
5	Moderada	Detección de problemas en la fuente	Hay probabilidad moderada de que el control de proceso detecte o de prevenga la causa potencial del modo de falla
4	Altamente Moderada	Detección de problemas después del proceso	Hay una probabilidad muy moderada de que el control de proceso detecte o de prevenga la causa potencial del modo de falla
3	Moderada	Detección de problemas en la fuente	Hay una probabilidad moderada de que el control de proceso detecte o de prevenga la causa potencial del modo de falla
2	Muy Alta	Detección de errores y/o prevención de problemas	Hay muy alta probabilidad de que el control de proceso detecte o de prevenga la causa potencial del modo de falla
1	Casi Seguro	Proceso a prueba de errores	Es casi seguro que el control de proceso es capaz de detectar o de prevenir la causa potencial del modo de falla

Anexo 16. Rango de criticidad para evaluación del NPR

NPR \geq 200	Fallas Inaceptables (I)
125 < NPR < 200	Fallas reducibles deseables (R)
NPR \leq 125	Fallas aceptables (A)

Anexo 17. Frecuencias de mantenimiento recomendadas la NFPA 70B

Artículo/Equipo	Tarea/Función	Intervalo	Referencia
Subestaciones (Exteriores)	Exploración infrarroja	Anual	20.17
Aisladores	Inspección visual	4-6 meses	8.1.2.1
	Detección de corona	4-6 meses	8.1.2.2
	Pruebas eléctricas	Según indicado por otro PM	20.9
Conductores	Inspección visual de conexiones	4-6 meses	8.1.3
	Verificación de conexiones apretadas	Según indicado por otro PM	8.1.3
Interruptores de desconexión aérea	Inspección visual	4-6 meses	8.1.4.2
	Verificación de operación	Anual	8.1.4.3
	Inspección de contacto	Anual	8.1.4.3
Equipo de puesta a tierra	Inspección visual	Anual	8.1.5
	Verificación de conexiones apretadas	1-2 años	8.1.5
	Pruebas eléctricas	3 años	20.13, 20.14, 20.15
Envolventes	Verificación de seguridad/operacional	1-3 meses	8.1.6
Conjuntos de interruptores	Exploración infrarroja	Anual	20.17
Envolventes	Verificación de seguridad/operacional	Exteriores - 1-3 meses	8.2.4
		Interiores - 6 meses	8.2.4
	Inspección visual	Exteriores - 1-3 meses	8.2.5-8.2.6.2
		Interiores - 6 meses	8.2.5-8.2.6.2
Ventilación	Inspección visual	1-3 meses	8.2.8
Calentadores de espacio	Verificación operacional	Anual	8.2.7
Aislamiento	Inspección visual/limpieza	Anual	8.2.10-8.2.14.3
	Pruebas eléctricas	2 años	20.9
Interruptores automáticos de aire - Media Tensión			
Aisladores	Inspección visual/limpieza	Anual	8.4.2
	Pruebas eléctricas	3 años	20.9
Contactos	Inspección visual/limpieza	Anual	8.4.3.4
	Ajuste	Anual	8.4.3.5
	Prueba eléctrica	3 años	20.12, 20.16, 20.9.3.2
Interrumpores de arco	Inspección visual/limpieza	Anual	8.4.4.3-8.4.4.4
	Prueba eléctrica	Anual	8.4.4.4
Mecanismo de operación	Inspección visual	Anual	8.4.4.5
	Verificación/ajuste operacional	Anual	8.4.5.2
Circuito del dispositivo de disparo	Verificación operacional	Anual	8.4.6.3
Interruptores automáticos de aire - Baja Tensión	Inspección visual/limpieza/ajuste	Anual	8.4, 20.9, 20.10.2.5
	Pruebas eléctricas	3 años	20.9
Interruptor de circuito al vacío	Inspección visual/limpieza/ajuste	Anual	8.4
	Verificación de contactos/integridad al vacío	3 años	8.5.1, 8.5.2
	Pruebas eléctricas	3 años	20.9, 20.10.2.5
Interruptor de circuito al aceite	Inspecciones y pruebas generales	3 años	20.9, 20.16
Bushings	Inspección visual/limpieza	3 años	8.6.2.1
Aceite	Prueba de ruptura dieléctrica	Anual	8.6.2.3, 20.19
	Nivel	Anual	8.6.6

Artículo/Equipo	Tarea/Función	Intervalo	Referencia
Contactos	Verificación de resistencia	3 años	8.6.3
	Inspección visual	3 años	8.6.3
Interruptores de interrupción	Ver interruptor automático de aire (med voltaje)		8.7
Pararrayos	Inspección visual	Exterior — 3-6 meses	8.8.2.1
		Interior — anual	8.8.2.2
	Prueba eléctrica	3-6 años	8.8.2.2
Capacitores	Inspección visual	3-6 meses	8.8.3.3
	Verificación de fusibles	3-6 meses	8.8.3.4
Baterías estacionarias y cargadores	Inspección visual/limpieza	Mensual	8.8.4.4-8.8.4.5.5
	Torque de conectores intercelulares	Anual	8.8.4.5.3
	Medición de células piloto	Mensual	8.8.4.7.1
	Toda la gravedad específica de plomo-ácido	Trimestral	8.8.4.7.2
	Prueba de capacidad	1-5 años	8.8.4.7.3
	Muestras de resistencias de conexión	Trimestral	8.8.4.7.4
	Exploración infrarroja	Anual	8.8.4.7.5, 20.17
Relés de protección	Limpieza, calibración y pruebas funcionales	Electro-mec. 1-2 años	8.8.7.3, 20.10.3
		Estado sólido — 3 años	8.8.7.3
Transformadores de potencia y distribución			
Lleno de líquido	Lecturas de corriente y voltaje	Semanal-mensual	9.2.2.2, 9.2.3
	Lecturas de temperatura	Semanal-mensual	9.2.4
	Verificación del nivel de líquido	Semanal-mensual	9.2.5.1
	Lecturas de manómetro/presión	Semanal-mensual	9.2.5.2
	Análisis de líquidos	Anual	9.2.8.1
	Pruebas completas de líquidos	Anual	20.18, 20.19
	Prueba de aislamiento	3-5 años	9.2.9.1, 20.19
	Prueba de relación de vueltas	3-5 años	9.2.9.2, 20.11
	Análisis de gas de falla	Anual	9.2.9.3, 20.18
	Análisis de gas disuelto en aceite	Anual	9.2.9.4
Tipo seco	Limpieza, inspección y pruebas	2 años	20.9, 20.11
Equipos de control de motores	Exploración infrarroja	Anual	20.17
Envoltentes	Inspección visual/limpieza	Anual	11.2.1–11.2.5
Barra colectora, cableado y conexiones terminales	Verificación de conexiones apretadas y torque adecuado	2 años	11.3.2
	Inspección visual de aisladores	Anual	11.3.4
	Inspección visual de cableado	Anual	11.3.5
	Pruebas eléctricas	2 años	20.9.2.3
Desconexiones	Inspección visual/limpieza	Anual	11.4.3
	Verificación de operación	Anual	11.4.5
Contadores	Inspección visual/limpieza	Anual	11.6.2.1–11.6.3
Relés de sobrecarga del motor (Tipo no térmico)	Verificación de conexiones apretadas	2 años	11.7.4
	Limpieza, calibración y pruebas funcionales	3 años	11.7.2
Interbloques eléctricos	Inspección	Anual	11.9.1.1, 11.9.1.2
Interbloques mecánicos	Inspección	Anual	11.9.2
Equipos electrónicos	Inspección	Anual	12.4.1
	Limpieza	3 años	12.4.2
	Ajustes/calibración	3-5 años	12.4.3

Artículo/Equipo	Tarea/Función	Intervalo	Referencia
Interruptores automáticos moldeados	Inspección visual/limpieza	3 años	13.7, 13.8, 13.9, 13.10, 13.11
	Prueba mecánica	2 años	13.11
	Prueba eléctrica	3-5 años	20.10.2.4
Fusibles — 1000 Voltios o menos			
Terminales de fusibles y tapas de fusibles	Inspección visual	3 años	15.1.2
	Presión de contacto de clip	3 años	15.1.3
	Limpieza de superficies de contacto	3 años	15.1.3
Fusibles	Inspección visual — decoloración y daños	3 años	15.1.3
Fusibles — Más de 1000 Voltios			
Aisladores	Inspección visual/limpieza	3 años	
Terminales de fusibles y tapas de fusibles	Inspección de superficies de contacto	3 años	
Fusibles	Inspección visual — corrosión	3 años	
	Conexiones terminales y hardware	3 años	
	Tubos de fusibles	3 años	
Fusibles — Tipo de expulsión ventilada	Inspección visual — sellos	3 años	15.2.3.4
Equipos rotativos	Análisis de vibración	Continuamente a intervalos de 6 meses	28.7
Bobinas del estator y rotor	Inspección visual y mecánica, limpieza	Anual	16.3, 16.6, 7.6
	Pruebas eléctricas	Anual	20.2
Escobillas, anillos colectores y conmutadores	Inspección visual y mecánica	Anual	16.4
Cojinetes, con manguito y empacados	Verificación del nivel de aceite	Semanal-mensual	16.5
	Drenaje, enjuague y lubricación	Anual	16.5.2.3
Cojinetes de bolas y rodillos	Inspección y lubricación	Según el fabricante	16.5.3
Cojinetes de empuje Kingsbury	Drenaje, enjuague y lubricación	Según el fabricante	16.5.4
Dispositivos de cableado			
Enchufes de fijación, cuerpos de conectores de cables	Inspección	Mensual y cuando se usa	
Receptáculos	Inspección	Mensual y cuando se usa	
	Verificación de operación	Mensual y cuando se usa	
Interruptores de uso general	Verificación de operación	Cuando se usa	
Dispositivos de enchufe y pin, enchufes industriales de tipo pesado, conectores de cables y receptáculos	Inspecciones, limpieza y verificaciones	Mensual y cuando se usa	
Cojinetes de bolas y rodillos	Inspección y lubricación	Según el fabricante	16.5.3
Cojinetes de empuje Kingsbury	Drenaje, enjuague y lubricación	Según el fabricante	16.5.4
Dispositivos de cableado			
Enchufes de fijación, cuerpos de conectores de cables	Inspección	Mensual y cuando se usa	
Receptáculos	Inspección	Mensual y cuando se usa	
	Verificación de operación	Mensual y cuando se usa	
Interruptores de uso general	Verificación de operación	Cuando se usa	
Dispositivos de enchufe y pin, enchufes industriales de tipo pesado, conectores de cables y receptáculos	Inspecciones, limpieza y verificaciones	Mensual y cuando se usa	

Anexo 18. Frecuencias de mantenimiento recomendadas la NETA/ANSI

Frecuencia de Inspecciones y Pruebas en Meses				
(Multiplique Estos Valores por el Factor en la Matriz de Frecuencia de Mantenimiento)				
Sección	Descripción	Inspección Visual (Meses)	Inspección Visual y Mecánica (Meses)	Inspección Visual, Mecánica y Eléctrica (Meses)
7.1	Conjuntos de Interruptores y Tableros	12	12	24
7.2	Transformadores			
7.2.1.1	Transformadores Secos Pequeños	2	12	36
7.2.1.2	Transformadores Secos Grandes	1	12	24
7.2.2	Transformadores Rellenos de Líquido	1	12	24
	Muestreo			12
7.3	Cables			
7.3.1	Baja Tensión, Baja Energía	–	–	–
7.3.2	Baja Tensión, Máximo 600 Voltios	2	12	36
7.3.3	Media y Alta Tensión	2	12	24
7.4	Barras Encapsuladas Metálicas	2	12	24
	Solo Infrarrojos	–	–	12
7.5	Interruptores			
7.5.1.1	Aire, Baja Tensión	2	12	36
7.5.1.2	Aire, Media Tensión, Metálicos	–	12	24
7.5.1.3	Aire, Media y Alta Tensión Abierta	1	12	24
7.5.2	Aceite, Media Tensión	1	12	24
7.5.3	Vacío, Media Tensión	1	12	24
7.5.4	Media Tensión, SF ₆	–	–	12
7.5.5	Fusibles	12	24	24
7.6	Interruptores Automáticos			
7.6.1.1	Aire, Caja Aislada/Caja Moldeada	1	12	36
7.6.1.2	Aire, Potencia de Baja Tensión	1	12	36
7.6.1.3	Aire, Media Tensión	1	12	36
7.6.2	Aceite, Media Tensión	–	–	12
	Muestreo	–	–	12
	Aceite, Alta Tensión	1	12	12
7.6.3	Vacío, Media Tensión	1	12	24
7.6.4	SF ₆	1	12	12
7.7	Seccionadores de Circuito	1	12	12
7.8	Protectores de Red	12	12	24

Frecuencia de Inspecciones y Pruebas en Meses (Multiplique Estos Valores por el Factor en la Matriz de Frecuencia de Mantenimiento)				
Sección	Descripción	Inspección Visual (Meses)	Inspección Visual y Mecánica (Meses)	Inspección Visual, Mecánica y Eléctrica (Meses)
7.9	Relés de Protección			
7.9.1	Electromecánicos y de Estado Sólido	1	12	12
7.9.2	Basados en Microprocesador	1	12	12
7.1	Transformadores de Instrumentos	12	12	36
7.11	Dispositivos de Medición			
7.11.1	Electromecánicos y de Estado Sólido	12	12	36
7.11.2	Basados en Microprocesador	12	12	36
7.12	Aparatos de Regulación			
7.12.1.1	Reguladores de Tensión en Escalones	1	12	24
	Muestreo de Líquidos	–	–	12
7.12.1.2	Reguladores de Inducción	12	12	24
7.12.2	Reguladores de Corriente	1	12	24
7.12.3	Cambiadores de Tapas de Carga	1	12	24
	Muestreo de Líquidos	–	–	12
7.13	Sistemas de Puesta a Tierra	2	12	24
7.14	Sistemas de Protección contra Fallas a Tierra	2	12	12
7.15	Maquinaria Rotativa			
7.15.1	Motores y Generadores de Inducción de CA	1	12	24
7.15.2	Motores y Generadores Síncronos	1	12	24
7.15.3	Motores y Generadores de CC	1	12	24
7.16	Control de Motores			
7.16.1.1	Arrancadores de Motores, Baja Tensión	2	12	24
7.16.1.2	Arrancadores de Motores, Media Tensión	2	12	24
7.16.2.1	Centros de Control de Motores, Baja Tensión	2	12	24
7.16.2.2	Centros de Control de Motores, Media Tensión	2	12	24
7.17	Sistemas de Velocidad Ajustable	1	12	24
7.18	Sistemas de Corriente Continua			
7.18.1	Baterías	1	12	12
7.18.2	Cargadores de Baterías	1	12	12
7.18.3	Rectificadores	1	12	24
7.19	Apartarrayos			
7.19.1	Dispositivos de Protección contra Sobretensiones de Baja Tensión	2	12	24
7.19.2	Dispositivos de Protección contra Sobretensiones de Media y Alta Tensión	2	12	24

Frecuencia de Inspecciones y Pruebas en Meses (Multiplique Estos Valores por el Factor en la Matriz de Frecuencia de Mantenimiento)				
Sección	Descripción	Inspección Visual (Meses)	Inspección Visual y Mecánica (Meses)	Inspección Visual, Mecánica y Eléctrica (Meses)
7.2	Condensadores y Reactores			
7.20.1	Condensadores	1	12	12
7.20.2	Dispositivos de Control de Condensadores	1	12	12
7.20.3.1	Reactores, (Derivación y Limitación de Corriente) Tipo Seco	2	12	24
7.20.3.2	Reactores, (Derivación y Limitación de Corriente) Rellenos de Líquido	1	12	24
	Muestreo	–	–	12
7.21	Estructuras de Barras Exteriores	1	12	36
7.22	Sistemas de Emergencia			
7.22.1	Generador de Motor	1	2	12
7.22.2	Prueba Funcional	–	–	2
	Sistemas de Energía Ininterrumpida	1	12	12
	Prueba Funcional	–	–	2
7.22.3	Interruptores de Transferencia Automática	1	12	12
	Prueba Funcional	–	–	2
7.23	Sistemas SCADA de Telemetría/Cable Piloto	1	12	12
7.24	Reconectores Automáticos de Circuito y Seccionadores de Línea			
7.24.1	Reconectores Automáticos de Circuito, Aceite/Vacío	1	12	24
	Muestreo	–	–	12
7.24.2	Seccionadores Automáticos de Línea, Aceite	1	12	24
	Muestreo	–	–	12
7.27	Prueba de EMF	12	12	12

MATRIZ DE FRECUENCIA DE MANTENIMIENTO				
		CONDICIÓN DEL EQUIPO		
		Baja	Media	Alta
REQUERIMIENTO DE CONFIABILIDAD DEL EQUIPO	Baja	1	2	2.5
	Media	0.5	1	1.5
	Alta	0.25	0.5	0.75