



UNIVERSIDAD
DE PIURA

FACULTAD DE INGENIERÍA

Diseño de un plan de mantenimiento centrado en la confiabilidad para mejorar la disponibilidad de una turbina de vapor Elliott en una unidad de cogeneración

Tesis para optar el Título de
Ingeniero Mecánico-Eléctrico

Henry Ismael Junior Fernández Aquino

Asesor:
Dr. Ing. Redy Henry Risco Ramos

Piura, marzo de 2026

Declaración Jurada de Originalidad del Trabajo Final

Yo, Henry Ismael Junior Fernández Aquino, egresado del Programa Académico de Ingeniería Mecánico-Eléctrica de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de Piura, identificado(a) con DNI: 71646189, declaro que:

Soy autor del trabajo final titulado:

“Diseño de un plan de mantenimiento centrado en la confiabilidad para mejorar la disponibilidad de una turbina de vapor Elliott en una unidad de cogeneración”

El mismo que presento bajo la modalidad de Tesis para optar el Título profesional de Ingeniero Mecánico-Eléctrico.

Que el trabajo se realizó en coautoría con los siguientes alumnos de la Universidad de Piura.

- Haga clic o pulse aquí para escribir texto, identificado con Elija un elemento: Escribir número

El texto de mi trabajo final es original y no vulnera los derechos de terceros o, de ser el caso, derechos de los coautores, incluidos los derechos de propiedad intelectual, datos personales, entre otros. En tal sentido, el texto de mi trabajo final no ha sido plagiado total ni parcialmente, para lo cual, he respetado las normas internacionales de citas y referencias de las fuentes consultadas. Asimismo, el texto del trabajo final que presento no ha sido publicado ni presentado antes en cualquier medio electrónico o físico; y que la investigación, los resultados, datos, conclusiones y demás información presentada que atribuyo a mi autoría son veraces.

En caso de detectarse el incumplimiento de lo declarado asumo frente a terceros, la Universidad de Piura y/o la Administración Pública toda responsabilidad que pueda derivarse por el trabajo final presentado. Lo señalado incluye responsabilidad pecuniaria incluido el pago de multas u otros por los daños y perjuicios que se ocasionen.

La asesoría del trabajo estuvo a cargo de los siguientes docentes de la Universidad de Piura:

- Dr. Ing. Redy Henry Risco Ramos, identificado con DNI: 03654709

Declaro (declaramos) que:

Luego de haber empleado el software de coincidencia Turnitin, revisado las fuentes de información señaladas por el autor, y en razón de mi (nuestra) experiencia como investigador(es), declaro (declaramos) que las ideas expuestas en el trabajo final alcanzan las condiciones de calidad, integridad y originalidad acorde a los objetivos institucionales y estándares en materia de investigación. Finalmente, no asumo (asumimos) responsabilidad por la posible vulneración de derechos de autor en el trabajo final referido, pues tal responsabilidad es exclusiva del autor.

Fecha: 09/03/2026.



.....
Firma del autor¹



.....
Firma del asesor¹

¹ Firma idéntica al DNI. No se admite digital, salvo certificado.



Dedicatoria

A Dios, por ser mi guía y fortaleza en cada paso de este camino.

A mis ángeles en el cielo, Jhonatan, Víctor y Benedita, quienes desde lo alto iluminan mi vida y me inspiran a seguir adelante con valentía y determinación.

A mis amados padres, Henry y Margarita, por su amor incondicional, sacrificio y apoyo inquebrantable, que han sido el pilar fundamental de mi crecimiento personal y profesional.

A mi hermana, Margarita, por ser mi compañera de vida, y mi mayor motivación para seguir persiguiendo mis sueños.

Agradecimientos

A mis amados padres, Henry y Margarita. No hay palabras suficientes para agradecerles por sostenerme siempre, por creer en mí incluso cuando yo dudaba, por ser mi abrigo en la tristeza y mi fuerza en los momentos de mayor debilidad. Sus consejos han sido faro en todas las etapas de mi vida.

A mi ángel eterno, Jhonatan. Gracias por tus sabias palabras, por tu amor incondicional, por mostrarme con tu ejemplo lo que significa ser una gran persona y un profesional admirable. Sé que desde el cielo sonríes con orgullo por cada logro que voy alcanzando. Siempre estarás en mí.

A mi hermana menor, Margarita, por su presencia constante y su apoyo sincero. Gracias por estar ahí, en silencio muchas veces, pero siempre con amor.

A mis abuelos: Víctor, Eloisa, Sigifredo y Esperanza. Gracias por su ternura, por sus historias, por sus abrazos y por acompañarme en los años más formativos de mi vida. Llevo su legado en mi corazón.

A Sebastián Chiroque, por confiar en mí incluso en los días grises. Gracias por alentarme a crecer, por enseñarme que cada paso, por pequeño que parezca, fortalece el alma.

A Pablo Chumacero, por ser guía en el desarrollo de esta tesis y un pilar fundamental en mi formación profesional. En un momento difícil de mi vida, asumió el rol de un hermano mayor cuando Jhonatan partió al cielo. Gracias por tu paciencia, apoyo incondicional y por compartir conmigo tu experiencia y calidad humana.

A quien compartió conmigo el inicio de este camino, brindándome su luz y sabiduría cuando más falta me hacían. Gracias por ser el aliento necesario para no rendirme.

Y de manera muy especial, al Dr. Ing. Redy Henry Risco. Gracias por su guía, por su compromiso, por su disposición incansable para ayudarme a dar forma a esta tesis. Sus enseñanzas me acompañarán siempre.

¡Gracias a todos!

Resumen

La presente tesis tiene como objetivo principal diseñar un plan de mantenimiento centrado en la Confiabilidad (RCM) para definir la estrategia óptima de mantenimiento para una turbina de vapor marca Elliot, activo crítico en la unidad de cogeneración del Paquete N° 04 de la Nueva Refinería de Talara, operada por la empresa GM Operaciones S.A.C.

El trabajo incluye una evaluación a los actuales planes de mantenimiento, junto con el análisis histórico de eventos de falla desde el inicio de las operaciones. Esta revisión permite detectar debilidades en la gestión actual y sustenta la aplicación de una estrategia basada en RCM siguiendo sus nueve etapas: selección del sistema, recopilación de información, definición de funciones, identificación de fallas funcionales, análisis de modos de falla, análisis de efectos, análisis de consecuencias, selección de tareas de mantenimiento y validación de las estrategias definidas.

Se complementa con herramientas de análisis que permiten profundizar en la identificación de fallas críticas y en la evaluación de su impacto operativo. Entre estas herramientas se incluye el diagrama de Pareto, el cual permite visualizar la frecuencia y el impacto de las fallas más recurrentes, priorizando aquellas que afectan significativamente la disponibilidad del equipo.

Asimismo, se aplica el análisis de causa raíz (RCA), que facilita la comprensión de los factores subyacentes que originan las fallas, sirviendo como base para la definición de acciones correctivas y preventivas efectivas.

Finalmente, se estructuran los nuevos planes de mantenimiento bajo la metodología RCM, incorporando cronogramas detallados en Microsoft Project. La propuesta busca reducir la recurrencia de fallas, mejorar la disponibilidad del activo y optimizar el uso de recursos, contribuyendo a la continuidad operativa del sistema de generación.

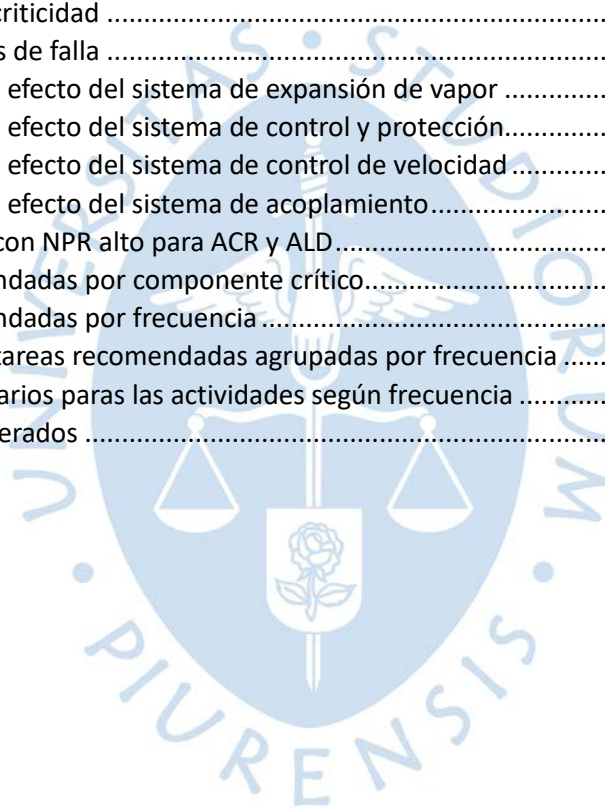
Tabla de contenido

Introducción	10
Capítulo 1	
Marco teórico y estudio de la empresa.....	11
1.1 Central termoeléctrica: GM Operaciones.....	11
1.1.1 Ubicación geográfica	11
1.1.2 Rubro energético en la empresa	13
1.1.3 Descripción del proceso de la cogeneración	13
1.2 Gestión de mantenimiento.....	16
1.2.1 Mantenimiento centrado en la confiabilidad.....	18
1.2.2 Mantenimiento preventivo	22
1.2.3 Mantenimiento predictivo.....	23
1.2.4 Mantenimiento proactivo.....	23
1.3 Importancia del mantenimiento en la cogeneración	24
1.3.1 Impacto en la eficiencia energética.....	24
1.3.2 Extensión de la vida útil de los activos	25
1.4 Especificaciones técnicas.....	25
1.4.1 Bombas para agua de alimentación de calderas.....	25
1.4.2 Turbinas Elliot para bombas de agua de alimentación de calderas	26
Capítulo 2	
Situación actual del equipo	34
2.1 Tiempo de operación.....	34
2.1.1 Horas de operación	34
2.1.2 Identificación de eventos	35
2.1.3 Horas fuera de servicio.....	35
2.1.4 Pareto de fallas	35
2.2 Indicadores centrados en la confiabilidad.....	36
2.2.1 Tiempo medio entre fallas.....	36
2.2.2 Tiempo medio para reparar	37
2.2.3 Tiempo medio fuera de servicio.....	37
2.2.4 Disponibilidad intrínseca	38
Capítulo 3	
Aplicación del mantenimiento basado en la confiabilidad	39
3.1 Identificación de fallas por componentes	39
3.2 Desarrollo del análisis causa raíz	52

3.3 Desarrollo del árbol lógico de decisión centrado en la confiabilidad.....	54
Capítulo 4	
Diseño del plan de mantenimiento en Ms Project.....	56
4.1 Diseño del plan de mantenimiento	56
4.1.1 Identificación de actividades por sistemas.....	57
4.1.2 Identificación de actividades por frecuencia.....	58
4.2 Implementación del mantenimiento en Ms Project.....	59
4.2.1 Asignación de recursos	59
4.2.2 Asignación de tiempos	61
4.2.3 Creación del cronograma	62
Conclusiones.....	66
Recomendaciones	67
Referencias	68
Apéndices	70
Apéndice A. Análisis causa raíz (1)	71
Apéndice B. Análisis causa raíz (2).....	72
Apéndice C. Análisis causa raíz (3).....	73
Apéndice D. Análisis causa raíz (4)	74
Apéndice E. Árbol lógico de decisión (1)	75
Apéndice F. Árbol lógico de decisión (2).....	76
Apéndice G. Árbol lógico de decisión (3).....	77
Apéndice H. Árbol lógico de decisión (4).....	78

Lista de tablas

Tabla 1 Sistemas en la unidad de generación eléctrica	15
Tabla 2 Valores para severidad	20
Tabla 3 Valores para ocurrencia	21
Tabla 4 Valores para detección	21
Tabla 5 Valores para priorizar NPR	22
Tabla 6 Condiciones de operación GE-STP-005-B.....	28
Tabla 7 Frecuencia de falla	31
Tabla 8 Evaluación de consecuencia GE-STP-005-B.....	31
Tabla 9 Criterios para eje de seguridad	32
Tabla 10 Criterios para el eje de medio ambiente.....	32
Tabla 11 Criterios para el eje de producción	32
Tabla 12 Criterios para el eje económico	33
Tabla 13 Evaluación de criticidad	33
Tabla 14 Tabla de modos de falla	36
Tabla 15 Fallas, modos y efecto del sistema de expansión de vapor	40
Tabla 16 Fallas, modos y efecto del sistema de control y protección.....	45
Tabla 17 Fallas, modos y efecto del sistema de control de velocidad	46
Tabla 18 Fallas, modos y efecto del sistema de acoplamiento.....	48
Tabla 19 Componentes con NPR alto para ACR y ALD.....	51
Tabla 20 Tareas recomendadas por componente crítico.....	57
Tabla 21 Tareas recomendadas por frecuencia	58
Tabla 22 Recursos para tareas recomendadas agrupadas por frecuencia	59
Tabla 23 Tiempos necesarios para las actividades según frecuencia	61
Tabla 24 Resultados esperados	65



Lista de figuras

Figura 1 Ubicación geográfica de la refinería Talara.....	12
Figura 2 Distribución del Paquete N°04.....	12
Figura 3 Proceso de generación de energía eléctrica y vapor.....	15
Figura 4 9 pasos del RCM.....	19
Figura 5 Tipos de mantenimientos proactivos.....	24
Figura 6 Turbobomba GE-STP-005-B.....	28
Figura 7 Ubicación plano GE-STP-005-B.....	29
Figura 8 Componentes turbina Elliott.....	30
Figura 9 Matriz de criticidad.....	31
Figura 10 Horas de operación de las bombas de alimentación a calderas.....	34
Figura 11 Detalle de eventos y horas fuera de servicio GE-STP-005-B.....	35
Figura 12 Fallas y modos de fallas.....	35
Figura 13 Diagrama para determinar ACR mediante ¿Por qué?.....	53
Figura 14 Análisis causa raíz (5).....	54
Figura 15 Árbol lógico de decisión (5).....	55
Figura 16 Diagrama de Gantt – Propuesta Tesis.....	62
Figura 17 Gráfico de los resultados esperados.....	65
Figura 18 Análisis causa raíz (1).....	71
Figura 19 Análisis causa raíz (2).....	72
Figura 20 Análisis causa raíz (3).....	73
Figura 21 Análisis causa raíz (4).....	74
Figura 22 Árbol lógico de decisión (1).....	75
Figura 23 Árbol lógico de decisión (2).....	76
Figura 24 Árbol lógico de decisión (3).....	77
Figura 25 Árbol lógico de decisión (4).....	78

Introducción

La generación de vapor constituye un proceso fundamental en diversas industrias, y depende directamente del adecuado funcionamiento del sistema de alimentación a calderas. En este sistema, las turbinas de vapor marca Elliott cumplen un rol esencial, ya que accionan las bombas que impulsan agua a alta presión hacia las calderas, asegurando la continuidad del proceso productivo. Las exigentes condiciones de operación a las que se expone este tipo de maquinaria incrementan significativamente el riesgo de fallas, lo que hace necesario implementar estrategias de mantenimiento orientadas a la confiabilidad y la prevención.

En este contexto, la presente tesis tiene como plan de mantenimiento centrado en la Confiabilidad (RCM) para una turbina de vapor Elliott perteneciente a la unidad de generación eléctrica del Paquete N° 04 de la Nueva Refinería de Talara, operada por la empresa GM Operaciones S.A.C. Esta unidad, junto con el Sistema de Generación de Vapor (SGV) y el Sistema de Recuperación de Condensado (RCO), forma parte del proceso que permite cumplir con los estándares de operación establecidos por el usuario final.

Para el desarrollo de la propuesta, se han seguido procesos de la metodología del mantenimiento centrado en la confiabilidad (RCM), como lo es el Análisis de Modos y Efectos de Falla (AMEF), con el fin de identificar las principales fallas que afectan al activo y evaluar su impacto en la operación. Asimismo, se analizan indicadores clave de gestión del mantenimiento, como la disponibilidad, el tiempo medio entre fallas (MTBF) y el tiempo medio para reparar (MTTR). Además, se utiliza un árbol de decisiones que permite seleccionar la estrategia de intervención más adecuada para cada componente crítico. El plan de mantenimiento resultante se estructura y calendariza mediante Microsoft Project, lo que facilita la planificación, ejecución y seguimiento de las actividades programadas.

En conjunto, este trabajo busca fortalecer la gestión del mantenimiento de la unidad de cogeneración, incrementar la disponibilidad y confiabilidad de la turbina Elliott, reducir intervenciones no planificadas y optimizar los recursos, mediante una estrategia alineada con las mejores prácticas del mantenimiento centrado en la confiabilidad.

El desarrollo de la tesis se estructura de la siguiente manera: el Capítulo 1 presenta el marco teórico relacionado con la gestión del mantenimiento y la gestión de activos. El Capítulo 2 describe el contexto operacional actual, incluyendo los principales indicadores técnicos. El Capítulo 3 expone la metodología aplicada, detallando las herramientas utilizadas para identificar las causas raíz y proponer acciones correctivas. El Capítulo 4 presenta los resultados obtenidos, así como la implementación del plan en Microsoft Project. Finalmente, se exponen las conclusiones y recomendaciones derivadas del estudio.

Capítulo 1 Marco teórico y estudio de la empresa

En este capítulo se presentan las definiciones de los principales conceptos y elementos a analizar en el desarrollo de la presente tesis, tomando como punto de partida la gestión y planificación del mantenimiento en el ámbito de la cogeneración eléctrica, específicamente en las centrales termoeléctricas. El objetivo del capítulo es fundamentar teóricamente los principales conceptos relacionados con gestión de mantenimiento, y describir el entorno organizacional en el cual se desarrolla la investigación.

Keith Mobley (2019), afirma que el mantenimiento es el conjunto de actividades técnicas, administrativas y de gestión destinadas a conservar o restablecer un activo en un estado en el que pueda cumplir la función requerida.

El propósito es profundizar en el análisis de las mejores prácticas para la gestión del mantenimiento y, de esta manera, implementar un plan de mantenimiento eficiente para uno de los activos críticos de la unidad de cogeneración.

Según José Campos (2019), sostiene que la tendencia actual en la industria es migrar hacia estrategias de mantenimiento basadas en condición y en confiabilidad, permitiendo mejora la disponibilidad y reducir costos.

1.1 Central termoeléctrica: GM Operaciones

La unidad de cogeneración descrita en este trabajo pertenece a la empresa Petro Perú y es operada por GM Operaciones S.A.C. en la moderna Refinería de Talara. Dedicada al sector energético, la empresa forma parte del Grupo Albanesi y constituye la primera filial del corporativo que opera fuera de Argentina. Inició sus actividades en abril del 2024 con el propósito de explotar, durante 20 años y bajo contrato de locación de servicios, una central termoeléctrica situada en Talara, capaz de generar 100 MW de electricidad y 900 tn/h. de vapor. Además, la empresa se compromete a suministrar la electricidad, vapor y el agua necesarios para el funcionamiento de los calderos instalados en la unidad de Generación de vapor y generación de energía eléctrica.

1.1.1 Ubicación geográfica

La refinería de Talara se encuentra en la costa noroeste del Perú, en la ciudad de Talara, provincia de Talara, departamento de Piura, aproximadamente 1 100 Km, por carretera desde la ciudad de Lima.

Figura 1
Ubicación geográfica de la refinería Talara



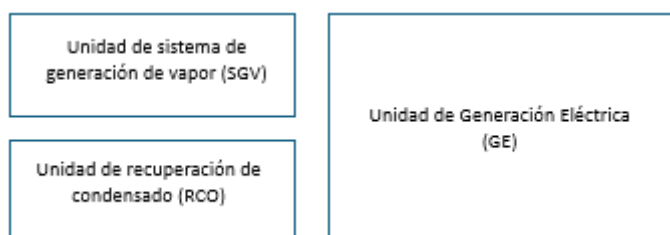
Nota. Tomado de presentaciones PetroPerú (2022)

La Nueva Refinería Talara está formado por cinco paquetes de unidades auxiliares y servicios complementarios que garantizan la operación continua y segura de sus procesos.

- a) Paquete N°01: Producción de hidrógeno y nitrógeno.
- b) Paquete N°01: Planta de ácido y sulfúrico.
- c) Paquete N°03: Desalinización de agua de mar y desmineralización.
- d) Paquete N°04: Generación de vapor y generación de energía eléctrica. Captación de agua de mar, circuito de enfriamiento con agua y tratamiento de efluentes.
- e) Paquete N°05: Captación de agua de mar, circuito de enfriamiento con agua y tratamiento de efluentes.

La empresa GM Operaciones S.A.C. se encarga de la operación y mantenimiento del Paquete N°04. En la Figura N°02 se detalla la unidad de cogeneración conformada por tres unidades: unidad de generación eléctrica (GE), unidad de sistema de generación de vapor (SGV) y la unidad de recuperación de condensado (RCO).

Figura 2
Distribución del Paquete N°04



1.1.2 Rubro energético en la empresa

El paquete N°04 desempeña un papel importante en la generación de energía eléctrica y vapor para los procesos industriales de la refinería, constituyéndose en un sistema de cogeneración. Según Petro Perú (2021), una planta de cogeneración es una instalación que produce simultáneamente energía eléctrica y energía térmica útil a partir de un mismo combustible, lo que permite generar electricidad y calor con una alta eficiencia.

La planta de cogeneración se ubican tres calderas y dos turbinas de vapor, las cuales permiten un aprovechamiento eficiente de la energía térmica disponible. La operación en la planta se orienta a mantener altos estándares de confiabilidad, eficiencia y seguridad, garantizando el cumplimiento de los requisitos operativos de la refinería.

En la unidad de cogeneración, se utilizan diversos combustibles, tales como: flexigas, gas combustible, gas natural, nafta. Además, se posee con insumos industriales proporcionados por el cliente, que incluyen: agua de procesos I y II, agua potable, agua de mar, vapor de baja presión, aire para instrumentos, aire de planta y nitrógeno.

Estos insumos son fundamentales para el proceso de cogeneración, puesto que, los calderos producen vapor de alta presión que es dirigido a las turbinas de vapor. A través de este proceso, la planta genera electricidad mediante un generador acoplado a las turbinas, y al mismo tiempo suministra vapor y agua de alimentación a calderos, garantizando la continuidad operativa de la refinería.

1.1.3 Descripción del proceso de la cogeneración

En la figura N°03 se presenta el diagrama de bloques del proceso de cogeneración eléctrica y térmica de la Nueva Refinería Talara. Este sistema tiene como eje principal a las turbinas de vapor GE-ST-001-A/B, que constituyen el núcleo de generación de electricidad, con una capacidad total instalada de 100 MW.

El proceso de cogeneración se inicia en las calderas GE-B-001-A/B/C, donde se genera vapor de muy alta presión y temperatura. Estas calderas utilizan como combustibles nafta, gas natural, flexigas, gas combustible y gases residuales tratados de la unidad de recuperación de condensado. El vapor vivo producido es conducido hacia las turbinas de vapor, donde se expande a través de diferentes etapas, convirtiendo su energía térmica en energía mecánica, que posteriormente es transformada en electricidad mediante los generadores acoplados.

Durante la expansión del vapor en las turbinas, se realizan tres niveles de extracción:

- a) Extracción I (LS – Vapor de baja presión)
- b) Extracción II (MS – Vapor de media presión)
- c) Extracción III (HS – Vapor de alta presión)

Estas extracciones permiten aprovechar el vapor, además de aprovecharlo para la producción de electricidad, también se utiliza como insumo térmico en diversos procesos auxiliares de la refinería, cumpliendo así con el principio de la cogeneración.

El vapor extraído es conducido hacia los atemperadores GE-Z-001-A/B y GE-Z-002-A/B, donde se regula su temperatura, y luego pasa a las estaciones acondicionadoras GE-PV-0101-A/B y GE-PV-0102-A/B. Luego, se distribuye a los colectores de vapor de alta (HS), media (MS) y baja presión (LS), de acuerdo con las necesidades de consumo en las diferentes unidades de la refinería.

El vapor que no es utilizado en extracciones se dirige al condensador GE-E-001-A/B, donde se enfría mediante un sistema de intercambio térmico con agua de mar. El condensado resultante es recolectado por las bombas de condensado GE-P-001-A/D, que lo envían al sistema de retorno de agua tratada. Una fracción de este condensado es empleada como agua de atemperación en los sistemas de regulación de temperatura, mientras que otra parte es reincorporada al ciclo de generación de vapor. Adicionalmente, se integra agua desmineralizada y condensado tratado de la unidad RCO para mantener el balance hídrico del sistema.

Un elemento importante en este ciclo son las bombas de agua de alimentación a calderas GE-P-005-A/B/C/D, cuya función es garantizar el flujo continuo de agua tratada. Estas bombas reciben como insumo el agua LBW (Low Boiler Water) proveniente del desaireador GE-DA-001, equipo encargado de eliminar los gases disueltos —principalmente oxígeno— mediante inyección de vapor y adición de amina, evitando así fenómenos de corrosión en líneas y equipos posteriores.

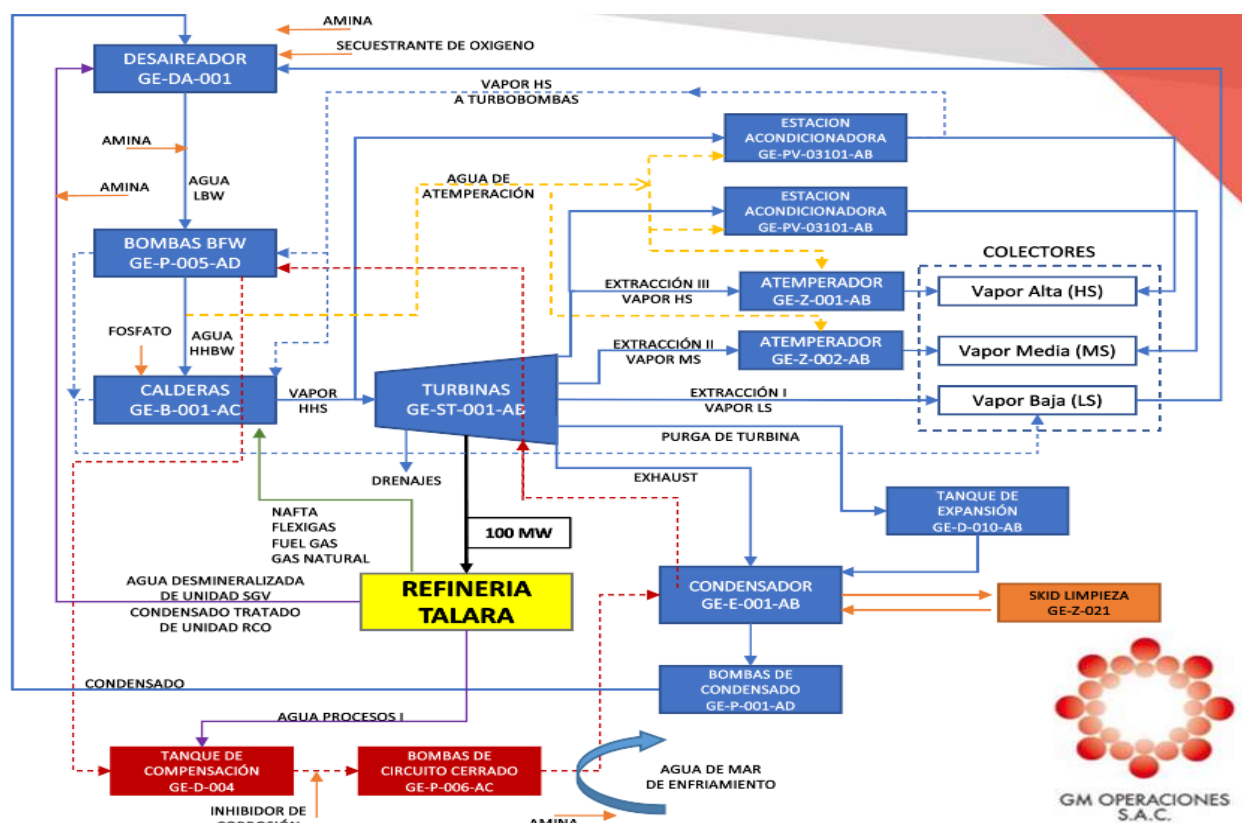
Adicionalmente, estas bombas reciben vapor de alta presión (HS) desde el colector principal, el cual se utiliza como fuente de energía motriz, ya que se trata de bombas tipo turbobomba. De esta manera, no dependen de motores eléctricos, sino que aprovechan la energía térmica del mismo ciclo.

Como resultado, las bombas entregan agua HHBW (High High Boiler Water), es decir, agua de alimentación a muy alta presión y temperatura, que es introducida directamente en las calderas GE-B-001-A/B/C. Con este proceso se cierra el ciclo agua-vapor, garantizando la generación continua de vapor vivo.

De esta forma, el sistema de cogeneración integra la producción de energía eléctrica y la distribución de vapor útil para procesos industriales, maximizando la eficiencia energética de la planta y reduciendo pérdidas en comparación con una generación convencional.

Figura 3

Proceso de generación de energía eléctrica y vapor



Nota. Tomado de presentaciones GMO (2023)

La presente tesis se centra en el estudio de un activo crítico presente en la unidad de generación eléctrica (GE), la cual se subdivide en sistemas claves para el proceso, los cuales se detallan a continuación:

Tabla 1

Sistemas en la unidad de generación eléctrica

Item	Sistemas
1	Sistema de combustible
2	Sistema de calderas
3	Sistema de purgas y drenajes de calderas
4	Turbinas de vapor
5	Sistema de condensado
6	Sistema de agua de alimentación a calderos
7	Circuito cerrado de enfriamiento
8	Sistema de muestreo

9	Sistema de dosificación química
10	Sistema de agua de circulación
11	Colectores de vapor y estaciones de acondicionamiento
12	Sistema de emisiones y efluentes
13	Sistema de interconexiones

La presente tesis se limita al Sistema 6: Sistema de agua de alimentación a calderas, poniendo énfasis en las turbobombas encargadas de suministrar el agua a las calderas.

La elección de este sistema como objeto de estudio se debe a su importancia dentro del proceso de cogeneración, dado que una falla o deficiencia en el sistema de bombeo podría provocar paradas no programadas, afectar la disponibilidad del vapor, disminuir la eficiencia del proceso e incluso comprometer la seguridad operativa. Además, que al evaluar por sus modos de falla, se considera un sistema altamente crítico durante la operación de la planta.

Por esta razón, en las siguientes secciones se analizarán en detalle los aspectos técnicos y operativos del sistema de bombeo, evaluando su impacto en la confiabilidad y eficiencia.

1.2 Gestión de mantenimiento

Desde la primera Revolución Industrial, iniciada alrededor del año 1784, las industrias han experimentado un crecimiento sostenido y un uso intensivo de la energía mecánica, el vapor y la maquinaria automatizada. Este proceso impulsó la necesidad de desarrollar prácticas de mantenimiento, las cuales han evolucionado de un enfoque correctivo hacia modelos preventivos, predictivos y actualmente estratégicos, orientados a la confiabilidad y la gestión integral de activos (Crespo Márquez, 2020; Etiemble & lung, 2019).

A partir del año 1870, se inició la generación y distribución de energía eléctrica, con una rápida implementación en países como Alemania, Bélgica, Rusia, Estados Unidos y Japón (Bowers, 2020). Posteriormente, el desarrollo industrial llevó a la creación de cadenas de suministro y a la producción en serie, consolidada en el siglo XX con la introducción de las líneas de ensamblaje, lo que incrementó significativamente la productividad en las fábricas (Christopher, 2016).

Actualmente, la gestión de mantenimiento se encuentra enmarcada en la cuarta revolución industrial, o Industria 4.0, donde se utilizan tecnologías avanzadas como el Internet de las Cosas (IoT), la automatización, la inteligencia artificial y el Big Data. Estas herramientas permiten la monitorización continua de los activos mediante sensores y sistemas de control, con el objetivo de predecir fallas y optimizar la gestión del ciclo de vida de los equipos (Kumar, Gandhi & Tewari, 2022; Lee et al., 2018).

Según Freddy Segura (2017), y de acuerdo con la evolución de la industria, la tecnología y la maquinaria en el último siglo, las empresas, sin importar el tipo de producción o servicio, están enfocándose hoy en día hacia el sistema de “medir para controlar”, utilizando métodos y estrategias para identificar los problemas a tiempo y ejecutar soluciones eficaces que contribuyan a la mejora continua de las empresas.

La gestión de mantenimiento es una actividad estratégica en las organizaciones industriales, ya que permite controlar y mitigar tanto las actividades programadas como las no programadas, asegurando la continuidad de los procesos y la reducción de paradas inesperadas (Mobley, 2019; Alsyouf, 2020).

Para satisfacer adecuadamente las necesidades de mantenimiento, se recomienda que cada activo cuente con información técnica actualizada, incluyendo sus modos de fallo, criticidad y condiciones de operación. En este contexto, la implementación de un plan de mantenimiento preventivo se convierte en una práctica fundamental, ya que posibilita minimizar la recurrencia de fallas, evitar intervenciones correctivas no planificadas y prolongar la vida útil de los equipos (Kumar, Gandhi & Tewari, 2022).

Según Albert Tsang (2021), indica que la gestión moderna del mantenimiento forma parte integral de la gestión de activos físicos.

Como lo indica la norma ISO 55000:2014, contar con una gestión de activos adecuada facilitará a la empresa obtener un valor alineado con sus objetivos de negocio, generando beneficios como la optimización de recursos, la mejora en la confiabilidad operativa y la reducción de costos asociados al ciclo de vida de los activos, obteniendo los siguientes beneficios:

- a) Mejora en el desempeño financiero.
- b) Decisiones de inversión en activos documentados.
- c) Riesgo gestionado.
- d) Mejoras en resultados y servicios.
- e) Demostración de responsabilidad social.
- f) Demostración de cumplimiento.
- g) Mejora en la reputación.
- h) Mejora en la sostenibilidad organizacional.
- i) Mejora en la eficiencia y la eficacia.

Una adecuada gestión de mantenimiento del paquete de cogeneración se contribuye a los siguientes objetivos: maximizar la rentabilidad, reducir costos operativos y de mantenimiento, aumentar la disponibilidad y confiabilidad de los activos, mejorar la seguridad operacional, y minimizar el impacto ambiental.

1.2.1 Mantenimiento centrado en la confiabilidad

El mantenimiento centrado en la confiabilidad (RCM) es una metodología estructurada cuyo propósito es seleccionar la estrategia de mantenimiento más adecuada para un equipo, garantizando así su disponibilidad y desempeño en condiciones operativas seguras (Moubray, 1997; Kumar & Gandhi, 2020). Este enfoque viabiliza definir los procedimientos específicos que deben aplicarse al activo, priorizando la prevención de fallas funcionales críticas.

Con la finalidad de aplicar de manera correcta la propuesta de un plan de mantenimiento centrado en la confiabilidad, se debe de resaltar algunos términos importantes.

- ❖ Funciones primarias: aquellas que responden en primera instancia el por qué de la adquisición del activo.
- ❖ Funciones secundarias: aquellas que complementan en diversos ejes como seguridad, eficiencia operacional, integridad que se pueden atribuir al activo.
- ❖ Falla funcional: aquella falla que realiza la pérdida de la capacidad parcial o total de cumplir lo establecido por el fabricante; responde a la pregunta ¿De qué manera el equipo no cumple con su deber?
- ❖ Modo de falla: es el efecto por el cuál una falla es observada en un ítem fallado; responde a la pregunta ¿Cómo manifiesta la falla?
- ❖ Mecanismos de falla: es el proceso físico, químico o lógico que conduce a una falla. Describe la degradación del material o el error que causó el modo de falla; responde a la pregunta ¿Por qué sucedió?
- ❖ Efectos de falla: aquel listado que describe lo que ocurre con cada modo de falla; responde a la pregunta ¿Qué pasa cuando ocurre la falla?
- ❖ FMEA: Análisis de modos y efectos de falla.

Según Moubray (1997), el mantenimiento centrado en la confiabilidad se centra en la metodología "4-7-9". Esta estructura organiza de forma jerárquica los cuatro objetivos estratégicos, las siete preguntas de evaluación del estado funcional y los nueve pasos procedimentales para asegurar la disponibilidad de los activos.

➤ 4 objetivos

- Preservar la función del sistema.
- Identificar los modos de falla que afecten sus funciones.
- Priorizar los modos de falla.
- Seleccionar acciones aplicables.

➤ **7 preguntas**

- ¿Cuáles son las funciones y los parámetros de funcionamiento asociados al activo en su actual contexto operacional?
- ¿De qué manera falla en satisfacer dichas funciones? (Enmarca al primer objetivo)
- ¿Cuál es la causa de cada falla funcional?
- ¿Qué sucede cuando ocurre cada falla? (Enmarca al segundo objetivo)
- ¿En qué sentido es importante cada falla?
- ¿Qué puede hacerse para prevenir o prevenir cada falla?
- ¿Qué debe hacerse si no se encuentra una tarea proactiva adecuada? (Enmarca al cuarto objetivo)

➤ **9 pasos**

Figura 4
9 pasos del RCM



Dentro de los 9 pasos a seguir para la implementación del mantenimiento centrado en la confiabilidad se complementa con dos herramientas que llevará a encontrar las mejores tareas proactivas antes las fallas funcionales encontradas.

I. Análisis causa raíz:

El Análisis de Causa Raíz (ACR) constituye una metodología fundamental en la gestión de la confiabilidad, ya que permite identificar y eliminar las causas latentes que originan fallas crónicas o recurrentes en los activos. Según Confiabilidad Integral – Tomo III (2010), el ACR se basa en un enfoque

deductivo que parte de la identificación del problema y, mediante diagramas lógicos de causa-efecto, conduce a la determinación de la causa raíz física y organizacional que lo origina.

De esta manera, el ACR no solo busca corregir el síntoma inmediato de la falla, sino implementar soluciones estructurales que aseguren la continuidad operativa del sistema. La aplicación de esta herramienta resulta clave en ambientes industriales, dado que permite reducir riesgos de fallas catastróficas, incrementar la disponibilidad y prolongar la vida útil de los equipos al atacar de manera directa los factores generadores de pérdida de confiabilidad.

II. **Árbol lógico de decisión:**

Este diagrama asegura la toma de decisiones en función de la naturaleza de la falla y las posibilidades de detección, predicción y control, con el fin de seleccionar la estrategia de mantenimiento más adecuada. El enfoque sigue una lógica secuencial que evalúa si existen tareas basadas en condición, si es posible aplicar mantenimiento predictivo, si la falla puede ser controlada mediante mejoras al equipo o si su impacto requiere un enfoque planificado.

Cuando se determina que existen tareas basadas en condición, el árbol propone la implementación de acciones como análisis de vibraciones periódicas, monitoreo con alineación láser y verificación de concentricidad en acoples, conformando un plan de mantenimiento basado en la condición (CBM). Este enfoque sistemático permite enfocar recursos en actividades que realmente contribuyan a evitar paradas no programadas, aumentar la disponibilidad del equipo y optimizar la confiabilidad del sistema.

A) **Análisis de criticidad para los componentes, utilizando los modos de falla.**

Siguiendo los criterios de la normativa internacional SAE J1739 se establecen los siguientes valores para la determinación de severidad, ocurrencia y detección; los cuáles ayudarán para obtener la clasificación de criticidad por componentes para el desarrollo del AMEF que se desarrollará en el capítulo 3.

Tabla 2

Valores para severidad

SEVERIDAD		
EFEECTO	CRITERIO	RANKING
Peligros sin advertencia	Pone en peligro la seguridad del operario. La falla no se advierte al ocurrir	10
Peligros con advertencia	Pone en peligro la seguridad del operario. La falla se advierte al ocurrir	9
Muy alto	Equipo inoperable, pérdida de la función primaria	8

Alto	Equipo operable, pero con un nivel de calidad reducido, cliente insatisfecho	7
Moderado	Equipo operable, pero con algunos items de confort inoperables	6
Bajo	Equipo operable, pero con algunos items de confort con un nivel de calidad reducido	5
Muy bajo	Ajustes y terminaciones y sonido en el items no están en conformidad	4
Menor	Se presentan desajustes y chillidos que no están en conformidad. Defecto notado por el promedio de los clientes	3
Muy menor	Se presentan desajustes y pequeñas vibraciones en el ítem que no están en conformidad. Defecto notado por la minoría de los clientes	2
Ninguno	Sin defectos	1

Tabla 3
Valores para ocurrencia

OCURRENCIA			
Ocurrencia	Descripción	TASA DE FALLA	RANKING
Muy alta	La falla del proceso es casi inevitable	1 en 2	10
		1 en 3	9
Alta	Procesos similares han presentado fallas	1 en 8	8
		1 en 20	7
Moderada	Muy pocas fallas ocasionales asociadas a procesos similares	1 en 80	6
		1 en 400	5
		1 en 2 000	4
Baja	Pocas fallas asociadas con procesos similares	1 en 15 000	3
		1 en 150 000	2
Remota	Falla es improbable.	1 en 1 500 000	1

Tabla 4
Valores para detección

DETECCIÓN		
DETECCIÓN	CRITERIO	RANKING
Casi imposible	No existen controles disponibles para detectar el modo de falla	10
Muy remota	Muy remota probabilidad de que los controles actuales puedan detectar el modo de falla	9
Remota	Remota probabilidad de que los controles actuales puedan detectar el modo de falla	8

Muy baja	Muy baja probabilidad de que los controles actuales puedan detectar el modo de falla	7
Baja	Baja probabilidad de que los controles actuales puedan detectar el modo de falla	6
Moderada	Moderada probabilidad de que los controles actuales puedan detectar el modo de falla	5
Moderadamente alta	Moderadamente alta probabilidad de que los controles actuales puedan detectar el modo de falla	4
Alta	Alta probabilidad de que los controles actuales puedan detectar el modo de falla	3
Muy alta	Muy alta probabilidad de que los controles actuales puedan detectar el modo de falla	2
Casi cierta	Los actuales controles son casi certeros para detectar el modo de falla. Detección confiable	1

De tal manera, al aplicar la multiplicación de severidad, ocurrencia y detección, se obtiene el valor de número de prioridad de riesgo (NPR), clasificado de la siguiente manera:

$$NPR = Severidad \times Ocurrencia \times Detección$$

Las tablas N° 2, 3 y 4 ayudarán a poder encontrar aquellos componentes de mayores riesgos para complementar su estudio de fallas con la herramienta de análisis causa raíz y posterior el árbol lógico de decisión que se desarrollará en el capítulo 3.

Tabla 5
Valores para priorización NPR

CLASIFICACIÓN	
500 - 1000	Alto riesgo de falla
125 - 499	Riesgo de falla medio
1 - 124	Riesgo de falla bajo
0	No existe riesgo de falla

1.2.2 Mantenimiento preventivo

El mantenimiento preventivo, también conocido como mantenimiento programado, consiste en la ejecución de tareas planificadas a partir de las recomendaciones del fabricante, especificadas en manuales técnicos, planos y especificaciones del equipo. Este tipo de mantenimiento tiene como finalidad preservar las condiciones óptimas de funcionamiento del activo, adelantándose a la ocurrencia de fallas y evitando la degradación del rendimiento operativo (Mobley, 2019).

Estas actividades incluyen inspecciones periódicas, lubricación, ajustes, limpieza, y reemplazo de componentes críticos, siguiendo intervalos definidos previamente. Es fundamental que estas tareas

se programen dentro de un plan de mantenimiento efectivo, el cual facilite al personal técnico la ejecución ordenada de las acciones preventivas, contribuyendo así al aumento de la confiabilidad y a la reducción de tiempos de parada no planificada (Kumar, Gandhi & Tewari, 2022).

1.2.3 Mantenimiento predictivo

El mantenimiento predictivo es una estrategia basada en el monitoreo y análisis de la condición real de los activos, con el objetivo de anticipar fallas y programar intervenciones sólo cuando sean necesarias (Alsyouf, 2020). Este tipo de mantenimiento utiliza herramientas avanzadas de diagnóstico, como la inspección de vibraciones y la termografía infrarroja, las cuales permiten detectar desbalances, desalineaciones, desgaste de componentes, sobrecalentamientos y otros defectos antes de que provoquen fallas funcionales (Campos et al., 2019).

La correcta implementación del mantenimiento predictivo requiere que las empresas cuenten con equipos de monitoreo calibrados y certificados, garantizando la confiabilidad de los datos obtenidos. Además, es fundamental establecer protocolos de medición sistemáticos, donde las inspecciones se realicen de forma periódica, generalmente semanal o mensual, y se incluyan en la planificación de mantenimiento entregada a los técnicos responsables. Esta práctica contribuye a optimizar los recursos, reducir los costos asociados al mantenimiento correctivo y aumentar la vida útil de los equipos (Kumar, Gandhi & Tewari, 2022).

1.2.4 Mantenimiento proactivo

El mantenimiento proactivo es un enfoque de gestión que busca prevenir la ocurrencia de fallas antes de que estas se manifiesten, a diferencia del mantenimiento correctivo que actúa después de que el problema aparece. Según Moubray (1997), este tipo de mantenimiento se fundamenta en la identificación de los modos de falla y sus consecuencias, de manera que se puedan aplicar tareas específicas de inspección, monitoreo de condición o rediseño que aseguren que los activos continúen cumpliendo sus funciones de manera confiable.

Dentro de la metodología RCM, el mantenimiento proactivo se materializa en la aplicación de estrategias como el mantenimiento basado en la condición (CBM), el mantenimiento preventivo planificado y las mejoras de ingeniería.

El mantenimiento proactivo tiene como propósito, además de reducir la frecuencia de fallas, extender la vida útil de los activos, mejorar la seguridad, proteger el medio ambiente y optimizar los costos de operación. Moubrey (1997) destaca que este enfoque contribuye directamente a incrementar la disponibilidad y confiabilidad de los sistemas, generando un valor tangible para la organización, ya que prioriza la eliminación de las causas raíz de las fallas en lugar de limitarse a atender sus síntomas.

Figura 5

Tipos de mantenimientos proactivos

Mantenimiento proactivo 1: Tareas predictivas	Mantenimiento proactivo 2: Tareas predictivas
<ul style="list-style-type: none"> • Reemplazo programado de componentes • Lubricación calendarizada • Ajustes periódicos • Limpiezas rutinarias 	<ul style="list-style-type: none"> • Análisis de vibraciones • Termografía infrarroja • Análisis de aceite • Ultrasonido

1.3 Importancia del mantenimiento en la cogeneración

1.3.1 Impacto en la eficiencia energética

El mantenimiento adecuado de los equipos en una planta de cogeneración —un sistema que permite la producción simultánea de electricidad y energía térmica útil a partir de un mismo combustible— tiene un impacto directo en la eficiencia energética del sistema. A diferencia de la generación convencional, donde gran parte de la energía se pierde en forma de calor residual, la cogeneración aprovecha ese calor para procesos industriales o para calefacción, alcanzando eficiencias globales superiores al 70 % (Agencia Internacional de la Energía, 2022). De esta manera, se obtiene un uso más racional de los recursos energéticos, se reducen las emisiones contaminantes y se optimizan los costos operativos. En este marco, una gestión eficiente de los activos críticos, los cuales son identificados en una matriz de criticidad, permite que los equipos operen dentro de sus parámetros óptimos, minimizando pérdidas de energía y reduciendo tiempos de inactividad.

Un mantenimiento preventivo bien planificado contribuye a evitar consumos energéticos innecesarios, provocados por fallos mecánicos, obstrucciones o desalineaciones. Además, al extender la vida útil de los equipos y asegurar su rendimiento óptimo, se optimiza el uso del combustible y se mejora la relación entre la energía consumida y la generada.

De este modo, el mantenimiento no solo garantiza la continuidad operativa, sino que también se convierte en un factor clave para aumentar la eficiencia global entre un 2% - 5%, con ello, la rentabilidad global de la planta.

1.3.2 Extensión de la vida útil de los activos

Una adecuada gestión y seguimiento del mantenimiento permite prolongar la vida útil de los activos, asegurando que operen de forma eficiente y segura durante más tiempo. Al aplicar estrategias de mantenimiento preventivo y predictivo, es posible minimizar las fallas prematuras y retrasar el desgaste natural de los equipos.

Según Umar Al-Turki (2021), para asegurar la vida útil de los activos, es esencial una buena planificación que garantice los objetivos de negocio tanto a mediano como a largo plazo. Esto se debe principalmente a la necesidad de definir completamente la estrategia de mantenimiento. En este caso, se definirá una estrategia de mantenimiento basado en la condición, alineada con los objetivos de negocio de la empresa.

De acuerdo con la estrategia definida, se deberán planificar mediciones continuas que determinen el momento óptimo para la ejecución del mantenimiento. Esta metodología contribuirá a la reducción de fallos a corto plazo, sino que también generará un ahorro económico significativo para la empresa. Las técnicas más empleadas para el monitoreo de condición son:

- a) Análisis de vibración
- b) Análisis termográfico
- c) Inspección y reposición de aceite

En la central de cogeneración analizada, se cuenta con planes de mantenimiento semanales registrados en el módulo de producción del sistema SAP, orientados a garantizar la disponibilidad operativa de los equipos críticos. Estas actividades —entre las que destacan el análisis de vibraciones, la termografía y el análisis de aceite en las tres unidades— resultan pertinentes debido a que permiten detectar tempranamente desviaciones en el comportamiento de los equipos rotativos y sistemas auxiliares, evitando fallas que comprometan la continuidad del proceso de cogeneración. En este contexto, la aplicación sistemática de estas técnicas predictivas asegura la confiabilidad operativa, además de la eficiencia energética y la sostenibilidad económica de la planta.

1.4 Especificaciones técnicas

1.4.1 Bombas para agua de alimentación de calderas

El impacto del agua de alimentación que ingresa a las calderas es importante para asegurar la producción óptima de vapor en su interior, ya que constituye uno de los insumos principales del proceso. El tratamiento adecuado del agua garantiza una generación de vapor de alta calidad, libre de

arrastres y con el menor costo operativo posible, lo cual contribuye significativamente a una mayor eficiencia térmica del sistema.

Se realiza un tratamiento del agua con el objetivo de minimizar la corrosión en las calderas y en los sistemas por los que circula, además de prevenir, a largo plazo, la formación de incrustaciones que podrían ocasionar un desgaste progresivo del activo. Esta medida busca maximizar el rendimiento y la vida útil de los equipos involucrados.

Las bombas de alimentación constituyen un activo crítico dentro del sistema, por lo que requieren la ejecución de mantenimientos preventivos periódicos que incluyan la verificación del alineamiento, así como la inspección de sus componentes internos y externos. Estas bombas tienen la función de impulsar el agua de alimentación hacia las calderas de alta presión, lo que permite la generación de vapor necesario para accionar las turbinas y producir electricidad. Asimismo, aseguran un flujo constante que mantiene las condiciones adecuadas de temperatura y presión. En términos de disponibilidad, su funcionamiento es crucial, ya que una falla puede provocar paradas no programadas que afectan directamente la producción y generan pérdidas económicas. Por ello, es indispensable contar con planes de mantenimiento eficientes y eficaces que garanticen su operatividad y fiabilidad.

1.4.2 Turbinas Elliot para bombas de agua de alimentación de calderas

En el Paquete N° 04 se cuenta con diversas turbinas Elliott, las cuales están acopladas a bombas de la marca Flowserve, con el propósito de impulsar el flujo requerido en el proceso de manera eficiente.

Elliott Group (2025), las turbinas Elliott son turbomáquinas de precisión superbamente diseñadas, robustas y confiables, que se encuentran en muchas aplicaciones, como el accionamiento de bombas, compresores, ventiladores, sopladores, generadores, tandems de fábricas de azúcar, trituradoras de caña, ejes de línea de fábricas de papel y muchas otras aplicaciones.

Ingenio Santa Rosa (2025), son turbinas de contra presión de una sola etapa, controladas por una válvula de entrada de vapor, con un escalonamiento de presión y dos de velocidad, que funcionan bajo el principio de Curtis.

Dentro de su funcionamiento operan utilizando vapor de alta presión que se expande a través de toberas y álabes estacionarios, generando movimiento rotacional en el rotor. Son turbinas de contra presión de una sola etapa, donde el vapor de escape se dirige a procesos industriales que aprovechan su energía remanente.

El control se realiza mediante válvulas de entrada y auxiliares que regulan el flujo de vapor, permitiendo ajustes de carga y eficiencia según las condiciones operativas. Este diseño permite una operación estable, eficiente y adaptable a distintas demandas térmicas y mecánicas.

Estas turbinas requieren un cuidado exhaustivo, ya que, al estar acopladas al proceso, pueden verse afectadas por la corrosión u otros factores externos. Como parte de su mantenimiento, es fundamental cumplir con las rutas de lubricación específicas para cada tipo de turbina. Se recomienda realizar inspecciones periódicas en diferentes intervalos: diarias, semanales, mensuales y anuales, ajustando el alcance de cada mantenimiento según la frecuencia.

Según el manual proporcionado por el fabricante, se deberá de seguir la siguiente ruta de inspección:

a) Inspección diaria:

- Comprobar el nivel del aceite en todos los rodamientos.
- Llenar el depósito de aceite del regulador cada 8 horas.
- Comprobar la suavidad de funcionamiento y cualquier cambio.
- Observe cualquier ruido o condición inusual y compruébelos con frecuencia.
- Compruebe la velocidad de la unidad.
- Si la parada es diaria, dispare la válvula limitadora de velocidad accionando la palanca de disparo manual.

b) Inspección semanal:

- Si no está en el programa de marcha continua, se deberá disparar la válvula limitadora de velocidad limitadora de la turbina como se ha descrito anteriormente.
- Lubricar ligeramente el varillaje con grasa de silicona de alta temperatura.

c) Inspección mensual:

- Cambiar el aceite de los cojinetes.
- Retire la tapa del regulador y la de los cojinetes.
- Inspeccionar las piezas del regulador y cojinetes.
- Comprobar la pérdida de movimiento del varillaje del limitador y del limitador de velocidad.
- Comprobar el acoplamiento entre turbina y bomba, verificar alineamiento.

d) Inspección anual:

- Retire el colador de vapor y límpielo. Si está muy sucio, hacerlo cada seis meses.
- Desmonte el regulador y el varillaje, y compruebe si hay pérdida de movimiento o piezas desgastadas.
- Limpiar a fondo, lubricar y volver a montar. Ajustar la velocidad correcta.
- Examinar la válvula del regulador y el asiento de la válvula y limpiarlos. Rectificar la válvula si está desigualmente desgastada. Compruebe la empaquetadura del anillo del vástago de la válvula reguladora y sustitúyala si es necesario. Asegúrese de que la empaquetadura no se atasca al volver a montarla.

- Comprobar el juego axial del cojinete de empuje de la turbina. Enjuagar con un chorro a presión de aceite limpio.
- Desmontar el limitador de velocidad y el varillaje. Comprobar la facilidad de manejo. Comprobar la facilidad de funcionamiento; limpiar y lubricar con moderación con grasa de silicona de alta temperatura.
- Limpiar el vástago de la válvula del regulador de exceso de velocidad.
- Revise los anillos de carbón para ver si están desgastados y asegúrese de que no estén sucios por una acumulación de sarro u óxido en las cajas de empaque. Retire con cuidado los anillos, límpielos y vuelva a armarlos.
- Levante la carcasa e inspeccione tanto las paletas móviles como las estacionarias; limpie cualquier acumulación de sarro y suciedad entre las paletas.
- Verifique el funcionamiento de la válvula centinela.
- Cuando vuelva a funcionar, verifique la velocidad de la turbina, la velocidad de disparo y el funcionamiento general.

1.4.2.1 Especificaciones técnicas: En la Figura N° 06 se ubica físicamente la turbobomba GE-STP-005-B, la cuál es de marca Elliott y de diseño DRYPE III fue adquirida en el año 2019, con la finalidad de cumplir con la demanda de vapor de muy alta presión a las tres calderas.

Figura 6

Turbobomba GE-STP-005-B



Tabla 6

Condiciones de operación GE-STP-005-B

CONDICIONES DE OPERACIÓN	GE-STP-005-B
Material carcasa	ASTM-A-216
Temperatura carcasa	370 °C
Presión carcasa	42.2 $\frac{kg}{cm^2g}$
Temperatura de diseño	400°C
Presión de diseño	49.2 $\frac{kg}{cm^2g}$
Caudal	25172 $\frac{kg}{h}$
Potencia nominal	1647 kW
Protección personal	P
Peso	1669 kg
Paquete	GE-P-005-B
P&ID	TAL-GE-PRO-PID-0007
Manuales vendor	V-TAL-MEC-07-OC-02-GE-P-005-AD-0004
	V-TAL-MEC-07-OC-02-GE-P-005-AD-0021

1.4.2.2 Planos de ubicación: En la Figura N° 07, se logrará observar la ubicación de las turbobombas de alimentación a calderas, ubicada en el lado Sur – Este de la unidad GE (generación eléctrica).

Figura 7

Ubicación plano GE-STP-005-B

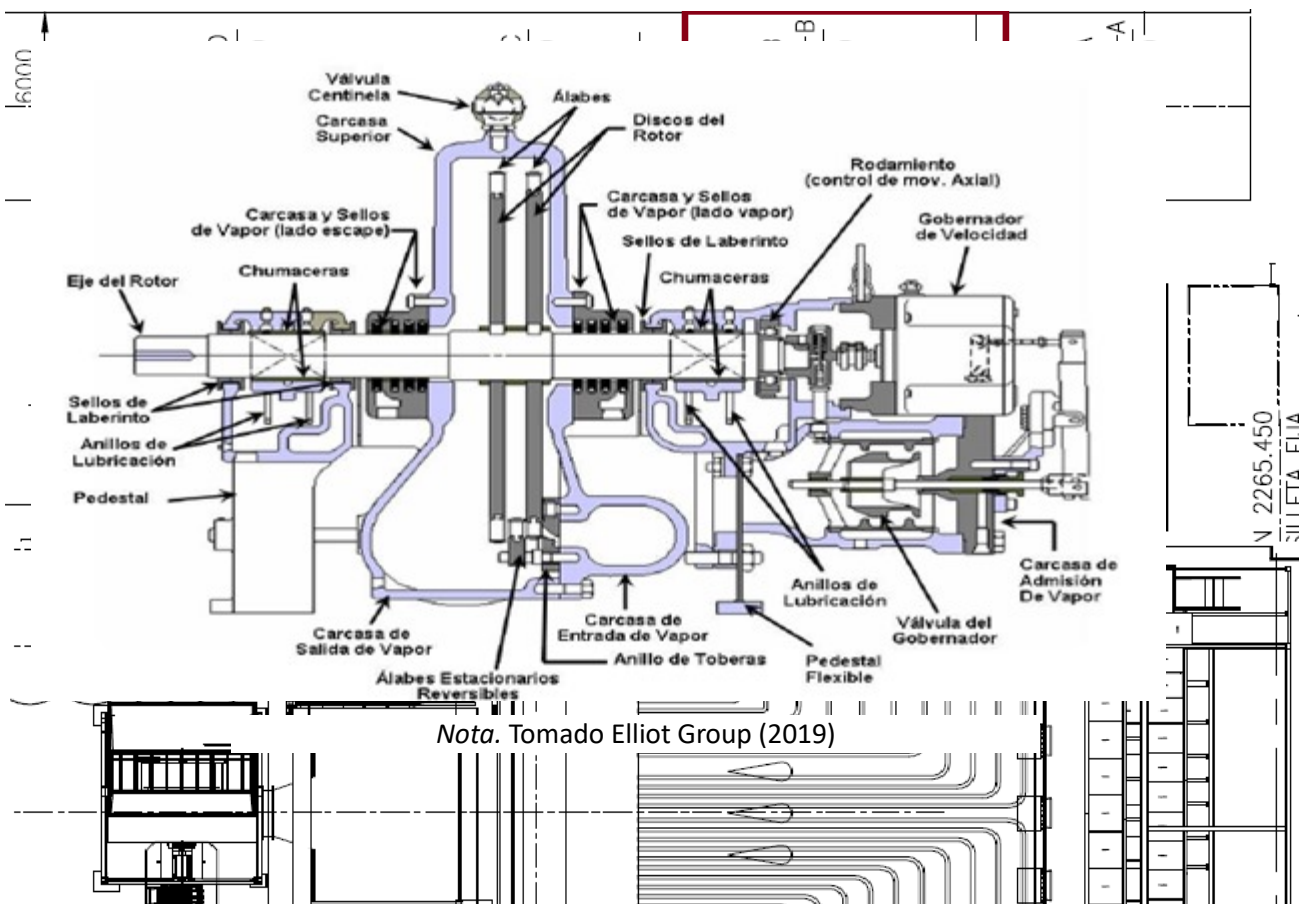
1.4.2.3 Principales componentes

- Álabes fijos: Dirigir el vapor hacia los álabes móviles con precisión.
- Álabes móviles: Convertir energía del vapor en rotación.
- Cojinete axial: Controlar el desplazamiento longitudinal del eje.
- Cojinete radial: Soportar el eje y reducir fricción.
- Sello de laberinto: Evitar fugas de vapor sin contacto.
- Sello de carbón: Evitar fugas en zonas críticas con contacto suave.
- Tobera fija: Acelerar y direccionar vapor hacia los álabes.
- Diafragma: Separar etapas y soportar álabes fijos.
- Regulador de velocidad: Ajustar flujo de vapor según demanda.

Nota. Tomado de plano TAL-GE-PNG-LAY-0104 Petro Perú (2020)

- j) Válvulas de control: Modificar caudal de vapor.
- k) Gobernador: Detectar variaciones de velocidad y activar regulación.
- l) Válvulas de sobrepresión: Liberar presión excesiva para proteger el sistema.
- m) Carcasa: Contener componentes y soportar presión.
- n) Eje: Transmitir movimiento rotacional.
- o) Rotor: Convertir energía del vapor en energía mecánica.
- p) Acople: Unir eje de turbina con equipo impulsado.

Figura 8
Componentes turbina Elliott



1.4.2.4 Análisis de criticidad: Para la selección del activo a estudiar, se realizó a principios del año un análisis de criticidad para ubicar la importancia del activo, de tal manera la Figura N°09 muestra la matriz para clasificar al activo según su frecuencia y la consecuencia (SAE JA1011, 2009).

Según Moubray (1997), la evaluación de criticidad constituye un paso fundamental para identificar los activos que requieren mayor atención, en función de su impacto en la seguridad, la producción y los costos.

	Seguridad	Medio ambiente	Producción	Económica	Consecuencia
GE-STP-005-B	20	30	40	40	32.5 -> 30

Para la evaluación de la consecuencia se necesita evaluar cada eje según a su ranking de impacto, para ello se utilizará la tabla N° 9, 10, 11 y 12.

Tabla 9

Criterios para el eje de seguridad

SEGURIDAD	CRITICIDAD	10-50
Accidente catastrófico	MUY ALTA	50
Lesión grave permanente	ALTA	40
Lesión incapacitante	MEDIO	30
Lesión menor	BAJA	20
Sin riesgo	MUY BAJA	10

Tabla 10

Criterios para el eje de medio ambiente

Medio ambiente	CRITICIDAD	10-50
Impacto ambiental crítico	MUY ALTA	50
Contaminación significativa	ALTA	40
Derrame moderado	MEDIO	30
Derrame menor	BAJA	20
Sin impacto ambiental	MUY BAJA	10

Tabla 11

Criterios para el eje de producción

Producción	CRITICIDAD	10-50
Parada prolongada	MUY ALTA	50
Parada total del equipo	ALTA	40
Pérdida parcial	MEDIO	30
Reducción leve de producción	BAJA	20
No afecta la producción	MUY BAJA	10

Tabla 12*Crterios para el eje económico*

Económica	CRITICIDAD	10-50
Costo > 100 000,00 USD	MUY ALTA	50
Costo 20 000,00 USD - 100 000,00 USD	ALTA	40
Costo 5 000,00 USD - 20 000,00 USD	MEDIO	30
Costo 1 000,00 USD - 5 000,00 USD	BAJA	20
Costo < 1 000,00 USD	MUY BAJA	10

En la Tabla N° 13, se realiza la evaluación de la criticidad donde la frecuencia se obtiene de la Tabla N°07 con valor de 5 que corresponde al eje Y, a la vez en la Tabla N°08 se obtiene el valor de la consecuencia con 30 (promedio de valores de seguridad, medio ambiente, producción y economía) que corresponde al eje X; al interceptar se obtiene que el activo es “Altamente crítico”.

Tabla 13*Evaluación de criticidad*

CRITICIDAD = FRECUENCIA x CONSECUENCIA						
FRECUENCIA	5	MC	MC	AC	MA	MA
	4	MC	MC	AC	AC	MA
	3	BC	MC	MC	AC	MA
	2	BC	BC	MC	AC	MA
	1	BC	BC	MC	AC	MA
		10	20	30	40	50
	CONSECUENCIA					

En síntesis, el primer capítulo ha permitido establecer los fundamentos teóricos de la gestión del mantenimiento, resaltando la relevancia de enfoques como el mantenimiento centrado en la confiabilidad (RCM) dentro del contexto de las plantas de cogeneración. Con esta fundamentación, se da paso al análisis técnico del activo en estudio, enfocándose en la evaluación de los principales indicadores de desempeño.

Capítulo 2 Situación actual del equipo

En el presente capítulo se detallará los principales indicadores de desempeño del equipo, los cuales permiten evaluar su comportamiento operativo en los próximos 5 años. Este estudio constituye una herramienta fundamental para comprender el estado actual del activo y su historial de funcionamiento dentro del sistema de cogeneración.

Entre los indicadores considerados se incluyen las horas de operación acumuladas, el tiempo medio entre fallas (MTBF), el tiempo medio fuera de servicio (MDT) y el tiempo medio para reparar (MTTR). Estos indicadores proporcionan información sobre la fiabilidad, disponibilidad y mantenibilidad del equipo, permitiendo identificar patrones de falla y tendencias que pueden afectar su rendimiento.


2.1 Tiempo de operación

2.1.1 Horas de operación

Las actividades de operación y mantenimiento a cargo de GM Operaciones S.A.C. comenzaron en el mes de abril del año 2024. En ese contexto, la presente tesis evaluará las horas de operación correspondientes al año 2024, registrándose un total acumulado de 7011 horas. Estos valores son consignados diariamente por los operadores de turno en un archivo Excel, el cual sirve como base para la validación y el cálculo de los indicadores de desempeño que se desarrollarán posteriormente.

Figura 10

Horas de operación de las bombas de alimentación a calderas

 GM OPERACIONES S.A.C. Fecha	2	3	4	5
	AGUA ALIMENTACIÓN CALDERAS			
	BOMBAS DE ALIMENTACIÓN CALDERAS			
	GE-P-005-A	GE-P-005-B	GE-P-005-C	GE-P-005-D
	Horas en Servicio [HE]	Horas en Servicio [HE]	Horas en Servicio [HE]	Horas en Servicio [HE]
21/02/2024 00:00	0	24	16.4	24
22/02/2024 00:00	0	14	23.9	23.9
23/02/2024 00:00	0	24	24	24
24/02/2024 00:00	0	24	24	24
25/02/2024 00:00	0	24	24	24
26/02/2024 00:00	0	24	24	24
27/02/2024 00:00	0	24	24	24
28/02/2024 00:00	0	24	24	24
29/02/2024 00:00	0	24	24	24
1/03/2024 00:00	0	24	24	24
2/03/2024 00:00	0	14.9	14.9	14.9
3/03/2024 00:00	0	2	24	21
4/03/2024 00:00	0	24	24	24
5/03/2024 00:00	0	24	24	24
6/03/2024 00:00	0	24	24	24
7/03/2024 00:00	0	24	24	24
8/03/2024 00:00	0	24	24	24
9/03/2024 00:00	0	24	24	24
10/03/2024 00:00	0	24	24	24
11/03/2024 00:00	0	24	24	24
12/03/2024 00:00	0	24	24	24
13/03/2024 00:00	0	24	24	24
14/03/2024 00:00	0	24	24	24
15/03/2024 00:00	0	24	24	24
16/03/2024 00:00	0	24	24	24
17/03/2024 00:00	0	14.35	22.33	21.58
18/03/2024 00:00	0	0	24	24

2.1.2 Identificación de eventos

De igual manera se evidencian los eventos en donde el activo sale de servicio, ya sea por fallas o averías, así como por disposición del cliente. En el año 2024 se han presentado 22 eventos identificados, las cuáles son detalladas con sus horas de fuera de servicio en la Figura N°10.

2.1.3 Horas fuera de servicio

En la Figura N°11, se observan un total de 22 eventos de parada del equipo, los cuales generaron un tiempo acumulado fuera de servicio de 629.47 horas. Cada evento fue documentado por el personal de operación, permitiendo cuantificar con precisión el impacto operativo de estas interrupciones. Este tiempo fuera de servicio representa una pérdida directa en la disponibilidad del equipo, siendo un factor clave para el análisis de confiabilidad y la posterior implementación de acciones correctivas que reduzcan la frecuencia e impacto de futuras fallas.

Figura 11
Detalle de eventos y horas fuera de servicio GE-STP-005-B

Mes	Sistema	Equipo	Evento	Inicio	Final	Horas
Ene-24	GE BOMBAS	GE-P-005-B	Falla en la señal de temperatura del RTD GETE16002B	26/01/2024 17:23	27/01/2024 08:53	15.50
Ene-24	GE BOMBAS	GE-P-005-B	Falla en la señal de temperatura del RTD GETE16002B	27/01/2024 08:56	27/01/2024 10:36	1.67
Ene-24	GE BOMBAS	GE-P-005-B	Falla en la señal de temperatura del RTD GETE16002B	27/01/2024 10:38	27/01/2024 12:06	1.47
Ene-24	GE BOMBAS	GE-P-005-B	Revisión de señal de comando del gobernador en gabinete	27/01/2024 12:08	27/01/2024 12:10	0.03
Ene-24	GE BOMBAS	GE-P-005-B	Falla en la señal de temperatura del RTD GETE16002B	27/01/2024 12:15	27/01/2024 12:45	0.50
Ene-24	GE BOMBAS	GE-P-005-B	Falla en la señal de temperatura del RTD GETE16002B	27/01/2024 12:48	27/01/2024 13:30	0.70
Ene-24	GE BOMBAS	GE-P-005-B	Falla en la señal de temperatura del RTD GETE16002B	27/01/2024 15:00	30/01/2024 17:35	74.58
Feb-24	GE BOMBAS	GE-P-005-B	Verificación de válvula de recirculación GEFV00702 por parte de mantenimiento I&C de GM	02/02/2024 11:24	02/02/2024 15:00	3.60
Feb-24	GE BOMBAS	GE-P-005-B	Revisión de válvula de recirculación GE-FV-702, en proceso de revisión por Aptim	05/02/2024 10:48	07/02/2024 16:36	53.80
Feb-24	GE BOMBAS	GE-P-005-B	Por falta de vapor de alta presión	08/02/2024 21:40	16/02/2024 09:58	180.30
Feb-24	GE BOMBAS	GE-P-005-B	Presión de aceite de lubricación llegó hasta su valor de trip 0.7 kg/cm2.	21/02/2024 07:12	21/02/2024 16:50	9.63
Feb-24	GE BOMBAS	GE-P-005-B	Por protección de bajo flujo, debido a que presión de colector de alta estaba muy bajo.	24/02/2024 05:23	24/02/2024 15:35	10.20
Mar-24	GE BOMBAS	GE-P-005-B	Black Out en toda la refinería	01/03/2024 14:50	02/03/2024 22:10	31.33
Mar-24	GE BOMBAS	GE-P-005-B	Corte de energía en GE	16/03/2024 14:21	16/03/2024 18:35	4.23
May-24	GE BOMBAS	GE-P-005-B	Trip de caldera por alta temperatura de vapor sobrecalentado	12/05/2024 05:12	12/05/2024 09:25	4.22
May-24	GE BOMBAS	GE-P-005-B	A solicitud de mantenimiento para revisión de válvula de recirculación	27/05/2024 14:54	27/05/2024 19:05	4.18
May-24	GE BOMBAS	GE-P-005-B	A solicitud de mantenimiento para reparar la válvula de recirculación	28/05/2024 09:29	28/05/2024 19:00	9.52
Ago-24	GE BOMBAS	GE-P-005-B	Por baja disponibilidad de vapor HS.	10/08/2024 12:48	10/08/2024 21:23	8.58
Set-24	GE BOMBAS	GE-P-005-B	Falta de vapor HHS	03/09/2024 02:45	04/09/2024 11:45	33.00
Set-24	GE BOMBAS	GE-P-005-B	Disparo mecánico, se encontro el brazo mecánico de admisión de vapor caído en posición de cierre.	25/09/2024 07:58	25/09/2024 13:00	5.03
Dic-24	GE BOMBAS	GE-P-005-B	Por caída de presión en las estaciones reductoras.	23/12/2024 06:45	23/12/2024 13:07	4.37
Dic-24	GE BOMBAS	GE-P-005-B	Por baja presión en cabezal de vapor HS.	27/12/2024 09:44	03/01/2025 14:45	173.02

2.1.4 Pareto de fallas

De acuerdo con la normativa ISO 14224 y la SAE JA1011, se estandarizan las fallas, modos en nuestro activo.

Figura 12
Fallas y modos de fallas

Evento	Falla funcional	Modo de falla
Falla en la señal de temperatura del RTD GETE16002B	Falla en sensores	Sobrecarga mecánica
Falla en la señal de temperatura del RTD GETE16002B	Falla en sensores	Sobrecarga mecánica
Falla en la señal de temperatura del RTD GETE16002B	Falla en sensores	Sobrecarga mecánica
Revisión de señal de comando del gobernador en gabinete	Falla en sensores	Sobrecarga mecánica
Falla en la señal de temperatura del RTD GETE16002B	Falla en sensores	Sobrecarga mecánica
Falla en la señal de temperatura del RTD GETE16002B	Falla en sensores	Sobrecarga mecánica
Falla en la señal de temperatura del RTD GETE16002B	Falla en sensores	Sobrecarga mecánica
Verificación de válvula de recirculación GEFV00702 por parte de mantenimiento I&C de GM	Pérdida de control de caudal	Problemas de flujo
Revisión de válvula de recirculación GE-FV-702, en proceso de revisión por Aptim	Pérdida de control de caudal	Problemas de flujo
Por falta de vapor de alta presión	Pérdida de control de caudal	Problemas de flujo
Presión de aceite de lubricación llegó hasta su valor de trip 0.7 kg/cm2.	Pérdida de presión	Problemas de flujo
Por protección de bajo flujo, debido a que presión de colector de alta estaba muy bajo.	Pérdida de presión	Problemas de flujo
Black Out en toda la refinería	Pérdida de eficiencia	Falla electrónica
Corte de energía en GE	Pérdida de eficiencia	Falla electrónica
Trip de caldera por alta temperatura de vapor sobrecalentado	Pérdida de control de caudal	Problemas de flujo
A solicitud de mantenimiento para revisión de válvula de recirculación	Pérdida de eficiencia	Desgaste y fatiga mecánica
A solicitud de mantenimiento para reparar la válvula de recirculación	Pérdida de eficiencia	Desgaste y fatiga mecánica
Por baja disponibilidad de vapor HS.	Pérdida de control de caudal	Problemas de flujo
Falta de vapor HHS	Pérdida de control de caudal	Problemas de flujo
Disparo mecánico, se encontro el brazo mecánico de admisión de vapor caído en posición de cierre.	Pérdida de presión	Problemas de flujo
Por caída de presión en las estaciones reductoras.	Pérdida de presión	Problemas de flujo
Por baja presión en cabezal de vapor HS.	Pérdida de control de caudal	Problemas de flujo

Tabla 14*Tabla de modos de falla*

Modos de falla	Frecuencia	Frecuencia Acumulada
Problemas de flujo	11	50.00%
Sobrecarga mecánica	7	81.82%
Desgaste y fatiga mecánica	2	90.91%
Falla electrónica	2	100.00%

El estudio de los eventos permitió encontrar los principales modos de falla que afectaron a la turbina Elliott. A través de la elaboración de un diagrama de Pareto se evidenció que el 50 % de las fallas se encuentran asociadas a problemas de flujo, lo cual revela la existencia de condiciones operativas no óptimas en el sistema de vapor. En segundo lugar, se identificó que la sobrecarga mecánica representa el 31.82 % de los eventos, alcanzando en conjunto con el primer modo de falla más del 80 % de ocurrencia acumulada, lo que confirma que estas dos categorías concentran la mayor parte de los incidentes que afectan la disponibilidad del equipo.

De forma complementaria, el desgaste y fatiga mecánica y las fallas electrónicas presentan una ocurrencia menor, representando en conjunto menos del 20 % de los eventos registrados. Estos resultados indican que, bajo el criterio de priorización de Pareto (80/20), las estrategias de mantenimiento deben orientarse principalmente a mitigar los problemas de flujo y la sobrecarga mecánica, mediante acciones correctivas y preventivas que mejoren la confiabilidad operativa del activo.

2.2 Indicadores centrados en la confiabilidad

2.2.1 Tiempo medio entre fallas

El tiempo medio entre fallas (MTBF) es un indicador clave que permite evaluar la confiabilidad operativa del equipo GE-STP-005-B. Este parámetro se calcula dividiendo el total de horas de operación entre el número de fallas registradas en el periodo de análisis.

Durante el año 2024, el equipo acumuló 7011 horas de operación, registrándose un total de 22 eventos de falla.

$$MTBF = \frac{\text{Tiempo total de operación}}{N^{\circ} \text{ fallas}}$$

$$MTBF = \frac{7011}{22}$$

$$MTBF = 318.68 \text{ horas}$$

Este valor indica que, en promedio, el equipo presenta una falla cada 318.68 horas de operación continua. El análisis de este indicador permite identificar patrones de recurrencia en las fallas y establecer umbrales críticos para la programación de mantenimientos preventivos o intervenciones basadas en condición.

2.2.2 Tiempo medio para reparar

El tiempo medio para reparar (MTTR) es un indicador clave en la gestión de mantenimiento que mide el tiempo promedio requerido para reparar un equipo tras una falla, y devolverlo a su estado operativo. Este valor se aplica especialmente a equipos reparables, como el GE-STP-005-B, y permite evaluar la mantenibilidad del sistema, es decir, qué tan rápido puede ser restaurado ante una falla.

En el caso de equipos como el GE-STP-005-B, el MTTR puede complementarse con otros indicadores como el MTBF para obtener una visión más completa del desempeño operativo.

$$MTTR = \frac{\text{Tiempo total de reparación}}{\text{N}^\circ \text{ fallas}}$$

$$MTTR = \frac{583.71}{22}$$

$$MTTR = 26.53 \text{ horas}$$

Por otro lado, si se registró un Tiempo Medio para Reparar (MTTR) de 24.32 horas, esto significa que, tras una falla, el tiempo promedio necesario para restaurar el equipo y ponerlo nuevamente en operación fue de 26.53 horas.

2.2.3 Tiempo medio fuera de servicio

El tiempo medio fuera de servicio (MDT) es un indicador que mide el tiempo promedio que un equipo permanece inactivo a causa de una falla, contabilizando el intervalo desde el momento en que se detiene su operación hasta que es completamente restaurado y vuelve a estar disponible. Este tiempo incluye no solo la reparación propiamente dicha, sino también las actividades asociadas al diagnóstico, la espera de repuestos o técnicos, y las pruebas de verificación posteriores a la intervención.

$$MDT = \frac{MTTR}{MTTR + MTBF} * (MTTR + MTBF)$$

$$MDT = \frac{26.53}{318.68 + 26.53} * (318.68 + 26.53)$$

$$MDT = 26.53 \text{ horas}$$

2.2.4 Disponibilidad intrínseca

La disponibilidad intrínseca es un indicador clave en la gestión del mantenimiento, ya que refleja el porcentaje de tiempo en que un equipo está disponible para operar en relación con el tiempo total. Para el equipo GE-STP-005-B, se ha calculado una disponibilidad considerando tanto el tiempo medio entre fallas (MTBF) como el tiempo medio fuera de servicio (MTTR). Con un MTBF de 318.68 horas y un MTTR de 26.53 horas, se aplica la siguiente fórmula:

$$\text{Disponibilidad} = \left(\frac{MTBF}{MTBF + MTTR} \right) \times 100\%$$

$$\text{Disponibilidad} = \left(\frac{318.68}{318.68 + 26.53} \right) \times 100\%$$

$$\text{Disponibilidad} = 92.31\%$$

A partir de los datos obtenidos del equipo en estudio, se tienen los siguientes resultados: MTTR = 26.53 horas, MTBF = 318.68 horas, MDT = 26.53 horas, 22 fallas registradas en 7011 horas de operación, y una disponibilidad de 92.31 %.

El MTTR refleja el tiempo promedio necesario para restablecer el equipo tras una falla. En este caso, con un valor de 26.53 horas, se evidencia que cada intervención requiere más de un día completo, lo cual representa un tiempo de recuperación elevado. Según Moubray (1997), valores altos de MTTR reducen significativamente la disponibilidad operativa, especialmente en equipos críticos, debido a la demora en la logística de repuestos, diagnóstico o ejecución de la reparación.

El MTBF obtenido es de 318.68 horas, lo que equivale a que el activo presenta una falla aproximadamente cada 13 días de operación continua. Este valor resulta bajo en comparación con los estándares de la industria para equipos de procesos continuos, en los cuales se espera alcanzar valores superiores a las 1000 horas para considerarse aceptables en términos de confiabilidad (Smith, 2017). Por lo tanto, el equipo presenta un comportamiento de alta frecuencia de fallas, lo cual impacta directamente en los costos de mantenimiento y en la continuidad del proceso productivo.

El MDT coincide con el MTTR, lo cual indica que la indisponibilidad está completamente determinada por la duración de las reparaciones. Este aspecto refuerza la necesidad de mejorar la mantenibilidad del equipo.

En cuanto a la disponibilidad intrínseca, si bien el valor puede considerarse aceptable en ciertos entornos industriales, resulta insuficiente en el caso de equipos de generación eléctrica, donde los valores de referencia suelen encontrarse entre 95 % y 98 % para garantizar la continuidad del servicio (Alsyouf, 2007). En términos de clase mundial, la literatura establece como meta una disponibilidad superior al 99 % (Nakajima, 1988)

Capítulo 3 Aplicación del mantenimiento basado en la confiabilidad

La implementación de la metodología se llevará siguiendo los 9 pasos del mantenimiento centrado en la confiabilidad, abarcando desde la selección del sistema hasta la propuesta de las acciones de mejora y su seguimiento.

En la primera fase, se identifica la criticidad de la turbina Elliot dentro del proceso de generación de vapor y su impacto en la operación. Se analiza sus principales componentes y modos de falla recurrentes, además de evaluar las actividades de mantenimiento actuales y los tiempos de inactividad registrados. Esta data permitirá conocer el estado real del equipo y las deficiencias en su mantenimiento.

En la segunda fase, se aplica el Análisis de Modo y Efecto de Falla (AMEF) con el fin de determinar los componentes con mayor probabilidad de falla y su impacto en la operación. Además, se diseña una plantilla estandarizada para la clasificación de fallas, permitiendo un análisis estructurado y facilitando la generación de un diagrama de Pareto, lo que contribuirá a la toma de decisiones en la priorización de acciones correctivas.

En la tercera fase, se realiza un Análisis de Causa Raíz (RCA) con base en los resultados del AMEF para identificar las razones principales de las fallas más críticas. Posteriormente, se aplica el árbol de decisión del Mantenimiento Centrado en Confiabilidad (RCM) para determinar la estrategia de mantenimiento más adecuada para cada componente, evaluando si puede aplicarse tareas proactivas nivel 1 o 2, según lo explicado en el capítulo 1.

Finalmente, en la cuarta fase, se diseñará un plan de mantenimiento en MS Project, donde se detallarán las actividades a realizar, su frecuencia y los responsables de ejecución. Este plan será integrado en un software de gestión de mantenimiento (CMMS) para su seguimiento y control, asegurando su correcta implementación y requerimiento a lo largo del tiempo.

3.1 Identificación de fallas por componentes

En el estudio de la turbina Elliott GE-STP-005-B se identificaron las fallas funcionales como los modos en los cuales el activo deja de cumplir parcial o totalmente con la función para la que fue diseñado. Estas fallas representan la incapacidad de la turbina y de sus sistemas asociados (lubricación, control, protección, expansión de vapor, acoplamiento) de garantizar la operación continua, segura y confiable dentro de los parámetros establecidos. La identificación de estas fallas resulta fundamental, ya que permite establecer la relación directa entre el desempeño esperado del equipo y las condiciones reales de operación.

Tabla 15*Fallas, modos y efecto del sistema de expansión de vapor*

SISTEMA		Turbobomba de agua de alimentación a calderas												
SUBSISTEMA		Sistema de expansión de vapor												
Activo		Funciones		Falla funcional		Modo de falla		Efecto de falla		Condiciones actuales				
Nº	Descripción	Nº	Descripción	Nº	Descripción	Nº	Descripción	Descripción		S	O	D	NPR	Calificación
1	Álabes fijos	1	Dirigir el vapor hacia los álabes móviles con precisión	A	Incapaz de dirigir el vapor hacia los álabes móviles	1	Erosión por partículas	El perfil aerodinámico se degrada, lo que altera el ángulo de ataque del vapor. Esto reduce la eficiencia de expansión y genera turbulencias que afectan la estabilidad del rotor.		7	5	5	175	Medio
				B	Direcciona el vapor fuera del ángulo de diseño permitido	1	Deformación por fatiga térmica	La geometría del álabe cambia, desviando el flujo de vapor y generando vibraciones que se propagan al eje.		8	3	7	168	Medio
				C	Deformación estructural que invade el camino de flujo o roza con álabes móviles.	1	Fisura estructural	Se compromete la rigidez del soporte, lo que puede provocar desprendimiento de álabes fijos y colisión con álabes móviles.		9	3	6	162	Medio
				D	Fuga de vapor entre etapas por pérdida de sellado o alineación.	1	Desprendimiento parcial	Fragmentos pueden impactar el rotor, causando daño mecánico severo y desequilibrio dinámico.		10	4	6	240	Medio

N°	Descripción	N°	Descripción	N°	Descripción	N°	Descripción	Descripción	S	O	D	NPR	Calificación
2	Álabes móviles	1	Convertir energía del vapor en rotación	A	Baja conversión de energía cae más del 3%.	1	Desgaste por fricción	El perfil aerodinámico del álabe se degrada, reduciendo la eficiencia de conversión de energía. Esto se traduce en menor potencia entregada, aumento de consumo de vapor y sobrecarga térmica en etapas posteriores.	9	4	5	180	Medio
				B	Las vibraciones superan los 4.5 mm/s según ISO 10816.	1	Desbalance por acumulación	La acumulación de sedimentos o corrosión genera un desbalance rotacional. Esto induce vibraciones que afectan los cojinetes, aceleran el desgaste del eje y pueden provocar resonancia estructural si no se corrige.	7	6	4	168	Medio
				C	Aparición de grietas por inspección de partículas con longitud mayor a 1 mm.	1	Fractura por sobrecarga	El álabe pierde integridad estructural y puede desprenderse del rotor. Esto genera un desequilibrio dinámico inmediato, provocando vibraciones severas, daño al eje y riesgo de colapso de la turbina. La máquina debe detenerse de emergencia para evitar una falla catastrófica.	9	4	3	108	Bajo
				D	El estiramiento radial reduce la luz a menos de 0.2 mm.	1	Deformación por temperatura	El álabe pierde su geometría óptima, alterando el flujo de vapor. Esto genera turbulencias internas.	7	4	4	112	Bajo
N°	Descripción	N°	Descripción	N°	Descripción	N°	Descripción	Descripción	S	O	D	NPR	Calificación

3	Cojinete axial	1	Controlar desplazamiento longitudinal del eje	A	Supera el límite de desplazamiento (0.4 mm)	1	Desgaste por falta de lubricación	El eje se desplaza longitudinalmente, lo que puede provocar contacto entre componentes móviles y fijos, generando daño estructural.	9	4	4	144	Medio
				B	No mantiene posición del eje (0.05 mm)	1	Pérdida de material por fatiga	Se generan holguras que afectan la alineación del rotor, provocando vibraciones y pérdida de eficiencia mecánica.	8	4	4	128	Medio
				C	No opera dentro de tolerancia (0.35 mm)	1	Obstrucción por contaminantes	Se reduce el flujo de aceite, lo que eleva la temperatura y acelera el desgaste del cojinete.	8	4	4	128	Medio
4	Cojinetes radiales	1	Soportar el eje y reducir fricción	A	No soportan el eje en dirección radial (0.1 – 0.3 mm)	1	Colapso del revestimiento	Cuando el babbitt se desprende o colapsa, el eje pierde soporte radial. Esto provoca contacto metal-metal.	9	5	3	135	Medio
				B	No reducen fricción adecuadamente (Temp aceite > 75°C)	1	Pérdida de película de aceite	Esto acelera el desgaste, eleva la temperatura y puede causar gripado del eje si no se detecta a tiempo.	8	4	4	128	Medio
				C	No mantienen alineación (mayor a 0.05 mm)	1	Deformación por carga excesiva	El cojinete se aplasta o se deforma, alterando la alineación del eje. Esto genera vibraciones, pérdida de eficiencia mecánica.	7	5	3	105	Bajo
Nº	Descripción	Nº	Descripción	Nº	Descripción	Nº	Descripción	Descripción	S	O	D	NPR	Calificación
5	Sellos de laberinto	1	Evitar fugas de vapor sin contacto	A	El flujo de vapor hacia el sistema de condensado de	1	Desgaste y fatiga mecánica	Se pierde la tolerancia de diseño, lo que permite fugas de vapor entre zonas de presión.	9	7	3	567	Alto

				sellos supera en un 15% el valor de diseño.									
				B La contrapresión en la cámara de sellos cae por debajo de 0.02 bar respecto a la presión atmosférica.	1	Obstrucción por partículas	Se altera el flujo interno, lo que genera pérdida de presión y reducción de eficiencia.	6	5	4	120	Bajo	
				C No operan sin contacto	1	Fallas en sellos y juntas	Se daña la superficie del sello, lo que puede afectar el rotor y generar vibraciones.	9	7	8	504	Alto	
				D No resisten condiciones de operación (mayor a 0.5 mm)	1	Fisura por fatiga mecánica	Se compromete el sellado, lo que permite fugas que afectan el balance térmico del sistema.	6	4	4	96	Bajo	
6	Sellos de carbón	1	Evitar fugas en zonas críticas con contacto suave	A Flujo de fuga hacia el exterior o zonas de baja presión superior al 15% del valor de diseño.	1	Desgaste por fricción	Se pierde el contacto efectivo, lo que permite fugas de vapor y contaminación del entorno.	6	6	5	180	Medio	
				B No mantienen sellado en condiciones térmicas	1	Fractura por expansión térmica	El sello se rompe, lo que genera pérdida de presión y riesgo de ingreso de vapor a zonas sensibles.	7	3	4	84	Bajo	
				C Elevación de temperatura en la carcasa del sello > 20 °C sobre la temperatura normal de operación.	1	Deformación por roce	Se altera el contacto con el eje, lo que puede generar vibraciones y desgaste acelerado.	6	4	5	120	Bajo	

				D	No resisten condiciones de operación	1	Obstrucción por partículas	Se reduce la capacidad de sellado, lo que permite fugas y afecta la eficiencia del sistema.	6	4	6	144	Medio
7	Tobera fija	1	Acelerar y direccionar vapor hacia los álabes	A	No acelera el vapor correctamente	1	Erosión por alta velocidad	Se pierde el perfil de aceleración del vapor, lo que reduce la eficiencia de expansión.	7	4	5	140	Medio
				B	No direcciona el flujo hacia los álabes	1	Obstrucción por sedimentos	Se reduce el caudal de vapor, lo que afecta la potencia generada y puede provocar sobrepresión en la entrada.	7	5	5	175	Medio
				C	No mantiene geometría	1	Deformación por temperatura	Se altera la geometría de la tobera, lo que genera turbulencias y pérdida de rendimiento.	6	3	5	90	Bajo
				D	No soporta condiciones de operación	1	Fisura estructural	Se compromete la integridad del componente, lo que puede provocar fugas internas y daño a los álabes.	8	2	4	64	Bajo
8	Diafragma	1	Separar etapas y soportar álabes fijos	A	Diferencial de presión entre etapas inferior al 90% del valor teórico de diseño.	1	Fisura por fatiga térmica	Se pierde el aislamiento entre etapas, lo que genera mezcla de presiones y pérdida de eficiencia.	8	4	4	128	Medio
				B	Desviación de la concentricidad del diafragma respecto al eje superior a 0.15 mm.	1	Deformación por carga	Se altera la posición de los álabes fijos, lo que genera vibraciones y desalineación.	7	4	4	112	Bajo
				C	No mantiene el sellado	1	Corrosión por vapor	Se debilita la estructura, lo que puede provocar desprendimiento y colisión interna.	7	4	5	140	Medio
				D	No resiste condiciones de operación	1	Desprendimiento parcial	Se generan interferencias mecánicas que pueden dañar el rotor y provocar paro inmediato.	9	2	3	54	Bajo

Tabla 16*Fallas, modos y efecto del sistema de control y protección*

SISTEMA		Turbobomba de agua de alimentación a calderas												
SUBSISTEMA		Sistema de control y protección												
Activo		Funciones		Falla funcional		Modo de falla		Efecto de falla		Condiciones actuales				
Nº	Descripción	Nº	Descripción	Nº	Descripción	Nº	Descripción	Descripción		S	O	D	NPR	Calificación
1	Regulador de velocidad	1	Ajustar flujo de vapor según demanda	A	El actuador presenta una histéresis o zona muerta superior al 1% del recorrido total.	1	Falla del actuador	No se ajusta el caudal de vapor, lo que genera variaciones de velocidad y riesgo de desconexión del equipo acoplado.		9	3	3	81	Bajo
				B	El tiempo de estabilización ante un rechazo de carga excede los 5 segundos.	1	Sensor dañado	No se detectan cambios de carga, lo que provoca sobrevelocidad y riesgo de daño al rotor.		9	3	3	81	Bajo
				C	Fluctuación de velocidad superior a ± 0.25 Hz en operación síncrona.	1	Desgaste mecánico	Se pierde precisión en la regulación, lo que genera oscilaciones y pérdida de eficiencia.		8	4	4	108	Medio
				D	Desviación del estatismo fuera del rango operativo de 3% a 5%.	1	Falla electrónica	El sistema no responde, lo que puede provocar operación fuera de rango y activación de protecciones.		9	3	4	180	Bajo
2	Válvulas de control	1	Modificar caudal de vapor	A	Error de posicionamiento del vástago superior al $\pm 2\%$ respecto a la señal de control.	1	Obstrucción por sedimentos	El caudal de vapor se reduce o se interrumpe. Esto afecta la potencia generada, genera sobrepresión en la línea de entrada y puede provocar disparos por baja eficiencia.		6	6	5	180	Medio

				B	El tiempo de cierre total para protección (disparo) es superior a 300 ms.	1	Falla del actuador	La válvula no responde a señales de control. Esto puede dejarla abierta o cerrada, generando condiciones de operación inestables y riesgo de daño térmico en la turbina.	9	4	3	108	Bajo
				C	Caída de presión a través de la válvula abierta superior al 5% de la presión de entrada.	1	Fuga interna	El vapor se filtra sin control, afectando el balance de presión. Esto genera consumo excesivo, pérdida de eficiencia y riesgo de daño en componentes aguas abajo.	7	5	4	140	Medio
				D	Fuga a través del asiento permite un aumento de presión aguas abajo > 1 bar en posición cerrada.	1	Deformación del asiento	La válvula no sella correctamente. Esto permite paso continuo de vapor, incluso en condiciones de cierre, afectando la seguridad y el control del sistema.	8	3	3	72	Bajo

Tabla 17

Fallas, modos y efecto del sistema de control de velocidad

SISTEMA		Turbobomba de agua de alimentación a calderas												
SUBSISTEMA		Sistema de regulación de vapor												
Activo		Funciones		Falla funcional		Modo de falla		Efecto de falla		Condiciones actuales				
Nº	Descripción	Nº	Descripción	Nº	Descripción	Nº	Descripción	Descripción		S	O	D	NPR	Calificación
1	Gobernador	1	Detectar variaciones de	A	No detecta variaciones de velocidad	1	Sensor dañado	El sistema no detecta variaciones de velocidad. Esto impide la corrección		9	3	8	216	Medio

			velocidad y activar regulación					automática, provocando sobrevelocidad, riesgo de daño al rotor y pérdida de control operativo.						
				B	No activa el regulador	1	Falla mecánica	El mecanismo interno no actúa sobre el regulador. Esto genera oscilaciones de velocidad, inestabilidad en la carga y riesgo de desconexión del equipo acoplado.	8	4	4	128	Medio	
				C	No mantiene velocidad dentro de rango	1	Desgaste de componentes	La respuesta del gobernador se vuelve lenta o imprecisa. Esto afecta la regulación fina de velocidad, generando fluctuaciones que impactan la eficiencia del sistema.	9	4	3	108	Bajo	
				D	El tiempo de respuesta del actuador supera los 200 milisegundos ante un cambio de carga.	1	Obstrucción interna	El movimiento del mecanismo se bloquea. Esto impide cualquier ajuste de velocidad, llevando al sistema a operar fuera de rango y activando protecciones de emergencia.	10	7	8	560	Alto	
2	Válvulas de sobrepresión	1	Liberar presión excesiva para proteger el sistema	A	La válvula no abre al alcanzar el 103% de la presión de diseño (MAWP).	1	Obstrucción por corrosión	La válvula no abre ante sobrepresión, lo que puede provocar acumulación de presión interna, riesgo de explosión y daño estructural grave.	10	2	3	60	Bajo	
				B	La apertura ocurre fuera del rango de $\pm 3\%$ de la presión de ajuste establecida.	1	Falla del resorte	La válvula abre fuera de su rango de calibración, lo que puede generar liberación prematura o tardía de presión,	9	3	4	108	Bajo	

								afectando la estabilidad del sistema.						
				C	El reasiento ocurre por debajo del 90% de la presión de ajuste	1	Deformación del asiento	El cierre no es hermético, lo que permite fugas continuas de vapor y pérdida de eficiencia energética.	7	3	5	105	Bajo	
				D	No operan bajo condiciones extremas	1	Falla por fatiga térmica	El mecanismo se vuelve inestable, lo que puede provocar activaciones erráticas y pérdida de confiabilidad del sistema de protección.	8	3	5	120	Bajo	

Tabla 18

Fallas, modos y efecto del sistema de acoplamiento

SISTEMA		Turbobomba de agua de alimentación a calderas												
SUBSISTEMA		Sistema de acoplamiento												
Activo		Funciones		Falla funcional		Modo de falla		Efecto de falla		Condiciones actuales				
N°	Descripción	N°	Descripción	N°	Descripción	N°	Descripción	Descripción		S	O	D	NPR	Calificación
1	Carcasa	1	Contener componentes y soportar presión	A	No contiene presión de operación	1	Fisura por fatiga	Se generan fugas de vapor, pérdida de presión interna y riesgo de exposición a altas temperaturas para el personal.		8	3	4	96	Bajo
				B	No mantiene alineación de componentes	1	Deformación estructural	Se altera la alineación de componentes internos, lo que genera vibraciones, desgaste acelerado y riesgo de colisión mecánica.		8	3	5	120	Bajo
				C	No resiste condiciones térmicas	1	Corrosión interna	Se debilita la estructura, lo que puede provocar colapsos parciales y comprometer la integridad del sistema.		8	4	6	192	Medio

				D	No soporta carga mecánica	1	Desprendimiento parcial	Fragmentos pueden interferir con el rotor o el eje, provocando paro inmediato y daño severo.	9	2	3	54	Bajo
2	Eje	1	Transmitir movimiento rotacional	A	No transmite movimiento rotacional	1	Fractura por fatiga	Se interrumpe la transmisión de potencia, lo que provoca paro inmediato del sistema y posible daño al equipo acoplado.	8	3	4	96	Bajo
				B	No mantiene alineación	1	Desbalance por desgaste	Se generan vibraciones rotacionales que afectan los cojinetes y pueden inducir resonancia estructural.	8	4	4	128	Medio
				C	La excentricidad del eje medida en frío supera las 0.002 pulgadas (0.05 mm).	1	Deformación por sobrecarga	El eje pierde su alineación, lo que genera fricción, pérdida de eficiencia y riesgo de colisión interna.	9	7	8	504	Alto
				D	No opera dentro de tolerancia	1	Corrosión localizada	Se reduce la sección resistente del eje, lo que aumenta la probabilidad de falla mecánica bajo carga.	7	4	4	112	Bajo
3	Rotor	1	Convertir energía del vapor en energía mecánica	A	No convierte energía del vapor en rotación	1	Desgaste de álabes	Se pierde eficiencia en la conversión de energía, lo que reduce la potencia entregada y aumenta el consumo de vapor.	8	4	3	96	Bajo
				B	Excentricidad del eje en operación superior a 0.05 mm.	1	Acumulación de sedimentos	Se genera desbalance dinámico, lo que provoca vibraciones, daño a cojinetes y pérdida de confiabilidad.	7	5	4	140	Medio
				C	Aparición de microfisuras por fatiga térmica con longitud > 1 mm.	1	Fisura por fatiga térmica	Se compromete la integridad estructural del rotor, lo que puede provocar desprendimiento de álabes y colisión interna.	9	3	3	81	Bajo
				D	Elongación permanente del eje superior al 0.1% de su longitud original.	1	Deformación por sobrevelocidad	El rotor se expande más allá de sus tolerancias, lo que puede generar contacto con la carcasa y daño catastrófico.	10	2	2	40	Bajo

4	Acople	1	Unir eje de turbina con equipo impulsado	A	Deslizamiento o fractura mecánica con pérdida del 100% del torque.	1	Fractura por fatiga	Se interrumpe la transmisión de potencia entre la turbina y el equipo impulsado, provocando paro inmediato.	9	3	3	81	Bajo
				B	Desalineación angular superior a 0.05° o desalineación paralela mayor a 0.1 mm.	1	Vibraciones anormales	Se generan vibraciones que afectan el eje, los cojinetes y el equipo acoplado.	8	7	9	504	Alto
				C	Desgaste de los elementos flexibles o dientes superior al 10% de su espesor nominal.	1	Deformación por sobrecarga	El acople pierde su geometría funcional, lo que genera pérdida de eficiencia y riesgo de colisión.	9	3	4	108	Bajo
				D	Nivel de vibración axial en el acople superior a 4.5 mm/s.	1	Desgaste de componentes	Se generan holguras que afectan la alineación y provocan pérdida de transmisión mecánica.	7	5	4	140	Medio

Tabla 19*Componentes con NPR alto para ACR y ALD*

Activo		Funciones		Falla funcional		Modo de falla		Efecto de falla	Condiciones actuales				
N°	Descripción	N°	Descripción	N°	Descripción	N°	Descripción	Descripción	S	O	D	NPR	Calificación
1	Sellos de laberinto	1	Evitar fugas de vapor sin contacto	A	El flujo de vapor hacia el sistema de condensado de sellos supera en un 15% el valor de diseño.	1	Desgaste y fatiga mecánica	Se pierde la tolerancia de diseño, lo que permite fugas de vapor entre zonas de presión.	9	7	3	567	Alto
				B	Incremento repentino de la temperatura local detectado por sensores de proximidad o fricción detectable por análisis de armónicos de vibración.	1	Fallas en sellos y juntas	Se daña la superficie del sello, lo que puede afectar el rotor y generar vibraciones.	9	7	8	504	Alto
2	Gobernador	1	Detectar variaciones de velocidad y activar regulación	A	El tiempo de respuesta del actuador supera los 200 milisegundos ante un cambio de carga.	1	Obstrucción interna	El movimiento del mecanismo se bloquea. Esto impide cualquier ajuste de velocidad, llevando al sistema a operar fuera de rango y activando protecciones de emergencia.	10	7	8	560	Alto
3	Eje	1	Transmitir movimiento rotacional	A	La excentricidad del eje medida en frío supera las 0.002 pulgadas (0.05 mm).	1	Deformación por sobrecarga	El eje pierde su alineación, lo que genera fricción, pérdida de eficiencia y riesgo de colisión interna.	9	7	8	504	Alto
4	Acople	1	Unir eje de turbina con equipo impulsado	A	Desalineación angular superior a 0.05° o desalineación paralela mayor a 0.1 mm.	1	Vibraciones anormales	Se generan vibraciones que afectan el eje, los cojinetes y el equipo acoplado.	8	7	9	504	Alto

3.2 Desarrollo del análisis causa raíz

La aplicación del Análisis de Causa Raíz (ACR) en la presente investigación se desarrolló siguiendo una secuencia estructurada para identificar las razones fundamentales de las fallas en la turbina. En primer lugar, se recopiló información técnica y operativa del evento, registrando las manifestaciones observadas durante la operación. Posteriormente, se definió el modo de falla, es decir, el mecanismo inmediato que originó el problema. A partir de allí, se aplicó la técnica de los “¿por qué?” de manera sucesiva (método de los cinco porqués), lo que permitió profundizar en la identificación de causas intermedias físicas y llegar a las causas raíz físicas, como deficiencias en materiales, componentes o condiciones de operación. Luego, se evaluaron las causas raíz humanas, asociadas a errores en la operación, fallas en la ejecución del mantenimiento o en la toma de decisiones.

Finalmente, se identificaron las causas raíz de tipo organizacional, como carencias en los procedimientos, ausencia de políticas de mantenimiento adecuadas o limitaciones en la capacitación del personal. Este procedimiento garantiza determinar los factores inmediatos que desencadenaron la falla, también establecer un diagnóstico integral orientado a la implementación de acciones correctivas y preventivas que aseguren la confiabilidad del activo.

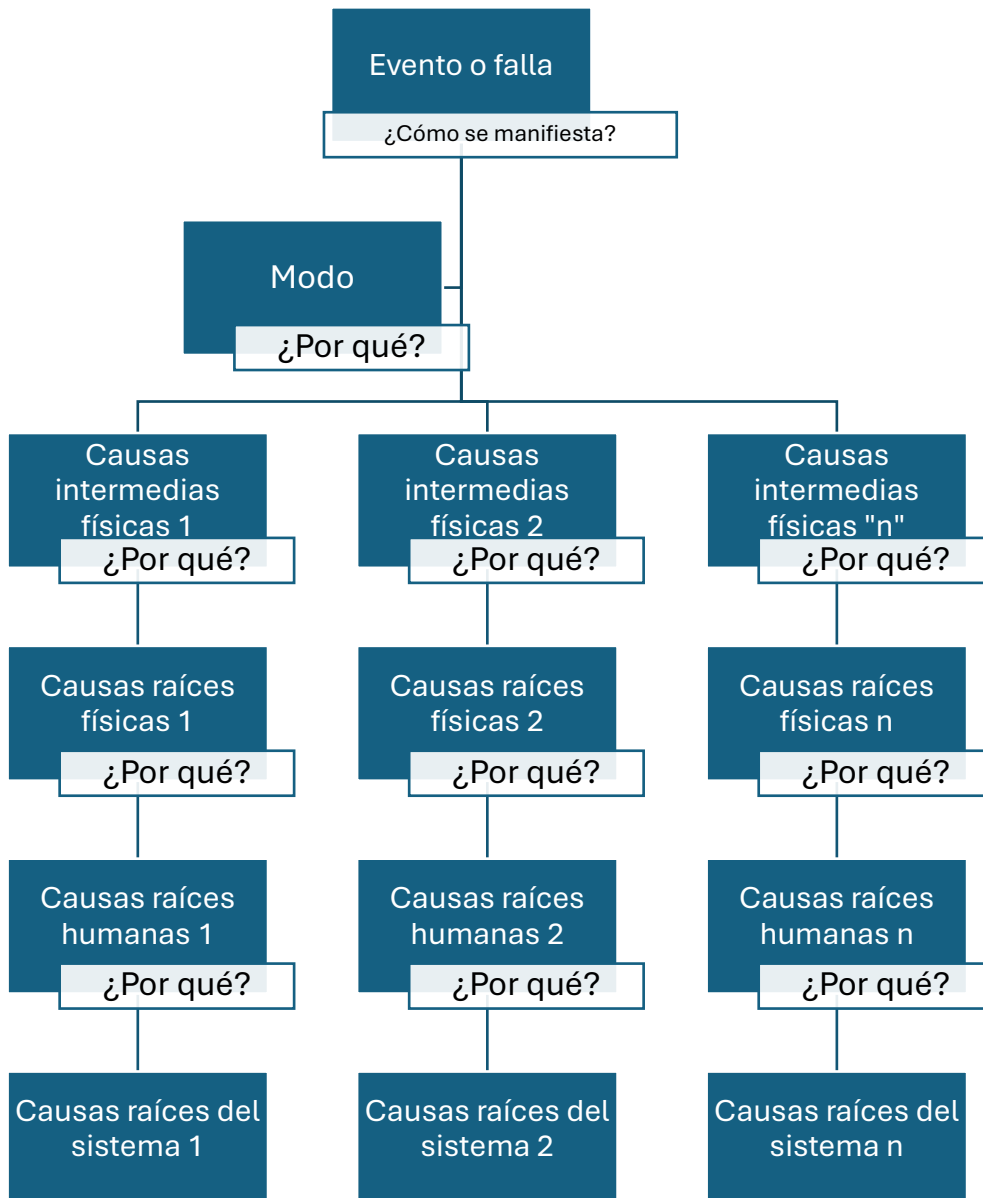
El modo de falla más recurrente es el desalineamiento y vibraciones anormales, cuyas causas raíz pueden estar vinculadas a deficiencias en los procedimientos de instalación o mantenimiento, falta de instrumentos de alineación adecuados, o vibraciones inducidas por condiciones de operación no controladas. La ausencia de inspecciones periódicas y la omisión de registros históricos de mantenimiento también contribuyen a que este tipo de falla se repita con alta frecuencia.

En segundo lugar, los problemas de flujo reflejan causas asociadas al diseño del sistema de vapor, acumulación de incrustaciones internas, o inadecuada apertura y cierre de válvulas. Estas situaciones pueden deberse a falta de limpieza interna programada, ausencia de monitoreo de presión diferencial o variaciones en la calidad del agua de alimentación. La causa raíz, por tanto, puede estar relacionada con un plan de mantenimiento predictivo insuficiente y una falta de indicadores de desempeño operativos.

También, el desgaste y la fatiga mecánica suelen derivarse de sobrecargas cíclicas, mala lubricación o materiales inadecuados para las condiciones de trabajo. En este caso, la causa raíz apunta a la ausencia de análisis de vibraciones, monitoreo de temperatura en cojinetes y fallas en la implementación de programas de mantenimiento basado en condición (CBM).

Figura 13

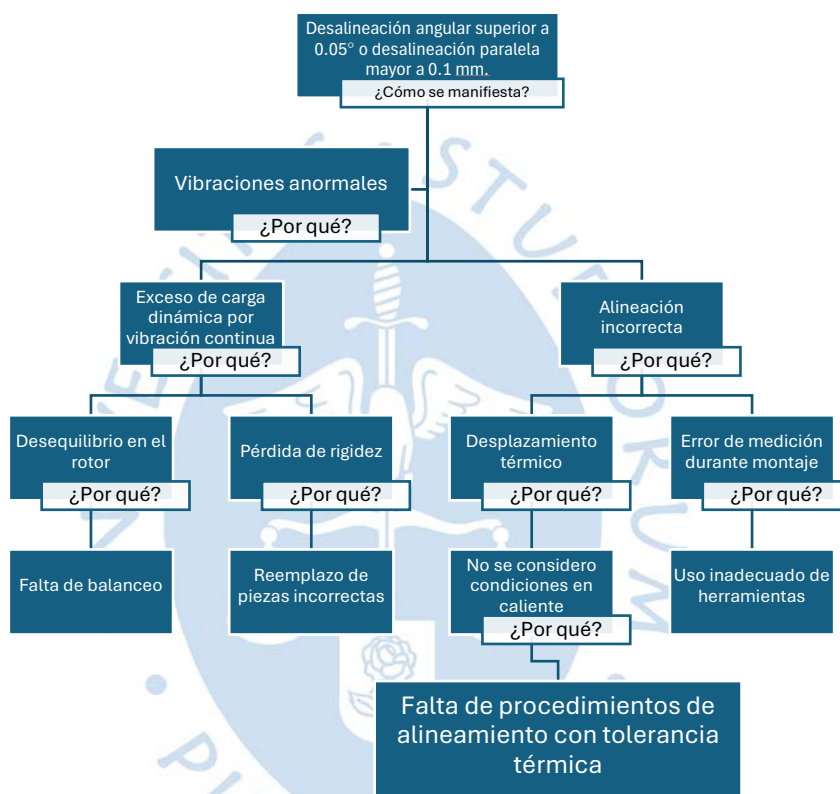
Diagrama para determinar ACR mediante ¿Por qué?



Siguiendo el formato establecido, se procede a desarrollar el análisis de causa raíz, definiendo como evento o falla no mantiene alineación. El modo de falla asociado a este evento se identifica como vibraciones anormales, los cuales generan esfuerzos adicionales y condiciones dinámicas inestables que favorecen la propagación de grietas y fallas estructurales en componentes críticos.

Figura 14
Análisis causa raíz (5)

3.3



Desarrollo del árbol lógico de decisión centrado en la confiabilidad

En el presente trabajo se desarrolló un Árbol Lógico de Decisiones (ALD) aplicado a la falla "No tiene alineamiento", cuya causa raíz fue identificada como la falta de procedimientos técnicos que consideren tolerancias térmicas durante el proceso de alineación. A través de la metodología RCM, se evaluaron las consecuencias funcionales, la posibilidad de detección anticipada y la viabilidad de tareas de mantenimiento predictivo y correctivo. El ALD permitió establecer una secuencia lógica de decisiones que orienta la selección de políticas de mantenimiento, priorizando la seguridad operativa, la confiabilidad del equipo y la eficiencia en la gestión de recursos.

Como resultado del análisis, se concluyó que la falla no es oculta y presenta consecuencias operativas significativas que pueden escalar si no se gestionan adecuadamente.

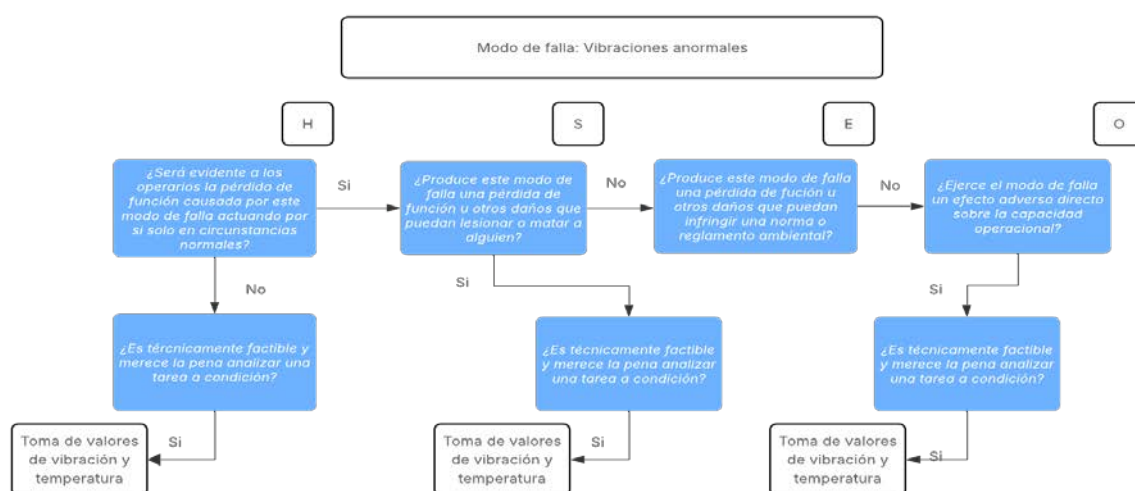
En la Figura N°15, se realiza el árbol lógico de decisión, cuya finalidad tiene de implementar el mantenimiento planificado acompañado de un procedimiento estandarizado que contemple los efectos del crecimiento térmico en los componentes críticos. Este enfoque asegura una respuesta técnica coherente y alineada con los principios del mantenimiento centrado en confiabilidad.

En la metodología RCM II desarrollada por John Moubray, el árbol lógico de decisión se estructura en torno a cuatro categorías de consecuencias del modo de falla, identificadas por las letras H, S, E y O. La letra S corresponde a fallas que pueden comprometer la seguridad de las personas; E se refiere a aquellas que pueden tener un impacto ambiental y violar normativas legales; O abarca las fallas con consecuencias operacionales, es decir, que afectan la producción, disponibilidad o calidad del servicio; y H se aplica a fallas ocultas, que no son evidentes para los operarios durante el funcionamiento normal y que, al combinarse con otras fallas, pueden generar consecuencias graves.

La elección del nivel adecuado se realiza evaluando primero si el modo de falla tiene consecuencias de seguridad (S), luego ambientales (E), después operacionales (O), en donde se determina si es una falla oculta (H). Cada respuesta afirmativa activa una rama del árbol que guía la evaluación técnica y económica de tareas proactivas (a condición, cíclicas o de búsqueda de fallas), hasta determinar la política de mantenimiento más adecuada o la necesidad de rediseño.

Figura 15

Árbol lógico de decisión (5)



Capítulo 4 Diseño del plan de mantenimiento en Ms Project

En el presente capítulo se desarrolla el diseño del plan de mantenimiento utilizando la herramienta Microsoft Project, con el objetivo de establecer una programación estructurada y visualmente clara de las actividades necesarias para preservar la confiabilidad operativa de la turbina Elliott. Este cronograma considera las tareas de mantenimiento preventivo, predictivo y basado en condición, resultantes del árbol lógico de decisión previamente elaborado. Cada actividad ha sido calendarizada considerando su frecuencia, duración, dependencia entre tareas, y los recursos técnicos necesarios, permitiendo una gestión eficiente del tiempo y la asignación de personal.

El uso de Microsoft Project facilita la visualización del cronograma mediante diagramas de Gantt, lo que permite anticipar interferencias entre tareas, identificar rutas críticas y asegurar el cumplimiento de los objetivos del mantenimiento. Además, se han definido hitos clave para el seguimiento del plan, integrando actividades como inspecciones periódicas, análisis de vibraciones, monitoreo de alineación láser y tareas correctivas planificadas. Esta programación servirá como base para la ejecución y seguimiento del mantenimiento, con el objetivo de mejorar de los indicadores de disponibilidad, MTTR y MTBF del equipo crítico.

4.1 Diseño del plan de mantenimiento

Se han considerado sistemas como el sistema de expansión de vapor, sistema de lubricación y sistema de acoplamiento. Esta identificación permite asegurar que ningún componente crítico quede fuera del alcance del plan de mantenimiento, garantizando un enfoque integral y detallado para preservar la confiabilidad del equipo. A partir de la identificación de los sistemas, se han definido tareas alineadas a las funciones principales de cada componente.

La identificación de actividades por frecuencia se basa en las recomendaciones del fabricante, la experiencia operativa del equipo y las prácticas de mantenimiento centrado en la confiabilidad. Se han clasificado las tareas según su periodicidad: diaria, semanal, mensual, trimestral, semestral y anual. Esta categorización permite distribuir de forma equilibrada la carga de trabajo, evitando la acumulación de tareas y asegurando una cobertura continua sobre los elementos críticos de la turbina.

4.1.1 Identificación de actividades por sistemas

Tabla 20

Tareas recomendadas por componente crítico

Activo		Funciones		Falla funcional		Modo de falla		Análisis causa raíz	Árbol lógico de decisión
Nº	Descripción	Nº	Descripción	Nº	Descripción	Nº	Descripción	Descripción	Descripción
1	Sellos de laberinto	1	Evitar fugas de vapor sin contacto	A	No evitan fuga de vapor	1	Desgaste y fatiga mecánica	Diseño inadecuado del sistema	Tarea a condición
				B	No operan sin contacto	1	Fallas en sellos y juntas	Deficiencia en empaquetaduras o juntas	Tarea a condición
2	Gobernador	1	Detectar variaciones de velocidad y activar regulación	A	No responde ante condiciones críticas	1	Obstrucción interna	Falta de mantenimiento predictivo	Tarea de reacondicionamiento cíclico
3	Eje	1	Transmitir movimiento rotacional	A	No resiste carga de operación	1	Deformación por sobrecarga	Falta de validación de diseño mecánico	Tarea de reacondicionamiento cíclico
4	Acople	1	Unir eje de turbina con equipo impulsado	A	No mantiene alineación	1	Vibraciones anormales	Falta de procedimientos de alineamiento con tolerancia térmica	Tarea a condición

4.1.2 Identificación de actividades por frecuencia

Tabla 21

Tareas recomendadas por frecuencia

Texto Breve	Frecuencia	Indicaciones
09-GESTP005B-M-1S-MTTO SEMANAL GESTP005B	Semanal	Inspección visual Verificación de fugas Verificación de presión y caudal Monitoreo de vibraciones Verificación de alineamiento
09-GESTP005B-M-1M-MTTO MENSUAL GESTP005B	Mensual	Calibración de sensores Prueba de respuesta Alineación láser Torque de pernos Inspección de desgaste
09-GESTP005B-M-3M-MTTO TRIMENSUAL GESTP005B	Trimensual	Boroscopiado Limpieza de filtros
09-GESTP005B-M-6M-MTTO SEMESTRAL GESTP005B	Semestral	Análisis de aceite Flushing de aceite Cambio de filtros Verificación de servoválvulas Prueba de trips
09-GESTP005B-M-1A-MTTO ANUAL GESTP005B	Anual	Balanceo dinámico Reemplazo de elementos

La ejecución sistemática de actividades de mantenimiento en componentes críticos como el sello de laberinto, la bomba de aceite, el gobernador, el eje y el acople constituye una práctica esencial para garantizar la confiabilidad operativa de los sistemas de turbinas. De acuerdo con estudios en confiabilidad industrial y las directrices de metodologías reconocidas como RCM II (Moubray, 1997) y Maintenance and Reliability Best Practices (Gulati, 2013), la aplicación disciplinada de estas tareas permite reducir la frecuencia de fallas entre un 40 % y 70 %. Asimismo, se reporta un incremento en la disponibilidad operativa del equipo en rangos que varían entre un 5 % y 15 %, resultado directo de la disminución de paradas no programadas y la optimización del desempeño mecánico y de control.

Más allá de los beneficios técnicos, la incorporación de estrategias de mantenimiento basado en condición (CBM), predictivo y preventivo programado aporta ventajas significativas en la gestión de recursos humanos, la trazabilidad de intervenciones y el cumplimiento de estándares operativos. Prácticas como el monitoreo de vibración en el eje o el análisis de aceite en la bomba de lubricación permiten no solo anticipar fallas incipientes, sino también prolongar la vida útil de los componentes y mitigar riesgos de daños colaterales. En este contexto, la evidencia técnica respalda la inversión en programas de mantenimiento estructurados, los cuales se alinean con los principios de confiabilidad y con las mejores prácticas en la gestión moderna de activos.

4.2 Implementación del mantenimiento en Ms Project

4.2.1 Asignación de recursos

La asignación de recursos logísticos para el mantenimiento de la turbobomba GE-STP-005-B se ha realizado considerando las necesidades específicas de cada tarea según su frecuencia y criticidad. Para las actividades semanales, mensuales, trimestrales y semestrales, se identificaron herramientas especializadas como boroscopios, analizadores de vibración, cámaras termográficas, alineadores láser y equipos para medición de espesores, además de consumibles como filtros, aceites y botellas para muestreo. Esta selección asegura la disponibilidad de medios técnicos adecuados para garantizar la precisión en el diagnóstico y la intervención oportuna en la maquinaria.

Asimismo, se han incluido recomendaciones de marcas reconocidas en la industria, como Fluke, SKF y Olympus, con el objetivo de mantener un alto estándar de calidad en las inspecciones y pruebas realizadas. La correcta asignación de estos recursos no solo permite ejecutar el mantenimiento predictivo con eficiencia, sino que también contribuye al cumplimiento de los planes definidos en MS Project, reduciendo el tiempo de intervención, minimizando riesgos operativos y asegurando la continuidad de la operación de la unidad de cogeneración. Esta planificación sistemática fortalece la estrategia de mantenimiento centrado en la confiabilidad (RCM) adoptada para la gestión del activo crítico.

Tabla 22

Recursos para tareas recomendadas agrupadas por frecuencia

Texto Breve	Frecuencia	Indicaciones	Recursos
09-GESTP005B-M-1S-		Inspección visual	Linterna de casco
MTTO SEMANAL	Semanal	Verificación de fugas	Detector ultrasónico
GESTP005B			Analizados de flujo

		Verificación de presión y caudal	Manómetros calibrados Aceite ISO VG 46
		Monitoreo de vibraciones	Analizador de vibraciones SKF
		Verificación de alineamiento	Alineador láser
		Calibración de sensores	Multímetro Simulador de señales
		Prueba de respuesta	Simulador de señales
09-GESTP005B-M- 1M-MTTO MENSUAL GESTP005B	Mensual	Alineación láser Torque de pernos Inspección de desgaste	Alineador láser Calces de metal WD 40 Llave dinamométrica Boroscopiado Reloj comparador
09-GESTP005B-M- 3M-MTTO TRIMENSUAL GESTP005B	Trimensual	Boroscopiado Limpieza de filtros	Boroscopio industrial Trapo industrial Alcohol isopropílico
09-GESTP005B-M- 6M-MTTO SEMESTRAL GESTP005B	Semestral	Análisis de aceite Flushing de aceite Cambio de filtros Verificación de servoválvulas Prueba de trips	Kit de muestreo Servicio externo Equipo de flushing Filtros nuevos Multímetro Simulador de señal Sistema de control (PLC)
09-GESTP005B-M- 1A-MTTO ANUAL GESTP005B	Anual	Balanceo dinámico Reemplazo de elementos	Balaceador portátil Software de corrección Sello de carbón Sello de laberinto

4.2.2 Asignación de tiempos

Tabla 23

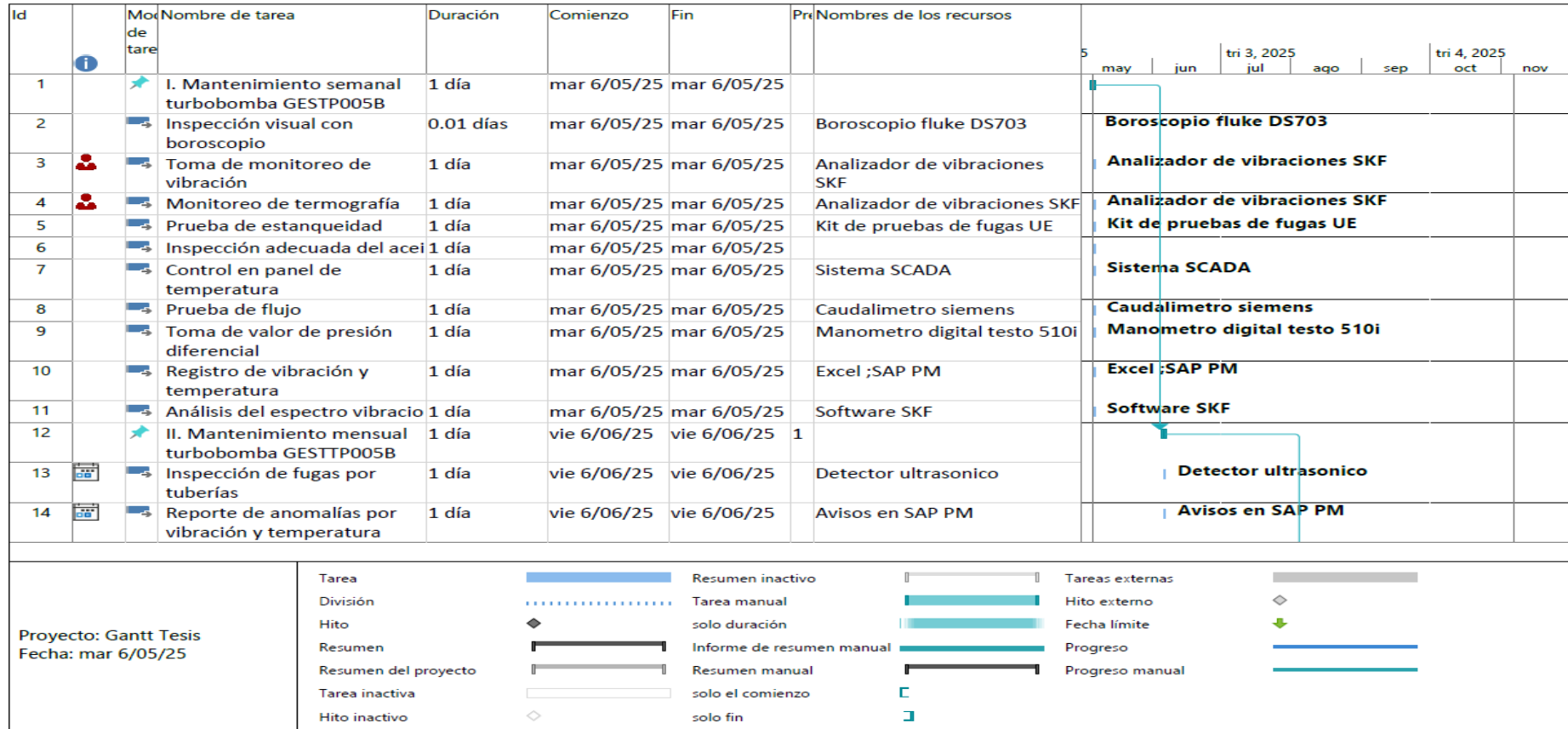
Tiempos necesarios para las actividades según frecuencia

Texto Breve	Frecuencia	Indicaciones	Personal	Duración	HH
09-GESTP005B-M- 1S-MTTO SEMANAL GESTP005B	Semanal	Inspección visual	1	2	2
		Verificación de fugas			
		Verificación de presión y caudal			
		Monitoreo de vibraciones			
		Verificación de alineamiento			
09-GESTP005B-M- 1M-MTTO MENSUAL GESTP005B	Mensual	Calibración de sensores	2	4	8
		Prueba de respuesta			
		Alineación láser			
		Torque de pernos			
		Inspección de desgaste			
09-GESTP005B-M- 3M-MTTO TRIMENSUAL GESTP005B	Trimensual	Boroscopiado	1	4	4
		Limpieza de filtros			
09-GESTP005B-M- 6M-MTTO SEMESTRAL GESTP005B	Semestral	Análisis de aceite	2	10	20
		Flushing de aceite			
		Cambio de filtros			
		Verificación de servoválvulas			
		Prueba de trips			
09-GESTP005B-M- 1A-MTTO ANUAL GESTP005B	Anual	Balanceo dinámico	2	12	24
		Reemplazo de elementos			

4.2.3 Creación del cronograma

Figura 16

Diagrama de Gantt - Propuesta Tesis



Id	Mo de tare	Nombre de tarea	Duración	Comienzo	Fin	Pri	Nombres de los recursos							
								5	may	jun	tri 3, 2025 jul	ago	sep	tri 4, 2025 oct
15		→ Verificación de alineamiento	1 día	vie 6/06/25	vie 6/06/25		Alineador laser	Alineador laser						
16		→ III. Mantenimiento trimensual turbobomba	1 día	mié 6/08/25	mié 6/08/25	12		Medidor ultrasonico de esp						
17		→ Medición de espesores	1 día	mié 6/08/25	mié 6/08/25		Medidor ultrasonico de espesores	Medidor ultrasonico de esp						
18		→ Análisis de partículas de aceite	1 día	mié 6/08/25	mié 6/08/25		Kit de analisis	Kit de analisis						
19		→ Limpieza de filtros	1 día	mié 6/08/25	mié 6/08/25		Alcohol isopropolico;TM Filters;Trapo industrial;Brocha industrial	Alcohol isopropolico;TM Fil						
20		→ Verificación de holgura en juego axial	1 día	mié 6/08/25	mié 6/08/25		Base magnetica;Comparador de carátula	Base magnetica;Comparador						
21		→ IV. Mantenimiento semestral turbobomba	1 día	jue 6/11/25	jue 6/11/25	16		Serv						
22		→ Servicio de análisis de aceite	1 día	jue 6/11/25	jue 6/11/25		Servicio externo	Serv						

La implementación del mantenimiento centrado en la confiabilidad en conjunto con el software de Ms Project nos visualiza la forma más ordenada y planificada de presentar un conjunto de actividades para un activo crítico, además de saber cuáles son los recursos necesarios para realizar cada actividad, es importante rescatar que se espera lograr un aumento del 4% de la disponibilidad operativa con una proyección de 11 fallas lo que conlleva a una reducción del 40% de costos de mantenimiento correctivo. Estos valores ayudan a mejorar nuestro tiempo medio entre fallas en 637.36 horas y se mantendrá nuestro tiempo medio de reparación en 26.53 horas.

Según la ISO 55000, al implementar el mantenimiento centrado en la confiabilidad se logra reducir en un 50 – 70% las fallas, en este caso:

$$\text{Fallas después del RCM} = \text{Fallas antes} * (1 - \text{N}^\circ \text{ reducción})$$

$$\text{Fallas después del RCM} = 22 * (1 - 0.50)$$

$$\text{Fallas después del RCM} = 22 * (0.50)$$

$$\text{Fallas después del RCM} = 11$$

A) Tiempo medio entre fallas (MTBF):

$$MTBF_{2025} = MTBF_{2024} * \left(\frac{N^\circ \text{ fallas}_{2024}}{N^\circ \text{ fallas}_{2025}} \right)$$

$$MTBF_{2025} = 318.68 * \left(\frac{22}{11} \right)$$

$$MTBF_{2025} = 637.36 \text{ horas}$$

B) Tiempo total de reparación:

$$\text{Tiempo total de reparación}_{2025} = \text{Tiempo total de reparación}_{2024} * \left(\frac{N^\circ \text{ fallas}_{2025}}{N^\circ \text{ fallas}_{2024}} \right)$$

$$\text{Tiempo total de reparación}_{2025} = 583.71 * \left(\frac{11}{22} \right)$$

$$\text{Tiempo total de reparación}_{2025} = 291.86 \text{ horas}$$

C) Tiempo medio de reparación (MTTR):

$$MTTR_{2025} = \frac{\text{Tiempo total de reparación}_{2025}}{N^\circ \text{ fallas}_{2025}}$$

$$MTTR_{2025} = \frac{291.86}{7}$$

$$MTTR_{2025} = 26.53 \text{ horas}$$

D) Disponibilidad intrínseca:

$$\text{Disponibilidad} = \left(\frac{MTBF}{MTBF + MTTR} \right) * 100$$

$$\text{Disponibilidad} = \left(\frac{637.36}{637.36 + 26.53} \right) * 100$$

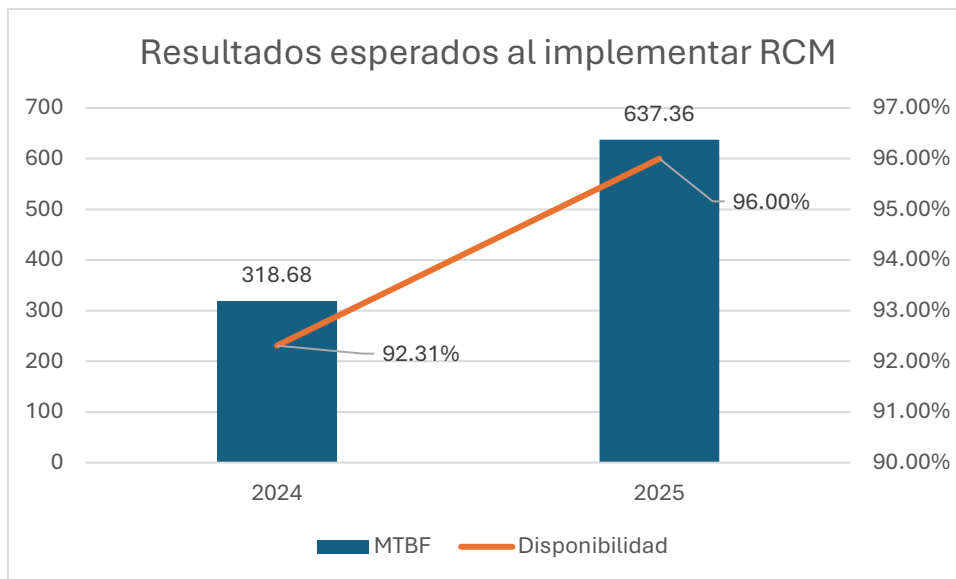
$$\text{Disponibilidad} = \left(\frac{637.36}{663.89} \right) * 100$$

$$\text{Disponibilidad} = (0.96) * 100$$

$$\text{Disponibilidad} = 96\%$$

Tabla 24*Resultados esperados*

Indicador	2024	2025
MTBF	318.68 horas	637.36 horas
MTTR	26.53 horas	26.53 horas
Disponibilidad intrínseca	92.31%	96.00%

Figura 17*Gráfico de los resultados esperados*

Conclusiones

La implementación del mantenimiento centrado en la confiabilidad (RCM) permitió identificar de manera estructurada los componentes críticos del sistema, priorizando las acciones correctivas y preventivas necesarias para fortalecer la confiabilidad operativa. Este proceso facilitó la toma de decisiones orientadas a reducir riesgos y asegurar la continuidad de la turbobomba de alimentación de calderas.

El uso del árbol lógico de decisión complementó este análisis, ya que facilitó la selección de estrategias de mantenimiento específicas para cada modo de falla identificado. De este modo, se logró establecer un plan de mantenimiento técnicamente fundamentado, considerando la criticidad, la frecuencia de ocurrencia y las consecuencias operativas de cada evento.

Al implementar este plan de mantenimiento se pretende una reducción de las fallas, en donde disminuirá de 22 eventos registrados en el año 2024 a solo 11 fallas. Esta mejora se reflejará en un aumento del MTBF (Mean Time Between Failures) a 637.36 horas lo que evidencia una optimización de la gestión de recursos y tiempos de intervención.

Además, la disponibilidad del equipo se pretende que se alcance a un 96%, lo que representa una mejora sustancial respecto al estado inicial. Este incremento impacta de manera directa y positiva en el indicador OEE (Overall Equipment Effectiveness), dado que la disponibilidad es uno de sus componentes fundamentales. La mejora en la disponibilidad contribuye a una mayor eficiencia global del equipo, favoreciendo la productividad, la reducción de pérdidas operativas y la sostenibilidad del sistema de mantenimiento a largo plazo.

Se concluye que la aplicación en el diseño de las metodologías: Pareto, AMEF y ACR permitirán una gestión del mantenimiento más robusta que el uso de una sola técnica; mientras que el diagrama de Pareto permitirá focalizar los recursos en el 20% de las fallas, el AMEF visualiza los modos de falla y el ACR logrará que se eliminen las causas de las fallas más comunes.

La comparativa de resultados demuestra que el uso exclusivo de AMEF habría dejado vulnerables puntos críticos recurrentes que solo un ACR puede resolver mediante el análisis de factores humanos y de diseño, mientras que prescindir del Pareto habría derivado en un plan de mantenimiento sobredimensionado y económicamente inviable para la unidad de cogeneración.

Se establece una relación directa entre el mantenimiento industrial y la eficiencia energética, concluyendo que la corrección de las fallas tendrá una visualización en el incremento en el ciclo de cogeneración por encima del 70%, logrando que se pueda disminuir el consumo de combustible.

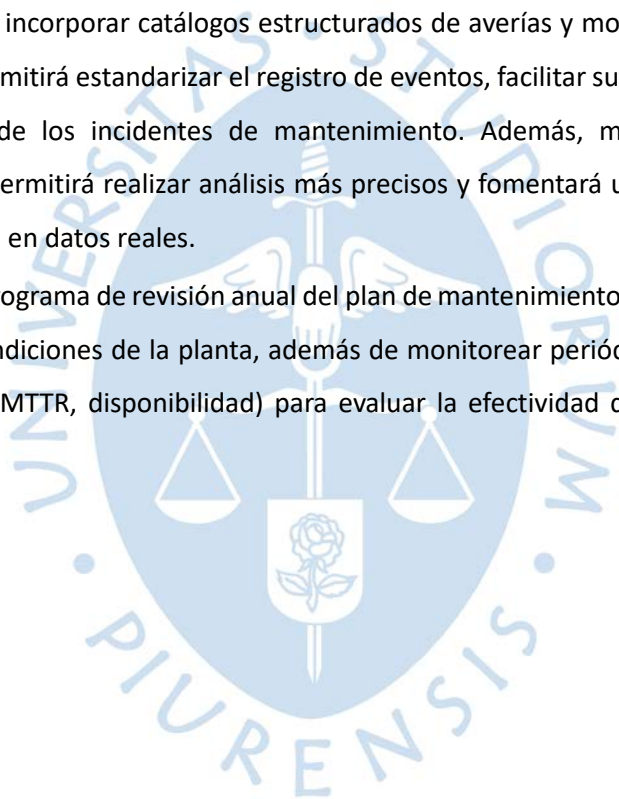
Recomendaciones

Se recomienda formalizar la creación de un área especializada en planificación y programación de mantenimiento, encargada de realizar el seguimiento continuo de las fallas, analizar su frecuencia y evolución, y monitorear indicadores clave como el MTBF, MTTR y la disponibilidad. Esta unidad contribuirá a una gestión proactiva, permitirá la optimización de recursos y facilitará la toma de decisiones basadas en información confiable, alineando las actividades de mantenimiento con los objetivos operativos de la planta.

Integrar programas tecnológicos como lo son Ms Project y SAP PM, con la finalidad de realizar un seguimiento continuo a los planes de mantenimiento estructurados para cada activo de la planta.

Implementación de catálogos estructurados de averías y modos de falla en SAP PM: Se sugiere desarrollar e incorporar catálogos estructurados de averías y modos de falla en el sistema SAP PM. Esta acción permitirá estandarizar el registro de eventos, facilitar su clasificación y asegurar la trazabilidad completa de los incidentes de mantenimiento. Además, mejorará la calidad de la información histórica, permitirá realizar análisis más precisos y fomentará una gestión orientada a la mejora continua basada en datos reales.

Establecer un programa de revisión anual del plan de mantenimiento para adaptarlo a cambios operativos y nuevas condiciones de la planta, además de monitorear periódicamente los indicadores de desempeño (MTBF, MTTR, disponibilidad) para evaluar la efectividad del plan y realizar ajustes cuando sea necesario.



Referencias

- Acosta, J. D. C. O., Soler, V. G., & Molina, A. I. P. (2017). Herramientas para el análisis de causa raíz (ACR). *3c Empresa: investigación y pensamiento crítico*, (1), 1-9.
- Alsyouf, I. (2020). Maintenance performance: A review of definitions, frameworks and measures. *Journal of Quality in Maintenance Engineering*, 26(2), 301–328. <https://doi.org/10.1108/JQME-06-2019-0051>
- Angie. (2014, 1 junio). Sesión 9 mantenimiento centrado en el negocio [Diapositivas]. SlideShare.
- Blanco, S. (2013). Factores claves del mantenimiento.
- Bowers, B. (2020). *A History of Electric Power*. Institution of Engineering and Technology.
- Campos, J., Gómez, J., & Pérez, M. (2019). Predictive maintenance: A review of techniques and applications. *Measurement*, 151, 107–117. <https://doi.org/10.1016/j.measurement.2019.05.015>
- Chávez Enríquez, G. V. (2019). Análisis de la cultura de seguridad en el personal y búsqueda de causa raíz de eventos mayores de inseguridad para implementar mejoras en la atención de pacientes del Hospital AXXIS en el periodo marzo-junio 2019.
- Christopher, M. (2016). *Logistics & Supply Chain Management*. Pearson.
- Correa Correa, Eduardo (2024). Gestión de indicadores y el recurso humano como estrategia de mejora en el área de mantenimiento de una industria de lácteos.
- Cuaresma, J., & Crespo Márquez, A. (2020). Autonomous maintenance in industry 4.0 environments. *Procedia Manufacturing*, 51, 1354–1361.
- Diestra Quevedo, J. P., Esquiviel Paredes, L., & Guevara Chinchayan, R. (2017). Programa de mantenimiento centrado en la confiabilidad (RCM), para optimizar la disponibilidad operacional de la máquina con mayor criticidad.
- Edmundo, H. L. F. (2024). Automatización de la gestión de información del proceso de trabajos de titulación de la carrera de Computación de la Universidad Politécnica Salesiana Sede Quito, utilizando Power Automate y Power Apps. <https://dspace.ups.edu.ec/handle/123456789/28361>
- Etiemble, A., & lung, B. (2019). Maintenance 4.0: From reactive to proactive and strategic maintenance. *Procedia CIRP*, 83, 624–629.
- Fernández Mozo, J. (2019). Análisis del Modo y Efecto de Fallas (AMEF)". Lima, Perú.
- García P. J. *Mantenimiento Predictivo en la Industria*. Colombia. 2000
- Gaviria, D. F. (s. f.). Turbina Elliott Yr. Scribd. <https://es.scribd.com/document/419514657/Turbina-Elliott-Yr>

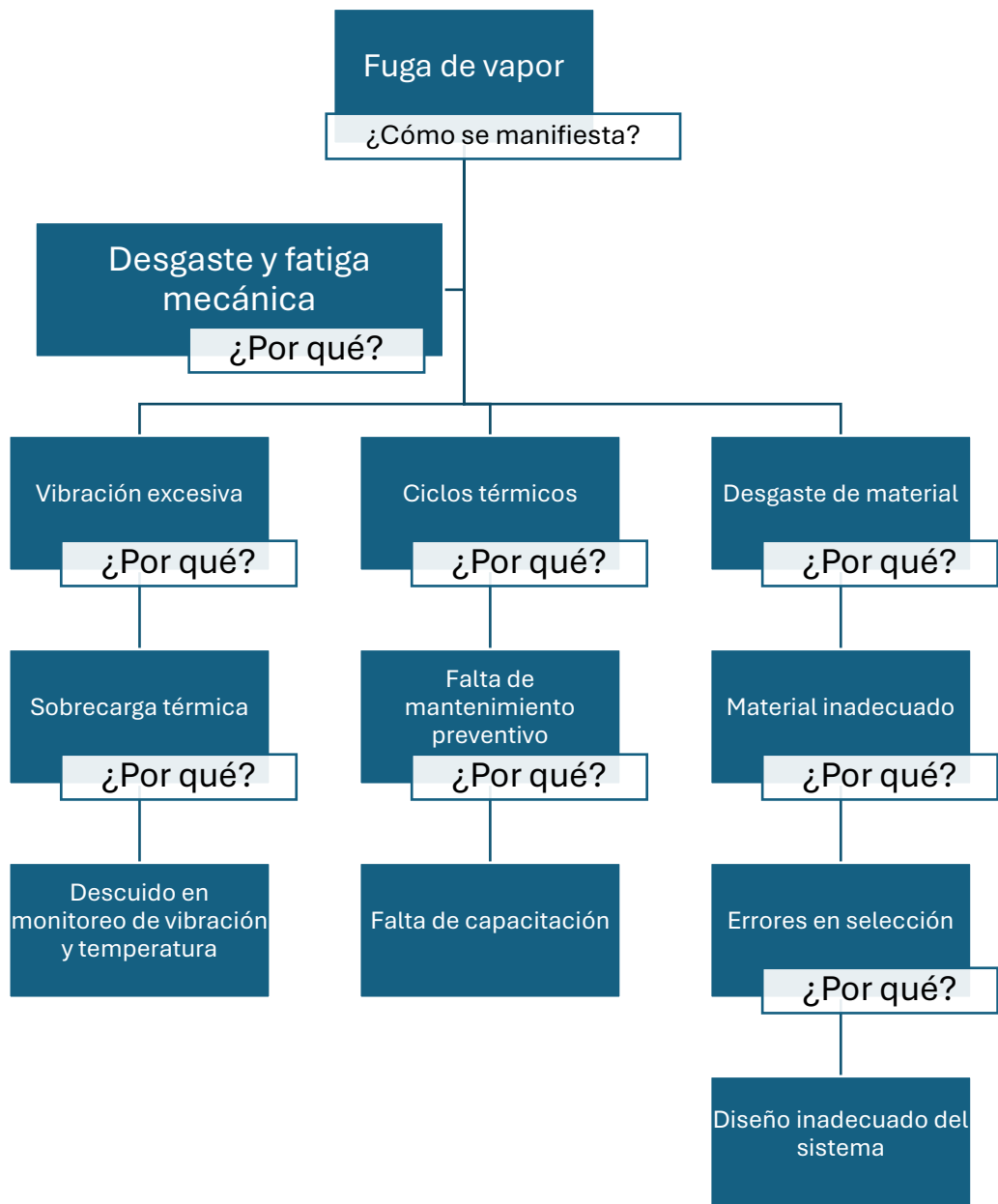
- ISO 14224:2016. (octubre de 2016). Industrias de petróleo, petroquímica y gas natural - recolección e intercambio de datos de confiabilidad y mantenimiento de equipos. Estándares BSI.
- Kumar, S., & Gandhi, O. P. (2020). Reliability centered maintenance: A strategic approach for improved asset management. *Journal of Quality and Reliability Engineering*, 2020, 1–15. <https://doi.org/10.1155/2020/8846307>
- Kumar, S., Gandhi, O. P., & Tewari, P. C. (2022). *Handbook of Maintenance Management and Engineering*. Springer. <https://doi.org/10.1007/978-3-030-80265-4>
- Lee, J., Bagheri, B., & Kao, H. A. (2018). A Cyber-Physical Systems architecture for Industry 4.0-based manufacturing systems. *Manufacturing Letters*, 3(1), 18–23.
- Mobley, R. K. (2019). *Maintenance Fundamentals* (3rd ed.). Butterworth-Heinemann.
- Moubray, J. (1997). *Reliability-centered maintenance*. Industrial Press Inc.
- Nakajima, S. (1988). *Introduction to TPM: Total Productive Maintenance*. Productivity Press.
- Patanella, A. J., Garaventa, G. N., & Actis, M. D. (2017). Turbo-bombas vs. bombas eléctricas. <https://sedici.unlp.edu.ar/handle/10915/131681>
- Penkova Vassileva, M. (2007). *Mantenimiento y análisis de vibraciones*. Ciencia y sociedad.
- Quevedo, J. P. D., Paredes, L. E., & Chinchayan, R. G. (2017). Programa de mantenimiento centrado en la confiabilidad (RCM), para optimizar la disponibilidad operacional de la máquina con mayor criticidad. *INGENIERÍA: Ciencia, Tecnología e Innovación*, 4(1).
- Salinas Miranda, Yerson (2020). *Implementación de un plan de mantenimiento predictivo por análisis de vibraciones en equipos rotativos críticos en la central de termoeléctrica Santo Domingo de los Olleros*.
- Team, I. (2024, 26 noviembre). RCM vs. FMEA (Matriz AMFE): ¡conoce las diferencias! Infraspak Blog. <https://blog.infraspeak.com/es/rcm-vs-fmea/>
- Tsang, A. H. C., Jardine, A. K. S., & Kolodny, H. (2021). Maintenance management and asset management integration: A holistic approach. *Journal of Quality in Maintenance Engineering*, 27(4), 605–622.
- Varona Ancajima, Kelvin (2023). *Propuesta de modelo de gestión de mantenimiento preventivo y predictivo a molino de secado de bagazo*.

Apéndices



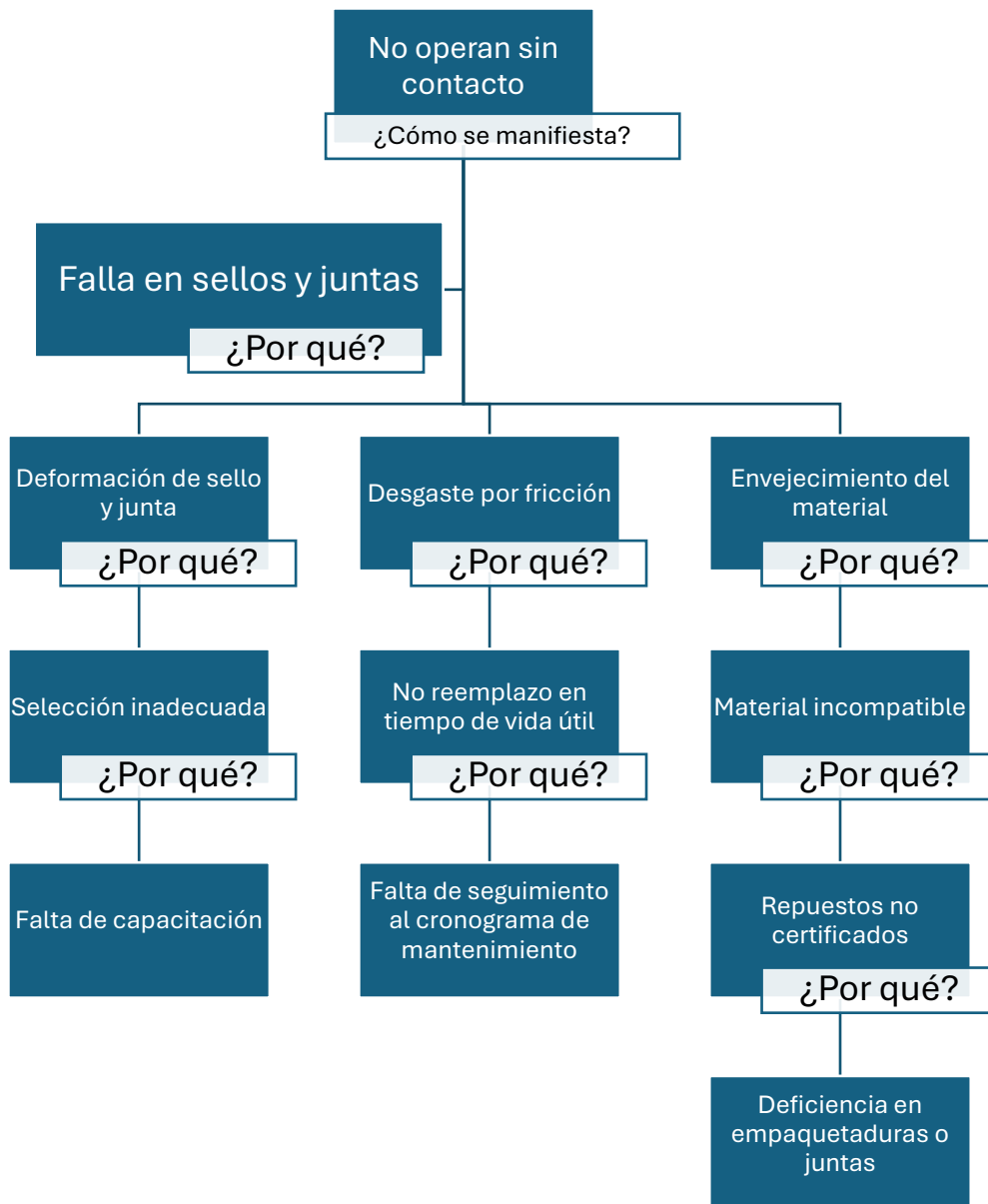
Apéndice A. Análisis causa raíz (1)

Figura 18
Análisis causa raíz (1)



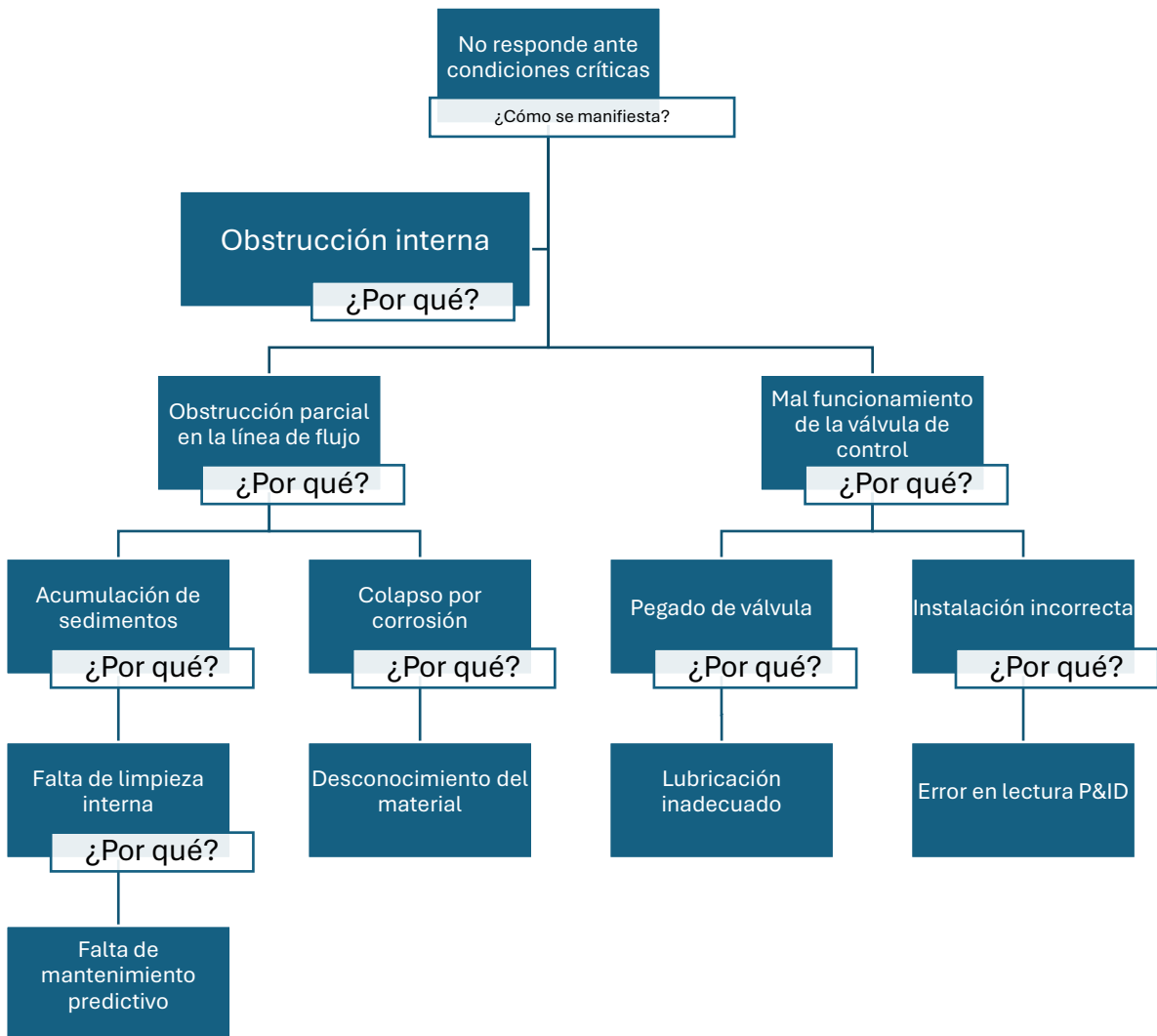
Apéndice B. Análisis causa raíz (2)

Figura 19
Análisis causa raíz (2)



Apéndice C. Análisis causa raíz (3)

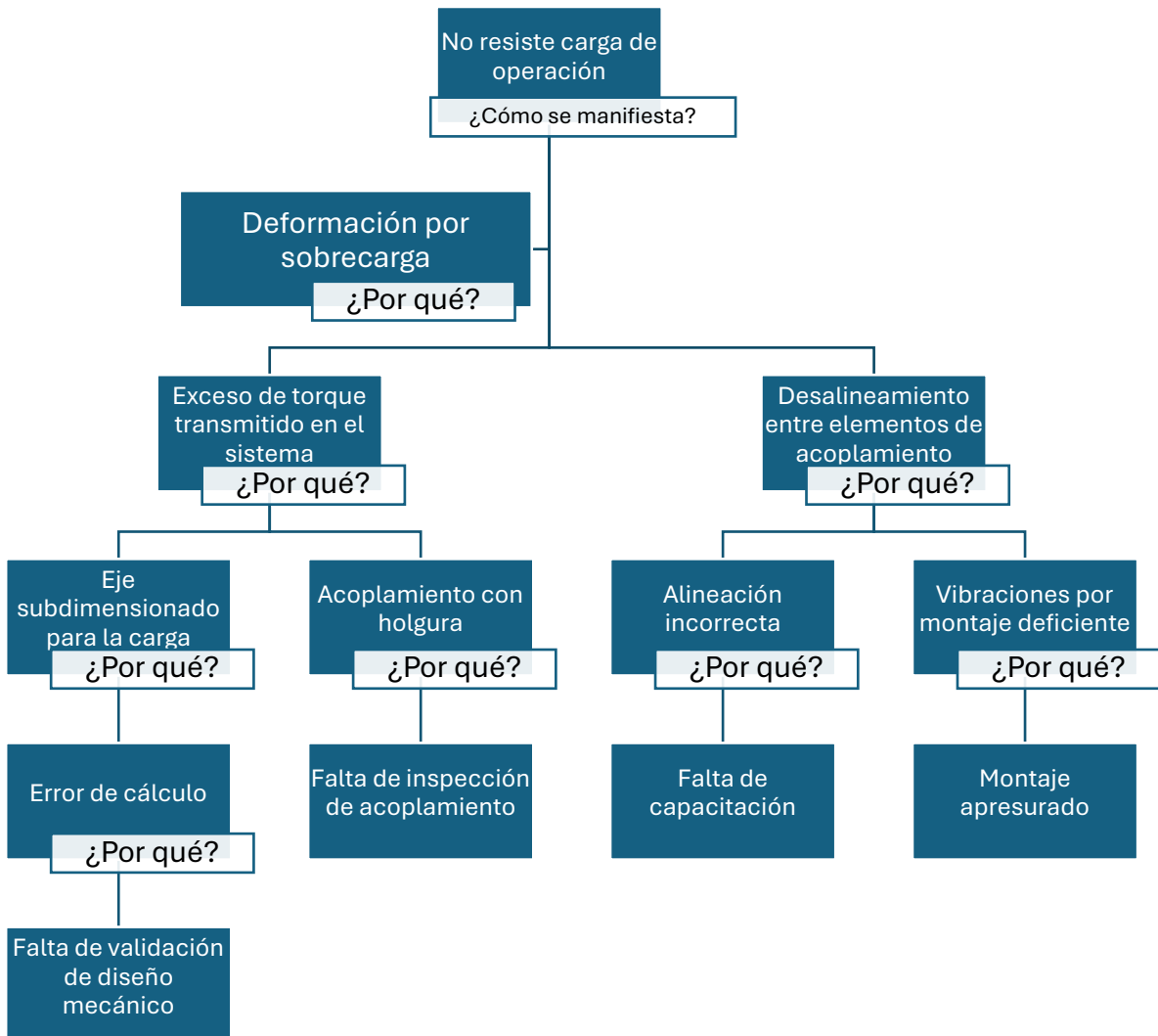
Figura 20
Análisis causa raíz (3)



Apéndice D. Análisis causa raíz (4)

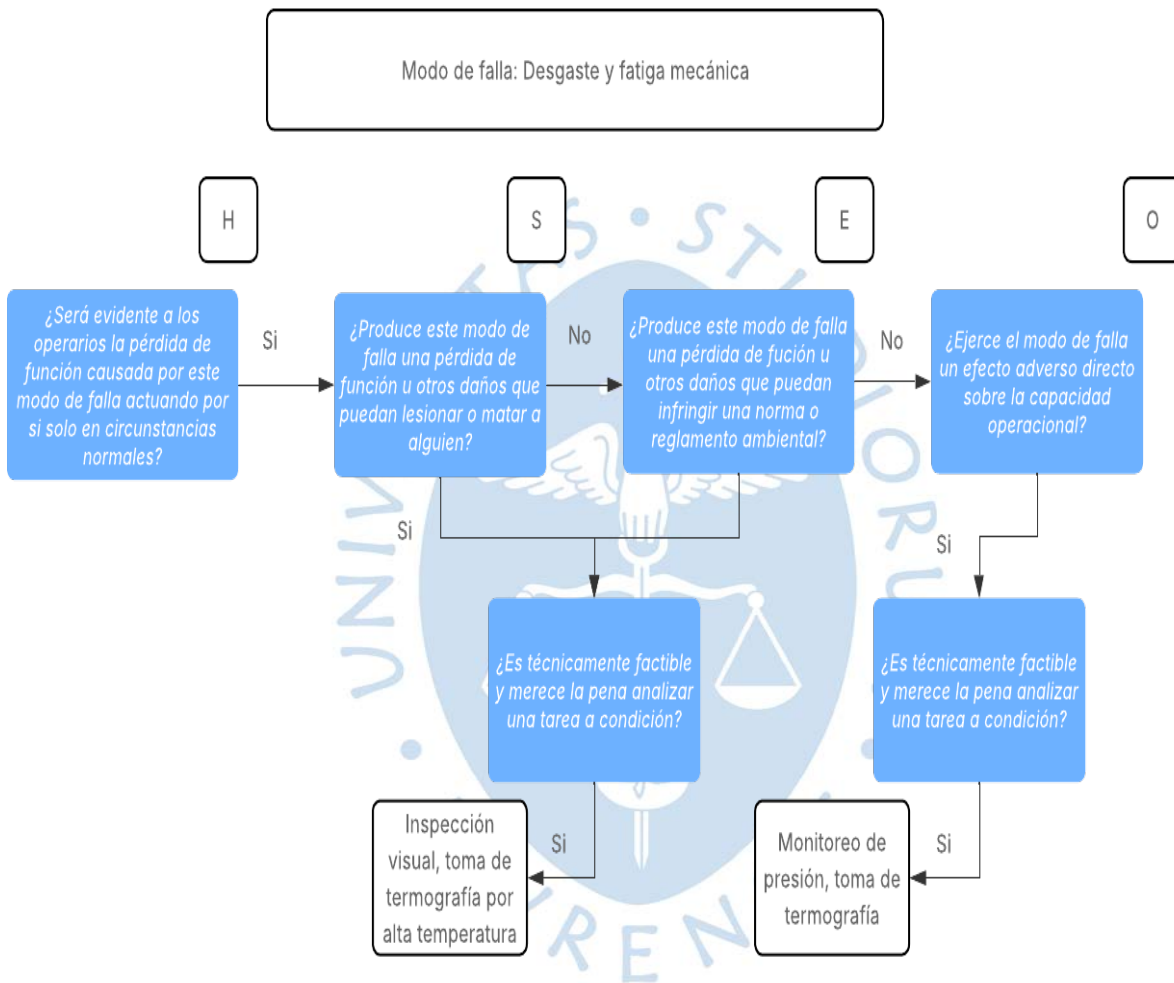
Figura 21

Análisis causa raíz (4)



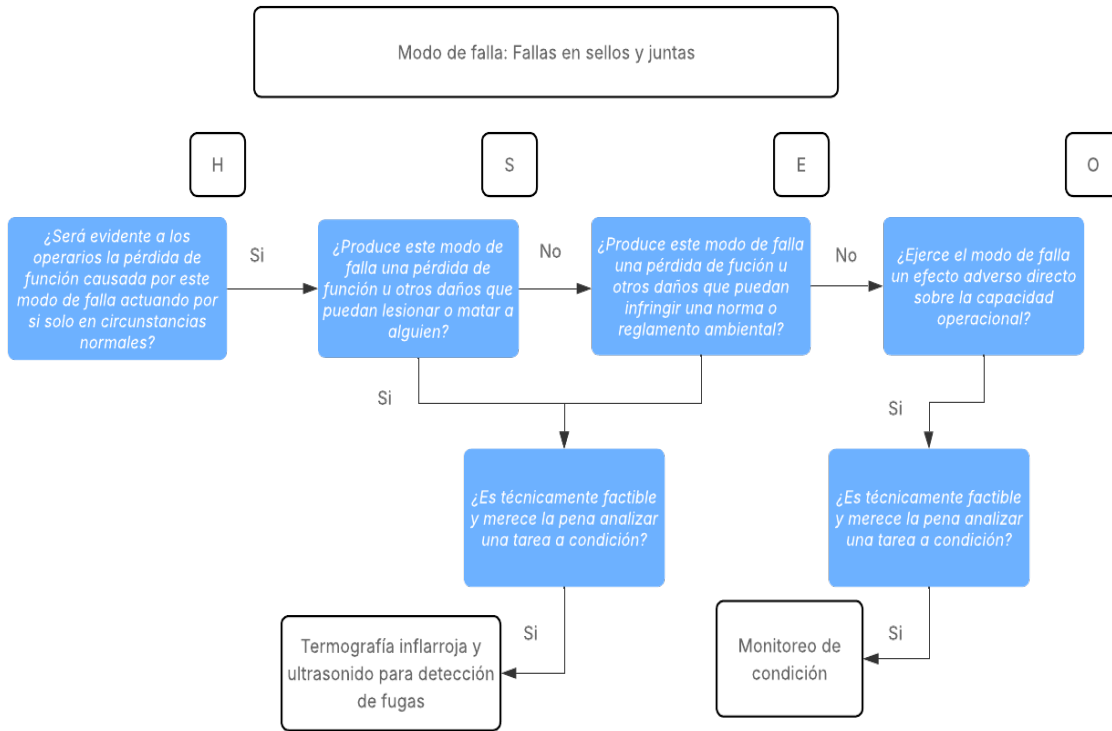
Apéndice E. Árbol lógico de decisión (1)

Figura 22
Árbol lógico de decisión (1)



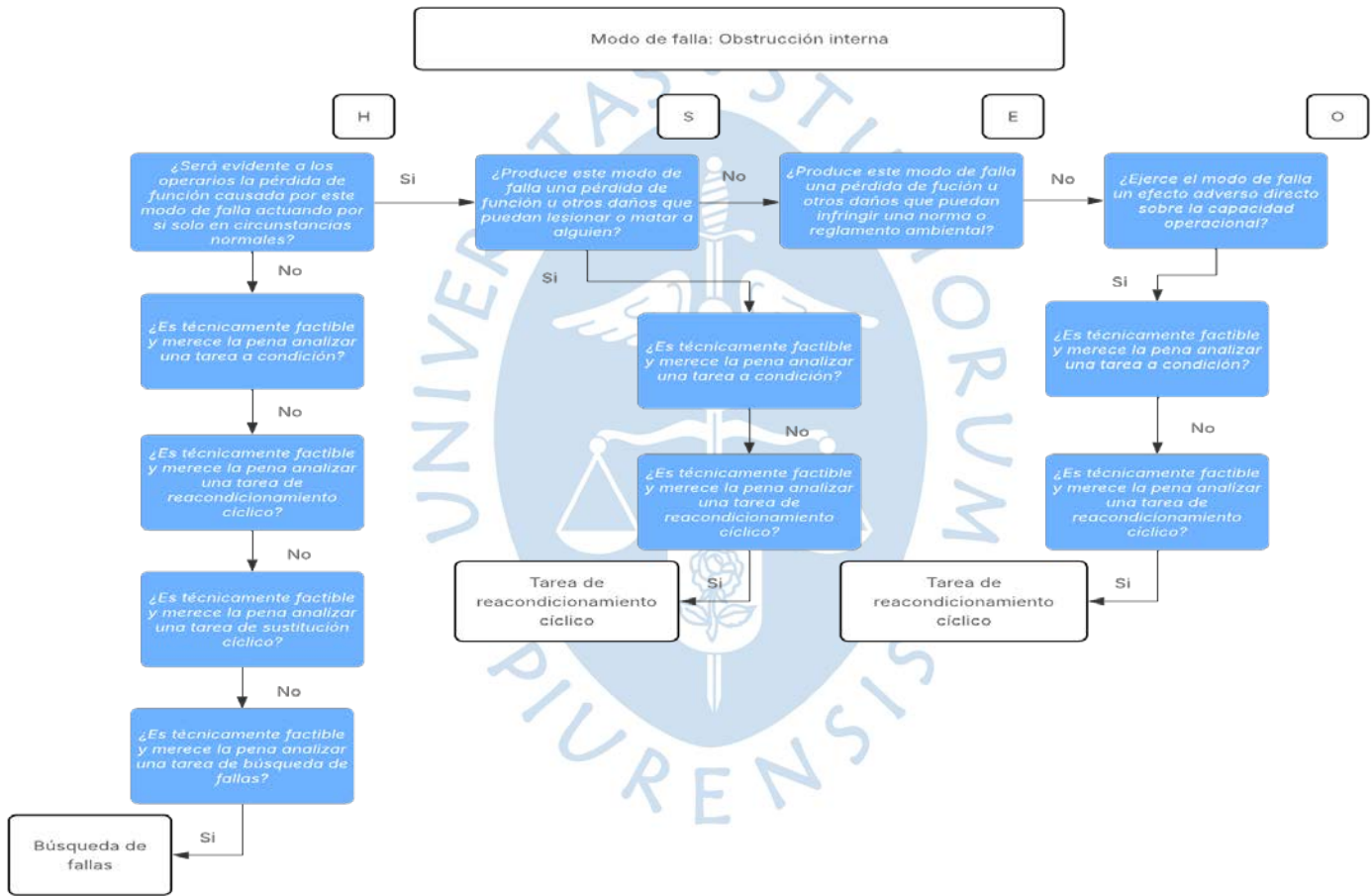
Apéndice F. Árbol lógico de decisión (2)

Figura 23
Árbol lógico de decisión (2)



Apéndice G. Árbol lógico de decisión (3)

Figura 24
Árbol lógico de decisión (3)



Apéndice H. Árbol lógico de decisión (4)

Figura 25
Árbol lógico de decisión (4)

