

**UNIVERSIDAD TÉCNICA FEDERICO SANTA MARÍA
SEDE VIÑA DEL MAR – JOSE MIGUEL CARRERA**

**PROPUESTA DE MEJORA AL PLAN DE MANTENIMIENTO CENTRADO EN
CONFIABILIDAD APLICADO A UNA PERFORADORA KOMATSU P&H 320XPC
DE FAENA COLLAHUASI**

Trabajo de Titulación para optar al Título de
Ingeniero en Mantenimiento Industrial

Alumno:

Denin Marcelo Valencia Valencia

Profesor Guía:

Mg. Ing. Ricardo Ciudad Cartagena



CONSTANCIA DE VALIDACIÓN Y CONFIDENCIALIDAD DE MONOGRAFÍA A REPOSITORIO ACADÉMICO

1.- IDENTIFICACIÓN DEL TRABAJO ACADÉMICO

Tipo de monografía (marcar una opción): ☒ Memoria o trabajo de título ☐ Tesis de Postgrado

Título del trabajo: PROPUESTA DE MEJORA AL PLAN DE MANTENIMIENTO CENTRADO EN CONFIABILIDAD APLICADO A UNA PERFORADORA KOMATSU P&H 320XPC DE FAENA COLLAHUASI

Nombre del candidato(a): Denin Marcelo Valencia Valencia

Carrera / Grado: Ingeniería en Mantenimiento Industrial

Campus: Viña del Mar; **Departamento:** Mecánica

2.- VALIDACIÓN DEL PROFESOR GUÍA/DIRECTOR DE TESIS

Yo, Ricardo Ciudad Cartagena, en mi calidad de profesor(a) guía/director(a) del trabajo académico mencionado anteriormente **DEJO CONSTANCIA** que:

- He revisado esta versión del documento y corresponde a la versión final aprobada del trabajo.
- El trabajo cumple con los requisitos académicos y de formato establecidos por la institución.

3.- EVALUACIÓN DE CONFIDENCIALIDAD POR PROPIEDAD INDUSTRIAL (marcar una opción)

☒ El trabajo **NO contiene** información que amerite confidencialidad y puede ser publicado de inmediato en repositorio con acceso abierto.

☐ El trabajo **CONTIENE** información con potenciales implicancias de propiedad industrial o intelectual y requiere un periodo de confidencialidad (**embargo**) por (**marcar una opción**):

☐ 6 meses ☐ 12 meses ☐ 2 años ☐ 3 años ☐ 5 años ☐ 10 años

Fundamentación de la necesidad de confidencialidad (obligatorio si se solicita embargo):

4.- FIRMAS

Profesor(a) guía o director(a) de memoria o tesis:

Fecha: 03/09/2026

Firma:

Estudiante o Candidato(a):

Fecha: 03/09/2026

Firma:

Este formulario debe ser insertado como página 2 de la memoria o tesis, completado y firmado por estudiante y profesor(a) antes de la entrega en portal PRISMA de Biblioteca USM.

RESUMEN

PALABRAS CLAVE: Mantenimiento centrado en confiabilidad (RCM), AMEF, criticidad, perforadoras eléctricas, mantenimiento minero.

El presente trabajo tuvo como objetivo proponer una mejora al plan de mantenimiento basado en la metodología de Mantenimiento Centrado en Confiabilidad (RCM) para la perforadora eléctrica P&H 320XPC N°27 que opera en la faena minera Doña Inés de Collahuasi.

El análisis del histórico correspondiente al año 2024 evidenció 150 fallas anuales, 599 horas de detención y un impacto económico de 377.969 USD/año, pese a mantener una disponibilidad operacional de 93,16%. Mediante la aplicación estructurada del RCM, incluyendo análisis funcional, aplicación de AMEF con cuantificación económica y uso del árbol lógico de decisión conforme a la norma SAE JA1011, se identificaron los sistemas estructurales y de distribución eléctrica como los de mayor criticidad.

La propuesta desarrollada permitió proyectar una reducción del riesgo económico anual desde 232.836 USD a 78.501 USD, generando un ahorro neto estimado de 147.425 USD/año, con un retorno sobre la inversión (ROI) de 21,34 y un período de recuperación aproximado de 17 días. Asimismo, se proyectó un incremento de la disponibilidad operacional hasta 94,92%.

Los resultados obtenidos evidencian que la aplicación de la metodología RCM permite reducir significativamente el riesgo económico asociado a fallas, optimizar la utilización de recursos de mantenimiento y mejorar la confiabilidad operacional de activos mineros críticos.

ÍNDICE

RESUMEN 2

ÍNDICE..... 3

SIGLAS Y SIMBOLOGÍA 7

A. SIGLAS: 7

B. UNIDADES DE MEDIDA:..... 8

INTRODUCCIÓN..... 9

OBJETIVOS 10

OBJETIVO GENERAL 10

OBJETIVOS ESPECÍFICOS 10

1. CAPÍTULO 1: ANTECEDENTES GENERALES E IDENTIFICACIÓN DE EQUIPO CRÍTICO 11

 1.1. CICLO DE VIDA Y PROCESO PRODUCTIVO MINERO 13

 1.2. ENTIDAD 14

 1.2.1. Antecedentes de la Empresa y Cliente 14

 1.3. MARCO GENERAL..... 15

 1.4. CONTEXTO OPERACIONAL..... 15

 1.5. ORGANIGRAMA DE KOMATSU EN FAENA MINERA COLLAHUASI 16

 1.6. PROCESO DE PERFORACIÓN 16

 1.7. EQUIPO DE PERFORACIÓN 320XPC..... 17

 1.7.1. Descripción General del Equipo (Generalidades) 17

 1.8. KPI ACTUAL DE LA PERFORADORA P&H 320XPC N°27 18

 1.8.1. Análisis del Histórico de Fallas (Periodo 2024)..... 18

 1.8.2. Cálculo de Indicadores de Confiabilidad..... 19

 1.9. PROBLEMÁTICA 20

 1.10. ANÁLISIS DE CRITICIDAD Y JERARQUIZACIÓN DE ACTIVOS 20

 1.10.1. Resultados del Análisis de Criticidad de Equipos Críticos..... 25

 1.11. CONCLUSIÓN DEL ANÁLISIS DE CRITICIDAD 26

2. CAPÍTULO 2: APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA RCM Y PROPUESTAS DE TAREAS DE MANTENIMIENTO AL SISTEMA CRÍTICO 28

 2.1. METODOLOGÍA RCM..... 30

- 2.2. ANÁLISIS DE CRITICIDAD POR SISTEMAS 31
 - 2.2.1. Aplicación del Diagrama de Pareto 34
 - 2.2.2. Diagrama de Pareto (Impacto Económico por Sistema) 35
 - 2.2.3. Justificación Técnica de Selección de Sistemas Críticos 35
- 2.3. SISTEMAS CRÍTICOS SELECCIONADOS..... 36
 - 2.3.1. Sistema Estructural 36
 - 2.3.2. Sistema de Distribución Eléctrica..... 36
 - 2.3.3. Contexto Operacional 36
- 2.4. DEFINICIÓN DE FUNCIONES (SISTEMA ESTRUCTURAL) 37
 - 2.4.1. Función Primaria 37
 - 2.4.2. Funciones Secundarias Asociadas 37
 - 2.4.3. Fallas Funcionales 37
 - 2.4.4. Modos de Fallas del Sistema Estructural..... 37
- 2.5. FUNCIONES DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA..... 38
 - 2.5.1. Función Primaria 38
 - 2.5.2. Funciones Secundarias 38
 - 2.5.3. Fallas Funcionales del Sistema de Distribución Eléctrica 39
 - 2.5.4. Modos de Falla del Sistema de Distribución Eléctrica..... 39
 - 2.5.5. Consecuencias de Falla..... 40
 - 2.5.6. Justificación del uso del AMEF 40
- 2.6. DESARROLLO DEL ANÁLISIS AMEF 41
 - 2.6.1. Modelo de Evaluación de Criticidad en el AMEF..... 41
 - 2.6.2. Determinación del Impacto en Producción (IP) 42
 - 2.6.3. Costos Directos de Mantenimiento (CM)..... 43
 - 2.6.4. Aplicación del AMEF al Sistema Estructural 43
 - 2.6.5. Aplicación del AMEF al Sistema de Distribución Eléctrica 44
 - 2.6.6. Interpretación General del AMEF 46
 - 2.6.7. Aplicación del Árbol Lógico de Decisión RCM 46
- 2.7. PROPUESTA DEL PLAN DE MANTENIMIENTO DERIVADO DEL RCM... 49
 - 2.7.1. Propuesta de Plan de Mantenimiento para el Sistema Estructural 50

2.7.2. Propuesta de Plan de Mantenimiento para Sistema de Distribución Eléctrica
51

2.8. PRESENTACIÓN DEL AMEF COMPLETO..... 52

2.9. CONCLUSIÓN DE LA APLICACIÓN DEL ENFOQUE RCM..... 52

3. CAPÍTULO 3: ANÁLISIS Y EVALUACIÓN TÉCNICO-ECONÓMICA..... 53

3.1. EVALUACIÓN TÉCNICO ECONÓMICA 55

3.2. ANÁLISIS ECONÓMICO..... 59

3.2.1. Retorno sobre la Inversión (ROI) 59

3.2.2. Periodo de Recuperación (PAYBACK) 60

3.3. IMPACTO EN LA DISPONIBILIDAD 61

CONCLUSIONES..... 66

RECOMENDACIONES 67

BIBLIOGRAFÍA Y REFERENCIAS..... 68

ANEXOS 70

ANEXO A: AMEF SISTEMA ESTRUCTURAL 70

ANEXO B: AMEF SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA 72

ANEXO C: VALORIZACIÓN Y PARÁMETROS OPERACIONALES 74

ANEXO D: MODELO ECONÓMICO POR POZO 74

ANEXO E: VALIDACIÓN ECONÓMICA ANUAL..... 75

ANEXO F: MODELO DE EVALUACIÓN ECONÓMICA DEL PLAN RCM 75

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1-1. Proceso productivo en minería a rajo abierto. 13

Figura 1-2. Perforadora eléctrica P&H 320 XPC..... 14

Figura 1-3. Rajo de la Faena Minera Doña Inés de Collahuasi. 15

Figura 1-4. Organigrama del área perforadoras, Komatsu 2025. 16

Figura 1-5. Diagrama general de la perforadora P&H 320 XPC..... 17

Figura 1-6. Matriz de criticidad (Frecuencia x Consecuencia). 24

Figura 1-7. Leyenda de selección criticidad. 25

Figura 2-1. Proceso de Implantación del RCM. 31

Figura 2-2. Árbol lógico de decisión RCM. 47

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1-1. Indicadores de desempeño periodo 2024. 19

Tabla 1-2. Escala de Ponderación de Frecuencia de Fallas (FF). 22

Tabla 1-3. Ponderación SHA. 23

Tabla 1-4. Ponderación IP. 23

Tabla 1-5. Ponderación CM. 24

Tabla 1-6. Resultados Análisis de Criticidad de Equipos Críticos. 26

Tabla 2-1. Horas de Detención anual por sistema de la perforadora P&H 320 XPC N°27. 32

Tabla 2-2. Impacto económico anual por sistema de la perforadora P&H 320XPC N°27... 33

Tabla 2-3. AMEF del Sistema Estructural. 44

Tabla 2-4. AMEF del Sistema de Distribución Eléctrica. 45

Tabla 2-5. Aplicación del Árbol Lógico RCM alineado con el AMEF. 48

Tabla 2-6. Resumen de Plan de Mantenimiento Propuesto para Sistema Estructural. 50

Tabla 2-7. Resumen de Plan de Mantenimiento Propuesto para Sistema de Distribución Eléctrica. 51

Tabla 3-1. Comparación de indicadores antes y después del RCM en sistema estructural. . 56

Tabla 3-2. Comparación de indicadores antes y después del RCM en sistema de distribución eléctrica. 57

Tabla 3-3. Indicadores económicos anuales al implantar RCM. 59

Tabla 3-4. Impacto en TPPR antes y después de implantar RCM. 62

Tabla 3-5. Impacto en la disponibilidad antes y después del RCM. 63

Tabla 3-6. Resumen comparativo de indicadores antes del RCM. 64

Tabla 3-7. Resumen comparativo de indicadores proyectados después del RCM. 65

ÍNDICE DE ECUACIONES

Ecuación 1-1. Criticidad Total por Riesgo. 21

Ecuación 1-2. Consecuencia (C). 22

Ecuación 1-3. Criticidad Total por Riesgo. 23

Ecuación 2-1. Cálculo de impacto económico anual. 31

Ecuación 2-2. Cálculo de Criticidad Total por Riesgo. 41

Ecuación 2-3. Cálculo de Impacto en Producción. 42

Ecuación 3-1. Cálculo de Riesgo Anual. 55

Ecuación 3-2. Cálculo de Retorno Sobre la Inversión..... 60

Ecuación 3-3. Cálculo de Periodo de Recuperación..... 60

Ecuación 3-4. Cálculo de Disponibilidad. 61

ÍNDICE DE GRÁFICOS

Gráfico 2-1. Diagrama de Pareto, Horas de Detención por Sistema. 34

Gráfico 2-2. Diagrama de Pareto, Impacto Económico por Sistema..... 35

SIGLAS Y SIMBOLOGÍA

A. SIGLAS:

- RCM: Reliability Centered Maintenance (Mantenimiento Centrado en Confiabilidad)
- AMEF/FMEA: Failure Modes and Effects Analysis (Análisis de Modos de Falla y Efectos)
- FMECA: Failure Mode, Effects and Criticality Analysis (Análisis de Modos de Falla, Efectos y Criticidad)
- MTBF: Mean Time Between Failures (Tiempo Medio Entre Fallas)
- MTTR: Mean Time To Repair (Tiempo Medio de Reparación)
- TTO: Tiempo Total de Operación
- CTR: Criticidad Total por Riesgo
- FF: Frecuencia de Fallas
- IP: Impacto en Producción
- CM: Costos de Mantenimiento
- SHA: Seguridad, Higiene y Ambiente
- ROI: Return On Investment (Retorno sobre la Inversión)
- Payback: Periodo de Recuperación de Inversión
- A: Disponibilidad
- KPI: Key Performance Indicator (Indicador Clave de Desempeño)

B. UNIDADES DE MEDIDA:

- USD: dólares estadounidenses
- h: horas
- USD/año: dólares por año
- %: porcentaje
- kW: kilowatt
- HP: horse power (caballos de fuerza)
- m: metros
- mm: milímetros
- fallas/año: número de fallas por año

INTRODUCCIÓN

La Compañía Minera Doña Inés de Collahuasi opera bajo condiciones de alta exigencia productiva y ambientales extremas, lo que demanda elevados estándares de confiabilidad en los equipos críticos del proceso minero. En este contexto, Komatsu Chile S.A. es responsable del mantenimiento de la flota de perforadoras eléctricas P&H 320XPC, equipos fundamentales para la etapa de perforación y tronadura.

Durante el año 2024 se realizó un análisis de criticidad considerando variables técnicas y económicas tales como frecuencia de fallas, impacto en producción, seguridad y costos de mantenimiento. Como resultado, la perforadora P&H 320XPC N°27 fue identificada como el activo con mayor nivel de riesgo operacional dentro de la flota evaluada.

El análisis histórico evidenció 150 fallas anuales y 599 horas de detención, generando un impacto económico estimado de 377.969 USD/año, pese a mantener una disponibilidad operacional de 93,16%, valor que se encuentra dentro del rango contractual exigido. Esta situación evidencia una brecha entre el cumplimiento del indicador de disponibilidad y la optimización del desempeño desde una perspectiva de gestión de activos basada en riesgo.

Desde la perspectiva de la gestión de activos, el desafío no consiste únicamente en cumplir metas de disponibilidad, sino en maximizar el valor generado por el activo durante su ciclo de vida mediante la reducción del riesgo y la optimización de costos.

En este escenario, el presente trabajo propone una mejora al plan de mantenimiento mediante la aplicación estructurada de la metodología de Mantenimiento Centrado en Confiabilidad (RCM), incorporando análisis funcional, AMEF con cuantificación económica y evaluación técnico-financiera, con el objetivo de reducir el riesgo operacional y optimizar el desempeño del equipo crítico seleccionado.

OBJETIVOS

OBJETIVO GENERAL

Proponer una mejora al plan de mantenimiento mediante la aplicación de la metodología de Mantenimiento Centrado en Confiabilidad (RCM) para incrementar la confiabilidad operacional del equipo.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Identificar el equipo crítico dentro de la flota mediante la aplicación de una matriz de criticidad, utilizando información técnica y operativa, con el fin de seleccionar el activo objeto de análisis para la aplicación de la metodología RCM.
- Aplicar la metodología RCM al sistema crítico seleccionado, desarrollando un análisis funcional y un análisis de modos y efectos de falla (AMEF), con el fin de priorizar los modos de falla más relevantes en función de su criticidad.
- Proponer tareas de mantenimiento alineadas a los modos de falla más críticos, incorporando una evaluación técnico-económica para evaluar la factibilidad y efectividad de las mejoras propuestas.

1. **CAPÍTULO 1: ANTECEDENTES GENERALES E IDENTIFICACIÓN DE EQUIPO CRÍTICO**

1.1. CICLO DE VIDA Y PROCESO PRODUCTIVO MINERO

El ciclo de vida de una faena minera abarca desde la exploración hasta el cierre. Durante la etapa operativa, la perforación y tronadura constituyen el punto de partida del proceso productivo. Su correcta ejecución define la fragmentación del material y la eficiencia de las etapas posteriores de carguío, transporte y chancado, como se muestra en la Figura 1-1.

En la etapa inicial del ciclo productivo minero, las perforadoras P&H 320XPC ejecutan perforaciones de hasta 20 metros de profundidad, generando mallas uniformes que permiten una fragmentación eficiente del macizo rocoso. Una correcta ejecución de esta fase resulta fundamental para asegurar la continuidad del proceso productivo y optimizar los costos operacionales.

En este contexto, la confiabilidad de las perforadoras eléctricas resulta un factor crítico para asegurar la estabilidad del proceso productivo, constituyendo el foco del presente estudio.

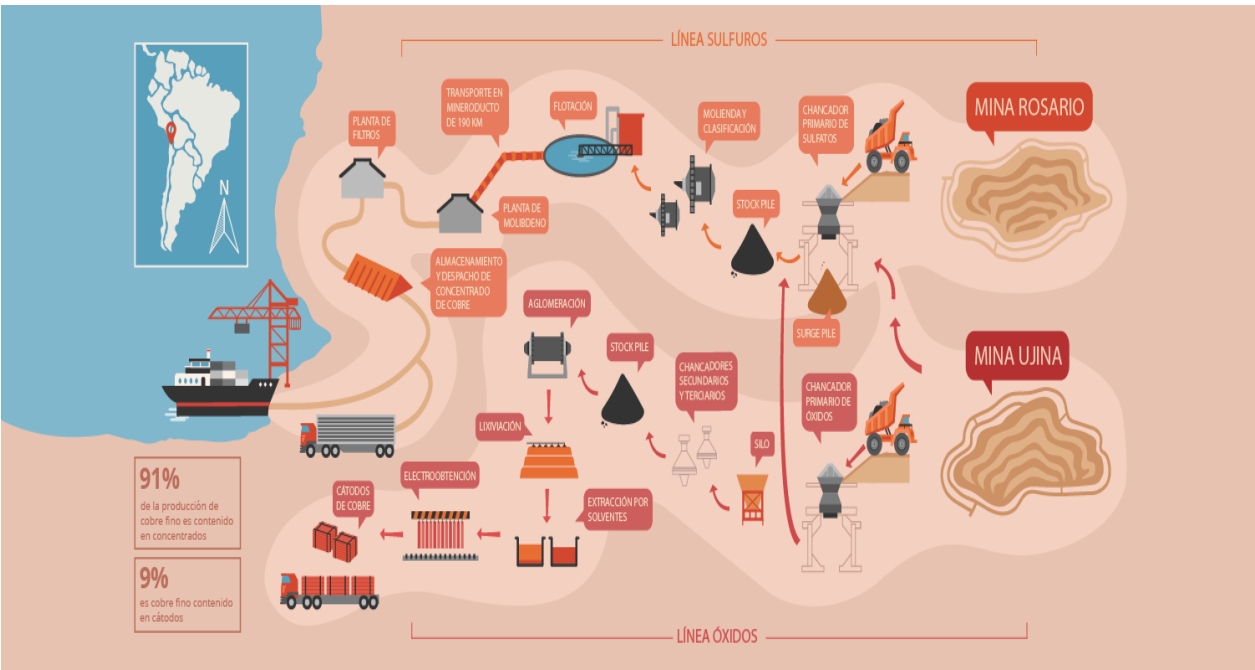


Figura 1-1. Proceso productivo en minería a rajo abierto.

Fuente: Compañía Minera Doña Inés de Collahuasi (2025).



Figura 1-2. Perforadora eléctrica P&H 320 XPC.

Fuente: Fotografía propia tomada en Compañía Minera Doña Inés de Collahuasi, 2025.

1.2. ENTIDAD

En este trabajo se consideran dos entidades principales: la compañía mandante, Compañía Minera Doña Inés de Collahuasi (CMDIC), y la empresa contratista de servicios externos, Komatsu Chile, encargada del mantenimiento de la flota de perforadoras eléctricas P&H 320XPC en la faena.

1.2.1. Antecedentes de la Empresa y Cliente

Komatsu Chile S.A. presta servicios de mantenimiento de equipos mineros de alto tonelaje en distintas faenas del país. En la mina Doña Inés de Collahuasi, la empresa está a cargo del mantenimiento de una flota de Palas 4100XPC, Perforadoras 320XPC y Cargadores frontales 1850 y 2350, esenciales para la etapa de producción.

Estos equipos operan bajo condiciones exigentes de altitud y carga de trabajo. Mantener su confiabilidad es de gran importancia para el cumplimiento de las metas de producción, razón por la cual se enfoca este estudio.



Figura 1-3. Rajo de la Faena Minera Doña Inés de Collahuasi.

Fuente: Imagen de Google, minería a rajo abierto.

1.3. MARCO GENERAL

Según Moubray (1997), la evolución del mantenimiento industrial ha transitado desde enfoques correctivos hacia estrategias basadas en confiabilidad funcional. En este contexto, metodologías como el Mantenimiento Centrado en Confiabilidad (RCM) permiten identificar funciones, modos de falla y consecuencias asociadas a los activos críticos, facilitando la definición de tareas de mantenimiento técnicamente justificadas.

En complemento, el análisis de criticidad constituye una herramienta fundamental para priorizar recursos y focalizar los esfuerzos de mantenimiento sobre aquellos activos que generan mayor impacto operacional y económico. Bajo este enfoque, la gestión de activos busca maximizar el valor generado por los activos durante su ciclo de vida, mediante la reducción del riesgo operacional y la optimización de costos de mantenimiento.

1.4. CONTEXTO OPERACIONAL

La perforadora eléctrica P&H 320XPC N°27 opera en la faena minera Doña Inés de Collahuasi, ubicada en la Región de Tarapacá a una altitud superior a los 4.000 m.s.n.m. Dentro del proceso productivo minero, la perforación constituye la primera etapa de la cadena de valor, ya que condiciona la eficiencia de los procesos posteriores de tronadura, carguío y transporte.

El equipo opera bajo un régimen continuo de trabajo en turnos 7x7, enfrentando condiciones operacionales exigentes caracterizadas por altas cargas dinámicas, vibraciones

permanentes, presencia de polvo abrasivo y amplias variaciones térmicas. Estas condiciones aceleran los mecanismos de degradación de componentes estructurales, eléctricos y mecánicos, incrementando la probabilidad de fallas funcionales.

Durante el año 2024 la perforadora N°27 registró 150 fallas y 599 horas de detención, generando un impacto económico anual estimado de 377.969 USD. A pesar de mantener una disponibilidad operacional de 93,16%, el análisis histórico evidencia una elevada recurrencia de fallas correctivas y una importante exposición al riesgo operacional, situación que justifica la aplicación de una estrategia de mantenimiento basada en confiabilidad para optimizar el desempeño del activo y reducir las pérdidas asociadas a la indisponibilidad.

1.5. ORGANIGRAMA DE KOMATSU EN FAENA MINERA COLLAHUASI

En el siguiente diagrama se puede observar brevemente algunos cargos del área de mantenimiento de perforadoras de la empresa Komatsu Chile S.A.

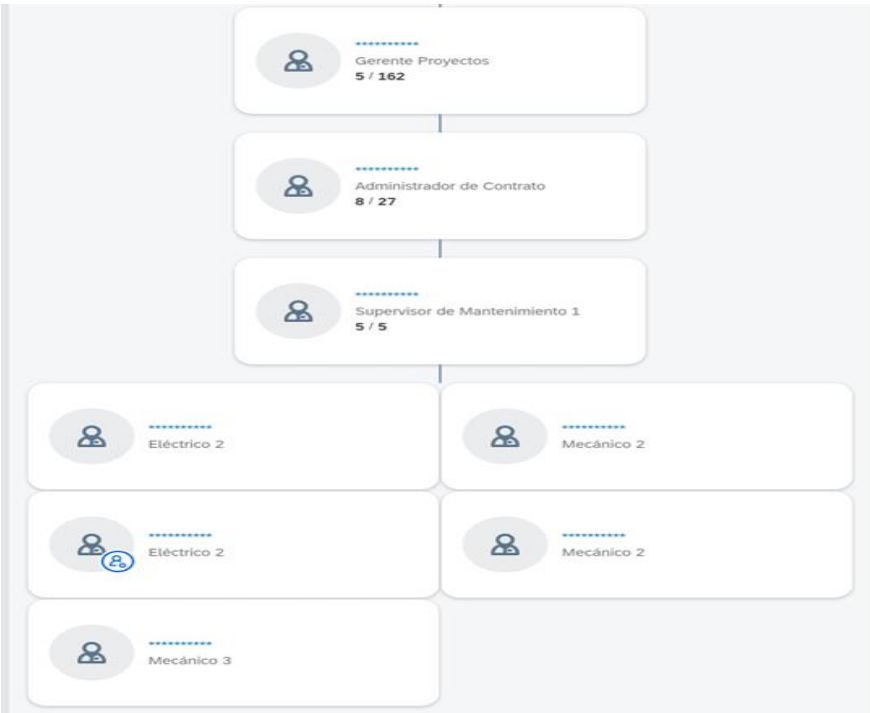


Figura 1-4. Organigrama del área perforadoras, Komatsu 2025.

Fuente: Plataforma SuccessFactors, Komatsu Chile 2025.

1.6. PROCESO DE PERFORACIÓN

La perforación y tronadura de bancos representa el primer proceso de la cadena productiva. En su calidad de contratista, Komatsu presta este servicio mediante tres

perforadoras eléctricas P&H 320XPC, las cuales preparan la malla de perforación para la tronadura y aseguran el avance del plan de la mina.

Esta etapa representa el punto de partida del proceso productivo, y su desempeño depende directamente de la confiabilidad de las perforadoras eléctricas P&H 320XPC.

1.7. EQUIPO DE PERFORACIÓN 320XPC

1.7.1. Descripción General del Equipo (Generalidades)

La perforadora eléctrica P&H 320XPC es un equipo rotativo de alto rendimiento diseñado para la perforación de pozos de tronadura de gran diámetro en operaciones de minería a rajo abierto. Su fuente principal de energía es un sistema eléctrico de potencia, el cual alimenta los mecanismos de rotación, izado y compresión de aire. Además, integra subsistemas hidráulicos, mecánicos y neumáticos que trabajan de forma coordinada para garantizar precisión, potencia y estabilidad durante la operación.

Este modelo es capaz de perforar pozos de hasta 22 pulgadas de diámetro y 20 metros de profundidad, bajo condiciones ambientales exigentes.

Entre sus principales subsistemas destacan el eléctrico de potencia, el sistema de rotación, el compresor de aire, el sistema de propulsión hidráulico y el rodado, los cuales presentan una alta interacción operacional y son críticos para la continuidad del proceso. Estos subsistemas constituyen el foco principal del análisis de criticidad desarrollado en el Capítulo 2.



Figura 1-5. Diagrama general de la perforadora P&H 320 XPC.

Fuente: Manual técnico P&H 320XPC, Komatsu Mining Corp.

1.8. KPI ACTUAL DE LA PERFORADORA P&H 320XPC N°27

En el presente estudio se analizan los principales indicadores clave de desempeño (KPI) asociados a la flota de perforadoras eléctricas P&H 320XPC operada por Komatsu Chile S.A. en faena Collahuasi, durante el período 2024.

El análisis se basa en información histórica de mantenimiento y operación recopilada desde las plataformas de gestión de la empresa y considera indicadores de confiabilidad como disponibilidad operacional, MTBF (Tiempo Medio entre Fallas) y MTTR (Tiempo Medio de Reparación), junto con el cumplimiento del objetivo de disponibilidad exigido contractualmente por la empresa, equivalente al 90% - 95%.

A continuación, se presenta el comportamiento de la disponibilidad real y parámetros de confiabilidad asociados a la perforadora analizada (N°27), junto con los valores promedio de la flota.

1.8.1. Análisis del Histórico de Fallas (Periodo 2024)

Para el desarrollo del presente estudio se utilizó el histórico de fallas correspondiente al año 2024 de la perforadora P&H 320XPC N°27, obtenido desde la plataforma de gestión de mantenimiento utilizada por Komatsu Chile S.A.

La información recopilada incluyó:

- Fecha del evento
- Sistema afectado
- Descripción de la falla
- Horas de detención asociadas
- Tipo de intervención

A partir de esta información se realizó una depuración y clasificación de los eventos por sistema, permitiendo consolidar:

- Cantidad de fallas por sistema
- Horas totales de detención
- Tiempo medio entre fallas (MTBF)
- Tiempo medio de reparación (MTTR)

Este análisis permitió identificar tendencias de falla y cuantificar el impacto técnico y económico asociado a cada sistema, constituyendo la base para el posterior análisis de criticidad y aplicación del RCM.

Tabla 1-1. Indicadores de desempeño periodo 2024.

Indicadores de Desempeño (2024)	
Equipo	Perforadora 320XPC N°27
Horas operativas anuales	8161
Cantidad fallas anuales	150
Horas totales de detención anual	599,03
MTBF (horas)	54,41
MTTR (horas)	3,99
Disponibilidad	93,16%
Indisponibilidad	6,84%
Disponibilidad Objetivo	90-95%

Fuente: Elaboración propia a partir de registros histórico de fallas, periodo 2024.

1.8.2. Cálculo de Indicadores de Confiabilidad

Los indicadores MTBF y MTTR fueron calculados a partir de los datos históricos consolidados del año 2024, utilizando las siguientes expresiones:

$$MTBF = \text{Horas operativas totales} / \text{Número de fallas}$$
$$MTTR = \text{Horas totales de detención} / \text{Número de fallas}$$

Para la perforadora N°27 se obtuvo:

$$MTBF = 8161 / 150 = 54,41 \text{ horas}$$
$$MTTR = 599,03 / 150 = 3,99 \text{ horas}$$

Estos indicadores permiten cuantificar la confiabilidad y mantenibilidad del equipo, constituyendo la base técnica para el análisis posterior de criticidad.

1.9. PROBLEMÁTICA

La perforadora eléctrica P&H 320XPC N°27 presenta una alta recurrencia de fallas correctivas durante el año 2024, registrando 150 eventos y acumulando 599,03 horas de detención. Esta condición representa un impacto económico anual de 377.969 USD asociado a pérdidas por indisponibilidad del equipo.

Si bien la disponibilidad operacional anual alcanza un 93,16%, valor que cumple con el rango contractual exigido (90-95%), el análisis de confiabilidad evidencia una frecuencia de fallas elevada (MTBF = 54,41 horas) y una concentración significativa del riesgo económico en sistemas específicos.

Esta situación evidencia una brecha entre el cumplimiento del indicador contractual de disponibilidad y el desempeño real del activo desde la perspectiva de la confiabilidad y la gestión del riesgo. Si bien el equipo cumple el estándar de disponibilidad exigido, la elevada recurrencia de fallas correctivas y el impacto económico asociado evidencian que el activo mantiene un nivel de riesgo operacional significativo. En consecuencia, la evaluación del desempeño no debe sustentarse únicamente en el cumplimiento del KPI de disponibilidad, sino también en indicadores de confiabilidad que permitan gestionar el riesgo de falla y sus consecuencias económicas.

En este contexto, se identifica la necesidad de evolucionar desde una estrategia de mantenimiento predominantemente reactiva hacia un enfoque basado en confiabilidad y gestión del riesgo, que permita reducir la frecuencia de fallas críticas y optimizar el impacto económico asociado a la operación.

1.10. ANÁLISIS DE CRITICIDAD Y JERARQUIZACIÓN DE ACTIVOS

La matriz de criticidad constituye una herramienta fundamental para evaluar el nivel de riesgo asociado a los equipos dentro de un sistema productivo. Su aplicación permite analizar de forma estructurada el comportamiento de los activos, considerando variables clave que influyen directamente en la continuidad operacional.

En este estudio, la criticidad de los equipos se determina principalmente a partir de dos factores: la frecuencia de fallas en un periodo determinado y las consecuencias que dichas fallas generan sobre la operación. La integración de estos criterios da origen a una matriz que permite jerarquizar los equipos según su nivel de impacto, facilitando la identificación de aquellos activos que requieren mayor atención dentro de la estrategia de mantenimiento.

Por una parte, el análisis de la frecuencia de fallas permite clasificar los equipos en función de la recurrencia de eventos no deseados a lo largo del tiempo. Este enfoque no solo contribuye a priorizar la intervención de mantenimiento, sino que también permite detectar

comportamientos repetitivos o tendencias de falla, lo cual resulta clave para la definición de acciones preventivas y correctivas más efectivas.

Por otra parte, la evaluación de las consecuencias considera el impacto que una falla puede generar, ya sea en términos de pérdida de producción, costos asociados, seguridad o disponibilidad del equipo. Este criterio es especialmente relevante en el contexto de operaciones mineras, donde la detención de equipos críticos implica pérdidas económicas significativas.

Como resultado, la matriz de criticidad se transforma en una herramienta de apoyo para la toma de decisiones, permitiendo enfocar los esfuerzos de mantenimiento en aquellos equipos que presentan mayor riesgo para la operación. De esta manera, se optimiza la asignación de recursos y se fortalece la gestión del mantenimiento bajo un enfoque proactivo, contribuyendo a mejorar la confiabilidad de los activos y la eficiencia operativa en el largo plazo.

A partir de los resultados obtenidos en la matriz de criticidad aplicada a los principales equipos de la flota, se determinó que la perforadora eléctrica P&H 320XPC N°27 presenta el mayor nivel de exposición al riesgo operacional y económico, considerando la combinación de frecuencia de fallas y consecuencias asociadas. En virtud de lo anterior, esta unidad es seleccionada como equipo objeto de estudio para la aplicación de la metodología de Mantenimiento Centrado en Confiabilidad (RCM) desarrollada en el presente trabajo.

$$CTR = FF \times C$$

Ecuación 1-1. Criticidad Total por Riesgo.

Donde:

- CTR: Criticidad Total por Riesgo.
- FF: Frecuencia de Fallas (Fallas/Año).
- C: Consecuencia de los Eventos de Fallas.

La consecuencia (C) se obtiene con:

$$C = SHA + IP + CM$$

Ecuación 1-2. Consecuencia (C).

Donde:

- SHA: Factor de Seguridad, Higiene y Ambiente.
- IP: Impacto en producción.

- CM: costos de mantenimiento (USD)

Por tanto, el modelo completo queda:

$$CTR: FF \times (SHA + IP + CM)$$

Ecuación 1-3. Criticidad Total por Riesgo.

Este modelo permite transformar variables cualitativas en una escala cuantitativa de riesgo, facilitando la comparación objetiva entre activos y asegurando coherencia en la jerarquización.

Para la aplicación de la matriz de criticidad se desarrolló una escala de ponderación adaptada al contexto operacional de la flota analizada. Las categorías de evaluación fueron definidas considerando criterios de frecuencia de fallas, impacto en producción, costos de mantenimiento y consecuencias en seguridad, higiene y ambiente, permitiendo homogeneizar la valoración del riesgo entre los distintos equipos evaluados.

Para cada factor considerado se asigna una ponderación que guía la evaluación. Estas ponderaciones se definen a partir de la estimación del riesgo y de la relevancia que cada criterio tiene en el contexto operacional del equipo.

- Frecuencia de fallas

Tabla 1-2. Escala de Ponderación de Frecuencia de Fallas (FF).

Categoría	MTBF (horas)	Tasa de fallas λ (fallas/h)	Interpretación
5	MTBF < 60 h	λ > 0,016	Fallas muy frecuentes durante la operación del equipo, pudiendo ocurrir varias fallas durante la semana de operación.
4	60 ≤ MTBF < 150 h	0,006 < λ ≤ 0,016	Fallas recurrentes que afectan regularmente la disponibilidad del equipo.
3	150 ≤ MTBF < 400 h	0,0025 < λ ≤ 0,006	Fallas ocasionales durante la operación anual del equipo.
2	400 ≤ MTBF < 1000 h	0,001 < λ ≤ 0,0025	Fallas poco frecuentes durante la operación del equipo.
1	MTBF ≥ 1000 h	λ ≤ 0,001	Fallas de baja ocurrencia, indicando un alto nivel de confiabilidad del equipo.

Fuente: Elaboración Propia.

- Seguridad, Higiene y Ambiente (SHA)

Tabla 1-3. Ponderación SHA.

Categoría	Seguridad – Higiene – Ambiente
5	Riesgo de accidente con fatalidad al personal o impacto ambiental severo.
4	Riesgo de accidente con lesiones graves al personal o impacto ambiental significativo.
3	Riesgo de accidente con tiempo perdido o impacto ambiental controlable.
2	Riesgo de accidente sin tiempo perdido o impacto ambiental menor.
1	Riesgo de incidentes menores sin impacto relevante en seguridad ni ambiente.

Fuente: Elaboración propia.

- Impacto en producción

Tabla 1-4. Ponderación IP.

Categoría	Impacto en producción
5	La falla detiene completamente la operación del equipo, generando una pérdida significativa de producción.
4	La falla detiene temporalmente el equipo afectando considerablemente la producción.
3	La falla genera una detención temporal con impacto parcial en la producción.
2	La falla genera una detención menor sin afectar significativamente la producción general.
1	La falla no genera impacto relevante en la producción.

Fuente: Elaboración propia.

- Costos de Mantenimiento

Tabla 1-5. Ponderación CM.

Categoría	Costos de mantenimiento
5	Costos muy altos: superiores a US\$ 100.000.
4	Costos altos: entre US\$ 50.000 y US\$ 100.000.
3	Costos moderados: entre US\$ 15.000 y US\$ 50.000.
2	Costos bajos: entre US\$ 5.000 y US\$ 15.000.
1	Costos mínimos: inferiores a US\$ 5.000.

Fuente: Elaboración propia.

Con los valores CTR obtenidos, los sistemas se clasifican en áreas de jerarquización. El puntaje de consecuencias presentado en la Tabla 1-6 corresponde a la suma de los criterios Seguridad, Higiene y Ambiente (SHA), Impacto en la Producción (IP) y Costo de Mantenimiento (CM). Este valor se utiliza como referencia para la clasificación de la criticidad en la matriz Frecuencia × Consecuencia. A continuación, se presenta la matriz Frecuencia x Consecuencia, donde cada color/código indica el grado de criticidad del sistema.

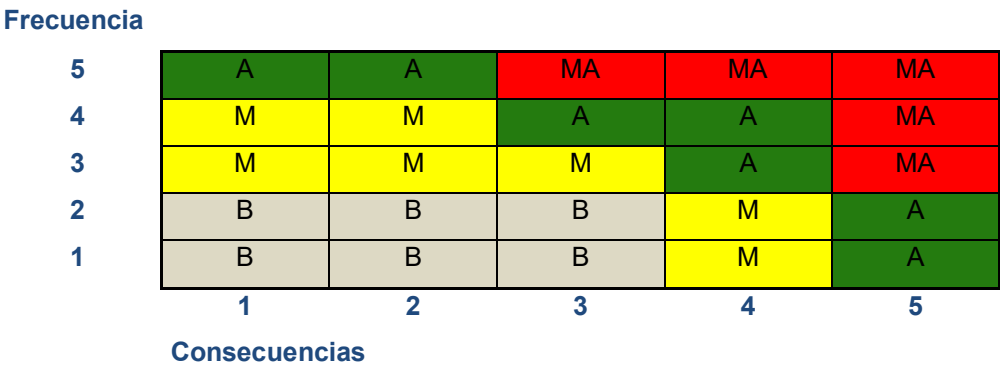


Figura 1-6. Matriz de criticidad (Frecuencia x Consecuencia).

Fuente: Elaboración propia.

Leyenda de criticidad de la matriz CTR

Leyenda
MA: Muy Alta Criticidad
A: Alta Criticidad
M: Media Criticidad
B: Baja Criticidad

Figura 1-7. Leyenda de selección criticidad.

Fuente: Elaboración Propia.

El análisis de criticidad constituye una herramienta de priorización utilizada en la gestión de activos industriales, basada en la combinación de frecuencia de ocurrencia y consecuencias asociadas a un evento de falla. Este enfoque permite jerarquizar activos de acuerdo con su nivel de riesgo, facilitando la asignación eficiente de recursos de mantenimiento. En el contexto del presente estudio, la criticidad se determinó mediante un modelo cuantitativo que integra variables técnicas y económicas adaptadas al contexto operacional de la flota evaluada.

1.10.1. Resultados del Análisis de Criticidad de Equipos Críticos

La evaluación se realizó considerando el histórico anual de fallas correspondiente al año 2024, utilizando datos reales de operación y mantenimiento.

A continuación, se presenta la jerarquización de los equipos evaluados, obtenida mediante la aplicación de la matriz de criticidad.

Tabla 1-6. Resultados Análisis de Criticidad de Equipos Críticos.

Identificación de equipos	Equipos	FRECUENCIA FALLAS	SHA	IP	CM	CONSECUENCIAS	TOTAL	JERARQUIZACIÓN
N°12	Pala eléctrica P&H 4100XPC	4	4	5	4	13	52	Alta Criticidad
N°14	Pala eléctrica P&H 4100XPC	4	4	4	4	12	48	Alta Criticidad
N°22	Pala eléctrica P&H 4100XPC	4	4	5	3	12	48	Alta Criticidad
N°23	Pala eléctrica P&H 4100XPC	4	3	5	4	12	48	Alta Criticidad
N°24	Pala eléctrica P&H 4100XPC	2	4	4	4	12	24	Media Criticidad
N°27	Perforadora eléctrica 320XPC	5	4	5	4	13	65	Muy Alta Criticidad
N°29	Perforadora eléctrica 320XPC	4	4	4	3	11	44	Alta Criticidad
N°30	Perforadora eléctrica 320XPC	4	4	4	3	11	44	Alta Criticidad
N°4	Cargador frontal 1850	4	3	4	3	10	40	Alta Criticidad
N°5	Cargador frontal 1850	4	3	4	3	10	40	Alta Criticidad
N°6	Cargador frontal 1850	4	3	2	3	8	32	Media Criticidad
N°9	Cargador frontal 1850	4	3	3	3	9	36	Media Criticidad
N°10	Cargador frontal 1850	3	2	3	3	8	24	Media Criticidad
N°11	Cargador frontal 2350	3	3	3	3	9	27	Media Criticidad

Fuente: Elaboración propia a partir del histórico de fallas de la flota, periodo 2024.

Como se observa en la matriz de criticidad de equipos, el equipo que presenta el mayor riesgo es la Perforadora 320XPC N°27, por ello, el estudio pondrá énfasis en la aplicación y utilización de la metodología RCM sobre dicho equipo.

1.11. CONCLUSIÓN DEL ANÁLISIS DE CRITICIDAD

El análisis del histórico de fallas y la aplicación de la matriz de criticidad permitieron identificar objetivamente a la perforadora eléctrica P&H 320XPC N°27 como el activo con mayor nivel de riesgo operacional y económico dentro de la flota evaluada.

La combinación de alta frecuencia de fallas y elevado impacto económico anual justifica técnicamente la necesidad de intervenir su estrategia de mantenimiento.

En consecuencia, el capítulo siguiente desarrolla la aplicación formal de la metodología RCM sobre los sistemas más críticos del equipo seleccionado, con el propósito de reducir su exposición al riesgo y optimizar su desempeño operacional.

**2. CAPÍTULO 2: APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA RCM Y PROPUESTAS
DE TAREAS DE MANTENIMIENTO AL SISTEMA CRÍTICO**

2.1. METODOLOGÍA RCM

Una vez realizada la evaluación de criticidad de los sistemas de la perforadora, se determinó que los sistemas con mayor impacto corresponden al sistema estructural y sistema de distribución eléctrica. A partir de esta identificación, se procede a la aplicación de la metodología RCM (Mantenimiento Centrado en Confiabilidad), con el propósito de definir y priorizar las tareas de mantenimiento más efectivas para garantizar su desempeño confiable.

El mantenimiento centrado en la confiabilidad (RCM) es una metodología sistemática que busca asegurar que los activos físicos continúen realizando sus funciones dentro del contexto operativo para el cual fueron diseñados (SAE International, 2011). El RCM permite identificar las funciones, fallas y consecuencias de los equipos, con el fin de establecer estrategias de mantenimiento basadas en criterios de riesgo, seguridad y costo.

De acuerdo con García Garrido (2003), el RCM constituye una herramienta de ingeniería que integra la gestión del mantenimiento, la confiabilidad y la seguridad operacional, enfocándose en mantener el valor funcional del sistema a través de acciones preventivas, predictivas o correctivas según su criticidad.

La metodología RCM responde a las siguientes siete preguntas fundamentales (Moubray, 1997; SAE International, 2011):

1. ¿Cuáles son las funciones y los estándares de desempeño del activo en su contexto operativo actual?
2. ¿De qué manera puede fallar el activo al cumplir dichas funciones?
3. ¿Cuál es la causa de cada modo de falla?
4. ¿Qué sucede cuando ocurre cada falla?
5. ¿En qué medida importa la falla?
6. ¿Qué puede hacerse para prevenir o predecir cada falla?
7. ¿Qué debe hacerse si no se encuentra una tarea proactiva adecuada?

Estas preguntas constituyen la base del análisis RCM y orientan la selección de tareas que aseguren la confiabilidad funcional del sistema crítico.

A continuación, se presenta un esquema general que ilustra el flujo de aplicación del proceso de Mantenimiento Centrado en Confiabilidad (RCM), desde la conformación del equipo de trabajo hasta la selección de tareas de mantenimiento, según el enfoque propuesto por Parra (2008).

En el presente estudio, la aplicación de la metodología RCM se desarrolló de forma estructurada sobre los sistemas estructural y de distribución eléctrica, adaptando el proceso general al contexto operacional específico de la perforadora evaluada.



Figura 2-1. Proceso de Implantación del RCM.

Fuente: Parra, C. (2008). Mantenimiento Centrado en Confiabilidad (MCC).

2.2. ANÁLISIS DE CRITICIDAD POR SISTEMAS

Una vez identificado el equipo N°27 como el activo de mayor criticidad dentro de la flota, se procedió a desglosar el análisis a nivel de sistemas internos, con el objetivo de determinar cuáles subsistemas concentran la mayor proporción de horas de detención e impacto económico anual.

Para ello, se utilizó la información histórica de mantenimiento correspondiente al año 2024, consolidando las horas de detención por sistema y su respectivo impacto económico, calculado como:

$$IMP.ECONÓMICO = HORAS DE DETENCIÓN \times COSTO POR HORA DE DETENCIÓN$$

Ecuación 2-1. Cálculo de impacto económico anual.

$$IMP.ECONÓMICO = 599 \text{ hr/año} \times 631 \text{ USD/h}$$

$$IMP.ECONÓMICO = 377.969 \text{ USD/año}$$

Este enfoque permite integrar el efecto de las detenciones operacionales y su impacto económico en una única variable de comparación entre sistemas.

El costo de detención utilizado (631 USD/h) corresponde a un valor proporcionado por la administración del contrato, el cual representa el costo integral del servicio, incluyendo pérdidas productivas, costos operacionales y costos asociados al mantenimiento. Este valor permite cuantificar de manera realista el impacto económico de las fallas en el equipo.

Los resultados consolidados se presentan en la Tabla 2-1.

Tabla 2-1. Horas de Detención anual por sistema de la perforadora P&H 320 XPC N°27.

Sistemas Perforadora 320XPC N°27	Hrs de detención por Sistema. (Anual)	% de horas	% Acumulado	80 - 20
Sistemas Estructurales	123	20,61%	20,61%	80,00%
Sistema de Distribución Eléctrica	98	16,29%	36,90%	80,00%
Sistema de Propulsión	96	16,05%	52,95%	80,00%
Sistema de Aire Principal	70	11,75%	64,70%	80,00%
Sistema de Rotación y Empuje	51	8,46%	73,16%	80,00%
Sistema de Supresión de Polvo	41	6,78%	79,94%	80,00%
Sistema de Unidad de Potencia	28	4,74%	84,68%	80,00%
Sistema de Manip. de Tuberías	22	3,63%	88,31%	80,00%
Aire Auxiliar	20	3,38%	91,69%	80,00%
Estructuras Secundarias	19	3,23%	94,92%	80,00%
Sistema Hidráulico	14	2,34%	97,26%	80,00%
Sistema de Lubricación	7	1,12%	98,38%	80,00%
Sistema de Enrollado Cable	6	1,05%	99,43%	80,00%
Sistema de Remolque	2	0,32%	99,75%	80,00%
Unidad de Potencia Hidráulica	2	0,25%	100,00%	80,00%
Sistema de Nivelación	0	0,00%	100,00%	80,00%
Estructura de Rotación y Empuje	0	0,00%	100,00%	80,00%
Sistema Eléctrico de control y monitoreo	0	0,00%	100,00%	80,00%
Total horas detención anual	599	100%		

Fuente: Elaboración propia, basada en registros operacionales de Komatsu, 2024.

Los sistemas estructurales, distribución eléctrica, propulsión, aire principal, rotación y empuje, y supresión de polvo concentran aproximadamente el 80% de las horas de detención acumuladas del equipo.

Tabla 2-2. Impacto económico anual por sistema de la perforadora P&H 320XPC N°27.

Sistemas Perforadora 320XPC N°27	Impacto económico (USD)	% Impacto	% Impacto acumulado
Sistemas Estructurales	77613	20,53%	20,53%
Sistema de Distribución Eléctrica	61838	16,36%	36,89%
Sistema de Propulsión	60576	16,03%	52,92%
Sistema de Aire Principal	44170	11,69%	64,61%
Sistema de Rotación y Empuje	32181	8,51%	73,12%
Sistema de Supresión de Polvo	25871	6,84%	79,97%
Sistema de Unidad de Potencia	17668	4,67%	84,64%
Sistema de Manipulación de Tuberías	13882	3,67%	88,31%
Aire Auxiliar	12620	3,34%	91,65%
Estructuras Secundarias	11989	3,17%	94,82%
Sistema Hidráulico	8834	2,34%	97,16%
Sistema de Lubricación	4417	1,17%	98,33%
Sistema de Enrollado Cable	3786	1,00%	99,33%
Sistema de Remolque	1262	0,33%	99,67%
Unidad de Potencia Hidráulica	1262	0,33%	100,00%
Sistema de Nivelación	0	0,00%	100,00%
Estructura de Rotación y Empuje	0	0,00%	100,00%
Sistema Eléctrico de control y monitoreo	0	0,00%	100,00%
Impacto económico anual total	377969	100%	

Fuente: Elaboración propia, basada en registros operacionales y costos de mantenimiento, 2024.

Del análisis se observa que:

Del análisis realizado se observa que el sistema estructural concentra el mayor porcentaje de horas de detención anual (20,61%) y el mayor impacto económico asociado, alcanzando un costo estimado de 77.613 USD/año.

El sistema de distribución eléctrica representa el segundo mayor impacto económico anual, con un costo estimado de 61.838 USD/año y una participación acumulada de 36,89% respecto del total analizado.

Asimismo, los sistemas estructurales, distribución eléctrica y propulsión concentran aproximadamente el 53% del impacto económico total del equipo, evidenciando que estos subsistemas constituyen los sistemas críticos prioritarios para la aplicación de estrategias RCM.

2.2.1. Aplicación del Diagrama de Pareto

El diagrama de Pareto permite identificar que un número reducido de sistemas concentra la mayor proporción del impacto total del equipo, validando el principio 80/20. Esto permite enfocar las estrategias de mantenimiento en los sistemas más críticos, optimizando el uso de recursos y maximizando la efectividad de las acciones de mejora.

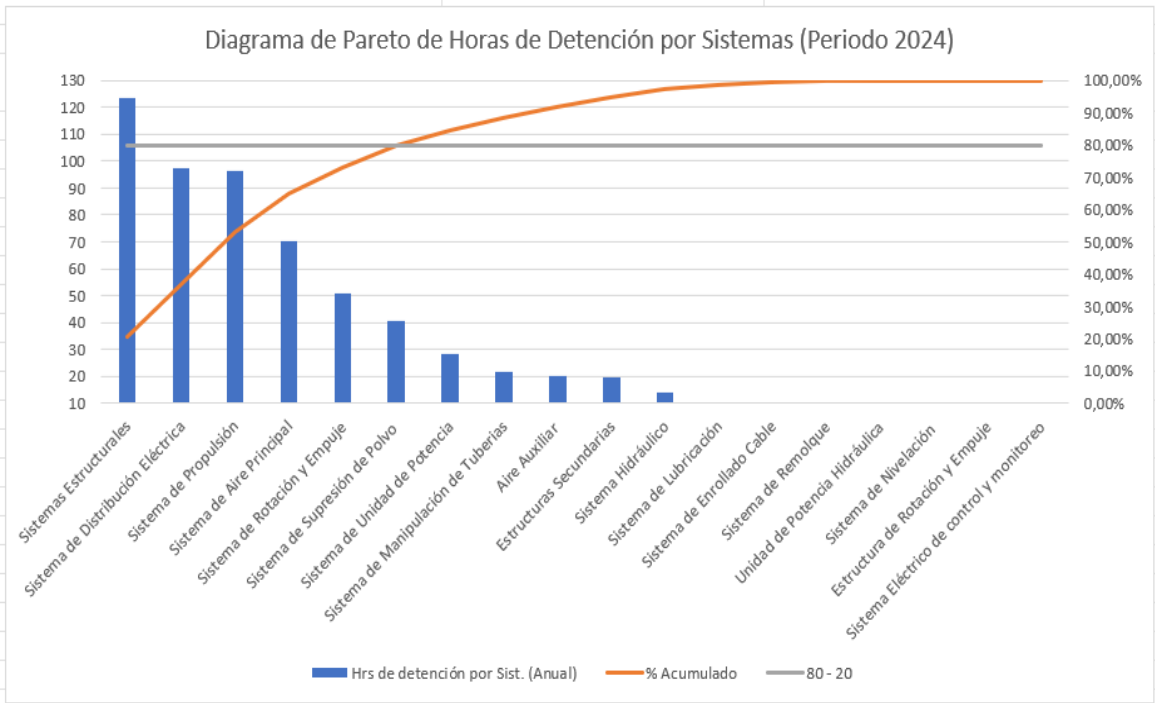


Gráfico 2-1. Diagrama de Pareto, Horas de Detención por Sistema.

Fuente: Elaboración propia, basada en registros operacionales de Komatsu, 2024.

El diagrama de Pareto de horas de detención evidencia que el 80% del tiempo total de detención se concentra principalmente en los primeros sistemas, destacando el sistema estructural y el sistema de distribución eléctrica como los de mayor incidencia.

2.2.2. Diagrama de Pareto (Impacto Económico por Sistema)

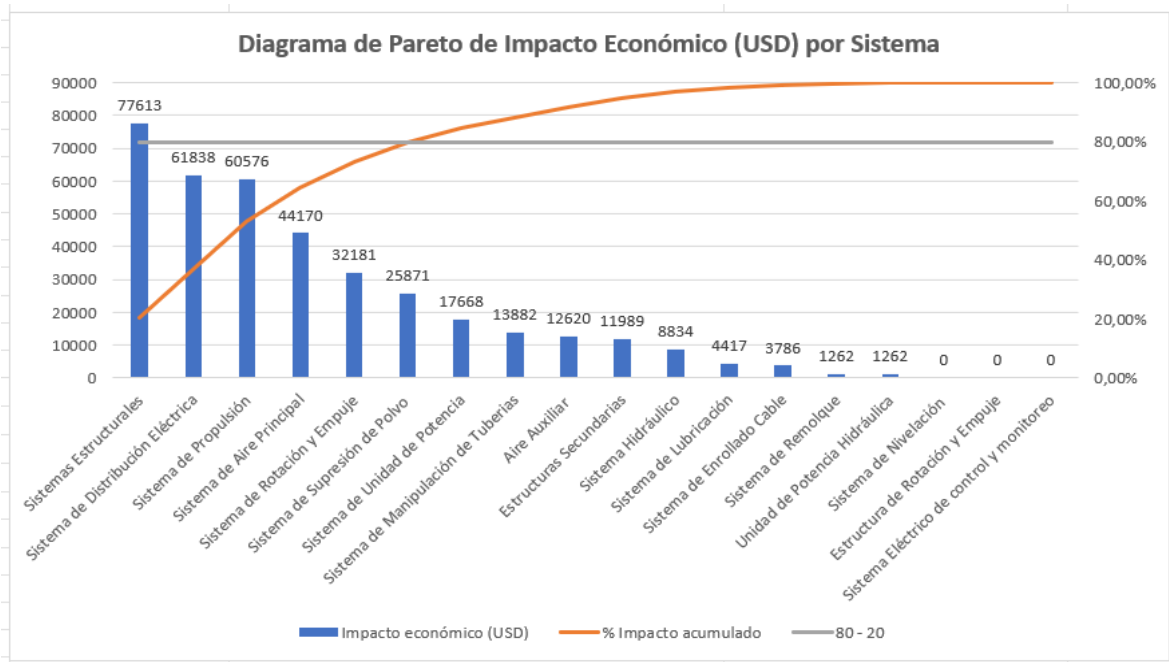


Gráfico 2-2. Diagrama de Pareto, Impacto Económico por Sistema.

Fuente: Elaboración propia, basada en registros operacionales y costos de mantenimiento, 2024.

El análisis de impacto económico confirma la tendencia observada en horas de detención, evidenciando que el sistema estructural y el sistema eléctrico concentran la mayor proporción del riesgo económico anual del equipo.

2.2.3. Justificación Técnica de Selección de Sistemas Críticos

El análisis consolidado de horas de detención e impacto económico anual permitió aplicar el principio de Pareto (80/20), identificando que los sistemas, estructural, de distribución eléctrica y de propulsión concentran aproximadamente el 53% del impacto económico total del equipo. Dentro de este grupo, los sistemas, estructural y de distribución eléctrica corresponden a los sistemas de mayor criticidad individual, razón por la cual fueron seleccionados para la aplicación detallada de la metodología RCM.

El sistema estructural presenta el mayor porcentaje de horas de detención anual (20,61%), asociado a intervenciones de alta complejidad técnica y elevado tiempo medio de reparación (MTTR). Por su parte, el sistema de distribución eléctrica presenta alta recurrencia de fallas, generando detenciones inmediatas y completas del equipo, afectando directamente la continuidad operacional.

En consecuencia, ambos sistemas presentan simultáneamente alta frecuencia de ocurrencia y elevado impacto económico anual, configurando un escenario de riesgo operacional significativo. Por lo tanto, su selección para la aplicación formal de la metodología RCM se fundamenta en criterios técnicos, económicos y de gestión del riesgo operacional.

2.3. SISTEMAS CRÍTICOS SELECCIONADOS

En coherencia con los resultados obtenidos en el análisis de criticidad del Capítulo 1, se determinó que la Perforadora P&H 320XPC N°27 corresponde al equipo con mayor nivel de riesgo dentro de la flota evaluada.

El análisis por sistemas, considerando frecuencia de fallas, horas de detención acumuladas e impacto económico anual, permitió identificar como sistemas más críticos:

2.3.1. Sistema Estructural

El sistema estructural presenta alta severidad en horas de detención debido a intervenciones complejas que requieren maniobras estructurales y mayor tiempo de reparación.

2.3.2. Sistema de Distribución Eléctrica

El sistema de distribución eléctrica presenta la mayor recurrencia de eventos de falla, afectando directamente la continuidad operacional del equipo.

Por lo tanto, ambos sistemas fueron seleccionados para la aplicación formal de la metodología RCM.

2.3.3. Contexto Operacional

La perforadora opera en turnos 7x7 en condiciones de altura superior a 4.000 msnm, bajo:

- Vibraciones constantes
- Cargas dinámicas elevadas
- Exposición a polvo abrasivo
- Variaciones térmicas extremas

Estas condiciones operacionales incrementan la probabilidad de degradación acelerada de componentes estructurales y eléctricos, afectando directamente la confiabilidad del equipo.

2.4. DEFINICIÓN DE FUNCIONES (SISTEMA ESTRUCTURAL)

2.4.1. Función Primaria

Mantener la estabilidad estructural del equipo durante la operación de perforación, asegurando una adecuada distribución de cargas y alineación del mástil bajo condiciones normales de operación.

2.4.2. Funciones Secundarias Asociadas

- Garantizar la integridad estructural de los soportes secundarios del equipo.
- Mantener la rigidez y fijación estructural del mástil.
- Permitir la absorción de cargas dinámicas sin deformaciones permanentes.

2.4.3. Fallas Funcionales

En coherencia con las funciones definidas, se establecen las siguientes fallas funcionales:

- Pérdida de estabilidad estructural durante la operación de perforación.
- Pérdida de integridad estructural en soportes secundarios del equipo.
- Pérdida de rigidez o fijación estructural del mástil.

Estas fallas funcionales representan la incapacidad total o parcial del sistema estructural para cumplir su función dentro de los parámetros de operación segura.

2.4.4. Modos de Fallas del Sistema Estructural

Los siguientes modos de falla fueron identificados en base al histórico de mantenimiento 2024 y consolidados en la matriz AMEF:

- **Fuga interna o externa y pérdida de presión en cilindro estructural de soporte:**

Detectable mediante inspección visual y medición de presión hidráulica. Este modo de falla genera pérdida de estabilidad estructural, ocasionando detención inmediata de la perforación para evitar operación insegura.

- **Fisura o deformación estructural en soporte trasero:**

Producto de fatiga del material, identificable mediante inspección visual y ensayos no destructivos. Provoca pérdida de integridad estructural, requiriendo detención del equipo para evaluación y reparación estructural.

- **Desgaste excesivo o deformación del pasador de mástil:**

Detectable mediante inspección dimensional y verificación de holguras. Genera desalineación del mástil y pérdida de rigidez estructural, ocasionando detención preventiva del proceso de perforación.

2.5. FUNCIONES DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA

2.5.1. Función Primaria

Distribuir y regular energía eléctrica y señales de control de forma segura y continua para la operación del equipo.

2.5.2. Funciones Secundarias

- Asegurar el control eléctrico y lógico del equipo.
- Garantizar el suministro eléctrico regulado a motores DC.
- Asegurar suministro eléctrico estable a componentes auxiliares.
- Mantener la transmisión segura de energía eléctrica hacia componentes principales.
- Permitir el control eléctrico del sistema de traslado del equipo.
- Garantizar la conexión y desconexión segura del circuito de alta tensión.

2.5.3. Fallas Funcionales del Sistema de Distribución Eléctrica

Las fallas funcionales asociadas al sistema eléctrico son:

- No asegura el control eléctrico y lógico del equipo.
- No asegura el suministro eléctrico regulado a motores DC.
- No asegura suministro eléctrico estable a componentes auxiliares.
- No asegura transmisión segura de energía eléctrica hacia componentes principales.
- No permite el control eléctrico del sistema de traslado del equipo.
- No permite la conexión/desconexión segura del circuito de alta tensión.

Estas fallas funcionales generan detención total o parcial del equipo, afectando directamente la disponibilidad operacional.

2.5.4. Modos de Falla del Sistema de Distribución Eléctrica

En base al análisis AMEF desarrollado, se identificaron los siguientes modos de falla:

- **Falla electrónica en PLC o módulos I/O:**

Evidenciada por pérdida de comunicación o errores de señal en el sistema de control. Genera pérdida del control lógico del equipo y detención inmediata del proceso de perforación.

- **Falla en variadores de frecuencia (drives) del gabinete de potencia:**

Detectable por alarmas de falla o sobre corriente. Provoca pérdida de control y regulación de velocidad en motores DC.

- **Degradación o falla en componentes auxiliares eléctricos:**

Incluye relés, fuentes de poder y protecciones. Genera interrupción en la alimentación eléctrica de componentes auxiliares.

- **Pérdida de continuidad en cableado eléctrico principal:**

Detectable mediante pruebas de continuidad y medición de resistencia. Provoca interrupción en la transmisión de energía hacia sistemas principales.

- **Falla en sistema eléctrico de propulsión:**

Asociada a pérdida de señal de control o falla en motor de traslado. Genera pérdida de capacidad de desplazamiento del equipo.

- **Falla mecánica o eléctrica en contactor de vacío de alta tensión:**

Causada por desgaste o deterioro de contactos. Provoca interrupción del suministro eléctrico principal.

2.5.5. Consecuencias de Falla

Las consecuencias asociadas a los modos de falla identificados se clasifican en consecuencias operacionales, económicas y de seguridad. En el presente estudio, el enfoque principal se orienta hacia consecuencias económicas y operacionales, debido a su impacto directo en la continuidad productiva del equipo. Esta clasificación permite estructurar adecuadamente la posterior aplicación del AMEF y del árbol lógico de decisión RCM.

2.5.6. Justificación del uso del AMEF

El Análisis de Modos y Efectos de Falla (AMEF) constituye una de las herramientas fundamentales del proceso RCM, debido a que permite identificar, evaluar y priorizar los modos de falla que afectan la confiabilidad funcional de un sistema. Su aplicación facilita la comprensión de las relaciones entre causas, mecanismos de falla y consecuencias operacionales, permitiendo enfocar los recursos de mantenimiento en aquellos eventos que representan el mayor riesgo para la operación.

En el presente estudio, el AMEF fue utilizado para cuantificar económicamente el impacto de cada modo de falla, permitiendo establecer una priorización objetiva basada en riesgo anual expresado en USD/año. Este enfoque entrega una base sólida para la toma de decisiones y para la selección posterior de estrategias de mantenimiento mediante el árbol lógico RCM.

2.6. DESARROLLO DEL ANÁLISIS AMEF

Con el fin de evaluar cuantitativamente los modos de falla identificados en los sistemas críticos seleccionados, se desarrolló un Análisis de Modo de Fallas, Efectos y Criticidad (AMEF), herramienta fundamental dentro de la metodología RCM.

El AMEF permite analizar de forma estructurada:

- Función del sistema
- Falla funcional
- Modo de falla
- Frecuencia anual de ocurrencia
- Tiempo promedio de reparación (TPPR)
- Impacto en producción
- Costos directos por evento
- Impacto en Seguridad, Higiene y Ambiente (SHA)

El objetivo del análisis es determinar qué modos de falla generan mayor impacto técnico y económico, permitiendo priorizar acciones de mantenimiento basadas en riesgo.

2.6.1. Modelo de Evaluación de Criticidad en el AMEF

Para cuantificar el riesgo asociado a cada modo de falla se utilizó el siguiente modelo:

$$CTR = FF \times (SHA + IP + CM)$$

Ecuación 2-2. Cálculo de Criticidad Total por Riesgo.

Donde:

- CTR = Criticidad Total por Riesgo (USD/año)
- FF = Frecuencia anual de ocurrencia del modo de falla
- SHA = Impacto en Seguridad, Higiene y Ambiente (USD por evento)
- IP = Impacto en Producción (USD por evento)
- CM = Costos Directos de Mantenimiento (USD por evento)

2.6.2. Determinación del Impacto en Producción (IP)

El impacto en producción fue determinado en base a información contractual de la faena, estableciéndose un costo de detención equivalente a:

631 USD por hora de detención del equipo.

Por lo tanto, el impacto en producción por evento se determinó mediante la siguiente expresión:

$$IP = C_h \times TPR$$

Ecuación 2-3. Cálculo de Impacto en Producción.

Donde:

- IP = Impacto en producción (USD por evento)
- C_h = Costo por hora de detención (631 USD/h)
- TPR = Tiempo Promedio de Reparación (horas por evento)

El TPR corresponde al tiempo real promedio de detención registrado en el histórico de mantenimiento 2024 para cada modo de falla.

A modo de ejemplo, para el modo de falla asociado al cilindro estructural de soporte, con un TPR de 115 horas:

$$IP = 631 \times 115$$

$$IP = 72.565 \text{ USD por evento}$$

Este procedimiento fue aplicado de manera consistente a cada modo de falla evaluado en el AMEF, permitiendo cuantificar objetivamente el impacto económico generado por la detención del equipo ante cada evento.

El valor de 631 USD/h corresponde al costo horario de detención operacional establecido contractualmente para la faena durante el período de análisis 2024. Este valor fue proporcionado por la empresa y se utilizó como parámetro económico de referencia en el modelo de evaluación, aplicándose de manera uniforme a todos los modos de falla con el fin de garantizar la consistencia y comparabilidad de los resultados.

2.6.3. Costos Directos de Mantenimiento (CM)

Los costos directos considerados en el análisis AMEF incluyen:

- Mano de obra técnica (Hora Hombre).
- Repuestos asociados al modo de falla.
- Materiales y consumibles.
- Servicios de apoyo estructural o eléctrico, según corresponda.

Para efectos de estandarización del modelo económico, se consideró un costo promedio de 25 USD por Hora Hombre, correspondiente al valor real estimado del personal técnico en faena durante el período analizado.

Los costos directos por evento fueron determinados en función de registros históricos 2024, incorporándose como variable independiente en el modelo de criticidad económica.

2.6.4. Aplicación del AMEF al Sistema Estructural

El análisis del sistema estructural consideró los siguientes modos de falla identificados en el histórico operacional 2024:

- Fuga interna o externa y pérdida de presión en cilindro estructural de soporte.
- Fisura o deformación estructural en soporte trasero.
- Desgaste excesivo o deformación del pasador de mástil.

Los resultados del análisis evidencian que el modo de falla con mayor nivel de criticidad económica corresponde al cilindro estructural de soporte, con un riesgo económico anual estimado de 82.565 USD/año, representando el mayor impacto económico dentro del sistema estructural.

Este resultado se explica por:

- Elevado Tiempo Promedio de Reparación (115 horas).
- Alto impacto en producción por evento.
- Costos directos significativos asociados a intervención hidráulica y estructural.

A continuación, se presenta el análisis AMEF aplicado al sistema crítico seleccionado, donde se identifican los principales modos de falla, sus causas, efectos y nivel de criticidad asociado.

Tabla 2-3. AMEF del Sistema Estructural.

#	Función	#	Falla Funcional	#	Modo de falla	Frecuencia de eventos por año fallas/año	Efecto de Falla	TPPR horas	Imp. Prod. \$/hora	Costos directos por falla \$/falla	Imp. SHA \$/falla	Riesgo \$/año
Sistema de Estructural												
1	Mantener la estabilidad estructural del equipo durante la operación de perforación, asegurando adecuada distribución de cargas y alineación del mástil bajo condiciones normales de operación.	1.1	Pérdida de estabilidad estructural durante la operación de perforación.	1.1.1	Fuga interna o externa y pérdida de presión en cilindro estructural de soporte, detectable mediante inspección visual y medición de presión hidráulica.	1	Evidente / No evidente: Sí Afecta SHA: No (riesgo controlado mediante detención preventiva) Efecto operacional: Pérdida de estabilidad estructural del equipo, generando detención de la perforación para evitar operación insegura. Acción correctiva: Diagnóstico de presión hidráulica, ajuste de válvulas y reparación o reemplazo del cilindro estructural.	115	631	10000	0	82565
		2.1	Pérdida de integridad estructural en soportes secundarios del equipo.	2.1.1	Fisura o deformación estructural en soporte trasero producto de fatiga del material, identificable mediante inspección visual y ensayos no destructivos.	1	Evidente / No evidente: Sí Afecta SHA: No (riesgo estructural controlado mediante detención) Efecto operacional: Pérdida de integridad estructural en soporte trasero, requiriendo detención del equipo para evaluación y reparación. Acción correctiva: Reparación estructural mediante soldadura certificada o reemplazo del componente.	5,68	631	2000	0	5584
		3.1	Pérdida de rigidez o fijación estructural del mástil.	3.1.1	Desgaste excesivo o deformación del pasador de mástil, detectable mediante inspección dimensional y verificación de holguras.	1	Evidente / No evidente: Sí Afecta SHA: No (condición detectada antes de colapso estructural) Efecto operacional: Desalineación del mástil y pérdida de rigidez estructural, generando detención preventiva del proceso de perforación. Acción correctiva: Reposición, ajuste y aseguramiento del pasador estructural.	2,57	631	1000	0	2622

Fuente: Elaboración propia, basada en registros operacionales y metodología AMEF.

2.6.5. Aplicación del AMEF al Sistema de Distribución Eléctrica

En el sistema de distribución eléctrica se evaluaron los siguientes modos de falla:

- Falla electrónica en PLC o módulos I/O.
- Falla en variadores de frecuencia (drives).
- Degradación o falla en componentes auxiliares eléctricos.
- Pérdida de continuidad en cableado eléctrico principal.
- Falla en sistema eléctrico de propulsión.
- Falla mecánica o eléctrica en contactor de vacío de alta tensión.

El análisis evidencia que los modos asociados a PLC y variadores de frecuencia concentran la mayor proporción del riesgo económico anual del sistema eléctrico, principalmente debido a su mayor frecuencia de ocurrencia y su impacto inmediato en la continuidad operacional.

El modo de falla con mayor criticidad dentro del sistema eléctrico corresponde a la falla electrónica en PLC o módulos I/O, con un riesgo económico anual estimado de 67.745 USD/año.

Tabla 2-4. AMEF del Sistema de Distribución Eléctrica.

#	Función	#	Falla Funcional	#	Modo de falla	Frecuencia de eventos por año fallas/año	Efecto de Falla	TPPR horas	Imp. Prod. \$/hora	Costos directos por falla \$/falla	Imp. SHA \$/falla	Riesgo \$/año
Sistema de Distribución Eléctrica												
1	Distribuir y regular energía eléctrica y señales de control de forma segura y continua para la operación del equipo.	1.1	No asegura el control eléctrico y lógico del equipo.	1.1.1	Falla electrónica en PLC o módulos de entrada/salida (I/O), evidenciada por pérdida de comunicación o errores de señal en el sistema de control.	21	Evidente / No evidente: Si Afecta SHA: No directo (sistema protegido mediante enclavamientos eléctricos, protecciones automáticas y dispositivos de corte ante falla). Efecto operacional (síntomas): Pérdida del control lógico del equipo, generando detención inmediata del proceso de perforación por activación de protecciones del sistema. Acción correctiva: Intervención eléctrica correctiva.	1,94	631	2000	0	67745
		2.1	No asegura el suministro eléctrico regulado a motores (DC).	2.1.1	Falla en variadores de frecuencia (drives) del gabinete de potencia, detectable por alarmas de fallo, sobrecorriente o pérdida de control de motores DC.	8	Evidente / No evidente: Si Afecta SHA: No directo (sistema protegido mediante enclavamientos eléctricos, protecciones automáticas y dispositivos de corte ante falla). Efecto operacional (síntomas): Pérdida del control y regulación de velocidad en motores DC, provocando detención del sistema de perforación por falla en potencia eléctrica. Acción correctiva: Restablecer comunicación o reparar el variador.	1,34	631	3000	0	30762
		3.1	No asegura suministro eléctrico estable a componentes auxiliares.	3.1.1	Degradación o fallo en componentes auxiliares eléctricos (relés, fuentes de poder, protecciones), identificable mediante pruebas funcionales y verificación de tensión.	5	Evidente / No evidente: Si Afecta SHA: No directo (sistema protegido mediante enclavamientos eléctricos, protecciones automáticas y dispositivos de corte ante falla). Efecto operacional (síntomas): Interrupción en alimentación eléctrica de componentes auxiliares, afectando sensores, ventilación o servicios secundarios, pudiendo generar detención parcial o preventiva del equipo. Acción correctiva: Reestablecer suministro.	2,45	631	1000	0	12730
		4.1	No asegura transmisión segura de energía eléctrica hacia componentes principales.	4.1.1	Pérdida de continuidad en cableado eléctrico principal, detectable mediante pruebas de continuidad y medición de resistencia.	3	Evidente / No evidente: Si Afecta SHA: No directo (sistema protegido mediante enclavamientos eléctricos, protecciones automáticas y dispositivos de corte ante falla). Efecto operacional (síntomas): Interrupción en la transmisión de energía eléctrica hacia sistemas principales, generando detención del equipo hasta reparación o reemplazo del cable dañado. Acción correctiva: Reparación o reemplazo de cables dañados.	3,056	631	1500	0	10284
		5.1	No permite el control eléctrico del sistema de traslado del equipo.	5.1.1	Falla en sistema eléctrico de propulsión por pérdida de señal de control o falla en motor de traslado, evidenciada por ausencia de respuesta en desplazamiento.	2	Evidente / No evidente: Si Afecta SHA: No directo (sistema protegido mediante enclavamientos eléctricos, protecciones automáticas y dispositivos de corte ante falla). Efecto operacional (síntomas): Pérdida de capacidad de desplazamiento del equipo por falla en sistema eléctrico de propulsión, generando detención operativa hasta diagnóstico y reparación. Acción correctiva: Diagnóstico y reparación de circuito asociado.	12	631	2000	0	19144
		6.1	No permite la conexión/desconexión segura del circuito de alta tensión.	6.1.1	Falla mecánica o eléctrica en contactor de vacío de alta tensión, causada por desgaste o deterioro de contactos, verificable mediante pruebas de resistencia de contacto y operación de cierre/apertura.	2	Evidente / No evidente: Si Afecta SHA: No directo (sistema protegido mediante enclavamientos eléctricos, protecciones automáticas y dispositivos de corte ante falla). Efecto operacional (síntomas): Interrupción del suministro eléctrico de alta tensión por falla en contactor, generando detención inmediata del equipo hasta restablecimiento o intervención correctiva. Acción correctiva: Normalizar contactor.	0,32	631	500	0	1400

Fuente: Elaboración propia, basada en registros operacionales y metodología AMEF.

Del análisis se observa que los modos de falla con mayor nivel de criticidad corresponden a aquellos que generan la detención total del equipo, principalmente asociados a fallas en componentes eléctricos críticos. Estos resultados permiten orientar las estrategias de mantenimiento hacia la prevención de dichos eventos.

2.6.6. Interpretación General del AMEF

El desarrollo del AMEF permitió:

- Cuantificar el riesgo económico anual por modo de falla.
- Identificar objetivamente los eventos de mayor criticidad económica.
- Fundamentar técnicamente la aplicación de la metodología RCM.
- Establecer una base cuantitativa para la priorización de intervenciones.

El riesgo económico anual total del equipo, considerando la totalidad de sistemas evaluados en el histórico de fallas 2024, asciende a 377.969 USD/año, equivalente a 599 horas de detención valorizadas a 631 USD/h.

Considerando el conjunto de los modos de falla evaluados mediante el AMEF, el riesgo económico anual acumulado asociado a los sistemas estructural y de distribución eléctrica asciende a 232.836 USD/año. Este valor corresponde a la suma del riesgo económico de todos los modos de falla analizados en ambos sistemas y no únicamente a los modos de falla de mayor criticidad identificados en las Tablas 2-1 y 2-2. Los valores de 77.613 USD/año y 61.838 USD/año corresponden al riesgo económico anual de los modos de falla de mayor criticidad de los sistemas estructural y de distribución eléctrica, respectivamente. Este resultado justifica técnicamente la selección de ambos sistemas como foco prioritario para la aplicación detallada de la metodología RCM.

2.6.7. Aplicación del Árbol Lógico de Decisión RCM

Una vez identificados los modos de falla críticos mediante el análisis AMEF y cuantificado su riesgo económico anual, se procedió a la aplicación del árbol lógico de decisión del Mantenimiento Centrado en Confiabilidad (RCM), conforme a los lineamientos establecidos en la norma SAE JA1011, la cual define los criterios mínimos para la correcta implementación de esta metodología.

El árbol lógico constituye una herramienta estructurada que permite determinar la estrategia de mantenimiento más adecuada para cada modo de falla, evaluando

secuencialmente las consecuencias asociadas a la pérdida de función. De acuerdo con la metodología RCM, dichas consecuencias se clasifican en:

- H (Hidden): Falla oculta
- S (Safety): Consecuencia en seguridad
- E (Environment): Consecuencia ambiental
- O (Operational): Consecuencia operacional

La clasificación anterior fue realizada en estricta coherencia con la información contenida en la columna “Efecto de Falla” del AMEF desarrollado, asegurando trazabilidad metodológica entre la identificación del riesgo y la toma de decisiones de mantenimiento.

Del análisis efectuado se determinó que los modos de falla críticos evaluados presentan principalmente consecuencias operacionales, debido a que generan pérdida de estabilidad estructural, interrupción del suministro eléctrico o detención inmediata del proceso de perforación. No se identificaron consecuencias directas en seguridad ni en medio ambiente dentro del alcance del sistema estructural y eléctrico analizado, debido a que la perforadora dispone de barreras de protección independientes, tales como enclavamientos eléctricos, sistemas de protección contra sobre corriente, procedimientos de bloqueo y etiquetado (LOTO), resguardos físicos y controles operacionales establecidos por el fabricante y por la operación. En consecuencia, conforme a los criterios funcionales establecidos en la norma SAE JA1011, los modos de falla analizados se clasifican como de consecuencias operacionales, manteniéndose un riesgo residual controlado mediante dichas barreras y procedimientos de seguridad vigentes.

En consecuencia, el árbol lógico orientó mayoritariamente hacia estrategias de mantenimiento preventivo programado (MP), mantenimiento basado en condición o monitoreo sistemático (MS), y en algunos casos mantenimiento preventivo con inspección especializada (MP-S), tal como se definió en la columna “Actividad de mantenimiento utilizando el árbol lógico de decisión del MCC” del AMEF.

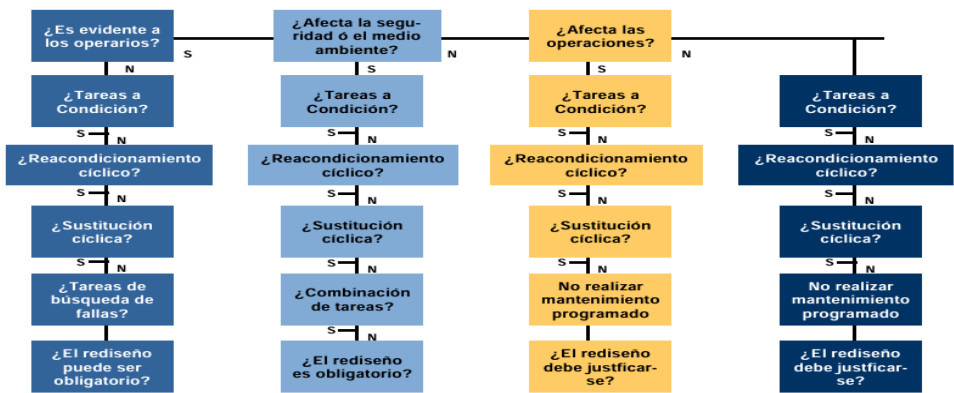


Figura 2-2. Árbol lógico de decisión RCM.

Fuente: Parra, (2008).

Tabla 2-5. Aplicación del Árbol Lógico RCM alineado con el AMEF.

Sistema	Modo de Falla	H	S	E	O	Estrategia definida en AMEF
Estructural	Fuga interna o externa en cilindro estructural	No	No	No	Sí	Mantenimiento Preventivo / Mantenimiento basado en condición
Estructural	Fisura o deformación en soporte trasero	No	No	No	Sí	Mantenimiento Preventivo
Estructural	Desgaste de pasador estructural del mástil	No	No	No	Sí	Mantenimiento Preventivo
Distribución Eléctrica	Falla electrónica en PLC o módulos I/O	No	No	No	Sí	Mantenimiento Preventivo Programado
Distribución Eléctrica	Falla en variadores de frecuencia (drives)	No	No	No	Sí	Mantenimiento Preventivo Programado
Distribución Eléctrica	Degradación en componentes auxiliares eléctricos	No	No	No	Sí	Mantenimiento Preventivo Programado
Distribución Eléctrica	Pérdida de continuidad en cableado principal	No	No	No	Sí	Mantenimiento Preventivo Programado
Distribución Eléctrica	Falla en sistema eléctrico de propulsión	No	No	No	Sí	Mantenimiento Preventivo Programado
Distribución Eléctrica	Falla en contactor de alta tensión	No	No	No	Sí	Mantenimiento Preventivo Programado

Fuente: Elaboración propia en base al AMEF desarrollado.

La aplicación del árbol lógico permitió validar técnicamente que las estrategias seleccionadas en el AMEF son coherentes con los criterios establecidos por la norma SAE

JA1011, evitando tanto el sobre mantenimiento como la omisión de controles en modos de falla relevantes.

Este proceso consolida la conexión metodológica entre el análisis de criticidad (AMEF) y la formulación del plan de mantenimiento propuesto.

2.7. PROPUESTA DEL PLAN DE MANTENIMIENTO DERIVADO DEL RCM

Como resultado de la aplicación del análisis AMEF y del árbol lógico de decisión conforme a la metodología RCM, se definieron tareas de mantenimiento orientadas a mitigar los modos de falla de mayor criticidad identificados en los sistemas estructural y de distribución eléctrica de la perforadora P&H 320XPC N°27.

Las tareas propuestas fueron clasificadas como mantenimiento preventivo programado y mantenimiento basado en condición, de acuerdo con la criticidad del modo de falla identificado y la factibilidad técnica de intervención.

La estructuración del plan considera los siguientes criterios:

- Tipo de actividad de mantenimiento.
- Acción técnica específica para ejecutar.
- Frecuencia anual de aplicación.
- Responsable de ejecución.
- Recursos requeridos (HH, herramientas y materiales).
- Costo directo estimado por actividad.
- Criterio de aceptación técnica de la intervención.
- Instrumento o método de verificación del cumplimiento de la tarea.
- Ventana de ejecución asociada al programa de mantenimiento.
- Responsable de aprobar el cierre técnico de la actividad.

Los criterios de aceptación, los instrumentos de verificación, la ventana de ejecución y la aprobación del cierre técnico forman parte del procedimiento operativo asociado a cada actividad de mantenimiento y se gestionan mediante las órdenes de trabajo del sistema de mantenimiento, por lo que no se incluyen como columnas independientes en las Tablas 2-6 y 2-7, cuyo propósito es presentar el resumen ejecutivo del plan de mantenimiento propuesto.

El objetivo del plan es reducir la frecuencia de fallas críticas, disminuir el tiempo promedio de reparación (TPPR) y mitigar el riesgo económico anual asociado a detenciones no programadas.

En las Tablas 2-6 y 2-7 se presenta el resumen consolidado del plan de mantenimiento propuesto para ambos sistemas críticos. El detalle operativo completo del plan, incluyendo tiempos de ejecución, recursos y costos unitarios por actividad, se presenta en el Anexo C.

2.7.1. Propuesta de Plan de Mantenimiento para el Sistema Estructural

Tabla 2-6. Resumen de Plan de Mantenimiento Propuesto para Sistema Estructural.

N°	Función	#	Modo de falla	Actividad de mantenimiento utilizando el árbol lógico de decisión del MCC	Acción de mantenimiento a ejecutar	Frecuencia de aplicación	Responsable	Costos directos de la actividad de Mantenimiento propuesta	Costos del plan Anual
	Sistema de Estructural								
1	Mantener la estabilidad estructural del equipo durante la operación de perforación, asegurando adecuada distribución de cargas y alineación del mástil bajo condiciones normales de operación.	1.1.1	Fuga interna o externa y pérdida de presión en cilindro estructural de soporte, detectable mediante inspección visual y medición de presión hidráulica.	Mantenimiento Preventivo Programado y Mantenimiento Basado en Condición	•Inspección trimestral de presiones diferenciales en cilindros de nivelación. •Verificación de válvulas contra balance. •Revisión de fugas internas y estado de sellos. Personal requerido: 2 Técnico mecánico Tiempo de ejecución: 2 horas HH Técnico: 25 (USD/hr) Consumibles estimados: 100 (USD/hr)	4	Mantenimiento mecánico	200	800
2	Mantener la estabilidad estructural del equipo durante la operación de perforación, asegurando adecuada distribución de cargas y alineación del mástil bajo condiciones normales de operación.	2.1.1	Fisura o deformación estructural en soporte trasero producto de fatiga del material, identificable mediante inspección visual y ensayos no destructivos.	Mantenimiento Preventivo	•Verificación sistemática de torque según especificación. •Inspección visual detallada. •Aplicación de tintas penetrantes en zonas críticas de soldadura. Personal requerido: 2 Técnicos mecánicos estructurales Tiempo de ejecución: 3 horas. HH Técnico: 25 (USD/Hr) Consumibles estimados: 150 (USD)	2	Mantenimiento mecánico estructural	300	600
3	Mantener la estabilidad estructural del equipo durante la operación de perforación, asegurando adecuada distribución de cargas y alineación del mástil bajo condiciones normales de operación.	3.1.1	Desgaste excesivo o deformación del pasador de mástil, detectable mediante inspección dimensional y verificación de holguras.	Mantenimiento Preventivo	•Inspección trimestral de pasadores estructurales del mástil, verificación de sistemas de aseguramiento (seguros mecánicos, chavetas, retenes), control de holguras y correcta fijación. Personal requerido: 2 Técnicos mecánicos Tiempo de ejecución: 1,5 horas. HH Técnico: 25 (USD/hr) Consumibles estimados: 50 (USD)	4	Mantenimiento mecánico	125	500

Fuente: Elaboración propia.

2.7.2. Propuesta de Plan de Mantenimiento para Sistema de Distribución Eléctrica

Tabla 2-7. Resumen de Plan de Mantenimiento Propuesto para Sistema de Distribución Eléctrica.

N°	Función	#	Modo de falla	Actividad de mantenimiento utilizando el árbol lógico de decisión del MCC	Acción de mantenimiento a ejecutar	Frecuencia de aplicación	Responsable	Costos directos de la actividad de Mantenimiento propuesta	Costos del plan Anual
Sistema de Distribución Eléctrica									
1	Distribuir y regular energía eléctrica y señales de control de forma segura y continua para la operación del equipo.	1.1.1	Falla electrónica en PLC o módulos de entrada/salida (I/O), evidenciada por pérdida de comunicación o errores de señal en el sistema de control.	Mantenimiento Preventivo Programado	• Inspección mensual de gabinete PLC • Limpieza interna y control de polvo • Verificación de torque en borneras • Revisión de estado de fusibles y fuentes de alimentación • Verificación de continuidad en módulos I-O • Respaldo semestral del programa PLC • Inspección de ventilación y temperatura interna Personal requerido: 2 Técnicos Eléctricos Tiempo de ejecución: 2 horas. HH Técnico: 25 (USD/Hr) Consumibles estimados: 50 (USD)	12	Técnico Eléctrico	150	1800
2	Distribuir y regular energía eléctrica y señales de control de forma segura y continua para la operación del equipo.	2.1.1	Falla en variadores de frecuencia (drives) del gabinete de potencia, detectable por alarmas de fallo, sobrecorriente o pérdida de control de motores DC.	Mantenimiento Preventivo Programado	•Inspección trimestral de gabinete de variadores •Limpieza interna y eliminación de polvo conductor •Verificación de ventilación y temperatura •Revisión de apriete de bornes •Revisión de alarmas y registros históricos •Termografía Trimestral Personal requerido: 2 Técnicos Eléctricos Tiempo de ejecución: 3 horas. HH Técnico:25 (USD/hr) Consumibles estimados: 80 (USD)	4	Técnico Eléctrico / Instrumentación	230	920
3	Distribuir y regular energía eléctrica y señales de control de forma segura y continua para la operación del equipo.	3.1.1	Degradación o fallo en componentes auxiliares eléctricos (relés, fuentes de poder, protecciones), identificable mediante pruebas funcionales y verificación de tensión.	Mantenimiento Preventivo Programado	•Inspección bimensual de conexiones auxiliares •Verificación de fusibles y protecciones •Revisión de estado de cableado •Limpieza de tableros secundarios •Medición de tensión en circuitos auxiliares críticos Personal requerido: 1 Técnico Eléctrico Tiempo de ejecución: 2 horas. HH Técnico:25 (USD/hr) Consumibles estimados: 40 (USD)	6	Técnico Eléctrico	90	540
4	Distribuir y regular energía eléctrica y señales de control de forma segura y continua para la operación del equipo.	4.1.1	Pérdida de continuidad en cableado eléctrico principal, detectable mediante pruebas de continuidad y medición de resistencia.	Mantenimiento Preventivo Programado	•Inspección visual mensual de cables expuestos •Verificación de estado de aislamiento •Revisión de apriete de terminales •Control de abrasión y puntos de roce •Termografía mensual en conexiones críticas Personal requerido: 1 Técnico Eléctrico Tiempo de ejecución: 1,5 horas. HH Técnico: 25 (USD/hr) Consumibles estimados: 30 (USD)	12	Técnico Eléctrico	67,5	810
5	Distribuir y regular energía eléctrica y señales de control de forma segura y continua para la operación del equipo.	5.1.1	Falla en sistema eléctrico de propulsión por pérdida de señal de control o falla en motor de traslado, evidenciada por ausencia de respuesta en desplazamiento.	Mantenimiento Preventivo Programado	•Inspección trimestral del sistema de control propel •Verificación de señales y conectores •Revisión de cableado asociado •Prueba funcional de traslación •Termografía en puntos críticos Personal requerido: 2 Técnicos Eléctricos Tiempo ejecución: 3 horas. HH Técnico: 25 (USD/hr) Consumibles estimados: 50 (USD)	4	Técnico Eléctrico	200	800
6	Distribuir y regular energía eléctrica y señales de control de forma segura y continua para la operación del equipo.	6.1.1	Falla mecánica o eléctrica en contactor de vacío de alta tensión, causada por desgaste o deterioro de contactos, verificable mediante pruebas de resistencia de contacto y operación de cierre/apertura.	Mantenimiento Preventivo Programado	•Inspección preventiva anual del contactor •Medición de resistencia de contactos •Verificación de bobina •Limpieza interna •Revisión de enclavamientos Personal requerido: 2 Técnicos eléctricos Tiempo ejecución: 2 horas. HH Técnico: 25 (USD/hr) Consumibles estimados: 40 (USD)	1	Técnico Eléctrico	140	140

Fuente: Elaboración propia.

2.8. PRESENTACIÓN DEL AMEF COMPLETO

Con el fin de no sobrecargar el cuerpo principal del documento, en el presente capítulo se han mostrado los resultados consolidados del análisis AMEF correspondientes a los modos de falla de mayor criticidad.

Sin embargo, el desarrollo completo del AMEF, incluyendo la totalidad de modos de falla evaluados, sus frecuencias, impactos en producción, costos directos y criticidad total por riesgo, se presenta en los Anexos A y B del presente trabajo.

Esta estructura permite mantener claridad en la exposición metodológica y, al mismo tiempo, asegurar la trazabilidad completa del análisis técnico desarrollado.

2.9. CONCLUSIÓN DE LA APLICACIÓN DEL ENFOQUE RCM

La aplicación estructurada de la metodología RCM permitió integrar el análisis AMEF con el proceso formal de toma de decisiones definido en la norma SAE JA1011, asegurando consistencia técnica en la definición de estrategias de mantenimiento.

El análisis evidenció que los modos de falla críticos presentan consecuencias predominantemente operacionales, afectando directamente la confiabilidad del equipo y generando impacto económico anual significativo. En función de ello, el árbol lógico orientó principalmente hacia la implementación de tareas preventivas programadas y mantenimiento basado en condición, priorizando aquellas acciones que permiten detectar el deterioro antes de que se produzca la falla funcional.

La integración del AMEF y el árbol lógico permitió:

- Validar técnicamente las estrategias MP, MS y MP-S definidas.
- Alinear las decisiones de mantenimiento con el nivel real de riesgo económico.
- Sustentar metodológicamente la propuesta de plan de mantenimiento.
- Establecer una base objetiva para la evaluación económica desarrollada en el Capítulo 3.

En consecuencia, la aplicación del enfoque RCM no solo optimiza la estrategia de mantenimiento, sino que permite estructurar una gestión basada en confiabilidad y riesgo, coherente con el objetivo general del presente estudio y con los principios establecidos en la norma SAE JA1011.

3. CAPÍTULO 3: ANÁLISIS Y EVALUACIÓN TÉCNICO-ECONÓMICA

3.1. EVALUACIÓN TÉCNICO ECONÓMICA

Una vez desarrollado el plan de mantenimiento basado en confiabilidad (RCM) para los sistemas críticos de la perforadora, resulta fundamental evaluar su impacto técnico y económico mediante una comparación entre el escenario actual (sin RCM) y el escenario proyectado con la implementación del nuevo plan.

El análisis económico se enfoca en cuantificar:

- La reducción proyectada en la frecuencia de fallas (FF).
- La disminución del tiempo promedio de reparación (TPPR).
- La variación del riesgo económico anual asociado a las fallas.
- El ahorro económico potencial derivado de la implementación del RCM.

Para ello, se desarrolló una modelación comparativa basada en indicadores de confiabilidad, mantenibilidad operacional y riesgo económico asociado a fallas.

El riesgo económico anual fue determinado considerando la frecuencia de fallas, el tiempo promedio de reparación, el costo horario de detención operacional y los costos directos asociados a cada evento de falla.

El riesgo económico anual fue calculado mediante la siguiente expresión:

$$\text{Riesgo Anual} = \text{Frecuencia} \times (\text{TPPR} \times \text{Imp. Producción} + \text{Cost. directos} + \text{Imp. SHA})$$

Ecuación 3-1. Cálculo de Riesgo Anual.

En este contexto, se realizó una modelación comparativa entre el estado actual del sistema y el escenario proyectado posterior a la implementación del plan RCM.

Los porcentajes de reducción proyectados para la frecuencia de fallas y el tiempo promedio de reparación (TPPR) fueron estimados a partir del análisis de los modos de falla identificados mediante la metodología RCM y de las tareas de mantenimiento propuestas para controlar sus causas potenciales. Estas estimaciones representan el beneficio esperado de la implementación del plan de mantenimiento y se utilizan para evaluar su impacto técnico y económico potencial.

Tabla 3-1. Comparación de indicadores antes y después del RCM en sistema estructural.

Indicador antes de implantar RCM												Indicador de ahorro potencial esperado después de implantar el RCM								
#	Función	#	Falla Funcional	#	Modo de falla	Frecuencia de eventos por año fallas/año	Efecto de Falla	TPPR horas	Imp. Prod. \$/hora	Costos directos por falla \$/falla	Imp. SHA \$/falla	Riesgo \$/año	Costos del plan Anual	Frecuencia esperada de eventos por año fallas/año	TPPR horas	Imp. Prod. \$/hora	Costos directos por falla \$/falla	Imp. SHA \$/falla	Riesgo Futuro esperado \$/año	Ahorro potencial
Sistema de Estructural																				
1	Mantener la estabilidad estructural del equipo durante la operación de perforación, asegurando adecuada distribución de cargas y alineación del mástil bajo condiciones normales de operación.	1.1	Pérdida de estabilidad estructural durante la operación de perforación.	1.1.1	Fuga interna o externa y pérdida de presión en cilindro estructural de soporte, detectable mediante inspección visual y medición de presión hidráulica.	1	Evidente / No evidente: Sí Afecta SHA: No (riesgo controlado mediante detención preventiva) Efecto operacional: Pérdida de estabilidad estructural del equipo, generando detención de la perforación para evitar operación insegura. Acción correctiva: Diagnóstico de presión hidráulica, ajuste de válvulas y reparación o reemplazo del cilindro estructural.	115	631	10000	0	82563	800	0,4	86	631	10000	0	25770	55396
		2.1	Pérdida de integridad estructural en soportes secundarios del equipo.	2.1.1	Fisura o deformación estructural en soporte trasero producto de fatiga del material, identificable mediante inspección visual y ensayos no destructivos.	1	Evidente / No evidente: Sí Afecta SHA: No (riesgo estructural controlado mediante detención) Efecto operacional: Pérdida de integridad estructural en soporte trasero, requiriendo detención del equipo para evaluación y reparación. Acción correctiva: Reparación estructural mediante soldadura certificada o reemplazo del componente.	5,68	631	2000	0	5584	600	0,5	4,5	631	2000	0	2434	2550
		3.1	Pérdida de rigidez o fijación estructural del mástil.	3.1.1	Desgaste excesivo o deformación del pasador de mástil, detectable mediante inspección dimensional y verificación de holguras.	1	Evidente / No evidente: Sí Afecta SHA: No (condición detectada antes de colapso estructural) Efecto operacional: Desalineación del mástil y pérdida de rigidez estructural, generando detención preventiva del proceso de perforación. Acción correctiva: Reposición, ajuste y aseguramiento del pasador estructural.	2,57	631	1000	0	2622	500	0,5	2,1	631	1000	0	1143	973

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 3-2. Comparación de indicadores antes y después del RCM en sistema de distribución eléctrica.

Indicador antes de implantar RCM													Indicador de ahorro potencial esperado después de implantar el RCM							
N°	Función	#	Falla Funcional	#	Modo de falla	Frecuencia de eventos por año fallos/año	Efecto de Falla	TPPR horas	Imp. Prod. \$/hora	Costos directos por falla \$/falla	Imp. SHA \$/falla	Riesgo \$/año	Costos del plan Anual	Frecuencia esperada de eventos por año fallos/año	TPPR horas	Imp. Prod. \$/hora	Costos directos por falla \$/falla	Imp. SHA \$/falla	Riesgo Futuro esperado \$/año	Ahorro potencial
Sistema de Distribución Eléctrica																				
1	Distribuir y regular energía eléctrica y señales de control de forma segura y continua para la operación del equipo.	1.1	No asegura el control eléctrico y lógico del equipo.	1.1.1	Falla electrónica en PLC o módulos de entrada/salida (I/O), evidenciada por pérdida de comunicación o errores de señal en el sistema de control.	21	Evidente / No evidente: SI Afecta SHA: No directo (sistema protegido mediante enclavamientos eléctricos, protecciones automáticas y dispositivos de corte ante falla). Efecto operacional (síntomas): Pérdida del control lógico del equipo, generando detención inmediata del proceso de perforación por activación de protecciones del sistema. Acción correctiva: Intervención eléctrica correctiva.	1,94	631	2000	0	67745	1800	8	1,36	631	2000	0	22865	43080
2	Distribuir y regular energía eléctrica y señales de control de forma segura y continua para la operación del equipo.	2.1	No asegura el suministro eléctrico regulado a motores (DC).	2.1.1	Falla en variadores de frecuencia (drives) del gabinete de potencia, detectable por alarmas de fallo, sobrecorriente o pérdida de control de motores DC.	8	Evidente / No evidente: SI Afecta SHA: No directo (sistema protegido mediante enclavamientos eléctricos, protecciones automáticas y dispositivos de corte ante falla). Efecto operacional (síntomas): Pérdida del control y regulación de velocidad en motores DC, provocando detención del sistema de perforación por falla en potencia eléctrica. Acción correctiva: Restablecer comunicación o reparar el variador.	1,34	631	3000	0	30762	920	3	0,94	631	3000	0	10775	19067
3	Distribuir y regular energía eléctrica y señales de control de forma segura y continua para la operación del equipo.	3.1	No asegura suministro eléctrico estable a componentes auxiliares.	3.1.1	Degradación o fallo en componentes auxiliares eléctricos (relés, fuentes de poder, protecciones), identificable mediante pruebas funcionales y verificación de tensión.	5	Evidente / No evidente: SI Afecta SHA: No directo (sistema protegido mediante enclavamientos eléctricos, protecciones automáticas y dispositivos de corte ante falla). Efecto operacional (síntomas): Interrupción en alimentación eléctrica de componentes auxiliares, afectando sensores, ventilación o servicios secundarios, pudiendo generar detención parcial o preventiva del equipo. Acción correctiva: Reestablecer suministro.	2,45	631	1000	0	12730	540	2	1,84	631	1000	0	4319	7871
4	Distribuir y regular energía eléctrica y señales de control de forma segura y continua para la operación del equipo.	4.1	No asegura transmisión segura de energía eléctrica hacia componentes principales.	4.1.1	Pérdida de continuidad en cableado eléctrico principal, detectable mediante pruebas de continuidad y medición de resistencia.	3	Evidente / No evidente: SI Afecta SHA: No directo (sistema protegido mediante enclavamientos eléctricos, protecciones automáticas y dispositivos de corte ante falla). Efecto operacional (síntomas): Interrupción en la transmisión de energía eléctrica hacia sistemas principales, generando detención del equipo hasta reparación o reemplazo del cable dañado. Acción correctiva: Reparación o reemplazo de cables dañados.	3,1	631	1500	0	10284	810	1	2,14	631	1500	0	2850	6625
5	Distribuir y regular energía eléctrica y señales de control de forma segura y continua para la operación del equipo.	5.1	No permite el control eléctrico del sistema de traslado del equipo.	5.1.1	Falla en sistema eléctrico de propulsión por pérdida de señal de control o falla en motor de traslado, evidenciada por ausencia de respuesta en desplazamiento.	2	Evidente / No evidente: SI Afecta SHA: No directo (sistema protegido mediante enclavamientos eléctricos, protecciones automáticas y dispositivos de corte ante falla). Efecto operacional (síntomas): Pérdida de capacidad de desplazamiento del equipo por falla en sistema eléctrico de propulsión, generando detención operativa hasta diagnóstico y reparación. Acción correctiva: Diagnostico y reparación de circuito asociado.	12	631	2000	0	19144	800	1	9	631	2000	0	7679	10665
6	Distribuir y regular energía eléctrica y señales de control de forma segura y continua para la operación del equipo.	6.1	No permite la conexión/desconexión segura del circuito de alta tensión.	6.1.1	Falla mecánica o eléctrica en contactor de vacío de alta tensión, causada por desgaste o deterioro de contactos, verificable mediante pruebas de resistencia de contacto y operación de cierre/apertura.	2	Evidente / No evidente: SI Afecta SHA: No directo (sistema protegido mediante enclavamientos eléctricos, protecciones automáticas y dispositivos de corte ante falla). Efecto operacional (síntomas): Interrupción del suministro eléctrico de alta tensión por falla en contactor, generando detención inmediata del equipo hasta restablecimiento o intervención correctiva. Acción correctiva: Normalizar contactor.	0,32	631	500	0	1400	140	1	0,26	631	500	0	662	598

Fuente: Elaboración propia.

El análisis comparativo evidencia una reducción significativa en los niveles de riesgo económico anual, producto de la disminución proyectada en la frecuencia de fallas y en los tiempos de reparación.

La evaluación económica se desarrolló considerando un escenario base de implementación del plan de mantenimiento RCM. Para dicho escenario se asumió, como supuesto técnico, una reducción promedio cercana al 40% en la frecuencia de ocurrencia de los modos de falla intervenidos y una disminución aproximada del 20% en el tiempo promedio de reparación (TPPR). Estos valores corresponden a estimaciones de ingeniería utilizadas para la evaluación técnico-económica y se sustentan en la implementación de tareas preventivas y basadas en condición, la disminución esperada de fallas repetitivas, la mejora en la planificación del mantenimiento y una mayor disponibilidad de repuestos críticos. Debido a que cada modo de falla presenta un potencial de mejora diferente, las reducciones aplicadas no son uniformes y se reflejan en los resultados específicos presentados en las Tablas 3-1 y 3-2.

Como resultado, el riesgo económico anual total previo a la implementación del RCM asciende a 232.836 USD/año, mientras que el riesgo proyectado posterior a su aplicación se reduce a 78.501 USD/año, generando una reducción bruta de 154.335 USD/año.

Los resultados obtenidos corresponden al escenario base de evaluación y representan una proyección de desempeño bajo el supuesto de implementación efectiva del plan RCM propuesto. En consecuencia, los beneficios económicos estimados deben interpretarse como valores proyectados y no como resultados garantizados, ya que dependen del cumplimiento de las frecuencias de mantenimiento, de la disponibilidad de recursos y de las condiciones reales de operación del equipo.

Es importante señalar que el valor de riesgo económico anual de 232.836 USD/año corresponde exclusivamente a los sistemas estructural y de distribución eléctrica seleccionados para la aplicación de la metodología RCM. Este valor no representa el riesgo económico total de la perforadora, el cual asciende a 377.969 USD/año considerando la totalidad de los sistemas evaluados en el histórico de fallas 2024.

Con el objetivo de consolidar los resultados obtenidos, se presenta a continuación el resumen de los indicadores económicos anuales asociados a la implementación del plan de mantenimiento RCM.

Tabla 3-3. Indicadores económicos anuales al implantar RCM.

Concepto	Valor USD/año
RIESGO TOTAL ACTUAL ANTES DEL RCM	232.836
RIESGO FUTURO ESPERADO	78.501
COSTO TOTAL DEL PLAN ANUAL PLANIFICADO	6.910
TOTAL RIESGO DESPUÉS DEL RCM	85.411
TOTAL AHORRO POTENCIAL AL IMPLANTAR RCM	147.425

Fuente: Elaboración propia.

De acuerdo con los resultados consolidados, el costo anual de implementación del plan RCM corresponde a 6.910 USD/año.

Considerando la reducción bruta del riesgo económico anual de 154.335 USD, el ahorro neto proyectado alcanza un valor de 147.425 USD/año, equivalente a una reducción global del riesgo del 66,28%.

Estos resultados evidencian un impacto económico altamente significativo, justificando técnicamente la implementación del mantenimiento basado en confiabilidad como estrategia de optimización de activos críticos.

3.2. ANÁLISIS ECONÓMICO

3.2.1. Retorno sobre la Inversión (ROI)

El Retorno sobre la Inversión (ROI) se calculó mediante la relación entre el ahorro económico neto y el costo anual del plan RCM.

El cálculo del ROI y del período de recuperación se basa en los resultados de la evaluación técnico-económica desarrollada en la sección anterior, utilizando como entradas el ahorro económico anual proyectado y el costo anual estimado de implementación del plan RCM. En consecuencia, ambos indicadores dependen directamente de los valores de riesgo económico base y riesgo económico proyectado obtenidos para el escenario de evaluación definido.

$$ROI = \frac{\text{Ahorro neto anual}}{\text{Costo anual del plan}}$$

Ecuación 3-2. Cálculo de Retorno Sobre la Inversión.

$$ROI = \frac{147.425}{6.910} = 21,34$$

El análisis indica que por cada 1 USD invertido se recuperan aproximadamente 21,34 USD.

3.2.2. Periodo de Recuperación (PAYBACK)

El período de recuperación de la inversión (Payback) permite determinar el tiempo necesario para recuperar el costo anual de implementación del plan RCM mediante el ahorro económico neto proyectado.

El cálculo se realizó utilizando la siguiente expresión:

$$Payback = \frac{\text{Inversión}}{\text{Ahorro Neto Anual}}$$

Ecuación 3-3. Cálculo de Periodo de Recuperación.

Donde:

- Inversión = 6.910 USD/año
- Ahorro Neto Anual = 147.425 USD/año

Por lo tanto:

$$Payback = 6.910/147.425 = 0,0469 \text{ años}$$

Para expresar el resultado en días:

$$0,0469 \times 365 = 17,1 \text{ días}$$

En consecuencia, la inversión requerida para implementar el plan de mantenimiento basado en confiabilidad se recupera en aproximadamente 17 días de operación, lo que evidencia una alta rentabilidad y rápida recuperación de la inversión asociada al plan RCM.

Los cálculos financieros presentados fueron desarrollados mediante modelación en hoja de cálculo Excel, permitiendo asegurar la trazabilidad y consistencia matemática de los resultados obtenidos. El resumen consolidado del modelo económico, incluyendo riesgo actual, riesgo futuro, ahorro neto, ROI y período de recuperación, se presenta en el Anexo D del presente trabajo.

3.3. IMPACTO EN LA DISPONIBILIDAD

La disponibilidad operacional constituye uno de los principales indicadores de desempeño en equipos mineros de alto tonelaje, ya que refleja la capacidad del activo para mantenerse operativo durante el tiempo programado de producción.

Para el periodo 2024, la perforadora analizada opera bajo régimen calendario continuo, considerando un total anual de:

$$TTO = 365 \times 24 = 8.760 \text{ horas}$$

Las horas totales de detención registradas en el histórico de fallas del año 2024 corresponden a:

$$TTR \text{ actual} = 599,03 \text{ horas}$$

La disponibilidad anual se calcula mediante:

$$A = \left(\frac{TTO - TTR}{TTO} \right) * 100$$

Ecuación 3-4. Cálculo de Disponibilidad.

Reemplazando los datos:

$$A_{\text{actual}} = \left(\frac{8760 - 599,03}{8760} \right) * 100$$

$$A_{\text{actual}} = 93,16\%$$

Este valor indica que el equipo presenta un buen desempeño operacional en términos de disponibilidad general; sin embargo, el análisis AMEF evidenció la existencia de modos de falla críticos que concentran elevados tiempos de reparación y alto impacto económico.

Tras la aplicación del mantenimiento centrado en confiabilidad, se proyectó una reducción en la frecuencia de fallas y en el tiempo total de reparación anual.

Si el nuevo TTR proyectado posterior al RCM es:

Tabla 3-4. Impacto en TTR antes y después de implantar RCM.

Indicador	Sistema Estructural	Sistema Distribución Eléctrica	Total Sistemas Críticos
TTR antes RCM h/año	123	98	221
TTR después RCM h/año	37,80	28,76	66,56
Reducción TTR lograda después RCM h/año	85,20	69,24	154,44
Reducción porcentual	69,3%	70,7%	69,9%

Fuente: Elaboración propia.

$$TTR = 599,03 - 154,44$$

$$TTR = 444,59 \text{ horas/año}$$

Entonces:

$$A_{RCM} = \left(\frac{8760 - 444,59}{8760} \right) * 100$$

$$A_{RCM} = 94,92\%$$

Tabla 3-5. Impacto en la disponibilidad antes y después del RCM.

Disponibilidad antes del RCM	93,16%
Disponibilidad después del RCM	94,92%
Incremento en la Disponibilidad	1,76%

Fuente: Elaboración propia.

La disponibilidad aumenta en 1,76 puntos porcentuales en comparación con la situación inicial sin la implantación del RCM, considerando que la disponibilidad inicial era 93,16%, incrementándose a 94,92%, lo que representa una mejora de 1,76%. Este incremento en la disponibilidad no solo ayuda a alcanzar la disponibilidad máxima exigida contractual (90% - 95%) sino que también representa una optimización de los costos asociados. Como resultado, la aplicación del RCM, no solo optimiza el rendimiento técnico del equipo, sino que también contribuye a reducir el riesgo económico anual asociado a las fallas, mediante la disminución proyectada de su frecuencia de ocurrencia y de los tiempos de detención.

Tabla 3-6. Resumen comparativo de indicadores antes del RCM.

ANTES DEL RCM						
FF fallas/año	FF fallas/año	TPPR hr/año	TPPR anual	Riesgo \$/año	Total Riesgo año	Disponibilidad
41	150	98	599,03	61838	377.969 (USD)	93,16%
19		70		44170		
18		22		13882		
13		96		60576		
12		123		77613		
11		51		32181		
10		41		25871		
9		28		17668		
5		20		12620		
3		7		4417		
3		6		3786		
2		14		8834		
2		19		11989		
1		2		1262		
1		2		1262		

Fuente: Elaboración propia.

Tabla 3-7. Resumen comparativo de indicadores proyectados después del RCM.

DESPUÉS DEL RCM								
Costos del plan Anual (USD)	Costos totales del plan USD/anual	Frecuencia esperada de eventos por año fallas/año	FF total esperada anual	TPPR horas	TPPR total horas	Riesgo Futuro esperado USD/año	Riesgo Total Esperado	Disponibilidad
800	6.910 (USD)	0,4	17,40	86	66,56	25.770	78.501 (USD)	94,92%
600		0,5		4,5		2.434		
500		0,5		2,1		1.149		
1800		8		1,36		22.865		
920		3		0,94		10.775		
540		2		1,84		4.319		
810		1		2,14		2.850		
800		1		9		7.679		
140		1		0,26		662		

Fuente: Elaboración propia.

La implementación del plan RCM permite reducir el riesgo económico anual en 66,28%, incrementar la disponibilidad operacional en 1,76 puntos porcentuales y disminuir la exposición a fallas críticas en los sistemas estructural y eléctrico. Desde el enfoque de gestión de activos, la propuesta demuestra alta viabilidad técnica y económica, ya que permite reducir significativamente el riesgo operacional y mejorar la confiabilidad del equipo mediante una estrategia de mantenimiento basada en criticidad y confiabilidad.

CONCLUSIONES

El presente trabajo permitió proponer una mejora al plan de mantenimiento de la perforadora eléctrica P&H 320XPC N°27 mediante la aplicación estructurada de la metodología de Mantenimiento Centrado en Confiabilidad (RCM), integrando análisis técnico, operacional y económico bajo un enfoque de gestión de riesgo.

A partir del análisis de criticidad, se identificó al equipo como el activo de mayor impacto operacional dentro de la flota, concentrando una parte significativa de las horas de detención y del costo anual asociado a fallas. El desarrollo del análisis AMEF permitió priorizar los sistemas estructurales y de distribución eléctrica, los cuales representan la mayor proporción del riesgo económico del equipo.

La aplicación del árbol lógico de decisión conforme a la norma SAE JA1011 permitió definir estrategias de mantenimiento coherentes con el nivel de riesgo identificado, orientadas a reducir la frecuencia de fallas y los tiempos de reparación en los modos críticos.

Desde el punto de vista económico, la implementación del plan propuesto permitiría reducir el riesgo anual desde 232.836 USD a 78.501 USD, generando un ahorro neto estimado de 147.425 USD por año, equivalente a una disminución del 66,28%. Asimismo, se proyecta un aumento en la disponibilidad del equipo desde 93,16% a 94,92, fortaleciendo su desempeño operacional.

Desde el punto de vista técnico-económico, la propuesta presenta una alta viabilidad, ya que permite reducir el riesgo económico anual desde 232.836 USD/año a 85.411 USD/año, considerando el costo anual de implementación del plan. Asimismo, el ahorro neto proyectado de 147.425 USD/año y el periodo de recuperación de aproximadamente 17 días sugieren que la propuesta de aplicación del RCM constituye una alternativa técnicamente sustentada y potencialmente rentable.

En conclusión, la propuesta de aplicación del Mantenimiento Centrado en Confiabilidad (RCM) evidencia el potencial de fortalecer la gestión del mantenimiento, orientándola desde un enfoque predominantemente reactivo hacia una estrategia basada en confiabilidad y optimización económica. Los resultados proyectados indican una alta viabilidad técnica y económica, con potencial para reducir el riesgo operativo y generar beneficios financieros, cuya confirmación requerirá una implementación y validación mediante el seguimiento de indicadores de desempeño (KPI) en operación.

RECOMENDACIONES

Implementar formalmente el plan RCM propuesto:

Asegurando su integración en el sistema de gestión de mantenimiento de la faena, incluyendo programación en software de mantenimiento y seguimiento periódico de indicadores.

Monitorear trimestralmente los KPI de confiabilidad (MTBF, MTTR y disponibilidad):

Para validar el cumplimiento de las proyecciones económicas y operacionales estimadas en el presente estudio.

Actualizar anualmente el análisis AMEF:

Incorporando nuevos datos históricos de fallas, con el fin de mantener vigente la priorización de modos de falla críticos y evitar desviaciones en la gestión del riesgo.

Fortalecer la gestión de repuestos críticos:

Especialmente en componentes estructurales y eléctricos identificados como de alto impacto, reduciendo tiempos de espera y mejorando la capacidad de respuesta ante fallas.

Capacitar al personal técnico en inspección predictiva y detección temprana de fallas:

Particularmente en monitoreo eléctrico y evaluación estructural, con el fin de consolidar el enfoque preventivo del plan.

Extender progresivamente la aplicación de la metodología RCM al resto de los sistemas de la perforadora P&H 320XPC y posteriormente a la flota completa, con el objetivo de estandarizar criterios de mantenimiento basados en criticidad, confiabilidad y riesgo económico.

BIBLIOGRAFÍA Y REFERENCIAS

Acevedo, J. (2018). *Ingeniería y gestión de la confiabilidad operacional*. Alfaomega.

Compañía Minera Doña Inés de Collahuasi. (2025). *Producción y ventas*.
<https://www.collahuasi.cl/que-hacemos/produccion-y-ventas/>

García Garrido, S. (2003). *Organización y gestión integral del mantenimiento*. Díaz de Santos.

International Organization for Standardization. (2014). *ISO 55000:2014 Asset management—Overview, principles and terminology*.

International Organization for Standardization. (2016). *ISO 14224:2016 Petroleum, petrochemical and natural gas industries—Collection and exchange of reliability and maintenance data for equipment*.

Komatsu Mining Corp. (2023). *ProManual: Komatsu P&H 320XPC. Manual de mantenimiento e inspección técnica*.

Moubray, J. (1997). *RCM II: Reliability-Centered Maintenance*. Butterworth-Heinemann.

Parra, C. (2008). *RCM: Mantenimiento Centrado en Confiabilidad*. Editorial Escuela Colombiana de Ingeniería.

SAE International. (2011). *SAE JA1011: Evaluation Criteria for Reliability-Centered Maintenance (RCM) Processes*.

SAE International. (2002). *SAE JA1012: A Guide to the Reliability-Centered Maintenance (RCM) Standard*.

AENOR. (2011). *UNE 151001: Indicadores de mantenibilidad, disponibilidad y confiabilidad (RAMS)*.

Documentos y fuentes técnicas

- Komatsu Mining Corp. (2022). *Instructivo técnico de medición de rodados 320XPC P&H Komatsu.*
- Komatsu Mining Corp. (2022). *Condición de sobre tensión oruga izquierda PO29.*
- Komatsu Mining Corp. (2022). *32XC-MEC-1000 Hrs-R01: Pauta de mantenimiento preventivo mecánico.*
- Komatsu Mining Corp. (2022). *32XC-01: Inspección y ajuste de tensión de orugas.*

ANEXOS

ANEXO A: AMEF SISTEMA ESTRUCTURAL

Parte I

Indicador antes de implantar RCM												
N°	Función	#	Falla Funcional	#	Modo de falla	Frecuencia de eventos por año fallas/año	Efecto de Falla	TPPR horas	Imp. Prod. \$/hora	Costos directos por falla \$/falla	Imp. SHA \$/falla	Riesgo \$/año
Sistema de Estructural												
1	Mantener la estabilidad estructural del equipo durante la operación de perforación, asegurando adecuada distribución de cargas y alineación del mástil bajo condiciones normales de operación.	1.1	Pérdida de estabilidad estructural durante la operación de perforación.	1.1.1	Fuga interna o externa y pérdida de presión en cilindro estructural de soporte, detectable mediante inspección visual y medición de presión hidráulica.	1	Evidente / No evidente: Sí Afecta SHA: No (riesgo controlado mediante detención preventiva) Efecto operacional: Pérdida de estabilidad estructural del equipo, generando detención de la perforación para evitar operación insegura. Acción correctiva: Diagnóstico de presión hidráulica, ajuste de válvulas y reparación o reemplazo del cilindro estructural.	115	631	10000	0	82565
2	Mantener la estabilidad estructural del equipo durante la operación de perforación, asegurando adecuada distribución de cargas y alineación del mástil bajo condiciones normales de operación.	2.1	Pérdida de integridad estructural en soportes secundarios del equipo.	2.1.1	Fisura o deformación estructural en soporte trasero producto de fatiga del material, identificable mediante inspección visual y ensayos no destructivos.	1	Evidente / No evidente: Sí Afecta SHA: No (riesgo estructural controlado mediante detención) Efecto operacional: Pérdida de integridad estructural en soporte trasero, requiriendo detención del equipo para evaluación y reparación. Acción correctiva: Reparación estructural mediante soldadura certificada o reemplazo del componente.	5,68	631	2000	0	5584
3	Mantener la estabilidad estructural del equipo durante la operación de perforación, asegurando adecuada distribución de cargas y alineación del mástil bajo condiciones normales de operación.	3.1	Pérdida de rigidez o fijación estructural del mástil.	3.1.1	Desgaste excesivo o deformación del pasador de mástil, detectable mediante inspección dimensional y verificación de holguras.	1	Evidente / No evidente: Sí Afecta SHA: No (condición detectada antes de colapso estructural) Efecto operacional: Desalineación del mástil y pérdida de rigidez estructural, generando detención preventiva del proceso de perforación. Acción correctiva: Reposición, ajuste y aseguramiento del pasador estructural.	2,57	631	1000	0	2622

Parte II

PLAN DE MANTENIMIENTO GENERAL					Indicador de ahorro potencial esperado después de implantar el RCM							
Actividad de mantenimiento utilizando el árbol lógico de decisión del MCC	Acción de mantenimiento a ejecutar	Frecuencia de aplicación	Responsable	Costos directos de la actividad de Mantenimiento propuesta	Costos del plan Anual	Frecuencia esperada de eventos por año fallas/año	TPPR horas	Imp. Prod. \$/hora	Costos directos por falla \$/falla	Imp. SHA \$/falla	Riesgo Futuro esperado \$/año	Ahorro potencial
Mantenimiento Preventivo Programado y Mantenimiento Basado en Condición	•Inspección trimestral de presiones diferenciales en cilindros de nivelación. •Verificación de válvulas contra balance. •Revisión de fugas internas y estado de sellos. Personal requerido: 2 Técnico mecánico Tiempo de ejecución: 2 horas HH Técnico: 25 (USD/hr) Consumibles estimados: 100 (USD/hr)	4	Mantenimiento mecánico	200	800	0,4	86	631	10000	0	25770	55996
Mantenimiento Preventivo	•Verificación sistemática de torque según especificación. •Inspección visual detallada. •Aplicación de tintas penetrantes en zonas críticas de soldadura. Personal requerido: 2 Técnicos mecánicos estructurales Tiempo de ejecución: 3 horas. HH Técnico: 25 (USD/Hr) Consumibles estimados: 150 (USD)	2	Mantenimiento mecánico estructural	300	600	0,5	4,5	631	2000	0	2434	2550
Mantenimiento Preventivo	•Inspección trimestral de pasadores estructurales del mástil, verificación de sistemas de aseguramiento (seguros mecánicos, chavetas, retenes), control de holguras y correcta fijación. Personal requerido: 2 Técnicos mecánicos Tiempo de ejecución: 1,5 horas. HH Técnico: 25 (USD/hr) Consumibles estimados: 50 (USD)	4	Mantenimiento mecánico	125	500	0,5	2,1	631	1000	0	1149	973

ANEXO B: AMEF SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA

Parte I

Indicador antes de implantar RCM												
N°	Función	#	Falla Funcional	#	Modo de falla	Frecuencia de eventos por año fallas/año	Efecto de Falla	TPPR horas	Imp. Prod. \$/hora	Costos directos por falla \$/falla	Imp. SHA \$/falla	Riesgo \$/año
	Sistema de Distribución Eléctrica											
1	Distribuir y regular energía eléctrica y señales de control de forma segura y continua para la operación del equipo.	1.1	No asegura el control eléctrico y lógico del equipo.	1.1.1	Falla electrónica en PLC o módulos de entrada/salida (I/O), evidenciada por pérdida de comunicación o errores de señal en el sistema de control.	21	Evidente / No evidente: Si Afecta SHA: No directo (sistema protegido mediante enclavamientos eléctricos, protecciones automáticas y dispositivos de corte ante falla). Efecto operacional (síntomas): Pérdida del control lógico del equipo, generando detención inmediata del proceso de perforación por activación de protecciones del sistema. Acción correctiva: Intervención eléctrica correctiva.	1,94	631	2000	0	67745
2	Distribuir y regular energía eléctrica y señales de control de forma segura y continua para la operación del equipo.	2.1	No asegura el suministro eléctrico regulado a motores (DC).	2.1.1	Falla en variadores de frecuencia (drives) del gabinete de potencia, detectable por alarmas de fallo, sobrecorriente o pérdida de control de motores DC.	8	Evidente / No evidente: Si Afecta SHA: No directo (sistema protegido mediante enclavamientos eléctricos, protecciones automáticas y dispositivos de corte ante falla). Efecto operacional (síntomas): Pérdida del control y regulación de velocidad en motores DC, provocando detención del sistema de perforación por falla en potencia eléctrica. Acción correctiva: Restablecer comunicación o reparar el variador.	1,34	631	3000	0	30762
3	Distribuir y regular energía eléctrica y señales de control de forma segura y continua para la operación del equipo.	3.1	No asegura suministro eléctrico estable a componentes auxiliares.	3.1.1	Degradación o fallo en componentes auxiliares eléctricos (relés, fuentes de poder, protecciones), identificable mediante pruebas funcionales y verificación de tensión.	5	Evidente / No evidente: Si Afecta SHA: No directo (sistema protegido mediante enclavamientos eléctricos, protecciones automáticas y dispositivos de corte ante falla). Efecto operacional (síntomas): Interrupción en alimentación eléctrica de componentes auxiliares, afectando sensores, ventilación o servicios secundarios, pudiendo generar detención parcial o preventiva del equipo. Acción correctiva: Reestablecer suministro.	2,45	631	1000	0	12730
4	Distribuir y regular energía eléctrica y señales de control de forma segura y continua para la operación del equipo.	4.1	No asegura transmisión segura de energía eléctrica hacia componentes principales.	4.1.1	Pérdida de continuidad en cableado eléctrico principal, detectable mediante pruebas de continuidad y medición de resistencia.	3	Evidente / No evidente: Si Afecta SHA: No directo (sistema protegido mediante enclavamientos eléctricos, protecciones automáticas y dispositivos de corte ante falla). Efecto operacional (síntomas): Interrupción en la transmisión de energía eléctrica hacia sistemas principales, generando detención del equipo hasta reparación o reemplazo del cable dañado. Acción correctiva: Reparación o reemplazo de cables dañados.	3,1	631	1500	0	10284
5	Distribuir y regular energía eléctrica y señales de control de forma segura y continua para la operación del equipo.	5.1	No permite el control eléctrico del sistema de traslado del equipo.	5.1.1	Falla en sistema eléctrico de propulsión por pérdida de señal de control o falla en motor de traslado, evidenciada por ausencia de respuesta en desplazamiento.	2	Evidente / No evidente: Si Afecta SHA: No directo (sistema protegido mediante enclavamientos eléctricos, protecciones automáticas y dispositivos de corte ante falla). Efecto operacional (síntomas): Pérdida de capacidad de desplazamiento del equipo por falla en sistema eléctrico de propulsión, generando detención operativa hasta diagnóstico y reparación. Acción correctiva: Diagnóstico y reparación de circuito asociado.	12	631	2000	0	19144
6	Distribuir y regular energía eléctrica y señales de control de forma segura y continua para la operación del equipo.	6.1	No permite la conexión/desconexión segura del circuito de alta tensión.	6.1.1	Falla mecánica o eléctrica en contactor de vacío de alta tensión, causada por desgaste o deterioro de contactos, verificable mediante pruebas de resistencia de contacto y operación de cierre/apertura.	2	Evidente / No evidente: Si Afecta SHA: No directo (sistema protegido mediante enclavamientos eléctricos, protecciones automáticas y dispositivos de corte ante falla). Efecto operacional (síntomas): Interrupción del suministro eléctrico de alta tensión por falla en contactor, generando detención inmediata del equipo hasta restablecimiento o intervención correctiva. Acción correctiva: Normalizar contactor.	0,32	631	500	0	1400

Parte II

PLAN DE MANTENIMIENTO GENERAL					Indicador de ahorro potencial esperado después de implantar el RCM							
Actividad de mantenimiento utilizando el árbol lógico de decisión del MCC	Acción de mantenimiento a ejecutar	Frecuencia de aplicación	Responsable	Costos directos de la actividad de Mantenimiento propuesta	Costos del plan Anual	Frecuencia esperada de eventos por año fallas/año	TPPR horas	Imp. Prod. \$/hora	Costos directos por falla \$/falla	Imp. SHA \$/falla	Riesgo Futuro esperado \$/año	Ahorro potencial
Mantenimiento Preventivo Programado	• Inspección mensual de gabinete PLC • Limpieza interna y control de polvo • Verificación de torque en borneras • Revisión de estado de fusibles y fuentes de alimentación • Verificación de continuidad en módulos I-O • Respaldo semestral del programa PLC • Inspección de ventilación y temperatura interna Personal requerido: 2 Técnicos Eléctricos Tiempo de ejecución: 2 horas. HH Técnico: 25 (USD/Hr) Consumibles estimados: 50 (USD)	12	Técnico Eléctrico	150	1800	8	1,36	631	2000	0	22865	43080
Mantenimiento Preventivo Programado	• Inspección trimestral de gabinete de variadores • Limpieza interna y eliminación de polvo conductor • Verificación de ventilación y temperatura • Revisión de apriete de bornes • Revisión de alarmas y registros históricos • Termografía Trimestral Personal requerido: 2 Técnicos Eléctricos Tiempo de ejecución: 3 horas. HH Técnico: 25 (USD/hr) Consumibles estimados: 80 (USD)	4	Técnico Eléctrico / Instrumentación	230	920	3	0,94	631	3000	0	10775	19067
Mantenimiento Preventivo Programado	• Inspección bimensual de conexiones auxiliares • Verificación de fusibles y protecciones • Revisión de estado de cableado • Limpieza de tableros secundarios • Medición de tensión en circuitos auxiliares críticos Personal requerido: 1 Técnico Eléctrico Tiempo de ejecución: 2 horas. HH Técnico: 25 (USD/hr) Consumibles estimados: 40 (USD)	6	Técnico Eléctrico	90	540	2	1,84	631	1000	0	4319	7871
Mantenimiento Preventivo Programado	• Inspección visual mensual de cables expuestos • Verificación de estado de aislamiento • Revisión de apriete de terminales • Control de abrasión y puntos de roce • Termografía mensual en conexiones críticas Personal requerido: 1 Técnico Eléctrico Tiempo de ejecución: 1,5 horas. HH Técnico: 25 (USD/hr) Consumibles estimados: 30 (USD)	12	Técnico Eléctrico	67,5	810	1	2,14	631	1500	0	2850	6625
Mantenimiento Preventivo Programado	• Inspección trimestral del sistema de control propel • Verificación de señales y conectores • Revisión de cableado asociado • Prueba funcional de traslación • Termografía en puntos críticos Personal requerido: 2 Técnicos Eléctricos Tiempo ejecución: 3 horas. HH Técnico: 25 (USD/hr) Consumibles estimados: 50 (USD)	4	Técnico Eléctrico	200	800	1	9	631	2000	0	7679	10665
Mantenimiento Preventivo Programado	• Inspección preventiva anual del contactor • Medición de resistencia de contactos • Verificación de bobina • Limpieza interna • Revisión de enclavamientos Personal requerido: 2 Técnicos eléctricos Tiempo ejecución: 2 horas. HH Técnico: 25 (USD/hr) Consumibles estimados: 40 (USD)	1	Técnico Eléctrico	140	140	1	0,26	631	500	0	662	598

ANEXO C: VALORIZACIÓN Y PARÁMETROS OPERACIONALES



ANEXO D: MODELO ECONÓMICO POR POZO

Modelo Económico por Pozo	
Parámetros	Valor
Costo Unitario USD/Tonelada	0,21
Profundidad Pozo (Metros)	18
Malla 10X10	100
Volumen de un Pozo (m³)	1800
Densidad de roca aprox (ton/m³)	2,6
Masa = Densidad x Volumen	4680
Costo de un pozo (USD)	982,8
Costo por metro perforado (USD/m)	54,6

ANEXO E: VALIDACIÓN ECONÓMICA ANUAL

Validación Económica Anual	
Parámetros	Valor
Rendimiento m/h	11,56
metros no perforados (m)	6923
Cantidad de pozos de 18 metros no perforados	385
Verificación Económica vs Imp. Econ (USD/año)	377.969

ANEXO F: MODELO DE EVALUACIÓN ECONÓMICA DEL PLAN RCM

Concepto	Valor	Unidad
BLOQUE ECONÓMICO		
Riesgo económico actual	232.836	USD/año
Riesgo futuro proyectado	78.501	USD/año
Reducción bruta del riesgo	154.335	USD/año
Costo anual del plan RCM	6.910	USD/año
Ahorro económico neto	147.425	USD/año
BLOQUE FINANCIERO		
Retorno sobre la inversión (ROI anual)	21,34	adimensional
Periodo de recuperación (Payback) - años	0,0469	años
Periodo de recuperación (Payback) - días	17,1	días