

UNIVERSIDAD TÉCNICA FEDERICO SANTA MARÍA
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA MECÁNICA
SANTIAGO – CHILE



**PROPUESTA DE MEJORA DEL PLAN DE
MANTENIMIENTO PARA SISTEMA DE DESPACHO EN
PLANTA DE ALMACENAMIENTO DE COMBUSTIBLE**

JOSÉ IGNACIO HERNÁNDEZ RIVEROS

**MEMORIA DE TITULACIÓN PARA OPTAR AL TÍTULO DE
INGENIERO CIVIL MECÁNICO**

PROFESOR GUÍA: DR. JAIME NÚÑEZ SEGOVIA

PROFESOR CORREFERENTE: MG.ING. NELSON ÁLVAREZ CAMPILLAY

Marzo – 2026



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 DEL PLAN DE MANTENIMIENTO PARA SISTEMA DE DESPACHO EN PLANTAS DE ALMACENAMIENTO DE COMBUSTIBLE

Nombre del candidato(a): JOSÉ IGNACIO HERNÁNDEZ RIVEROS

Carrera / Grado: INGENIERÍA CIVIL MECÁNICA

Campus: SAN JOAQUÍN Departamento: INGENIERÍA MECÁNICA

2.- VALIDACIÓN DEL PROFESOR GUÍA/DIRECTOR DE TESIS

Yo, Jaime Núñez Segovia, 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: 24/09/2026

Firma:

Dr.-Ing. Jaime Núñez S.

Estudiante o Candidato(a):

Fecha: 24-09-2026

Firma:

Jose Ignacio Hernandez Riveros

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

El presente trabajo aborda la problemática detectada en las plantas de almacenamiento de combustibles líquidos, donde existen brechas entre las exigencias normativas establecidas en el Decreto Supremo N°160 y los planes de mantenimiento actualmente implementados en el sistema de despacho. Estas brechas generan riesgos en la continuidad operacional, en la trazabilidad de las actividades y en la capacitación del personal, lo que expone a las plantas a sanciones regulatorias y posibles detenciones de la operación.

El objetivo general del trabajo es realizar una propuesta de mejora del plan de mantenimiento para el sistema de despacho de plantas de almacenamiento de combustibles líquidos, con el fin de asegurar la continuidad y confiabilidad operacional, cumpliendo con lo establecido en el Reglamento DS 160.

Para dar cumplimiento a este objetivo, se inicia el trabajo con un levantamiento normativo que identificó los requisitos del Sistema de Gestión de Seguridad y Riesgos (SGSR) y los artículos del DS 160 asociados a mantenimiento e inspección. Posteriormente, se describen los procesos y equipos del sistema de despacho utilizando una taxonomía basada en la norma ISO 14224, elaborando además un diagrama de bloques del proceso de carga de camiones cisterna. Con esta base, se efectúa un diagnóstico del plan de mantenimiento vigente, recopilando información a través de entrevistas, registros históricos en PrevSis y Fractal, y documentos corporativos del SGSR. Este diagnóstico permite evidenciar deficiencias en trazabilidad, planificación preventiva, gestión de repuestos y capacitación del personal.

A partir de los hallazgos se definen áreas de mejora y se prepara una propuesta que incluye la actualización de tarjetas de mantenimiento, la formalización de procedimientos operativos, la planificación mediante una carta Gantt y la incorporación de indicadores de gestión y trazabilidad. Finalmente, se realiza una evaluación preliminar de costos para dimensionar la factibilidad económica de la propuesta.

ABSTRACT

This thesis addresses the problem identified in fuel storage plants, where gaps have been found between the regulatory requirements established by Supreme Decree No. 160 and the maintenance plans currently implemented in the dispatch system. These gaps create risks for operational continuity, traceability of activities, and staff training, exposing the plants to regulatory sanctions and possible operational shutdowns.

The general objective of this research is to develop a proposal for the improvement of the maintenance plan for the dispatch system of fuel storage plants, in order to ensure operational continuity and reliability in compliance with the DS 160 regulation.

To achieve this objective, the work begins with a regulatory review that identifies the requirements of the Safety and Risk Management System (SGSR) and the specific articles of DS 160 related to maintenance and inspection. Subsequently, the processes and equipment of the dispatch system are described using a taxonomy based on ISO 14224, along with a block diagram of the truck loading process. Based on this foundation, a diagnosis of the current maintenance plan is carried out, collecting information through interviews, historical records in PrevSis and Fractal, and corporate documentation of the SGSR. This diagnosis highlights deficiencies in traceability, preventive planning, spare parts management, and personnel training.

From these findings, areas for improvement are defined and a proposal is developed that includes updating maintenance cards, formalizing operating procedures, planning through a Gantt chart, and incorporating management indicators and traceability mechanisms. Finally, a preliminary cost analysis is performed to evaluate the economic viability of the proposal.

The results of this study demonstrate that the proposed plan reduces regulatory gaps, improves the reliability of the dispatch system, and strengthens the SGSR, thus ensuring a higher level of operational safety and alignment with the current regulatory framework.

GLOSARIO

SGSR: Sistema de Gestión de Seguridad y Riesgos

PMI: Plan de Mantenimiento e Inspección

DS: Decreto Supremo

MPO: Manual de procedimientos operacionales

ÍNDICE

RESUMEN.....	1
ABSTRACT	2
GLOSARIO.....	3
ÍNDICE	4
ÍNDICE DE FIGURAS	7
ÍNDICE DE TABLAS	8
INTRODUCCIÓN	9
DEFINICIÓN DEL PROBLEMA	10
OBJETIVOS.....	11
PLAN DE TRABAJO	12
1 Antecedentes Generales	15
1.1 Historia y evolución de la compañía	15
1.2 Marco estratégico de la empresa	16
1.3 Modelo de negocio y contexto energético nacional	17
1.4 Planta de Almacenamiento de Combustible	19
2 Marco Teórico	22
2.1 Mantenimiento.....	22
2.1.1 Mantenimiento Correctivo	23
2.1.2 Mantenimiento Preventivo	24
2.1.3 Mantenimiento Predictivo o basado en condición	24
2.2 Normas para combustibles.....	25
2.2.1 DECRETO 160: "Reglamento de Seguridad para el Almacenamiento, Refinación, Transporte y Expendio al Público de Combustibles Líquidos derivados del Petróleo"	25
2.2.2 SGSR: "Sistema de Gestión de Seguridad y Riesgos"	26
2.2.3 API Manual of Petroleum Measurement Standards Proving Systems - Loading Rack Meter	27
2.2.4 ISO 14224: Petroleum, petrochemical and natural gas industries — Collection and exchange of reliability and maintenance data for equipment.....	28
3 Determinación de los requisitos legales y normativos del Sistema de Gestión de Seguridad y Riesgo.....	29
4 Descripción de la operación y equipamiento	32

4.1	Operación de la planta	32
4.1.1	Recepción del combustible.....	32
4.1.2	Almacenamiento del combustible	35
4.1.3	Despacho de combustible.....	36
4.2	Equipos principales de despacho	39
4.2.1	Descripción de los equipos del sistema de despacho	40
5	Diagnóstico de la situación actual del sistema de gestión de seguridad y riesgo de la planta ...	49
5.1	Metodología.....	49
5.2	Análisis del mantenimiento en la organización	50
5.2.1	Procedimiento de mantenimiento MPO-12-110	50
5.2.2	Trazabilidad de la información	52
5.2.3	Procedimientos específicos de mantenimiento disponibles en el sistema documental corporativo	56
5.2.4	Entrevistas con personal técnico	57
5.2.5	Estructura organizacional de mantenimiento	59
5.2.6	Requisitos de mantenimiento establecidos en el DS160	60
5.3	Diagnóstico del cumplimiento del Sistema de Gestión de Seguridad y Riesgos (SGSR)...	65
6	Identificación de áreas de mejora.....	75
6.1	Metodología de identificación de áreas de mejora	75
6.2	Procesos y Procedimientos	76
6.3	Organización y Competencias	77
6.4	Gestión de Datos y Trazabilidad de la Información	77
7	Propuesta de mejora del plan de mantenimiento.....	79
7.1	Procesos y procedimientos	81
7.2	Organización y Competencias	84
7.3	Gestión de datos y trazabilidad de la información	85
8	Evaluación Preliminar de Costos	87
8.1	Marco Presupuestario Institucional	87
8.2	Costos Asociados a Actualización Normativa y Asesorías	88
8.3	Costos Asociados a Capacitación Técnica	89
8.4	Equipamiento de Apoyo al Mantenimiento.....	89
8.5	Evaluación Global de la Inversión.....	90
CONCLUSIONES		92

RECOMENDACIONES 94

REFERENCIAS 96

ANEXOS..... 99

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1: Diagrama de bloque plan de trabajo. Fuente: Elaboración propia	12
Figura 2. Consumo anual de combustibles líquidos en Chile entre 2019 y 2023 (millones de m³). Fuente: Elaboración propia con datos de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (2019–2023) [5]	18
Figura 3. Croquis de una planta. Fuente: COPEC S.A., Plan de Emergencia Planta Concón, 2023 [6]	20
Figura 4: Representación de oleoducto, con sus elementos: flexibles, breakaway, camlock y válvulas. Fuente: COPEC S.A., “Manual de Descarga Segura de Combustibles,” [18].....	33
Figura 5. Red de oleoductos en la zona central de Chile: trazado Concón–Maipú(rojo), extensión a San Fernando(celeste) y conexión con el Aeropuerto Arturo Merino Benítez(azul). Fuente: Sonacol, Memoria Integrada 2024, 2024 [17].	34
Figura 7. Vista aérea de patio de tanques en un terminal marítimo [23]. Fuente: COPEC S.A. (2023).	36
Figura 8. Diagrama de bloque del proceso de despacho. Fuente: Elaboración propia	39
Figura 9. Diagrama de taxonomía para sistemas en plantas. Fuente: elaboración propia.	40
Figura 10 Motobomba de proceso para combustible gasolina, acople omega y motor intrínseco. Fuente: Elaboración propia (fotografía tomada en terreno).....	41
Figura 11: Medidor volumétrico de desplazamiento positivo modelo F4 de 4" utilizado en sistemas de despacho de combustibles. Fuente: FMC Technologies, Smith Meter PD Rotary Vane Meter – 4" Steel Model F4, Bulletin SS01012, Issue/Rev. 1.1, Nov. 2014 [29].	43
Figura 12. Válvula de control electrohidráulica modelo 210 utilizada en líneas de despacho [27]. Fuente: Elaboración propia (fotografía tomada en terreno).	44
Figura 13. Interfaz de operador del controlador de despacho con pantalla táctil. Fuente: TechnipFMC, AccuLoad IV Installation and Operation Manual, 2020 [28].	45
Figura 14. Sistema de inyección de aditivos Mini-Pak™ 6 utilizado en despacho. Fuente: Honeywell/Enraf, Mini-Pak™ 6 Additive Injection System, documentación técnica del fabricante.	46
Figura 15. Esquema funcional del sistema de puesta a tierra y prevención de sobrellenado en carga inferior Fuente: Scully Signal Company.	47
Figura 16. Acople API de conexión al camión cisterna. Fuente: [18] COPEC S.A., “Manual de Descarga Segura de Combustibles,” Documento interno no publicado [18].	48
Figura 17. Extracto del MPO 12-110: Mantenimiento de instalaciones e inspecciones básicas. Fuente: COPEC S.A., “MPO 12-110: Mantenimiento de instalaciones e inspecciones básicas,” 2022 [20].	51
Figura 18 Extracto del MPO 12-110: Mantenimiento de instalaciones e inspecciones básicas. Fuente: COPEC S.A., “MPO 12-110: Mantenimiento de instalaciones e inspecciones básicas,” 2022 [20]	52
Figura 19: Repositorio digital de informes técnicos de plantas de almacenamiento de combustible. Fuente COPEC S.A., repositorio interno corporativo.	53
Figura 20. Plan de tareas en sistema de gestión de mantenimiento. Fuente: COPEC S.A., sistema Fractal corporativo [21].	54

Figura 21 Registro de tareas correctivas a nivel nacional desde el 2020 hasta el 31 de diciembre del 2024. Fuente: COPEC S.A., sistema Fracttal corporativo [21].	55
Figura 22. Documentos de mantenimiento desde el portal corporativo. Fuente: COPEC S.A., intranet corporativa	56
Figura 23 OT 52300, mantenimiento trimestral válvulas de diluvio. Fuente: COPEC S.A., sistema Fracttal corporativo [21].	59
Figura 24 Estructura organizacional del área de mantenimiento. Fuente: Elaboración propia a partir de información recopilada en entrevistas y documentación interna.	60
Figura 25. Tabla XVI – Requisitos de inspección y frecuencias para sistemas de protección catódica. Fuente: Ministerio de Energía, Decreto Supremo N°160, Tabla XVI [2].	63
Figura 26. Plan de mantenimiento oleoductos Fuente: COPEC S.A., sistema Fracttal corporativo [21].	63
Figura 27 Ejemplo Incidente reportado en Prevsis. Fuente: PrevSis, “Plataforma de gestión de seguridad y salud ocupacional,” 2023 [26].	72
Figura 28. Extracto SGSR Guayacán, Cursos y permisos de personal de planta. Fuente: COPEC S.A., “Sistema de Gestión de Seguridad y Riesgos (SGSR) Planta Guayacán,” Versión abril 2023, Documento interno no publicado [23].	73
Figura 29 Extracto de tarjeta de mantenimiento anual de la válvula 210, que incluye procedimientos de inspección de solenoides y diafragmas.	83

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1 Extracto de matriz de análisis de cumplimiento del DS 160.. Fuente: Elaboración propia en base al Decreto Supremo N°160 [2].	61
Tabla 2 Evaluación del estatus del Sistema de Gestión de Seguridad y Riesgos (SGSR). Fuente: Elaboración propia en base al SGSR corporativo [23].	65
Tabla 3 Levantamiento de brechas en MPO 12-110, elaboración propia.	68
Tabla 4: Plan de acciones para mejora del Plan de Mantenimiento e Inspección (PMI) derivado del diagnóstico para el área de procesos y procedimientos. Fuente: Elaboración propia.	81
Tabla 5 Plan de acciones para mejora del Plan de Mantenimiento e Inspección (PMI) derivado del diagnóstico para el área de organización y competencias. Fuente: Elaboración propia.	84
Tabla 6 Plan de acciones para mejora del Plan de Mantenimiento e Inspección (PMI) derivado del diagnóstico para el área de gestión de datos y trazabilidad de la información Fuente: Elaboración propia.	86

INTRODUCCIÓN

La industria de los combustibles líquidos es un pilar estratégico para la economía chilena: abastece más del 60 % de la matriz energética nacional y sostiene la logística de transporte terrestre, marítimo e industrial del país [1]. Su operación, no obstante, conlleva riesgos ambientales y de seguridad que el Estado ha regulado mediante el Decreto Supremo 160 (DS 160/2009), reglamento que fija estándares de diseño, operación y, especialmente, de mantenimiento e inspección para terminales, oleoductos y sistemas de despacho [2]. El cumplimiento riguroso de este marco legal no solo protege a las personas y al medio ambiente; también salvaguarda la continuidad de suministro cuya interrupción tendría efectos económicos significativos.

Dentro de las instalaciones reguladas, el sistema de despacho de camiones cisterna constituye el último eslabón antes de que el combustible salga de la planta, por lo que su confiabilidad es esencial. El DS 160 [2] exige, a través de su Sistema de Gestión de Seguridad y Riesgos (SGSR), que cada planta cuente con un Plan de Mantenimiento e Inspección y con un programa de confiabilidad operacional del equipamiento crítico. Esto implica documentar procedimientos, frecuencias y responsables; registrar cada intervención en un sistema trazable; y vincular los hallazgos de riesgo con acciones correctivas, obligaciones que, de incumplirse, exponen a la instalación a sanciones de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) y a la suspensión de la cobertura aseguradora. El presente trabajo aborda la planta de despacho desde esa perspectiva reglamentaria. Primero, diagnostica el nivel de cumplimiento del SGSR y del Plan de Mantenimiento frente a los artículos clave del DS 160 [2]. Con ello, la investigación no solo refuerza la seguridad operativa y ambiental de la planta, sino que también se alinea con la exigencia normativa de demostrar, con evidencia, la integridad mecánica y el control de riesgos que establece el DS 160 [2], aportando así una visión aplicada sobre la gestión moderna de terminales de combustibles en Chile.

DEFINICIÓN DEL PROBLEMA

En una compañía de distribución de combustibles con cobertura nacional y un flujo de despacho de alto volumen, se ha detectado una brecha sistémica entre las exigencias del Decreto Supremo 160, especialmente lo referido al Sistema de Gestión de Seguridad y Riesgos (SGSR) y a su Plan de Mantenimiento e Inspección y la práctica cotidiana de la operación [2]. Esta brecha se manifiesta en cuatro ámbitos que condicionan la continuidad del servicio y la conformidad regulatoria:

1. Planificación de mantenimiento insuficiente: las intervenciones se definen de forma reactiva y sin un programa preventivo alineado a los requisitos legales y a la criticidad de los activos.
2. Trazabilidad documental limitada: los registros de mantenimiento, inspección y evidencias técnicas no se gestionan de manera estructurada, dificultando demostrar cumplimiento ante la autoridad.
3. Priorización de recursos y stock: la ausencia de criterios de criticidad impide asignar recursos y repuestos con enfoque de riesgo, afectando la disponibilidad operacional y elevando costos.
4. Competencias técnicas del personal: los programas de capacitación privilegian la seguridad operativa general, pero no abordan la gestión y el mantenimiento específicos que sustentan la confiabilidad y la mejora continua exigidas por el SGSR [2].

Estas carencias generan retrasos en la programación de despachos, exposición a incidentes ambientales, multas regulatorias y riesgo de paralización de la operación. Abordar el problema mediante un diagnóstico del SGSR, el levantamiento de brechas normativas y la mejora del Plan de Mantenimiento busca elevar la confiabilidad del sistema de despacho, garantizar la conformidad con el DS 160 [2] y optimizar los costos asociados a la operación.

OBJETIVOS

El objetivo general del trabajo es realizar una propuesta de mejora del plan de mantenimiento para el sistema de despacho de plantas de almacenamiento de combustible líquido para asegurar la continuidad y confiabilidad operacional de acuerdo con el Reglamento establecido por el DS 160 de 2020.

Para cumplir el propósito señalado se establecen los siguientes objetivos específicos:

- Determinar los requisitos legales y normativos del Sistema de Gestión de Seguridad y Riesgo que impone el DS 160 para la operación y mantenimiento de instalaciones de Combustible Líquido (CL).
- Realizar la descripción de los procesos de operación y equipamiento de la planta de almacenamiento y despacho de combustible líquido.
- Realizar un diagnóstico de la situación actual del sistema de gestión de seguridad y riesgo de la planta que considere el nivel de cumplimiento reglamentario de los planes de mantenimiento implementados.
- Determinar las áreas de mejora del sistema de gestión de seguridad y riesgo de la planta y de su Plan de Mantenimiento, de acuerdo con las fortalezas y debilidades detectadas en el diagnóstico realizado.
- Proponer el Plan de Mejoras al Plan de Mantenimiento de las instalaciones y equipo de la planta que permita el cumplimiento reglamentario del DS 160.
- Realizar la evaluación de costos del plan de mejoras propuesto.

PLAN DE TRABAJO

El presente trabajo se estructura en una secuencia de etapas que se articulan directamente con los objetivos específicos planteados. Cada etapa representa un avance lógico y metodológico, y en conjunto conforman la base para elaborar una propuesta de mejora del plan de mantenimiento del sistema de despacho de combustibles líquidos, con énfasis en dar cumplimiento a los requerimientos establecidos en el Decreto Supremo N°160 [2] y en otras normativas técnicas relevantes. El resumen de estas etapas se puede ver en la Figura 1.

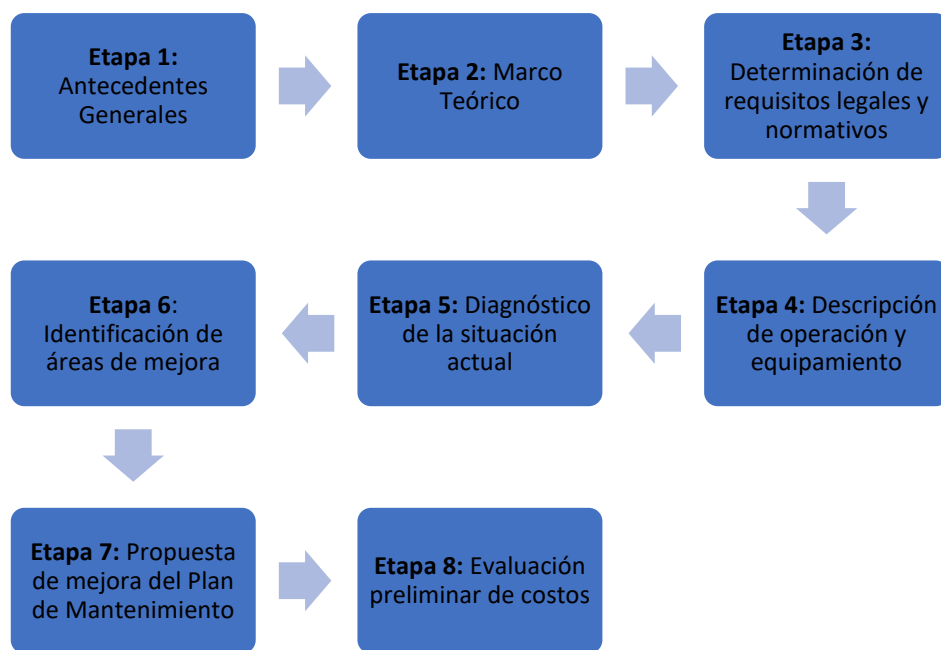


Figura 1: Diagrama de bloque plan de trabajo. Fuente: Elaboración propia

La Etapa 1 denominada Antecedentes Generales se contextualiza la relevancia del sector de combustibles líquidos en Chile y el rol que desempeñan las plantas de almacenamiento y sus sistemas de despacho en la continuidad del suministro.

La Etapa 2 desarrolla el Marco Teórico donde se presentan y organizan los conceptos y enfoques que sustentan la propuesta, tales como principios de ingeniería de mantenimiento, mantenimiento preventivo, predictivo y correctivo, confiabilidad operacional, trazabilidad y mejora continua. Se revisan referencias técnicas relevantes que permitan fundamentar decisiones posteriores, incluyendo

estándares internacionales aplicables al contexto de plantas de combustibles. La finalidad es disponer de una base conceptual clara y coherente que guíe la lectura del diagnóstico y la formulación de mejoras.

La Etapa 3 aborda la Determinación de los Requisitos Legales y Normativos aplicables, derivado de las obligaciones establecidas por el DS 160 respecto de operación, inspección y mantenimiento, con atención particular a lo indicado en su artículo 26 en materia de planes y registros [2]. Este levantamiento se complementa con lineamientos y buenas prácticas reconocidas en normas y referencias técnicas pertinentes. El resultado se consolida en una matriz de requisitos que distingue obligaciones, recomendaciones y evidencias exigibles, proporcionando trazabilidad entre cada exigencia y la evidencia de cumplimiento que debe demostrar la empresa.

La Etapa 4 presenta la descripción de los procesos de operación y el equipamiento de la planta, con la finalidad de caracterizar el sistema de despacho y sus subsistemas principales, como sala de bombas, líneas de producto, sistemas de aditivos y mesas de carga.

La Etapa 5 desarrolla el Diagnóstico de la Situación Actual del Mantenimiento y del SGSR. El propósito es evaluar el grado de alineación entre lo que establece la normativa y lo que efectivamente se ejecuta en la planta.

La Etapa 6 denominada Identificación de Áreas de Mejora, donde a partir de los resultados del diagnóstico, se construye un mapa de brechas que refleja, de manera ordenada, las discrepancias entre los requisitos normativos y las prácticas actuales. Esta priorización considera el impacto en seguridad, continuidad operacional y conformidad regulatoria, así como la factibilidad de implementación

La Etapa 7 presenta la propuesta de mejora del plan de mantenimiento. El objetivo es que el plan resultante sea aplicable, trazable y coherente con los requerimientos normativos y los objetivos de confiabilidad.

La Etapa 8 documenta la evaluación preliminar de costos asociada a la implementación del plan propuesto. Se estiman recursos humanos, materiales y servicios, así como eventuales inversiones en

herramientas o tecnologías de apoyo. Esta evaluación permite dimensionar la factibilidad económica y comparar la situación propuesta con la condición actual.

1 Antecedentes Generales

En este capítulo se presentan los antecedentes generales de COPEC S.A., incluyendo su historia, misión, visión y modelo de negocio. Además, se describe su estructura organizacional, su red de operaciones a nivel nacional y la cadena de valor que sustenta la distribución de combustibles. Con ello se entrega un marco de referencia necesario para comprender el rol estratégico de la empresa en el sector energético.

1.1 Historia y evolución de la compañía

COPEC S.A., Compañía de Petróleos de Chile, constituye hoy la principal distribuidora de combustibles y lubricantes del país, ocupando un rol estratégico en la seguridad energética nacional. Su trayectoria, que se extiende por más de ocho décadas, ha estado marcada por una expansión sostenida en infraestructura, servicios y cobertura territorial, consolidando su posición como un actor clave en la movilidad y el desarrollo económico de Chile [3].

La empresa fue fundada en 1934 con el propósito de garantizar el abastecimiento de combustibles en un contexto en el que el país carecía de una red robusta de distribución. A lo largo de su historia, la empresa ha sido testigo y protagonista de cambios estructurales en la matriz energética nacional, desarrollando estaciones de servicio, plantas de almacenamiento y servicios logísticos que le han permitido mantener el liderazgo en el mercado [3]. Hitos relevantes incluyen la apertura de las primeras estaciones de servicio, la incorporación de tiendas de conveniencia bajo la marca Pronto y la creación de filiales estratégicas como Transcom, orientada al transporte terrestre de combustibles. Estos hitos evidencian la capacidad de adaptación y crecimiento de la compañía frente a las necesidades de un mercado dinámico y altamente regulado [3]. La compañía tiene a disposición de sus clientes una variada oferta de productos en sus tiendas de conveniencia de toda su red de concesionarios, extendida también a sus canales digitales y a nuevos puntos de afluencia, acorde a las necesidades del día a día de las personas.

1.2 Marco estratégico de la empresa

El marco estratégico de COPEC S.A. orienta las decisiones corporativas y define la forma en que la compañía estructura su operación y su red de instalaciones a nivel nacional. Este marco incluye el propósito, la misión, la visión y los valores que sustentan el desarrollo de sus actividades logísticas, comerciales y operacionales.

Propósito:

El propósito de COPEC se centra en potenciar el desarrollo y la movilidad de las personas, las empresas y el país. Este principio guía las inversiones en infraestructura, la modernización de las plantas de almacenamiento y la continuidad del suministro energético a nivel nacional [3].

Misión:

La misión corporativa establece que COPEC busca ser una empresa líder en movilidad, ofreciendo soluciones asociadas al transporte y al consumo energético de una economía digital y en permanente transformación. Esta orientación refuerza la necesidad de contar con sistemas seguros, confiables y capaces de responder a las exigencias regulatorias y operacionales del sector [3].

Visión:

La visión de la empresa proyecta a COPEC como un referente en energía, conveniencia y movilidad, con la meta de que más del 50% de los resultados al año 2050 provengan de nuevos negocios basados en innovación, servicio y sostenibilidad. Este enfoque implica una operación con altos estándares de seguridad, eficiencia y tecnología a lo largo de toda su cadena logística, incluyendo las plantas de almacenamiento y sus sistemas de despacho [3].

Valores Corporativos:

Los valores institucionales refuerzan una cultura organizacional basada en [3]:

- innovación y visión de futuro,

- pasión por las personas y el servicio,
- excelencia en la ejecución,
- responsabilidad ética y compromiso con cada detalle.

Estos valores dan marco a la operación de las plantas y a la implementación de prácticas de mantenimiento orientadas a la seguridad, la continuidad operacional y el cumplimiento normativo.

En conjunto, este marco estratégico influye en la forma en que las plantas de almacenamiento implementan procesos de mantenimiento, gestión de riesgos y operación segura. Además, se alinea con los requisitos establecidos por el Decreto Supremo N°160, que exige garantizar la seguridad operacional, la confiabilidad de los equipos y la trazabilidad de las actividades en instalaciones de combustibles [2].

1.3 Modelo de negocio y contexto energético nacional

El modelo de negocio de la empresa se encuentra directamente vinculado a la matriz energética nacional y a la relevancia que los combustibles fósiles mantienen en el desarrollo económico del país. Según el Informe Definitivo del Plan Energético de Largo Plazo 2023-2027, la matriz energética primaria nacional alcanzó un total de 327.753 Tera calorías en el año 2022, de las cuales aproximadamente un 60 % provino de combustibles fósiles, principalmente petróleo crudo, gas natural y carbón [4]. Esta condición evidencia que Chile depende en gran medida de recursos importados, dado que alrededor del 56 % de la oferta primaria corresponde a importaciones [4]. En este escenario, contar con empresas distribuidoras como COPEC, que disponen de una red logística sólida y de cobertura nacional, resulta esencial para asegurar la continuidad del suministro [3]. Chile mantiene una alta dependencia de productos derivados del petróleo para el transporte terrestre, marítimo e industrial.

La Figura 2 muestra que, durante la última década, el consumo de combustibles líquidos presenta una tendencia estable, lo que refuerza la necesidad de contar con infraestructura confiable que garantice el abastecimiento

La infraestructura de COPEC refuerza este papel estratégico: dispone de 14 plantas de

almacenamiento distribuidas en el territorio nacional con una capacidad total superior a 500.000 m³, más de 670 estaciones de servicio y la filial logística Transcom, que opera con más de 140 camiones cisterna propios [3]. Esta red asegura que, incluso ante escenarios de crisis internacionales de suministro o contingencias internas, se mantenga la continuidad operativa. En el contexto de esta memoria, enfocada en los planes de mantenimiento de las plantas de almacenamiento y despacho, dichos antecedentes refuerzan la importancia de asegurar la confiabilidad operativa de las instalaciones bajo lo dispuesto en el DS 160 [2].

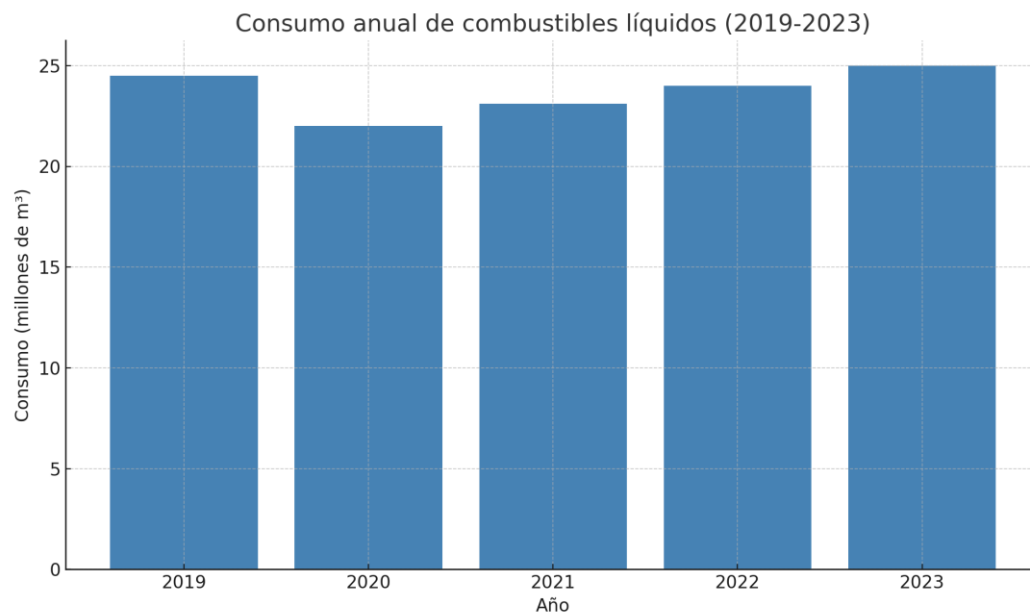


Figura 2. Consumo anual de combustibles líquidos en Chile entre 2019 y 2023 (millones de m³). Fuente: Elaboración propia con datos de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (2019–2023) [5]

Dentro de este escenario, la participación de mercado de COPEC se mantiene como la más relevante del país, consolidando su rol de líder en el sector [3]. Este protagonismo refuerza la necesidad de asegurar una cadena logística robusta y altos estándares de operación y seguridad, aspectos que la compañía busca garantizar mediante el estricto cumplimiento de la normativa vigente y la mejora continua de sus procesos, donde se enmarca el Decreto Supremo N°160 que establece obligaciones específicas relativas al mantenimiento, inspección y operación segura de estos equipos, las cuales buscan evitar interrupciones del suministro y reducir riesgos a las personas y al medio ambiente [2].

En síntesis, el modelo de negocio de COPEC se encuentra íntimamente ligado a la dependencia del

país respecto de los combustibles fósiles, lo que lo convierte en un actor estratégico para la seguridad energética nacional. Su rol no se limita a la distribución, sino que garantiza la movilidad de personas y mercancías, así como la operación de sectores productivos clave. Esta condición respalda la necesidad de evaluar y fortalecer sus planes de mantenimiento, asegurando alineamiento con las mejores prácticas y el marco normativo vigente [3].

1.4 Planta de Almacenamiento de Combustible

Una planta de almacenamiento de combustible es una instalación industrial que se utiliza para el almacenamiento temporal de los productos derivados del petróleo, como gasolina, diésel, kerosene y otros combustibles, antes de su distribución a los consumidores finales. Estas plantas suelen contar con tanques de gran capacidad, sistemas de tuberías y bombas para la carga y descarga de los productos, sistemas de medición y monitoreo para asegurar la calidad y cantidad de los productos almacenados, así como sistemas de seguridad para prevenir incendios y otros riesgos.

Generalmente, las plantas de almacenamiento se ubican cerca de puertos, terminales de transporte o centros de distribución, con el fin de facilitar el movimiento eficiente de productos hacia el consumidor final. En la Figura 3 se presenta un esquema general de una planta, con sus tanques, líneas de recepción y despacho de combustible, manifold de recepción entre otros.

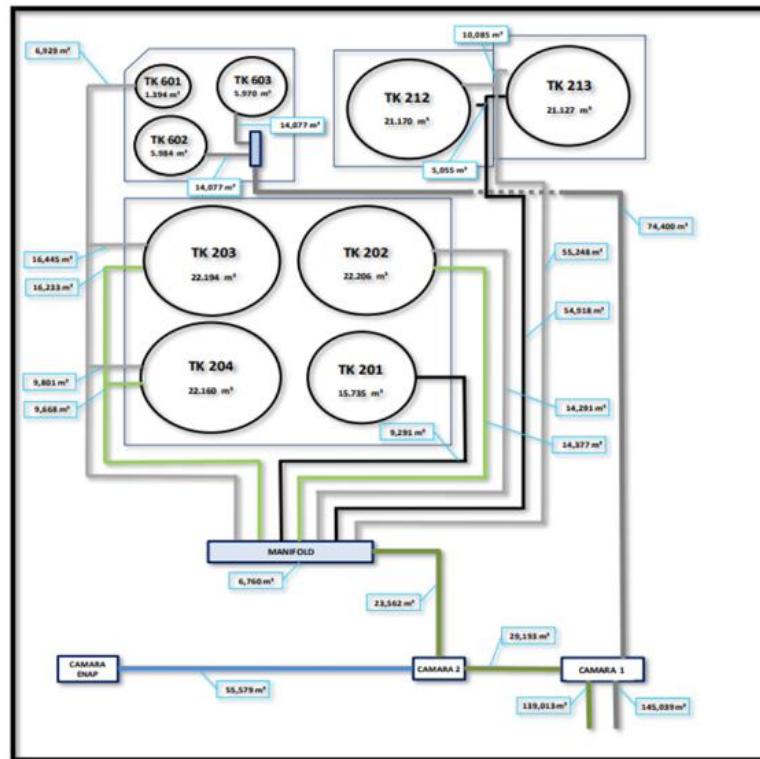


Figura 3. Croquis de una planta. Fuente: COPEC S.A., Plan de Emergencia Planta Concón, 2023 [6]

La infraestructura de almacenamiento constituye un pilar fundamental del modelo de negocio de COPEC, ya que permite recepcionar, almacenar y despachar los combustibles líquidos que abastecen al mercado nacional. A nivel país, COPEC participa directamente en 14 plantas de almacenamiento, distribuidas a lo largo de Chile, con una capacidad conjunta superior a 500.000 m³ [3]. Estas plantas garantizan la continuidad del suministro y permiten responder a la alta demanda de sectores estratégicos como transporte, minería e industria.

Funciones principales de las plantas

Las plantas cumplen tres funciones principales:

1. Recepción de combustibles: mediante descarga marítima desde buques tanque en terminales costeros, transporte terrestre en camiones cisterna o inyección a través de oleoductos interconectados con refinерías [3].
2. Almacenamiento en estanques: diseñados bajo normativas internacionales (API 650 y 653) y nacionales (DS 160), con sistemas de contención de derrames y redes contra incendio [2, 7, 8].

3. Despacho terrestre: principalmente a través de islas de carga que permiten el llenado controlado de camiones cisterna, utilizando brazos metálicos, flexibles de alta resistencia y medidores volumétricos calibrados [2].

Régimen de administración de las plantas

El sistema de almacenamiento nacional se organiza bajo distintos esquemas de propiedad y administración [3]:

- Plantas propias de Copec: son instalaciones cuya propiedad y operación corresponde exclusivamente a la empresa. Ejemplo de ello es la planta de Quintero, donde Copec concentra operaciones de lubricantes y combustibles líquidos.
- Plantas en modalidad de joint venture: varias instalaciones se administran a través de sociedades conjuntas entre distintas compañías distribuidoras de combustibles, lo que permite optimizar inversiones y asegurar cobertura en zonas estratégicas, algunos ejemplos son:
 - La planta de Maipú es operada bajo este modelo, participando dos compañías distribuidoras
 - La planta de Concón es una instalación clave que opera bajo un joint venture de tres compañías, dado su rol en la Región de Valparaíso y su conexión con el oleoducto Concón–Maipú.
 - La planta Arica, también funcionan bajo esquemas compartidos de propiedad y administración.
- Plantas administradas por terceros: además de las instalaciones propias o compartidas de COPEC, existen plantas que son propiedad de otras compañías, como ENAP en Punta Arenas, o administradas por ENEX o ESMAX. Estas plantas, aunque no sean propiedad directa de COPEC, forman parte de la red de abastecimiento nacional y se coordinan logísticamente para asegurar el suministro en zonas extremas.

2 Marco Teórico

En este capítulo se presentan los fundamentos conceptuales y normativos que sustentan el desarrollo del trabajo. Se abordan los principales enfoques de la gestión de mantenimiento, los criterios de seguridad y confiabilidad aplicables a instalaciones de almacenamiento de combustibles, y el marco legal vigente en Chile.

La finalidad de este apartado es proporcionar el sustento teórico necesario para contextualizar el análisis posterior, integrando la literatura técnica, las normas nacionales e internacionales y las prácticas recomendadas por la industria. De esta manera, el marco teórico entrega una base sólida para comprender el enfoque adoptado en la propuesta de plan de mantenimiento y su vinculación con la seguridad operacional y la continuidad del suministro energético.

2.1 Mantenimiento

El mantenimiento, entendido como el conjunto de actividades orientadas a sostener la capacidad operativa de los equipos productivos, constituye un pilar fundamental en la gestión de instalaciones industriales. Su propósito central es preservar la funcionalidad de los activos para que estos mantengan un desempeño consistente con los requerimientos del proceso, asegurando continuidad operacional y mitigación de riesgos asociados a fallas [9]. La evolución histórica del mantenimiento está intrínsecamente ligada al desarrollo de la maquinaria y a la necesidad de conservar su operatividad, incluso desde los primeros sistemas en los que la fuerza humana constituía parte esencial del mecanismo productivo.

En el contexto actual, donde se exige a las instalaciones altos estándares de seguridad y disponibilidad especialmente en sectores críticos como el almacenamiento y despacho de combustibles, la gestión del mantenimiento adquiere un carácter estratégico. Su misión se orienta a garantizar que los activos se encuentren disponibles cuando el proceso lo requiere, con niveles adecuados de confiabilidad y dentro de las condiciones operativas especificadas. Para ello, conceptos como confiabilidad, mantenibilidad y disponibilidad resultan fundamentales: la confiabilidad se relaciona con la ocurrencia y duración de las fallas; la mantenibilidad con la rapidez y eficacia en la restauración del

servicio; y la disponibilidad integra ambas dimensiones para reflejar la proporción de tiempo en que un equipo es capaz de operar según lo previsto [9].

La literatura especializada distingue tres grandes categorías de tareas de mantenimiento: el mantenimiento correctivo, orientado a restablecer la operación después de una falla; el mantenimiento preventivo, basado en intervenciones programadas para evitar su ocurrencia; y el mantenimiento basado en condición, cuyo enfoque es intervenir de acuerdo con el estado real del activo mediante monitoreo y técnicas de diagnóstico [10]. Esta última metodología ha cobrado especial relevancia en industrias donde la confiabilidad es crítica, al permitir anticipar fallas y optimizar la utilización de recursos, fundamentos que son coherentes con los lineamientos regulatorios y las mejores prácticas aplicables a sistemas de despacho de combustibles.

La gestión del mantenimiento en instalaciones industriales se apoya en distintas estrategias que buscan asegurar la continuidad operativa de los equipos y reducir la ocurrencia de fallas. Estas estrategias se diferencian principalmente por el momento en que se ejecutan y por la información que utilizan para planificar las intervenciones. A continuación, se describen los tres tipos de mantenimiento más utilizados en la industria y que son relevantes para el análisis del sistema de despacho de combustibles.

2.1.1 Mantenimiento Correctivo

El mantenimiento correctivo corresponde a las intervenciones que se realizan cuando un equipo ya ha perdido su capacidad de cumplir la función para la cual fue diseñado. Este tipo de mantenimiento se orienta a recuperar la operatividad del sistema mediante la detección de la falla, su localización, el desmontaje de los componentes afectados, la reparación o sustitución de piezas, y las pruebas necesarias para garantizar que el equipo vuelve a operar correctamente [10].

Una ventaja de esta estrategia es que permite extender la vida útil de equipos que, pese a presentar fallas, pueden ser recuperados sin necesidad de reemplazarlos completamente. Esto puede traducirse en menores costos en comparación con una reposición total.

No obstante, el mantenimiento correctivo presenta desventajas importantes, especialmente en plantas donde la continuidad operacional es crítica. Debido a que la falla ya ha ocurrido, el equipo debe

detenerse para ejecutar la reparación, lo que genera interrupciones en el proceso productivo y puede derivar en pérdidas operacionales significativas.

2.1.2 Mantenimiento Preventivo

El mantenimiento preventivo consiste en ejecutar intervenciones programadas con el fin de reducir la probabilidad de falla y mantener los equipos dentro de un estado operativo adecuado. Estas actividades suelen incluir inspecciones periódicas, recambios programados, ajustes y revisiones generales, las cuales se realizan según intervalos definidos de tiempo o de uso, independientemente de la condición real del equipo [10].

La principal intención de este tipo de mantenimiento es anticiparse a la falla antes de que se manifieste, contribuyendo a disminuir tanto los costos derivados de fallas graves como las detenciones inesperadas. Esta estrategia es ampliamente utilizada en industrias reguladas, como las instalaciones de combustibles, donde ciertos equipos deben cumplir con exigencias mínimas de integridad establecidas por normativa.

Sin embargo, una de sus limitaciones es que puede llegar a intervenir equipos que aún no presentan degradación significativa, generando esfuerzos y costos que podrían no ser estrictamente necesarios.

2.1.3 Mantenimiento Predictivo o basado en condición

El mantenimiento predictivo, también llamado mantenimiento basado en condición, surge como una respuesta a las limitaciones del mantenimiento correctivo y del mantenimiento preventivo tradicional. Este enfoque se sustenta en que las tareas de mantenimiento deben realizarse cuando la condición real del activo lo justifique, y no únicamente por la ocurrencia de una falla ni de acuerdo con un intervalo fijo [10].

Para ello, se recurre a técnicas de monitoreo como análisis de lubricantes, mediciones de vibración, termografía o sensores en línea, que permiten evaluar el estado del equipo y anticipar su comportamiento. A partir de esta información se toman decisiones respecto a cuándo intervenir, con el objetivo de evitar fallas inesperadas y optimizar los recursos disponibles.

En términos generales, una tarea de mantenimiento predictivo considera la evaluación del estado del equipo, la interpretación de los datos y la definición de acciones específicas en función de su condición. Esta estrategia es especialmente relevante en sistemas donde la confiabilidad es crítica, como ocurre en bombas, líneas de despacho y equipos de medición en plantas de combustibles, ya que permite planificar intervenciones de forma más eficiente y disminuir el riesgo operacional asociado a fallas.

2.2 Normas para combustibles

Las instalaciones de almacenamiento y despacho de combustibles en Chile se encuentran reguladas por el Decreto Supremo N°160 del Ministerio de Energía, junto con otras disposiciones técnicas emitidas por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) y estándares internacionales aplicables. Estas normativas establecen requisitos obligatorios en materia de diseño, operación, mantenimiento, inspección e integridad mecánica, los cuales deben ser cumplidos por los titulares de las instalaciones para garantizar condiciones adecuadas de seguridad y control de riesgos. Estas instalaciones se encuentran sujetas a un conjunto de reglamentos, guías técnicas y estándares internacionales que determinan criterios de diseño, desempeño, confiabilidad e integridad mecánica.

2.2.1 DECRETO 160: "Reglamento de Seguridad para el Almacenamiento, Refinación, Transporte y Expendio al Público de Combustibles Líquidos derivados del Petróleo"

El Decreto Supremo N° 160 (DS 160), emitido por el Ministerio de Economía de Chile y publicado el 7 de julio de 2009, aprueba el “Reglamento de Seguridad para las Instalaciones y Operaciones de Producción y Refinación, Transporte, Almacenamiento, Distribución y Abastecimiento de Combustibles Líquidos” [2]. Su objetivo es resguardar la vida humana, la integridad de las instalaciones y la protección del medio ambiente frente a los riesgos propios de las operaciones con combustibles líquidos (CL). El reglamento consolida criterios técnicos y buenas prácticas, incorporando experiencias y estándares internacionales como API, NFPA y OIML, y otorga a la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) la facultad fiscalizadora y sancionatoria [2].

El DS 160 se organiza en nueve títulos que abarcan desde definiciones y requisitos generales hasta disposiciones particulares para transporte, producción y abastecimiento. Entrega directivas sobre diseño, construcción, operación, mantenimiento, inspección y registro de instalaciones de CL. Destacan los primeros tres títulos:

- Títulos I–II: Definen alcance, clasificación de combustibles y requisitos de registro.
- Título III: Introduce el Sistema de Gestión de Seguridad y Riesgos (SGSR) como eje transversal de la seguridad operacional.
- Títulos IV–V: Desarrollan exigencias técnicas específicas, incorporando referencias a normas API 570 [12] para inspección de tuberías y NFPA 30A [13] para estaciones de servicio, entre otras.

2.2.2 SGSR: "Sistema de Gestión de Seguridad y Riesgos"

El artículo 18 obliga a los operadores de instalaciones de almacenamiento, transporte, producción y despacho de CL a contar con un SGSR. El artículo 25 lo define como “el conjunto ordenado de actividades sistemáticas, formalizadas y documentadas, destinadas a controlar o eliminar los riesgos de accidentes y daños a las personas o cosas”. Seguidamente, el artículo 26 detalla diez componentes mínimos del SGSR:

- a) Política de seguridad y riesgos.
- b) Roles y responsabilidades del operador y su personal.
- c) Estructura y recursos para aplicar el sistema.
- d) Identificación de peligros y evaluación de riesgos (IPER).
- e) Planes de prevención y control.
- f) Programas de capacitación.
- g) Programa de confiabilidad operacional para la integridad mecánica del equipamiento crítico.
- h) Gestión del transporte cuando corresponda.
- i) Procedimientos escritos de operación segura, que incluyen el Plan de Mantenimiento e Inspección (PMI) de cada instalación.
- j) Revisión y evaluación anual del sistema.

2.2.3 API Manual of Petroleum Measurement Standards Proving Systems - Loading Rack Meter

Este Manual sirve como guía en la selección, instalación y operación de sistemas de dosificación de bastidores de carga para petróleo, derivado de productos, incluido el gas licuado de petróleo. Este estándar no respalda ni defiende el uso preferencial de ningún tipo específico de sistema de medición o medidor [14].

El Manual of Petroleum Measurement Standards (MPMS) de API (American Petroleum Institute) se ha desarrollado para asegurar la precisión y confiabilidad en la medición y transferencia de petróleo y sus productos. Estos estándares son reconocidos y utilizados ampliamente en la industria petrolera global.

En particular, el tema de "Proving Systems - Loading Rack Meter" se relaciona con sistemas de comprobación (proving systems) utilizados en mesas de carga o puntos de transferencia para verificar la exactitud de los medidores de flujo [14]. Estos sistemas de comprobación son críticos para garantizar que las cantidades medidas de petróleo y productos petrolíferos sean correctas, lo que es fundamental tanto desde una perspectiva comercial como operativa.

Algunos puntos clave que podrían cubrirse en un estándar relacionado con "Proving Systems - Loading Rack Meter" son:

1. Principios de Operación: Descripción del principio de funcionamiento de los sistemas de comprobación y cómo interactúan con los medidores de flujo.
2. Requisitos de Diseño: Especificaciones técnicas y criterios de diseño para asegurar que los sistemas de comprobación sean precisos y confiables.
3. Procedimientos de Comprobación: Detallando los pasos y procedimientos que se deben seguir para verificar la exactitud de un medidor de flujo usando el sistema de comprobación.
4. Calibración y Mantenimiento: Guías sobre cómo y cuándo calibrar los sistemas de comprobación, así como recomendaciones para su mantenimiento regular.

2.2.4 ISO 14224: Petroleum, petrochemical and natural gas industries — Collection and exchange of reliability and maintenance data for equipment

Esta norma internacional proporciona una base integral para la recopilación de datos de confiabilidad y mantenimiento. Datos en un formato estándar para equipos en todas las instalaciones y operaciones dentro del sector del petróleo, gas natural y petroquímicas durante el ciclo de vida operativo de los equipos [11]. También describe prácticas de control y aseguramiento de la calidad de los datos para proporcionar orientación.

La norma ISO 14224, "Recopilación y presentación de datos de fiabilidad y mantenimiento de equipos para la gestión de equipos de procesos de la industria del petróleo, del gas natural y de la petroquímica", proporciona directrices para recopilar y presentar datos de fiabilidad y mantenimiento. Uno de sus componentes clave es la taxonomía, que estructura y clasifica los equipos y componentes de un sistema. Esta taxonomía ayuda a garantizar la consistencia y comparabilidad de los datos recopilados entre diferentes organizaciones y sitios.[11].

3 Determinación de los requisitos legales y normativos del Sistema de Gestión de Seguridad y Riesgo

En este capítulo se presentan los principales requisitos que aplican a este tipo de instalaciones, con el propósito de situar el trabajo dentro del contexto legal y técnico que rige al sector. Esta revisión permite identificar qué aspectos deben ser considerados en la gestión del sistema de despacho y en el desarrollo de un plan de mantenimiento acorde a las obligaciones vigentes.

El DS 160 establece un marco jurídico que vincula directamente la confiabilidad operacional y la gestión de riesgos en instalaciones de combustible líquido (CL) con un enfoque de mejora continua [2]. En particular, el Artículo 26 impone la implementación de un Sistema de Gestión de Seguridad y Riesgo (SGSR), que debe incluir, entre otros, los siguientes elementos específicos para operación y mantenimiento [2]:

- Orientaciones y objetivos generales de la empresa de CL, en relación con la seguridad y los riesgos, expresados formalmente por la dirección superior, a través de una política definida de seguridad y riesgos, política que deberá contener, como mínimo, el cumplimiento explícito de la legislación vigente y aplicable
- Definiciones de las obligaciones y responsabilidades básicas del operador de una instalación de CL y del personal, en materia de seguridad y riesgos
- Estructura organizacional, procedimientos, procesos, estándares, documentos y recursos para aplicar el SGSR
- Identificación de los peligros y evaluación de los riesgos de la actividad y de sus instalaciones
- Planes y programas de prevención y control de riesgos: Procedimientos escritos para controlar los riesgos detectados.
- Programas de capacitación y entrenamiento del personal
- Programa de confiabilidad operacional para el aseguramiento de la integridad mecánica y la confiabilidad del equipamiento crítico, entre otros, tanques y tuberías.
- En el caso de operadores de transporte de CL por carretera, el SGSR deberá considerar lo relativo a conductores, vehículos y rutas.

- Procedimientos escritos para el manejo seguro de CL, que incluyan:
 - Instrucciones de operación para puesta en servicio, operación normal, provisorias y de emergencia.
 - Condiciones de paro programado (revisión de tanques, pruebas de hermeticidad).
 - Plan de Mantenimiento e Inspección (PMI) de cada instalación: alcance, periodicidad y responsables.
 - Registro y análisis de incidentes: causas raíz, acciones correctivas y lecciones aprendidas.
 - Revisión y evaluación anual de la efectividad del Sistema de Gestión de Seguridad y Riesgo.

En la práctica, esto significa que la planificación y la ejecución de mantenimiento deben registrarse. Las rutinas preventivas, predictivas y las pruebas de funcionalidad se integran al PMI, garantizando trazabilidad y facilitando auditorías de la SEC. Además, el DS 160 reconoce normas como API 570 para inspección de tuberías (art. 136) [12] y recomienda seguir NFPA 30A [13] o API 750 [15] para aspectos no cubiertos, reforzando la necesidad de adoptar estándares internacionales.

Específicamente para la operación del sistema de despacho de una planta de almacenamiento con mesas de carga y líneas de despacho, son los artículos 150 y siguientes los que establecen requisitos de seguridad como puesta a tierra, brazos de carga y prevención de sobrellenado [2]. De allí se desprende la obligación de incluir en el PMI la calibración periódica de medidores volumétricos (respaldada por API MPMS Chapter 4) [14], las inspecciones funcionales de válvulas 210, variadores y bombas, así como la verificación diaria de inventarios (art. 144) para detectar filtraciones [2].

En síntesis, el DS 160 no solo impone lineamientos constructivos y operativos, sino que establece el SGSR como marco de gestión integral. El mantenimiento, formalizado en el Plan de Mantenimiento e Inspección, es la columna vertebral que sostiene la confiabilidad operacional y la integridad mecánica de los activos. Para las plantas de almacenamiento y despacho, esto se traduce en rutinas rigurosas, registros trazables y una cultura de mejora continua que asegura el cumplimiento normativo y la seguridad de las operaciones.

Respecto a los requerimientos del DS160 y en concreto del SGSR se identifican 2 artículos como claves en relación a la operación y mantenimiento de las instalaciones de combustibles líquidos los cuales son [2]:

- g) Programa de confiabilidad operacional para la integridad mecánica del equipamiento crítico.
- i) Procedimientos escritos de operación segura, que incluyen el Plan de Mantenimiento e Inspección (PMI) de cada instalación.

4 Descripción de la operación y equipamiento

El presente capítulo tiene por objeto describir la operación general de la planta de almacenamiento y despacho de combustibles, así como los principales sistemas y equipos que intervienen en el proceso. Esta descripción permite comprender el funcionamiento integral de la instalación, identificar las interacciones entre subsistemas y establecer el contexto técnico necesario para los análisis posteriores de criticidad, mantenimiento e integridad mecánica.

Se abordará el proceso desde la recepción y almacenamiento de combustibles hasta su despacho, detallando los sistemas de bombeo, medición, control, seguridad y protección contra incendios, considerando los requerimientos regulatorios aplicables y las condiciones operacionales propias de este tipo de instalaciones.

4.1 Operación de la planta

El funcionamiento de una planta de combustibles se estructura en tres etapas operativas fundamentales: recepción, almacenamiento y despacho. Estas etapas conforman el flujo completo del combustible desde su llegada a la instalación hasta su entrega a los clientes finales. La siguiente descripción se basa en información recopilada en terreno en plantas COPEC y en los procedimientos internos establecidos en el documento “Despacho de productos por camiones/estanques – Operaciones durante el carguío” (MPO-06-420, versión 05) [16].

4.1.1 Recepción del combustible

La recepción corresponde al ingreso del combustible a la planta y puede realizarse mediante tres métodos principales, dependiendo de la infraestructura disponible: recepción marítima, recepción mediante oleoducto terrestre y recepción mediante camiones cisterna. A continuación se presenta la descripción de cada método de recepción:

Recepción marítima:

En esta modalidad de recepción se tienen instalaciones especializadas para recibir buques Tanques que transportan combustible y se realiza una maniobra de trasiego, esta comienza con la conexión del buque por medio de una línea de flexibles marinos diseñados para soportar 300 PSI y de entre 10 y 12”, un juego de válvulas para realizar la conexión con el manifold del buque y una válvula de seguridad que va entre flexibles de manera de seguridad en caso de un movimiento o desconexión de emergencia y no producir derrames, como se ve en la Figura 4 [16].



Figura 4: Representación de oleoducto, con sus elementos: flexibles, breakaway, camlock y válvulas. Fuente: COPEC S.A., “Manual de Descarga Segura de Combustibles,” [18].

Recepción por oleoducto terrestre:

Esta opción se utiliza para transportar combustible desde una planta de almacenamiento hasta otra instalación que puede ser un cliente industrial como alguna pesquera o naviera hasta el transporte entre plantas de almacenamiento como es el caso que realiza ENAP con el oleoducto hasta Santiago o San Fernando.

Para transportar el producto se utilizan distintas estaciones de bombeo debido a las pérdidas que se produce en el transporte.

Un ejemplo de la importancia del transporte terrestre es la planta de almacenamiento Maipú alimentada desde el sur y el poniente por oleoductos que interconectan varios terminales y administrados por la sociedad nacional de oleoductos Sonacol [17], tal como se ve en la Figura 5.

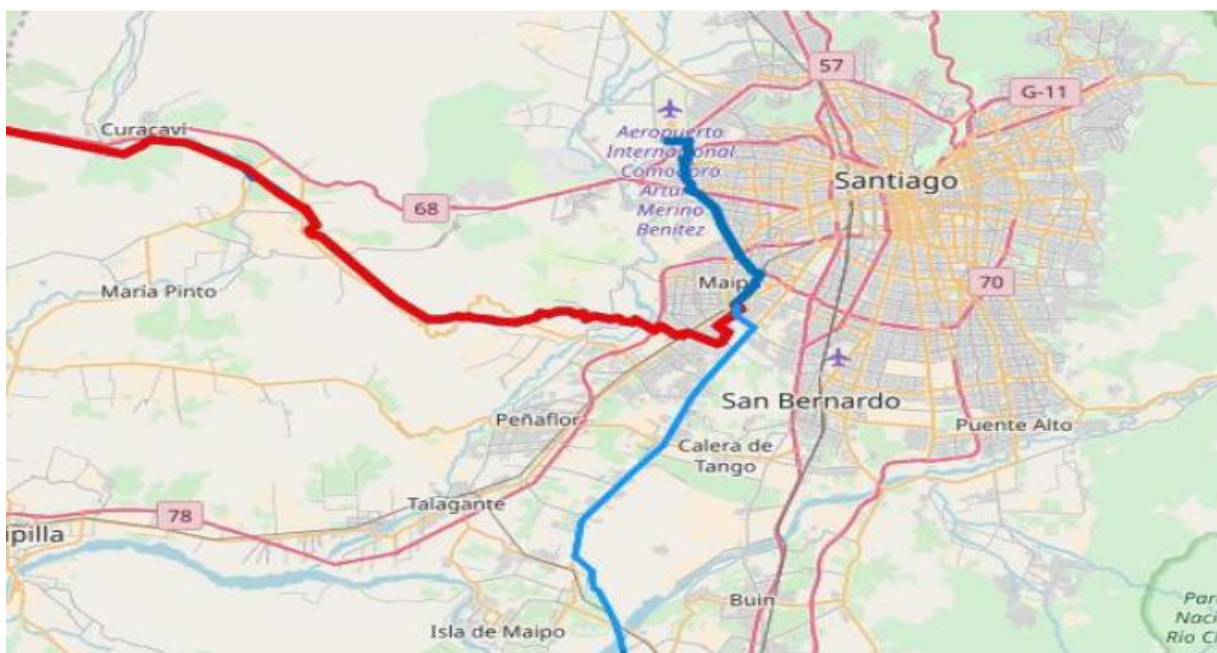


Figura 5. Red de oleoductos en la zona central de Chile: trazado Concón–Maipú(rojo), extensión a San Fernando(celeste) y conexión con el Aeropuerto Arturo Merino Benítez(azul). Fuente: Sonacol, Memoria Integrada 2024, 2024 [17].

Recepción por descarga de camiones:

Este método para abastecer una planta de almacenamiento de combustible es por medio de camiones tanques o camiones cisterna diseñados para el transporte de combustibles, el mecanismo es bastante sencillo ya que consiste en la conexión de uno de los compartimientos del camión por medio de una manguera y un acople a un sistema de bombeo, este sistema descarga el combustible hacia un tanque, donde el volumen es contabilizados por un medidor mecánico y son registrados por un sistema de control, tal como se ve en la figura 6 [18].

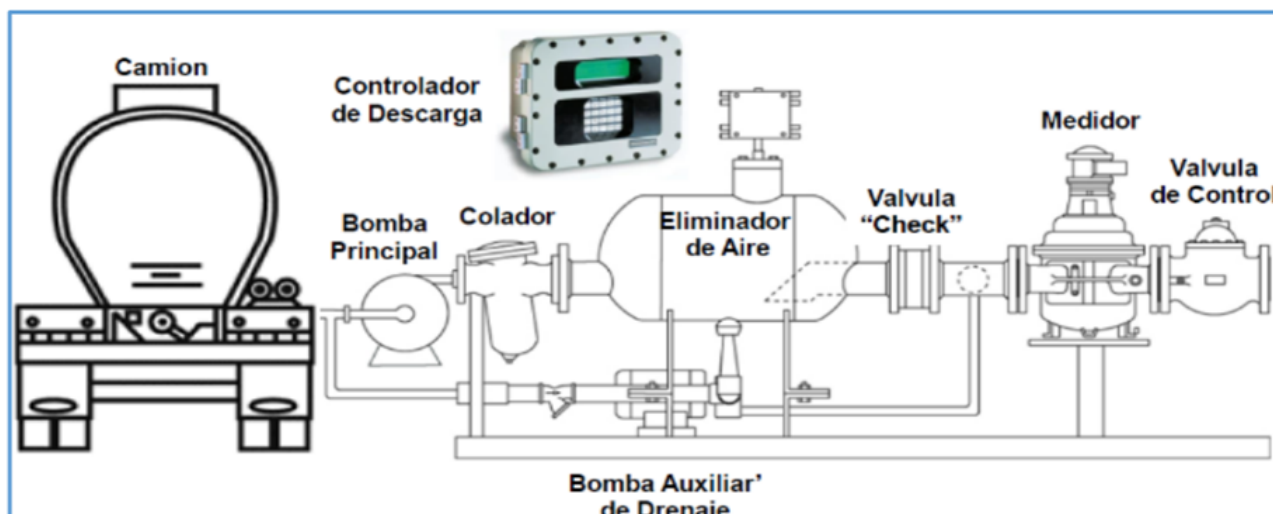


Figura 6. Esquema del sistema de descarga de combustible desde camión cisterna, incluyendo bomba principal, filtro, eliminador de aire, válvula check, medidor y válvula de control. Fuente: COPEC S.A., Manual de Descarga Segura de Combustibles [18].

4.1.2 Almacenamiento del combustible

Una vez recibido, el combustible se distribuye a los tanques de almacenamiento. Esta etapa asegura la conservación, confinamiento y control de inventario del producto. Los tanques están diseñados conforme a estándares internacionales [7].

Como regla general, las plantas de almacenamiento cuentan con distintos tanques de almacenamiento de distintas capacidades dependiendo del producto y adaptándose a la demanda de combustible de la zona, por ejemplo, es más común tener Kerosene en plantas del sur donde se utiliza como combustible para calefacción y en el norte es probable encontrar tanques de Fuel Oil para la industria [3].

Los tanques cuentan con una estructura principal de acero al carbono, un venteo que consiste en ecualizar las presiones del interior del tanque con la atmosférica, un dique de contención o pretil para prevenir derrames que puedan afectar medioambientalmente [2]. Estos diques están diseñados para contener cualquier derrame o fuga, facilitando su limpieza y minimizando el impacto ambiental.

Un sistema de tele medición para contar con las lecturas de volumen en tiempo real y evitar sobrellenos, válvulas de alivio y de corte para direccionar el flujo [2], [7].

En la Figura 7, se puede visualizar un patio de tanques con distintos productos de un terminal.



Figura 6. Vista aérea de patio de tanques en un terminal marítimo [23]. Fuente: COPEC S.A. (2023).

4.1.3 Despacho de combustible

El despacho es la etapa final del flujo operativo en una planta de almacenamiento de combustibles y constituye el punto donde el producto almacenado se transfiere a los camiones que lo distribuirán a estaciones de servicio y clientes industriales. A diferencia de la recepción y el almacenamiento, esta fase se desarrolla directamente en interacción con el transporte y con tiempos de operación más acotados, por lo que cualquier falla puede generar retrasos en la cadena de suministro o incluso riesgos operacionales.

El proceso de despacho combina elementos mecánicos, hidráulicos y de automatización que actúan de manera coordinada para asegurar que el combustible sea cargado en la cantidad correcta, sin sobrellenados y bajo condiciones seguras. Para ello, intervienen sistemas como las motobombas, medidores volumétricos, válvulas de control, dispositivos de seguridad como los equipos de conexión a tierra y sobrellenado y el equipo de predeterminación Accuload, los cuales permiten supervisar y regular el flujo hacia los compartimientos del camión [16].

Describir adecuadamente esta etapa es fundamental, ya que concentra buena parte de la operación diaria de la planta y es especialmente sensible a fallas en equipos, desviaciones de procedimiento o

problemas de coordinación. A continuación, se presenta el proceso de despacho de manera detallada, desde la habilitación inicial del camión hasta el cierre del carguío [16].

El proceso de despacho representado en la Figura 9 muestra la secuencia completa desde que el camión se posiciona en la mesa de carga hasta que finaliza el carguío. Aunque el diagrama simplifica los elementos principales, el flujo real sigue una lógica operacional que comienza con las habilitaciones de seguridad antes de permitir que el combustible avance desde el tanque hasta el camión.

El proceso de carga se inicia con la validación de los sistemas de seguridad del camión tanque. Para ello, se conecta un cable de puesta a tierra y un acoplador óptico al sistema del vehículo, los cuales permiten verificar la continuidad eléctrica entre el camión tanque y la instalación, así como confirmar que los sensores de sobrellenado de los compartimientos se encuentren operativos y no hayan sido alterados.

Solo cuando estas condiciones son confirmadas, el sistema de control habilita la secuencia de despacho mediante la apertura de válvulas y el arranque del sistema de bombeo [16], en caso contrario, el interbloqueo de seguridad impide el inicio de la carga.

Una vez que el sistema confirma las condiciones de seguridad, el operador realiza la predeterminación en el Accuload, donde se ingresan los litros a cargar por cada compartimiento, el tipo de combustible. La predeterminación no solo define el volumen final, sino que también configura los límites de seguridad que utilizará el sistema durante la operación. Con estos datos, el Accuload queda preparado para controlar el caudal, las válvulas y la bomba [16].

Con la predeterminación completa, el combustible sale desde el tanque de almacenamiento y entra en la línea de despacho, siempre y cuando el sistema reciba la orden de partida desde el Accuload. Esta orden activa el variador de frecuencia, que controla la bomba de producto. El variador ajusta la velocidad de la bomba según las instrucciones del Accuload, permitiendo un arranque suave y regulando el caudal en función del avance del despacho [16].

Al entrar en la línea, el combustible pasa por el medidor volumétrico, que registra continuamente el volumen transferido. Este registro es clave porque el Accuload se basa en la lectura del medidor para calcular cuánto falta para finalizar la carga. Además, el sistema toma la temperatura del producto para corregir el volumen a condiciones estándar, lo cual mejora la precisión de la transacción [16].

Luego del medidor, el flujo llega a la válvula 210, que constituye el punto de control hidráulico principal durante el despacho. La válvula abre únicamente cuando el Accuload lo autoriza y se cierra automáticamente al alcanzar el volumen programado. Durante la carga, el Accuload modula la válvula y el variador para reducir el caudal cuando el compartimiento está próximo a llenarse, evitando sobrellenados [16].

Desde la válvula 210, el combustible avanza hacia el acople del brazo de carga, donde se conecta físicamente al camión mediante un acople API. En esta etapa el operador confirma manualmente la correcta conexión del brazo, revisa fugas y valida que el compartimiento del camión sea el correspondiente al combustible programado.

Cuando el volumen predeterminado se completa, el Accuload ordena cerrar la válvula 210, bajar el caudal a cero y detener la bomba mediante el variador. La carga queda registrada automáticamente tanto en el Accuload como en el sistema corporativo. La información del volumen, hora de despacho y demás datos operativos se envía a SAP, donde se utiliza para control de inventarios, conciliaciones y trazabilidad [16].

Finalmente, el operador desconecta el acople API y el sistema de puesta a tierra y sobrellenado, verifica que no existan filtraciones y procede a sellar los compartimientos. Con esto, el camión queda habilitado para salir por portería, completando así la secuencia operacional representada en la Figura 8 [16].

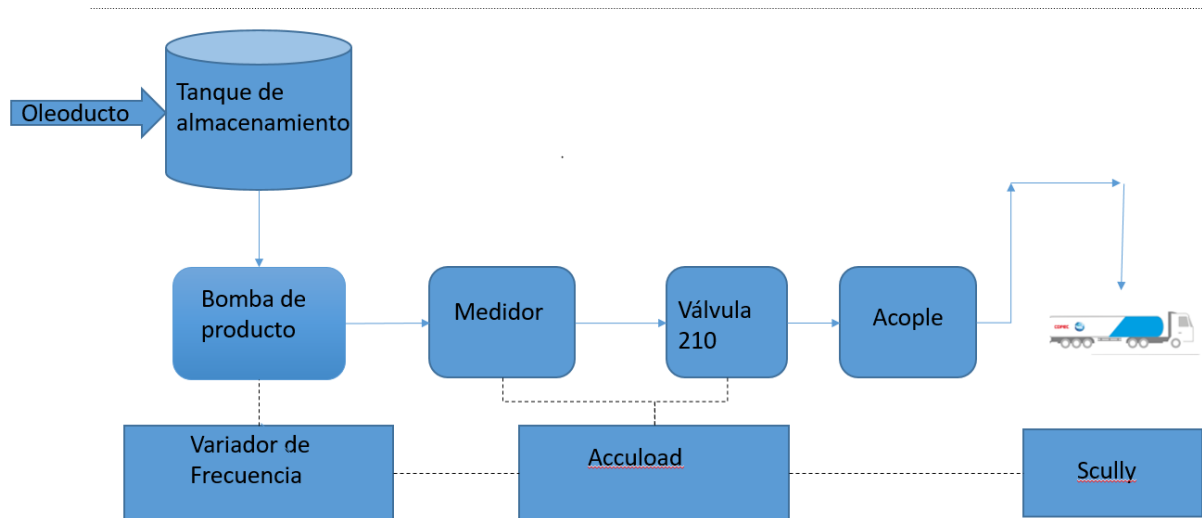


Figura 7. Diagrama de bloque del proceso de despacho. Fuente: Elaboración propia

4.2 Equipos principales de despacho

Las plantas de almacenamiento de COPEC organizan sus activos siguiendo la estructura propuesta por la norma ISO 14224, que clasifica los equipos en sistemas, subsistemas y componentes [11]. Esta metodología permite describir de manera ordenada el funcionamiento de la planta y facilita la identificación de los equipos que intervienen en cada etapa del proceso. En la Figura 9 se muestra una adaptación de esta taxonomía aplicada a los procesos de recepción, almacenamiento y despacho [6].

Para los fines de trabajo, la taxonomía se utiliza para facilitar la descripción de la estructura del sistema de despacho de combustible. De esta forma, en lugar de presentar una clasificación completa de todos los equipos de la planta, se describen solo aquellos que participan directamente en el proceso operativo del despacho y que son relevantes para comprender cómo se despacha el combustible desde los tanques hacia los camiones.

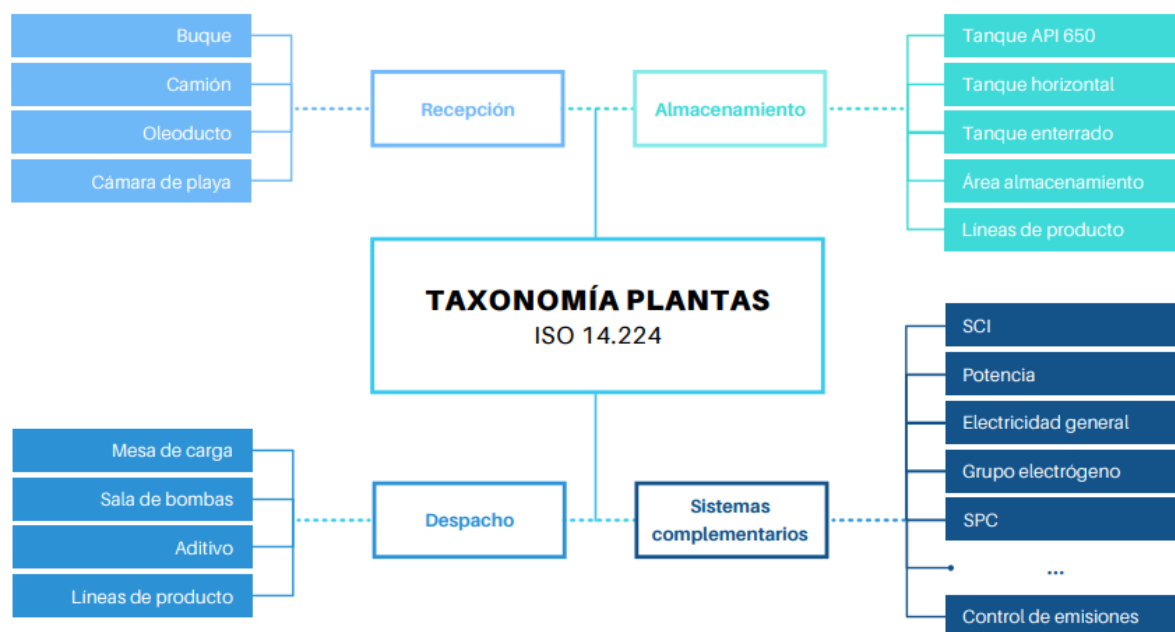


Figura 8. Diagrama de taxonomía para sistemas en plantas. Fuente: elaboración propia.

4.2.1 Descripción de los equipos del sistema de despacho

A partir de la taxonomía presentada, y dado que el objetivo de este trabajo se concentra en el proceso de despacho de combustible, en esta sección se describen únicamente los equipos que intervienen de manera directa en la transferencia del combustible desde los estanques de almacenamiento hacia los camiones cisterna. La selección de estos equipos responde tanto a su criticidad operacional como al rol que desempeñan dentro de las etapas de bombeo, medición, control y seguridad del proceso.

Motobombas de despacho:

Las bombas encargadas de impulsar el combustible corresponden a bombas centrífugas horizontales, operadas por motores eléctricos de servicio continuo con certificación ATEX para operar en áreas clasificadas. Su función es generar el caudal necesario para abastecer las mesas de carga, manteniendo una presión estable en la línea. Estas bombas deben operar dentro de un rango definido que permita evitar cavitación, sobrecalentamiento o esfuerzos mecánicos excesivos. El desempeño de la bomba es fundamental para asegurar la continuidad del proceso de despacho, ya que variaciones en su operación se traducen directamente en fluctuaciones de caudal y presión que deben ser compensadas por el sistema de la válvula 210, en la Figura 10, vemos una motobomba que se utiliza para el despacho de Diésel.



Figura 9 Motobomba de proceso para combustible gasolina, acople omega y motor intrínseco. Fuente: Elaboración propia (fotografía tomada en terreno).

Motores eléctricos y variadores de frecuencia

El accionamiento de las bombas se realiza mediante motores eléctricos acoplados mediante un sistema de transmisión. La regulación de la velocidad se ejecuta mediante variadores de frecuencia, los cuales permiten realizar arranques suaves, controlar el caudal enviado a la mesa de carga y adaptarse a las señales de ajuste provenientes del sistema de control. El uso del variador evita sobrepresiones y reduce

esfuerzos mecánicos, aumentando la vida útil del motor y la bomba, además de otorgar un mayor control sobre el proceso de transferencia.

Medidores volumétricos de desplazamiento positivo

La cuantificación del volumen despachado se realiza mediante medidores volumétricos de desplazamiento positivo, ampliamente utilizados en terminales y plantas de combustibles. Estos equipos operan mediante el atrapamiento mecánico de volúmenes definidos de fluido en cámaras internas, lo que permite determinar el caudal en función de la rotación del elemento medidor. Para aplicaciones de carga de camiones tanque, este tipo de tecnología ofrece precisiones del orden de $\pm 0,05\%$, lo que los hace adecuados para operaciones de transferencia fiscal [29].

Los modelos tipo F4 o Prime están diseñados para trabajar dentro de rangos de operación típicos entre 1.600 y 1.800 L/min, dependiendo de la viscosidad del producto y las condiciones hidráulicas del sistema. Su correcto desempeño requiere flujo estable, ausencia de aire en la línea y adecuada filtración, ya que la presencia de sólidos o cavitación puede afectar la exactitud y repetibilidad de la medición.

La señal generada por el medidor es transmitida al sistema de control, constituyendo la base para la facturación, el registro de litros entregados y la trazabilidad operacional. Por esta razón, su confiabilidad y calibración periódica son críticas para la continuidad y seguridad del proceso.

En la Figura 11 se presenta un medidor volumétrico de desplazamiento positivo tipo F4 utilizado en sistemas de despacho [19].



Figura 10: Medidor volumétrico de desplazamiento positivo modelo F4 de 4" utilizado en sistemas de despacho de combustibles. Fuente: FMC Technologies, Smith Meter PD Rotary Vane Meter – 4" Steel Model F4, Bulletin SS01012, Issue/Rev. 1.1, Nov. 2014 [29].

Válvulas de control para despacho

Las válvulas de control instaladas en las líneas de carga corresponden a válvulas de accionamiento electrohidráulico con diafragma, utilizadas para regular el caudal durante las distintas etapas del despacho [27]. Operan en coordinación con el controlador, permitiendo una apertura inicial en bajo flujo, posterior transición a alto caudal y una reducción progresiva al aproximarse al volumen programado.

El conjunto incorpora dos solenoides electroactuados que gobiernan el circuito hidráulico de control, modificando la presión en la cámara superior del diafragma y, con ello, la posición del obturador. Esta configuración permite modular el flujo, mantener estabilidad ante variaciones de presión y ejecutar un cierre escalonado.

La disminución gradual del caudal antes del cierre total es esencial para minimizar transientes hidráulicos y evitar golpes de ariete o sobrellenados. En la Figura 12 se presenta una válvula de este tipo, donde se distinguen los solenoides y el cuerpo principal con accionamiento por diafragma [27].



Figura 11. Válvula de control electrohidráulica modelo 210 utilizada en líneas de despacho [27]. Fuente: Elaboración propia (fotografía tomada en terreno).

Controlador de despacho (AccuLoad)

El controlador de despacho corresponde a la unidad central encargada de ejecutar la lógica de carga por lotes, integrando las señales provenientes del sistema de medición, los elementos actuados (válvulas y bombas) y los permisos de seguridad. A través de sus entradas y salidas digitales y analógicas, el equipo recibe pulsos del medidor volumétrico, monitorea estados de interbloqueo y gobierna la secuencia automática de despacho.

Desde el punto de vista operacional, el controlador administra el perfil de flujo del proceso, el cual normalmente contempla una etapa de arranque en bajo caudal, una fase principal en alto flujo y una etapa de reducción progresiva hacia el final de la carga (ramp-down), con el objetivo de mejorar la precisión volumétrica y minimizar transientes hidráulicos. Asimismo, permite la configuración de temperatura de referencia para la corrección volumétrica y la gestión de recetas de despacho.

El sistema también puede incorporar el control de inyección de aditivos, sincronizando la dosificación con los pulsos del medidor principal y aplicando tolerancias configurables. En paralelo, supervisa señales de interbloqueo tales como puesta a tierra y sistema de prevención de sobrellenado, deteniendo la operación ante la pérdida de alguna condición habilitante. No obstante, según lo indicado por el

fabricante, este controlador no sustituye a los sistemas de seguridad dedicados, los cuales deben operar de forma independiente [28].

Adicionalmente, el equipo dispone de funciones de registro y trazabilidad, incluyendo almacenamiento de eventos, alarmas operacionales y parámetros de cada transacción de carga.

La Figura 13 muestra la interfaz hombre-máquina del controlador, correspondiente a un modelo con pantalla táctil que permite configurar la cantidad a despachar, visualizar estados del sistema y gestionar alarmas durante la operación.



Figura 12. Interfaz de operador del controlador de despacho con pantalla táctil. Fuente: TechnipFMC, AccuLoad IV Installation and Operation Manual, 2020 [28].

Sistema de aditivación

Dependiendo del tipo de combustible, el despacho puede incorporar la inyección proporcional de aditivos, dosificados en función del caudal medido del producto principal. El sistema está compuesto por un controlador electrónico y módulos de inyección independientes montados sobre panel, cada uno equipado con bomba de desplazamiento positivo, medidor volumétrico de engranajes ovals, válvula solenoide y válvula de retención, lo que permite una dosificación precisa y repetible.

La Figura 14 muestra un sistema modular de seis líneas de inyección (seis monoblocks), cuya configuración permite la incorporación simultánea o selectiva de distintos aditivos al flujo de combustible. Las características técnicas del equipo corresponden a lo indicado en la referencia [19].



Figura 13. Sistema de inyección de aditivos Mini-Pak™ 6 utilizado en despacho. Fuente: Honeywell/Enraf, Mini-Pak™ 6 Additive Injection System, documentación técnica del fabricante.

Sistemas de seguridad: puesta a tierra y prevención de sobrellenado (Scully)

El proceso de despacho incorpora sistemas de seguridad obligatorios destinados a reducir riesgos de ignición y derrames durante la carga de camiones tanque. En primer lugar, el sistema de puesta a tierra verifica la continuidad eléctrica entre el vehículo y la instalación, evitando la acumulación de cargas electrostáticas que puedan generar descargas. En paralelo, el sistema de prevención de sobrellenado supervisa el nivel en los compartimientos del camión y bloquea la operación ante una condición de nivel alto.

Ambos sistemas operan como interbloques del controlador de despacho, de modo que la secuencia de carga no puede iniciarse ni mantenerse activa sin la validación simultánea de estas condiciones.

En la Figura 15 se presenta un esquema funcional del sistema de puesta a tierra y monitoreo de sobrellenado en una configuración típica de carga inferior, donde se observa la conexión entre el camión tanque, el módulo de validación y el sistema de control de la terminal. Esta arquitectura permite que la pérdida de continuidad eléctrica o la detección de nivel alto generen la deshabilitación inmediata del proceso.

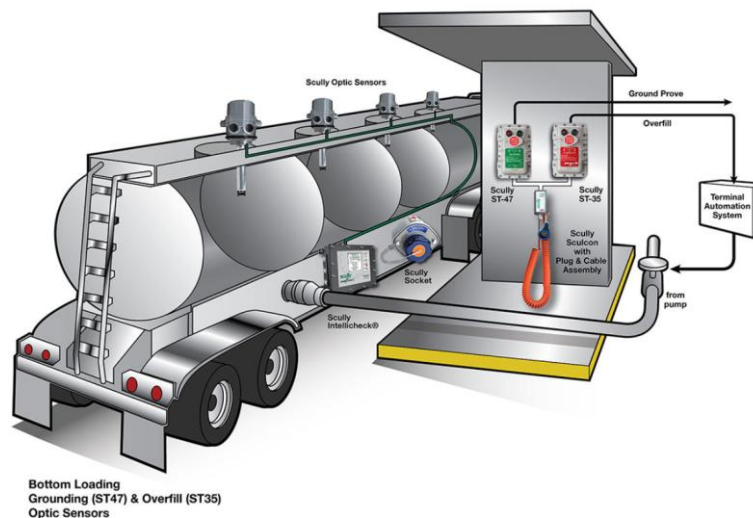


Figura 14. Esquema funcional del sistema de puesta a tierra y prevención de sobrellenado en carga inferior
Fuente: Scully Signal Company.

Flexibles y conexiones API

Finalmente, la conexión física entre la mesa de carga y el camión se realiza mediante flexibles compatibles con hidrocarburos y coplas de acople rápido como el de la Figura 16, las cuales garantizan estanqueidad y seguridad durante la transferencia. Estos elementos deben soportar presiones de operación, flexión repetida y exposición a combustibles, por lo que requieren inspecciones frecuentes y recambio oportuno.

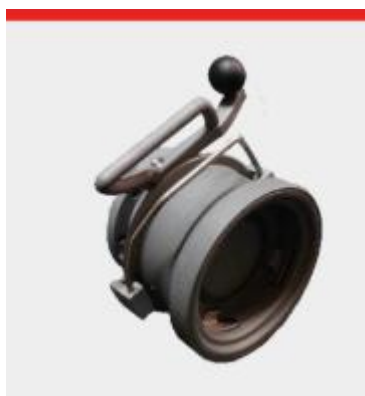


Figura 15. Acople API de conexión al camión cisterna. Fuente: [18] COPEC S.A., “Manual de Descarga Segura de Combustibles,” Documento interno no publicado [18].

5 Diagnóstico de la situación actual del sistema de gestión de seguridad y riesgo de la planta

En este capítulo se presenta una revisión estructurada del Sistema de Gestión de Seguridad y Riesgo (SGSR) aplicado en las plantas de almacenamiento de combustibles de la empresa, con el propósito de evaluar su grado de cumplimiento respecto a los requerimientos establecidos en el Decreto Supremo N.º 160 [2]. Particularmente, se analizan los elementos obligatorios vinculados al mantenimiento e integridad de equipos e instalaciones, considerando tanto los planes corporativos como su ejecución real en terreno.

Asimismo, se examina el mantenimiento mandatorio definido por el DS 160 para equipos mencionados en la norma y se contrasta esta exigencia con los procedimientos actualmente implementados en las plantas.

Finalmente, se describe el estado actual del mantenimiento, incorporando evidencia documental y registros operacionales que permiten identificar brechas, fortalezas y oportunidades de mejora. Esta revisión constituye la base para el diagnóstico posterior y para la formulación de propuestas orientadas a mejorar la confiabilidad y el cumplimiento regulatorio del sistema.

5.1 Metodología

El diagnóstico corresponde a una evaluación del grado de cumplimiento del Sistema de Gestión de Seguridad y Riesgo (SGSR) de la planta en relación con las exigencias establecidas en el artículo 26 del Decreto Supremo N.º 160 [2]. Para ello se desarrolla un proceso de análisis basado en la revisión sistemática de la documentación existente y en su contraste con los requisitos normativos aplicables.

El primer paso consiste en interpretar y desglosar los elementos que el DS 160 exige para un SGSR, tales como la definición de políticas, responsabilidades, estructura organizacional, evaluación de riesgos, planes de prevención, programas de capacitación, criterios de confiabilidad operacional, procedimientos escritos y mecanismos de revisión anual. Esto permite establecer un marco claro de referencia para la evaluación.

Posteriormente, se reúne evidencia formal disponible en la empresa. Entre los documentos que se revisan se incluyen los manuales SGSR de distintas plantas, el Plan Maestro de Mantenimiento MPO12-110 [20], registros de ejecución y planificación en Fractal, reportes de incidentes y permisos en PrevSis, planes anuales de capacitación y competencias, así como procedimientos internos y registros de inspecciones y actividades operacionales. Esta información proporciona trazabilidad suficiente para contrastar cada requisito normativo con la práctica real.

El levantamiento de evidencia se complementa con la participación de distintos actores relevantes: jefes de planta, personal de mantenimiento, operadores, profesionales de prevención de riesgos y el área de mantenimiento central. Con ellos se valida información documental, se aclaran procesos y se verifica la forma en que se ejecutan las actividades en terreno. Finalmente, cada literal del DS 160 se clasifica como:

- Cumple, cuando existe evidencia formal y trazable.
- Parcial, cuando existe avance, pero faltan elementos requeridos por la norma.
- No cumple, cuando no existe evidencia suficiente.

5.2 Análisis del mantenimiento en la organización

El mantenimiento en la organización se sostiene en un conjunto de documentos operacionales que orientan las tareas de inspección y verificación realizadas en las plantas. En esta sección se revisa cómo se aplican estos lineamientos en la práctica, considerando el contenido del MPO 12-110, los procedimientos complementarios y la información técnica disponible para el personal. El análisis se centra en evaluar si la forma en que se administra el mantenimiento permite cumplir con las exigencias normativas y con la trazabilidad que exige el DS160, identificando los alcances reales que tienen estos instrumentos dentro de la operación.

5.2.1 Procedimiento de mantenimiento MPO-12-110

Existe un portal oficial donde se almacena toda la información asociada a procedimientos de mantenimiento y operaciones de carga y descarga de combustible, además de lineamientos de seguridad y prevención de riesgos

Estos documentos tienen el nombre oficial de MPO que significa Manual de Procedimientos Operacionales

El MPO 12-110 corresponde al manual de mantenimiento cuyo objetivo es establecer los procedimientos y periodicidades de las inspecciones y verificaciones de las Plantas por personal de la planta [20].

Como se observa en la Figura 17, en este documento se identifica el subsistema, en este caso mesa de carga, el equipo, la frecuencia y la actividad de inspección a realizar.

D. PLAN DE MANTENCIÓN MESA DE CARGA

EQUIPOS	FRECUENCIA	INSPECCIÓN
Monitor sobre llenado	Semanal	Durante el carguío de un camión (programando un volumen sólo de Diesel o Kerosene que no sobrepase la mitad de capacidad del comportamiento), al introducir el sensor óptico del camión en líquido, debe cambiar la señal de permisivo a no permisivo. Verificar que se detenga la operación de carga (cierre electroválvula de control de flujo) y que no vuelva a funcionar. Registrar esta actividad.
Flujo mesa de carga	Semanal	Verificar que el flujo de la mesa de carga sea acorde a su diseño. Registrar este valor en la bitácora operacional de la planta.
Componentes: Flexibles, brazo articulado, válvulas, etc.	Mensual	Verificar estado de los componentes y lubricar en caso que corresponda.
Parada de emergencia	Trimestral	Verificar que el botón parada de emergencia opere desconectando los equipos.
Medidores mesa de carga F4	Semanal	Realizar inspección visual del aceite de la taza. Rellenar en caso necesario.
Medidores mesa de carga F4	Semestral	Verificar ejecución de calibración medidores de la mesa de carga y realizar limpieza. Registrar esta actividad.

Figura 16. Extracto del MPO 12-110: Mantenimiento de instalaciones e inspecciones básicas. Fuente: COPEC S.A., “MPO 12-110: Mantenimiento de instalaciones e inspecciones básicas,” 2022 [20].

El contenido del MPO abarca todos los subsistemas definidos en la taxonomía de las plantas, al ser un documento estándar para todas las plantas, existen ciertas actividades que no aplican, como se ve

en la Figura 18, dentro del contenido se encuentra Plan de mantención Muelle/ Terminal Marítimo y este no es aplicable a todas las plantas, por dar un ejemplo [20].

V. CONTENIDO

- A. Plan de mantención Grupo Electrógeno y UPS
- B. Plan de mantención Tanques de Almacenamiento
- C. Plan de mantención Pozo de Bombas
- D. Plan de mantención Mesa de Carga
- E. Plan de mantención Muelle/Terminal Marítimo
- F. Plan de mantención Planta de Efluente y Cámara Api
- G. Plan de mantención Manifold
- H. Plan de mantención Sistema Contra Incendio
- I. Plan de mantención Seguridad Industrial
- J. Plan de mantención Sistema Protección Catódica
- K. Plan de mantención Aditivo
- L. Plan de mantención Oleoductos y Líneas Enterradas
- M. Plan de mantención Aguas Servidas
- N. Plan de mantención Detector Multigas
- O. Plan de mantención Laboratorio
- P. Plan de mantención URV/Quemadora de vapores o tanques Knockout
- Q. Plan de mantención Caldera
- R. Plan de mantención Descarga de Camiones
- S. Plan de mantención CCTV
- T. Plan de mantención Cámaras/Válvulas de Playa
- U. Plan de mantención Luminarias y tableros eléctricos
- V. Plan de mantención Sistemas de Ventilación
- W. Plan de mantención Válvula Relief
- X. Plan de mantención Manómetros
- Y. Plan de mantención Romanas
- Z. Plan de mantención Transformador Eléctrico

Figura 17 Extracto del MPO 12-110: Mantenimiento de instalaciones e inspecciones básicas. Fuente: COPEC S.A., “MPO 12-110: Mantenimiento de instalaciones e inspecciones básicas,” 2022 [20]

5.2.2 Trazabilidad de la información

A nivel de Registros, se utiliza la plataforma Fracttal y de manera complementaria se utiliza Drive para guardar los informes que entregan los contratistas que realizan las inspecciones, como se ve en la Figura 19 donde se puede ver las carpetas donde se guardan los informes según su especialidad, este drive es accesible para todos los colaboradores de las plantas de combustible de manera de buscar información para auditorías u otros.

Compartido conmigo > Repositorio Infor

Tipo ▾	Personas ▾	Modificado ▾	Fuente ▾
Nombre ↓			
3. Inspección de Oleoductos 5 años			
3. Estudios de integridad Oleoductos			
3. Caminata Oleoductos			
3. INSPECCIONES TÉCNICAS PLANTAS			
2. URV y UQV			
2. Tanques enterrados			
2. Pintura tanques			
2. Inspecciones de fondo			

Figura 18: Repositorio digital de informes técnicos de plantas de almacenamiento de combustible. Fuente COPEC S.A., repositorio interno corporativo.

Además, se utiliza el software Fractal donde se registran todas las actividades que son gestionadas por planta, para mantener un registro estandarizado y centralizado de las actividades, esto permite generar una trazabilidad de los mantenimientos y facilita la búsqueda de información, donde cada una de las actividades está relacionada con el MPO 12-110 [20], [21].

Como se ve en la Figura 20, los planes de mantenimiento cargados en Fractal corresponden a los indicados en el MPO 12-110.

☐ Descripción	Tareas asociadas	Activos vinculados
☐ B.1.1- PLAN DE MANTENCION TK 401 Y 402 (PR)	8	2
☐ B.1.2- PLAN DE MANTENCION TK 404 Y 405 (PR)	7	2
☐ B.1.3- PLAN DE MANTENCION TK 403 (PR)	7	1
☐ B.1.4- PLAN DE MANTENCION TK 406 Y 407 (PR)	7	2
☐ B.2.1- PLAN DE MANTENCION GRUPO MOTO BOMBA DRENADOR (...)	1	7
☐ B.4.1- PLAN DE MANTENCION DE TANQUE SLOP (PR)	1	1
☐ C.1- PLAN DE MANTENCION GRUPO MOTO BOMBA SALA DE BOM...	2	8
☐ C.2.2- PLAN DE MANTENCION FILTRO SEPARADOR (PR)	2	1

Figura 19. Plan de tareas en sistema de gestión de mantenimiento. Fuente: COPEC S.A., sistema Fracttal corporativo [21].

Durante la revisión de los registros de mantenimiento en Fracttal, se analizaron las actividades correctivas realizadas entre los años 2020 y 2024. En este período se identificaron 59 trabajos correctivos, tal como se muestra en la Figura 21.

Al revisar estas órdenes de trabajo se observa que, si bien las actividades están registradas en la plataforma, en la mayoría de los casos solo se consigna el cierre de la tarea, sin adjuntar información adicional como fotografías, mediciones, descripción técnica de la falla o antecedentes que permitan caracterizar la intervención realizada.

Esta condición limita el nivel de detalle disponible para el diagnóstico y se considera como evidencia dentro del análisis del literal i) del DS160, relacionado con los registros y trazabilidad del mantenimiento [2].

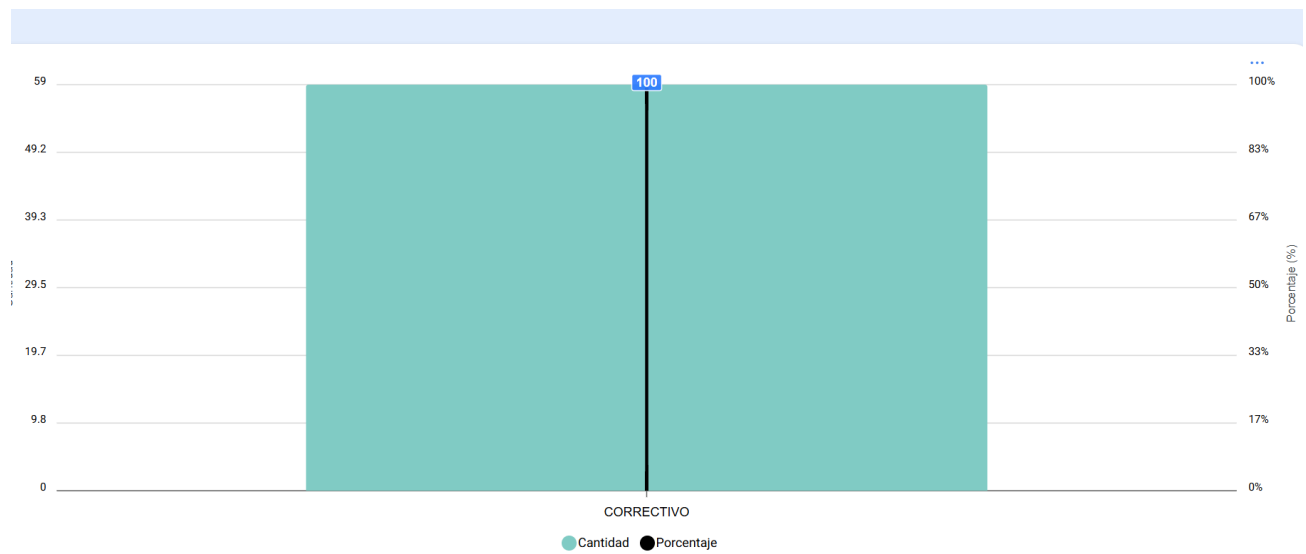


Figura 20 Registro de tareas correctivas a nivel nacional desde el 2020 hasta el 31 de diciembre del 2024. Fuente: COPEC S.A., sistema Fractal corporativo [21].

5.2.3 Procedimientos específicos de mantenimiento disponibles en el sistema documental corporativo

Además del MPO12-110, la revisión del portal documental se identifica la existencia de otros procedimientos operacionales asociados al mantenimiento, tales como inspecciones generales, responsabilidades de mantenimiento, desplazamiento de líneas, mantenimiento eléctrico y control de elementos críticos. Estos documentos complementan al MPO12-110 en la definición de actividades específicas para ciertos equipos o situaciones operacionales [20].

Alguno de estos Procedimientos son los que se ven en la Figura 22.



MPO CAPITULO 12 MANTENIMIENTO	
 MPO 12 - 500-03 Mantenimiento de Unidades Filtrantes para Combustibles de Aviacion pendte torque	 
 MPO 12-110-7 Procedimientos generales inspección de Plantas	 
 MPO 12-600-00 DESPLAZAMIENTO DE LÍNEAS EN YOMAS	 
 MPO 12-601-1 Entrega de nuevo producto servicio al flujo de mantenimiento	 
 MPO 12-602 Responsabilidades Mantenimiento Plantas	 
 MPO-12-603-0 Plan de mantenimiento Depósitos Navieros	 
 MPO-12-604-0 Elementos críticos	 
 MPO 12 - 210-04 Mantenimineto Instalaciones Electricas Mediciones electricas en plantas	 

Figura 21. Documentos de mantenimiento desde el portal corporativo. Fuente: COPEC S.A., intranet corporativa

La existencia de estos documentos constituye evidencia de que la empresa cuenta con procedimientos orientados a actividades específicas de mantenimiento. No obstante, durante la revisión se advierte que algunos de ellos no presentan actualizaciones recientes, como el procedimiento MPO 06-460 “Control de calibración de medidores de despacho en mesas de carga”, cuya última versión disponible corresponde a abril de 2013 [22]

Este procedimiento define los lineamientos para la calibración de medidores utilizados en el despacho de combustibles, una actividad que incide directamente en la trazabilidad del volumen transferido. Su antigüedad fue considerada como evidencia dentro del diagnóstico, dado que la calibración de instrumentos de medición constituye un requisito técnico relevante para el cumplimiento de estándares internacionales como API MPMS y para el aseguramiento de la calidad del proceso de despacho.

La información recopilada en esta sección se utiliza para contrastar el estado de los procedimientos disponibles con los requisitos del literal i) del artículo 26 del DS160, referente a la existencia de procedimientos escritos asociados al mantenimiento y operación [2].

5.2.4 Entrevistas con personal técnico

Durante el diagnóstico se realizan entrevistas con jefes de planta, mecánicos y operadores de distintas instalaciones, con el objetivo de contrastar la documentación corporativa con la práctica real de mantenimiento. Este levantamiento permite evaluar el cumplimiento de los literales g) e i) del DS160 [2], particularmente en lo relacionado con trazabilidad, control documental e integridad mecánica.

Se constata que el personal técnico utiliza Fractal como herramienta oficial para registrar la ejecución de actividades de mantenimiento. En el caso de pautas preventivas de carácter rutinario —como inspección visual, limpieza o lubricación— el registro se efectúa dentro del tiempo planificado y sin requerir mediciones ni intervención técnica mayor. La orden de trabajo se cierra conforme a la programación establecida.

Sin embargo, se observa heterogeneidad en el nivel de respaldo documental entre plantas. Para una misma pauta preventiva, en algunas instalaciones el registro incorpora fotografías y comentarios técnicos, mientras que en otras únicamente se marca la orden como ejecutada, sin adjuntar evidencia adicional. Esta diferencia no se vincula con la criticidad de la tarea, sino con prácticas locales no estandarizadas.

De acuerdo con lo señalado por los entrevistados, la documentación más detallada de las intervenciones se asocia principalmente al área de mantenimiento centralizado (ingeniería), lo que influye en la profundidad del registro efectuado por los equipos locales. Como consecuencia, el nivel

de detalle depende de criterios propios de cada planta, lo que dificulta asegurar uniformidad en la trazabilidad exigida por el DS160 para demostrar integridad mecánica de los equipos críticos [2].

Asimismo, no se identifica un lineamiento corporativo explícito que defina el estándar mínimo de evidencia documental según tipo o criticidad de tarea. La ausencia de este criterio genera variaciones en la calidad del registro y limita la posibilidad de reconstruir de manera homogénea el historial técnico de los equipos.

En relación con las fallas correctivas menores, se advierte que no siempre quedan registradas formalmente en Fracttal, documentándose en algunos casos únicamente en bitácoras operacionales. Esta práctica reduce la consolidación histórica de datos y dificulta el análisis de tendencias, afectando directamente los requisitos del literal g) del DS160 vinculados a confiabilidad e integridad mecánica [2].

Las entrevistas también evidencian que el personal posee conocimiento sólido en componentes mecánicos de mesas de carga y equipos principales. No obstante, se observa menor nivel de formación formal en sistemas electrónicos y de control, tales como controladores de despacho, sensores, transmisores y PLC asociados. Esta brecha puede limitar la detección temprana de desviaciones funcionales previas a una falla manifiesta.

Finalmente, se identifican diferencias en la capacidad de respuesta entre plantas, especialmente en zonas extremas del país. La falta de un estándar nacional de herramientas y repuestos críticos obliga a algunas instalaciones a depender de abastecimiento centralizado, lo que puede extender los tiempos de indisponibilidad ante fallas correctivas.

En síntesis, el sistema de registro existe y es utilizado formalmente; sin embargo, la variabilidad en la profundidad y consistencia de la información registrada limita su utilización como soporte robusto para un programa de confiabilidad operacional alineado con las exigencias del DS160 [2].

DURACIÓN ESTIMADA: 00:30:00		NOTAS:			
ACTIVOS					
DESCRIPCIÓN: GRUPO MANIFOLD DE AGUA 300 (MAL-LOC-0141)					
UBICADO EN Ò È S PARTE DE: // COPEC/ PLANTAS DE ALMACENAMIENTO DE COMBUSTIBLE/ MAIPU/		CLASIFICACIÓN 1:			
COMPLEMENTARIOS/ SISTEMA CONTRA INCENDIO/ SISTEMA DE REFRIGERACION/		CLASIFICACIÓN 2:			
TIPO: PLANTA		CENTRO DE COSTO: CPO12280 (Planta Maipú)			
PRIORIDAD:		CÓDIGO DE BARRAS / NFC:			
TAREAS PLANIFICADAS					
DESCRIPCIÓN: MANTENCION TRIMESTRAL VALVULAS MANIFOLD SISTEMA CONTRA INCENDIO					
FECHA PROGRAMADA: 2025-11-20		FECHA Y HORA DE INICIO: 2025-11-20 19:27			
TIPO DE TAREA: PREVENTIVO		FECHA Y HORA DE FINALIZACIÓN: 2025-11-20 19:57			
PRIORIDAD: Media		DURACIÓN ESTIMADA: 00:30:00			
ACTIVADOR: Fecha Cada 3 Meses		TIEMPO DE EJECUCIÓN: 00:30:00			
CLASIFICACIÓN 1: MANTENIMIENTO PLANTA		TIEMPO REAL DE PARO DEL ACTIVO: 00:00:00			
CLASIFICACIÓN 2: MECANICA					
RECURSOS A UTILIZAR					
Descripción	Cantidad	Costo	Cantidad Usada	Tipo	Fuente
MECANICO	1	\$ CLP 8,300.00	1	Recursos Humanos	CHRISTIAN FRAGA
SUBTAREAS					
PLANTA	Verificar estado de las valvulas	☒ Aprobó ☐ Alerta ☐ Falló			
PLANTA	Realizar lubricación	☒ Aprobó ☐ Alerta ☐ Falló			
PLANTA	Verificar reapriete de prensas y flanges	☒ Aprobó ☐ Alerta ☐ Falló			
Realizado con www.fractal.com Pág 1 - 2 Todos los derechos reservados					
PLANTA	Realizar limpieza general	☒ Aprobó ☐ Alerta ☐ Falló			
PLANTA	Verificar estado de pintura	☒ Aprobó ☐ Alerta ☐ Falló			
PLANTA	Verificar instrumentación	☒ Aprobó ☐ Alerta ☐ Falló			
PLANTA	Ante cualquier anomalia indicar Observaciones	Sin observaciones			

Figura 22 OT 52300, mantenimiento trimestral válvulas de diluvio. Fuente: COPEC S.A., sistema Fractal corporativo [21].

5.2.5 Estructura organizacional de mantenimiento

La estructura mostrada en la Figura 24 corresponde organizacional utilizado en la planta para las funciones operativas y de mantenimiento. En ella se distinguen dos líneas de dependencia: una asociada a Operaciones, liderada por el Jefe de Planta, y otra asociada a Ingeniería, responsable de la planificación y coordinación de mantenimientos que requieren soporte técnico o gestión centralizada.

En este esquema, el área de Ingeniería es la encargada de coordinar actividades que exceden el mantenimiento rutinario de planta, tales como inspecciones de integridad de tanques, oleoductos o sistemas contra incendio, las cuales se programan a nivel corporativo y se ejecutan en conjunto con Operaciones. Por su parte, el personal mecánico depende jerárquicamente del Jefe de Planta y ejecuta

las actividades rutinarias de mantenimiento e inspección definidas en el plan anual, además de apoyar la ejecución de actividades programadas por Ingeniería.

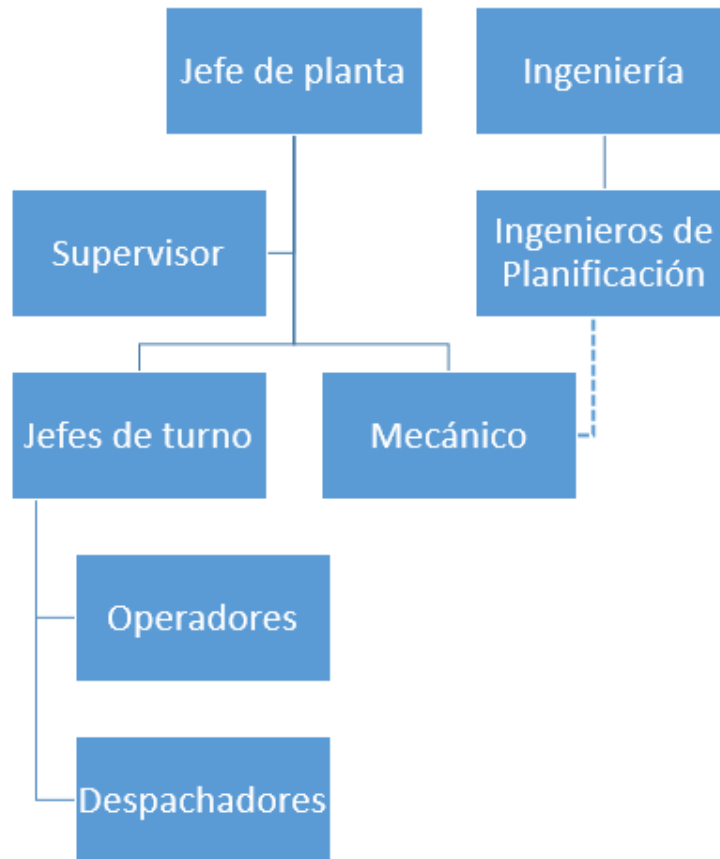


Figura 23 Estructura organizacional del área de mantenimiento. Fuente: Elaboración propia a partir de información recopilada en entrevistas y documentación interna.

5.2.6 Requisitos de mantenimiento establecidos en el DS160

El Decreto Supremo N.º 160, además del SGSR descrito en su artículo 26, establece en otros títulos del reglamento una serie de actividades de mantenimiento obligatorias aplicables a equipos e instalaciones específicas de las plantas de combustibles. Estas disposiciones fueron incorporadas al diagnóstico con el objetivo de verificar si las actividades técnicas requeridas se encuentran adecuadamente consideradas en el plan de mantenimiento vigente [2].

El análisis se desarrolla mediante una matriz comparativa que vincula cada artículo aplicable con:

- Exigencia normativa explícita
- Actividad actualmente considerada en el PMI (MPO12-110)
- Evidencia documental disponible (software de mantenimiento, informes del repositorio, bases de licitación de servicios)
- Entrevistas con personal de mantenimiento

A continuación, se presenta la Tabla 1 que corresponde a un extracto de la matriz presente en el Anexo 2: Matriz de análisis de cumplimiento de mantenimiento DS160. Con el objetivo de mostrar la estructura

Tabla 1 Extracto de matriz de análisis de cumplimiento del DS 160.. Fuente: Elaboración propia en base al Decreto Supremo N°160 [2].

ITEM	ART	DESCRIPCIÓN	NOTA	INSPECCIÓN	ACTIVIDAD DE MANTENIMIENTO/INFORME DISPONIBLE	CUMPLIMIENTO
1	6	Los propietarios u operadores deberán conservar los estudios técnicos que se exigen en el cuerpo del presente reglamento, así como los diferentes registros y manuales requeridos, los que estarán permanentemente a disposición de la Superintendencia y los demás organismos que los requieran para el ejercicio de sus funciones.		Los estudios técnicos, registros y manuales deben estar permanentemente a disposición.		La información está disponible pero no de manera centralizada
2	8	En materias eléctricas las instalaciones de CL deberán cumplir con las disposiciones legales, reglamentarias y técnicas vigentes que correspondan.	Ver normas eléctricas de mantenimiento de instalaciones vigentes.		Existe la norma Chilena NCh 4/2003 "Electricidad - Instalaciones de consumo de baja tensión". El mantenimiento eléctrico anual/semestral debería consignar su cumplimiento.	Hay informes de mantenimiento que indican cumplir con NCh4/2003.

Para entender cómo se elabora el análisis de la matriz que se puede ver en la se toman algunos artículos con observaciones para ejemplificar:

- Artículos 101–106: establecen la obligatoriedad de realizar inspecciones internas de tanques cada 10 años, incorporando mediciones de espesores mediante ensayos no destructivos y registro foliado de los resultados [2], [8].

Entonces, en estos artículos se solicita las inspecciones internas cada 10 años, incluyendo mediciones de espesores mediante ensayos no destructivos y un registro foliado de resultados.

- Situación Actual: Se constata que las inspecciones decenales están programadas a nivel corporativo y ejecutadas por empresas especializadas, estos informes quedan almacenados en el Drive mostrado en la Figura 19.
- Brecha Identificada: Los informes residen en repositorios externos (Drive) y no se integran como evidencia técnica dentro de las Órdenes de Trabajo (OT) en la plataforma Fracttal, en caso de auditoría el sistema de gestión de mantenimiento es este último y puede ser cuestionable por el auditor.

Este es un caso de cumplimiento parcial.

- Artículos 135: establece la obligatoriedad de inspeccionar las tuberías enterradas en las instalaciones de almacenamiento y distribución de combustibles líquidos, como se ve en la Figura 25, donde se identifica la actividad y la frecuencia

Tipo de Inspección	Método	Frecuencia	
Fuera de servicio	Métodos Directos o Indirecto (Pigging Inteligente, medición de espesores localizados)	Resistividad del suelo menor a 2.000 ohm-cm.	Cada 5 años
		Resistividad entre 2.000 y 10.000 ohm-cm.	Cada 10 años
		Resistividad mayor a 10.000 ohm-cm.	Cada 15 años
En servicio	Control de Protección Catódica	Medición de Potenciales de Protección Catódica.	Trimestral
		Efectividad del Sistema de Protección Catódica.	Anual
		Verificación de Rectificadores y otras Fuentes de Corriente Impresa.	Cada 2 meses
		Control de los medios protectores de corriente impresa	Anual
		Verificación de Interruptores de Corriente Inversa, diodos, enlaces de interferencia, equipos críticos de control de protección catódica.	Cada 2 meses
En servicio	Inspección Visual de la superficie exterior. (Patrullaje)		Semestral
En servicio	CIS, DCVG, ACVG, entre otros		5 años
En servicio	Medición de la Corrosividad del suelo		Cada 5 años

Figura 24. Tabla XVI – Requisitos de inspección y frecuencias para sistemas de protección catódica. Fuente: Ministerio de Energía, Decreto Supremo N°160, Tabla XVI [2].

- Situación Actual: Existen registros en el software de mantenimiento Fracttal que se realizan todas estas actividades, como se ve en la figura 26, donde se identifica las actividades, los registros en la ordenes están completas y se realizan sin atrasos

☐	Descripción	Configurada...	Prioridad	Duración Estimada
☐	 CAMINATA ANUAL OLEODUCTOS CON EXTERNOS	Si	Muy Alta	02H 00mins
☐	 MANTENIMIENTO QUINCENAL OLEODUCTOS Y LÍNEAS ENTERRADAS	Si	Media	10mins
☐	 MANTENIMIENTO SEMESTRAL VALVULAS RELIEF OLEODUCTO	Si	Media	10mins
☐	 MANTENIMIENTO TRIMESTRAL SPC OLEODUCTOS	Si	Alta	03H 00mins
☐	 PRUEBA ANUAL PRESION	Si	Media	10mins

Figura 25. Plan de mantenimiento oleoductos Fuente: COPEC S.A., sistema Fracttal corporativo [21].

- Brecha Identificada: respecto a las actividades relacionadas a la protección catódica, no hay una claridad de que es lo que se solicita, revisando ordenes de trabajo existen respuestas que varían mucho entre ellas, por ejemplo unas apuntan a que el rectificador está operativo, otras miden la corriente impresa, otras realizan mediciones con un electrodo de referencia, y esto prácticamente varía según la planta que responda la OT, por lo que se realiza la actividad, pero no se tiene definido el procedimiento ni los criterios técnicos de aceptación para estas actividades, lo que provoca heterogeneidad en las respuesta y no va con la filosofía del DS160

Otro caso de cumplimiento parcial.

Del total de artículos analizados relacionados con mantenimiento una parte significativa presenta ejecución operativa efectiva, con trazabilidad de las actividades en el software de mantenimiento y cumpliendo con las exigencias de mantenimiento del DS160.

El problema identificado no corresponde necesariamente a la ausencia de mantenimiento, sino a la ausencia de una estructura documental que permita demostrar cumplimiento normativo directo y verificable.

Se evalúan un total de 71 artículos vinculados a mantenimiento e integridad mecánica. El resultado es el siguiente.

59 artículos (83%) presentan evidencia declarada de cumplimiento y 12 artículos (17%) presentan cumplimientos parciales, pero que se relacionan en gran medida a la falta de trazabilidad de documental, falta de procedimientos escritos y algunos casos estandarización de tareas, que significa que en distintas plantas para la misma tarea de mantenimiento realicen distintas pautas de mantención

El problema detectado no corresponde necesariamente a ausencia de mantenimiento, sino a debilidad en la estructura documental que permita demostrar cumplimiento explícito frente a cada artículo del reglamento.

5.3 Diagnóstico del cumplimiento del Sistema de Gestión de Seguridad y Riesgos (SGSR)

A continuación, se presenta el diagnóstico del Sistema de Gestión de Seguridad y Riesgos (SGSR) de las plantas, centrado en el grado de cumplimiento de los planes de mantenimiento frente a los requisitos del artículo 26 del DS 160. Para cada literal se contrasta lo exigido por la norma con la evidencia encontrada en los manuales SGSR de todas las plantas de almacenamiento de combustibles de la empresa, así como con los registros de Fracttal, PREVSIS y en los análisis de los documentos oficiales mencionados en el SGSR de cada planta de almacenamiento [23], [24], los resultados de esta evaluación se presentan en la Tabla 2.

Tabla 2 Evaluación del estatus del Sistema de Gestión de Seguridad y Riesgos (SGSR). Fuente: Elaboración propia en base al SGSR corporativo [23].

Letra	Descripción	Estado	Evidencia
a)	Orientaciones y objetivos generales de la empresa de CL, en relación con la seguridad y los riesgos, expresados formalmente por la dirección superior, a través de una política definida que incluya, como mínimo, el cumplimiento explícito de la legislación vigente y aplicable.	Cumple	Política institucional documentada en SGSR Guayacán, sección 3.1 “Política de Calidad, Seguridad, Salud y Medio Ambiente” (Abril 2023) en conformidad con D.S. 160/09
b)	Definiciones de las obligaciones y responsabilidades básicas del operador de una instalación de CL y del personal, en materia de seguridad y riesgos.	Cumple	Roles y responsabilidades definidas en SGSR Guayacán, sección 3.2 “Definiciones de las obligaciones y responsabilidades básicas” (Abril 2023)
c)	Estructura organizacional, procedimientos, procesos, estándares, documentos y recursos para aplicar el SGSR.	Cumple	Organigrama y lista de procedimientos incluidos en SGSR Concón, sección 3.3 “Estructura organizacional” y MPO capítulos 0–16

Letra	Descripción	Estado	Evidencia
			disponibles en red interna
d)	Identificación de los peligros y evaluación de los riesgos de la actividad y de sus instalaciones.	Cumple	Metodología documentada en SGSR Guayacán, sección 3.5 “Identificación de Peligros y Evaluación de Riesgos”, actualizado anualmente según MPO 08-170-03
e)	Planes y programas de prevención y control de riesgos.	Cumple	Plan Anual de Actividades y programas en la plataforma PREVSIS descritos en SGSR Guayacán, sección 3.6 “Planes y Programas de Prevención y Control”
f)	Programas de capacitación y entrenamiento del personal.	Cumple	Descripción de Cargo, Perfil de Competencias y políticas de RR.HH. en SGSR Concón, sección 3.7 “Competencia, Toma de Conciencia y Formación”
g)	Programa de confiabilidad operacional para el aseguramiento de la integridad mecánica y la confiabilidad del equipamiento crítico.	Parcial	Manual MPO Capítulo 12 (código MPO12-110 “Mantenimiento de instalaciones e inspecciones básicas”) implementado en red interna, cubre inspecciones de tanques y tuberías
h)	En el caso de operadores de transporte de CL por carretera, el SGSR deberá considerar lo relativo a conductores, vehículos y rutas.	Cumple	Incluido en funciones del Jefe de Turno: “velar por la adecuada mantención de los equipos y seguridad en

Letra	Descripción	Estado	Evidencia
			ruta y plantas” (SGSR Concón, página 6)
i)	Procedimientos escritos para el manejo seguro de CL, que incluyan instrucciones de operación segura, condiciones para puesta en servicio y emergencias, plan de mantenimiento e inspección, definición de naturaleza/cantidad/duración/frecuencia de actividades, investigación de accidentes, revisiones y evaluación anual del SGSR, y relaciones con contratistas en aspectos de seguridad y durante emergencias.	Parcial	Documentados en Manual MPO (Capítulos 6, 8, 12) y Plan de Emergencia P-PL-001 (Act. 03.2023), falta integrar detalle de procedimientos específicos
j)	Revisión y evaluación anual de la efectividad del Sistema de Gestión de Seguridad y Riesgo.	Cumple	Proceso descrito en SGSR Concón, sección 4 “Revisión y evaluación anual del SGSR” con auditorías no programadas y revisión completa por MPS, Operaciones e Ingeniería

El análisis muestra que los componentes estratégicos del sistema, política, roles, estructura y metodología IPER, se encuentran consolidados y documentados (estado Cumple). Asimismo, los planes normativos de tanques, oleoductos y sistema contra incendio están plenamente integrados al PMI y respaldados por registros trazables. Sin embargo, se detectan debilidades en dos áreas: confiabilidad operacional despacho (letra g) y formalización de procedimientos detallados para mantenimiento e inspección (letra i).

A continuación, se entregan más detalles de los puntos identificados como cumplimiento parcial.

Para el caso del literal g “Programa de confiabilidad operacional para el aseguramiento de la integridad mecánica y la confiabilidad del equipamiento crítico.” establece la obligación de contar con un

programa de mantenimiento que asegure la integridad mecánica y la confiabilidad operacional de los equipos críticos, bajo un sistema trazable y formalmente gestionado dentro del SGSR y el DS 160.

En la estructura actual de la empresa, existe el documento oficial MPO12-110, correspondiente al plan maestro de mantenimiento de los activos presentes en cada planta [20]. Dicho documento consolida las rutinas generales aplicables a tanques, oleoductos, equipos de instrumentación, equipos de seguridad, bombas entre otros.

El diagnóstico muestra que las plantas cumplen con los ítems de confiabilidad que el DS 160 declara de manera explícita: los tanques se inspeccionan de acuerdo con API 653 (arts. 101-106) y los oleoductos/líneas submarinas siguen los requisitos de integridad API 1160 (arts. 232-236). Sin embargo, para los equipos no nombrados en el decreto, como bombas de proceso, medidores volumétricos, motores eléctricos y variadores de frecuencia, se observa una oportunidad de mejora, por ejemplo, el MPO actual solo indica una lista de rutinas genéricas (p. ej. “Revisión bomba proceso, mensual”) sin especificar condición de aceptación, parámetros de fabricante, los motores y variadores de frecuencia simplemente no aparecen en el MPO [20], como se observa en la Tabla 3.

En el caso de Fracttal se registran las OT cerradas, pero los campos de “criterio técnico” y “dato medido” quedan vacíos o con texto libre; no hay tendencia histórica que permita calcular algún indicador ni ajustar frecuencias, por lo que hoy el software se utiliza como un repositorio para auditorías y para los informes de los contratistas, no se están cargando en Fracttal sino que en el Drive “repositorio de informes” [21].

Tabla 3 Levantamiento de brechas en MPO 12-110, elaboración propia

Equipo	Requisito del fabricante	Rutina en el MPO 12-110	Observación
Bomba proceso AB-101 (API 610)	• Vibración global ≤ 7 mm/s • Inspección sello mecánico cada 6 000 h • Análisis de aceite cada 3 meses	“Revisión visual mensual; engrase”	No se registra vibración ni se toman muestras de aceite.

Medidor Prime F4-01	• Calibración <i>proving</i> cada 60 000 m ³ o 90 d (API MPMS 4-2)	“Calibración semestral”	No existe procedimiento
Motor 55 kW BOM-W01 (ABB)	• Termografía trimestral • Resistencia de aislamiento anual > 1 MΩ	No aparece en MPO	Sin rutina ni tarjeta asociada.
Variador ABB ACS580-45kW	• Limpieza de filtros cada 3 m • Trending de armónicos THDi	No aparece en MPO	OT inexistentes; firmware sin actualización desde 2021.

El análisis evidencia que la empresa dispone de un Plan Maestro de Mantenimiento formalizado en el documento MPO12-110 [20], el cual contempla rutinas periódicas para diversos activos presentes en planta. Asimismo, se constata que dichas rutinas se ejecutan regularmente, tal como se observó en el diagnóstico presentado en el capítulo anterior y en los registros revisados en Fractal.

No obstante, al contrastar el contenido del MPO con la evidencia documental y los registros operacionales, se identifican las siguientes situaciones:

- El MPO incorpora descripciones generales de actividades (por ejemplo, “Revisión bomba proceso, mensual”), pero no especifica parámetros medibles, condiciones de aceptación ni referencia explícita a planes de mantenimiento recomendados por fabricante.
- Para ciertos equipos, como medidores volumétricos y variadores de frecuencia, no se identifican rutinas detalladas en el MPO con criterios técnicos definidos.
- No todas las actividades relevantes se encuentran integradas en Fractal; en algunos casos, la evidencia técnica se encuentra almacenada en repositorios documentales del área (Drive), pero no vinculada al historial del activo dentro del sistema, como ocurre con las inspecciones internas de tanques decenales

- Los campos de criterio técnico y dato medido en las órdenes de trabajo revisadas (no siempre contienen información estructurada que permita verificar el cumplimiento de estándares técnicos o generar tendencias históricas).

En consecuencia, si bien existe un plan formal (MPO12-110) y se ejecutan rutinas periódicas, no se dispone de una alineación explícita entre:

- Exigencia normativa (literal g del artículo 26),
- Plan maestro documentado,
- Parámetros técnicos definidos,
- Registro trazable dentro del sistema de gestión.

Por lo anterior, el cumplimiento del literal g) se clasifica como cumplimiento parcial, debido a que el mantenimiento se ejecuta, pero la formalización técnica, la estandarización de criterios y la integración sistemática de la información presentan oportunidades de mejora.

En el caso del literal i) “Procedimientos escritos para el manejo seguro de CL” nos enfocaremos en los puntos principales relacionados al mantenimiento:

- Plan de Mantenimiento e Inspección de cada una de las instalaciones que opera.
- Naturaleza, cantidad, duración y frecuencia de las actividades.
- Investigación de accidentes.

El artículo 26 i) del DS 160 exige que el SGSR disponga de procedimientos escritos para el manejo seguro de combustibles líquidos, y que estos incluyan un Plan de Mantenimiento e Inspección (PMI) donde se detallen la naturaleza, la cantidad, la duración y la frecuencia de cada tarea, junto con los responsables y la forma de registrar la evidencia [2].

Si bien la planta cuenta con un Manual de Procedimientos Operacionales de Mantenimiento, el documento solo consigna, en forma de lista, el nombre del equipo, la frecuencia genérica (“mensual”, “trimestral”) y un título de actividad (“revisión visual”, “engrase”), sin profundizar en los elementos que el decreto considera esenciales [20]. Por ejemplo, para la bomba de proceso el MPO indica “revisión visual mensual” pero no define la duración estimada de la inspección, el nivel de detalle

(verificar fugas, medir vibraciones, chequear sello mecánico), ni especifica si la tarea es preventiva o predictiva. Tampoco señala quién debe ejecutarla (técnico interno o servicio externo) ni qué criterio de aceptación se aplicará para cerrar la orden en Fractal; al final, la OT se cierra con una nota “OK” y sin dato técnico que respalde la condición del equipo.

Esto deja al PMI sin la “trazabilidad operativa” que el artículo 24 del DS 160 demanda [2]. De igual modo, el MPO incluye la actividad “calibración semestral de medidor volumétrico”, pero omite la tolerancia permitida en el estándar API MPMS [14], el tiempo previsto de intervención y el requisito de adjuntar el certificado.

En síntesis, la brecha del literal i) no radica en la ausencia de un plan, el MPO existe, sino en la carencia de procedimientos específicos y parametrizados que indiquen cómo, cuánto tiempo, con qué criterios, y por quién se realiza cada actividad. Esta omisión impide acreditar la naturaleza de la intervención (preventiva, predictiva o correctiva).

Respecto a la investigación de accidentes se aborda plenamente con la herramienta de Previsis que es una plataforma donde se registra e investigan los incidentes [26]

Como se ve en la figura 27, Previsis registra e identifica el incidente actuando como un repositorio central de evidencia: todo permiso, acreditación o investigación queda con sello de fecha, responsable y adjuntos (fotos, certificados), garantizando la trazabilidad que el DS 160 demanda para demostrar la eficacia del SGSR y del Plan de Mantenimiento [2], [26].

Reporte del Incidente	
Identificador:	4145
Nivel asociado:	Planta Maipu
Lugar exacto del incidente:	Estacionamiento
Región:	Metropolitana de Santiago
Provincia:	Santiago
Comuna:	Maipú
Hora:	07:30
Fecha:	19-08-2022
Nombre de Involucrado 1:	Carlos González Sánchez
EECC Involucrada:	Trans. Ilzauspe
Consecuencia:	Lesiones
Denunciante:	[Redacted]
Descripción (Explique ¿Qué pasó? y ¿Cómo pasó?): El conductor [Redacted] ca el ticket de Carga y se dirige a su camión (4122), al momento de subir a la cabina se golpea la cabeza con el tacógrafo del equipo, lo que le provoca un corte en la cabeza y sangrado. Se asiste al conductor para contener el sangrado y se da aviso inmediato a Jefe de Flota para su derivación a Mutual.	
Acciones inmediatas: N°1. Se asiste al conductor, quien muestra síntomas de mareos y sangrado leve de la cabeza, provocado por el golpe. Se da aviso a Trans. Ilzauspe, quienes asistente a Planta para llevar al conductor a la Mutualidad.	

Figura 26 Ejemplo Incidente reportado en Previsis. Fuente: Previsis, “Plataforma de gestión de seguridad y salud ocupacional,” 2023 [26].

Por último, cabe destacar que a pesar de que existe evidencia de que se cumplen los demás literales podemos evidenciar que el literal F sobre capacitaciones está enfocado a la prevención y seguridad, no a la operación y mantenimiento.

En la empresa existen diferentes programas de capacitación enfocados a la seguridad operacional de las plantas.

N°	Nombre del Curso	Preciosidad	Aplica a:
1	Trabajo en Altura	3 años	Jefe de turno, Jefe de planta, Supervisores, Mecánicos y Operadores
2	Manejo de Residuos Peligrosos- D.S. 148	solo una vez	Jefe de turno, Jefe de planta, Supervisores, Mecánicos y Operadores
3	Plan de Emergencia y Control de Brigada (8 y 13)	2 años	Jefe de turno, Jefe de planta, Supervisores, Mecánicos y Operadores
4	Control de derrame de HH en TTMM	1 año	Jefe de turno, Jefe de planta, Supervisores, Mecánicos y Operadores
5	Almacenamiento de Sustancias Peligrosas- D.S. 43	solo una vez	Jefe de turno, Jefe de planta, Supervisores, Mecánicos y Operadores
6	Uso y Manejo de Extintores transversal copec	3 años	Dotación completa de las plantas, sumando los Laboratorio y Centro de Distribución
7	Primeros Auxilios	3 años	Dotación completa de las plantas, sumando los Laboratorio y Centro de Distribución
8	Brigadas de Control de Incendio Industrial (DS 160) Malla curricular con niveles de avance según temáticas definidas	1 año	Jefe de turno, Jefe de planta, Supervisores, Mecánicos y Operadores
9	Técnicas De Investigación De Accidentes	3 años	Supervisor, Jefe de Planta, Jefes de turno
10	Espacios Confinados / Aire en línea	3 años	Jefe de turno, Jefe de planta, Supervisores, Mecánicos y Operadores
11	Riesgo eléctrico	3 años	Jefe de turno, Jefe de planta, Supervisores, Mecánicos y Operadores
12	Permisos de Trabajo	3 años	Jefe de turno, Jefe de planta, Supervisores y Mecánicos.
13	Manejo Seguro Grúas Horquillas	3 años	Mecánico y Operadores

Figura 27. Extracto SGSR Guayacán, Cursos y permisos de personal de planta. Fuente: COPEC S.A., “Sistema de Gestión de Seguridad y Riesgos (SGSR) Planta Guayacán,” Versión abril 2023, Documento interno no publicado [23].

Todos los cursos revisados se orientan principalmente a materias de medio ambiente, prevención y seguridad, tal como se muestra en la Figura 28. No se identifican instancias formales de capacitación con enfoque específico en mantenimiento, confiabilidad o análisis de causa raíz, ni programas orientados a la detección temprana de fallas.

Asimismo, no se observa la existencia de una malla curricular estructurada que permita nivelar competencias técnicas entre los mecánicos de las distintas plantas. En varios casos, el personal mecánico corresponde a operadores que han asumido funciones de mantenimiento, lo que genera diferencias en el nivel de conocimientos técnicos y en la capacidad para realizar análisis sistemáticos de fallas.

Esta situación se traduce en una variabilidad en la resolución de problemas entre plantas, donde la experiencia individual cumple un rol relevante, pero no necesariamente respaldado por una formación técnica homogénea ni por herramientas estandarizadas de diagnóstico.

Adicionalmente, no se identifica dentro de la estructura organizacional de planta una función formal dedicada al apoyo técnico del mantenimiento o a la gestión especializada del área, lo que limita la estandarización de criterios y la transferencia sistemática de conocimiento.

6 Identificación de áreas de mejora

El análisis realizado en el capítulo anterior permitió identificar diversas brechas relacionadas con la implementación de los requisitos establecidos en el artículo 26 del Decreto Supremo N.º 160 [1], así como oportunidades de mejora en la ejecución del plan de mantenimiento y en la gestión general del Sistema de Seguridad y Riesgos (SGSR). Para estructurar estas observaciones y facilitar su tratamiento posterior, las brechas detectadas se organizaron en áreas temáticas, las cuales permiten orientar el mejoramiento hacia elementos transversales del sistema y no hacia hallazgos individuales.

6.1 Metodología de identificación de áreas de mejora

La identificación de áreas de mejora se realiza a partir de los siguientes insumos:

- Resultados de la matriz de cumplimiento normativo presentada en el Capítulo 5.
- Clasificación de cumplimiento (Cumple / Parcial / No evidencia).
- Análisis específico de los literales g) e i).
- Revisión del MPO12-110 y procedimientos asociados.
- Evaluación de registros en Fracttal.

Las brechas detectadas fueron agrupadas según su naturaleza técnica y documental, considerando los siguientes criterios:

1. Impacto en el cumplimiento normativo.
2. Nivel de formalización procedimental.
3. Grado de integración en el sistema de gestión.
4. Riesgo asociado a falta de trazabilidad.

Este proceso permitió consolidar brechas puntuales en categorías estructurales, denominadas en adelante áreas de mejora.

6.2 Procesos y Procedimientos

El diagnóstico evidenció que, aunque la empresa cuenta con un Plan de Mantenimiento e Inspección (PMI) formalizado mediante el MPO12-110, gran parte de su contenido presenta un nivel de detalle insuficiente para respaldar técnicamente las actividades registradas. El documento describe frecuencias y nombres de equipos, pero no incorpora parámetros técnicos, criterios de aceptación, responsables, duración estimada ni la naturaleza de cada intervención. Esta situación es consistente con lo observado en los registros de Fracttal, donde muchas órdenes de trabajo se cierran sin evidencia técnica que permita validar la condición del equipo.

Al analizar el PMI en relación con los requisitos del DS160, se identificaron varios aspectos específicos de su gestión que requieren ser abordados. Entre ellos destacan:

Primero, el nivel de detalle de las rutinas. El PMI indica la frecuencia y el equipo asociado, pero no describe los parámetros técnicos ni los criterios de aceptación exigidos por el artículo 24 del DS160, lo que limita la trazabilidad operativa del mantenimiento.

Segundo, la vinculación entre procedimientos escritos y actividades ejecutadas. Se constató que parte de las actividades se registran en Fracttal sin adjuntar mediciones, fotografías u otros antecedentes técnicos, lo que genera una brecha entre lo que el PMI establece y lo que puede demostrarse a partir de los registros.

Tercero, la integración de información técnica al historial del equipo. Informes de contratistas, como análisis de aceite, vibraciones o mediciones eléctricas, no se incorporan al registro del equipo, dificultando la continuidad del análisis de condición.

Cuarto, la cobertura técnica del PMI para equipos no normados explícitamente en el DS160. Equipos del sistema de despacho, como bombas de proceso, variadores, motores eléctricos y medidores volumétricos, no cuentan con rutinas alineadas a normas sectoriales como API 610, API MPMS o ISO 10816, lo que afecta la consistencia del PMI con las necesidades de operación.

Finalmente, se identificaron procedimientos complementarios cuya última actualización es anterior a 2013, como el MPO 06-460 para calibración de medidores, lo que evidencia la necesidad de revisar la vigencia documental del sistema.

Con base en estos elementos, esta área de mejora agrupa las brechas relacionadas con la estructura documental del mantenimiento, la necesidad de actualizar procedimientos técnicos y la importancia de asegurar coherencia entre lo planificado, lo ejecutado y lo registrado, tal como exige el literal i) del DS160.

6.3 Organización y Competencias

Los registros de capacitación incluidos en los SGSR muestran que la mayor parte de los cursos está orientada a seguridad, medio ambiente y emergencias. Si bien estas materias son esenciales para la operación de plantas de combustibles, no se identificaron programas relacionados con mantenimiento, diagnóstico de fallas o confiabilidad, elementos necesarios para ejecutar correctamente el plan de mantenimiento y los procedimientos técnicos asociados.

La Figura 28 del diagnóstico evidencia que las capacitaciones obligatorias del personal no incluyen contenidos relacionados con la operación y el diagnóstico de equipos como medidores volumétricos, variadores de frecuencia o sistemas electrónicos de despacho. Tampoco existe una estructura de nivelación técnica para personal mecánico.

Esta área de mejora aborda, por tanto, la necesidad de fortalecer el desarrollo de competencias técnicas, coherente con el literal f) del DS160, que exige asegurar la formación adecuada del personal que ejecuta tareas críticas.

6.4 Gestión de Datos y Trazabilidad de la Información

El diagnóstico mostró diferencias significativas en la forma en que se registran eventos operacionales y actividades de mantenimiento. Mientras PrevSis ofrece un registro detallado y trazable para incidentes, Fracttal presenta información parcial para muchas órdenes de trabajo, sin adjuntos, mediciones ni referencias a procedimientos aplicados. Esto dificulta la demostración de cumplimiento ante auditorías, así como el análisis de tendencias y la evaluación de la efectividad del mantenimiento.

Por ejemplo, se identificó la coexistencia de distintas fuentes de información:

- Registros operacionales en Fracttal.
- Informes técnicos almacenados en repositorios Drive del área.
- Documentación física o archivos históricos no integrados al sistema digital.

Casos como las inspecciones internas de tanques decenales, que cuentan con informes formales y registros foliados, pero no se encuentran incorporados al historial del activo en Fracttal, reflejan una debilidad en la consolidación de la trazabilidad documental.

Adicionalmente, el análisis de órdenes de trabajo mostró que los campos asociados a criterio técnico y dato medido no presentan estandarización, observándose registros con texto libre o sin parámetros cuantificables definidos. Esta situación limita:

- La construcción de tendencias técnicas.
- La evaluación comparativa entre plantas.
- El análisis basado en datos históricos.
- La verificación objetiva de criterios de aceptación.

La combinación de información dispersa y registros no estructurados impide contar con un sistema de gestión plenamente integrado y gobernado bajo criterios homogéneos.

En consecuencia, se identifica como área de mejora la necesidad de fortalecer la integración, estandarización y gobernanza de la información técnica de mantenimiento, asegurando que:

- Toda evidencia documental se encuentre vinculada al activo correspondiente dentro del sistema.
- Los registros incluyan parámetros técnicos estructurados.
- Exista coherencia entre procedimiento definido y dato capturado.
- La información permita análisis técnico verificable.

7 Propuesta de mejora del plan de mantenimiento

El Capítulo 6 permitió estructurar las principales áreas de mejora derivadas del diagnóstico del Sistema de Gestión de Seguridad y Riesgos y del análisis de cumplimiento del Decreto Supremo N°160. Dichas áreas se concentraron en tres dimensiones críticas para la sostenibilidad técnica del sistema de mantenimiento: (i) procesos y procedimientos, (ii) organización y competencias, y (iii) gestión de datos y trazabilidad.

El presente capítulo transforma las áreas de mejora identificadas en el capítulo anterior en un plan formal de mejora del Plan de Mantenimiento e Inspección (PMI), estructurado bajo criterios de planificación, incorporando objetivos específicos, acciones definidas, responsables, recursos estimados, plazos de ejecución e indicadores de logro.

Con base en los resultados del diagnóstico de situación actual y la identificación de las fortalezas y debilidades del Sistema de Gestión de Seguridad y Riesgo (SGSR) de la compañía, se presenta una propuesta orientada a mejorar el plan de mantenimiento, con un enfoque centrado en el cumplimiento del Decreto Supremo N° 160 [2], en sus exigencias específicas, y en la incorporación de recomendaciones y normativas internacionales como API y NFPA [7], [13] , así como en mejores prácticas de la literatura especializada sobre gestión de activos [6], [9].

Esta propuesta se estructura en torno a 3 focos principales:

- Procesos y procedimientos: Actualizar procedimientos relacionados al mantenimiento, estandarización de procesos como el registro de actividades, definir flujos donde se delimite la responsabilidad de cada colaborador sobre los registros de mantenimiento
- Organización y Competencias: fortalecer las competencias técnicas del personal de planta, abordando áreas como el manejo del software de gestión (Fractal), la

operación y mantenimiento de mesas de carga, y la calibración de equipos de medición.

- Gestión de datos y trazabilidad de la información: optimizar la trazabilidad y centralización de datos, implementar un modelo de gestión del cambio, y establecer obligaciones contractuales para que los contratistas entreguen registros completos y compatibles con los sistemas internos.

Si bien estos tres ejes pueden implementarse en paralelo, para asegurar su éxito deben estar alineados bajo una meta común: cumplir de forma íntegra el DS 160 y garantizar una operación segura, confiable y responsable [2].

7.1 Procesos y procedimientos

El objetivo de esta propuesta es fortalecer el Plan de Mantenimiento e Inspección (PMI), actual según el diagnóstico entregado en el capítulo anterior, para eso es desarrollado un plan con 3 medidas a implementar

Tabla 4: Plan de acciones para mejora del Plan de Mantenimiento e Inspección (PMI) derivado del diagnóstico para el área de procesos y procedimientos. Fuente: Elaboración propia.

Acción	Objetivo de la acción	Responsable	Recursos	Plazo	Indicador de medición	¿Qué significa el indicador?
1. Revisar y actualizar rutinas del PMI incorporando parámetros técnicos y criterios de aceptación.	Incorporar variables técnicas medibles y criterios cuantitativos de aceptación en rutinas actualmente genéricas, alineadas a normativa sectorial y recomendaciones de fabricante.	Ingeniería de Mantenimiento Corporativa	HH ingeniería, revisión manuales fabricante, revisión normativa (API 610, API MPMS, ISO 10816)	6 meses	% de rutinas de equipos de despacho con parámetros técnicos definidos y criterios documentados	Número de rutinas actualizadas con variable técnica, rango aceptable y acción ante desviación / Total rutinas de equipos de despacho existentes
2. Actualizar procedimientos técnicos desactualizados (ej. calibración de medidores) incorporando normativa internacional y validación con contratista especializado.	Asegurar que los procedimientos reflejen estándares vigentes (API MPMS) y prácticas actuales de calibración y metrología.	Ingeniería + Contratista especializado en medición	HH revisión documental, asesoría técnica externa	4 meses	Procedimiento actualizado aprobado y con referencia normativa vigente	Documento con nueva versión emitida, fecha de revisión, referencia API MPMS explícita y validación técnica formal
3. Documentar y estandarizar procesos de mantenimiento actualmente ejecutados sin procedimiento formal (ej. protección catódica).	Generar procedimiento técnico estándar que defina variables a medir, frecuencia, instrumentos, criterios de aceptación y formato de registro.	Ingeniería + Planta	HH levantamiento técnico, revisión normativa (NACE, API 570/1160 si aplica)	6 meses	% procesos críticos con procedimiento formal estandarizado	Número de procesos levantados y documentados bajo formato estándar / Total procesos identificados sin documento formal

Las acciones definidas en esta área tienen como propósito fortalecer la base técnica y documental del Plan de Mantenimiento e Inspección (PMI), abordando directamente las brechas identificadas en el diagnóstico del Capítulo 5. En particular, se busca avanzar desde un mantenimiento descrito en términos generales hacia un sistema estructurado, técnicamente fundamentado y verificable.

La primera acción consiste en la revisión y actualización técnica de las rutinas del PMI asociadas al sistema de despacho, especialmente bombas de proceso y medidores volumétricos. El diagnóstico evidenció que, si bien el plan vigente establece frecuencias y equipos asociados, no incorpora de manera sistemática parámetros técnicos medibles ni criterios de aceptación explícitos. En este contexto, la actualización propuesta considera la revisión de manuales de fabricante, normativa internacional aplicable, como API MPMS para medición y estándares técnicos para bombas, y buenas prácticas de la industria. El objetivo es transformar rutinas genéricas en actividades técnicamente justificadas, incorporando variables críticas, límites de aceptación y respaldo normativo, de modo que el mantenimiento pueda ser evaluado objetivamente y no solo declarado como ejecutado.

La segunda acción aborda la actualización de procedimientos operativos críticos que presentan desalineación temporal respecto de la normativa vigente, como el procedimiento de calibración de medidores. En estos casos, se propone revisar la documentación existente, contrastarla con estándares actuales, particularmente API MPMS, y validar técnicamente su contenido con apoyo especializado cuando corresponda. Esta actualización no solo implica modificar el documento formal, sino asegurar que el procedimiento defina claramente responsabilidades, criterios técnicos y registros exigibles, garantizando coherencia entre el marco documental y la ejecución en terreno.

Finalmente, la tercera acción se orienta a la documentación y estandarización de procesos técnicos recurrentes que actualmente se ejecutan con distintos niveles de detalle entre plantas, como ocurre en algunas actividades de monitoreo técnico. La propuesta consiste en formalizar estos procesos mediante documentos estándar que definan variables, frecuencias y criterios de aceptación comunes, reduciendo la variabilidad operativa y fortaleciendo la trazabilidad técnica. Con ello se busca asegurar que la ejecución del mantenimiento sea consistente entre instalaciones y que la información generada pueda ser utilizada para análisis posteriores.

Como propuesta para trabajar este objetivo se proponen un formato de elaboración propia llamada tarjeta de mantenimiento, el cual se puede visualizar en la Figura 30, este formato

busca ser un documento de fácil acceso e implementación para estandarizar procedimientos y tareas de mantenimiento, la información que contendrá es:

- Identificación del equipo: sistema → subsistema → equipo → TAG.
- Frecuencia de la actividad: diaria, mensual, semestral, anual o cada 5 años, según
- Descripción de la actividad: paso a paso de la intervención.
- Responsable de la ejecución de la actividad
- Duración estimada: tiempo necesario para completar la tarea.
- Repuestos y consumibles requeridos.
- Herramientas necesarias.
- Precauciones de seguridad específicas.
- Checklist final para verificar el cumplimiento.
- Imágenes de apoyo para guiar la ejecución.

Este formato busca garantizar que cualquier técnico, incluso sin experiencia previa en un equipo específico, pueda ejecutar las tareas conforme a las especificaciones técnicas y normativas.

COPEC		Tarjeta de Mantenimiento Preventivo	
Sistema:	Sub-Sistema:	Nombre de la Planta:	
Cargulo de Combustibles	Mesa de Carga		
Nombre del Equipo:	TAG - N°Identificación:	Frecuencia:	Anual
Válvula electro-hidráulica 210		Horas Hombre:	2,5
		Duración - horas:	2,5
Descripción Actividad:		Perfil Mantenedor:	
Mantenimiento general en línea a Válvula 210 de mesa de carga de Combustibles.		1. Mecánico de Planta	
		2. Ayudante mecánico de Planta	
Precauciones de Seguridad:		Repuestos previstos:	
1. Procedimientos de Trabajo Seguro COPEC		1. Diafragma (1)	
2. Antes de cualquier servicio, asegurar que brazo de carga se encuentre cerrado.		2. O'ring diafragma (2)	
3. Al tener mesa cerrada y sistema Scully en "stop", solenoides se encuentran desenergizados.		3. O'ring asiento (1)	
4. Utilice EPP, guantes y lentes protectores		4. Kit de reparación de solenoides	
5. Bloqueo mecánico Válvulas de alimentación de brazo de carga.		N.O. y N.C.	
Herramientas - Instrumentos:		Consumibles:	
1. Multímetro		1. Escobillas y lijas al agua finas,	
2. Herramientas de Taller mecánico (llaves punta/corona medidas 11/16", 24mm, 27mm, 3/4",		paños de limpieza.	
llaves 3/4", 22mm, 27mm, 24mm).			
3. Elementos anti-derame combustibles			
4. Baldes para traspaso; material absorbente.			

Procedimiento: (continuación)	
8. Inspeccionar el asiento (Araña) de la válvula y sus piezas internas (bujes) en busca de grietas, roturas y deterioros superficiales. Ver Fotografía 3 Hoja 6.	
9. Chequear el estado del diafragma y las juntas tóricas (o'ring) del vástago, revisar eje de conjunto diafragma. Ver Fotografía 4 de la Hoja 7.	
10. Inspeccionar sello del asiento de la Válvula. Ver Fotografía 5 de Hoja 7.	
11. Lapear y reducir ralladuras, restos de pintura en asiento válvula y tapa, si existen, limpieza completa a interior de cuerpo de válvula y tapa, lavar resortes. Ver Fotografía 6 de Hoja 7.	
12. Reemplazar o'ring y componentes desgastados por repuesto nuevo, si es necesario. Ver Fotografías 7 a 10, de la Hoja 8.	
13. Cambiar diafragma por repuesto nuevo. Ver Fotografías 11 a 18, de las Hojas 8 y 9.	
14. Amar Válvula y colocar Tapa superior. Con una llave de Torque calibrada dar apriete a los 08 espárgos, con un torque final igual a 45 [ft-lb]. La secuencia de apriete se indica en la Hoja 4. Ver Fotografías 19 y 20 de Hoja 9.	
15. Efectuar revisión a solenoides NO y NC, si es necesario cambiar tapones de vello por nuevos. Ver Fotografías 21 y 22 de Hoja 9, realizar montaje y limpieza a las válvulas solenoides NO y NC, y reapriete de sus conexiones.	
16. Inspeccionar los elastómeros de cada Solenoide, en busca de desgarros o partes faltantes. Si se observa un desgaste anormal, se deberá reemplazar la Solenoide. Ver la Fotografía 21 de la Hoja 10.	
17. Una vez revisados y mantenidos los solenoides, armar y montar estos en cuerpo de válvula, preocuparse de armar cuidadosamente ambos solenoides. Ver Fotografías de Hoja 11.	
18. En caso de ser necesario, realizar una mantención correctiva a la pintura externa de la válvula, siguiendo las instrucciones indicadas en la Hoja 5.	
19. Lavar por exterior Válvula con una solución jabonosa y escobilla, y efectuar una inspección visual al cuerpo de válvula y solenoides como parte final de armado, para verificar que no existan filtraciones post mantención.	
Manual Fabricante:	Normas Aplicables:
1. Manual de Operaciones de Planta	
2. Installation, Operation, Service Manual - TechnipFMC - Smith Meter Model 210 Digital - Electro-Hydraulic Set-Stop - Bulletin MN03010 Issue/Rev. 0.4 (8/17).	

Figura 28 Extracto de tarjeta de mantenimiento anual de la válvula 210, que incluye procedimientos de inspección de solenoides y diafragmas.

7.2 Organización y Competencias

El fortalecimiento técnico del Plan de Mantenimiento requiere que la actualización documental y normativa esté acompañada por un desarrollo estructurado de competencias en el personal de mantenimiento. En consecuencia, esta área se orienta a implementar un programa formal de formación técnica y uso adecuado de herramientas de gestión, alineado con las modificaciones propuestas en el PMI.

Tabla 5 Plan de acciones para mejora del Plan de Mantenimiento e Inspección (PMI) derivado del diagnóstico para el área de organización y competencias. Fuente: Elaboración propia.

Acción	Objetivo de la Acción	Responsable	Recursos	Plazo	Indicador de Medición	Significado / Justificación del Indicador
1. Programa de Capacitación Técnica Especializada (Equipos Críticos y Calibración API MPMS)	Elevar el nivel técnico del personal en activos críticos y asegurar correcta ejecución de calibraciones	Área de Operaciones + Ingeniero a Cargo + Apoyo contratista	Presupuesto capacitación, manuales técnicos, horas prácticas	6 meses	% personal técnico certificado en equipos críticos	Asegura cobertura técnica mínima en activos de alto impacto operacional
2. Programa de Mejora en Gestión de Datos y Uso de Fractal	Mejorar trazabilidad, calidad de registro y evidencia técnica del mantenimiento	Ingeniero a Cargo + RRHH	Manual interno, talleres prácticos, instructivos digitales	3 meses	% OT con evidencia técnica completa (checklist + fotografías + comentarios técnicos)	Mide mejora real en trazabilidad y cumplimiento documental exigido por el DS 160
Levantamiento de brechas para malla curricular de mecánicos	Identificar conocimientos y habilidades claves para el mantenimiento de equipos electrónicos y mecánicos	Ingeniero a Cargo + RRHH	Horas de entrevistas, perfil de cargo, matriz de competencias	2 meses	% cargos evaluados respecto al total	Permite asegurar que el 100% del personal crítico sea evaluado bajo criterio técnico formal

La primera acción consiste en diseñar e implementar un programa de capacitación técnica focalizado en los equipos del sistema de despacho. Esta formación abordará fundamentos de operación, variables críticas, criterios de aceptación y principios de diagnóstico asociados a bombas, medidores volumétricos y sistemas auxiliares. La implementación se desarrollará mediante cursos especializados impartidos por proveedores técnicos o consultores con experiencia en normativa API y mantenimiento industrial. La planificación considerará la disponibilidad operativa de las plantas, permitiendo su ejecución de manera escalonada.

En paralelo, se incorporará capacitación específica en herramientas de monitoreo de condición, particularmente análisis básico de vibraciones y termografía. Esta formación estará acompañada por la adquisición de equipamiento adecuado y permitirá incorporar mediciones técnicas como parte formal de las rutinas del PMI actualizado. De esta forma, la capacitación no se concibe como actividad aislada, sino como un habilitador del nuevo esquema de mantenimiento basado en parámetros medibles.

La segunda acción contempla la capacitación en el uso técnico del sistema de gestión de mantenimiento (Fractal). El objetivo no es introducir el software, sino asegurar su utilización conforme a los nuevos estándares definidos en el plan de mejora. La formación incluirá el uso de campos estructurados, carga de parámetros técnicos, adjunto de evidencia documental y vinculación con procedimientos actualizados. Esta instancia es posible desarrollarse con apoyo del proveedor del software o mediante soporte interno especializado.

Finalmente, se establecerá un mecanismo de seguimiento y evaluación técnica posterior a la implementación, con el propósito de verificar la correcta aplicación de los conocimientos adquiridos. Este seguimiento permitirá ajustar contenidos formativos y asegurar coherencia entre la capacitación impartida y la ejecución real del mantenimiento.

En conjunto, estas acciones aseguran que el fortalecimiento técnico del PMI no dependa exclusivamente de la actualización documental, sino que se encuentre respaldado por competencias técnicas acordes y una correcta utilización de las herramientas de gestión disponibles.

7.3 Gestión de datos y trazabilidad de la información

El diagnóstico evidenció que, si bien la organización dispone de un software corporativo para la gestión del mantenimiento, la calidad y estandarización de los registros no aseguran una trazabilidad técnica suficiente para demostrar cumplimiento normativo ni para apoyar el análisis de confiabilidad.

Considerando que el DS 160 exige que el Sistema de Gestión de Seguridad y Riesgos (SGSR) contemple registros verificables de mantenimiento e inspección, se propone fortalecer el pilar

de gestión de datos y trazabilidad mediante acciones estructuradas que permitan mejorar la calidad de la información, su consistencia y su utilidad para la toma de decisiones técnicas.

Tabla 6 Plan de acciones para mejora del Plan de Mantenimiento e Inspección (PMI) derivado del diagnóstico para el área de gestión de datos y trazabilidad de la información Fuente: Elaboración propia.

Acción	Objetivo de la Acción	Responsable	Recursos	Plazo	Indicador de Medición	Significado / Justificación del Indicador
1. Estandarización del registro técnico en Órdenes de Trabajo (OT) en Fracttal	Garantizar que todas las intervenciones incluyan evidencia técnica mínima estandarizada	Ingeniero a Cargo + Área de Operaciones	Definición de checklist obligatorio, actualización de plantillas OT, capacitación interna	3 meses	% OT con checklist completo, evidencia fotográfica y comentarios técnicos	Permite medir objetivamente la mejora en trazabilidad y cumplimiento documental del SGSR
2. Implementación de procedimiento formal de gestión y control documental del mantenimiento	Asegurar almacenamiento estructurado, respaldo y disponibilidad de registros técnicos para auditoría	Ingeniero a Cargo + RRHH + TI	Procedimiento documentado, repositorio digital estructurado, flujograma de validación	4 meses	Procedimiento aprobado e implementado + 100% registros críticos almacenados según estándar definido	Asegura trazabilidad longitudinal y disponibilidad de evidencia ante auditorías regulatorias

8 Evaluación Preliminar de Costos

La presente evaluación preliminar de costos tiene por finalidad estimar el impacto económico asociado a la implementación del programa de mejora del Plan de Mantenimiento desarrollado en el Capítulo 7.

Dado que la propuesta no contempla reemplazo de activos ni modificaciones físicas en la infraestructura, los costos se concentran en tres componentes principales: actualización normativa y documental, asesoría técnica especializada, fortalecimiento de competencias técnicas y adquisición de equipamiento de apoyo al mantenimiento.

Se debe precisar que el software de gestión de mantenimiento (Fractal) ya se encuentra implementado en la organización, por lo que no se consideran costos por adquisición de nuevas licencias. Las acciones propuestas se limitan a su parametrización avanzada y uso técnico adecuado dentro del marco ya contratado.

La estimación se realiza a nivel conceptual, coherente con la etapa de definición del proyecto, con un nivel de precisión estimado de $\pm 20\%$. Los valores utilizados provienen de:

- Cotizaciones referenciales de servicios de ingeniería industrial (empresa Enginzone).
- Valores publicados por los organismos emisores de normas técnicas (API, NFPA, ISO).
- Referencias de mercado para capacitación técnica especializada en Chile.
- Presupuestos internos disponibles para asesorías y capacitación.

8.1 Marco Presupuestario Institucional

La organización dispone de los siguientes presupuestos anuales:

- Presupuesto para asesorías técnicas: 120 MM CLP (aprox. 3.015 UF).
- Presupuesto para capacitaciones: 22 MM CLP (aprox. 553 UF).
- Presupuesto anual de mantenimiento por planta: 200 MM CLP (aprox. 5.025 UF).

Estos valores permiten evaluar la factibilidad financiera del programa dentro de la estructura presupuestaria existente, sin requerir ampliaciones extraordinarias.

8.2 Costos Asociados a Actualización Normativa y Asesorías

La primera línea de inversión corresponde a la adquisición de normativa internacional actualizada y a la contratación de asesoría técnica especializada para la elaboración y actualización de procedimientos.

La compra de normas técnicas considera la adquisición digital de API MPMS (capítulos aplicables a medición de hidrocarburos), API 610 (bombas centrífugas), ISO 20816 (vibraciones), NFPA 25 (mantenimiento de sistemas contra incendio) y API 1160 como referencia metodológica para integridad. Los valores fueron obtenidos directamente desde los portales oficiales de las respectivas organizaciones.

El costo total estimado para este conjunto normativo es del orden de \$3.800.000

En cuanto a la asesoría técnica, se consideró la contratación de un consultor senior en mantenimiento industrial, con experiencia en normativa API y estructuración de planes de mantenimiento. El valor hora referencial utilizado (2,7-3,5 UF/h) proviene de cotizaciones de proveedores actuales para servicios similares. Se estimó una dedicación de aproximadamente 120 horas técnicas, poco más de 6 meses para estandarización y elaboración de procedimientos y generación de apoyos documentales como las tarjetas de mantenimiento,

El costo estimado de esta consultoría asciende a aproximadamente 11 MM CLP, equivalentes a 276 UF.

En conjunto, los costos asociados a normativa y asesorías alcanzan aproximadamente 22 MM CLP (aprox. 560 UF), lo que representa cerca del 18% del presupuesto anual destinado a asesorías técnicas. Desde el punto de vista financiero, esta proporción resulta compatible con la planificación presupuestaria existente.

8.3 Costos Asociados a Capacitación Técnica

La segunda línea de inversión corresponde al fortalecimiento de competencias técnicas del personal de mantenimiento, específicamente los 11 mecánicos de planta.

Se consideran capacitaciones en:

- Análisis de vibraciones.
- Operación y diagnóstico de mesas de carga y medidores.
- Interpretación normativa NFPA aplicada a mantenimiento.
- Uso técnico avanzado del software Fracttal.
- Termografía industrial.

Los valores utilizados provienen de referencias de mercado y cotizaciones preliminares de empresas de capacitación técnica industrial en Chile. El costo total estimado para cubrir estas cinco líneas de formación asciende aproximadamente a 20–21 MM CLP (alrededor de 520–530 UF).

Este monto equivale prácticamente al presupuesto anual completo destinado a capacitaciones (22 MM CLP). En consecuencia, se plantea como alternativa metodológica la implementación de un piloto inicial con un grupo reducido de técnicos, evaluando resultados en términos de mejora en la calidad de registros y diagnósticos, para posteriormente solicitar ampliación presupuestaria en el siguiente período.

Esta estrategia permite mitigar el riesgo financiero y validar técnicamente el impacto del programa antes de su expansión total.

8.4 Equipamiento de Apoyo al Mantenimiento

La propuesta incorpora la adquisición de equipamiento que facilite la captura y trazabilidad de información técnica.

En primer lugar, se recomienda la adquisición de una cámara termográfica industrial, cuyo costo referencial es del orden de 4 MM CLP (aprox. 100 UF). Esta herramienta permite fortalecer el diagnóstico preventivo y complementa la capacitación en termografía.

En segundo lugar, se recomienda la adquisición de dispositivos móviles o tablets intrínsecamente seguras (certificación para áreas clasificadas), que permitan:

- Registrar órdenes de trabajo en terreno.
- Adjuntar evidencia fotográfica.
- Consultar manuales técnicos.
- Cargar parámetros medidos en tiempo real.

El costo estimado para dos o tres dispositivos por planta es del orden de 2 MM CLP.

Ambas adquisiciones se imputan directamente al presupuesto anual de mantenimiento por planta (200 MM CLP), representando aproximadamente un 5% del total. Desde el punto de vista porcentual, el impacto es bajo y coherente con la magnitud del beneficio esperado en términos de trazabilidad y calidad de información.

8.5 Evaluación Global de la Inversión

La inversión preliminar total asociada a la implementación integral del programa se estima en aproximadamente:

53 MM CLP equivalentes a aproximadamente 1.330 UF.

Al comparar este monto con los presupuestos anuales disponibles, se observa que:

- El componente asociado a asesorías técnicas (≈ 22 MM CLP) representa aproximadamente un 18% del presupuesto anual de asesorías (120 MM CLP).
- El componente de capacitación técnica (≈ 21 MM CLP) equivale prácticamente al 100% del presupuesto anual de capacitación (22 MM CLP), lo que justifica su eventual implementación en modalidad piloto o escalonada.

- El equipamiento técnico propuesto (≈ 10 MM CLP por planta) representa aproximadamente un 5% del presupuesto anual de mantenimiento por planta (200 MM CLP).

Considerando que el presupuesto total anual de mantenimiento administrado para 11 plantas asciende a aproximadamente 2.200 MM CLP, la inversión global estimada equivale a cerca de un 2,4% del presupuesto total anual gestionado.

CONCLUSIONES

El trabajo desarrollado permite identificar y comprender en detalle los requisitos legales y normativos que el DS 160 establece para la operación y mantenimiento de instalaciones de combustibles líquidos [2]. Este levantamiento normativo sirve como base para alinear las prácticas actuales de la planta con las obligaciones del Sistema de Gestión de Seguridad y Riesgos (SGSR), garantizando que la propuesta de mejoras se sustenta en un marco reglamentario sólido.

Se describe de manera integral los procesos de operación y el equipamiento involucrado en el sistema de despacho, estableciendo un inventario técnico y funcional que facilita la trazabilidad de las intervenciones y asegura la coherencia entre la operación diaria y las exigencias del SGSR [2].

El diagnóstico realizado evidencia el nivel real de cumplimiento del plan de mantenimiento frente a las disposiciones del DS 160, permitiendo visibilizar brechas en la documentación, en la trazabilidad de las actividades y en la ejecución de inspecciones críticas. Estos hallazgos se traducen en oportunidades concretas de mejora para fortalecer la confiabilidad operacional y la seguridad de la instalación.

A partir del análisis de las fortalezas y debilidades detectadas, se definen líneas de acción para optimizar tanto el SGSR como el plan de mantenimiento, priorizando medidas que aseguren el cumplimiento normativo y la reducción de riesgos operacionales, sin descuidar la eficiencia en el uso de recursos.

El plan de mejoras propuesto integra procedimientos claros, frecuencias definidas, responsables asignados y un esquema de registro trazable, alineado con los artículos relevantes del DS 160 y las buenas prácticas de la industria [2], [9]. Este plan, además de elevar el estándar técnico, facilita las auditorías regulatorias y refuerza la cultura de seguridad y prevención de la planta.

Finalmente, la estimación de costos realizada demuestra que la implementación del plan es viable y aportaría en la mitigación de eventos que podrían derivar en sanciones o pérdidas operacionales.

Por último, la implementación de un plan de mantenimiento sólido facilita las auditorías de cumplimiento normativo y demuestra el compromiso de la planta con las mejores prácticas de la industria. Esto puede resultar en un proceso de auditoría más fluido y menos costoso.

RECOMENDACIONES

Fortalecer el registro y trazabilidad de las actividades de mantenimiento, documentando de manera sistemática las fallas no programadas y las intervenciones correctivas. Esto permite generar indicadores precisos, evaluar la efectividad del plan y realizar ajustes fundamentados en datos reales, alineados con el literal g) del artículo 26 del DS 160.

Actualizar de forma periódica el plan de mantenimiento, considerando la evolución de los equipos, cambios en las condiciones de operación y nuevas exigencias normativas. Esta actualización debe integrarse al ciclo de revisión del SGSR para mantener su vigencia y efectividad.

Extender el análisis de criticidad a otros sistemas de la planta, tales como recepción, abastecimiento y sistemas complementarios. Con ello es posible priorizar de forma más eficiente el uso de recursos y garantizar que todo el conjunto de instalaciones opere con un nivel de confiabilidad coherente con los estándares de seguridad exigidos.

Implementar una gestión del cambio que involucre a todos los actores relevantes, asegurando que el personal adopte y mantenga las nuevas prácticas y procedimientos. Esto es clave para sostener en el tiempo los avances logrados con el plan propuesto.

Adoptar un enfoque de mejora continua mediante metodologías estructuradas, como el ciclo DMAIC o el Mantenimiento Centrado en Confiabilidad (RCM), avanzando progresivamente hacia una gestión basada en funciones, modos de falla y consecuencias. Esto permitirá evolucionar el plan actual hacia una estrategia más robusta, con mayor precisión en la definición de tareas y frecuencias, y con una gestión de activos plenamente alineada a los objetivos del DS 160 y del SGSR.

Reforzar la aplicación de técnicas de mantenimiento predictivo, tales como análisis de vibraciones, termografía y análisis de aceite, en los equipos críticos del sistema de despacho. Estas prácticas aumentarán la capacidad de detección temprana de fallas, mejorarán la

disponibilidad y contribuirán al control de riesgos operacionales y ambientales regulados por la normativa vigente.

REFERENCIAS

- [1] Ministerio de Energía, “Balance Nacional de Energía,” Gobierno de Chile, 2022. [Online]. Available: <http://energiaabierta.cl/visualizaciones/balance-de-energia/>
- [2] Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, “Decreto Supremo N° 160: Aprueba reglamento de seguridad para las instalaciones y operaciones de producción y refinación, transporte, almacenamiento, distribución y abastecimiento de combustibles líquidos,” Diario Oficial de la República de Chile, 2009. [Online]. Available: <https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=1004120>
- [3] COPEC S.A., “Memoria Integrada 2024,” Empresas Copec, 2024. [Online]. Available: <https://www.empresascopec.cl/wp-content/uploads/2025/04/memoria-integrada-ec-2024.pdf>
- [4] Ministerio de Energía, “Informe Definitivo de Planificación Energética de Largo Plazo 2023–2027,” Gobierno de Chile, 2023. [Online]. Available: <https://pelp.minenergia.cl/>
- [5] Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC), “Estadísticas de combustibles líquidos: Ventas y consumo a nivel nacional,” Gobierno de Chile, 2023. [Online]. Available: <https://www.sec.cl/estadisticas-y-cifras/>
- [6] COPEC S.A., “Memoria Integrada 2023,” Empresas Copec, 2023. [Online]. Available: <https://www.empresascopec.cl/wp-content/uploads/2024/05/Memoria-Integrada-EC-2023-3.pdf>
- [7] American Petroleum Institute, API Standard 650: Welded Tanks for Oil Storage, 13th ed. Washington, DC, USA: API Publishing Services, 2020.
- [8] American Petroleum Institute, API Standard 653: Tank Inspection, Repair, Alteration, and Reconstruction, 5th ed. Washington, DC, USA: API Publishing Services, 2014.
- [9] L. A. Mora Gutiérrez, Mantenimiento: Planeación, ejecución y control. México: Alfaomega Grupo Editor, 2009.
- [10] J. Knezevic, Systems Maintainability: Analysis, Engineering and Management. London, U.K.: Chapman & Hall, 1997.
- [11] International Organization for Standardization, ISO 14224:2016 Petroleum, petrochemical and natural gas industries — Collection and exchange of reliability and maintenance data for equipment. Geneva, Switzerland: ISO, 2016.
- [12] American Petroleum Institute, API 570: Piping Inspection Code, 5th ed. Washington, DC, USA: API Publishing Services, 2024.

- [13] National Fire Protection Association, NFPA 30A: Code for Motor Fuel Dispensing Facilities and Repair Garages. Quincy, MA, USA: NFPA, 2023.
- [14] American Petroleum Institute, Manual of Petroleum Measurement Standards (MPMS), Chapter 4: Proving Systems. Washington, DC, USA: API Publishing Services, 2020.
- [15] American Petroleum Institute, API Recommended Practice 750: Management of Process Hazards. Washington, DC, USA: API Publishing Services, 1990.
- [16] COPEC S.A., “MPO-06-420: Despacho de productos por camiones/estanques – Operaciones durante el carguío,” Versión 05, Documento interno no publicado.
- [17] Sonacol, “Memoria Integrada 2024,” Sociedad Nacional de Oleoductos, 2024. [Online]. Available: <https://www.sonacol.cl/wp-content/uploads/2025/04/Memoria-Integrada-Sonacol-2024.pdf>
- [18] COPEC S.A., “Manual de Descarga Segura de Combustibles,” Documento interno no publicado.
- [19] COPEC S.A., “Diagramas de proceso e instrumentación (P&ID) y esquemas de planta,” Gerencia de Ingeniería, 2024, Documento técnico interno.
- [20] COPEC S.A., “MPO 12-110: Mantenimiento de instalaciones e inspecciones básicas,” Documento interno no publicado, 2022.
- [21] Fracttal, “Fracttal One: Software de mantenimiento y gestión de activos,” 2023. [Online]. Available: <https://www.fracttal.com/es>
- [22] COPEC S.A., “MPO 06-460: Control de calibración de medidores de despacho en mesas de carga,” Versión 03, Documento interno no publicado, 2013.
- [23] COPEC S.A., “Sistema de Gestión de Seguridad y Riesgos (SGSR) Planta Guayacán,” Versión abril 2023, Documento interno no publicado.
- [24] COPEC S.A., “Sistema de Gestión de Seguridad y Riesgos (SGSR) Planta Concón,” Versión 2023, Documento interno no publicado.
- [25] American Petroleum Institute, API Standard 1160: Managing System Integrity for Hazardous Liquid Pipelines, 3rd ed. Washington, DC, USA: API Publishing Services, 2019.
- [26] PrevSis, “Plataforma de gestión de seguridad y salud ocupacional,” 2023. [Online]. Available: <https://www.prevsis.com/>
- [27] TechnipFMC, Installation, Operation, and Service Manual: Smith Meter Model 210 Digital Electro-Hydraulic Set-Stop Valve, Bulletin MN03010, Issue/Rev. 0.4, 2017.

[28] TechnipFMC, AccuLoad IV Installation and Operation Manual, 2020.

[29] FMC Technologies, Smith Meter PD Rotary Vane Meter – 4" Steel Model F4, Bulletin SS01012, Issue/Rev. 1.1, Nov. 2014.

ANEXOS

Anexo 1

Tabla SEQ Tabla * ARABIC 22: levantamiento artículos de mantenimiento en el DS160

ITEM	ART	DESCRIPCIÓN	NOTA	INSPECCIÓN	ACTIVIDAD DE MANTENIMIENTO/INFORME DISPONIBLE	CUMPLIMIENTO
1	6	Los propietarios u operadores deberán conservar los estudios técnicos que se exigen en el cuerpo del presente reglamento, así como los diferentes registros y manuales requeridos, los que estarán permanentemente a disposición de la Superintendencia y los demás organismos que los requieran para el ejercicio de sus funciones.		Los estudios técnicos, registros y manuales deben estar permanentemente a disposición.		
2	8	En materias eléctricas las instalaciones de CL deberán cumplir con las disposiciones legales, reglamentarias y técnicas vigentes que correspondan.	Ver normas eléctricas de mantenimiento de instalaciones vigentes.		Existe la norma Chilena NCh 42003 "Electricidad - Instalaciones de consumo de baja tensión". El mantenimiento eléctrico anual/semestral debería consignar su cumplimiento.	Hag informes de mantenimiento que indican cumplir con NCh42003.
3	11	Mantenimiento: Conjunto de operaciones y cuidados necesarios para que las instalaciones de CL se conserven y funcionen adecuadamente.				Definición
4	13	Los propietarios u operadores deberán mantener las instalaciones en buen estado y en condiciones de impedir o reducir cualquier filtración, emanación o residuo que pueda causar peligro, daños o molestias a las personas y/o cosas, cursos de aguas superficiales, subterráneas, lagos o mares.				
5	15	Los operadores de las instalaciones de CL, deberán velar por su correcta operación, mantenimiento e inspección , a objeto de desarrollar las actividades en forma segura, eliminando o controlando los eventuales riesgos que la operación presente para las personas.				
6	18	Los operadores de las instalaciones de almacenamiento y distribución de CL, de instalaciones de transporte vial, ferroviario y por oleoducto, de producción y refinación, y de trasiegoamiento desde nave, deberán contar con un Sistema de Gestión de Seguridad y Riesgo (SGSR) .		Tiene que existir el " Sistema de Gestión de Seguridad y Riesgo (SGSR) ".		
7	18	Los operadores de las instalaciones de CL de almacenamiento para consumo y abastecimiento de vehículos, naves y envases deberán contar con un Manual de Seguridad de Combustibles Líquidos , en adelante e indistintamente, MSCL .		Tiene que existir el " Manual de Seguridad de Combustibles Líquidos " MSCL de la instalación de abastecimiento.		
8	19	El operador de las instalaciones de CL deberá contar, en materia de seguridad de las instalaciones, con la asesoría de un experto en prevención de riesgos, en los términos establecidos en el Título III, Capítulo I, párrafo 5 "Del Experto Profesional y Técnico en Prevención de Riesgos".				Existe un área dedicada a esto dentro de la compañía
9	20	El operador deberá mantener un archivo de planos "As Built" de las instalaciones que opera.		Tienen que haber " Planos AS-BUILT ".		
10	21	Los propietarios u operadores de oleoductos de CL deberán entregar a las Direcciones de Obras Municipales de las comunas respectivas, los planos "as built" de estos, previo a su puesta en servicio y cuando ellos hayan sido modificados.		Tienen que existir registro de entrega de " Planos As-Built oleoductos " a las respectivas DOM.		
11	23	El operador de las instalaciones de CL, deberá disponer de manuales que contengan procedimientos para efectuar la operación, mantenimiento e inspección de dichas instalaciones, los que deberán ser revisados anualmente y actualizados, si corresponde.		Tienen que existir manuales de Operación, mantenimiento e inspección .		MPO

Tabla SEQ Tabla * ARABIC 21: levantamiento artículos de mantenimiento en el DS160

13	24	Los procedimientos de mantenimiento e inspección de las instalaciones, deberán ser parte del Programa de Seguridad o del Manual de Seguridad de Combustibles Líquidos (MSCL), según corresponda.				Se menciona en el SGSR
14	24	Mientras las instalaciones se encuentren en servicio, el operador deberá llevar un registro , en el cual conste el mantenimiento, reparación e inspección de los diversos equipos.		Deben existir registros de mantenimiento reparación e inspección de los equipos.		INFORMES POR CONTRATISTAS Y REGISTROS POR COPEC
15	25-26	Se indican los requisitos para el " Programa de Seguridad ".	Se consignarán únicamente las partes relacionadas con mantenimiento e inspección.			
16	25 g)	Programa de confiabilidad operacional para el aseguramiento de la integridad mecánica y la confiabilidad del equipamiento crítico, entre otros, tanques y tuberías.		Debe existir " Programa de confiabilidad del equipamiento crítico ".	Programa para tanques (certificación, SPC, malla a tierra, fundación, scanfloor, manto, techo, pintura interior, pintura exterior, equipamiento); programa para tuberías (pastillajes, SCP, señalizaciones, CPS, ACVG, DCVG, pruebas), SCL, etc.	PLANES DE MANTENIMIENTO
17	25 i)	Procedimientos escritos para el manejo seguro de CL, que incluyan Plan de mantenimiento e inspección de cada una de las instalaciones que opera.		Debe existir " Plan de mantenimiento e inspección ".	MPO	MPO
18	27-30	Se indican los requisitos para el " Manual de Seguridad de Combustibles Líquidos (MSCL) ".	Se consignarán únicamente las partes relacionadas con mantenimiento e inspección.			
19	27 g)	El MSCL deberá contener: g) Plan de mantenimiento e inspección de la instalación.		Debe existir Plan de mantenimiento e inspección .	MPO	MPO
20	31-35	Se indican los requisitos para los Planes de Emergencia y Accidentes.	Se consignarán únicamente las partes relacionadas con mantenimiento e inspección.			
21	32	Se deben informar: f) derrames de CL superior a los 5 m3 en las instalaciones de CL. Para el caso de instalaciones de abastecimiento de CL, deberán informarse todos los derrames superiores a los 200L. G) Filtraciones de CL en tanques y tuberías enterradas y fondos de tanques sobre superficie.		Deben haber Registros de informe a Superintendencia por derrames por sobrellenados, filtraciones en tanques, cañerías u otro que califique.		
22	36-38	Se indican requisitos para el experto en prevención de riesgos y sus inspecciones.	Se consignarán únicamente las partes relacionadas con mantenimiento e inspección.			
23	38	EL EPPR deberá dejar constancia en un Libro de Inspección foliado de la instalación de CL acerca de: "Deficiencias observadas en la instalación y en la operación".		Debe existir el libro de inspección del EPPR (Planta) para verificar si hay consignados temas relacionados con mantenimiento.		
24	53	Requisitos venteo normal y emergencia, válvula presión y vacío, junta manto-techo débil.				
25	63	Los sistemas de venteo deberán ser inspeccionados periódicamente, de acuerdo a las instrucciones de su fabricante, con el objeto de verificar que dichos equipos mantienen las especificaciones bajo las cuales fueron diseñados. La periodicidad de la revisión deberá quedar consignada en el Programa de Seguridad o en el MSCL , según corresponda.		Inspeccionar los venteos normales y emergencia de los tanques.		Se deben inspeccionar.

Tabla SEQ Tabla * ARABIC 24: levantamiento artículos de mantenimiento en el DS160

25	63	Los sistemas de venteo deberán ser inspeccionados periódicamente, de acuerdo a las instrucciones de su fabricante, con el objeto de verificar que dichos equipos mantienen las especificaciones bajo las cuales fueron diseñados. La periodicidad de la revisión deberá quedar consignada en el Programa de Seguridad o en el MSCL , según corresponda.		Inspeccionar los venteos normales y emergencia de los tanques.	Se deben inspeccionar.
26	66	Los tanques con CL deberán contar con un sistema de protección de derrames , el que deberá estar constituido por zonas estancas de seguridad o sistemas de conducción de derrames a lugares alejados o una combinación de ambos.		Inspeccionar los perfiles de contención.	Se deben inspeccionar.
27	81	Todo tanque enterrado y sus tuberías deberán ser protegidos contra la corrosión. La protección contra la corrosión externa, podrá estar constituida por cualquiera de los siguientes sistemas: b) un sistema de protección catódica instalado y mantenido en concordancia con la norma NACE standard RP0285-2002 "Corrosion Control of Underground Storage Tank System by Cathodic Protection".	Ver indicaciones de mantenimiento Inspección de NACE RP0285-2002	* Si cuenta con SPC, debe ser inspeccionado.	Se deben inspeccionar.
28	92	Métodos de protección de sobrellenado.		Inspección sensores de nivel y alarma de sobrellenado.	Hag informe de mantenimiento por Contratista
29	94	Sistema de identificación de tanques de superficie.		Inspección de placas de tanques de superficie.	Se debe inspeccionar.
30	95	Sistema de identificación de tanques enterrados.		Inspección de placas de tanques enterrados.	Se debe inspeccionar.
31	96 a)	Sistema de enfriamiento con agua.	Ver NFPA 15 para ver si hay requerimiento de mantenimiento e inspección.	Inspección sistema de refrigeración.	Se debe inspeccionar conforme cumplimiento NFPA 25 y 72
32	96 a)	Caudales requeridos de agua.		Inspección sistemas bombeo agua incendio.	Hag informe de mantenimiento por Contratista.
33	96 b)	Sistema de espuma mecánica y su mantenimiento.	Cumplir normas nacionales y NFPA 11 . Ver requerimientos de mantenimiento e inspección.	Inspección sistema de espuma mecánica.	Se debe inspeccionar // Debería haber informe de mantenimiento.
34	97	Deberán existir líneas de mangueras complementarias, para aplicar espuma frente a pequeños derrames fuera de las áreas cubiertas por los sistemas fijos y monitores de agua glo espuma como medio secundario para labores de extinción y enfriamiento.		Inspeccionar postas de incendio, monitores y grifos contra incendio conforme a NFPA 11 y NFPA 25.	Se debe inspeccionar conforme a NFPA 11 y NFPA 25.
35	102	Posteriormente se deberá realizar una inspección periódica que pueda detectar filtraciones, corrosiones u otros fenómenos que pongan en peligro la resistencia y la hermeticidad del tanque, de acuerdo a la norma bajo la cual fue diseñada o en base a normas extranjeras o prácticas recomendadas de Ingeniería.	Ver API 650 / API 653 / UL 58 / UL 142 / ASME VIII D1 para ver si hay indicaciones de mantenimiento.		

Tabla SEQ Tabla * ARABIC 23: levantamiento artículos de mantenimiento en el DS160

		Inspección de tanques construidos in situ. (tabla XV-A # XY-B) (modifica DS 101)			
		En servicio.	Inspección visual.	Estado exterior del tanque.	Mensual
		En servicio, inspección exterior.	Inspección visual del manto y techo.	Verificar verticalidad, desviaciones locales y redondez.	Cada 5 años.
		En servicio, inspección exterior.	Inspección visual del manto y techo.	Determinar la calidad de las soldaduras.	Cada 5 años.
		En servicio, inspección exterior.	Medición de espesores.	Medir y evaluar espesores del manto, techo, entre	De acuerdo a protocolo
		Fuera de operación, inspección interior.	Inspección visual.	Evaluar espesores del fondo y del manto.	Cada 10 años.
		Fuera de operación, inspección interior.	Inspección visual.	Identificar y evaluar el asentamiento del fondo.	Cada 10 años.
		Fuera de operación, inspección interior.	Inspección visual.	Verificar corrosión y fugas en el fondo.	Cada 10 años.
		Fuera de operación, inspección interior.	Medición de espesores del fondo.	Evaluar espesores del fondo y del manto.	De acuerdo a protocolo
		Fuera de operación, inspección interior.	Medición de espesores del fondo.	Identificar y evaluar el asentamiento del fondo.	De acuerdo a protocolo
		Fuera de operación, inspección interior.	Medición de espesores del fondo.	Verificar corrosión y fugas en el fondo.	De acuerdo a protocolo
		En servicio	Control de la Protección Catódica	Medición de potenciales de protección catódica	Mensual.
		En servicio	Control de la Protección Catódica	Control de la efectividad de la protección catódica	Anual.
		En servicio	Control de la Protección Catódica	Control de fuentes de corriente impresa	Bimensual.
		En servicio	Control de la Protección Catódica	Control de los dispositivos de aislación, continuidad de las uniones y aisladores.	Bimensual.
		En servicio	Control de la Protección Catódica	Control de los medios protectores de corriente	Anual.
37	104	Los resultados de las inspecciones deberán ser consignados en un registro foliado.		Pedir Registros foliados de las inspecciones.	Debería haber registro de mantenimiento
38	106	Los tanques enterrados y sus conexiones se deben inspeccionar, de acuerdo a los procedimientos establecidos por la Superintendencia para tal efecto.	Ver los requerimientos de inspección de tanques enterrados de la SEC.	Inspección de tanques PC-113/98 y sus cañerías R.E. 1120/96	Debería haber un certificado del tanque y sus cañerías conforme a los protocolos SEC.
39	107-117	Tanques fuera de servicio.	Requisitos tanques fuera de servicio.		
40	127	Las tuberías y elementos de la red de tuberías deberán ser protegidos contra la corrosión externa, ya sea a través de un revestimiento con materiales resistentes a la corrosión, glo mediante un sistema de protección catódica diseñado de acuerdo a la norma NACE Standard RP0169-2002 "Control of External Corrosion on Underground or submerged Metal Piping System"	Ver NACE RP0169-2002 por detalles de mantenimiento de los SPC.	Inspecciones y mediciones! Anualmente evaluar la efectividad! Fuentes de corriente impresa inspeccionadas cada 2 meses (con registro)! Sistema de protección inspección anual! Inspección cada 2 meses switches, diodos, etc./ Aislación y continuidad permanentemente.	Las tuberías enterradas debería tener revestimiento glo SPC. Debería haber disponible información de los proyectos de SPC. Hag informe de oleoductos de 5 años. Hag informe de mantenimiento del sistema.
41	132	Las tuberías enterradas deberán estar debidamente identificadas en los planos.		Pedir planos de cañerías enterradas .	Deberían haber planos de las cañerías enterradas y oleoductos.

Tabla SEQ Tabla * ARABIC 27:levantamiento artículos de mantenimiento en el DS160

42	135	Las tuberías enterradas de instalaciones de almacenamiento y/o distribución deberán ser inspeccionadas de acuerdo a los tipos, métodos y frecuencias señaladas en la Tabla XVI				
		Fuera de servicio	Métodos Directos o Indirectos (Pigging inteligente, medición de espesores localizados)	Resistividad del suelo menor a 2,000 ohm-cm	Cada 5 años.	Informe SPC 5 años
		Fuera de servicio	Métodos Directos o Indirectos (Pigging inteligente, medición de espesores localizados)	Resistividad del suelo entre 2,000 y 10,000 ohm-cm	Cada 10 años.	Informe SPC 5 años
		Fuera de servicio	Métodos Directos o Indirectos (Pigging inteligente, medición de espesores localizados)	Resistividad del suelo mayor a 10,000 ohm-cm	Cada 15 años.	Informe SPC 5 años
		En servicio	Control de Protección Catódica	Medición de potenciales de protección catódica	Trimestral	Debería haber un registro
		En servicio	Control de Protección Catódica	Efectividad del Sistema de Protección Catódica	Anual	Informe mantenimiento
		En servicio	Control de Protección Catódica	Verificaciones de Rectificadores y otras fuentes de corriente impresa.	Cada 2 meses.	Debería haber un registro
		En servicio	Control de Protección Catódica	Control de los medios protectores de corriente impresa.	Anual.	Informe de mantenimiento
		En servicio	Control de Protección Catódica	Verificación de Interruptores de Corriente Inversa, diodos, enlaces de interferencia, equipos críticos de control de protección catódica.	Cada 2 meses.	Debería haber un registro
		En servicio	Inspección visual de la superficie exterior (Patullaje)		Semestral.	Debería haber un registro
43	136	En Servicio	CIS, DC-VG, AC-VG, entre otros.		Cada 5 años.	Informe SPC 5 años
		En Servicio	Medición de la corrosividad del suelo.		Cada 5 años.	Informe SPC 5 años
		Sin perjuicio de lo establecido en el artículo precedente, las tuberías enterradas, una vez puestas en servicio, deberán ser inspeccionadas de acuerdo a la norma bajo la cual fue diseñada o en base a API 570, "Piping Inspection Code - Inspection, Repair, Alteration, and Rerating of In-service Piping System", Second Edition October 1990, addendum 1 - 02/2000, addendum 2 - 02/2001.	VER ASME B31.3 / B31.4 / API 570			Informe de inspección 5 años // Informe de patrullaje anual con propietarios // Debería haber patrullaje cada 2 semanas // Registros de pruebas de presión.
43	137	Los resultados de las inspecciones deberán ser consignados en un registro foliado. El operador deberá implementar las acciones correctivas que correspondan de acuerdo a los resultados obtenidos de las inspecciones. Dichas acciones se deberán certificar a las normas de diseño, inspección y mantenimiento de las tuberías.		Pedir registro de inspecciones de tuberías enterradas.		Informe de inspección 5 años // Informe de patrullaje anual con propietarios // Informes de SPC // Registros de pruebas de presión.
43	138	Las tuberías de superficie de instalaciones de Almacenamiento y/o distribución, una vez puestas en servicio, deberán ser inspeccionadas de acuerdo a la norma bajo la cual fue diseñada o en base a API 570 antes citada.	VER ASME B31.3 / B31.4 / API 570			Informe de inspección 5 años // Informe de patrullaje anual con propietarios // Debería haber patrullaje cada 2 semanas // Registros de pruebas de presión.
43	140	Las instalaciones de almacenamiento y/o distribución deberán contar con un Sistema de Gestión de Seguridad y Riesgo (SGSR), en los términos que se señalan en el Título III del presente reglamento. Además, en las zonas en que lo determine la Autoridad Ambiental deberán contar con equipos de captura y posterior recuperación o eliminación de vapor de hidrocarburo.				

Tabla SEQ Tabla * ARABIC 26: levantamiento artículos de mantenimiento en el DS160

43	144	El operador deberá efectuar una verificación diaria de los volúmenes que deben existir en cada tanque sobre la base que arrojen las cifras de distribución o consumo diario, recepciones e inventario físico, para detectar posibles filtraciones. Para ello deberá llevar un registro escrito de la fluctuación diaria y la fluctuación acumulada mensual de cada tanque, por un periodo no menor a diez meses.		Debería haber registro de fluctuaciones de los Tanques. Consultar por presunción de filtración en Planta.		
		Las instalaciones de carga y descarga de camiones con CL de Clase I, deberán contar con un Sistema de Puesta a Tierra.		Debería haber sistema de puestas de tierra de mesas de carga.		Su operación "se podría" verificar técnicamente cuando se realiza la calibración de las mesas de carga.
		Se indican los requerimientos para los sistemas bottom loading.	Se consignarán únicamente las partes relacionadas con mantenimiento e inspección.	Venteo, acoples, prevención sobrellenado, derrame y tierra, contacto eléctrico.		Se sugiere revisar aplicabilidad de medición de desgaste en terreno.
43	154-155	Se indican los requerimientos para los sistemas top bottom.	Se consignarán únicamente las partes relacionadas con mantenimiento e inspección.	Sistema de sobrellenado y derrames.		
43	167	Se deberá considerar, también, protección contra rayos en las localidades donde pueda existir este peligro.		Ver pararrayos de las instalaciones // CONEXIÓN A TIERRA.		
43	169	Los equipos, entre otros: tanques, maquinarias y tuberías, en los que pudiere existir vapores inflamables de CL, se deberá conectar eléctricamente a un Sistema de Puesta a Tierra.		Informe de medición de mallas a tierra.		
44	172	El sistema de control de incendio se deberá diseñar en base a un estudio de seguridad sobre la materia. Para tales efectos, se deberá considerar la aplicación de normas internacionales reconocidas tales como API 2001 ó 2021 "Guide for Fighting Fires In and Around Petroleum Storage Tanks", NFPA 30 y NFPA 551 "Guide for the Evaluation of Fire Risk Assessments".		Inspección se limita al estado de los equipos que componen el sistema contraincendio, estos son agua, espuma, postas.		
45	173	La instalación de la red de distribución de agua incluidos sus accesorios, entre otros: tuberías, grifos, monitores, deberá cumplir con la NFPA 14 - "Standard for the Installation of Standpipe and Hose Systems", Edition 2003.	Ver NFPA 14 por requisitos de mnto de grifos y monitores			
46	174	Para garantizar que los sistemas contra incendio se encuentren permanentemente en condiciones de operación, se deberá contar con un procedimiento de control el que deberá ser parte del Plan de Mantenimiento e Inspección. Dicho procedimiento deberá estar basado en normas extranjeras tales como NFPA. Los resultados de todos los ensayos y controles deberán quedar registrados y a disposición de la Superintendencia en la instalación respectiva.		Debería haber procedimiento de control // Plan de mantenimiento e inspección de los sistemas contraincendio, así como sus resultados.	NOTA: el mantenimiento anual, pruebas semanales y revisiones periódicas se debería basar en NFPA 25 (véase la tabla 8.12) para el sistema de agua y NFPA 11 sistema de espuma	Informe de mantenimiento anual SCI // Registro de inspecciones y pruebas semanales semanales.
47	176	Brigada de combate de incendios.		Consultar por su conformación en Planta.		

Tabla SEQ Tabla * ARABIC 25: levantamiento artículos de mantenimiento en el DS160

48	214	El trazado del oleoducto deberá ser reconocible, en todo momento, por su propietario, a fin de que la tubería sea fácilmente ubicada cada vez que sea necesario, ubicando hitos de señalización en todo su trayecto, que cumplan con la normativa sobre la materia. Además, el propietario del oleoducto deberá mantener un archivo de planos y registros actualizados, que contenga el trazado, diámetros y profundidad de las tuberías, la ubicación de cada una de las válvulas e instrumentos, detalles de los cruces de caminos, hitos, puntos de referencia, deslindes de los predios que atraviesa, nombre de sus propietarios y todo otro antecedente relativo a las instalaciones del oleoducto.		Deben existir planos y registros de los oleoductos.		
49	230 c)	Entrega anual de información de los oleoductos a tenedores de terrenos.		Pedir registro entrega de información.		
50	230 d)	Reconocido anual de oleoductos con propietarios.		Pedir registro de recorrido de oleoductos.		

Tabla SEQ Tabla * ARABIC 29: levantamiento artículos de mantenimiento en el DS160

51	231	Las tuberías de transporte de CL al menos deberán ser inspeccionadas de acuerdo a los tipos, métodos y frecuencias señaladas en la tabla 100.				
		En servicio	Control de Protección Catódica	Medición de potenciales de protección catódica	Trimestral	
		En servicio	Control de Protección Catódica	Efectividad del Sistema de Protección Catódica	Anual	
		En servicio	Control de Protección Catódica	Verificación de rectificadores y otras fuentes de Corriente Inversa.	Cada 2 meses.	
		En servicio	Control de Protección Catódica	Control de los medios protectores de corriente impresa.	Anual	
		En servicio	Control de Protección Catódica	Verificación de Interruptores de Corriente Inversa, diodos, enlaces de interferencia, equipos críticos de control de protección catódica.	Cada 2 meses.	
		En servicio	Inspección visual de la superficie exterior (Patrullaje)	Tuberías en zonas residenciales, comerciales o industriales, que además transportan GLP.	Semanal	
		En servicio	Inspección visual de la superficie exterior (Patrullaje)	Otras áreas y otros productos.	Cada 2 semanas.	
52	232	En servicio	CIS, DCVG, ACVG, entre otros.		Cada 5 años.	
		Fuera de servicio	Métodos Directo o Indirectos (Pigging) inteligente, medición de espesores		Cada 5 años.	
53	233	Sin perjuicio de lo establecido en el artículo precedente, las tuberías de transporte de CL, una vez puestas en servicio, deberán ser inspeccionadas , de acuerdo a la norma bajo la cual fue diseñada o en base a API 1160, "Managing System Integrity for Hazardous Liquid Pipelines", Edition 2001, NACE Std RP0502 "Pipeline External Corrosion Direct Assessment methodology", Edition 2002 y ASME B314 "Pipeline Transportation System for liquid Hydrocarbons and other liquids", Edition 2002.	Ver API 1160 # NACE RP 0502 # ASME B314	Inspección de oleoductos cada 5 años.		
		Los resultados de las inspecciones deberán ser consignados en un registro foliado . El operador deberá implementar las acciones correctivas que correspondan de acuerdo a los resultados obtenidos de las inspecciones. Dichas acciones se deberán ceñir a la norma ASME B31G "Manual for determining the remaining Strength of corroded pipelines: a supplement to ASME B31G Code for pressure piping", Edition 1991.		Deben estar los registros de inspecciones de tuberías .		
54	234	Las frecuencias establecidas en la tabla 100 podrán ser excepcionalmente modificadas , previa comunicación del operador a la Superintendencia, de que posee un sistema de manejo integral de la tubería de transporte conforme a lo establecido en la norma API Std 1160 "Managing System Integrity for Hazardous Liquid Pipelines", First Edition, november 2001. Dichas frecuencias de inspección deberán ser consignadas en el Plan de Mantenimiento e Inspección de la instalación .		Debe existir Plan de mantenimiento e inspección .		

54	234	Las frecuencias establecidas en la tabla 100 podrán ser excepcionalmente modificadas , previa comunicación del operador a la Superintendencia, de que posee un sistema de manejo integral de la tubería de transporte conforme a lo establecido en la norma API Std 1160 "Managing System Integrity for Hazardous Liquid Pipelines", First Edition, november 2001. Dichas frecuencias de inspección deberán ser consignadas en el Plan de Mantenimiento e Inspección de la instalación .		Debe existir Plan de mantenimiento e inspección .		
		Anualmente, antes del 31 de enero de cada año, el propietario del oleoducto deberá informar a la Superintendencia las actividades relevantes realizadas para garantizar la seguridad del oleoducto.		Solicitar registro de informe a Superintendencia .		
55	235	Se deberán llevar registros de la construcción, pruebas e inspección de la operación y mantenimiento, y del control de la corrosión del oleoducto.		Pedir registros .		
56	236	Las mangueras o elementos flexibles deberán cumplir las siguientes exigencias: o) la misma prueba hidrostática se deberá efectuar anualmente, y sus resultados se deberán consignar por escrito (presión mínima 15 veces su presión máxima de trabajo especificada y hasta dos quintos d esa presión de rotura, por un periodo de 24 horas).		Debe haber prueba de presión anual flexibles submarinos .		Informe revisión anual.
57	242	Los elementos flexibles o mangueras deberán ser inspeccionados "in situ" cada tres meses, a una presión manométrica de 1 MPa (10kgf/cm2 # 145 PSIG), para detectar filtraciones y verificar el estado general de conservación, sin perjuicio de las pruebas de elongación que se deberán practicar para determinar el reemplazo de la manguera. Los elementos flexibles deberán ser levantados en su totalidad cada dos (2) años, para inspección general y pruebas, y una vez al año efectuarles inspección submarina.		Debe haber registro revisión Bienal e inspección anual submarina .		Informe revisión Bienal.
58	242.d)	Se deberá disponer de un sistema de protección catódica para atenuar los efectos de la corrosión, preferentemente del tipo de corriente impresa.		Debe haber registro de mantenimiento del sistema de protección catódica SPC.		Informe revisión semestral / anual / Bienal.
59	245	Cada vez que se produzca una operación de carga o descarga, se deberá efectuar, previamente, una prueba de presión a una presión igual o superior a su presión normal de trabajo, para verificar la ausencia de filtraciones, por un periodo de al menos 30 minutos. Las condiciones y el resultado del ensayo deberán quedar registrados. Esta prueba podrá efectuarse con productos del petróleo que no se vaporicen rápidamente, bajo la responsabilidad del propietario.		Debe haber registros de prueba de presión previa descarga de BT.		
60	248					

Tabla 30: levantamiento artículos de mantenimiento en el DS160

61	252	El operador deberá inspeccionar la tubería submarina de acuerdo a normas nacionales o extranjeras sobre la materia, dejando un registro de las inspecciones realizadas. La tubería deberá ser sometida cada 2 años, a una prueba hidrostática, a una presión igual a 15 veces la presión de trabajo, la que deberá mantener durante 24 horas.		Debe haber registro bienal de prueba de presión línea submarina.		Informe revisión Bienal.
62	253	Anualmente, antes del 31 de enero de cada año, el propietario de la tubería deberá informar a la Superintendencia, así como a otros organismos competentes las actividades relevantes realizadas para garantizar la seguridad de la tubería submarina.		Debe haber registro de entrega de información a SEC.		
HASTA TITULO VII (DE LAS INSTALACIONES DE ABASTECIMIENTO DE CL A VEHICULOS, NAVES O ENVASES)						

Anexo Cuantificación de impacto

Tabla SEQ Tabla * ARABIC 31: Cuantificación parámetros críticos Brazo de carga

Sistema	Subsistema	Equipo	Subunidad	Unidad mantenible	Funcion principal del Equipo	Modo de Falla Característico del activo (Equipo / Sintoma / Causa)	Personas Seg / SSO	Medioambiente	Legal y/o Regulatorio	Continuidad Operacional	Imagen	Costo a la Propiedad
							17%	17%	17%	17%	17%	17%
				Brazo Metálico	Estructura rígida que soporta el flexible y permite adosarse a la posición de la válvula de los camiones	MF1: No se puede hacer trasego de combustible en la mesa de carga	1	1	1	1	1	1
				Flexible Largo	Estructura flexible que conecta la estructura rígida con el acople api	MF1: Filtración	1	1	1	2	1	1
						MF2: Deformación	1	1	1	1	1	1
				Flexible Corto	Estructura hermética flexible que permite la unión del medidor con el pivote	MF1: Filtración	1	1	1	1	1	1
						MF2: Deformación	1	1	1	1	1	1
				Acople Api	Acople hermético entre el brazo de carga y la válvula del camión	MF1: Filtración	1	1	1	1	1	1
				Válvula De Corte	Habilitar el paso de combustible hacia el brazo de carga y cierre en caso de ser necesario	MF1: Pérdida del sello	1	1	1	2	1	1
				Válvula 210	Permite la regulación de flujo	MF1: Pérdida de corte por rotura de membrana	1	1	1	2	1	1
						MF2: Pérdida de corte por daño en tapón de						

Tabla SEQ Tabla * ARABIC 32: Cuantificación parámetros críticos Mesa de carga

Sistema	Subsistema	Equipo	Subunidad	Unidad mantenible	Funcion principal del Equipo	Modo de Falla Característico del activo (Equipo / Sintoma / Causa)	Personas Seg / SSO	Medioambiente	Legal y/o Regulatorio	Continuidad Operacional	Imagen	Costo a la Propiedad
							17%	17%	17%	17%	17%	17%
				Medidor	Cuantificar litros que pasan por el brazo de carga	MF1: Descalibración mayor a 0,05	1	1	1	1	1	1
						MF2: Falta de lubricación y limpieza interior	1	1	1	1	1	1
				Filtro Canastillo 4"	Impedir el paso de objetos extraños al medidor	MF1: Pérdida de presión por suciedad o elementos dentro del filtro	1	1	1	1	1	1
						MF2: Pérdida de filtrado por rotura de malla	1	1	1	2	1	1
				Válvula Block	Permite la mezcla de Gas 93 en brazo 93 y Gas 97 para despacho de Gas 95	MF1: Contaminación en camión (producto fuera de especificación)	1	1	2	1	3	2
				Válvula Check en línea de conexión	Cuenta con un disco interno que abre la válvula cuando pasa el líquido y la va cerrando cuando el flujo de combustible disminuye.	MF1: Flujo en reversa MF2: Viscosidad en las paredes de la válvula	1	1	1	1	1	1
				Acceload	Controla y ejecuta el programa de carga, cortando el flujo en caso de que los periféricos de seguridad se activen o se encuentren fuera de operación	MF1: Imposibilidad de carga en la mesa	1	1	1	5	3	2
				Instrumentación								

Tabla SEQ Tabla * ARABIC 34: Cuantificación parámetros críticos mesa de carga

Sistema	Subsistema	Equipo	Subunidad	Unidad mantenible	Funcion principal del Equipo	Modo de Falla Característico del activo (Equipo / Sintoma / Causa)	Personas Seg / SSO	Medioambiente	Legal y/o Regulatorio	Continuidad Operacional	Imagen	Costo a la Propiedad
							17%	17%	17%	17%	17%	17%
mesa de carga	Mesa de carga livianos	Instrumentación		Manómetro	Indicar sobrepresiones en la línea	MF1:No indica sobrepresiones	1	1	1	1	1	1
				Termómetro	Mide la temperatura del producto que se está transfiriendo hacia el camión.	MF1:Imposibilidad de contrarrestar la temperatura del acumulad	1	1	1	1	1	1
		Seguridad		Línea De Vida	Elemento que evita la caída de la persona que opera en el domo del tanque al suelo.	MF1:Pérdida de la capacidad de retención de la persona (Se alarga o deja de contraerse)	4	1	1	4	2	2
				Carro De Vida	Permite la movilidad de la línea de vida a lo largo del camión tanque.	MF1:Imposibilidad de retener a la persona: Caídas en altura	4	1	1	4	2	2
				Recuperadora De Vapores	Sacar vapores (redirigir) producto del carguío de la mesa de carga	MF1:Permanencia de los vapores en la mesa	2	1	1	1	1	1
				Arrestallama	Sofocar llama desde la recuperadora de vapores a los tanques enterrados	MF1:Se obstruye y la recuperadora no cumple su función	1	2	3	2	4	4

Tabla SEQ Tabla * ARABIC 33: Cuantificación parámetros críticos Sala de Bombas.

Sistema	Subsistema	Equipo	Subunidad	Unidad mantenible	Funcion principal del Equipo	Modo de Falla Característico del activo (Equipo / Sintoma / Causa)	Personas Seg / SSO	Medioambiente	Legal y/o Regulatorio	Continuidad Operacional	Imagen	Costo a la Propiedad
							17%	17%	17%	17%	17%	17%
Sala de bombas	mesa de carga	Mesa de carga livianos	Seguridad	Scully	Conectar los periféricos de seguridad al acumulad	MF1: Desgaste de pins y deja fuera de servicio de la mesa	1	1	1	1	1	1
						MF2: Corte de cable interno y deja fuera de servicio la mesa	1	1	1	1	1	1
				Parada De Emergencia	Detener todo el sistema electrico de la mesa en caso de emergencia	MF1:No desactiva eléctricamente	1	1	1	2	1	1
		Grupo motobombas oleoducto	Motobombas	Motobombas	Impulsar producto desde zona de almacenamiento a mesa de carga		1	1	1	4	2	2
			Control Y Monitoreo	Manometro	Indicar sobrepresiones en la línea	MF1:Se detiene el despacho	1	1	1	1	1	1
			Línea	Filtro	Impedir el paso de objetos extraños al medidor	MF1:No indica sobrepresiones	1	1	1	1	1	1
		Grupo Moto Bomba Producto	Motobomba	Motobomba	Impulsar producto desde zona de almacenamiento a mesa de carga	MF1: Pérdida de presión por suciedad o elementos dentro del filtro	1	1	1	1	1	2
			Control Y Monitoreo	Manometro	Indicar sobrepresiones en la línea	Imposibilidad de cargar producto hacia la mesa de carga mediante esa bomba	1	1	1	1	1	1
			Línea	Filtro	Impedir el paso de objetos extraños al medidor	No indica sobrepresiones	1	1	1	1	1	1
			Motobomba	Varisor de frecuencia		MF1: Pérdida de presión por suciedad o elementos dentro del filtro	3	3	2	2	1	1

Tabla SEQ Tabla * ARABIC 36: Cuantificación parámetros críticos Sala de Bombas.

Sistema	Subsistema	Equipo	Subunidad	Unidad mantenible	Funcion principal del Equipo	Modo de Falla Caracteristico del activo (Equipo / Sintoma / Causa)	Personas Seg / SSO 17%	Medioambiente 17%	Legal y/o Regulatorio 17%	Continuidad Operacional 17%	Imagen 17%	Costo a la Propiedad 17%
	Sala de bombas	Grupo Moto Bomba De Cabotaje	Motobomba	Motobomba	Impulsar producto desde zona de almacenamiento a embarcación	MFT: Pérdida de presión por suciedad o elementos dentro del filtro	3	3	2	2	1	1
			Control Y Monitoreo	Manometro	Indicar sobrepresiones en la línea	MFT: No indica sobrepresiones	2	1	2	2	1	1
			Motobomba	Variador de frecuencia		MFT: Pérdida de presión por suciedad o elementos dentro del filtro	3	3	2	2	1	1
		Grupo Moto Bomba De Traslaje	Motobomba	Motobomba	Traslaje: Mover producto de un tanque a otro	MFT: Falla del condensador (no parte)	1	1	1	1	1	1
					Traslaje: Mover producto de un tanque a otro	MFT: Falla del condensador (no parte)	1	1	1	1	1	1
			Elementos de acople	Acople Camlock Bom	Purco?	MFT: Filtración	1	1	1	1	1	1
		Grupo Moto Bomba Despacho Aditivo	Motobomba	Motobomba	Impulsa aditivo a alta presión desde el almacenamiento hacia la mezcla de carga a presión constante	MFT: Filtración por sellos de la bomba	1	1	1	1	1	1
			Control Y Monitoreo	Indicador De Nivel	*No tienen, Chacabuco si		1	1	1	1	1	1
				Valvula Vento	Equilizar presiones en carga y descarga del tanque	MFT: Obstrucción	1	1	1	1	1	1
				Modulo	Almacenar aditivo	MFT: Corrosión con posibilidad de rotura	1	1	1	1	1	1

Tabla SEQ Tabla * ARABIC 35: Cuantificación parámetros críticos Aditivo.

Sistema	Subsistema	Equipo	Subunidad	Unidad mantenible	Funcion principal del Equipo	Modo de Falla Caracteristico del activo (Equipo / Sintoma / Causa)	Personas Seg / SSO 17%	Medioambiente 17%	Legal y/o Regulatorio 17%	Continuidad Operacional 17%	Imagen 17%	Costo a la Propiedad 17%
	Aditivo	Tanque Aditivo	Estructura	Escotilla De Medición	Permite acceso al tk para hacer medición de stock	MFT: Se traba / deformación	1	3	1	1	1	3
				Mankole	Permite acceso de una persona al tk para el mantenimiento	MFT: Corrosión de los pernos	1	1	1	1	1	1
				Pretil De Hormigon	Permite la contención del aditivo en caso de derrame	MFT: Grietas	1	1	1	1	1	1
				Mamparo			1	1	1	1	1	2
			Externos	Plataforma Tk Aditivos	Permite el acceso a una persona a la parte superior del tk	MFT: Corrosión	1	1	1	1	1	2
				Escalera	Permite el acceso a una persona a la parte superior del tk	MFT: Corrosión	2	1	1	1	1	1
			Piping de entrada aditivo	Revestimiento	Proteger la línea de agentes externos y	MFT: Pérdida de revestimiento y posibilidad de corrosión en la línea	1	3	2	3	4	3
				Recubrimiento (Pintura)	Proteger la línea de agentes externos y	MFT: Pérdida de recubrimiento y posibilidad de corrosión en la línea	1	1	1	1	1	1
				Filtro	Impedir el paso de objetos extraños al medidor	MFT: Pérdida de presión por suciedad o elementos dentro del filtro	1	1	1	1	1	1
				Línea		MFT: Rompimiento por desgaste	3	3	2	2	1	1
		Válvulas	Válvula De Retencion	Valvula De Retencion	Impide la devolución del aditivo	MFT: Sobrellenado de tk principal de aditivo	1	1	1	1	1	1
				Valvula De Corte	Permite entrada de aditivo a los tanques de aditivo	MFT: Imposibilidad de abatcer el tk de aditivo	1	1	1	1	1	1
			Línea	Línea			1	1	1	1	1	1
				Revestimiento	Proteger la línea de agentes externos y	MFT: Pérdida de revestimiento y posibilidad de corrosión en la línea	1	3	2	3	4	3

Tabla SEQ Tabla * ARABIC 39:Cuantificación parámetros críticos Aditivo

Sistema	Subsistema	Equipo	Subunidad	Unidad mantenible	Funcion principal del Equipo	Modo de Falla Característico del activo (Equipo / Sintoma / Causa)	Personas Seg / SSO	Medioambiente	Legal y/o Regulatorio	Continuidad Operacional	Imagen	Costo a la Propiedad
							17%	17%	17%	17%	17%	17%
Aditivo		Piping salida aditivo	Línea	Recubrimiento (Pintura)	Proteger la línea de agentes externos y	MF1:Pérdida de recubrimiento y posibilidad de corrosión en la línea	1	1	1	1	1	1
				Filtro	Impedir el paso de objetos extraños al medidor	MF1: Pérdida de presión por suciedad o elementos dentro del filtro	1	1	1	1	1	1
			Control Y Monitorco	Manometro	Indicar sobrepresiones en la línea	MF1:No indica sobrepresiones	1	1	1	1	1	1
				Valvula Bola	Segregar de forma manual en caso de requerirse	MF1:No cierra	1	1	1	1	1	1
			Válvulas Salida De Aditivo Pre Maza De Carga	Válvula relief	Libera la presión de la línea al tanque	MF1:No libera a la presión a la que está soteado MF2:Filtración	1	1	1	1	1	1
				Valvula Check	Impide que el producto entre a la línea de aditivo	MF1:Filtración	1	1	1	1	1	1
		Inyectores aditivo	Monoblock	Monoblock	Dosificación e inyección de aditivo a la línea de salida hacia la maza de carga	MF1:Pérdida de calibración MF2:Tarjeta se quema	1	1	1	1	1	1
							1	1	1	1	1	1
		Grupo Moto Bomba Recepcion Aditivo	Motobomba	Motobomba		MF1: Pérdida de presión por suciedad o elementos dentro del filtro	3	2	3	3	1	2
		Elementos De Recepcion Aditivo	Motobomba	Manguera Descarga		MF1: Pérdida de presión por suciedad o elementos dentro del filtro	3	3	2	2	1	1

Tabla SEQ Tabla * ARABIC 38:Cuantificación parámetros críticos Despacho.

Sistema	Subsistema	Equipo	Subunidad	Unidad mantenible	Funcion principal del Equipo	Modo de Falla Característico del activo (Equipo / Sintoma / Causa)	Personas Seg / SSO	Medioambiente	Legal y/o Regulatorio	Continuidad Operacional	Imagen	Costo a la Propiedad
							17%	17%	17%	17%	17%	17%
Despacho	Líneas de producto (desde entrada de bombas de despacho)	Piping De Entrada	Líneas	Recubrimiento (Pintura)	Proteger la línea de agentes externos y corrosión	MF1:Pérdida de recubrimiento y posibilidad de corrosión en la línea	1	1	1	1	1	1
				Sistema De Alivio		MF1: Rompimiento por desgaste	1	1	1	1	1	1
			Control Y Monitorco	Manometro	Indicar sobrepresiones en la línea	MF1:No indica sobrepresiones	1	1	1	1	1	1
		Piping de salida	Línea	Válvulas De Retención	Permitir salida de producto de la motobomba.	MF1:No poder cerrar en caso de mantenimiento de la motobomba.	1	1	1	1	1	1
				Sistema De Alivio	Evitar la sobrepresión	MF1:Filtración	1	1	1	1	1	1
			Control Y Monitorco	Manometro	Indicar sobrepresiones en la línea	MF1:No indica sobrepresiones	1	1	1	1	1	1
		Bateria Micro Filtro		Micro Filtro	Remover partículas contaminantes presente en el combustible	MF1:Rotura	1	1	1	1	1	1
				Sistema Desaireador Microfiltro	liberar presión en caso de acumulación de presión	MF1:Obstrucción y no libera presión: Rotura de filtros	1	1	1	1	1	1

Tabla SEQ Tabla * ARABIC 37:Cuantificación parámetros críticos Despacho.

Sistema	Subsistema	Equipo	Subunidad	Unidad mantenible	Funcion principal del Equipo	Modo de Falla Característico del activo (Equipo / Sintoma / Causa)	Personas Seg / SSO	Medioambiente	Legal y/o Regulatorio	Continuidad Operacional	Imagen	Costo a la Propiedad
							17%	17%	17%	17%	17%	17%
Despacho	Líneas de producto (desde entrada de bombas de despacho)	Baterias filtro Kav	Baterias Filtro Coalescentes	Filtro Coalescentes	Remover los contaminantes sólidos y el agua libre presente en el KAV	MF1:Saturación de los filtros	1	1	1	1	1	1
				Sistema Desaireador Filtro Coalescente	liberar presión en caso de acumulación de presión	MF1:Obstrucción y no libera presión	1	1	1	1	1	1
	Líneas de producto (desde descarga de bombas de despacho)	Piping de entrada	Control Y Monitorco	Medidores	Contabilizar el volumen de producto que sale desde los tanques hacia maza de carga ENEX	MF1:Descalibración	1	1	1	1	2	1
						MF2:Pérdida de cuantificación de producto	1	1	1	1	2	1

Anexo Probabilidades de ocurrencia

Tabla 40: Probabilidad de ocurrencia ponderada.

Parametros Operacionales										Parametros Criticos										0,4 Prob Datos	0,6 Prob Experta	PROB	
Ubicación Técnica [Codigo] del Activo					Datos de Confiabilidad					PROBABILIDAD DE OCURRENCIA													
Sistema	Subsistema	Equipo	Subunidad	Pregunta	Unidad n	Funcion principal del Equipo	Modo de	ARI	IQG	MEJ	CAL	GUA	TPI	CON	MAI	CHI	PUR	CHA	Total	Total Pr	Total	Total	
	mesa de carga					Estructura rígida que soporta el flexible y permite adosarse a la posición de la válvula de los camiones	No se pue	1	1	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	4	0,36	1	1,00
Despacho	mesa de carga	Mesa de carga livianos	Brazo de carga			Estructura flexible que conecta la estructura rígida con el acople api	MF1: Filt	0	2	2	2	2	0	0	4	1	0	0	13	1,18	1	1,00	
Despacho	mesa de carga	Mesa de carga livianos	Brazo de carga			Estructura flexible que conecta la estructura rígida con el acople api	MF2: Def	0	2	2	2	2	0	0	4	1	0	0	13	1,18	1	3,40	
Despacho	mesa de carga	Mesa de carga livianos	Brazo de carga			Estructura hermética flexible que permite la unión del medidor con el	MF1: Filt	0	0	1	0	0	0	0	3	4	2	0	10	0,91	2	3,20	
Despacho	mesa de carga	Mesa de carga livianos	Brazo de carga			Estructura hermética flexible que permite la unión del medidor con el	MF2: Def	0	0	1	0	0	0	0	3	4	2	0	10	0,91	2	3,20	
Despacho	mesa de carga	Mesa de carga livianos	Brazo de carga			Acople hermético entre el brazo de carga y la válvula del camión	MF1: Filt	0	6	12	11	11	0	7	22	3	12	0	84	7,64	4,1	4,10	
Despacho	mesa de carga	Mesa de carga livianos	Brazo de carga			Habilitar el paso de combustible hacia el brazo de carga y cierre en caso de ser	Pérdida de	0	0	1	0	0	0	0	1	0	0	0	2	0,18	1	1,00	
Despacho	mesa de carga	Mesa de carga livianos	Brazo de carga			Permite la regulación de flujo	MF1: Pérd	6	5	12	3	3	0	4	12	1	3	0	49	4,45	3,5	3,50	
Despacho	mesa de carga	Mesa de carga livianos	Brazo de carga			Permite la regulación de flujo	MF2: Pérd	6	5	12	3	3	0	4	12	1	3	0	49	4,45	3,5	3,50	
Despacho	mesa de carga	Mesa de carga livianos	Brazo de carga			Cuantificar litros que pasan por el brazo de	MF1: Desc	1	0	1	1	1	0	0	2	1	0	0	7	0,64	2	3,00	

Tabla 41: Continuación (2)

Parametros Operacionales							Parametros Criticos															0,4 Prob Datos Total	0,6 Prob Experta Total	PROB Total
Ubicación Técnica (Codigo) del Activo				Datos de Confiabilidad			PROBABILIDAD DE OCURRENCIA																	
Sistema	Subsistema	Equipo	Subunidad	Pregunta	Unidad	Funcion principal del Equipo	Modo de	ARI	IQG	MEJ	CAL	GUA	TPI	CON	MAI	CHI	PUR	CHA	Total	Total Pr				
Despacho	mesa de carga	Mesa de carga livianos	Brazo de carga			Cuantificar litros que pasan por el brazo de	MF2: Falt	1	0	1	1	1	0	0	2	1	0	0	7	0,64	2		3,00	
Despacho	mesa de carga	Mesa de carga livianos	Brazo de carga			Impedir el paso de objetos extraños al	MF1: Pérd	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0,09	1		1,00	
Despacho	mesa de carga	Mesa de carga livianos	Brazo de carga			Impedir el paso de objetos extraños al	MF2: Pérd	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0,09	1		1,00	
Despacho	mesa de carga	Mesa de carga livianos	Brazo de carg	13	Válvula Bli	Permite la mezcla de Gas93 en brazo 93 y Gas 87 para despacho de	Contamin	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	1	2,58	1,95	
Despacho	mesa de carga	Mesa de carga livianos	Brazo de carga			Válvula Check en línea de conexión		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	1		1,00	
	mesa de carga					Controla y ejecuta el programa de carga, cortando el flujo en caso de que los periféricos de seguridad se activen o se encuentren fuera de																		
Despacho	mesa de carga	Mesa de carga livianos	Instrumentaci	14	Accoulad	Indicar sobrepresiones en la línea	Imposibil	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1	0,09	1	2,15	1,69	
Despacho	mesa de carga	Mesa de carga livianos	Instrumentación		Manómet	Indica sobrepresiones en la línea	No indica	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	1		1,00	
	mesa de carga					Mide la temperatura del producto que se está transfiriendo hacia el camión.																		
Despacho	mesa de carga	Mesa de carga livianos	Instrumentación		Termón	Elemento que evita la caída de la persona que opera en el domo del	Imposibil	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	1		1,00	
Despacho	mesa de carga	Mesa de carga livianos	Seguridad	15	Línea De V	tanque al suelo.	Pérdida de	0	2	0	0	0	0	0	1	0	0	0	3	0,27	1	3,76	2,65	
Despacho	mesa de carga	Mesa de carga livianos	Seguridad	16	Carro De	Permite la movilidad de la línea de vida a lo largo del camión tanque.	Imposibil	0	1	0	0	0	0	0	1	0	2	0	4	0,36	1	2,74	2,05	

Tabla 42: continuación (3)

Parametros Operacionales										Parametros Criticos												
Ubicación Técnica (Codigo) del Activo				Datos de Confiabilidad				PROBABILIDAD DE OCURRENCIA													0,4 Prob	0,6 Prob
Sistema	Subsistema	Equipo	Subunidad	Pregunta	Unidad n del Equipo	Funcion principal del Equipo	Modo de AFR	IQG	MEJ	CAL	GUA	TPI	CON	MAI	CHI	PUR	CHA	Total	Total Pr	Total	Datos	Experta
Despacho	mesa de carga	Mesa de carga livianos	Seguridad	Recuperar		Sacar vapores (redirigi) producto del sangado de la mesa de carga	Permanen	0	2	3	0	0	0	0	4	1	0	0	10	0,91	2	2,00
Despacho	mesa de carga	Mesa de carga livianos	Seguridad	17 Arrestar		Solocar lama desde la recuperadora de vapores a los tanques	Se obstru	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	1	2,71	2,03
Despacho	mesa de carga	Mesa de carga livianos	Seguridad	Scully		Conectar los peritricos de seguridad al acooload	MFI Deso	1	1	4	0	0	0	0	3	2	0	0	11	1,00	2	3,20
Despacho	mesa de carga	Mesa de carga livianos	Seguridad	Scully		Conectar los peritricos de seguridad al acooload	MFI2: Con	1	1	4	0	0	0	0	3	2	0	0	11	1,00	2	3,20
Despacho	mesa de carga	Mesa de carga livianos	Seguridad			Detener todo el sistema electrico de la mesa en caso de emergencia	No desacc	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	1		1,00
Despacho	mesa de carga	Mesa De Carga Pesados	Braso De Carga			Braso Metalico		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	1		1,00
Despacho	mesa de carga	Mesa De Carga Pesados	Braso De Carga			Acople Api		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	1		1,00
Despacho	mesa de carga	Mesa De Carga Pesados	Braso De Carga			Válvula De Corte		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	1		1,00
Despacho	mesa de carga	Mesa De Carga Pesados	Braso De Carga			Válvula 215		0	1	3	0	0	0	1	0	0	0	5	0,45	2		2,00
Despacho	mesa de carga	Mesa De Carga Pesados	Braso De Carga			Medidor		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	1		1,00
Despacho	mesa de carga	Mesa De Carga Pesados	Braso De Carga			Sensor sobrelenado		0	0	4	1	1	0	1	0	0	0	7	0,64	2		2,00
Despacho	mesa de carga	Mesa De Carga Pesados	Instrumentación			Acooload		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	1		1,00
Despacho	mesa de carga	Mesa De Carga Pesados	Instrumentación			Termómetro		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	1		1,00
Despacho	mesa de carga	Mesa De Carga Pesados	Instrumentación			Manometro		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	1		1,00

Tabla 43: Continuación (4)

Parametros Operacionales										Parametros Criticos												
Ubicación Técnica (Codigo) del Activo				Datos de Confiabilidad				PROBABILIDAD DE OCURRENCIA													0,4 Prob	0,6 Prob
Sistema	Subsistema	Equipo	Subunidad	Pregunta	Unidad n del Equipo	Funcion principal del Equipo	Modo de AFR	IQG	MEJ	CAL	GUA	TPI	CON	MAI	CHI	PUR	CHA	Total	Total Pr	Total	Datos	Experta
Despacho	mesa de carga	Mesa De Carga Pesados	Seguridad			Línea De Vida		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	1		1,00
Despacho	mesa de carga	Mesa De Carga Pesados	Seguridad			Carro De Vida		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	1		1,00
Despacho	mesa de carga	Mesa De Carga Pesados	Seguridad			Scully		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	1		1,00
Despacho	mesa de carga	Mesa De Carga Pesados	Seguridad			Parada De Emergencia		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	1		1,00
Despacho	mesa de carga	Contención de derrames	Contención			Tanque Er	Filtración	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	1		1,00
Despacho	mesa de carga	Contención de derrames	Contención			Válvula D	Ingreso de	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	1		1,00
Despacho	mesa de carga	Contención de derrames	Contención			Canaletas	Pérdida de	1	0	0	0	0	1	0	2	0	0	4	0,36	1		3,00
Despacho	mesa de carga	Contención de derrames	Contención			Canaletas	Obstrucc	1	0	0	0	0	1	0	2	0	0	4	0,36	1		3,00
Despacho	mesa de carga	Zona de estruje	Estruje			Conos	Se tapan c	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	1		1,00
Despacho	mesa de carga	Zona de estruje	Estruje			Tanque Er	Rotura de	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	1		1,00
Despacho	mesa de carga	Patron calibrador	Patron calibrador			Tanque P	Deformac	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0,09	1		1,00
Despacho	mesa de carga	Patron calibrador	Patron calibrador			Master M	Pérdida de	0	0	0	1	1	0	0	1	0	0	3	0,27	1		1,00
Despacho	mesa de carga	Obras Civiles	Infraestructura			Marqueje	Corrosión	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	1		1,00

Tabla 44: Continuación 5

Parametros Operacionales										Parametros Criticos												
Ubicación Técnica (Codigo) del Activo					Datos de Confiabilidad					PROBABILIDAD DE OCURRENCIA										0,4 Prob	0,6 Prob	
Sistema	Subsistema	Equipo	Subunidad	Pregunta	Unidad n del Equipo	Funcion principal del Equipo	Modo de AFR	IQG	MEJ	CAL	GUA	TPI	CON	MAI	CHI	PUR	CHA	Total	Total Pr	Total	Experta	
Despacho	mesa de carga	Obras Civiles	Infraestructura		Estaciona	Espacio donde los camiones permanen hasta la carga de estos	rotura del	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	1	1,00	
Despacho	Sala de bombas	Grupo motobomba oleoducto	Motobomba		18 Motobomb	Impulsar producto desde zona de almacenamiento a mesa	Se detiene	1	1	2	0	0	0	0	4	0	1	0	9	0,82	2	2,08
Despacho	Sala de bombas	Grupo motobomba oleoducto	Control Y Monitoreo		Manomet	Indicar sobrepresiones en la línea	No indica	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	1	1,00	
Despacho	Sala de bombas	Grupo motobomba oleoducto	Línea		Filtro	Impedir el paso de objetos extraños al	MFI Pérd	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	1	0,09	1	1,00
Despacho	Sala de bombas	Grupo Moto Bomba Producto	Motobomba		18 Motobomb	Impulsar producto desde zona de almacenamiento a mesa	Imposibil	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	1	0,09	1	2,08	
Despacho	Sala de bombas	Grupo Moto Bomba Producto	Control Y Monitoreo		Manomet	Indicar sobrepresiones en la línea	No indica	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	1	1,00	
Despacho	Sala de bombas	Grupo Moto Bomba Producto	Línea		Filtro	Impedir el paso de objetos extraños al	MFI Pérd	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	1	1,00	
Despacho	Sala de bombas	Grupo Moto Bomba Producto	Motobomba		Varidor de frecuencia	Impulsar producto desde zona de almacenamiento a		0	0	1	0	0	0	1	0	0	0	2	0,18	1	1,00	
Despacho	Sala de bombas	Grupo Moto Bomba De Cabotaje	Motobomba		Motobomb	Impulsar producto desde zona de almacenamiento a		0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0,09	1	1,00	
Despacho	Sala de bombas	Grupo Moto Bomba De Cabotaje	Control Y Monitoreo		Manomet	Indicar sobrepresiones en la línea	No indica	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	1	1,00	
Despacho	Sala de bombas	Grupo Moto Bomba De Cabotaje	Línea		Filtro	Impedir el paso de objetos extraños al	MFI Pérd	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	1	1,00	
Despacho	Sala de bombas	Grupo Moto Bomba De Cabotaje	Motobomba		Varidor de frecuencia	Trasvasije. Mover producto de un tanque a	Falla del c	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	1	1,00	
Despacho	Sala de bombas	Grupo Moto Bomba De Trasvasi	Motobomba		Motobomb	Trasvasije. Mover producto de un tanque a	Filtración	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	1	1,00	

Tabla 45: continuación 6

Parametros Operacionales							Parametros Criticos													0,4		0,5	
Ubicación Técnica (Codigo) del Activo				Datos de Confiabilidad			PROBABILIDAD DE OCURRENCIA													Prob		Prob	
Sistema	Subsistema	Equipo	Subunidad	Pregunta	Unidad n del Equipo	Funcion principal del Equipo	Modo de Falla	ARI	IGQ	MEJ	CAL	GUA	TPI	CON	MAI	CHI	PUR	CHA	Total	Total Prob	Total	Total	
Despacho	Sala de bombas	Grupo Moto-Bomba De Traslado	Elementos de accople	Acople C/ Pureo?				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	1		1,00
Despacho	Líneas de producto (desde entrada de bombas)	Piping De Entrada	Líneas	Revestim		Proteger la línea de agentes externos y corrosión	Pérdida de	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	1		1,00
Despacho	Líneas de producto (desde entrada de bombas)	Piping De Entrada	Líneas	Recoibim		Proteger la línea de agentes externos y corrosión	Pérdida de	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	1		1,00
Despacho	Aditivo					Impulsa aditivo a alta presión desde el almacenamiento hacia la mesa de carga a presión constante																	
Despacho	Grupo Moto Bomba Despacho Al	Motobomba	Motobomb	Indicador		No tienen. Charabuco	Filtración	0	0	0	1	1	0	0	1	0	5	0	8	0,73	2		2,00
Despacho	Tanque Aditivo	Control Y Monitoreo	Indicador	Valvula Y		Escalar presiones en carga y descarga del		0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0,09	1		1,00
Despacho	Tanque Aditivo	Control Y Monitoreo	Valvula Y	Estructura		Obstrucción		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	1		1,00
Despacho	Tanque Aditivo	Estructura	Se borra la	Almacén aditivo		Corrosión		0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0,09	1		1,00
Despacho	Tanque Aditivo	Estructura	Escollita C	Permite acceso al tk		Se trabaja f		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	1		1,00
Despacho	Aditivo					Permite acceso de una persona al tk para el mantenimiento																	
Despacho	Tanque Aditivo	Estructura	Manhole	Corrosión				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	1		1,00
Despacho	Tanque Aditivo	Estructura	Pirelli De	Grietas				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	1		1,00
Despacho	Tanque Aditivo	Estructura	Mamparo					0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	1		1,00

Tabla 46: Continuación 7

Parametros Operacionales										Parametros Criticos													
Ubicación Técnica (Codigo) del Activo						Datos de Confiabilidad				PROBABILIDAD DE OCURRENCIA										0,4	0,5		
Sistema	Subsistema	Equipo	Subunidad	Pregunta	Unidad del Equipo	Funcion principal del Equipo	Modo de Falla	ARI	IGQ	MEJ	CAL	GUA	TPI	CON	MAI	CHI	PUR	CHA	Total	Total Prob	Prob Datos	Prob Experta	PROB
Despacho	Aditivo	Tanque Aditivo	Externos	Plataform		Permite el acceso a una persona a la parte superior del tk.	Corrosión	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	1		1,00
Despacho	Aditivo	Tanque Aditivo	Externos	Escalera		Permite el acceso a una persona a la parte superior del tk.	Corrosión	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	1		1,00
Despacho	Aditivo	Piping de entrada aditivo	Línea	Revestim		Proteger la línea de agentes externos y	Pérdida de	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	1		1,00
Despacho	Aditivo	Piping de entrada aditivo	Línea	Recoibrim		Proteger la línea de agentes externos y	Pérdida de	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	1		1,00
Despacho	Aditivo	Piping de entrada aditivo	Línea	Filtro		Impedir el paso de objetos extraños al	MFI Pérd	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	1		1,00
Despacho	Aditivo	Piping de entrada aditivo	Línea					0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1	0,09	1		1,00
Despacho	Aditivo	Piping de entrada aditivo	Válvulas	Valvula De		Impide la devolución del	Sobrellena	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	1		1,00
Despacho	Aditivo	Piping de entrada aditivo	Válvulas	Valvula De		Permite entrada de aditivo a los tanques de	Imposibil	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	1		1,00
Despacho	Aditivo	Piping salida aditivo	Línea	20 Línea				0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0,09	1	1,85	1,51
Despacho	Aditivo	Piping salida aditivo	Línea	20 Revestim		Proteger la línea de agentes externos y	Pérdida de	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	1	1,85	1,51
Despacho	Aditivo	Piping salida aditivo	Línea	20 Reoibrim		Proteger la línea de agentes externos y	Pérdida de	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	1	1,85	1,51
Despacho	Aditivo	Piping salida aditivo	Línea	Filtro		Impedir el paso de objetos extraños al	MFI Pérd	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	1		1,00
Despacho	Aditivo	Piping salida aditivo	Control Y Monitoreo	Manomet		Indicar sobrepresiones en la línea	No indica	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0,09	1		1,00	
Despacho	Aditivo	Piping salida aditivo	Válvulas Salida De Aditiv	Valvula Bo		Segregar de forma manual en caso de	No cierra	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	1		1,00
Despacho	Aditivo	Piping salida aditivo	Válvulas Salida De Aditiv	Valvula rel		Libera la presión de la línea al tanque	No libera a	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	1		1,00
Despacho	Aditivo	Piping salida aditivo	Válvulas Salida De Aditiv	Valvula rel		Libera la presión de la línea al tanque	Filtración	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	1		1,00

Tabla 47: Continuación 8

Parametros Operacionales										Parametros Criticos													
Ubicación Técnica (Codigo) del Activo						Datos de Confiabilidad		PROBABILIDAD DE OCURRENCIA												0,4	0,5		
Sistema	Subsistema	Equipo	Subunidad	Pregunta	Unidad del Equipo	Funcion principal del Equipo	Modo de Falla	ARI	IGQ	MEJ	CAL	GUA	TPI	CON	MAI	CHI	PUR	CHA	Total	Total Prob	Prob Datos	Prob Experta	PROB
Despacho	Aditivo	Piping salida aditivo	Válvulas Salida De Aditivo	Valvula Control		Impide que el producto entre a la línea de aditivo	Filtración	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	1		1,00
Despacho	Aditivo	Injectores aditivo	Monoblock	Monoblock		Disolución e inyección de aditivo a la línea de salida hacia la mesa de	Pérdida de	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	1		1,00
Despacho	Aditivo	Injectores aditivo	Monoblock	Monoblock		Disolución e inyección de aditivo a la línea de	Tarjeta se	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	1		1,00
Despacho	Aditivo	Grupo Moto Bomba Recepcion A	Motobomba	Motobomba				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	1		1,00
Despacho	Aditivo	Elementos De Recepcion Aditivo	Motobomba	Manguera	Descarga			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	1		1,00
Despacho	Líneas de producto (desde entrada de bombas)	Piping De Entrada	Líneas	Sistema De Alivio				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	1		1,00
		Líneas de producto (desde entrada de bombas)	Piping de entrada	Control Y Monitoreo	Manómetro	Indica sobrepresiones en la línea	No indica	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0,09	1		1,00
Despacho	Líneas de producto (desde entrada de bombas)	Piping de salida	Línea	Válvulas Control		Permite salida de producto de la motobomba.	No poder	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1	0,09	1		1,00

Tabla 48:Continuación 9

Parametros Operacionales										Parametros Criticos												
Ubicación Técnica (Codigo) del Activo				Datos de Confiabilidad				PROBABILIDAD DE OCURRENCIA													0,4 Prob	0,6 Prob
Sistema	Subsistema	Equipo	Subunidad	Pregunta	Unidad	Funcion principal del Equipo	Modo de Falla	IQG	MEJ	CAL	GUA	TPI	CON	MAI	CHI	PIR	CHA	Total	Total Pr	Total	Datos	Esperada
Despacho	Lineas de producto (desde entrada de bombas)	Piping de salida	Línea		Sistema D	Evitar la sobrepresión	Filtración	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	1		100
Despacho	Lineas de producto (desde entrada de bombas)	Piping de salida	Control Y Monitoreo		Manomet	Indicar sobrepresiones en la línea	No indica	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	1		100
Despacho	Lineas de producto (desde entrada de bombas)	Baterías filtro Kav	Batería Micro Filtro		Micro Filtro	Remover partículas contaminantes presente en el combustible	Pictura	0	0	0	0	0	0	0	2	0	0	2	0,18	1		3,00
Despacho	Lineas de producto (desde entrada de bombas)	Baterías filtro Kav	Batería Micro Filtro		Sistema E	liberar presión en caso de acumulación de presión	Obstrucción	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	1		100
Despacho	Lineas de producto (desde entrada de bombas)	Baterías filtro Kav	Baterías Filtro Coalesce		Filtro Coales	Remover los contaminantes sólidos y el agua libre presente en el KAV	Saturación	0	1	0	0	0	0	0	2	0	0	2	0,27	1		3,00

Tabla 49:Continuación final

Parametros Operacionales										Parametros Criticos												
Ubicación Técnica (Codigo) del Activo				Datos de Confiabilidad				PROBABILIDAD DE OCURRENCIA													0,4 Prob	0,6 Prob
Sistema	Subsistema	Equipo	Subunidad	Pregunta	Unidad	Funcion principal del Equipo	Modo de Falla	IQG	MEJ	CAL	GUA	TPI	CON	MAI	CHI	PIR	CHA	Total	Total Pr	Total	Datos	Esperada
Despacho	Lineas de producto (desde entrada de bombas)	Baterías filtro Kav	Baterías Filtro Coalesce		Sistema D	liberar presión en caso de acumulación de presión	Obstrucción	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	1		100
Despacho	Lineas de producto (desde descarga de bombas)	Piping de entrada	Control Y Monitoreo		Medidores	Contabilizar el volumen de producto que sale desde los tanques hacia mesa de carga ENEX	Descaibr	0	0	0	0	0	0	0	2	0	0	2	0,18	1		100
Despacho	Lineas de producto (desde descarga de bombas)	Piping de entrada	Control Y Monitoreo		Medidores	Contabilizar el volumen de producto que sale desde los tanques hacia mesa de carga ENEX	Pérdida de	0	0	0	0	0	0	0	2	0	0	2	0,18	1		100