

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

**PROPUESTA DE PLAN DE MANTENIMIENTO PARA CALDERA SERVIMET
SECO 1000-V2**

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

Alumno:

Javier Alejandro Hurtado Paredes

Profesor Guía:

Mg. Ing. Alejandro Badilla Bello

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 PLAN DE MANTENIMIENTO PARA CALDERA SERVIMET SECO 1000-V2

Nombre del candidato(a): Javier Alejandro Hurtado Paredes

Carrera / Grado: Ingeniería en Mantenimiento Industrial con licenciatura en ingeniería

Campus: Sede José Miguel Carrera **Departamento:** Mecánica

2.- VALIDACIÓN DEL PROFESOR GUÍA/DIRECTOR DE TESIS

Yo, _____ ALEJANDRO BADILLA BELLO _____, 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: _____ 08/07/2026 _____ **Firma:** _____

Estudiante o Candidato(a):

Fecha: _____ 08/07/2026 _____ **Firma:** _____

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

Resumen

Keywords: PLAN DE MANTENIMIENTO, CALDERA PIROTUBULAR, ESTIMACIÓN DE COSTOS

El siguiente proyecto tiene como finalidad crear un plan de mantenimiento para una caldera pirotubular con el objetivo de cumplir con la normativa que establece el Decreto Supremo N°10 ya que la caldera no cuenta con un plan de mantenimiento establecido, lo que puede generar sanciones a la empresa y puede perjudicar el funcionamiento del equipo.

El plan de mantenimiento se realizó en base a la condición operativa de la caldera y la recopilación de información de normas internacionales, utilizando como soporte técnico el código ASME, el código NBIC y la norma API.

Para hacer un correcto plan de mantenimiento, previamente se realizó un análisis con los modos y efectos de fallas que más afectan a las calderas y se describieron las tareas de inspección y mantenimiento más comunes realizadas en calderas. En base a todo lo anterior se realizó el plan de mantenimiento, definiendo las tareas de mantenimiento y su frecuencia.

Por último, se estimaron los costos asociados al plan de mantenimiento y se dio a conocer las sanciones por incumplimiento de la normativa.

Índice

Introducción	8
Objetivo general	9
1 Capítulo 1: Marco normativo y condiciones operativas de la caldera SERVIMET SECO 1000 V2.....	10
1.1 Marco Normativo	11
1.1.1 ASME.....	11
1.1.2 NBIC	12
1.1.3 API	13
1.1.4 Decreto Supremo N°10 2013	14
1.2 Condiciones Operativas	14
1.2.1 Proceso de generación y utilización de vapor	16
1.2.2 Descripción y características de la caldera.....	17
1.3 Problemática.....	19
2 Capítulo 2: Diseño de la propuesta del plan de mantenimiento	20
2.1 Metodología del plan de mantenimiento.....	21
2.2 Mecanismos y modos de falla	23
2.2.1 Mecanismos de falla.....	23
2.2.2 Modos de falla.....	25
2.3 Análisis de modos de fallas y efectos	26
2.3.1 Severidad.....	26
2.3.2 Ocurrencia	27
2.3.3 Detectabilidad	28
2.4 FMEA.....	29
2.5 Árbol de decisión RCM	33
2.6 Plan de mantenimiento.....	35
2.6.1 Inspección Operativa.....	36
2.6.2 Mantenimiento preventivo	36
2.6.3 Mantenimiento de integridad	38

2.7	Procedimientos típicos de reparación.....	41
2.7.1	Sellado de tubos	41
2.7.2	Reexpansión de tubos.....	42
2.7.3	Reemplazo de tubo individual.....	43
2.7.4	Reparación local por corrosión en casco o placas.....	44
2.7.5	Reparaciones en válvulas de seguridad.....	45
3	Capítulo 3: Costos asociados al plan de mantenimiento.....	46
3.1	Clasificación de recursos.....	47
3.2	Clasificación de costos	49
3.3	Estimación de costos del plan de mantenimiento	50
3.3.1	Estimación de costos de plan preventivo	53
3.3.2	Estimación de costos de la inspección de integridad	54
3.3.3	Análisis de sensibilidad económica	55
3.3.4	Costos por sanciones	56
	Conclusión y recomendaciones	58
	Bibliografía y fuentes.....	60

Índice de tablas

Tabla 1-1	- Especificaciones técnicas de la caldera	18
Tabla 1-2	- Dimensiones de la caldera	18
Tabla 1-3	- Materiales de la caldera	19
Tabla 2-1	– Escala de nivel de severidad	27
Tabla 2-2	- Escala de nivel de ocurrencia	28
Tabla 2-3	- Escala de nivel de detectabilidad.....	28
Tabla 2-4	Análisis de modos de falla y efectos para caldera pirotubular	29
Tabla 2-5	Análisis de modos de falla y efectos para caldera pirotubular	29
Tabla 2-6	Análisis de modos de falla y efectos para caldera pirotubular	30
Tabla 2-7	Análisis de modos de falla y efectos para caldera pirotubular	30

Tabla 2-8 Análisis de modos de falla y efectos para caldera pirotubular	30
Tabla 2-9 Análisis de modos de falla y efectos para caldera pirotubular	31
Tabla 2-10 Análisis de modos de falla y efectos para caldera pirotubular	31
Tabla 2-11 Análisis de modos de falla y efectos para caldera pirotubular	32
Tabla 2-12 Tabla resumen RPN	32
Tabla 2-13 Hoja de decisión RCM.....	34
Tabla 2-14 - Estructura de plan de mantenimiento	36
Tabla 2-15 - Plan de mantenimiento preventivo	38
Tabla 2-16 - Plan de inspección de integridad	41
Tabla 3-1 - Estimación de costos	52
Tabla 3-2 - Estimación costos plan preventivo	53
Tabla 3-3 - Costo total plan preventivo.....	53
Tabla 3-4 - Estimación de costos de inspección de integridad.....	54
Tabla 3-5 - Costo total de plan de inspección de integridad	54
Tabla 3-6 Variación de los costos del plan preventivo	55
Tabla 3-7 Variación de costos de plan de inspección de integridad	56

Índice de figuras

Figura 1-1 Ubicación Veolia Procesos Sanitarios SpA	15
Figura 1-2 - Planta VEOLIA Procesos Sanitarios SpA.....	15
Figura 1-3 - Esquema general de generación y uso de vapor para el proceso sanitario ..	16
Figura 1-4 - Caldera SERVIMET SECO 1000-V2	17
Figura 2-1 Ruta metodológica del plan de mantenimiento	22
Figura 2-2 Árbol lógico de decisión RCM.....	33
Figura 3-1 - Cotización de mantenimiento preventivo a caldera	50
Figura 3-2 - Cotización de inspección de sistema de alimentación de agua de caldera...	51
Figura 3-3 - Cotización de medición de espesores.....	51
Figura 3-4 Valores UTM	57

Siglas y simbología

Sigla:

ASME: American Society of Mechanical Engineers

API: American Petroleum Institute

NBIC: National Board Inspection Code

FMEA: Failure Mode and Effects Analysis

RPN: Risk Priority Number

G: Gravedad

O: Ocurrencia

D: Detectabilidad

MAWP: Maximum Allowable Working Pressure

FFS: Fitness for Service

Simbología:

%: Porcentaje

\$: peso chileno

Introducción

El mantenimiento industrial es esencial para reducir costos, prolongar la vida útil de los equipos, resguardar la seguridad del operario y efectuar un correcto funcionamiento en los equipos. En el caso de las calderas, son equipos que operan en condiciones extremas como presión y temperatura, por ello es importante mantenerlas en un estado de funcionamiento óptimo mediante inspecciones periódicas y actividades de mantenimiento planificadas.

La empresa VEOLIA Procesos Sanitarios SpA no cuenta con un plan de mantenimiento establecido para la caldera SERVIMET SECO-1000-V2, lo que puede generar consecuencias tanto para el funcionamiento del equipo como para para el proceso completo y para la empresa, ya que dentro de la normativa nacional se exige a todo aquel que sea propietario de una caldera de mantenerla y operarla en buen estado.

En este contexto, el presente proyecto tiene como propósito elaborar un plan de mantenimiento a la caldera SERVIMET SECO-1000-V2, aplicando las recomendaciones técnicas basadas en normas internacionales como el código ASME, NBIC, API y normativas nacionales como el Decreto Supremo N°10 2013, con el fin de garantizar la seguridad operacional, prolongar la vida útil del equipo y optimizar la gestión del mantenimiento.

Objetivo general

Elaborar una propuesta de plan de mantenimiento para una caldera pirotubular, mediante la aplicación de lineamientos técnicos del código ASME y el cumplimiento de la normativa chilena DS10. Utilizar como soporte técnico la norma NBIC partes 2 y 3, API 571, 573, 576 y 579, con el fin de garantizar la seguridad operacional, prolongar la vida útil del equipo y optimizar la gestión de mantenimiento.

Objetivos específicos:

- Describir el contexto normativo y las condiciones operativas de la caldera pirotubular, mediante la recopilación de información técnica y regulatoria, para establecer las bases de diseño del plan de mantenimiento.
- Diseñar la propuesta técnica del plan de mantenimiento para la caldera pirotubular, considerando los lineamientos del código ASME, normativa DS10 y el código API, para asegurar la confiabilidad y seguridad del equipo en su ciclo de vida.
- Estimar los costos asociados a la implementación del plan de mantenimiento, a través de la valorización de recursos materiales y humanos

1 Capítulo 1: Marco normativo y condiciones operativas de la caldera
SERVIMET SECO 1000 V2.

Marco normativo y condiciones operativas de la caldera SERVIMET SECO-1000-V2

1.1 Marco Normativo

El presente capítulo aborda el marco normativo y las condiciones operativas de la caldera SERVIMET SECO-1000 VP2, en concordancia con el primer objetivo específico del proyecto. A continuación, se describe el enfoque de cada norma a la que se le dará uso para establecer la base del plan de mantenimiento y las exigencias de la normativa nacional, el Decreto Supremo N°10.

1.1.1 ASME

El código ASME es un conjunto de normas y estándares internacionales formado por la Sociedad Americana de Ingenieros Mecánicos en el siglo XIX. Esta estandarización está enfocada en el diseño, fabricación, operación e inspección de equipos que trabajan en condiciones extremas como presión, temperatura, sustancias peligrosas, entre otras, esto para garantizar la seguridad de los operadores y cuidar la vida útil del equipo.

De acuerdo con el objetivo de este proyecto, se regirá por el código ASME PCC-2, el cual define los procedimientos para realizar reparaciones soldadas y mecánicas a equipos a presión que estén en servicio.

Aspectos más importantes:

- Parte 2: Reparaciones soldadas
 - Artículo 201: Placas de inserto soldadas a tope en componentes a presión
 - Artículo 202: Aporte de soldadura externo para reparar adelgazamiento interno

- Artículo 206: Camisas de refuerzo de acero de envoltura completa para tuberías
- Artículo 211: Aporte de soldadura, recargue por soldadura y restauración de revestimiento
- Artículo 212: Parches soldados con cordones de filete
- Parte 3: Reparaciones mecánicas
 - Artículo 301: Reemplazo de componentes a presión
- Parte 5: Inspección y pruebas
 - Artículo 501: Pruebas de presión y hermeticidad de tuberías y equipos
 - Artículo 502: Examen no destructivo en lugar de pruebas de presión para reparaciones
 - Artículo 503: Dispositivos de prueba para ensayos de presión o hermeticidad localizados en reparaciones soldadas

1.1.2 NBIC

La norma NBIC es un conjunto de estándares internacionales creado por la Junta Nacional de Inspectores de Calderas y Recipientes a Presión de Estados Unidos. El propósito de esta norma es establecer los requisitos para instalación, inspección y reparación de calderas y equipos a presión que estén en servicio para garantizar integridad estructural y seguridad operacional.

Para desarrollar el plan de mantenimiento se hará uso de la norma NBIC Parte 2, enfocada en la inspección de calderas y equipos a presión.

Aspectos más importantes:

- Sección 1: Requisitos generales para la inspección en servicio de elementos sometidos a presión

- Sección 2: Requisitos detallados para la inspección en servicio de elementos sometidos a presión
- Sección 3: Mecanismos de corrosión y fallas
- Sección 4: Exámenes, métodos de prueba y evaluaciones
- Sección 5: Documentación y formularios

1.1.3 API

El código API es un conjunto de normas del Instituto Americano del Petróleo que proporciona métodos de inspección, evaluación y reparaciones para equipos en servicio de industrias petroquímicas.

Si bien la caldera sobre la que se está desarrollando este plan de mantenimiento no pertenece a la industria petroquímica, la información que proporcionan las normas es útil ya que los mecanismos de falla que pueden presentar los equipos son los mismos, es por ello que se seleccionaron ciertas normas API para utilizar como complemento de otras normas para realizar el plan de mantenimiento.

Las normas que se utilizaron del código API son:

- API 571: Mecanismos de daño que afectan a equipos en la industria de la refinación.
- API 573: Inspección de calderas y calentadores
- API 576: Inspección y mantenimiento de válvulas de seguridad
- API 579: Evaluación de aptitud para el servicio (FFS)

1.1.4 Decreto Supremo N°10 2013

Dentro de la normativa nacional se encuentra el Decreto Supremo N°10 2013 establecida por el MINSAL, que define toda la normativa para instalación y operación de todo tipo de calderas, autoclave y cualquier equipo que utiliza vapor de agua.

Aspectos más importantes:

- Artículo 5: Este artículo define que toda caldera y autoclave deberá tener registro de las especificaciones técnicas indicando normas nacionales o internacionales y que el propietario está obligado a mantenerlo y conservarlo en buen estado.
- Artículo 6: Toda caldera de vapor deberá contar con un registro de operación, en el cual el operador deberá registrar cada análisis de agua, limpieza del estanque, purgas manuales, inspección de accesorios y situaciones anómalas cuando corresponda.

Toda esta información es fundamental, ya que tener antecedentes y registro del equipo es necesario para tomar decisiones, optimizar tareas preventivas y ayudar a prever fallas para así resguardar la integridad del operario y prolongar la vida útil del equipo.

1.2 **Condiciones Operativas**

La caldera por analizar pertenece a la empresa VEOLIA Procesos Sanitarios Spa, dedicada a procesar desechos biológicos hospitalarios, desechos de cruceros y residuos industriales peligrosos, siendo este último el foco principal del tratamiento y la valorización de la empresa. Se encuentra ubicada en Undécima Avenida, parcela 411, Placilla, región de Valparaíso.

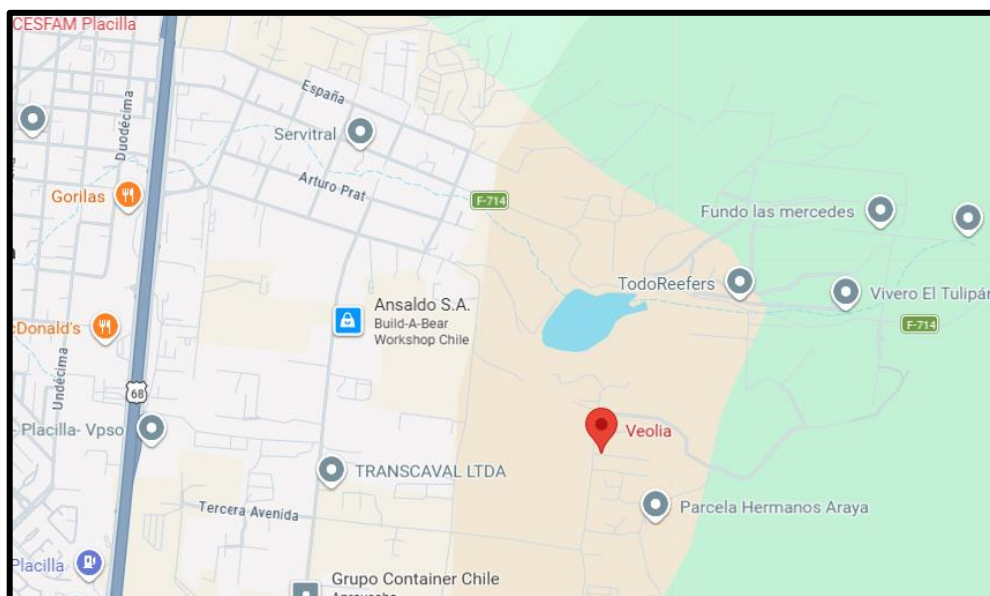


Figura 1-1 Ubicación Veolia Procesos Sanitarios SpA

Fuente: Google Maps, 2026



Figura 1-2 - Planta VEOLIA Procesos Sanitarios SpA

Fuente: Google Maps, 2026

1.2.1 Proceso de generación y utilización de vapor

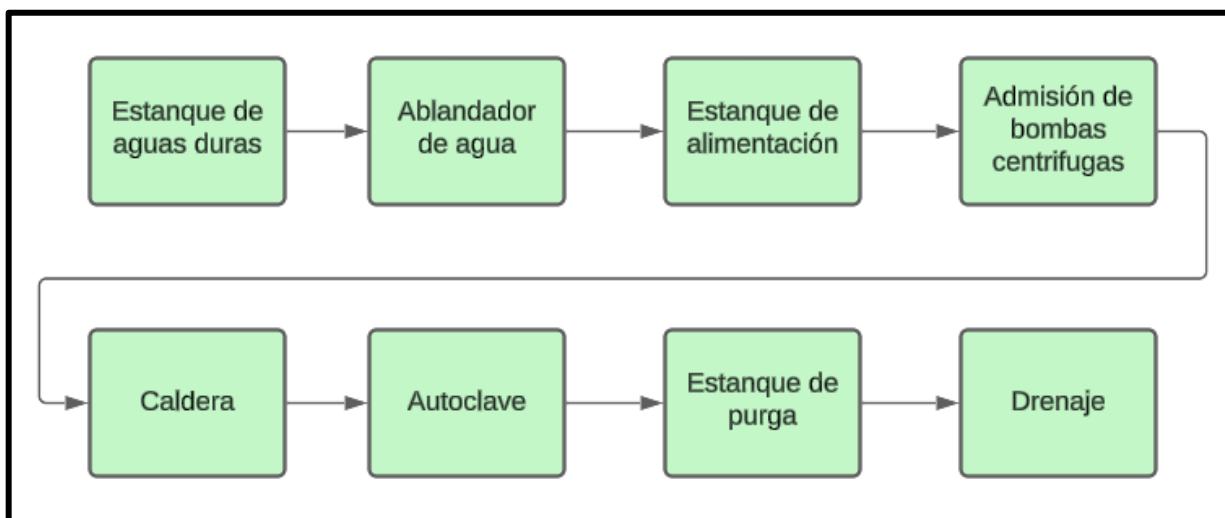


Figura 1-3 - Esquema general de generación y uso de vapor para el proceso sanitario

Fuente: Elaboración propia, creado con LucidChart

En la figura 1.3 se presenta un esquema del proceso de la empresa “VEOLIA Procesos Sanitarios SpA” al cual está asociada la caldera SERVIMET SECO-1000-V2.

El proceso comienza en el estanque de aguas duras que mediante bombas centrífugas es llevado a un ablandador de aguas el cual se encarga de eliminar todo tipo de sedimento que se encuentre en el agua para no afectar los equipos. Posterior a eso el agua ya purificada se deposita en estanques de almacenamiento para distribuir a la caldera mediante bombas centrífugas que trabajan de forma alternada.

En la caldera se produce el vapor que se dirige hacia una autoclave, equipo utilizado para realizar procesos de higienización térmica. El vapor contaminado y los residuos se condensan en un estanque de purga para luego ser evacuados al sistema de drenaje, de esta manera concluye el ciclo de procesos sanitarios.

1.2.2 Descripción y características de la caldera

A continuación, se describen las principales características de la caldera:

La caldera SECO-1000-V2 es de vapor de mediana presión según la clasificación establecida por el Decreto Supremo N°10: 2013 (sobre 3,5 [kg/cm²] hasta 15 [kg/cm²]). La caldera es de tipo pirotubular de tres pasos, lo que corresponde a un conjunto de tubos sumergidos en agua por los que transitan gases a altas temperaturas provenientes de la combustión generada por el quemador de la caldera.



Figura 1-4 - Caldera SERVIMET
SECO 1000-V2

Fuente: Elaboración propia

1.2.2.1 Especificaciones técnicas

Especificaciones técnicas	
Caldera	SERVIMET
Modelo	SECO-1000-V2
Producción de vapor a 7 bar	1000 [kg/h]
Superficie de calefacción	32 [m ²]
Presión máxima de trabajo	7.0 [bar]
Presión de diseño	7.7 [bar]
Presión de prueba hidráulica	10.5 [bar]
Combustible	Petróleo Diesel
Poder calorífico interior	8670 [kcal/l]
Consumo máximo de petróleo diésel	83.4 [l/h]
Eficiencia térmica	89%

Tabla 1-1 - Especificaciones técnicas de la caldera

Fuente: Elaboración propia.

1.2.2.2 Dimensiones

Dimensiones	
Largo total sin quemador	3712 [mm]
Largo con quemador	4650 [mm]
Ancho total	1740 [mm]
Alto total	2070 [mm]
Peso sin agua	4000 [kg]
Peso de servicio	6100 [kg]

Tabla 1-2 - Dimensiones de la caldera

Fuente: Elaboración propia.

1.2.2.3 Materiales de construcción

Materiales de construcción	
Manto	Acero A 515 Gr. 70
Hogar	Acero A 515 Gr. 70
Placas tubulares	Acero A 515 Gr. 70
Tubos	Sin costura, Mannesmann. Norma DIN17175 St. 35,8
Bases y otros	Acero A 36

Tabla 1-3 - Materiales de la caldera

Fuente: Elaboración propia.

1.3 Problemática

La empresa VEOLIA Procesos Sanitarios SpA no cuenta con un plan de mantenimiento formal para la caldera SERVIMET SECO-1000-VP2, a pesar de que el Decreto Supremo N°10 2013 exige mantener y operar estos equipos en condiciones seguras. La ausencia de un correcto mantenimiento puede disminuir la vida útil del equipo, por lo que se hace necesario desarrollar una propuesta de plan de mantenimiento que garantice seguridad y un correcto funcionamiento del equipo y del proceso.

2 Capítulo 2: Diseño de la propuesta del plan de mantenimiento

Diseño de propuesta de plan de mantenimiento

El siguiente capítulo desarrolla el plan de mantenimiento para una caldera pirotubular. Este plan de mantenimiento está enfocado a la integridad estructural de la caldera, la cual con el paso del tiempo presentará diversos modos de falla, el más común dentro de los equipos presurizados es el adelgazamiento, esto debido al ataque de mecanismos de falla como lo son la corrosión y la fluencia por altas temperaturas. Para lograr controlar estos mecanismos y modos de falla se realizará una propuesta de inspecciones con sus respectivos intervalos de tiempo de acuerdo con los estándares internacionales y las exigencias regulatorias nacionales

2.1 Metodología del plan de mantenimiento

Para desarrollar el plan de mantenimiento correctamente de forma clara y ordenada, se diseñó una ruta metodológica que explica el paso a paso de cómo se confecciona el plan de mantenimiento. Esta ruta metodológica consta de 5 fases principales.

- Fase 1: Recopilación de información técnica y normativo.
- Fase 2: Análisis de fallas
- Fase 3: Aplicación metodología RCM
- Fase 4: Estructuración del plan de mantenimiento
- Fase 5: Estimación económica

Se recopiló información técnica de la caldera y se realizó un análisis de las normas ya mencionadas en el capítulo anterior, con el objetivo de analizar y estudiar los mecanismos y modos de falla que más afectan a los equipos como lo son las calderas pirotubulares y conocer las exigencias de la normativa nacional. Posterior a este análisis, en la segunda etapa se desarrolló un FMEA (Análisis de Modos de Falla y Efectos), el cual permite jerarquizar los modos y efectos de falla de los equipos. Luego en la tercera etapa, se desarrolló la hoja de decisiones en base al árbol de lógico de decisiones de la metodología

RCM (Mantenimiento Centrado en la Confiabilidad) para establecer las tareas de mantenimiento y sus frecuencias creando así el plan de mantenimiento. Finalmente, en la cuarta etapa, se realizó la estimación económica de los costos del plan de mantenimiento.

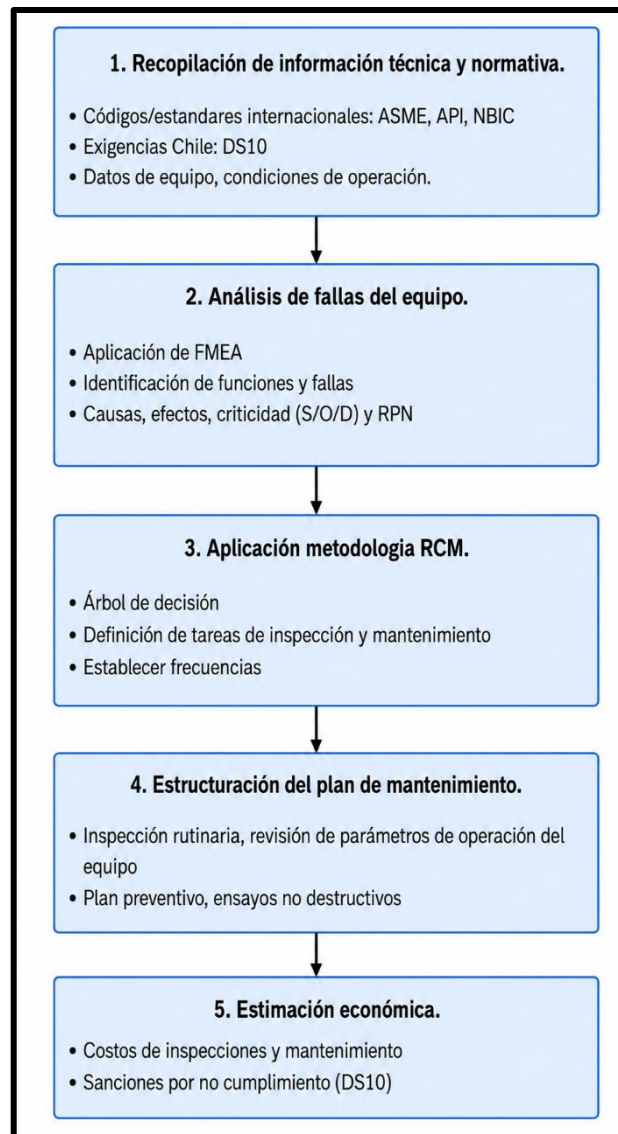


Figura 2-1 Ruta metodológica del plan de mantenimiento

Fuente: Elaboración propia, creado con LucidChart

2.2 Mecanismos y modos de falla

Dentro de los mecanismos de falla que puede presentar una caldera, los más comunes en cuanto a la parte estructural son los distintos tipos de corrosión y la fluencia a alta temperatura. Estos mecanismos de falla atacarán de manera progresiva al material de la caldera, lo que resultará en una pérdida del espesor hasta llegar al punto donde la caldera será incapaz de soportar la presión de trabajo generando una falla catastrófica. Este fenómeno se llama adelgazamiento y es un modo de falla común dentro de los equipos presurizados

2.2.1 Mecanismos de falla

2.2.1.1 Corrosión

La corrosión es el deterioro que se produce cuando un metal reacciona con su entorno. La corrosión se puede clasificar según tres factores:

- Naturaleza: Por presencia de humedad o líquidos y gases a alta temperatura
- Mecanismo: Reacciones químicas o electroquímicas
- Apariencia: Uniforme o localizada

Tipos de corrosión

- Corrosión uniforme

“La forma más común de corrosión es el ataque uniforme sobre una gran área de la superficie metálica. La presión de trabajo segura está directamente relacionada con el espesor restante del material, y las fallas se pueden evitar mediante inspecciones periódicas.” (National Board Inspection Code, 2015, Part 2, Sección 3.3)

- Corrosión por erosión

“El movimiento de un corrosivo sobre una superficie metálica aumenta la velocidad de ataque debido al desgaste mecánico y la corrosión. Esta corrosión se caracteriza generalmente por la apariencia de picaduras superficiales de fondo liso y también puede presentar un patrón direccional relacionado con la trayectoria del corrosivo.” (National Board Inspection Code, 2015, Part 2, Sección 3.3)

- Corrosión por picaduras

“La corrosión por picaduras consiste en la formación de agujeros en una superficie que, de otro modo, no sufriría daños. La corrosión por picaduras suele ser un proceso lento que causa picaduras aisladas y dispersas en un área pequeña, sin debilitar sustancialmente el recipiente. Sin embargo, podría eventualmente causar fugas.” (National Board Inspection Code, 2015, Part 2, Sección 3.3)

- Corrosión intergranular

“El ataque por corrosión de un corrosivo suele estar relacionado con la segregación de elementos específicos o la formación de un compuesto en el límite de grano. Suele atacar el límite de grano que ha perdido un elemento necesario para una adecuada resistencia a la corrosión. En casos graves, se desprenden granos enteros, lo que provoca que la superficie parezca rugosa a simple vista y tenga una textura azucarada debido a los granos sueltos. La susceptibilidad a la corrosión intergranular suele ser un subproducto del tratamiento térmico.” (National Board Inspection Code, 2015, Part 2, Sección 3.3)

Corrosión bajo tensión (CBT)

“1) La acción de la tensión de tracción y la corrosión provoca el agrietamiento de los metales. Esto es muy grave, ya que pueden transcurrir períodos de tiempo (a menudo años) antes de que las grietas se hagan visibles. Estas grietas se propagan con bastante rapidez y provocan fallos inesperados. Las tensiones que causan el agrietamiento surgen del trabajo en frío, la soldadura, el tratamiento térmico o pueden aplicarse externamente durante el servicio. Las grietas pueden seguir trayectorias intergranulares o transgranulares y, a menudo, tienden a ramificarse.

2) Las principales variables que afectan la corrosión bajo tensión son la tensión de tracción, la temperatura de servicio, la composición química de la solución, la duración de la exposición y las propiedades del metal. Modificar suficientemente cualquiera de estos parámetros puede reducir o eliminar la posibilidad de que se produzca corrosión bajo tensión durante el servicio. Por ejemplo, los aceros inoxidable austeníticos utilizados en servicio húmedo son susceptibles a la corrosión bajo tensión.” (National Board Inspection Code, 2015, Part 2, Sección 3.3)

2.2.1.2 Fluencia por alta temperatura (creep)

“Pueden producirse daños por fluencia si el equipo se somete a temperaturas superiores para las que está diseñado. Dado que los metales se debilitan a temperaturas más altas, dicha distorsión puede provocar fallas, especialmente en los puntos de concentración de tensiones. Si se alcanzan temperaturas excesivas, también pueden producirse cambios estructurales y químicos en los metales, lo que puede debilitar permanentemente el equipo. Dado que la fluencia depende del tiempo, la temperatura y la tensión, en cualquier evaluación se deben utilizar los niveles reales o estimados de estas magnitudes.” (National Board Inspection Code, 2015, Part 2, Sección 3.4)

2.2.2 Modos de falla

2.2.2.1 Adelgazamiento

El adelgazamiento corresponde a un modo de falla común en equipos presurizados que reduce el espesor del material del equipo. Este modo de falla es el efecto de mecanismos de degradación como la corrosión y altas temperaturas.

El adelgazamiento afecta directamente la capacidad del equipo para operar, ya que todo de quipo que trabaje bajo presión tiene un espesor mínimo como límite por seguridad, de lo contrario se corre el riesgo de que aparezcan fugas, deformaciones y en el peor de los casos fallas catastróficas.

2.3 Análisis de modos de fallas y efectos

Habiendo identificado los principales mecanismos y modos de falla que pueden afectar a la caldera, es necesario desarrollar un análisis de modos y efectos de falla (FMEA). El FMEA es una herramienta técnica que permite evaluar los modos de falla de cualquier equipo y permite jerarquizarlos mediante el número de prioridad de riesgo (RPN) el cual estimará la severidad de cada modo de falla mediante un análisis cuantitativo evaluado en una escala del 1 al 10, siendo 1 la calificación de menor gravedad y 10 la calificación de mayor gravedad. Esto se realiza mediante la multiplicación de los factores de Severidad, Ocurrencia y Detectabilidad. El resultado de esta multiplicación indicará la gravedad de los modos de falla, siendo los valores más altos los que se deben priorizar.

$$RPN = \textit{Severidad} \times \textit{Ocurrencia} \times \textit{Detectabilidad}$$

2.3.1 Severidad

La severidad mide el impacto que pueda generar el modo de falla en el equipo

Efecto	Criterio: Severidad del efecto	Ranking
Peligros sin advertencia	Pone en peligro la seguridad del operario. Muy alto ranking de severidad, cuando el modo de falla afecta la seguridad operativa y/o envuelve el no cumplimiento de regulaciones gubernamentales. La falla no se advierte al ocurrir.	10
Peligros con advertencia	Pone en peligro la seguridad del operario. Muy alto ranking de severidad, cuando el modo de falla afecta la seguridad operativa y/o envuelve el no cumplimiento de regulaciones gubernamentales. La falla se advierte al ocurrir.	9
Muy alto	Perturbación grave a la línea productiva. Las pérdidas pueden alcanzar al 100% del producto. Equipo inoperable, pérdida de la función primaria. Cliente muy insatisfecho.	8
Alto	Perturbación menor en la línea productiva. La producción puede tener que ser ordenada y una parte desechada (menor al 100%). Equipo operable, pero con un nivel de calidad reducido. Cliente Insatisfecho.	7
Moderado	Perturbación menor en la línea productiva. Una porción (menor al 100%) puede tener que ser desechada (no ordenada). Equipo operable, pero con algunos ítems de confort inoperables. El cliente experimenta insatisfacción.	6
Bajo	Perturbación menor en la línea productiva. 100% del producto tiene que ser adaptado. Equipo operable, pero con algunos ítems de confort con un nivel de calidad reducido. El cliente experimenta algo de insatisfacción.	5
Muy bajo	Perturbación menor en la línea productiva. El producto puede ser ordenado y una porción (menor al 100%) adaptado. Ajustes y terminaciones y sonido en el ítem no están en conformidad. Defecto notado por la mayoría de los clientes.	4
Menor	Perturbación menor en la línea productiva. Una parte (menor al 100%) puede ser modificada en línea, pero fuera de la estación. Se presentan desajustes y chirridos que no están en conformidad. Defecto notado por el promedio de los clientes.	3
Muy menor	Perturbación menor en la línea productiva. Una parte (menor al 100%) puede ser modificada en línea, pero fuera de la estación. Se presentan desajustes y pequeñas vibraciones en el ítem que no están en conformidad. Defecto notado por la minoría de los clientes.	2
Ninguno	Sin efectos	1

Tabla 2-1 – Escala de nivel de severidad

Fuente: Catedra, Pablo Duque, Ingeniería de mantenimiento, 2025

2.3.2 Ocurrencia

La ocurrencia mide la frecuencia con que pueda ocurrir el modo de falla

Probabilidad de falla	Posible tasa de falla	Ranking
Muy alta: La falla es casi inevitable	≥ 1 en 2	10
	1 en 3	9
Alta: Generalmente asociadas a procesos similares o procesos previos, que presentan fallas con frecuencia	1 en 8	8
	1 en 20	7
Moderada: Generalmente asociadas a procesos similares o procesos previos que experimentan fallas ocasionales, pero no en mayores proporciones	1 en 80	6
	1 en 400	5
	1 en 2.000	4
Bajas: Fallas aisladas asociadas con procesos similares	1 en 15.000	3
Muy baja: Solo fallas aisladas asociadas con procesos casi idénticos	1 en 150.000	2
Remota: La falla es poco probable. No se repiten las fallas de procesos casi idénticos	≤ 1 en 1.500.000	1

Tabla 2-2 - Escala de nivel de ocurrencia

Fuente: Catedra, Pablo Duque, Ingeniería de mantenimiento, 2025

2.3.3 Detectabilidad

La detectabilidad mide que tan probable es que el modo de falla se pueda identificar

Detección	Criterios: Probabilidad de detección de un modo de falla	Ranking
Casi imposible	No existen controles disponibles para detectar el modo de falla	10
Muy remota	Muy remota probabilidad de que los controles actuales puedan detectar el modo de falla	9
Remota	Remota probabilidad de que los controles actuales puedan detectar el modo de falla	8
Muy baja	Muy baja probabilidad de que los controles actuales puedan detectar el modo de falla	7
Baja	Baja probabilidad de que los controles actuales puedan detectar el modo de falla	6
Moderada	Moderada probabilidad de que los controles actuales puedan detectar el modo de falla	5
Moderadamente alta	Moderadamente alta probabilidad de que los controles actuales puedan detectar el modo de falla	4
Alta	Alta probabilidad de que los controles actuales puedan detectar el modo de falla	3
Muy alta	Muy alta probabilidad de que los controles actuales puedan detectar el modo de falla	2
Casi cierta	Los actuales controles son casi certeros para detectar el modo de falla. Detección confiable	1

Tabla 2-3 - Escala de nivel de detectabilidad

Fuente: Catedra, Pablo Duque, Ingeniería de mantenimiento, 2025

2.4 FMEA

Nº	Componente	Función	Falla funcional
1	Tubos de humo	Transferir calor de los gases al agua para producir 1000 [kg/h]	Pérdida de la capacidad de transferir calor

Tabla 2-4 Análisis de modos de falla y efectos para caldera pirotubular

Fuente: Elaboración propia

Nº	Mecanismo de falla	Modo de falla	Efecto de falla	G	O	D	RPN
1.1	Corrosión general/pitting	Adelgazamiento	Evidente/No evidente: No. Evento: Perforación de tubos. Efecto: Baja de eficiencia de la caldera	8	4	4	128

Tabla 2-5 Análisis de modos de falla y efectos para caldera pirotubular

Fuente: Elaboración propia

Nº	Componente	Función	Falla funcional
----	------------	---------	-----------------

2	Placa tubular	Mantener la estructura de los tubos de humo y la hermeticidad de la caldera	Incapaz de sostener los tubos de humo y la hermeticidad de la caldera
----------	---------------	---	---

Tabla 2-6 Análisis de modos de falla y efectos para caldera pirotubular

Fuente: Elaboración propia

Nº	Mecanismo de falla	Modo de falla	Efecto de falla	G	O	D	RPN
2.1	Corrosión	Adelgazamiento	Evidente/No evidente: No. Evento: Fuga de agua por agrietamiento. Efecto: Baja de eficiencia de la caldera	8	3	4	96

Tabla 2-7 Análisis de modos de falla y efectos para caldera pirotubular

Fuente: Elaboración propia

Nº	Componente	Función	Falla funcional
3	Casco	Mantener la unión estructural y la estanquidad de la caldera a la presión de trabajo de 7 bar	Incapacidad de contener la presión de trabajo de forma segura

Tabla 2-8 Análisis de modos de falla y efectos para caldera pirotubular

Fuente: Elaboración propia

Nº	Mecanismo de falla	Modo de falla	Efecto de falla	G	O	D	RPN
3.1	Corrosión	Adelgazamiento	Evidente/No evidente: Si. Evento: Perdida de espesor y posible fuga. Efecto: Disminución de la presión e integridad estructural de la caldera	9	2	3	54
3.2	Creep	Deformación / adelgazamiento	Evidente: Si. Evento: Deformación de la estructura por fluencia térmica. Efecto: Debilitamiento del material y posible ruptura	10	2	5	100

Tabla 2-9 Análisis de modos de falla y efectos para caldera pirotubular

Fuente: Elaboración propia

Nº	Componente	Función	Falla funcional
4	Válvula de seguridad	Liberar presión de la caldera para mantenerla a la presión de trabajo de 7 bar	No ser capaz de liberar presión en caso de haber sobrepresión

Tabla 2-10 Análisis de modos de falla y efectos para caldera pirotubular

Fuente: Elaboración propia

Nº	Mecanismo de falla	Modo de falla	Efecto de falla	G	O	D	RPN
4.1	Corrosión interna	Bloqueo de la válvula	Evidente/No evidente: No. Evento: La caldera trabajará con sobrepresión. Efecto: Falla catastrófica	10	3	6	180
4.2	Corrosión bajo tensión	Rotura de resorte	Evidente/No evidente: Si. Evento: Apertura incontrolada de la válvula. Efecto: Caída de presión e interrupción del funcionamiento de la caldera	8	4	1	32

Tabla 2-11 Análisis de modos de falla y efectos para caldera pirotubular

Fuente: Elaboración propia

Nº	Componente	Nº	G	O	D	RPN
1	Tubos de humo	1.1	8	4	4	128
2	Placa tubular	2.1	8	3	4	96
3	Casco	3.1	9	2	3	54
		3.2	10	2	5	100
4	Válvula de seguridad	4.1	10	3	6	180
		4.2	8	4	1	32

Tabla 2-12 Tabla resumen RPN

Fuente: Elaboración propia

2.5 Árbol de decisión RCM

Una vez que los modos de falla se hayan analizado y jerarquizado mediante el FMEA, se debe desarrollar la hoja de decisiones basado en el árbol de decisiones de la metodología RCM, la cual permite evaluar las consecuencias de cada falla en ámbitos como la seguridad, el medio ambiente y operaciones, de esta forma esta metodología orienta cual es la estrategia óptima para controlar y/o evitar estos modos de falla.

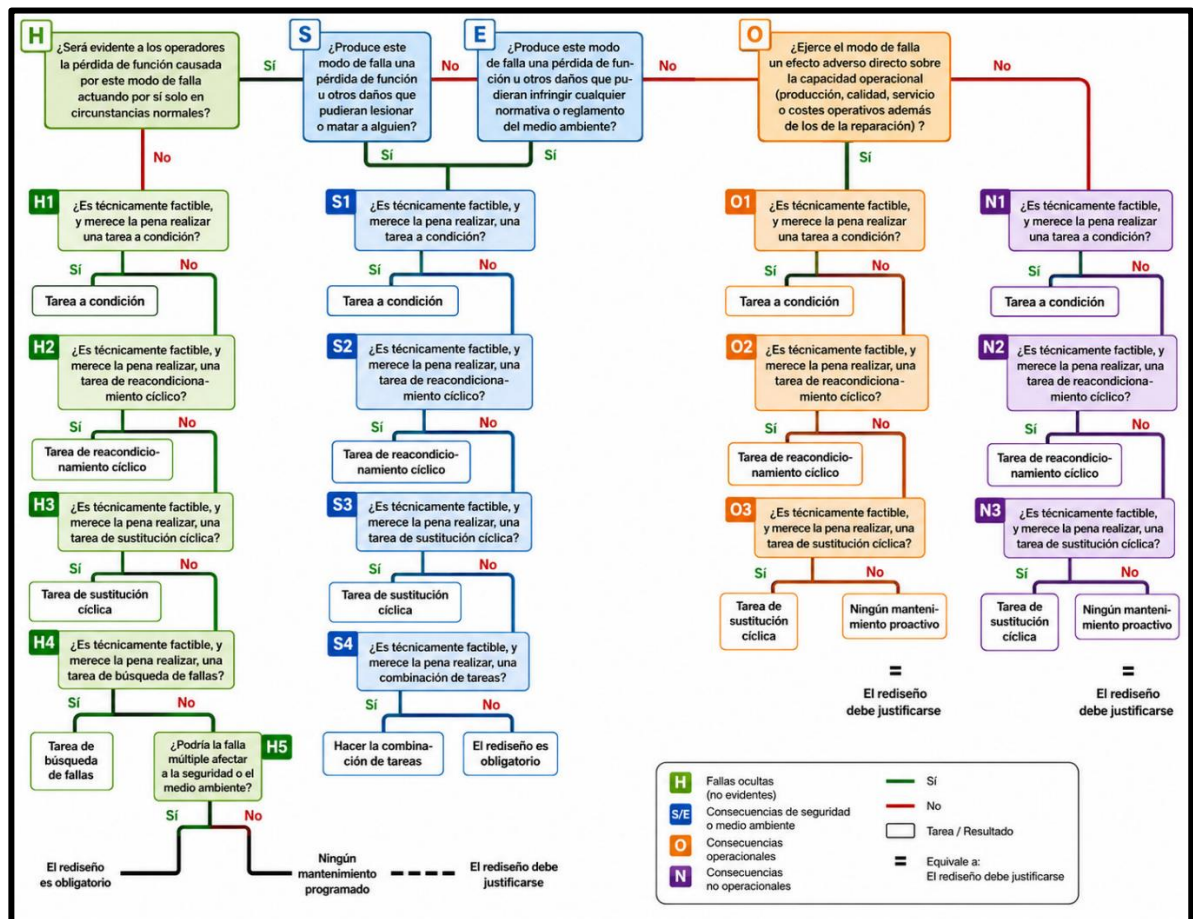


Figura 2-2 Árbol lógico de decisión RCM

Fuente: Moubray (2004)

Referencia de información			Evaluación de las consecuencias				H1	H2	H3	Tareas a falta de			Tareas propuestas
							S1	S2	S3				
							O1	O2	O3				
F	FF	MF	H	S	E	O	N1	N2	N3	H4	H5	S4	
Transferir calor de los gases al agua para producir 1000 [kg/h]	1	1.1	SI	NO	NO	SI	SI						Realizar limpieza y medición de espesores por ultrasonido
Mantener la estructura de los tubos de humo y la hermeticidad de la caldera	2	2.1	SI	NO	NO	SI	SI						Realizar inspección mediante ensayos no destructivos para detectar grietas
Mantener la unión estructural y la estanquidad de la caldera a la presión de trabajo de 7 bar	3	3.1	SI	SI			SI						Realizar medición de espesores por ultrasonido
		3.2	SI	SI			SI						Realizar réplicas metalográficas
Liberar presión de la caldera para mantenerla a la presión de trabajo de 7 bar	4	4.1	NO							SI			Realizar prueba de banco
		4.2	SI	SI					SI				Realizar sustitución cíclica del resorte

Tabla 2-13 Hoja de decisión RCM

Fuente: Elaboración propia basado en Moubray (2004)

2.6 Plan de mantenimiento

El plan de mantenimiento consta de tres partes principales:

- Inspección Operativa

Inspecciones de rutinas realizadas por el operador en concordancia con lo que exige el DS10

- Mantenimiento Preventivo

Inspecciones realizadas por personal calificado, su objetivo es mantener la integridad estructural el equipo. Se realiza con una frecuencia anual o semestral

- Mantenimiento de Integridad

Se realiza en un periodo entre 3 a 5 años, consta de inspecciones para la aptitud del servicio del equipo

A continuación, se presenta la estructura general del plan de mantenimiento:

Tipo de inspección/mantenimiento	Frecuencia	Objetivo	Alcance
Inspección Operativa	Diaria/Semanal/Mensual	Verificar condiciones de operación	Revisión de parámetros, estanqueidad y condiciones anormales
Mantenimiento Preventivo	Semestral/Anual o según carga de servicio	Mantener la integridad estructural	Limpieza, inspección en zonas críticas, ensayos no destructivos
Mantenimiento de Integridad	Cada 3 años	Aptitud para el servicio	Inspección interna, prueba hidráulica, medición completa de espesores, FFS

Tabla 2-14 - Estructura de plan de mantenimiento

Fuente: Elaboración propia

2.6.1 Inspección Operativa

Estas inspecciones las debe realizar el operador de forma rutinaria antes de cada turno y dejar registro en el libro foliado, según exigencias del Decreto Supremo N°10.

- Verificación del nivel de agua
- Prueba de funcionamiento de indicadores de nivel
- Revisión de presión de operación y temperatura
- Funcionamiento de interlocks
- Inspección de fugas visibles
- Observación de llama

2.6.2 Mantenimiento preventivo

- Limpieza de haces de humo y paso de gases

Si bien dentro de los estándares internacionales no mencionan técnicas para realizar la limpieza, si recomienda extraer las cenizas y hollín dentro de los tubos de humo y placas tubulares. Posterior a la limpieza se debe realizar una inspección visual para verificar si hay existencias de grietas, corrosión u otro mecanismo de daño.

- Medición de espesor por UT en zonas críticas

La norma NBIC Parte 2 menciona como requisito que el inspector determine el espesor mínimo requerido de la caldera para luego compararlo con el espesor medido.

Se debe realizar un mapeo de espesores para así poder hacer la medición de forma ordenada, previamente la superficie debe estar limpia y se debe evitar el óxido, incrustaciones y cualquier tipo de depósito en la zona donde se realizará la medición.

Algunas zonas críticas de la caldera son:

- Zona de nivel
- Alrededor de boquillas y accesorios
- Frente de fuego

-Líquidos penetrantes o partículas magnéticas

Las calderas contienen partes que son muy propensas a presentar grietas, como la placa tubular, soldaduras entre otros. Algunos mecanismos que puede presentar son fatiga térmica y agrietamiento por corrosión. Es por ello por lo que se deben realizar ensayos no destructivos para verificar si existen discontinuidades superficiales que no se puedan ver mediante inspección visual.

La elección entre partículas magnéticas y tintas penetrantes se basa en el material de construcción de la caldera. Las partículas magnéticas son utilizadas comúnmente para aceros al carbono y aceros de baja aleación, en cambio las tintas penetrantes tienen un campo más amplio de aplicación. En el caso de la caldera SERVIMET SECO 1000 V2 está fabricada con acero A 515 Gr. 70, el cual es un acero al carbono por lo tanto ambos métodos son apropiados para aplicar.

-Prueba y calibración de válvulas de seguridad

Las válvulas de seguridad son dispositivos de protección que actúan cuando se genera una sobrepresión en la caldera, por lo que su correcto funcionamiento es crítico para garantizar la seguridad operacional del equipo. El Decreto Supremo N°10 en el artículo 66 exige que la válvula de seguridad deberá ser desmontada para revisar los componentes interiores y posterior realizar pruebas en banco. Dado que el bloqueo de la válvula por corrosión es el modo de falla con mayor RPN en el FMEA, es la tarea más crítica del plan de mantenimiento.

A continuación, se presenta la estructura del plan de mantenimiento preventivo:

Actividad	Descripción resumida	Frecuencia	Responsable
Limpieza de haces de humo y paso de gases	Eliminación de hollín/escamas mediante cepillado o lavado controlado. Se realiza con caldera fría, purgada y ventilada.	Semestral (o según carga)	Mantenedor industrial
Medición de espesores por ultrasonido en zonas críticas	Inspección de ultrasonido en zonas críticas	Anual	Inspector END certificado nivel II
Ensayo PT/MT en soldaduras o grietas sospechadas	Aplicación de líquidos penetrantes o partículas magnéticas en zonas críticas	Anual o según hallazgo	Inspector END certificado nivel II
Prueba y calibración de válvulas de seguridad	Desmontaje y prueba en banco	Anual	Mantenedor industrial

Tabla 2-15 - Plan de mantenimiento preventivo

Fuente: Elaboración propia.

2.6.3 Mantenimiento de integridad

-Escaneo UT sistemático de casco, placas tubulares y boroscopia en tubos representativos

En este caso la inspección por ultrasonido va más allá de inspeccionar solo zonas críticas, se debe realizar un mapeo completo al casco de la caldera y las placas tubulares. Se debe demarcar una parrilla de medición para así obtener los puntos de medición los cuales se

compararán posteriormente con el espesor mínimo, el cual el inspector previamente debe conocer.

En el caso de la boroscopia, se inspeccionan por dentro los tubos a los que su acceso es difícil para realizar inspección visual. Esto se realiza para buscar si hay picaduras, grietas o incrustaciones al interior de los tubos

-Réplicas metalográficas/locales

Los metales al estar sometidos a presiones y altas temperaturas constantemente, con el tiempo pueden presentar deformaciones, las cuales pueden generar daños microestructurales. Es por esto que se realizan las réplicas metalográficas, que son ensayos no destructivos que permite analizar la microestructura de un material sin la necesidad de extraer una muestra del material. Esta muestra es examinada en laboratorios con el objetivo de revelar el estado de la estructura granular, si hay presencia de fisuras u otros daños en el material

-FFS ante corrosión, distorsión y grietas

La norma API 579 proporciona metodologías para determinar si un equipo que presenta defectos conocidos puede operar o no. En este caso si la caldera presenta algún defecto se debe evaluar mediante FFS.

Si el resultado de la evaluación FFS es de nivel 2 o 3 se debe realizar el cálculo de una de estas dos conclusiones:

-Presión máxima de trabajo aceptable (MAWP)

MAWP es la presión máxima que puede soportar el equipo con la condición de defecto que tenga. Esto se debe calcular con la fórmula de fabricación del equipo, pero utilizando el espesor actual. Si la MAWP calculada es menor que la presión de operación requerida, el equipo debe ser reparado.

-Vida remanente

La vida remanente es una proyección del tiempo que el equipo puede operar con un defecto de forma segura, hasta que alcance el límite de lo permitido.

Se calcula de la siguiente manera:

$$Vida\ Remanente = \frac{t\ actual - t\ min}{R}$$

Donde:

t actual: Espesor actual

t min: Espesor mínimo requerido

R: Tasa de corrosión

-Prueba hidráulica

El decreto supremo exige que máximo cada 3 años se debe realizar una prueba hidráulica a todo equipo que utiliza vapor de agua. Esta prueba se debe realizar por un inspector calificado y autorizado.

La prueba hidráulica se realiza con el objetivo verificar que el equipo no presente fugas y pueda soportar las presiones de operación de forma segura

-Inspección de válvulas de seguridad y pruebas de banco

Las válvulas de la caldera deben ser inspeccionadas visualmente por un inspector autorizado. El objetivo de la inspección en este caso es buscar corrosión y fugas evidentes.

La prueba de banco es una prueba que se le realiza a las válvulas para verificar el correcto funcionamiento de la válvula mediante presión.

A continuación, se presenta la estructura del plan de inspección de integridad:

Actividad	Descripción	Frecuencia	Responsable
Medición de espesores por UT	Medición completa de espesores en casco y placa tubular	Cada 3 años	Inspector END certificado nivel II
Boroscopía de tubos de humo	Inspección visual interna en tubos representativos, buscando corrosión u otro mecanismo de daño	Cada 3 años	Inspector END certificado nivel II
Réplicas metalográficas locales	Muestreo para detectar daño por creep.	Condicional	Inspector END certificado nivel II
Evaluación de integridad por FFS	Aplicación API 579 (Niveles 1–3) para corrosión, pitting o distorsión; cálculo MAWP o vida remanente.	Cada 3 años	Ingeniero especializado en integridad mecánica
Prueba hidráulica	Se presuriza a 1.5 veces la presión de operación para comprobar la hermeticidad	Cada 3 años	Profesional autorizado por el MINSAL

Tabla 2-16 - Plan de inspección de integridad

Fuente: Elaboración propia.

2.7 Procedimientos típicos de reparación

A continuación, se presentarán algunas reparaciones comunes en calderas pirotubulares:

2.7.1 Sellado de tubos

El sellado de tubos es un procedimiento de reparación que se realiza según la decisión tomada en base al FFS. Este procedimiento de reparación consta de taponar la fuga de un tubo dañado mediante un tapón metálico. Los pasos para realizar esta reparación son:

1- Aislar y enfriar

Como requisito de seguridad la caldera debe estar despresurizada y a una temperatura ambiente segura para trabajar

2- Identificar y marcar el tubo

Se debe realizar una trazabilidad del tubo dañado, debe ser identificado para así evitar errores al momento de documentar.

3- Preparación de la superficie

El área de trabajo donde se pondrá el tapón debe estar libre de incrustaciones, corrosión o cualquier defecto que impida instalar el tapón

4- Selección del tapón.

El tapón debe ser compatible con el tubo en cuanto forma y material

5- Instalación del tapón.

Si se utiliza un tapón de expansión mecánica, se debe seguir el procedimiento del fabricante utilizando herramientas calibradas

6- Prueba de estanqueidad.

Se deben realizar pruebas para verificar que el sello se instaló de manera correcta y que no presente fugas.

7- Registro y mapa de tubos

Se debe actualizar el mapa de tubos, identificando los tubos que han sido sellados.

2.7.2 Reexpansión de tubos

Este método se aplica cuando se detecta una fuga, pero esta no se debe ni por fisura ni por corrosión, sino por falta de ajuste. A continuación, se explican los pasos detallados para realizar esta reparación:

1- Evaluación previa

Previamente se deben realizar ensayos no destructivos para descartar que la fuga provenga de una fisura o corrosión

2- Selección de herramienta

Se selecciona una roladora de tamaño adecuado para el diámetro del tubo

3- Control de torque

Se debe controlar el torque se aplicará y el porcentaje de expansión del tubo. Una expansión excesiva puede adelgazar la pared del tubo

4- Reexpansión

Se instala la roladora en el tubo y se procede a expandir

5- Prueba de estanqueidad

Se deben realizar pruebas para verificar si la fuga se detuvo

6- Registro

Se debe registrar la ubicación del tubo y los parámetros de reparación, en este caso el torque y los resultados de la prueba de estanqueidad

2.7.3 Reemplazo de tubo individual

El reemplazo de un tubo se realiza posterior a una evaluación FFS, la cual debe señalar que el daño del tubo excede los límites para ser sellado. Procedimiento detallado:

1) Aislar y enfriar

La caldera debe ser despresurizada y debe estar a una temperatura ambiente agradable y segura para trabajar

2) Corte y extracción del tubo dañado

Se debe realizar la extracción del tubo con cuidado de no dañar la placa tubular

3) Preparación de la superficie

Se debe limpiar el área de trabajo, eliminando incrustaciones o corrosión que pueda haber

4) Instalación

Se debe instalar un tubo de un material que sea equivalente o compatible con el con el original. La instalación se puede realizar por método de expansión o soldadura

5) Inspección y pruebas

Se deben realizar pruebas de estanqueidad para verificar la existencia de fugas y si el proceso fue realizado con soldadura se debe realizar ensayo no destructivo a la soldadura

6) Registro

Se debe documentar todo el proceso realizado, incluyendo parámetros y resultados de las pruebas realizadas

2.7.4 Reparación local por corrosión en casco o placas

Esta reparación se realiza posterior a la evaluación FFS que determina que el espesor se redujo a un límite donde no es seguro seguir operando la caldera. A diferencia de otros procedimientos de reparación, este se puede realizar de diferentes maneras:

Opción 1: Recargue por soldadura

Esta opción es adecuada para reparar superficies con contornos irregulares. La reparación se debe llevar a cabo utilizando un procedimiento de soldadura calificado

Opción 2: Parche soldado

Ideal para defectos de mayor tamaño y profundidad que sean difíciles de reparar por recargue de soldadura. Este procedimiento consta de soldar una placa del mismo material que la superficie sobre el área que esta dañada

En ambos casos se deben realizar ensayos no destructivos posterior a la reparación.

2.7.5 Reparaciones en válvulas de seguridad

Procedimiento:

- 1) Se debe retirar la válvula y realizar pruebas de banco para verificar la presión de ajuste
- 2) La válvula se debe desarmar y posterior se realiza inspección visual al disco, boquilla y resorte. Esto se hace con el objetivo de verificar si hay corrosión o erosión
- 3) En caso de que las partes de la válvula estén dañadas, se realiza un proceso de pulido y posterior se vuelve a ensamblar

3 Capítulo 3: Costos asociados al plan de mantenimiento

Costos asociados al plan de mantenimiento

En el siguiente capítulo se realizará una estimación de los costos del plan de mantenimiento propuesto para la caldera en el capítulo anterior. Debido a que la empresa Veolia Procesos Sanitarios SPA adquirió la caldera recientemente, el equipo no cuenta con un historial de fallas ni de mantenimiento, por lo que se estimarán los costos basándose en licitaciones del Mercado Público.

3.1 Clasificación de recursos

Los recursos contemplados en el plan de mantenimiento se pueden clasificar en dos formas:

-Recursos humanos: Es personal encargado de realizar las inspección y tareas de mantenimiento. El valor de este recurso aumenta según la calificación y formación académica. El decreto Supremo establece exigencias sobre la capacitación del operador e inspector de calderas, las cuales son:

“De los profesionales facultados para verificar las condiciones generales de instalación y realizar las revisiones y pruebas

Artículo 73.- Las condiciones generales de instalación, revisiones y pruebas de las calderas, autoclaves, equipos que trabajan con vapor de agua y redes de distribución, deberán ser efectuadas por un profesional que cumpla los siguientes requisitos:

a) Ser profesional titulado, de una carrera de 8 semestres de duración, con formación en termodinámica, transferencia de calor, mecánica de fluidos, procesos

térmicos, máquinas hidráulicas, diseño y cálculo de calderas y resistencia de materiales, facultado para ejercer en el país,

b) Acreditar una experiencia mínima de tres años en la fabricación, instalación, reparación, mantenimiento u operación de plantas térmicas con calderas de vapor de gran presión.” (Decreto Supremo N°10, Ministerio de Salud, 2013, Art. 73)

“De los operadores de calderas y autoclaves

Artículo 80.- El manejo, vigilancia, supervisión y operación de toda autoclave, caldera de calefacción, caldera de fluido térmico y caldera de vapor, a que se refiere el presente Reglamento, deberá estar a cargo de un operador calificado, con capacitación sobre funcionamiento del equipo específico a operar y sobre los peligros que puede ocasionar una falsa maniobra o una inadecuada operación. El operador deberá contar con licencia de enseñanza media y la aprobación de un examen de competencia ante la autoridad sanitaria o demostrar que ha obtenido esa competencia dentro del programa de estudios de una carrera que incluye esta preparación en la respectiva malla curricular. El operador de una caldera de vapor de gran presión, además, deberá contar con título de nivel técnico o profesional en el área industrial. Las calderas de calefacción y calderas de fluidos térmicos podrán eximirse de la presencia permanente del operador calificado, no obstante, éste estará a cargo de supervisar su funcionamiento. Se excluyen de la obligación de contar con operador calificado los equipos intercambiadores de calor, termos, boilers, marmitas u otros similares.” (Decreto Supremo N°10, Ministerio de Salud, 2013, Art. 80)

-Recursos materiales: Estos recursos contemplan todo lo relacionado a instrumentación, equipo e insumos que se requieren para realizar las inspecciones y actividades de mantenimiento.

3.2 Clasificación de costos

Dentro del plan de mantenimiento, se pueden clasificar los costos en dos categorías: costos directos y costos indirectos.

-Costos directos: Los costos directos corresponden a aquellos que se asocian directamente con la ejecución de las tareas de mantenimiento. Dentro de esta categoría se incluyen principalmente:

- Mano de obra del personal que realiza las actividades de mantenimiento
- Uso de equipos e instrumentos
- Insumos requeridos
- Repuestos que se requieran

-Costos indirectos: Los costos indirectos son todos aquellos costos que son necesarios para que se ejecute la inspección o actividad de mantenimiento, pero no forman parte de la ejecución misma, sino que son un complemento de los costos directos como lo son:

- La movilización del personal
- Logística
- Gestión administrativa

3.3 Estimación de costos del plan de mantenimiento

Para realizar la estimación económica, se tomó como referencia las ofertas disponibles del mercado público junto con cotizaciones de otras empresas dedicadas al mantenimiento de calderas, con el objetivo de obtener valores acordes a la realidad. En las siguientes figuras se muestran cotizaciones de actividades de mantenimiento realizadas a una caldera:

Item	Cantidad	Descripción producto y/o servicio	V. Unitario	Total
1	1	Mantenimiento preventivo a Caldera. * Apertura de la caldera * Mantención lado Fuego (tubos, placa portatubos e inspección de junta y refractario interior). * Mantención lado Agua (Limpieza con agua a presión y eliminación de sedimentos). * Mantención de sistema de control de nivel visual. * Medición de aislamiento eléctrico a componentes. * Cierre de tapas y reapriete total exterior. * Puesta en marcha y revisión de parámetros	\$ 2.012.655	\$ 2.012.655
2	1	Mantenimiento preventivo a Quemador. * Inspección inicial del equipo. * Limpieza profunda interior y exterior. * Desarme y evaluación del estado de los componentes. * Verificación de operatividad de cada componente. * Armado final y ajuste. * Puesta en marcha y calibración de los equipos. * Verificación del sistema de modulación. * Regulación de la combustión de los gases emitidos por el quemador.	\$ 599.824	\$ 599.824
		Datos para la transferencia: Nombre : JASH Ingeniería SPA Rut: 76.926.901-0 Cuenta Corriente N° 86082594 Banco Santander Email: smoraga@jashingenieria.cl		
			Sub Total	\$ 2.612.479
			Neto	\$ 2.612.479
			I.V.A.	\$ 496.371
			TOTAL	\$ 3.108.850

Figura 3-1 - Cotización de mantenimiento preventivo a caldera

Fuente: JASH ingeniería SPA

Item	Cantidad	Descripción producto y/o servicio	V. Unitario	Total
1	1	SISTEMA DE ALIMENTACION DE AGUA CALDERA <u>Considera:</u> - Revisión de cañerías y conexiones para descartar fugas de agua - Revisión y manipulación de válvulas.	\$ 102.785	\$ 102.785
2	1	SISTEMA DE ALIMENTACION DE AGUA CALDERA <u>Considera:</u> - Revisión y limpieza de bomba de extracción de agua (1 y 2). - Verificación de ruidos en bombas - Motor Eléctrico de bombas: Medición de amperajes de motores. - Motor Eléctrico de bombas: Medición de voltajes de motores. - Motor Eléctrico de bombas: Limpieza general. - Motor Eléctrico de bombas: Reapriete de conexiones.	\$ 187.531	\$ 187.531
3	1	SISTEMA DE ALIMENTACION DE AGUA CALDERA <u>Considera:</u> - Revisión de líneas alimentadoras de agua blanda para detectar fugas y reapriete de fitting.	\$ 80.497	\$ 80.497
4	1	SISTEMA DE ALIMENTACION DE AGUA CALDERA <u>Considera:</u> - Mantenimiento de 02 Bombas. - Verificación de ruidos en bombas - Motor Eléctrico de bombas: Medición de amperajes de motores. - Motor Eléctrico de bombas: Medición de voltajes de motores. - Motor Eléctrico de bombas: Limpieza general. - Motor Eléctrico de bombas: Reapriete de conexiones.	\$ 364.945	\$ 364.945
		<u>Datos para la transferencia:</u> Nombre : JASH Ingeniería SPA Rut: 76.926.901-0 Cuenta Corriente N° 86082594 Banco Santander Email: smoraga@jashingeneria.cl		
			Sub Total	\$ 735.758
			Neto	\$ 735.758
			I.V.A.	\$ 139.794
			TOTAL	\$ 875.552

Figura 3-2 - Cotización de inspección de sistema de alimentación de agua de caldera

Fuente: JASH Ingeniería SPA

Item	Cantidad	Descripción producto y/o servicio	V. Unitario	Total
1	1	Medición de espesores en caldera Servimet. <u>Considera:</u> -Medición de puntos en manto, fogón y placas de caldera -Entrega de resultados	\$ 1.921.266	\$ 1.921.266
		<u>Datos para la transferencia:</u> Nombre : JASH Ingeniería SPA Rut: 76.926.901-0 Cuenta Corriente N° 86082594 Banco Santander Email: smoraga@jashingeneria.cl		
			Sub Total	\$ 1.921.266
			Neto	\$ 1.921.266
			I.V.A.	\$ 365.041
			TOTAL	\$ 2.286.307

Figura 3-3 - Cotización de medición de espesores

Fuente: JASH Ingeniería SPA

A continuación, se presentan los costos de las inspecciones y actividades de mantenimiento estimadas:

Actividad	Rango de costo (CLP)
Medición de espesores (UT)	\$500,000
Limpieza interna caldera	\$1,000,000
END Tintas Penetrantes	\$300,000
END Partículas Magnéticas	\$400,000
Calibración válvulas de seguridad	\$700,000
Boroscopia	\$800,000
Evaluación integridad (FFS)	\$2,500,000
Prueba hidráulica	\$700,000
Réplica metalográfica	\$1,200,000

Tabla 3-1 - Estimación de costos

Fuente: Elaboración propia.

3.3.1 Estimación de costos de plan preventivo

Actividad	Descripción resumida	Frecuencia	Costos estimados (CLP)
Limpieza de haces de humo y paso de gases	Eliminación de hollín/escamas mediante cepillado o lavado controlado. Se realiza con caldera fría, purgada y ventilada.	Semestral (o según carga)	\$1,000,000
Medición de espesores por ultrasonido en zonas críticas	Inspección de ultrasonido en zonas críticas	Anual	\$500,000
Ensayo PT/MT en soldaduras o grietas sospechadas	Aplicación de líquidos penetrantes o partículas magnéticas en zonas críticas	Anual o según hallazgo	\$350,000
Prueba y calibración de válvulas de seguridad	Desmontaje y prueba en banco	Anual	\$700,000

Tabla 3-2 - Estimación costos plan preventivo

Fuente: Elaboración propia.

Realizando la suma de los costos se obtiene:

Costo total	\$2,550,000
-------------	-------------

Tabla 3-3 - Costo total plan preventivo

Fuente: Elaboración propia.

3.3.2 Estimación de costos de la inspección de integridad

Actividad	Descripción	Frecuencia	Costos estimados (CLP)
Medición de espesores por UT	Medición completa de espesores en casco y placa tubular	Cada 3 años	\$500,000
Boroscopia de tubos de humo	Inspección visual interna en tubos representativos, buscando corrosión u otro mecanismo de daño	Cada 3 años	\$800,000
Réplicas metalográficas locales	Muestreo para detectar daño por creep.	Condicional	\$1,200,000
Evaluación de integridad por FFS	Aplicación API 579 (Niveles 1–3) para corrosión, pitting o distorsión; cálculo MAWP o vida remanente.	Cada 3 años	\$2,500,000
Prueba hidráulica	Se presuriza a 1.5 veces la presión de operación para comprobar la hermeticidad	Cada 3 años	\$700,000

Tabla 3-4 - Estimación de costos de inspección de integridad

Fuente: Elaboración propia

Realizando la suma de los costos se obtiene:

Costo total	\$5.700.000
-------------	-------------

Tabla 3-5 - Costo total de plan de inspección de integridad

Fuente: Elaboración propia

3.3.3 Análisis de sensibilidad económica

Debido a que los costos son estimaciones basadas en cotizaciones de mercado y no en datos históricos del equipo ni de la empresa, existe cierta incertidumbre sobre los valores considerados. Esta incertidumbre se debe a la condición de trabajo del equipo, el tamaño del equipo, factores externos como la situación económica a nivel global y las posibles dificultades que puedan surgir durante la intervención

En este contexto, se realizó un análisis de sensibilidad económica con el objetivo de evaluar el impacto que podría generar las variaciones en los costos del plan de mantenimiento preventivo y el plan de inspección de integridad

Para realizar este análisis se crearon dos escenarios que representan las condiciones favorables y desfavorables que puedan afectar a los costos estimados:

Variación de costos del plan preventivo:

Variación	Costo total (CLP)
-20%	\$2,040,000
-10%	\$2,295,000
Base	\$2,550,000
+10%	\$2,805,000
+20%	\$3,060,000

Tabla 3-6 Variación de los costos del plan preventivo

Fuente: Elaboración propia

Variación de costos del plan de inspección de integridad:

Variación	Costo total (CLP)
-20%	\$4,560,000
-10%	\$5,130,000
Base	\$5,700,000
+10%	\$6,270,000
+20%	\$6,840,000

Tabla 3-7 Variación de costos de plan de inspección de integridad

Fuente: Elaboración propia

3.3.4 Costos por sanciones

El Decreto Supremo N°10 menciona que el incumplimiento de la normativa sobre la operación y mantenimiento de calderas será sancionado según lo que establezca el artículo 174 del Libro Decimo del Código Sanitario. Como se muestra en la figura 3-4, el valor de la UTM en el mes de junio de 2026 corresponde a \$71.506 CLP. Según lo dictado por el artículo 174 del Libro Decimo del Código Sanitario, las multas pueden ir desde un décimo de UTM (\$7.150 CLP) hasta 1000 UTM (\$71.506.000 CLP) dependiendo de la gravedad de la sanción. Adicionalmente dicho artículo establece que la autoridad sanitaria puede aplicar medidas drásticas como la clausura temporal o definitiva del establecimiento.

2026	UTM (1)	UTA (2)	Indice de Precios al Consumidor (IPC)	Variación Porcentual		
			Valor en puntos (6)	Mensual (3)	Acumulado 2026 (4)	Ultimos 12 meses (5)
Enero	69.751	837.012	109,71	0,4	0,4	2,8
Febrero	69.611	835.332	109,70	0,0	0,4	2,4
Marzo	69.889	838.668	110,75	1,0	1,4	2,8
Abril	69.889	838.668	112,18	1,3	2,7	4,0
Mayo	70.588	847.056				
Junio	71.506	858.072				
Julio						

Figura 3-4 Valores UTM

Fuente: SII

Conclusión y recomendaciones

En el presente proyecto se logró reunir información tanto técnica de normas internacionales y nacionales, como información operacional de la caldera, de forma que se pudo crear la base para realizar posteriormente el plan de mantenimiento.

El plan de mantenimiento creado para la caldera SERVIMET SECO 1000-V2, se diseñó de forma que se pueda aplicar a calderas pirotubulares en general, desarrollando un FMEA sobre los componentes de la caldera, en el cual se evaluaron los modos de falla en ámbitos como la seguridad, ocurrencia y detectabilidad, de esta manera se jerarquizaron mediante el RPN y así poder establecer las tareas de mantenimiento, con el objetivo de mantener el equipo en condiciones seguras para ser operado velando por la seguridad del personal, la integridad mecánica del equipo y la continuidad del proceso. El plan de mantenimiento también busca prevenir las fallas prematuras que puedan causar los mecanismos de daños.

En cuanto a la parte legal, el plan de mantenimiento está orientado también a cumplir con lo establecido por la normativa nacional, el Decreto Supremo N°10 del MINSAL, el cual es el organismo encargado de fiscalizar este tipo de equipos.

Finalmente, el impacto económico del plan queda evidenciado al comparar los costos estimados del plan de mantenimiento con las posibles sanciones impuesto por el Decreto Supremo N°10. El costo anual estimado del plan preventivo es de \$2.550.000 CLP y costos del plan de inspección de integridad es de \$5.700.000 cada 3 años. En el año 3, cuando se coincidan ambos planes de mantenimiento, la suma de estos corresponde a \$8.250.000 CLP según lo estimado, siendo apenas el 11,5% de la sanción máxima de \$71.506.000 CLP.

A modo de recomendación se considera lo siguiente:

Establecer un sistema de registro de fallas, inspecciones y actividades de mantenimiento, que incluya la fecha de intervención, tarea realizada, resultados obtenidos y nombre del responsable. Este sistema de registro además de cumplir con las exigencias del DS10, ayuda a optimizar el mantenimiento a futuro y mejorar la toma de decisiones.

Debido a que el plan de mantenimiento se basó en información técnica y criterio de expertos por falta de datos históricos del equipo, se recomienda actualizar el FMEA una vez que la caldera disponga de historial de inspecciones y mantenimiento, de esta manera el RPN tendrá una mayor precisión.

Bibliografía y fuentes

American Society of Mechanical Engineers. (2022). ASME PCC-2: Repair of pressure equipment and piping. ASME.

National Board of Boiler and Pressure Vessel Inspectors. (2015). NBIC Part 2: Inspection. NBIC.

American petroleum Institute. (2011). API Recommended Practice 571: Damage mechanisms affecting fixed equipment in the refining industry. API.

American Petroleum Institute. (2016). API Recommended Practice 573: Inspection of fired boilers and heaters. API.

American Petroleum Institute. (2017). API Recommended Practice 576: Inspection of pressure-relieving devices. API.

American Petroleum Institute. (2021). API Recommended Practice 579-1/ASME FFS-1: Fitness-for-service. API.

Ministerio de Salud. (2013). Decreto Supremo N°10: Reglamento de calderas, autoclaves y equipos que utilizan vapor de agua. Gobierno de Chile.

Moubray, J. (2004). Mantenimiento centrado en la confiabilidad.

Duque, P. (2025). Ingeniería de mantenimiento. Basado en SAE J1739. Universidad Técnica Federico Santa María.

Google Maps. (2026). <https://www.google.com/maps>

Servicio de Impuestos Internos. (2026). Gobierno de Chile. <https://homer.sii.cl/>

JASH Ingeniería SpA. (2025). Cotizaciones para servicios de mantenimiento para calderas.