



MÁSTER EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

TRABAJO FIN DE MÁSTER

Mejora de la vida útil de las tuberías del
sobrecalentador de la planta de tratamiento de
Eastcroft

Autor: Miguel Martín Gil

Director: Javier Peiro Balaguer

Madrid

Julio de 2025

Declaro, bajo mi responsabilidad, que el Proyecto presentado con el título
Mejora de la vida útil de las tuberías del sobrecalentador de la planta de tratamiento de
residuos de Eastcroft

en la ETS de Ingeniería - ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en el

curso académico 2024/25 es de mi autoría, original e inédito y

no ha sido presentado con anterioridad a otros efectos.

El Proyecto no es plagio de otro, ni total ni parcialmente y la información que ha sido

tomada de otros documentos está debidamente referenciada.



Fdo.: Miguel Martín Gil

Fecha: 10/ 07/ 2025

Autorizada la entrega del proyecto

EL DIRECTOR DEL PROYECTO



Fdo.: Javier Peiro Balaguer

Fecha:10/ 07/ 2025



MÁSTER EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

TRABAJO FIN DE MÁSTER

Mejora de la vida útil de las tuberías del
sobrecalentador de la planta de tratamiento de
Eastcroft

Autor: Miguel Martín Gil

Director: Javier Peiro Balaguer

Madrid

Julio de 2025

Agradecimientos

A los trabajadores de la planta Eastcroft que me han ayudado con todas mis dudas en especial Ashley Corke y Javier Peiro Balaguer.

A mi familia y amigos por su apoyo durante todo el proceso.

MEJORA DE LA VIDA ÚTIL DE LAS TUBERÍAS DEL SOBRECALENTADOR DE LA PLANTA DE TRATAMIENTO DE RESIDUOS DE EASTCROFT

Autor: Martín Gil, Miguel.

Director: Peiro Balaguer, Javier.

Entidad Colaboradora: FCC Medioambiente / FCC Environment

RESUMEN DEL PROYECTO

En este proyecto se ha encontrado una solución para alargar la vida útil de las tuberías del sobrecalentador de la planta de valorización de residuos de Eastcroft. Se ha conseguido mediante unas pruebas no destructivas para encontrar la razón por la que se degradan, se ha analizado los posibles materiales y se ha estudiado su viabilidad económica. Al final se ha concluido que con el material 16Mo3 se consigue alargar la vida útil de 2 a 4 años y se abaratan los costes del sobrecalentador.

1. Introducción

El sistema de funcionamiento de las plantas de valorización de los residuos consiste en una caldera en la que se incinera la basura y un ciclo de Rankine que funciona absorbiendo el calor de los gases de salida de la incineración. Ese ciclo de Rankine, como es habitual, consiste en un circuito de agua con una turbina, un condensador y el sistema de tuberías para calentar el agua que se divide en el sobrecalentador, el evaporador, el economizador y un calderín. Aparte, hay un sistema de bombas y válvulas para ayudar la circulación del agua y el vapor.

La incineración de los residuos presenta varias complicaciones, entre ellas las más destacables son conseguir que la temperatura sea constante teniendo en cuenta que los diferentes tipos de basura tienen distintos poderes caloríficos, y la corrosión de los elementos del circuito y contaminación del medio ambiente debido a los productos de la combustión de estos residuos.

2. Definición del proyecto

Desde 2019 el material utilizado en las tuberías del sobrecalentador de la planta de Eastcroft ha sido el mismo, el 10CrMo9-10, y por ello se ha querido estudiar la

posibilidad de cambiar a otra opción que alargue la vida útil y que su impacto en los gastos de la planta sea el mismo o menor. Este proyecto va a estudiar las causas de que la vida útil de las tuberías actuales sea de 2 años, analizar materiales que puedan responder mejor a esas causas y ver la viabilidad económica de cambiarlo a uno de los materiales que alarguen la vida útil.

3. Descripción del sobrecalentador

El sobrecalentador de la planta de Eastcroft presenta una peculiaridad que concierne a este proyecto. Las tuberías de este tienen dos diámetros y espesores distintos. La mitad superior del sobrecalentador tiene un diámetro exterior de 50,8mm y un espesor de 8mm mientras que la mitad inferior tiene un diámetro exterior de 44,5mm y un espesor de 4mm. Esto se debe a que, al tratarse de un sobrecalentador vertical, el peso de las tuberías reducía notablemente la vida útil de los anclajes superiores y se encontró esta solución con la que las tuberías no perdían años de vida útil, el intercambio de calor y el rendimiento se mantenía igual y los anclajes pasaban de un año a dos años.

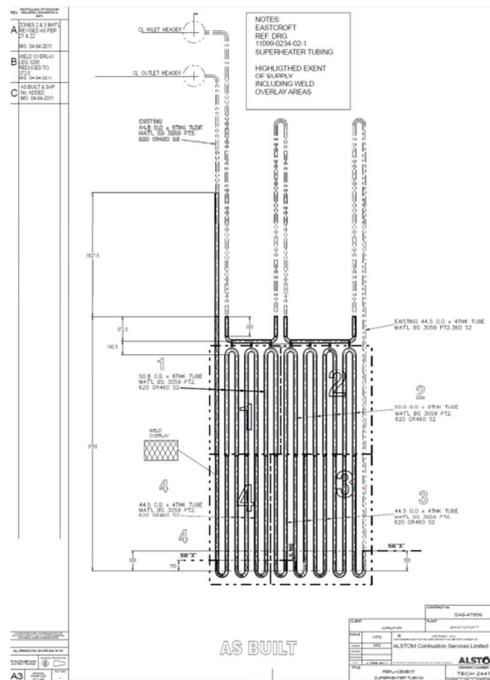


Ilustración 1: Plano del sobrecalentador en la planta de Eastcroft [Alstom]

4. Resultados

Primero se han obtenido los resultados de los primeros posibles materiales mediante un análisis con el programa Granta Edupack R1 2025. En este se han filtrado todos los

materiales existentes comparando los valores de las propiedades relevantes para el objetivo del proyecto con los valores del material actual de las tuberías del sobrecalentador. Después, con los materiales filtrados se ha hecho un estudio más en detalle de sus propiedades y se han buscado experimentos que se hayan llevado a cabo en condiciones similares a las de la caldera para obtener datos más específicos sobre la posible mejora de la vida útil de los elementos del sobrecalentador. Finalmente, se ha hecho un estudio económico de cada candidato para ver la mejora en los costes y su viabilidad. Con todo esto, se ha obtenido que el material más adecuado es el 16Mo3.

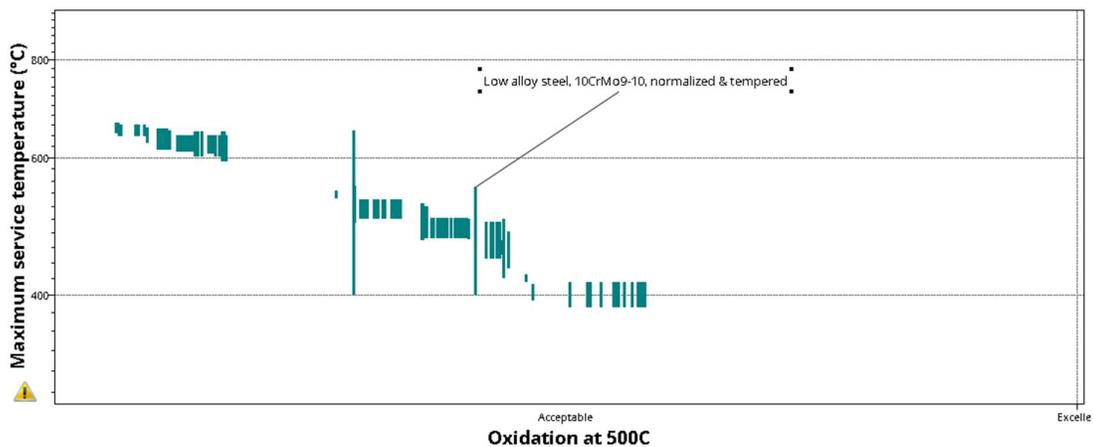


Ilustración 2: Materiales filtrados en Granta edupack R1 2025 [Granta]

5. Conclusiones

Como se ha mencionado en los resultados, la conclusión obtenida en este proyecto ha sido que se podría conseguir una mejora para la vida útil de las tuberías del sobrecalentador de la planta de Eastcroft con el material 16Mo3. Este material ofrece mejores propiedades para la resistencia a la corrosión, mecánicas y térmicas, sería más barato y aumentaría la vida útil a 4 años. Sin embargo, se debe mencionar que esta conclusión se ha obtenido sin poder probar el comportamiento de estas tuberías en un entorno con las mismas condiciones que las de la caldera por lo que se recomienda que se haga esto para asegurar el éxito del proyecto.

IMPROVEMENT OF THE SERVICE LIFE OF THE SUPERHEATER PIPES AT THE EASTCROFT WASTE TREATMENT PLANT

Author: Martín Gil, Miguel.

Supervisor: Peiro Balaguer, Javier.

Collaborating Entity: FCC Medioambiente / FCC Environment

ABSTRACT

In this project, a solution has been found to extend the service life of the superheater pipes at the Eastcroft waste-to-energy plant. This has been achieved through non-destructive testing to determine the cause of the degradation, an analysis of potential materials, and an evaluation of their economic feasibility. It was ultimately concluded that by using the 16Mo3 material, the service life can be extended from 2 to 4 years while also reducing the superheater's costs.

1. Introduction

The operating system of waste-to-energy plants consists of a boiler in which waste is incinerated and a Rankine cycle that works by absorbing the heat from the flue gases produced during incineration. This Rankine cycle, as usual, comprises a water circuit with a turbine, a condenser, and a system of pipes to heat the water. This system is divided into the superheater, the evaporator, the economizer, and a steam drum. Additionally, there is a system of pumps and valves to assist the circulation of water and steam.

The incineration of waste presents several challenges, the most significant being maintaining a constant temperature given the varying calorific values of different types of waste, corrosion of circuit components, and environmental contamination due to combustion byproducts.

2. Project Definition

Since 2019, the material used for the superheater pipes at the Eastcroft plant has been the same—10CrMo9-10. Therefore, this project explores the possibility of switching to an alternative material that could extend the service life without increasing operating costs. The project aims to study the reasons why the current pipes have a service life of

only 2 years, analyze materials that could better withstand these conditions, and assess the economic viability of switching to a material that would provide a longer service life.

3. Superheater Description

The superheater at the Eastcroft plant has a particular feature relevant to this project: its pipes have two different diameters and wall thicknesses. The upper half of the superheater has an outer diameter of 50.8 mm and a wall thickness of 8 mm, while the lower half has an outer diameter of 44.5 mm and a wall thickness of 4 mm. This design was implemented because, being a vertical superheater, the weight of the pipes significantly reduced the service life of the upper supports. This solution allowed the pipes to maintain their lifespan and heat exchange efficiency while extending the life of the supports from one to two years.

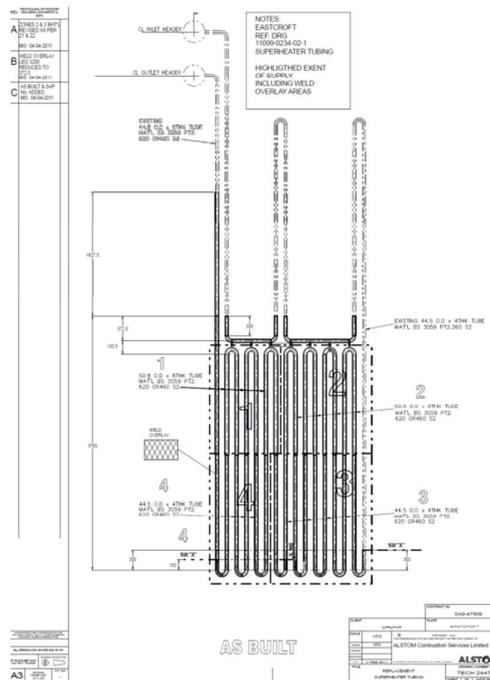


Ilustración 3: Blueprint of the superheater at the Eastcroft plant [Alstom]

4. Results

First, the initial potential materials were evaluated using an analysis with the Granta Edupack R1 2025 software. In this analysis, all available materials were filtered by comparing the values of the relevant properties for the project's objective with those of the current material used in the superheater pipes. Then, a more detailed study of the filtered materials was carried out, including research into experiments conducted under

conditions similar to those in the boiler, in order to obtain more specific data on the potential improvement in the service life of the superheater components. Finally, an economic analysis of each candidate material was performed to assess cost improvements and feasibility. Based on all this, it was determined that the most suitable material is 16Mo3.

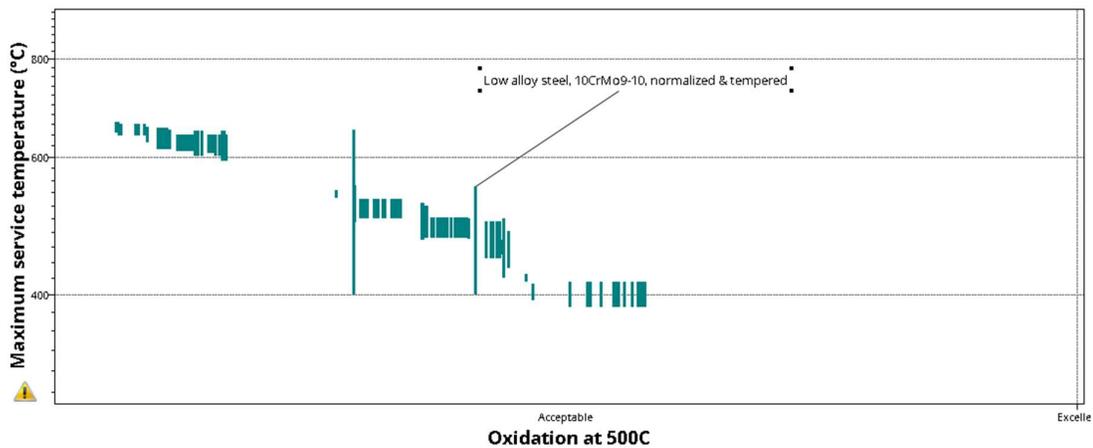


Ilustración 4: Filtered materials in Granta Edupack R1 2025 [Granta]

5. Conclusions

As mentioned in the results, the conclusion reached in this project is that an improvement in the service life of the superheater pipes at the Eastcroft plant could be achieved by using the 16Mo3 material. This material offers better corrosion resistance, mechanical, and thermal properties, would be more cost-effective, and could increase the service life to 4 years. However, it should be noted that this conclusion was reached without being able to test the behavior of these pipes in an environment with the same conditions as those in the boiler, so it is recommended that such testing be carried out to ensure the project's success.

DOCUMENTO 1:
MEMORIA

Índice de la memoria

Capítulo 1. Introducción	7
1.1 Descripción del Funcionamiento y de la Situación de una Planta de Waste to Energy	7
1.2 Descripción de un Ciclo de Rankine	10
1.3 Descripción de la Planta de Eastcroft.....	19
1.4 Descripción del Diseño del Sobrecalentador.....	22
1.5 Motivación del Proyecto	22
1.6 Objetivos	23
Capítulo 2. Zonas Críticas frente a la Corrosión	24
2.1 Introducción.....	24
2.2 Estudios Anteriores	24
2.3 Estudio Actual	28
2.3.1 Metodología.....	29
2.3.2 Resultados	31
Capítulo 3. Estudio de los Materiales	44
3.1 Introducción.....	44
3.2 Estudios Anteriores	44
3.3 Estudio Actual	48
3.3.1 Metodología.....	48
3.3.2 Resultados	59
Capítulo 4. Estudio Económico.....	61
4.1 Introducción.....	61
4.2 13CrMo4-5	61
4.3 16Mo3	62
4.4 Resultados	63
Capítulo 5. Análisis de Resultados y Conclusiones.....	64
Capítulo 6. Bibliografía.....	66
ANEXO A: Planos.....	69

<i>ANEXO B: Objetivos de Desarrollo Sostenible.....</i>	<i>72</i>
<i>Anexo C: Informes de Estudios Anteriores Hechos en la Empresa.....</i>	<i>74</i>

Índice de figuras

Figura 1: Diagrama del ciclo de Rankine [8]	10
Figura 2: Diagrama T-s del ciclo de Rankine [9]	11
Figura 3: Diagrama T-s de un ciclo de Rankine con la presión del condensador reducida [9]	13
Figura 4: Diagrama T-s de un ciclo de Rankine con la presión de la caldera aumentada [9]	14
Figura 5: Diagrama T-s de un ciclo de Rankine con la temperatura del sobrecalentador elevada [9]	15
Figura 6: Diagrama T-s y modelo de un ciclo de Rankine con recalentamiento [9]	16
Figura 7: Diagrama T-s de un ciclo de Rankine con regeneración con precalentador abierto [9]	17
Figura 8: Modelo de un ciclo de Rankine con regeneración con precalentador abierto [9]	17
Figura 9: Diagrama T-s de un ciclo de Rankine con regeneración con precalentador cerrado aguas arriba [9]	18
Figura 10: Diagrama T-s de un ciclo de Rankine con regeneración con precalentador cerrado aguas abajo [9]	18
Figura 11: Modelo de un ciclo de Rankine con regeneración con precalentador cerrado aguas arriba [9]	18
Figura 12: Modelo de un ciclo de Rankine con regeneración con precalentador cerrado aguas abajo [9]	18
Figura 13: Exterior de las muestras del sobrecalentador [13]	25
Figura 14: Interior y borde de las muestras del sobrecalentador [13]	26
Figura 15: Microestructura del exterior de la tubería [13]	27
Figura 16: Microestructura del interior de la tubería [13]	27
Figura 17: Resultados de la microscopia electrónica de barrido [13]	28
Figura 18: Secciones para las medidas de grosor [Propia]	30
Figura 19: Grosor medio de las tuberías de la caldera 1 [Propia]	39
Figura 20: Degradación media de las tuberías de la caldera 1 en mm [Propia]	39

Figura 21: Degradación media de las tuberías de la caldera 1 en % [Propia]	40
Figura 22: Grosor medio de las tuberías de la caldera 2 [Propia]	41
Figura 23: Degradación media de las tuberías de la caldera 2 en mm [Propia]	42
Figura 24: Degradación media de las tuberías de la caldera 2 en % [Propia]	42
Figura 25: Menú de selección del nivel de Granta Edupack [Granta].....	48
Figura 26: Menú de selección tipo de material a estudiar [Granta].....	49
Figura 27: Gráfico inicial de Granta con todos los materiales [Granta].....	50
Figura 28: Localización en la gráfica del material actual [Granta]	50
Figura 29: Filtro de las propiedades mecánicas [Granta]	51
Figura 30: Filtro para las propiedades térmicas [Granta]	52
Figura 31: Filtro para las propiedades de proceso [Granta]	53
Figura 32: Filtro para la durabilidad [Granta]	53
Figura 33: Gráfica después de los primeros filtros [Granta]	54
Figura 34: Filtro para el precio por metro cubico [Granta]	55
Figura 35: Gráfica después del segundo filtro [Granta]	55
Figura 36: Objetivo 7 de los ODS [24].....	73
Figura 37: Objetivo 9 de los ODS [24].....	73
Figura 38: Objetivo 11 de los ODS [24]	73

Índice de tablas

Tabla 1: Distribución porcentual del tratamiento final de residuos urbanos por tipo de tratamiento [2]	7
Tabla 2: Límite diario de emisiones de contaminantes [6].....	8
Tabla 3: Límites de emisiones de contaminantes cada media hora [6]	9
Tabla 4: Medidas del grosor del primer conjunto de tuberías del sobrecalentador de la caldera 1 [Propia]	31
Tabla 5: Medidas del grosor del segundo conjunto de tuberías del sobrecalentador de la caldera 1 [Propia].....	31
Tabla 6: Medidas del grosor del tercer conjunto de tuberías del sobrecalentador de la caldera 1 [Propia]	31
Tabla 7: Medidas del grosor del cuarto conjunto de tuberías del sobrecalentador de la caldera 1 [Propia]	32
Tabla 8: Medidas del grosor del primer conjunto de tuberías del sobrecalentador de la caldera 2 [Propia]	32
Tabla 9: Medidas del grosor del segundo conjunto de tuberías del sobrecalentador de la caldera 2 [Propia].....	32
Tabla 10: Medidas del grosor del tercer conjunto de tuberías del sobrecalentador de la caldera 2 [Propia]	32
Tabla 11: Medidas del grosor del cuarto conjunto de tuberías del sobrecalentador de la caldera 2 [Propia].....	33
Tabla 12: Medias de las medidas del sobrecalentador de la caldera 1 [Propia].....	33
Tabla 13: Medias de las medidas del sobrecalentador de la caldera 2 [Propia].....	33
Tabla 14: Degradación del primer conjunto de tuberías del sobrecalentador de la caldera 1 [Propia].....	34
Tabla 15: Degradación del segundo conjunto de tuberías del sobrecalentador de la caldera 1 [Propia].....	34
Tabla 16: Degradación del tercer conjunto de tuberías del sobrecalentador de la caldera 1 [Propia].....	35

Tabla 17: Degradación del cuarto conjunto de tuberías del sobrecalentador de la caldera 1 [Propia]	35
Tabla 18: Degradación del primer conjunto de tuberías del sobrecalentador de la caldera 2 [Propia]	36
Tabla 19: Degradación del segundo conjunto de tuberías del sobrecalentador de la caldera 2 [Propia]	36
Tabla 20: Degradación del tercer conjunto de tuberías del sobrecalentador de la caldera 2 [Propia]	37
Tabla 21: Degradación del cuarto conjunto de tuberías del sobrecalentador de la caldera 2 [Propia]	37
Tabla 22: Medias de degradación del conjunto de tuberías del sobrecalentador de la caldera 1 [Propia]	38
Tabla 23: Medias de degradación del conjunto de tuberías del sobrecalentador de la caldera 2 [Propia]	38
Tabla 24: Factor de coste por metro relativo al material actual [18].....	47
Tabla 25: Materiales posibles finales [Propia]	56
Tabla 26: Datos económicos de los nuevos materiales[14][15][16][Granta][Propia].....	62

Capítulo 1. INTRODUCCIÓN

1.1 DESCRIPCIÓN DEL FUNCIONAMIENTO Y DE LA SITUACIÓN DE UNA PLANTA DE WASTE TO ENERGY

Una planta de Waste to Energy se encarga de la quema de los residuos para, a través de un ciclo de Rankine, poder transformar la energía calorífica en energía eléctrica, aunque, a veces, también se extrae directamente parte de la energía calorífica para otros usos como una red de agua caliente sanitaria.

Este tipo de plantas se empezaron a instaurar hace mucho tiempo, especialmente en Europa, donde la primera se construyó en Frederiksberg en Copenhague en 1903 [1]. Aun así, en España sigue siendo una de las minorías a la hora de la gestión de residuos, ya que en 2022 un 46,82% de los residuos se desecharon en vertederos, un 42,92% fue reciclado y un 10,26% se incineró [2]. Además, en España, se pueden encontrar únicamente 11 plantas de este tipo, siendo Cataluña la Comunidad Autónoma que más tiene con un total de 5 [3].

Año	Reciclado	Vertido	Incineración
2022	42,92%	46,82%	10,26%
2021	43,72%	45,67%	10,60%
2020	40,39%	49,49%	10,12%
2019	37,96%	51,05%	10,99%
2018	34,79%	53,61%	11,60%
2017	36,11%	51,16%	12,73%
2016	33,86%	54,12%	12,02%
2015	29,79%	57,76%	12,45%

Tabla 1: Distribución porcentual del tratamiento final de residuos urbanos por tipo de tratamiento [2]

La resistencia a la implementación de este método como gestión de residuos a gran escala se debe a varios factores. El primero de ellos es la inversión necesaria para la construcción y mantenimiento de estas. Estos pueden oscilar entre los cincuenta y ciento cincuenta millones de euros para la construcción y de dos a cinco millones de euros para el

mantenimiento [4]. Además, el otro gran miedo con esta tecnología son las emisiones ya que en la incineración de los residuos se genera ácido clorhídrico, dióxido de azufre, monóxido y dióxido de nitrógeno, carbón orgánico total, monóxido de carbono y amoníaco.

A diferencia del resto de Europa, el Reino Unido es un gran promotor de las plantas de Waste to Energy, con cincuenta y tres funcionando y más en construcción [5]. Han conseguido desarrollar métodos para reducir las emisiones y, a través de contratos entre empresas privadas y los ayuntamientos locales, han conseguido solucionar el problema de la inversión inicial y los costes de mantenimiento.

Al ser una fuente de energía popular en Reino Unido, tiene una serie de normas regulatorias del Gobierno Británico en especial en cuanto a emisiones, que están extraídas del Industrial Emissions Directive 2010 (IED) de la Unión Europea y en el BAT (Best Available Techniques) Reference Document (BREF). Los valores de las emisiones diarias de cada sustancia contaminante se encuentran en la tabla 2.

Tipo de contaminante	Cantidad diaria permitida (mg/Nm ³)
Polvo total	10
Carbón Orgánico Total	10
Ácido Clorhídrico	10
Fluoruro de Hidrogeno	1
Dióxido de Azufre	50
Monóxido y Dióxido de Nitrógeno	200

Tabla 2: Límite diario de emisiones de contaminantes [6]

Aparte de los valores medios diarios, tienen que cumplir con un límite de emisiones cada media hora de funcionamiento que queda definido en la Tabla 3.

Tipo de contaminante	Cantidad media cada media hora permitida (mg/Nm ³)
Polvo total	30
Carbón Orgánico Total	20
Ácido Clorhídrico	60
Fluoruro de Hidrogeno	4
Dióxido de Azufre	200
Monóxido y Dióxido de Nitrógeno	400

Tabla 3: Límites de emisiones de contaminantes cada media hora [6]

Todos estos valores límite de emisión se calculan a una temperatura de 273,15 K, una presión de 101,3 kPa y tras corregir el contenido de vapor de agua de los gases residuales. Estas son las principales emisiones de una planta de valorización energética de residuos, pero hay un tipo de emisiones que también está fuertemente regulado por su peligro para el medio ambiente. Se trata de las dioxinas y furanos, una familia de productos complejos químicos que contienen clorina. Son insolubles en agua, pero sí que se solubilizan en aceites, grasas y en disolventes orgánicos. Normalmente se depositan sobre el suelo y mediante adsorción se quedan adheridos fuertemente a suelos y sedimentos por lo que se descomponen muy lentamente. Por esto último y ya que una exposición excesiva a este químico puede generar problemas en el corazón, sistema inmune, hígado, piel y la glándula del tiroides [7], incluso provocando un cáncer, la regulación lo limita a 0,1 ng/Nm³. [6]

1.2 DESCRIPCIÓN DE UN CICLO DE RANKINE

El ciclo de Rankine es un ciclo termodinámico desarrollado por William John Macquorn Rankine y surge como una mejora del rendimiento del ciclo de Carnot. El proceso consiste en calentar agua en una caldera hasta conseguir vapor para hacer mover una turbina-generadora que produce energía eléctrica. Tiene muchos usos, pero el más habitual es en ciclos combinados o en centrales térmicas como la que se va a estudiar en la memoria.

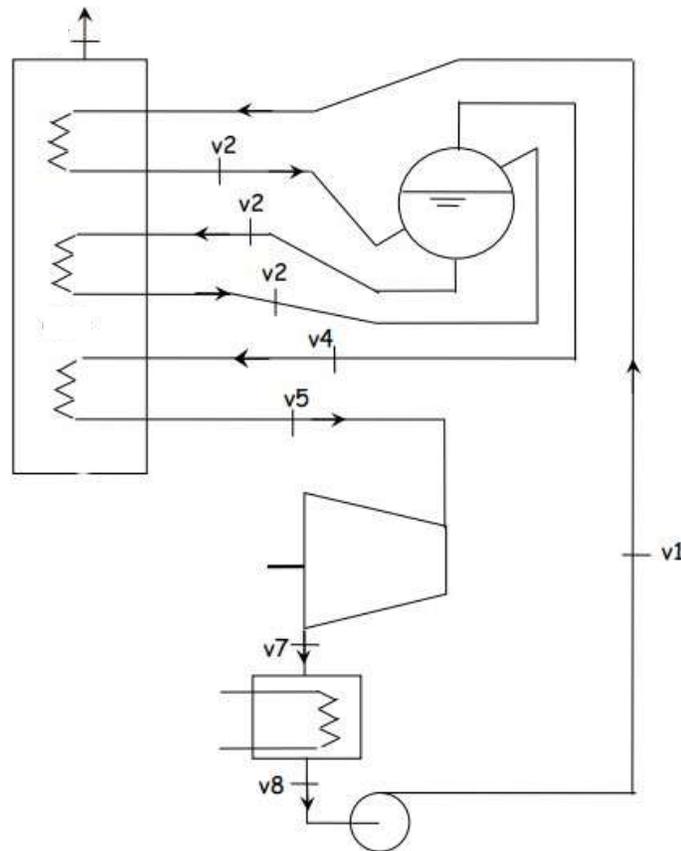


Figura 1: Diagrama del ciclo de Rankine [8]

El ciclo comienza con agua líquida subenfriada que es presurizada con una bomba para que llegue a la primera etapa que se encuentra dentro de la caldera, el economizador. Esta etapa consigue convertir el agua de subenfriada a saturada y es introducida a continuación a la

parte de agua líquida del calderín. Esa agua líquida se extrae y se circula por la segunda etapa dentro de la caldera, el evaporador, donde el agua cambia de líquido saturado a vapor saturado. Ahora el vapor es introducido en la parte de vapor del calderín y posteriormente extraído para pasar por la última etapa de la caldera, el sobrecalentador, donde el vapor pasa de saturado a sobrecalentado. Finalmente, el vapor sobrecalentado entra en la turbina donde vuelve a convertirse en una mezcla de fases entre líquido saturado y vapor saturado para luego pasar a líquido subenfriado gracias a un condensador.

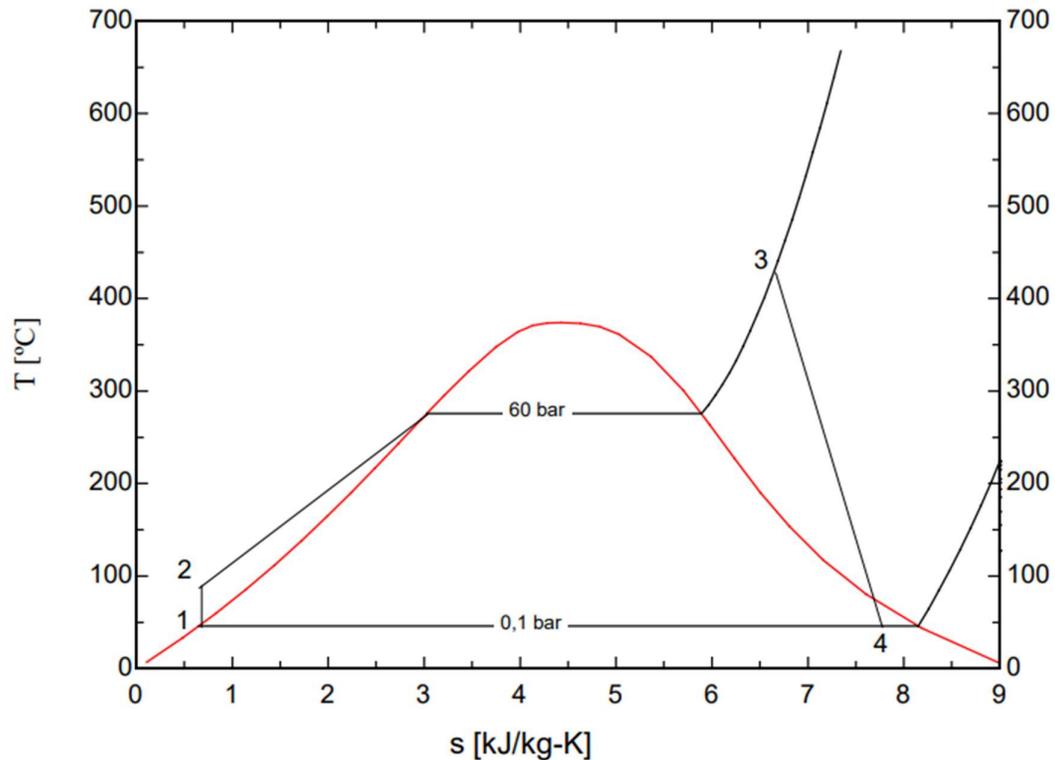


Figura 2: Diagrama T-s del ciclo de Rankine [9]

El ciclo descrito anteriormente es el más sencillo, pero hay dos opciones más que se han desarrollado para poder aumentar el rendimiento de este. Los métodos son o reduciendo la temperatura de rechazo del calor o aumentando la temperatura de aceptación del calor.

La reducción de la temperatura de rechazo del calor solo tiene una forma de obtenerse que es reduciendo la presión del condensador hasta acercarse lo máximo posible a la presión de

vacío. Al hacer esto, la turbina es capaz de extraer más trabajo del vapor pero tiene unas consecuencias notables que son: [10]

- Incremento del volumen específico del vapor: El vapor a la salida de la turbina aumenta su volumen específico que significa la necesidad de una turbina con etapas más grandes y caras.
- Erosión: Al reducir la presión, el vapor de salida de la turbina contiene una proporción de agua mayor por lo que las gotas de agua erosionan los álabes de la turbina y reducen notablemente su vida útil y con ello su eficiencia.
- Filtraciones de aire: Este último problema en verdad presenta tres complicaciones distintas. Al tener una presión tan baja en el condensador se puede producir que aire se introduzca en el sistema y esto afecta a la transferencia de calor, disminuyendo la eficiencia del condensador, conlleva un condensador más caro para poder soportar la diferencia de presión con el exterior y mantener el vacío, y al introducir aire en el sistema puede causar cavitación en la bomba de alimentación lo cual la dañaría y reduciría su rendimiento. Esto último puede solucionarse añadiendo un desgasificador, pero, una vez más, esto es más inversión.

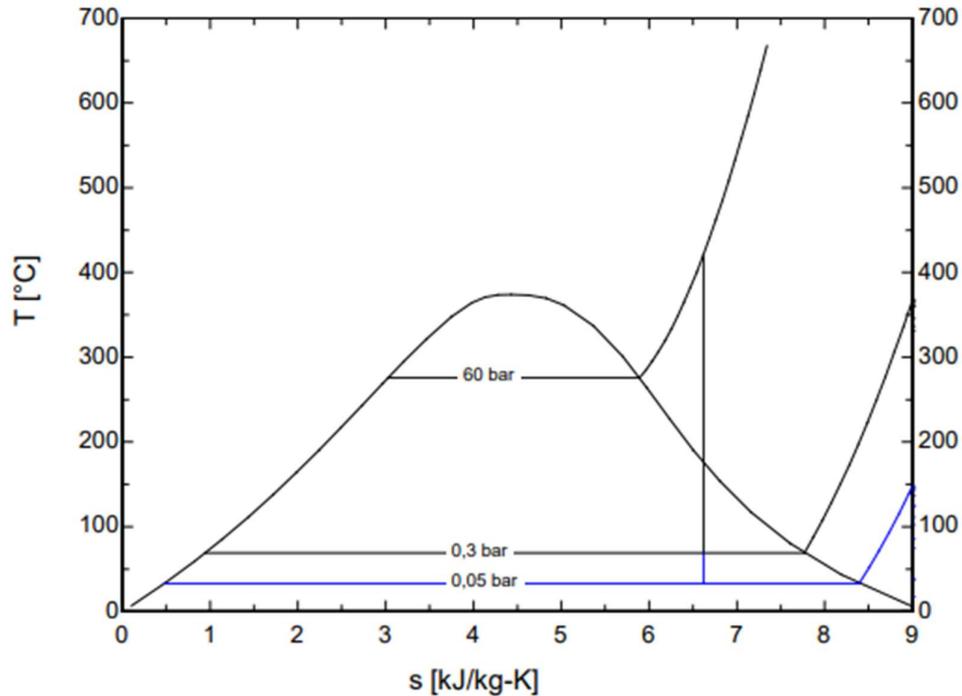


Figura 3: Diagrama T-s de un ciclo de Rankine con la presión del condensador reducida [9]

Para el aumento de la temperatura de aceptación de calor hay cuatro métodos distintos de conseguirlo. [10]

El primero de ellos es incrementar la presión de la caldera. Este método mejora el rendimiento del ciclo ya que consigue que con menor calor introducido se pueda obtener el mismo trabajo de salida de la turbina. Sin embargo, tiene dos desventajas que hay que tener en cuenta. La primera es que para soportar mayores presiones se necesita materiales más resistentes en la caldera y en las tuberías para evitar también los efectos de la corrosión y la fatiga térmica. Además, el segundo problema es que la húmeda del vapor de salida de la turbina aumenta considerablemente, y como se ha explicado antes, conlleva un mayor desgaste de los álabes de la turbina. Esto último se puede solucionar con otro método que se va a explicar posteriormente que se llama recalentamiento.

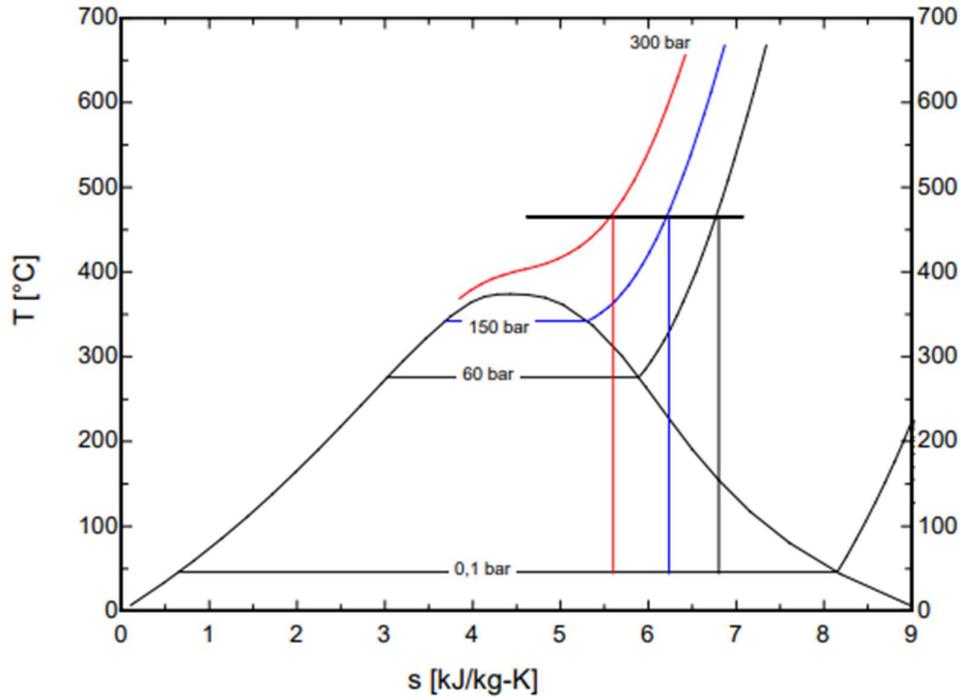


Figura 4: Diagrama T-s de un ciclo de Rankine con la presión de la caldera aumentada [9]

Otra forma de obtener un aumento en la temperatura de aceptación de calor es conseguir que el proceso de sobrecalentamiento sea a una temperatura muy alta, de esta manera el vapor entra a la turbina con mayor energía térmica para convertir en trabajo extraíble. En este caso el riesgo es debido a lo mismo que la solución, las altas temperaturas conllevan un mayor estrés en los componentes que además deberán estar hechos por materiales más caros para soportarlas, de hecho, la temperatura máxima suele estar limitada a 620°C.

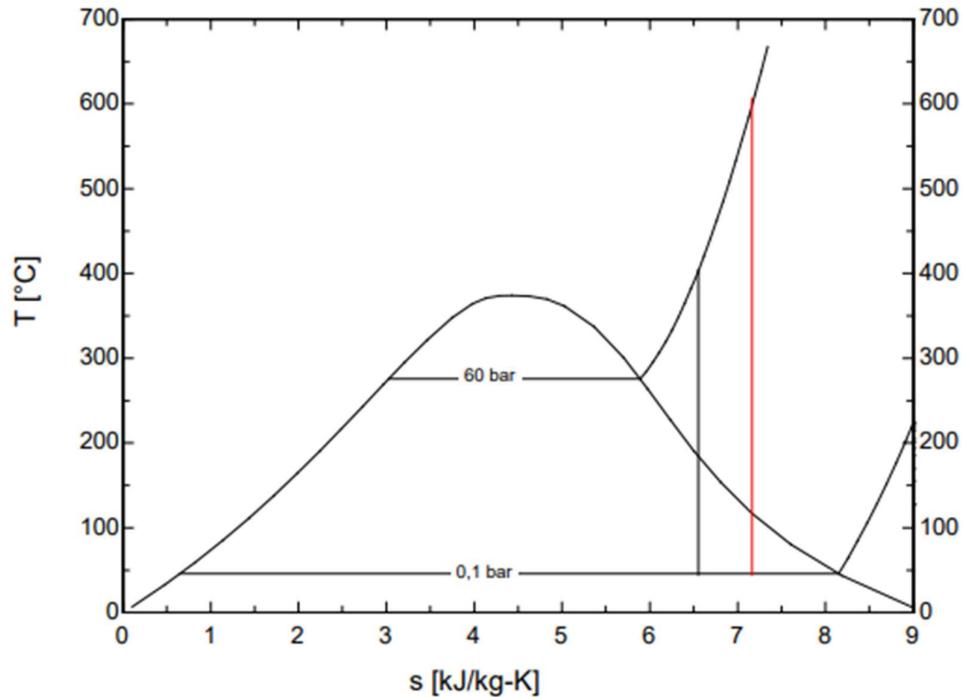


Figura 5: Diagrama T-s de un ciclo de Rankine con la temperatura del sobrecalentador elevada [9]

Como se ha mencionado antes otra de las posibles mejoras es el recalentamiento. Esta consiste en expandir el vapor en una primera turbina para luego introducirlo de nuevo en la caldera y volverlo a expandir en una segunda turbina. Por lo descrito este método es una buena solución para calderas con altas presiones ya que elimina los problemas debidos a la alta humedad en el vapor de salida de la turbina. La mayor desventaja de este método es el coste, al necesitar un sistema mucho más complejo de tuberías, aislamiento térmico y de tener dos turbinas, una de alta presión y otra de baja, o tener una turbina de dos secciones, la inversión aumenta considerablemente por lo que solo es utilizada en grandes plantas en las que el aumento de rendimiento compensa los gastos extra. Otro detalle para tener en cuenta con esta solución, es la posibilidad de hacer demasiados recalentamientos, ya que se puede conseguir que la temperatura de rechazo de calor sea demasiado alta y malgastemos recursos en obtener un calor que no vamos a aprovechar.

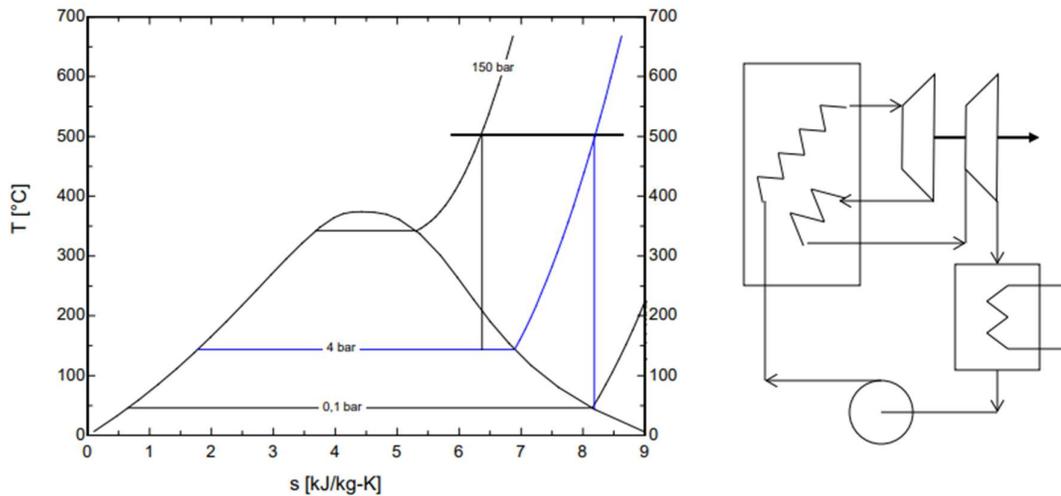


Figura 6: Diagrama T-s y modelo de un ciclo de Rankine con recalentamiento [9]

Finalmente, el último método consiste en la regeneración que se trata de extraer el vapor de una de las etapas intermedias de la turbina para aprovechar su calor y en un precalentador abierto o cerrado, calentar el agua de entrada a la caldera y así reducir el calor necesario a introducir.

Cuando el sistema se hace con un precalentador abierto, el vapor extraído de la turbina se mezcla con el agua subenfriada del condensador y la primera bomba y la convierte idealmente de nuevo en líquido saturado y con una segunda bomba se vuelve a subenfriar y empieza el proceso de la caldera. El mayor problema es el fallo de diseño ya que el agua de salida del precalentador podría salir como vapor húmedo o incluso sobrecalentado, dañando la bomba, o como subenfriada y entonces se estaría malgastando parte del calor extraído de la turbina.

Por todo lo expuesto anteriormente, de las mejoras solo se utilizan habitualmente en la industria el recalentamiento, que conlleva también el aumento de presión en la caldera habitualmente, la regeneración y el modelo simple del ciclo de Rankine sigue siendo muy popular. Por ello, el modelo que se va a describir de la planta de Eastcroft está basado en el ciclo de Rankine simple, también debido a la antigüedad de la planta.

1.3 DESCRIPCIÓN DE LA PLANTA DE EASTCROFT

La planta Eastcroft EfW pertenece a la empresa FCC Environment y se encuentra a las afueras de la ciudad de Nottingham. La planta consigue procesar alrededor de 180,000 toneladas de residuos al año y con ello consigue generar alrededor de 250,000 MWh al año.

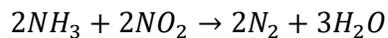
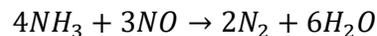
La disposición de la planta es poco convencional en comparación con las que están siendo construidas hoy en día, se puede observar el plano en el Anexo A, ya que la planta se construyó en 1973. La primera peculiaridad que tiene esta planta es que la turbina que genera energía eléctrica en el ciclo de Rankine no se encuentra en la planta, porque pertenece al ayuntamiento, sino que se encuentra a 1 km. El vapor generado en el circuito de agua de la caldera debe ser exportado por unas tuberías para poder ser procesado en la turbina.

Otra diferencia que tiene esta planta frente a otras es que el economizador se encuentra fuera de la caldera y el circuito de agua que lo recorre no es el mismo que el que luego recorre el evaporador y el sobrecalentador. Esta disposición les ofrece dos ventajas y una gran pérdida. Las dos ventajas son que así pueden controlar también la temperatura de los gases de salida de la caldera, ya que antes de ser expulsados al ambiente intercambian calor con el economizador, y que han podido construir un sistema en que el circuito del economizador, aparte de cumplir con su función habitual, puede aportar agua caliente sanitaria a un hotel cercano a la planta, consiguiendo una fuente adicional de ingresos. El problema que tiene es que al necesitar un intercambiador de calor extra entre el circuito del economizador y el circuito que entra a la caldera y recorre el evaporador y el sobrecalentador, la eficiencia del economizador en el ciclo de Rankine disminuye considerablemente y, además, el agua no consigue la temperatura adecuada para ser introducida en el calderín por lo que han tenido

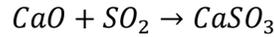
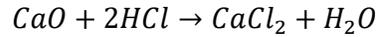
que reforzar el punto de conexión de la tubería de entrada de esta agua al calderín ya que se producía mucha corrosión y fracturas debido al cambio de temperatura y presión.

El procesamiento de los residuos en la planta sigue los siguientes pasos. Primero, el camión de basura del ayuntamiento desecha los residuos en una zona de almacenamiento de estos. Con dos grúas distintas consiguen alimentar las cintas transportadoras que llevan la basura por la zona de incineración. Esta cinta transportadora está diseñada de forma que la mitad de ella esta inmóvil y la otra móvil y gracias a unos dientes favorece que la basura vaya girando para conseguir quemarla de forma uniforme y evitar que parte de ella se quede sin quemar. Además, en la cinta transportadora también se introduce aire precalentado para favorecer la combustión completa y así reducir la cantidad de monóxido de carbono generado.

En cuanto al circuito de los gases de salida, este se calienta hasta unos 1200°C y asciende por la caldera donde primero se encuentra con el circuito de aire secundario que ayuda a regular la temperatura del aire caliente para luego ser rociado por una mezcla de amoníaco diluido que convierte el monóxido de nitrógeno y el dióxido de nitrógeno en nitrógeno y agua mediante las siguientes reacciones:



Posteriormente, el aire ya tratado se encuentra con el primer intercambiador de calor del ciclo de Rankine, el sobrecalentador, donde pasa de unos 900°C a unos 750°C al salir. Luego pasa por el segundo intercambiador llamado el evaporador donde vuelve a enfriarse hasta unos 320°C. El último intercambiador de calor por el que pasa el aire es el economizador donde vuelve a perder calor y reduce su temperatura hasta unos 140°C. Después de haber pasado por todos los intercambiadores y antes de ser expulsado al ambiente por la torre, el aire se trata para reducir las emisiones de gases nocivos para el ambiente. Primero, el aire se introduce en un reactor donde también se introduce carbono activo y cal. Aquí ocurren las siguientes reacciones químicas:



Molécula Orgánica + Carbón Activado → Molécula Orgánica Adsorbida

El resultado de estas reacciones es un aire con un polvo blanco en suspensión que contiene la gran mayoría de los químicos peligrosos para el medioambiente, por lo que este se bombea, gracias a una diferencia de presión, por una serie de tuberías que tienen en su interior un sistema de filtros que separan el polvo del aire. Cada 15 segundos, esa diferencia de presión se elimina para que todo el polvo acumulado en los filtros caiga sobre un circuito que transporta este residuo hasta un silo para que posteriormente sea traslado mediante camiones cisterna a una planta donde traten residuos químicos.

En cuanto al circuito de agua, como se ha mencionado con anterioridad, no hay uno como es habitual sino dos distintos. El agua se recibe de la turbina y se separa en el circuito del economizador y el de la caldera.

El circuito del economizador primero se presuriza a una presión de 9 bares y se subdivide a su vez en otros dos circuitos, el del intercambiador con el circuito de la caldera y el del agua caliente sanitaria. La diferencia entre ellos se debe a que el primero intercambia calor con el aire cuando este está más caliente, llegando el agua a una temperatura de unos 160°C, mientras que el otro circuito solo alcanza unos 140°C. Después de que el agua más caliente pierda calor en el intercambiador con el circuito de la caldera, esta se vuelve a unir en un único circuito y se utiliza para la calefacción y el agua caliente del hotel con el que se tiene contrato.

Al igual que en el circuito anterior, primero se presuriza el agua del circuito de la caldera a unos 40 bares. Al pasar por el intercambiador del economizador, cambia su temperatura de unos 70°C a unos 129°C. Esta agua se introduce directamente en la parte líquida del calderín que se encuentra a una temperatura de 230°C y una presión de 28 bares, de ahí los problemas en la conexión de la tubería con este como se ha mencionado antes. Del calderín se extrae

agua en estado líquido para que circule por el intercambiador de calor llamado evaporador y se devuelve al calderín en estado vapor. Ese vapor es luego recirculado por el sobrecalentador donde se aumenta la temperatura a 400°C y se envía a la turbina para la conversión a energía eléctrica. Si el vapor sale del sobrecalentador a una temperatura mayor a los 400°C estipulados por la turbina, hay un circuito con un intercambiador complementario que enfría ese vapor intercambiando calor con el agua líquida del calderín antes de ser enviado a la turbina.

1.4 DESCRIPCIÓN DEL DISEÑO DEL SOBRECALENTADOR

En el Anexo A se puede observar un plano del diseño del sobrecalentador de la planta de Eastcroft. El vapor saturado se introduce al circuito desde el calderín por la tubería superior y recorre todo el circuito calentándose más en cada sección hasta alcanzar el estado de vapor sobrecalentado a 400°C. Las dos curvas superiores de tubos tienen la función de sujetar el sobrecalentador al techo de la sección de la caldera en la que se encuentra. Este formato ha llevado a que se haya decidido que los tubos que están englobados en las zonas 1, 2, 3 y 4, que se observan en el plano, no tengan el mismo diámetro ni grosor de pared entre ellos. Los tubos que se encuentran en las zonas 1 y 2 tienen un diámetro de 50,8mm con un grosor de pared de 8mm mientras que las zonas 3 y 4 tienen un diámetro de 44,5mm y un grosor de 4mm. Esto se debe a que al principio de funcionamiento la vida útil de las piezas que sujetan los tubos de las zonas 1, 2, 3 y 4 a los superiores era muy corta y se tenían que reparar cada año. Por ello, decidieron reducir el peso de los tubos lo máximo posible sin perder eficiencia en el intercambio de calor ni arriesgarse a que la vida útil de los tubos se vea muy reducida y se consiguió mediante esta solución.

1.5 MOTIVACIÓN DEL PROYECTO

Este proyecto se ha ideado para encontrar una mejora de durabilidad en uno de los componentes necesarios en los circuitos anteriores para conseguir la extracción de la energía del residuo. Se trata de estudiar todos los posibles materiales que se puedan utilizar en la

fabricación de los tubos del sobrecalentador para conseguir extender su vida útil. Al ser los tubos que sufren las mayores temperaturas tanto del aire como del agua, son los que más se corroen y hay que cambiarlos cada dos años, menos los tubos de la zona 4 del plano del sobrecalentador que se sustituyen cada año.

Esta solución afectaría a la planta en varios aspectos. El primero sería reduciendo el coste de mantenimiento del sobrecalentador ya que habría que comprar los recambios con menos frecuencia y se va a limitar el posible aumento de coste de la pieza para que esto se cumpla. Además, en esta planta cada año se debe hacer una parada de sus operaciones durante un mes para hacer reparaciones, mejoras o cambios de piezas, por lo que, si se consigue el objetivo del proyecto, seguramente se podría reducir el tiempo de parada por lo menos los años en los que no se deba cambiar el sobrecalentador y así conseguir una mayor gestión de residuos y generación de energía anual que significa una mayor rentabilidad de la planta.

Por estas razones el proyecto tiene una gran importancia para la planta y ya se ha invertido en el pasado dinero en estudios similares para conseguir mejorar estos tubos. El último fue en 2014 y se consiguió decidir construir los tubos con el material 10CrMo9-10 y poner el recubrimiento Inconel 625, una aleación de base de níquel con cromo y molibdeno mayoritariamente que tiene una alta resistencia a la tracción, resistencia a la fluencia y una excelente ductilidad hasta en ambientes muy corrosivos, solo en la mitad inferior del cuarto denominado como 4 en el plano. [11]

1.6 OBJETIVOS

Los objetivos de este proyecto en orden de importancia se reducen a:

- Aumentar la vida útil de los tubos del sobrecalentador de 2 a 4 años.
- Reducir los gastos de mantenimiento del sobrecalentador.
- Reducir el tiempo invertido en las paradas de la planta.

Capítulo 2. ZONAS CRÍTICAS FRENTE A LA CORROSIÓN

2.1 INTRODUCCIÓN

Para poder hacer un estudio de los posibles materiales para el sobrecalentador, primero hay que entender y reconocer las zonas de las tuberías que más erosión y corrosión sufren para poder encontrar la raíz del problema y así dar una solución lógica. Por ello, la planta en los últimos años ha llevado a cabo multitud de estudios, subcontratando a la empresa Zurich, que estudiaban las zonas más afectadas y los efectos que había tenido el funcionamiento de la planta sobre esas zonas. También, se va a hacer unas pruebas no destructivas, con un medidor de espesor por ultrasonidos Baugh & Weedon Audit 207 [12], para comprobar el estado actual de las tuberías, comparar con los estudios anteriores si se mantienen las hipótesis obtenidas y saber con exactitud los problemas actuales.

2.2 ESTUDIOS ANTERIORES

Primero, se hicieron unos estudios que se llevaron a cabo entre 2000 y 2015. En estos se analizaba el grosor de las tuberías del sobrecalentador y a veces en vez de sustituirlas solo se recortaban para conseguir alargar la vida del sobrecalentador como conjunto sin perder rendimiento, ya que se seguía obteniendo la temperatura de salida del vapor deseada.

El estudio más reciente, que se ha llevado a cabo en 2017, sin embargo, se hizo mandando muestras de las tuberías para que, además de poder observar la reducción del grosor, se pueda analizar, el cambio de la microestructura, los residuos que se depositan sobre la superficies y posibles reacciones químicas que estos causen sobre la superficie exterior, y el efecto del agua sobre la superficie interior. [13]

Las tres muestras que recibieron pertenecían al sector 4 del plano del sobrecalentador que corresponde a la zona con el menor grosor y la mayor temperatura externa e interna junto con la zona 1. Primero se llevó a cabo una inspección visual donde se vio que los tubos habían sufrido tanta corrosión que el grosor en algunas zonas se había reducido de 4mm a 1mm. Además, por el exterior de la tubería los tubos tenían un aspecto oxidado y desconchado, y por dentro el color era azul/negro, muestra de una superficie que ha sido pasivada pero no parecía haber sufrido mucha corrosión y solo un poco de oxidación.



Figura 13: Exterior de las muestras del sobrecalentador [13]



Figura 14: Interior y borde de las muestras del sobrecalentador [13]

Posteriormente, se llevó a cabo un estudio microscópico de las superficies internas y externas donde previamente se las había pulido hasta 1 micrón y revelado con una solución de nital 2%. La microestructura estaba formada principalmente de ferrita y carburos, aunque variaba mucho del interior al exterior. En el exterior se pueden observar una capa de carburos esferoidales esparcida por toda ella lo cual demuestra que había estado expuesta a temperaturas de 600-700°C durante mucho tiempo. Además, se observaba también que, como se ha mencionado antes, la parte exterior era la que se erosionaba debido a la oxidación y la corrosión que el calor y los gases de salida de la combustión causan. El interior muestra una capa de óxido de hierro pasivado que ha protegido al hierro de la corrosión.

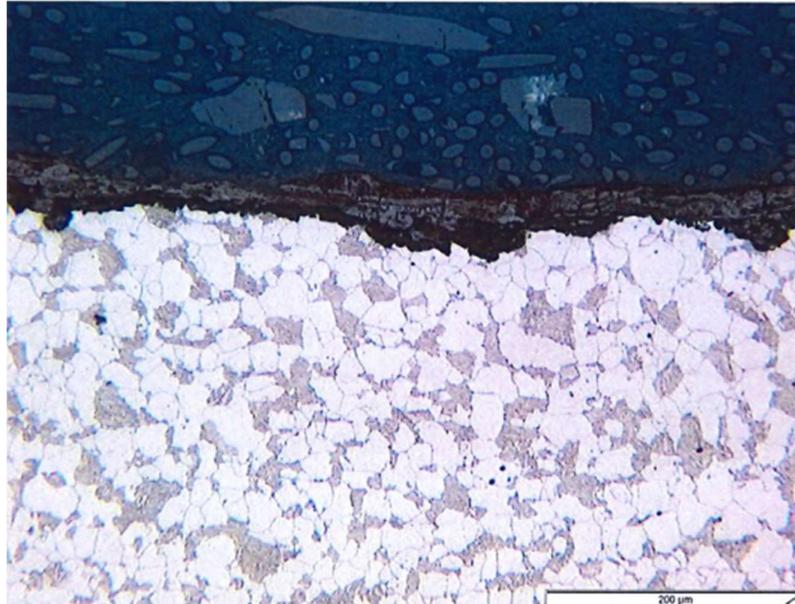


Figura 15: Microestructura del exterior de la tubería [13]

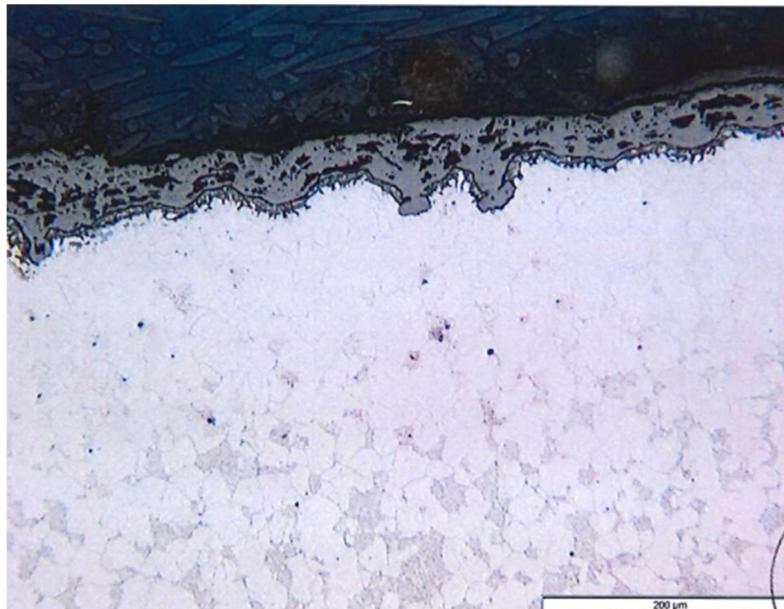


Figura 16: Microestructura del interior de la tubería [13]

Finalmente, se hizo una prueba de microscopía electrónica de barrido donde se obtuvo que las zonas con corrosión contenían óxido de hierro, carbono, sulfuro, sodio, potasio y cloro.

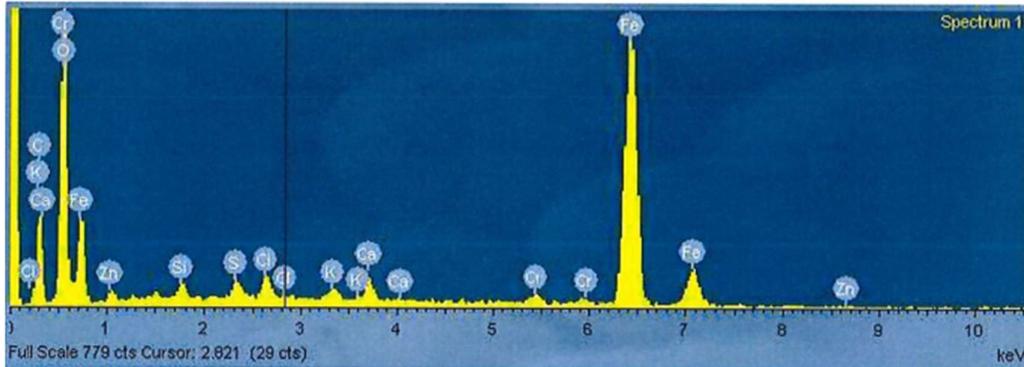


Figura 17: Resultados de la microscopía electrónica de barrido [13]

De todas estas pruebas se consiguieron extraer las siguientes conclusiones que ayudan a encontrar los problemas que hay que intentar afrontar en este proyecto. Estas conclusiones consisten en que se observa que el desgaste de las tuberías no es constante porque hay zonas donde agentes externos y las altas temperaturas quitan la capa exterior de óxido y dejan al aire una capa del material limpia que se volverá a oxidar. Los agentes externos que causan esto son una serie de sopladores de hollín que tiene la caldera para evitar la acumulación de este. El informe también concluía que los tubos se habían corroído/oxidado notablemente en el exterior y que contenían altos valores de sodio, potasio, cloro y sulfuro, debido a que, como se ha mencionado antes, estos químicos son emisiones causadas por la combustión de los residuos. Finalmente, la capa formada en el interior de óxido se debe a que el agua o vapor generan un ambiente químicamente agresivo que favorecen este tipo de reacciones químicas.

2.3 ESTUDIO ACTUAL

Para poder llevar a cabo este estudio se ha tenido que esperar al periodo de desconexión de la planta en la que se para la operación de esta para hacer todas las reparaciones y reemplazos necesarios para asegurar el correcto funcionamiento de la planta el año siguiente. En Eastcroft este periodo se lleva a cabo durante un mes entre junio y julio. Este año se van a reemplazar todas las tuberías del sobrecalentador por lo que se va a analizar el grosor de las

antiguas para poder comprobar los puntos de mayor degradación y la cantidad de degradación general. Esto va a ayudar al análisis de materiales posterior.

2.3.1 METODOLOGÍA

Como se ha mencionado con anterioridad, la prueba no destructiva que se ha decidido hacer es la medición del grosor con un medidor de espesor ultrasónico de la marca Baugh & Weedon y el modelo Audit 207 [12]. Con este aparato se va a poder medir el grosor en diferentes puntos de las tuberías y, comparándolo con el grosor inicial, se podrá deducir la degradación sufrida por estas.

También se ha tenido que decidir cuantas tuberías se quieren probar y que puntos se van a analizar. Primero, se han analizado 8 conjuntos de tuberías, que representarían el sector 1 y 4 del plano del sobrecalentador que se encuentra en el anexo A, 4 de la caldera uno y 4 de la caldera dos, para poder ver también la diferencia de degradación en cada caldera. La razón por la que se han escogido esas tuberías es que pertenecen al lado que primero entra en contacto con los gases de salida por lo que son las que se enfrentan a unas condiciones térmicas y de corrosión más elevadas. Respecto a los puntos a analizar, se han dividido los sectores 1 y 4 en dos partes iguales y se ha medido un punto en cada división de cada tubería, además de medir un punto en los codos de las tuberías. Con esto se puede ver si aun con el mismo grosor la degradación es diferente entre la parte superior y la inferior, y si los codos son más críticos que las tuberías verticales.

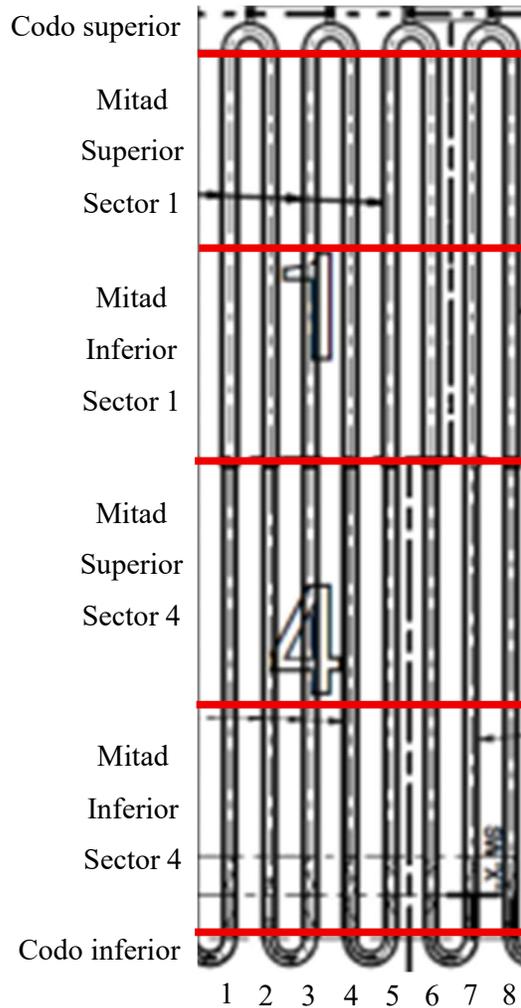


Figura 18: Secciones para las medidas de grosor [Propia]

Antes de poder comenzar la toma de datos se ha tenido que preparar la pieza para ello. Al tratarse de partes del sobrecalentador que han estado en funcionamiento durante un año, tienen una gran cantidad de estratos y productos de la oxidación sobre ellas por lo que se ha tenido que lijar la superficie hasta alcanzar el metal. Además, se ha puesto gel de acoplamiento sobre las partes lijadas para que el medidor de grosor ultrasónico pueda medir correctamente.

2.3.2 RESULTADOS

Después de preparar correctamente todas las piezas, se ha procedido a tomar las medidas de grosor en cada punto explicado en la metodología y los valores están recogidos en las siguientes tablas. La preparación de la superficie ha variado entre los cuatro conjuntos de la caldera 1 y los de la caldera 2 ya que los primeros han sido lijados a mano y los segundos con una lijadora eléctrica.

		Tuberías del sobrecalentador numeradas de izquierda a derecha							
		1 (mm)	2 (mm)	3 (mm)	4 (mm)	5 (mm)	6 (mm)	7 (mm)	8 (mm)
Secciones del sobrecalentador para las mediciones	Codo Superior	7,43		7,30		7,10		6,70	
	Mitad Superior Sector 1	7,56	7,82	8,10	8,10	7,60	7,40	7,20	7,70
	Mitad Inferior Sector 1	7,80	8,10	7,79	7,70	7,40	6,80	7,54	7,20
	Mitad Superior Sector 4	4,84	4,25	4,60	4,10	3,80	3,70	3,75	3,77
	Mitad Inferior Sector 4	4,22	4,19	4,13	4,15	3,97	3,75	3,99	3,80
	Codo Inferior		3,93		3,97		3,68		

Tabla 4: Medidas del grosor del primer conjunto de tuberías del sobrecalentador de la caldera 1 [Propia]

		Tuberías del sobrecalentador numeradas de izquierda a derecha							
		1 (mm)	2 (mm)	3 (mm)	4 (mm)	5 (mm)	6 (mm)	7 (mm)	8 (mm)
Secciones del sobrecalentador para las mediciones	Codo Superior	6,15		6,40		6,30		5,75	
	Mitad Superior Sector 1	6,60	6,35	6,61	6,30	6,40	6,20	6,70	6,40
	Mitad Inferior Sector 1	6,20	6,21	6,32	6,80	6,55	6,50	6,74	6,70
	Mitad Superior Sector 4	3,50	3,56	3,58	3,60	3,50	3,90	3,50	3,90
	Mitad Inferior Sector 4	3,52	3,40	3,40	3,70	3,24	3,20	3,60	3,70
	Codo Inferior		3,49		3,80		3,60		

Tabla 5: Medidas del grosor del segundo conjunto de tuberías del sobrecalentador de la caldera 1 [Propia]

		Tuberías del sobrecalentador numeradas de izquierda a derecha							
		1 (mm)	2 (mm)	3 (mm)	4 (mm)	5 (mm)	6 (mm)	7 (mm)	8 (mm)
Secciones del sobrecalentador para las mediciones	Codo Superior	6,64		7,61		6,60		6,68	
	Mitad Superior Sector 1	7,46	7,41	7,57	7,48	7,69	7,74	7,64	7,36
	Mitad Inferior Sector 1	7,66	7,20	7,58	7,52	7,72	7,25	7,72	7,63
	Mitad Superior Sector 4	3,82	3,64	3,65	3,32	3,85	3,45	3,48	3,74
	Mitad Inferior Sector 4	3,84	3,72	3,61	3,85	3,70	3,48	3,45	3,82
	Codo Inferior		3,70		3,74		3,66		

Tabla 6: Medidas del grosor del tercer conjunto de tuberías del sobrecalentador de la caldera 1 [Propia]

		Tuberías del sobrecalentador numeradas de izquierda a derecha							
		1 (mm)	2 (mm)	3 (mm)	4 (mm)	5 (mm)	6 (mm)	7 (mm)	8 (mm)
Secciones del sobrecalentador para las mediciones	Codo Superior	6,80		6,37		6,42		5,70	
	Mitad Superior Sector 1	7,52	6,52	5,90	6,30	6,24	6,38	6,30	6,30
	Mitad Inferior Sector 1	7,54	6,45	6,40	6,40	6,18	6,45	6,40	6,45
	Mitad Superior Sector 4	3,40	3,56	3,53	3,54	3,51	3,60	3,40	3,41
	Mitad Inferior Sector 4	3,60	3,52	3,60	3,61	3,45	3,65	3,37	3,35
	Codo Inferior		3,10		3,62		3,77		

Tabla 7: Medidas del grosor del cuarto conjunto de tuberías del sobrecalentador de la caldera 1 [Propia]

		Tuberías del sobrecalentador numeradas de izquierda a derecha							
		1 (mm)	2 (mm)	3 (mm)	4 (mm)	5 (mm)	6 (mm)	7 (mm)	8 (mm)
Secciones del sobrecalentador para las mediciones	Codo Superior	7,50		6,90		7,20		7,25	
	Mitad Superior Sector 1	7,48	7,74	7,81	7,57	7,70	7,16	7,64	7,75
	Mitad Inferior Sector 1	7,77	7,24	7,24	7,74	7,37	7,66	7,37	7,49
	Mitad Superior Sector 4	3,77	3,78	3,89	3,90	3,84	3,86	3,89	3,98
	Mitad Inferior Sector 4	3,85	3,80	3,78	3,87	3,87	3,84	3,80	3,78
	Codo Inferior		3,64		3,90		3,90		

Tabla 8: Medidas del grosor del primer conjunto de tuberías del sobrecalentador de la caldera 2 [Propia]

		Tuberías del sobrecalentador numeradas de izquierda a derecha							
		1 (mm)	2 (mm)	3 (mm)	4 (mm)	5 (mm)	6 (mm)	7 (mm)	8 (mm)
Secciones del sobrecalentador para las mediciones	Codo Superior	7,34		6,20		7,40		7,49	
	Mitad Superior Sector 1	6,17	7,00	6,44	6,82	6,68	6,81	7,56	7,50
	Mitad Inferior Sector 1	6,12	7,24	6,94	6,71	7,10	7,10	7,62	7,50
	Mitad Superior Sector 4	3,69	3,25	3,10	3,41	3,78	3,10	3,62	3,65
	Mitad Inferior Sector 4	3,73	3,62	3,54	3,61	3,81	3,80	3,77	3,80
	Codo Inferior		3,30		3,54		3,82		

Tabla 9: Medidas del grosor del segundo conjunto de tuberías del sobrecalentador de la caldera 2 [Propia]

		Tuberías del sobrecalentador numeradas de izquierda a derecha							
		1 (mm)	2 (mm)	3 (mm)	4 (mm)	5 (mm)	6 (mm)	7 (mm)	8 (mm)
Secciones del sobrecalentador para las mediciones	Codo Superior	7,30		7,26		7,26		6,76	
	Mitad Superior Sector 1	7,00	7,22	7,05	7,24	7,66	7,26	7,40	7,32
	Mitad Inferior Sector 1	7,36	7,77	7,10	7,20	7,25	7,16	7,36	7,18
	Mitad Superior Sector 4	3,84	3,86	3,85	3,62	3,84	3,99	3,92	4,00
	Mitad Inferior Sector 4	3,98	3,70	3,95	3,64	3,98	3,95	3,98	4,00
	Codo Inferior		3,36		3,42		3,68		

Tabla 10: Medidas del grosor del tercer conjunto de tuberías del sobrecalentador de la caldera 2 [Propia]

		Tuberías del sobrecalentador numeradas de izquierda a derecha							
		1 (mm)	2 (mm)	3 (mm)	4 (mm)	5 (mm)	6 (mm)	7 (mm)	8 (mm)
Secciones del sobrecalentador para las mediciones	Codo Superior	6,40		7,24		7,40		7,45	
	Mitad Superior Sector 1	6,80	6,50	7,22	6,48	6,61	7,58	7,66	7,57
	Mitad Inferior Sector 1	7,66	6,56	7,01	6,78	6,69	7,08	7,25	7,60
	Mitad Superior Sector 4	4,00	4,00	3,85	3,27	3,42	3,81	3,76	4,00
	Mitad Inferior Sector 4	3,95	3,87	3,86	3,74	3,89	3,84	3,86	3,94
	Codo Inferior		3,50		3,46		3,26		

Tabla 11: Medidas del grosor del cuarto conjunto de tuberías del sobrecalentador de la caldera 2 [Propia]

		Tuberías del sobrecalentador numeradas de izquierda a derecha							
		1 (mm)	2 (mm)	3 (mm)	4 (mm)	5 (mm)	6 (mm)	7 (mm)	8 (mm)
Secciones del sobrecalentador para las mediciones	Codo Superior	6,76		6,92		6,61		6,21	
	Mitad Superior Sector 1	7,29	7,03	7,05	7,05	6,98	6,93	6,96	6,94
	Mitad Inferior Sector 1	7,30	6,99	7,02	7,11	6,96	6,75	7,10	7,00
	Mitad Superior Sector 4	3,89	3,75	3,84	3,64	3,67	3,66	3,53	3,71
	Mitad Inferior Sector 4	3,80	3,71	3,69	3,83	3,59	3,52	3,60	3,67
	Codo Inferior		3,56		3,78		3,68		

Tabla 12: Medias de las medidas del sobrecalentador de la caldera 1 [Propia]

		Tuberías del sobrecalentador numeradas de izquierda a derecha							
		1 (mm)	2 (mm)	3 (mm)	4 (mm)	5 (mm)	6 (mm)	7 (mm)	8 (mm)
Secciones del sobrecalentador para las mediciones	Codo Superior	7,14		6,90		7,32		7,24	
	Mitad Superior Sector 1	6,86	7,12	7,13	7,03	7,16	7,20	7,57	7,54
	Mitad Inferior Sector 1	7,23	7,20	7,07	7,11	7,10	7,25	7,40	7,44
	Mitad Superior Sector 4	3,83	3,72	3,67	3,55	3,72	3,69	3,80	3,91
	Mitad Inferior Sector 4	3,88	3,75	3,78	3,72	3,89	3,86	3,85	3,88
	Codo Inferior		3,45		3,58		3,67		

Tabla 13: Medias de las medidas del sobrecalentador de la caldera 2 [Propia]

Estos datos se han utilizado para poder generar las siguientes tablas en las que se observa la degradación sufrida en mm y en % para poder estudiar correctamente la tendencia de qué lado es el que más corrosión sufre y cuánto tiempo más se estima que pudieran aguantar estas tuberías.

		Secciones del sobrecalentador para las mediciones					
		Codo Superior	Mitad Superior Sector 1	Mitad Inferior Sector 1	Mitad Superior Sector 4	Mitad Inferior Sector 4	Codo Inferior
Tuberías del sobrecalentador numeradas de izquierda a derecha	1 (mm)	-0,57	-0,44	-0,20	0,84	0,22	
	1 (%)	-7,67%	-5,82%	-2,56%	17,36%	5,21%	
	2 (mm)		-0,18	0,10	0,25	0,19	-0,07
	2 (%)		-2,30%	1,23%	5,88%	4,53%	-1,78%
	3 (mm)	-0,70	0,10	-0,21	0,60	0,13	
	3 (%)	-9,59%	1,23%	-2,70%	13,04%	3,15%	
	4 (mm)		0,10	-0,30	0,10	0,15	-0,03
	4 (%)		1,23%	-3,90%	2,44%	3,61%	-0,76%
	5 (mm)	-0,90	-0,40	-0,60	-0,20	-0,03	
	5 (%)	-12,68%	-5,26%	-8,11%	-5,26%	-0,76%	
	6 (mm)		-0,60	-1,20	-0,30	-0,25	-0,32
	6 (%)		-8,11%	-17,65%	-8,11%	-6,67%	-8,70%
	7 (mm)	-1,30	-0,80	-0,46	-0,25	-0,01	
	7 (%)	-19,40%	-11,11%	-6,10%	-6,67%	-0,25%	
	8 (mm)		-0,30	-0,80	-0,23	-0,20	
	8 (%)		-3,90%	-11,11%	-6,10%	-5,26%	

Tabla 14: Degradación del primer conjunto de tuberías del sobrecalentador de la caldera 1 [Propia]

		Secciones del sobrecalentador para las mediciones					
		Codo Superior	Mitad Superior Sector 1	Mitad Inferior Sector 1	Mitad Superior Sector 4	Mitad Inferior Sector 4	Codo Inferior
Tuberías del sobrecalentador numeradas de izquierda a derecha	1 (mm)	-1,85	-1,40	-1,80	-0,50	-0,48	
	1 (%)	-30,08%	-21,21%	-29,03%	-14,29%	-13,64%	
	2 (mm)		-1,65	-1,79	-0,44	-0,60	-0,51
	2 (%)		-25,98%	-28,82%	-12,36%	-17,65%	-14,61%
	3 (mm)	-1,60	-1,39	-1,68	-0,42	-0,60	
	3 (%)	-25,00%	-21,03%	-26,58%	-11,73%	-17,65%	
	4 (mm)		-1,70	-1,20	-0,40	-0,30	-0,20
	4 (%)		-26,98%	-17,65%	-11,11%	-8,11%	-5,26%
	5 (mm)	-1,70	-1,60	-1,45	-0,50	-0,76	
	5 (%)	-26,98%	-25,00%	-22,14%	-14,29%	-23,46%	
	6 (mm)		-1,80	-1,50	-0,10	-0,80	-0,40
	6 (%)		-29,03%	-23,08%	-2,56%	-25,00%	-11,11%
	7 (mm)	-2,25	-1,30	-1,26	-0,50	-0,40	
	7 (%)	-39,13%	-19,40%	-18,69%	-14,29%	-11,11%	
	8 (mm)		-1,60	-1,30	-0,10	-0,30	
	8 (%)		-25,00%	-19,40%	-2,56%	-8,11%	

Tabla 15: Degradación del segundo conjunto de tuberías del sobrecalentador de la caldera 1 [Propia]

		Secciones del sobrecalentador para las mediciones					
		Codo Superior	Mitad Superior Sector 1	Mitad Inferior Sector 1	Mitad Superior Sector 4	Mitad Inferior Sector 4	Codo Inferior
Tuberías del sobrecalentador numeradas de izquierda a derecha	1 (mm)	-1,36	-0,54	-0,34	-0,18	-0,16	
	1 (%)	-20,48%	-7,24%	-4,44%	-4,71%	-4,17%	
	2 (mm)		-0,59	-0,80	-0,36	-0,28	-0,30
	2 (%)		-7,96%	-11,11%	-9,89%	-7,53%	-8,11%
	3 (mm)	-0,39	-0,43	-0,42	-0,35	-0,39	
	3 (%)	-5,12%	-5,68%	-5,54%	-9,59%	-10,80%	
	4 (mm)		-0,52	-0,48	-0,68	-0,15	-0,26
	4 (%)		-6,95%	-6,38%	-20,48%	-3,90%	-6,95%
	5 (mm)	-1,40	-0,31	-0,28	-0,15	-0,30	
	5 (%)	-21,21%	-4,03%	-3,63%	-3,90%	-8,11%	
	6 (mm)		-0,26	-0,75	-0,55	-0,52	-0,34
	6 (%)		-3,36%	-10,34%	-15,94%	-14,94%	-9,29%
	7 (mm)	-1,32	-0,36	-0,28	-0,52	-0,55	
	7 (%)	-19,76%	-4,71%	-3,63%	-14,94%	-15,94%	
	8 (mm)		-0,64	-0,37	-0,26	-0,18	
	8 (%)		-8,70%	-4,85%	-6,95%	-4,71%	

Tabla 16: Degradación del tercer conjunto de tuberías del sobrecalentador de la caldera 1 [Propia]

		Secciones del sobrecalentador para las mediciones					
		Codo Superior	Mitad Superior Sector 1	Mitad Inferior Sector 1	Mitad Superior Sector 4	Mitad Inferior Sector 4	Codo Inferior
Tuberías del sobrecalentador numeradas de izquierda a derecha	1 (mm)	-1,20	-0,48	-0,46	-0,60	-0,40	
	1 (%)	-17,65%	-6,38%	-6,10%	-17,65%	-11,11%	
	2 (mm)		-1,48	-1,55	-0,44	-0,48	-0,90
	2 (%)		-22,70%	-24,03%	-12,36%	-13,64%	-29,03%
	3 (mm)	-1,63	-2,10	-1,60	-0,47	-0,40	
	3 (%)	-25,59%	-35,59%	-25,00%	-13,31%	-11,11%	
	4 (mm)		-1,70	-1,60	-0,46	-0,39	-0,38
	4 (%)		-26,98%	-25,00%	-12,99%	-10,80%	-10,50%
	5 (mm)	-1,58	-1,76	-1,82	-0,49	-0,55	
	5 (%)	-24,61%	-28,21%	-29,45%	-13,96%	-15,94%	
	6 (mm)		-1,62	-1,55	-0,40	-0,35	-0,23
	6 (%)		-25,39%	-24,03%	-11,11%	-9,59%	-6,10%
	7 (mm)	-2,30	-1,70	-1,60	-0,60	-0,63	
	7 (%)	-40,35%	-26,98%	-25,00%	-17,65%	-18,69%	
	8 (mm)		-1,70	-1,55	-0,59	-0,65	
	8 (%)		-26,98%	-24,03%	-17,30%	-19,40%	

Tabla 17: Degradación del cuarto conjunto de tuberías del sobrecalentador de la caldera 1 [Propia]

		Secciones del sobrecalentador para las mediciones					
		Codo Superior	Mitad Superior Sector 1	Mitad Inferior Sector 1	Mitad Superior Sector 4	Mitad Inferior Sector 4	Codo Inferior
Tuberías del sobrecalentador numeradas de izquierda a derecha	1 (mm)	-0,50	-0,52	-0,23	-0,23	-0,15	
	1 (%)	-6,67%	-6,95%	-2,96%	-6,10%	-3,90%	
	2 (mm)		-0,26	-0,76	-0,22	-0,20	-0,36
	2 (%)		-3,36%	-10,50%	-5,82%	-5,26%	-9,89%
	3 (mm)	-1,10	-0,19	-0,76	-0,11	-0,22	
	3 (%)	-15,94%	-2,43%	-10,50%	-2,83%	-5,82%	
	4 (mm)		-0,43	-0,26	-0,10	-0,13	-0,10
	4 (%)		-5,68%	-3,36%	-2,56%	-3,36%	-2,56%
	5 (mm)	-0,80	-0,30	-0,63	-0,16	-0,13	
	5 (%)	-11,11%	-3,90%	-8,55%	-4,17%	-3,36%	
	6 (mm)		-0,84	-0,34	-0,14	-0,16	-0,10
	6 (%)		-11,73%	-4,44%	-3,63%	-4,17%	-2,56%
	7 (mm)	-0,75	-0,36	-0,63	-0,11	-0,20	
	7 (%)	-10,34%	-4,71%	-8,55%	-2,83%	-5,26%	
	8 (mm)		-0,25	-0,51	-0,02	-0,22	
	8 (%)		-3,23%	-6,81%	-0,50%	-5,82%	

Tabla 18: Degradación del primer conjunto de tuberías del sobrecalentador de la caldera 2 [Propia]

		Secciones del sobrecalentador para las mediciones					
		Codo Superior	Mitad Superior Sector 1	Mitad Inferior Sector 1	Mitad Superior Sector 4	Mitad Inferior Sector 4	Codo Inferior
Tuberías del sobrecalentador numeradas de izquierda a derecha	1 (mm)	-0,66	-1,83	-1,88	-0,31	-0,27	
	1 (%)	-8,99%	-29,66%	-30,72%	-8,40%	-7,24%	
	2 (mm)		-1,00	-0,76	-0,75	-0,38	-0,70
	2 (%)		-14,29%	-10,50%	-23,08%	-10,50%	-21,21%
	3 (mm)	-1,80	-1,56	-1,06	-0,90	-0,46	
	3 (%)	-29,03%	-24,22%	-15,27%	-29,03%	-12,99%	
	4 (mm)		-1,18	-1,29	-0,59	-0,39	-0,46
	4 (%)		-17,30%	-19,23%	-17,30%	-10,80%	-12,99%
	5 (mm)	-0,60	-1,32	-0,90	-0,22	-0,19	
	5 (%)	-8,11%	-19,76%	-12,68%	-5,82%	-4,99%	
	6 (mm)		-1,19	-0,90	-0,90	-0,20	-0,18
	6 (%)		-17,47%	-12,68%	-29,03%	-5,26%	-4,71%
	7 (mm)	-0,51	-0,44	-0,38	-0,38	-0,23	
	7 (%)	-6,81%	-5,82%	-4,99%	-10,50%	-6,10%	
	8 (mm)		-0,50	-0,50	-0,35	-0,20	
	8 (%)		-6,67%	-6,67%	-9,59%	-5,26%	

Tabla 19: Degradación del segundo conjunto de tuberías del sobrecalentador de la caldera 2 [Propia]

		Secciones del sobrecalentador para las mediciones					
		Codo Superior	Mitad Superior Sector 1	Mitad Inferior Sector 1	Mitad Superior Sector 4	Mitad Inferior Sector 4	Codo Inferior
Tuberías del sobrecalentador numeradas de izquierda a derecha	1 (mm)	-0,70	-1,00	-0,64	-0,16	-0,02	
	1 (%)	-9,59%	-14,29%	-8,70%	-4,17%	-0,50%	
	2 (mm)		-0,78	-0,23	-0,14	-0,30	-0,64
	2 (%)		-10,80%	-2,96%	-3,63%	-8,11%	-19,05%
	3 (mm)	-0,74	-0,95	-0,90	-0,15	-0,05	
	3 (%)	-10,19%	-13,48%	-12,68%	-3,90%	-1,27%	
	4 (mm)		-0,76	-0,80	-0,38	-0,36	-0,58
	4 (%)		-10,50%	-11,11%	-10,50%	-9,89%	-16,96%
	5 (mm)	-0,74	-0,34	-0,75	-0,16	-0,02	
	5 (%)	-10,19%	-4,44%	-10,34%	-4,17%	-0,50%	
	6 (mm)		-0,74	-0,84	-0,01	-0,05	-0,32
	6 (%)		-10,19%	-11,73%	-0,25%	-1,27%	-8,70%
	7 (mm)	-1,24	-0,60	-0,64	-0,08	-0,02	
	7 (%)	-18,34%	-8,11%	-8,70%	-2,04%	-0,50%	
	8 (mm)		-0,68	-0,82			
	8 (%)		-9,29%	-11,42%			

Tabla 20: Degradación del tercer conjunto de tuberías del sobrecalentador de la caldera 2 [Propia]

		Secciones del sobrecalentador para las mediciones					
		Codo Superior	Mitad Superior Sector 1	Mitad Inferior Sector 1	Mitad Superior Sector 4	Mitad Inferior Sector 4	Codo Inferior
Tuberías del sobrecalentador numeradas de izquierda a derecha	1 (mm)	-1,60	-1,20	-0,34		-0,05	
	1 (%)	-25,00%	-17,65%	-4,44%		-1,27%	
	2 (mm)		-1,50	-1,44		-0,13	-0,50
	2 (%)		-23,08%	-21,95%		-3,36%	-14,29%
	3 (mm)	-0,76	-0,78	-0,99	-0,15	-0,14	
	3 (%)	-10,50%	-10,80%	-14,12%	-3,90%	-3,63%	
	4 (mm)		-1,52	-1,22	-0,73	-0,26	-0,54
	4 (%)		-23,46%	-17,99%	-22,32%	-6,95%	-15,61%
	5 (mm)	-0,60	-1,39	-1,31	-0,58	-0,11	
	5 (%)	-8,11%	-21,03%	-19,58%	-16,96%	-2,83%	
	6 (mm)		-0,42	-0,92	-0,19	-0,16	-0,74
	6 (%)		-5,54%	-12,99%	-4,99%	-4,17%	-22,70%
	7 (mm)	-0,55	-0,34	-0,75	-0,24	-0,14	
	7 (%)	-7,38%	-4,44%	-10,34%	-6,38%	-3,63%	
	8 (mm)		-0,43	-0,40		-0,06	
	8 (%)		-5,68%	-5,26%		-1,52%	

Tabla 21: Degradación del cuarto conjunto de tuberías del sobrecalentador de la caldera 2 [Propia]

		Secciones del sobrecalentador para las mediciones					
		Codo Superior	Mitad Superior Sector 1	Mitad Inferior Sector 1	Mitad Superior Sector 4	Mitad Inferior Sector 4	Codo Inferior
Tuberías del sobrecalentador numeradas de izquierda a derecha	1 (mm)	-1,25	-0,72	-0,70	-0,11	-0,21	
	1 (%)	-18,97%	-10,16%	-10,53%	-4,82%	-5,93%	
	2 (mm)		-0,98	-1,01	-0,25	-0,29	-0,45
	2 (%)		-14,74%	-15,68%	-7,18%	-8,57%	-13,38%
	3 (mm)	-1,08	-0,96	-0,98	-0,16	-0,32	
	3 (%)	-16,33%	-15,27%	-14,95%	-5,40%	-9,10%	
	4 (mm)		-0,96	-0,90	-0,36	-0,17	-0,22
	4 (%)		-14,92%	-13,23%	-10,54%	-4,80%	-5,87%
	5 (mm)	-1,40	-1,02	-1,04	-0,34	-0,41	
	5 (%)	-21,37%	-15,62%	-15,83%	-9,35%	-12,07%	
	6 (mm)		-1,07	-1,25	-0,34	-0,48	-0,32
	6 (%)		-16,47%	-18,77%	-9,43%	-14,05%	-8,80%
	7 (mm)	-1,79	-1,04	-0,90	-0,47	-0,40	
	7 (%)	-29,66%	-15,55%	-13,36%	-13,39%	-11,50%	
	8 (mm)		-1,06	-1,01	-0,30	-0,33	
	8 (%)		-16,14%	-14,85%	-8,23%	-9,37%	

Tabla 22: Medias de degradación del conjunto de tuberías del sobrecalentador de la caldera 1 [Propia]

		Secciones del sobrecalentador para las mediciones					
		Codo Superior	Mitad Superior Sector 1	Mitad Inferior Sector 1	Mitad Superior Sector 4	Mitad Inferior Sector 4	Codo Inferior
Tuberías del sobrecalentador numeradas de izquierda a derecha	1 (mm)	-0,87	-1,14	-0,77	-0,18	-0,12	
	1 (%)	-12,56%	-17,14%	-11,70%	-4,67%	-3,23%	
	2 (mm)		-0,89	-0,80	-0,28	-0,25	-0,55
	2 (%)		-12,88%	-11,48%	-8,13%	-6,81%	-16,11%
	3 (mm)	-1,10	-0,87	-0,93	-0,33	-0,22	
	3 (%)	-16,42%	-12,73%	-13,14%	-9,91%	-5,93%	
	4 (mm)		-0,97	-0,89	-0,45	-0,29	-0,42
	4 (%)		-14,23%	-12,92%	-13,17%	-7,75%	-12,03%
	5 (mm)	-0,69	-0,84	-0,90	-0,28	-0,11	
	5 (%)	-9,38%	-12,28%	-12,79%	-7,78%	-2,92%	
	6 (mm)		-0,80	-0,75	-0,31	-0,14	-0,34
	6 (%)		-11,23%	-10,46%	-9,47%	-3,72%	-9,67%
	7 (mm)	-0,76	-0,44	-0,60	-0,20	-0,15	
	7 (%)	-10,72%	-5,77%	-8,14%	-5,44%	-3,87%	
	8 (mm)		-0,47	-0,56	-0,09	-0,12	
	8 (%)		-6,22%	-7,54%	-2,52%	-3,15%	

Tabla 23: Medias de degradación del conjunto de tuberías del sobrecalentador de la caldera 2 [Propia]

De todas las tablas anteriores se pueden extraer los siguientes gráficos que representan la media de grosor, degradación en mm y en % de la caldera 1 como resumen y para facilitar el posterior análisis.

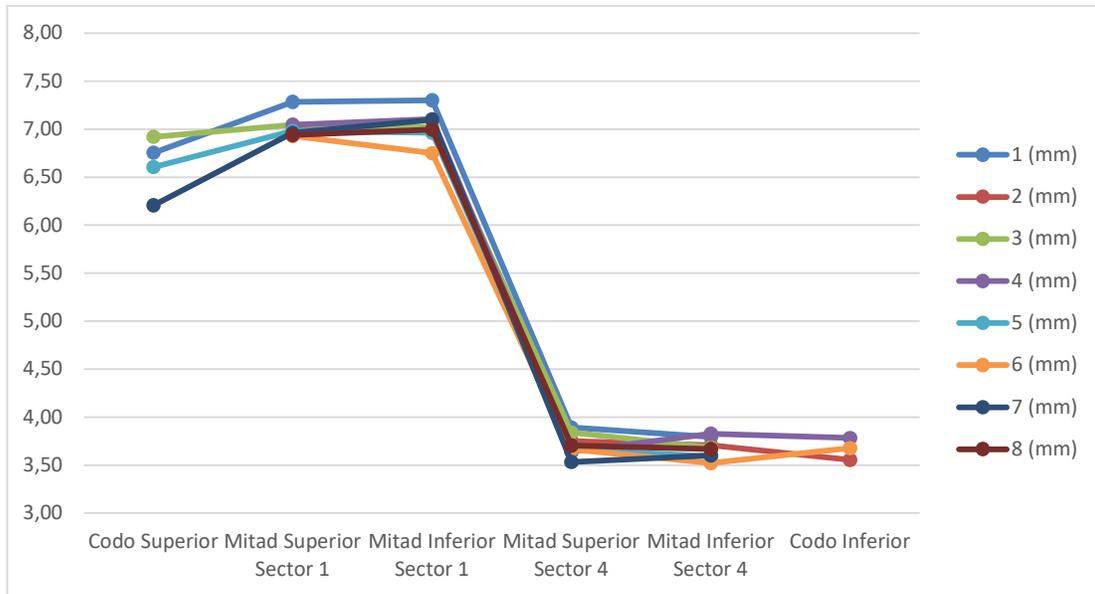


Figura 19: Grosor medio de las tuberías de la caldera 1 [Propia]

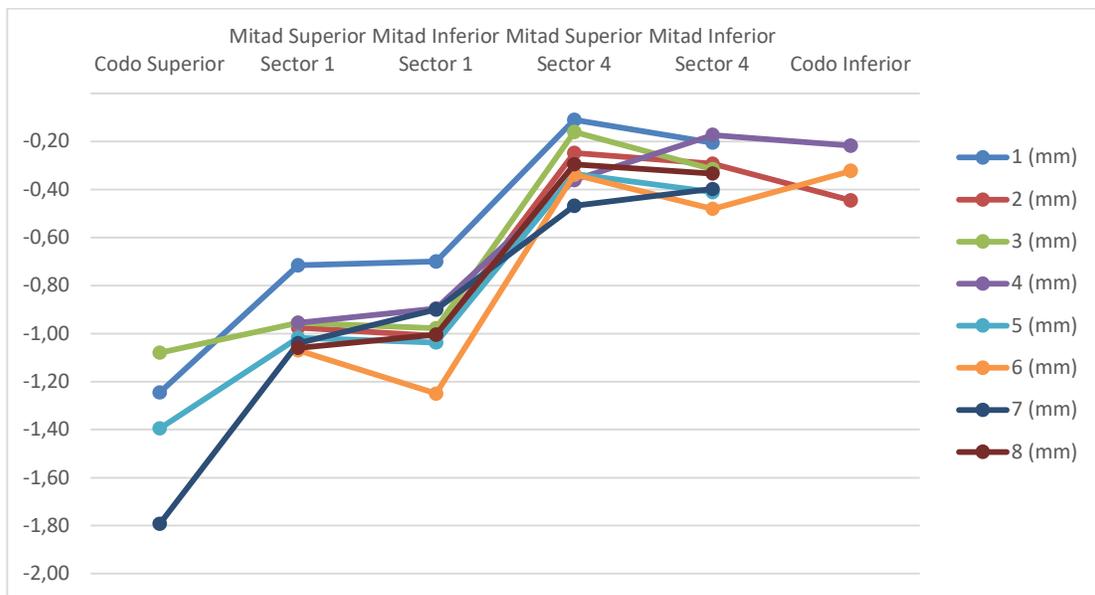


Figura 20: Degradación media de las tuberías de la caldera 1 en mm [Propia]

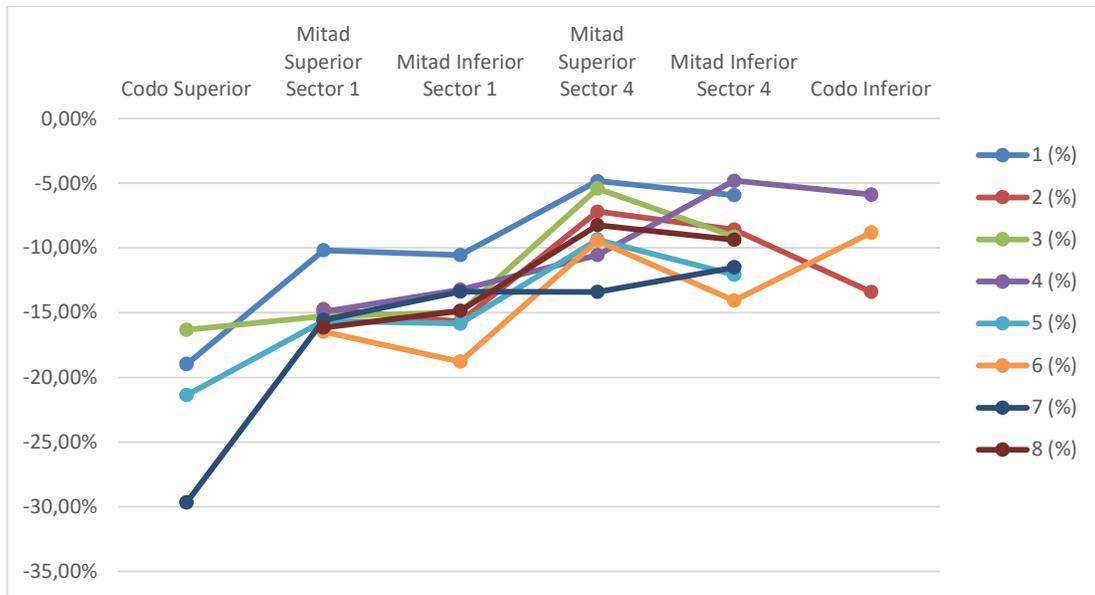


Figura 21: Degradación media de las tuberías de la caldera 1 en % [Propia]

En las figuras de la caldera 1 se puede observar con facilidad como el punto más crítico de cara a la degradación es el codo superior ya que es el que más material ha perdido. Esto se debe a que son el primer punto del sobrecalentador que entra en contacto con los gases de salida de la caldera por lo que sufren las mayores temperaturas y la mayor cantidad de productos de la combustión que son corrosivos. Sin embargo, ya que el grosor es menor, también hay que observar con cuidado las secciones de 4mm de grosor.

Para esto último se va a estudiar el espesor crítico de las tuberías y así poder deducir que si algún punto está en riesgo o si podrían aguantar otro año más sin problema. El espesor crítico es el valor mínimo que la tubería debe tener antes de que haya muchas posibilidades de un fallo catastrófico [14]. Se calcula con la siguiente ecuación:

$$t_m = \frac{P \cdot D_0}{2 \cdot (S \cdot E + P \cdot \gamma)} + A$$

Donde t_m es el espesor mínimo, P es la presión interna de la tubería que en este caso vale 28 bar o 406,106 psi, D_0 es el diámetro exterior que en las tuberías de 8 mm de espesor es 50,8 mm y en las de 4 mm de espesor es 44,5 mm, S es la tensión máxima admisible que según

la norma ASME B31.3 y a una temperatura del metal de 566°C vale 4500 psi [15], E es el factor de eficiencia que como regla general vale 1 [14], y es un factor que se encuentra en la norma ASME B31.1 en la tabla del apartado 104.1.2 donde para la temperatura de 566°C vale 0,4 [16] y finalmente, A es el sobre espesor de fabricación que según la norma ASME SA-530 es de un 12,5% [17].

Con todos estos valores se obtiene que el espesor mínimo para las tuberías de 8 mm es de 2,34 mm y el de las tuberías de 4 mm es de 2,06 mm.

Volviendo al análisis de la caldera 1, con esta información se puede observar que el menor valor de grosor es de 3,52 mm, muy superior al espesor crítico de 2,06 mm, por lo que se concluye que la degradación sufrida no es alarmante y que estas tuberías podrían aguantar un año más de trabajo, como se asume en la planta y por ello se hace el cambio de ellas cada 2 años.

Las gráficas de la caldera 2 quedan de la siguiente manera.

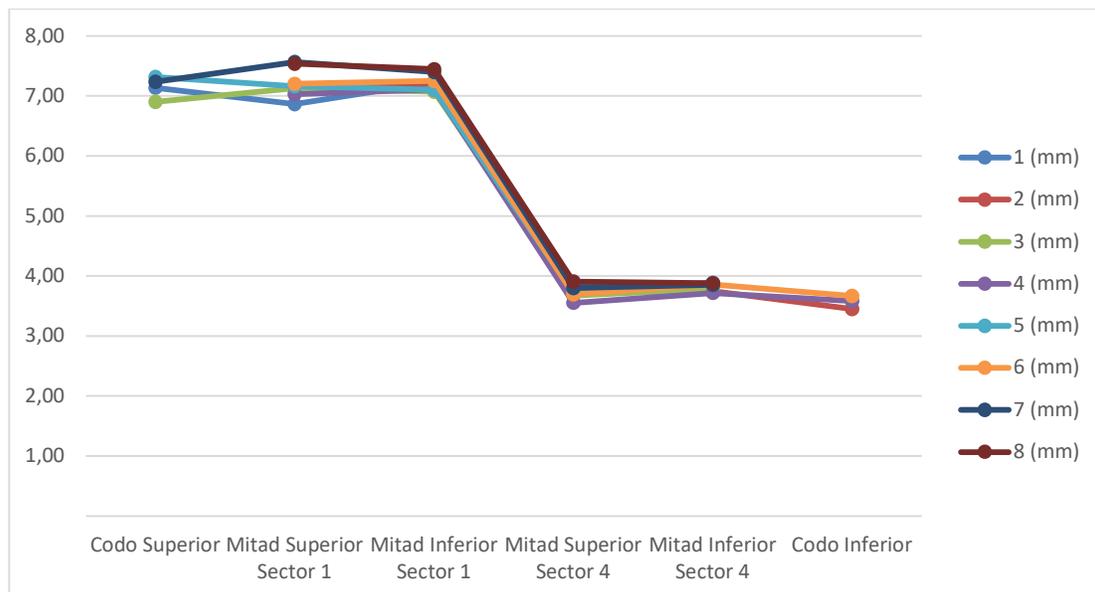


Figura 22: Grosor medio de las tuberías de la caldera 2 [Propia]

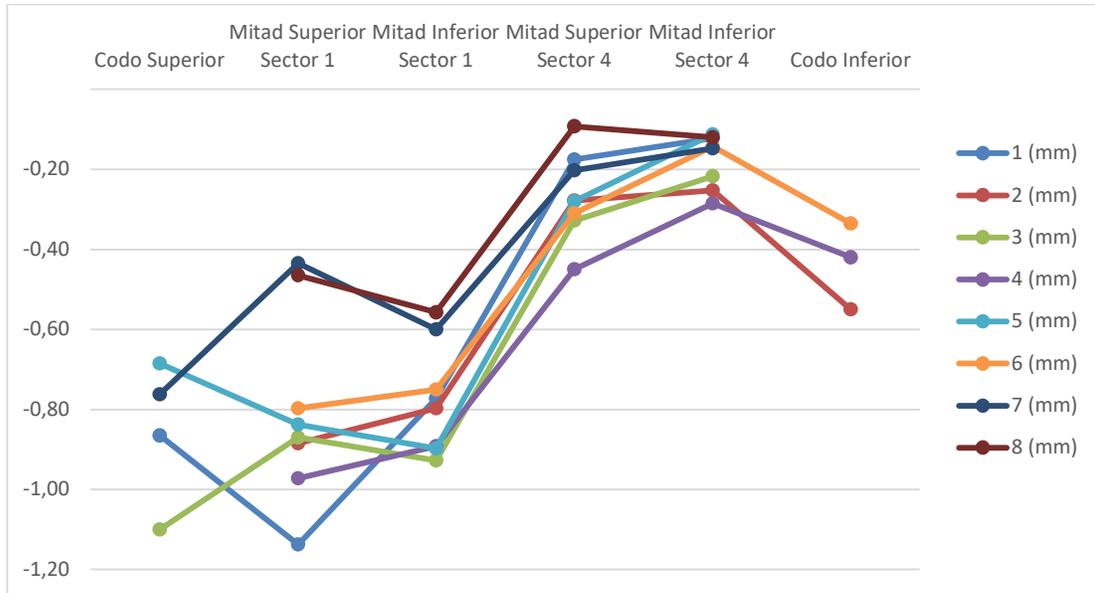


Figura 23: Degradación media de las tuberías de la caldera 2 en mm [Propia]

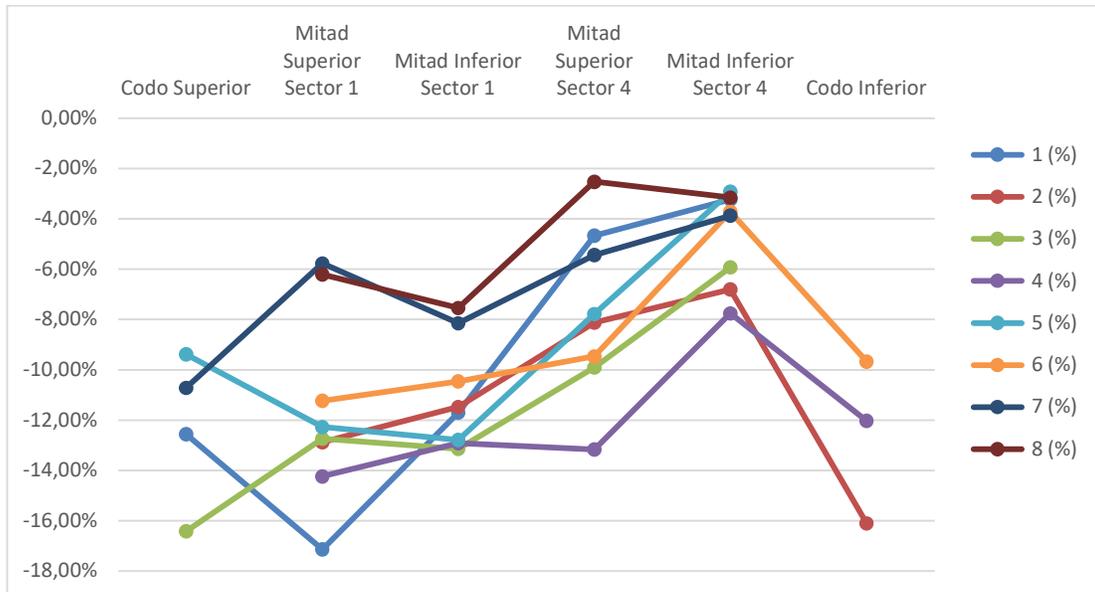


Figura 24: Degradación media de las tuberías de la caldera 2 en % [Propia]

El análisis de estas gráficas de la caldera 2 lleva a las mismas conclusiones expuestas en la caldera 1, el codo superior sigue siendo el punto más crítico de cara a la degradación pero por su menor espesor hay que centrarse también en las tuberías de 4mm de espesor, y las

tuberías podrían aguantar un año más de trabajo ya que el menor espesor medido es de 3,48 mm que es un valor muy superior al crítico.

Capítulo 3. ESTUDIO DE LOS MATERIALES

3.1 INTRODUCCIÓN

Para poder cumplir con los objetivos de este proyecto, lo primordial es el análisis de materiales que basados en lo recogido en el capítulo anterior y el conocimiento de cómo funciona el ciclo de Rankine y la función del sobrecalentador en este, se va a hacer una selección del material idóneo. Antes, se va a estudiar un informe que desarrolló la empresa Alstom para la planta en el año 2014, que se trata del último estudio de materiales y recubrimientos que se ha llevado a cabo y con el que se consiguió aumentar la vida útil del sobrecalentador de un año a dos años. Este estudio se va a utilizar como base para el estudio actual.

3.2 ESTUDIOS ANTERIORES

Como se ha mencionado en la introducción se trata de un informe que llevo a cabo la empresa Alstom donde se estudió una serie de materiales con el objetivo de mejorar la vida útil del sobrecalentador. [18]

El primer paso que tomaron, al igual que se hará en el estudio actual, fue descubrir cual era el problema raíz de que la vida útil del sobrecalentador fuera corta y decidieron que se trataba de la corrosión debida a la exposición a unos gases de salida con mucho cloro y por ello se centraron en estudiar aleaciones ricas en cromo. Sin embargo, la temperatura también la consideraron como un punto para tener en cuenta ya que es un factor que afecta a la corrosión causada por el cloro. Esto se debe a que las sales de cloro tienen una temperatura de punto de fusión de 400°C, muy cercana a la temperatura que van a tener las tuberías del sobrecalentador ya que el vapor interior asumieron que llegaría a 371°C, y esto aumenta las posibilidades de que estas sales se adhieran sobre la superficie de los tubos y lo corroan.

Después de decidir las condiciones para tener en cuenta, para solucionar o mitigar los problemas relevantes se deciden las propiedades que deben tener los materiales a estudiar para reducir a un grupo de ellos. La primera, como se ha mencionado antes, es que en la composición de la aleación se encuentre una parte considerable de cromo, de hecho, decide limitarlo a un mínimo de 2,25% ya que han visto que hasta ese valor la resistencia a la corrosión aumenta considerablemente y a partir de ese valor el beneficio obtenido por aumentar el cromo decrece exponencialmente. La otra propiedad que van a tener en cuenta es que el material no requiera un tratamiento térmico, no solo porque encarece el precio del producto, sino por el mantenimiento que requiere ya que obligaría a la planta a tener que parar y, por como es el diseño del sobrecalentador, se tardaría mucho tiempo en llevarlo a cabo, dicen por ejemplo que 21 horas para un acero T91.

Para los aceros inoxidable se debe tener en cuenta además el riesgo de picaduras, ya que es el mayor caso de fallo de estos materiales. Para ello, existe un coeficiente que se conoce como numero equivalente de resistencia a la picadura (PREN) que es una función de la concentración de los elementos cromo, molibdeno, nitrógeno y si el porcentaje de molibdeno es mayor al 1,5% se tiene también en cuenta el tungsteno. Las ecuaciones son las siguientes:

$$(\%Mo < 1,5\%) PREN = \%Cr + 3,3(\%Mo) + 16(\%N)$$

$$(\%Mo > 1,5\%) PREN = \%Cr + 3,3(\%Mo + 0.5(\%W)) + 16(\%N)$$

Con todo lo expuesto en cuenta, deciden analizar los siguientes materiales:

- BS 3059 620 Grade 460: Era el material utilizado en el sobrecalentador en el momento del estudio. Tiene un 1% de cromo y no requiere tratamiento térmico, pero no se podría obtener el objetivo de aumentar la vida útil. Se va a usar como el material de referencia a la hora de estudiar el efecto económico de la mejora.
- 10CrMo9-10: Contiene de un 1.9% a 2.6% de cromo y no necesita tratamiento térmico. Con un estudio comprobaron que este material a una temperatura de funcionamiento de 450°C en condiciones similares a las que habría en la planta de Eastcroft, se corroía un 50% que el que está actualmente en uso.

- 7CrWVMoNb9-6: La composición de este material es muy similar al 10CrMo9-10 pero con concentraciones pequeñas añadidas de vanadio, boro, tungsteno, aluminio y niobio. Con esto se consigue aumentar la resistencia a la fluencia y al hacer un experimento similar al anterior, se descubre que este material se corroe un 15% menos que el 10CrMo9-10. El inconveniente que tiene es que, para los parámetros de funcionamiento del sobrecalentador en la planta, requiere tratamiento térmico al hacer el mantenimiento de las tuberías.
- X11CrMo5: El contenido de cromo en este material varía entre un 4% y un 6%, y este valor tan alto obliga a que haga falta un tratamiento térmico lo cual hace que este se descarte sin ni siquiera comprobar su mejora a la hora de la corrosión.
- X10CrMoVNb9-1: Es un acero martensítico que contiene entre un 8% y un 9.5% de cromo que, como el material anterior, por su alto contenido de este elemento requiere tratamiento térmico para poder ser instalado en la planta de Eastcroft. Al hacer experimentos para ver el rendimiento de este material y el efecto de la corrosión causada por el cloro, se observa que la resistencia a la corrosión se duplica frente al BS 3059 620 Grade 460 y se reduce la pérdida de material un 40% respecto al 10CrMo9-10. Esto demuestra que este material duraría tres veces más en funcionamiento en la planta frente al material actual.
- 18Cr-8Ni-7Mn-0.4Si: Tiene una concentración de un 18% de cromo y no necesita tratamiento térmico, pero tiene un PREN bajo de 18-20 y al hacer un experimento de las condiciones de funcionamiento se ve que la corrosión que sufre debido al cloro es peor que el material actual BS 3059 620 Grade 460.
- X12CrNi2521: Como todos los aceros inoxidable no hace falta tratamiento térmico para su funcionamiento en la planta. Además, por su alto contenido en cromo, la corrosión que sufre es muy inferior a la del material actual. Sin embargo, tiene un PREN bajo de 24 por lo que al hacer un experimento de las condiciones de trabajo de la planta de Eastcroft se observa que sufre muchas picaduras y, por consiguiente, mucha corrosión.
- SAE 317 Acero inoxidable: Este material contiene un 17% de cromo, tiene un PREN de 27.9-33.2 y no necesita tratamiento térmico. Además, al probarlo bajo las

condiciones de funcionamiento esperadas del sobrecalentador, se observa que la pérdida de material que sufre debido a la corrosión es un cuarto de la que sufre el material BS 3059 620 Grade 460.

Después del análisis de los materiales, también comprueban la relación de coste entre ellos cogiendo como referencia el coste del material actual y calculando cuanto sería el factor de aumento. Esto es importante ya que, aunque se consiguiera alargar la vida útil del sobrecalentador, si el coste es mayor no valdría la pena la solución.

Material	Factor de coste por metro (Relativo a BS 3059 620 Grade 460)
BS 3059620 Grade 460	1
10CrMo9-10	1.2
7CrWVMoNb9-6	1.2
X11CrMo5	1.3
X10CrMoVNb9-1	2.6
18Cr-8Ni-7Mn-0.4Si	3.5
X12CrNi2521	3.5
SAE 317 Acero inoxidable	3.5

Tabla 24: Factor de coste por metro relativo al material actual [18]

Por todo lo expuesto en los párrafos anteriores, en el informe la empresa Alstom concluye que el material idóneo para fabricar el sobrecalentador de la planta de Eastcroft es el 10CrMo9-10. Argumentan que se debe a que con este material se conseguiría el objetivo de aumentar la vida útil a 2 años, es el más barato y, además, no requiere tratamiento térmico.

3.3 ESTUDIO ACTUAL

Usando de base el estudio analizado en la sección anterior, se va a usar el programa Granta Edupack 2024 R1 para poder comparar y filtrar todos los materiales existentes hasta conseguir una lista que con un análisis posterior basado en experiencia y conocimiento se acabará seleccionado el material ideal para la solución de alargar la vida útil del sobrecalentador a 4 o 3 años si no fuera posible lo anterior.

3.3.1 METODOLOGÍA

El primer paso que se va a llevar a cabo en el Granta Edupack es elegir el nivel 3 ya que es el nivel más completo no solo en cantidad de materiales sino en las posibles propiedades por las que puedes aplicar filtros o usar para los ejes de tus gráficos.

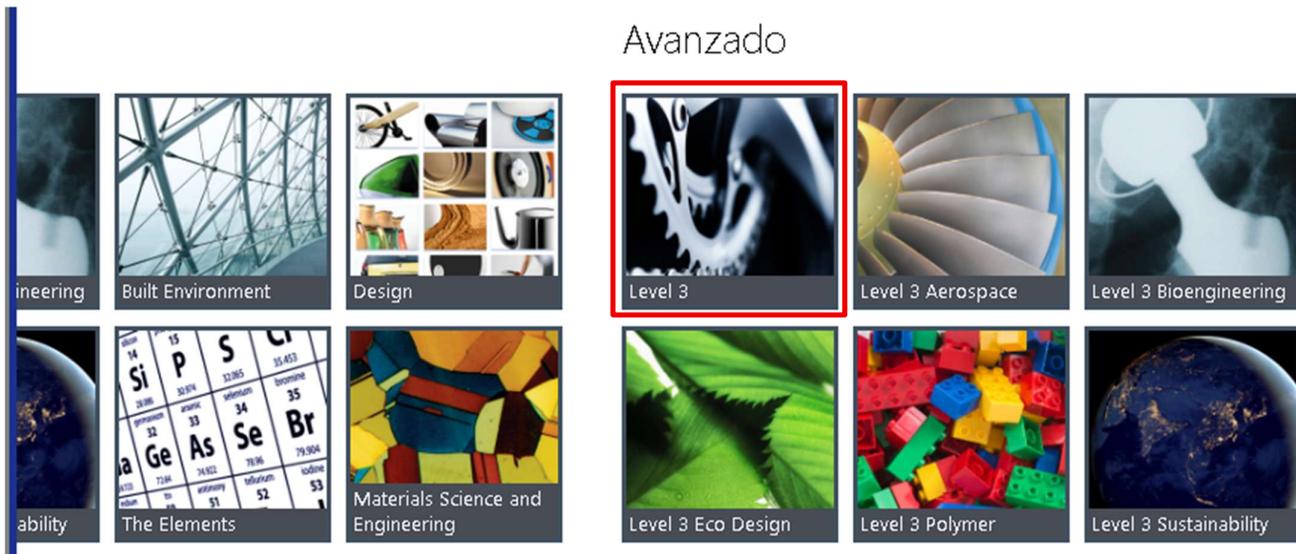


Figura 25: Menú de selección del nivel de Granta Edupack [Granta]

Posteriormente, aunque ya se sepa que el material a elegir vaya a ser un metal, se observa que están separados en metales, materiales magnéticos, aleaciones inoxidables y metales de herramientas por lo que se elige usar todos los materiales y con los filtros aplicados se obtendrá solo metales.

LEVEL 3

 cambiar base de datos  primeros pasos

1. Selecciona una tabla

- MaterialUniverse** >
- ProcessUniverse
- Reference
- Producers
- Shape
- Structural Sections

2. Filtra por subconjunto



Más información



Más recursos



Figura 26: Menú de selección tipo de material a estudiar [Granta]

Una vez dentro del programa, se decide primero dibujar una gráfica con todos los materiales existentes donde el eje x es su resistencia a la oxidación a temperaturas de 500°C, ya que el material de las tuberías del sobrecalentador va a alcanzar unas temperaturas de 566°C y se quiere evitar la oxidación y corrosión a esas temperaturas tanto como sea posible, y el eje y es máxima temperatura de operación del material, ya que al trabajar en una caldera los gases de salida van a alcanzar temperaturas de unos 900°C al entrar en contacto con las tuberías del sobrecalentador.

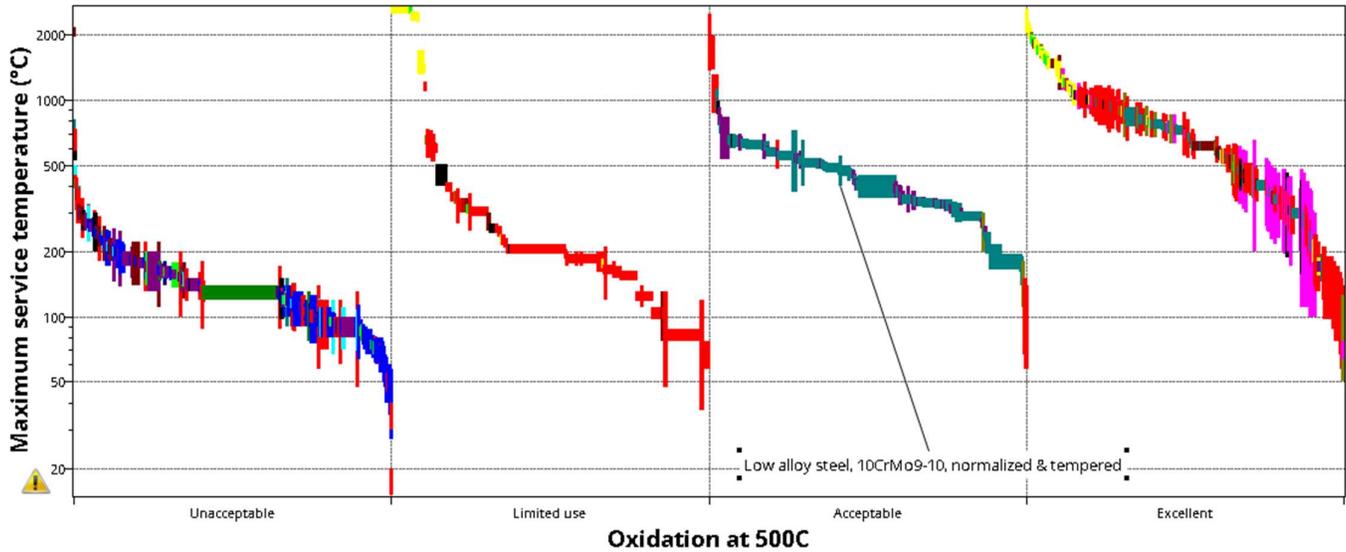


Figura 27: Gráfico inicial de Granta con todos los materiales [Granta]

A través de un árbol se consigue localizar en la gráfica el material que está usándose actualmente en la planta de Eastcroft para saber el punto de partida.

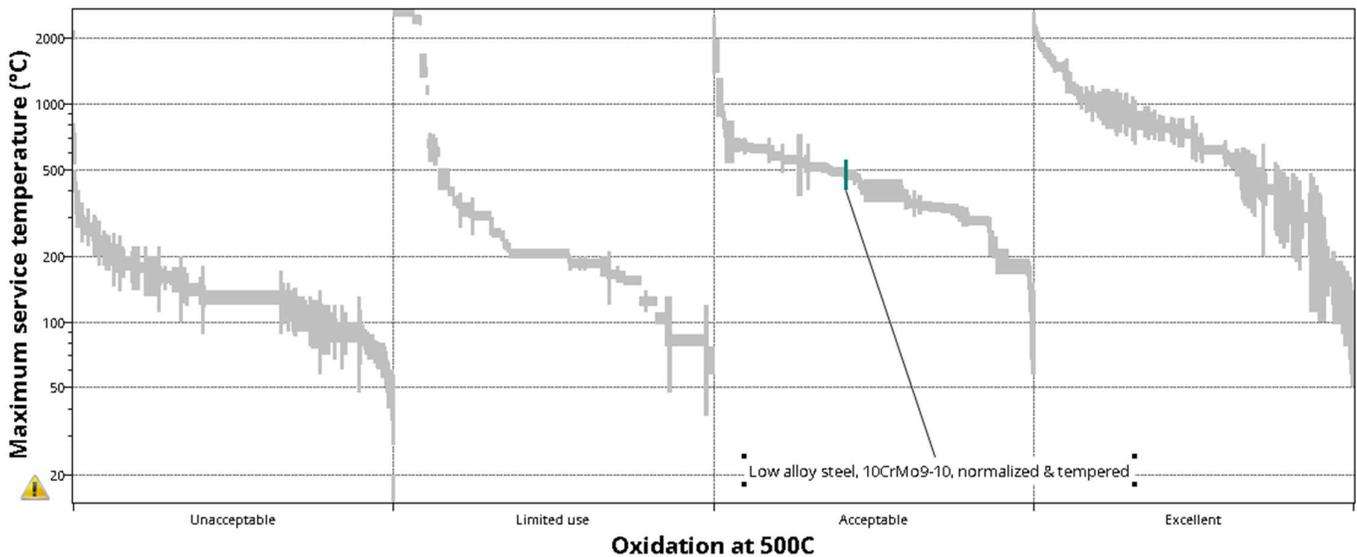


Figura 28: Localización en la gráfica del material actual [Granta]

Al localizar el material se revisan sus propiedades mecánicas, térmicas, de proceso y de durabilidad, y se escogen los valores del 10CrMo9-10 como mínimo valor para filtrar en los siguientes pasos en las categorías que se consideran relevantes. Para las propiedades mecánicas se ha elegido filtrar por el módulo de Young porque, al tratarse de un sobrecalentador vertical, tiene que no deformarse o hacerlo lo menos posible bajo la carga de su propio peso, y por la resistencia a la fatiga puesto que las fuerzas generadas por los gases de salida y la desaparición de estas cuando se deje de quemar residuos van a hacer esfuerzos de fatiga sobre el sobrecalentador.

▼ Mechanical properties				
	Existe	Mínimo	Máximo	
Young's modulus	<input checked="" type="checkbox"/>	190		GPa
Specific stiffness	<input checked="" type="checkbox"/>			MN.m/kg
Yield strength (elastic limit)	<input checked="" type="checkbox"/>			MPa
Tensile strength	<input checked="" type="checkbox"/>			MPa
Specific strength	<input checked="" type="checkbox"/>			kN.m/kg
Elongation	<input checked="" type="checkbox"/>			% strain
Compressive strength	<input checked="" type="checkbox"/>			MPa
Tangent modulus	<input checked="" type="checkbox"/>			MPa
True plastic stress-strain	<input type="checkbox"/>			MPa
Flexural modulus	<input checked="" type="checkbox"/>			GPa
Flexural strength (modulus of rupture)	<input checked="" type="checkbox"/>			MPa
Shear modulus	<input checked="" type="checkbox"/>			GPa
Bulk modulus	<input checked="" type="checkbox"/>			GPa
Poisson's ratio	<input checked="" type="checkbox"/>			
Shape factor	<input checked="" type="checkbox"/>			
Hardness - Vickers	<input checked="" type="checkbox"/>			HV
Elastic stored energy (springs)	<input checked="" type="checkbox"/>			kJ/m ³
Fatigue strength at 10 ⁷ cycles	<input checked="" type="checkbox"/>	208		MPa

Figura 29: Filtro de las propiedades mecánicas [Granta]

En las propiedades térmicas se ha escogido el valor de temperatura de servicio máxima por lo explicado antes, la conductividad térmica ya que este material debe por lo menos ser capaz de transmitir igual de bien que el actual el calor de los gases de salida al agua del ciclo de Rankine, y el coeficiente de expansión térmica para asegurar que las tuberías no van a sufrir grandes deformaciones debido a la temperatura que puedan afectar a su diámetro interior y con ello al flujo del vapor.

▼ **Thermal properties**

	Existe	Mínimo	Máximo	
Melting point	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	°C
Glass temperature	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	°C
Maximum service temperature	<input checked="" type="checkbox"/>	400	<input type="text"/>	°C
Minimum service temperature	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	°C
Thermal conductivity	<input checked="" type="checkbox"/>	39	<input type="text"/>	W/m.°C
Thermal conductivity with temperature	<input type="checkbox"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	W/m.°C
Specific heat capacity	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	J/kg.°C
Specific heat capacity with temperature	<input type="checkbox"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	J/kg.°C
Thermal expansion coefficient	<input checked="" type="checkbox"/>	13	<input type="text"/>	μstrain/°C
Thermal expansion coefficient with temperature	<input type="checkbox"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	μstrain/°C
Thermal shock resistance	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	°C
Thermal distortion resistance	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	MW/m

Figura 30: Filtro para las propiedades térmicas [Granta]

En cuanto a las propiedades de proceso, solo es relevante poder darles la forma necesaria a las tuberías y poder soldar juntas las dos piezas de diferente diámetro y grosor.

Processing properties		Mínimo	Máximo
Metal casting			
Metal cold forming			
Metal hot forming		Excellent	
Metal press forming			
Metal deep drawing			
Polymer injection molding			
Polymer extrusion			
Polymer thermoforming			
Machining speed			m/min
Weldability		Good; Excellent	

Figura 31: Filtro para las propiedades de proceso [Granta]

Finalmente, para las propiedades relacionadas con la durabilidad, se elige filtrar por su resistencia a la oxidación a 500°C, como se ha explicado antes.

Durability	
Water (fresh)	
Water (salt)	
Weak acids	
Strong acids	
Weak alkalis	
Strong alkalis	
Organic solvents	
Oxidation at 500C	Acceptable; Excellent
UV radiation (sunlight)	
Galling resistance (adhesive wear)	
Flammability	

Figura 32: Filtro para la durabilidad [Granta]

Al aplicar esos filtros se consigue reducir la gráfica a 105 materiales posibles que se observan en la siguiente figura.

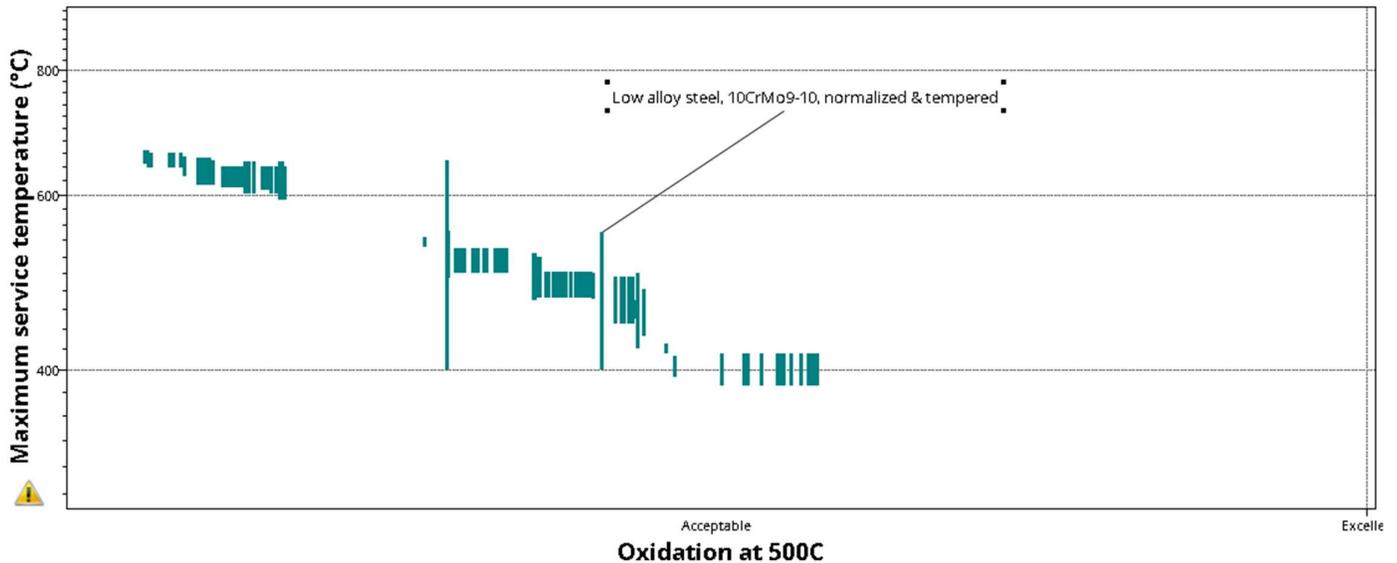


Figura 33: Gráfica después de los primeros filtros [Granta]

Como 105 materiales son demasiados para hacer un análisis en detalle de todos ellos, se escoge otra opción por la que se puede filtrar la lista y reducir las posibilidades. Por ello se tiene en cuenta el precio máximo por metro cúbico que el material puede tener de forma que siga saliendo rentable como solución para la planta. El proceso que se ha seguido es, con el valor por metro cubico que tiene el material actual, se ha calculado el coste total del sobrecalentador actualmente y se ha dividido lo que costaría por año de vida útil, se obtiene que unos 3034,18€ por año, por lo que para que valiera la pena la mejora el nuevo sobrecalentador puede costar como mucho ese valor por año. Con ello se ha calculado el máximo total que se pagaría por un sobrecalentador que tuviera una vida útil de 4 años y se concluye que se trata de 84957,01€ y al calcular el valor por metro cubico se obtiene 39600€/m³. Este valor se añade a los filtros como el máximo valor que puede tener uno de los materiales candidatos a sustituir al actual.

▼ Price

	Mínimo	Máximo	
Price	<input type="text"/>	<input type="text"/>	EUR/kg
Price per unit volume	<input type="text"/>	39600	EUR/m ³

Figura 34: Filtro para el precio por metro cubico [Granta]

Al aplicar el filtro del precio no se consigue reducir las posibilidades de los materiales distintos como se observa en la figura 18.

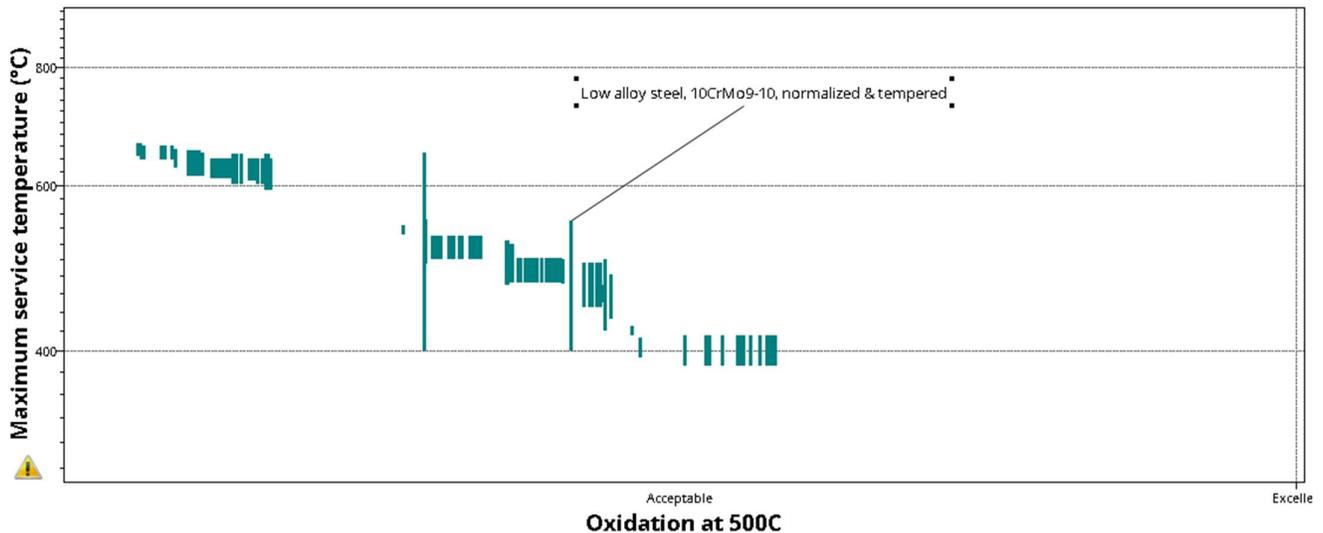


Figura 35: Gráfica después del segundo filtro [Granta]

De los filtros que te permite aplicar Granta Edupack ya no hay más que se pudieran aplicar para reducir la lista, pero una opción que sí tiene Granta es la de observar las aplicaciones habituales para esos materiales por lo que el siguiente filtro que se va a hacer es ese, ver cuál de los que queda se usa para algún tipo de tuberías ya que así se podrá obtener de algún proveedor ya existente y no haya que fabricarlo de forma especial puesto que aumentaría el coste considerablemente. Con este filtro se obtiene la siguiente lista de 7 materiales:

Material
13CrMo4-5
16Mo3
30CrMo4
34CrMo4
30NiCrMo2-2
41CrNiMoS2
K24728

Tabla 25: Materiales posibles finales [Propia]

Esta lista reducida de materiales se va a analizar más en detalle para conseguir obtener la mejor solución al objetivo de esta investigación.

13CrMo4-5

Este material presenta unas propiedades mejores al actual en la planta ya que su módulo de Young es mayor y vale 212 GPa, su temperatura máxima de trabajo es más alta y tiene mejor conductividad térmica que ayuda a que el calor de los gases de salida se aproveche mejor, un coeficiente de expansión térmica menor y las mismas propiedades de proceso y resistencia a la oxidación. Sin embargo, tiene valores más bajos de resistencia a la fatiga y de cromo y molibdeno que son dos elementos cruciales para mejorar la resistencia a la corrosión del ácido clorhídrico.

Al no disponer de la posibilidad de poder hacer experimentos para poder probar la mejora en la vida útil que este material pueda ofrecer respecto al actual, se ha decidido investigar experimentos similares en otros documentos que puedan ofrecer algún resultado concluyente. En el caso de la comparación entre el 13CrMo4-5 y el 10CrMo9-10, se ha

encontrado un estudio llevado a cabo para encontrar los cambios en la microestructura de estos materiales que afecta a su degradación durante grandes periodos de tiempo expuestos a los gases de salida de una caldera. No ofrece un valor exacto de mejora de la degradación de este nuevo material frente al actual pero sí que menciona que es mucho mejor por lo que confirma que sí que sería una mejora, aunque no se pueda predecir si cumpliría con la premisa de mejorar la vida útil a 3 o 4 años. [19]

16Mo3

En este caso las propiedades del material son muy similares al actual menos en los valores térmicos ya que su conductividad varía entre 49 W/m-K y 52,1 W/m-K frente a los 39 W/m-K del 10CrMo9-10, y una temperatura máxima de trabajo de 538 °C frente a los 400 °C del actual. Con este análisis se diría que la única mejora que se conseguiría con este material es aprovechar mejor el calor generado durante la combustión y transportado por los gases de salida.

Sin embargo, al encontrar un estudio en el que se compara la resistencia a la corrosión de estos dos materiales, se comprueba que el 16Mo3 sufre la mitad de corrosión que el 10CrMo9-10 en un ambiente rico en gases alcalinos y ácidos ya que se hace en una simulación de planta de generación de biomasa [20], condiciones similares a las de la planta de Eastcroft. Aunque esto no sea concluyente ya que haría falta hacer un experimento más específico para las condiciones que va a sufrir el sobrecalentador siendo estudiado, presenta a este material como una buena solución para el objetivo de mejorar la vida útil de este a 3 o 4 años.

30CrMo4

Al estudiar y comparar las propiedades tanto mecánicas como térmicas, de proceso y de durabilidad con el material siendo usado en la planta de Eastcroft, se observa que todas son ligeramente mejores o iguales. Esto significa que con estos datos se podría concluir que este material sería una mejor solución para la construcción de un sobrecalentador que tuviera una

vida útil más larga que el vigente, sin embargo, no se sabe cuanto tiempo alargaría la vida útil de este.

En este caso no se ha encontrado ningún estudio que comparará ambos, pero por la composición del material nuevo, con menos contenido de cromo y molibdeno que son de los elementos cruciales para la resistencia de la corrosión por cloro, se puede deducir que tendría una vida útil similar o más corta que los tubos actuales.

34CrMo4

Como el material anterior, este presenta una pequeña mejora en todas las propiedades que se han presentado como relevantes para este estudio respecto al material 10CrMo9-10. Sin embargo, tampoco se ha conseguido encontrar un estudio con el que poder comparar experimentalmente la resistencia a la corrosión de estos dos y por la composición se concluye también que este material no sería una mejora frente al actual y podría acabar incluso reduciendo la vida útil.

30NiCrMo2-2

Comparando una a una las propiedades relevantes entre este material y el actual, se observa que este material presenta una gran mejora en la resistencia a la fatiga, la temperatura máxima de trabajo y la conductividad térmica, todo el resto tienen un valor muy similar o igual al 10CrMo9-10.

No se ha conseguido obtener un experimento que pueda arrojar luz sobre la diferencia de resistencia a la corrosión entre los dos materiales en un ambiente como el de la caldera de Eastcroft. Sin embargo, por la composición de ambos se puede deducir que este material nuevo no será una mejora en este aspecto puesto que, aunque contiene cromo, molibdeno y níquel, las concentraciones de estos son muy bajas, siendo el valor más alto el del níquel con un 0,7%.

41CrNiMoS2

Al llevar a cabo exclusivamente la comparación de las propiedades mecánicas, térmicas, de proceso y de durabilidad pertinentes a este estudio, se observa que este material comparte valores muy similares en todas ellas menos en la conductividad térmica, en la que supera al original con un valor de 59,6 W/m-K frente a los 39 W/m-K.

Como ha ocurrido con los materiales anteriores, no hay un estudio que compare o pruebe este material y el actual en unas condiciones similares a las de la caldera por lo que no se tienen datos experimentales sobre la corrosión y degradación que sufrirían las tuberías. Una vez más, al basarse el análisis exclusivamente en la composición, el material 10CrMo9-10 debería de tener una resistencia a la corrosión muy superior al material 41CrNiMoS2 ya que este no contiene grandes porcentajes de níquel, cromo y molibdeno.

K24728

Este material presenta una gran mejora en la resistencia a la fatiga, tiene un valor de 835MPa frente a los 367MPa del 10CrMo9-10, y de la conductividad térmica mejorándola en 23W/m-K. El resto de las propiedades no presentan ninguna mejora frente al 10CrMo9-10.

Al no tener valores experimentales de la corrosión y degradación que este material sufriría en una condición de trabajo como la del sobrecalentador en la planta de Eastcroft, solo se puede analizar su composición y sacar conclusiones con eso. Haciendo esto, se supone que el material va a tener peor resistencia a la corrosión que el material usado actualmente ya que tiene una concentración de cromo bastante más bajas, en torno a un 1,2% máximo.

3.3.2 RESULTADOS

Una vez terminado el proceso de análisis con Granta Edupack y con la experiencia y conocimiento obtenido de otros estudios, se ha encontrado que los dos únicos materiales que se podrían presentar como una mejor opción y una solución para el problema presentado al inicio de este trabajo son el 13CrMo4-5 y el 16Mo3. Aunque los datos experimentales que se han obtenido de otras investigaciones no son exactamente para un ambiente como el de

la caldera de Eastcroft, son para situaciones muy similares y por ello se pueden extraer conclusiones para el caso del sobrecalentador. Del 13CrMo4-5 solo se sabe que es mejor pero no cuanto mejor, así que haría falta poder hacer un experimento para saber el porcentaje de mejora. Sin embargo, con el 16Mo3 sí que se ha conseguido que tenga un 50% menos de degradación por lo que se puede concluir que debería aumentar la vida útil del sobrecalentador a 4 años o por lo menos 3.

Capítulo 4. ESTUDIO ECONÓMICO

4.1 INTRODUCCIÓN

Además del estudio de los materiales y sus propiedades, se debe estudiar también el efecto económico de la mejora para evitar que, aunque la mejora alargue la vida útil, no sea rentable. Por ello se va a llevar a cabo un estudio del impacto económico y la viabilidad del proyecto con los dos materiales seleccionados como candidatos en el apartado anterior, el 13CrMo4-5 y el 16Mo3. Para conseguir esto se va a calcular el coste del nuevo sobrecalentador y como se reparte en sus años de vida útil, además de estudiar la oferta de proveedores y tener en cuenta el transporte que sea requerido y su coste. No se va a poder tener en cuenta el precio de la mano de obra ni la soldadura, pero como se va a calcular igual para los tres materiales, en términos de comparar no es un problema ya que esos costes serán iguales o muy similares para los tres.

4.2 13CRM04-5

El primer paso que se ha tomado es conseguir del programa Granta Edupack el valor por metro cubico del material, que es de 16300 €/m³. Luego se ha calculado el volumen total de material necesario de la siguiente manera:

$$V = (h * \pi * (DE_1 - DI_1)^2 + h * \pi * (DE_2 - DI_2)^2) * NT * NC$$

Siendo DE₁ el diámetro exterior y DI₁ el diámetro interior de la tubería de grosor 8mm y con un valor de 50,8mm y 50mm respectivamente, DE₂ el diámetro exterior y DI₁ el diámetro interior de la tubería de grosor 4mm y con un valor de 44,5mm y 44,1mm respectivamente, h es la altura de las tuberías que es 1,6m, NT el número de tuberías por capa del sobrecalentador que son 14 tuberías y NC el número de capas totales entre los dos sobrecalentadores que hay en la planta que son 56 capas. Con ello el volumen te sale de 4,29m³. Con el volumen calculado se obtiene que el precio total del material requerido es de

69.939,36€. Como el proveedor, Masteel [21], se encuentra a 63,891km de la planta se va a necesitar un transporte en camión. Se ha encontrado una empresa, Road Haulage Services [22], que se podría hacer cargo, pero cada camión soporta 18Tn máximo por lo que primero hay que calcular el peso total de los tubos. Del programa de Granta se puede obtener la densidad de 7850kg/m³ y con el volumen calculado anteriormente se consigue que en total pesa 33.682,45kg o 33,68Tn por lo que se van a necesitar dos camiones. El precio por camión por kilómetro recorrido es de 4,71€/km [22] por lo que el precio total del transporte asciende a 232,25€.

Finalmente, el precio total del material y el transporte para el sobrecalentador fabricado con el material 13CrMo4-5 sería de 70171,60€ que ya es un valor menor que los 84957,01€ del actual, pero como además este material alargaría la vida útil de las tuberías de dos a tres años, el precio por año sería de 23390,53€/año que, una vez más, es una gran reducción frente a los 42478,51€/año actuales.

Material	Precio por metro cubico (€/m ³)	Precio total del material (€)	Peso (kg)	Precio del camión por km (€/km)	Kilómetros desde el proveedor a la planta (Km)	Precio del transporte (€)	Precio Total (€)	Precio anual (€/año)
13CrMo4-5	16300	69939,36	33682,45	4,71	63,891	232,25	70171,60	23390,53
16Mo3	14400	61786,92	33725,36	4,71	63,891	232,25	62019,16	15504,79

Tabla 26: Datos económicos de los nuevos materiales[14][15][16][Granta][Propia]

4.3 16Mo3

Como con el material anterior, lo primero que se hizo fue conseguir el coste por metro cubico que se encuentra en el Granta Edupack, para este material ese valor es de 14400€/m³. El

volumen se vuelve a calcular como en el caso anterior y se consigue $4,29\text{m}^3$. Con esta información ya se puede obtener que el precio total del material va a ser de 61786,92€.

Al igual que en el caso anterior, este material va a ser proporcionado por el mismo proveedor, Masteel [23], por lo que también se va a requerir el servicio de transporte de Road Haulage Services [22]. Se ha calculado el peso para saber cuántos camiones harían falta. Se ha obtenido de Granta el valor de la densidad que es 7860kg/m^3 por lo que el peso asciende a 33725,36kg o 33,73Tn. Esto significa que se van a necesitar también dos camiones como con el 13CrMo4-5. Como el proveedor es el mismo, el número de camiones también y se encuentra a la misma distancia de la planta, el precio de transporte sería también 232,25€, haciendo que el total ascienda a 62019,16€. Como la predicción de mejora de la vida útil del sobrecalentador fabricado con este material, como se ha visto en el análisis de materiales, ascendía a 4 años, el precio por año sería de 15504,79€/año, considerablemente más bajo que los 42478,51€/año del 10CrMo9-10.

4.4 RESULTADOS

En el apartado anterior se han obtenido solo dos candidatos que pueden mejorar la vida útil de las tuberías del sobrecalentador, el 13CrMo4-5 y el 16Mo3. Una vez elegidos se ha llevado a cabo un estudio de viabilidad económica y de disponibilidad de los materiales para asegurar que es una mejora que se podría llevar a cabo de forma realista. Tanto con el 13CrMo4-5 como con el 16Mo3 se ha observado que hay un proveedor de tuberías de este material a una distancia razonable de la planta, Masteel [14][16]. Además, se ha conseguido una empresa de transportes que podría traer los materiales a la planta, Road Haulage Services [22]. Con esto se ha comprobado que el proyecto de mejora con cualquiera de las opciones es realista.

En cuanto al estudio económico, se ha calculado el coste total y anual de los dos posibles sobrecalentadores nuevos y se ha observado que ambos son más baratos que el actual de 10CrMo9-10 por lo que también es viable y realista económicamente.

Capítulo 5. ANÁLISIS DE RESULTADOS Y

CONCLUSIONES

En este estudio se han llevado a cabo dos análisis a cabo, el de materiales y el económico. Esto se ha hecho para poder encontrar un sustituto al 10CrMo9-10, el material con el que está fabricado actualmente el sobrecalentador de la planta de Eastcroft, para que alargue la vida útil del mismo de 2 años a 3 o 4 años.

Para el análisis de materiales primero se utilizó el programa Granta Edupack R1 2025 para poder comparar las propiedades del material actual con las de otros materiales y ver si, en las relevantes para el trabajo que realiza el sobrecalentador, se puede encontrar algunos que tengan los mismos valores o mejores. Al hacer esto, se consiguió una lista de 8 materiales. Después, se hizo un análisis más en detalle de estos materiales fijándose en su composición y la diferencia de los valores de las propiedades frente al material actual, además de buscar experimentos que se hayan hecho que den información sobre la degradación que sufren debido a la corrosión en un ambiente de trabajo como el de la caldera. Al finalizar el análisis, se descubrió que solo dos materiales podían ser una mejora frente al actual, el 13CrMo4-5 que conseguiría aumentar la vida útil a 3 años y el 16Mo3 que la aumentaría a 4 años.

Una vez se consiguieron los resultados del análisis de materiales, se realizó el análisis económico y de disponibilidad de los materiales. Eso consistía en calcular el coste de los posibles nuevos sobrecalentadores y compararlos con el coste del actual, y comprobar que era posible conseguir la fabricación y el transporte a la planta de esos nuevos sobrecalentadores. Se consiguió comprobar que ambos materiales eran viables para fabricar un sobrecalentador y entregarlo en la planta. Además, se descubrió que el precio total de los dos era más barato que el actual y que su precio por año de vida útil del sobrecalentador también lo era.

Finalmente, con los resultados obtenidos de ambos análisis, se debe concluir un material que se recomienda como la mejora posible para el sobrecalentador de la planta de Eastcroft. Primero, se debe mencionar que, aunque se hayan obtenido datos y estudios para respaldar esta decisión, se considera que antes de llevar esta mejora a cabo haría falta hacer unos experimentos con las tuberías en las condiciones de trabajo reales de la caldera y así asegurar que las conclusiones expresadas en este estudio son acertadas. Sin embargo, con lo obtenido durante todo este trabajo se concluye que el material 16Mo3 es la mejor opción para solucionar la cuestión planteada de mejorar la vida útil del sobrecalentador de la planta de Eastcroft. Al compararlo con el otro candidato, este material alarga la vida útil un año más y además es más barato, no solo en el precio por año en el que es 7885,74€/año más barato, sino también en el precio total ya que este cuesta 62019,16€ y el 13CrMo4-5 cuesta 70171,60€.

Capítulo 6. BIBLIOGRAFÍA

- [1] J. Pérez Viota, «Waste to Energy, la cuarta erre de la economía circular», 10 de junio de 2022. [En línea]. Disponible en: <https://www.urbaser.com/no-waste-to-lose/waste-to-energy-cuarta-erre-economia-circular/>
- [2] Instituto Nacional de Estadística, «Distribución porcentual del tratamiento final de residuos urbanos por tipo de tratamiento», Instituto Nacional de Estadística, 2022 2015. [En línea]. Disponible en: https://www.ine.es/jaxi/Datos.htm?path=/t26/e068/p04/serie/10/&file=01002a.px#_tabs-tabla
- [3] Ecologistas en acción, «La incineración de residuos en España», 13 de septiembre de 2007. [En línea]. Disponible en: [https://www.ecologistasenaccion.org/9000/la-incineracion-de-residuos-en-espana/#:~:text=Actualmente%20en%20Espa%C3%B1a%20existen%2011,proyecto%20en%20Donosti%20\(Guip%C3%BAzcoa\).](https://www.ecologistasenaccion.org/9000/la-incineracion-de-residuos-en-espana/#:~:text=Actualmente%20en%20Espa%C3%B1a%20existen%2011,proyecto%20en%20Donosti%20(Guip%C3%BAzcoa).)
- [4] Business Plans, «¿Cuáles son los 9 costos operativos para una instalación de residuos a energía? (Read more at: <https://businessplan-templates.com/es/blogs/running-costs/waste-to-energy-facility>)», 4 de abril de 2025. [En línea]. Disponible en: <https://businessplan-templates.com/es/blogs/running-costs/waste-to-energy-facility>
- [5] Statista, «Number of energy-from-waste (EfW) incinerators in the United Kingdom from 2014 to 2021», 2021 2014. [En línea]. Disponible en: <https://www.statista.com/statistics/805577/waste-to-energy-number-of-incinerators-united-kingdom-uk/>
- [6] European Parliament, Council of the European Union, «Directive 2010/75/EU of the European Parliament and of the Council of 24 November 2010 on industrial emissions (integrated pollution prevention and control) (recast) (Text with EEA relevance)». 24 de noviembre de 2010. [En línea]. Disponible en: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=celex:32010L0075>

- [7] Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, Registro Estatal de Emisiones y Fuentes Contaminantes, «Dioxinas y Furanos (PCDD+PCDF)». [En línea]. Disponible en: <https://prtr-es.es/Dioxinas-y-Furanos-PCDDPCDF,15634,11,2007.html>
- [8] «Enunciados problemas.pdf». Accedido: 1 de julio de 2025. [En línea]. Disponible en: https://sifo.comillas.edu/pluginfile.php/4136918/mod_resource/content/1/Enunciados%20problemas.pdf
- [9] «Repaso RANKINE.pdf». Accedido: 1 de julio de 2025. [En línea]. Disponible en: https://sifo.comillas.edu/pluginfile.php/4136916/mod_resource/content/0/Repaso%20RANKINE.pdf
- [10] Y. Çengel y M. Boles, *Thermodynamics: An Engineering Approach*, Novena. 2014.
- [11] E. Quiñonez, «Características y aplicaciones del Inconel en diferentes ambientes», 29 de diciembre de 2024. [En línea]. Disponible en: <https://inspenet.com/articulo/caracteristicas-y-aplicaciones-del-inconel/>
- [12] «Audit 207», Baugh & Weedon. Accedido: 1 de julio de 2025. [En línea]. Disponible en: <https://www.bw-nde.com/products/ut/thickness-gauges/audit-207>
- [13] Zurich, «Failure Analysis of 2.25 Cr Steel Tube», abr. 2017.
- [14] «Calcular Espesor de Tubería según ASME B31.1 – Formación Industrial». Accedido: 10 de julio de 2025. [En línea]. Disponible en: <https://formacion-industrial.com/2021/04/29/como-elijo-el-espesor-de-mi-tuberia-asme-b31-1/>
- [15] «638287381118165626ASME B31.3-2018.pdf». Accedido: 10 de julio de 2025. [En línea]. Disponible en: <https://haisms.ir/images/iso/638287381118165626ASME%20B31.3-2018.pdf>
- [16] «ANSI/ASME B31.1, “Power Piping” American National Standard Institute, Contents Through Table A-3.» Accedido: 10 de julio de 2025. [En línea]. Disponible en: <https://www.nrc.gov/docs/ML0314/ML031470592.pdf>
- [17] «Sa 530 | PDF», Scribd. Accedido: 10 de julio de 2025. [En línea]. Disponible en: <https://www.scribd.com/document/382538570/SA-530>
- [18] Alstom, «Eastcroft Superheater Life Extension Assessment», mar. 2014.
- [19] M. Gwozik, «Microstructure changes responsible for the degradation of the 10CrMo9-10 and 13CrMo4-5 steels during long-term operation», 2019, [En línea].

- Disponible en:
https://www.researchgate.net/publication/344651703_Microstructure_changes_responsible_for_the_degradation_of_the_10CrMo9-10_and_13CrMo4-5_steels_during_long-term_operation/fulltext/609fb2a2458515c265911fc1/Microstructure-changes-responsible-for-the-degradation-of-the-10CrMo9-10-and-13CrMo4-5-steels-during-long-term-operation.pdf
- [20] I. Maj, «The influence of cow dung and mixed straw ashes on steel corrosion», jun. 2021, [En línea]. Disponible en: <file:///C:/Users/migue/Downloads/Artyku-RenewableEnergy-Szymajda-aska-2021.pdf>
- [21] Masteel, «EN 10028 13CrMo45». 30 de enero de 2017. [En línea]. Disponible en: <https://masteel.co.uk/en-10028-13crmo45/>
- [22] Road Haulage Services, «Haulage Rates».
- [23] Masteel, «EN 10028 16Mo3». 30 de enero de 2017. [En línea]. Disponible en: <https://masteel.co.uk/en-10028-16mo3/>
- [24] Miluska.Jara, «Objetivos y metas de desarrollo sostenible», Desarrollo Sostenible. Accedido: 1 de julio de 2025. [En línea]. Disponible en: <https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/sustainable-development-goals/>
- [25] M. Moran, «Energía», Desarrollo Sostenible. Accedido: 1 de julio de 2025. [En línea]. Disponible en: <https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/energy/>
- [26] M. Moran, «Infraestructura», Desarrollo Sostenible. Accedido: 1 de julio de 2025. [En línea]. Disponible en: <https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/infrastructure/>
- [27] M. Moran, «Ciudades», Desarrollo Sostenible. Accedido: 1 de julio de 2025. [En línea]. Disponible en: <https://www.un.org/sustainabledevelopment/es/cities/>

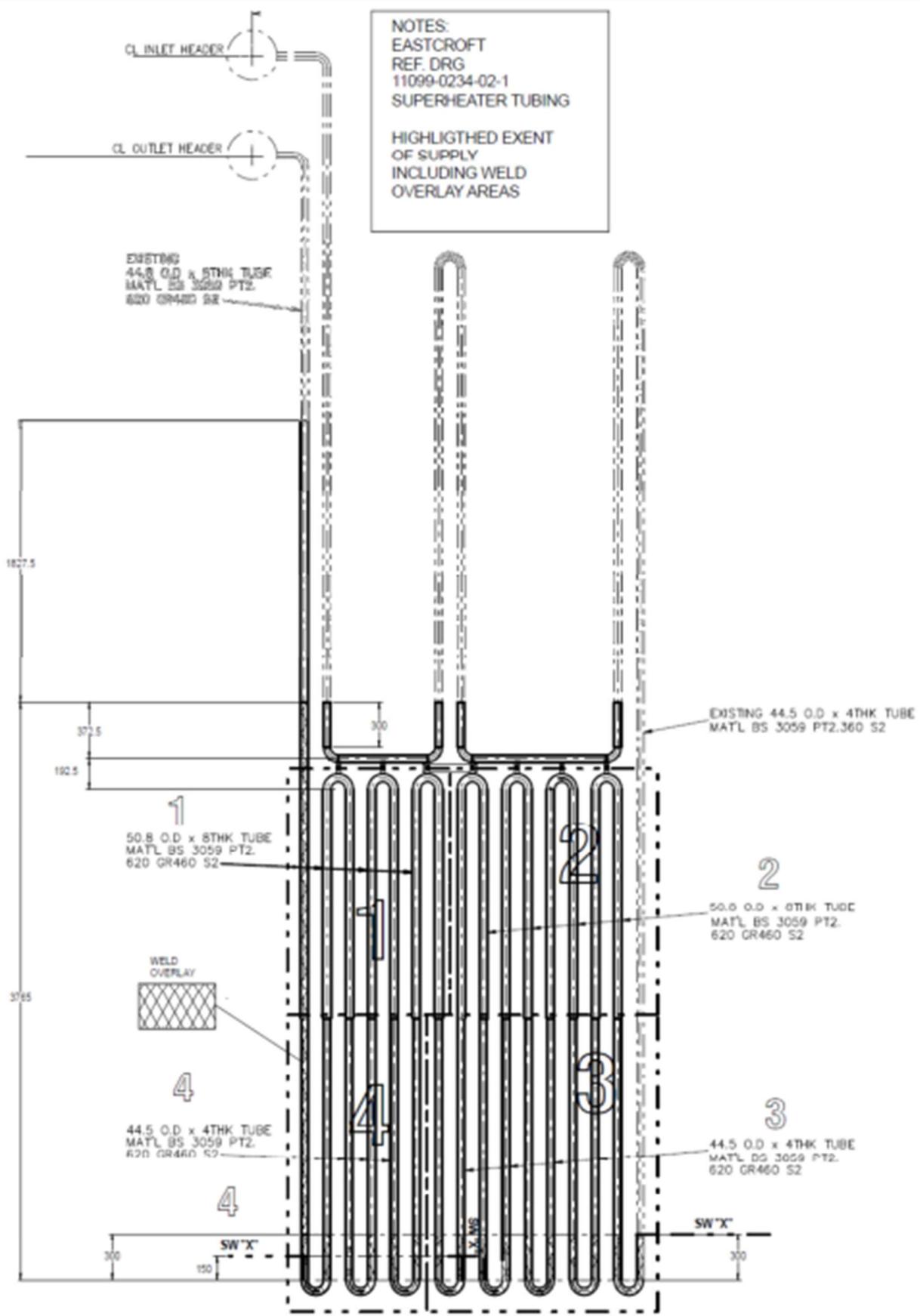
ANEXO A: PLANOS

En este apartado se van a presentar los planos que se han comentado a lo largo de la memoria. La gran mayoría de los planos han sido extraídos de documentos o fotos de la empresa por lo que estarán en inglés.

Índice de planos:

1. Plano de la planta, circuito de aire primario y secundario, circuito de los residuos y el ciclo de Rankine.
- [1] Plano del sobrecalentador de la planta.

REV	DESCRIPTION OF REVISION INCLUDING DATE
A	ZONES 2 & 3 MATL REVISED AS PER Z1 & Z2 MG 04-04-2011
B	WELD OVERLAY LEG 3200 REDUCED TO 372.5 MG 04-04-2011
C	AS BUILT & SAP No. ADDED MG 04-04-2011



AS BUILT

A3

CONTRACT NO.		SAG-47600	
CLIENT		FLUOR	
LAWFIRM		EASTCROFT	
SCALE	NTD	DATE	0
DESIGNER	MG	ALSTOM Combustion Services Limited	
DRAWING NUMBER		TECH 2447	
TITLE		REPLACEMENT SUPERHEATER TUBING	
SHEET 1 OF 1 SHEET REV. 0		ALSTOM	

ANEXO B: OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE

Los objetivos de desarrollo sostenible son una serie de guías para los desafíos que se afrontan hoy en día que puedan hacer que el futuro no sea sostenible. Se pretende haberlos superado de cara al 2030 [24].

De la lista de 17 objetivos para transformar el mundo, se considera que este proyecto se alinea con tres de ellos, el número 7 (Energía asequible y no contaminante), el número 9 (Industria, innovación e infraestructura) y el número 11 (Ciudades y comunidades sostenibles).

Objetivo 7: La idea de este objetivo es conseguir que todo el mundo tenga acceso a la energía, en especial la eléctrica, y que esta sea limpia [25]. El enfoque directo de este proyecto no es la generación de la energía como tal, pero la mejora propuesta es para un ciclo de Rankine de una planta de valorización energética, por lo que la reducción de costes para la planta y la mejora de la vida útil podría ayudar a que la energía generada en esta planta se pueda poner a la venta con un precio más asequible y además genera menos residuos haciéndola más limpia.

Objetivo 9: Como se menciona en el nombre del objetivo, la intención es seguir desarrollando la industria y la infraestructura de forma sostenible [26]. Esto se alinea a la perfección con este estudio ya que se propone una solución innovadora a una industria en la que uno de sus mayores problemas son los costes y con esto se conseguirían reducir notablemente y con un material que hasta el momento no ha sido instalado en ninguna planta de este tipo.

Objetivo 11: Otro punto con el que este proyecto se alinea muy bien es el número 11 ya que este habla de conseguir ofrecer asentamientos dignos a las personas en ciudades y que puedan tener acceso a todo lo necesario para poder vivir de forma digna [27]. Por ello, el desarrollar una industria como la valorización energética trabaja con ese mismo objetivo ya

que ofrece más opciones a la hora de la generación de la energía que ayuda a que los precios sean más competitivos, y, además, ayudan con la gestión de residuos eliminándolos de las calles.



Figura 36: Objetivo 7 de los ODS [24]



Figura 37: Objetivo 9 de los ODS [24]



Figura 38: Objetivo 11 de los ODS [24]

ANEXO C: INFORMES DE ESTUDIOS ANTERIORES

HECHOS EN LA EMPRESA

Índice de planos:

1. Informe Hecho por Zurich sobre las Muestras del Sobrecalentador 75
2. Informe de Alstom sobre Posibles Materiales y Recubrimientos para los Tubos del Sobrecalentador 76

***1. INFORME HECHO POR ZURICH SOBRE LAS MUESTRAS DEL
SOBRECALENTADOR***



Shtr Lab Report
LS17-0338 final (003).l

***2. INFORME DE ALSTOM SOBRE POSIBLES MATERIALES Y
RECUBRIMIENTOS PARA LOS TUBOS DEL SOBRECALENTADOR***



ECroft S-HTR life ext
report RevO (003).pdf