

Trabajo Fin de Máster

Ingeniería Química

Optimización red de condensados de vapor.
Migasa Aceites S.L.U.

Autora: Leticia Gómez Moeckel

Tutora: María Custodia Fernández Baco

Dpto. de Ingeniería Química y Ambiental
Escuela Técnica Superior de Ingeniería
Universidad de Sevilla

Sevilla, 2022



Proyecto Fin de Máster
Ingeniería Química

Optimización red de condensados de vapor. Migasa Aceites S.L.U.

Autora:

Leticia Gómez Moeckel

Tutora:

María Custodia Fernández Baco

Dpto. de Ingeniería Química y Ambiental
Escuela Técnica Superior de Ingeniería
Universidad de Sevilla

Sevilla, 2022

A mi familia

A mis profesores

Agradecimientos

A Dios por las oportunidades y caminos que me abriendo en la vida.

A mi familia por inculcarme los valores del trabajo y el esfuerzo.

A mi tutora, Custodia, por su siempre maravillosa disponibilidad y profesionalidad.

A todos los profesores que han formado parte de mi transcurso académico, por los conocimientos transmitidos y la ayuda brindada. Es especial, a todo el profesorado del departamento de ingeniería química por el trato recibido durante todos estos años del grado y máster.

A mis compañeros por hacer que siempre recuerde esta etapa con añoranza y bonitos momentos.

A todo el equipo de Migasa por confiar en mí y hacer posible que siga cumpliendo mis sueños a nivel profesional.

Leticia Gómez Moeckel

Sevilla, 2022

Resumen

La eficiencia energética es uno de los objetivos cada vez más perseguidos en el sector industrial. Por ello, en el presente Trabajo Fin de Máster se estudia y detalla uno de los proyectos que a día de hoy estoy llevando a cabo en la empresa Migasa Aceites, S.L.U. El proyecto y, por ende, el presente trabajo consiste en el estudio y mejora de la red de distribución de vapor y condensados de la refinería de aceite de Migasa, Dos Hermanas.

Se detalla la situación actual del sistema de vapor, desde la generación, distribución y el retorno de condensados; identificando las deficiencias y/o oportunidades de mejora del sistema.

Se plantean diferentes propuestas de mejora del sistema de vapor, siguiendo la normativa y recomendaciones de los mayores especialistas en el sector del vapor. Se presenta una reestructuración de la red de retorno de condensados de planta, así como un plan de mantenimiento de los diferentes equipos y accesorios que no se encuentran en buen estado. Así mismo, se realiza un estudio energético y económico para la validación y puesta en marcha del estudio de mejoras planteado.

Con este trabajo se persigue aumentar el rendimiento, minimizar las pérdidas, ahorrar energía, buscar sistemas seguros y eficientes, conocer a fondo y controlar el proceso, fomentar el mantenimiento y generar menos emisiones de CO₂.

Abstract

Energy efficiency is one of the increasingly pursued goals in the industrial sector. For this reason, this master's thesis studies and details one of the projects that I am carrying out actually at the company *Migasa Aceites, S.L.U.* The Project and, therefore, the present work consist of the study and improvement of the steam and condensate distribution network in Migasa oil refinery.

The current situation of the steam system is detailed, from the generation, distribution and return of condensates; identifying deficiencies and/or opportunities to improve the system.

Different proposals for improving the steam system are proposed, following the regulations and recommendations of the greatest specialists in the steam sector. A restructuring of the condensate return is presented, as well as a maintenance plan for the different equipment and accessories that are not in Good condition. Likewise, an energy and economic study is carried out for the validation and implementation of the proposed improvement study.

This work aims to increase performance, minimize losses, save energy, search for safe and efficient systems, thoroughly understand and control the process, encourage maintenance and generate fewer CO₂ emissions.

Índice

1 ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Descripción calderas de vapor Migasa	39
Tabla 2. Normativa agua de alimentación a calderas pirotubulares. [28]	40
Tabla 3. Valores parámetros controlados agua alimentación calderas Migasa.	41
Tabla 4. Normativa agua de calderas pirotubulares. [28]	42
Tabla 5. Recomendaciones parámetros agua de condensados para calderas pirotubulares. [23]	43
Tabla 6. Ciclos y tiempo de purga de fondos calderas Migasa	53
Tabla 7. Medidas conductividad agua de calderas	71
Tabla 8. Velocidad del vapor a 11 bar	72
Tabla 9. Configuración control agua a calderas	86
Tabla 10. Propuesta parámetros de purga de fondos	87
Tabla 11. Coste producción del vapor y emisiones derivadas	103
Tabla 12. Ahorro tratamiento del agua por aumento de temperatura	103
Tabla 13. Resultados de caudales de purga de fondos y sales de calderas ajustando valores de conductividad	106
Tabla 14. Ahorro económico y energética optimización de purgas	106
Tabla 15. Ahorro recuperación calor purgas calderas	106
Tabla 16. Balance energético y económico recirculación condensados a calderas	108
Tabla 17. Amortización modificación red y recogida de condensados	108
Tabla 18. Pérdidas de vapor y coste asociado por purgadores en mal estado	109
Tabla 19. Inversión y amortización de la sustitución de purgadores en mal estado	109
Tabla 20. Inversión nuevos equipos y accesorios red de vapor	110
Tabla 21. Amortización de la inversión total	111
Tabla 22. Comparativa de los costes actuales asociados al sistema de vapor y los costes aplicando plan de mejoras	112
Tabla 23. Identificación estado purgadores de fábrica	124

2 ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Consumo energía final en el sector industrial [5]	24
Figura 2. Distribución porcentual de la demanda energética del sector industrial en España (2000-2019). [6]	24
Figura 3. Sistema de Vapor típico. [10]	28
Figura 4. Partes caldera típica. [13]	28
Figura 5. Caldera pirotubular. [15]	29
Figura 6. Caldera acuotubular. [17]	30
Figura 7. Clasificación trampas de vapor. [19] [20]	31
Figura 8. Purgador de boya [20]	32
Figura 9. Purgador de cubeta invertida	32
Figura 10. Purgador de expansión líquida. [20]	33
Figura 11. Respuesta actuación purgador de expansión líquida X – X. [20]	33
Figura 12. Purgador de presión equilibrada. [20]	34
Figura 13. Funcionamiento purgador de presión equilibrada. [20]	34
Figura 14. Respuesta purgador de presión equilibrada Y - Y. [20]	34
Figura 15. Purgador bimetálico. [22]	35
Figura 16. Placa bimetálica. [20]	35
Figura 17. Modelo trampa termodinámica. [20]	35
Figura 18. Purgador de impulsos. [19]	36
Figura 19. Purgador de laberinto. [20]	36
Figura 20. Purgador placa orificio. [19]	37
Figura 21. Energía del vapor y condensados. [23]	38
Figura 22. Ejemplo reutilización vapor flash [24].	38
Figura 23. Calderas de vapor Migasa	39
Figura 24. Contenido de oxígeno respecto temperatura agua. [29]	41
Figura 25. Conductividad agua calderas Migasa.	42
Figura 26. Conductividad agua cogeneración y condensados en Migasa.	43
Figura 27. Tanque alimentación agua a calderas. [31]	44
Figura 28. Depósito agua almacenamiento a calderas (18 m ³).	45
Figura 29. Depósito agua almacenamiento a calderas (12 m ³).	45
Figura 30. Esquema disposición tanques de alimentación de agua a calderas (Migasa).	46
Figura 31. Cabezal mezclador tanque alimentación agua a calderas. [33]	47
Figura 32. Alimentación fluidos al tanque de alimentación de 18m ³ .	47

Figura 33. Modelo de enfriador de muestras. [32]	48
Figura 34. Tomas de muestras fluidos de alimentación al tanque de almacenamiento (Migasa).	49
Figura 35. Alimentación todo/nada de agua a caldera [34]	50
Figura 36. Sistema de alimentación de agua a caldera modulante [34]	50
Figura 37. Regulación agua caldera Umisa	51
Figura 38. Instalación de economizador para caldera de vapor [35]	51
Figura 39. Caudal aproximado de purga de fondo en función de la presión de la caldera y tamaño de la válvula [31]	52
Figura 40. Purga de fondos caldera Umisa	53
Figura 41. Purga de fondos caldera Sogecal	53
Figura 42. Control manual de TDS [9]	54
Figura 43. Control automático TDS [9]	54
Figura 44. Purga de sales caldera Umisa	55
Figura 45. Purga de sales caldera Sogecal	55
Figura 46. Sistema con recuperación de energía de la purga de sales [34]	56
Figura 47. Tanque de purgas de caldera [34]	56
Figura 48. Tanque de purgas calderas Umisa y Sogecal (Migasa)	57
Figura 49. Colector principal vapor (Migasa)	58
Figura 50. Drenaje condensados colector vapor [34].	58
Figura 51. Formación de bolsa sólida de agua en tubería	59
Figura 52. Recomendaciones líneas de distribución vapor [34]	60
Figura 53. Esquema instalación tubería de vapor en tramo ascendente [10]	60
Figura 54. Derivaciones tuberías vapor [34]	61
Figura 55. Diagrama de drenaje de una derivación [10]	61
Figura 56. Junta de expansión [21]	62
Figura 57. Junta tipo fuelle [21]	62
Figura 58. Cruva completa [34]	62
Figura 59. Lira o herradura [34]	63
Figura 60. Curva de dilatación [34]	63
Figura 61. Eliminador de aire en tubería de vapor [21]	64
Figura 62. Esquema distribución vapor Migasa	64
Figura 63. Purga de equipos con serpentines de fondo	67
Figura 64. Esquema estación de purga línea principal distribución de vapor de calderas	68
Figura 65. Filtros lanza de vapor tanque alimentación agua a calderas	69
Figura 66. Tubería de rebose y venteo tanque alimentación agua a calderas	70
Figura 67 . Aporte agua fría al tanque de purga de fondo	71
Figura 68. Válvula reguladora línea vapor neutralización clásica	73
Figura 69. Filtros mal instalados	74
Figura 70. Identificación de puntos con necesidad de drenaje	75

Figura 71. Derivaciones líneas de vapor fábrica	76
Figura 72. Dilatador mal instalado	77
Figura 73. Reactor aceite y agua proceso decoloración	77
Figura 74. Depósitos de ácidos grasos	78
Figura 75. Depósito de acumulación de condensados de los procesos de la decoloración y filtrado	79
Figura 76. Depósito agua para lavado aceite semillas (90°C)	80
Figura 77. Caja acumulación de condensados zona "física"	80
Figura 78. Venteo caja acumulación condensados zona "física"	81
Figura 79. Condensados de calderas	82
Figura 80. Estado de los purgadores revisados	82
Figura 81. Propuesta tubería rebose depósito 18m ³ de agua alimentación a calderas [34]	84
Figura 82. Propuesta depósito alimentación agua a calderas	84
Figura 83. Instalación de control de alimentación de agua [34]	85
Figura 84. Esquema control alimentación de agua a calderas	86
Figura 85. Propuesta de purgas y aprovechamiento de energía	87
Figura 86. Propuesta modificación colector vapor	88
Figura 87. Propuestas instalación eliminadores de aire	90
Figura 88. Propuesta depósito acumulación de condensados [34]	92
Figura 89. Sistema de detección de condensado contaminado [34]	93
Figura 90. Ahorros costes asociados al aumento temperatura del agua de aportación a calderas	104
Figura 91. Inversión y ahorro modificación control purgas y recuperación de calor y revaporizado	107
Figura 92. Inversión- Ahorro nueva distribución red de condensados y depósitos almacenamiento	108
Figura 93. Inversión- ahorro sustitución purgadores	110
Figura 94. Inversión y ahorro total anual de modificaciones sistema vapor	111
Figura 95. Comparativa de costes asociados al sistema de vapor actual y propuesto	112

1 INTRODUCCIÓN

A lo largo del espacio hay energía, y es mera cuestión de tiempo hasta que los hombres tengan éxito en sus mecanismos vinculados al aprovechamiento de esa energía

- Nikola Tesla -

La optimización energética es uno de los aspectos más importantes en el sector industrial. Estar inmerso en las nuevas técnicas de innovación, reducir la demanda, tener un control eficiente del sistema de generación y distribución y aprovechar la energía es esencial para conseguir y mantener una instalación eficiente energéticamente. Además, la mejora constante de los procesos e instalaciones e incentivar las inversiones en I+D+i son objetivos prioritarios en el sector industrial.

Para conseguir estos objetivos existen dos conceptos fundamentales: la tecnología y la creación de una situación social que lo impulse. Implementar un sistema eficiente energéticamente, implica un ahorro económico y de riesgos; un mejor branding empresarial y, por tanto, una mayor competitividad en el mercado; una apuesta por la innovación y seguridad energética y un mayor compromiso con el medio ambiente [1].

Se debe invertir en actividades de I+D+i ¹para aumentar la eficiencia y reducir el consumo energético. Además, la Unión Europea establece cada vez objetivos más ambiciosos con el fin de reducir las emisiones de gases invernadero (GEI) e incrementar la cuota de energías renovables.

El sector industrial representa en torno al 25% del total de la energía consumida a nivel mundial [2], por tanto, es de suma importancia no solo hacer un uso controlado y adecuado de esta, sino intentar reducir estos consumos manteniendo la producción deseada.

Hay una tendencia ascendente del consumo energético en el sector industrial desde el 2017² (Figura 1) y una demanda creciente (Figura 2). En el año 2020 se presenta una caída del consumo energético a causa de la COVID-19. No obstante, los estudios del año 2021 representan de nuevo, un incremento del consumo [3]. Por ello, las mejoras en eficiencia energética juegan un papel fundamental. El aumento de la actividad industrial que se pretende debe ir de la mano con estos objetivos. Además, de esta forma se persigue alcanzar los objetivos marcados por el Paquete Energía-Clima en 2020, en los cuales se pretende obtener un 20% de mejora en eficiencia y en el uso de energía renovables respecto los valores del 2007 y una reducción en emisión de gases del 20%. [4]

¹ La Agencia Internaciones de la Energía (AIE) estima que a partir de 2025 las inversiones públicas en eficiencia energética lleguen a unos 630 billones de dólares al año. En 2020 la inversión ha estado cerca de los 270 billones de dólares. [44]

² El aumento del consumo energético en 2017 se justifica por el aumento de la actividad industrial este año, tras la recuperación de la crisis cuya repercusión comenzó a hacerse visible en la industria y, por ende, en el consumo energético de la misma desde el 2006. [5]

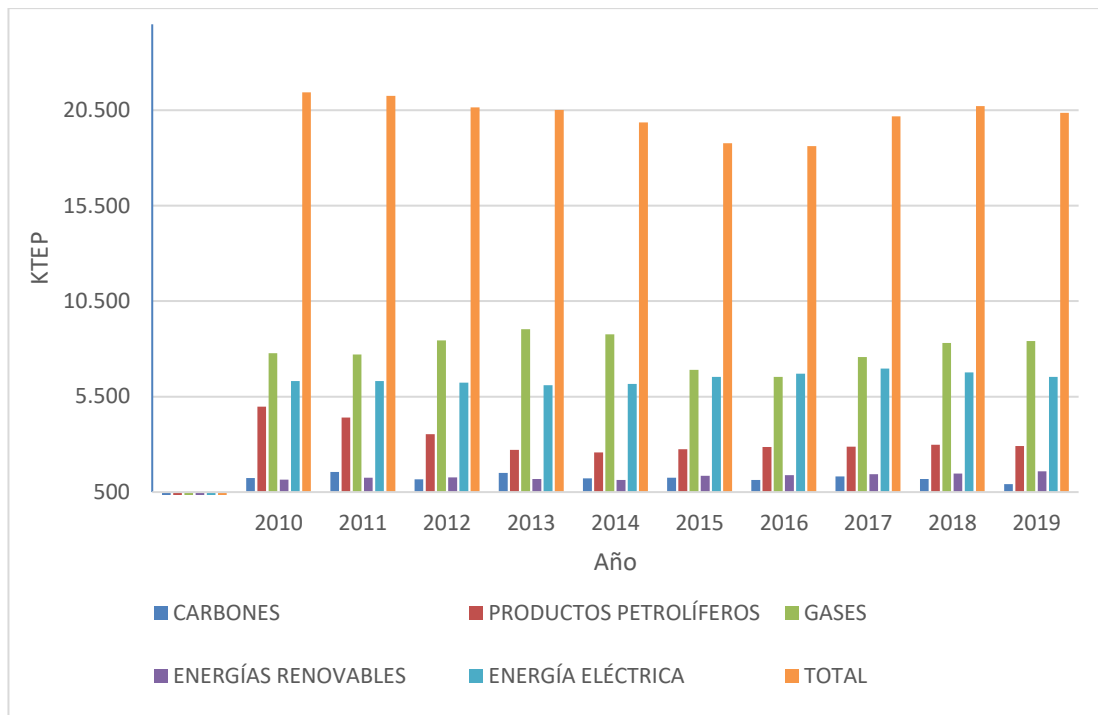


Figura 1. Consumo energía final en el sector industrial [5]

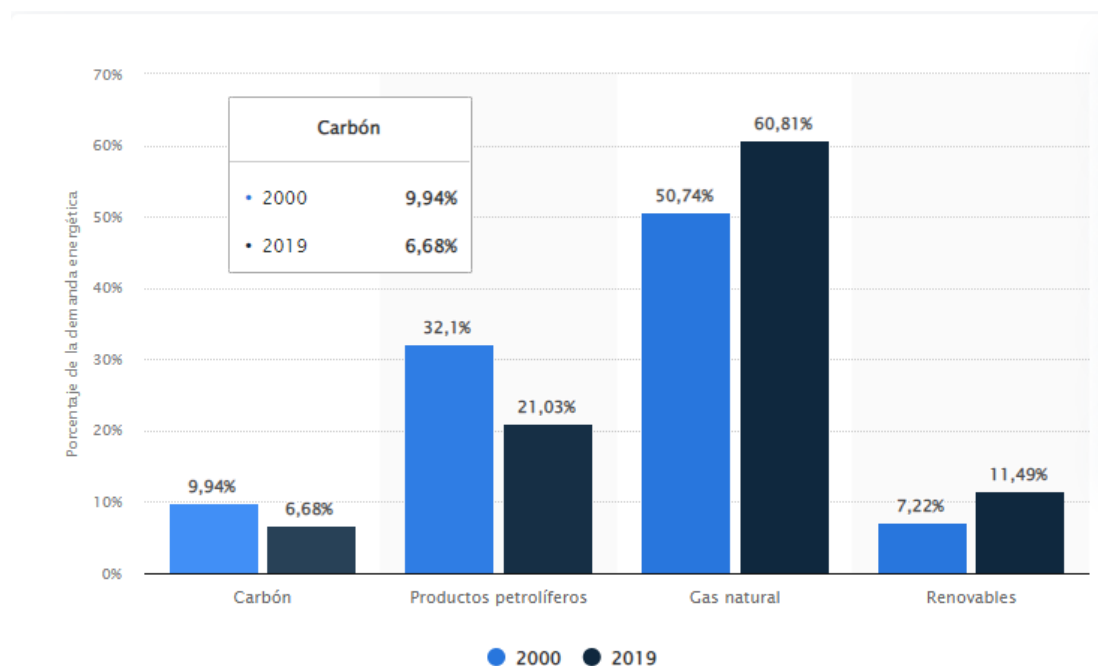


Figura 2. Distribución porcentual de la demanda energética del sector industrial en España (2000-2019). [6]

Un aspecto a destacar para fomentar la eficiencia energética³ en la industria es aumentar el aprovechamiento de la energía térmica [7]. La demanda de calor industrial cada vez es mayor, se prevé un aumento del 1,7% cada año hasta 2030 [8].

El vapor es uno de los recursos más utilizados para la obtención de energía térmica. Es usado en muchos tipos de industrias: petroquímica, química, farmacéutica, metalúrgica, naval, textil, papelera, cervecera, tabacalera,

³ Eficiencia energética: "la relación entre la producción de un rendimiento, servicio, bien o energía, y el gasto de energía" [45]

alimentación, bebidas, caucho, servicios, etc.

Además, el vapor es un medio muy eficiente debido a sus múltiples ventajas [9]:

- Procede del agua, medio sencillo de obtener, alta disponibilidad y económico.
- Limpio e inodoro.
- Muy controlable. A cada presión le corresponde una temperatura, una energía y un volumen específico.
- De fácil distribución.
- Tiene un elevado calor específico. Cantidades de energía elevadas por unidad de masa.
- No tóxico, no inflamable.
- Fácil disponibilidad, distribución y control.
- Alto coeficiente de transferencia térmica (2,3 a 2,9 kW/m² °C).
- Transmite el calor a temperatura constante.

El buen aprovechamiento del vapor y la recuperación de los condensados que se producen tras la cesión de calor no solo supondrá una reducción en los costes, sino que promueve la búsqueda de un sistema eficiente.

2 ESTRUCTURA DEL TRABAJO

El presente Trabajo Fin de Máster tiene como objetivo la optimización de la red de condensados y, por tanto, la optimización energética de la refinería de aceite alimentario perteneciente a Grupo Migasa (Migasa Aceites, S.L.U).

La actividad industrial de la empresa consiste en la elaboración y comercialización, principalmente, de aceites de oliva, seguido de aceites de girasol y orujos de oliva, así como, una amplia gama de aceites vegetales, harinas y ácidos grasos. La producción y la demanda de estos cada vez es mayor y, por tanto, el consumo energético aumenta cada vez en mayor proporción.

En los diferentes procesos una de las principales y más utilizada fuente energética es el vapor. Por ello, con este Trabajo se pretende realizar el estudio y optimización de la red de condensados presenta en las instalaciones, producida por la condensación del vapor tras ceder su energía.

En este estudio se contemplarán los siguientes apartados:

- Descripción de Sistema de Vapor.
- Descripción del Área de Estudio.
- Identificación Deficiencias del Sistema de Vapor.
- Propuestas de mejora.
- Análisis energético y económico.
- Resultados.
- Conclusiones.
- Anexos.

3 DESCRIPCIÓN SISTEMA DE VAPOR

En un Sistema de Vapor típico (*Figura 3*) se puede distinguir tres etapas diferentes: generación, distribución o transporte y recuperación. El vapor es generado en calderas y se distribuye hasta los puntos finales de consumo a través de tuberías. En la trayectoria que va recorriendo el vapor, así como tras llegar a su destino y ceder el calor se forman condensados que será necesario ir evacuándolos y recuperarlos o aprovecharlos en la medida de lo posible debido a la alta calidad y temperatura de este agua.

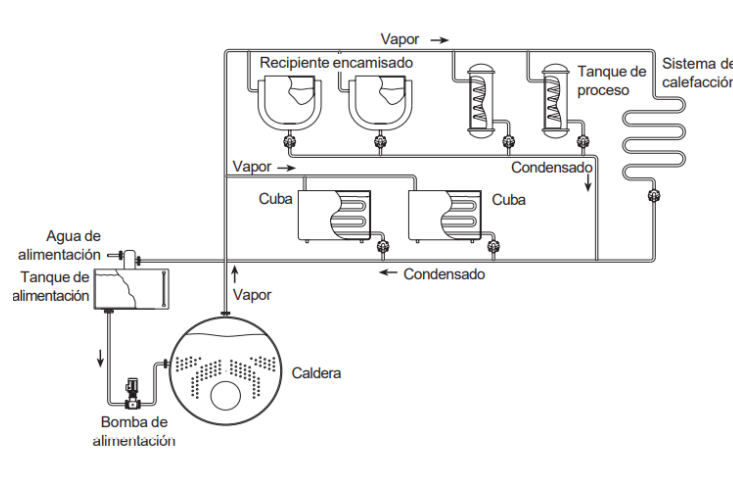


Figura 3. Sistema de Vapor típico. [10]

3.1 Generación de Vapor

El vapor se obtiene en una estación de cogeneración o de una caldera, siendo esta última el equipo más habitual para la generación de vapor. En el interior de este equipo se provoca el calentamiento del agua líquida generado por la reacción de combustión (gas, biomasa, carbón, fueloil, etc.), generando, así, el vapor.

El agua introducida debe ser de alta pureza y estar a una elevada temperatura. Es muy importante controlar los parámetros del agua de alimentación (temperatura, pH, dureza, oxígeno disuelto, sólidos suspendidos o disueltos, hierro y sílice, entre otros) [11]. Este aspecto será de mucha importancia porque afecta de forma directa al rendimiento de la caldera, así como a su vida útil, como se detallará en apartados posteriores.

Las calderas, normalmente, se componen de las siguientes partes: el cuerpo, el hogar, los tubos, el quemador, la chimenea, el sistema de purga y los accesorios de regulación, control y seguridad [12] (*Figura 4*).

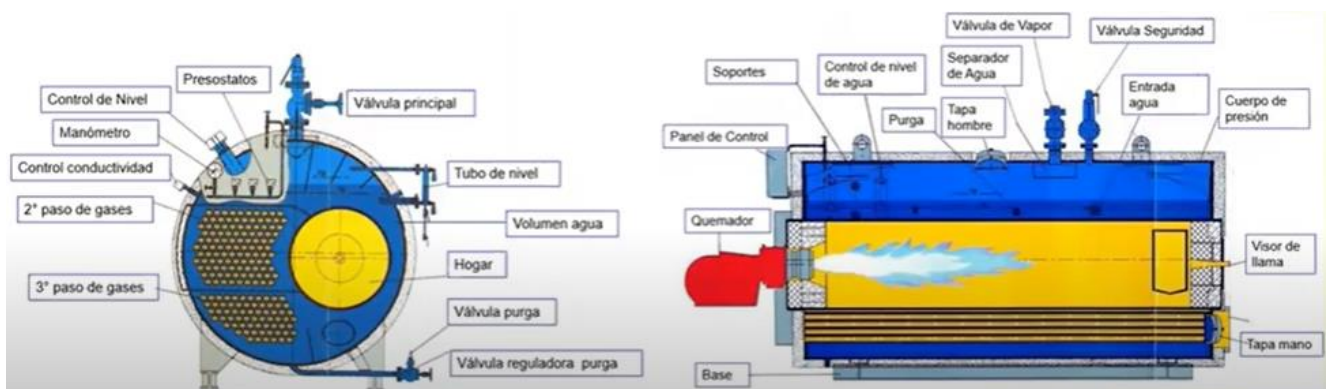


Figura 4. Partes caldera típica. [13]

Para producir vapor hay numerosos tipos de calderas. Las clasificaciones más habituales se detallan, a continuación.

- Según la presión de trabajo. [14]
 - Baja presión. 0 a 4,5 kg/cm².
 - Media presión. 4,5 a 20 kg/cm².
 - Alta presión. 20 a 40 kg/cm².
 - Supercríticas. Más de 40 kg/cm².
- Según la la circulación del agua en el interior de la caldera. [15] [14]
 - Circulación natural. El agua circula por efecto térmico. Es decir, debido a las diferentes densidades del agua fría y la mezcla vapor-agua la circulación se produce de forma natural, sin necesidad de nada que lo provoque.
 - Circulación asistida. El agua circula con la ayuda de bombas.
 - Circulación forzada. El agua es movida por bombas, pero a diferencia de la circulación asistida el recorrido es un circuito abierto, es decir, el agua se evapora.
- Según la disposición de los fluidos en la caldera.
 - Calderas pirotubulares o humotubulares (Figura 5). Los gases y humos circulan por el interior de los tubos, mientras que el agua fluye por el exterior calentándose. En el hogar se origina la llama que genera humos y gases que van pasando por el interior de los tubos y llegan, finalmente, para ser evacuados a la chimenea. [15]

Suele utilizarse este tipo de calderas para presiones de vapor de hasta unos 30 bar, dando una producción de hasta 55 t/h. [16]

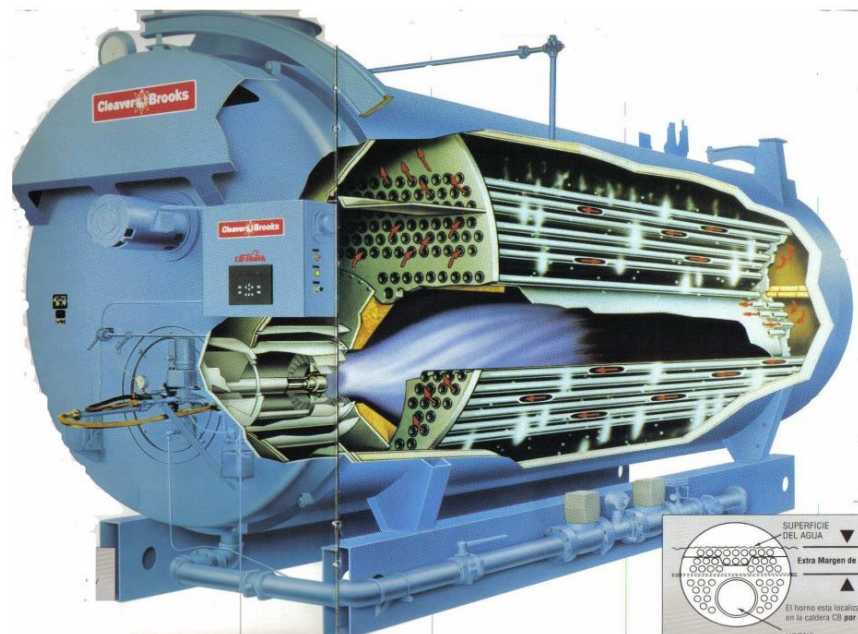


Figura 5. Caldera pirotubular. [15]

- Calderas acuotubulares (Figura 6). El agua circula por el interior de los tubos y los gases y humos se encuentran circundando los tubos. Los tubos se disponen inclinados ayudando al vapor a salir por la parte más alta y permitiendo la alimentación de agua fría por la parte inferior. [15]

Estas calderas pueden llegar a una presión de hasta 350 bar y pueden llegar a una producción máxima de unas 2.000 t/h. [16]

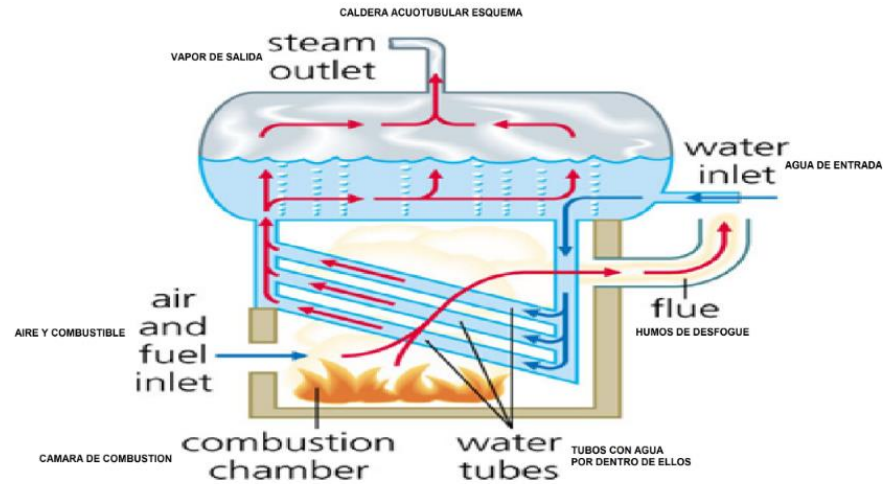


Figura 6. Caldera acuotubular. [17]

Además, hay calderas con recuperación de calor (HRSG). Lleva adicionado uno o varios equipos que aprovechan el calor que contienen los gases y los humos.

En estas calderas se pueden diferenciar [9]:

- Sobrecalentador. Es un intercambiador de calor que produce la cesión del calor de los gases que entran con el vapor producido generando, así, vapor sobrecalentado.
- Evaporador. Es un intercambiador de calor que produce la cesión del calor de los gases de temperatura intermedia al agua que se encuentra en el interior de la caldera.
- Economizador. Elementos que se instalan para aprovechar el calor de los gases de escape de la caldera y con este precalentar el agua de alimentación a la caldera y, por lo tanto, aumentar el rendimiento de la caldera. Es un intercambiador de calor que se compone de tubos por cuyo interior circula el agua de alimentación a calderas y por el exterior transcurren los gases de combustión a contracorriente, cediendo su energía.

3.2 Distribución de vapor

La distribución de vapor es el enlace entre el sistema generador de vapor y los consumidores finales del mismo, es decir, es el medio de transporte que lleva el vapor desde la fuente generadora hasta los puntos donde requiere la energía calorífica.

Se distribuye mediante redes formadas por tuberías principales que conducen el vapor desde la fuente generadora y mediante derivaciones o tuberías secundarias que conducen el vapor hacia los equipos individuales que lo requieran.

Los elementos principales de un sistema de distribución de vapor son: [18]

- Red de tuberías principales y secundarias o ramales. Habrá una o más tuberías principales que conduzcan el vapor hacia la ubicación necesaria. De esta tubería saldrán una serie de derivaciones o ramales que distribuyen el vapor hacia los equipos individuales.
- Accesorios de las tuberías: conexiones, juntas, bridas, soportes, abrazaderas, etc.
- Recubrimiento térmico. Todas las tuberías, los accesorios y válvulas deben estar aisladas térmicamente para reducir las pérdidas de energía, evitar riesgos y disminuir los gastos.
- Válvulas reductoras de presión. En las plantas, normalmente, se genera el vapor a presiones elevadas. Muchos procesos para los que se destina este vapor generado necesitan presiones más bajas. En este caso, se utilizan válvulas reductoras que generan una contra presión al paso de línea del fluido provocando la reducción de la presión y consiguiendo alcanzar los valores deseados.

- Válvulas de seguridad. Son válvulas diseñadas para evitar sobrepresiones en la instalación evacuando la cantidad de vapor necesaria para mantener la seguridad y reducir el exceso de presión.
- Filtros de vapor. Se usan para eliminar las partículas y suciedades evitando, así, que puedan ser arrastrados con el vapor. Mantienen limpias las redes de distribución de vapor y mejoran la calidad del vapor.
- Trampas de vapor o purgadores de condensados. Cuando se arranca un proceso, el vapor transfiere calor al medio, es decir, a las tuberías por donde es transportado. Estas tuberías están a temperaturas inferiores, por lo que el vapor al ceder su energía, condensa. Una vez arrancado el proceso, seguirá habiendo condensación, pero en menor medida. El vapor no debe arrastrar estos condensados ya que provocan problemas en las instalaciones: corrosión, enfriamiento, golpes de ariete y otros muchos problemas mecánicos. Para evitar esta situación se utilizan separadores de gotas y trampas de vapor que eliminan el condensado, el aire y otros gases no condensables fuera de la red de vapor.

Estos equipos tienen como característica común que son sensibles a los cambios de estado de fluido. No obstante, se pueden clasificar diferentes tipos según la forma en la detecten este cambio [19] (Figura 7).

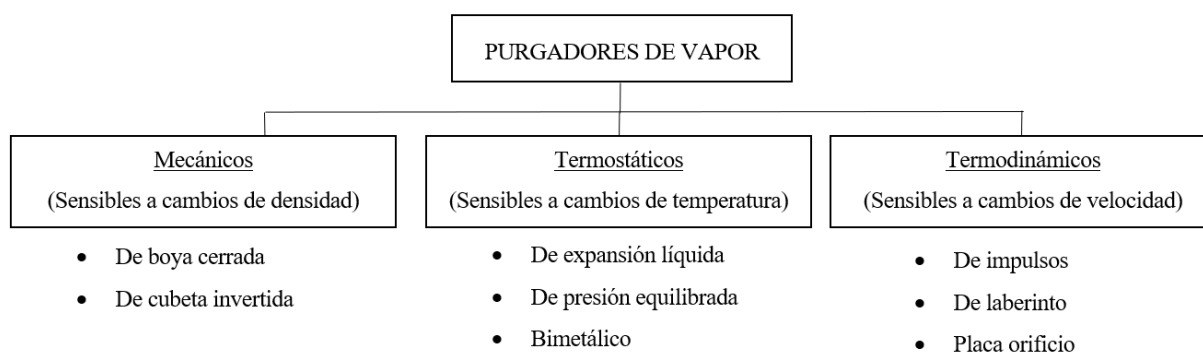


Figura 7. Clasificación trampas de vapor. [19] [20]

3.2.1 Purgadores mecánicos

Estas trampas funcionan por la diferencia de densidad entre el vapor y el condensado. Se pueden diferenciar dos tipos de purgadores de este grupo:

- Purgadores de boya (Figura 8). Se componen de una cámara con una boya donde se va acumulando el condensado. La acumulación de condensado provoca la subida de la boya lo que induce a la apertura de la válvula por donde eliminará el condensado. Cuando evacua todo el condensado, la boya baja por la densidad del vapor provocando el cierre de la válvula. Por lo tanto, es un purgador de descarga continua.

Sus principales ventajas son la gran capacidad de descarga de condensado, su cierre hermético, la vida útil de estos equipos y la resistencia a los golpes de ariete y vibraciones [18] [21].

La válvula no deja pasar el vapor, pero tampoco el aire en las puestas en marcha. Para evacuarlo se suele instalar un eliminador de aire manual, o bien, un eliminador de aire termostático.

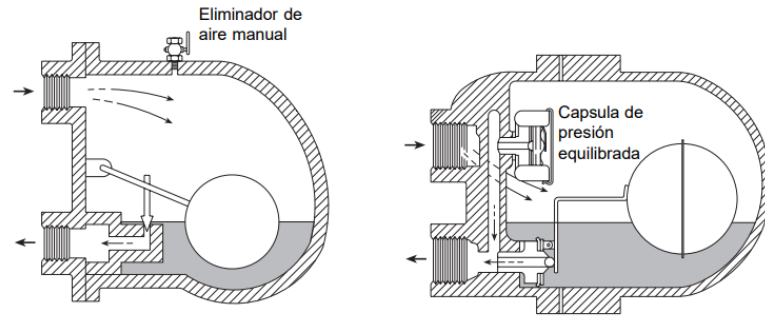


Figura 8. Purgador de boya [20]

- **Purgadores de cubeta invertida** (Figura 9). Una cubeta invertida acciona el cierre o apertura de la válvula a través de la cual se elimina el condensado. Cuando el cuerpo se llena de condensado la cubeta o balde se encuentra en parte la baja de la trampa provocando la apertura de la válvula y salida de los condensados. Por el contrario, cuando entra vapor en la cubeta, este último hace flotar el balde cerrando la válvula y evitando la salida del vapor [22].

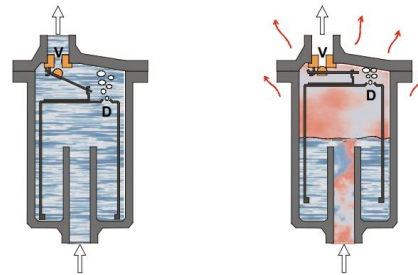


Figura 9. Purgador de cubeta invertida

Las características principales son: [20]

- Sencillos y con poca necesidad de mantenimiento.
- Alta resistencia a golpes de ariete.
- Puede soportar altas presiones.
- Caros.
- Tiene pérdidas indirectas de vapor.
- Siempre debe haber suficiente condensado en el cuerpo del purgador para que haga sello alrededor de la cubeta y no se escape el vapor.
- No es conveniente para procesos con altas fluctuaciones en la presión ni excesos de temperatura del vapor recalentado.

3.2.2 Purgadores termoestáticos

La diferencia de temperatura entre el vapor saturado y el condensado provoca el accionamiento de la válvula termostática que forma parte de este tipo de trampas [22].

Se puede diferenciar diferentes tipos de trampas en este grupo [18]:

- **Purgadores de expansión líquida** (Figura 10). Se compone de un termostato o cápsula llena de un líquido (aceite) que se expande cuando la temperatura aumenta provocando que el elemento termostático, en contacto con un pistón fijado a una válvula, la vaya cerrando progresivamente, impidiendo la salida del vapor.

Cuando se pone en marcha un proceso, el líquido contenido en la cápsula está frío y la válvula la mantiene abierta permitiendo la evacuación del aire del circuito. Cuando va entrando condensado al purgador, va cediendo su calor al líquido que comienza a ebullición. Cuando el vapor llega al purgador, el

aumento de temperatura provoca la expansión del termostato y, por tanto, el cierre de la válvula.

Cuando el condensado se enfría dentro del purgador, la cápsula se contrae y abre nuevamente la válvula provocando la salida del condensado.

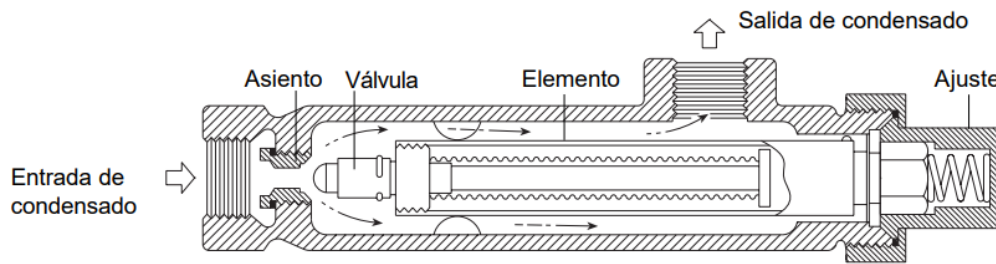


Figura 10. Purgador de expansión líquida. [20]

Si la presión de vapor está sujeta a muchas fluctuaciones, el purgador no funcionará adecuadamente puesto que produce las descargas de vapor a una temperatura constante. Es decir, tal como se muestra en la Figura 11, a una presión P_1 el condensado solo deberá enfriar una pequeña cantidad (Δt_1) para que el purgador responda. Pero, si la presión aumenta (P_2), para que el purgador evacúe el condensado deberá enfriar mucha más cantidad (Δt_2) y, por tanto, se anegará.

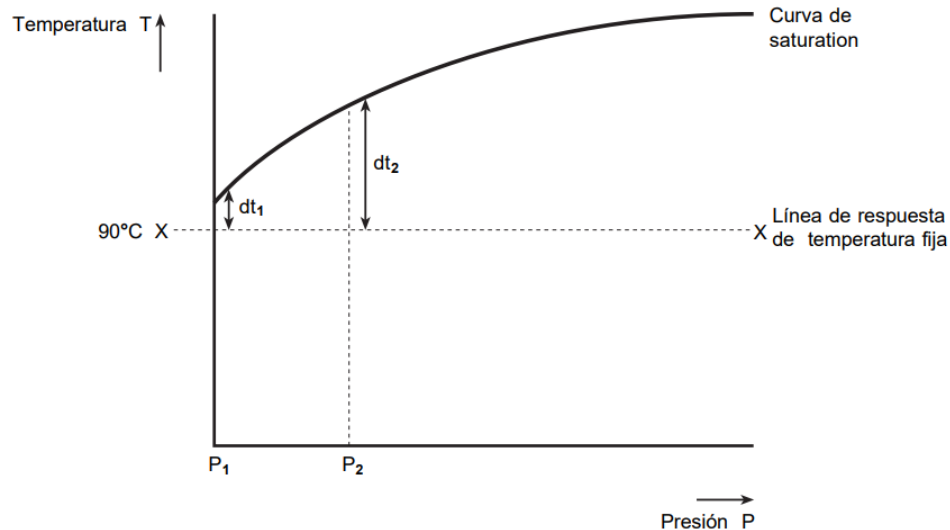


Figura 11. Respuesta actuación purgador de expansión líquida X – X. [20]

- Purgadores de expansión equilibrada (Figura 12). El funcionamiento es muy similar a los purgadores de expansión líquida, aunque presenta una mejora en el rendimiento comparado con estos últimos. Esta mejora es debida a la capacidad de trabajar correctamente ante variaciones en la presión del vapor y por tanto, de la temperatura.

Se compone de un elemento que contiene un líquido cuya temperatura de ebullición es algo inferior a la del agua. En el proceso de arranque de un proceso, el líquido está frío y, el elemento que lo contiene permite la apertura de la válvula, descargando, así, el aire. Cuando va entrando el condensado, la presión de vapor en el interior de la cápsula hace que se expanda y cierra la válvula. Cuando se enfría, se comprime, y vuelve a abrir.

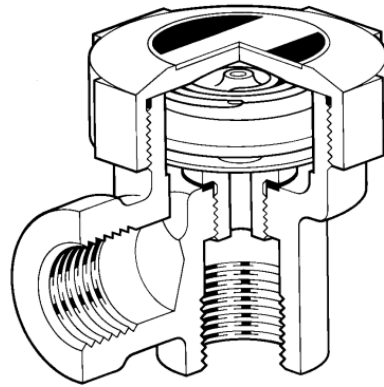


Figura 12. Purgador de presión equilibrada. [20]

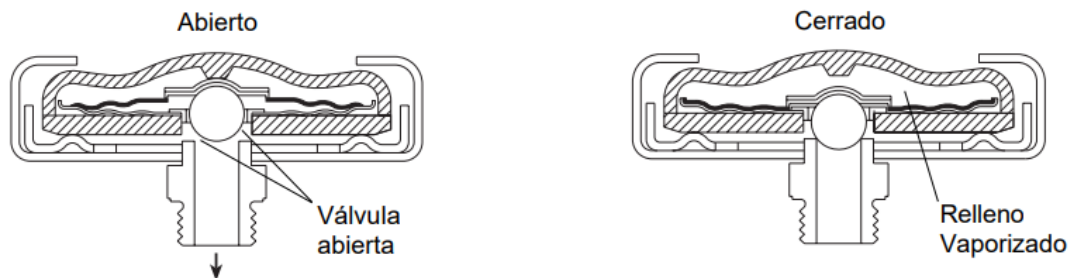


Figura 13. Funcionamiento purgador de presión equilibrada. [20]

La cápsula se compone de unas paredes suficientemente delgadas como para ser altamente sensibles a los cambios de presión o temperatura y, por lo tanto, esto permite una respuesta rápida del purgador (véase *Figura 14*).

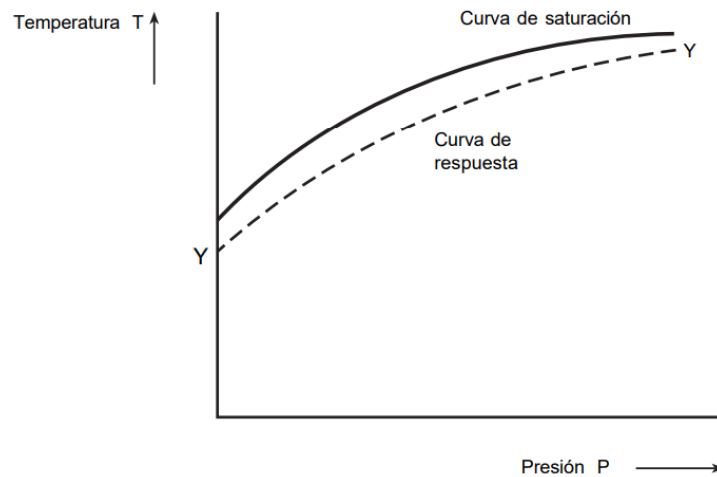


Figura 14. Respuesta purgador de presión equilibrada Y - Y. [20]

- Purgadores bimetalicos (Figura 15). Está formado por dos metales que se encuentran en una placa. Cuando aumenta la temperatura dilatan de forma diferente cada uno de los metales formando una curva. La placa está fijada al purgador por un lado y por el otro lado acciona la válvula. Cuando la temperatura es inferior a la del vapor, el aire y el condensado evacuarán el purgador por la válvula que se encontrará en posición de apertura. Sin embargo, cuando la temperatura se aproxime a la del vapor, el extremo de la placa que conecta con la válvula se curvará hacia abajo y provocará el cierre de esta. Cuando el cuerpo del purgador se llene de condensado y baje la temperatura, el elemento metálico recobrará su posición inicial volviendo a abrir la válvula.

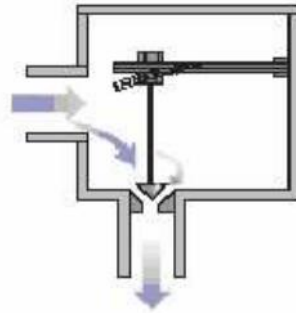


Figura 15. Purgador bimetalico. [22]

Este tipo de purgadores actúan a temperaturas practicamente constantes, con lo que no servirían para procesos con presiones y temperaturas muy variables. Además, la fuerza que ejerce una sola placa metálica es pequeña, con lo cual se tiene que utilizar placas con gran cantidad de metal (Figura 16) para que funcione correctamente. Aunque, esto tiene como consecuencia una actuación lenta ante cambios.



Figura 16. Placa bimetalica. [20]

3.2.3 Purgadores termodinámicos

Este tipo de purgadores (Figura 17) actúan ante cambios dinámicos en el fluido, es decir, ante variaciones de velocidad.

Los componentes de estos modelos de trampas son: un cuerpo, tres orificios de salida y un disco móvil.

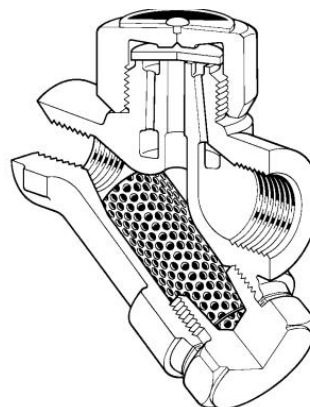


Figura 17. Modelo trampa termodinamica. [20]

En la puesta en marcha, la presión de entrada al purgador eleva el disco móvil hacia la parte superior permitiendo la evacuación del condensado y el aire por los 3 orificios del mismo.

A medida que va entrando el condensado caliente, este disco va descendiendo acercándose cada vez más a los anillos de asiento e impidiendo, por tanto, la salida. El movimiento del disco se explica por los cambios de presión. La presión dinámica aumenta cuando aumenta la velocidad del condensado y revaporizado que fluyen debajo del disco. La presión total permanece constante (teorema Bernoulli), por lo que, para compensar el aumento de presión mencionada anteriormente, la presión estática disminuye desprendiendo revaporizado. El revaporizado entra en la zona superior del disco (debajo del tapón superior de la trampa) y va aumentando la presión sobre el disco, venciendo finalmente a la presión del fluido a la entrada y, por lo tanto, provocando que

el disco se apoya en los anillos de asiento e impidiendo la salida del fluido.

Cuando el revaporizado vaya condensando, la presión ejercida sobre el disco irá disminuyendo provocando el ascenso del disco hacia la zona superior y favoreciendo, por lo tanto, la salida del condensado acumulado en el cuerpo.

Se diferencia, a continuación, tres modelos diferentes de trampas termodinámicas [19] [20]:

- Purgador de impulsos (Figura 18). Se compone de un obtulador cilindrico (P) con un orificio central (O) que asciende y desciende por el cuerpo cilíndrico de la trampa según las variaciones de presión. Cuando llega a la superficie inferior, el obtulador impide la salida de condensado cerrando los orificios de salida.

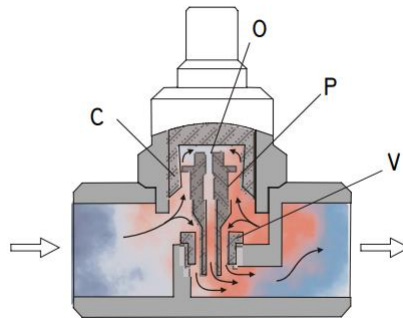


Figura 18. Purgador de impulsos. [19]

El condensado llega a la trampa, bordea el obtulador y sale por el orificio central. Al pasar el condensado por esta zona de estrechamiento, la pérdida de carga ocasionada produce una disminución de presión en la zona superior de la trampa y un aumento en la parte inferior, provocando la subida del obtulador. Cuando llega vapor al purgador, el orificio central ejerce una mayor resistencia al paso de este, produciendo un aumento de presión en la zona superior, una disminución en la zona inferior y, como consecuencia, el descenso del obtulador impidiendo de la salida del fluido.

- Purgador de laberinto (Figura 19). Formado por un conjunto de deflectores por los que va circulando el condensado que incide en la trampa. A medida que va pasando por los deflectores va perdiendo presión y se genera revaporizado. Los deflectores dispuestos a continuación tienen un mayor volumen ya que deben hacer frente a mayores cantidades de condensado y, también, evitan el escape del vapor vivo.

Estos purgadores se ajustan manualmente con un volante del que disponen, con lo cual no es adecuado para procesos con importantes variaciones de presión del vapor y de carga de condensado.

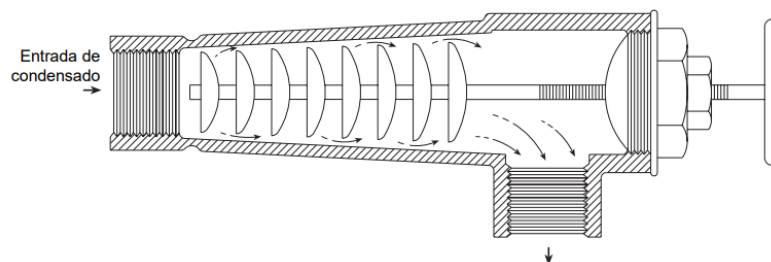


Figura 19. Purgador de laberinto. [20]

- Purgador placa orificio (Figura 20). Es la primera trampa de vapor que se inventó. Se trata de una placa con un orificio por donde transcurre el condensado.

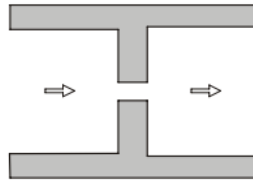


Figura 20. Purgador placa orificio. [19]

El aumento del paso de condensado por el orificio, así como el revaporizado, va aumentando la pérdida de carga e impide parcialmente el paso del fluido impidiendo la pérdida de vapor.

3.3 Recuperación de condensados

El condensado generado en las líneas de distribución de vapor, tanto principales como secundarias, además, de tener que ser evacuado, como hemos visto en el apartado anterior, es importante su aprovechamiento. Esto se debe a que los condensados son un fluido muy valioso, al ser de alta calidad y estar a temperaturas muy elevadas, próximas a la del vapor saturado. Por lo tanto, el sistema de vapor debe completarse con la línea de retorno de condensados al tanque de alimentación de agua de calderas, siempre y cuando sea posible [10].

En ocasiones, no podrá ser viable retornar condensados al depósito de alimentación de agua a calderas, ya sea porque la inyección de vapor en el equipo sea directa, o bien, por riesgo de contaminación de este fluido. Esta contaminación puede ser originada por diferentes motivos, por ejemplo, el mal estado de un serpentín de vapor de un depósito de aceite. En este caso, si en el serpentín hay poros, el vapor será contaminado con el aceite y, posteriormente, saldrá con el condensado generado. Por estos motivos, es muy importante controlar la calidad de los condensados que retornan al tanque de agua de alimentación a calderas ya que, como veremos en apartados posteriores, el agua que se introduce en las calderas tiene que cumplir una serie de características para evitar el deterioro y mal funcionamiento de estas.

Un buen diseño de la red de distribución de retorno de condensados aumenta la eficiencia energética del proceso y, como consecuencia, implica un importante ahorro económico. Estos ahorros producen la reducción de consumo de combustible debido a las altas temperaturas de los condensados. Además, disminuyen los costos asociados al tratamiento del agua de alimentación a calderas ya que se trata de agua pura de muy alta calidad y reducimos el consumo de agua.

El condensado contiene aproximadamente una cuarta parte de la energía del vapor del que procede [23]. En la Figura 21 se muestra la energía del vapor y del condensado a una misma presión.

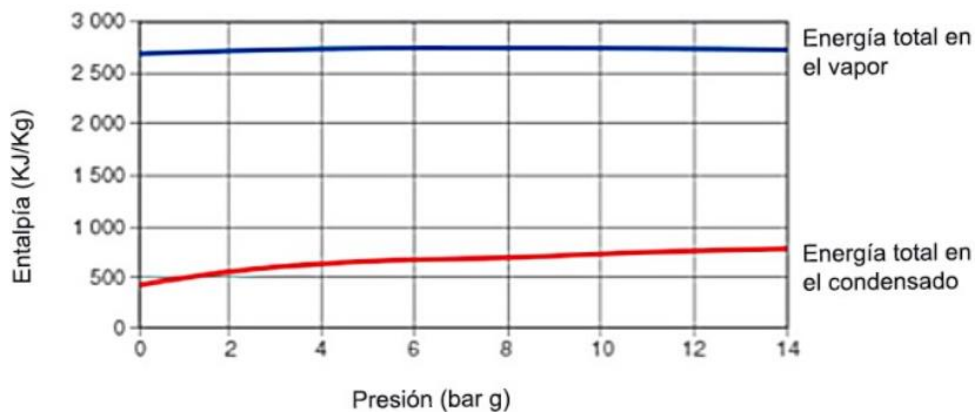


Figura 21. Energía del vapor y condensados. [23]

Para completar la red de aprovechamiento de condensados, debe aprovecharse el vapor flash generado. Parte del condensado cuando se descomprime se revaporiza, es decir, genera vapor flash. La energía de este vapor, también y si es posible, debe ser reutilizada en otros puntos del sistema que requieran menores temperaturas [9]. Por ejemplo, se puede aprovechar este vapor para un intercambiador de calor que esté dentro de ese rango de temperatura. Siempre que la presión de entrada del vapor al intercambiador sea suficientemente superior a la de salida, el intercambiador podrá funcionar correctamente y el condensado generado tras ceder el calor al fluido que se pretende calentar, podrá ser evacuado.

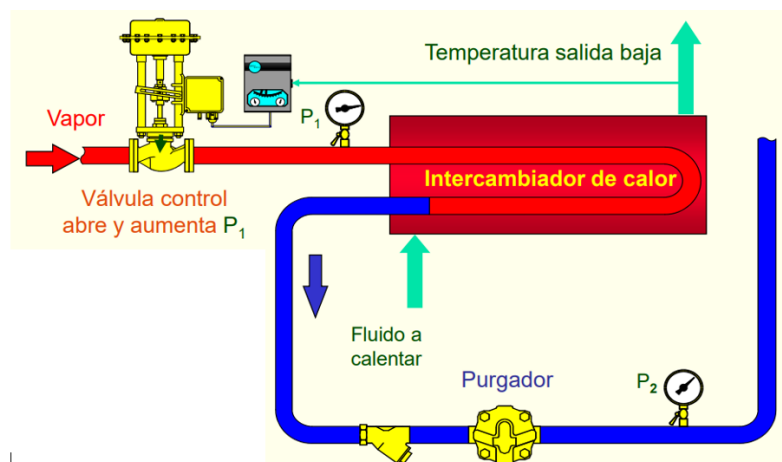


Figura 22. Ejemplo reutilización vapor flash [24].

4 DESCRIPCIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO

En este apartado se describirá la instalación del sistema de vapor y red de condensados de la refinería de Migasa, Dos Hermanas⁴.

4.1 Sala de calderas

El vapor usado en en la refinería de Migasa procede, principalmente, de dos calderas, Sogecal y Umisa (Figura 23), que producen 12.500 kg/h a 11bar y 14.000 kg/h a 11 bar, respectivamente. También, en las instalaciones se encuentra una planta de cogeneración de Neoelectra que le suministra energía térmica (Tabla 1).

CALDERAS DE VAPOR		
	Umisa	Sogecal
Tipo	Pirotubular	Pirotubular
Presión vapor (bar)	11	11
Temperatura vapor (°C)	188,045	188
Producción máxima (kg/h)	14.000	12.500
Combustible	Gas natural	Gas natural

Tabla 1. Descripción calderas de vapor Migasa



Figura 23. Calderas de vapor Migasa

La caldera principal es la Sogecal. A pesar de que la caldera puede producir 12.500 kg/h, cuando sobrepasa una producción de 6.000 kg/h está programado que arranque la segunda caldera, Umisa.

⁴ En el Anexo I se muestra un P&ID de la distribución del vapor en la planta de Migasa (Dos Hermanas), así como, la red de distribución de condensados en la refinería.

4.2 Tratamiento de agua

Para conseguir un funcionamiento eficiente y un correcto control químico del agua de una caldera vapor se debe vigilar, principalmente, tres parámetros del agua: oxígeno disuelto, pH, sales y conductividad. Según el tipo de caldera, la norma obliga o recomienda diferentes valores de estos parámetros, entre otros.

Un adecuado tratamiento del agua asegura una larga vida útil de la caldera, evitando corrosiones, incrustaciones, desgastes, etc. El tratamiento tiene como objetivo mantener los valores de los parámetros recomendados o exigidos por normativa (UNE EN-12953-10 para calderas pirotubulares y UNE EN-12952-12 para calderas acuotubulares) [25].

Los principales parámetros involucrados en el tratamiento del agua para calderas de vapor son: pH, dureza, oxígeno, hierro y cobre, dióxido de carbono, fosfato, sólidos disueltos, sólidos en suspensión, sílice, alcalinidad y conductividad [26].

En los siguientes apartados, se especifican los aspectos referenciados en norma para las calderas pirotubulares, puesto que este tipo de caldera será el modelo objeto de estudio del presente trabajo.

4.2.1 Agua de alimentación a caldera

El vapor industrial generado en las calderas se genera normalmente usando agua blanda, descalcificada o tratada por ósmosis inversa. Además, el agua debe ser calentada y tratada químicamente para evitar problemas en los equipos de generación de vapor [27].

El tratamiento del agua de alimentación a las calderas es necesario para reducir la corrosión, evitar incrustaciones y minimizar la formación de espumas. Todo ello facilita el arrastre de agua de la caldera al circuito de vapor.

En la Tabla 2, se muestran los valores de los parámetros recomendados según la Norma vigente EN 12953-10, los cuales deben ser controlados en las calderas pirotubulares.

NORMATIVA AGUA DE ALIMENTACIÓN PARA CALDERAS PIROTUBULARES		
Norma EN 12953-10		
pH a 25°C		> 9,2
Hierro (Fe)	mg/l	< 0,3
Oxígeno (O ₂)	mg/l	< 0,05
Cobre (Cu)	mg/l	< 0,05
Conductividad	μS/cm	- ⁵
Dureza total (Ca + Mg)	mmol/l	< 0,01
Aceite/ Grasa	mg/l	< 1

Tabla 2. Normativa agua de alimentación a calderas pirotubulares. [28]

El oxígeno tiene una relación directa con los tratamientos añadidos. El nivel de oxígeno contenido varía en función de la temperatura del tanque. La necesidad de tratar el contenido en oxígeno se reduce a medida que la temperatura aumenta (véase Figura 24).

⁵ No especificada la conductividad del agua de alimentación a calderas, solo hay valores guía correspondientes al agua de caldera.

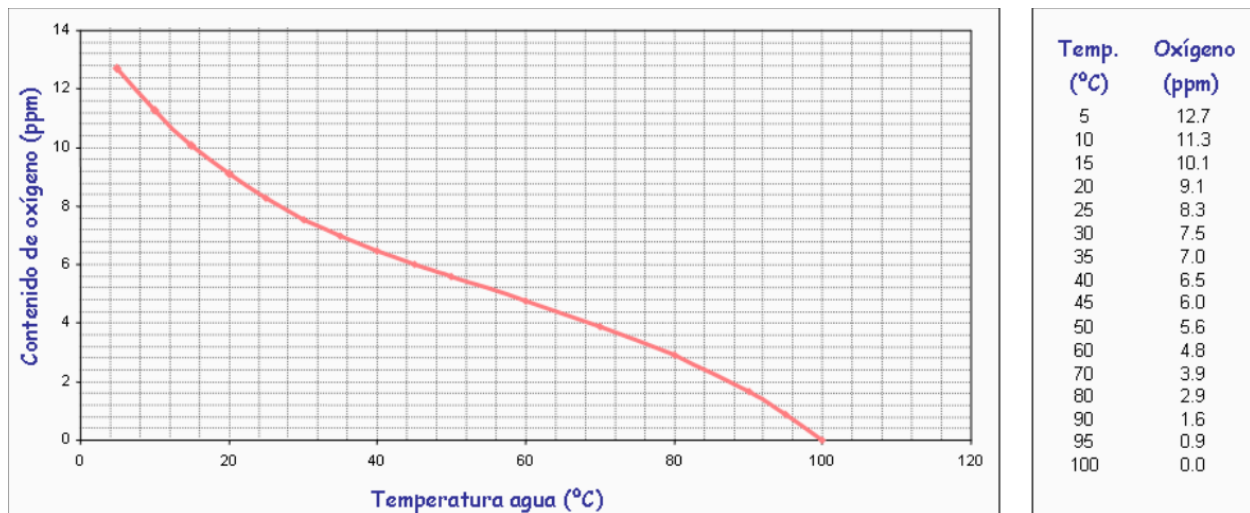


Figura 24. Contenido de oxígeno respecto temperatura agua. [29]

Por esta razón, se recomienda que el tanque se encuentre a una temperatura alta y constante.

Un pH inferior a los valores recomendados implicará una solución ácida que atacará a las superficies del tanque de alimentación y de la caldera. Por ello, con los tratamientos químicos se debe conseguir estar dentro del rango que especifica la norma.

Un registro alto de hierro contenido en el agua de aportación puede ocasionar problemas en las instalaciones de corrosiones. Por este motivo, también, será importante controlar el parámetro con especial atención.

Por último, la conductividad es otro factor que se vigila de forma constante. La conductividad determina la cantidad de sólidos presentes en el agua y se utiliza para el control de purga.

PARÁMETROS CONTROLADOS DEL AGUA DE ALIMENTACIÓN CALDERAS MIGASA ⁶										
Parámetros		Ene-21	Feb-21	Mar-21	Abr-21	May-21	Jun-21	Jul-21	Ago-21	Sep-21
pH a 25°C		7,1	6,5	6,6	6,6	7,6	6,1	8,1	7,3	7
Hierro (Fe)	ppm	0,44	0,25	0,16	0,17	0,14	0,19	0,1	0,57	0,18
Conductividad	µS/cm	107	32	42,7	42	55	38,3	55,8	72	61,6
Dureza total	°F	10,6	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Temperatura	°C	80	82	79	80	80	81	76	82	80

Tabla 3. Valores parámetros controlados agua alimentación calderas Migasa.

A continuación, se destacan algunos comentarios referentes a las variables de la Tabla 2 y Tabla 3:

- Los valores de pH del agua de alimentación son inferiores a los recomendados por la norma.
- El hierro, a pesar de dos tomas, se encuentra dentro de los valores permitidos.
- La conductividad es baja y correcta.
- No se toma medida del oxígeno contenido en el agua de alimentación a calderas.
- El agua del tanque de alimentación tiene una media de 80°C.

⁶ Conversión unidades: 0,1 °F = 1 mg/l (ppm) de CaCO₃ = 0,01 mmol/l de Ca+Mg = 0,4 mg/l (ppm) de Ca

4.2.2 Agua en calderas

El agua de las calderas, también, debe cumplir una serie de parámetros los cuales quedan reflejados en la Tabla 4 dispuesta, a continuación.

NORMATIVA AGUA DE CALDERA PIROTUBULAR		
Norma EN 12953-10		
pH a 25°C		10,5 a 12
Fe	mg/l	< 0,3
Conductividad	µS/cm	< 6.000

Tabla 4. Normativa agua de calderas pirotubulares. [28]

Es importante controlar el parámetro de la conductividad del agua de caldera ya que, si el valor está muy por debajo de lo establecido en la norma, significa que la purga es excesiva y se está malgastando agua, energía y tratamiento. Si, por el contrario, el valor está por encima indica que la purga es inferior a la necesaria y, en este caso, se produce un aumento de espumas en el agua que puede provocar arrastres con el vapor ocasionando pobre eficacia energética y suciedad de intercambio, válvulas y purgadores.

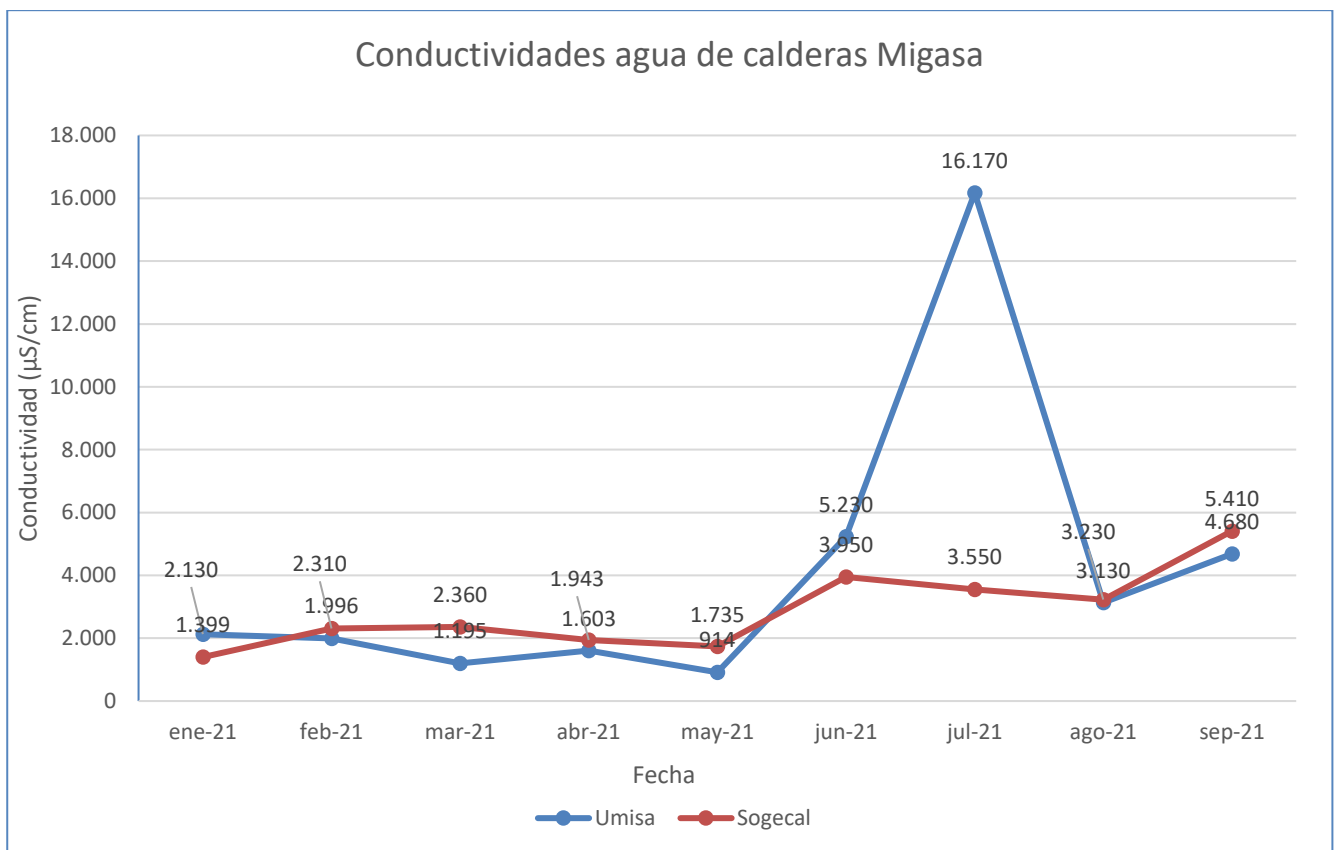


Figura 25. Conductividad agua calderas Migasa.

Tal y como se muestra en la gráfica anterior de la Figura 25, a pesar de que la conductividad del agua de calderas en Migasa se encuentra por debajo del valor marcado por la normativa < 6000 µS/cm, en la mayoría de las muestras, se observa que la caldera Umisa en julio, la conductividad alcanzó valores que triplican el valor de la norma. El controlador no estaba controlando correctamente la válvula de purga, por lo tanto, no se estaba realizando los ciclos de purgas programados. La conductividad fue subiendo hasta alcanzar unos valores que fueron los detonantes para la intercepción de la incidencia que se estaba dando. Solucionada la incidencia, la conductividad vuelve a los valores normales recomendados por la normativa.

La cantidad de purga depende de los sólidos en el agua de alimentación y del caudal de vapor. En Migasa, en el agua de alimentación normalmente no suele haber muchas diferencias, pero el caudal de producción de vapor no es constante, varía notablemente y con frecuencia.

4.2.3 Agua procedente de condensados de vapor y agua de cogeneración

Se debe revisar los valores de conductividad del retorno de condensados. A pesar de que no existen valores marcados por la norma, se recomienda que la conductividad de los condensados se encuentre por debajo de 75 $\mu\text{S}/\text{cm}$ y que los valores de pH se mantengan con valores superiores a 8 [30] (Tabla 5).

RECOMENDACIONES PARÁMETROS CONDENSADOS DE RETORNO ⁷		
pH a 25°C		> 8
Fe	mg/l	< 0,3
Conductividad	$\mu\text{S}/\text{cm}$	< 75

Tabla 5. Recomendaciones parámetros agua de condensados para calderas pirotubulares. [23]

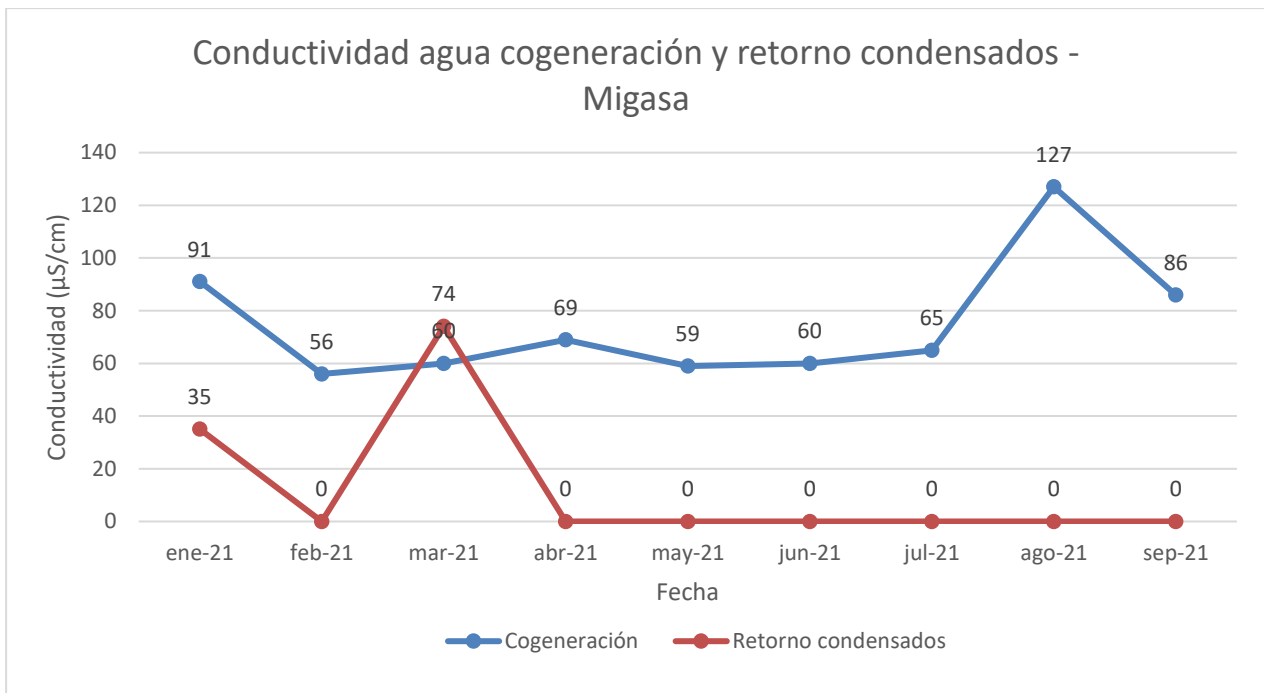


Figura 26. Conductividad agua cogeneración y condensados en Migasa.

Como se muestra en la gráfica anterior de la Figura 26, tanto la conductividad del retorno de condensados como el de la cogeneración, se encuentran en valores correctos, respecto los valores recomendados (véase Tabla 5).

Los valores de pH, también, se mantienen dentro de las especificaciones recomendadas.

4.3 Tanque almacenamiento agua alimentación a caldera

El tanque de almacenamiento de agua para caldera es un recipiente donde se almacena el agua de aportación preparada y se recuperan los condensados resultantes del sistema de distribución de vapor para alimentar a las calderas.

⁷ No existen valores marcados por la norma, se especifican valores recomendados.

La importancia del tanque de alimentación (Figura 27) para caldera es a menudo subestimada, siendo este elemento uno de los menos tenidos en cuenta a la hora de diseñar un sistema.

El tanque de alimentación a caldera ha de tener capacidad suficiente para cubrir una hora de producción de vapor a la máxima capacidad de la caldera sin aportación de agua exterior [30].

En él, se produce la mezcla de agua nueva de aportación, condensados que retornan del circuito de vapor y el agua contenida en el mismo tanque. La mejor manera de incorporar estos tres tipos de fluidos al tanque de alimentación es hacerlos llegar conjuntamente y provocar su mezcla. La mezcla se consigue con la entrada directa descendente del fluido a través de un deflector colocado en el interior de la unidad. Esto libera los gases disueltos del agua de aportación fría que se eliminan a la atmósfera. El agua fría se pulveriza aumentando el área y mejorando la mezcla con el condensado y el revaporizado.

Este calentamiento del agua de aportación permite eliminar el oxígeno y evitar pérdidas de revaporizado a la atmósfera [31]. Al encontrarse el agua del interior del tanque a una temperatura elevada, es recomendable que estos depósitos estén calorifugados para evitar pérdidas de calor y obtener el máximo rendimiento.

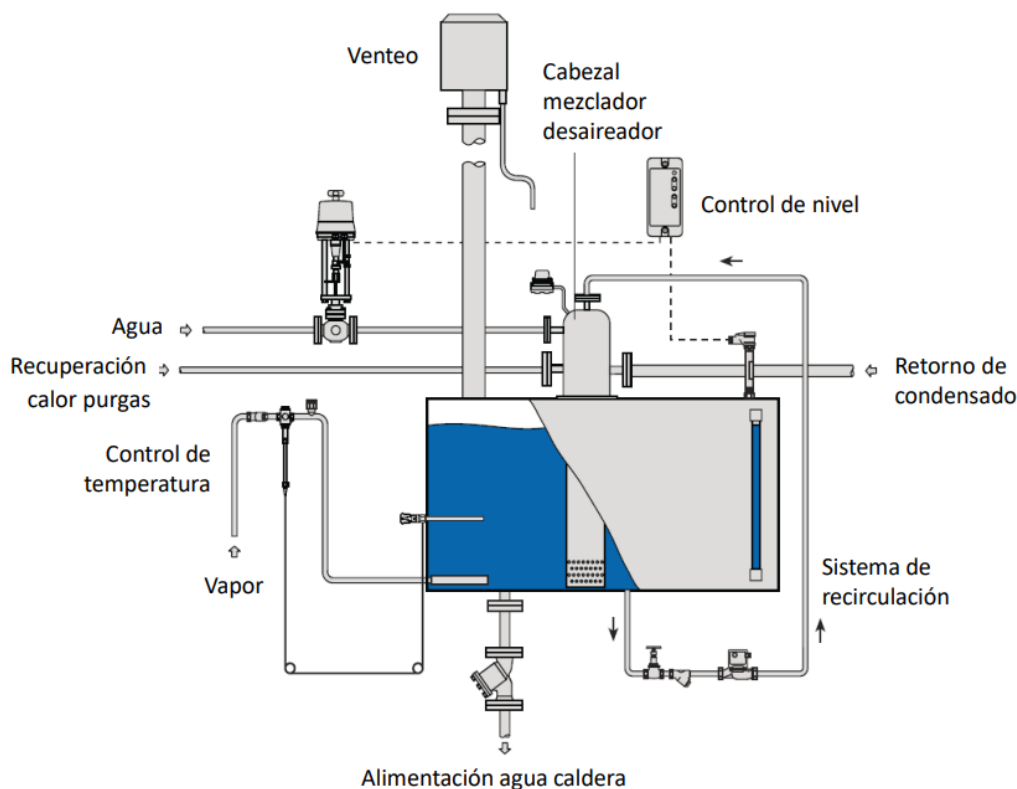


Figura 27. Tanque alimentación agua a calderas. [31]

Debido a las altas temperaturas que se dan en el interior de estos depósitos, será necesario calorifugarlos. El aislamiento no deberá contener o presentar mínimas trazas de contenido en cloruros, ya que si se presentan fugas de este compuesto provocará la corrosión del acero inoxidable [32].

Se recomienda instalar un sistema de recirculación del agua para favorecer la homogeneidad de los fluidos contenidos en su interior. Además, el depósito deberá disponer de un transmisor de nivel (uno visual y otro automático), un sensor de temperatura y un termómetro de esfera [32].

Para almacenamiento y alimentación de agua a las calderas, se dispone de dos tanques de almacenamiento en Migasa (Figura 28 y Figura 29). Se ha estimado el volumen según las dimensiones $6\text{m} \times \text{Ø}2\text{m}$ (18 m^3), y $4\text{m} \times \text{Ø}2\text{m}$ (12 m^3).



Figura 28. Depósito agua almacenamiento a calderas (18 m³).



Figura 29. Depósito agua almacenamiento a calderas (12 m³).

Estos dos tanques se encuentran comunicados por vasos comunicantes mediante la tubería inferior que suministra el agua a las calderas tal y como se muestra en el esquema siguiente (véase Figura 30).

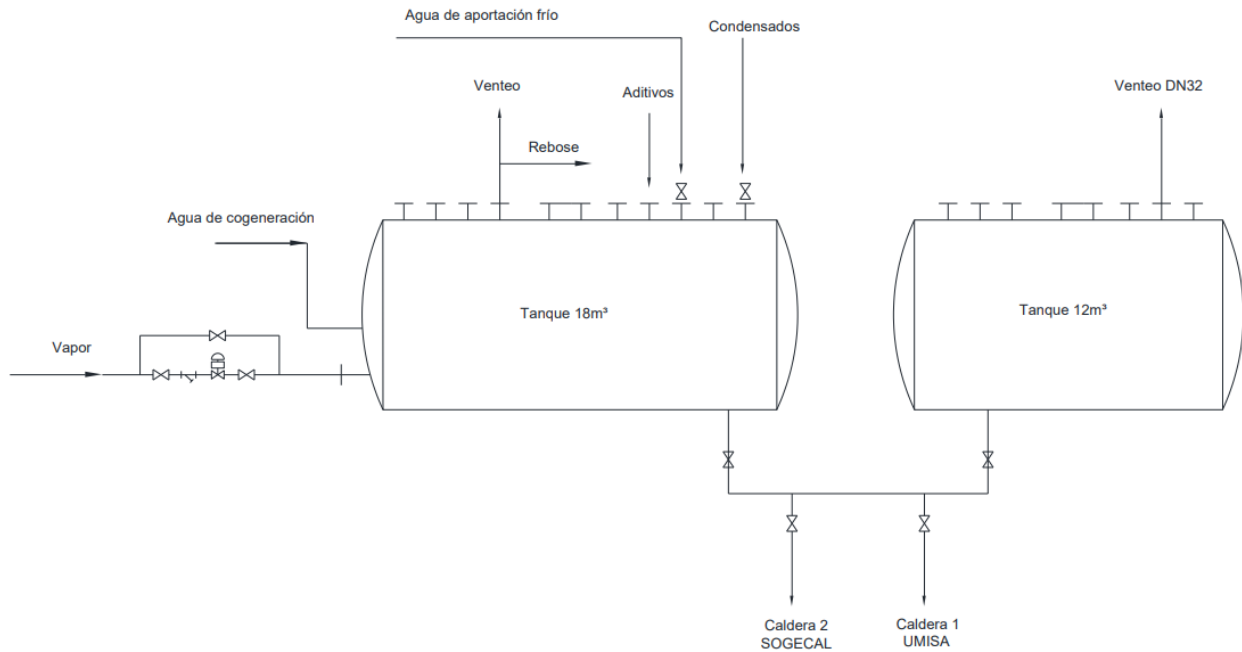


Figura 30. Esquema disposición tanques de alimentación de agua a calderas (Migasa).

El tanque principal recibe todos los fluidos. Es el único depósito que puede asegurar que el agua se puede mantener a una temperatura estable ya que tiene la inyección de vapor. El almacenamiento únicamente hace la función de acumulador de agua, pero sin asegurar que el agua no pierde temperatura. Por esta razón es difícil asegurar una temperatura constante y estable para ambas calderas.

4.3.1 Lanza de vapor

Se recomienda calentar el agua mediante inyectores de vapor en el tanque. Es aconsejable que mediante un lazo de control se inyecte el vapor vivo. Éste elimina el oxígeno disuelto, lo que conlleva reducir considerablemente la cantidad de productos químicos necesarios para la eliminación de O_2 [33].

El depósito dispone de una inyección de vapor al tanque mediante un lazo de control. Con una estación reductora de presión que reduce de 11 bar a 4 bar y una válvula de DN40, permite el paso de 2.160 kg/h.

4.3.2 Cabezal mezclador

Es importante considerar un cabezal mezclador para los depósitos de acumulación de agua para calderas. Este cabezal facilita la mezcla de los fluidos que se incorporan al tanque. La mezcla se consigue con la entrada directa descendente del fluido a través de un deflector colocado en el interior de la unidad. Esto libera los gases disueltos del agua de aportación fría que se eliminan a la atmósfera. El agua fría se pulveriza incrementando el área para favorecer la mezcla con el condensado y el revaporizado. Además, cuando la tasa de retorno de condensado es alta y la tasa de agua de aportación fría es intermitente, la boquilla rociadora instalada en la parte superior del cabezal mezclador (véase Figura 31) evitará la pérdida de vapor flash por el venteo y, por tanto, mejorará la eficiencia térmica [33].

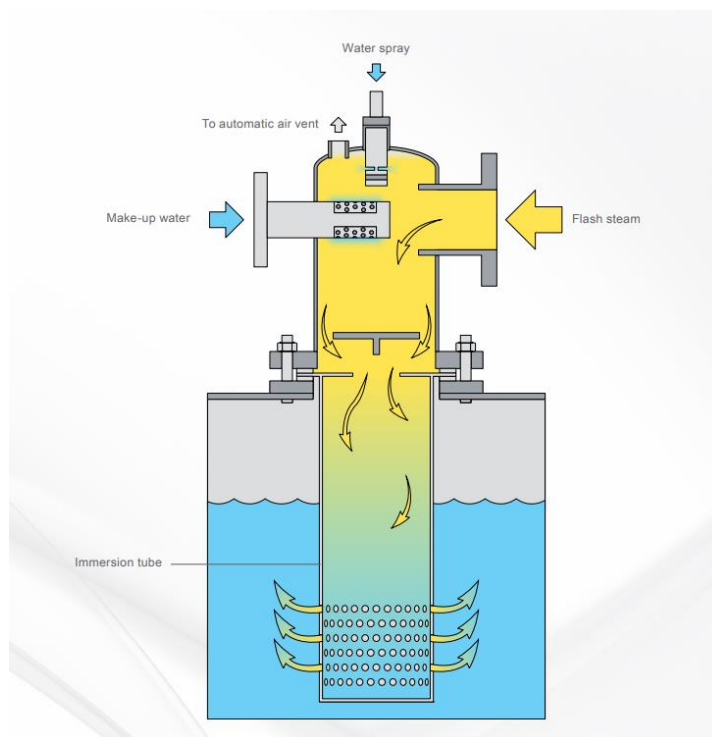


Figura 31. Cabezal mezclador tanque alimentación agua a calderas. [33]

Con el cabezal mezclador se consigue una homogeneización que junto con la bomba de recirculación ayuda a mover el agua y mezclar.

La alimentación de los fluidos es al depósito de 18 m³ (véase Figura 32). Las tuberías de los fluidos de entrada al tanque conectan directamente en la parte superior.

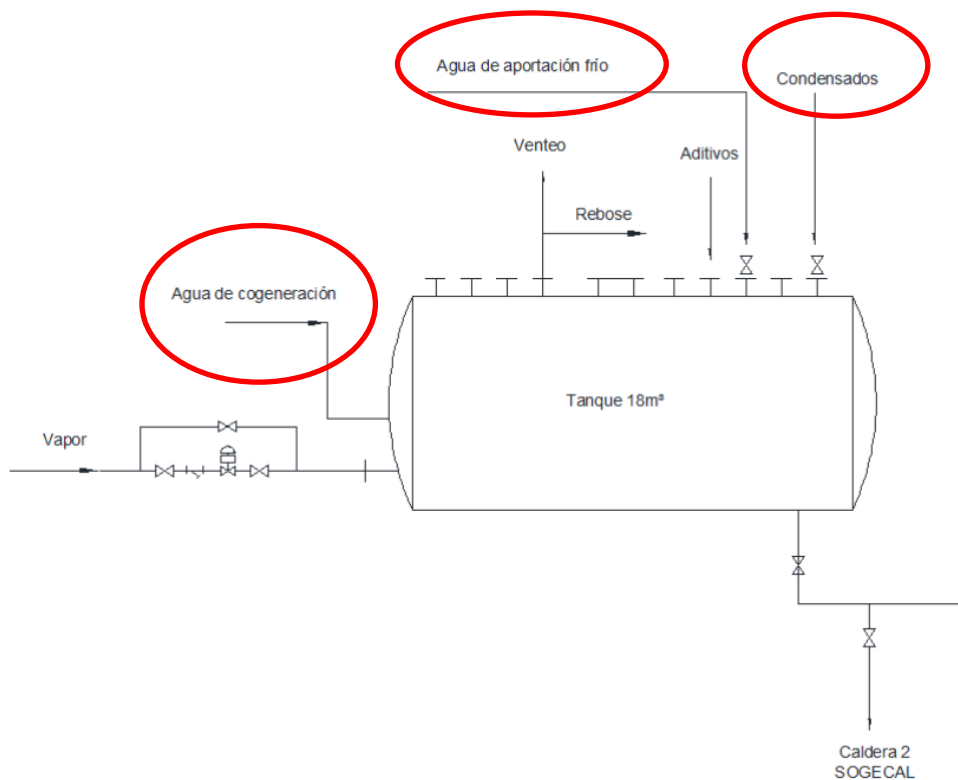


Figura 32. Alimentación fluidos al tanque de alimentación de 18m³.

4.3.3 Tubo de venteo y rebosadero

El tubo de venteo tiene como finalidad la aireación del depósito. Se recomienda que sea una tubería en posición vertical única e independiente, que no comunique con otras líneas de aireación. Si es necesario que se instale en posición horizontal, deberá tener una ligera inclinación para facilitar el drenaje. Además, no se puede instalar ninguna válvula, ya sea de retención o interrupción del paso, en la tubería del venteo.

También, se recomienda usar un cabezal aireador con conexión a un desagüe con el objetivo de facilitar la separación del fluido para que este pueda ser arrastrado. Con ello, se consigue mantener seguridad en la zona y se evitan accidentes del personal que transite o esté al cargo del mantenimiento de las calderas [32].

La tubería de rebose tiene como función:

- Evacuar el agua sobrante, si el tanque llega al nivel máximo.
- Mantener el tanque a una presión de 0.5bar. Esto se consigue mediante un sifón con sello de agua, que será expulsado si el tanque se presuriza.

El tubo de rebose, también, deberá comunicar a un desagüe, pero debe ser independiente al tubo de venteo. El rebosadero debe drenar a un nivel inferior al que se encuentra situado el depósito. Además, se recomienda que se instale un rompevacíos para facilitar la salida del fluido. Es aconsejable hacer un sifón en “U” de unos 500mm de altura con el fin de evitar pérdidas de vapor. Igual que en el venteo, esta tubería no deberá disponer de válvulas en su recorrido hasta el desagüe [32].

En el depósito de agua de almacenamiento para calderas de Migasa, la tubería de rebose es la misma que la de venteo (DN100).

4.3.4 Toma de muestras de aguas de alimentación al tanque

Para cumplimentar y llevar un control del agua de alimentación (normativa especificada en apartado 4.2) es necesario tomar muestras del agua que llega al depósito de almacenamiento de agua a las calderas.

En el caso de Migasa, será necesario controlar:

- Agua de cogeneración
- Retorno de condensados
- Agua de aportación

Normalmente, estos fluidos se encuentran a temperaturas elevadas. Por lo tanto, se recomienda el uso de enfriadores de muestras (Figura 33) para poder tomar las muestras con seguridad, evitando posibles accidentes y quemaduras del personal de trabajo.

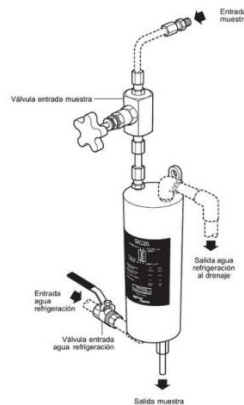


Figura 33. Modelo de enfriador de muestras. [32]



Figura 34. Tomas de muestras fluidos de alimentación al tanque de almacenamiento (Migasa).

Como se puede observar en la Figura 34, en Migasa las muestras son tomadas directamente a las siguientes temperaturas:

- Agua cogeneración $\approx 65^{\circ}\text{C}$
- Agua condensados $\approx 100^{\circ}\text{C}$
- Agua alimentación al depósito ≈ 65 a 100°C

4.4. Control de alimentación de agua a las calderas

El sistema de control de alimentación de agua a las calderas debe tener un sensor de nivel, una válvula por donde se alimente la caldera y una bomba que impulse el agua (Figura 35). La válvula o bomba pueden funcionar como todo/nada (ON-OFF), es decir, arrancando y parando, o bien, regulando el caudal.

El control todo/nada (ON-OFF) presenta las siguientes características [34]:

- Control sencillo y simple
- Bajo costo
- Recomendable para calderas en espera
- La presión y el caudal de vapor puede variar
- Debe instalarse una bomba por caldera
- Si la demanda es muy variante pueden darse problemas operativos

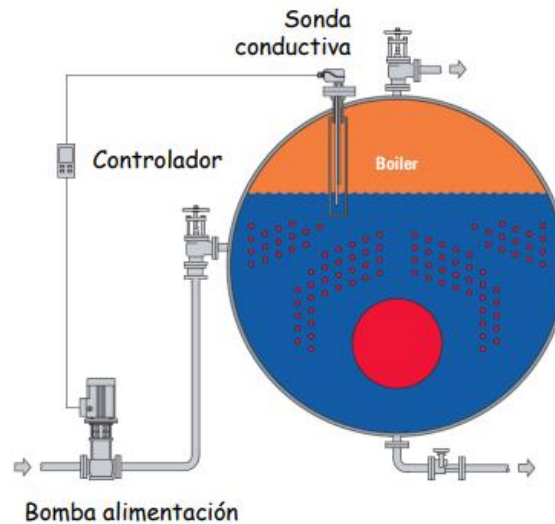


Figura 35. Alimentación todo/nada de agua a caldera [34]

Por otro lado, la alimentación de agua regulada a caldera se puede realizar mediante la bomba y una válvula de control reguladora o, con una válvula on-off y una bomba de frecuencia variable (Figura 36). Este sistema tiene las siguientes ventajas e inconvenientes [34]:

- La presión y el caudal de vapor se mantiene constante
- El quemador y la bomba funcionan de forma más eficiente que con el control todo/nada de alimentación de agua. Además, tienen un menor desgaste.
- Hay menos estrés térmico y se disminuyen los arrastres de agua
- Instalación más cara y con mayor consumo de electricidad, normalmente.

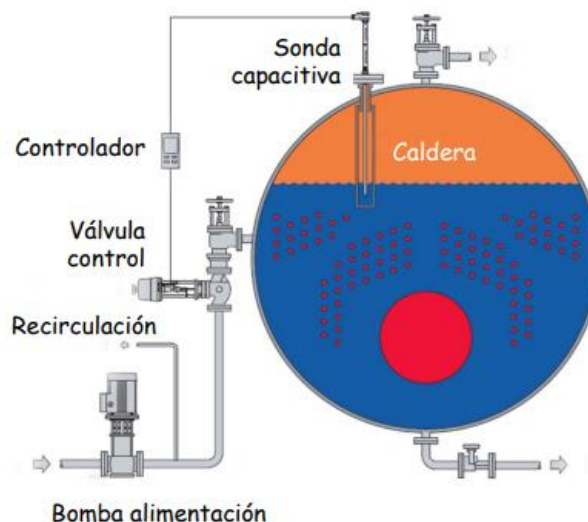


Figura 36. Sistema de alimentación de agua a caldera modulante [34]

La regulación continua del nivel del agua implica que no pare el proceso de ebullición que se da en el interior del generador. Este control se aconseja para calderas con una potencia igual o superior a 4 MW. La caldera debe proveer de un economizador si la regulación de agua es continua [35].

De cualquier forma, es importante que el nivel se controle bien para que la caldera trabaje de una forma segura y correcta.

En Migasa las bombas que alimentan a las dos calderas son reguladoras, es decir, mediante variadores de

frecuencia van modulando el caudal de agua (véase Figura 37).

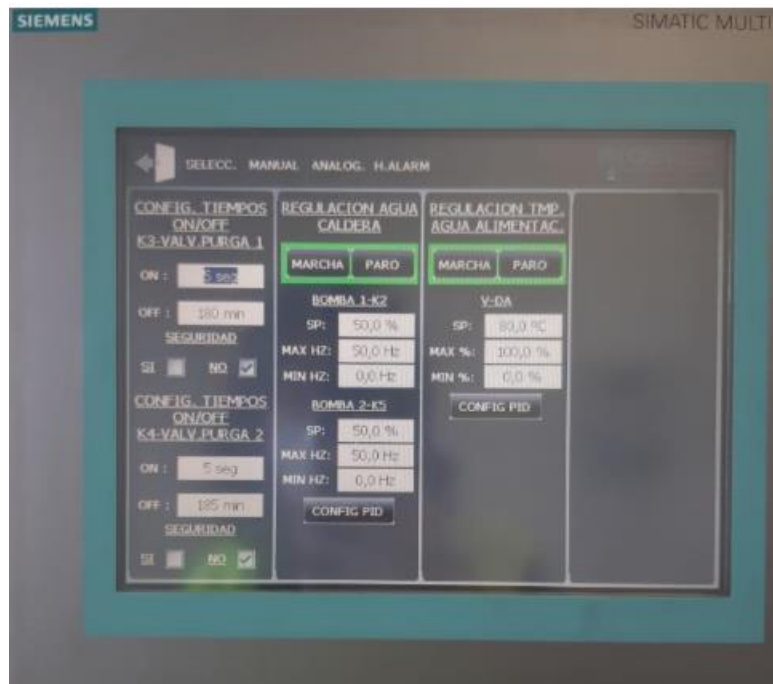


Figura 37. Regulación agua caldera Umisa

4.4.1 Economizadores

El economizador aumenta en gran medida la eficacia de la caldera siempre y cuando la temperatura del agua de retorno esté por debajo del punto de condensación de los humos de combustión (57°C para calderas de gas natural). Si es inferior no se conseguirá aumentar mucho más el rendimiento.

Se debe controlar la temperatura de los humos de escape de caldera para evitar la condensación, sobretudo, en la etapa de arranque de la caldera. Se aconseja tener un by-pass (BP, véase Figura 38) que mande los humos directamente a la chimenea, sin pasar por el economizador, si se considera necesario [35].

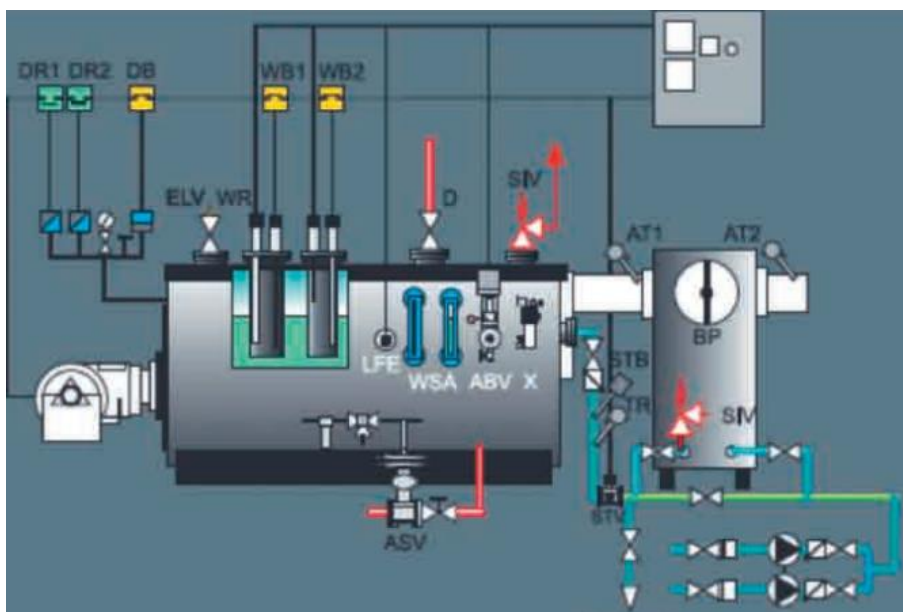


Figura 38. Instalación de economizador para caldera de vapor [35]

Cada una de las calderas de Migasa dispone de un economizador que aumenta la temperatura del agua de aportación a calderas.

4.5 Sistema de purgas

Las purgas consisten en evacuar un porcentaje del agua que se encuentra en el interior de la caldera para reemplazarla aportando agua del tanque de almacenamiento.

Las dos razones principales por las que se necesita que la caldera realice purgas de agua saturada de forma repetitiva son [35]:

- Eliminar los lodos formados que se depositan por gravedad en la parte baja de la caldera: purga de lodos.
- Mantener los niveles de conductividad correctos siguiendo la normativa para generar un vapor de alta calidad sin arrastres de caldera: purga de sales o control de sólidos totales disueltos (TDS).

El control de la cantidad de purgas necesarias será determinado según los valores de los cloruros disueltos en el agua de alimentación y en el agua de la caldera. Si estos valores son correctos significa que el número de purgas es el adecuado [35].

Como se describe con anterioridad para cada uno de los objetivos que se persiguen con el sistema de purgas se determinan dos tipos: purga de lodos y purga de sales o control TDS.

La mayor o menor frecuencia con la que se realizan las purgas dependerá de la calidad del agua. Por esta razón, es muy importante llevar a cabo un adecuado tratamiento del agua de aportación a la caldera. Si el agua de reposición tiene buena calidad, la cantidad de purga disminuirá [9].

El control TDS puede hacerse mediante la misma purga de fondos o con un sistema específico. Éste último tiene varias ventajas asociadas que se detallan en los siguientes apartados.

4.5.1 Purga de fondos

El objetivo de esta purga es eliminar los lodos depositados en el fondo de la caldera. La evacuación de los lodos se realiza por el fondo de la caldera mediante una válvula automática que abrirá y cerrará según los ciclos de los intervalos de tiempo que se hayan programado mediante un temporizador.

Es conveniente que se produzcan turbulencias. Este estado de agitación se debe dar especialmente durante los primeros instantes de la apertura y pasados los primeros segundos desaparece. Por esta razón interesa que se establezcan purgas cortas, de pocos segundos. Aunque, como se ha comentado previamente, los tiempos e intervalos de purgas se deciden en función de los análisis que se realicen, normalmente, son suficientes purgas de 3-5 segundos cada 4 horas [34].

En el gráfico de la Figura 39 se puede ver el caudal de purga en función de la presión de caldera y el tamaño de la válvula:

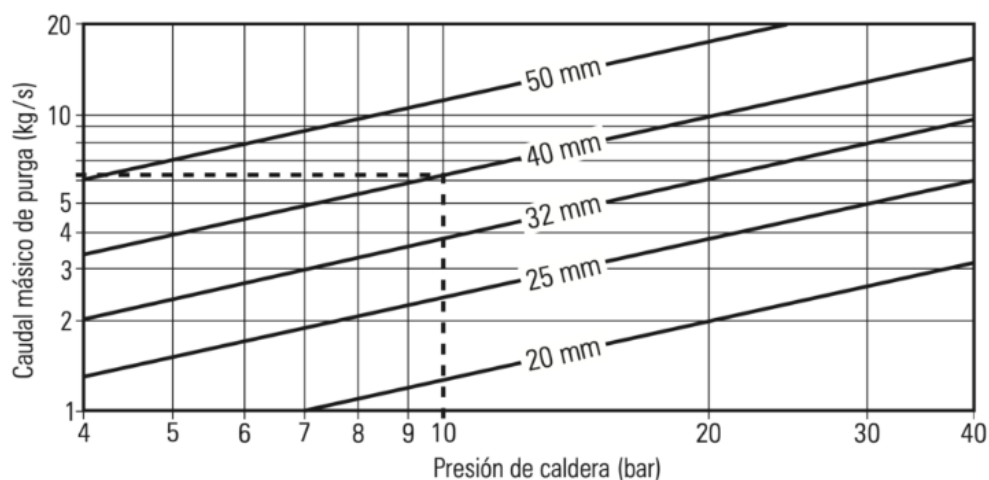


Figura 39. Caudal aproximado de purga de fondo en función de la presión de la caldera y tamaño de la válvula [31]

En Migasa, ambas calderas disponen de purga de fondos (Figura 40 y Figura 41). Tanto la caldera Umisa como la Sogecal, disponen de dos válvulas neumáticas DN40 colocadas en cada extremo de la caldera. Estas se abren secuencialmente para asegurar la purga de cada extremo.

Los intervalos programados se pueden observar en la Tabla 6, a continuación.

	UMISA	SOGECAL
Intervalo	180 minutos	180 minutos
Duración	5 segundos	5 segundos

Tabla 6. Ciclos y tiempo de purga de fondos calderas Migasa



Figura 40. Purga de fondos caldera Umisa



Figura 41. Purga de fondos caldera Sogecal

4.5.2 Purga de sales o control TDS

Si bien la formación de espuma puede ser causada por altos niveles de sólidos en suspensión, alta alcalinidad o por contaminación por aceites y grasas, la causa más común de arrastres (siempre y cuando que los otros factores se controlen adecuadamente) es un alto nivel de total sólidos disueltos (TDS).

Un control cuidadoso del nivel de TDS en el agua de caldera junto con una atención a estos factores debe asegurar que los riesgos de formación de espuma y los arrastres se reduzcan al mínimo.

La purga de sales puede ser manual o automática. Si es manual, la empresa que se encarga del mantenimiento de la caldera determinará la cantidad y frecuencia de purga. La purga automática requiere de una sonda de conductividad que establece la apertura o cierre de la válvula automática en función del valor leído y el set point (SP) deseado [36]. El nivel de TDS se puede sacar por una relación directa con la conductividad del agua de la caldera (*Ecuación 1*)

$$TDS \left(\frac{mg}{l} \right) = 0,64 * Conductividad \left(\frac{\mu S}{cm} \right) \quad (1)$$

A continuación, puede observarse la variación de conductividad en la caldera en distintos escenarios. En la Figura 42 se pueden observar variaciones bruscas purgando de forma manual varias veces al día. En la Figura 43 puede apreciarse una variación mucho más suave usando un sistema de control de purgas electrónico en lazo cerrado.

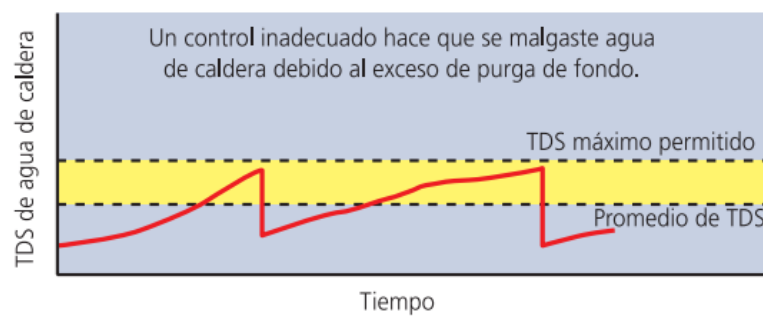


Figura 42. Control manual de TDS [9]

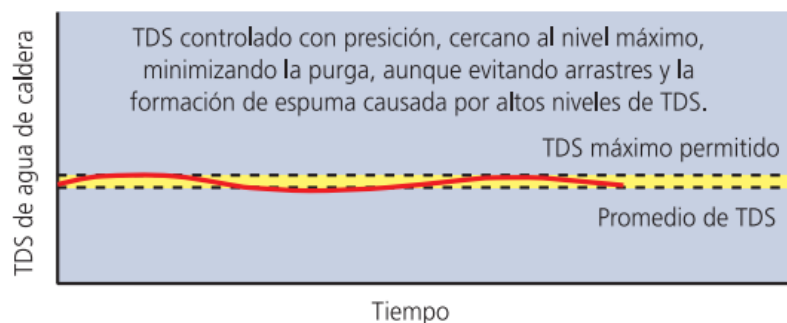


Figura 43. Control automático TDS [9]

En la caldera Umisa, en Migasa, la purga de sales dispone de un sistema automático que regula la conductividad mediante una electroválvula. La sonda se encuentra instalada en el exterior de la caldera, añadido al controlador existente el cual no dispone de posibilidades de configuración (Figura 44). Existe un flujo constante para detectar la conductividad de la caldera.

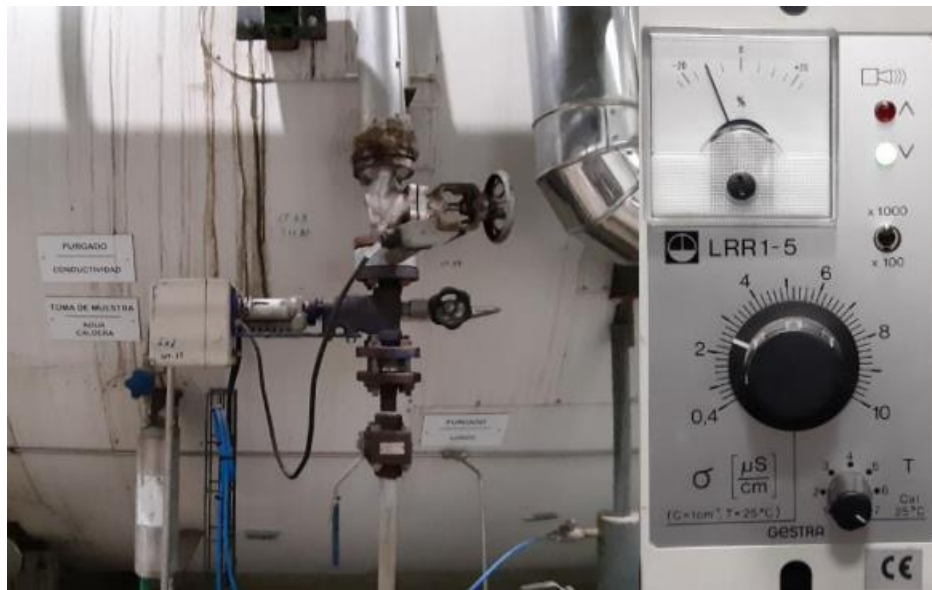


Figura 44. Purga de sales caldera Umisa

En la caldera Sogecal, a diferencia del anterior sistema, se dispone de una sonda en el interior de la caldera que permite detectar inmediatamente la conductividad sin necesidad de apertura de la válvula. Cuando el controlador detecta un aumento de conductividad, envía una señal a la válvula para que abra (Figura 45).



Figura 45. Purga de sales caldera Sogecal

4.5.3 Recuperación de energía de las purgas de caldera

El agua de la purga de sales o de control de TDS está a la presión y temperatura del vapor. Es decir, tiene un contenido calorífico que se puede recuperar. El agua descargada se convierte en una mezcla de dos fases: agua y revaporizado. Esta mezcla puede conducirse a un sistema de recuperación del revaporizado y puede ser aprovechado en el tanque de alimentación, si la temperatura del agua lo permite [34].

El agua residual contiene aún calor útil que, mediante un intercambiador, se puede emplear para precalentar el agua fría de alimentación, tal como se observa en el esquema presentado en la Figura 46.

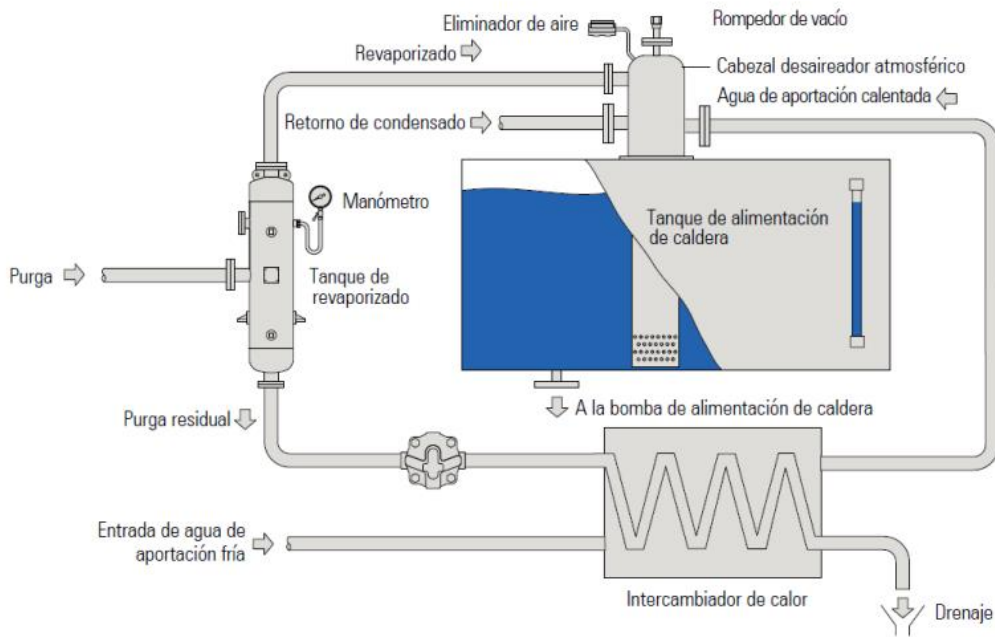


Figura 46. Sistema con recuperación de energía de la purga de sales [34]

En las instalaciones de Migasa, no se cuenta con un sistema de recuperación de calor para reaprovechar la energía contenida en las purgas.

4.6 Tanque de purga de fondo

Es necesario, por normativas medioambientales, que las purgas de fondo de las calderas se lleven a un sistema de enfriamiento. Para ello, se usa un recipiente a presión (tanque de purgas) que debe cumplir una serie de normas de fabricación [14].

Las purgas llegan al tanque y son enfriadas. En la parte superior, el depósito tiene un conducto que hace de venteo para poder expulsar el revaporizado y por la parte inferior se expulsan las purgas ya enfriadas (véase Figura 47).



Figura 47. Tanque de purgas de caldera [34]

En Migasa, existe un tanque de purgas donde van a parar las purgas y descargas que se detallan en el esquema

dispuesto, a continuación, en la Figura 48.

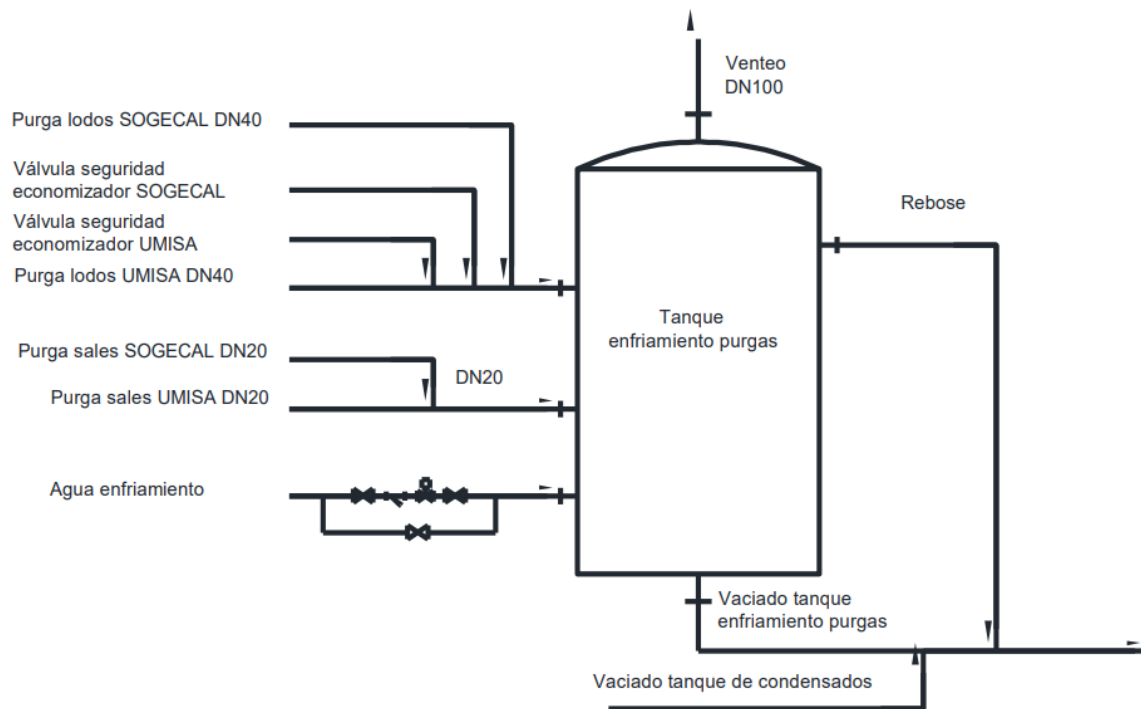


Figura 48. Tanque de purgas calderas Umisa y Sogecal (Migasa)

4.7 Válvulas de seguridad de las calderas de vapor

Las calderas de vapor deben tener como mínimo un sistema de seguridad de acuerdo con la norma UNE-EN 12953-8, que proteja la caldera ante situaciones de sobrepresión.

Las descargas de las válvulas de seguridad no pueden ir canalizadas con otras descargas, para evitar sobrepresiones. La normativa marca que “*los dispositivos de seguridad deben ser capaces de descargar todo el vapor producido a una capacidad de funcionamiento máxima continua sin provocar un aumento de presión más del 10% de la presión máxima admisible de la caldera*” [37]. Por lo tanto, el escape debe ser libre e independiente, al igual, que la descarga debe ser en un lugar seguro y debe estar protegida contra las influencias exteriores que puedan provocar daños.

La caldera Umisa cuenta con dos válvulas de seguridad, así como la caldera Sogecal. Las descargas de estas van dirigidas hacia el tanque de purgas como puede observarse en la Figura 48.

4.8 Colector principal de vapor

Los colectores de vapor tienen dos funciones:

- Distribuir las tuberías de entrada y salida de vapor
- Permitir que el vapor circule a una velocidad lo suficientemente baja (unos 6-10 m/s) para evitar que las humedades y arrastres se envíen a las tuberías de salida con el peligro de posibles golpes de ariete en las instalaciones.

Si las humedades circulan a bajas velocidades, caen por gravedad y pueden ser eliminadas por medio de purgadores de condensados.

A continuación, se destacan algunas normas y/o recomendaciones a tener en cuenta.

- Es recomendable que el colector disponga de un pozo de purgas situado en el lateral, en el lado opuesto de las entradas de vapor.

- Se aconseja que la conexión al drenaje de condensado se realice a 10-15 cm del fondo del pozo de goteo, y en la parte inferior se instale una válvula de bola para el vaciado del colector.
- Favorece la instalación de un eliminador de aire en el colector.

En la Figura 49, se puede observar el colector principal de vapor de las calderas Umisa y Sogecal de Migasa. A este colector le llega el vapor de ambas calderas y del mismo salen dos tuberías, la principal que suministra vapor a la refinería y otra salida por donde se inyecta el vapor en el depósito de almacenamiento de agua para calderas.

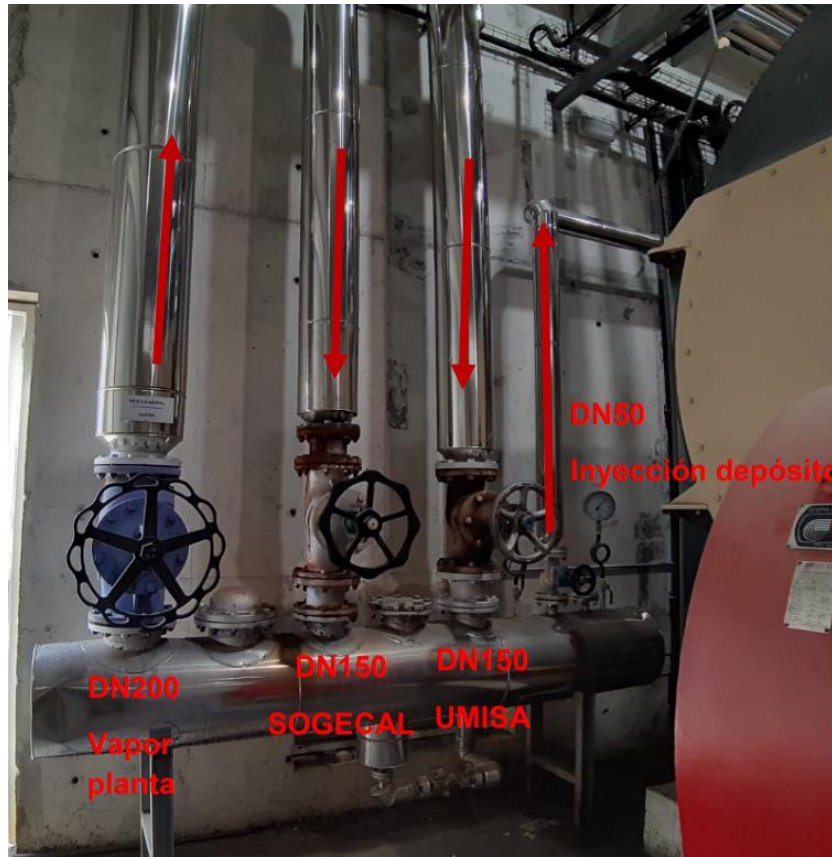


Figura 49. Colector principal vapor (Migasa)

Es recomendable que los colectores de vapor dispongan de un pozo de purgas y que éste se encuentre en un lateral del colector, en concreto, en el lado opuesto a las entradas de vapor. La conexión del purgador al pozo de goteo nunca debe ser por la parte inferior, sino por el lateral del mismo para evitar atrapar toda la suciedad y provocar un mal funcionamiento del purgador (Figura 50). Se recomienda que la conexión del drenaje de condensado se realice a 10 o 15 cm del fondo del pozo de goteo, y en la parte inferior se instale una válvula de bola para el vaciado del colector tal y como muestra el esquema adjunto [10].

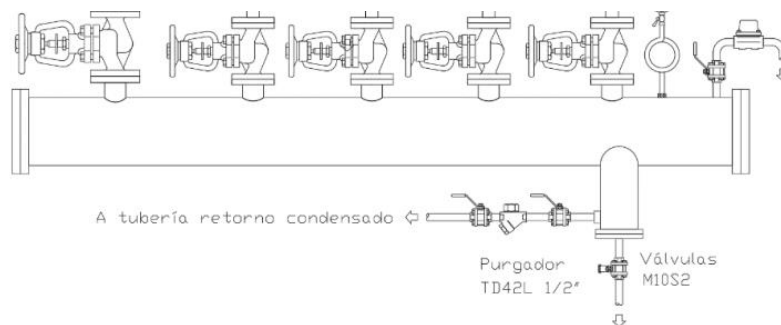


Figura 50. Drenaje condensados colector vapor [34].

4.9 Líneas de distribución de vapor y procesos

4.9.1 Normativa y recomendaciones

4.9.1.1 Diseño tuberías de distribución de vapor

Las tomas de vapor de las calderas, así como las tuberías de distribución se diseñan según la velocidad del vapor, o bien, según la presión de diseño de la caldera. Si se reduce la presión de funcionamiento se produce un aumento de la velocidad del vapor. Se recomienda que esta velocidad no sea mayor de 30 m/s (entre 25 y 35 m/s) para evitar erosiones en las tuberías [34] [38].

Tanto sobredimensionar como subdimensionar las tuberías tienen efectos negativos tanto en aspectos técnicos como económicos.

Sobredimensionar las tuberías implica una menor optimización del espacio, un mayor coste económico, una mayor pérdida de energía y, por lo tanto, un mayor volumen de condensados generados y una peor calidad del vapor. Subdimensionar las tuberías implica un aumento de la velocidad del vapor y una caída de presión mayor, es decir, el vapor tendrá una presión menor a la que se requiere en el punto de utilización. Además, esto implica una mayor probabilidad de golpes de ariete y erosión en la instalación, así como, aumentar el riesgo de que a los equipos o procesos no les llegue el volumen necesario de vapor [10].

4.9.1.2 Golpes de ariete

El transcurso de condensados por las redes de distribución de vapor produce golpes de ariete en las tuberías. El condensado al chocar contra un obstáculo genera un aumento de presión, ruido y vibraciones, que puede hasta provocar la rotura de tubería. En la Figura 51, se muestra como al aumentar el caudal de condensado se forman “bolsas sólidas” que provocará el deterioro de la instalación.

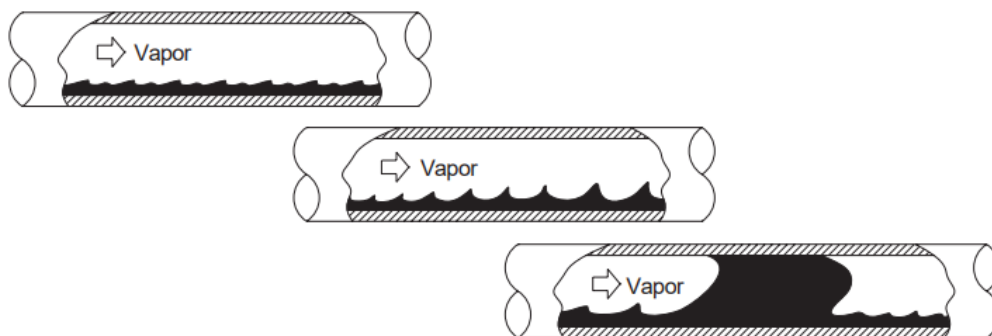


Figura 51. Formación de bolsa sólida de agua en tubería

Para evitar esta situación, se recomienda [10] (Figura 52):

- Instalar las tuberías de distribución de vapor con una inclinación descendente no inferior a 40 mm cada 10 metros, en la dirección del flujo.
- Drenar los condensados estableciendo puntos de purga a intervalos regulares de 30 a 40 metros, así como en cualquier punto bajo del sistema y finales de línea.

En tramos rectos de tuberías, en los puntos de purga, deberá utilizarse un pozo de goteo. Para facilitar la recogida del condensado, el pozo de goteo deberá tener un diámetro y altura igual a la tubería, hasta tamaños de 100 mm y una medida inferior en tamaños superiores. La conexión de entrada al purgador se coloca 25/30 mm por encima del fondo del pozo para evitar que la suciedad de las tuberías pase al purgador. Por la parte inferior se puede colocar un drenaje con válvula para eliminar la suciedad acumulada, según se ve en esquema siguiente.

También, se deberá tener en cuenta puntos de purga en las zonas de acumulación ante de los procesos, cuando las válvulas de control cierran.

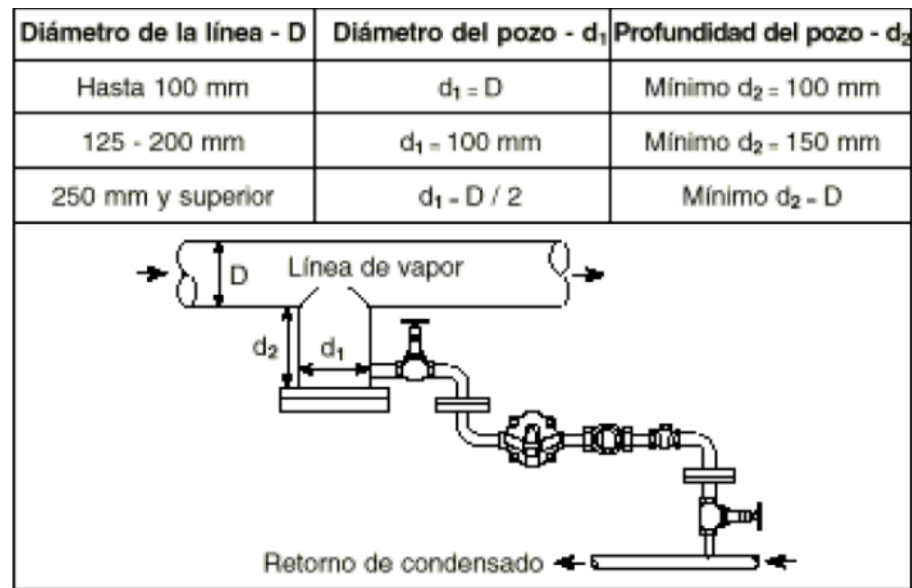


Figura 52. Recomendaciones líneas de distribución vapor [34]

Si la tubería de distribución de vapor no puede instalarse con un nivel descendente o recta, es decir, presente una inclinación ascendente hay que cerciorarse de que el tamaño de la tubería sea el adecuado para que la velocidad del vapor no disminuya de 15 m/s. Además, deberá haber más puntos de purga, de forma que no haya una distancia superior a 15m sin descarga de condensado [10] (Figura 53).

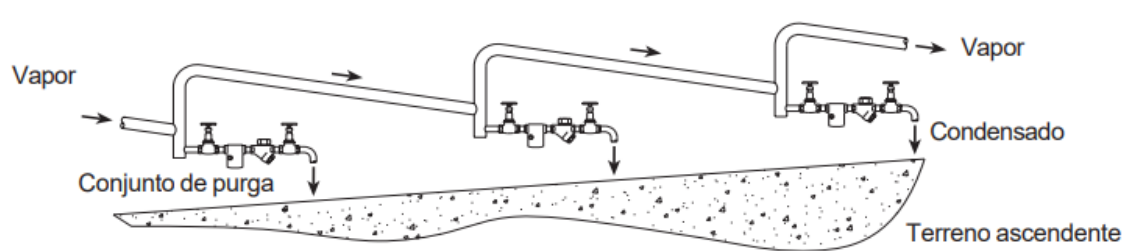


Figura 53. Esquema instalación tubería de vapor en tramo ascendente [10]

4.9.1.3 Derivaciones o ramales

Otro aspecto importante a tener en cuenta son las derivaciones o ramales de las tuberías principales de vapor. Las derivaciones transportarán un vapor más seco, siempre que las conexiones tomen el vapor de la parte superior de la tubería principal. Si la toma es lateral, o peor aún, inferior, transportará el condensado comportándose como un pozo de goteo. El resultado de esto es la llegada de un vapor muy húmedo a los equipos [10] (Figura 54).

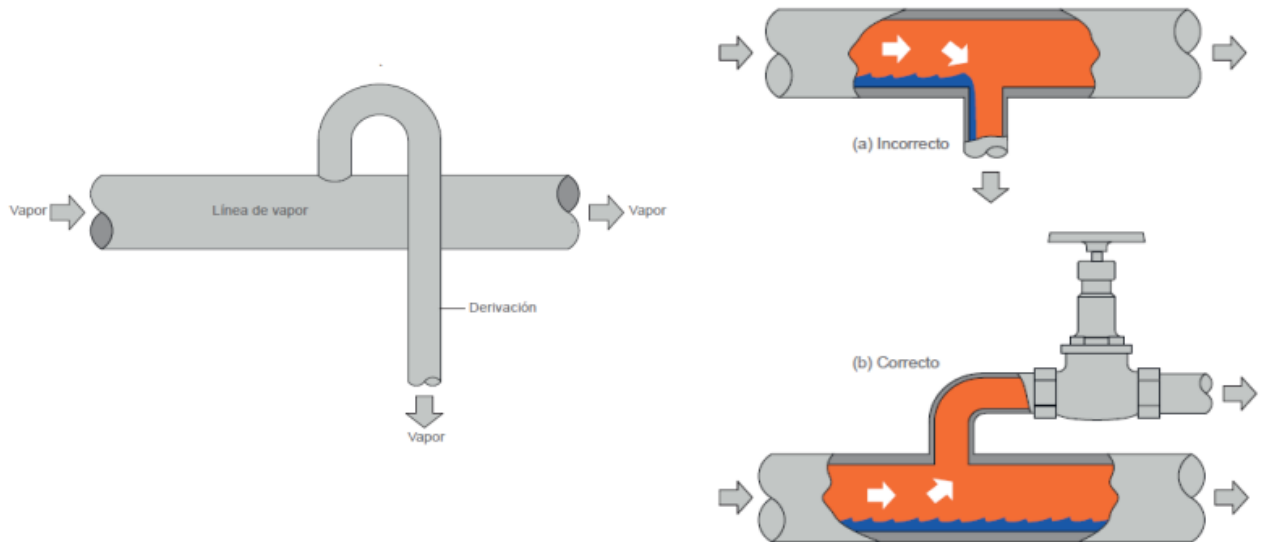


Figura 54. Derivaciones tuberías vapor [34]

En las derivaciones a equipos, también, hay puntos bajos. El condensado se acumula delante de una válvula de interrupción o control cerrada y se introducirá con el vapor cuando la válvula abra de nuevo. Como consecuencia de ello, será necesario un punto de purga en ese lugar. Si en la salida se produce una elevación, también será conveniente una purga en el punto más bajo [10] (Figura 55).

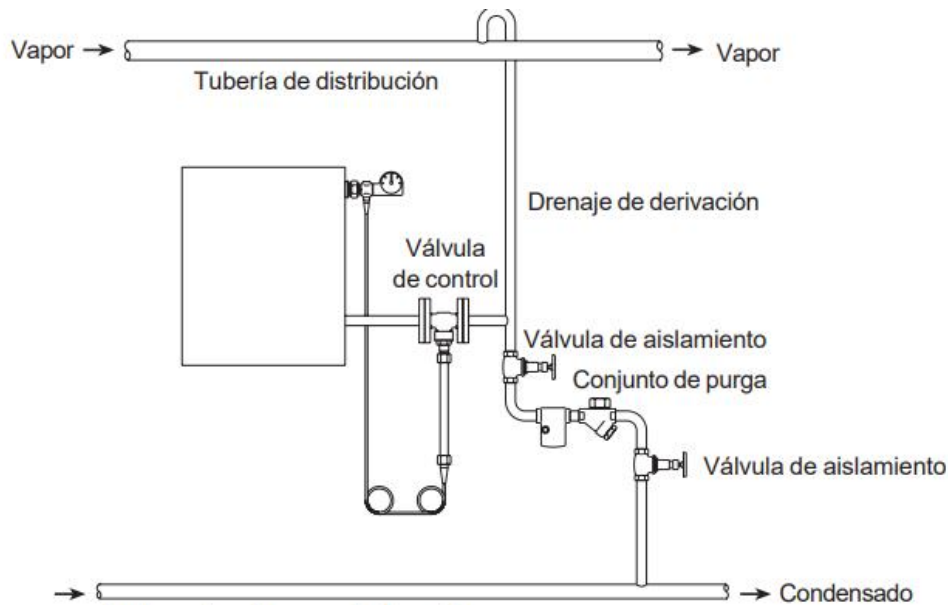


Figura 55. Diagrama de drenaje de una derivación [10]

4.9.1.4 Separador de gotas

En ocasiones, el proceso requiere de un vapor completamente seco y, en estos casos, es recomendable la utilización de un separador.

Un separador de gotas se instala antes de la entrada del vapor para prevenir la humedad. Un buen aislamiento, purgadores y el uso de separadores de vapor deben asegurar que el vapor se mantenga al punto de uso óptimo.

Los condensados que se forman en las tuberías de vapor debido a las pérdidas de radiación se pueden diferenciar de dos formas:

- En forma de “río”, circulando por la parte inferior de la tubería.
- En forma de pequeñas partículas mezcladas con el vapor.

El condensado que se forma en la parte inferior de las tuberías es el más sencillo de extraer, mediante purgadores; sin embargo, el condensado que está en forma de pequeñas partículas circulando a la misma velocidad que el vapor, solo puede ser eliminado con separadores de gotas [10].

4.9.1.5 Dilatadores

En las tuberías de vapor, las temperaturas son muy elevadas, sin embargo, cuando estas se instalan están a temperatura ambiente. Esta diferencia de temperatura a la que se ve sometida provoca compresiones y dilataciones⁸. Esto provoca tensiones que pueden llegar a romper las tuberías o juntas.

Para evitar las roturas y deformaciones, la tubería debe ser lo suficientemente flexible como para absorber las posibles dilataciones. Para ello, a veces, es necesario incorporar medios que favorezcan esta versatilidad en las redes de distribución de vapor.

1.5.0.1.1 Juntas de expansion y fuelles

Para que las juntas de expansion (Figura 56) y/o los fuelles (Figura 57) funcionen correctamente, la red de distribución debe dividirse en secciones separadas con soportes y guías adecuadas para dirigir el movimiento de las tuberías [39].

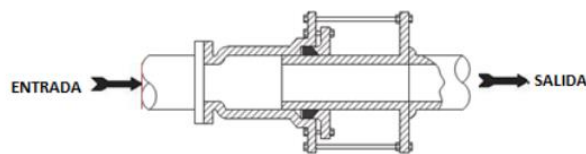


Figura 56. Junta de expansión [21]

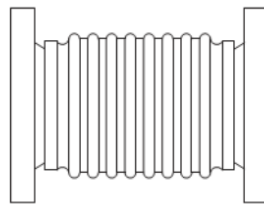


Figura 57. Junta tipo fuelle [21]

1.5.0.1.2 Curva completa

La curva no es ningún accesorio, se basa en dar una vuelta completa a la tubería, tal y como se muestra en la Figura 58. La disposición debe ser en horizontal para evitar posibles acumulaciones de condensados. La salida del vapor debe pasar por debajo de la entrada [10].

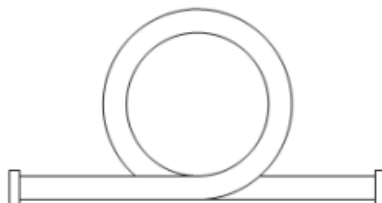


Figura 58. Cruva completa [34]

1.5.0.1.3 Lira o herradura

Este tipo de dilatación, también, consiste en una deformación de la tubería de la forma que se puede observar en la Figura 59, a continuación. Como la curva completa, es importante que se instale en la disposición que la

⁸ La norma UNE 100156 establece la fórmula a partir de la cual se debe realizar el cálculo de las deformaciones térmicas [48].

tubería, es decir, si la tubería de vapor es horizontal, la “lira” debe quedar horizontal no vertical.

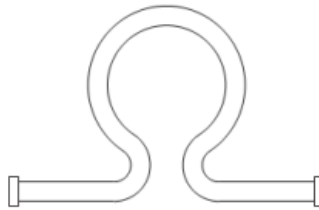


Figura 59. Lira o herradura [34]

1.5.0.1.4 Curvas de dilatación

Consiste en la adición de tramos rectos de tuberías con codos de 90° soldados para evitar dilataciones en la instalación (Figura 60). Igualmente, debe ir instalado en el plano horizontal para evitar acumulación de condensados y golpes de ariete.

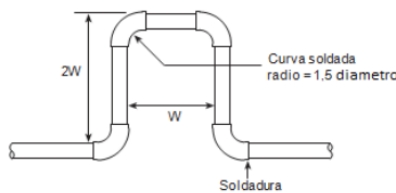


Figura 60. Curva de dilatación [34]

4.9.1.6 Eliminadores de aire

Cuando se introduce vapor en una línea después de un periodo de parada, la tubería está llena de aire que, normalmente, entra por el vacío resultante al condensar el último resto de vapor, cuando para un proceso. Si no se toman las medidas para eliminarlo, el calentamiento del sistema de vapor se convertirá en un proceso largo que contribuirá a la disminución del rendimiento de la planta.

Otro efecto del aire en el sistema de vapor será el producido sobre la presión y la temperatura. En una mezcla de gases la presión total del sistema será la suma de las presiones parciales de cada uno de los gases que la componen. El aire ejercerá su presión parcial en el espacio del vapor y esta presión se añadirá a la presión parcial del vapor, dando entre ambas, la presión total. Por lo tanto, la presión del vapor será menor a la presión total señalada por el manómetro.

La temperatura, a su vez, también, será menor a la que correspondería. Es muy importante el efecto que el aire tiene sobre la transferencia de calor y, por tanto, es de suma importancia eliminarlo del sistema.

Los eliminadores de aire automáticos para sistemas de vapor (Figura 61) no son más que purgadores de vapor termostáticos montados a un nivel superior al del condensado. La mejor ubicación para los eliminadores de aire son los extremos de líneas de vapor principales o derivaciones de gran diámetro, conduciendo la descarga a un lugar seguro. Otras partes del sistema de vapor que pueden requerir la eliminación de aire son en espacios que fácilmente se acumule, como el lado opuesto a la entrada en un recipiente con camisa de vapor, cilindros secadores, autoclaves, baterías de aire, radiadores, intercambiadores, etc. [10]

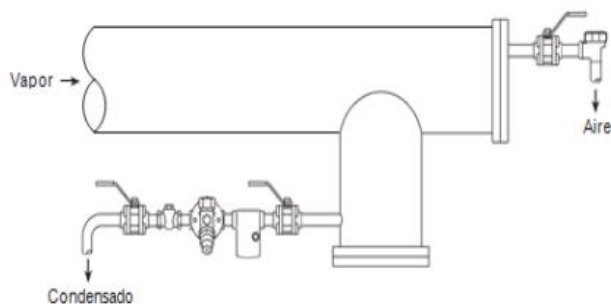


Figura 61. Eliminador de aire en tubería de vapor [21]

4.9.2 Descripción red de distribución de vapor en Migasa

En Migasa, el vapor se genera en las calderas Umisa y Sogecal, como se especifica en apartados anteriores. Además, Neoelectra, también, suministra vapor a la fábrica.

Tanto el vapor generado en las calderas como el proporcionado por Neoelectra llega a un colector que distribuye el vapor a los diferentes procesos y/o zonas de fábrica, tal y como se muestra en la Figura 62.

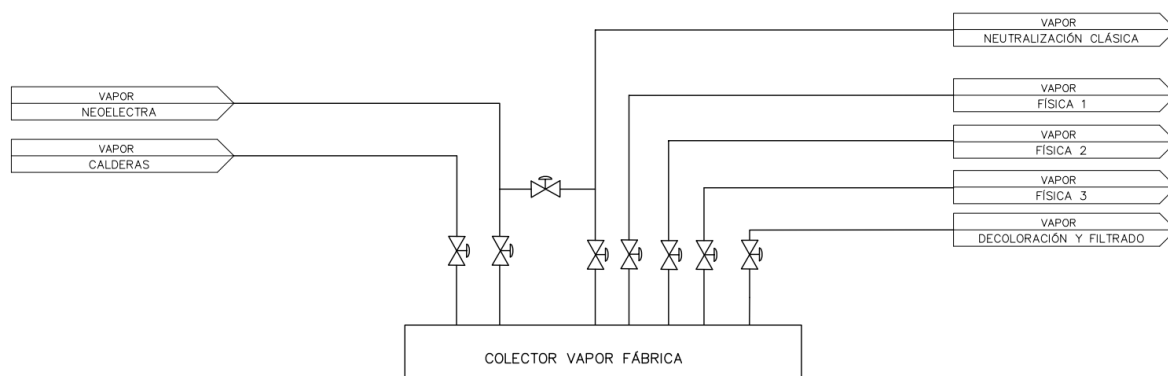


Figura 62. Esquema distribución vapor Migasa

Como se observa en la Figura 62, el vapor es distribuido hacia 5 zonas o procesos. A continuación, se resumen los diferentes y la distribución del vapor en el mismo⁹.

- Línea de vapor que distribuye al proceso de la neutralización, el lavado de cisternas y lavado de aceites de semilla.

La neutralización o “química” es el proceso en el cual se prepara el aceite, es decir, se adiciona ácido fosfórico, sosa y/o cítrico al aceite. Según el tipo de aceite el tratamiento se hace en frío o a temperaturas elevadas, calentando con vapor. Este procedimiento se realiza en las “calderas” de aceite y la zona se conoce como “química”.

En las instalaciones de cuentan con 18 calderas, de las cuales 10 tienen serpentines interiores por donde discurre vapor para calentamiento del aceite. Tras pasar el vapor por los serpentines, los condensados que se generan son redirigidos mediante purgadores que conducen el condensado a unas cajas abiertas de acumulación que desembocan en un colector común que comunica todos los condensados de las diferentes calderas.¹⁰

Tras el paso del aceite por las calderas, los aceites de semilla deben pasar por el proceso de lavado. Este

⁹ En el Anexo IV se presentan esquemas de los procesos productivos para entender con mayor claridad el proceso.

¹⁰ En el Anexo I se encuentra un plano de la situación actual de la red de retorno de condensados en Migasa

proceso se basa en la mezcla del aceite con agua y compuestos químicos a elevada temperatura. Esta temperatura antiguamente se conseguía calentando agua mediante vapor por el serpentín interior de un depósito de agua. Calentada el agua en el depósito pasaba al reactor de aceite. Actualmente, se adiciona agua del mismo depósito, pero no hay aporte de vapor puesto que el depósito es llenado con agua procedente de condensados de vapor, por lo tanto, la temperatura es muy elevada (superior a la que realmente sería necesario).

La línea de vapor que aporta vapor al proceso de neutralización, también, distribuye vapor directo hacia el tanque de almacenamiento de agua para lavado de cisternas. Este depósito debe estar a una temperatura de unos 70-80°C. La temperatura se controla inyectando más o menos vapor directo al depósito mediante una válvula de regulación automática.

- Línea de vapor para Decoloración y Filtrado

El proceso de decoloración del aceite se realiza después del proceso de neutralización y deshidratación del aceite. El aceite se decolora añadiendo tierras absorbentes. El aceite y las tierras son mezclados y llevados a una temperatura de unos 90°C. Para conseguir esta temperatura el aceite pasará por intercambiadores de calor con vapor y los algunos de los equipos disponen de serpentines interiores por donde circula el vapor cediendo su energía.

Hay dos procesos productivos para la decoloración, denominados como: decoloración 1 (DC1) y decoloración 2 (DC2)

Tras la decoloración el aceite se filtra (proceso filtrado). El filtrado, también, se realiza a altas temperaturas.

- Líneas de vapor para las Desodorización o “Física”

El aceite decolorado se desodoriza, a vacío, es decir, en una columna de absorción se separa el aceite de las sustancias volátiles, olores, impurezas y pastas. Esto es un proceso a vacío y muy elevadas temperaturas. El aceite se somete a unas temperaturas en torno 130-200°C mediante la inyección de vapor directo a lo largo del desodorizador.

Las pastas separadas se acumulan en un depósito denominado “recuperador de ácidos grasos” donde se adiciona vapor (serpentines y/o inyección directa) para que estas se puedan tratar y mantenerlas en estado líquido.

En Migasa se cuenta con 3 procesos productivos para la desodorización del aceite: física 1 (F1), física 2 (F2) y física 3 (F3)

Del colector de vapor de fábrica (véase Figura 62) el vapor se distribuye hacia cada uno de los procesos de desodorización existentes: física 1, física 2 y física 3. Cada una de las líneas llega a un colector, desde el cual se distribuye el vapor hacia los diferentes equipos del proceso que requieren de la adición o calentamiento con vapor. Es decir, cada física cuenta con su colector de vapor.

Los condensados generados en este proceso desembocan en una caja de recogida que lo distribuirá para otros procesos.

4.4. Línea de retorno de condensados y purgadores

4.9.3 Diseño tubería retorno de condensados

El colector y/o línea de retorno de condensados presenta algunas similitudes y diferencias con la red de distribución de vapor [19]. Entre las principales diferencias es que las líneas de retorno de condensados no solo contendrán agua, sino que conducirá revaporizado y las velocidades son diferentes en la red de vapor y en la red de condensados.

Que la red de condensados contenga agua y revaporizado influyé en el diseño de la tubería, aunque normalmente se tiene en cuenta como si fuese un colector o tubería de la red de distribución de vapor. No obstante, y si no se calcula considerando una tubería de doble sección transversal (parte inferior circulación del agua y parte superior transcurso del revaporizado), se debe tener en cuenta las siguientes recomendaciones [19]:

- Se debe tomar como caudal de diseño el caudal máximo de revaporizado posible
- La velocidad de flujo del revaporizado no supere 15 m/s

4.9.4 Recuperación de energía de condensados

En la mayoría de procesos que utilizan vapor como medio de aporte calorífico, sólo se aprovecha el calor latente o entalpía de evaporación que el vapor cede al condensar. Esto representa alrededor del 75% de la energía suministrada por la caldera para producir vapor. Aproximadamente el 25% restante lo conserva el agua condensada. Además, de su contenido calorífico, el condensado es agua destilada, ideal para utilizarla como agua de alimentación en la caldera.

Para reducir el consumo de agua, para aprovechar el calor contenido en el condensado y para ahorrar tratamiento del agua de alimentación, conviene devolver al tanque de alimentación el condensado que se genera en la planta. Por lo tanto, a la línea de retorno de condensados deberá llegar todos aquellos condensados que se hayan ido generando en la red de distribución de vapor y equipos. No obstante, cabe destacar que, en algunos casos, el aprovechamiento de condensados demasiado calientes puede generar problemas por cavitación en la bomba de alimentación. Estos problemas pueden ser superados si se prevé una altura (presión) de aspiración suficiente. Esta altura depende de la temperatura del agua y del tipo de bomba [10].

Los purgadores funcionan por presión diferencial: Presión del sistema de vapor menos la contrapresión en el sistema de condensados. La contrapresión en el sistema de condensado está formada por la altura hidrostática que el agua tiene que vencer y la resistencia por rozamiento en el recorrido por la tubería. Cuando no hay presión diferencial suficiente no se puede recuperar el condensado o se tiene que hacer a través de una bomba.

Hay que tener siempre presente al recuperar el condensado, que debe evitarse todo lo posible las pérdidas de calor por radiación antes de llegar al tanque de alimentación de la caldera. Por esta razón, las líneas de condensado deben ser calorifugadas.

Además, es importante tener en cuenta la elección del tipo de purgador, la ubicación de estos equipos, forma de instalarlos, entre otros. También, se debe estudiar los puntos de desaireación automática. Estos últimos, deben situarse en los puntos más altos o en aquellos en los que se prevea una posible presencia de gases incondensables.

4.9.4.1 Puntos de purga

A continuación, se destaca diferentes puntos donde se debe dar el drenaje de los condensados mediante purgadores [19]:

- En tuberías de tramos rectos, debe situarse a una distancia de unos 30-40 metros cada uno, como se hace referencia en el apartado anterior.
- En los puntos bajos de la instalación.
- Previos a las válvulas que regulan el caudal de vapor tanto en las líneas de distribución como en la alimentación de vapor a los equipos.
- En finales de línea y en los colectores de vapor
- En la salida de los equipos que disponen de serpentines, camisas térmicas u otras formas de calefacción.

4.9.4.2 Montaje de elementos de purga

La forma de montar los purgadores dependerá del tipo y de la zona donde tenga que ser ubicado. A continuación, se especifican las consideraciones más habituales que deben tenerse en cuenta.

El diseño habitual de los pozos de goteo se muestra en la Figura 52. El diseño y ubicación se determina para que los condensados caigan al pozo por gravedad y mediante un purgador se pueda drenar. En caso de purgo de equipos los pozos de goteo, además, debe asegurarse una distancia vertical descendente entre el equipo y la estación de purgo de unos 400-700 mm. El diámetro del pozo de purga se diseñará en función del caudal de condensados que se estime que se va a generar [19].

Las estaciones de purga deberán ir acompañadas de elementos que faciliten su mantenimiento: válvulas de corte antes y después del purgador, válvula de bypass en caso de que fuese necesario, filtros para alargar la vida de

los purgadores, mirillas por las que se pueda detectar visualmente el correcto funcionamiento del purgador, etc. Cuando los condensados salen de serpentines situados en el fondo de equipos hay que tener especial precaución con los golpes de ariete. Para evitar que se de este fenómeno se instalan sifones de fondo (Figura 63).

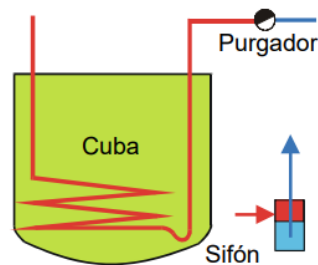


Figura 63. Purga de equipos con serpentines de fondo

4.9.5 Revaporizado

Cuando el condensado pasa de una situación con una determinada presión y temperatura, a otra en la que por la presión no puede estar a la temperatura inicial, una parte se convierte en vapor y se le conoce como revaporizado.

El uso del revaporizado es una medida de ahorro energético muy interesante que debe tenerse en cuenta. Para que sea viable la recuperación del revaporizado deben cumplirse una serie de requisitos [10]:

- Deben existir procesos con diferentes presiones de trabajo y con funcionamiento coincidente en un tiempo razonable.
- Los purgadores de los procesos con mayor presión deben admitir la nueva contrapresión que se genera.
- El proceso de menor presión es conveniente que esté próximo y su demanda de vapor sea superior a la cantidad de revaporizado.
- Cantidad de revaporizado suficiente que haga rentable la inversión.

Para recuperar y aprovechar el revaporizado, se utiliza un tanque con un diámetro que provoque un descenso importante de la velocidad, para permitir al condensado caer en la parte baja y una altura por encima del punto de entrada, suficiente para que el revaporizado sea seco.

Los condensados generados en Migasa procedentes de las líneas de vapor y de los equipos de los diferentes procesos son mayoritariamente desaprovechados, es decir, no se recirculan hacia el tanque de almacenamiento de agua a calderas.

Se cuenta con una red de retorno de condensados donde solo se recirculan los generados en la línea principal de distribución de vapor de las calderas. La línea principal de distribución de vapor de las calderas parte del colector situado en la sala de calderas (véase Figura 49) hasta llegar a otro colector de vapor de fábrica desde el cual se distribuye el vapor hacia las diferentes zonas y procesos (Figura 62).

Los purgadores instalados a lo largo de este recorrido recogen los condensados generados y los conducen a la línea de retorno hacia el tanque de almacenamiento de agua de calderas.

El resto de condensados generados son reconducidos a arquetas que desembocan en la depuradora (véase P&ID de distribución actual de red de condensados del Anexo I).

Por otro lado, el montaje de los purgadores que se encuentran en fábrica es muy dispar. Las estaciones de purga de la línea principal de distribución se han montado todos tal y como queda reflejado en la Figura 64. Además, hay un número importante de purgadores objetos de sustitución, reparación y/o revisión¹¹.

¹¹ En el Anexo III se muestra un listado de purgadores identificados que deben sustituirse o deben ser revisados y reparados.

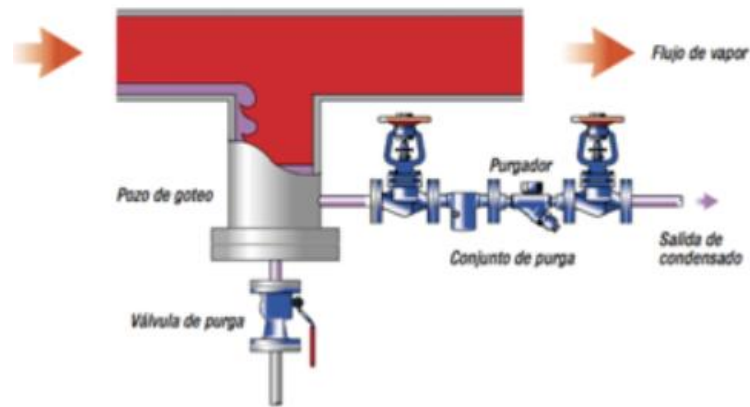


Figura 64. Esquema estación de purga línea principal distribución de vapor de calderas

Sin embargo, la línea de vapor de Neoelectra no sigue ningún patrón. En esta línea los purgadores están situados todos en el fondo del pozo de goteo, algunos tienen válvulas de corte y otros no.

El resto de estaciones de purga situadas por la fábrica en las redes de distribución de vapor y en los equipos son muy variables y están montadas de diferente manera, no se ha seguido ningún patrón y/o recomendación en la instalación de estos, en su mayoría. En el P&ID del Anexo I queda reflejado cómo están montadas las diferentes estaciones de purga y se refleja a los diferentes puntos donde, actualmente, van dirigidos estos drenajes.

5 IDENTIFICACIÓN DE DEFICIENCIAS DEL SISTEMA DE VAPOR

En este apartado se identificarán las deficiencias observadas en el sistema de vapor: generación de vapor, red de distribución y retorno de condensados.

5.1 Depósito alimentación agua a las calderas

Como se especifica en el apartado 4.3 y en el esquema de la Figura 30, hay dos depósitos comunicados entre sí para el almacenamiento de agua para calderas. El tanque principal (18 m³) recibe todos los fluidos y, por lo tanto, es el único depósito que puede asegurar que el agua se pueda mantener a una temperatura estable ya que es el que tiene la inyección de vapor.

El almacenamiento únicamente hace la función de acumulador de agua, pero no es posible asegurar que el agua no pierda temperatura. Por esta razón es difícil confirmar una temperatura constante y estable para ambas calderas.

La lanza de vapor a este depósito dispone de filtros (señalados en rojo en la Figura 65), tanto en la estación reductora como en la rampa de vapor al tanque. Estos se encuentran instalados en disposición vertical favoreciendo la acumulación de condensados en la cesta y facilitando golpes de ariete en las tuberías.



Figura 65. Filtros lanza de vapor tanque alimentación agua a calderas

Por otro lado, las tuberías de alimentación de los fluidos al tanque de alimentación de agua a calderas conectan directamente en la parte superior. De esta manera, no se puede asegurar que exista una buena mezcla entre los fluidos y puede darse el fenómeno de la estratificación. Además, es posible con la configuración actual pueda haber presencia de gases no condensables.

También, se aprecia una no correcta instalación del rebose y venteo puesto que comparten la misma tubería (Figura 66). El venteo y el rebose tienen funciones diferentes. El venteo debe mantener el tanque a presión atmosférica y eliminar los vapores, es decir, los revaporizados que pueden presurizar el tanque y el oxígeno y/o aire que se encuentra en la parte superior de este. El rebosadero, sin embargo, debe evacuar el agua sobrante del tanque si este llega a su nivel máximo y mantener el depósito a una presión de 0,5 bar. Esta última función se realiza mediante un sifón con sello de agua, que será expulsado si el tanque se presuriza.

Actualmente, no existen problemas de vibraciones, presurización en el tanque o pérdida de agua por el rebose porque apenas hay retorno de condensados al depósito. Si la recirculación de condensados fuese mayor y con el actual venteo y rebosadero subdimensionado podrían darse los problemas mencionados con anterioridad.



Figura 66. Tubería de rebose y venteo tanque alimentación agua a caderas

Por último, las tres tomas de muestra de agua de aportación a las calderas no disponen de enfriadores lo cual podría provocar quemaduras y alteraciones en las muestras si parte se revaporiza debido a las altas temperaturas.

5.2 Control de alimentación de agua a calderas

El sistema actual de alimentación de agua a las calderas se realiza mediante los variadores de frecuencia de las bombas de las calderas, como se menciona en apartados anteriores.

A pesar de que es un sistema donde la caldera trabajaría modulando el caudal, se observa que funciona como todo/nada en la mayoría de las ocasiones. Se observa que cuando la alimentación disminuye por debajo de 13.000 l/h, en un segundo el caudal pasa a ser de 0 l/h, es decir, se da un cambio muy brusco.

Si el sistema funciona prácticamente como ON/OFF, cuando las bombas están introduciendo grandes cantidades de agua a temperatura baja (unos 80°C aproximadamente) se produce una disminución de la presión en caldera. Esta disminución de presión provoca un aumento en el porcentaje del quemador para seguir satisfaciendo la demanda de la planta. Como consecuencia, el quemador no funcionaría según la demanda de la planta, sino que, también, se vería afectado por la disminución de la presión en la caldera, produciendo un mayor consumo de gas. En el peor de los casos, la disminución de presión provocará un aumento del volumen específico del vapor generando burbujas mayores. Esta situación producirá un aumento aparente del nivel de agua, así como un vapor más húmedo y con arrastres.

Por otro lado, cada una de las calderas dispone de un economizador para aumentar la temperatura del agua de alimentación a las calderas. Si esta alimentación de fluido no es modulante, es decir, si en ocasiones no pasa caudal, el agua queda estancada en el economizador, produciendo un aumento de temperatura provocado por el paso de los humos. Cuando la caldera de nuevo requiera agua del tanque, las bombas impulsarán el agua contenida en el tanque de alimentación la cual se encontrará a una temperatura inferior que el agua que quedó estancada en el economizador. Este choque a diferentes temperaturas, provoca contracciones en el economizador. Cuando vuelvan a parar las bombas y cese la alimentación de agua, el economizador se expandirá. Estos ciclos de expansión y contracción, producen una fatiga del material, que provoca la ruptura prematura del economizador.

Además, no se aprovecha el máximo rendimiento del economizador, ya que cuando existe un alto paso de caudal,

este equipo no es capaz de transferir la máxima temperatura.

5.3 Control de purgas

Se revisan las medidas de conductividad del agua de las calderas y se comprueba que las conductividades eran realmente bajas (Tabla 7).

	5/10/21	6/10/21	7/10/21
UMISA	890 $\mu\text{S/cm}$	918 $\mu\text{S/cm}$	-
SOGECAL	215 $\mu\text{S/cm}$	101 $\mu\text{S/cm}$	240 $\mu\text{S/cm}$

Tabla 7. Medidas conductividad agua de calderas

También, se detecta un venteo abundante y constante en el tanque de purgas. Tras detectar esta incidencia, se procede a la revisión de la instalación y se detecta que una de las válvulas de la caldera Sogecal fugaba.

Cerrada esta purga, mediante la válvula manual de interrupción, desapareció la pluma de vapor que se observaba en el tanque y comenzó a recuperarse la conductividad como se observa en la medida del día 7/10. Una conductividad exageradamente baja, significa un desperdicio de agua y energía.

En la caldera Umisa, la conductividad también era muy baja, pero puede ser por el bajo uso de esta. Además, en esta caldera el sistema de purgas instalado obliga a mantener un paso continuo.

La purga de sales de la caldera Umisa dispone de un sistema automático que regula la conductividad mediante una válvula eléctrica, pero la sonda que mide se encuentra instalada en el exterior de la caldera añadida al controlador existente que no dispone de posibilidades de configuración. Esto implica que deba existir un flujo constante para detectar la conductividad de la caldera provocando, en algunos casos, exceso de purga en la caldera. Sin embargo, en la caldera Sogecal al estar la sonda en el interior permite detectar inmediatamente la conductividad de la caldera sin necesidad de abrir la válvula.

5.4 Tanque de purga de fondo

Del sistema actual de purgas de fondo se destacan dos aspectos:

- Las descargas de las válvulas de seguridad van canalizadas con otras descargas hacia el tanque de purga de fondo. Esto puede provocar sobrepresiones (EN4126-1 2004), además, de que no cumple normativa como se comenta en apartados anteriores.
- El aporte de agua fría se encuentra deshabilitado, con las válvulas manuales cerradas tal y como se muestra en la imagen de la Figura 67.



Figura 67 . Aporte agua fría al tanque de purga de fondo

Esto impide que se pueda asegurar una descarga de agua de purgas a una temperatura inferior a 45°C, tal y como marca la normativa medioambiental.

5.5 Colector principal de vapor generado de las calderas

El colector principal de vapor generado en las calderas dispone de dos entradas de vapor de cada una de las calderas y dos salidas, la línea principal de distribución a planta y una línea que inyecta vapor directo al tanque de alimentación de agua a las calderas.

El colector dispone de un pozo de goteo situado en la parte central del colector. En la parte inferior del pozo se encuentra la conexión del purgador. La ubicación del purgador facilita que este atrape suciedad pudiendo provocar un mal funcionamiento.

Por otro lado, las tomas de vapor de las calderas se diseñan para la presión de diseño de estas. Al reducir la presión de funcionamiento se produce un aumento en la velocidad del vapor.

En la Ecuación 2 se determina la fórmula a partir de la cual se calcula la velocidad del vapor que transcurre por una tubería.

$$Q = d * V * S \quad (2)$$

donde:

- V = Velocidad del vapor (m/s)
- Q = Caudal de vapor (kg/h)
- d = Densidad del vapor en kg/m³
- S = Sección de la tubería (m²)

$$S = \frac{\pi * D^2}{4} \quad (3)$$

donde:

- D = diámetro de la tubería (mm)

En la Tabla 8 se especifica la velocidad del vapor a una presión de 11 bar.

	CAUDAL	TUBERÍA	VELOCIDAD
SOGECAL	14.000 kg/h	DN150	39 m/s
UMISA	12.500 kg/h	DN150	35 m/s

Tabla 8. Velocidad del vapor a 11 bar

La velocidad del vapor de ambas calderas que se alcanza supera la velocidad recomendada (30 m/s). Esto puede provocar erosiones en las tuberías.

Con relación al dimensionamiento del colector, estimando que el diámetro es de DN250 y a una presión de 11 bar tiene una dimensión correcta para la producción de una sola caldera en funcionamiento. En esta situación, la velocidad de paso es de 14 m/s, algo elevada, pero baja para ayudar a que caiga la humedad arrastrada.

Sin embargo, considerando que las dos calderas están en funcionamiento, la velocidad de paso del vapor por el colector aumenta a 27 m/s, siendo esta muy superior a la recomendada (10 m/s).

5.6 Líneas de distribución y procesos

A continuación, se listan las deficiencias identificadas a lo largo de la planta. Se considera la siguiente clasificación:

- Reducción de presión
- Filtros
- Purgas de líneas
- Derivaciones
- Eliminación de aire

5.6.1 Presión de trabajo

En el colector de vapor de fábrica (Figura 62), la línea de vapor que distribuye al proceso de la neutralización, el lavado de cisternas y lavado de aceites de semilla tiene una válvula reguladora de presión que fuga vapor y no regula correctamente. Esto se identifica puesto que está llegando el vapor a las calderas de aceite a aproximadamente 10 bar, cuando la presión normal de trabajo es de 5 bar (Figura 68).

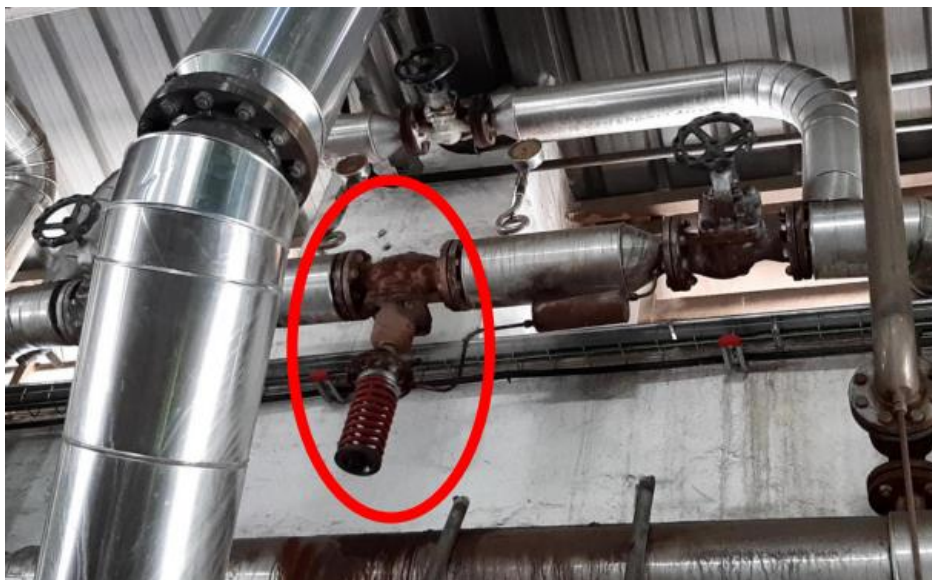
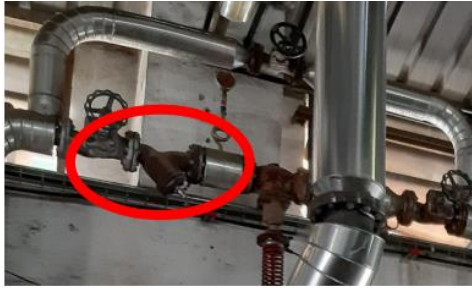


Figura 68. Válvula reguladora línea vapor neutralización clásica

5.6.2 Filtros mal instalados

Se observa que los filtros de las líneas de vapor en su mayoría se encuentran mal posicionados, están dispuestos en posición vertical respecto a la tubería como puede observarse en las imágenes dispuestas, a continuación (Figura 69).



Sala de calderas antigua – Línea a química



Depósitos cerca de la balsa



Reactor decoloración 1



Atillo física

Figura 69. Filtros mal instalados

5.6.3 Drenaje de líneas

En diferentes zonas de fábrica se detecta falta de drenajes en líneas (Figura 70). La mayoría de las líneas de alimentación de vapor a equipos carecen de purgas en puntos clave de acumulación de condensados (codos, finales de línea). También, se aprecian muchos puntos bajos del sistema y subidas de líneas sin pozo de goteo y, por ende, sin un sistema de purga adecuado. En las fotografías mostradas, a continuación, se pueden observar algunos ejemplos de la mala instalación a la que se está haciendo referencia.



Decoloración 1



Auxiliar decoloración



Líneas física antes del dilatador

Figura 70. Identificación de puntos con necesidad de drenaje

5.6.4 Derivaciones

Como se especifica en apartados anteriores, las derivaciones en las tuberías que conducen vapor deben ser instaladas en la parte superior de la tubería con el fin de transportar un vapor seco. Sin embargo, en las instalaciones de Migasa se detecta que muchas derivaciones de tuberías de vapor se realizan por la parte inferior (Figura 71), pudiendo comportarse como un pozo de goteo y transportando el condensado.



Depósitos cerca de la balsa



Física 2 – Reactores aceite y agua

Figura 71. Derivaciones líneas de vapor fábrica

5.6.5 Dilatadores

Se observa un dilatador mal instalado en la fábrica (Figura 72). Se encuentra en el plano vertical favoreciendo así la acumulación de condensado y fomentando que se originen golpes de ariete.



Figura 72. Dilatador mal instalado

5.6.6 Eliminación de aire

No eliminar el aire de las líneas de vapor tiene negativas repercusiones sobre el sistema como se explica en apartados anteriores. En la fábrica, durante la recopilación de información para ejecución del presente proyecto, se realizó un ensayo de título de vapor y se observó que existía en las líneas de vapor gases no condensables. Esto perjudica gravemente la calidad del vapor.

Analizando las líneas se detectan diversos puntos donde debería considerarse eliminadores de aire. Esto se tratará en el plan de mejoras que se detallará en los siguientes apartados.

5.7 Estudio al detalle de procesos

5.7.1 Reactores de aceite y agua

Previamente a la decoloración de los tipos de aceite que pasan por la “decoloración 1”, es necesario realizar el proceso de lavado con centrífuga. Antes del paso por la centrífuga el aceite es mezclado con agua y compuesto químico en un reactor a elevada temperatura.

El “reactor de aceite” donde se realiza la mezcla es calentado mediante un serpentín el cual pasa vapor a 175.5°C (8bar) y va regulado por una válvula termostática. No se observa ningún purgador, por tanto, el vapor/condensado que quede después de pasar por el serpentín, va a parar al siguiente depósito que contiene agua. Una vez que ha recorrido todo el serpentín de este depósito, el vapor o condensado que queda, se inyecta directamente en el tanque (véase esquema de la Figura 73).

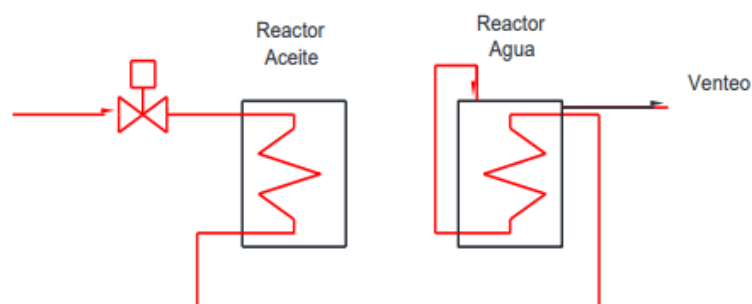


Figura 73. Reactor aceite y agua proceso decoloración

Cada reactor tiene un termómetro donde se pueden apreciar las siguientes temperaturas:

- Temperatura en el reactor de aceite $\approx 75^{\circ}\text{C}$
- Temperatura en el reactor de agua $\approx 97^{\circ}\text{C}$

Este sistema tiene diversos inconvenientes:

- Al no existir purgador en el reactor de aceite, el vapor que no ha condensados pasa al serpentín del tanque de agua.
- No se controla la temperatura del reactor de agua caliente. El calentamiento irá en función de las necesidades del tanque de aceite. Existe un exceso de energía en el reactor de agua.
- En ocasiones, la temperatura es elevada en el tanque de agua, y se escapa el revaporizado por el venteo.
- Al inyectarse el agua de los condensados en el tanque de agua, esto puede provocar que en ocasiones rebosa, desperdiciando así energía.

5.7.2 Neutralización clásica - Calderas

La regulación de la temperatura en las calderas del proceso de neutralización (explicado en el apartado 4.9.2) se hace de dos modos:

- Mediante una válvula manual, por lo que el operario tiene que abrir la válvula unas vueltas e ir controlando la temperatura del tanque. Obliga al operario a estar controlando permanentemente la temperatura del aceite.
- Otro sistema del que se dispone, son unas válvulas termostáticas, siendo un sistema automático que va regulando según la temperatura que va alcanzando el aceite. El problema de este sistema es que la regulación no es muy fiable y si existe algún problema en la válvula no se detecta rápidamente hasta que el operario ve que la temperatura ha sobrepasado la consigna.

5.7.3 Tanques de ácidos grasos

Los tanques de ácidos grasos son tres depósitos que almacenan ácidos grasos, como se especifica en su denominación. Estos tanques cuentan con serpentines interiores que se comunican de un depósito a otro (Figura 74). A pesar de disponer de alimentación de vapor, no es usado. Para mantener a la temperatura deseada (70 °C aproximadamente) el contenido de los depósitos se hace circular por los serpentines condensados procedentes de los procesos de decoloración y filtrado del aceite.



Figura 74. Depósitos de ácidos grasos

Estos condensados, después de pasar por los serpentines de los tres depósitos, van a parar a la unidad de recogida de condensados que se muestra en la Figura 75.

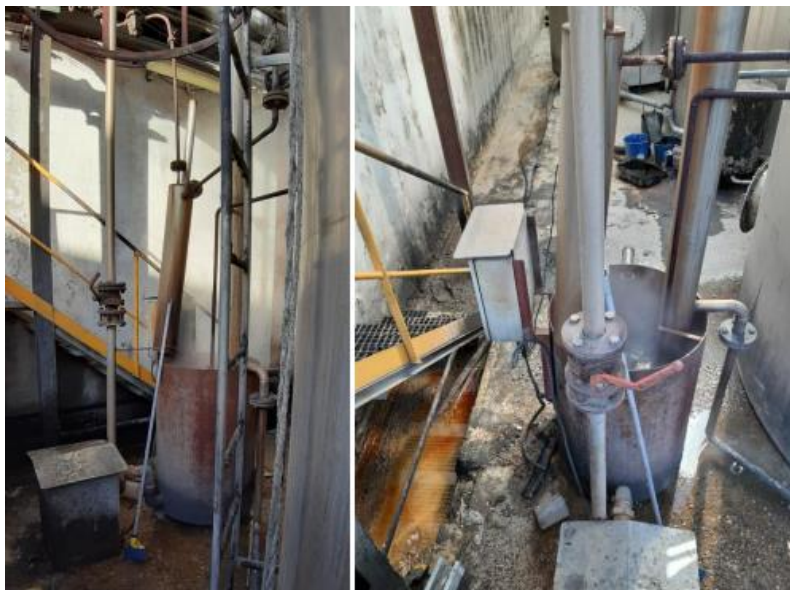


Figura 75. Depósito de acumulación de condensados de los procesos de la decoloración y filtrado

Como se puede observar en las fotografías de la Figura 75, los condensados llegan con revaporizado. Al no disponer de tapa, es una zona poco segura ya que, en ocasiones, salpica y podría producir quemaduras a los operarios que pasen o trabajen por la zona. Además, supone una pérdida clara de energía.

5.8 Retorno de condensados

Actualmente, el porcentaje de retorno de condensados al depósito de alimentación de agua para calderas es muy bajo. Como se menciona en apartados anteriores, únicamente se retorna el condensado generado en la línea principal de distribución de vapor procedente de las calderas.

Las razones que hasta el momento se han determinado para justificar la no recirculación del resto de condensados son las siguientes:

- Baja presión para retornar el condensado
- Miedo a una posible contaminación

Por lo tanto, los condensados no recirculados al depósito de agua de las calderas van dirigidos hacia diferentes arquetas que desembocan en la red de saneamiento o depuradora de la fábrica, o bien, se aprovechan para los siguientes procesos:

- Lavado de camiones. Parte de los condensados se reconducen hasta el depósito de agua del lavadero de cisternas.

Por normativa, el agua para la limpieza de los camiones debe ser agua descalcificada. Con lo cual, los condensados deben cumplir con los requisitos de calidad necesarios. Sin embargo, bastaría con una temperatura del agua de unos 70-80°C. Los condensados se encuentran a una temperatura superior cercana a los 100°C, por lo tanto, se está desperdiciando energía.

- Depósito de agua para lavado de aceites de semilla (Figura 76). Como se comenta en el apartado 4.9.2 del presente trabajo, el reactor de lavado de aceite de semilla se alimentaba de agua a temperatura ambiente procedente de un depósito en el cual era calentada hasta unos 70-80°C con vapor que circulaba por el serpentín dispuesto en su interior, .

Actualmente, cabe la posibilidad de llenar el depósito con la misma toma de agua, pero se quitó la tubería que introducía vapor en el serpentín. El llenado se hace, por lo tanto, con condensados procedentes del depósito de acumulación de condensados de los procesos de decoloración y filtrado del aceite (véase Figura 75). Desde este depósito y con la ayuda de una bomba los condensados llegan al equipo.

El depósito no cuenta con venteo, con lo cual no cumple las condiciones de seguridad debido al revaporizado que se puede generar y no puede salir. Además, se desaprovecha energía, ya que no se necesita agua a tan elevada temperatura y, además, no necesita agua de tan alta calidad para el proceso.



Figura 76. Depósito agua para lavado aceite semillas (90°C)

- Depósito de agua para lavado de aceite previo a la decoloración 1 (véase apartado 4.9.2). Este depósito cumple los mismos requisitos que el anterior. Es alimentado con agua descalcificada y condensados, pero no necesita de tan elevadas temperaturas ni agua de tan elevada pureza como la de los condensados.

A continuación, se especificarán las zonas de recogida de los condensados.

5.8.1 Proceso de desodorización o “física”

Actualmente, los condensados generados del proceso de la “física” van a parar al exterior, a una caja de recogida (Figura 77) ubicada en la zona de las “piscinas barométricas”, que son balsas de acumulación de aguas de fábrica.



Figura 77. Caja acumulación de condensados zona “física”

Estos condensados como puede observarse en el P&ID del Anexo I, son conducidos al depósito de acumulación de agua para lavado de aceite de oliva.

La caja dispone de un venteo por el que sale mucho revaporizado, como se puede observar en la Figura 78. Por lo tanto, se está produciendo una pérdida de energía y agua que puede darse por los siguientes motivos:

- Fuga en los purgadores
- Condensados de alta presión que al descargarse a presión atmosférica se revaporizan
- Venteo del depósito de agua de lavado del proceso de la decoloración

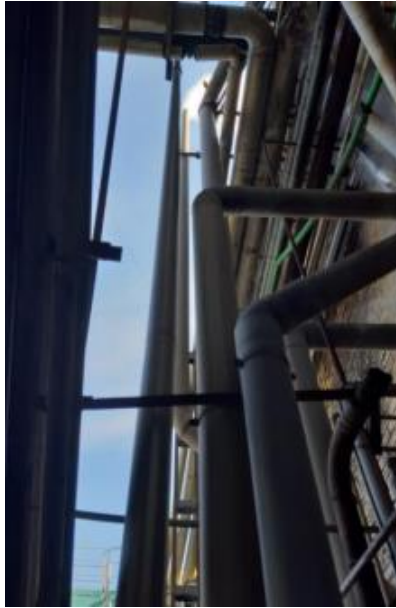


Figura 78. Venteo caja acumulación condensados zona "física"

5.8.2 Condensados proceso neutralización- Calderas

Como se menciona en apartados anteriores, el proceso de neutralización cuenta con 18 calderas de las cuales 10 tienen alimentación de vapor a serpentines situados en su interior. Cada serpentín tiene una salida de la caldera que desemboca en un purgador de cubeta invertida. Los condensados recogidos de cada drenaje de los serpentines de cada caldera van a parar a una caja de recogida abierta que conecta con un colector común por donde transcurren todos los condensados del resto de calderas.

En esta zona los drenajes de las calderas se recogen y se envían al depósito de acumulación de agua para lavado de aceites de semilla.

El control de la temperatura en la mayoría de las calderas es manual, por lo que, si no se controla, puede provocar lo que se muestra en la fotografía tomada durante la toma de datos para el presente trabajo (Figura 79).



Figura 79. Condensados de calderas

El condensado sale a una elevada temperatura y presión provocando el borboteo y revaporizado y pudiendo provocar quemaduras en los operarios que trabajan en esta zona.

La presión de los condensados de esta zona, son de baja presión, a pesar de que, actualmente, la presión de la zona de química es de 10bar debido a la ruptura de la reductora que regula el vapor que llega a esta zona. No obstante, y por norma general, la presión de esta zona ronda los 4-5 bar, por lo que la presión de los condensados es muy baja.

5.8.3 Purgadores

Han sido revisados un total de 69 purgadores. Pese a que todavía, faltan más purgadores por identificar su estado. No obstante, de los 69 chequeados, se detectan las siguientes anomalías:

- 8 purgadores pierden vapor
- 1 purgador presenta ciclo rápido en su funcionamiento
- 11 purgadores no han estado en servicio en el momento de su revision
- 17 purgadores están anegados de condensado en su funcionamiento

Los 32 purgadores restantes presentaban un estado adecuado.

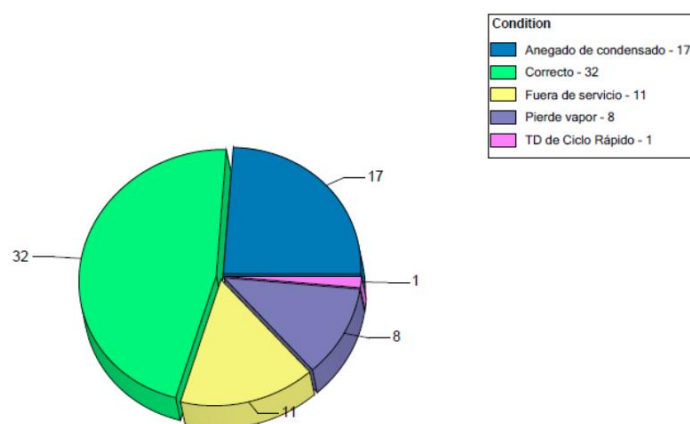


Figura 80. Estado de los purgadores revisados

Para conocer una visión más detallada de los purgadores que están funcionando mal, se presenta el detalle al final en la lista de purgadores adjunta en el Anexo III.

6 PROPUESTAS DE MEJORA

En ese capítulo se expondrán soluciones para las deficiencias observadas en el sistema de vapor tanto en la generación, distribución del vapor y red de retorno de condensados.

6.1 Tratamiento del agua

Se propone aumentar la temperatura del agua del tanque de almacenamiento del agua para las calderas a unos 90°C. De esta forma se conseguiría reducir el contenido de oxígeno de 2,9 a 1,6 ppm, consiguiendo así reducir la aportación de químicos necesarios para la eliminación del compuesto.

Las variaciones de caudal de vapor son muy frecuentes y significativas

. Con el sistema actual de generación de vapor se debería poder regular el caudal según el consumo. Sin embargo, la conductividad no parece que se encuentre controlada, y alrededor del valor de set point 3.500 $\mu\text{S}/\text{cm}$. Se recomienda, por lo tanto, un control más exhaustivo de la purga de sales, limpiando la sonda y calibrando el controlador con una periodicidad de 6 meses como máximo.

6.2 Depósito de alimentación

Se considera conveniente que los filtros tanto de la estación reductora como de la rampa de vapor al tanque de alimentación de agua a las calderas se giren de forma que queden colocados en el plano horizontal, evitando como consecuencia la acumulación de condensados en la cesta y los golpes de ariete.

Además, con el objetivo de reducir el porcentaje de oxígeno disuelto en el agua, como se menciona en apartado anterior, se debe revisar el control de la lanza de vapor y aumentar el set point de manera que se alcancen los 90°C propuestos.

Por otro lado, se propone añadir un cabezal mezclador en el depósito de manera que facilite la mezcla de los fluidos que se incorporan al tanque de alimentación. La mezcla se conseguiría mediante la entrada directa descendente del fluido a través de un deflector que pulveriza el agua de alimentación y favorece la mezcla de los fluidos. También, y para favorecer aún más la mezcla, ayuda la incorporación de una tubería para recirculación del agua mediante una bomba.

Al depósito sería necesario modificarle las tuberías del venteo y rebose, ya que como se comentó en apartados anteriores son la misma. Por ello, se propone que se instalen tuberías independientes. Para el depósito de 18 m³ sería conveniente una tubería de venteo DN200 y para el rebosadero DN100, colocándose en un lateral tal y como se muestra en el esquema de la Figura 81.

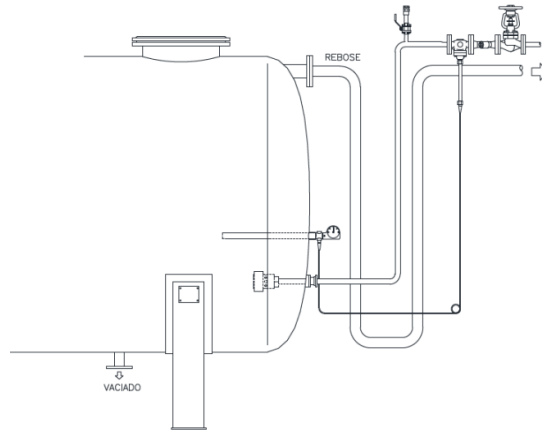


Figura 81. Propuesta tubería rebose depósito 18m³ de agua alimentación a calderas [34]

Para asegurar una homogeneización en temperatura y mezcla de agua, conviene que no haya dos tanques independientes, es decir, que sea un único depósito de almacenamiento. Actualmente, el tanque de 12 m³ solo recibe el agua del tanque de 18m³ y no tiene aporte de vapor. Por lo tanto, se propone comunicar ambos depósitos para evitar estos inconvenientes.

Resumiendo, la solución para el tanque de agua de alimentación a calderas sería (véase Figura 82):

- Comunicar los depósitos de 18m³ y 12m³.
- Incluir cabezal mezclador con tubo de inmersión rompe vacíos y eliminador de aire.
- Sistema de recirculación de agua (bomba y tubería de recirculación).
- Disposición de los filtros de la lanza de vapor en el plano horizontal.
- Modificación del control para aumentar el set point de temperatura a 90°C.

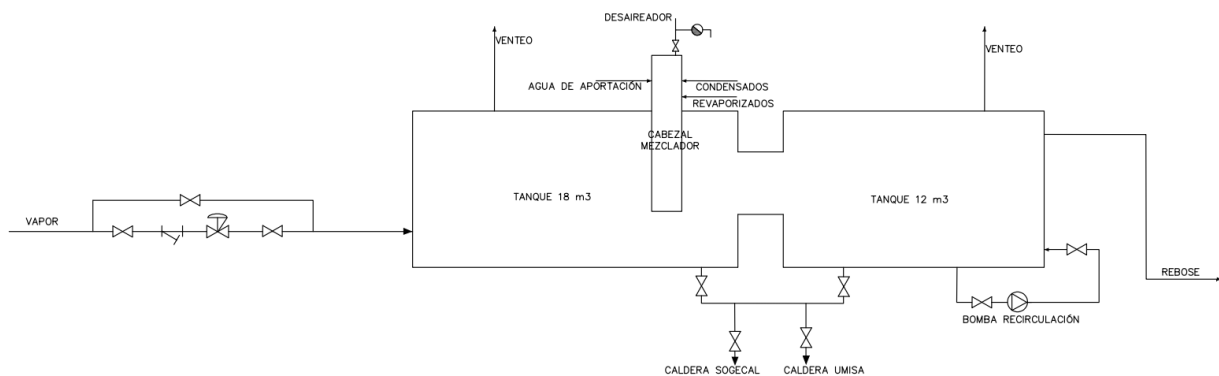


Figura 82. Propuesta depósito alimentación agua a calderas

Además, para la toma de muestras de las aguas al depósito de alimentación a calderas (agua cogeneración, condensados y agua de aportación) es importante incluir enfriadores, evitando así cualquier tipo de accidente.

6.3 Control de alimentación de aguas a calderas

Se recomienda realizar una revisión de la configuración del PID del control de los variadores de frecuencia de las bombas de alimentación de agua a las calderas e intentar que se ajuste al máximo al funcionamiento de éstas

para que el aporte de agua sea lo más modulante y suave posible.

Conviene instalar una recirculación del tanque de agua al economizador, para asegurar que siempre exista un caudal mínimo circulando por este equipo, evitando así, que el agua quede estancada en el economizador y provoque expansiones y contracciones que disminuyan su vida útil.

Por otro lado, evaluando el modo de funcionamiento de algunos consumidores finales y aprovechando la instalación de medidores de caudal, es una buena oportunidad para realizar un control de alimentación a dos elementos (Figura 83). De esta forma, la tecnología de control aplicada reflejaría la manera en que el vapor se consume asegurando siempre una alta calidad en el vapor generado. Por ello, según las variaciones de consumos, el sistema de alimentación podría ser proactivo y reactivo para adelantarse a las demandas de vapor, controlando también el vapor de baja calidad que se exporta a los consumidores. Teniendo en cuenta estas observaciones, se recomienda la instalación de control de alimentación compuesta por dos elementos como se muestra, a continuación.

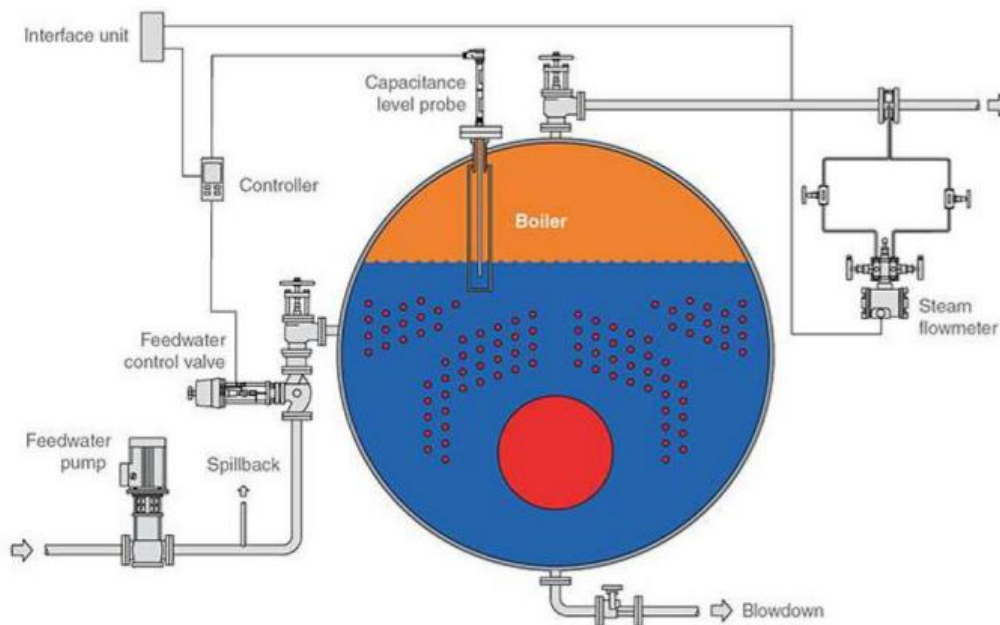


Figura 83. Instalación de control de alimentación de agua [34]

En el esquema de la Figura 84 se muestra el conexionado y los elementos necesarios para el sistema de control propuesto.

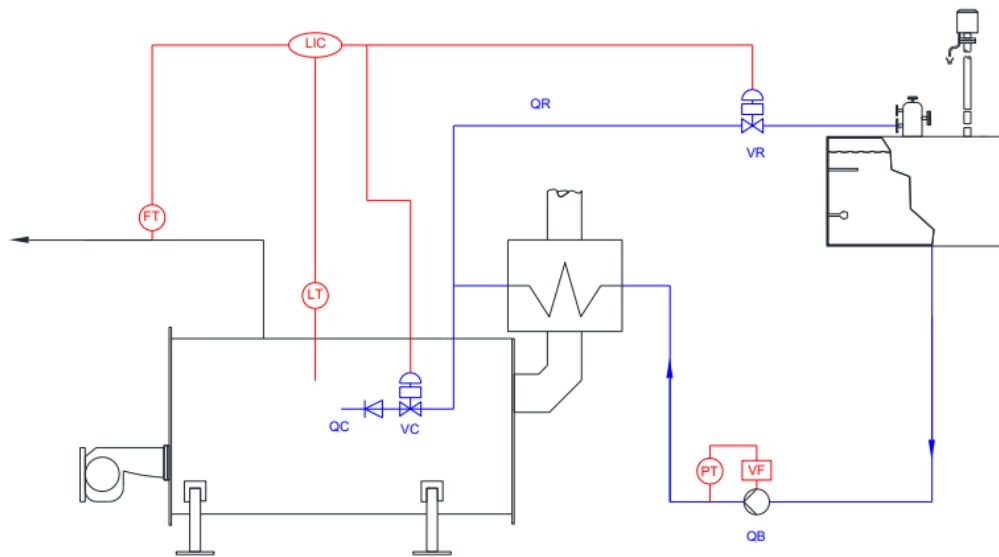


Figura 84. Esquema control alimentación de agua a calderas

Por tanto, la solución propuesta consiste en:

- Instalación de una nueva línea de recirculación al tanque de agua que pase por el economizador.
- Instalación de válvula de control.
- Nuevo controlador que contemple la posibilidad de un control a dos elementos.
- Conexión de la señal del medidor al controlador.

Y podría ser controlado tal y como se muestra en la Tabla 9, a continuación.

Caudal caldera	Salida controlador	Posición válvula VC	Posición válvula VR
100%	20 mA	100%	0%
50%	12 mA	50%	0%
25% (min eco)	8 mA	25%	0%
0%	4 mA	0%	100%

Tabla 9. Configuración control agua a calderas

6.4 Sistema de purgas

6.4.1 Reajustar parámetros de purga de fondos

Tras analizar los análisis de agua de aportación (Tabla 3) se confirman unos valores bajos y correctos de conductividad y dureza del agua. Por ello, se considera conveniente ampliar los intervalos las purgas de fondos de las calderas. Además, un indicativo de que se puede reducir las purgas es si cuando se realiza el mantenimiento anual, no se observan residuos sólidos depositados en el fondo de la caldera, significa que se está realizando purgas correctas o en exceso. En este caso, la revisión realizada en 2021 fue bien en cuanto a incrustaciones en la caldera. En la Tabla 10, se especifica la ampliación de los intervalos de purga propuestos.

Caldera	Intervalo / duración ACTUAL	Intervalo / duración PROPUESTA
Umisa	3h / 5s	6h / 5s
Sogecal	3h / 5s	6h / 5s

Tabla 10. Propuesta parámetros de purga de fondos

6.4.2 Purga de sales

Para la caldera Umisa se propone la instalación de un controlador que haga lecturas intermitentes y no constantes como se hacen actualmente. Por ejemplo, que cada 30 minutos abra la válvula de control hasta disminuir la conductividad. Si, por el contrario, la conductividad se encuentra por debajo de los parámetros marcados, la válvula cerrará hasta la siguiente lectura.

6.4.3 Reaprovechamiento de energía

Convenría instalar un sistema de recuperación de calor para reaprovechar la energía contenida en la purga de control TDS (Figura 85).

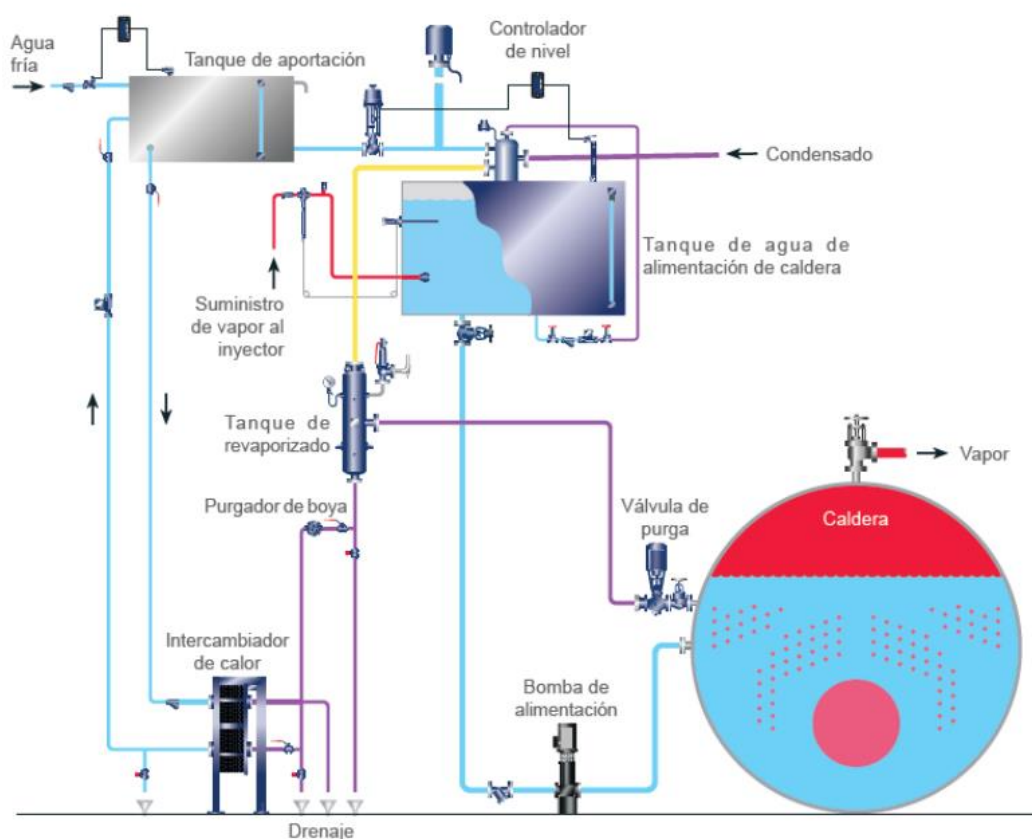


Figura 85. Propuesta de purgas y aprovechamiento de energía

6.4.4 Tanque de purgas

Es necesario que las descargas de las válvulas de seguridad se independicen de la línea de purgas para cumplir con la normativa medioambiental.

Se debe revisar la instalación de aporte de agua fría al tanque de purga, para asegurar que el agua se mantenga a una temperatura adecuada.

También, debe repararse o sustituirse la válvula de purga de la caldera Sogecal que se identificó con una fuga.

Con ello, deberá parar el venteo constante actual del tanque de purgas y deberá aumentar la conductividad en la caldera.

6.5 Colector de vapor de la sala de calderas

Se propone modificar la ubicación de la conexión del sistema de drenaje de condensados del colector de vapor de la sala de las calderas. Se recomienda ubicar el pozo de goteo en un lateral del colector, en concreto, en el lado opuesto de las entradas de vapor. La conexión del drenaje de condensado deberá situarse a 10 o 15 cm del fondo del pozo de goteo, y en la parte inferior deberá instalarse una válvula de bola para el vaciado del colector. Además, sería conveniente instalar un eliminador de aire. En la Figura 86 se presenta un esquema con la propuesta de modificación del colector.

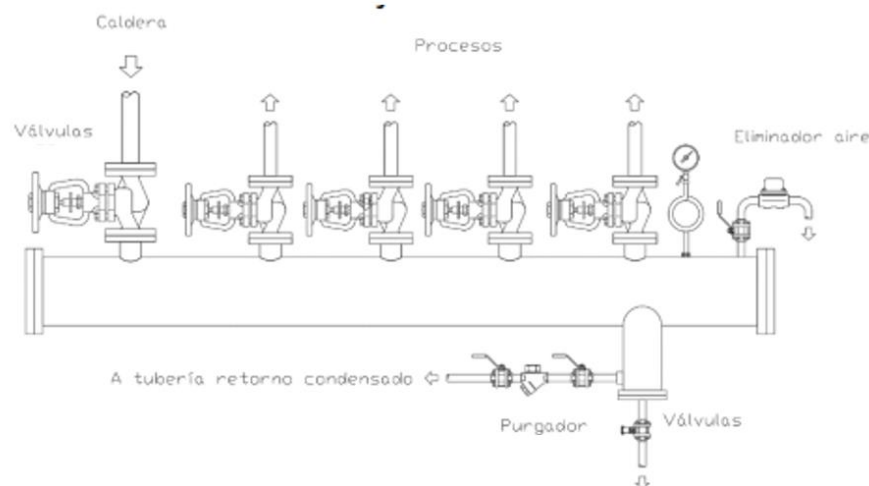


Figura 86. Propuesta modificación colector vapor

Como se hace mención en el apartado 5.5, el colector estaría subdimensionado si se tiene en cuenta las dos calderas en funcionamiento. En la actualidad, normalmente se trabaja con una caldera no se requiere el uso de las dos. Por tanto, por el momento no se propone la sustitución del colector por uno de un tamaño mayor, pero recalcar que si en el futuro el consumo aumenta se deberá contemplar la instalación de un nuevo colector de mayor diámetro.

6.6 Puesta en marcha de las calderas

Es recomendable para la puesta en marcha automática de las calderas la instalación de un eliminador de aire y un rompedor de vacío para cada caldera. Esto permitiría eliminar el aire que ha quedado en el interior durante la parada de la caldera y también permitiría evitar el vacío que se produce por el efecto de la condensación del vapor.

No obstante, es importante que la válvula del vapor de salida de cada caldera permanezca cerrada hasta que la caldera llegue a su presión de trabajo para evitar que el aire se envíe a los procesos productivos.

6.7 Líneas de distribución y procesos

Es necesario revisar la instalación de la red de distribución de vapor y procesos, teniendo en cuenta las siguientes modificaciones y aspectos:

- Ubicar los filtros situados en las líneas de vapor en la disposición correcta.
- Modificar el dilatador que se encuentra mal posicionado.
- Sustituir válvula reguladora de vapor de la línea de vapor de la neutralización clásica, lavado de

camiones y lavado de aceite.

- Modificar las derivaciones situadas en la zona inferior de las tuberías de vapor y realizar la conexión por la zona superior de la tubería.

Durante los meses de recogida de información, se realizó un ensayo en el que se observa que existía en algunas líneas, gases no condensables que perjudican la calidad del vapor. Analizando las líneas se han encontrado puntos en los cuales se propone instalar eliminadores de aire. En la Figura 87 se muestran algunos de los puntos más susceptibles para instalación de estos equipos.

En todos los colectores de vapor de los procesos de la Física 1, 2 y 3 se recomienda que juntamente con el manómetro se instale un eliminador de aire, para asegurar la eliminación de gases no condensables. En las siguientes imágenes adjuntas se muestran los puntos a los que se hace referencia.



Altillo fisica



Fisica 1



Fisica 2



Fisica 3



Termocompresores Física Planta superior

Figura 87. Propuestas instalación eliminadores de aire

6.8 Propuestas de mejora en procesos

6.8.1 Reactor de aceite y depósito agua (lavado previo a la decoloración 1)

Antes los inconvenientes comentados del sistema actual para el lavado de aceite en el proceso de lavado previo a la decoloración del aceite, se recomienda:

- Instalar un purgador en el tanque de aceite. De esta forma se podrá asegurar que el vapor se queda en el serpentín del tanque y se aprovecha la energía.
- Los condensados que drene el purgador instalado en el tanque de aceite, serán reconducidos a un depósito de acumulación de condensados que serán retornados al tanque de alimentación de agua a las calderas (véase P&ID de la propuesta de la nueva red de retorno de condensados en el Anexo II).
- Controlar la temperatura en el reactor de aceite, instalando un transmisor de temperatura. El calentamiento irá en función de las necesidades del tanque de aceite para que no se dé un exceso de energía como ocurre actualmente.
- El tanque de agua será alimentado con agua descalcificada a temperatura ambiente. Este agua llegará al set point de temperatura mediante un lazo de vapor de regulación automática. Este lazo, por lo tanto, deberá ir controlado por un transmisor de temperatura que deberá montarse en el depósito.
- Se instalará, también, un purgador a la salida del depósito de acumulación de agua. Los condensados generados serán reconducidos al mismo depósito de acumulación de condensados para ser retornados a las calderas.
- Instalar transmisores de nivel tanto al reactor como al depósito de agua que alimenta a este último. La alimentación de fluidos a ambos depósitos irá regulada según su nivel.

6.8.2 Neutralización- Calderas

Se recomienda un control automático de la temperatura en las calderas. Para ello, sería necesario instalar controladores de temperatura y válvulas de control automáticas.

El controlador controlará la temperatura del tanque y dará orden a la válvula de control abrir o cerrar según el valor de consigna. También se puede introducir una alarma que cierre otra válvula para mayor seguridad del sistema.

6.8.3 Tanques de ácidos grasos

Se propone calentar los ácidos grasos contenidos en los tanques con vapor y no con condensados. La temperatura que se necesita en estos depósitos es de unos 70°C, además no requiere un agua de alta pureza puesto que ni siquiera está en contacto con el contenido. Por lo tanto, actualmente, se está perdiendo parte del contenido energético de los condensados (90°C) y desaprovechando agua de pureza para un proceso que no lo requiere. Esto supone un gasto innecesario.

Para ello, deberá controlarse la temperatura en cada uno de los depósitos e incluir válvulas automáticas de regulación de vapor en la entrada de cada uno de ellos.

El vapor no irá de un serpentín a otro, sino que se instalarán tres purgadores, uno a cada salida de cada depósito. La temperatura en ambos debe ser la misma y si pasa de un depósito a otro, al último cuando llegará el vapor ya con condensados la transferencia de calor sería menor. Además, solo se podría controlar la temperatura en el tanque que tuviera la alimentación de vapor, lo cual no tiene sentido.

Los condensados irán dirigidos a un punto de recogida para retornarlos a las calderas donde sí se requiere altas temperaturas y agua de alta pureza.

6.8.4 Depósito de agua para lavado de camiones

Este depósito, como se comenta en apartados anteriores, se alimenta de condensados de purgas de otros procesos y de condensados de la línea de vapor que va desde el colector de fábrica hasta el proceso de neutralización. Se propone deshabilitar la alimentación con condensados y mantener el depósito con agua descalcificada generada en Migasa. Con agua descalcificada la calidad es suficiente y no se necesita llegar a las temperaturas tan altas a las que actualmente se está llegando por los condensados.

El depósito cuenta con una inyección de vapor directa, pero es manual. Se propone controlar la temperatura y establecer un lazo de alimentación de vapor automático para mantener la temperatura en unos 70°C.

6.8.5 Depósitos agua de lavado “neutralización continua” y “neutralización clásica”

La neutralización clásica es el proceso, explicado en apartados anteriores, en el cual se prepara el aceite. La diferencia entre neutralización continua y clásica es el tipo de aceite que se trate. Según sea, pasará por un procedimiento u otro.

Para el depósito de agua de lavado de aceites de oliva (neutralización continua) se recomienda lo siguiente:

- Deshabilitar la alimentación con condensados generados en las líneas de distribución de vapor de la planta.
- Alimentar el depósito con agua descalcificada.
- Automatizar la alimentación de agua, instalando una válvula automática on/off controlada por el controlador de nivel del depósito.

Por otro lado, para el tanque de agua de lavado de aceites de semilla (neutralización clásica) conviene tener en cuenta las siguientes modificaciones:

- Instalar un controlador de temperatura en el depósito.
- Fabricación y montaje de tuberías para alimentación de vapor al depósito (serpentín interior).
- Montar purgador en la salida del depósito y redirigir los condensados drenados a un depósito de recogida de condensados para retorno a las calderas.
- Montaje de controlador de nivel en el depósito y válvula automática para alimentación de agua descalcificada al depósito controlada por el set point establecido.

6.9 Retorno de condensados

Se propone recircular todos los condensados de buena calidad procedente de la red de distribución de vapor y

procesos al tanque de alimentación de agua a las calderas con el fin de aprovechar la calidad y contenido energético del agua.

Además, se sustituyen purgadores que se encuentran en mal estado actualmente y pierden vapor.

Se proponen tres puntos diferentes de recogida de condensados. Todos estos condensados irán a parar a un tanque de recogida de condensados que según la calidad del condensado que tiene impulsará estos a al tanque de alimentación de aguas para las calderas o, si la calidad no es la adecuada, a otros procesos o a desagüe.

6.9.1 Condensados zona química- calderas.

Los condensados de las calderas irán a parar a un colector común (ya existente), pero en lugar de ser recirculados para uso en otros procesos, irán a un depósito de acumulación de condensados, tal y como el que se muestra en la siguiente figura adjunta.

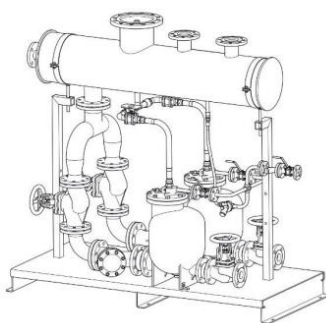


Figura 88. Propuesta depósito acumulación de condensados [34]

Se recomienda instalar un depósito o “monobloque” con bombas de accionamiento mecánico impulsadas por aire o vapor, que conducirán los condensados al destino deseado. Los condensados generados en esta zona no cuentan con una presión suficiente como para retornar directamente al depósito pulmón de condensados, por lo que se necesitará la ayuda de bomba/s.

El funcionamiento de la bomba mecánica de condensados, accionada por vapor/aire, es por gravedad. Desde un depósito receptor, el condensado entra en la bomba elevando la posición de un flotador, que al llegar a la parte alta actúa un mecanismo, permitiendo la apertura de una válvula de entrada de vapor/aire y cerrando una válvula de escape. La presión del vapor empuja el condensado hacia el retorno y el flotador baja hasta un punto en donde el mecanismo actúa cerrando el vapor y abriendo el escape. El condensado vuelve a llenar y el ciclo se repite.

Estos condensados no irán directamente a las calderas, sino que serán enviados al nuevo depósito pulmón establecido para la recogida de todos los condensados de planta, evitando así, enviar condensados que no cumplan con los requisitos de calidad para uso en las calderas. Se controlará la pureza a la salida del pulmón de condensados donde se instalará un controlador de calidad. No obstante, en el depósito de acumulación de condensados del proceso de neutralización, lavado de aceite y lavado de camiones, se instalará un toma de muestras para que, en el caso que se detecte una posible contaminación, sea más sencillo identificar de que parte del proceso proceden estos condensados. Esto se hará tomando las muestras de los tres puntos de recogida de condensado de los diferentes procesos y analizándolas en el laboratorio.

La sectorización de estos condensados según el proceso al que pertenecen facilita la identificación del problema y ayudará a resolverlo en menor tiempo.

6.9.2 Condensados del proceso de decoloración y filtrado del aceite

Estos condensados, que antes se reaprovechaban en otros procesos, serán reconducidos a un nuevo colector y serán reconducidos directamente al tanque pulmón de recogida de condensados puesto que cuentan con la presión suficiente como para llegar sin necesidad de ayuda de ningún equipo adicional.

En el colector se instalará, también, una toma de muestra para control de calidad de los condensados generados

en esta zona.

6.9.3 Condensados proceso desodorización (física) del aceite

Se propone la sustitución de la caja de recogida actual de condensados procedentes del proceso de desodorización (o física) del aceite por un “monobloque” de recogida de condensados, como el mostrado en la Figura 88. La caja actual, no está calorifugada, está picada y pierde prácticamente todo el condensado, no se encuentra en buen estado ni está en una buena ubicación en la fábrica.

Por lo tanto, se recomienda instalar un colector de recogida de los condensados de los procesos de la física y almacenarlos en el monobloque, desde el cual y mediante la acción de bomba/s serán enviados al pulmón de recogida de condensados.

A la salida del monobloque instalado, se instalará una toma de muestra para control de la calidad.

6.9.4 Detección de condensado contaminado

Como se ha mencionado en los apartados anteriores, se recomienda instalar un sistema de detección de condensado contaminado que indicará los cambios en la conductividad producidos por la presencia de contaminantes.

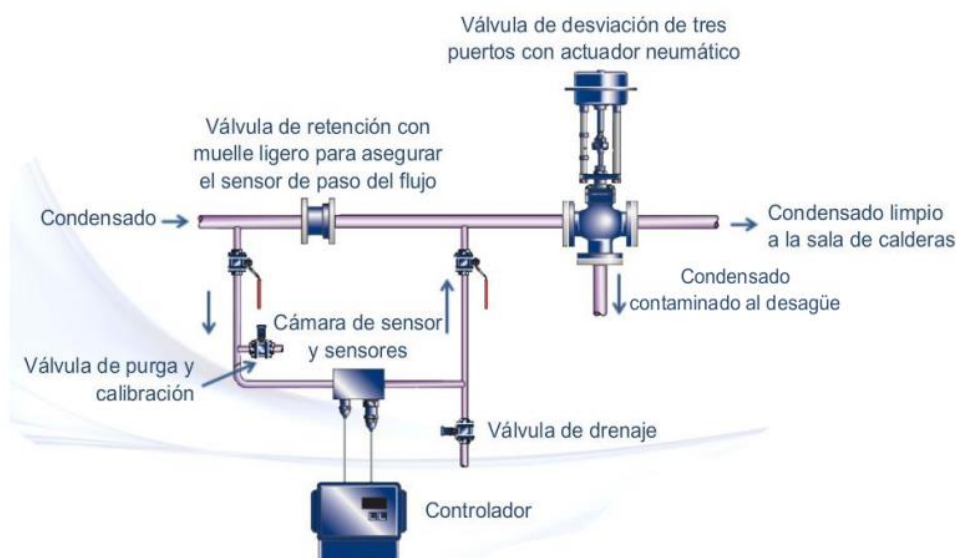


Figura 89. Sistema de detección de condensado contaminado [34]

Si se permite el retorno a la caldera de agua con impurezas, estos contaminantes pueden producir espumas, incrustaciones, corrosión u otros problemas, dependiendo de su composición química.

El sistema comprende una cámara sensora con sensor de conductividad y sensor de temperatura montado en bypass en la línea de retorno de condensados. Los sensores se conectan a un controlador que constantemente controla y visualiza el nivel de conductividad (Figura 89).

Si el nivel de conductividad se eleva por encima del punto preseleccionado, la línea de retorno de condensado es cerrada y una válvula de descarga en la línea principal es abierta, permitiendo al condensado fluir al desagüe. Cuando la conductividad cae, la válvula de descarga es cerrada y el condensado puede retornar al sistema de caldera, de esta forma se minimizan las pérdidas de calor y agua y se evita la posibilidad de contaminación del agua de alimentación.

Se pueden conseguir importantes beneficios al instalar un sistema de control de calidad:

- Ahorro de agua
- Ahorro de calor residual en el condensado
- Ahorro en costosos productos químicos de tratamiento de agua

- Evita daños a la caldera y contaminación del producto
- Compensación de temperatura condensada para mayor precisión
- Puerto de comunicaciones de infrarojos interno
- Enclavamiento de alarma

6.9.5 Purgadores

Se recomienda la sustitución de los 8 purgadores que pierden vapor, así como el purgador que presenta ciclo rápido de funcionamiento ¹².

Se debe revisar los purgadores de vapor que presenten anegado de condensado. Para ello, se recomienda seguir el siguiente proceso:

- Asegurarse que la línea está en servicio y no hay ninguna válvula cerrada tanto en el retorno de condensados como en el suministro de vapor.
- Comprobar las partes internas del purgador y limpiar el filtro (ya sea incorporado o externo).
- Si realizado el punto anterior no se ha solucionado el problema, cambiar el purgador por otro nuevo.

Es conveniente realizar buen control de mantenimiento de los purgadores, limpiar las partes internas del purgador, verificar válvulas, filtros y tubería y comprobar el funcionamiento.

Es conviene realizar una correcta instalación de los drenajes y purgas. Para ello, se propone las siguientes consideraciones a tener en cuenta (véase P&ID Anexo II):

- Montaje de válvulas de aislamiento en los purgadores tanto en la entrada como en la salida para facilitar el mantenimiento y reparación en caso necesario.
- Montaje de válvulas de retención a la salida de condensado de los purgadores de boya. No será necesaria para los purgadores termodinámicos.
- Montaje de pozos de goteos en las líneas de distribución de vapor.

¹² En el Anexo IV se muestra el listado de purgadores a sustituir, reparar o revisar identificados en la fábrica

7 BALANCE ENERGÉTICO Y ECONÓMICO

En este capítulo se plantea el balance económico y de amortización de las mejoras planteadas. Para ello, será necesario especificar los cálculos de algunas variables que se detallarán, a continuación.

La energía teórica requerida para producir vapor en las calderas se calcula atendiendo a la Ecuación

$$F_t = m_v \cdot (h_v - h_l) \quad (4)$$

donde:

- $F_{PCI,t}$ es la energía teórica requerida que se requiere aportar a la caldera (kJ/kg·h)
- m_v es el caudal de vapor producido (kg/h)
- h_v es la entalpía del vapor saturado (kJ/kg)
- h_l es la entalpía del agua de alimentación (kJ/kg)

La energía real que será necesaria se calculará teniendo en cuenta el rendimiento de las calderas.

$$\eta = \frac{F_{PCI,t}}{b \cdot PCI} \quad (5)$$

donde:

- η es el rendimiento de la caldera de vapor
- b es el caudal másico del combustible (Ud. de combustible/h)
- PCI es el poder calorífico inferior del combustible (kJ/Ud. de combustible)

$$F_r = \frac{m_v \cdot (h_v - h_l)}{\eta} \quad (6)$$

donde:

- F_r es la energía real requerida para producir vapor (kJ/kg·h)

Según lo expuesto anteriormente, el coste del vapor se puede calcular con la siguiente ecuación:

$$C_V = F_r \cdot C_C \cdot 100 + PQ + C_A + C_E + OM \quad (7)$$

donde:

- C_V es el coste del vapor (€/kg vapor)
- C_C es el precio del combustible (€/kg combustible)
- PQ es el coste de consumo de productos químicos (€/kg vapor)
- C_A es el coste del consumo de agua (€/kg vapor)
- C_E es el coste de consumo de energía eléctrica (€/kg vapor)
- OM es el coste de operación y mantenimiento (€/kg vapor)

No se disponen de los datos del coste asociado al consumo de agua, de energía eléctrica y de mantenimiento sectorizado en la generación de vapor, es decir, de estos datos se tiene información de los consumos totales. Por lo tanto, se puede estimar el coste del vapor teniendo en cuenta únicamente los costos asociados al precio del combustible (en este caso, gas natural):

$$C_V \approx F_r \cdot C_C \quad (8)$$

Para obtener las emisiones de CO₂ generadas para la producción de vapor, se parte del factor de emisión del gas natural.

$$E_{CO_2} = f_{CO_2} \cdot F_r \cdot 0,278^{13} \quad (9)$$

donde:

E_{CO_2} son las emisiones de CO₂ generadas para la producción de vapor (kg CO₂/kg vapor)

f_{CO_2} es el factor de emisión del gas natural (g CO₂/kWh)

Partiendo del dato de la producción anual de vapor en las calderas (dato facilitado por Migasa) se puede calcular la emisión anual de CO₂ en la generación de vapor.

7.1 Tratamiento del agua

Teniendo en cuenta la medida propuesta de aumento de temperatura del agua de alimentación para las calderas, se puede calcular el ahorro en producto químico reductor de O₂.

$$\text{Reductor } O_2 = x \cdot O_{2,\text{disuelto agua}} \cdot t \quad (10)$$

donde:

- Reductor O₂ es el producto usado para la eliminación de oxígeno del agua de alimentación a las calderas (g/año)
- x establece los gramos de producto reductor de oxígeno necesarios en función de la cantidad de oxígeno disuelta en el agua (g producto reductor/ kg O₂ disuelto)
- $O_{2,\text{disuelto agua}}$ es el caudal de O₂ disuelto en el agua de alimentación (kg)
- t es el tiempo de servicio (h/año)

Para elevar la temperatura de los 80°C actuales del tanque de alimentación a los 90°C propuestas esto supondrá un incremento de energía que se puede cuantificar aplicando la ecuación 11.

$$q = m_{\text{agua}} \cdot C_{p,\text{agua}} \cdot (T_f - T_i) \quad (11)$$

donde:

q es la energía a aportar (kJ/h)

m_{agua} el caudal másico del agua de aportación a calderas (kg/h)

C_p es poder calorífico del agua. Se toma un valor constante de 4,186 kJ/kg·°C

T_f es la temperatura propuesta para el agua de alimentación (90°C)

T_i es la temperatura actual del agua de aportación (80°C)

7.2 Purgas de caldera

Se calcula el caudal de purga total de cada una de las calderas, mediante la siguiente ecuación:

¹³ Se usa el factor de conversión 0,278 para pasar de kJ a kWh y de kg a toneladas

$$Q_{purga,T} = \frac{\sigma_{Aa} \cdot \dot{m}_v}{\sigma_{AC} - \sigma_{Aa}} \quad (12)$$

donde:

- $Q_{purga,T}$ es el caudal de purga total (kg/h)
- σ_{Aa} es la conductividad eléctrica del agua de alimentación ($\mu\text{S/cm}$)
- \dot{m}_v es la producción de vapor media anual (kg/h)
- σ_{AC} es la conductividad eléctrica del agua de caldera ($\mu\text{S/cm}$)

7.2.1 Purga de fondos

A continuación, se determina la forma de calcular el caudal total de purga por hora, teniendo en cuenta el caudal de purga por segundo (dato aportado por Migasa).

$$\text{Ciclo total purgas}(s) = \text{Duración purga}(s) + \text{Ciclo de paros purgas}(s) \quad (13)$$

Teniendo en cuenta el ciclo total de duración, se puede calcular los ciclos de purgas por hora:

$$\text{Ciclos de purga por hora} \left(\frac{\text{ciclos}}{h} \right) = \frac{1}{\text{ciclo total duración}(h)} \quad (14)$$

En cada caldera hay dos válvulas para la purga de fondos. Sabiendo esto, se puede obtener el caudal total de purga por hora.

$$Q_{purga\ fondos} \left(\frac{kg}{h} \right) = \frac{Q_{purga,T} \left(\frac{kg}{s} \right)}{\text{Ciclos de purga por hora}} \quad (15)$$

7.2.2 Purga de sales

Conocido ya el caudal total de purgas de la caldera y el caudal total de purga de fondos, se puede obtener el caudal de purga de sales de cada una de las calderas.

$$Q_{purga\ sales} = Q_{purga,T} - Q_{purga\ fondos} \quad (16)$$

7.2.3 Ahorro energético con ajuste caudal de purgas

Tomando como referencia la diferencia entre el caudal actual de purga total en cada caldera y el caudal propuesto de purga según los ajustes de la conductividad, se puede calcular el ahorro energético que implica a partir de la siguiente expresión:

$$A_{e,i} = \frac{(h_c - h_l) \cdot Q_{purga,actual,i}}{\eta} - \frac{(h_c - h_l) \cdot Q_{purga,mejorado,i}}{\eta} \quad (17)$$

donde:

$i = [1,2]$. La caldera nº1 es la caldera Umisa y la caldera Sogecal es la nº2.

$A_{e,i}$ es el ahorro de energía con el nuevo caudal de purga (kJ/h)

h_c es la entalpía de caldera (kJ/kg)

h_l es la entalpía de agua de alimentación a 80°C (kJ/kg)

$Q_{purga,actual,i}$ es el caudal de purga total de la caldera i (kg/h)

$Q_{purga,mejorado,i}$ es el caudal de purga total de la caldera I tras la mejora de la conductividad del agua (kg/h)

η es el rendimiento de caldera

El ahorro energético total se calcula sumando el de ambas calderas con los ajustes del caudal en cada una de ellas.

$$A_{e,T} = \sum A_{e,i} \quad (18)$$

donde:

$A_{e,T}$ es el ahorro total obtenido por el ajuste de caudales en ambas calderas (kJ/h)

Calculado el ahorro energético se puede obtener el ahorro económico que implicaría anualmente.

$$A_{eco} = A_{e,T} \cdot C_c \cdot t \quad (19)$$

donde:

A_{eco} es el ahorro económico (€/año)¹⁴

7.2.4 Ahorro económico por recuperación del calor de purgas

Como se ha mencionado en apartados anteriores, actualmente no se recupera nada del calor generado por las purgas. Siguiendo la propuesta de mejora planteada que se basa en añadir un intercambiador de calor, un tanque de revaporizados y algunos accesorios, se puede estimar la inversión y la amortización de la misma teniendo en cuenta los ahorros que implicarían estas modificaciones.

$$V_{rec,i} = x_{revap} \cdot Q_{purga,mejorado,i} \quad (20)$$

donde:

$V_{rec,i}$ es el caudal de vapor recuperado de la purga (kg/h)

x_{revap} es el porcentaje de revaporizado en la purga (según tablas de porcentaje de vapor recuperado de acuerdo a la presión de trabajo [34]).

El caudal total de vapor recuperado será la suma de estos caudales de vapor en cada de las calderas.

$$V_{rec,T} = \sum V_{rec,i} \quad (21)$$

donde:

$V_{rec,T}$ es el caudal de revaporizado recuperados de ambas calderas (kg/h)

El caudal de vapor recuperado de las purgas de las calderas se puede traducir en términos económicos según la siguiente ecuación:

$$A_{rev,i} = V_{rec,T} \cdot t \cdot C_v \quad (22)$$

¹⁴ Factor de conversión para pasar de kJ a kWh es 0,0002778

donde:

$A_{rev,i}$ es el ahorro económico debido a la recuperación del revaporizado de las purgas de la caldera i (€/año)

El ahorro total asociado a la recuperación del revaporizado de las purgas de ambas calderas se calcularía con la siguiente expresión:

$$A_{rev,T} = \sum A_{eco,i} \quad (23)$$

donde:

$A_{rev,T}$ es el ahorro económico total debido a la recuperación del revaporizado ambas calderas (€/año)

También, se puede ahorrar energía instalando un intercambiador de calor tal y como se ha propuesto en el plan de mejoras.

$$q_{AR} = (Q_{purga,mejorado,T} - V_{rec,T}) \cdot (h_C - h_a) \cdot t \quad (24)$$

donde:

q_{AR} es el calor del agua de purga (kJ/año)

Con la recuperación de este calor se puede valorar el ahorro energético que implica y, por lo tanto, también, el ahorro económico asociado.

$$A_q = \frac{q_{AR}}{\eta} \cdot 0,000278 \quad (25)$$

donde:

A_q es el ahorro energético asociado al aprovechamiento de la energía del agua de las purgas (kWh/año)

$$A_{RC} = A_q \cdot C_C \quad (26)$$

donde:

A_{RC} es el ahorro económico resultante del aprovechamiento del calor del agua de purgas de ambas calderas (€/año)

7.3 Red de distribución de vapor y retorno de condensados

Como se hace mención en apartados anteriores, la mayoría de los condensados no son recirculados a las calderas, sino que se reaprovechan en otros procesos o directamente, van a desagüe. Considerando una recuperación de condensados del 70%, se puede calcular al ahorro de energía y la repercusión económica de este ahorro.

$$A_{energía\ cond} = m_{COND} \cdot C_{p,agua} \cdot (T_{COND} - T_{Aa}) \quad (27)$$

donde:

$A_{energía\ cond}$ es el ahorro de energía derivado del uso de los condensados en lugar de agua de aportación (kJ/h)

m_{COND} es el caudal de recuperación de condensados (kg/h)¹⁵

¹⁵ El caudal de condensados se estima en un 70% del caudal total generado

T_{COND} es la temperatura de los condensados ($^{\circ}C$)

T_{Aa} es la temperatura de agua tratada de aportación ($^{\circ}C$)

Pasando los kJ/h de ahorro energético a kW, es decir, dividiendo entre 3600 segundos, y multiplicando por el tiempo de servicio (8.400 h/año), se obtendrá el ahorro anual.

A partir de este dato, se puede calcular el ahorro en combustible mediante la siguiente ecuación:

$$A_{COMB} = \frac{A_{energía\ cond}}{\eta} \cdot C_C \quad (28)$$

donde:

A_{COMB} es el ahorro en combustible (€/año)

Mediante la estimación de los costos asociados al agua de aportación a caldera y los asociados al tratamiento químico necesario, se puede determinar una aproximación del ahorro en aportación de agua y tratamiento.

$$A_{PQ+Aa} = M_{COND} \cdot \frac{1}{\rho_{COND}} \cdot t \cdot (C_{PQ} + C_{Aa}) \quad (29)$$

donde:

A_{PQ+Aa} es el ahorro en aportación de agua y tratamiento (€/año)

ρ_{COND} es la densidad del condensado (kg/m^3)¹⁶

C_{PQ} es una estimación del coste del tratamiento químico necesario al agua de aportación a caldera (€/m³)

C_{Aa} es una estimación del coste de agua de aportación a caldera (€/m³)

7.3.1 Purgadores

Para estimar las pérdidas generadas por los purgadores identificados en mal estado, se debe conocer la pérdida de vapor por cada uno de estos. Hay muchos factores que afectan a la magnitud de la fuga de vapor, entre los que se incluyen la geometría del purgador, la suciedad, la erosión y los elementos internos que puedan obstruir parcialmente la el orificio.

El caudal a través de un orificio depende de la geometría del orificio, de las presiones aguas arriba y abajo y de las propiedades del fluido. Los cálculos se realizan aplicando las normativas vigentes ISO 5167, BS1042 y ASME MFC-3M de la siguiente forma:

$$W = 0,00751 \cdot E \cdot d^2 \cdot \sqrt{DP/vg} \quad (30)$$

donde:

W es la pérdida de vapor (kg/h)

¹⁶ Se estima una densidad en torno a 1.000 kg/m³

$$E = \frac{1}{\sqrt{1 - \beta^4}} \quad (31)$$

$$\beta^{17} = d/D \quad (32)$$

donde:

d es el diámetro del orificio (mm)

D es el diámetro de tubería (mm)

vg es el volumen específico del vapor a la presión de línea (m³/kg)

DP es la presión diferencial a través del orificio en mm de agua

$$DP = P1 - P2 \approx P1 - (0,58 \cdot P1) \quad (33)$$

donde:

P1 es la presión de línea de vapor (bar r)

P2 es la presión de línea de condensado (bar r)

Por otro lado, los efectos de suciedad, obstrucción parcial y geometría provocan que el purgador no fugue al máximo o bien que descargue condensado además de vapor. Para considerar estos fenómenos la pérdida potencial de vapor calculada con la fórmula (30) es reducida por un factor de 3.

A partir del caudal de pérdidas y de las horas de funcionamiento anuales de cada purgador, se realiza las estimaciones económicas de las pérdidas de vapor utilizando el precio de generación del vapor en la instalación.

Finalmente, cabe añadir que en este estudio no se considera la incidencia económica sobre la producción de los purgadores que retienen condensados debido a un mal funcionamiento, siendo esta incidencia evidente al no producirse el intercambio de calor de forma adecuada.

$$C_{FP} = W \cdot t \cdot C_V \quad (34)$$

donde:

C_{FP} es el coste asociado a las pérdidas por fugas de vapor en los purgadores (€/año)

8 RESULTADOS

En la Tabla 11 se muestran los costes actuales asociados a la producción de vapor, según los precios actuales del mercado de combustible (en este caso, gas natural) y la energía necesaria para producir vapor, calculada según los parámetros de diseño de las calderas y las condiciones de temperatura de entrada del agua de aportación. Además, se determina la emisión anual de CO₂, consecuencia de esta producción de vapor.

Además, se especifica los de consumo de combustible anual y la media de la producción anual de vapor, datos aportados por Migasa.

Los costes asociados a la generación de energía cada vez son mayores y el consumo de vapor es elevado, así como el de combustible. Esto justifica aún más la necesidad de buscar la eficiencia y mejora de procesos.

CALDERAS DE VAPOR			
Referencia Caldera ¹⁸			
Marca	Umisa	Sogecal	
Tipo	Pirotubular	Pirotubular	
Presión vapor	11	11	bar
Temperatura vapor	188,045	188	°C
Producción máxima	14.000	12.500	kg/h
Combustible	Gas natural		
Temperatura agua alimentación	80		°C
Entalpía vapor saturado (h_v)	2.784		kJ/kg
Entalpía agua alimentación (h_l)	335		kJ/kg
Energía requerida para producir vapor ($F_{PCL, t}$)	2.450		kJ/kg
Rendimiento de caldera (η)	82		%
Energía real requerida para producir vapor (F_r)	2.987		kJ/kg
Cálculo energía producción vapor			
Factor conversión (kJ a kWh)	3.600		kJ/kWh
Energía requerida por tonelada vapor producido	829,79		kWh/t
Coste combustible [40] (C_C)	0,05		€/kWh
Coste vapor ¹⁹ (C_V)	41,5		€/tn

¹⁸ Muchos de los datos reflejados en la table son aportados por Migasa

¹⁹ El coste del vapor se ha calculado atendiendo a la Ecuación 8

Cálculo producción vapor		
Consumo anual de combustible	47.263,9	kWh/año
Coste total combustible	2.363,2	€/año
Producción anual de vapor	56.959,0	t/año
	8	
Tiempo de funcionamiento	8.400	h/año
Producción media de vapor	6.781	kg/h
Cálculo emisiones		
Emisión de CO ₂ [41]	201,9 ²⁰	g CO ₂ /kWh
Emisión de CO ₂ por tonelada de vapor	0,1675	t CO ₂ / t vap
Emisión anual de CO ₂	9.541,5	t CO ₂ /año

Tabla 11. Coste producción del vapor y emisiones derivadas

Como se menciona en apartados anteriores, una de las propuestas de mejora del sistema de vapor es aumentar a 90°C la temperatura del agua de aportación a calderas. Con ello, se consigue un ahorro de gasto en el consumo del producto reductor de O₂ (Tabla 12).

AHORRO TRATAMIENTO AGUA CON AUMENTO DE TEMPERATURA A 90°C		
Agua alimentación caldera	6.858	kg/h
Tiempo de servicio	8.400	h/año
Temperatura actual agua alimentación	80	°C
Contenido de oxígeno con temperatura actual ²¹	2,9	ppm
Temperatura aumentada agua alimentación	90	°C
Contenido oxígeno con nueva temperatura ²²	1,6	ppm
Dosificación producto reductor de O ₂ (aproximado) ²³	7,88	g/g O ₂
Estimación coste producto reductor de O ₂	2,54	€/kg
Reducción consumo producto reductor de O ₂	661.920	g/año
Ahorro económico por menor consumo producto reductor O ₂	1.681,28	€/año

Tabla 12. Ahorro tratamiento del agua por aumento de temperatura

No se calcula el coste del vapor adicional que habría que adicionar para aumentar la temperatura, aunque se

²⁰ Factor de emisión del gas natural expresado en g CO₂/kWh_{PCI} (Poder Calorífico Inferior)

²¹ Dato obtenido de tabla adjunta en la Figura 24

²² Dato obtenido de tabla adjunta en la Figura 24

²³ Dato aportado por la empresa de mantenimiento de calderas de Migasa

podría hacer aplicando la Ecuación 11. No se incluye ya que se considera parte del proceso de producción y, realmente, contribuye a un ahorro de energía en consumo de la caldera ya que se aporta el agua a una mayor temperatura. Además, no se conoce el dato del agua de nueva aportación al depósito de agua de alimentación, ya que esto depende del consumo de vapor y, como se ha mencionado anteriormente, este caudal es muy variable.

En la gráfica de la Figura 90, se estiman costes nulos por las razones dadas previamente y los ahorros posibles anuales.

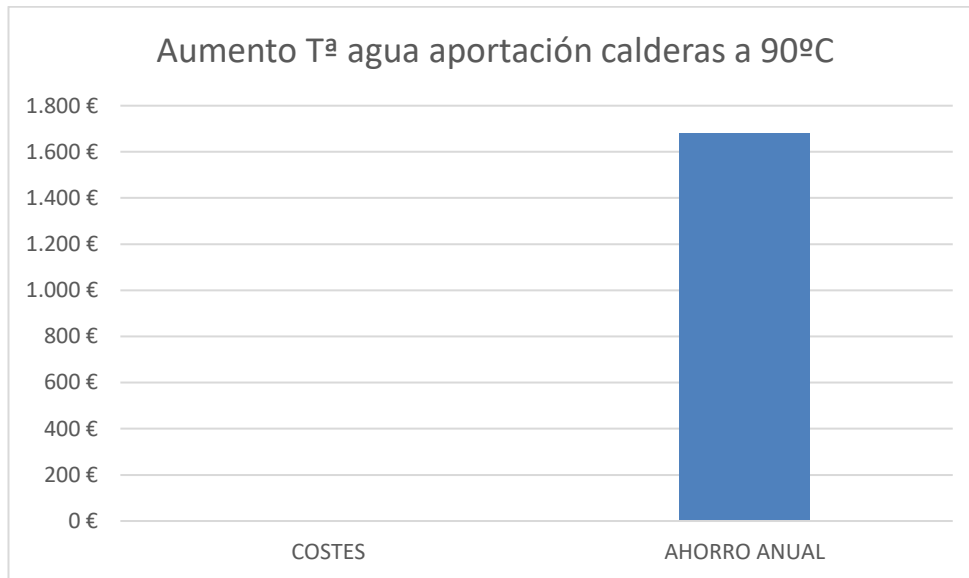


Figura 90. Ahorros costes asociados al aumento temperatura del agua de aportación a calderas

Otra de las propuestas es ajustar la frecuencia de purgas de fondos. En la Tabla 13, se calcula el caudal total de purga de fondos y sales actualmente, y el caudal para los nuevos tiempos propuestos y la conductividad ajustada a los valores recomendados. También, se realiza un comparativo de ambas situaciones en aspectos energéticos y económicos.

Como se observa, aumentar el tiempo de paro de purga de fondos en las calderas y ajustar los valores de la conductividad disminuye el caudal de purga de fondos en ambas calderas. Con la nueva situación, la purga de sales de la caldera Umisa aumenta ya que la conductividad ya se encuentra próxima a la recomendada y se ha disminuido las purgas de fondos. Sin embargo, en la caldera Sogecal la purga de sales disminuye debido al ajuste de la conductividad en esta caldera.

Transformando estos datos en aspectos económicos, llevar a cabo esta propuesta supone un ahorro energético y, por tanto, una disminución de costes asociados al consumo de combustible (Tabla 14).

SITUACIÓN ACTUAL			
	Caldera Umisa	Caldera Sogecal	
Presión de caldera	11	11	bar
Producción de vapor medio anual	6.780,842	6.780,843	kg/h
Conductividad agua caldera ²⁴	3.797	2.599	µS/cm
Conductividad agua alimentación ²⁵	57	57	µS/cm

²⁴ Conductividad media a partir de los valores medidos mostrados en la Figura 25

²⁵ Conductividad media a partir de los valores medidos mostrados en la Tabla 3

Caudal de purga total	104	153	kg/h
Purga de fondos			
Válvula purga	DN40	DN40	
Caudal de purga ²⁶	6,4	6,4	kg/s
Duración de purga	5	5	seg
Ciclos de paro entre purgas	180	180	min
Ciclos de paro entre purgas	10.800	10.800	seg
Ciclo total de duración	10.805	10.805	seg
Ciclos de purga por hora	0,3	0,3	ciclos/h
Números de válvulas	2	2	unidades
Cantidad total de purga	21	21	kg/h
Purga de sales			
Caudal purga de sales	83	132	kg/h
SITUACIÓN PROPUESTA			
	Caldera Umisa	Caldera Sogecal	
Presión de caldera	11	11	bar
Producción de vapor medio anual	6.780,842	6.780,843	kg/h
Conductividad caldera	3.500	3.500	μS/cm
Conductividad agua alimentación	57	57	μS/cm
Caudal de purga total	113	113	kg/h
Purga de fondos			
Válvula purga	DN40	DN40	
Caudal de purga	6,4	6,4	kg/s
Duración de purga	5	5	seg
Ciclos de paro entre purgas	360	360	min
Ciclos de paro entre purgas	21.600	21.600	seg
Ciclo total de duración	21.605	21.605	seg

²⁶ Dato aportado por la empresa de mantenimiento de calderas de Migasa

Ciclos de purga por hora	0,2	0,2	ciclos/h
Números de válvulas	2	2	unidades
Cantidad total de purga	11	11	kg/h
Purga de sales			
Caudal purga de sales ²⁷	102	102	kg/h

Tabla 13. Resultados de caudales de purga de fondos y sales de calderas ajustando valores de conductividad

AHORRO OPTIMIZANDO CAUDAL PURGAS CALDERAS		
Ahorro energético	4,637	kWh
Ahorro económico	1.937	€/año

Tabla 14. Ahorro económico y energética optimización de purgas

Las purgas de las calderas tienen un alto contenido energético debido a sus altas temperaturas. Por ello, se propone la instalación de un intercambiador que aproveche el calor de estas purgas para precalentar el agua de alimentación a las calderas, como se ha visto en apartados anteriores. Esta propuesta se cuantifica en la Tabla 15, en la cual se puede determina una estimación de coste de la inversión requerida, así como, el ahorro que implica este aprovechamiento del calor y del revaporizado de las purgas.

AHORRO RECUPERACIÓN CALOR PURGAS CALDERAS		
Caudal vapor total recuperado	36,16	kg/h
Ahorro económico recuperando el revaporizado	12.605,37	€/año
Calor agua residual de purgas	195.589	kWh/año
Ahorro energético aprovechamiento calor de las purgas ²⁸	238.523,17	kWh/año
Ahorro económico aprovechamiento calor de las purgas ²⁹	11.926,16	€/año
Ahorro total aprovechamiento calor y revaporizado purgas	24.531,53	€/año
Inversión requerida (Coste aproximado equipos y material)	20.125	€
Amortización inversión	10	meses

Tabla 15. Ahorro recuperación calor purgas calderas

Como se muestra en la Tabla 15, el plazo de amortización es de 10 meses. Por lo tanto, es una inversión rápidamente recuperable y que aportará un beneficio considerable a lo largos de los años.

Si se incluyen los ahorros asociados a la modificación de los tiempos de purga y ajuste de conductividad, la amortización es aún menor, de 9 meses (Figura 91)

²⁷ Dato aportado por la empresa de mantenimiento de calderas de Migasa

²⁸ Se considera las dos calderas en funcionamiento

²⁹ Se considera las dos calderas en funcionamiento

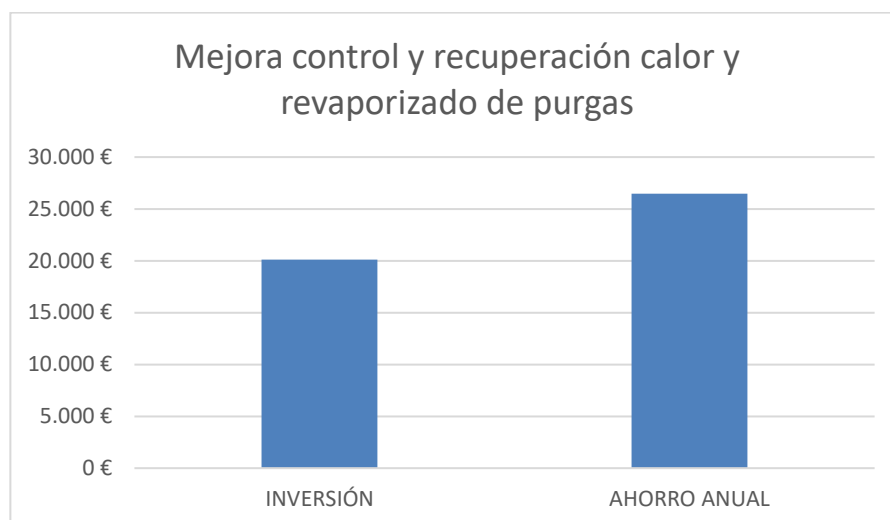


Figura 91. Inversión y ahorro modificación control purgas y recuperación de calor y revaporizado

En el plan de mejoras presentado, se propone una modificación de la red de condensados de fábrica que implica la recuperación máxima posible de condensados para retorno al depósito de alimentación de agua de las calderas. Para calcular las consecuencias económicas del nuevo planteamiento, se supone el retorno y recuperación de un 70% de los condensados generados en la fábrica.

Como se puede observar en la Tabla 16, el ahorro de energía asociado a estos cambios es muy elevado. Además, a esto se le sumaría el ahorro en suministro de agua a calderas y la reducción de los costes asociados a los tratamientos químicos para este agua (ya, no necesarios).

Para hacer una estimación más acertada del ahorro que implica esta actuación, se calculan los gastos anteriormente mencionados.

RECUPERACIÓN DE CONDENSADO DE LA PLANTA		
Presión del condensado	1	Bar
Temperatura del condensado	90	°C
Porcentaje de ahorro	70	%
Caudal condensado	4.747	kg/h
Tiempo de servicio	8.400	h/año
Caudal condensado anual	39.871	m ³ /año
Temperatura agua tratada de aportación	65	°C
Rendimiento caldera	82	%
Ahorro de energía	1.159.141,2	kWh/año
Coste combustible	0,05	€/ kWh
Coste agua de aportación caldera	0,5	€/ m ³
Coste tratamiento químico agua aportación caldera	1	€/ m ³
Ahorro en combustible	70.679,34	€/ año

Ahorro en aportación de agua y tratamiento	59.812,2	€/ año
Total ahorro	130.491,54	€/ año

Tabla 16. Balance energético y económico recirculación condensados a calderas

Muchos de estos condensados eran desechados al desagüe con lo cual no implica ningún coste más que el de desviar los condensados a los nuevos depósitos de almacenamiento de purgas. Sin embargo, algunos condensados eran reutilizados en otros procesos, como se ha detallado anteriormente: depósito de agua para lavado posterior al proceso de neutralización, depósito de agua para lavado previo a proceso de decoloración y depósito de agua para lavado de camiones.

Los costes energéticos que suponen no recircular los condensados son prácticamente imposible de estimar ni calcular. Esto se debe a los siguientes motivos: no se conoce caudal de alimentación de agua a cada uno y no cuentan con niveles controlados automáticamente. Esto provoca que les rebose con frecuencia, tirando, por lo tanto, el agua sobrante en las arquetas. Además, al llegar el condensado parte de este revaporiza y se pierde, o bien, genera una sobrepresión a los depósitos que no daña los equipos que, finalmente, acaban picándose y fugando este vapor.

Lo que sí, se puede estimar es el coste asociado a la redistribución de la red de condensados, los nuevos depósitos de almacenamiento de agua de condensados y los accesorios, instrumentos y válvulas necesarias para ello. También, se incluye en la inversión los costes asociados al sistema de control de contaminación de los condensados.

AMORTIZACIÓN REDISTRIBUCIÓN RED DE CONDENSADOS Y DEPÓSITOS PULMÓN		
Ahorro recuperación 70% condensados	130.491,54	€/año
Inversión nueva distribución red y depósitos de acumulación condensados	81.250,50	€
Amortización	7,5	meses

Tabla 17. Amortización modificación red y recogida de condensados

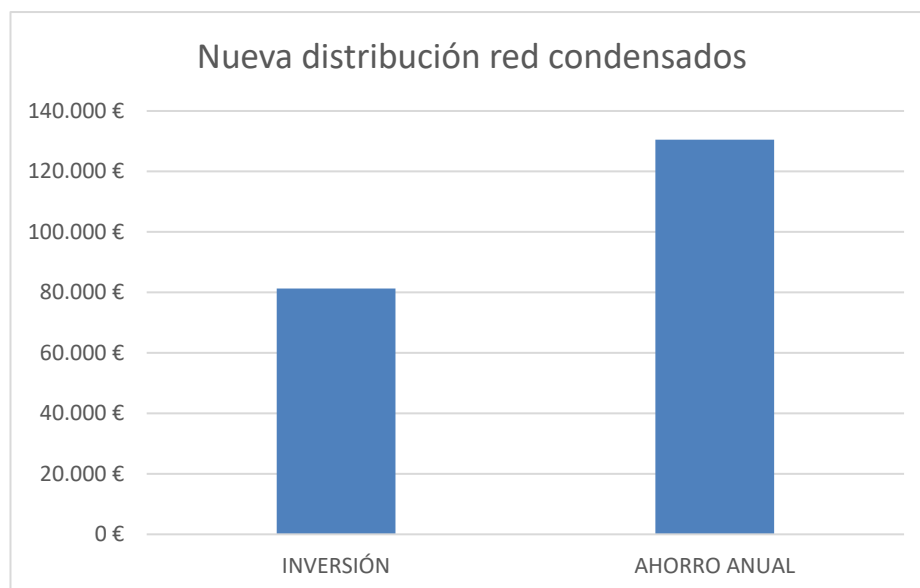


Figura 92. Inversión- Ahorro nueva distribución red de condensados y depósitos almacenamiento

Algunos de los purgadores cuyos drenajes serán modificados para ser retornados a las calderas, se encuentran

en mal estado. En la Tabla 18, se especifican los purgadores que pierden vapor y se cuantifica de cuánto son estas pérdidas y los costes que implican.

PÉRDIDAS PURGADORES EN MAL ESTADO					
NºTAG	Fabricante - Modelo	Tamaño de conexión	Pérdidas de vapor (kg/h) ³⁰	Pérdidas anuales (t/año)	Coste pérdida vapor (€/año)
1	Spirax-UTD30L		2,74	23,02	954,91
4	Armstrong- 811	20mm (3/4")	6,24	52,42	2.175,43
11	Armstrong- 811	15mm (1/2")	4,78	40,15	1.666,2
19	Armstrong- 810	25mm (1")	34,42	289,13	11.998,9
21	Armstrong- 811	20mm (3/4")	15,27	128,27	5.323,2
53	Armstrong- 811	20mm (3/4")	1,22	10,25	425,37
54	Armstrong- 2011	20mm (3/4")	4,54	38,14	1.582,81
55	Armstrong- 811	20mm (3/4")	1,22	10,25	425,37
61	Armstrong- 811	15mm (1/2")	2,54	21,33	885,2

Tabla 18. Pérdidas de vapor y coste asociado por purgadores en mal estado

INVERSIÓN-AMORTIZACIÓN DE SUSTITUCIÓN PURGADORES	
Pérdida de vapor total	613,22 t/año
Coste pérdida de vapor	25.437,39 €/año
Inversión sustitución purgadores	5.822,10 €
Amortización	3 meses

Tabla 19. Inversión y amortización de la sustitución de purgadores en mal estado

Como se puede observar en la Tabla 19, la inversión no es muy elevada en comparación con el ahorro que implica la sustitución de estos purgadores. En 3 meses la inversión está recuperada.

³⁰ Calculado considerando: 8.400 h/año de funcionamiento y 10 bar de presión

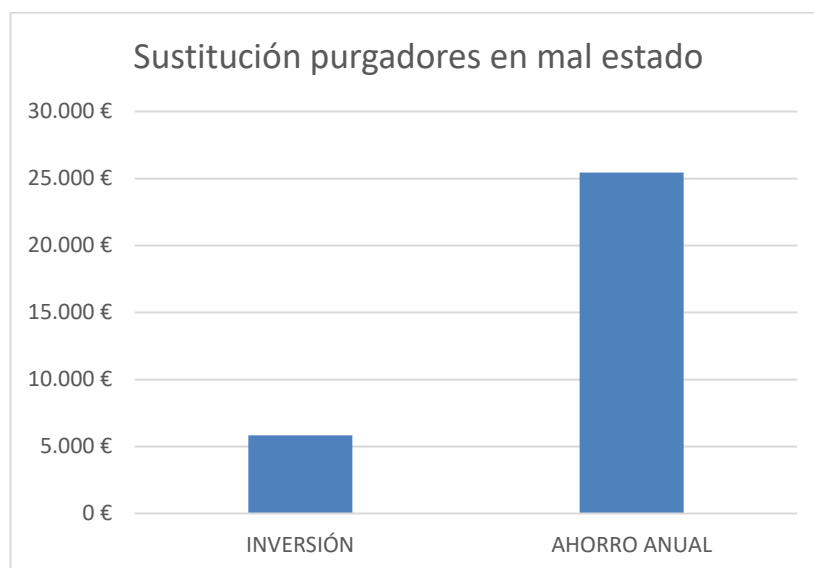


Figura 93. Inversión- ahorro sustitución purgadores

A continuación, se cuantifican los gastos asociados a las mejoras de los procesos y reparaciones. El principal beneficio tras la instalación y sustitución de estos accesorios es la mejora de la vida útil de los equipos (más extensa), así como, en seguridad.

INVERSIÓN NUEVOS EQUIPOS Y ACCESORIOS SISTEMA DE VAPOR	
Válvula reguladora para línea vapor hacia neutralización	3.828,88 €
Enfriadores (3 uds.) para toma de muestras de aguas de aportación a tanque alimentación agua	2.272,63 €
Eliminador termóstatico de aire para calderas (2 uds.)	555,76 €
Rompedor de vacío para calderas (2 uds.)	292,24 €
Eliminadores de aires para diferentes puntos del proceso	1.256,4 €
Purgadores para depósitos ácidos grasos y reactor y depósito agua para lavado previo DC1 (5 uds.)	2.688,85 €
Fabricación e instalación tubería de venteo y rebose depósito alimentación de agua.	12.276,90€
Modificación descargas válvulas de seguridad economizador calderas (se quita del tanque de purgas)	9.745,85€
Suministro e instalación sonda para purga de sales y controlador	5.089 €
Cabezal mezclador aguas de aportación a tanque de agua a calderas	13.411 €
TOTAL INVERSIÓN	50.412,39 €

Tabla 20. Inversión nuevos equipos y accesorios red de vapor

No se considera en la inversión de la Tabla 20: el giro de filtros que se encuentran mal posicionados y la regulación y modificación de los lazos de control para alimentación de agua a las calderas puesto que son trabajos de mantenimiento diarios, lo cual no supondrá un coste extra.

Por último, en la Tabla 21, se especifica la duración total para la amortización de la inversión a realizar.

AMORTIZACIÓN DE INVERSIÓN TOTAL DEL PROYECTO	
Inversión total	158.615,11 €
Ahorro anual total	182.391,46 €/año
Amortización	10,5 meses

Tabla 21. Amortización de la inversión total

El ahorro que se obtendría realizando las modificaciones propuestas es tan elevado que la inversión se amortizaría en menos de un año (Figura 94).

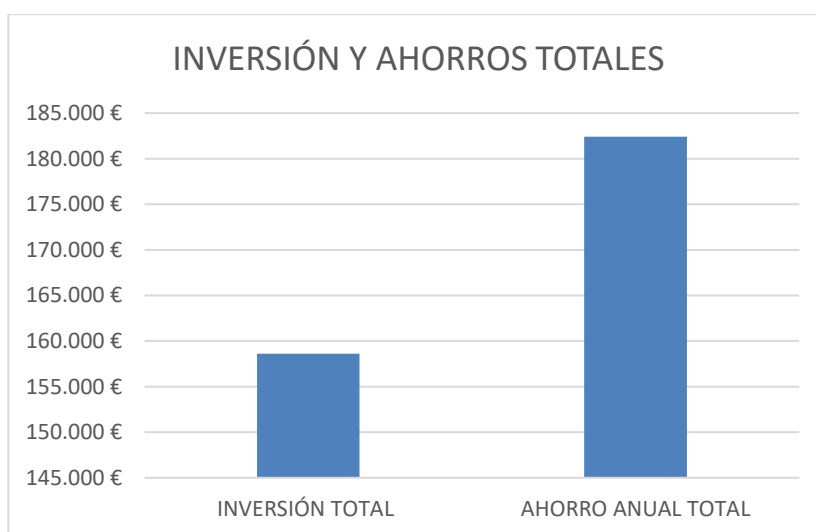


Figura 94. Inversión y ahorro total anual de modificaciones sistema vapor

En la Tabla, se detalla la diferencia de los costes asociados a la situación actual y la nueva situación propuesta. El porcentaje de ahorro de costes de operación es muy alto, un 88,8%. Esto repercutirá en una reducción de gastos de la empresa muy significativo. Además, se persigue el objetivo de la eficiencia, tendencia actual y muy importante en la industria, actualmente.

COMPARATIVA COSTE ACTUAL Y COSTE APLICANDO LAS MEJORAS			
	Coste instalación actual (€/año)	Coste nueva instalación (€/año)	Ahorro
Tratamiento químico agua alimentación calderas	3.362	1681,28	50%
Modificación ciclos de purgas	16.144,8	14.196	12%
Recuperación calor purgas y revaporizado	24.531,53	0	100%
Redistribución condensados	130.491,54	6.524,57	95%
Purgadores	25.437,39	0	100%
TOTAL COSTES	199.967	22.402	88,8%

Tabla 22. Comparativa de los costes actuales asociados al sistema de vapor y los costes aplicando plan de mejoras

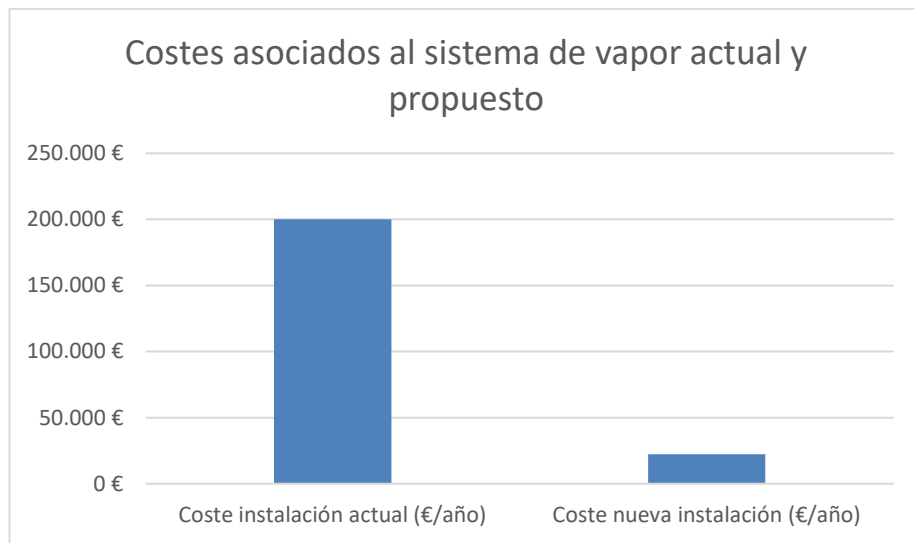


Figura 95. Comparativa de costes asociados al sistema de vapor actual y propuesto

9 CONCLUSIONES

En el presente trabajo se realiza un estudio del sistema de vapor de Migasa, S.L.U, realizando un análisis de la situación actual, se identifican las deficiencias observadas del sistema de vapor, se propone un plan de mejoras y se hace un estudio de la inversión, costes y ahorros asociados a las modificaciones propuestas.

La situación actual es considerablemente mejorable, sobretodo, por la cantidad de energía que se pierde al no recuperar los condensados que se generan en las líneas de vapor y en los procesos. Además, se identifican una serie de deficiencias y averías de accesorios en la red que tienen como consecuencia una peor calidad del vapor y una reducción de la vida útil de los equipos.

Por las razones anteriores, se propone un plan de mejora que persigue la optimización energética de los procesos, así como, la búsqueda de un control preventivo y una buena regulación de los lazos de control. También, se presenta la inversión para reparación de equipos en mal estado y la inversión de nuevos accesorios, que ayudarán a mantener en mejor estado la red de distribución de vapor, así como, la recuperación de los condensados.

Se cuantifican los gastos energéticos y económicos asociados a la instalación actual, comparándolos con los costes relacionados con la nueva propuesta. Por lo tanto, en función del ahorro asociado a cada una de las propuestas de mejora, se establece la prioridad para su puesta en marcha:

1. Recuperación de condensados al tanque de alimentación de agua para las calderas
2. Sustitución de purgadores en mal estado
3. Recuperación del revaporizado de las purgas de las calderas
4. Aprovechar calor residual de las purgas de las calderas
5. Optimización del caudal de purga de las calderas
6. Aumento de temperatura del agua de aportación a las calderas
7. Nuevos equipos y accesorios para mejora del sistema e instalaciones del vapor

Los resultados de los cálculos realizados confirman la hipótesis realizada y justifican en todos sus aspectos la ejecución del proyecto pues la inversión requerida es pequeña en comparación con el ahorro de costes de producción que se obtendrían al poner en marcha el sistema de vapor con las modificaciones propuestas. La inversión se recupera en 10,5 meses y los costes de producción respecto los actuales suponen un ahorro casi el 90%.

La nueva instalación conseguiría reducir la demanda, tener un control eficiente del sistema de generación y distribución y aprovechar la energía. Además, se reducen las emisiones de CO₂, cumpliendo los objetivos de desarrollo sostenible comprendidos en Agenda 2030.

Concluyendo, un sistema eficaz de generación y distribución de vapor, así como, de recuperación de condensados puede cubrir rápidamente los costos asociados a las inversiones de mejora del sistema de vapor actual de la refinería de Migasa.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] Centro De Eficiencia Energética, «Estudio de Eficiencia Energética de la Pyme,» 2008. [En línea]. Available: https://www.fundacionnaturgy.org/wp-content/uploads/2016/06/EIEE_2008_GNF.pdf.
- [2] Instituto Catalán de la Energía (Idescat), «Consumo final de energía. Por sectores,» 2019. [En línea]. Available: <https://www.idescat.cat/indicadors/?id=ue&n=10157&lang=es>.
- [3] Red Eléctrica de España, «Índice de Red Eléctrica (IRE) - Industria - Acumulado año (% | Índice (2010=100)),» 2022.
- [4] European Commission, «2020 climate & energy package,» 2020.
- [5] Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía, «Consumo de energía final,» 2019.
- [6] Statista, «Distribución porcentual de la demanda energética del sector industrial en españa en los años 2000-2019,» 2022.
- [7] J. F. Gómez, «Eficiencia energética en el sector industrial,» Cuadernos Orkestra, 2021.
- [8] Periódico de la Asociación de Empresarios del Henares, «Empresarios del Henares,» Julio 2020. [En línea]. Available: <http://empresariosdelhenares.es/art/3116/la-demanda-de-calor-industrial-hasta-2030-aumentara-cada-ano-el-17-el-calor-solar-industrial-compensa-y-mucho>. [Último acceso: 2022].
- [9] Grupo de Trabajo de Eficiencia Energética de la Comunidad Ejecutiva de Líderes Energéticas del PFLE, «Guía de Eficiencia Eficiencia Energética en Sistemas de vapor,» 2020. [En línea]. Available: https://www.eficienciaenergetica.net.ar/img_publicaciones/05221623_GuiaSistemasdevaporFINAL.pdf. [Último acceso: 2022].
- [10] Spirax Sarco, «Distribución del vapor. Guía de referencia técnica,» 2021.
]
- [11] Interempresas, «Canales sectoriales. Interempresas,» 2021. [En línea]. Available: <https://www.interempresas.net/Agua/Articulos/356671-Tratamiento-de-agua-para-calderas.html>.
]
- [12] Sincal calderas industriales, [En línea]. Available: <https://sincal.es/que-son-las-calderas-de-vapor-2/>.
]
- [13] 2018. [En línea]. Available: <https://www.youtube.com/watch?v=oWHwcIPmiBM>.
]
- [14] J. I. G. Mejía, «Mantenimiento y optimización energética de una planta,» 2019.
]
- [15] F. E. R. Veletanga, «BIBDIGITAL. ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL,» 2006. [En línea]. Available: <http://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/325>. [Último acceso: 2022].
]

- [16 «VYC Industrial,» 2017. [En línea]. Available: <https://vycindustrial.com/calderas-de-vapor-pirotubulares-y-acuotubulares/#:~:text=Las%20primeras%20calderas%20industriales%20fueron,indica%20en%20la%20normativa%20Europea.>
- [17 J. P. Nepta, 2018. [En línea]. Available: <https://portalelectromecanico.com/CURSOS/MaquinasMecanicas/index.html>.
- [18 M. M. Herranz, «Sistema de Recuperación de Condensados de una Línea de Decapado de Bobinas Laminadas en Caliente,» 2009.
- [19 «Bitherm Group. Manual del Vapor,» [En línea]. Available: <https://www.steamtrapefficiency.com>.
- [20 Spirax Sarco, «Purga de vapor. Eliminación de aire».
- [21 A. O. R. S. Danilo Fabricio Rodríguez Chica, «Diseño del sistema de distribución de vapor y selección del caldero para el hospital San Juan de Dios,» Cuenca, Ecuador, 2014.
- [22 B. M. I. F. R., «Inspección y optimización de sistemas de distribución de vapor y condensado en la industria petrolera,» Caracas, 2007.
- [23 Spirax Sarco, «Spirax Sarco. Recuperación de condensados,» 2018. [En línea]. Available: <https://www.spiraxsarco.com/global/es-PE/blog/recuperacion-de-condensados>.
- [24 Spirax Sarco, «El vapor en la Industria,» 2021.
- [25 Órgano Ministerior de Industria, Comercio y Turismo, «Noticias Jurídicas,» Enero 2022. [En línea]. Available: https://noticias.juridicas.com/base_datos/Laboral/709212-rd-809-2021-de-21-sep-reglamento-de-equipos-a-presion-y-sus-instrucciones.html#anexo16anexo4.
- [26 F. G. Salcedo, «Diseño de un sistema de recuperación de condensado de baja presión en la unidad U-110 hidrocracking en Ecopetrol S.A Cartagena (Bolívar),» 2018.
- [27 D. J. Holah, «Alimentación y bebidas. Guía de buenas prácticas para la gestión de la calidad del vapor,» 2010.
- [28 Comité Europeo de Normalización, «Calderas pirotubulares. Parte 10: Requisitos para la calidad del agua de alimentación y del agua de caldera,» 2004.
- [29 Spirax Sarco, «Buenas prácticas de Eficiencia Energética en Sala de Calderas,» 2016.
- [30 Spirax Sarco, «Informes mantenimiento calderas Migasa Aceites, S.L.U,» 2021.
- [31 «Vapor para La Industria,» 2021. [En línea]. Available: <https://vaporparalaindustria.com/recuperacion-y-uso-del-revaporizado-en-el-tanque-de-agua/>.
- [32 Spirax Sarco, «Instalación, Operación y Mantenimiento de los Tanques de Alimentación,» 2017.

]

[33 Spirax Sarco, «Boiler feedtank systems,» 2021.

]

[34 Spirax Sarco, «Spirax Sarco,» [En línea]. Available: <https://www.spiraxsarco.com/global/es-ES/products/boiler-controls-and-systems/level-controls>.

[35 Ministerio de Industria, Energía y Turismo, Comunidad de Madrid, «Guía Básica: Calderas Industriales Eficientes,» [En línea]. Available: <https://www.ingenieros.es/files/proyectos/Guia-basica-calderas-industriales-eficientes-fenercom-2013.pdf>.

[36 L. Figueira, «Ingenieros Industriales,» 2022. [En línea]. Available: <https://www.ingenierosindustriales.com/purgas-en-calderas-de-vapor/>.

[37 Asociación Española de Normalización y Certificación (AENOR), «Calderas pirotubulares. Parte 8: Requisitos de protección contra la presión excesiva,» 2002.

[38 P. J. F. Maldonado, «Diseño de la Red de Distribución de Vapor para una Lavandería Industrial,» 2011.

]

[39 «Victaulic,» [En línea]. Available: <https://www.victaulic.com/assets/uploads/literature/26.02-SPA.pdf>.

]

[40 «Tarifaluzhora- Selectra,» Junio 2022. [En línea]. Available: <https://tarifaluzhora.es/info/precio-kwh-gas-natural>.

[41 Gobierno de España, «Factores de Emisión,» Junio 2022. [En línea]. Available: https://www.miteco.gob.es/es/cambio-climatico/temas/mitigacion-politicas-y-medidas/factoresemission_tcm30-479095.pdf.

[42 Autor, «Este es el ejemplo de una cita,» *Tesis Doctoral*, vol. 2, nº 13, 2012.

]

[43 O. Autor, «Otra cita distinta,» *revista*, p. 12, 2001.

]

[44 International Energy Agency, «Energy Efficiency,» 2014.

]

[45 Noticias Jurídicas, 2020. [En línea]. Available: https://noticias.juridicas.com/base_datos/Admin/634048-directiva-ue-2018-2002-de-11-dic-modifica-la-directiva-2012-27-ue-relativa.html.

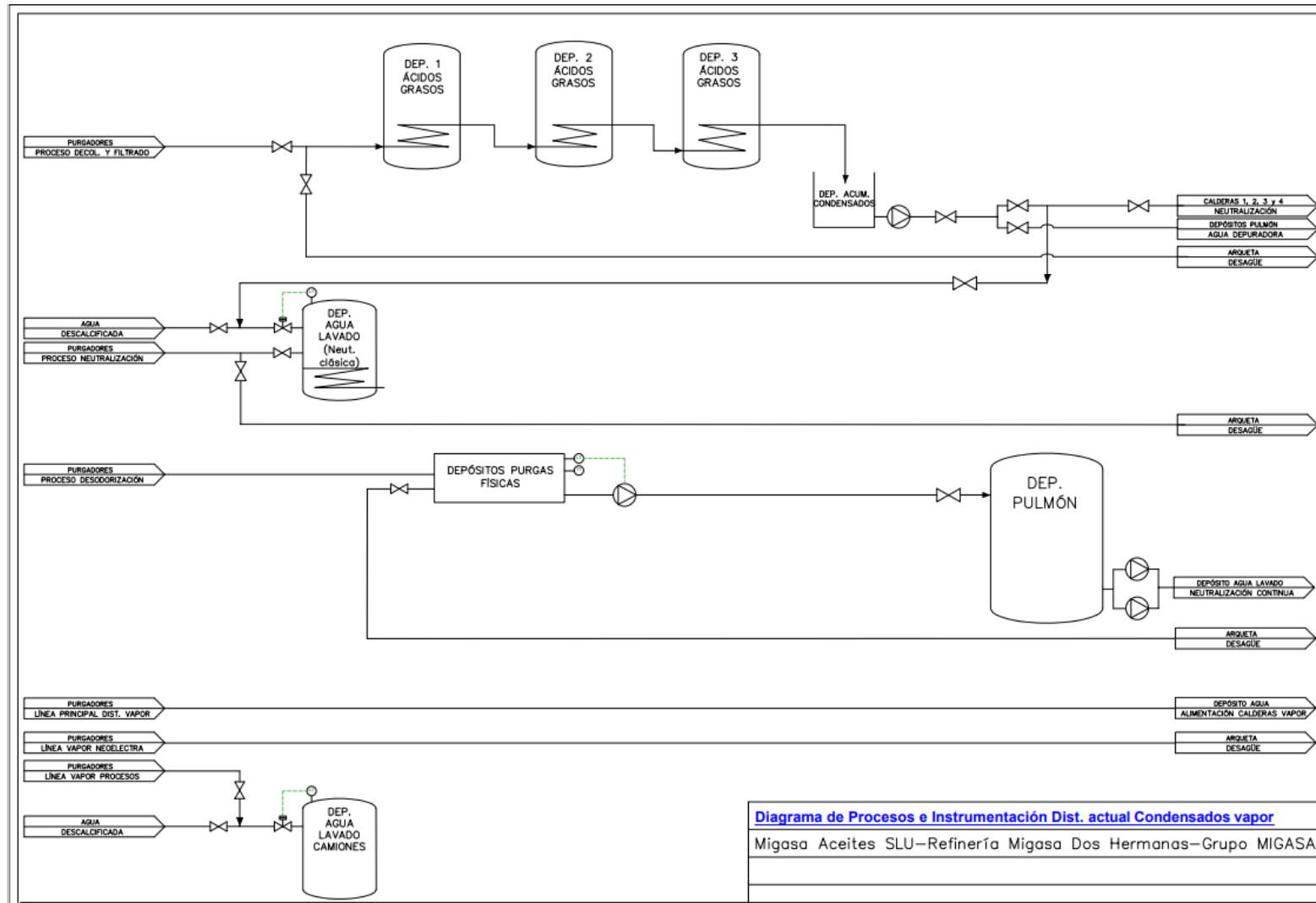
[46 A. G. Pérez, «Análisis e implantación de medidas de eficiencia energética en redes de distribución de vapor y condensado. Trabajo Fin de Máster,» Octubre 2017. [En línea]. [Último acceso: 2022].

[47 Asociación Española de Normalización y Certificación, «Calderas acuotubulares e instalaciones auxiliares. Parte 12: Requisitos para la calidad del agua de alimentación y del agua de la caldera,» 2004.

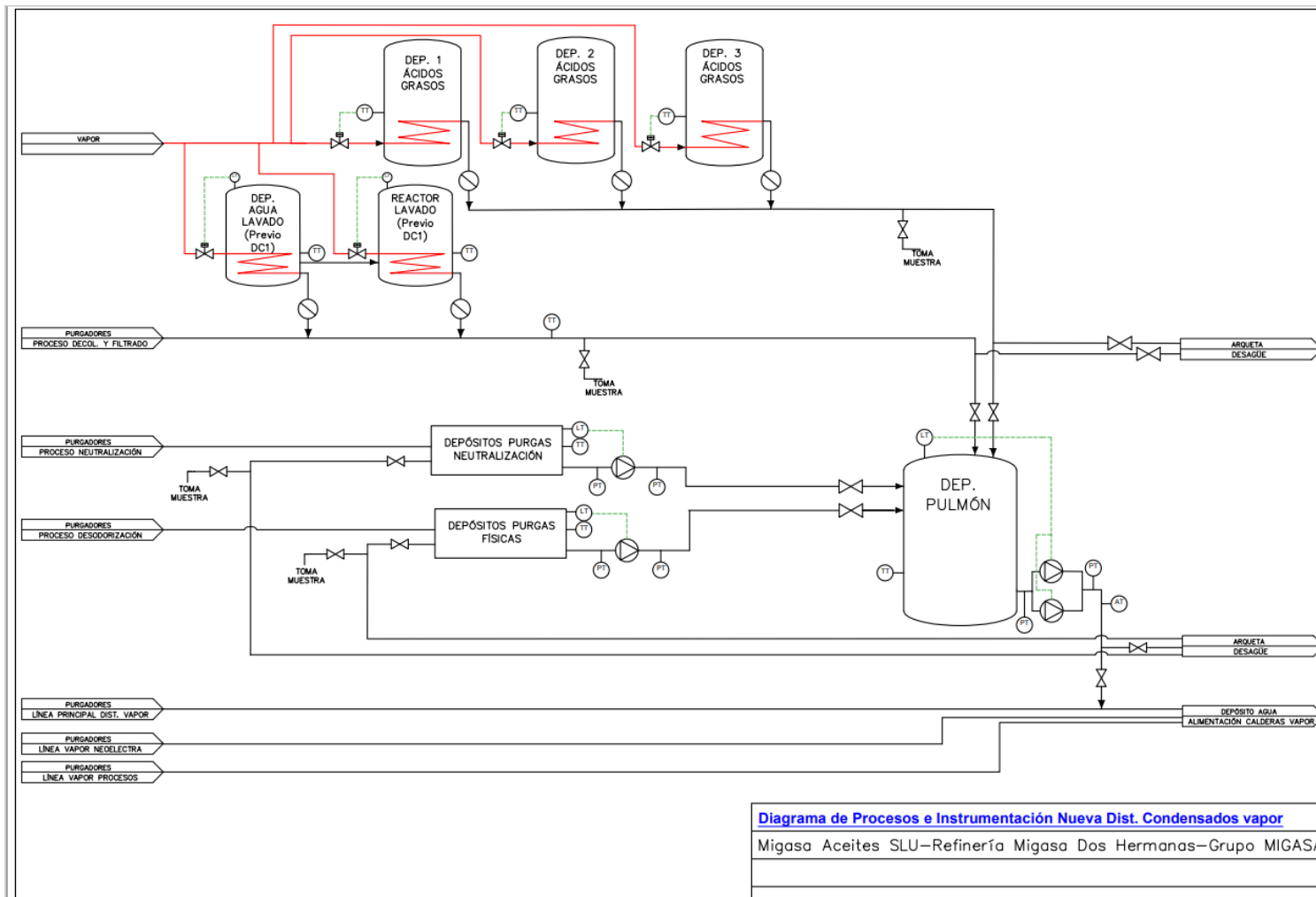
[48 «DT Ingeniería,» 2014. [En línea]. Available: <https://dtingeneria.wordpress.com/2014/08/13/dilatacion-termica-en-las-tuberias-ii/>.

[49 «Temarios formativos profesionales - Calderas,» [En línea]. Available:
] <https://temariosformativosprofesionales.files.wordpress.com/2014/06/calderas-calculos.pdf>.

ANEXO I



ANEXO II



ANEXO III

NºTAG	DESCRIPCIÓN	TIPO PURGADOR	CONDICIÓN
0001	Sala caldera- Colector	Disco termodinámico	TD de Ciclo Rápido
0002	Sala caldera- Drenaje lanza vapor tanque	Desconocido	Anegado de condensado
0003	Rack- Línea principal dist. vapor	Disco termodinámico	Correcto
0004	Rack- Línea cogeneración	Cubeta invertida	Pierde vapor
0005	Rack- Línea principal dist. vapor (descarga)	Disco termodinámico	Correcto
0006	Rack- Línea principal dist. vapor (tanque 27)	Disco termodinámico	Correcto
0007	Rack- Línea principal dist. vapor (tanque 11)	Disco termodinámico	Correcto
0008	Rack- Línea principal dist. vapor (tanques ácidos grasos)	Disco termodinámico	Correcto
0009	Rack- Línea cogeneración Neoelectra (sala frío)	Cubeta invertida	Anegado de condensado
0010	Sala frío- Colector	Cubeta invertida	Correcto
0011	Sala frío- Pozo goteo línea cogeneración	Cubeta invertida	Pierde vapor
0012	Sala frío- Línea vapor física 2	Disco termodinámico	Anegado de condensado

0013	Tanques verdes- T3	Presión equilibrada	Anegado de condensado
0014	Tanques verdes- T2 recuperados izquierda	Cubeta invertida	Fuera de servicio
0015	Tanques verdes- T2 recuperados derecha	Boya cerrada Termostático	Fuera de servicio
0016	Lavaderos- Línea principal entrada química	Disco termodinámico	Anegado de condensado
0017	Zona química- Caldera 12 izquierda	Cubeta invertida	Correcto
0018	Zona química- Caldera 12 derecha	Cubeta invertida	Correcto
0019	Zona química- Caldera 13 izquierda	Cubeta invertida	Pierde vapor
0020	Zona química- Caldera 13 derecha	Cubeta invertida	Correcto
0021	Zona química- caldera 14 izquierda	Cubeta invertida	Pierde vapor
0022	Zona química- caldera 14 derecha	Cubeta invertida	Correcto
0023	Zona química- caldera 15 izquierda	Cubeta invertida	Correcto
0024	Zona química- caldera 15 derecha	Cubeta invertida	Correcto
0025	Zona química- caldera 20 izquierda	Cubeta invertida	Fuera de servicio
0026	Zona química- caldera 20 centro	Cubeta invertida	Fuera de servicio
0027	Zona química- caldera 20 derecha	Cubeta invertida	Fuera de servicio
0028	Zona química- caldera 10 izquierda	Cubeta invertida	Fuera de servicio
0029	Zona química- caldera 10 centro	Cubeta invertida	Fuera de servicio
0030	Zona química- caldera 10 derecha	Cubeta invertida	Correcto

0031	Zona química- caldera 1 izquierda	Cubeta invertida	Correcto
0032	Zona química- caldera 1 centro	Cubeta invertida	Correcto
0033	Zona química- caldera 1 derecha	Cubeta invertida	Correcto
0034	Zona química- caldera 2,3 (27)	Cubeta invertida	Correcto
0035	Zona química- caldera 2,3 (26)	Cubeta invertida	Correcto
0036	Zona química- caldera 2,3 (25)	Cubeta invertida	Correcto
0037	Zona química- caldera 2,3 (24)	Cubeta invertida	Fuera de servicio
0038	Zona química- caldera 2,3 (23)	Cubeta invertida	Fuera de servicio
0039	Zona química- caldera 2,3 (22)	Cubeta invertida	Correcto
0040	Zona química- caldera 4 izquierda	Cubeta invertida	Correcto
0041	Zona química- caldera 4 centro	Cubeta invertida	Correcto
0042	Zona química- caldera 4 derecha	Cubeta invertida	Correcto
0043	Zona física- drenaje línea entrada F1 (Planta 1)	Cubeta invertida	Anegado de condensado
0044	Zona física- antes reductora decoloración (Planta 1)	Cubeta invertida	Anegado de condensado
0045	Decoloración 1- Intercambiador (secadora)	Cubeta invertida	Anegado de condensado
0046	Decoloración 1- entrada vapor por filtros (planta 0)	Cubeta invertida	Anegado de condensado

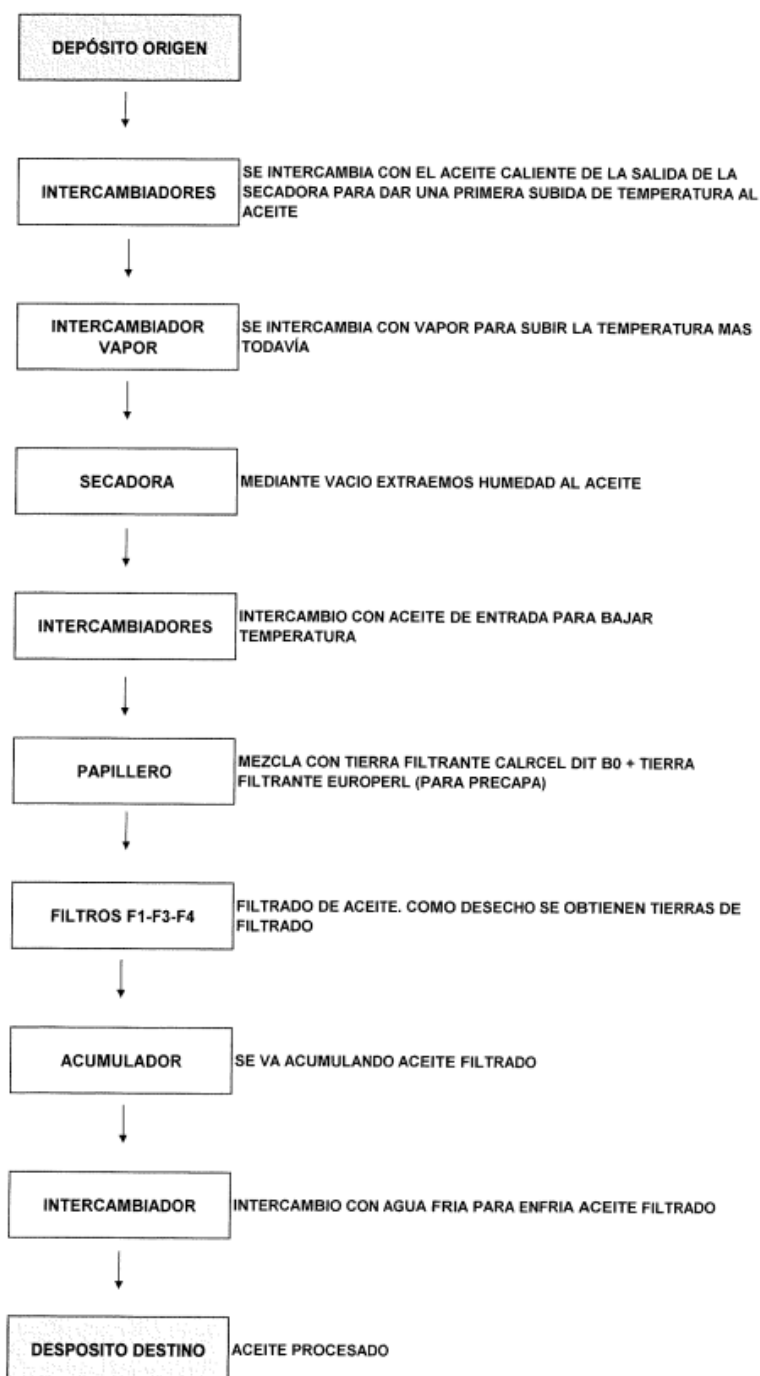
0047	Decoloración 2- Intercambiador (planta 0)	Cubeta invertida	Fuera de servicio
0048	Decoloración 2- entrada vapor por filtros (planta 0)	Cubeta invertida	Anegado de condensado
0049	Filtrado- Intermbiador (escalera, planta 0)	Cubeta invertida	Correcto
0050	Filtrado- Intercambiador (C7 al lado tierra, planta 0)	Cubeta invertida	Correcto
0051	Decoloración 1- Intercambiador (pared nave física, planta 0)	Cubeta invertida	Correcto
0052	Decoloración 1- Auxiliar (planta 0)	Cubeta invertida	Anegado de condensado
0053	Física 1- Colector 1 (desgasif.) (planta 1)	Cubeta invertida	Pierde vapor
0054	Física 1- Colector 2 (SE, DC) (planta 1)	Cubeta invertida	Pierde vapor
0055	Física 2- Colector (planta 1)	Cubeta invertida	Pierde vapor
0056	Física 3- Colector (planta 1)	Cubeta invertida	Correcto
0057	Física 3- final de línea (planta 1)	Cubeta invertida	Anegado de condensado
0058	Física 3- drenaje línea (planta 1)	Disco termodinámico	Correcto
0059	Física 3- serpentín cerca intercambiador (planta 1)	Cubeta invertida	Correcto
0060	Física 3- drenaje línea termocompresor (planta 3)	Cubeta invertida	Anegado de condensado
0061	Física 3- drenaje línea termocompresor (planta 3)	Cubeta invertida	Pierde vapor

0062	Física 3- intercambiador (planta 5)	Disco termodinámico	Correcto
0063	Física 3- drenaje alimentación vapor termocompresor (planta 5)	Cubeta invertida	Anegado de condensado
0064	Física 3- drenaje línea (planta 0)	Cubeta invertida	Anegado de condensado
0065	Física 2- antes reductora (planta 0)	Cubeta invertida	Correcto
0066	Física 2- depósito (planta 0)	Cubeta invertida	Anegado de condensado
0067	Física 1- depósito encima lavamanos (planta 0)	Cubeta invertida	Anegado de condensado
0068	Física 1- encima lavamanos centro (planta 0)	Cubeta invertida	Correcto
0069	Física 1- encima lavamanos izquierda (planta 0)	Cubeta invertida	Correcto

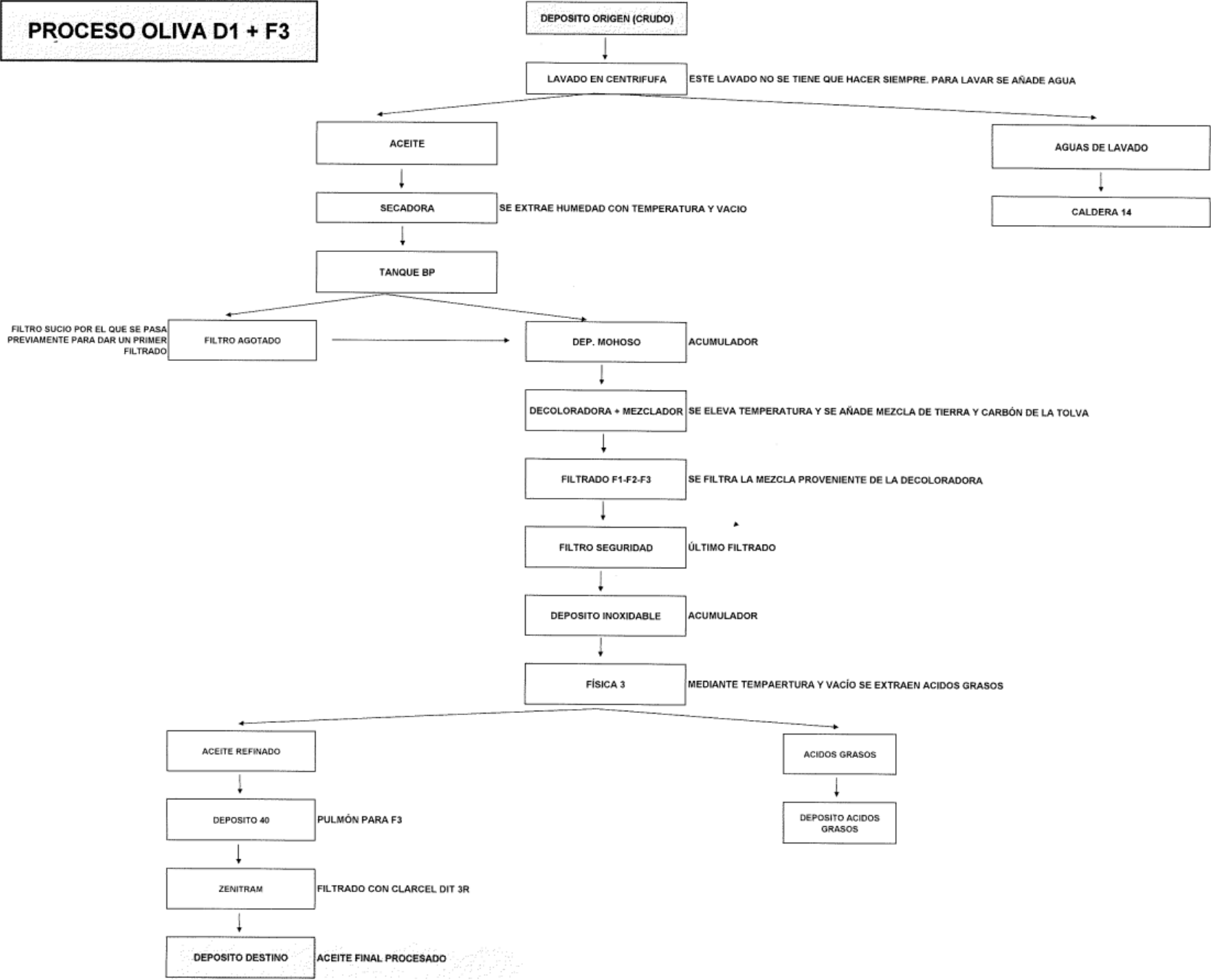
Tabla 23. Identificación estado purgadores de fábrica

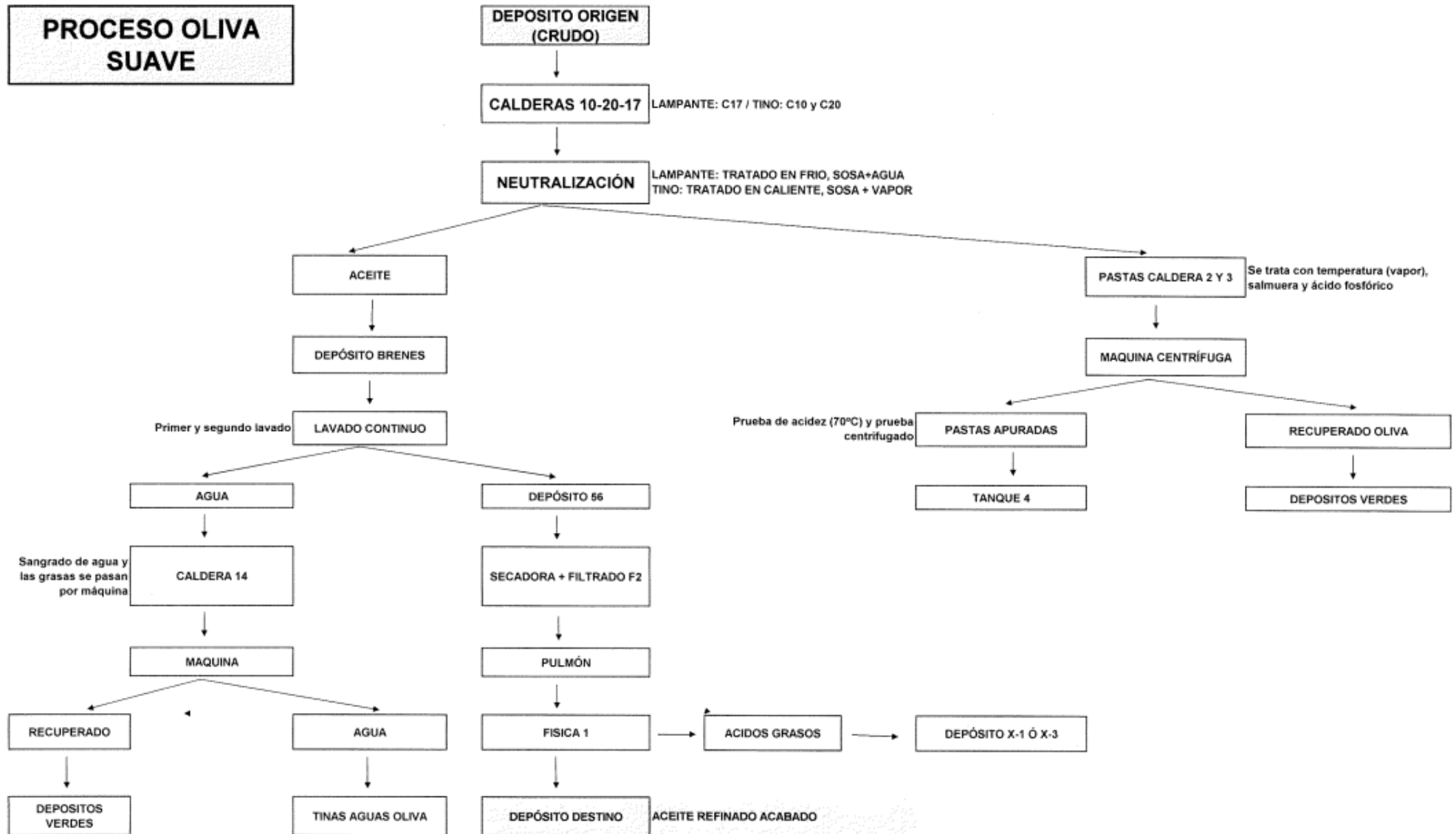
ANEXO IV

PROCESO FILTRADO OLIVA VIRGEN



PROCESO OLIVA D1 + F3





PROCESO GIRASOL

