



Madrid
Ahorra
con Energía

Guía Básica

CALDERAS INDUSTRIALES EFICIENTES



CONSEJERÍA DE ECONOMÍA Y HACIENDA

Comunidad de Madrid

www.madrid.org

Guía Básica de Calderas Industriales Eficientes



Fundación de la Energía de
la Comunidad de Madrid



www.fenercom.com



 CONSEJERÍA DE ECONOMÍA Y HACIENDA
Comunidad de Madrid
www.madrid.org

Esta Guía se puede descargar en formato pdf desde la sección de publicaciones de las páginas web:

[**www.madrid.org**](http://www.madrid.org)

(Consejería de Economía y Hacienda, organización Dirección General de Industria, Energía y Minas)

[**www.fenercom.com**](http://www.fenercom.com)

Si desea recibir ejemplares de esta publicación en formato papel puede contactar con:

Dirección General de Industria, Energía y Minas de la Comunidad de Madrid

[**dgtecnico@madrid.org**](mailto:dgtecnico@madrid.org)

Fundación de la Energía de la Comunidad de Madrid

[**fundacion@fenercom.com**](mailto:fundacion@fenercom.com)

La Fundación de la Energía de la Comunidad de Madrid, respetuosa con la libertad intelectual de sus colaboradores, reproduce los originales que se le entregan, pero no se identifica necesariamente con las ideas y opiniones que en ellos se exponen y, por tanto, no asume responsabilidad alguna de la información contenida en esta publicación.

La Comunidad de Madrid y la Fundación de la Energía de la Comunidad de Madrid, no se hacen responsables de las opiniones, imágenes, textos y trabajos de los autores de esta guía.

Depósito Legal: M. 40.675-2012

Impresión Gráfica: Gráficas Arias Montano, S. A.

28935 MÓSTOLES (Madrid)

Autores

- Capítulo 1. **Combustion**
José M. Domínguez Cerdeira
Gas Natural SDG, S.A.
www.gasnaturaldistribucion.com
- Capítulo 2. **Combustibles**
José M. Domínguez Cerdeira
Gas Natural SDG, S.A.
www.gasnaturaldistribucion.com
- Capítulo 3. **El agua en las calderas de vapor**
Jaime Santiago Cid
Ygnis
www.ygnis.es
- Capítulo 4. **Calderas**
Juan Uceda Martínez
Viessmann S.L.
www.viessmann.es
- Capítulo 5. **Quemadores**
Pablo Garrido Otaola
Sedical
www.sedical.com
- Capítulo 6. **Accesorios de las calderas**
Spirax Sarco, S.A.U.
www.spiraxsarco.com/es
- Capítulo 7. **Mantenimiento**
Javier Lahoz Pequerul
ROBERT BOSCH ESPAÑA, S.L.U.
Bosch Termotecnia (TT/SSPI)
www.bosch-industrial.com
- Capítulo 8. **Normativa**
Joaquín Almeida
Vulcano-Sadeca, S.A.
www.vulcanosadeca.es
- Anexo 1. **Economizadores**
Jaime Santiago Cid
Ygnis
www.ygnis.es

ÍNDICE

PRESENTACIÓN	11
1. COMBUSTIÓN	13
1.1. Definición de la combustión	13
1.2. Triángulo de la combustión	14
1.3. Tipos de combustión	15
1.4. Teoría de la llama	20
1.4.1. Definición	20
1.4.2. Características de la llama	21
1.4.3. Clasificación de las llamas	22
1.4.4. Estabilidad de la llama	24
2. COMBUSTIBLES	27
2.1. Un poco de historia	27
2.2. Definición de combustible. Su clasificación	29
2.3. Propiedades generales de los combustibles	30
2.3.1. Poder calorífico	30
2.3.2. Composición de los combustibles	32
2.3.3. Peso específico y densidad	32
2.3.4. Contenido de azufre	33
2.4. Combustibles sólidos	34
2.4.1. Clasificación	34
2.4.2. Modo de combustión	34
2.5. Combustibles líquidos	35
2.5.1. Características	35
2.5.2. Modo de combustión	36
2.6. Combustibles gaseosos	37
2.6.1. Características	37
2.6.2. Intercambiabilidad de gases	39
2.6.3. Características de los gases distribuidos en España	41
3. EL AGUA EN LAS CALDERAS DE VAPOR	45
3.1. Objetivo	45
3.2. Tipos de calderas de vapor	46

3.3. Problemas básicos planteados en el interior de las calderas de vapor	47
3.3.1. Incrustaciones	47
3.3.2. Corrosiones	49
3.3.3. Arrastres	52
3.3.4. Depósitos	53
3.4. Principales impurezas contenidas en el agua de aportación y sus efectos en el interior de las calderas de vapor	53
3.5. Soluciones a los problemas planteados en las calderas de vapor. tratamiento y acondicionamiento del agua	57
3.5.1. Tratamiento físico-químico del agua de aportación	57
3.5.2. Tratamiento interno del agua de caldera	64
3.5.3. Tratamiento de los condensados	65
3.5.4. Purgas de las calderas	65
3.6. Control	68
3.7. Normas oficiales vigentes sobre las características del agua en las calderas de vapor	69
4. CALDERAS	71
4.1. Clasificación de las calderas según disposición de los fluidos	71
4.1.1. Calderas acuotubulares	71
4.1.2. Calderas pirotubulares	73
4.2. Clasificación de las calderas por su tecnología	76
4.2.1. Calderas de agua caliente	76
4.2.2. Calderas de agua sobrecalentada	77
4.2.3. Calderas de fluido térmico	78
4.2.4. Calderas de vapor	78
4.3. Selección del tipo de caldera	79
4.3.1. Reducción de las emisiones de NOx	79
4.3.2. Pérdidas por radiación y convección	81
4.4. Componentes fundamentales	81
4.4.1. Calderas pirotubulares	81
4.4.2. Calderas acuotubulares	83
4.5. Recuperación del calor contenido en los gases de combustión (economizadores)	85
4.5.1. Tecnología de refrigeración de humos en seco	86
4.6. Recuperación de condensados	87

4.7. Aspectos de diseño. Selección de potencia	88
4.8. Regulación	89
4.8.1. Dispositivos de seguridad obligatorios	90
4.8.2. Dispositivos de seguridad suplementarios	91
4.8.3. Dispositivos de mando y regulación	92
4.8.4. Regulación continua del nivel del agua. Funcionamiento 24 h sin supervisión	94
4.8.5. Regulación continua del nivel del agua. Funcionamiento 72 h sin supervisión	95
5. QUEMADORES	97
5.1. Combustión	97
5.2. Quemadores mecánicos	98
5.2.1. Control mecánico	98
5.3. Quemadores electrónicos con control digital	100
5.3.1. Controlador digital	100
5.3.2. Terminal de operador/usuario (ABE)	102
5.3.3. Nivel sonoro	102
5.4. Emisiones de NOx	103
5.4.1. Métodos de reducción del NOx	104
5.5. Soluciones de eficiencia energética	107
5.5.1. Variación de velocidad del ventilador	109
5.5.2. Control de O ₂ en continuo	110
5.5.3. Caso práctico: mejora de la eficiencia y ahorro económico en una planta de productos lácteos	112
5.5.4. Conclusiones	115
6. ACCESORIOS DE LAS CALDERAS	117
6.1. Placa de características	117
6.2. Válvulas de seguridad	118
6.3. Válvulas de interrupción para calderas	119
6.4. Válvulas de retención	120
6.5. Control de sales disueltas (TDS)	121
6.6. Válvulas de purga de fondo	122
6.7. Manómetros	123
6.8. Indicadores de nivel de agua y sus accesorios	124
6.8.1. Mantenimiento	126
6.8.2. Cámaras de control de nivel	126

6.8.3. Controles de nivel instalados dentro de la caldera	127
6.9. Eliminadores de aire y rompedores de vacío	128
7. MANTENIMIENTO	131
7.1. Objeto del mantenimiento preventivo en salas de calderas	131
7.2. Operaciones diarias	132
7.3. Operaciones semanales	133
7.4. Operaciones mensuales	133
7.5. Operaciones semestrales	134
7.6. Operaciones anuales	134
8. NORMATIVA	137
8.1. Disposición general	138
8.2. Instalación y puesta en servicio	140
8.3. Obligaciones de los usuarios	141
8.4. Empresas instaladoras y reparadoras de equipos a presión	142
8.5. Calderas. Ámbito de aplicación y definiciones	143
8.6. Instalación	144
8.7. Prescripciones de seguridad de la instalación	145
8.8. Condiciones de emplazamiento	145
8.9. Sistemas de vigilancia	147
8.10. Agua de alimentación y de caldera	148
8.11. Inspecciones periódicas, reparaciones y modificaciones	149
8.11.1. Inspecciones periódicas	149
8.11.2. Reparaciones	150
8.11.3. Modificaciones	150
8.12. Obligaciones de los usuarios	151
8.12.1. Operación de la caldera	151
8.12.2. Mantenimiento de la caldera	151
8.12.3. Vigilancia de la caldera	151
8.12.4. Documentación	151
8.13. Operadores de calderas	151
ANEXO. ECONOMIZADORES	153
A.1. El concepto de calor latente	153
A.2. Instalación de economizadores en calderas de vapor	155
A.3. Recuperador de humos en paralelo	156
A.4. Conclusiones	159

PRESENTACIÓN

La Comunidad de Madrid cuenta con un sector industrial relativamente diversificado, siendo las principales ramas de actividad la industria y productos metálicos, material eléctrico, alimentación, material de transporte, papel, textil y maquinaria industrial.

La importancia del sector industrial en la Comunidad de Madrid hace que la región sea la segunda del país con mayor PIB industrial, siendo un sector estratégico con capacidad de estimular a otros sectores y con posibilidades de generar empleo.

En muchos de estos procesos industriales se requiere de la aportación de calor en diferentes estados (vapor, agua sobrecalentada, fluido térmico), de forma que se antoja imprescindible la presencia de calderas para su producción.

Estas calderas suponen uno de los puntos de consumo más elevados de un establecimiento industrial, por lo que se considera de suma importancia tomar medidas para aumentar el ahorro energético y, en consecuencia, mejorar la competitividad de la industria en cuestión.

Con la presente Guía editada por la Dirección General de Industria, Energía y Minas de la Comunidad de Madrid, junto con la Fundación de la Energía, se pretende acercar al empresario, técnicos de mantenimiento, operarios y, en general, todo aquel profesional del sector, las principales características que muestran este tipo de generadores de calor, incidiendo en aquellas partes o aspectos clave para disminuir el consumo energético, como puede ser la utilización de economizadores o la optimización de los quemadores, así como pautas a seguir para aumentar la vida útil de los equipos sin disminuir sus rendimientos, como el tratamiento del agua de alimentación o las tareas de mantenimiento.

En paralelo, desde la Comunidad de Madrid se apuesta por la mejora de la eficiencia energética de los equipos y el ahorro económico de la industria a través de diferentes actuaciones, entre las que destaca el Plan Regional de Gasificación de Polígonos Industriales para la promoción del uso del gas en

el sector, mediante el cual se prevé que unas 8.500 industrias puedan tener acceso a este combustible.

En este contexto, con la presentación de esta publicación enmarcada dentro de la campaña **Madrid Ahorra con Energía**, se pretende aumentar el conocimiento sobre este tipo de instalaciones y fomentar el ahorro y la eficiencia energética en las mismas.

Carlos López Jimeno

Director General de Industria, Energía y Minas
Consejería de Economía y Hacienda
Comunidad de Madrid

1. COMBUSTIÓN

La casi totalidad de las actividades de nuestra sociedad se basan en el uso de la energía en sus distintas expresiones, desde el uso de un vector energético como es la electricidad para la iluminación, motores eléctricos y equipos electrónicos, hasta el uso de fuentes de energía como son los combustibles sólidos, líquidos y gaseosos en la cobertura de nuestras demandas térmicas.

Precisamente en este último uso de la energía, la cobertura de demandas térmicas para sus distintos usos, el proceso fundamental utilizado es la combustión de los denominados combustibles.

Por otra parte, no basta simplemente con realizar la cobertura de las demandas térmicas, sino que por el coste económico creciente de las fuentes de energías, sus existencias finitas y el interés de que el impacto de nuestras actividades sea el menor razonablemente posible (criterio ALARA), hace que se deba conocer adecuadamente este proceso, para ejecutarlo con la mayor eficiencia posible y con los combustibles más adecuados.

Es objeto de este capítulo el conocer el proceso de combustión, los parámetros que la definen y las características de los diferentes modos de realizarla.

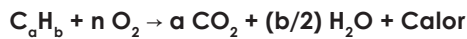
1.1. DEFINICIÓN DE LA COMBUSTIÓN

Combustión es el conjunto de procesos físico-químicos en los que un elemento combustible se combina con otro elemento comburente (generalmente oxígeno en forma de O_2 gaseoso), desprendiendo luz, calor y productos químicos resultantes de la reacción (oxidación). Como consecuencia de la reacción de combustión se tiene la formación de una llama. Dicha llama es una masa gaseosa incandescente que emite luz y calor.

Las reacciones básicas de combustión corresponden a las reacciones de oxidación del carbono (C) y del hidrógeno (H) mediante oxígeno que puede aportarse en forma pura (oxicombustión) o mediante el aporte de aire que lo contiene en una proporción media del 21%. Estas reacciones son:



Pero estos dos componentes químicos no se encuentran habitualmente en estado puro para actuar como combustibles (salvo el carbono en el carbón de origen fósil). Los combustibles tienen una composición general que se puede expresar como C_aH_b y cuya reacción de combustión es:



La combustión no es realmente una única reacción química, sino que se pueden distinguir tres fases en la reacción de combustión:

- **Fase de prerreacción (formación de radicales):** el combustible se descompone dando lugar a la formación de *radicales*, que son unos compuestos intermedios inestables y muy activos, para que, de este modo, el carbono y el hidrógeno puedan reaccionar con el oxígeno. Estos radicales son del tipo H^+ , CO^- , CH_3^+ (en el caso del metano), OH^- , O^- .
- **Fase de oxidación:** en esta fase se produce la combinación entre radicales y el oxígeno de un modo exotérmico. Es cuando tiene lugar la propagación de la llama.
- **Fase de terminación:** en esta fase se forman los compuestos estables finales. El conjunto de estos compuestos es lo que se denominan “gases de combustión”.

Aun existiendo en el conjunto de estas reacciones algunas endotérmicas y otras exotérmicas, el balance global es netamente exotérmico.

1.2. TRIÁNGULO DE LA COMBUSTIÓN

Para que se produzca la combustión, deben encontrarse en el espacio y en el tiempo tres elementos:

- Combustible.
- Comburente.
- Fuente de ignición.

El combustible y el comburente se deben encontrar en unas proporciones adecuadas, no produciéndose la combustión fuera de esas condiciones.

Adicionalmente, es precisa una fuente de energía que produzca el inicio de la combustión, lo que se denomina fuente de ignición, y que después mantenga esta combustión.

El conjunto de estos tres elementos es lo que se denomina triángulo de combustión, o triángulo del fuego, del cual se puede concluir que para mantener la combustión deben estar presentes todos los elementos.

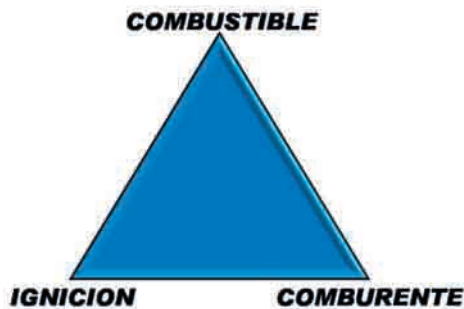


Figura 1.1. Triángulo de la combustión.

Por otra parte, para que se inicie la combustión, es necesario que el combustible se encuentre en forma gaseosa. Por ello, los combustibles líquidos y sólidos precisan calentarse primero para que desprendan vapores que puedan inflamarse. En consecuencia, se pueden diferenciar, para cada material:

- **Temperatura de gasificación:** temperatura a la cual el combustible se gasifica.
- **Temperatura de ignición:** temperatura a la cual el combustible ya gasificado se inflama espontáneamente.

1.3. TIPOS DE COMBUSTIÓN

De acuerdo con el nivel de combustión alcanzado y la cantidad de comburente aportado a la combustión, se pueden dar los siguientes tipos de combustión:

- **Combustión completa:** es aquella reacción en la que el combustible se quema hasta el máximo grado posible de oxidación. En consecuencia, no habrá sustancias combustibles en los humos. En los productos de la combustión se puede encontrar N_2 , CO_2 , H_2O y SO_2 .
- **Combustión incompleta:** es aquella reacción en la que el combustible no se oxida completamente. Se forman sustancias, denominadas inquemados, que todavía pueden seguir oxidándose, por ejemplo, CO. Otros inquemados pueden ser H_2 , C_nH_m , H_2S y C. Estas sustancias son los contaminantes más comunes que escapan a la atmósfera en los gases de combustión.
- **Combustión teórica o estequiométrica:** es la combustión realizada con la cantidad teórica de oxígeno estrictamente necesaria para producir la oxidación total del combustible sin que se produzcan inquemados. En consecuencia, no se encuentra O_2 en los humos, ya que el O_2 aportado a la combustión se consume completamente en la misma.
- **Combustión con exceso de aire:** es la combustión que se lleva a cabo con una cantidad de aire superior a la estequiométrica. Esta combustión tiende a no producir inquemados y es típica la presencia de O_2 en los humos. Si bien la incorporación de aire permite evitar la combustión incompleta y la formación de inquemados, trae aparejada la pérdida de calor en los productos de combustión, reduciendo la temperatura de combustión, la eficiencia y la longitud de llama.
- **Combustión con defecto de aire:** en esta combustión, el aire disponible es menor que el necesario para que se produzca la oxidación total del combustible. Por lo tanto, se producen inquemados.

Los parámetros de la combustión son los siguientes:

- **Temperatura de inflamación (flash point):** es la temperatura mínima a la cual un líquido inflamable desprende suficiente vapor para formar una mezcla inflamable con el aire que rodea la superficie del líquido o en el interior del recipiente empleado. En los ensayos para determinar ese punto se suele emplear una pequeña llama como foco de ignición. El líquido se calienta lentamente desde una temperatura supuestamente inferior y a incrementos crecientes de temperatura se aplica una llama de prueba a la cámara de vapor. El punto de inflamación es la temperatura a la cual se observa un destello (flash) al aplicarse la llama o fuente de ignición.

- **Temperatura de autoignición o autoinflamación:** es la temperatura mínima, a presión de una atmósfera, a la que una sustancia en contacto con el aire arde espontáneamente sin necesidad de una fuente de ignición. A esta temperatura se alcanza la energía de activación suficiente para que se inicie la reacción de combustión. Este parámetro recibe también el nombre de temperatura o punto de autoencendido, temperatura de ignición espontánea o autógena, o temperatura de ignición.

Este parámetro sirve de referencia para operaciones sin fuente puntual de ignición pero con una elevación importante de la temperatura, tales como tratamientos térmicos, intercambiadores de calor con aceites térmicos, motores eléctricos protegidos, etc.

La temperatura de autoignición de hidrocarburos en aire disminuye al aumentar su masa molecular. Así, por ejemplo:

- Metano 537 °C
- n-butano 405 °C
- n-decano 208 °C

- **Límites de inflamabilidad:** son las concentraciones mínimas y máximas del vapor o gas en mezcla con el aire en las que son inflamables. Se expresan en tanto por ciento en el volumen de mezcla vapor de combustible-aire.

Reciben también el nombre de límites de explosividad, ya que según las condiciones de confinamiento, cantidad, intensidad de la fuente de ignición, etc., varía la velocidad de la combustión y es común que se origine una explosión. Los valores del límite inferior y superior de inflamabilidad delimitan el llamado rango o campo de inflamabilidad o explosividad.

- **Límite inferior de inflamabilidad o explosividad (L.I.I. o L.I.E.):** se define como la concentración mínima de vapor o gas en mezcla con el aire, por debajo de la cual no existe propagación de la llama al ponerse en contacto con una fuente de ignición.

El límite inferior de inflamabilidad está relacionado con el punto de inflamación, de forma que este último se puede definir también como la temperatura mínima a la que la presión del vapor del líquido o el gas combustible puede producir una mezcla inflamable en el límite inferior de inflamabilidad.

- **Límite superior de inflamabilidad o explosividad (L.S.I. o L.S.E.):** se define como la concentración máxima de vapor o gas en aire, por encima de la cual no tiene lugar la propagación de la llama al entrar en contacto con una fuente de ignición.

La prevención de una combustión indeseada se puede conseguir operando fuera del rango de inflamabilidad en procesos con aire, en particular, asegurando que los procesos se desarrollan por debajo del límite inferior de inflamabilidad o adoptando un factor de seguridad 4-5, que equivale a estar en el 25-20% del límite inferior de inflamabilidad.

- **Poder comburívoro:** es el volumen mínimo de aire seco, medido en condiciones normales ($T^a = 0\text{ }^{\circ}\text{C}$ y $P = 1\text{ atm}$), necesario para la combustión completa y estequiométrica de la unidad de combustible.

Las unidades habituales son Nm^3/kg combustible y Nm^3/Nm^3 combustible.

Depende de la composición del combustible.

- **Poder fumígeno:** es el volumen de productos de la combustión (Nm^3) producidos en la combustión estequiométrica de la unidad de combustible.

Las unidades habituales son Nm^3/kg combustible y Nm^3/Nm^3 combustible

Se definen los poderes fumígenos húmedo y seco según se considere o no el vapor de agua existente en los productos de la combustión.

La Tabla 1.1 presenta los valores de los combustibles más habituales.

TABLA 1.1. Valores del poder comburívoro y fumígeno de los combustibles.

COMBUSTIBLE	Poder comburívoro ($\text{Nm}^3\text{ aire/kWh HI}$)	Poder fumígeno húmedo ($\text{Nm}^3\text{ humos/kWh HI}$)	Poder fumígeno seco ($\text{Nm}^3\text{ humos/kWh HI}$)
Gas natural	0,96	1,06	0,86
Propano comercial	0,94	1,02	0,86
Butano comercial	0,94	1,02	0,87
Gasóleo C	0,92	0,98	0,87

- **Coeficiente de exceso de aire:** es la relación entre el volumen de aire aplicado a una combustión y el volumen preciso para una combustión estequiométrica. Se representa mediante un número adimensional (n) cuyo valor puede ser:

$n = 1$: aire preciso para una combustión estequiométrica.

$n < 1$: defecto de aire, se dice que la mezcla es rica y la combustión incompleta.

$n > 1$: exceso de aire, se dice que la mezcla es pobre y la combustión puede ser completa.

Conseguir una mezcla perfecta entre combustible y comburente para obtener una combustión completa con una relación estequiométrica de masas entre ellos es muy difícil, por lo que habitualmente se incorpora un exceso de aire a la combustión. Esto evita la producción de inquemados, en especial el monóxido de carbono, aun cuando este exceso produce una reducción del rendimiento de combustión al tener que calentar un mayor volumen de aire, en especial sus inertes (N_2) que se evacúan con los productos de la combustión.

- **Rendimiento de la combustión:** se define como la relación entre el calor útil obtenido ($Q_{\text{útil}}$) y el calor total que aporta el gas combustible Q_{total} :

$$\eta = \frac{Q_{\text{útil}}}{Q_{\text{Total}}} \times 100$$

Es decir, la diferencia entre el calor total y el calor útil será el calor perdido en el proceso de combustión, que está formado por:

- **Pérdidas de calor por radiación** en el entorno. Por ejemplo, las paredes de la caldera aumentan su temperatura, produciendo una emisión de calor por radiación al entorno.
- **Pérdidas de calor sensible en los gases quemados.** Los productos generados en la combustión, así como los gases inertes que no reaccionan, se evacúan a una temperatura superior a la de entrada de combustible y comburente, por lo que en ellos se pierde cierta cantidad de calor en forma de calor sensible.
- **Pérdidas de calor latente en el vapor de agua.** El vapor de agua generado en la combustión incorpora una gran cantidad de calor co-

responsable al calor latente de vaporización preciso para su generación.

Este calor generado en la combustión no es aprovechado habitualmente, con la consiguiente pérdida de energía, por lo que tiene una gran importancia cuando las temperaturas de proceso precisas no superan temperaturas del orden de los 60 °C, la utilización de calderas de condensación en las cuales se reduce la temperatura de los productos de condensación de los gases quemados aproximadamente a niveles por debajo de los 56 °C, temperatura a la cual se alcanza la temperatura de rocío del agua, es decir, la temperatura a la que se alcanza la temperatura de condensación a la presión parcial del vapor de agua en el conjunto de los gases quemados y, por tanto, condensando el vapor de agua y recuperando el calor de condensación.

En el caso del uso de gases combustibles (gas natural y propano) tiene una gran importancia esta tecnología, ya que pueden obtenerse aumentos en el rendimiento, entre un 10 y un 15% sobre una caldera convencional.

1.4. TEORÍA DE LA LLAMA

1.4.1. Definición

La llama es el espacio físico donde se produce una reacción de combustión que emite calor y luz. Como la combustión es una reacción exotérmica (libera calor), los gases producidos en la misma adquieren temperaturas elevadas, con lo que emiten radiación, en parte luminosa, lo que da la característica de color en la llama, pudiendo ser ésta de distintos colores o prácticamente invisible, como es el caso de la combustión del hidrógeno.

Para que una llama se mantenga estable en el tiempo, en la zona de combustión la velocidad de aporte de la mezcla de combustible y comburente debe ser igual a la velocidad con la que se propaga la combustión, es decir, la velocidad de propagación de la llama.

Por otra parte, para que se mantenga esta llama, el aporte de combustible y comburente debe encontrarse en una proporción situada dentro de los límites fijados por los límites inferior y superior de inflamabilidad.

1.4.2. Características de la llama

Las características básicas de la llama son las siguientes:

- **Temperatura final de la llama**

También se denomina temperatura teórica de combustión o temperatura adiabática de combustión. Es la temperatura que se obtendría en una combustión estequiométrica con mezcla perfectamente homogénea y en un tanque que permita evitar cualquier pérdida de calor al exterior.

En muchos casos basta con valorar de modo aproximado el calor liberado para determinar la temperatura adiabática de combustión. Esta temperatura aumenta con la potencia calorífica del combustible y disminuye con la capacidad calorífica de los productos de combustión.

- **Temperatura máxima teórica de la llama**

Es la temperatura que se alcanza cuando la cantidad de aire empleada en la combustión es la cantidad estequiométricamente necesaria para ello. Se trata de un valor ideal, ya que las condiciones estequiométricas son imposibles de conseguir en la realidad. Las temperaturas máximas de la llama son 200-300 °C inferiores a la temperatura máxima teórica de la llama.

Si se está utilizando combustible gaseoso con capacidad calorífica baja, para conseguir elevar la temperatura de combustión habrá que precalentar la mezcla antes de que llegue a la temperatura de combustión. En la llama se distinguen tres zonas, que son:

- Reductora: también se llama dardo primario. Existe aquí un defecto de oxígeno. Es la zona más interior.
- Oxidante: hay exceso de oxígeno. Se llama también dardo primario. Es la zona más exterior y no está tan claramente definida como la reductora.
- Normal: es la zona que queda entre una y otra.

- **Velocidad de propagación de la llama**

La velocidad de propagación de la llama es la velocidad a la cual se produce la combustión de la mezcla aire-gas que sale por el quemador, y se mide en cm/s. Según va saliendo la mezcla inflamable por la cabeza del quemador, el frente de llama va avanzando y quemando la mezcla.

La velocidad de propagación o avance de la llama depende de:

- la proporción entre el combustible y el comburente con que se realiza la mezcla previa (coeficiente de exceso de aire).
- las características del combustible.
- las características del comburente. Los gases no combustibles, como el nitrógeno presente en el aire ambiente, disminuyen la velocidad de propagación, al contrario que los gases combustibles, como el hidrógeno, que la aumentan.
- la temperatura de la mezcla. A medida que aumenta la temperatura de la mezcla, aumenta la velocidad de propagación.

1.4.3. Clasificación de las llamas

Las llamas se pueden clasificar según confluyan los reactivos a la zona de combustión en:

- Llamas de premezcla (la mezcla se produce previa a la zona de llama).
- Llamas de difusión (la mezcla se produce en la misma zona de llama).

En la práctica, pueden presentarse llamas de tipo intermedio, es decir, llamas parcialmente premezcladas, o llamas en las que una de las corrientes es laminar y la otra turbulenta.

Según el tipo de movimiento de los fluidos que intervienen, también se clasifican en llamas laminares y turbulentas.

Las llamas laminares se caracterizan por tener números de Reynolds bajos, inferiores a 2.000, mientras que las turbulentas tienen números de Reynolds mayores de 4.000.

Llamas de premezcla

Es la combustión en la que se mezclan previamente el combustible con aire u oxígeno y a continuación la mezcla pasa a la zona de combustión, donde, por la óptima mezcla entre combustible y comburente, producen una combustión muy eficiente. Es la habitual de los combustibles gaseosos, como

los mecheros de laboratorio, los hornillos de gas y los quemadores a gas de calderas.

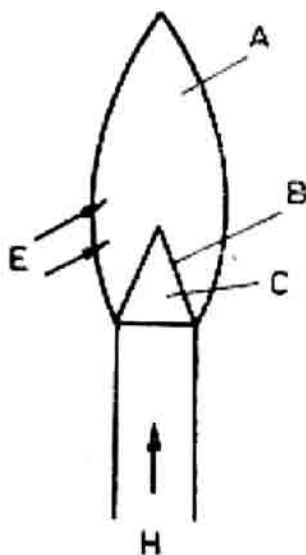


Figura 1.2. Llama Bunsen. A) Zona llama oxidante; B) Zona llama reductora; C) Cono frío (sin combustión); E) Aportación aire secundario; H) Mezcla aire primario – combustible.

Estas llamas pueden presentarse de dos formas básicas:

- **Laminares:** forman un frente de llamas continuo, claramente definido, con forma aerodinámica. Se pueden observar como llamas de propagación en tubos o como llamas esféricas propagándose desde una fuente de ignición. La llama divide una región de mezcla reactante fría de la zona de gases de combustión calientes.

La llama laminar ideal es plana y adiabática. La llama es una región delgada en la que tienen lugar el precalentado, la ignición y la combustión. Su espesor a presión atmosférica para la mayoría de las llamas es del orden de 1 mm.

- **Turbulentas:** el flujo no regular de los reactivos produce una rápida fluctuación, acelerando la mezcla de combustible y comburente. Por ello, son de muy alta eficiencia en cuanto a la producción de calor por unidad de volumen ocupado.

Este tipo de combustión es el utilizado en los quemadores de calderas a gas y en los motores de combustión interna.

Llamas de difusión

Los combustibles líquidos y sólidos, y algunos gases (en circunstancias especiales), son los que producen este tipo de llamas.

Una vela proporciona un buen ejemplo. El combustible (cera en este caso) se funde y vaporiza por el calor de la llama y emerge como una corriente estacionaria de vapor, procedente de la mecha. El aire arrastrado forma una corriente de convección hacia la base de la llama (difunde de afuera hacia adentro). Debido a que ciertas partes son ricas en combustibles, las llamas de difusión de los hidrocarburos suelen ser amarillas a causa de la presencia de partículas de carbón incandescentes.

Si no hay aire suficiente para oxidar este carbón, en las últimas etapas de combustión la llama puede producir humo.

Algunas llamas de difusión no producen carbón, por ejemplo, la llama del alcohol metílico.

1.4.4. Estabilidad de la llama

Para que la llama quede adherida al quemador y, por tanto, sea estable, debe existir un equilibrio entre la velocidad de salida de la mezcla combustible por el quemador y la velocidad de avance de la llama.

La inestabilidad de la llama se produce por:

- Aumento de la velocidad de salida de la mezcla aire-combustible en relación a la velocidad de avance de la llama hasta un límite que pueda producir un despegue o desprendimiento de la llama.
- Disminución de la velocidad de salida de la mezcla aire-combustible en relación a la velocidad de avance de la llama hasta un límite que pueda producir un retroceso de la llama.

Este último fenómeno suele ser frecuente en gases con alto contenido en hidrógeno, debido a su alta velocidad de propagación de llama.

Los defectos de estabilidad de llama más habituales son:

- **Retroceso de llama**

El retorno de la llama se produce cuando la llama se propaga al interior del quemador y se debe a que la velocidad de salida de la mezcla aire-gas es menor que la velocidad de propagación de la combustión. Se corrige aumentando la presión de alimentación o cambiando el inyector.

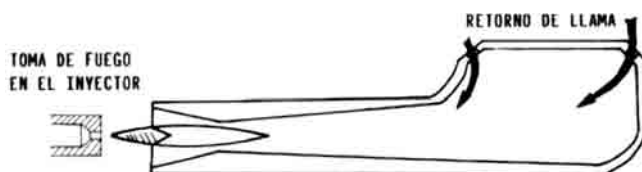


Figura 1.3. Retroceso de llama.

- **Desprendimiento de llama**

El desprendimiento de la llama se produce cuando la velocidad de salida de la mezcla aire-gas por los orificios de la cabeza del quemador es superior a la velocidad de propagación de la combustión. Se corrige disminuyendo la presión de alimentación, cambiando el inyector o regulando el aire primario. También puede darse este fenómeno si existe un exceso de aire primario y, en este caso, deben ajustarse las lumbreras del quemador.

Tienen tendencia al desprendimiento los quemadores que se encuentran alimentados por gas natural, butano, propano o sus mezclas con aire.

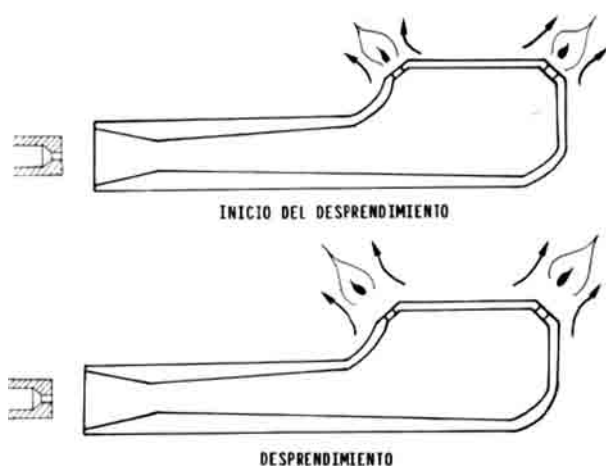


Figura 1.4. Desprendimiento de llama.

- **Puntas amarillas**

El fenómeno de las puntas amarillas se caracteriza por la aparición de flecos amarillos en la cima del cono azul en el interior de la llama. Estos flecos amarillos son debidos a la formación de partículas de carbono en el interior de la llama producidas por una incorrecta combustión de los hidrocarburos que componen el gas combustible. Estas partículas de carbono están sometidas a temperaturas muy elevadas, por lo que, llevadas a la incandescencia, dan la coloración amarilla de la llama.

Estas partículas de carbono deben recibir el oxígeno necesario para su combustión antes de que su temperatura sea demasiado baja, porque, si no, se escapan de la llama, pudiéndose depositar si encuentran una superficie fría.

La aparición de puntas amarillas es característica de cada gas y se produce cuando hay un exceso de gas combustible o una falta de aire primario.

- **Estabilización de la llama**

Los diferentes factores que influyen en la estabilidad y aspectos de las llamas son los mostrados en la Tabla 1.2:

TABLA 1.2. Factores que influyen en el aspecto de la llama.

Variación de un factor quedando los demás constantes	Tendencia al desprendimiento	Tendencia al retorno de llama	Aparición de las puntas amarillas (calidad de la combustión)
Porcentaje de aireación primaria ↑	↑	↑	↓
Diámetro del inyector ↑	↑	↓	↑
Diámetro de los orificios ↑	↓	↑	↑
Profundidad de los orificios diámetro ↑	↓	↓	nulo
Sección de salida ↑	↓	↑	↓
Separación de los orificios ↑	↑	nulo	↓

De acuerdo con esta tabla y el defecto de estabilidad observado, se pueden adoptar las medidas correctoras adecuadas.

2. COMBUSTIBLES

2.1. UN POCO DE HISTORIA

Desde los principios de la sociedad, todas nuestras actividades han envuelto el uso de energía en cualquiera de sus distintas formas, tanto para satisfacer nuestras demandas térmicas, en forma de calor, como para transformar este calor en trabajo mecánico o en energía eléctrica. Pero la obtención de esa energía tiene un coste tanto económico como social y medioambiental, por lo que no sólo se deben conocer bien los procesos de combustión asociados, sino también las fuentes de energía disponibles para obtener dicha combustión, con el fin de realizar la mejor selección posible del mismo.

Siempre se han usado los productos de origen forestal (madera) y agrícola (paja, cascara, etc.) como fuente de energía para obtener calor, pero es importante recordar que a lo largo de los siglos los cambios trascendentales en nuestro modo de vida a través de lo que se han denominado las "revoluciones industriales" han estado completamente ligados al uso de fuentes de energía muy determinadas.

Así, en los siglos XVIII y XIX, la "primera revolución industrial" fue posible gracias al uso de combustibles sólidos, como el carbón, principalmente en la producción de vapor para la obtención de trabajos mecánicos, permitiendo así la industrialización de procesos hasta entonces artesanos. Es por ello que el siglo XIX fue denominado la "sociedad de los combustibles sólidos".



Foto 2.1. Máquina de vapor.

En el siglo xx, gracias a la industrialización de la extracción y refinado del petróleo, se obtuvieron de un modo económico combustibles líquidos, como las gasolinas, gasóleos y fuelóleos, que impulsaron un crecimiento económico basado en su consumo, tanto en la cobertura de demandas térmicas como en el transporte y en la producción de energía eléctrica. Todo ello condujo a lo que se denominó la “sociedad de los combustibles líquidos”.

Pero las condiciones de consumo de combustibles provenientes del petróleo cambiaron a partir del 16 de octubre de 1973, cuando se produjo la primera crisis energética debida al embargo de suministro de crudo a Occidente decretado por la OPEP (Organización de Países Exportadores de Petróleo) como consecuencia de la cuarta guerra árabe-israelí, la guerra del “Yom Kipur” (6.10.1973). Este hecho llevó a un incremento de su precio (de 4 a 12 US\$ por barril) nunca visto desde la finalización de la Segunda Guerra Mundial y que fue el principio de lo que se podría denominar la “montaña rusa de precios del petróleo”, en la que, ante cualquier tensión geopolítica, su precio alcanza máximos temporales. Este aspecto, unido al incremento en los costes precisos para la extracción en yacimientos de crudo, hace que la tendencia en el tiempo del precio de los combustibles provenientes del petróleo sea ascendente.

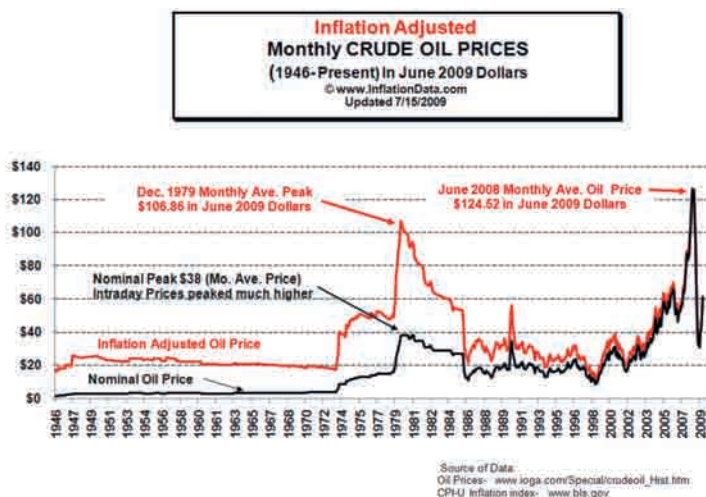


Figura 2.1. Tendencia de los precios del petróleo 1996-2010.

Desde finales del siglo xx, y de forma creciente en estos albores del siglo xxi, se observa un uso creciente de las energías de tipo renovable, tanto para la

producción de energía eléctrica (sistemas eólicos, fotovoltaicos y termosolares) como para la producción de energía térmica (sistemas solares térmicos y biomasa) que buscan una mejora en la seguridad del abastecimiento energético, así como una reducción del impacto de nuestras actividades sobre el medio ambiente, lo cual llevará previsiblemente en la segunda mitad de nuestro siglo a la "sociedad de las energías renovables".

Pero la transición a un nuevo modelo energético no es posible realizarla de un modo brusco, más aún cuando las demandas energéticas de nuestra sociedad son continuas e irrenunciables. Como las energías renovables ya mencionadas no son predecibles en gran medida en su producción y, por tanto, no son completamente gestionables, es preciso disponer de fuentes de energía convencionales que cubran estas demandas cuando las renovables no son suficientes. Además, se debe realizar un esfuerzo de eficiencia energética por el cual nuestras necesidades energéticas sean cubiertas con la menor cantidad de energía posible.

Finalmente, la actual coyuntura económica y financiera exige que las soluciones de mejora de la eficiencia energética deban ser lo más económicas posible, es decir, que la inversión inicial precisa sea la menor posible, para poder así acceder financieramente a las mismas.

Por ello, se debe disponer de soluciones que permitan esa transición. Es ahí donde los combustibles gaseosos, en especial el gas natural, representan una solución idónea para esta cuestión, por su bajo impacto medioambiental, la eficiencia energética de las tecnologías asociadas a estos combustibles y su eficiencia económica, tanto en el coste inicial de sus soluciones como en el coste de su explotación. Esta idoneidad se incrementa considerando que las reservas probadas de gas natural se han multiplicado por el desarrollo de tecnologías que permiten su extracción de yacimientos no convencionales.

2.2. DEFINICIÓN DE COMBUSTIBLE. SU CLASIFICACIÓN

Combustible es cualquier material capaz de liberar energía en forma de calor cuando reacciona con el oxígeno, habitualmente el contenido en el aire, transformando su estructura química. Supone la liberación de una energía de su forma potencial a una forma utilizable (por ser una reacción química, se conoce como energía química). En general, se trata de sustancias susceptibles de quemarse.

De acuerdo con su estado de agregación, los combustibles se clasifican en:

- **Combustibles sólidos:** son aquellas sustancias en las que sus moléculas presentan una gran cohesión entre sí, ya que las fuerzas de atracción son superiores a las que originan los movimientos moleculares. Su característica fundamental es que mantienen una forma y volumen definidos.
- **Combustibles líquidos:** son aquellas sustancias en las que las fuerzas resultantes de los movimientos moleculares son lo suficientemente elevadas frente a las fuerzas de atracción para permitir el movimiento de las moléculas entre sí, permitiéndole fluir y adaptarse a la forma del recipiente que las contiene. Su característica fundamental es que no poseen una forma definida, aunque mantienen un volumen determinado.
- **Combustibles gaseosos:** son aquellas sustancias en las que las fuerzas resultantes de los movimientos moleculares son muy superiores a las fuerzas de atracción entre moléculas. Por ello, las moléculas de los gases se distancian ocupando todo el espacio disponible. Si no se contienen en un espacio cerrado, se difunden en la atmósfera. Su característica fundamental es que tienen forma y volumen variables y ejercen presión sobre las paredes del recipiente que las contiene. Al contrario de los sólidos y los líquidos, los gases son compresibles, por lo que siempre que se indique un volumen deberá precisarse la presión y la temperatura a las que se ha medido.

2.3. PROPIEDADES GENERALES DE LOS COMBUSTIBLES

Independientemente del tipo de combustible, éstos se definen por una serie de propiedades genéricas, de las que se indican las siguientes:

2.3.1. Poder calorífico

Es la cantidad de energía (calor) desprendida por una unidad de combustible en su combustión completa para unas condiciones determinadas de presión y temperatura de los productos que reaccionan y de los productos resultantes.

Para los combustibles cuyos productos de la combustión (gases quemados) contienen vapor de agua, se debe diferenciar si la cantidad de energía

medida incluye la energía correspondiente al calor de vaporización de ese vapor de agua o no. Efectivamente, si los gases quemados se evacúan directamente a la atmósfera sin actuar sobre ellos, la energía incorporada a la entalpía del vapor de agua en forma de calor latente de vaporización no se aprovecha, pero si estos gases quemados se enfrían, se puede aprovechar el calor sensible de los gases, pero lo que es más importante, si se disminuye la temperatura por debajo de la temperatura de punto de rocío del vapor de agua, éste condensa, cediendo (exotérmico) el correspondiente calor de condensación, y obteniendo una energía adicional que puede representar hasta un 11% del total de energía en el caso del gas natural. Por ello, se definen dos tipos de poder calorífico según la temperatura final de los gases quemados:

Poder calorífico superior (Hs): es la cantidad de energía desprendida por una unidad de combustible enfriando los gases quemados hasta 0 °C a presión atmosférica. En estas condiciones, el vapor de agua ha condensado, cediendo su calor latente de vaporización (en este caso de condensación). Se mide en kWh/kg (combustibles sólidos y líquidos) o en kWh/Nm³ (combustibles gaseosos).

Poder calorífico inferior (Hi): es la cantidad de energía desprendida por una unidad de combustible enfriando los gases quemados hasta 0 °C a presión atmosférica, pero sin considerar el calor latente de condensación del vapor de agua producido. Se mide en kWh/kg (combustibles sólidos y líquidos) o en kWh/Nm³ (combustibles gaseosos).

El poder calorífico de los combustibles líquidos y gaseosos más habituales en la producción térmica en la industria, están indicados en la siguiente Tabla 2.1.

TABLA 2.1. Poderes caloríficos de los combustibles.

Combustible	Unidad	Hi	Hs
Gas natural	(kWh/kg)	13,05	14,43
Propano comercial	(kWh/kg)	12,82	13,92
Butano comercial	(kWh/kg)	12,69	13,74
Gasóleo C	(kWh/kg)	11,56	12,23

2.3.2. Composición de los combustibles

La composición de un combustible es fundamental para poder determinar los parámetros característicos de su combustión y prever la posible emisión de productos nocivos o contaminantes. De modo genérico, tienen en su composición una serie de elementos químicos que determinan su comportamiento en el proceso de combustión. Estos son los siguientes:

- De modo mayoritario, contienen carbono (C) e hidrógeno (H), sea en forma libre o combinada en forma de hidrocarburos. Son los componentes principales para la obtención de energía térmica.
- Azufre (S), bien en forma libre o combinada. Debido a que en su combustión se producen compuestos de efecto perjudicial para el medio ambiente, se exige cada vez más la reducción de su presencia, aunque en ciertos combustibles esto representa una gran dificultad.
- Oxígeno (O), bien combinado con el carbono y el hidrogeno o bien presente en estado libre en el combustible (caso de las mezclas aire-propaño, por ejemplo).
- Inertes como son la humedad, las cenizas, el CO_2 y el nitrógeno.

De acuerdo con la composición química del combustible se puede determinar el poder calorífico del mismo de acuerdo con los calores de formación de sus componentes y las reacciones de combustión que tienen lugar.

Las características físicas de los combustibles líquidos y gaseosos provenientes del petróleo, están reguladas en España mediante el Real Decreto 61/2006 de 31 de Enero y la modificación (para combustibles líquidos y biocarburantes) realizada en el Real Decreto 1088/210 de 3 de Septiembre.

2.3.3. Peso específico y densidad

Peso específico de un combustible: se define como el peso de una unidad de volumen del mismo en condiciones normalizadas de temperatura y presión. Para combustibles líquidos se considera una temperatura de referencia de 15 °C y para combustibles gaseosos es de 0 °C, a presión atmosférica.

En combustibles sólidos y líquidos, la unidad de volumen es el litro (kg/litro) y en combustibles sólidos el metro cúbico en condiciones normales (kg/Nm³).

Los pesos específicos de los combustibles más habituales se observan en la Tabla 2.2.

TABLA 2.2. Pesos específicos de los combustibles.

COMBUSTIBLE	UNIDAD	PESO ESPECÍFICO
Gas natural	(kg/Nm³)	0,78
Propano comercial	(kg/litro)	0,502 / 0,535
Butano comercial	(kg/litro)	0,56
Gasóleo C	(kg/litro)	0,82 / 0,88

Densidad de un combustible: se define como la relación entre el peso específico del combustible y el de una sustancia de referencia. Esta unidad es adimensional. En el caso de combustibles líquidos y sólidos la sustancia de referencia es el agua y en el caso de combustibles gaseosos esta referencia es el aire. Las densidades de los combustibles más habituales se indican en la Tabla 2.3.

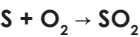
TABLA 2.3. Densidades de los combustibles.

COMBUSTIBLE	DENSIDAD
Gas natural	0,603
Propano comercial	0,502 / 0,535
Butano comercial	0,56
Gasóleo C	0,82 / 0,88

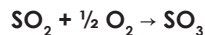
2.3.4. Contenido de azufre

Es preciso conocer el contenido de azufre en el combustible para valorar la cantidad de SO₂ que aparecerá en los productos de la combustión, que, tras su hidrolización, es el responsable de la denominada lluvia ácida.

En la combustión, el azufre reacciona según:



Ya en la atmósfera, el SO_2 se hidroliza en dos fases, produciendo ácido sulfúrico:



Además de la reducción en el contenido de azufre, una forma de reducir la formación de SO_3 es controlar el exceso de aire, de modo que se minimice la cantidad de oxígeno libre en los productos de la combustión.

El gas natural, así como los gases licuados del petróleo (propano y butano), se encuentran exentos de azufre en su composición, mientras que el gasóleo de calefacción (Gasóleo C) tendrá por reglamentación un contenido máximo de 1.000 mg/kg (1%).

2.4. COMBUSTIBLES SÓLIDOS

2.4.1. Clasificación

Los combustibles sólidos se clasifican inicialmente como naturales o elaborados.

Combustibles naturales: son aquellos de procedencia natural, sin proceso de elaboración previo. De acuerdo con su origen se pueden clasificar en:

- De origen vegetal.
- De origen fósil.

Combustibles elaborados: son los que se obtienen mediante técnicas de descomposición térmica de materias naturales o como residuos de otros procesos químicos. Los más habituales son el carbón de madera, el coke de carbón o el coke de petróleo.

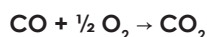
2.4.2. Modo de combustión

El proceso completo de combustión de un sólido incluye las siguientes fases:

- Secado del combustible, produciendo primero la evaporación del agua contenida (humedad del combustible) y su evacuación hasta el exterior,

elevando a continuación la temperatura del combustible hasta la temperatura de pirólisis. Este proceso es endotérmico.

- **Pirólisis del combustible**, por la que a partir de una temperatura se produce la descomposición térmica del mismo produciendo por una parte volátiles (CO_2 , CO , CH_4 , H_2 , etc.) en forma gaseosa y la componente carbonosa altamente reactiva. Los volátiles combustionan, produciendo llama y manteniendo la presión parcial de O_2 muy baja en la zona próxima a la superficie carbonosa, por lo que no se produce la combustión carbonosa hasta que se oxidan estos volátiles. Este proceso es fuertemente endotérmico.
- **Combustión de la componente carbonosa**, proceso de oxidación basado en la difusión del comburente en la matriz carbonosa, por lo que la combustión se produce en dos etapas:



La primera reacción se produce sobre la superficie del combustible y su producto, el CO , se difunde hacia el exterior, dando lugar a la segunda reacción

En todo este proceso, sólo la oxidación de volátiles y la combustión de la componente carbonosa son reacciones exotérmicas.

2.5. COMBUSTIBLES LÍQUIDOS

2.5.1. Características

Las características específicas más importantes de los combustibles líquidos son:

Densidad: los combustibles se comercializan en volumen, por ello es importante saber la densidad que tienen a temperatura ambiente. Las densidades de los combustibles más habituales son:

- Gasolinas: 0,60/0,70
- Gasóleos: 0,825/0,880
- Fuelóleos: 0,92/1

Viscosidad: mide la resistencia interna que presenta un fluido al desplazamiento de sus moléculas. Esta resistencia viene del rozamiento de unas moléculas con otras. Puede ser *absoluta* o *dinámica*, o bien *relativa* o *cinemática*.

La *fluidez* es la inversa de la viscosidad. Por ello, la medida de la viscosidad es importante porque va a dar una idea de la fluidez del combustible; permite apreciar la posibilidad del bombeo de un producto en una canalización.

Punto de inflamación: se define como la mínima temperatura a la cual los vapores originados en el calentamiento a una cierta velocidad de una muestra de combustible se inflaman cuando se ponen en contacto con una llama piloto de una forma determinada. El *punto de inflamación* da una idea de la cantidad de compuestos volátiles o muy volátiles que puede tener un combustible.

Punto de enturbiamiento: es la temperatura mínima a la que sometiendo el combustible a un enfriamiento controlado se forman en el seno del mismo los primeros cristales de parafina (de cadenas carbonadas lineales, alcanos), que son los de mayor punto de congelación y los más pesados. Los componentes más pesados son los que cristalizan y solidifican antes y son los de más alto punto de congelación (lo hacen con “más calor”). Dificultan el fluir del combustible.

2.5.2. Modo de combustión

Por su característica líquida, en estos combustibles se debe producir una evaporación del líquido, de modo que se facilite la reacción combustible-comburente. Por ello, se tiene que incrementar la superficie de contacto entre ambos, para lo cual el combustible se pulveriza a su entrada en la cámara de combustión, produciendo gotas de combustible lo más pequeñas en diámetro posible.

En estas gotas, ante la temperatura circundante, se produce una evaporación del combustible que genera una “nube gaseosa” a su alrededor en la que se produce la combustión. Si la pulverización no es la adecuada (gotas demasiado grandes), la combustión alcanza la superficie de la gota con una concentración demasiado baja de oxígeno, lo cual genera una combustión incompleta con la consiguiente producción de inquemados y hollines.

Para evitar esta mala combustión, los combustibles líquidos deben presurizarse previo a su mezcla, introduciéndose en la cámara de combustión mediante inyectores que favorecen esa pulverización necesaria.

2.6. COMBUSTIBLES GASEOSOS

Los combustibles gaseosos han tenido una gran importancia en la cobertura de las demandas de nuestra sociedad, ya desde el siglo XIX. Efectivamente, desde la mitad del siglo XIX se empleó el gas manufacturado, también llamado "gas ciudad" o "gas de villa" en el alumbrado público de muchas de nuestras ciudades, la denominada "luz de gas". Este gas estaba compuesto por una mezcla de hidrógeno, monóxido de carbono, nitrógeno y vapor de agua, y era producido por la destilación seca de hullas.

Desde principios del siglo XX, con el desarrollo de la tecnología de transporte por tuberías, se desarrolló principalmente en los Estados Unidos el uso de los gases combustibles, tanto los provenientes del petróleo como del gas natural.

En Europa el desarrollo del gas natural comenzó después de la Segunda Guerra Mundial y en España el inicio de su uso fue en 1967, con la inauguración de la planta de regasificación de Barcelona. A Madrid llegó por primera vez en 1987, es decir, si hablamos del gas natural en particular, hablamos de una historia muy reciente, por lo que si se considera que ya representa el 27% de la energía primaria consumida en nuestro país, nos da una idea de las ventajas que representa en eficiencia y precio.

2.6.1. Características

Por su carácter gaseoso, la característica más importante es la compresibilidad.

Los gases son compresibles, consiguiéndose con la misma masa de gas variaciones importantes de volumen en función de las condiciones de presión y temperatura. Esta propiedad tiene una aplicación directa en el transporte de los gases a través de tuberías, ya que el volumen a vehicular se reduce considerablemente en función de la presión, y es la variación de presión

entre las distintas secciones de la canalización lo que origina el movimiento del gas por su interior.

Sin embargo, es importante resaltar que los gases pueden llegar a licuarse por compresión, pero no todos los gases se comportan de igual manera cuando se comprimen y ello es consecuencia de un determinado valor de la temperatura crítica.

Otro aspecto a destacar es que la facturación de los gases combustibles se realiza según el coste económico por kWh de energía, de acuerdo con el poder calorífico superior (PCS) del gas, mientras que el parámetro de facturación en combustibles líquidos y sólidos se realiza de acuerdo a su poder calorífico inferior (PCI).

Como la lectura del consumo real del gas habitualmente se realiza por medios volumétricos en forma gaseosa, a una presión y a una temperatura determinada, el procedimiento para proceder a su facturación es el siguiente:

1. Toma de la lectura (en metros cúbicos) inicial y final del período a facturar y, por diferencia, cálculo del consumo del período en m^3 (consumo bruto).
2. Conversión del consumo bruto al equivalente en unas condiciones normalizadas de presión y temperatura, obteniendo el "consumo corregido" o "consumo neto", para lo cual:
 - Para pequeños consumos se toma como constante la presión de medida de acuerdo con la presión de regulación aguas arriba del contador y se toma como constante la temperatura media anual en el punto geográfico del consumo.
 - Para consumos mayores, se instala un corrector de medida, el cual toma en cada instante la temperatura y presión del gas que circula, el caudal circulante y realiza la conversión instantánea a "consumo corregido", almacenando y acumulando su valor y, en su caso, transmitiéndolo al operador del sistema de distribución mediante un sistema de telemedida, que permite el conocimiento diario de ese consumo.
 - Todo ello está regido por lo indicado en el Procedimiento de Detalle nº 1 de las Normas del Gestor Técnico del Sistema (NGTS) y las resolu-

ciones posteriores que la modifican (resolución 15496 de 22 septiembre de 2011).

3. El consumo en “condiciones normales” se multiplica por el poder calorífico superior del gas en estas “condiciones normales” y, de acuerdo con las características del gas en dicha red de distribución, se obtiene la energía suministrada en esa instalación. Es a este el valor al que se aplican los correspondientes costes económicos de facturación.

2.6.2. Intercambiabilidad de gases

La posibilidad de sustituir un gas combustible por otro en su utilización en un aparato de modo que las condiciones de funcionamiento se mantengan en parámetros correctos, se denomina “intercambiabilidad de gases combustibles”.

Se dice que dos gases son intercambiables para su uso en un aparato, cuando permiten mantener la potencia calorífica del aparato, la estabilidad de la llama y la calidad de la combustión.

Para definir la intercambiabilidad entre dos gases se utiliza habitualmente el método de Delbourg que emplea como parámetros el índice de Wobbe y el potencial de combustión.

Índice de Wobbe (W)

Se define como la relación entre el poder calorífico del gas por unidad de volumen y la raíz cuadrada de su densidad relativa.

Según se utilice el PCS o el PCI, se hablará de índice de Wobbe superior (W_s) o índice de Wobbe inferior (W_i). Normalmente se utiliza el índice de Wobbe superior.

Las unidades habituales son MJ/Nm^3 y kWh/Nm^3 .

De acuerdo con la norma UNE-EN-437:2003 (que sustituye a la derogada UNE 60002), los gases combustibles se clasifican en 3 familias, según el valor de su índice de Wobbe, como indica la Tabla 2.4.

TABLA 2.4. Clasificación de gases combustibles.

Familia y grupo de gas	Índice de Wobbe superior a 15 °C y 1.013,25 mbar (MJ/m³)	
	Mínimo	Máximo
Primera familia		
• Grupo A	22,4	24,8
Segunda familia	39,1	54,7
• Grupo H	45,7	54,7
• Grupo L	39,1	44,8
• Grupo E	40,9	54,7
Tercera familia	72,9	87,4
• Grupo B/P	72,9	87,4
• Grupo P	72,9	76,8
• Grupo B	81,8	87,4

En España, la distribución de gases de la primera familia (manufacturados) ya no se realiza, de la segunda familia el gas distribuido pertenece al Grupo H, y el butano y el propano comercial distribuidos pertenecen a la tercera familia.

Potencial de combustión (C)

Es un valor proporcional a la velocidad de propagación de combustión que se adopta ante la imposibilidad de fijar ésta, por depender de muchos factores (naturaleza del gas, temperatura, etc.).

El valor de la velocidad de combustión ha de estar en equilibrio con el de la velocidad de salida de la mezcla aire-gas para que no haya ni desprendimiento ni retroceso de llama.

La Fig. 2.2. reproduce un diagrama de intercambiabilidad en el que, conocidos los índices de un gas, se puede determinar a qué familia pertenece y los fenómenos de combustión que puede presentar.

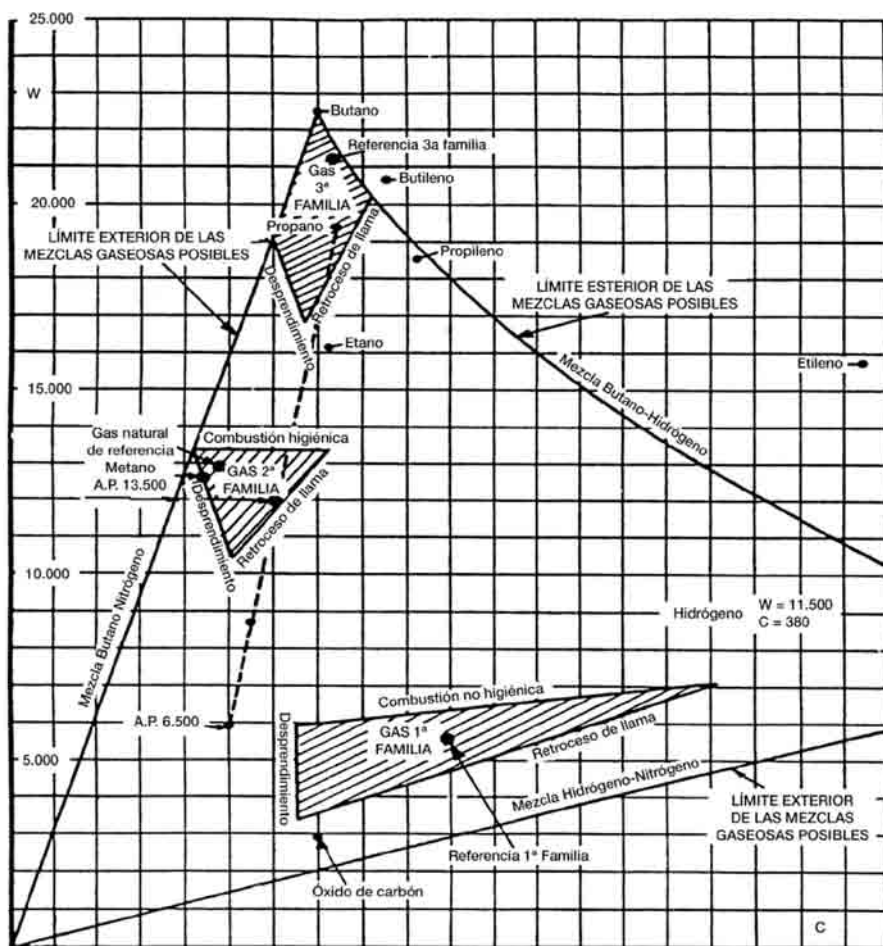


Figura 2.2. Diagrama de intercambiabilidad.

2.6.3. Características de los gases distribuidos en España

El gas natural

Los gases naturales son mezclas de gases formados fundamentalmente por hidrocarburos gaseosos. Su componente principal es el metano, cuya proporción es superior al 70%.

Se extraen de la naturaleza de bolsas de gas, bajo tierra, cubiertas por capas impermeables que impiden su salida al exterior y en los últimos años

también se obtiene de las denominadas “fuentes no convencionales”, como el denominado “gas de esquistos” (*shale gas*) en el que el gas natural se encuentra atrapado en estratos de esquistos arcillosos sedimentarios de baja permeabilidad. Esta última procedencia ha hecho que las reservas mundiales probadas de gas natural hayan crecido de manera muy importante.

La Tabla 2.5 muestra la composición de gases naturales de diversas procedencias.

TABLA 2.5. Composición del gas natural (%) según su procedencia.

Procedencia Componente	Argelia (Barcelona)	Argelia (Huelva)	Libia	Argelia gasoducto	Conexión Francia	Nacional
Metano	90,691	89,192	87,365	83,600	96,696	97,649
Etano	7,492	8,200	10,963	7,610	2,327	0,255
Propano	0,952	1,622	0,611	1,980	0,192	0,068
Butano	0,261	0,496	0,056	0,790	0,377	0,055
Pentano	0,017	0,030	—	0,23	0,010	0,013
Hexano y superiores	—	—	—	0,120	—	—
Nitrógeno	0,587	—	0,963	5,691	0,397	1,744
Dióxido de carbono	—	—	—	—	0,001	0,216
Azufre	0,001% (aportado por el odorizante)					

En condiciones normales de presión y temperatura, el gas natural se encuentra en estado gaseoso, debiendo bajarse su temperatura hasta los 163 °C negativos para que se licue a presión atmosférica, reduciéndose en este caso su volumen unas 600 veces respecto a su volumen gaseoso. Esta propiedad se aprovecha para su transporte a largas distancias mediante buques metaneros.

Si la temperatura del gas natural supera los 82,7 °C negativos (temperatura crítica), por mucho que se eleve la presión, el gas no se licúa.

Gases licuados del petróleo

Los gases licuados del petróleo (GLP) son mezclas comerciales de hidrocarburos en los que el butano o el propano son dominantes.

En condiciones normales de presión y temperatura, se encuentran en estado gaseoso, pero, debido a su elevada temperatura crítica, sometidos a presión en recipientes cerrados y temperatura ambiente, se licuan y, en consecuencia, están en fase líquida, ocupando un volumen unas 250 veces inferior al que ocuparían en estado gaseoso.

Los GLP se obtienen principalmente en las refinerías de petróleo durante el proceso de destilación del crudo. También se pueden obtener de los procesos de licuación o regasificación del gas natural cuando los GLP se encuentran asociados al gas natural en sus yacimientos.

La composición y características están regulados por disposiciones oficiales para butano y propano comerciales, en particular el ya referenciado RD 61/2006.

TABLA 2.6. Características del butano comercial.

Característica	Unidades	Límite	
		Máximo	Mínimo
Densidad líquido a 15 °C	kg/m³		560
Densidad relativa gas			2,04
Presión de vapor man. a 50 °C	bar	7,5	
Poder calorífico inferior	kWh / kg		12,44
Poder calorífico superior	kWh / kg		13,72
Hidrocarburos C2 (etano)	% vol	2	
Hidrocarburos C3 (propano)	% vol	20	
Hidrocarburos C4 (butano)	% vol		80
Hidrocarburos C5 (pentano)	% vol	1,5	
Olefinas totales	% vol	20	

TABLA 2.7. Características del propano comercial

Característica	Unidades	Límite	
		Máximo	Mínimo
Densidad líquido a 15 °C	kg/m ³	535	502
Densidad relativa gas			1,6
Presión de vapor man. a 37,8 °C	bar	16	10
Poder calorífico inferior	kWh / kg		12,56
Poder calorífico superior	kWh / kg		12,84
Hidrocarburos C2 (etano)	% vol	2,5	
Hidrocarburos C3 (propano)	% vol		80
Hidrocarburos C4 (butano)	% vol	20	
Hidrocarburos C5 (pentano)	% vol	1,5	
Olefinas totales	% vol	35	

3. EL AGUA EN LAS CALDERAS DE VAPOR

3.1. OBJETIVO

Técnicamente, puede definirse una caldera de vapor, de acuerdo con la terminología vigente, como todo aparato a presión en donde el calor procedente de cualquier fuente de energía se transforma en utilizable, en forma de calorías, a través de un medio de transporte, en este caso, vapor de agua.

El objetivo del presente capítulo es poner de manifiesto la importancia que tiene el tratamiento del agua en la vida útil, el rendimiento y la seguridad en la operación de calderas industriales.

El aseguramiento de la calidad del agua de alimentación y del agua de caldera se consigue cumpliendo con los requerimientos de las normas que definen los parámetros involucrados en el tratamiento del agua.

Por esta razón, es de suma importancia que el tratamiento, así como las pruebas del agua, sean llevados a cabo por compañías especializadas en tratamiento que trabajan con los operadores de las plantas de calderas. Hay un papel complementario para ambos con el fin de resolver los problemas que afectan al agua de calderas, de forma que puedan operarse con seguridad, eficiencia y de forma continua cuando se precise.

Cualquiera que sea el tipo de caldera que se considera, puede esquematizarse sencillamente el ciclo del agua en el aparato de la siguiente forma:

- a) La caldera de vapor recibe el agua de alimentación, que está constituida por una proporción variable por agua nueva, más o menos tratada, llamada agua de aportación, y de agua de retorno que vuelve de la instalación a partir de los condensados del vapor.
- b) En el interior del aparato el agua de alimentación se convierte en vapor, el cual podría considerarse constituido por moléculas de agua pura.
- c) El agua que se mantiene líquida en el interior de la caldera se carga de todas las sustancias y elementos que contenía el agua vaporizada,

salvo las que han sido arrastradas en el vapor por mecanismos que se explicarán más adelante.

- d) Si no se efectúa una desconcentración sistemática, denominada purga o extracción, las impurezas se irán concentrando, cada vez más, en la fase líquida, por lo que será necesario verter al desagüe una parte del agua de la caldera.

3.2. TIPOS DE CALDERAS DE VAPOR

Fundamentalmente son dos los tipos de calderas de vapor que normalmente suelen utilizarse: caldera de tubos de humo o pirotubulares y calderas de tubos de agua o acuotubulares.

Las calderas de tubos de humo o pirotubulares se pueden explicar como un cilindro compacto de agua, atravesado longitudinalmente por un haz de tubos por los que circulan la llama y/o los humos. Lógicamente, los humos y la llama pasarán por el interior de los tubos de acero, los cuales estarán rodeados de agua.

El gran volumen de agua de estos equipos actúa como un almacén de energía proporcionando una respuesta adecuada para demandas puntuales y una mayor calidad del vapor.

En el caso de las calderas acutubulares, el agua está en parte o casi toda contenida en haces de tubos de acero rodeados por la llama y los gases calientes de la combustión. Teniendo en cuenta el elevado número de tubos que pueden instalarse, la superficie de calefacción puede ser muy grande para dimensiones relativamente reducidas. Por esta razón, su puesta a régimen es muy rápida, teniendo la posibilidad de producir vapor a elevadas presiones.

En algunas ocasiones suele encontrarse un tipo de calderas llamadas de vaporización instantánea utilizables en ciertas aplicaciones industriales o alimentarias en donde es necesario disponer de vapor a mediana presión de forma intermitente. Son muy compactos y de poco volumen de agua.

Debido a su tamaño más compacto, las calderas acuotubulares suelen tener una carga térmica por superficie de calefacción superior, lo que les hace más sensibles a la calidad del agua, de ahí que la normativa vigente exija condiciones más restrictivas para el agua de alimentación de estos equipos.

3.3. PROBLEMAS BÁSICOS PLANTEADOS EN EL INTERIOR DE LAS CALDERAS DE VAPOR

Los principales problemas que pueden aparecer en la utilización de las calderas de vapor vienen motivados por los siguientes procesos:

- Incrustaciones.
- Corrosiones.
- Arrastres.
- Depósitos.

3.3.1. Incrustaciones

Las incrustaciones cristalinas y duras se forman directamente sobre la superficie de calefacción por cristalización de las sales en disolución saturadas presentes en el agua de la caldera. Están constituidas, esencialmente, por elementos cuya solubilidad decrece al aumentar la temperatura del agua y son, generalmente, carbonato cálcico, sulfato cálcico, hidróxido cálcico y magnésico, y ciertos silicatos de calcio, de magnesio y de aluminio, entre otros.



Foto 3.1. Ejemplo incrustaciones en caldera de vapor.

Las incrustaciones son peligrosas porque su conductividad térmica es pequeña. Estas incrustaciones afectan al rendimiento térmico de las calderas y producen un recalentamiento importante en el metal expuesto a la llama.

Esto se traduce en corrosiones, hinchamientos y explosiones, cuyas consecuencias pueden ser graves.

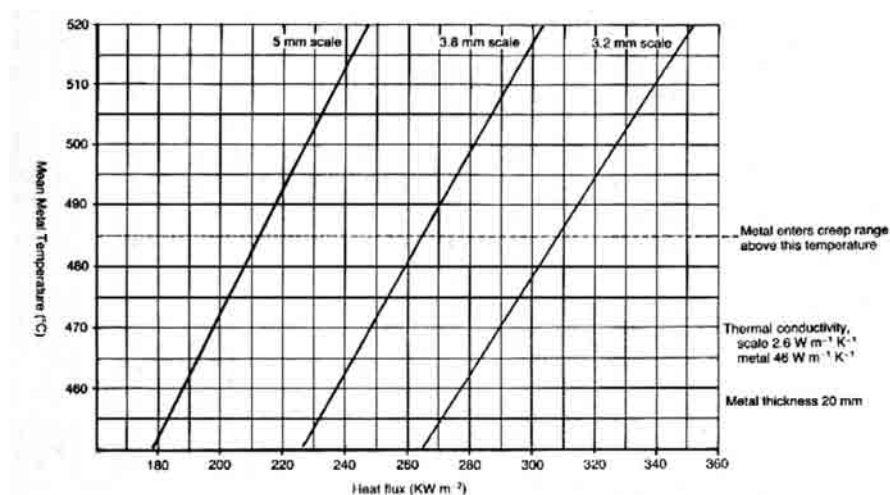


Figura 3.1. Efecto de incrustaciones y flujo de calor en la temperatura del metal.

La acción de dispersantes, lavados químicos o las dilataciones y contracciones de una caldera pueden soltar las incrustaciones, por lo que deben ser eliminadas para prevenir su acumulación en el fondo del cuerpo de presión, tal como lo muestra la Foto 3.2.



Foto 3.2. Ejemplo de acumulación de las incrustaciones en fondo de caldera.

En el caso de que estas incrustaciones no sean removidas, se corre el riesgo de embancar la caldera y obstruir las líneas de purga de fondo, con lo que el problema puede tornarse aún más grave.

3.3.2. Corrosiones

La corrosión es un proceso por el cual el metal en contacto con su medio ambiente tiende a cambiar desde forma pura de metal a otra más estable. El hierro, por ejemplo, es gradualmente disuelto por el agua y oxidado por el oxígeno que lleva en su seno, formándose productos de oxidación a base de óxidos de hierro. Este proceso ocurre rápidamente en los equipos de transferencia de calor, como son las calderas de vapor, ya que, en presencia de altas temperaturas, gases corrosivos y sólidos disueltos en el agua se estimulan los procesos de corrosión.

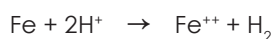
De los diversos tipos de corrosión que pueden plantearse, se consideran como fundamentales los siguientes:

- Corrosión general.
- Corrosión por oxígeno o *pitting*.
- Corrosión cáustica.
- Corrosión por anhídrido carbónico.

Corrosión general

La corrosión general tiende a disolver o atacar el metal de manera uniforme sobrecalentado por el vapor, tal como puede ocurrir en la superficie de los tubos, con acumulación de productos de la corrosión en la propia superficie del metal.

Un caso singular de esta corrosión es la debida a la acidez del agua según la reacción:



El hierro y otros metales se disuelven más rápidamente en el agua cuanto más bajo sea el valor del pH o más ácida sea el agua. De ahí viene la nece-

sidad de mantener un pH fuertemente alcalino o pH elevado en el interior de las calderas de vapor.

Corrosión por oxígeno o *pitting*

La corrosión por el oxígeno disuelto puede manifestarse, además de forma generalizada, por despolarización catódica al desequilibrar la reacción anterior en un proceso de corrosión muy importante llamado corrosión por aireación diferencial (efecto Evans).

Efectivamente, cuando un metal se ve recubierto de forma irregular por barro e incrustaciones, en presencia de oxígeno disuelto, las zonas cubiertas se ven preferentemente atacadas y son el centro de corrosiones localizadas y profundas, como tubérculos de color negro.



Foto 3.3. Ejemplo de corrosión por *pitting* en tubos de humo.

Corrosión cáustica

La corrosión cáustica se produce por una sobreconcentración local en zonas de elevadas cargas térmicas (fogón, cámara trasera, etc.) de sales alcalinas, como la sosa cáustica.

Este tipo de corrosión se manifiesta en forma de cavidades profundas, semejantes al *pitting* por oxígeno, rellenas de óxidos de color negro, presentes solamente en las zonas de elevada liberación térmica (fogón, placa trasera y cámara trasera) de una caldera.



Foto 3.4. Ejemplo de corrosión cáustica en tubo hogar de caldera de vapor.

Corrosión por anhídrido carbónico

El anhídrido carbónico disuelto en el agua y los distintos compuestos que en ella forma juegan un papel importantísimo en la química del agua. El CO_2 se disuelve en el agua en función de su presión parcial (PCO_2). Una parte permanece en disolución en forma de gas mientras otra reacciona con el agua para dar ácido carbónico (H_2CO_3) que se disocia parcialmente para dar iones carbonato o bicarbonato. Estos iones serán consumidos en reacciones de ataque a diversos minerales.

Esta corrosión se pone de manifiesto principalmente en las líneas de retorno de condensado y tiene efectos sobre la caldera, ya que los óxidos producidos (hematita) son arrastrados a la misma con el agua de alimentación. Toda caldera cuyo lado agua tiene un color rojizo presenta problemas de corrosión en las líneas de retorno de condensado.

3.3.3. Arrastres

El arrastre de condensado en una caldera tiene relación con el suministro de vapor húmedo (con gotas de agua). El suministro de vapor húmedo puede tener relación con deficiencias mecánicas y químicas.

Las deficiencias mecánicas tienen relación con la operación con elevados niveles de agua, deficiencias de los separadores de gota, sobrecargas térmicas, variaciones bruscas en los consumos, etc.

Por otro lado, las deficiencias químicas tienen relación con el tratamiento de agua de la caldera, específicamente con excesivos contenidos de alcalinidad, sólidos totales (disueltos y en suspensión) y sílice, que favorecen la formación de espuma.

El vapor que escapa de una caldera contiene siempre vesículas de agua que tienen tendencia a vaporizarse. Si el vapor llega húmedo al recalentador, es decir, si existe arrastre, el residuo sólido de la evaporización del agua de la caldera puede depositarse parcialmente en el mismo, observándose verdaderas incrustaciones ricas en sosa cáustica o en sales de sodio.



Foto 3.5. Efecto de los sólidos disueltos en el nivel de agua de la caldera de vapor.

En la Foto 3.5 se muestra una vista interior de la cámara de vapor de una caldera, en cuyas paredes se aprecia la irregularidad del nivel de agua provocada por un excesivo contenido de sólidos.

En muchos casos, la contaminación del vapor debido al fenómeno del arrastre puede perjudicar de forma grave la calidad del producto en contacto con el vapor, como puede ser el caso de las industrias alcoholeras, farmacéuticas, etc.

3.3.4. Depósitos

El agua que contiene la caldera tiene sólidos en suspensión que provienen del agua de alimentación o de los aditivos y procesos de eliminación de las incrustaciones que se decantan en el fondo de la caldera en forma de lodos.

Al igual que ocurre con las incrustaciones, la conductividad térmica de estos compuestos precipitados es muy baja, lo que puede llevar al fallo de metal por sobrecalentamiento al no refrigerarse adecuadamente.

Cuando la concentración de sólidos en suspensión es excesiva, la precipitación de lodos puede llevar al fallo de lectura de algunos componentes de control de la caldera, como pueden ser las sondas de nivel o de presión.

3.4. PRINCIPALES IMPUREZAS CONTENIDAS EN EL AGUA DE APORTACIÓN Y SUS EFECTOS EN EL INTERIOR DE LAS CALDERAS DE VAPOR

Sin importar las características químicas de las impurezas, son posibles cuatro casos distintos:

1. Si la impureza es un sólido soluble, aparece en estado de disolución o en solución con el agua.
2. Si el sólido no es soluble en agua, no está en solución sino en estado de suspensión.
3. Aquellas impurezas de naturaleza gaseosa que son parcialmente solubles están en estado de absorción en el agua.
4. Las soluciones coloidales tienen partículas en suspensión, entre ellas las que están en estado de disolución y las que están en suspensión.

Calcio y Magnesio (Ca, Mg)

Las principales sustancias contenidas en las aguas naturales o aguas brutas son las sales de calcio y magnesio, normalmente bicarbonatos y sulfatos. Para caracterizar un agua se definen tres tipos de dureza:

- I. La **dureza total** del agua, que es la cantidad total de calcio y magnesio disuelto.
- II. La **dureza permanente**, que representa la cantidad de sales de calcio y magnesio que subsisten en el agua después de una ebullición prolongada.
- III. La **dureza temporal** o transitoria del agua, que está constituida por las sales que han precipitado durante la ebullición.

Para medir la dureza se emplea como unidad el grado de dureza o grado hidrotimétrico.

El grado francés corresponde a una parte de carbonato de calcio en 100.000 partes de agua.

Cuando el agua bruta se somete a algún tratamiento para eliminar el calcio y el magnesio, se dice que el agua ha sido ablandada y es apta para emplearla como agua de alimentación.

Materias en suspensión o coloides

Los coloides se definen como aquellas partículas menores de 0,2 micrómetros y mayores que 0,001 micrómetros (1 micra = 0,001 mm). Las partículas menores, de 0,001 micras se consideran en solución (disueltas). Los efectos que pueden producir son la formación de depósitos e incrustaciones.

Sulfatos (SO_4)

Contribuyen a aumentar la salinidad total del agua, pudiendo precipitar sulfato cálcico en el interior de la caldera si el agua no está perfectamente desenfurecida, originando una costra muy dura que se adhiere tenazmente a las superficies calefactoras. Esta incrustación se considera la peor a causa

de su dureza extrema, la dificultad en su eliminación y su baja conductividad térmica

Hierro y Cobre (Fe y Cu)

Pueden formar depósitos e incrustaciones, así como corrosiones localizadas en los haces tubulares sometidos más directamente a la radiación.

Materia orgánica y aceites

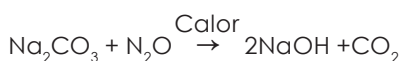
El aceite en las calderas constituye una situación peligrosa. El aceite es un excelente aislante del calor y su presencia sobre las superficies expuestas a altas temperaturas puede producir serios sobrecalentamientos y daños a la caldera. El aceite puede entrar en la alimentación a través de su presencia en el suministro de agua bruta procedente de ríos o corrientes contaminados por molinos, aparatos marítimos, desechos o restos de materias comerciales. Los efectos son la formación de depósitos e incrustaciones, así como la formación de espuma en el interior de la caldera, favoreciéndose además, con ello, el arrastre de partículas en el vapor. De esta forma, varía el rendimiento de la caldera y pueden llegar a obstruirse los recalentadores y el colector general de vapor.

Alcalinidad (TA y TAC)

La alcalinidad define la capacidad de un agua para neutralizar ácidos. En la mayoría de las aguas la alcalinidad está constituida por los iones de carbonato y bicarbonato.

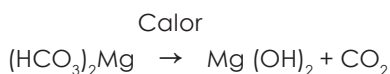
Pueden producir un aumento de la densidad y viscosidad del agua, con el consiguiente arrastre de gotas de agua por el vapor, así como corrosión intercrystalina (fragilidad cáustica) en las zonas de la caldera que presentan tensiones mecánicas.

La disociación del carbonato sódico por el calor origina sosa cáustica (NaOH), que queda en el agua, y ácido carbónico, que pasa al vapor y al condensado, haciéndolos corrosivos.



A título de ejemplo, la disociación del carbonato sódico a una presión en la caldera de 5 bar es del 10%; a presión de 10 bar el 40% y a 15 bar el 60%.

Concretamente, los bicarbonatos alcalinotérreos (TAC) de fórmulas $(\text{HCO}_3)_2\text{Ca}$ y $(\text{HCO}_3)_2\text{Mg}$ son inestables y pueden descomponerse según las reacciones siguientes:



con la formación de carbonato de calcio e hidróxido de magnesio muy poco solubles y liberación de gas carbónico (CO_2).

Total de sólidos disueltos (TDS)

Mide el peso total de todas las sustancias disueltas en el agua sean o no volátiles.

Aumentan la densidad y viscosidad del agua, arrastran gotas con el vapor y favorecen las incrustaciones.

Cloruros (Cl^-)

Contribuyen a aumentar la salinidad del agua al mismo tiempo que la hacen corrosiva.

Sílice (SiO_2)

No forma incrustaciones por sí misma, sino que, en ciertas condiciones (alcalinidad débil, concentración y temperatura elevada), la sílice puede precipitar con el sulfato cálcico formando incrustaciones peligrosas por su extraordinaria dureza y bajo coeficiente de transmisión al calor, de aspecto vítreo y muy adherentes. La eliminación de estas incrustaciones de sílice no puede hacerse por vía química, sino a través de moleteado mecánico.

A presiones elevadas, la sílice es arrastrada por el vapor en cantidades que aumentan con la presión de trabajo de la caldera y con el contenido en sílice del agua en su interior.

Oxígeno disuelto (O_2)

Produce corrosiones de diversa índole, sobre todo con la formación de óxido ferroso-férrico hidratado.

3.5. SOLUCIONES A LOS PROBLEMAS PLANTEADOS EN LAS CALDERAS DE VAPOR. TRATAMIENTO Y ACONDICIONAMIENTO DEL AGUA

Para luchar contra los inconvenientes reseñados en los apartados anteriores, deben acometerse intervenciones en los distintos puntos del proceso, en concreto:

- Tratar el agua de aportación para eliminar aquellos elementos químicos del agua que son perjudiciales.
- Tratamiento interno del agua de caldera.
- Tratamiento de los condensados que son conducidos de retorno a las calderas.
- Control de las purgas para eliminar precipitados e iones en la caldera.

3.5.1. Tratamiento físico-químico del agua de aportación

Los diferentes tipos de tratamiento generalmente utilizados, en función de los resultados que se pretenden obtener sobre el agua de aportación son los siguientes:

- Clarificación.
- Desendurecimiento.
- Descarbonatación.
- Desmineralización.
- Degasificación.

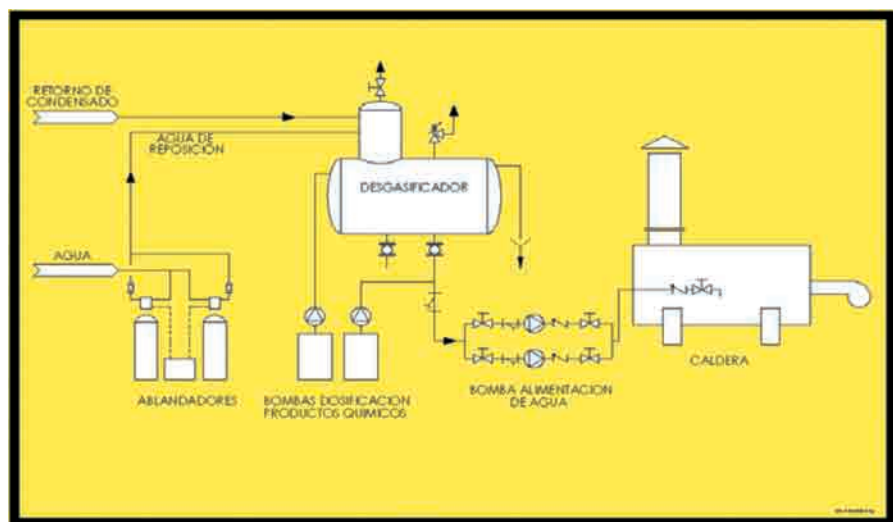


Figura 3.2. Esquema del tratamiento de la alimentación de agua a calderas de vapor.

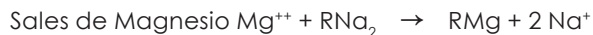
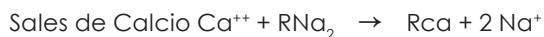
3.5.1.1. Clarificación

Una gran parte de las aguas de superficie utilizadas como agua de aportación de una caldera de vapor, deben clarificarse antes de usarse normalmente. El tratamiento de clarificación puede reducirse a una simple filtración que tiene por objeto retener sobre un soporte las materias minerales u orgánicas contenidas en el agua bruta.

La retención de las materias en suspensión por el lecho filtrante lleva consigo el colmatado progresivo con disminución de la velocidad de filtración y aumento de la pérdida de carga. Se procede periódicamente a una limpieza por lavado a contracorriente.

3.5.1.2. Desendurecimiento por intercambio iónico

Este proceso tiene por objeto la eliminación de toda la dureza del agua sustituyendo las sales de calcio y magnesio por sales de sodio no incrustantes. Se utiliza para ello resinas de intercambio iónico en ciclo sodio (RNa_2) donde la movilidad de los iones sodio permite las reacciones siguientes:



A la salida del ablandador la dureza total del agua (TH) es prácticamente nulo.

Cuando la resina está saturada en iones de calcio y magnesio, es necesario regenerarla. Esta regeneración se hace simplemente haciendo pasar una solución saturada de cloruro de sodio o salmuera.

Después de un lavado, la resina queda de nuevo en condiciones de sustituir el sodio por el calcio y magnesio.

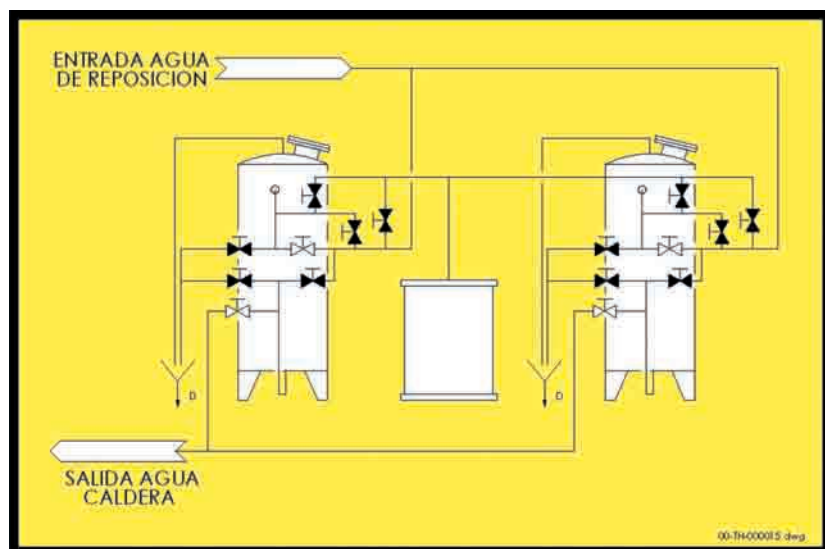


Figura 3.3. Esquema de instalación de un sistema de tratamiento contra la dureza.

El interés del desendurecimiento está en que elimina totalmente la dureza de un agua y, por tanto, los riesgos de la incrustación.

3.5.1.3. Descarbonatación por resinas carboxílicas

La descarbonatación tiene por objeto eliminar la dureza bicarbonatada cálcica y magnésica (dureza temporal o TAC).

Las resinas carboxílicas cuya forma es del tipo R-COOH tienen la ventaja de no poder intercambiar sus iones de hidrógeno nada más que con cationes ligados a aniones débiles.

El intercambio catiónico tiene lugar con los bicarbonatos, mientras que es imposible con los sulfatos y cloruros, que son aniones fuertes.



Se trata de una permutación selectiva en la que interviene la parte bicarbonatada del agua. Cuando la resina está saturada se regenera con ácido.

En las calderas de vapor pirotubulares con presiones de trabajo inferior a 17 kg/cm² es muy útil y rentable proceder a tratar el agua de aportación a través de un proceso combinado de descarbonatación + desgasificación atmosférica + desendurecimiento + acondicionamiento, de acuerdo con las características del agua, en vez de realizar un simple tratamiento de desendurecimiento + acondicionamiento.

Efectivamente, desde el punto de vista energético, el ahorro de combustible por una reducción sustancial de las purgas de desconcentración puede llegar a ser muy importante.

Existen también otros factores a tener en cuenta a la hora de calibrar la utilización del proceso de descarbonatación, como son:

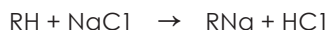
- Menor consumo de agua.
- Valor más bajo de la alcalinidad (TAC) y de la salinidad total en el interior de la caldera de vapor, lo que evita los arrastres y la formación de fangos.
- Mayor protección y duración de la propia caldera, sobre todo en lo que respecta al proceso de corrosión cuya inhibición es favorecida con el sistema de tratamiento de descarbonatación.

3.5.1.4. Desmineralización total por intercambio iónico

Este proceso de tratamiento de agua tiene por objeto eliminar la totalidad de las sales disueltas mediante el paso del agua a través de dos tipos dife-

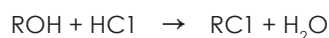
rentes de resinas de intercambio iónico: catiónica fuerte y aniónica fuerte, fundamentalmente.

Las resinas catiónicas fuertes en ciclo ácido (RH) permiten sustituir los cationes calcio, magnesio y sodio, por el hidrógeno, según la reacción básica siguiente:



Una vez agotadas estas resinas se regeneran normalmente con una solución de ácido clorhídrico (HCl) al 15%.

Posteriormente, el agua pasa a través de una resina aniónica fuerte en ciclo básico lo que permite sustituir los aniones sulfato, cloruro, bicarbonato y nitrato, por el anión básico OH, resultando el agua desmineralizada según la reacción siguiente:



La regeneración de estas resinas una vez agotadas se efectúa con una solución de hidróxido de sodio al 4%.

La desmineralización total del agua se emplea generalmente en calderas de media y alta presión, calderas de vaporización instantánea y en los casos donde debido a la excesiva mineralización del agua sea necesario reducir la salinidad total con objeto de limitar el valor de las purgas de desconcentración.

En ciertos casos donde el excesivo contenido salino del agua a tratar ($> 1,5$ g/l) da lugar a un coste del agua por m^3 elevado, debido a los productos regenerantes de las resinas, puede ser empleado el sistema de desalinización de aguas por ósmosis inversa cuyo principio físico-químico se basa en el empleo de membranas semipermeables (poliamida aromática o acetato de celulosa) como filtro que eliminan por término medio el 90 – 95% de las sales totales sin cambio de temperatura ni empleo de productos regenerantes.

3.5.1.5. Desgasificación

La función de un desgasificador térmico es eliminar el oxígeno y el anhídrido carbónico disueltos en el agua de alimentación de las calderas para prevenir los problemas de corrosión que pudieran causar.

El principio de funcionamiento de estos equipos se basa en que la solubilidad de los gases disueltos en el agua disminuyen exponencialmente cuando ésta se encuentra cerca de su punto de ebullición a temperatura atmosférica como indica la Fig. 3.4.

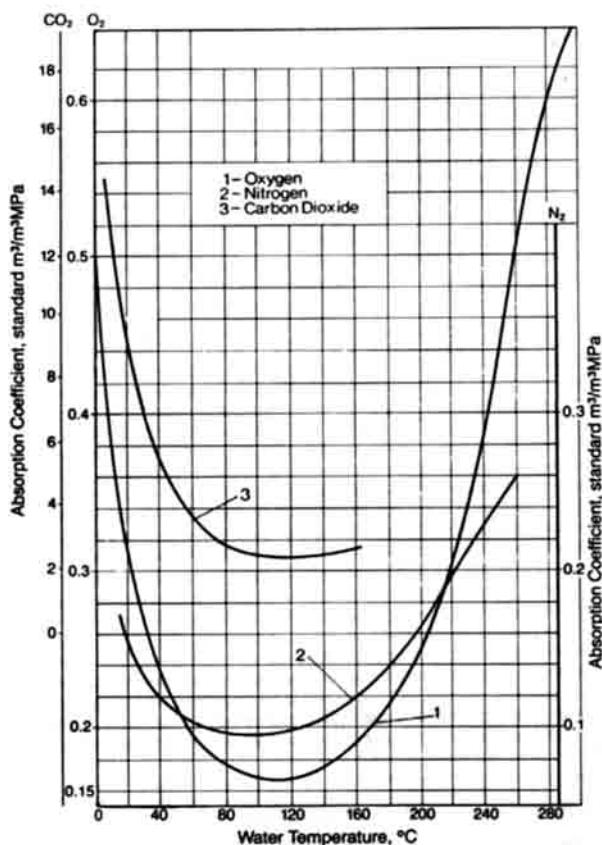


Figura 3.4. Coeficiente de solubilidad en agua de los gases en función de la temperatura del agua.

La torre de los desgasificadores está compuesta por bandejas y/o boquillas en las que se aumenta la superficie del agua alimentada, formando cascadas o atomizándola para favorecer la liberación de los gases disueltos.

El agua que desciende por la torre se calienta hasta la temperatura de ebullición mediante el retorno de condensados que se inyectan en el cabezal a contracorriente, revaporizándose por estar a menos presión o por vapor alimentado en contraflujo. La cantidad de vapor alimentada a la base del

desgasificador se controla por una válvula reductora de presión, encargada de mantener la presión de ebullición del agua.

El diseño interno de la torre permite que en este punto se forme un efecto cascada y turbulencias que facilitan el desprendimiento del oxígeno y dióxido de carbono presentes en el agua, que son liberados a la atmósfera a través de la línea superior de salida.

A continuación, el agua libre en su mayoría de estos gases queda almacenada a alta temperatura en el estanque principal, donde un sistema de inyección de vapor mantiene una presión dentro del estanque levemente superior a la atmosférica, lo que permite mantener una temperatura superior a los 100 °C, maximizando la eliminación de oxígeno. Un sistema de inyección de vapor por toberas se encarga de mantener la alta temperatura.

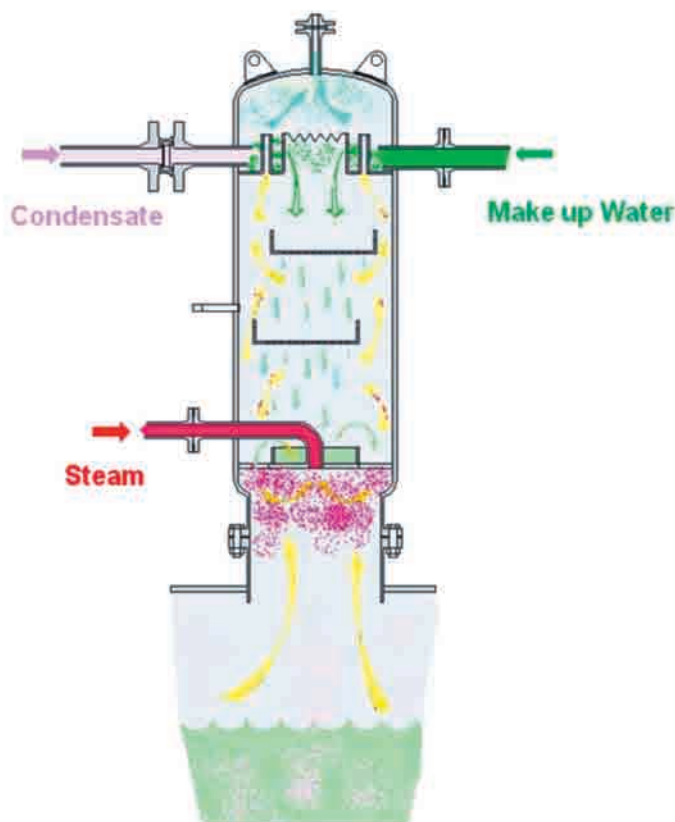


Figura 3.5. Esquema interno de un desgasificador térmico.

3.5.2. Tratamiento interno del agua de caldera

Acondicionar el agua es añadir cantidades muy débiles de productos químicos que, sin modificar la composición, transforma radicalmente su comportamiento.

3.5.2.1. Inhibidores de incrustación y dispersantes

Se distinguen dos categorías de inhibidores de incrustación, según se quiera impedir la formación de incrustaciones cristalinas o de depósitos.

En el primer caso se emplean inhibidores que actúen eficazmente, de forma que se puedan limitar los depósitos de sales tales como el carbonato y sulfato de calcio. Suelen emplearse en las calderas de vapor, además del tratamiento correspondiente (desendurecimiento, descarbonatación, etc.) para asegurar que el valor de la dureza total en el interior de la caldera sea de 0 °F.

En segundo lugar se emplean inhibidores que impidan la formación de depósitos en forma de barros o fangos. Se les llama dispersantes.

3.5.2.2. Inhibidores de corrosión

Tienen por objeto reducir al mínimo la velocidad de corrosión.

Los inhibidores más utilizados son aquellos inhibidores de superficie que se fijan sobre las paredes por absorción o por formación de capas aislantes protectoras con objeto de suprimir el contacto directo metal-agua. Tal es el caso de los fosfatos, al formarse fosfato ferroso que da origen a un film protector, y del hidróxido, ya que a pH suficientemente alcalino se forma hidróxido férrico insoluble y adherente.

Así mismo, este último tiene la misión de neutralizar la acidez en el interior de la caldera, concretamente la debida al dióxido de carbono (CO_2).

Otro tipo de inhibidor de corrosión tiene la misión de reducir el contenido de oxígeno disuelto el cual puede provocar corrosiones muy profundas, como

es el caso de la formación de pilar de aireación diferencial cuando se depositan fangos o barros de forma discontinua en presencia de oxígeno.

Además de utilizar dispersantes para evitar la acumulación de barros es preciso eliminar la presencia de oxígeno con productos secuestrantes o reductores del mismo, tales como sulfitos, taninos, hidraxina, etc.

Por otro lado, es preciso proteger contra la corrosión los circuitos de vapor y de retorno de condensados para lo cual pueden emplearse inhibidores neutralizantes del CO_2 o bien filmógenos tipo orgánico.

Hoy en día, la mayoría de los productos de acondicionamiento están compuestos por mezclas de diversos productos cada uno con una misión determinada y que, juntos, permiten una acción global más eficaz y rentable.

Es muy importante hacer resaltar que antes de utilizar los productos de acondicionamiento en calderas de vapor hay que asegurarse del destino del vapor, ya que, si es de carácter alimentario, habrá que emplear productos adecuados, no tóxicos.

3.5.3. Tratamiento de los condensados

La corrosión en las líneas de retorno de condensado se produce por la acción del ácido carbónico que en éstas se forma.

La prevención de la corrosión en las líneas de retorno de condensado puede conseguirse mediante aminas neutralizantes que neutralizan la acción del ácido carbónico y aminas fílmicas que protegen las líneas.

Estas aminas son volátiles, por lo que, al ser dosificadas a las líneas de alimentación de agua, son arrastradas por el vapor producido en la caldera.

3.5.4. Purgas de las calderas

Las purgas consisten en extraer de la caldera un porcentaje del agua que allí se encuentra, remplazándola por agua de alimentación más pura que generalmente está constituida por la mezcla del condensado que se recu-

pera y de la cantidad de agua de aportación necesaria para completar el caudal requerido por la caldera.

El control de que el número de purgas es el requerido se realiza mediante la medición de los cloruros en el agua de alimentación y agua de la caldera. Los cloruros son utilizados como variable de control, ya que no participan en el tratamiento de agua y son fáciles de medir (método de las gotas: reacción entre el nitrato de plata y el cloruro para formar cloruro de plata y producir un cambio de coloración).

Básicamente, las purgas que se realizan en las calderas son dos, las purgas de fondo o lodos y las purgas de superficie o sales disueltas.

3.5.4.1. Purga automática de fondo

Esta purga, situada en el fondo de la caldera como su nombre indica, tiene el objetivo de eliminar las sustancias que han precipitado en el fondo de la caldera, normalmente en forma de lodos.

Está formada por una válvula de accionamiento rápido para favorecer la extracción de estas impurezas, un actuador, normalmente neumático para evitar que la válvula se quede abierta en caso de avería eléctrica, y un temporizador para programar los ciclos de purga (periodicidad y duración) de fondo requeridos por el tratamiento utilizado en la caldera.

En general, cuando se trata de instalaciones de calderas a baja presión ($p < 15 \text{ kg/cm}^2$), donde el coste del tratamiento del agua y su funcionamiento puede suponer un gasto relativo muy considerable, se admiten condiciones menos severas para el agua de alimentación y del interior de la caldera y se suple la calidad del agua de aportación por un aumento del porcentaje de purga. Claro que esto tiene una grave contrapartida que es el aumento de combustible y, por tanto, de energía que se desperdicia.

3.5.4.2. Purga automática de superficie

La purga automática de superficie está compuesta por un sensor de conductividad, una válvula con actuador y un controlador. El sensor de conductividad mide la conductividad del agua de la caldera (sólidos disueltos)

y envía esta información al controlador. El controlador compara esta medición con el valor de conductividad máxima programado, para luego abrir o cerrar la válvula de purga según los resultados de esta comparación.

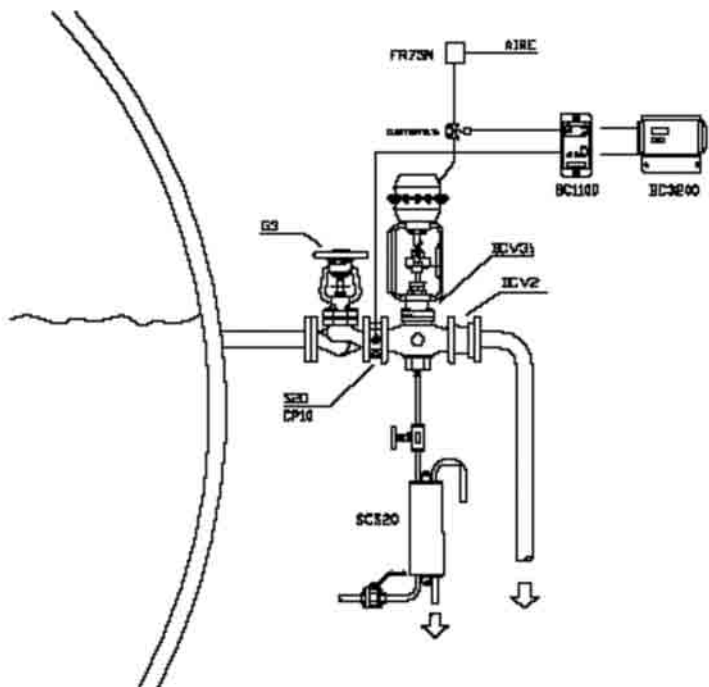


Figura 3.6. Componentes de una purga automática de sales o superficie.

La ausencia de un porcentaje adecuado de purgas en las calderas de vapor puede provocar fenómenos de espuma y arrastres, y de contaminación del vapor, lo cual, en muchos casos, puede desnaturalizar diversos procesos industriales.

Un método rápido para el cálculo de las purgas respecto de la vaporización total se expresa por la relación:

$$P\% = \frac{\text{TAC alimentación} \times 100}{\text{TAC máx. en caldera} - \text{TAC alimentación}}$$

aunque para mayor seguridad puede realizarse el cálculo no sólo con el TAC (alcalinidad total) sino con la sílice, los sólidos disueltos y el hierro, estimando el porcentaje más elevado que resulte.

Si el cálculo conduce a un porcentaje de purgas mayor del 25% de la vaporización total, es necesario realizar un tratamiento del agua más exhaustivo, ya que, como queda reflejado en la Fig. 3.7, las purgas tienen un efecto negativo sobre el rendimiento del equipo.

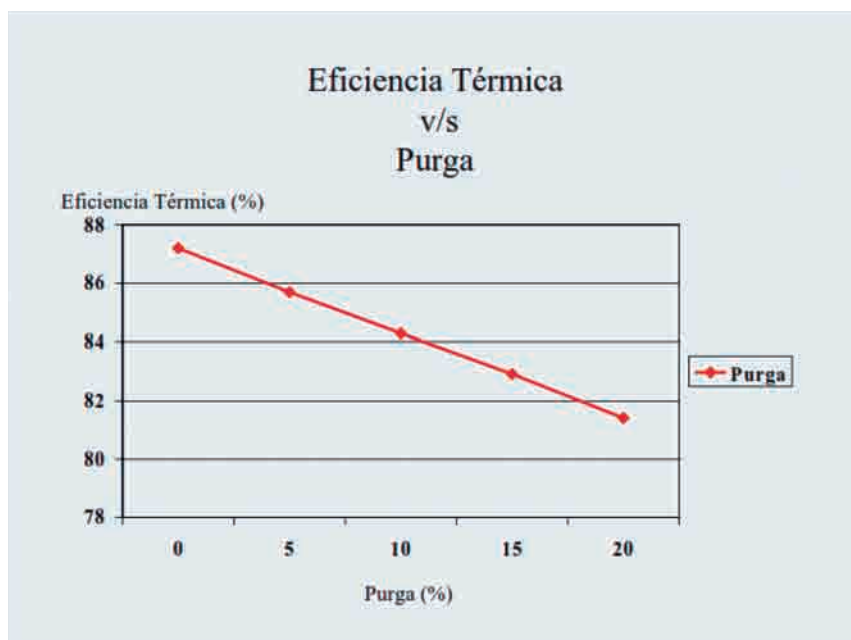


Figura 3.7. Evolución del rendimiento de las calderas de vapor en función del % de purgas.

3.6. CONTROL

La eficacia de un tratamiento depende, de una parte, de su buena aplicación y, por otra, de su control. Por esta razón, es necesario poner de manifiesto la importancia de que sean empresas especializadas las que se encarguen de realizar estos controles en coordinación con los operadores de calderas.

Este control se realiza por medio de análisis regulares a fin de comprobar los estados de concentración en los diferentes puntos del circuito y asegurarse del exceso requerido de los productos de acondicionamiento.

Normalmente, los puntos de control son:

- Agua bruta, por si existen variaciones que puedan influir en el tratamiento.
- Agua tratada, analizando principalmente el pH, la dureza total, el contenido de oxígeno disuelto, dióxido de carbono, contenido total de hierro, contenido total de cobre, alcalinidad total, contenido en aceite y condición general (limpio, claro y libre de sustancias insolubles).
- Agua del interior de la caldera, analizando principalmente el pH, el contenido de oxígeno disuelto, TH y TAC, cloruros, dióxido de carbono disuelto, contenido total de hierro, contenido total de sílice, sólidos disueltos y sólidos en suspensión, conductividad y condición general (limpio, claro y libre de sustancias insolubles).
- Agua de condensados, controlando el pH y el contenido en hierro.

3.7. NORMAS OFICIALES VIGENTES SOBRE LAS CARACTERÍSTICAS DEL AGUA EN LAS CALDERAS DE VAPOR

Actualmente, la normativa en vigor que establece los requerimientos de las instalaciones de calderas de vapor quedan recogidos en el RD 2060/2008 en el que se aprobó el Reglamento de Equipos a Presión y sus instrucciones técnicas complementarias.

En dicho documento, en concreto en el Artículo 8 de su ITC EP1, establece las normas UNE-EN 12953-10 y 12952-12 como condiciones mínimas de obligado cumplimiento para el agua de alimentación y el agua de caldera para calderas de tipo pirotubular y calderas de tipo acuotubular.

Igualmente, el REP establece la obligatoriedad de reflejar en el libro de la instalación que el usuario está obligado a tener al día cada una de las comprobaciones realizadas del agua de alimentación.

Dentro de la documentación mínima exigida por el REP de la que el operador de la caldera dispondrá se encuentra el manual de instrucciones del tratamiento de agua.

4. CALDERAS

4.1. CLASIFICACIÓN DE LAS CALDERAS SEGÚN DISPOSICIÓN DE LOS FLUIDOS

Las calderas se clasifican en función del paso del fluido caloportador a través de los tubos de intercambio.

4.1.1. Calderas acuotubulares

Son aquellas calderas en las que el fluido de trabajo se desplaza por el interior de tubos durante su calentamiento y los gases de combustión circulan por el exterior de los mismos. Son de aplicación cuando se requiere una presión de trabajo por encima de los 22 bar.

Por su diseño constructivo, lógicamente tienen un bajo volumen de agua y, por lo tanto, pueden ser clasificadas como clase primera gran número de ellas, de acuerdo con lo indicado en el Reglamento de Equipos a Presión en su Instrucción Técnica Complementaria ITC EP-1 Capítulo II Artículo 3.

En el caso de calderas de vapor, el título de vapor es muy bajo (0,85), es decir, que el contenido de agua por unidad de masa es muy alto (15%) si no se les añaden subconjuntos secadores del vapor, tales como recalentadores o sobrecalentadores.

Las exigencias de la calidad del agua de alimentación a estas calderas suele ser superior al requerido para otro tipo de calderas.

Los generadores instantáneos también forman parte de la familia de calderas acuotubulares.

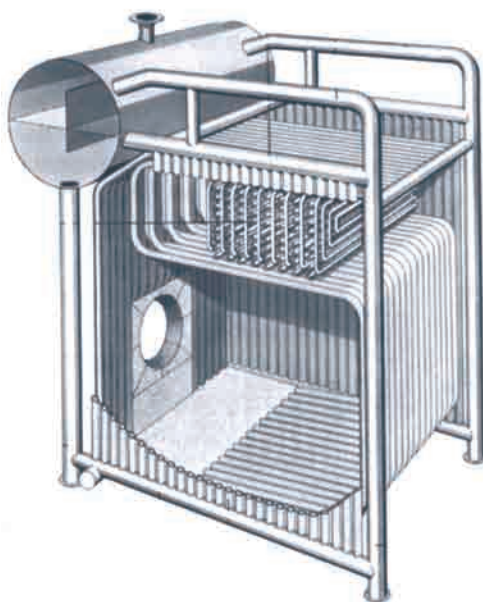


Figura 4.1. Detalle de caldera acuotubular.

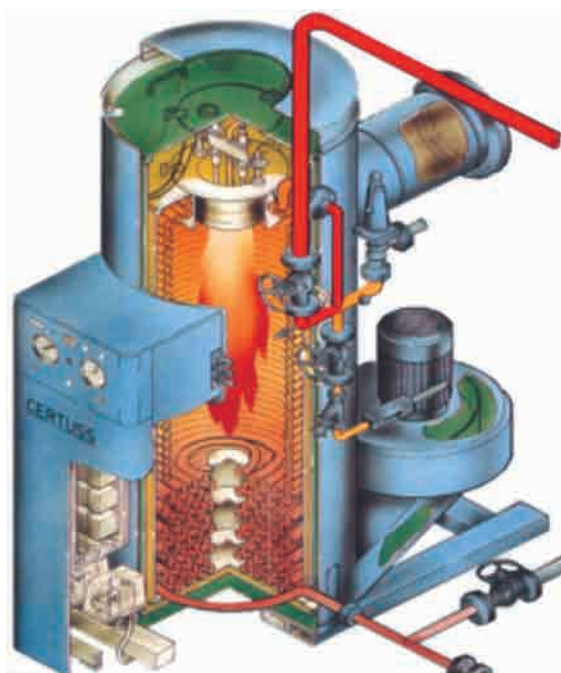


Figura 4.2. Detalle de generador instantáneo.

4.1.2. Calderas pirotubulares

Son aquellas calderas en las que los gases de la combustión circulan por el interior de los tubos y el líquido se encuentra en un recipiente atravesado por dichos tubos. Son de aplicación principalmente cuando la presión de trabajo es inferior a los 22 bar.

Por su diseño, tienen un gran volumen de agua, por lo que suelen estar la totalidad de las mismas clasificadas en la clase segunda de acuerdo con lo indicado en el Reglamento de Equipos a Presión en su instrucción técnica complementaria ITC EP-1 Capítulo II Artículo 3.

Dicho volumen de agua les permite adaptarse mejor a las variaciones de la instalación que las calderas acuotubulares.

El vapor producido por las misma suele tener un título de vapor cercano al 1, es decir, que el contenido de agua por unidad de masa es bajo (3%), no siendo necesario instalar equipos auxiliares complementarios.

Las exigencias de la calidad del agua de alimentación son menores a las requeridas por las calderas acuotubulares.

Las calderas pirotubulares se clasifican en función de la disposición del haz tubular en:

- **Calderas horizontales:** el haz tubular está dispuesto de la parte delantera a la trasera de la caldera.



Figura 4.3. Detalle de caldera pirotubular horizontal.

- **Calderas verticales:** el haz tubular está dispuesto de la parte inferior a la parte superior de la caldera.

Las calderas pirotubulares se clasifican en función del número de haces tubulares en:

- **Calderas de dos (2) pasos de gases.**

En el diseño de dos pasos de humos, ver Fig. 4.4, se distinguen claramente dos vías de paso autónomas de circulación de los productos de combustión. Se puede diferenciar una cámara cilíndrica de combustión denominada hogar, localizada en la parte inferior de la caldera y rodeada por una pared posterior totalmente refrigerada por agua (cámara húmeda).

Los gases de combustión producidos por el quemador en la parte posterior de la cámara de combustión (hogar) fluyen en sentido inverso a través del hogar volviendo hacia el núcleo de la llama por la zona exterior de la misma hasta la zona delantera de la caldera para introducirse en los tubos del segundo paso de humos.

Seguidamente, los gases de combustión de la caldera son dirigidos hacia la caja de gases trasera y evacuados al exterior.

Las calderas que se basan en este principio se caracterizan por su bajo rendimiento, así como por el alto contenido de sustancias contaminantes en sus gases de combustión.

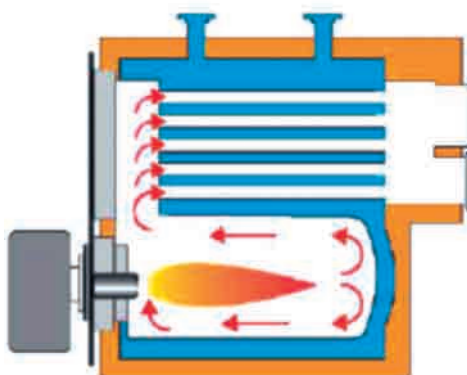


Figura 4.4. Detalle de caldera de dos pasos de gases.

- **Calderas de tres (3) pasos de gases.**

En el diseño de tres pasos de humos, ver Fig. 4.5, se distinguen claramente tres vías de paso autónomas de sentido único de circulación de los productos de combustión. Se puede diferenciar una cámara cilíndrica de combustión denominada hogar (①), localizada en la parte inferior de la caldera y rodeada por una pared posterior totalmente refrigerada por agua (cámara húmeda).

Los gases de combustión producidos por el quemador en la parte posterior de la cámara de combustión (hogar) fluyen a través de los tubos de humos (②) en el segundo paso de humos.

Seguidamente, los gases de combustión de la caldera cambian de dirección en la parte frontal de la caldera, pasando a través de los tubos de humos (③) en el tercer paso de humos, hacia el conducto de expulsión de gases (④), por el que se evacúan al exterior.

Las calderas que se basan en este principio se caracterizan por su alto rendimiento, así como por el bajo contenido de sustancias contaminantes en sus gases de combustión. Estas calderas pueden ser instaladas cumpliendo las exigencias medioambientales más rigurosas.

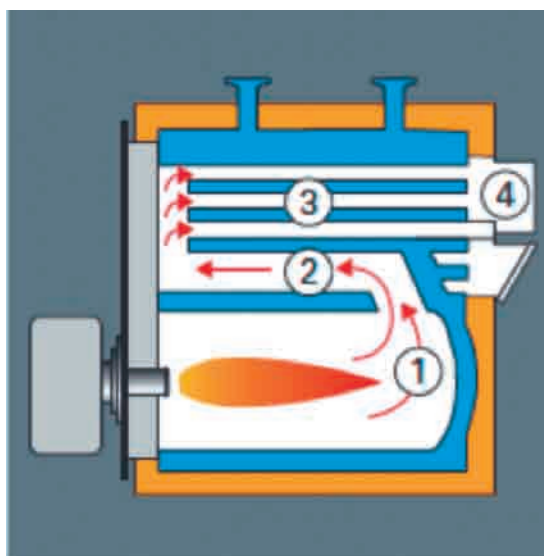


Figura 4.5. Detalle de caldera de triple paso de humos.

4.2. CLASIFICACIÓN DE LAS CALDERAS POR SU TECNOLOGÍA

Las calderas o generadores son equipos que, aplicando el calor de un combustible gaseoso, líquido o sólido mediante quemador especialmente diseñado para cada combustible, calientan el agua hasta 95 °C (calderas de agua caliente), por encima de los 100 °C (calderas de agua sobrecalentada), calientan agua y producen su cambio de estado de fase líquida a fase gaseosa (calderas de vapor), o calientan un fluido caloportador diferente al agua (calderas de fluido térmico).

4.2.1. Calderas de agua caliente

Las calderas de agua caliente son aquellas en las que el fluido caloportador es el agua y tienen una temperatura máxima de servicio inferior a 100 °C. Este tipo de calderas pueden ser acuotubulares o piro-tubulares.



Figura 4.6. Caldera piro-tubular estándar de agua caliente.



Figura 4.7. Caldera pirotubular de baja temperatura.

4.2.2. Calderas de agua sobrecalentada

Las calderas de agua sobrecalentada son aquellas en las que el fluido caloportador es el agua y tienen una temperatura máxima de servicio superior a 110 °C. Este tipo de calderas pueden ser acuotubulares o pirotubulares.

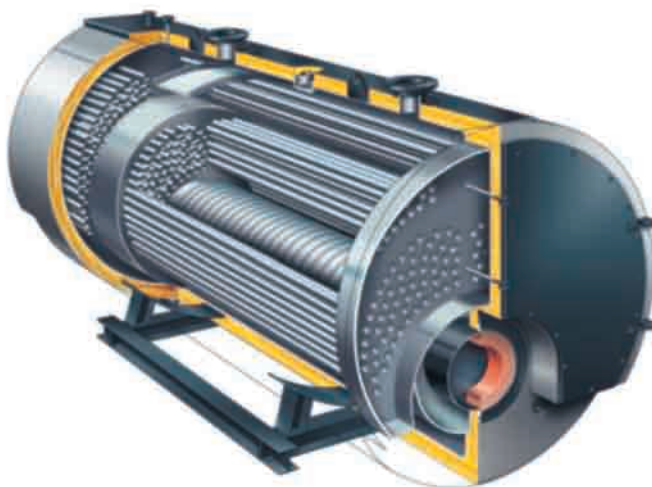


Figura 4.8. Caldera pirotubular de agua sobrecalentada.

4.2.3. Calderas de fluido térmico

Las calderas de fluido térmico son aquellas en las que el fluido caloportador es distinto al agua. Este tipo de calderas pueden ser únicamente acuotubulares.

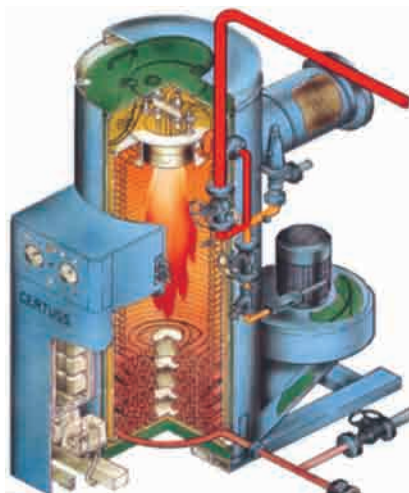


Figura 4.9. Caldera acuotubular de fluido térmico.

4.2.4. Calderas de vapor

Las calderas de vapor son aquellas en las que el fluido caloportador es vapor de agua. Este tipo de calderas pueden ser acuotubulares o piro-tubulares.



Figura 4.10. Caldera piro-tubular de vapor con economizador incorporado.

4.3. SELECCIÓN DEL TIPO DE CALDERA

Los parámetros principales que se han de tener en cuenta a la hora de seleccionar el tipo de caldera son los siguientes:

- Potencia útil (para las calderas de agua caliente, agua sobrecalentada y fluido térmico) según el requerimiento térmico de la instalación a la cual van a alimentar.
- Producción de vapor (para las calderas de vapor) según el consumo de vapor necesario en el proceso.
- Presión de trabajo en continuo (para todos los tipos) de acuerdo con la presión necesaria en el consumidor más alejado del centro de producción.
- Temperatura de trabajo en continuo, según el requerimiento constante de la instalación.

4.3.1. Reducción de las emisiones de NOx

Otro de los aspectos más significativos que se deben tener en cuenta en el momento de elegir una caldera y que hay que considerar es el de la emisión de gases contaminantes.

Uno de estos gases contaminante son los óxidos de nitrógeno (NOx), cuya emisión está regulada en Europa por numerosas normativas y disposiciones legislativas.

Una ventaja del diseño de calderas de tres pasos de humos es la reducción de la temperatura en la zona de combustión, un factor que favorece la limitación de las emisiones nocivas de óxidos de nitrógeno (NOx).

Otro factor muy importante para limitar la emisión de óxidos de nitrógeno es la carga térmica volumétrica de la cámara del hogar de combustión. En el caso de calderas de tres pasos de gases, ésta es inferior a $1,3 \text{ MW/m}^3$.

Basándose en las medidas y datos proporcionados por fabricantes de quemadores, en la Fig. 4.11 se representa el informe experimental de la emisión de NOx y la carga térmica de la cámara de combustión. Así, resulta que la

emisión de NOx se reduce de manera directamente proporcional a la carga térmica de la cámara de combustión y es notablemente más baja en las calderas de tres pasos de humos.

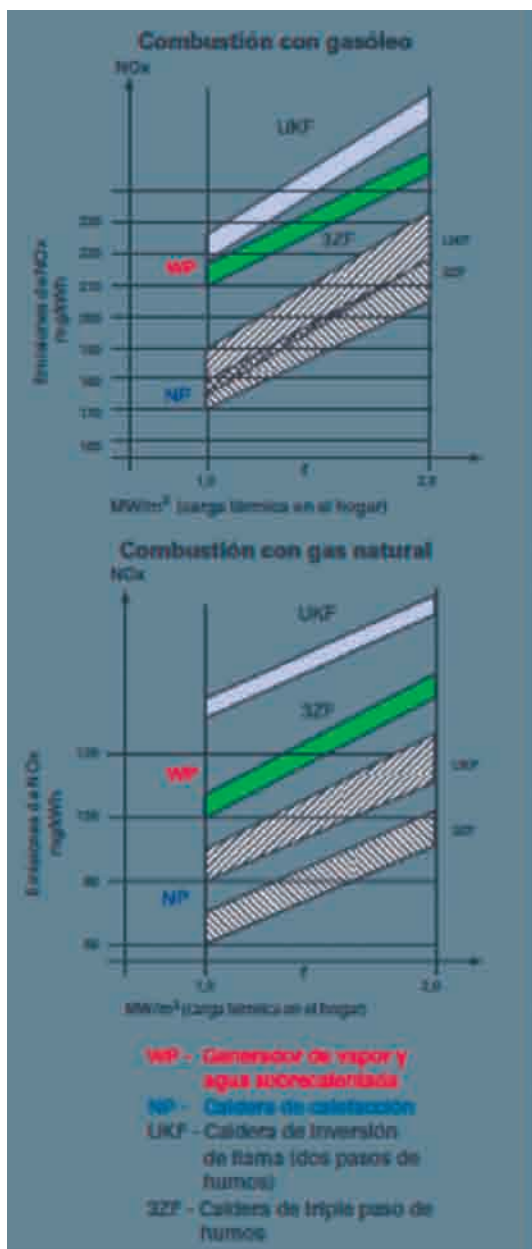


Figura 4.11. Emisiones de NOx y carga térmica según tipo de caldera.

4.3.2. Pérdidas por radiación y convección

Las pérdidas relativas de calor en el ambiente (pérdidas por radiación y convección) es una de las características de la caldera que debe tenerse en cuenta.

Su valor está condicionado por la eficacia del aislamiento del cuerpo de la caldera. En este caso, tienen una gran importancia los elementos cuyo coeficiente de transmisión del calor λ , [W/mK] sea bajo, así como su espesor S [mm], ver Fig. 4.12.

El aislamiento del cuerpo en cada condición ambiental debe garantizar que se consigan las condiciones de equilibrio, es decir, que el valor de la temperatura del cuerpo de la caldera no bajará de una manera significativa y, así, minimizar las pérdidas de temperatura

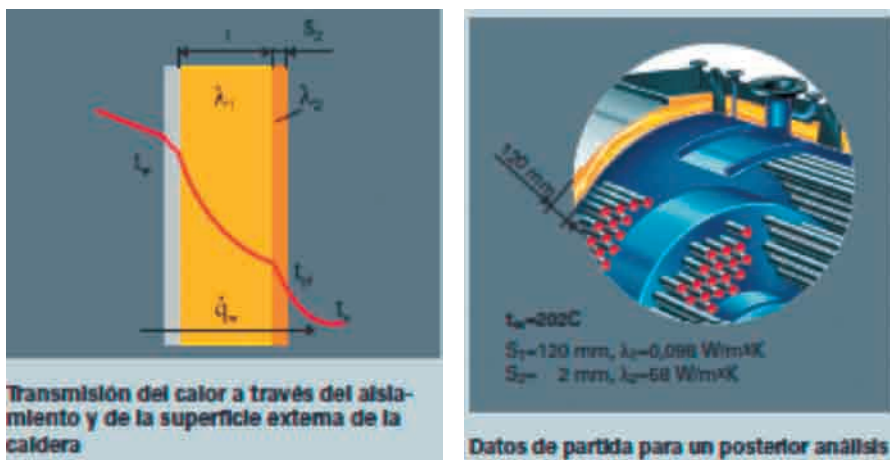


Figura 4.12. Pérdidas por radiación y convección.

4.4. COMPONENTES FUNDAMENTALES

4.4.1. Calderas pirotubulares

Los componentes que forman las calderas pirotubulares son los siguientes:

- **Envolvente exterior o virola exterior.**

Este elemento es de forma cilíndrica y es el encargado de contener los fluidos (agua/vapor) y evitar que estos salgan al exterior, en la misma van montadas

las tubuladuras de control y supervisión, tales como los controles de nivel, los indicadores ópticos de nivel y orificios de inspección del lado de agua, etc.

- **Cámara de combustión u hogar de combustión.**

La cámara de combustión, de construcción cilíndrica y disposición horizontal, puede fabricarse en ejecución lisa u ondulada, en función del tamaño de la caldera y de la presión de trabajo de la misma. Es la encargada de contener la llama del quemador e iniciar el intercambio de energía por radiación.

- **Cámara de inversión de gases (solo en las calderas de tres pasos de gases).**

Este elemento es el encargado de reconducir los gases de la combustión hacia el haz tubular o II (2º) paso de gases, haciendo cambiar de dirección a los mismos. Por regla general, esta cámara está totalmente refrigerada por agua, y construida de forma cilíndrica y horizontal. En calderas de bajo rendimiento, uno de los dos fondos no está refrigerado por agua, sino que lo está de una mampostería de cemento refractario.

- **Fondo delantero y trasero exterior.**

De forma circular, van soldados a la virola exterior y, al igual que ésta, evitan que los fluidos salgan al exterior. En estas piezas van soldados los tubos de humos del II (2º) y III (3º) paso de gases, así como puertas de registro e inspección y cajones recolectores de gases.

- **Fondo delantero y trasero interior (solo en calderas de tres (3) pasos de gases).**

De forma circular, van soldados a la virola de la cámara de inversión. Su misión es la de contener los productos de la combustión. En el fondo delantero van soldados los tubos de segundo paso de gases y en el fondo trasero van soldados entre éste y el fondo trasero exterior unos tubos huecos (tubos stay) para dar al conjunto robustez y flexibilidad.

- **Haz tubular (de 1 o 2 secciones en función de las calderas de 2 o 3 pasos de gases).**

Son conjuntos formados por una cantidad variable de tubos, por los cuales circulan los gases de la combustión por su interior. Son los encargados de la transmisión por convección.

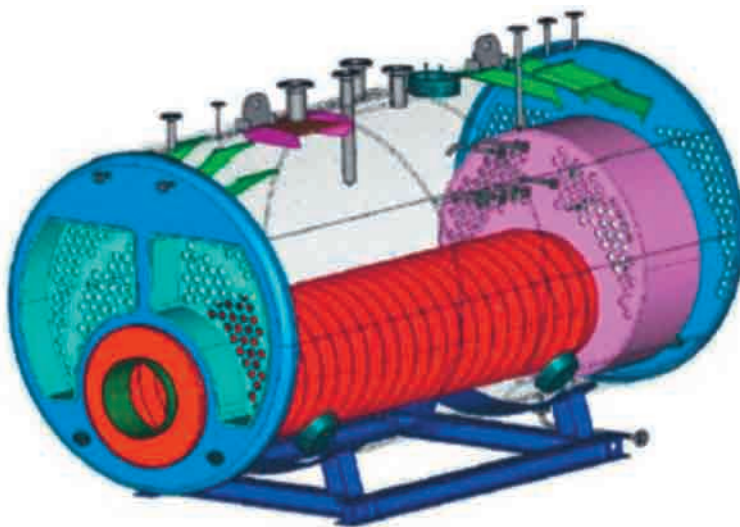


Figura 4.13. Caldera pirotubular.

4.4.2. Calderas acuotubulares

Los componentes que forman las calderas acuotubulares son los siguientes:

- **Domo o calderín.**

Es de forma cilíndrica y en su interior se contienen los dos fluidos (agua / vapor). Al ser de dimensiones reducidas, se le ha de dotar de separadores de gotas para elevar el título de vapor. Al igual que en la virola exterior de las calderas acuotubulares, en el domo van las tubuladuras de control, supervisión y servicio.

- **Cámara de combustión u hogar de combustión.**

Generalmente en forma de prisma de base rectangular, es la zona diseñada para que se realice la combustión. Está delimitada en sus seis lados por paredes de membrana que, excepto en una de ellas, el resto son totalmente estancas al paso de los gases de combustión al exterior. La pared de membrana que no es totalmente estanca está diseñada para que los gases salgan del hogar e inicien su camino a través de los diferentes componentes del circuito de gases de la caldera, además de producir el cambio en la dirección de los gases.

- **Paredes de membrana.**

Son las formadas en su totalidad de tubos refrigerados por el agua que circula por su interior. Estos tubos están unidos entre sí por medio de soldadura de estanqueidad en el lado de gases y, a su vez, colectores distribuidores de mayor tamaño en el lado de agua.

- **Tubos de subida y bajada.**

Los tubos de subida son los encargados de llevar el fluido más caliente (por diferencia de temperaturas) de todas las zonas de la caldera al domo.

Los tubos de bajada son los encargados de devolver el fluido que se ha enfriado desde el domo a las zonas de calentamiento.

- **Evaporadores o tubos de bandera.**

Son haces de tubos dispuestos generalmente a contracorriente de los gases especialmente donde se efectúa el intercambio por convección.

- **Economizadores.**

Son aquellos elementos que se instalan en la salida de gases de las calderas para aumentar su rendimiento. Formados por tubos lisos o con aletas, por el interior de dichos tubos circula el agua de alimentación a la caldera y por fuera de los tubos los gases de la combustión a contracorriente. Dichos gases ceden su energía al agua aumentando su temperatura y siendo necesario menor consumo de energía para producir un kilogramo de vapor o para producir un kilovatio.

- **Recalentadores o sobrecalentadores.**

Son equipos compuestos por serpentines de tubos instalados en las zonas de mayor temperatura de la caldera. Exceptuado su instalación en la cámara de combustión, generalmente están dispuestos justo detrás de la pared de membrana y después de la cámara de combustión. Están destinados a elevar el título de vapor a "1", así como la temperatura del vapor saturado que pasa a través de su interior, produciendo vapor sobrecalentado o vapor recalentado a una temperatura superior a la de saturación.

4.5. RECUPERACIÓN DEL CALOR CONTENIDO EN LOS GASES DE COMBUSTIÓN (ECONOMIZADORES)

Los principios físicos sobre la técnica de la recuperación del calor contenido en los productos de la combustión de las calderas se describen de una manera profunda en los manuales específicos sobre la materia. El aumento de la eficacia del grupo caldera-economizador se produce debido a dos factores:

1. Reducción de las pérdidas en la chimenea y recuperación de la energía sobre el calor latente.

El uso de un intercambiador de gases/agua reduce notablemente la temperatura de salida de los gases de combustión desde 10 hasta 25 K respecto a la temperatura de retorno del agua de la calefacción. Por este motivo, para una de temperatura de retorno comprendida entre 30 y 70 °C, se puede esperar un incremento del rendimiento $\Delta\eta$ entre un 5% y un 5,8%.

2. Recuperación de energía térmica del calor latente de condensación.

Dicha fase de adquisición del calor de los humos es efectiva cuando la temperatura del agua de retorno se sitúa por debajo del punto de condensación de los humos de combustión, la cual es de, aproximadamente, 57 °C para los gases de gas natural. En el caso de valores de temperatura de retorno comprendidos entre los 50 y los 30 °C, se puede esperar un incremento del rendimiento $\Delta\eta$ entre un 4 y un 10%.



Foto 4.1. Economizador.

4.5.1. Tecnología de refrigeración de humos en seco

Con la tecnología en seco, la refrigeración de humos se pone en marcha cuando se alcanza una temperatura superior a la del punto de condensación. Por este motivo, las superficies de dichos intercambiadores de calor (economizadores) no están fabricadas en acero inoxidable.

Para evitar la condensación, en particular durante la fase de arranque, es necesario controlar la temperatura de humos AT1/AT2 (ver Fig. 4.14), e incluso también, si se precisa, mandar los humos a través del desviador BP (*by-pass*) directamente a la chimenea, sin pasar por el economizador.

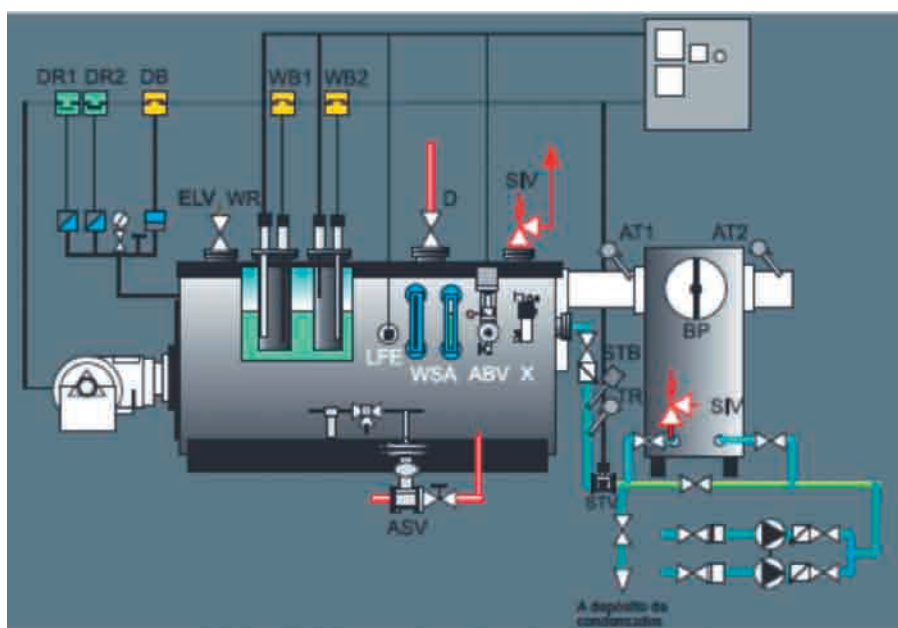


Figura 4.14. Aplicación de economizador.

En los generadores de vapor, dicha solución se utiliza para elevar la temperatura del agua de alimentación. Por eso, en el conducto que atraviesa el economizador sube la temperatura del agua, aumentando el rendimiento del sistema caldera-economizador un 4-5%.

Tanto la elección del economizador como la determinación de los relativos parámetros dimensionales y de funcionamiento dependen de di-

versos factores propios de la instalación. En base al análisis de los datos obtenidos sobre las instalaciones en funcionamiento y en las pruebas de laboratorio, se puede considerar que la reducción de la temperatura de humos de 20 °C lleva consigo un incremento del rendimiento de aproximadamente un 1%.

La elección de instalar un economizador adosado a los generadores de vapor se suele aplicar teniendo en cuenta el breve tiempo de amortización de los costes añadidos de aplicación. Como resultado del desarrollo de la temperatura de humos, la refrigeración del gas alcanza valores de 80-90 °C, consiguiéndose un incremento del rendimiento de aproximadamente un 4,5%.

Como ya se ha comentado, es necesario que el generador de vapor equipado con economizador esté equipado con alimentación continua de agua. De este modo, se garantiza la absorción continua del calor de los humos sin provocar un aumento repentino de la temperatura del agua controlada, en cualquier caso, por el termostato de seguridad STB.

4.6. RECUPERACIÓN DE CONDENSADOS

En toda instalación de generadores de vapor es altamente recomendable el aprovechamiento del condensado (vapor que ha cambiado de estado a fase líquida) debido a su alto contenido energético y por tratarse de vapor obtenido de agua previamente tratada o acondicionado de acuerdo a la norma de características del agua de aporte (EN 12.953-10).

Con este aprovechamiento se evitará el tratamiento en continuo de agua bruta y el tener que calentar ésta desde la temperatura ambiente del agua de aporte a la temperatura de condensación.

Para el aprovechamiento de los condensados la instalación ha de disponer de un recipiente donde se almacenen los condensados y el agua tratada necesaria por pérdidas. Si este depósito está a presión atmosférica se denomina depósito de condensados y si la presión en el interior del depósito es superior a la atmosférica (0,5 bar) se denomina depósito desgasificador.

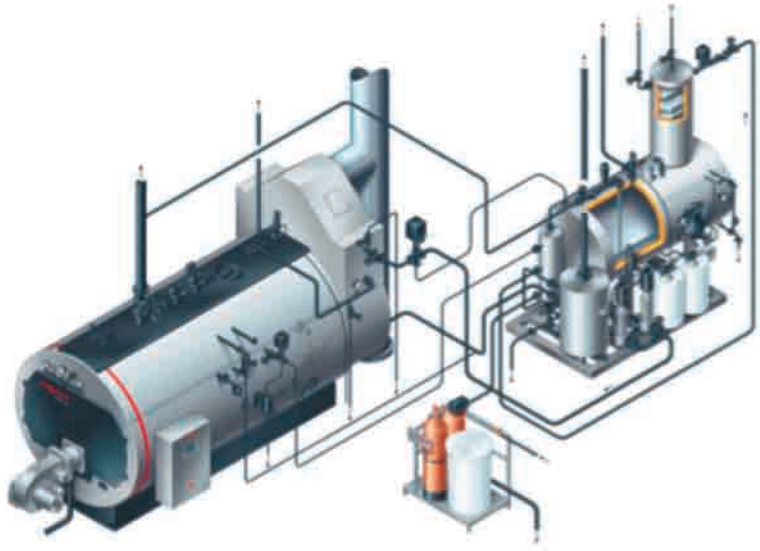


Figura 4.15. Detalle de depósito desgasificador conectado a una caldera de vapor.

4.7. ASPECTOS DE DISEÑO. SELECCIÓN DE POTENCIA

En el caso de las calderas de vapor, la potencia nominal varía en función de la presión de trabajo del generador y la temperatura del agua de alimentación a la caldera, siendo esta potencia igual a la producción de vapor de la caldera multiplicada por la diferencia de la entalpía del vapor a la presión máxima de trabajo menos la entalpía del agua de alimentación e incrementando el resultado con la pérdida del rendimiento de la caldera.

Es decir, si se necesita producir 5.000 kg/h de vapor saturado a una presión de 10 bar y se tiene una temperatura de agua de alimentación de 90 °C con una caldera cuyo rendimiento es del 87%, se necesitará una energía o potencia de combustión de:

$$P = (m \cdot (h_{\text{vapor}} - h_{\text{agua}})) / \eta$$

donde:

P: potencia térmica de combustión, en kW/h.

m: producción másica de vapor saturado, en kg/h.

h_{vapor} : entalpía del vapor saturado a la presión máxima de trabajo, expresada como presión absoluta, en kW/kg = 0,772 kW/kg.

h_{agua} : entalpía del agua a la temperatura a la cual se prevé la alimentación a la caldera en kW/kg = 0,104 kW/kg.

Luego:

$$P = ((5.000 \times (0,772 - 0,104)) / 0,87 = 3.839 \text{ kW /h de potencia de combustión}$$

En el caso que la temperatura de alimentación de agua sea de 102 °C y el rendimiento del generador fuera el mismo, se tendría:

$$P = ((5.000 \times (0,772 - 0,118)) / 0,87 = 3.758 \text{ kW /h de potencia de combustión}$$

4.8. REGULACIÓN

El funcionamiento se regula en las calderas en función del fluido utilizado de las siguientes formas:

- Mediante termostatos para las calderas de agua caliente, agua sobrecalentada y fluido térmico.
- Mediante presostatos para las calderas de vapor.

La regulación de los quemadores puede ser:

- Todo-Nada.
- Dos marchas.
- Tres marchas.
- Progresivos.
- Modulantes.

Para las calderas de vapor con nivel de agua definido, el control de dicho nivel en el interior de la caldera se puede controlar de las maneras siguientes:

- Control de nivel: Todo-Nada.
- Control de nivel continuo:
 - A un elemento (nivel de agua).

- A dos elementos (nivel de agua y caudal de vapor consumido).
- A tres elementos (nivel de agua, caudal de vapor consumido y caudal de agua de aporte).

Las calderas de vapor suelen estar provistas de dispositivos de seguridad y accesorios que garanticen un funcionamiento correcto y seguro.

Los dispositivos de seguridad y accesorios de las calderas de vapor a alta presión, con supervisión continua del personal, están ilustrados en la Fig. 4.16, pudiéndose clasificar en tres grupos:

- Dispositivos de seguridad obligatorios.
- Dispositivos de seguridad suplementarios.
- Dispositivos de mando y regulación.

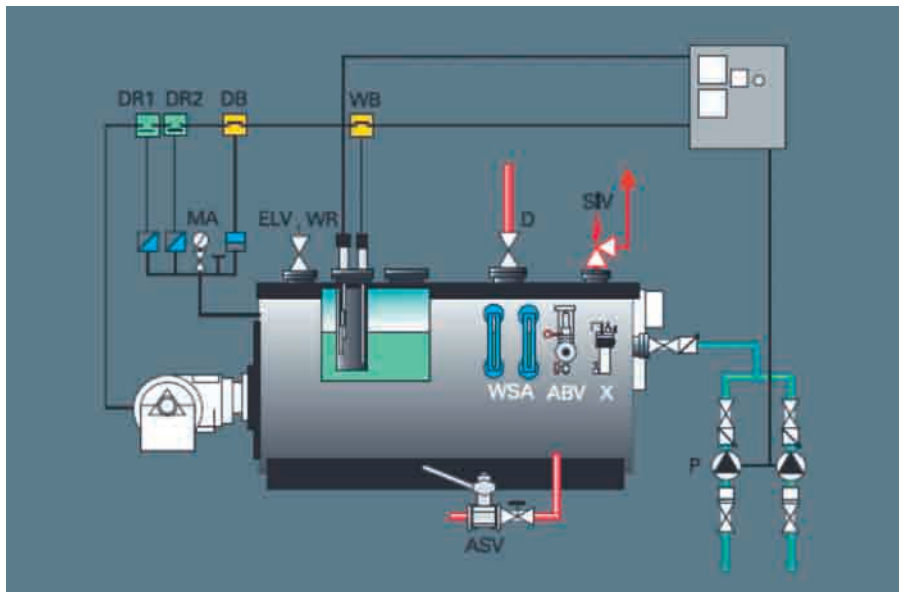


Figura 4.16. Dispositivos de seguridad y regulación.

4.8.1. Dispositivos de seguridad obligatorios

Su función principal es la de bloquear el quemador (apagado de emergencia) cuando los parámetros admisibles de funcionamiento ha-

yan sido rebasados (excepto las válvulas de seguridad). Son los siguientes:

- SIV** Válvulas de seguridad: protección básica contra un exceso de la presión máxima.
- WB** Limitador de nivel mínimo de agua: protege la caldera ante la falta de agua.
- DB** Presostato de seguridad: protege la caldera contra el incremento de presión.

4.8.2. Dispositivos de seguridad suplementarios

Los dispositivos de seguridad suplementarios son los siguientes:

- WSA** Indicadores ópticos de nivel: equipo necesario para el control visual del nivel del agua de la caldera.
- ELV** Válvula de aireación: necesaria para el llenado y vaciado del generador y para eliminar el aire residual.
- ASV** Válvula de purga de lodos: elimina dichos residuos que se depositan en el fondo de la caldera.
- ABV** Válvula de purga continua de sales: evita que se supere la máxima concentración de salinidad admitida en el interior de la caldera.
- X** Botellín de toma de muestras: enfría la muestra de vapor hasta condensarla para conseguir el valor exacto de sales y contenido de oxígeno.
- DR** Reguladores de presión: aseguran la presión adecuada del vapor.
- PZ, PW** Grupo de electrodos de conductibilidad conectados al regulador de nivel para la regulación On/off del aporte de agua de alimentación del generador.

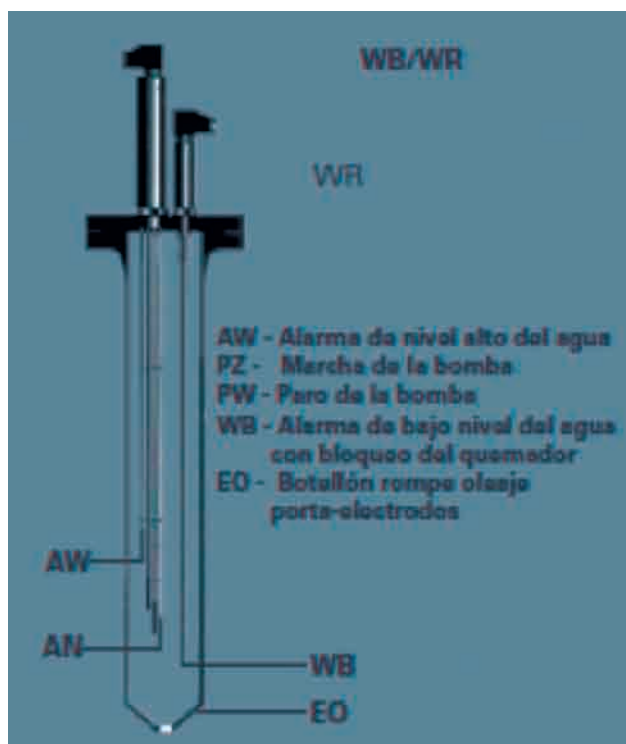


Figura 4.17. Electrodo para la regulación ON-OFF del sistema de alimentación de agua.

4.8.3. Dispositivos de mando y regulación

Los dispositivos de mando y regulación son los siguientes:

- P** Bomba de alimentación. Su función es la de restablecer periódicamente el nivel del agua de la caldera. El encendido y apagado de dicha bomba se realiza por medio de los reguladores de nivel conectados a las sondas PZ, PW.

Se aconseja que la temperatura ideal del agua de alimentación esté comprendida entre los 102 y los 105 °C, y nunca inferior a 60 °C. Sus características deben respetar los requisitos de la norma UNE-EN 12.953-10.

Los equipos degasificadores deben garantizar la eliminación total del oxígeno. El sistema de alimentación de agua deberá poder inyectar

dicho líquido a una presión superior en un tres por ciento, como mínimo, de la presión de tarado más elevada de las válvulas de seguridad, incrementada en la pérdida de carga de la tubería de alimentación y en la altura geométrica relativa. El sistema de alimentación de agua deberá poder inyectar una cantidad de agua igual a 1,1 veces la máxima que pueda evaporarse, más la pérdida de agua por purgas.

Para las calderas con nivel de agua definido, en las que es automática la aportación de agua, el sistema de alimentación estará controlado por un dispositivo que detecte, al menos, el nivel de agua. Este sistema de alimentación podrá ser de acción continua o discontinua. En el caso de acción continua, la bomba de alimentación de agua estará continuamente en servicio y el caudal introducido vendrá regulado por una válvula automatizada y mandada por la acción del sistema del controlador de nivel; dicho sistema actuará de forma que la válvula que controla la alimentación de agua quede en posición abierta si se producen fallos del fluido de accionamiento (corriente eléctrica, aire, etc.). En el caso de acción discontinua, el sistema detector de nivel, actuará sobre la bomba de alimentación, parándola y/o poniéndola de nuevo en servicio según las necesidades, siendo la selección de la manera siguiente:

Presión de impulsión:

$$Prp \geq 1,15 \times Pdop$$

siendo:

Pdop: presión de tarado de las válvulas de seguridad.

Caudal de impulsión:

$$Vp = 1,25 \times Qn$$

siendo:

Vp: caudal nominal de la bomba.

Qn: producción nominal del generador.

La bomba de alimentación de agua debe ser instalada teniendo las siguientes precauciones:

- Evitar atascos en la aspiración e impulsión (instalando filtros de captación de partículas sólidas y/o impurezas).
- Garantizar que trabaje siempre en carga, es decir, que la altura de columna de líquido debe ser proporcional a la temperatura de fluido para evitar cavitaciones. En el momento de la selección de la bomba de agua de alimentación, se deberá observar cuidadosamente la curva de características de la misma y, principalmente, la capacidad del modelo seleccionado de aspiración en función de la temperatura de líquido (NPSH). Si el valor indicado en la curva de selección de la bomba queda por encima de la altura real entre el depósito de condensados y/o desgasificador, se deberá optar por elevar el citado depósito o seleccionar un modelo de bomba de alimentación de agua adecuado (bajo NSPH). No observar estas indicaciones produciría averías, perforaciones, sobrecalentamientos y un aumento del consumo eléctrico.

4.8.4. Regulación continua del nivel del agua. Funcionamiento 24 h sin supervisión

En algunos procesos tecnológicos se aconseja un flujo continuo de agua de alimentación. Esto hace que en el interior del generador no se interrumpa el proceso de ebullición, el volumen de agua permanece estable, asegurando un caudal y título de vapor constante.

Tal aplicación es aconsejable en calderas con una potencia a partir de 4 MW y es indispensable que la caldera esté provista de un economizador.

Durante el flujo continuo de agua de alimentación la variación de caudal está asegurada por una válvula de dos o tres vías dotada de un actuador eléctrico o neumático. La apertura de la válvula es directamente proporcional a las variaciones de nivel efectivo del agua en el interior del generador respecto al valor medio preestablecido (PR).

La regulación se articula con una señal que proviene del electrodo de medición (WR) de tipo capacitivo, ver Fig. 4.18. Enviando al regulador electrónico de nivel esta señal, éste a su vez transforma la señal y manda la orden al actuador de la válvula modulante (STV).

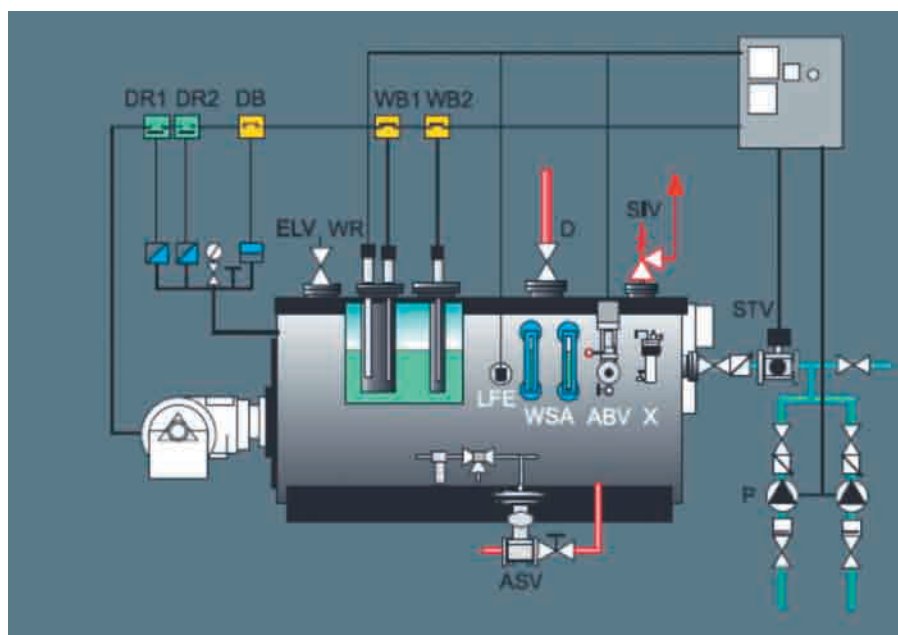


Figura 4.18. Regulación continua del nivel del agua. Funcionamiento 24 h sin supervisión.

El funcionamiento de la caldera sin supervisión durante 24 o 72 h necesita dos limitadores por electrodo de bajo nivel de agua. Uno de ellos (WB1) está montado junto al electrodo capacitivo (WR) y el otro (WB2) está montado sobre otro cilindro independiente. El electrodo capacitivo abastece también la prealarma de bajo nivel antes de que se alcance el nivel de alarma y abastece además la alarma de alto nivel WR.

4.8.5. Regulación continua del nivel del agua. Funcionamiento 72 h sin supervisión

Durante el funcionamiento sin supervisión con empleo de la regulación continua del nivel de agua se han de observar los mismos requisitos del funcionamiento durante 24 h. Además, son necesarias las siguientes instalaciones suplementarias, ver Fig. 4.19:

- Purga continua de sales automática (ABV).
- Alarma de alto nivel de agua, efectuadas por un solo electrodo de conductividad (AW).

También se recomienda:

- Purga automática de lodos (ASV).
- En este caso, la señal de alarma de alto nivel de agua (AW) no se corresponde con el electrodo de capacidad que regula también el nivel WR, sino que se corresponde con el electrodo limitador de conductividad instalado en el botellín deflector junto al segundo electrodo limitador de bajo nivel (WB2). Su función es la misma.

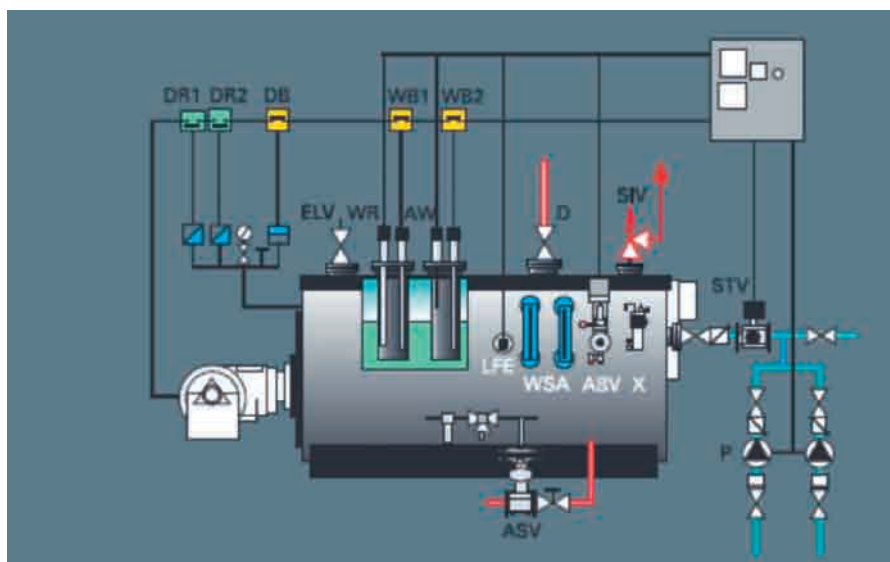


Figura 4.19. Regulación continua del nivel del agua.
Funcionamiento 72 h sin supervisión.

5. QUEMADORES

5.1. COMBUSTIÓN

La combustión, según el diccionario de la Real Academia de la Lengua, es una reacción química entre el oxígeno y un material oxidable, acompañada de desprendimiento de energía y que habitualmente se manifiesta por incandescencia o llama.

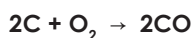
Este desprendimiento de energía se aprovecha en la caldera, todo aparato de presión donde el calor procedente de cualquier fuente de energía se transforma en energía utilizable, a través de un medio de transporte en fase líquida o vapor.

Estas dos definiciones y las reacciones de combustión siguientes serán nuestro punto de partida para analizar el funcionamiento de la combustión, con el objetivo final de obtener el mayor rendimiento con las mínimas emisiones y la máxima seguridad.

Combustión completa:



Combustión incompleta:



La observación de ambas ecuaciones lleva a una rápida conclusión: una combustión incompleta libera menos energía y, además, se corre el riesgo de producir CO, un gas tóxico e inflamable.

Para evitarlo, se quema con exceso de aire, pero este exceso de aire, como se ve en la Fig. 5.1, implica, a su vez, un menor rendimiento de la combustión.

Se trata, por tanto, de encontrar un equilibrio entre el rendimiento y las emisiones contaminantes a través del control de la mezcla aire-combustible.

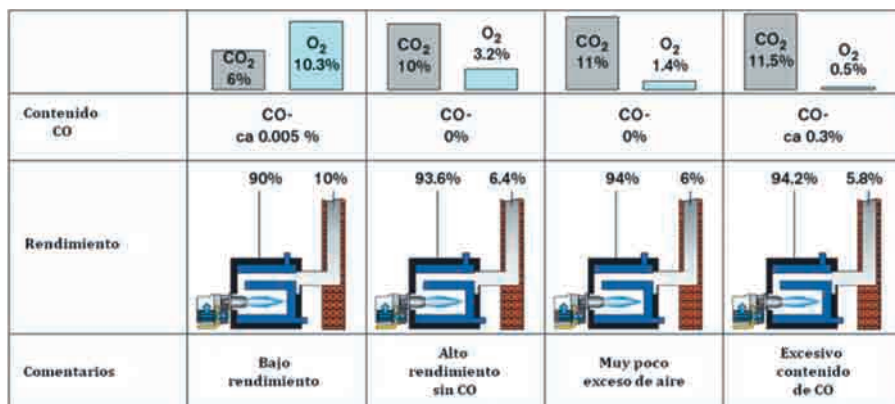


Figura 5.1. Relación entre el rendimiento de la combustión, las emisiones contaminantes y el exceso de oxígeno aportado en la combustión.

El primer caso muestra una combustión con un exceso de aire (por lo tanto de O₂) muy alto; esta será una combustión muy segura pero de bajo rendimiento.

En el lado opuesto se encuentra una combustión con un exceso de aire extremadamente bajo y, por lo tanto, con un rendimiento muy elevado. El problema se plantea en el excesivo contenido de CO de la misma, con el riesgo que esto conlleva.

Este ajuste equilibrado entre rendimiento y emisiones es el que se busca a través de un buen control de un quemador en una caldera industrial.

5.2. QUEMADORES MECÁNICOS

El ajuste equilibrado entre el rendimiento y las emisiones a través del correcto ajuste a lo largo del tiempo de la mezcla aire-combustible puede hacerse en quemadores con control mecánico de la mezcla o en quemadores con control digital de la mezcla.

5.2.1. Control mecánico

La Fig. 5.2 muestra los elementos de ajuste de un quemador con control mecánico de la mezcla, en la que un único servomotor acciona varios elementos de regulación de caudal.

El control mecánico de la mezcla tiene las siguientes características:

- Servomotor: posiciones definidas por microinterruptores fin de carrera (levas).
- Accionamiento: varillas y luneta de regulación.
- Control: una única señal eléctrica de posicionamiento.
- Holguras.
- Histéresis mecánica.
- Sin "memoria".

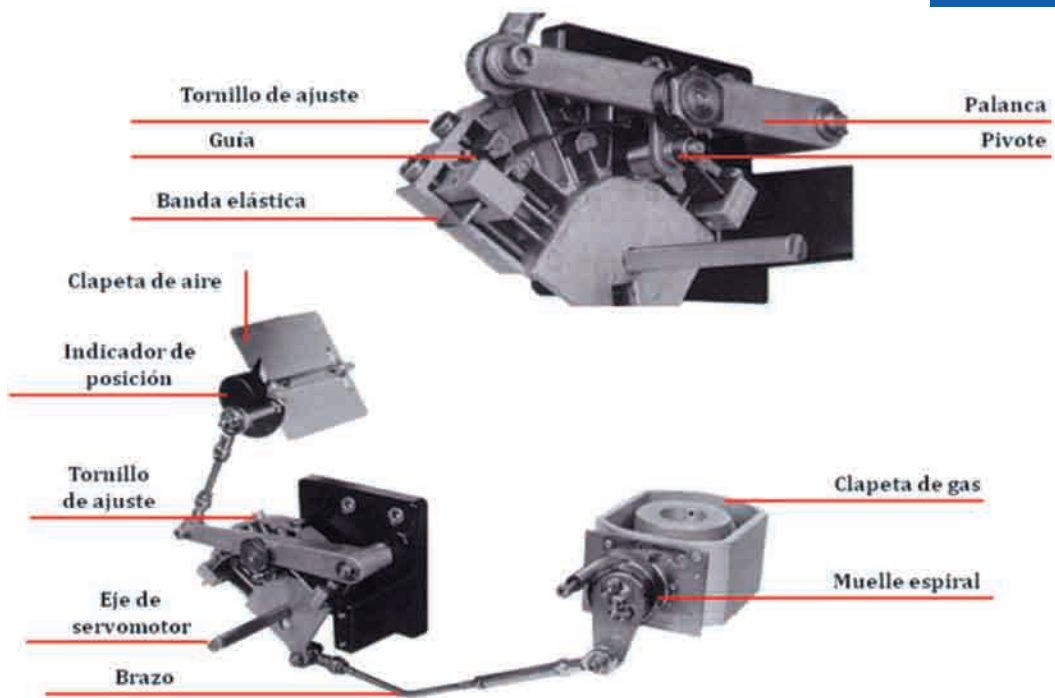


Figura 5.2. Elementos de ajuste de la combustión en un quemador con control mecánico de la combustión.

La precisión del ajuste de la mezcla en este caso, como puede observarse en la Fig. 5.2, dependerá del buen ajuste del quemador que haga el técnico en la puesta en marcha. Este ajuste, además, no será estable al 100% a lo largo del tiempo por las holguras e histéresis de la propia construcción mecánica del quemador.

5.3. QUEMADORES ELECTRÓNICOS CON CONTROL DIGITAL

Un quemador con control digital ofrece una serie de ventajas en cuanto a rendimiento, seguridad y mantenimiento que se pueden resumir brevemente en los siguientes puntos:

- Mayor precisión de la dosificación aire-combustible, por lo tanto mejor combustión.

Servos de alta precisión, con microprocesador y bucle de control.

Curva de trabajo más precisa (15 puntos).

Curva de trabajo grabada en memoria y reproducible.

- Mayor seguridad de funcionamiento.

Controlador autovigilante.

Bus CAN de alta seguridad.

Vigilancia continua de servomotores (señal retroalimentación).

- Supervisión continua.

Terminal de usuario que incluye memoria con copia de seguridad.

Información de fase de funcionamiento y de avería (fase, fecha, etc.).

- Puesta en marcha rápida y sencilla.

Simplifica labores de conservación.

Simplifica instalación eléctrica y evita errores de conexionado.

Quemador probado en fábrica.

El centro de un quemador digital es el controlador digital de la combustión, cuya función es la supervisión y control de correcto funcionamiento y la seguridad del quemador.

5.3.1. Controlador digital

Las principales características de un controlador digital son:

- Controlador electrónico auto vigilado.

- Microprocesador duplicado redundante.
- Conexión directa de electroválvulas.
- Conexión directa de tantos presostatos como sean necesarios.
- Controlador electrónico digital multifuncional: doble micro, con funciones de programador, control de mezcla, control de estanqueidad, control de potencia y funcionamiento ininterrumpido TRD/72 horas.
- Sustituye al control de estanqueidad de electroválvulas de gas.

Otra de las características principales del control electrónico de la mezcla es que se dispone de un servomotor para cada elemento de ajuste, ver Fig. 5.3. De esta manera, se evitan las holguras mecánicas del sistema de levas y varillas de un quemador mecánico.

Además, al quedar las posiciones de los servomotores grabadas en la memoria del controlador y del terminal de usuario, la sustitución de estos elementos es muy rápida, pudiendo volver a ajustar el quemador en un espacio de tiempo mucho más breve que en un quemador mecánico.

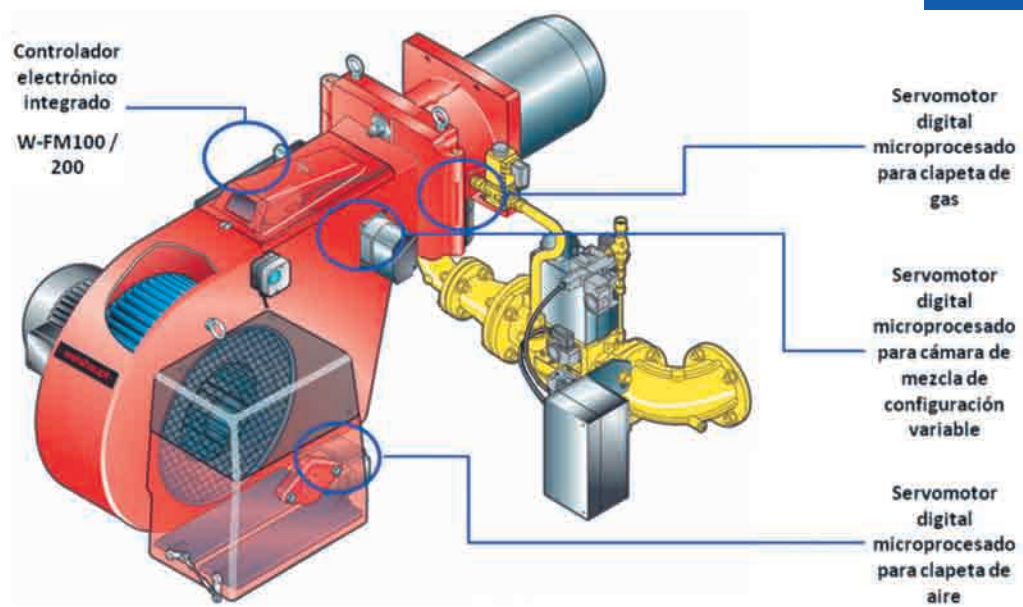


Figura 5.3. Elementos de ajuste de la combustión en un quemador electrónico con control digital de la combustión. Un servomotor para cada elemento de ajuste.

5.3.2. Terminal de operador/usuario (ABE)

El terminal de operador de los quemadores digitales permite un ajuste más rápido por parte del técnico de puesta en marcha, un funcionamiento más intuitivo y sencillo por parte del usuario y una mayor seguridad al tener una memoria independiente adicional a la del propio controlador.

Algunas de sus características principales son:

- Display de 4 líneas, con textos claros, función "scroll", diversos idiomas, etc.
- Con funciones para que el usuario controle el quemador (marcha/paro, consignas, cambio combustible, etc.).
- Con funciones para que el técnico ponga el quemador en marcha (acceso-contraseña, parámetros de ajuste, de regulación de potencia, etc.).
- Información de averías: código, fecha y hora, texto, etc.
- Montaje en quemador o separado (hasta 100 m).
- Memoria independiente imborrable para copia de datos.
- Puertos de comunicaciones (serie, eBus, ModBus) para integración (Modbus, Profibus-DP) en G.T.C.

5.3.3. Nivel sonoro

Una ventaja importante adicional de los quemadores digitales es la reducción del nivel sonoro de los mismos. En algunos casos, la reducción del nivel sonoro puede llegar hasta el 25% respecto a un quemador mecánico de la misma potencia, ver Fig. 5.4.

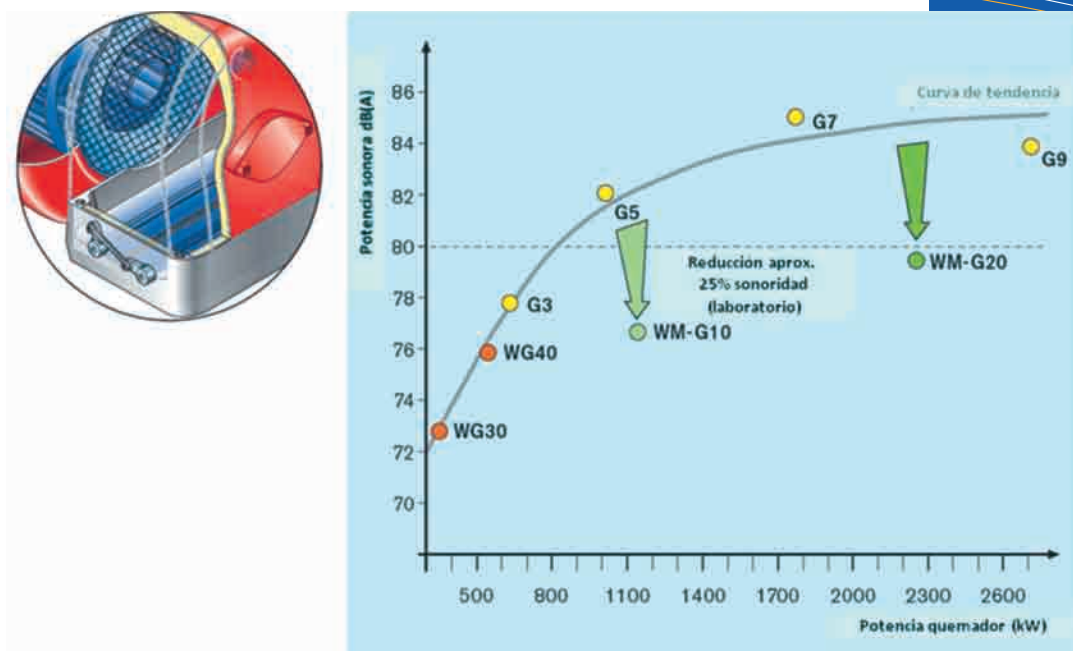


Figura 5.4. Ejemplo comparativo de potencia sonora dB(A) entre quemadores mecánicos (G3, G5, G7, G9) y digitales (WM-G10, WM-G20).

5.4. EMISIONES DE NOx

El quemador es uno de los componentes críticos de una caldera industrial desde el punto de vista de las emisiones contaminantes. La correcta selección de un quemador adecuado a una caldera concreta proporcionará un nivel concreto de emisiones.

Al seleccionar un quemador se tendrá que tener en cuenta no sólo la potencia máxima deseada, sino la sobrepresión del hogar, las dimensiones de la llama, la carga térmica de la caldera, etc.

Una buena distribución y mezcla del aire con el combustible en la cámara de combustión del quemador es básico para una reducción efectiva de las emisiones contaminantes.

Si la mezcla aire/combustible es poco homogénea, aparecerán mezclas con aire insuficiente a la vez que mezclas con grandes excesos de aire, provocando una llama inestable.

- Secundarios:

Tratamiento químico (inyección de amoníaco u otros procedimientos).

Estos métodos, a excepción de la recirculación interna de humos por propia construcción de la cabeza de combustión, tienen en común la necesidad de elementos ajenos al propio quemador y a la caldera, con el consiguiente sobreprecio, desgaste y necesidades de mantenimiento adicionales.

Reducción del NOx mediante la cabeza de combustión

La reducción del nivel de NOx mediante la geometría y disposición de los tubos de combustible de la propia cabeza de combustión tiene dos ventajas principales:

- No se necesitan elementos adicionales.
- Se puede elegir la configuración de la cabeza en función del NOx requerido.
- El ajuste y conservación de un quemador estándar o de bajo NOx es el mismo, con lo que se facilitan estas tareas.

Sistemas LN, NR, 1LN

Sus principales características son:

- Recirculación interna de humos.
- Reduce la concentración parcial de O_2 .
- Reduce la temperatura de llama.
- Distintas configuraciones de la cámara de combustión del quemador para una mayor reducción del nivel de NOx en los diversos combustibles (gas natural, gasóleo o mixtos).

Sistema 3LN - multiflam ®

La tecnología de cabeza de combustión patentada por el fabricante Weisshaupt consigue reducir los niveles de NOx hasta mínimos gracias a los siguientes principios:

- Recirculación interna de humos.
- Reducción de la concentración parcial de O_2 .
- Reducción de la temperatura de llama.
- Reparto de combustible en distintos tubos o inyectores (primarios y secundarios).
- Gasificación del combustible líquido finamente pulverizado.

La Fig. 5.6 muestra la cabeza de un quemador 3LN-multiflam® con reparto de llama y máxima reducción de niveles de NO_x .

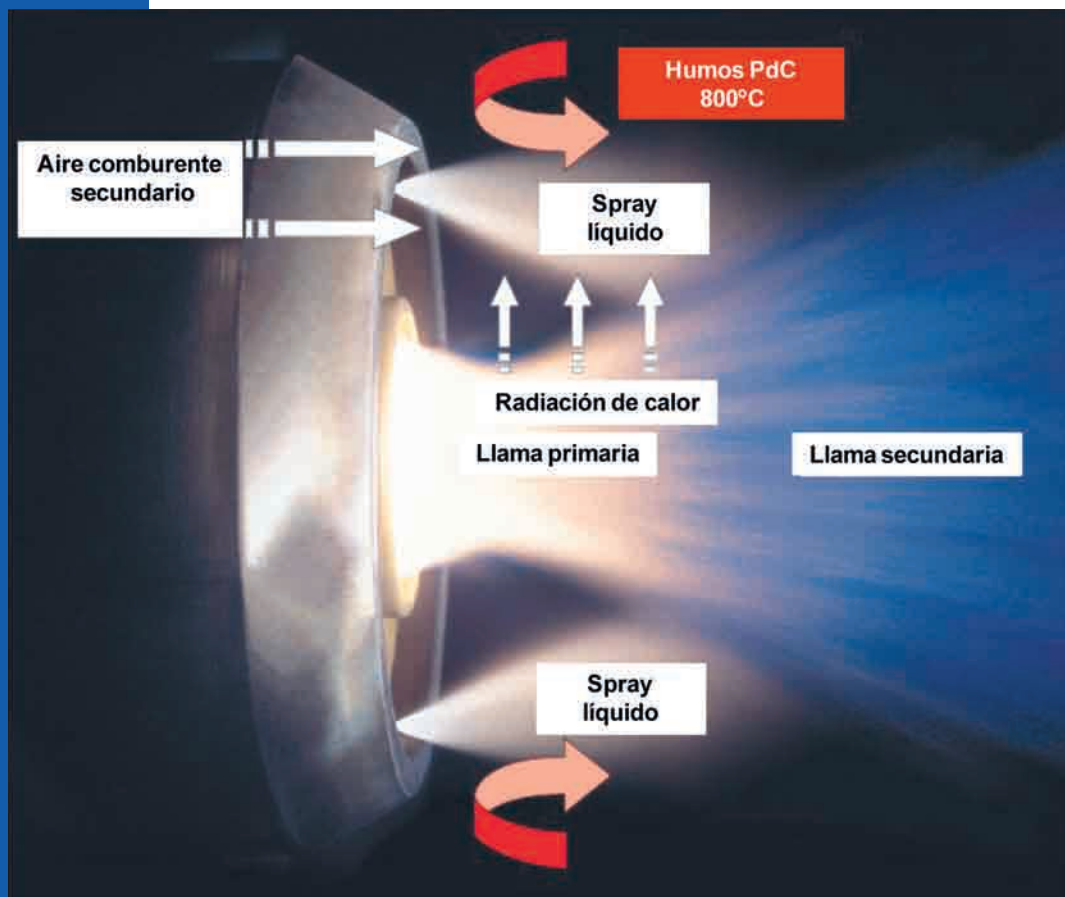


Figura 5.6. Cabeza de quemador 3LN-multiflam® con reparto de llama y máxima reducción de niveles de NO_x .

TABLA 5.1. Comparación niveles aproximados de emisión NOx en quemadores estándar frente a 3LN-multiflam®.

Quemador gasóleo estándar	250 mg/Nm ³
Quemador gasóleo 3LN-multiflam®	170 mg/Nm ³
Quemador gas estándar	120 mg/Nm ³
Quemador gas 3LN-multiflam®	60 mg/Nm ³

Todos los valores de NOx con las siguientes premisas:

Condiciones límite para establecer los valores de garantía de NOx:

- NOx en mg/Nm³, referido al 3% de O₂, calculado como NO₂, en humos secos.
- Tolerancia/imprecisión de la medición según EN267 (quemadores de combustible líquido) o según EN676 (quemadores de gas).
- Valor medio:
 - El valor de NOx se obtiene mediante media.
 - En los quemadores de 2 marchas: de las potencia mínima y parcial.
 - En los quemadores modulantes y de varias marchas: de las potencias mínima, intermedia y total.
- Condiciones de referencia: Taire = 20 °C, humedad x = 10 g/kg.
- Combustible: Gas natural/Gasóleo.
- Contenido de nitrógeno referencia en gasóleo: 140 mg/kg.
- Temperatura del médium caloportador: en función del tipo de caldera.

5.5. SOLUCIONES DE EFICIENCIA ENERGÉTICA

Las instalaciones de combustión industrial son grandes consumidoras de combustible y energía eléctrica con un gran potencial de mejora de la eficiencia y de ahorro.

La tecnología actual permite proponer técnicas de mejora de eficiencia energética —a utilizar de forma conjunta o separada—, con las cuales el grupo quemador y caldera cumple tres requisitos básicos: elevado rendimiento, reducidas emisiones y seguridad de funcionamiento.

Los actuales equipos de gestión electrónica de la combustión facilitan su aplicación en una gran variedad de instalaciones, con períodos de amortización notablemente inferiores a cinco años, según los casos.

El quemador aporta aire y combustible, y los mezcla de forma adecuada para su correcta combustión. El aire aportado, como se ha indicado en el apartado 5.1, es superior al teórico para evitar inquemados, emisiones peligrosas y reducción del rendimiento. El exceso de aire implica pérdidas con los humos de la combustión.

Las técnicas de mejora de la eficiencia y ahorro de energía que actúan sobre el aporte de aire, son:

- La modulación del quemador, sin escalones, reduce paradas y pérdidas de disponibilidad.
- La variación de velocidad reduce la energía eléctrica consumida por el motor del quemador.
- El control en continuo del exceso de oxígeno mejora el rendimiento de la combustión.

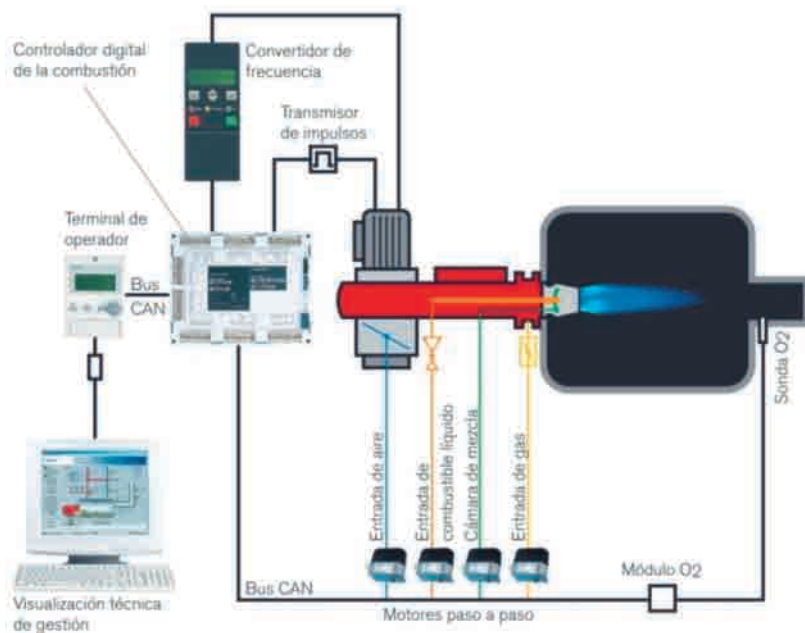


Figura 5.7. Esquema de principio de un quemador modulante con control digital de la combustión, regulación de velocidad y control de O_2 .

5.5.1. Variación de velocidad del ventilador

Al reducir la velocidad de un motor eléctrico disminuye el consumo de energía eléctrica y el nivel sonoro, ver Fig. 5.8.

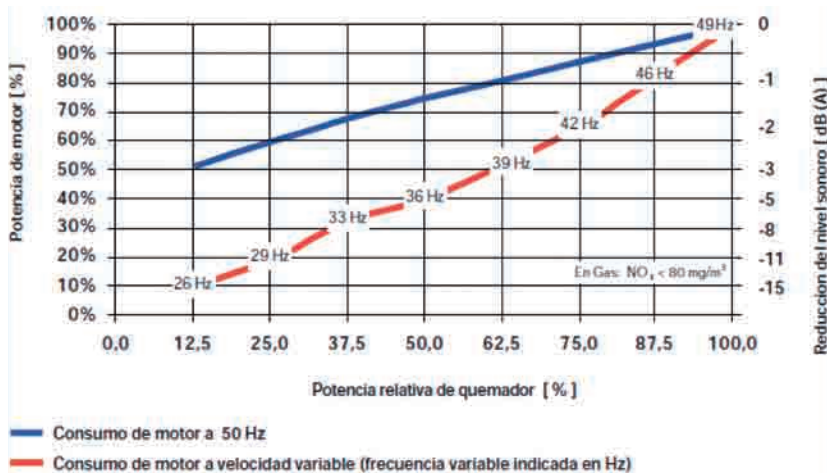


Figura 5.8. Ahorro en potencia eléctrica absorbida por el motor de un quemador (y reducción del nivel sonoro). Quemador funcionando al 50% de su potencia: a velocidad variable (a 36Hz) consume casi la mitad que en la misma potencia a velocidad constante (50Hz).

La regulación de potencia integrada en el controlador del quemador calcula la demanda para que el control de la mezcla fije la posición de los servomotores y la consigna de velocidad del motor, con la cual el convertidor de frecuencia define tensión y frecuencia. La velocidad real medida en el motor se envía al controlador del quemador, formando así un lazo de seguridad.

Con esta regulación del caudal de aire comburente actuando sobre la velocidad del ventilador, se consigue:

- Drástica reducción del consumo eléctrico a potencias parciales.
- Reducción del nivel sonoro, ya que el ventilador mueve sólo el caudal de aire realmente necesario.

Ejemplo práctico:

Situación inicial: quemador de gas natural de potencia nominal 7,5 MW, que trabaja 4.500 horas/año al 40% de potencia promedio.

Posible actuación: el control de velocidad puede reducir el consumo eléctrico en, aproximadamente, 2.500 €/año.

5.5.2. Control de O_2 en continuo

El aire para la combustión, como se ha indicado anteriormente, se aporta en cantidad superior a la teórica para garantizar que no se produzcan inquemados. Los inquemados implican pérdida de rendimiento y emisiones nocivas, por lo que es necesario mantener un margen de seguridad para compensar oscilaciones de magnitudes ambientales y del combustible.

El control en continuo de O_2 en humos permite trabajar con un margen de seguridad más estrecho, dado que el exceso (o la falta) real de O_2 está vigilado de forma permanente.

A partir de la demanda de potencia calculada por la regulación integrada, el control de la mezcla establece la posición del servomotor de combustible. La del actuador de aire (o la velocidad del variador de frecuencia si lo hay) se establece para conseguir una consigna "reducida" de oxígeno.

El sensor de O_2 mide en tiempo real el oxígeno en humos, mientras que el controlador lo compara con la consigna "reducida" y determina si es necesaria una corrección en la cantidad de aire aportado.

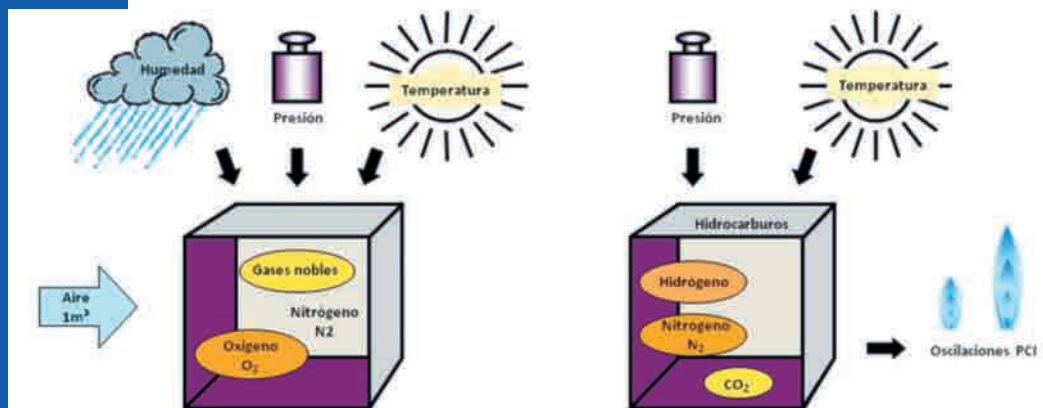


Figura 5.9. Influencia de factores externos en el contenido de O_2 .

Con esta corrección automática de la cantidad de aire se consigue compensar automáticamente las variables que influyen en mezcla aire/combustible, ver Tabla 5.2.

TABLA 5.2. Efecto de algunas magnitudes sobre el exceso de O_2 en los humos.

Magnitud	Variación	Variación del O_2 en humos
Temperatura del aire de combustión	10 K	0,5%
Presión del aire	10 mbar	0,2%
Humedad del aire	2%	0,4%
P.C.I. del combustible	7,5%	1,5%
Presión del gas combustible	10%	7% (de la potencia del quemador)

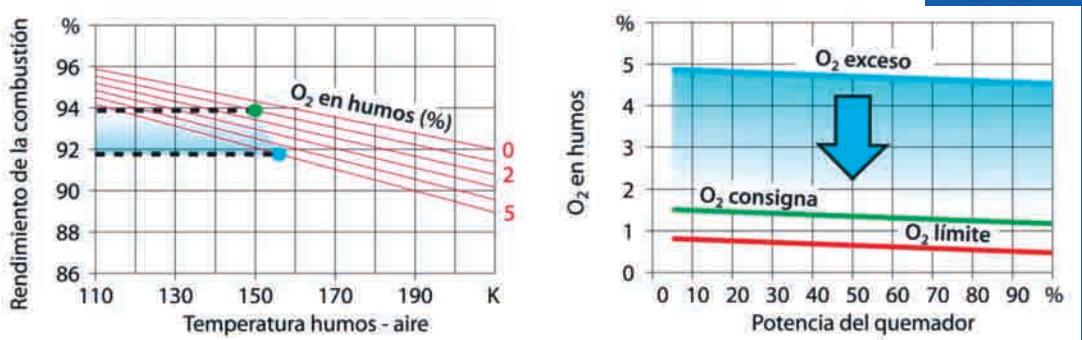


Figura 5.10. Efecto de la regulación de O_2 en el rendimiento.

La regulación de O_2 , de esta manera, disminuye el aire aportado para mantener una consigna reducida de O_2 .

Considerando un diferencial de temperatura de humos con el aire ambiente de 150 K, al reducir el exceso de O_2 del 5% al 1% se mejora el rendimiento en un 2% (de 92% pasa a 94%). La reducción del caudal de aire conlleva una reducción adicional en la temperatura de humos.

Ejemplo práctico:

Situación inicial: quemador de gas natural (precio gas estimado: 0,28 €/m³), que trabaja 3.000 horas/año con valor promedio de 5.000 kW de potencia.

Posible actuación: una mejora del 2% en el rendimiento técnico de la combustión implica un ahorro de 8.400 €/año en combustible.

5.5.3. Caso práctico: mejora de la eficiencia y ahorro económico en una planta de productos lácteos

En el balance energético de la generación de calor hay que considerar:

- El calor útil, descrito por la potencia nominal, por el perfil de carga y por el tipo de caldera.
- Las pérdidas de calor en humos de la combustión, a los alrededores y por disponibilidad.
- Detallado cálculo de la combustión para cualquier combustible.
- Regulación del exceso de aire.
- Potencia de ventilador y de motor a potencias total y parcial.
- Regulación del quemador por etapas y modulante.
- Consideración de las características del producto.

Con este balance y los precios correspondientes, puede estimarse con un software de amortización el ahorro anual de combustible y energía eléctrica, así como la reducción de las emisiones de CO₂ a la atmósfera.

A partir de los ahorros, se estiman los tiempos de amortización previstos para la inversión a realizar.

Este procedimiento permite estimar el ahorro a conseguir por la sustitución de algunos quemadores acoplados a calderas para la producción de vapor en instalaciones de la industria láctea.

Algunos datos correspondientes a un caso particular se pueden observar en la Tabla 5.3.

TABLA 5.3. Datos necesarios para el cálculo de la mejora de la eficiencia en una planta láctea.

Tipo de caldera	Vapor
Potencia útil nominal	8.420 [kW]
Rendimiento de la caldera	90%
Pérdidas por disponibilidad de servicio	2,5%
Factor de energía primaria	0,67 kg/kWh
Precio del gasóleo	0,3 €/litro
Precio del gas	0,21 €/m³
Precio de la energía eléctrica	0,09 €/kWh
Tiempos de funcionamiento gasóleo/gas	25% / 75%

La Tabla 5.3 y la Fig. 5.11 son los datos de partida necesarios para el cálculo de la mejora de la eficiencia y el ahorro de energía. En la Tabla 5.4 se resumen los resultados conseguidos.

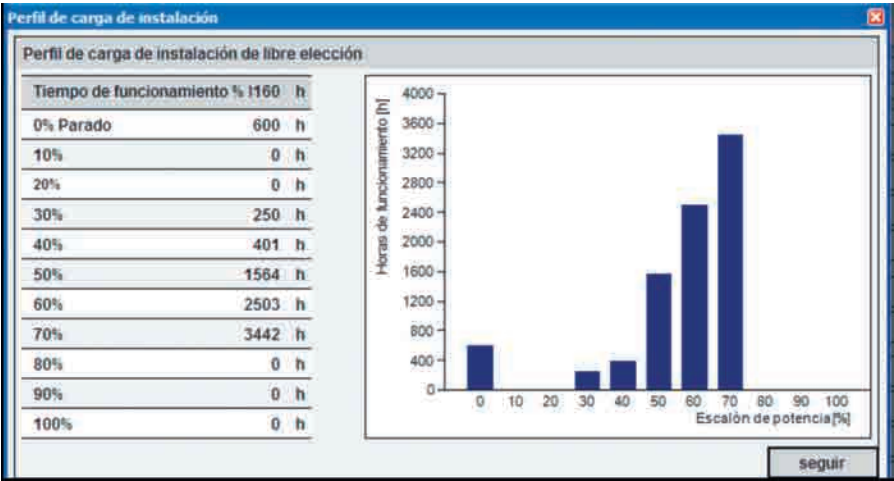


Figura 5.11. Perfil de carga en planta láctea (caldera de vapor).

Para esta instalación se seleccionó un nuevo quemador bi-combustible, gas natural y gasóleo, con control electrónico y potencia máxima de 10.500 kW. El quemador incorporaba un motor eléctrico de 22,4 kW de potencia nominal eléctrica.

TABLA 5.4. Ahorros conseguidos en un quemador modulante con variación de velocidad y control de O₂.

		Caso 1: Quemador modulante + variador velocidad				Caso 2: Quemador modulante + variador velocidad + O ₂			
		Reducción del consumo de combustible		Reducción emisiones de CO ₂		Reducción del consumo de combustible		Reducción emisiones de CO ₂	
Efecto sobre el combustible	Gas	17.000	[m ³ /a]	35	[t/a]	56.000	[m ³ /a]	120	[t/a]
	Gasóleo	5.000	[l/a]	15	[t/a]	19.000	[l/a]	50	[t/a]
Efecto sobre la energía eléctrica		58.000	[kWh/a]	38	[t/a]	60.000	[kWh/a]	40	[t/a]

La sustitución del quemador existente (ya modulante) por un quemador modulante mejor adaptado a las necesidades de la instalación y con variación de velocidad permite un ahorro de 17.000 m³ de gas, 5.000 litros de gasóleo y 58.000 kWh de energía eléctrica, además de las 88 toneladas de CO₂ cuya emisión se evitan.

Al añadir la regulación de O₂ a este mismo quemador, el ahorro se eleva a 56.000 m³ menos de gas, así como 19.000 litros de gasóleo, cada año.

El ahorro de combustible en el Caso 1 se debe al uso de un quemador cuyo campo de trabajo se adapta mejor a la potencia útil de la caldera y al amplio rango de modulación.

La regulación de velocidad tiene, en general, un efecto tanto más notable cuanto más tiempo trabaja el quemador a potencias intermedias (50% a 80% de la carga del quemador), como es el caso.

En el Caso 2, es el control de oxígeno el que fundamentalmente reduce el consumo de combustible: al reducir el exceso de oxígeno se mejora el rendimiento técnico de la combustión.

Por tener control de O₂ además de variación de velocidad, hay una reducción adicional en el consumo eléctrico: para reducir el aire en exceso el control disminuye la velocidad del motor.

5.5.4. Conclusiones

Las instalaciones de combustión tienen un elevado potencial de mejora de la eficiencia energética, de reducción del combustible consumido, de reducción del consumo de energía eléctrica y de reducción de las emisiones de CO₂ a la atmósfera.

En la instalación utilizada como ejemplo, con los datos de precios e incrementos anuales estimados de combustible y electricidad, tasas de interés, etc., que fueron aportados al cálculo, se estimaron unos ahorros de más de 22.000 €/año en combustible y energía eléctrica y un período de amortización inferior a 4 años.

6. ACCESORIOS DE LAS CALDERAS

Hay varios accesorios que deben instalarse en las calderas de vapor, todos con el objetivo de mejorar:

- Funcionamiento.
- Eficacia.
- Seguridad.

A continuación se explican algunos de los accesorios más importantes.

6.1. PLACA DE CARACTERÍSTICAS

En la última la mitad del siglo XIX, las explosiones en calderas de vapor eran bastante comunes. Como consecuencia, se formó una compañía en Manchester con el objetivo de reducir el número de explosiones sometiendo a las calderas de vapor a un examen independiente. Esta compañía fue el principio de la actual Federación de Seguridad (SAFed), el organismo cuya aprobación se requiere en el Reino Unido para los accesorios y controles de caldera.

Después de un periodo relativamente corto, sólo 8 de 11.000 calderas examinadas explotaron, en comparación con las 260 explosiones de calderas que ocurrieron en aquéllas que no fueron examinadas por esta compañía.

Este éxito conllevó a la ley sobre explosiones de calderas de 1882 que incluyó la necesidad de una placa de características de la caldera. Un ejemplo se muestra en la Fig. 6.1.

Serial Number	32217
Model Number	Shellbol Mk.II
Output	3,000 kg/h
Design pressure	19 bar
Maximum working pressure	18 bar
Hydraulic test pressure	28.5 bar
Date of test	26/03/91
Design standard	BS EN 12953
Class	1
Inspection authority	British Engine
Manufactured by Boilermakers Ltd.	

Figura 6.1. Placa de características. (Por gentileza de Spirax Sarco).

El número de serie y modelo identifican a la caldera y se utilizan para pedir recambios al fabricante y para el registro de la caldera.

6.2. VÁLVULAS DE SEGURIDAD

Uno de los accesorios importantes de la caldera es la válvula de seguridad. Su función es proteger el cuerpo de la caldera de sobrepresión y evitar que explote.

Hay muchos tipos diferentes de válvulas de seguridad, todas deben cumplir el siguiente criterio:

- La(s) válvula(s) de seguridad deberá(n) dar salida a un caudal de vapor equivalente a la potencia térmica de la caldera.
- El rango de capacidad de descarga total de la(s) válvula(s) de seguridad debe estar dentro del 110% de la presión de diseño de la caldera.
- El orificio que conecta una válvula de seguridad a una caldera debe ser, como mínimo, de 20 mm.
- La tara máxima de la válvula de seguridad será la presión máxima permisible de trabajo de la caldera.
- Debe haber un margen adecuado entre la presión normal de trabajo de la caldera y la tara de la válvula de seguridad.



Figura 6.2. Válvula de seguridad de caldera. (Por gentileza de Spirax Sarco).

6.3. VÁLVULAS DE INTERRUPCIÓN PARA CALDERAS

Una caldera de vapor debe tener instalada una válvula de interrupción (también conocida como válvula de salida de vapor), que aísla la caldera de vapor y su presión del proceso o la planta. Generalmente, es una válvula de globo en ángulo del modelo de husillo. La Fig. 6.3 muestra una válvula de interrupción típica de este tipo.

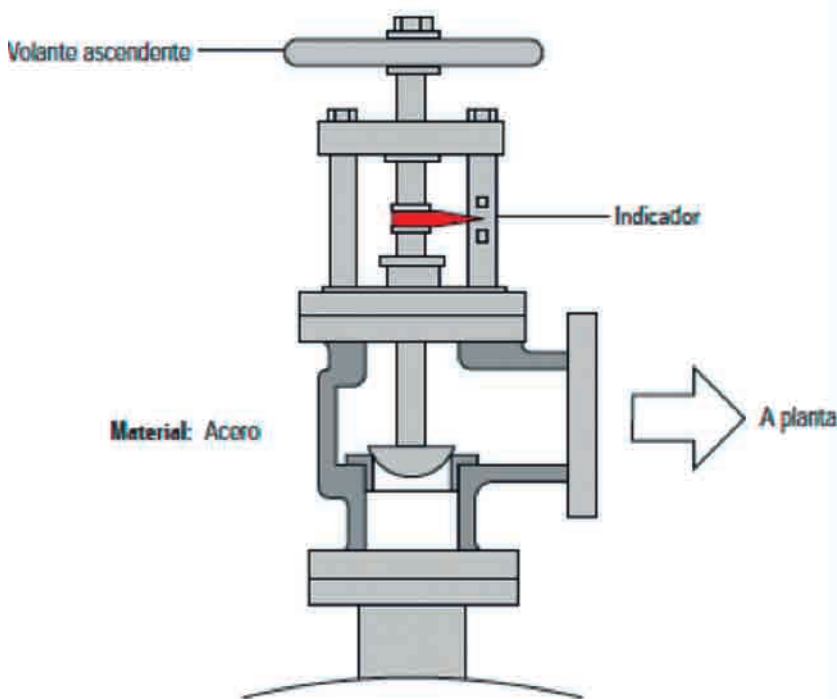


Figura 6.3. Esquema de una válvula de interrupción para caldera.
(Por gentileza de Spirax Sarco).

En el pasado, estas válvulas estaban fabricadas de hierro fundido, acero y bronce (que se usan para las aplicaciones con presiones más altas). Actualmente, muchos fabricantes de calderas usan válvulas de fundición nodular como estándar en sus propias aplicaciones como válvula de interrupción.

La válvula de interrupción no se diseña como una válvula para proporcionar más o menos vapor, debe abrirse o cerrarse totalmente. Siempre debe abrirse lentamente para evitar aumentos repentinos de presión aguas abajo y golpes de ariete.

En aplicaciones de varias calderas debe instalarse una válvula de aislamiento adicional en serie con la válvula de salida de vapor. Ésta es, generalmente, una válvula del globo de husillo, del tipo de retención que previene que una caldera presurice a otra. Alternativamente, algunas empresas prefieren usar una válvula globo de husillo con una válvula de retención de disco intercalada entre las bridas de las dos válvulas de aislamiento.

6.4. VÁLVULAS DE RETENCIÓN

Las válvulas de retención (como las de las Fig. 6.4 y 6.5) se instalan en la tubería del agua de alimentación de la caldera, entre la bomba de alimentación y la caldera. Una válvula de aislamiento para la alimentación a la caldera se instala en el cuerpo de la caldera.

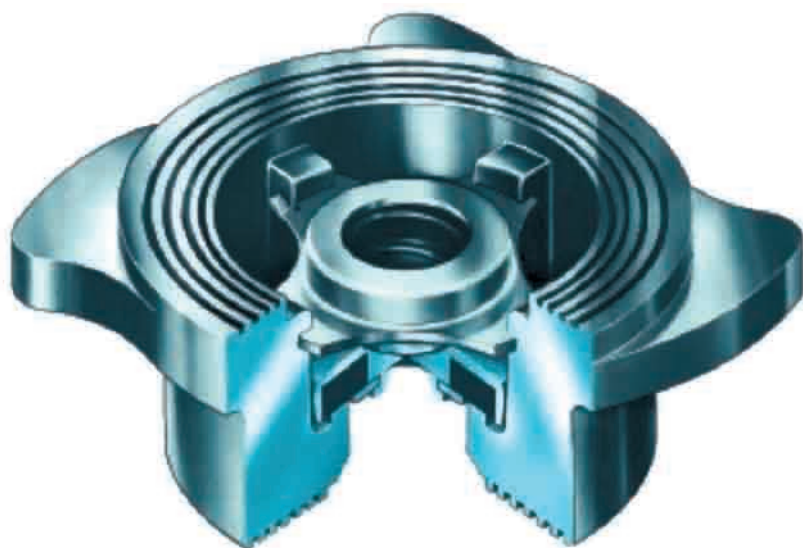


Figura 6.4. Válvula de retención. (Por gentileza de Spirax Sarco).

La válvula de retención contiene un resorte que mantiene la válvula cerrada cuando no hay presión en la caldera aunque el tanque de alimentación tenga un nivel elevado. Además, previene que la caldera se inunde por la presión estática del agua de alimentación.

Bajo condiciones normales de vapor, la válvula de retención funciona de una manera convencional para detener el flujo del retorno de la caldera

que entra en la línea de alimentación cuando la bomba de alimentación se para. Cuando la bomba de alimentación se pone en marcha, su presión vence al resorte para alimentar la caldera.

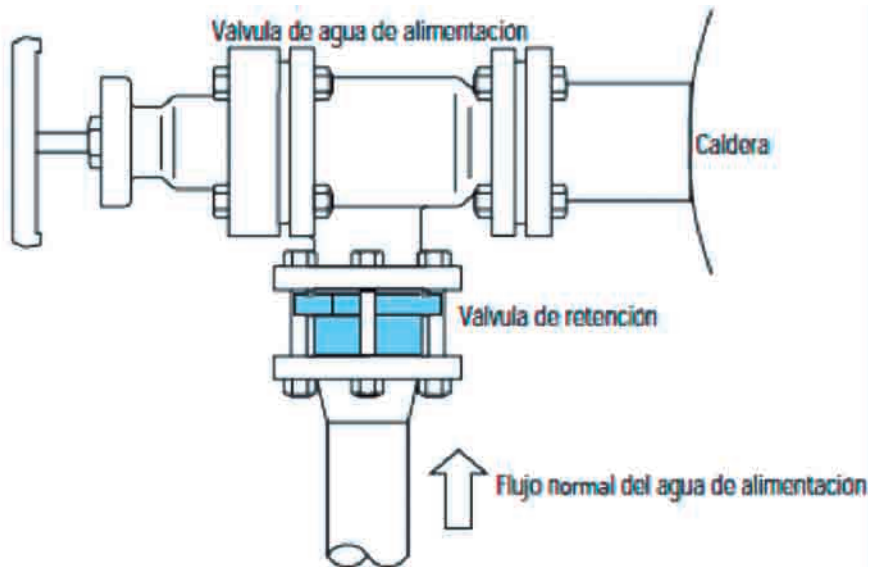


Figura 6.5. Ubicación de la válvula de retención.
(Por gentileza de Spirax Sarco).

6.5. CONTROL DE SALES DISUELTAS (TDS)

Controla la cantidad total de sólidos disueltos (TDS) en el agua de caldera y, a veces, también se conoce como “purga continua”.

El sistema puede ser manual o automático. Cualquiera que sea el sistema usado, los TDS son una muestra del agua de caldera comparado con un punto de referencia; si el nivel de TDS es demasiado alto, se libera una cantidad de agua de caldera para ser sustituida por agua de alimentación de caldera con un nivel de TDS mucho más bajo. Esto tiene el efecto de diluir el agua en la caldera y reducir los niveles de TDS.

En un sistema de control de TDS manual, debería tomarse una muestra del agua de caldera cada cambio de turno.

Un sistema típico de control automático de TDS se muestra en la Fig. 6.6.

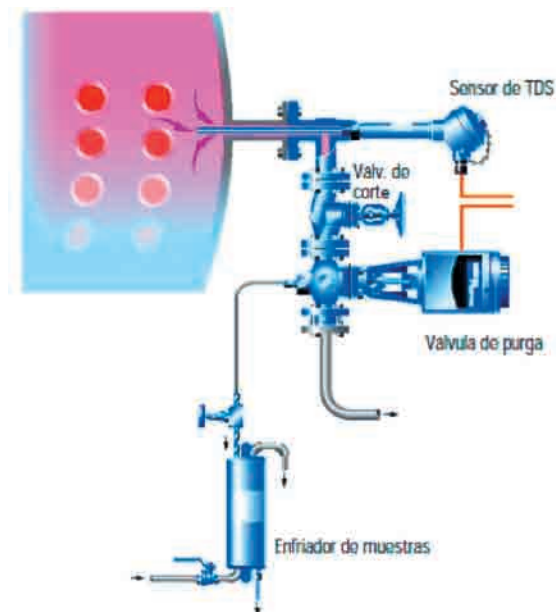


Figura 6.6. Sistema de control automático de TDS. (Por gentileza de Spirax Sarco).

6.6. VÁLVULAS DE PURGA DE FONDO

Las calderas deben tener, como mínimo, una válvula de purga de fondo, en un lugar cercano al que pueda que se acumule el sedimento o lodo. Estas válvulas deben accionarse con una llave y están diseñadas de tal manera que es imposible sacar la llave con la válvula abierta. Existen válvulas de purga de fondo automáticas que se controlan por temporizadores incorporados en los controles electrónicos que aseguran que una sola caldera puede purgarse a la vez. Las Fig. 6.7 y 6.8 muestran válvulas típicas de purga de fondo.

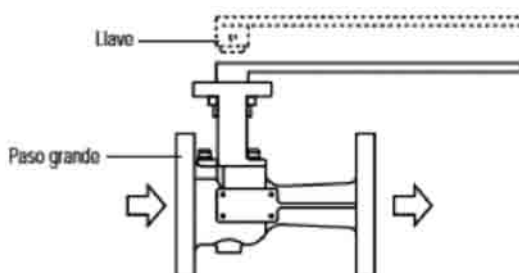


Figura 6.7. Válvula de purga de fondo manual. (Por gentileza de Spirax Sarco).

Con purga de fondo manual en una instalación de varias calderas, sólo se permite una llave en la sala de calderas. De esta manera, es imposible que el contenido de la purga de fondo de una caldera pase a otra y que tenga que pararse para el mantenimiento.

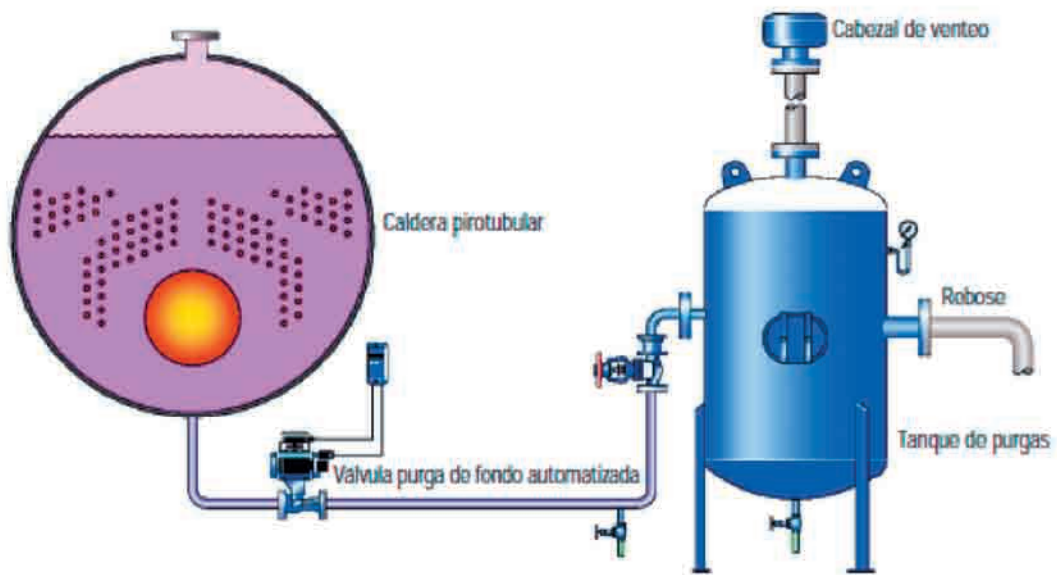


Figura 6.8. Posición de una válvula de purga de fondo automatizada.
(Por gentileza de Spirax Sarco).

6.7. MANÓMETROS

Todas las calderas deben tener, como mínimo, un indicador de presión.

El dial debe tener, como mínimo, 150 mm de diámetro y ser del tipo de tubo de bourdon. Debe tener marcada la presión de trabajo normal y la presión/diseño de trabajo máximo permisible.

Los manómetros, normalmente, se conectan al espacio vapor de la caldera por un tubo sifón en R que está lleno de vapor condensado para proteger el mecanismo del dial de altas temperaturas.

Se pueden instalar manómetros en otros recipientes a presión, como tanques de purga de fondo.

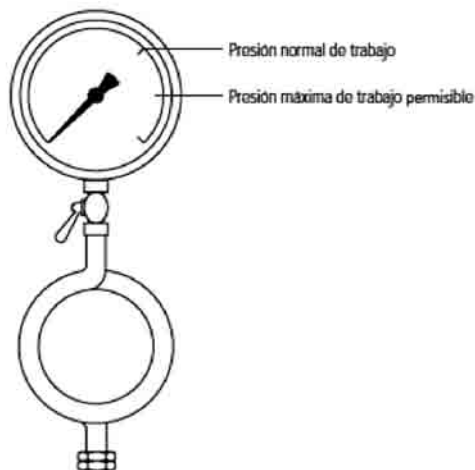


Figura 6.9. Manómetro con sifón tipo R. (Por gentileza de Spirax Sarco).

6.8. INDICADORES DE NIVEL DE AGUA Y SUS ACCESORIOS

Para lograr que un caudal de vapor coincida con los requisitos variables de una planta de vapor, es necesario un buen control de nivel de agua de la caldera. Con los pequeños espacios de vapor en las calderas actuales, es esencial una respuesta rápida y precisa a las variaciones en el nivel de agua.

Todas las calderas tienen, como mínimo, un indicador de nivel de agua.

Un tubo de cristal muestra el nivel real del agua en la caldera sean cuales sean las condiciones de trabajo de la caldera. Deben instalarse indicadores de nivel para que muestren su lectura más baja del nivel del agua a 50 mm del punto sobre donde ocurrirá el sobrecalentamiento. Alrededor de ellos deben instalarse protectores que no deben impedir la visibilidad del nivel del agua. La Fig. 6.10 muestra un indicador de nivel típico.

Los indicadores de nivel son propensos a daños por la corrosión de los químicos en el agua de la caldera, y erosión durante la purga de fondo, especialmente en el lado del vapor. Cualquier señal de corrosión o erosión obliga a cambiar el cristal.

Para comprobar un indicador de nivel, debe seguirse el siguiente procedimiento:

1. Cerrar el grifo de agua y abrir el grifo de purga durante aproximadamente 5 segundos.
2. Cerrar el grifo de purga y abrir la llave del agua. El agua deberá volver rápidamente a su nivel del funcionamiento normal; si esto no ocurriera, entonces podría haber un obstáculo en el grifo de agua y debe remediarse lo antes posible.
3. Cerrar el grifo de vapor y abrir el grifo de purga durante aproximadamente 5 segundos.
4. Cerrar el grifo de purga y abrir la llave de vapor. Si el agua no vuelve a su nivel rápidamente, podría haber un obstáculo en el grifo de vapor y debe remediarse lo antes posible.

El operador autorizado debe comprobar sistemáticamente los indicadores de nivel por lo menos una vez al día llevando la protección necesaria en la cara y las manos para protegerle de quemaduras en caso de la rotura del cristal.

Todas las manetas del indicador de nivel deben apuntar hacia abajo cuando está trabajando.

La protección del indicador de nivel debe mantenerse limpia. Cuando se está limpiando la protección debe cerrarse temporalmente el indicador de nivel.

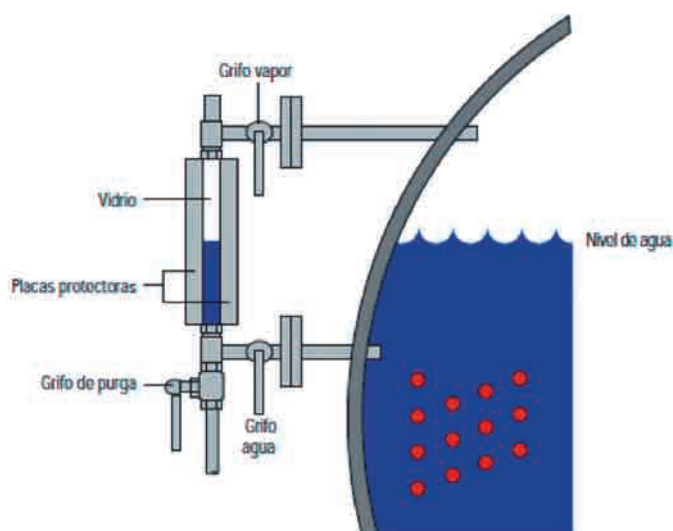


Figura 6.10. Visor de nivel y accesorios. (Por gentileza de Spirax Sarco).

Hay que asegurarse de que hay un nivel de agua satisfactorio antes de cerrar el indicador de nivel y tener cuidado de no tocar o golpear el cristal. Después de limpiar, y cuando se haya colocado la protección, el indicador de nivel debe comprobarse y los grifos puestos en la posición correcta.

Los significantes desarrollos en los últimos años han producido una mejora en la seguridad y fiabilidad de los controles de nivel de agua en calderas, siendo normales los controles de nivel electrónicos que han remplazado, en muchos casos, los equipos de flotador más antiguos.

6.8.1. Mantenimiento

El indicador de nivel debe renovarse completamente en cada revisión anual. La falta de mantenimiento puede producir endureciendo de la estopada que bloquea los grifos. Si se dobla o se distorsiona una maneta de un grifo, hay que asegurarse de que el grifo está totalmente abierto. Los accesorios dañados deben renovarse o repararse inmediatamente. Los cristales suelen perder transparencia debido a las condiciones del agua o por la corrosión. Por consiguiente, los cristales deben renovarse regularmente, por lo que se debe disponer de cristales y estopadas de recambio.

Se debe recordar que si los pasos de vapor están estrangulados, pueden dar un falso nivel alto o bajo de agua en la caja de nivel.

Al comprobar las conexiones de vapor del indicador de nivel, deben cerrarse los grifos de conexión a la tubería de agua del indicador de nivel.

6.8.2. Cámaras de control de nivel

Las cámaras de control de nivel están en la parte externa de la caldera y sirven par instalar los controles o alarmas de nivel como muestra la Fig. 6.11.

El funcionamiento de los controles o alarmas de nivel se verifica diariamente cuando se usa la válvula de purga secuencial. Con el volante girado totalmente en sentido contrario a las agujas de reloj, la válvula estará en la posición de «funcionamiento normal» y un asiento trasero cierra la conexión del desagüe.

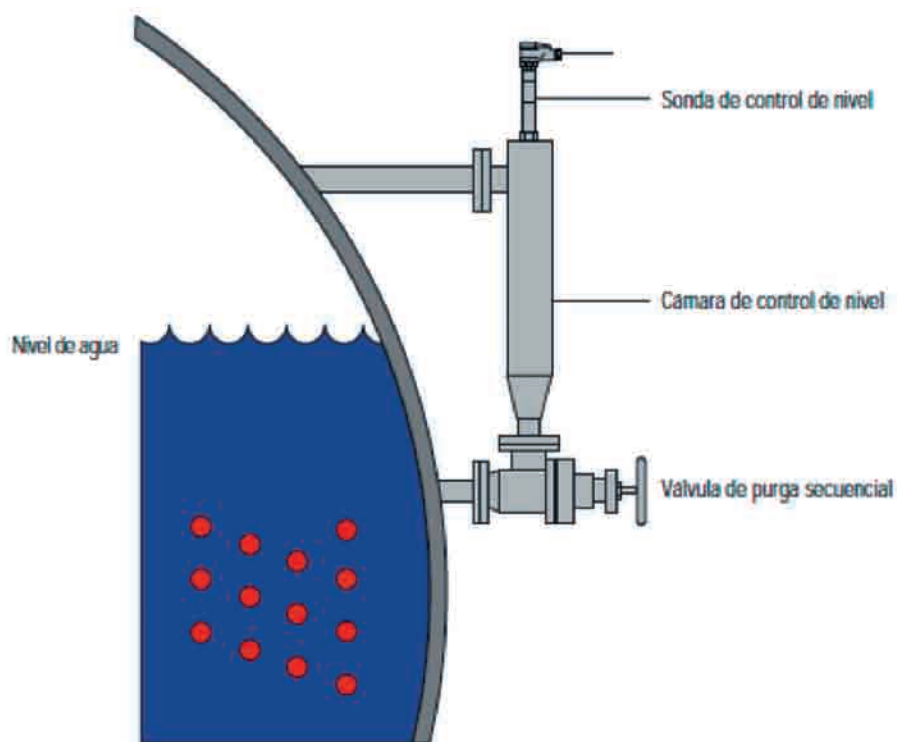


Figura 6.11. Cámara de control de nivel. (Por gentileza de Spirax Sarco).

6.8.3. Controles de nivel instalados dentro de la caldera

Hay sistemas del control de nivel que proporcionan un grado mayor de seguridad que los mencionados anteriormente. Los sensores se instalan directamente dentro del cuerpo de la caldera y proporcionan una función de supervisión de la integridad del sistema. Debido a que están instalados internamente, no están sujetos a los procedimientos de purga de fondo de las cámaras externas. El funcionamiento del sistema se comprueba con un ensayo de evaporación. Las fundas de protección se instalan para amortiguar el nivel de agua alrededor del sensor.

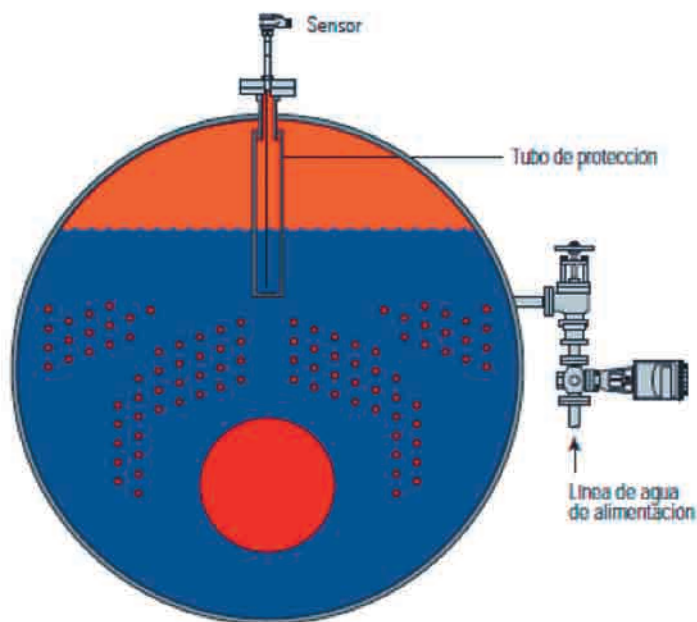


Figura 6.12. Controles de nivel y funda de protección instalados dentro de la caldera. (Por gentileza de Spirax Sarco).

6.9. ELIMINADORES DE AIRE Y ROMPEDORES DE VACÍO

Cuando una caldera se pone en marcha, el espacio de vapor está lleno de aire. Este aire no tiene valor calorífico, de hecho afectará adversamente al funcionamiento de la planta debido a su presión parcial, como se demuestra en la ley de Daltons, y también su efecto de cubrir las superficies de intercambio de calor. El aire también puede dar lugar a corrosión en el sistema de condensado si no se elimina adecuadamente.

El aire puede purgarse del espacio de vapor simplemente usando una válvula manual, normalmente quedaría abierto hasta que el manómetro marque una presión aproximada de 0,5 bar. Una alternativa al grifo es un eliminador de aire de presión equilibrada que no sólo libera al operador de la caldera de la tarea de purgar aire manualmente (y asegura que realmente se realiza), sino que también es mucho más preciso y eliminará los gases que se pueden acumular en la caldera. En la Fig. 6.13 se muestran unos eliminadores de aire.

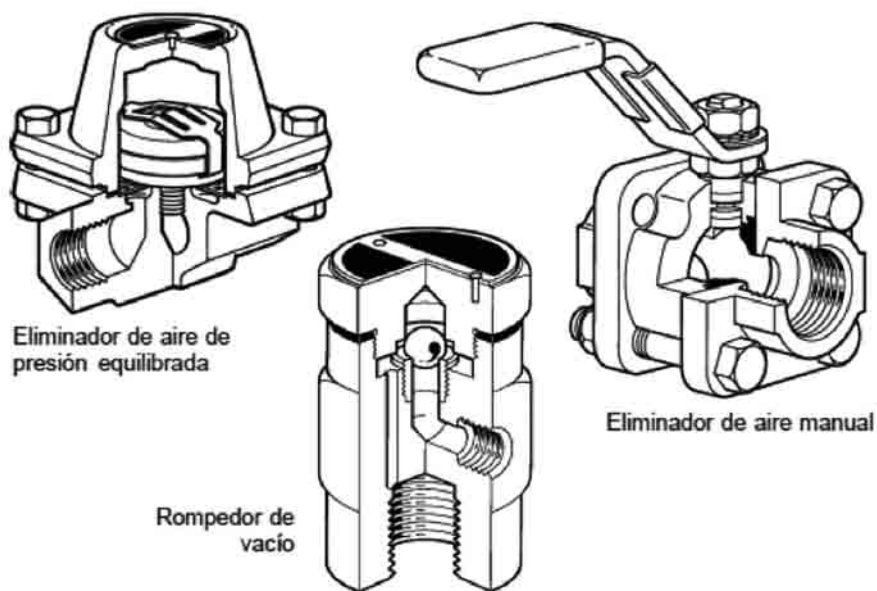


Figura 6.13. Eliminadores de aire y rompedor de vacío (no a escala). (Por gentileza de Spirax Sarco).

Cuando se para una caldera, el vapor en el espacio vapor se condensa produciendo un vacío. Este vacío ejerce una presión desde el exterior sobre la caldera, y puede producir que las mirillas de inspección fuguen, que se dañe la estructura de la caldera y existe el peligro de que se llene excesivamente la caldera parada. Para evitar esto, se requiere un rompedor de vacío en el cuerpo de la caldera.

7. MANTENIMIENTO

7.1. OBJETO DEL MANTENIMIENTO PREVENTIVO EN SALAS DE CALDERAS

En las industrias donde se utilizan calderas, en realidad y apropiadamente dicho "Bienes de Equipo", para preparar los fluidos caloriportadores que serán utilizados en sus diferentes procesos productivos, hay que tener en cuenta que su correcto funcionamiento interviene directamente en el objeto de la actividad fabril que se desarrolle en esas industrias.

La implantación de un mantenimiento preventivo y las operaciones asociadas a él, harán frente a los riesgos que conllevan un mal funcionamiento o una falta de prestación de servicio de las calderas. A saber:

- Disminuir la cantidad de producción, que, a su vez, traerá consigo:
 - Aplicación de penalizaciones económicas por parte de los clientes, debido a las demoras en los plazos de entrega.
 - Aumentar turnos de trabajo para alcanzar la producción esperada, aumentando consecuentemente el coste de mano de obra directa.
- Aun con la caldera funcionando y prestando servicio, la ausencia o mal mantenimiento preventivo puede provocar un aumento del coste energético porque no se alcance un rendimiento óptimo.
- Un coste energético más elevado lleva asociado una pérdida de competitividad.

A la vista de lo anterior, el objetivo principal de la implantación de un mantenimiento preventivo en la sala de calderas es: *"poner a total disposición de los procesos productivos de la fábrica, una sala de calderas en óptimas condiciones de funcionamiento en base a tratar de conseguir la carencia de errores, fallas y prestaciones por debajo de los valores consignados."*

El mantenimiento preventivo es de carácter y actuación continua, y debe estar destinado a:

- Optimizar los procesos productivos y la producción.

- Reducir los costes directos e indirectos ocasionados por fallas o paradas.
- Conseguir la máxima vida útil de la caldera y los equipos asociados a ella

Todo ello alcanzando un equilibrio económico respecto a los costes que se imputen al mantenimiento preventivo, que en ningún caso deberán exceder a los derivados de su falta o ausencia.

A la hora de realizar la conducción de la caldera, el operador u operadores deberán tener en cuenta las recomendaciones particulares prescritas tanto por el fabricante de la caldera, como del resto de equipos que acompañan y están asociados a su funcionamiento; en este último sentido y en particular, del mantenimiento y vigilancia del tratamiento del agua de aporte a la caldera y del agua en el interior de la caldera.

Estas operaciones variarán en función del tipo de instalación, aunque, en general, se puede decir que consistirán en:

- Operaciones diarias.
- Operaciones semanales.
- Operaciones mensuales.
- Operaciones semestrales.
- Operaciones anuales.

7.2. OPERACIONES DIARIAS

Las operaciones diarias son las siguientes:

- Vigilancia del equipo de tratamiento del agua de aporte y dosificación de aditivos, reponiendo los reactivos en cantidad suficiente para disponer de una autonomía adecuada.
- Vigilancia de la temperatura de gases en chimenea.
- Vigilancia de temperatura de ida y retorno en calderas de agua caliente.
- En calderas de producción de vapor:
 - Si hay retorno de condensados, comprobar que estos últimos llegan a la sala de calderas libres de contaminación.

- Comprobar el correcto funcionamiento de los indicadores de nivel ópticos.
- Efectuar las purgas de los indicadores ópticos de nivel, lodos, botellines de nivel, si los hubiese, y del colector de instrumentación donde van alojados los presostatos y manómetro.
- Vigilancia de la temperatura de aportación de agua.

7.3. OPERACIONES SEMANALES

Las operaciones semanales son las siguientes:

- Tomar y analizar muestras del agua contenida en el interior de la caldera:
 - Salinidad.
 - Dureza.
 - pH.
 - Contenido O_2 .
 - Aspecto (incolore, claro, sin sustancias no disueltas o turbio).

Como consecuencia de la analítica se ajustarán adecuadamente la temporización de purgas, la cantidad de aditivos a suministrar o corregir, etc.

- Comprobar el correcto funcionamiento de automatismos involucrados en la cadena de seguridades del conjunto caldera-quemador.
- Limpiar filtros, fotocélula y electrodos de encendido del quemador en caso de utilizar combustibles líquidos.
- Proceder al cierre y apertura de todas las válvulas manuales que están asociadas a la caldera, comprobando que funcionan correctamente.
- Comprobar el correcto funcionamiento de termómetros, termostatos, manómetros y presostatos.
- Comprobar estanqueidad en aperturas de inspección que dan acceso al interior de la caldera.

7.4. OPERACIONES MENSUALES

Las operaciones mensuales son las siguientes:

- Pruebas de funcionamiento de equipos y accesorios del quemador:
 - Elementos de mando combinación aire-combustible.
 - Dispositivos de cierre de combustible.
 - Indicador de presión de combustible.
 - Dispositivo de cierre de seguridad del combustible.
 - Equipo de control de estanqueidad en caso de utilizar gas.
 - Sistema de control de llama.
- Prueba de funcionamiento del paro con el interruptor de emergencia.
- Prueba de buen funcionamiento de bombas de circulación o alimentación de agua.
- Verificar el buen funcionamiento de elementos del cuadro eléctrico de maniobra y control: automatismos y seguridad.
- Análisis de gases y ajuste de la combustión, si es necesario.

7.5. OPERACIONES SEMESTRALES

Las operaciones semestrales son las siguientes:

- En caso de utilizar combustibles líquidos, proceder a la limpieza de tubos de humos, eliminando hollines.
- Comprobar el estado de las partes que tienen refractario, como la boca de acoplamiento del quemador, tapón de registro y acceso al hogar, etc.

7.6. OPERACIONES ANUALES

Las operaciones anuales son las siguientes:

- Inspección en frío, caldera parada, procediendo a la apertura de todos los registros en el lado agua y gases.
- Proceder a la limpieza del lado agua eliminando incrustaciones y sedimentos. Prestar especial atención a los lugares donde se ubican la detección de nivel en calderas de vapor.
- Inspeccionar el estado de la caldera respecto a la aparición de corrosiones y evaluar si el tratamiento de agua que se ha aplicado es correcto o mejorable.

- En el lado de gases, proceder también a una limpieza exhaustiva, eliminando hollines.
- Comprobar el estado de los elementos de seguridad que actúan sobre la presión, temperatura y nivel. Sustituirlos en caso necesario.
- Comprobar el estado de las uniones soldadas entre tubos de humo y hogar con las placas delantera y trasera.
- Realizar una medición de espesores por ultrasonidos en las partes que conforman el cuerpo a presión de la caldera.
- Proceder a la sustitución de juntas de los registros o elementos desmontados, limpiando o rectificando los asientos en caso de ser necesario.
- Una vez realizadas las operaciones anteriores, proceder a una prueba de presión en frío.
- Posteriormente, realizar una prueba de funcionamiento con quemador en marcha, forzando el disparo y actuación de los equipos de seguridad.
- Cumplimentar el Libro de Registro de Usuario, anotando todas las actuaciones realizadas, las anomalías o buen funcionamiento observados y las medidas correctoras que se han aplicado, si han sido necesarias.

Finalmente, todas estas operaciones aquí propuestas deberían anotarse en un Diario de Operaciones de la Caldera.

8. NORMATIVA

La aplicación de reglamentación de los equipos a presión se remonta al año 1979, con el Real Decreto 1244/1979 de 4 de abril, por el que se aprobó el Reglamento de Aparatos a Presión (RAP) y sus correspondientes Instrucciones Técnicas Complementarias.

Posteriormente, se han aprobado diversas Directivas para adaptar los equipos a presión a las nuevas tecnologías.

El Real Decreto 769/1999 de 7 de mayo, por el que se dictan las disposiciones de aplicación de la Directiva del Parlamento Europeo y del Consejo, 97/23/CEE, relativa a los equipos a presión y que modifica el Real Decreto 1244/1979, de 4 de abril, que aprobó el reglamento de aparatos a presión y en cumplimiento de las obligaciones derivadas del tratado de adhesión de España a las Comunidades Europeas, se aplica al diseño, fabricación y evaluación de la conformidad de los equipos a presión y de los conjuntos sometidos a una presión máxima admisible, PS, superior a 0,5 bar.

Por lo tanto, el fabricante o representante establecido en la CE, deberá, antes de comercializar un equipo a presión, someterlo a uno de los procedimientos de evaluación de la conformidad descritos en la Directiva 97/23/CEE, y que deberán llevar, como norma general, el marcado "CE". Dicho marcado indica que el equipo a presión es conforme a lo dispuesto en la Directiva 97/23/CEE y en las otras directivas comunitarias aplicables relacionadas con la fijación del marcado "CE".

Serán de ámbito de aplicación de la Directiva 97/23/CEE los equipos a presión y/o conjuntos diseñados para la obtención de vapor o agua sobrecalentada a temperaturas superiores a 110 °C, sometidos a la acción de una llama o una aportación de calor que represente un peligro de recalentamiento.

Los equipos a presión para agua caliente inferior a 110 °C estarán incluidos dentro del apartado 3, artículo 3 de la Directiva 97/23/CEE, y deberán estar diseñados y fabricados de conformidad con las buenas prácticas de la técnica al uso en un Estado miembro de la Unión Europea a fin de garantizar la seguridad en su utiliza-

ción. Dichos equipos a presión y/o conjuntos no deberán llevar el marcado “CE”. Sí lo deberán llevar los equipos a presión y/o conjuntos que con fluido del grupo 2 su presión máxima admisible (PS) sea superior a 10 bar, de acuerdo con el Anexo II cuadro 4 de la Directiva de equipos a presión 97/23/CEE.

Se considerará a efectos de la Directiva 97/23/CEE que para facilitar la demostración de la conformidad con los requisitos esenciales, son útiles unas normas armonizadas europeas, en especial en lo que se refiere al diseño, fabricación y prueba de equipos a presión, normas cuyo respeto equivalga a una presunción de conformidad del producto con dichos requisitos esenciales. Dichas normas armonizadas europeas son elaboradas por organismos privados y deben conservar su régimen privativo. A tal fin, el Comité Europeo de Normalización (CEN) y el Comité Europeo de Normalización Electrotécnica (CENELEC) son los organismos de competencia reconocida para la aprobación de normas armonizadas que sigan las directrices generales de cooperación entre la Comisión y esos mismos organismos.

A efectos de la Directiva 97/23/CEE, una norma armonizada es una especificación técnica (norma europea o documento de armonización). Así, el uso de las normas armonizadas no es de obligado cumplimiento, sino que su uso da presunción de conformidad con la Directiva. Si se usan normas o códigos no armonizados, hay que demostrar, además del cumplimiento con dicha norma o código de referencia, su conformidad con todos los requisitos esenciales de seguridad indicados en el Anexo I de la Directiva.

En relación al establecimiento de los requisitos para la instalación, puesta en servicio, inspecciones periódicas, reparaciones y modificaciones de los equipos a presión, así como las normas y criterios de seguridad para la adecuada utilización de los mismos, se establece un nuevo reglamento en el Real Decreto 2060/2008 de 12 de diciembre, por el que se aprueba el nuevo Reglamento de Equipos a Presión y sus Instrucciones Técnicas Complementarias, que deroga el Real Decreto 1244/1979 de 4 de abril, Reglamento de Aparatos a Presión.

8.1. DISPOSICIÓN GENERAL

El nuevo reglamento contempla en una primera parte los aspectos generales, incluyendo cuatro Anexos y las Instrucciones Técnicas Complementarias.

Con respecto a las calderas, se hace referencia a la ITC EP1, denominada “calderas”.

Dentro de dicho reglamento se especifican normas armonizadas (EN) y normas con transposición de una norma armonizada (UNE EN) que son de obligada observancia.

La finalidad del nuevo reglamento es establecer las normas y criterios de seguridad para la adecuada utilización de los equipos a presión en su campo de aplicación, siendo éstas la instalación y puesta en servicio, las inspecciones periódicas, la reparación y la modificación de los equipos a presión sometidos a presión máxima admisible superior a 0,5 bar.

A efectos del reglamento, se tendrán en cuenta las siguientes definiciones:

- **Fabricante:** persona, física o jurídica, que asume la responsabilidad del diseño y fabricación de un producto con objeto de comercializarlo en su nombre o ponerlo en servicio.
- **Empresa instaladora de equipos a presión:** persona, física o jurídica, que, acreditando disponer de los medios adecuados, realiza las instalaciones y asume su responsabilidad en su correcta instalación.
- **Empresa reparadora de equipos a presión:** persona, física o jurídica, que, acreditando disponer de los medios adecuados, realiza las reparaciones y asume la responsabilidad de las mismas.
- **Instalación:** implantación en el emplazamiento de equipos a presión que cumplen una función operativa, incluidos los ensamblajes de los distintos elementos.
- **Presión máxima admisible, PS:** presión máxima para la que está diseñado el equipo, especificada por el fabricante. Es la equivalente a la presión de diseño del reglamento anterior (es la máxima presión de trabajo a la temperatura de diseño y será utilizada para el cálculo resistente de la partes a presión del aparato).
- **Presión máxima de servicio, Pms:** presión más alta, en las condiciones de funcionamiento, que puede alcanzar un equipo o instalación sometido a presión.
- **Presión de precinto, Pp:** presión a la que está tarado el elemento de seguridad que protege el equipo a presión (anteriormente presión límite).
- **Temperatura máxima/mínima de servicio, Tms:** temperatura más alta o más baja que se estima puede producirse en el interior del equipo en condiciones extremas de funcionamiento.

- **Equipo a presión:** todo elemento diseñado y fabricado para contener fluidos a presión superior a 0,5 bar.

8.2. INSTALACIÓN Y PUESTA EN SERVICIO

La instalación es la implantación en el emplazamiento definitivo de equipos a presión que cumplen una función operativa, incluyéndose los ensamblajes de los distintos elementos. Se diseñarán teniendo en cuenta todos los factores pertinentes para garantizar la seguridad durante la vida prevista, incluyéndose los coeficientes de seguridad adecuados para prevenir todo tipo de fallos.

Para proceder a la instalación de un equipo a presión hay que cumplimentar un conjunto de condiciones, como:

- Presentación de un proyecto técnico realizado por técnico competente y visado por el correspondiente colegio oficial, ante el órgano competente de la comunidad autónoma donde irá ubicado el equipo a presión.
- La instalación de equipos a presión de las categorías I y IV que indica el artículo 9 y anexo II del Real Decreto 769/1999 o asimilados a dichas categorías, deberá realizarse por empresas instaladoras de equipos a presión inscritas en el registro del órgano competente de la comunidad autónoma correspondiente a su domicilio social.
- Las instalaciones de los equipos a presión dispondrán de los dispositivos y medios apropiados de protección necesarios para que su funcionamiento se realice de forma segura.

Finalizada la instalación de los equipos a presión, le sigue su puesta en servicio, con los siguientes requisitos:

- La acreditación previa de las condiciones de seguridad de la instalación ante el órgano competente de la comunidad autónoma correspondiente, mediante la presentación de la correspondiente documentación indicada en el Reglamento.
- La realización de pruebas para confirmar el buen funcionamiento. Si se detectara alguna anomalía o fallo, se realizarán los ensayos y pruebas necesarios en orden a garantizar la seguridad, que podrán ser revisados por un órgano de control autorizado a requerimiento del órgano competente de la comunidad autónoma.

- Los requisitos se exigirán también en caso de ampliación o modificación de una instalación.
- Los equipos a presión de las categorías I a IV que se refiere el artículo 9 y anexo II del R.D. 769/1999, o asimilados a dichas categorías según su artículo 3.2 que formen parte de una instalación, deberán disponer de la correspondiente placa de instalación e inspecciones periódicas según lo indicado en el anexo II.

Finalizada la instalación y puesta en servicio del correspondiente equipo a presión, hay que efectuar las inspecciones y pruebas previstas en el reglamento. De esta forma, se garantizará el mantenimiento de las condiciones técnicas y de seguridad necesarias para su funcionamiento. Como criterios se indican los siguientes:

- Las inspecciones deberán acreditar unas condiciones de seguridad y de resistencia adecuadas y podrán contemplar la realización de comprobaciones, inspecciones con ensayos no destructivos, pruebas hidrostáticas u otras pruebas sustitutorias.
- El usuario debe disponer de medios humanos y materiales necesarios, así como la preparación de los equipos e instalaciones para que las inspecciones y pruebas se realicen con seguridad.
- Las inspecciones periódicas serán realizadas por una empresa instaladora de equipos a presión, por el fabricante o por el usuario, y que acrediten disponer de los medios técnicos y humanos que se determinan para las empresas instaladoras o por un organismo de control autorizado.

8.3. OBLIGACIONES DE LOS USUARIOS

Los usuarios de todos los equipos a presión que se recogen en el reglamento deberán tener en cuenta:

- Conocer y aplicar las disposiciones e instrucciones del fabricante en lo referente a la utilización, medidas de seguridad y mantenimiento.
- No poner en servicio la instalación o impedir el funcionamiento de los equipos a presión si no se cumplen los requisitos del Reglamento.
- Disponer de, al menos, la documentación del equipo a presión mientras esté instalado, tales como declaración de conformidad, instrucciones

del fabricante, certificado de la instalación, proyecto de instalación, acta de la última inspección periódica, certificados de reparaciones o modificaciones de los equipos, etc.

- Utilizar los equipos a presión dentro de los límites de funcionamiento previstos por el fabricante y retirarlos del servicio si dejan de disponer de los requisitos de seguridad necesarios.
- Realizar el mantenimiento de las instalaciones, equipos a presión, accesorios de seguridad y dispositivos de control de acuerdo con las condiciones de operación y las instrucciones del fabricante, debiendo examinarlos una vez al año.
- Ordenar la realización de las inspecciones periódicas reglamentadas.
- Disponer y mantener al día un registro de los equipos a presión.
- Ordenar las reparaciones o mediciones necesarias y reglamentarias.

8.4. EMPRESAS INSTALADORAS Y REPARADORAS DE EQUIPOS A PRESIÓN

Las empresas instaladoras deberán inscribirse en el registro del órgano competente de la comunidad autónoma correspondiente a su domicilio social.

Las empresas instaladoras se clasificarán en dos categorías:

- **Categoría EIP-1:** con capacidad para realizar instalaciones que no requieran proyecto, pero que cumplan con los requisitos de disponer de plantilla para la realización de las instalaciones, responsable técnico y medios disponibles adecuados, procedimientos de actuación y acreditaciones del personal de uniones permanentes, indicación de acreditaciones de empresas externas, tales como sistema de calidad, autorizaciones de fabricantes, etc, indicación de marcas del punzón o tenaza para el precintado de válvulas de seguridad y cobertura de responsabilidad civil derivada de sus actuaciones mediante póliza.
- **Categoría EIP-2:** con capacidad para realizar instalaciones de equipos a presión que requieran proyecto, así como las indicadas para la categoría EIP-1. Para la obtención de inscripción en categoría EIP-2, deberá acreditar, además de lo indicado en la categoría EIP-1, la disponibilidad de técnico titulado competente en plantilla.

8.5. CALDERAS. ÁMBITO DE APLICACIÓN Y DEFINICIONES

La instrucción indicada se aplica a la instalación, reparación e inspecciones periódicas de calderas y sus elementos asociados, contemplados en el Reglamento de Equipos a Presión.

Se exceptúan de la aplicación de los preceptos de las Instrucciones Técnicas Complementarias ITC EP-1 las de agua caliente de uso industrial con $Pms \times VT < 10.000$ (Pms : presión máxima de servicio en la instalación expresada en bar y VT : volumen total en litros de la caldera) y las indicadas en el R.D. 1027/2007 del Reglamento de Instalaciones Térmicas en los edificios (RITE). También se excluyen de la aplicación de las ITC las calderas de fluido térmico con $Pms \times Vi < 200$ si $Tms > 120\text{ }^{\circ}\text{C}$ o con $Pms \times Vi < 2.000$ si $Tms < 120\text{ }^{\circ}\text{C}$ (Pms : presión máxima de servicio en la instalación expresada en bar, Vi : volumen total en litros de la instalación y Tms : temperatura máxima de servicio).

Las definiciones serán:

- **Caldera:** todo aparato a presión donde el calor procedente de cualquier fuente de energía se transforma en utilizable, en forma de calorías, a través de un medio de transporte en fase líquida o vapor.
- **Calderas pirotubulares:** calderas de tubos de humos donde los gases pasan por el interior de los tubos sumergidos en el interior de una masa de agua, todo ello rodeado por un cuerpo o carcasa exterior.
- **Calderas acuotubulares:** calderas de tubos de agua donde los gases pasan por el exterior de los tubos.
- **Caldera de vapor:** caldera que utiliza como fluido caloriporante o medio de transporte el vapor de agua.
- **Caldera de agua sobrecalentada:** toda caldera en la que el medio de transporte es agua a temperatura superior a $110\text{ }^{\circ}\text{C}$.
- **Caldera de agua caliente:** toda caldera en la que el medio de transporte es agua a temperatura igual o inferior a $110\text{ }^{\circ}\text{C}$.
- **Caldera de fluido térmico:** toda caldera en la que el medio de transporte de calor es un líquido distinto al agua.
- **Caldera automática:** caldera que realiza su ciclo normal de funcionamiento sin precisar de acción manual alguna, salvo para su puesta inicial o haber actuado algún dispositivo de seguridad.

- **Riesgo ajeno:** el que afecta a viviendas, locales de pública concurrencia, calles, plazas y demás vías públicas y talleres o salas de trabajo ajenas al usuario.
- **Sala de calderas:** local cerrado de uso exclusivo e independiente de otros servicios, en el que se encuentra instalada la caldera.
- **Recinto de calderas:** espacio protegido por cercado, que podrá ser interior a un local o abierto al exterior.

Las calderas se clasificarán en función del tipo de caldera, siendo:

- Clase primera:
 - Calderas pirotubulares cuyo $Pms \times VT < 15.000$.
 - Calderas acuotubulares cuyo $Pms \times VT < 50.000$. En caso de calderas de fluido térmico, las que tengan un $Pms \times Vi < 15.000$.
- Clase segunda:
 - Calderas que igualen o superen los valores indicados anteriormente.

8.6. INSTALACIÓN

- Calderas de clase primera:

Las instalaciones deberán ser realizadas por empresas instaladoras de la categoría EIP-2.

La instalación se considera de menor riesgo, por lo que no requerirá la presentación de proyecto de instalación, debiéndose presentarse una memoria técnica de la empresa instaladora, en la se indique:

- Plano de situación de la instalación.
- Plano de situación de la sala de calderas.
- Plano de la sala de calderas con indicación de las dimensiones generales, situación de los diversos elementos de la misma, distancia a riesgos, características y espesores de los muros.
- Descripción de los equipos consumidores.
- Sistema de vigilancia indicado por el fabricante en las instrucciones de mantenimiento. Si es de vigilancia indirecta, se deberá indicar los periodos de comprobación.

- Calderas de clase segunda:

Las instalaciones deberán ser realizadas por empresas instaladoras de la categoría EIP-2.

La instalación requerirá la presentación de un proyecto en el que se especifiquen los equipos auxiliares de las instalaciones (tales como el depósito de alimentación de agua, los descalcificadores, la valvularía, etc.), así como la tubería que se emplea en la distribución del fluido (calidad, dimensiones y espesores, además de la norma que cumple y código y declaración de conformidad si se requiere).

En las calderas de vapor, si la presión máxima de servicio (Pms) es inferior en más del 10% de la presión máxima admisible (PS), será necesario la presentación de un certificado extendido por el fabricante o un organismo de control autorizado, en el que se conste la adecuación del equipo a presión, especialmente a las velocidades de salida de vapor y a la capacidad de descarga de las válvulas de seguridad.

Para la puesta en servicio, se requiere la presentación de la documentación que para cada caso se indica en el artículo 5 del Reglamento de Equipos a Presión.

8.7. PRESCRIPCIONES DE SEGURIDAD DE LA INSTALACIÓN

Se deberán apropiar las medidas de seguridad, de rendimiento o medioambientales indicadas en las correspondientes disposiciones especificadas.

La chimenea de evacuación de los productos de combustión se deberá diseñar según criterios de la norma UNE 123.001 y EN 15259 para diseño y construcción de sitios de medición, u otras de reconocido prestigio. El aislamiento de la misma será obligatorio sólo en las partes accesibles.

8.8. CONDICIONES DE EMPLAZAMIENTO

Las calderas deberán situarse en una sala o recinto que cumpla con los requisitos:

- Ser de dimensiones suficientes para todas las operaciones de mantenimiento, inspección y control.

- Deberá estar permanentemente ventilada.
- Deberá estar totalmente limpia y libre de polvo, gases o vapores inflamables.
- No realizar trabajos ajenos con los aparatos contenidos en la misma.
- Disponer del manual de mantenimiento en lugar fácilmente visible.

Las condiciones de emplazamiento de las calderas de clase primera serán las siguientes:

- Las calderas podrán estar situadas en un recinto, pero el espacio necesario para los servicios de mantenimiento e inspección se encontrará debidamente delimitado por cerca metálica de 1,20 m de altura.
- Para las calderas de vapor o agua sobrecalentada cuyo $P_{ms} \times V_T > 10.000$, la distancia mínima que deberá existir entre la caldera y el riesgo ajeno será de 5 m.

Las condiciones de emplazamiento de las calderas de clase segunda serán las siguientes:

- La sala de calderas deberá tener dos salidas de fácil acceso situadas, cada una de ellas, en muros distintos.
- En caso de que las distancias a los riesgos propios y ajenos sean mayores de 10 y 14 m, respectivamente, no será necesario disponer de muro de protección.

Los muros deberán cumplir:

- La altura será, como mínimo, de un metro por encima de la parte más alta sometida a presión de la caldera.
- Serán de hormigón armado con un espesor mínimo de 20 cm y con 60 kg de acero y 300 kg de cemento por metro cúbico.

Las aberturas en los mismos deberán cumplir:

- Las puertas serán metálicas de 1,60 m de ancho por 2,5 m de alto, como dimensiones máximas.
- Las dimensiones mínimas serán, en al menos uno de los accesos, las que permitan el paso de los equipos y elementos accesorios a la caldera.

- Las puertas deberán abrirse en el sentido de la salida de la sala y estarán provistas de dispositivo de fácil apertura desde el interior.
- Toda abertura superior a 1,60 x 2,5 m de ancho y alto, respectivamente, estará cerrada mediante paneles, desmontables o no, los cuales podrán estar provistos de una puerta pequeña libre. Los paneles deberán ofrecer una resistencia igual al muro.
- Las aberturas destinadas a ventanas estarán situadas a un metro, sobre el punto más alto sometido a presión en la caldera.
- Toda abertura de ventilación situada frente al quemador dispondrá de una protección eficaz con un módulo resistente (W) de 250 cm³.

El techo de la sala de calderas deberá cumplir:

- La altura de los techos no será nunca inferior a 3 m sobre el nivel de suelo y deberá rebasar en 1 m la cota del punto más alto entre los sometidos a presión de la caldera y 1,80 m sobre las plataformas de inspección de la caldera.
- El techo será de construcción ligera de fibrocemento, plástico, etc., con una superficie mínima del 25% de la sala y no tendrá sobre ella pisos habitables o locales de pública concurrencia.
- Las condiciones para calderas de fluido térmico deberán cumplir con la norma UNE 9-310 o cualquier otra de reconocido prestigio.
- Las calderas de fluido térmico de la clase segunda podrán instalarse en local independiente o al aire libre, no siendo necesario cumplir con lo indicado anteriormente.

8.9. SISTEMAS DE VIGILANCIA

El sistema de vigilancia presentará las siguientes características:

- Las calderas dispondrán del sistema de vigilancia indicado por el fabricante en las instrucciones de funcionamiento.
- El operador de la caldera deberá realizar las oportunas comprobaciones de los controles, seguridades y la aportación del agua de alimentación para asegurarse el buen estado de la caldera.

Habrá dos sistemas de vigilancia, siendo:

- Vigilancia directa: el operador de la caldera debe asegurar su presencia en la sala de calderas o en sala con recepción de señales de seguridad, para poder actuar de forma inminente en caso de anomalía. Dicho local deberá tener un sistema de emergencia para paro inmediato del sistema de aporte calorífico.
- Vigilancia indirecta: los intervalos de comprobación de los sistemas de seguridad y control para que el funcionamiento de la instalación sea seguro serán indicados por el fabricante de la caldera. El sistema de vigilancia estará relacionado con los dispositivos de control que disponga.

En las calderas que, de acuerdo con las instrucciones de mantenimiento del fabricante, puedan funcionar de forma automática, sin presencia del personal de control en la sala de calderas, el operador deberá realizar comprobaciones funcionales para asegurar la operatividad de sus sistemas de control y seguridad.

Se consideran adecuados los sistemas de control y seguridad indicados en las normas UNE-EN12953 (para calderas piro-tubulares) y UNE-EN 12952 (para calderas acuotubulares) o cualquier otra norma equivalente que pueda utilizar el fabricante.

8.10. AGUA DE ALIMENTACIÓN Y DE CALDERA

Para todas las calderas de vapor y de agua sobrecalentada deberá existir un tratamiento de agua eficiente que asegure la calidad de la misma, así como de régimen adecuado de controles, purgas y extracciones.

Se considera adecuado el indicado en las normas UNE-EN 12953-10 (para calderas piro-tubulares) y UNE-EN 12953-12 (para calderas acuotubulares) o cualquier otra norma equivalente.

Será de obligación del usuario mantener el agua de las calderas, como mínimo, dentro de las indicaciones de las normas anteriormente mencionadas.

8.11. INSPECCIONES PERIÓDICAS, REPARACIONES Y MODIFICACIONES

8.11.1. Inspecciones periódicas

Todas las calderas indicadas en las Instrucciones Técnicas Complementarias deberán ser inspeccionadas periódicamente según lo indicado, teniendo en cuenta que las inspecciones a niveles A y B podrán ser realizadas por el fabricante.

En este caso, se hace referencia a equipos sometidos a la acción de una llama o aportación calorífica para la obtención de vapor o agua sobrecalentada.

- Nivel A: Inspección en servicio.

Consistente en una comprobación de la documentación de los equipos a presión y en una completa inspección visual de todas las partes sometidas a presión (accesorios de seguridad, dispositivos de control y condiciones reglamentarias).

Estas inspecciones podrán ser realizadas por empresas instaladoras de equipos a presión de la categoría de instalación, o por el fabricante o el usuario si acreditan disponer de los medios técnicos y humanos. Periodicidad 1 año.

- Nivel B: Inspección fuera de servicio.

Consistente, como mínimo, en una comprobación de nivel A y una inspección visual de todas las zonas sometidas a mayores esfuerzos y a mayor corrosión. Comprobación de espesores, verificación y prueba de los accesorios de seguridad y aquellos ensayos no destructivos que se consideren necesarios.

Estas inspecciones serán realizadas por los organismos de control autorizados (OCA) o por el fabricante. Periodicidad 3 años.

- Nivel C: Inspección fuera de servicio con prueba de presión.

Consistente, como mínimo, en una inspección de nivel B además de una prueba hidrostática de presión en las condiciones y presiones iguales a las de la primera prueba.

Estas inspecciones serán realizadas por los organismos de control autorizados (OCA). Periodicidad 6 años.

Las inspecciones de nivel B y C realizadas deberán anotarse sobre la placa de instalación o inspecciones periódicas.

8.11.2. Reparaciones

Las reparaciones de las partes sometidas a presión de los equipos o conjuntos, deberán ser realizadas por empresas reparadoras debidamente autorizadas.

8.11.3. Modificaciones

Los cambios de combustible se deberán atender a la reglamentación específica en relación al nuevo combustible (norma UNE-EN 12953-7) y normas de consultas EN 267 para quemadores de tiro forzado para combustibles líquidos y EN 676 para quemadores de aire forzado que utilicen combustibles gaseosos.

Dado que la Directiva 2009/142/CEE sobre los aparatos a gas (que sustituye y deroga a la directiva 90/396/CEE) no es de ámbito de aplicación en aparatos destinados específicamente a ser utilizados en procesos e instalaciones industriales, en combustibles gaseosos se deberá tener en cuenta el Reglamento Técnico de Distribución y Utilización de Combustibles Gaseosos (RTCG), Real Decreto 919/2006 de 28 de julio.

Para las transformaciones por cambio de combustible se deberá presentar un proyecto de un técnico titulado, visado por el correspondiente colegio oficial y el correspondiente certificado de modificación donde se justifique la idoneidad del nuevo quemador, de la cámara de combustión y que en la placa tubular de los tubos del primer paso de gases en las calderas pirotubulares, o en la placa trasera del hogar en las acuotubulares, no se sobrepase la temperatura límite del material permitida por código de diseño.

Antes de la puesta en servicio, se realizará una inspección de nivel C.

No obstante, no será necesario proyecto si en la documentación original del fabricante del equipo se acredita que la caldera es apta para el nuevo combustible.

Las modificaciones del sistema de vigilancia o de los sistemas de control y seguridad deberán ser consideradas como modificación importante si se

incorporan sistemas no previstos por el fabricante, requiriendo una nueva evaluación de la conformidad por un organismo notificado.

8.12. OBLIGACIONES DE LOS USUARIOS

8.12.1. Operación de la caldera

Deberá designarse a una persona capacitada para realizar la operación de la caldera mientras esté en funcionamiento, cumpliéndose en todo momento lo indicado para operadores de calderas.

8.12.2. Mantenimiento de la caldera

Deberá realizarse un mantenimiento adecuado de todos los sistemas de la instalación, prestando una dedicación especial a los órganos limitadores o reguladores para que mantengan su fiabilidad, procediendo a la comprobación de su funcionamiento durante las verificaciones, así como atención especial sobre el tratamiento del agua de alimentación.

8.12.3. Vigilancia de la caldera

En caso de que se produzca un fallo en alguno de los elementos de control o seguridad, deberá adecuarse el sistema de vigilancia de la caldera, pasando a vigilancia directa, en tanto no se restablezcan las condiciones iniciales y se compruebe el correcto funcionamiento de los elementos averiados.

8.12.4. Documentación

Deberá disponerse de un libro de instalación donde se indiquen las características de la instalación y las actuaciones, controles o inspecciones realizadas.

8.13. OPERADORES DE CALDERAS

Los operadores de calderas deberán ser personal capacitado técnicamente. Serán instruidos en la conducción de las mismas por el fabricante.

te, el instalador o por el usuario, si dispone de técnico titulado competente.

El operador de calderas es el responsable de vigilar, supervisar y realizar el control del correcto funcionamiento de la caldera, debiendo ser consciente de los peligros que puede ocasionar una falta de maniobra, así como un mal mantenimiento o una mala conducción.

Las calderas de la clase segunda, de vapor o agua sobrecalentada, deberán ser conducidas por personal con carnet de operador industrial de calderas.

Anexo 1. ECONOMIZADORES

A1.1. EL CONCEPTO DE CALOR LATENTE

En los últimos años, las calderas de condensación han experimentado un crecimiento muy importante motivado, sobre todo, por la concienciación de organismos, profesionales y usuarios. Se trata de la única tecnología que, utilizando la combustión como método para generar energía, puede proporcionar mejoras sustanciales de rendimiento en las instalaciones de calefacción, tanto a alta como a baja temperatura, lo que se traduce en una reducción de las emisiones de gases con efecto invernadero donde nuestro país está obligado por los protocolos internacionales firmados.

La diferencia sustancial de las calderas de condensación con las calderas tradicionales radica en que su rendimiento no sólo depende del rango de modulación del quemador, sino que, además, depende de las temperaturas de funcionamiento de la misma y, por tanto, su rendimiento estará íntimamente ligado al esquema de implantación que se utilice en su instalación.

A continuación se repasan los conceptos que entran en juego en la combustión en una caldera de condensación. Tomando como referencia la combustión del gas natural, la reacción principal de combustión que tiene lugar sería la siguiente:

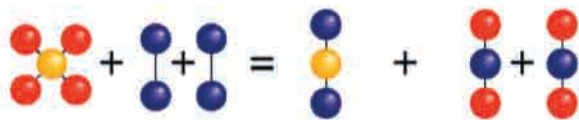


Figura A1.1. Reacción estequiométrica de combustión del metano.

Se trata de una reacción exotérmica que genera energía, que se conoce como poder calorífico del combustible, además de una serie de compuestos o productos de la combustión.

Dentro de los productos de la combustión de cualquier combustible se encuentra vapor de agua y, por tanto, un calor latente susceptible de recuperación y que refleja la diferencia entre los distintos poderes caloríficos del combustible superior e inferior.

TABLA A1.1. Valores de PCI y PCS para los combustibles más habituales.

	PCI (kcal/Nm ³)	PCS (kcal/Nm ³)	PCS-PCI (kcal/Nm ³)	PCS/PCI
Metano	8.570	9.530	960	1,11
Gas natural	9.400	10.410	1.000	1,11
Gas propano	23.160	25.190	2.303	1,09
Gas butano	28.700	31.140	2.440	1,08
Gasóleo ⁽¹⁾	10.200	10.870	670	1,06

⁽¹⁾ Valores en kcal/kg

Las calderas tradicionales, debido a los materiales utilizados en su fabricación o por el diseño de sus superficies de intercambio, no pueden recuperar este calor latente. Esta es la razón por la que, históricamente, los rendimientos de las calderas siempre se habían referido al PCI del combustible.

Únicamente la aparición de las calderas de condensación permitió la recuperación de este calor latente y mejorar, de esta manera, la eficiencia de las calderas.

Ahora bien, esta mejora de rendimiento está ligada a la instalación, ya que para que haya condensación se deben poner en contacto los humos con zonas que estén por debajo de la temperatura de rocío del vapor de agua de los productos de combustión.

TABLA A1.2. Temperatura del punto de rocío en función del exceso de aire de combustión.

	Exceso de aire (%)				
	0	25	50	75	100
Gas natural	60 °C	56 °C	53 °C	50 °C	48 °C
Gasóleo	50 °C	47 °C	44 °C	41 °C	39 °C

En definitiva, para que se pueda entrar en rangos de condensación, la temperatura de la caldera deberá encontrarse por debajo de los valores de la Tabla A1.2 si se quieren aprovechar todas las posibilidades que aportan los equipos de condensación.

Esta situación en calderas de vapor es totalmente imposible dentro del cuerpo de la caldera dadas las elevadas temperaturas de funcionamiento de las mismas. Por esta razón, se debe recurrir a equipos externos intercalados en el circuito de humos cuyas temperaturas de funcionamiento sí pueden estar dentro de estos rangos, ya sea porque se utilizan para otros procesos, como el precalentamiento del agua de alimentación de la caldera, o simplemente de agua de consumo para otros procesos.

A1.2. INSTALACIÓN DE ECONOMIZADORES EN CALDERAS DE VAPOR

Como se ha descrito en el apartado anterior, dentro de las calderas de vapor las temperaturas de trabajo hacen imposible aplicar el concepto habitual de caldera de condensación, ya que nunca se tendría el lado de humos en contacto con temperaturas por debajo de la temperatura de rocío de los mismos.

Por esta razón, en calderas de vapor se utilizan dispositivos externos llamados economizadores como medidas efectivas para la mejora de la eficiencia.

Básicamente, los objetivos de estos equipos se pueden englobar en dos grandes categorías:

1. Recuperación de calor en los humos para aumentar la temperatura de alimentación a la caldera o montaje en serie, ver Fig. A1.2.

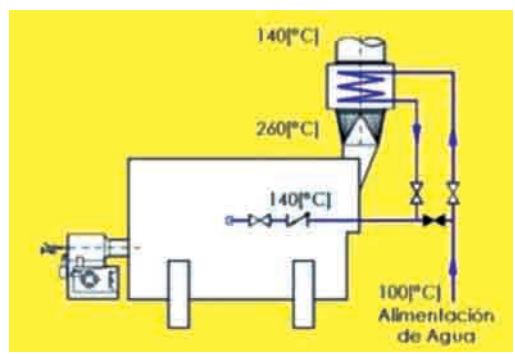


Figura A1.2. Economizador en serie con caldera.

En este tipo de instalaciones la recuperación de calor vendrá marcada por la temperatura de entrada al economizador.

En el caso de instalaciones con un nivel alto de recuperación de condensados, como es el caso de la Fig. A1.2, la temperatura de entrada al economizador será cercana a los 90 °C y, por tanto, únicamente podrá recuperar el calor sensible de los humos, ya que éstos nunca estarán en contacto con superficies a temperaturas cercanas a los 40-60 °C que le permitirían entrar en condensación.

Sólo en aplicaciones de todo vapor perdido esta propuesta permitirá entrar en temperaturas de condensación.

2. Recuperación del calor en los humos para otras aplicaciones o montaje en paralelo, ver Fig. A1.3.

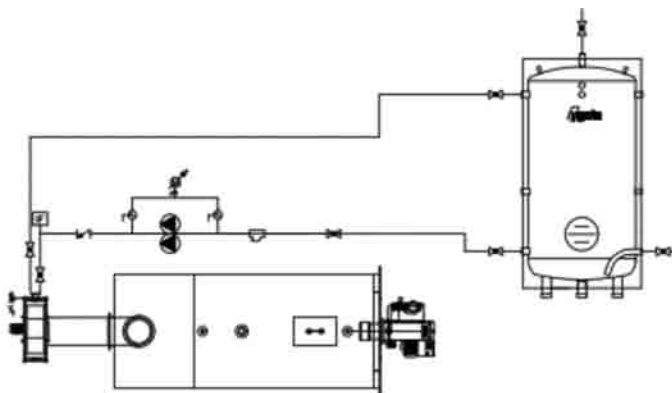


Figura A1.3. Economizador en paralelo con caldera.

Estos casos permiten la utilización de los equipos para otros procesos, normalmente el precalentamiento de agua para otras aplicaciones y, al trabajar con agua de red a temperaturas alrededor de 10 °C, permitirán condensar el vapor de los humos durante la práctica totalidad de funcionamiento del equipo.

A1.3. RECUPERADOR DE HUMOS EN PARALELO

El diseño del equipo ofrece prestaciones duraderas:

- Intercambiador de acero inoxidable en todas las zonas de contacto con los humos y los productos de condensación.

- Intercambiador en tubos lisos sin aletas para conservar constante el poder de intercambio, acumular el mínimo de impurezas posible y facilitar el mantenimiento.
- Gran superficie de intercambio que permite recuperar hasta el 20% de la potencia generada por la caldera de vapor.

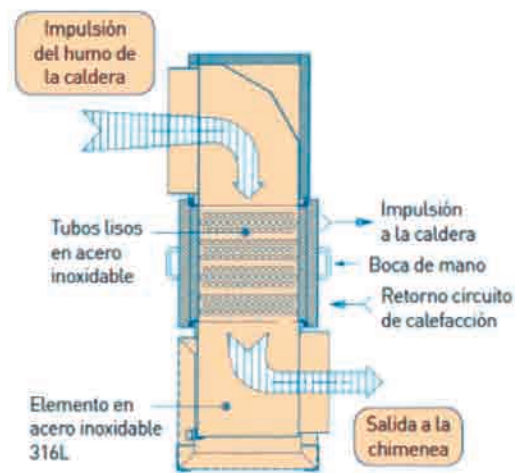


Figura A1.4. Esquema de funcionamiento.

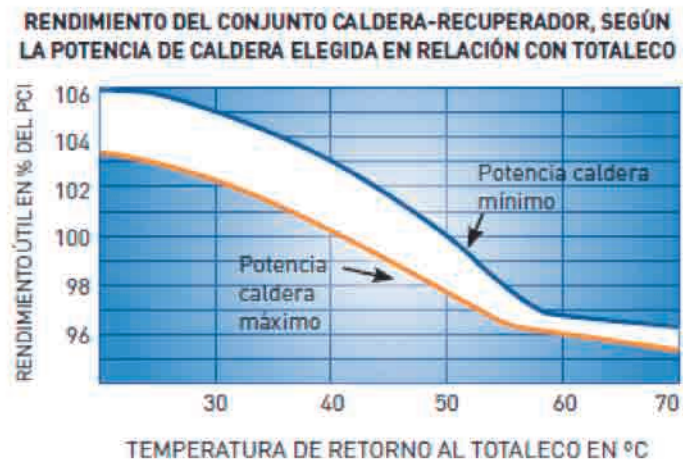


Figura A1.5. Curva de rendimientos del conjunto caldera-recuperador.

En estos casos, es muy importante un correcto estudio de la demanda energética, ya que la energía recuperada por el economizador deberá ser disi-

pada, lo que puede llevar a situaciones indeseables de exceso de calor en el economizador con aumentos de temperatura por encima de la temperatura de saturación y, por tanto, generando vapor en este equipo que, al no estar preparado para ello, puede provocar su defecto prematuro.

Para estas situaciones, ya se pueden encontrar en el mercado economizadores con un extractor independiente que puede estar comandado por un termostato o control externo de manera que adapte la recuperación de calor a la demanda existente en la instalación.



Foto A1.1. Recuperador de humos con extractor (Fuente: Ygnis).

Estos dispositivos, además de adaptar el funcionamiento del economizador a la demanda paralela de la industria, permite igualmente adaptar el tamaño de dicho recuperador a la demanda, utilizando el tamaño de recuperador preciso, incluso de menor potencia que el que se utilizaría habitualmente con la caldera de vapor, reduciendo de este modo la inversión inicial y optimizando la amortización de la misma.



Figura A1.6. Recuperador de humos con extractor (by-pass de humos).

A1.4. CONCLUSIONES

Por las condiciones de funcionamiento de las calderas de vapor, por encima de 110 °C, las temperaturas de humos que emiten son muy elevadas, alrededor de los 220 °C, emitiendo a la atmósfera una energía que, dado el coste tan importante de los combustibles actuales, constituye la posibilidad de mejora de la eficiencia energética más importante.

La utilización de dispositivos economizadores puede permitir la recuperación de hasta un 20% de esta energía con la consiguiente reducción de los contaminantes propios de la combustión.

La correcta implantación de estos equipos buscando siempre el mayor grado de intercambio posible debe ser siempre una premisa en el diseño de las instalaciones.



Fundación de la Energía de
la Comunidad de Madrid

Energy Management Agency

Intelligent Energy  Europe

www.fenercom.com



MINISTERIO
DE INDUSTRIA, ENERGÍA
Y TURISMO



Medida de la Estrategia de Ahorro y Eficiencia Energética para España (2004/2012) puesta en marcha por la Comunidad de Madrid, el Ministerio de Industria, Energía y Turismo y el Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE).