

Trabajo de Fin de Grado

Grado en Ingeniería de Tecnologías Industriales

Análisis de las mejores técnicas disponibles para el control de emisiones en plantas de potencia

Autor: D. Iván Gómez López

Tutores: Dr. Antonio Muñoz Blanco Dr. Tomás Sánchez Lencero

Dpto. Ingeniería Energética
Escuela Técnica Superior de Ingeniería
Universidad de Sevilla

Sevilla, 2019



GMTS | GRUPO DE MAQUINAS Y MOTORES
TERMICOS DE SEVILLA

Trabajo de Fin de Grado
Grado en Ingeniería de Tecnologías Industriales

Análisis de las mejores técnicas disponibles para el control de emisiones en plantas de potencia

Autor:

D. Iván Gómez López

Tutores:

Dr. Antonio Muñoz Blanco

Catedrático de Universidad

Dr. Tomás Sánchez Lencero

Catedrático de Universidad

Dpto. de Ingeniería Energética. Grupo de Máquinas y Motores Térmicos.

Escuela Técnica Superior de Ingeniería

Universidad de Sevilla

Sevilla, 2019

Proyecto Fin de Carrera: Análisis de las mejores técnicas disponibles para el control de emisiones en plantas de potencia

Autor: D. Iván Gómez López

Tutores: Dr. Antonio Muñoz Blanco
Dr. Tomás Sánchez Lencero

El tribunal nombrado para juzgar el Proyecto arriba indicado, compuesto por los siguientes miembros:

Presidente:

Vocales:

Secretario:

Acuerdan otorgarle la calificación de:

Sevilla, 2019

El Secretario del Tribunal

AGRADECIMIENTOS

Que sirvan estas breves líneas para mostrar mi eterno agradecimiento a mis padres y abuelos por sus sacrificios y amor incondicional hacia el que escribe. Sin ellos no hubiese llegado hasta aquí.

Reconocer también al tutor del presente TFG, Profesor Doctor D. Antonio Muñoz Blanco, el conocimiento, experiencia y apoyo mostrado para la realización del mismo.

Iván Gómez López

Sevilla, 2019

RESUMEN

Hoy en día, cada vez se acentúa más la preocupación global, tanto ciudadana como gubernamental, sobre la contaminación del medio ambiente y sus efectos adversos.

Por ello, el presente TFG se centra en el análisis de las emisiones contaminantes y de su control de una de las mayores fuentes de emisiones del mundo: las plantas de producción de potencia.

La estructura del TFG consta de tres partes.

Una primera que define el origen, la formación y los riesgos de los contaminantes más usuales de las plantas de producción, clasificándolos según su estado de agregación —sólido, líquido y gaseoso—.

La segunda parte consiste en describir las fuentes de emisión de las plantas de potencia, haciendo énfasis en los equipos que más contaminación producen: los generadores térmicos —calderas de vapor y cámaras de combustión—.

Y por último, se analizan las técnicas y tecnologías más usadas y mejor valoradas para el control de diferentes contaminantes, fundamentalmente de los gaseosos.

ABSTRACT

Nowadays, the pollution of the environment and its adverse effects concern is increasing around the world.

That is the reason of this TFG, which analyses pollutant emissions and their abatement in power production plants.

The structure of this TFG is as follows.

The first part determines the origin, formation and risks associates to most usual pollutants in power plants. They are classified according to the phase —solid, liquid or gaseous—.

The second one describes the emissions sources of power plants, specially steam boilers and combustion chambers.

Finally, the third part analyses the best technologies for the abatement of pollutants, in particular gaseous pollutants.

ÍNDICE

Agradecimientos	vii
Resumen	viii
Abstract	ix
Índice	x
Índice de Tablas	xiii
Índice de Figuras	xiv
1 Concepto de emisiones contaminantes. Origen, formación y riesgos	1
<i>1.1 Emisiones gaseosas</i>	<i>1</i>
1.1.1 Óxidos de Nitrógeno (NO _x) y Óxido Nitroso (N ₂ O)	1
1.1.2 Óxidos de Azufre (SO _x)	3
1.1.3 Partículas	4
1.1.4 Monóxido de Carbono (CO)	5
1.1.5 Gases de efecto invernadero	5
1.1.6 Metales Pesados	7
1.1.7 Cloruro de Hidrógeno (HCl)	8
1.1.8 Fluoruro de Hidrógeno (HF)	8
1.1.9 Compuestos Orgánicos Volátiles (COVs)	8
1.1.10 Dioxinas (PCDD) y Furanos (PCDF)	8
<i>1.2 Emisiones líquidas</i>	<i>9</i>
1.2.1 Agua de refrigeración del condensador en circuito abierto	10
1.2.2 Sangrado de la torre de refrigeración	11
1.2.3 Agua de manipulación de cenizas	12
1.2.4 Efluentes residuales sistema de desulfuración	12
1.2.5 Agua residual de limpieza de hogar	12
1.2.6 Otras aguas residuales	12
<i>1.3 Emisiones sólidas</i>	<i>12</i>
<i>1.4 Marco regulatorio de las emisiones en España</i>	<i>13</i>
2 Fuentes de emisiones contaminantes en la producción de potencia	17
<i>2.1 Plantas de turbina de vapor</i>	<i>17</i>
2.1.1 Calderas de pulverización de sólidos o atomización de líquidos	18
2.1.2 Calderas de lecho fluido (FBC)	19
2.1.3 Calderas de combustión en parrilla de combustibles sólidos	22
2.1.4 Calderas con quemador ciclónico	23
<i>2.2 Plantas de turbina de gas</i>	<i>24</i>
2.2.1 Cámaras de combustión tubular tipo CAN y MULTICAN	25

2.2.2	Cámaras de combustión anular	26
2.2.3	Cámaras de combustión tubo-anulares	27
2.3	<i>Sistemas de producción de potencia más limpios y/o eficientes</i>	27
2.3.1	Cogeneración	27
2.3.2	Ciclos combinados	28
2.3.3	Gasificación de combustible y Gasificación Integrada en Ciclos Combinadas (IGCC)	29
3	Mejores técnicas disponibles de control de emisiones	33
3.1	<i>Óxidos de Nitrógeno (NOx) y Óxido Nitroso (N2O)</i>	33
3.1.1	Técnicas primarias	34
	Disminución del exceso de aire	35
	Recirculación gases de escape (FGR)	35
	Aire escalonado	35
	Combustible escalonado	36
	Reducción del precalentamiento de aire	38
	Quemadores de bajo NOx	38
	Inyección de agua o vapor	41
3.1.2	Técnicas secundarias	42
	Reducción catalítica selectiva (SCR)	42
	Reducción selectiva no catalítica (SNCR)	45
3.2	<i>Óxidos de Azufre (SOx)</i>	47
3.2.1	Desulfuración del combustible	47
3.2.2	Eliminación de los SOx durante la combustión	47
3.2.3	Control de los SOx mediante equipos especializados	49
	Desulfuración húmeda	49
	Desulfuración seca	52
3.3	<i>Tecnologías combinadas de reducción de SOx y NOx</i>	54
3.3.1	Carbono activado	54
3.3.2	Proceso WSA-SNOX	55
3.3.3	Proceso DeSONOX	55
3.4	<i>Partículas</i>	56
3.4.1	Precipitadores electrostáticos (ESP)	57
3.4.2	Filtros de tejido	59
3.4.3	Colectores ciclónicos	61
3.4.4	Colector de Venturi húmedo	61
3.5	<i>Dióxido de carbono (CO2)</i>	62
3.5.1	Sistemas Post-Combustión	62
3.5.2	Sistemas Oxi-Combustión	63
3.5.3	Sistemas Pre-Combustión	64

3.6 Metales Pesados, Cloruro de Hidrógeno (HCl) y Fluroruro de Hidrógeno (HF)

64

Referencias

66

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1-1. Contenido de nitrógeno en función del combustible.	2
Tabla 1-2. Valores de GWP para distintos gases.	6
Tabla 1-3. Emisión de ciertos gases de efecto invernadero por las plantas térmicas de producción de potencia y otras instalaciones de combustión.	7
Tabla 1-4. Contaminantes vertidos a medios acuáticos y parámetros afectados.....	10
Tabla 1-5. VLE del SO ₂ [mg/Nm ³] en combustibles sólidos o líquidos, exceptuando turbinas y motores de gas	13
Tabla 1-6. VLE del SO ₂ [mg/Nm ³] en combustibles gaseosos, exceptuando turbinas y motores de gas	14
Tabla 1-7. VLE del NO _x [mg/Nm ³] en combustibles sólidos o líquidos, exceptuando turbinas y motores de gas	14
Tabla 1-8. VLE de NO _x y CO [mg/Nm ³] en instalaciones de combustión de gas	14
Tabla 1-9. VLE de partículas [mg/Nm ³] en combustibles sólidos o líquidos, exceptuando turbinas y motores de gas.....	15
Tabla 1-10. VLE de partículas [mg/Nm ³] en combustibles gaseosos, exceptuando turbinas y motores de gas.	15
Tabla 2-1. Comparación de las variables de operación entre calderas de lecho burbujeante y circulante	20
Tabla 3-1. Eficacias de reducción de NO _x de los sistemas SCR en diferentes aplicaciones	45
Tabla 3-2. Eficiencias de recolectado de los ESP en función del tamaño de las partículas	58
Tabla 3-3. Eficiencia de recolectado de los filtros de tejido en función del tamaño de partícula	60
Tabla 3-4. Eficiencias de reducción de metales en ESP, filtro de tejido y desulfurador Venturi	64

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1-1. Influencia de la temperatura en los tres mecanismos de formación de los NOx.....	2
Figura 1-2. Refrigeración directa del condensador	11
Figura 1-3. Refrigeración del condensador mediante torre de refrigeración.....	11
Figura 2-1. Esquema planta típica de vapor de producción de potencia	17
Figura 2-2. Caldera de carbón pulverizado	19
Figura 2-3. Caldera de lecho fluido burbujeante (izquierda) y caldera de lecho fluido circulante (derecha)	21
Figura 2-4. Planta con combustión en lecho fluido presurizado	21
Figura 2-5. Caldera en parrilla móvil.....	22
Figura 2-6. Caldera con quemador ciclónico	23
Figura 2-7. Esquema de los flujos dentro de un quemador ciclónico.....	23
Figura 2-8. Esquema del ciclo básico de turbina de gas	24
Figura 2-9. Sección de una cámara de combustión y distribución del aire en su interior	25
Figura 2-10. Cámara de combustión tubular CAN (izquierda) y MULTICAN (derecha)	25
Figura 2-11. Cámara de combustión anular	26
Figura 2-12. Esquema de los flujos aire en una cámara de combustión anular	26
Figura 2-13. Cámara de combustión tubo-anular	27
Figura 2-14. Planta de cogeneración de producción de electricidad y calor	28
Figura 2-15. Esquema de un ciclo combinado simple.....	29
Figura 2-16. Esquema de la instalación de gasificación integrada en ciclo combinado.....	30
Figura 2-17. Esquema de las diferentes etapas del proceso de gasificación para partículas de carbón	31
Figura 3-1. Esquema del flujo de gases en planta de carbón con los distintos equipos de control de emisiones.....	33
Figura 3-2. Esquema de las principales técnicas primarias de control de NOx	34
Figura 3-3. Esquema de la técnica de recirculación de gases de escape	35
Figura 3-4. Sistema de escalonamiento de aire Overfire Air	36
Figura 3-5. Zonas de combustión generadas tras aplicar técnicas de escalonamiento de combustión.....	37
Figura 3-6. Influencia de la temperatura en la eficacia de la técnica de combustible escalonado.....	38
Figura 3-7. Quemador de bajo NOx con escalonamiento de aire.....	39
Figura 3-8. Quemador de bajo NOx DRB-XCL de Babcock & Wilcox	39
Figura 3-9. Quemador de bajo NOx con recirculación de gases de escape	40
Figura 3-10. Quemador de bajo NOx con escalonamiento de combustible.....	41
Figura 3-11. Quemador de bajo NOx modelo DRB-4Z de Babcock & Wilcox	41
Figura 3-12. Reducción de emisiones de NOx con inyección de agua o vapor.....	42
Figura 3-13. Instalación de SCR tras la caldera	43
Figura 3-14. Esquema del proceso de reducción catalítica selectiva (SCR)	43
Figura 3-15. Catalizador en panel (izquierda), placas (centro), corrugado (derecha)	44

Figura 3-16. Distintas formas de instalación del sistema SCR.....	45
Figura 3-17. Distintos puntos de inyección del agente reductor en el sistema SNCR.....	46
Figura 3-18. Control SOx por inyección en caldera y en conducto	48
Figura 3-19. Diagrama del sistema de desulfuración húmeda	49
Figura 3-20. Esquema desulfurador húmedo de caliza	50
Figura 3-21. Absorbedor húmedo tipo spray de torre	51
Figura 3-22. Esquema de desulfurador húmedo con agua de mar	51
Figura 3-23. Esquema de la instalación de un desulfurador de spray seco	52
Figura 3-24. Desulfurador de lecho fluido circulante	53
Figura 3-25. Esquema del proceso de carbono activado.....	54
Figura 3-26. Esquema del proceso WSA-SNOx.....	55
Figura 3-27. Esquema del proceso DeSONOx.....	56
Figura 3-28. Equipos utilizados para la eliminación de partículas en función del tamaño de las mismas	56
Figura 3-29. Instalación de combustión con equipos de control de partículas (azul)	57
Figura 3-30. Esquema del proceso de carga y captura de partículas en un ESP	58
Figura 3-31. Resistividad de las partículas en función de la temperatura y del contenido en S del combustible	59
Figura 3-32. Cámara de filtros de tejido	59
Figura 3-33. Métodos de limpieza de los filtros de tejido: inversión del gas (izquierda), por sacudidas mecánicas (derecha) y por chorro de pulsos (abajo).....	60
Figura 3-34. Esquema de los colectores ciclónicos de recolección de partículas	61
Figura 3-35. Esquema del colector de Venturi.....	62
Figura 3-36. Proceso de captura de CO ₂ con aminas.....	63
Figura 3-37. Diagrama simplificado de una planta de oxi-combustión.....	64

1 CONCEPTO DE EMISIONES CONTAMINANTES. ORIGEN, FORMACIÓN Y RIESGOS

Las plantas de producción de potencia generan durante su operación una serie de residuos. Se definen como residuos todos aquellos productos frutos de la operación de la planta cuya formación no se contempla como el objetivo principal de la misma, incluidos aquellos que tengan valor económico en ciertos mercados. Como ejemplo de producto no deseado pero con valor económico se encuentra el yeso, cuya formación no es el objetivo primordial de una planta de producción de potencia, pero que puede ser vendido al sector de la construcción al ser una materia prima clave en los procesos de producción de ciertos materiales.

En el conjunto de los residuos, también se encuentran las emisiones de sustancias o corrientes contaminantes, denominadas así por su potencialidad a cambiar el estado natural del ambiente donde se expulsan, así como los posibles riesgos sobre la salud de los seres vivos o la vegetación que puedan provocar dichas emisiones.

Además de que algunos productos tengan valor mercantil, gran parte de ellos también pueden ser beneficiosos para reducir las emisiones contaminantes de forma global. A modo de ejemplo se muestran el caso de las cenizas de la combustión, que sirven como materia prima en la industria cementera: por un lado se genera la venta de dichos productos —ocasionando ciertos ingresos extras— y, por otro, se evita que la industria cementera tenga que quemar combustible para producir dichas cenizas, ya que ya están creadas.

En este capítulo en concreto, se expondrá una recopilación de los contaminantes producidos por las grandes instalaciones de combustión, clasificándolos según su estado de agregación —gaseoso, líquido o sólido— e indicando su origen, para qué tipo de combustibles aparecen (si procede), sus mecanismos de formación y sus riesgos sobre la salud humana, vegetación y medio ambiente.

1.1 Emisiones gaseosas

Se comenzará con los contaminantes en estado gaseoso, siendo unos más importantes que otros en función de la cantidad en que se emitan y de sus influencias negativas.

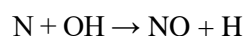
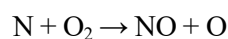
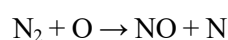
En cuanto a las principales emisiones contaminantes gaseosas se encuentran los óxidos de nitrógeno (NO_x y N₂O), óxidos de azufre (SO_x), partículas y ciertos Gases de Efecto Invernadero (GEI). Por otro lado, entre los secundarios se pueden hallar los metales pesados, monóxido de carbono (CO), fluoruros de hidrógeno, compuestos halógenos, hidrocarburos inquemados, compuestos orgánicos volátiles excepto metano (NMCOV) y las dioxinas

1.1.1 Óxidos de Nitrógeno (NO_x) y Óxido Nitroso (N₂O)

Los principales óxidos de nitrógeno se engloban con el término de “NO_x” y son el NO y el NO₂, siendo el más abundante en la mayoría de casos el NO, ya que suele ser del 90% al 95% de todos los NO_x emitidos. Una vez en la atmósfera, el NO tiende a oxidarse en dicho ambiente a NO₂.

Hay 3 mecanismos de formación de NO_x, que están caracterizados por el origen del nitrógeno y el ambiente donde se da lugar la reacción de oxidación.

NO_x térmico. Cuando se produzca gracias al N₂ y O₂ del aire por efecto de una alta temperatura y altos tiempos de residencia de la combustión. Las tres reacciones principales por las que se forman los NO_x mediante esta vía son:



NO_x del combustible. Cuando se produzca gracias al N₂ contenido en el combustible. Esta forma de producción tiene dos vías de reacciones que lo llevan a cabo:

- Primera vía: durante la combustión de los compuestos volátiles del combustible, dando lugar, sobre todo, a NO o N₂. Esta vía engloba del 60% al 90% de los NO_x del combustible formados.
- Segunda vía: durante la combustión de las partículas char del combustible. Estas reacciones son más lentas que las correspondientes a la primera vía, de ahí que represente la menor parte de los NO_x del combustible formados.

NO_x rápido o inmediato. También se forma del N₂ contenido en el combustible, pero esta vía de formación se produce en zonas ricas de combustible, concretamente en el frente de llama y en presencia de hidrocarburos. Esta forma de producción de NO_x es despreciable frente a las dos anteriores.

El origen de los NO_x depende mucho de la temperatura de combustión. Si dicha temperatura es superior a los 1000 °C, se aumentará el NO_x formado mediante NO_x térmico, mientras que si está por debajo de dicho valor se verá favorecida la formación de NO_x del combustible. Además, conforme se superen las temperaturas del orden de los 1200 °C, la creación de NO_x térmico irá aumentando de forma exponencial, tal y como se aprecia en la siguiente gráfica:

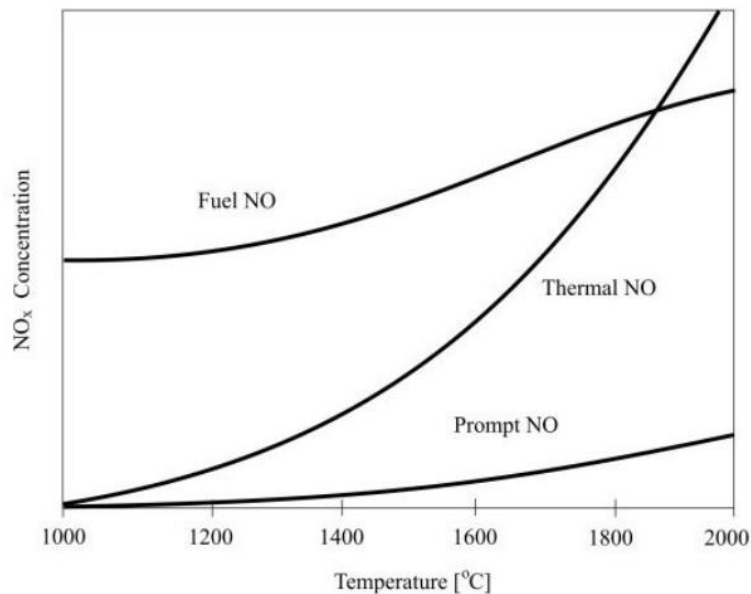


Figura 1-1. Influencia de la temperatura en los tres mecanismos de formación de los NO_x.

Es importante resaltar que las condiciones de una buena combustión completa —alta temperatura, alto tiempo de residencia y alta turbulencia— hacen aumentar las emisiones de NO_x térmico, por lo que siempre se tiende a buscar una solución de compromiso entre ambos fenómenos.

Por su parte, la producción de NO_x del combustible depende fuertemente del contenido de nitrógeno en el combustible, siendo más relevante en el carbón al ser el combustible con mayor proporción de nitrógeno en su composición. Obsérvese en la siguiente tabla que el gas natural no genera NO_x del combustible al carecer de nitrógeno su composición.

Combustible	Nitrógeno contenido
Carbón	0.5-2
Biomasa (madera)	< 0.5
Turba	1.5-2.5
Fuel oil	< 1
Gas natural	0
Gases derivados	0.1-1

Tabla 1-1. Contenido de nitrógeno en función del combustible.

Otro factor que influye en la formación de NOx del combustible es la disponibilidad de oxígeno en las zonas donde se originan estos tipos de NOx —expuestas anteriormente—, de forma que si hay cierto déficit de oxígeno en ellas, la producción de NOx del combustible se verá aminorada.

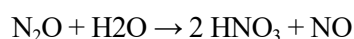
En resumen, el NOx térmico será la forma de producción de NOx predominante en combustibles gaseosos y en ciertos líquidos—al tener, respectivamente, nulo o escaso contenido de N₂ en su composición—, mientras que en los combustibles sólidos predominará la formación de NOx mediante el NOx del combustible.

El tipo de sistema de combustión utilizado también afecta a la cantidad de NOx formado. En el caso del carbón:

- Los NOx son bajos en las calderas de parrilla móvil gracias a la reducida temperatura de combustión y a la progresiva naturaleza de la combustión.
- Los NOx son mayores en las calderas de carbón pulverizado.
- Los NOx son menores que en los dos casos anteriores en las calderas de lecho fluido, pero si la temperatura es demasiado baja puede aumentar la formación de N₂O.

Por otro lado, el mecanismo por el que se forma el N₂O no ha sido aún explicado con detalle, pero se conoce que cuanto más baja sea la temperatura de combustión, más N₂O se producirá.

Medioambientalmente hablando, los NOx liberados tienen parte de responsabilidad en la formación de lluvia ácida ya que, en presencia de la humedad ambiente, los NOx reaccionan con el vapor de agua para dar lugar al ácido nítrico. La reacción química que describe dicho fenómeno es:



Los NOx también juegan un papel fundamental en la formación del smog fotoquímico al ser una de las sustancias que participan en las reacciones de formación de ozono troposférico. Además, también son culpables de la generación de partículas sólidas en suspensión en el medio, al reaccionar con ciertas sustancias químicas y originar nitratos.

En cuanto a los efectos sobre los humanos se sabe que los NOx afectan al sistema respiratorio e inmunológico si la exposición es prolongada. Si esta es a altas concentraciones puede provocar edemas pulmonares.

Por otra parte, el N₂O es un importante gas de efecto invernadero, siendo su GWP (AR5) de 265.

En el año 2017, en el territorio de la UE-28, del orden del 56% de las emisiones de NOx y N₂O en el sector industrial provienen de las plantas térmicas de producción de potencia y otras instalaciones de combustión.

1.1.2 Óxidos de Azufre (SOx)

Los óxidos de azufre tienen su origen en el azufre contenido en el combustible, siendo el carbón el combustible que mayor proporción de dicho elemento posee de forma general. Dentro del combustible, el azufre puede estar en forma de:

- Sulfuros inorgánicos
- Compuestos orgánicos
- Azufre elemental

Mayoritariamente se forma SO₂ pero, en los combustibles líquidos y sólidos, del orden del 0.5% al 4% del azufre contenido se oxida a SO₃ gracias a la presencia de metales de transición que actúan como catalizadores de dicha reacción. En plantas que incorporen SCR, dicho porcentaje puede llegar hasta el 5%.

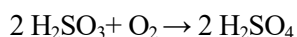
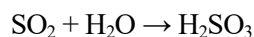
Además de ser minoritario con respecto al SO₂, en el caso de combustibles sólidos, el SO₃ no suele acarrear muchos problemas, sino todo lo contrario, ya que suele ser adsorbido por las partículas productos de la combustión, lo cual facilita la operación de los precipitadores electrostáticos, eliminándose así casi la totalidad de ambos contaminantes.

Al contrario que en los combustibles sólidos, en los líquidos —donde la cantidad de partículas producidas es menor— el SO₃ sí que presenta un serio problema porque es muy reactivo y condensa fácilmente, contribuyendo así en la formación de hollín ácido y poniendo en peligro la integridad de la instalación.

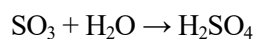
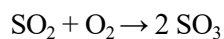
Por su parte, como el gas natural no contiene azufre en su composición, no se producen estos óxidos en dicho combustible.

En cuanto a los daños ocasionados al medio ambiente, el principal inconveniente de la emisión de los SO_x a la atmósfera es la formación de ácido sulfúrico en presencia de la humedad ambiente, produciendo el fenómeno conocido como lluvia ácida. Aunque si bien es cierto que la sustancia que reacciona con mayor facilidad y rapidez para dar lugar al ácido sulfúrico es el SO₃ y esta sustancia es la que se emite en menor proporción, el problema se ve agravado debido a que el SO₂ se oxida a SO₃ en el ambiente, por lo que la cantidad de dicha sustancia en el medio va aumentando paulatinamente. Por lo tanto, hay dos formas de que se origine el ácido sulfúrico, una mediante reacciones en las que actúa el SO₂ y la otra mediante reacciones en las que participa el SO₃.

Las del SO₂ son:



Y las del SO₃:



Por otro lado, al ser el SO₂ un gas irritante y tóxico es capaz de irritar el sistema respiratorio humano, pudiéndose producir incluso la parada respiratoria en casos de exposición a altas concentraciones durante cortos periodos de tiempo en el caso más extremo.

Su presencia también afecta sobre la vegetación. Si la exposición se produce a altas concentraciones y cortos periodos de tiempo se producirán áreas muertas al secarse las hojas de las plantas. Si por el contrario la exposición es a baja concentración pero a largos periodos de tiempo, se producirán lesiones crónicas pero no fatales.

En 2017, en el territorio EU-28, del orden del 67% de los SO_x emitidos en el sector industrial provienen de las plantas térmicas de producción de potencia y otras instalaciones de combustión.

1.1.3 Partículas

Se consideran partículas toda aquella materia sólida o líquida de composición orgánica o inorgánica que se encuentra suspendida en los gases de escape o en la atmósfera. Se pueden clasificar en función de su tamaño o de su toxicidad. Aunque su estado de agregación no es gaseoso, se le considera así dentro de este apartado ya que su emisión se realiza hacia la atmósfera.

Las partículas son emitidas principalmente por el carbón, la turba y la biomasa y provienen casi al completo de la fracción mineral del combustible que se convierte en ceniza tras la combustión. Solo una pequeña parte del total de partículas proviene del carbono no quemado y de pequeñas condensaciones de la materia volátil durante la combustión. Mención especial merece el caso del gas natural, el cual no contiene cenizas en su composición que provoquen la aparición de partículas.

Tras la formación de la ceniza por la quema del combustible, esta puede tomar dos caminos: uno de ellos es sedimentar en el fondo de la caldera —denominándose en este caso como escoria— y el otro es ser arrastrado por la corriente de gases de escape —fenómeno conocido como cenizas volantes—, siendo este el último caso el que produce la contaminación atmosférica mediante partículas.

El tipo de combustión afecta mucho a la proporción de ceniza arrastrada en los gases de combustión. Tal es así que, por ejemplo, las calderas de parrilla móvil producen solo de un 20% a un 30% de ceniza arrastrada sobre el total producida, mientras que en los de carbón pulverizado dicho porcentaje asciende hasta un 80 o 90%. En el caso de las calderas de lecho fluido circulante, toda la ceniza es arrastrada con la corriente de gases, al contrario que en las calderas ciclónicas donde el porcentaje de cenizas volantes se mueve en el intervalo del 15-30% de la ceniza total.

En combustibles líquidos también se forman partículas, aunque en menor grado que en el carbón. Aun así, si la combustión tiene pobres condiciones de O₂ se tiende a la formación de hollín —esto es, carbono inquemado—

que, en presencia de SO_3 , puede producir conglomerados ácidos muy corrosivos que pongan en peligro la integridad de los equipos por los que pasen.

Por su parte, teóricamente el gas natural no emite partículas, pero es posible que en ciertos gases industriales se hayan filtrado partículas externas tras los procesos de producción y/o transporte de los mismos que pueden ser liberadas tras darse la reacción de combustión.

Los problemas de salud que acarrearán las partículas se deben básicamente a su inhalación por el sistema respiratorio y, en función de su tamaño y toxicidad, se agravan o aminoran dichas complicaciones.

Para tamaños comprendidos entre $2.5 \mu\text{m}$ y $10 \mu\text{m}$ (partículas conocidas como PM10), el daño producido al sistema respiratorio es menor —pero no despreciable— dado que con este tamaño las partículas se quedan estancadas en las mucosas de las vías respiratorias superiores con mayor facilidad. Por otro lado, si el tamaño es inferior a los $2.5 \mu\text{m}$, el problema se agrava ya que las partículas son capaces de llegar hasta los alveolos, permaneciendo en estos durante largos periodos de tiempo. Al mismo tiempo, otro aspecto por lo que se consideran muy peligrosas las partículas menores de $2.5 \mu\text{m}$ es que pueden quedar suspendidas en el ambiente durante días o semanas, e incluso pueden viajar por la acción del viento del orden de cientos de kilómetros antes de sedimentar.

Además de las dificultades asociadas al tamaño, la cuestión puede empeorar según la toxicidad de la partícula. Así como existen partículas no tóxicas, las hay que pueden llevar adsorbidas consigo moléculas de sustancias irritantes y/o tóxicas (como por ejemplo el SO_3) o también partículas que son intrínsecamente tóxicas, esto es, la composición de la propia partícula está constituida por sustancias o compuestos tóxicos.

A pesar de todos estos inconvenientes, los sistemas de control de partículas en las emisiones industriales son muy eficientes, alcanzando rendimientos del orden del 99.8%. Sin embargo, si las partículas son menores que PM10 —esto es, menores de $2.5 \mu\text{m}$ —, dicho rendimiento se reduce al 95-98%. Por ello, la mayor parte de partículas emitidas por las grandes plantas de combustión tienen tamaños comprendidos entre los $0.1 \mu\text{m}$ hasta los $10 \mu\text{m}$.

En el año 2017, en el territorio de la UE-28, del orden del 48% de las emisiones de partículas en el sector industrial provienen de las plantas térmicas de producción de potencia y otras instalaciones de combustión.

1.1.4 Monóxido de Carbono (CO)

El monóxido de carbono (CO) es un producto intermedio de la combustión, por lo que su formación tiene origen en combustiones incompletas. Por ello, la operación de la planta siempre intenta evitar su formación, no solamente debido a su potencial contaminante y corrosivo de materiales, sino también porque implica una significativa pérdida de rendimiento. Como la combustión de la planta suele estar bastante bien optimizada en este sentido, este es el motivo por el que las emisiones de CO de las plantas de producción de potencia son varios órdenes de magnitud menores que otras emisiones, razón por la que no suelen existir equipos específicos de control de monóxido de carbono.

Los peligros a la salud que conlleva la inhalación en pequeñas concentraciones de CO son vértigo, confusión, dolor de cabeza, náuseas, debilidad y pérdida de conocimiento. Si la exposición se produce a elevadas concentraciones puede dañar el sistema nervioso y cardiovascular —al impedir el correcto transporte de oxígeno a las células—, llegando a provocar incluso la muerte.

En el año 2017, en el territorio de la UE-28, del orden del 8.1% de las emisiones de CO en el sector industrial provienen de las plantas térmicas de producción de potencia y otras instalaciones de combustión. He aquí donde se pone de manifiesto que las grandes plantas de combustión no emiten mucho CO, al penalizar notablemente el rendimiento de las mismas.

1.1.5 Gases de efecto invernadero

Se definen como tal aquellos gases que tienen un gran potencial para atrapar el calor que proviene de la superficie de La Tierra, promoviendo de esta forma el más que conocido efecto invernadero. Existen multitud de sustancias que contribuyen a este fenómeno, aunque actualmente todos los focos están centrados sobre el dióxido de carbono (CO_2).

El dióxido de carbono es un gas cuya formación en las plantas de producción de potencia es debido a la oxidación del carbono presente en los combustibles fósiles tras su combustión.

Al contrario que el resto de los contaminantes que se citan en este texto, el CO₂ es una sustancia que está presente en el ambiente de forma natural, al igual que ocurre con el N₂, O₂, etcétera. El ciclo del dióxido de carbono es de tipo gaseoso en el que varios factores provocan la emisión de esta sustancia y tantos otros originan su deposición, de forma que la naturaleza tiende, de forma aproximada, a un equilibrio dinámico.

Entre muchas otras, la causa principal de deposición del CO₂ es la síntesis de materia orgánica realizada por los organismos autótrofos —plantas, algas, algunas bacterias, etcétera—, mientras que una de las principales fuentes de emisión de CO₂ es la respiración de los seres vivos.

A pesar de ser, tal y como se ha comentado anteriormente, una sustancia presente en el ambiente y fundamental para las actividades de los seres vivos, se le considera como un contaminante más debido a que la combustión masiva de combustibles fósiles ha provocado que se emitan ingentes cantidades de CO₂ al ambiente, lo cual tiene como resultado que se haya desequilibrado el mencionado ciclo en favor de su emisión. Ese es el motivo por el que la concentración de CO₂ en el ambiente va aumentando. Este fenómeno de desequilibrio se ha puesto en marcha desde la revolución industrial, donde casi la totalidad de generación de energía se realizaba mediante la quema de carbón, hasta hoy día donde dicha actividad ha sido completamente globalizada.

Además del hecho de que va aumentando su presencia en el medio, se le considera contaminante dado que es una sustancia con potencial de absorción del calor terrestre. De hecho, se le ha dado tanta importancia como para que la variable que define la potencialidad de una sustancia a contribuir en el calentamiento global se base en la influencia del CO₂ sobre dicho fenómeno. Esa variable es conocida como GWP —de sus siglas en inglés, Global Warming Potencial— y, básicamente, su función es comparar la potencialidad de calentamiento global de una sustancia con respecto a la del CO₂ —siendo el GWP del CO₂ de 1—.

Aunque los motivos del calentamiento global —y por consiguiente el cambio climático— son científicamente válidos, existen numerosos artículos e investigaciones que intentan predecir las negativas consecuencias de este fenómeno a 40, 50 e incluso 100 años, siendo este tema bastante complejo y con mucha incertidumbre detrás al manejar escalas físicas y temporales bastante grandes.

Aparte del CO₂, las plantas de producción de potencia emiten otros gases con mucho mayor GWP, aunque su emisión no es a tan gran escala como en el caso del dióxido de carbono. Los más importantes asociados a estas plantas son el CO₂, N₂O, SF₆ y CH₄. Adjunto se muestra una tabla que compara los diferentes valores de GWP (AR5) de cada sustancia:

Sustancia	GWP
CO ₂	1
N ₂ O	265
SF ₆	23500
CH ₄	28

Tabla 1-2. Valores de GWP para distintos gases.

En el año 2017, en el territorio de la UE-28, dentro del sector industrial, las emisiones de estos gases por parte de las plantas térmicas de producción de potencia y otras instalaciones de combustión son:

Sustancia	Porcentaje de emisión (%)
CO ₂	61.8
N ₂ O	32.3
SF ₆	38.2
CH ₄	4.3

Tabla 1-3. Emisión de ciertos gases de efecto invernadero por las plantas térmicas de producción de potencia y otras instalaciones de combustión.

1.1.6 Metales Pesados

Su emisión procede de los metales contenidos en el combustible. La mayoría de los metales liberados (As, Cd, Cr, Cu, Hg, Ni, Pb, Se, Zn, V) son en forma de compuestos adheridos a las partículas de la corriente de gases, salvo el Hg y el Se que pueden manifestarse también en fase gaseosa. Solo el Hg es un contaminante de largo alcance, es decir, su emisión crea problemas en zonas alejadas de la fuente de emisión.

Debido a la adherencia que presentan los metales más pesados sobre las partículas, las técnicas de control de metales pesados van ligadas a la eliminación de partículas, de forma que se controlan ambos contaminantes a la vez. Otra consecuencia de dicha adherencia es que no todos los metales están en la misma proporción en las cenizas del fondo del hogar y en las cenizas volantes. Como ejemplos se pueden encontrar el Mg y el Fe que tienen similar porcentaje en ambas zonas, al contrario que el Cd, Sn, Zn, Pb, Sb y Cu donde más del 80% es adherido a las cenizas volantes frente al 5-10% que queda retenido en las cenizas del fondo. Algo parecido ocurre con el Hg ya que más del 85% del mismo es emitido a la atmósfera, ya sea adherido a las partículas o en fase gaseosa.

Respecto a la caracterización de los combustibles con respecto a los metales pesados, el contenido de los mismos es varios órdenes de magnitud mayor que en los combustibles procedentes del petróleo —excepto en el caso de los gasóleos pesados, donde existe bastante concentración de Ni y V— y en el gas natural.

Enfatizando el papel del mercurio, uno de los metales pesados más a tener en cuenta, en el caso de la combustión del carbón se libera mercurio oxidado (Hg⁺²), mercurio elemental (Hg) y mercurio ligado a materia particulada (Hgp), siendo el Hg⁺² y el Hgp más fácilmente capturables. Sin embargo, el mercurio elemental es más difícil de eliminar, lo cual puede ser un serio problema en el caso del lignito, donde existe una gran concentración de Hg elemental en la corriente de gases. Esto, combinado con la poca ceniza volante que se produce en la corriente de gases, hace que las emisiones de Hg sean bastante elevadas.

Otra razón por la que el Hg es motivo de preocupación mayor es que el Hg elemental permanece en la atmósfera más de 1 año, no como en el caso del Hg⁺² que es del orden de días (e incluso menos). Por ello, el Hg elemental es capaz de transportarse durante largas distancias, mientras que el Hg⁺² y el Hgp se depositan en zonas cercanas a la emisión.

Los metales pesados, en general, se consideran contaminantes fundamentalmente porque la mayoría de ellos son tóxicos para el ser humano en cantidades importantes y, también, porque una vez en la atmósfera, no se degradan ni química ni biológicamente, persistiendo así en el medio el tiempo suficiente como para llegar a las cadenas tróficas animales, incluida la del ser humano.

Entre los metales más tóxicos y peligrosos para el ser humano se encuentran el mercurio (Hg) y el plomo (Pb). El primero de ellos afecta principalmente a los riñones y al sistema nervioso central, mientras que el segundo puede producir anemias, infertilidad e incluso abortos.

En el año 2017, en el territorio de la UE-28, del orden del 51.4% de las emisiones de Hg en el sector industrial provienen de las plantas térmicas de producción de potencia y otras instalaciones de combustión.

1.1.7 Cloruro de Hidrógeno (HCl)

LCPs sin desulfuración de la corriente de gases están reconocidas como las mayores fuentes de emisión de HCl del sector industrial. Su formación es debido a los cloruros contenidos en los combustibles fósiles como el carbón, biomasa y petróleo. Al quemar dichos combustibles, los cloruros almacenados se liberan y se combinan con el hidrógeno para formar HCl.

El problema de este gas es que, en presencia de la humedad ambiente o del vapor de agua fruto de la combustión, reacciona para dar ácido clorhídrico. Este inconveniente se debe tener en cuenta sobre todo en la corriente de gases de escape que aún están dentro de la instalación ya que, una vez en la atmósfera, el ácido formado está más diluido y resulta menos peligroso.

Este gas también conlleva complicaciones en la salud humana, tales como irritación de garganta a breves exposiciones y bajas concentraciones o incluso la acumulación de líquido en los pulmones —produciendo así la muerte— si la exposición se produce a un nivel mayor.

En el año 2017, en el territorio de la UE-28, del orden del 77.1% de las emisiones de HCl en el sector industrial provienen de las plantas térmicas de producción de potencia y otras instalaciones de combustión.

1.1.8 Fluoruro de Hidrógeno (HF)

Como los cloruros, los fluoruros también están contenidos de forma natural en los combustibles fósiles y biomasa. Al producirse la combustión, los fluoruros son liberados a la corriente de gases, lo cual, combinado con el H₂ se forman fluoruros de hidrógeno. Posteriormente, en presencia de la humedad ambiental, el fluoruro de hidrógeno reacciona para formar ácido fluorhídrico, conllevando de nuevo a los típicos problemas de acidificación.

En cuanto a la salud humana, el fluoruro de hidrógeno es bastante irritante, de forma que tanto con la simple exposición como con la inhalación del mismo supone serios problemas a la piel, ojos y al sistema respiratorio. Además, fruto de la inhalación y con el agua presente dentro del cuerpo humano, se pueden formar vapores tóxicos peligrosos.

En el año 2017, en el territorio de la UE-28, del orden del 71.9% de las emisiones de HF en el sector industrial provienen de las plantas térmicas de producción de potencia y otras instalaciones de combustión.

1.1.9 Compuestos Orgánicos Volátiles (COVs)

Se definen como COVs aquellos hidrocarburos a los que se le une alguno de los siguientes grupos químicos: alcoholes, aldehídos, alcanos, aromáticos, cetonas y derivados halogenados.

La peligrosidad de estas sustancias reside en que, en función de su toxicidad y composición, pueden provocar cáncer o producir efectos psicológicos adversos. Como ejemplos se encuentran el benceno (C₆H₆) o el cloruro de vinilo (C₂H₃Cl).

Además, son también responsables de la formación del ozono troposférico al mezclarse con otros contaminantes y al recibir luz solar, produciendo así smog fotoquímico.

En el año 2017, en el territorio de la UE-28, tan solo el 10.4% de las emisiones de COVs en el sector industrial provienen de las plantas térmicas de producción de potencia y otras instalaciones de combustión.

1.1.10 Dioxinas (PCDD) y Furanos (PCDF)

Las dioxinas y furanos son una serie de compuestos químicos que contienen una sustancia conocida como clorina. Pueden formarse mediante reacciones catalíticas del carbón o compuestos del carbón con clorina inorgánica sobre óxidos de metales, ocurriendo especialmente en las cenizas volantes o en los filtros de polvo a temperaturas comprendidas entre los 200°C y los 450°C.

Son tóxicos a bajos niveles de exposición, atacando órganos vitales tales como el corazón, hígado o el sistema

inmune. Puede llegar incluso a provocar cáncer reproductivo.

Además, su peligrosidad aumenta al tener una característica común con los metales pesados: su persistencia en el medio y, por consiguiente, su fácil incorporación a la cadena alimenticia animal —incluida la de los seres humanos— al ser adsorbidos fuertemente a los suelos o sedimentos, por lo que se degradan de forma muy lenta.

1.2 Emisiones líquidas

De forma general, las grandes centrales termoeléctricas de vapor o ciclo combinado son una gran fuente de descarga de agua a ríos, lagos o al medio marino, debido a las necesidades de refrigeración en el condensador. Además de por motivos de refrigeración, también expulsan aguas residuales fruto de procesos de control de emisiones o de limpieza.

Sea por la causa que sea, dichos vertidos hacen disminuir la calidad del agua a la que se descarga, siendo ampliamente variable el efecto producido en función del combustible utilizado, los tipos de técnicas usadas para el control de los contaminantes, los tratamientos biológicos o químicos utilizados para las tareas de mantenimiento y limpieza o la técnica de refrigeración aplicada.

De forma visual, se muestra a continuación un pequeño esquema de las diversas fuentes de agua residuales en una planta de combustible fósil genérica:

A continuación, se muestra una tabla que recoge los contaminantes que pueden ser vertidos o los parámetros que pueden verse afectados al realizarse dicha descarga:

Parámetros afectados y contaminantes	
pH	N (total)
Temperatura	P (total)
Color	As
TSS (sólidos suspensión)	Cd
TSD (sólidos disueltos)	Cr
DBO (demanda bioquímica oxígeno)	Cu
COD	Hg
Aceites minerales	Ni
Cloro libre	Pb
NH ₃	Zn
Sb	AOX
As	PCDD+PCDF
Co	Fenoles (del total de C)
Mn	PAHs
Tl	TOC
V	Cloruros (del total de Cl)
Sn	Fluoruros (del total de F)
CN	Fluoranteno
S	SO ₃
EOX	SO ₄

Tabla 1-4. Contaminantes vertidos a medios acuáticos y parámetros afectados

Una vez mostrados los parámetros que pueden verse afectados por las emisiones líquidas, se continuará explicando cuáles son las causas u orígenes de los contaminantes líquidos dentro de las plantas de generación de potencia, los cuales, en su mayoría, vendrán de las plantas de turbina de vapor.

1.2.1 Agua de refrigeración del condensador en circuito abierto

Este tipo de contaminación líquida aparece en las instalaciones donde se evacúe el calor del condensador a través de un flujo de agua procedente de un lago, río, mar u océano, que, posteriormente, será vertido de nuevo al medio de donde proviene. Se muestra a continuación un esquema de esta tipología:

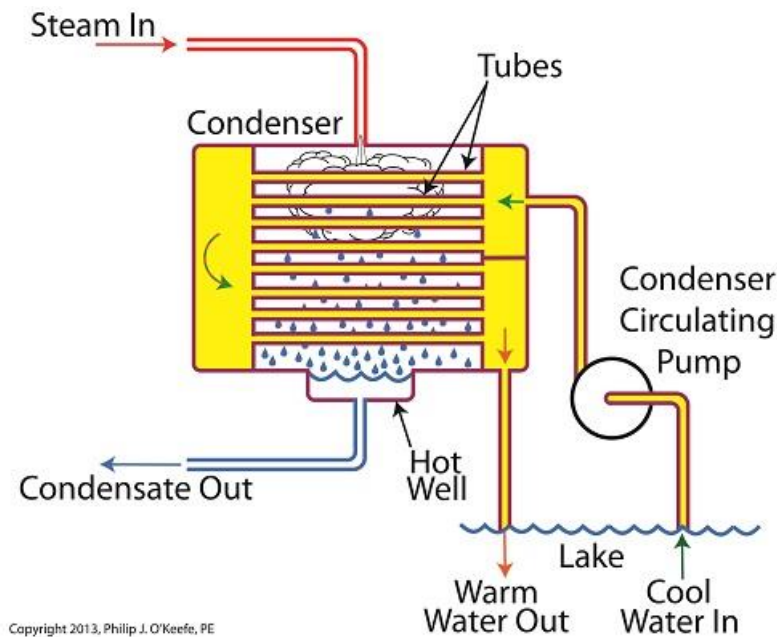


Figura 1-2. Refrigeración directa del condensador

El mencionado flujo debe ser tratado añadiéndole cierta concentración de dióxido de cloro, con el objeto de eliminar las posibles incrustaciones de los seres vivos presentes en dicho corriente de agua sobre las paredes de transferencia de calor del condensador. Sin embargo, el cloro es perjudicial para los seres vivos que viven en el medio acuático donde se descarga el flujo, además de que, una vez en dicho medio, el cloro puede producir hidrocarburos halogenados también muy peligrosos para los mismos.

1.2.2 Sangrado de la torre de refrigeración

Cuando en vez de usar una refrigeración directa con agua de cierto medio acuático se usa una torre de refrigeración para dicho propósito, también aparecen efluentes contaminados. Dichas corrientes han de ser expulsadas del circuito de la torre para mantener constante la cantidad de sólidos disueltos y materia suspendida, dado que si no existiesen estas corrientes de sangrado, se acumularían dichas sustancias en el agua de refrigeración, conllevando a multitud de problemas posteriormente. Un esquema donde se muestra el sangrado de la torre de refrigeración es el siguiente:

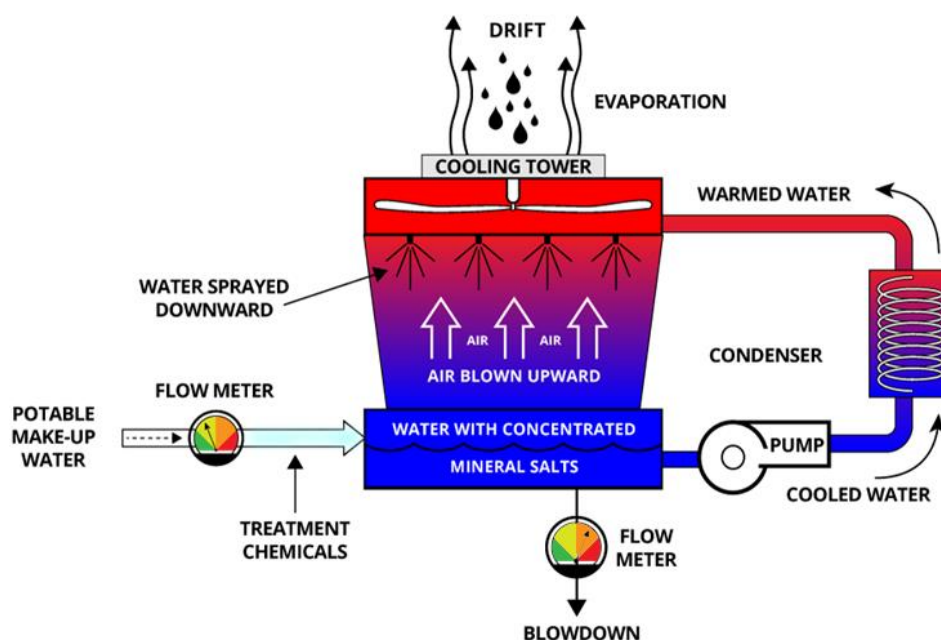


Figura 1-3. Refrigeración del condensador mediante torre de refrigeración

Al igual que en el caso anterior del agua de refrigeración directa, a este flujo de agua se le debe añadir cloro y otros compuestos orgánicos inhibidores de incrustaciones biológicas, así como compuestos inorgánicos que previenen la corrosión de los materiales.

1.2.3 Agua de manipulación de cenizas

La generación de cenizas fruto de la combustión de combustibles sólidos o líquidos, lo cual tiene lugar principalmente en las plantas de turbina de vapor, se necesitan recoger y retirar en diferentes partes del generador de vapor. Ya sean las cenizas secas o húmedas las que sedimentan en los ceniceros, para su retirada es necesario hacer uso de aguas de manipulación de dichas cenizas.

En el caso de las cenizas húmedas, las cuales están en estado líquido, ellas mismas fluyen por el cenicero de la caldera hasta que se depositan en contenedores de agua. En cuanto a las cenizas secas, que están en estado sólido, pueden ser removidas mediante un lavado de agua, recogiéndose, de nuevo, en pozos de agua.

1.2.4 Efluentes residuales sistema de desulfuración

Los sistemas que se usan actualmente para reducir las emisiones de SO₂ generan residuos. Por ejemplo, en los depuradores de cal o caliza húmedos, el líquido residual resultante del proceso se dirige a un depósito de suministro, donde se le añade agua y sorbente para que pueda ser recirculado a la entrada del sistema de desulfuración. Sin embargo, el hecho de recircular esta corriente produce un aumento en la concentración de cloruros y, por consiguiente, también aumenta el contenido de sulfato. Por ello, es necesario realizar un sangrado del depósito para mantener dichas proporciones constantes, siendo esta el efluente contaminante al ser una solución de sulfato cálcico, sulfito cálcico, cloruro sódico y, a veces, ciertos iones metálicos.

1.2.5 Agua residual de limpieza de hogar

Las superficies de los intercambiadores por los que se transfiere el calor, en el caso de plantas de vapor, se ven ensuciadas por los fenómenos conocidos como slagging y fouling. El slagging consiste en la deposición sobre las superficies de transferencia radiante de cenizas volantes fundidas que, al entrar en contacto con las superficies, se solidifican y se quedan fijadas a las mismas. Por su parte, el fouling se forma tras la deposición de cenizas sinterizadas sobre las superficies convectivas.

En cualquier caso, tanto el slagging como el fouling, generan una resistencia adicional a la transmisión del calor y una mayor tendencia a la corrosión de los materiales sobre los que se han asentado, por lo que su aparición no es deseable y ha de eliminarse en caso de que se produzcan.

Para su supresión, se recurren a limpiezas mediante agua a presión, la cual queda contaminada de la misma forma que el agua utilizada para la manipulación de las cenizas del fondo de la caldera. Asimismo, pueden utilizarse agentes químicos tras dicha limpieza para eliminar los productos de la corrosión originados por los mencionados fenómenos y prolongar la vida útil de la instalación.

1.2.6 Otras aguas residuales

Son otros flujos que tienen menor relevancia debido a su menor cantidad. Entre ellos se encuentran las aguas residuales que se originan en los sistemas de intercambio iónico de tratamiento de agua de aportación al ciclo de vapor de la instalación, los sangrados de la caldera y del calderín, agua de limpieza del receptáculo de la torre de refrigeración, los drenajes necesarios y las pérdidas del sistema de bombeo.

1.3 Emisiones sólidas

Las emisiones sólidas de las plantas de generación eléctrica principales provienen de las cenizas originadas tras la combustión y del sistema de desulfuración.

En el caso de las cenizas, como ya se ha comentado en el apartado 1.1.3, estas pueden tomar dos caminos: uno de ellos es sedimentar en el fondo de la caldera y el otro es ser arrastradas por la corriente de gases de escape. Si las cenizas —húmedas o secas— que se depositan en el fondo no son retiradas mediante agua y

posteriormente enviadas a un contenedor, serán consideradas como contaminante sólido que ha de ser retirado. Por el contrario, las cenizas volantes han de ser recogidas fuera de la zona donde se produce la combustión, concretamente bajo el economizador, mediante filtros o precipitadores de partículas.

Otros factores que producen emisiones sólidas son los residuos del sistema de desulfuración húmeda, la cual puede producir lodos húmedos —compuestos de sulfitos y sulfatos cálcicos, cenizas volantes y caliza que no ha reaccionado— o flujos que son fundamentalmente yeso. Por otro lado, los sistemas de desulfuración seca generan residuos secos compuestos de sulfito y sulfato cálcico, cenizas volantes y absorbente que no ha reaccionado.

Un flujo secundario de residuos sólidos se da en el proceso de molienda de los combustibles sólidos, los cuales suelen tener cierta cantidad de piritas y rocas que han de ser eliminadas del combustible. Se suelen descargar junto a las cenizas del fondo de la caldera.

1.4 Marco regulatorio de las emisiones en España

La regulación de las emisiones por parte de las plantas de combustión y, en concreto, de las plantas de potencia está regida por el *Real Decreto 815/2013, de 18 de octubre, por el que se aprueba el Reglamento de emisiones industriales y de desarrollo de la Ley 16/2002, de 1 de julio, de prevención y control integrados de la contaminación*.

El anejo 3, parte 3, pone de manifiesto las sustancias que deben ser medidas en continuo en todas las plantas con potencias térmicas superiores a los 100 MW: SO₂, NO_x y partículas. Asimismo, también se obliga a medir en continuo las emisiones de CO de las instalaciones que usen combustibles gaseosos con una potencia térmica superior a los 100 MW.

El anejo 3, parte 2, dictamina los valores límites de emisión de todas las plantas con potencias térmicas superiores a los 100 MW bajo las siguientes condiciones: “*Todos los valores límite de emisión se calcularán a una temperatura de 273.15 K, una presión de 101.3 kPa, previa corrección del contenido en vapor de agua de los gases residuales, y a un porcentaje normalizado de O₂ del 6% en el caso de combustibles sólidos, del 3% en el de las instalaciones de combustión distintas de las turbinas de gas y los motores de gas que usan combustibles líquidos y gaseosos y del 15% en el de las turbinas de gas y motores de gas.*”

En el caso de las turbinas de gas de ciclo combinado con alimentación suplementaria, el órgano competente podrá definir el porcentaje normalizado de O₂, teniendo en cuenta las características específicas de la instalación de que se trate”

Valores límite de emisión (mg/Nm³) de SO₂ para instalaciones de combustión que utilicen **combustibles sólidos o líquidos** con excepción de las turbinas de gas y los motores de gas:

Potencia térmica nominal total [MW]	Hulla y lignito y demás combustibles sólidos	Biomasa	Turba	Combustibles líquidos
50-100	400	200	300	350
100-300	200	200	300 250 (FBC)	200
> 300	150 200 (CFBC/PFBC)	150	150 200 (FBC)	150

Tabla 1-5. VLE del SO₂ [mg/Nm³] en combustibles sólidos o líquidos, exceptuando turbinas y motores de gas

Valores límite de emisión (mg/Nm³) de SO₂ para instalaciones de combustión que usan **combustibles gaseosos**, con excepción de las turbinas de gas y los motores de gas:

En general	35
Gas licuado	5
Gases de bajo poder calorífico procedentes de hornos de coque	400
Gases de bajo poder calorífico procedentes de altos hornos	200

Tabla 1-6. VLE del SO₂ [mg/Nm³] en combustibles gaseosos, exceptuando turbinas y motores de gas
Valores límite de emisión (mg/Nm³) de NO_x para instalaciones de combustión que utilicen **combustibles sólidos o líquidos**, con excepción de las turbinas de gas y los motores de gas:

Potencia térmica nominal total [MW]	Hulla y lignito y demás combustibles sólidos	Biomasa y turba	Combustibles líquidos
50-100	300 400 (lignito pulv.)	250	300
100-300	200	200	150
> 300	150 200 (lignito pulv.)	150	100

Tabla 1-7. VLE del NO_x [mg/Nm³] en combustibles sólidos o líquidos, exceptuando turbinas y motores de gas
Las turbinas de gas (incluidas las TGCC) que utilizan **destilados ligeros y medios como combustibles líquidos** deberán cumplir un valor límite de emisión para NO_x de 50 mg/Nm³ y de 100 mg/Nm³ para CO.
Los valores límite de emisión (mg/Nm³) de NO_x y CO para **instalaciones de combustión de gas (TGCC incluidas)**:

	NO_x	CO
Instalaciones de combustión distintas de las turbinas de gas y los motores de gas	100	100
Turbinas de gas (incluidas las TGCC)	50	100
Motores de gas	75	100

Tabla 1-8. VLE de NO_x y CO [mg/Nm³] en instalaciones de combustión de gas
Valores límite de emisión (mg/Nm³) de **partículas** para instalaciones de combustión que utilicen **combustibles sólidos o líquidos**, con excepción de las turbinas de gas y los motores de gas:

Potencia térmica nominal total [MW]	
50-300	20
> 300	10 20 (biomasa y turba)

Tabla 1-9. VLE de partículas [mg/Nm^3] en combustibles sólidos o líquidos, exceptuando turbinas y motores de gas

Valores límite de emisión (mg/Nm^3) de **partículas** para instalaciones de combustión que utilicen **combustibles gaseosos**, con excepción de las turbinas de gas y los motores de gas:

En general	5
Gases de altos hornos	10
Gases producidos por la industria del acero que pueden tener otros usos	30

Tabla 1-10. VLE de partículas [mg/Nm^3] en combustibles gaseosos, exceptuando turbinas y motores de gas

vez de baja presión— para producir más potencia con su expansión. De dicha turbina se extraen flujos intermedios que no se han expandido del todo (12) y se utilizan para precalentar también el agua de alimentación —esta técnica es una mejora del ciclo básico de Rankine y se denomina ciclo regenerativo—. Al final, la corriente de vapor que no se ha extraído se expande completamente alcanzando una mezcla bifásica (13) y se conduce al condensador de vapor. La salida de este (1) es la que se corresponde con el agua de alimentación a caldera que previamente va a ser precalentada mediante los flujos descritos anteriormente, a la cual se le añade también las corrientes que se separaron del flujo que se iba a recalentar (10) para precalentar dicha agua.

En el sistema descrito, el principal equipo de generación de emisiones contaminantes es la caldera de vapor. Por ello, se procederá a detallar su funcionamiento y las distintas tipologías que existen.

En cuanto a su constitución, las calderas de vapor están formadas principalmente por los quemadores o, en su defecto, la zona donde se produce la combustión, el volumen en el que se confina la llama y los gases de combustión —conocido como hogar—, las superficies de transferencia por las que se transmite el calor al vapor —economizadores, evaporadores, sobrecalentadores y recalentadores—, precalentadores de aire y el fondo de la caldera donde se recogen las cenizas.

El motivo principal por el que existen varias tipologías de calderas de vapor es por la diferente forma de realizar la combustión y por los combustibles admitidos por cada una de ellas. En lo referente a la transferencia del calor fruto de la combustión hacia el vapor que se quiere generar —o al aire que se quiere precalentar—, no difiere mucho de una tipología a otra.

2.1.1 Calderas de pulverización de sólidos o atomización de líquidos

Estas calderas trabajan con carbones pulverizados o con combustibles líquidos atomizados, de forma que se facilite su combustión. Existen dos grupos diferentes de este tipo de calderas:

Calderas de fondo seco (DBB). La característica fundamental que define a las calderas de fondo seco es que trabajan con temperaturas de combustión menores que la temperatura de fusión de las cenizas, obteniéndose así dos efectos contrapuestos. Por un lado se consigue que las cenizas volantes no ocasionen el fenómeno conocido como slagging, que consiste en que las cenizas volantes que entran en contacto con las superficies de intercambio queden fijadas a las mismas al fusionarse sobre ellas. Sin embargo, que la temperatura de combustión sea menor que la de fusión de las cenizas también afectan a las cenizas del fondo de la caldera, las cuales permanecen en estado sólido en el cenicero de la misma, dificultándose así su extracción.

A pesar del inconveniente de la solidificación de las cenizas en el cenicero, en dicha zona se recoge menor cantidad con respecto a las que se van con la corriente de gases de escape. De hecho, el porcentaje de cenizas recogidas en el fondo de la caldera es del orden del 0% al 20% de las cenizas totales, mientras que el resto son cenizas volantes que se escapan con los gases de combustión. Este tipo de caldera es la que tiene actualmente más potencia térmica en el ámbito de la combustión del carbón, existiendo plantas con una única unidad de este tipo de calderas que llegan a generar más de 1100 MWe en los bornes del alternador.

Calderas de fondo húmedo (WBB). Estas calderas, a diferencia de las DBB, operan a una temperatura mayor que la de fusión de las cenizas, de forma que las cenizas producidas que vayan al fondo de la caldera estén licuadas y se facilite su extracción con respecto al anterior caso. Al mismo tiempo, con estas temperaturas, el porcentaje de cenizas que se van por el cenicero es mayor que el de cenizas volantes, por lo que se aminora el problema de slagging pero no desaparece al completo (como sí ocurría en la DBB).

Otro inconveniente de este tipo de calderas es que los materiales interiores del hogar han de ser de algún material cerámico especial para aguantar tan altas temperaturas y los ataques químicos a dichas temperaturas, de forma que se encarece la instalación.

Asimismo, las cenizas licuadas por el cenicero van a parar a un colector relleno de agua, obteniéndose así residuos líquidos. Al contrario ocurría en la caldera de fondo seco, donde los residuos producidos eran sólidos.

Los combustibles que más se utilizan con esta tipología de caldera son los carbones con bajo contenido en volátiles, es decir, las antracitas.

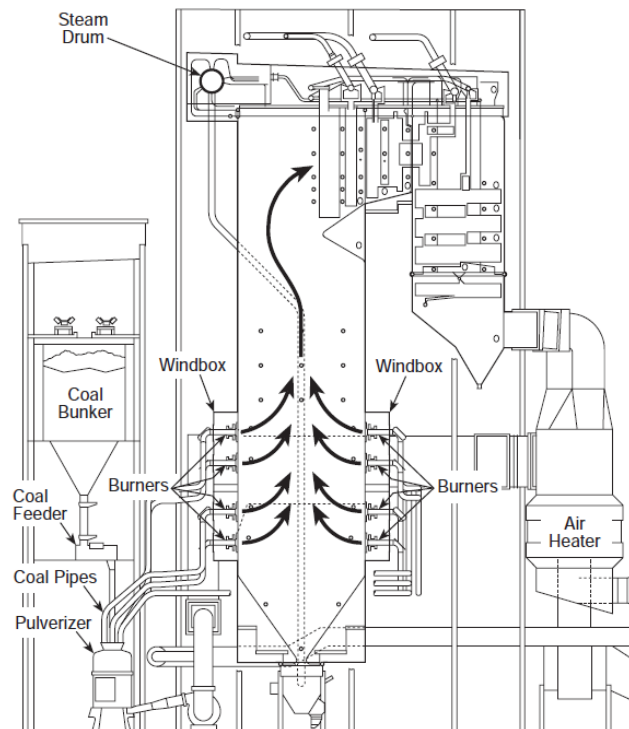


Figura 2-2. Caldera de carbón pulverizado

2.1.2 Calderas de lecho fluido (FBC)

El uso de estas calderas cada vez es mayor en plantas de potencia por sus bajos niveles de emisiones y suelen ser utilizados con carbón, lignito, turba y, sobre todo, con biomasa.

La combustión en estas calderas se da lugar al inyectar el combustible sobre un lecho fluido caliente —a unos 450 °C— formado por material inerte y aire primario de combustión, el cual se inyecta desde abajo para formar dicho volumen fluidizado. Esta configuración consigue que el combustible inyectado se homogenice por todo el volumen del lecho, consiguiéndose así una mezcla bastante buena. Además, la temperatura que alcanza el lecho es lo suficientemente alta como para superar la temperatura de autoignición del combustible, produciéndose así la combustión. Como material inerte se utiliza fundamentalmente arena y el combustible inyectado normalmente está comprendido en el rango del 1% al 3% en peso del total del volumen fluido.

Una vez arrancada la caldera, la temperatura que se alcanza dentro del hogar con la llama ya prendida es del orden de los 750°C-950°C. Esto junto con un tiempo de residencia medio-alto, produce que la combustión del combustible se aproxime mucho a la completa, lo que a su vez implica que las emisiones asociadas a los gases de combustión sean relativamente bajas.

En este tipo de hogares, los combustibles sólidos han de tener un molido grueso, tamaño medio entre tener un molido fino —donde el combustible se escaparía del lecho sin ser quemado— y un molido excesivamente grande —que disminuiría la fluidización del lecho—. Este hecho es una ventaja al no ser necesaria, por ejemplo, la pulverización del carbón. Al mismo tiempo, este tipo de sistema de combustión permite que los combustibles tengan más humedad con respecto a otro tipo de calderas, sin que se vea alterado su rendimiento.

En cuanto a consideraciones ambientales se refiere, las calderas FBC son capaces de reducir enormemente las emisiones de SO₂ por inyección de caliza y se pueden alcanzar niveles relativamente bajos de NO_x térmico, debido fundamentalmente a la baja temperatura de combustión. Asimismo, una caldera que utilice este tipo de sistema de combustión puede ser alimentada con una gran variedad de diferentes combustibles sin que se vea afectado su funcionamiento, siendo esta flexibilidad otro de sus puntos fuertes.

Aunque en el lecho fluido las temperaturas alcanzadas sean del orden de los 750-950°C, sobre el lecho fluido, en la freeboard se pueden alcanzar temperaturas del orden de los 1200°C, aumentándose levemente las emisiones de NO_x, aunque aun así siguen estando por debajo de las calderas de combustible pulverizado.

Debido a todo lo expuesto, las calderas de lecho fluido es la solución de compromiso entre el control de las

emisiones de NO_x, N₂O y SO₂, los hidrocarburos inquemados, la formación de CO y el char.

Sin embargo, una de sus particularidades es que no se pueden inyectar aquellos combustibles con cenizas de bajo punto de fusión, dado que, aunque no lleguen a fundirse, se puede complicar la fluidización del lecho al estar la ceniza en un estado viscoso de transición entre el sólido y líquido. Otro inconveniente llega con la aplicación de este tipo de caldera con la biomasa como combustible, ya que ciertos tipos de biomasa proceden de los residuos domésticos que, a su vez, llevan consigo impurezas metálicas que se hunden hasta los distribuidores de aire del fondo de la caldera, de forma que tanto la propia inyección de aire como la fluidización de lecho se ven comprometidas.

En la actualidad, existen tres tipos de calderas en lecho fluido:

Combustión en Lecho Fluido Burbujeante (BFBC). Es especialmente útil para biocombustibles heterogéneos. La inyección de combustible se realiza dentro del lecho fluido, donde se introduce del 30% al 40% del aire total. El aire restante se inyecta por encima del lecho —zona conocida como freeboard— donde se quema el resto de combustible. En esta zona, la temperatura puede rondar los 1100°C-1200°C e incluso más aún en localizadas zonas, ya que también pueden instalarse quemadores adicionales con el mismo combustible o con otros.

Combustión en Lecho Fluido Circulante (CFBC). Tal y como se aprecia en LA FIGURA DE ABAJO, al tener esta tipología de lecho fluido mayor velocidad de fluidización y partículas más pequeñas, la cantidad de estas que son arrastradas por la corriente de gases es mayor, por lo que se tiene que instalar un ciclón —u otro método de separación mecánica— a la salida de los gases para recircular estas partículas arrastradas al interior del lecho fluido.

De nuevo, para permitir la eliminación del SO₂ se introduce caliza o dolomita al lecho pero, gracias al sistema de recirculación, se incrementa el tiempo de reacción y el nivel de mezcla del gas contenido en el lecho, lo cual hace aumentar la eficiencia de la combustión y la fijación del azufre. A continuación se muestra una tabla que resume las diferencias y semejanzas entre las dos tipologías vistas anteriormente:

	Lecho Burbujeante	Lecho Circulante
Velocidad fluidización [m/s]	1	4-6
Densidad lecho fluido [kg/m ³]	1000	1000
Altura del lecho fluido [m]	0.5-1.5	0.5-1.5
Material del lecho fluido	Caliza, arena, ceniza combustible, dolomita	Caliza, arena, ceniza combustible, dolomita
Tamaño partículas [mm]	0.5-1.5	0.1-0.6

Tabla 2-1. Comparación de las variables de operación entre calderas de lecho burbujeante y circulante

La CBFC incluye un lecho fluido burbujeante en el fondo del hogar y, por encima del mismo, partículas en suspensión con menor densidad conforme aumentamos en altura.

La alta tasa de material recirculado suaviza el perfil de temperaturas en todo el hogar, por lo que las superficies de transferencia de calor se pueden colocar en diferentes lugares del hogar, ya que el calor es transferido de forma muy equitativa a todas las superficies de transferencia.

En cuanto a la separación mecánica del material del lecho, se ha comprobado que la eficiencia del ciclón influye notablemente en el buen funcionamiento del sistema completo CBFC. Entre los factores en los que influye se encuentra la cantidad de carbono quemado, el consumo de caliza para el control de SO₂ y el perfil de temperaturas. También afecta mucho la eficacia del ciclón cuando el combustible usado es poco reactivo o de grano fino porque, al aumentar dicha eficacia, se aumenta también el tiempo que las partículas char permanecen dentro del hogar y se pierde menos material del lecho.

Los últimos avances en las plantas que utilizan CFBC se han centrado en intentar reducir todavía más las

emisiones de distintos tipos de carbón, incluidas las emisiones de CO_2 de los carbones de peor calidad utilizando la tecnología supercrítica en este tipo de calderas.

A fin de visualizar las diferencias constructivas entre las tipologías desarrolladas hasta ahora se muestra la siguiente figura:

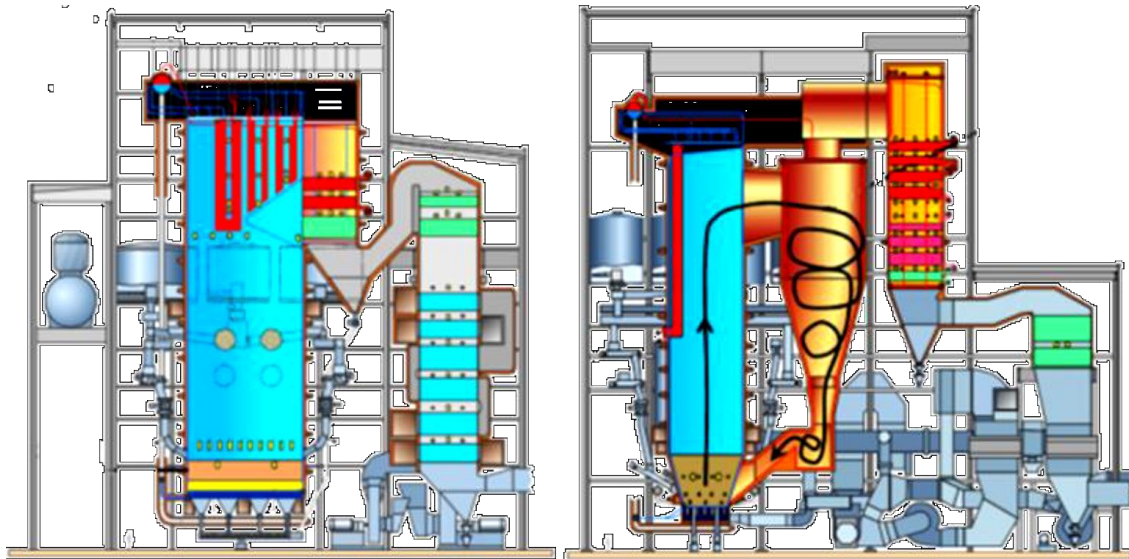


Figura 2-3. Caldera de lecho fluido burbujante (izquierda) y caldera de lecho fluido circulante (derecha)

Combustión en Lecho Fluido Presurizado (PFBC). Realmente, no es un tipo de caldera de lecho fluido por sí misma, sino que en realidad es toda una instalación que combina el ciclo de Rankine y el ciclo Brayton, con el fin de producir energía eléctrica. La ventaja principal del uso de esta caldera con respecto a las otras tecnologías de lecho fluido es que el tamaño de la misma —y, por tanto, de la planta— es bastante reducido para transmitir la misma potencia.

De nuevo, gracias a la baja temperatura de combustión no se forma NO_x térmico y el NO_x —en el siguiente capítulo se explicarán los distintos procesos de formación de NO_x , concretamente en el apartado XXX— producido a causa del N_2 del combustible puede reducirse al introducir amoníaco en el freeboard o en el conducto de los gases de combustión.

Un esquema de la planta que usa PFBC es el siguiente:

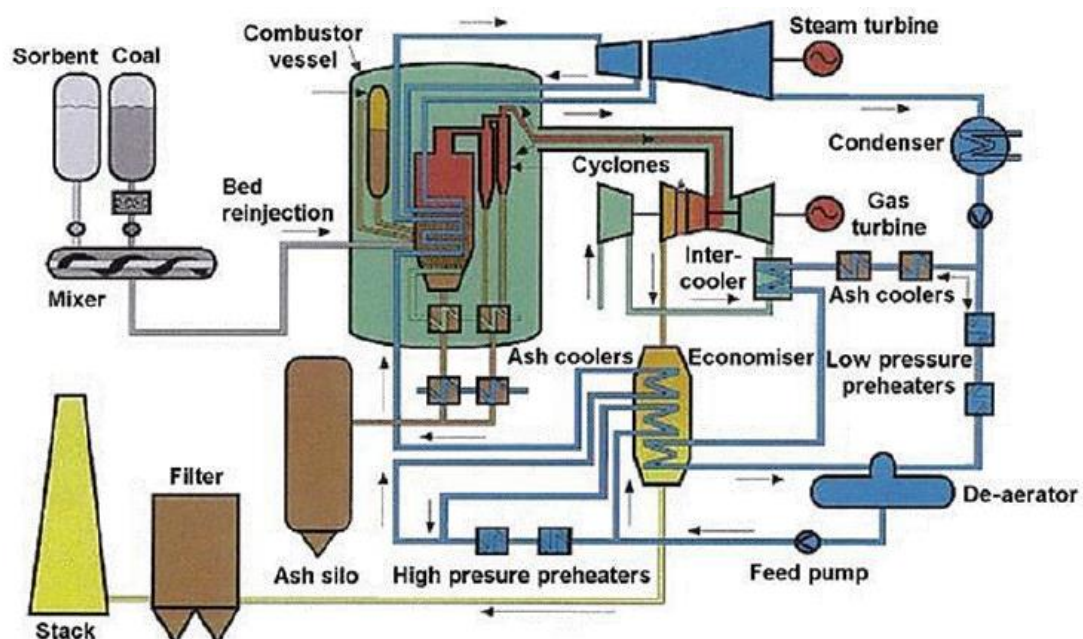


Figura 2-4. Planta con combustión en lecho fluido presurizado

A modo de resumen, el funcionamiento de esta planta consiste en meter aire a presión en la PFBC de manera que los gases de escape estén a presión y a alta temperatura. Estos gases de combustión se limpian primero usando filtros de vela cerámicos o ciclones —de forma que se elimine gran parte de las partículas contenidas en la corriente de gases— para después expandirlos en una turbina de gas, la cual mueve a su vez al compresor que comprime aire de alimentación, siendo la potencia restante inyectada a red. Posteriormente, los gases de salida de dicha turbina siguen con la suficiente temperatura como para servir de fluido precalentador del agua de un ciclo de Rankine, la cual es enviada también al PFBC para la producción de vapor, con su consiguiente expansión —e inyección de potencia a red— y condensación.

La turbina de vapor produce del orden del 80% de la energía eléctrica total producida por la planta, siendo el resto suministrada por la turbina de gas. En cuanto al rendimiento térmico, estas plantas superan el 45%.

La limitación más evidente es la relativamente baja temperatura de entrada a la turbina de gas, lo cual puede ser solucionado usando un quemador adicional de GN o fuel oil que caliente aún más dichos gases, aunque actualmente estas medidas están siendo objeto de líneas de investigación.

2.1.3 Calderas de combustión en parrilla de combustibles sólidos

Es el tipo de tecnología de combustión más antigua y, por consiguiente, más desarrollada. Consiste en una parrilla —móvil o fija— donde se coloca el combustible sólido reducido en tamaño, inyectándose el aire necesario para su combustión desde debajo de la parrilla. En general se suelen usar parrillas móviles que, dependiendo de las características del combustible, se pueden colocar de forma horizontal o inclinada.

En cuanto a la preparación del combustible, tan solo es necesario reducir su tamaño para tener una distribución más o menos uniforme en la parrilla, junto con un secado del mismo y aplicando un tratamiento pirolítico conforme avanza por la parrilla —esto es, exponer al combustible sólido a alta temperatura con defecto de oxígeno, de forma que se volatilicen las sustancias volátiles—.

El control de la combustión en este sistema no es tan buena como en el caso de pulverizado o lecho fluido ya que la reacción de combustión y su temperatura puede variar a lo largo de la parrilla.

Hoy en día, su uso tan solo se remite para pequeñas plantas de biomasa del orden de los 15 MW al tener las otras tecnologías más control sobre la combustión.

A continuación se muestra una figura que detalla las partes de este tipo de calderas:

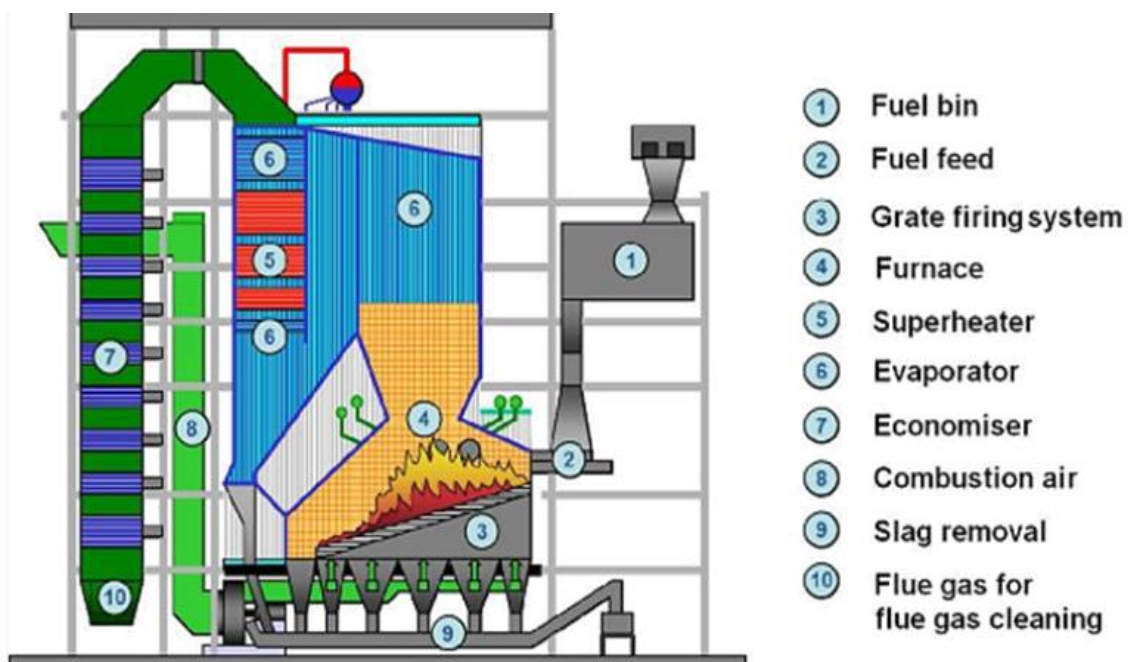


Figura 2-5. Caldera en parrilla móvil

2.1.4 Calderas con quemador ciclónico

Las calderas de quemadores ciclónicos fueron ideadas por la compañía Babcock & Wilcox en los años 40, fundamentalmente por la necesidad de quemar ciertos tipos de carbones difíciles de pulverizar, además de tener temperaturas de fusión relativamente bajas que provocan mucha formación de slagging.

Por ello, sus características principales son: bajo coste de preparación del combustible —solo se necesitan trituradores—, bajos niveles de cenizas volantes —del orden del 15% al 30%— y hogar de tamaño reducido. A continuación se presenta una figura de este tipo de calderas:

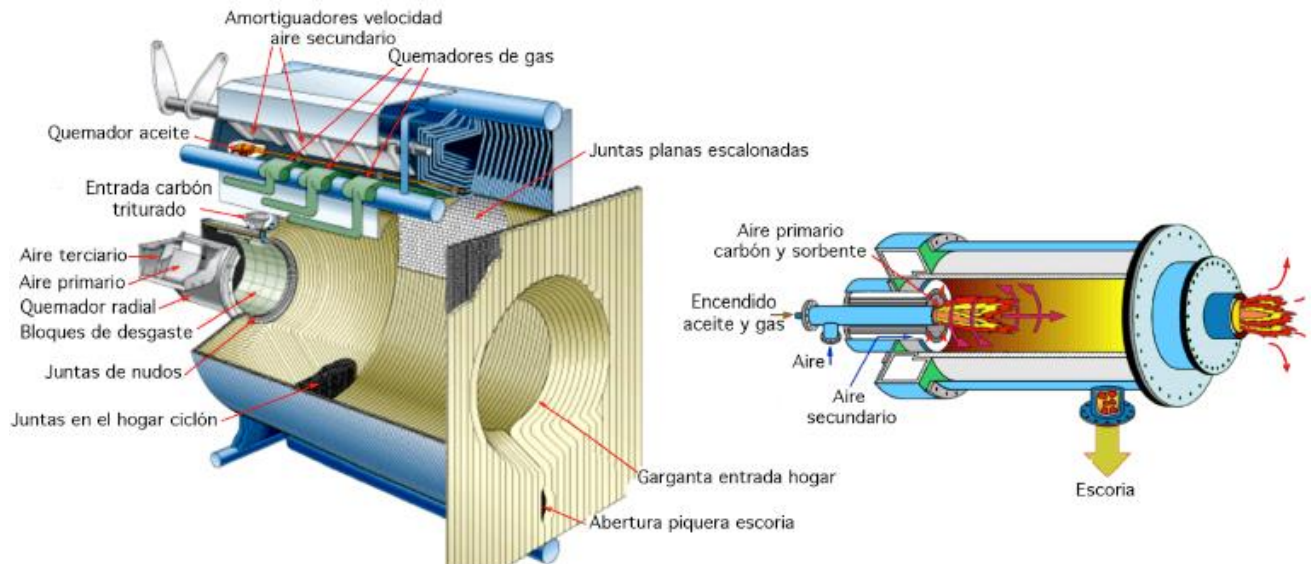


Figura 2-6. Caldera con quemador ciclónico

Tal y como se ve en la figura, su forma es cilíndrica de eje horizontal y es contiguo a las paredes del hogar de la caldera. Se observa que el cuerpo está refrigerado por agua de la caldera que circula por dentro del quemador ciclónico, de manera que configuran la superficie del mismo.

La combustión se realiza introduciendo el combustible con el aire primario y terciario por la parte frontal del cilindro. Luego, desde la parte superior a la pared cilíndrica se introduce el aire secundario, lo cual crea un vórtice que resulta en un flujo de gases recirculantes. La temperatura dentro del combustor es lo suficientemente alta como para que la ceniza se funda y se adhiera sobre el cuerpo del ciclón que es posteriormente drenada hacia el fondo del ciclón y retirada del mismo a través de la piqueta de escoria.

Una representación de los flujos de las corrientes es la siguiente:

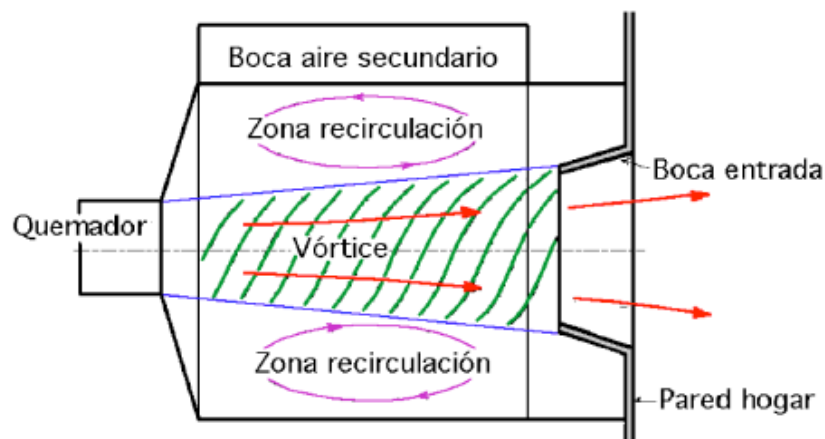


Figura 2-7. Esquema de los flujos dentro de un quemador ciclónico

2.2 Plantas de turbina de gas

A diferencia de las centrales de turbina de vapor, las plantas de turbina de gas no se utilizan por sí solas para la generación de potencia a gran escala. Aun así, conviene realizar su descripción por separado ya que el verdadero interés de esta tipología es su acoplamiento con la turbina de vapor en las plantas de ciclo combinado, que son unas instalaciones que combinan el ciclo Brayton con el ciclo de Rankine para la producción conjunta de potencia. Este tipo de configuración se estudiará en el apartado siguiente.

El ciclo básico de la turbina de gas está compuesto de 3 equipos, los cuales se muestran a continuación:

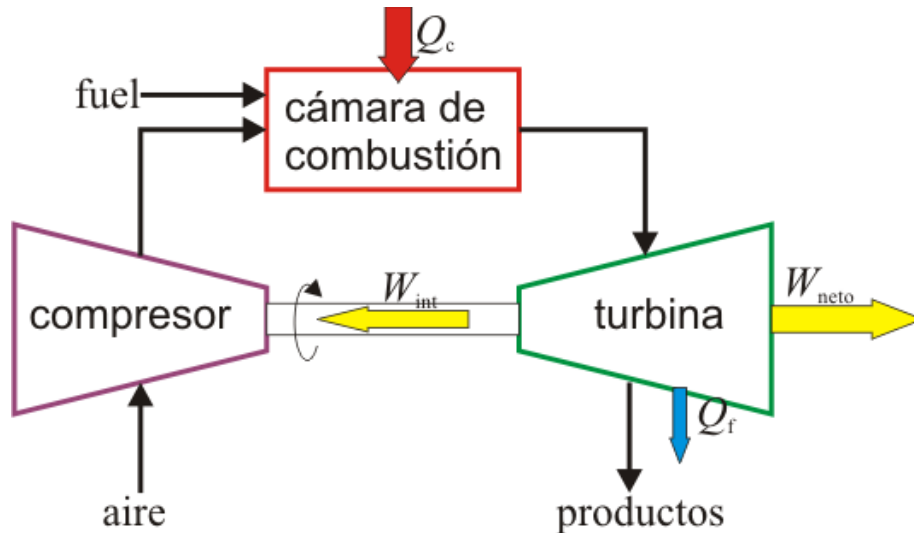


Figura 2-8. Esquema del ciclo básico de turbina de gas

El funcionamiento del ciclo comienza con la compresión de aire ambiente mediante un compresor. Posteriormente, se introduce dicho aire comprimido en una cámara de combustión junto al combustible necesario para realizar la combustión y producir un flujo de gases a alta temperatura y presión. Por último, dichos gases se dirigen hacia una turbina y se expanden, produciendo el trabajo necesario para mover al compresor y al alternador que produce la potencia. Los gases son expulsados al ambiente a una relativa alta temperatura pero a una presión del orden de la atmosférica.

Al igual que se hizo en el caso de las plantas de vapor, se va a proceder con la exposición de las distintas tipologías de cámaras de combustión, al ser estos equipos los principales productores de emisiones contaminantes.

Generalmente, las cámaras de combustión tienen el objeto de quemar un combustible líquido o gaseoso mediante, como se ha comentado anteriormente, un aire previamente comprimido, de forma que se obtengan unos gases de escape a alta temperatura y presión. No se usan ni combustibles sólidos ni líquidos con mucha tendencia a formar ceniza ya que puede erosionar gravemente los álabes de turbina. Al mismo tiempo, es preferible usar combustibles gaseosos antes que los líquidos debido a que estos últimos necesitan ser atomizados a alta presión, encareciendo el sistema y empeorando ligeramente el rendimiento térmico.

En cuanto a su constitución, la característica común entre las distintas tipologías de cámaras es la presencia de un armazón exterior, un armazón interior los inyectores de combustible junto a la/s bujía/s y el torbellinador. Véase la siguiente figura para una mejor comprensión de los conceptos posteriores:

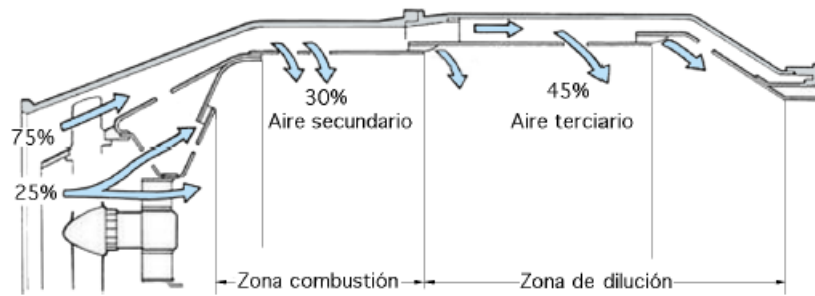


Figura 2-9. Sección de una cámara de combustión y distribución del aire en su interior

El objeto del torbellinador es el de hacer rotar y frenar en parte el aire comprimido que entra a la cámara para que la combustión se pueda efectuar satisfactoriamente. Por su parte, la función del armazón interior es el de aguantar las temperaturas más altas de la cámara, mientras que la del armazón exterior es la de aguantar las presiones de los gases interiores y la de distribuir el aire de combustión en varias zonas del interior de la cámara, diferenciándose así 3 tipos de aire: aire primario, secundario y terciario.

Aire primario. Es del orden del 25% del aire total suministrado y se inyecta junto con el combustible para formar una mezcla próxima a la estequiométrica, a fin de obtener una elevada temperatura y provocar una combustión rápida.

Aire secundario. Aproximadamente el 30% del aire total se introduce a través de orificios alrededor del armazón interior para completar la combustión y refrigerar parcialmente la misma de forma que se aminore la producción de NOx.

Aire terciario. El aire restante, que corresponde de forma aproximada al 45% del total, se introduce en la zona de dilución con el objetivo de diluir la mezcla de gases de combustión y, por tanto, bajar su temperatura hasta la de entrada a turbina. Es muy importante que el flujo en esta zona tenga cierta turbulencia para que la mezcla se homogenice por todo el volumen de gases y no haya gradientes de temperaturas.

2.2.1 Cámaras de combustión tubular tipo CAN y MULTICAN

En el sector industrial, el uso de las cámaras de combustión tubulares queda reducido a pequeñas turbinas de gas. La diferencia entre CAN y MULTICAN está en el número de cámaras de combustión independientes haya, habiendo solo 1 en el caso de la cámara tipo CAN o varias —de 5 a 10— en el caso de MULTICAN. Esta última configuración se observa mejor a la derecha de la siguiente figura, donde las cámaras están dispuestas de tal forma que rodean circunferencialmente al eje que conecta el compresor con la turbina.

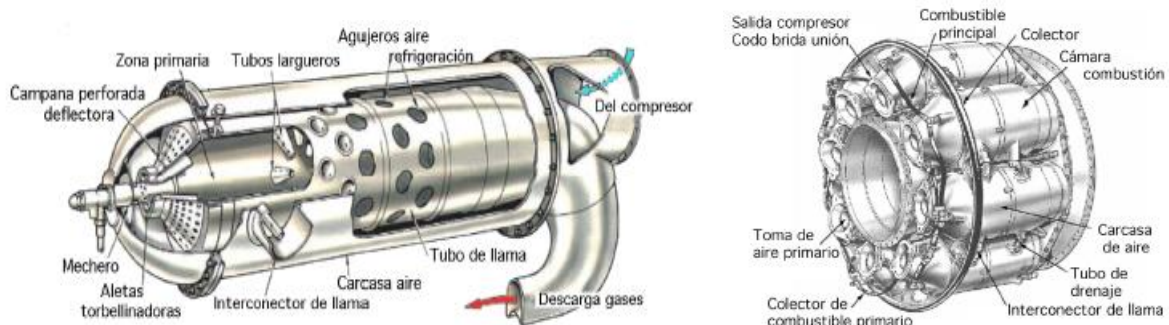


Figura 2-10. Cámara de combustión tubular CAN (izquierda) y MULTICAN (derecha)

Sea cual sea la configuración, cada cámara de combustión está alimentada con su propio inyector de combustible, el cual, a su vez, está unido a una línea de alimentación común a todas las cámaras que existan. En cuanto al encendido de las cámaras, en el caso de MULTICAN, tan solo dos de ellas van dotadas de una bujía de encendido, aunque una de ellas se encuentra instalada por seguridad. Las demás cámaras se encienden gracias a los interconectores de llama, que son unos tubos que comunican los tubos de llama de cada cámara de forma que la combustión se propaga a través de ellos. Por último, los flujos de aire primario, secundario y terciario son análogos y tienen la misma función que la explicada al principio de este apartado 2.2.

En la tipología MULTICAN, los gases de escape de todas las cámaras se mezclan nuevamente una vez salen de éstas para entrar en turbina.

Se podría admitir que el rendimiento de esta cámara es bueno, aunque es inferior al de las cámaras anulares. También permiten un sencillo mantenimiento y sustitución en caso de fallo de alguna de las cámaras, buena resistencia estructural y ligereza de peso.

2.2.2 Cámaras de combustión anular

En este tipo de cámaras, el recinto donde se produce la combustión es el volumen anular comprendido entre dos carcassas, una interior y otra exterior, estando alrededor del conjunto de la turbina de gas. A lo largo del inicio del espacio anular, hay un número de inyectores que varía de 12 a 20.

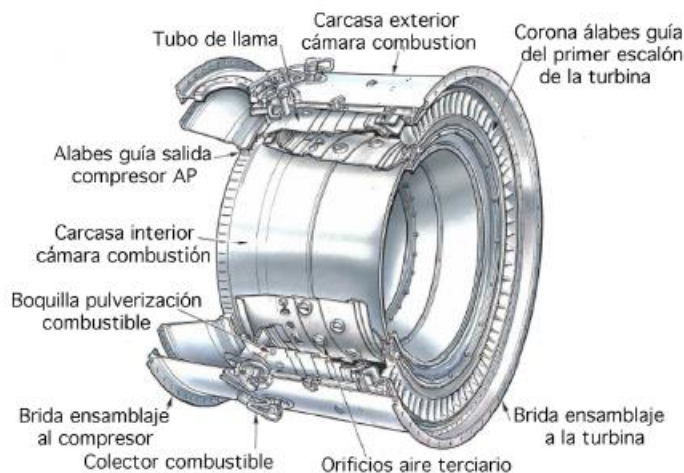


Figura 2-11. Cámara de combustión anular

Las características de los distintos flujos de aire siguen siendo las mismas, representándose a continuación un esquema de los mismos:

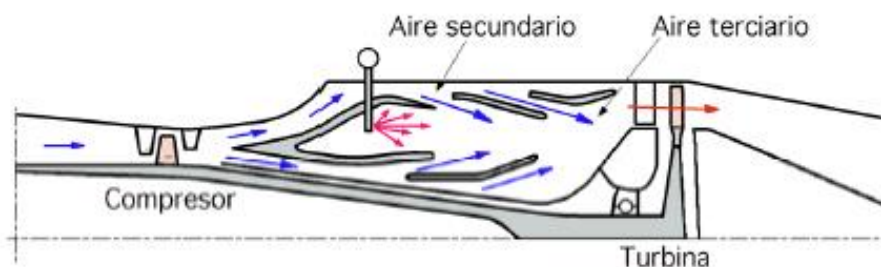


Figura 2-12. Esquema de los flujos aire en una cámara de combustión anular

Las principales ventajas que poseen este tipo de cámaras es su compacidad, baja pérdida de carga del flujo a su paso por el equipo, simplicidad de diseño, se eliminan los posibles problemas ligados al encendido de la llama a través de los interconectores de llama.

Por el contrario, presentan desventajas tales como la dificultad de mantener una llama estable a la salida —impidiendo una distribución de temperaturas uniforme—, problemas para controlar el dosado, menos resistente estructuralmente —sobre todo en cámaras de gran diámetro— y costes de mantenimiento y reparación mucho mayores, al tener que desmontar el motor entero para ello, al contrario de lo que ocurría con la disposición tubular.

2.2.3 Cámaras de combustión tubo-anulares

Las cámaras de combustión tubo-anulares surgen como una solución de compromiso entre las dos tipologías anteriores ya que reúne los aspectos más positivos de ambas configuraciones. Consiste en una serie de cámaras tipo tubular distribuidas en el interior de una carcasa anular común a todas ellas.

La distribución de los flujos de aire es algo distinta a las tipologías anteriores, ya que el aire secundario y terciario es suministrado a través de la carcasa anular, mientras que el primario es inyectado en las tomas de aire individuales de cada cámara.

Se muestra finalmente la arquitectura de este tipo de cámara de combustión:

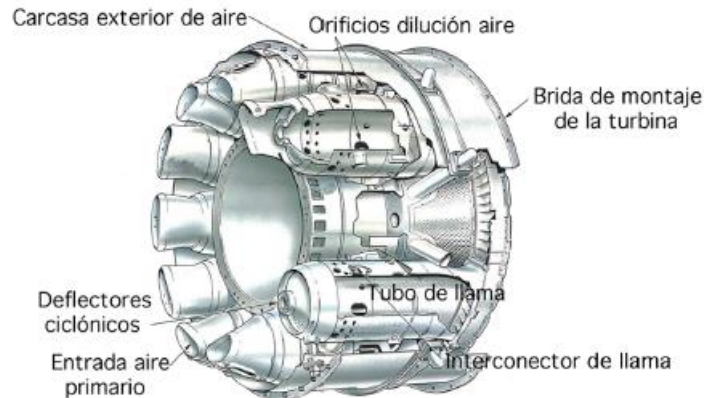


Figura 2-13. Cámara de combustión tubo-anular

2.3 Sistemas de producción de potencia más limpios y/o eficientes

En este apartado se expondrán una serie de configuraciones o sistemas que utilizan los ciclos explicados en los dos apartados anteriores, de forma que se consiguen reducir varias o todas las emisiones de forma global, se aumente el rendimiento térmico y que, además, sean aplicables a varias formas de realizar la combustión.

2.3.1 Cogeneración

Una planta de cogeneración tiene como objetivo la producción de electricidad, calor e incluso en algunos casos también la de frío. Este concepto se desarrolla de forma lógica al conocer que, según la termodinámica, no todo el calor producido por el combustible puede transformarse en electricidad —dicha transformación suele rondar del 40% al 60% del poder calorífico inferior del combustible—, siendo el resto de energía desaprovechada en forma de calor al ambiente. Es ahí donde entran en juego el papel de las plantas cogeneradoras, las cuales aprovechan ese calor que en un principio iba a ser tirado al ambiente para otros procesos industriales o de uso civil.

Dicho aprovechamiento del calor que iba a ser desechado provoca un aumento del rendimiento de la planta, esto es, se aprovecha energéticamente mejor el combustible usado. Este fenómeno demuestra que la planta cogeneradora utiliza menos cantidad de combustible para la misma cantidad de producción con respecto a sistemas independientes de producción de electricidad, calor y frío.

Un ejemplo de una instalación de cogeneración es la que se muestra a continuación, la cual consta de una turbina de gas que genera potencia y un generador de vapor para proceso al que se le aporta el calor de los gases de escape de la turbina.

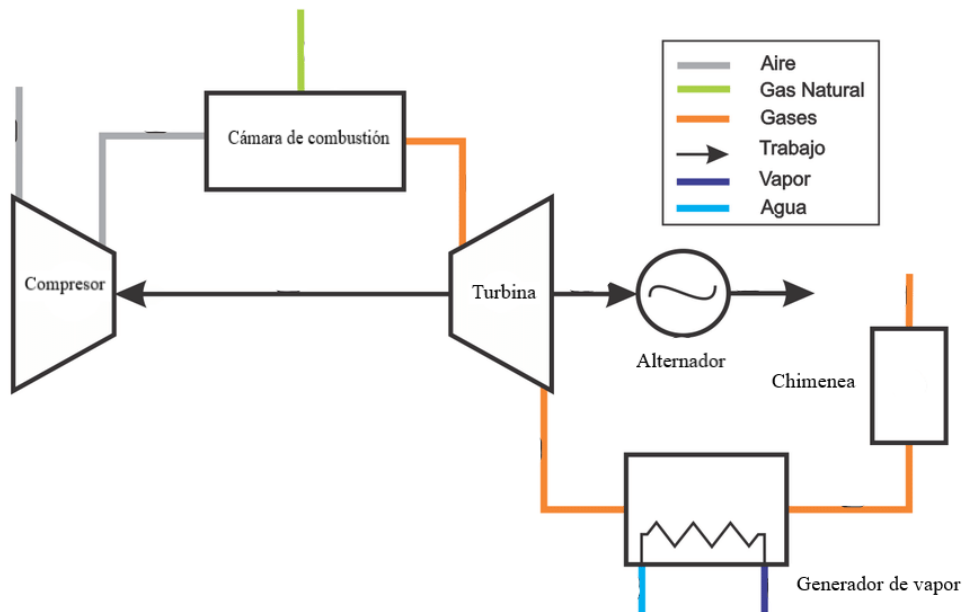


Figura 2-14. Planta de cogeneración de producción de electricidad y calor

El problema del uso de una planta de cogeneración es que a veces no produce toda la electricidad que produciría una planta independiente en el caso de que la producción eléctrica se haga a través de turbinas de vapor. Esto se debe a que, en el caso de una planta independiente, el vapor podría expandirse hasta presiones por debajo de la atmosférica de forma que se aumente al máximo posible la producción eléctrica, descargando el vapor —o mezcla bifásica— a temperaturas del orden de los 40°C.

A consecuencia de que la producción de calor para, por ejemplo, una red centralizada de calefacción urbana debe realizarse mediante un fluido caloportador —vapor en este caso— con una temperatura comprendida entre los 70 °C y los 120 °C o para algún tipo de proceso industrial, donde las temperaturas de trabajo de dicho fluido caloportador deben estar entre los 120 °C y los 200 °C, no se podrían producir estos servicios si el vapor se expandiese hasta los 40 °C.

La solución a este problema es el sangrado en algún punto intermedio de la turbina o la expansión del vapor hasta una presión —y una temperatura— mayor, de forma que el vapor tenga la temperatura suficiente para la producción de calor. Por el contrario, se reducirá la producción eléctrica aunque el resultado global sea que el combustible utilizado se haya aprovechado mejor.

Sin embargo, esta reducción de producción eléctrica a favor de la de calor puede ser crítica en ciertos momentos en los que la demanda del calor no sea alta, tal y como ocurre en el caso de la red centralizada de calefacción urbana, teniendo pues poco valor de mercado uno de los bienes producidos. Al contrario pasa si el calor se aprovecha para algún proceso industrial, el cual suele ser más constante en el tiempo.

También es posible el uso de las tecnologías de turbinas de gas y sus múltiples configuraciones, motores diésel, ciclo de Cheng, etcétera.

En cualquier caso, la cogeneración provoca que el combustible utilizado se aproveche mejor que en las plantas de generación independiente. Por ello, aunque la cantidad de emisiones contaminantes sea la misma en ambos casos, resulta más conveniente emitirlos en el caso de la cogeneración ya que ha producido más energía útil para las mismas emisiones.

2.3.2 Ciclos combinados

Una planta de producción de potencia de ciclo combinado utiliza los dos ciclos más utilizados para la producción eléctrica: el ciclo de Rankine y el ciclo Brayton. O lo que es lo mismo, una instalación de turbina de gas —de alta temperatura y presión— combinada mediante una caldera de recuperación a otra de turbina de vapor —de media/baja temperatura y presión—.

En general, el uso de este tipo de configuraciones sirve para aumentar notablemente el rendimiento térmico de la instalación, aprovechándose mucho mejor el combustible utilizado. Por ello, esta configuración podría servir para bajar las emisiones contaminantes para la misma potencia eléctrica generada, aunque en la mayoría de casos se opte por el aumento de generación de potencia o, en contados casos, para conseguir tanto una bajada de emisiones como una subida de potencia.

Un esquema general de un ciclo combinado simple es el siguiente:

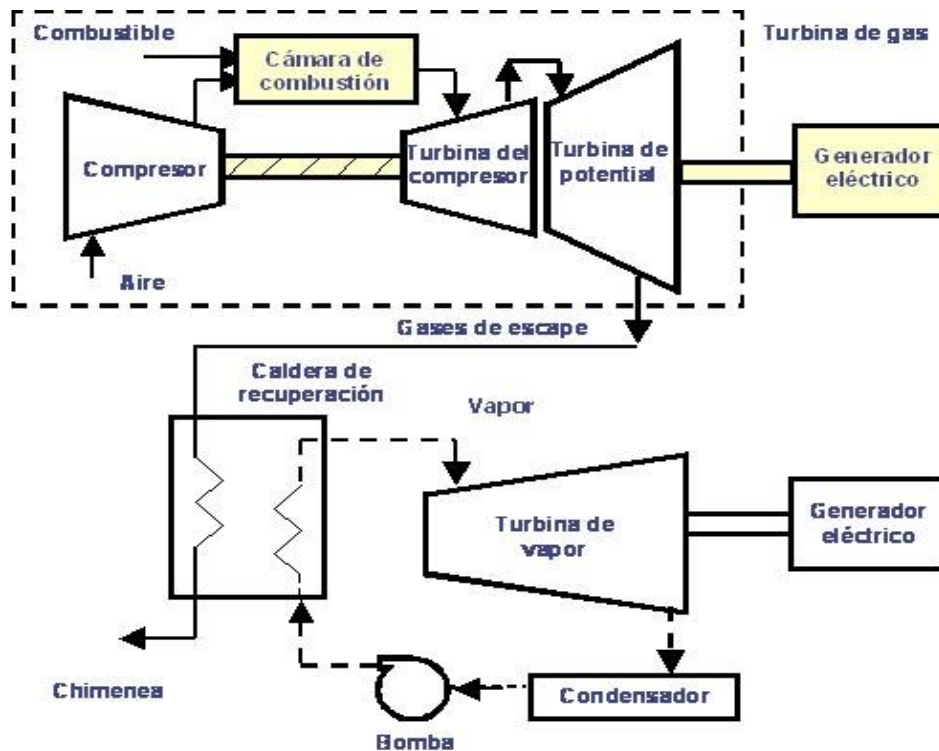


Figura 2-15. Esquema de un de ciclo combinado simple

La operación de este tipo de plantas comienza con el funcionamiento básico de una turbina de gas: compresión de aire que se introduce en una cámara de combustión junto con un combustible para formar unos gases a alta temperatura y presión para, a continuación, expandirlos en una turbina de gas —la cual mueve al compresor y produce electricidad en un generador eléctrico—. La novedad en esta instalación está en el aprovechamiento de los gases de escape de la turbina de gas —los cuales siguen estando a alta temperatura, del orden de los 500°C— al introducirse en una caldera que genera vapor a media/baja temperatura y presión. Dicho vapor será, posteriormente, expandido en una turbina de vapor que accionará otro alternador —o el mismo que el de la turbina de gas—. El flujo de salida de dicha turbina es a continuación condensado y bombeado de vuelta a la caldera de generación de vapor.

La justificación termodinámica de los ciclos combinados se ve reflejada en que, al combinar ambas instalaciones, el proceso global de conversión de energía térmica en mecánica se realiza con una temperatura de aporte de calor alta y una temperatura de cesión de calor baja. Si el rendimiento de la planta puede aproximarse a la expresión del rendimiento del ciclo de Carnot corregido con las temperaturas de aporte y cesión medias, se tiene:

$$\eta = 1 - \frac{\bar{T}_{cesión}}{\bar{T}_{aporte}}$$

Si la temperatura de cesión de calor baja y la de aporte sube, el rendimiento aumenta bastante.

2.3.3 Gasificación de combustible y Gasificación Integrada en Ciclos Combinadas (IGCC)

La gasificación de combustibles consiste en convertir un combustible sólido o líquido en un gas combustible o en otros químicos para determinadas aplicaciones, a través de la oxidación parcial y, posteriormente, del

limpiado del mismo, con el fin de eliminar partículas, azufre o sus compuestos, mercurio y otros elementos. El gas resultante de todos estos procesos tiene como sustancias más abundantes el monóxido de carbono (CO), el hidrógeno molecular (H₂) y, en menor proporción, CH₄.

El principal interés de la gasificación es que genera un gas que puede servir como combustible limpio en otras aplicaciones, en lugar de utilizar como tal al combustible primario —que suele ser carbón—. Sin embargo, el uso concreto de la gasificación para este propósito está aún en fase de desarrollo, ya que este proceso ha sido usado anteriormente para la producción de otros químicos cuya aplicación no era la de combustión.

Conjuntamente al concepto de gasificación se encuentra la Gasificación Integrada en Ciclos Combinados (IGCC) —uso de la gasificación como combustible de una planta de ciclo combinado—, la cual, aun siendo técnicamente posible, económicamente no puede competir hoy en día con las plantas convencionales de combustión de carbón, por poner un ejemplo. Sin embargo, debido a las continuas restricciones medioambientales que se van proponiendo en estas instalaciones, resulta cada vez más atractivo desde el punto de vista económico el desarrollo de la gasificación como alternativa más limpia ya que, como también puede generar H₂, tiene también otra aplicación con bastante futuro: las pilas de combustible.

A continuación se muestra un esquema de una posible planta de IGCC:

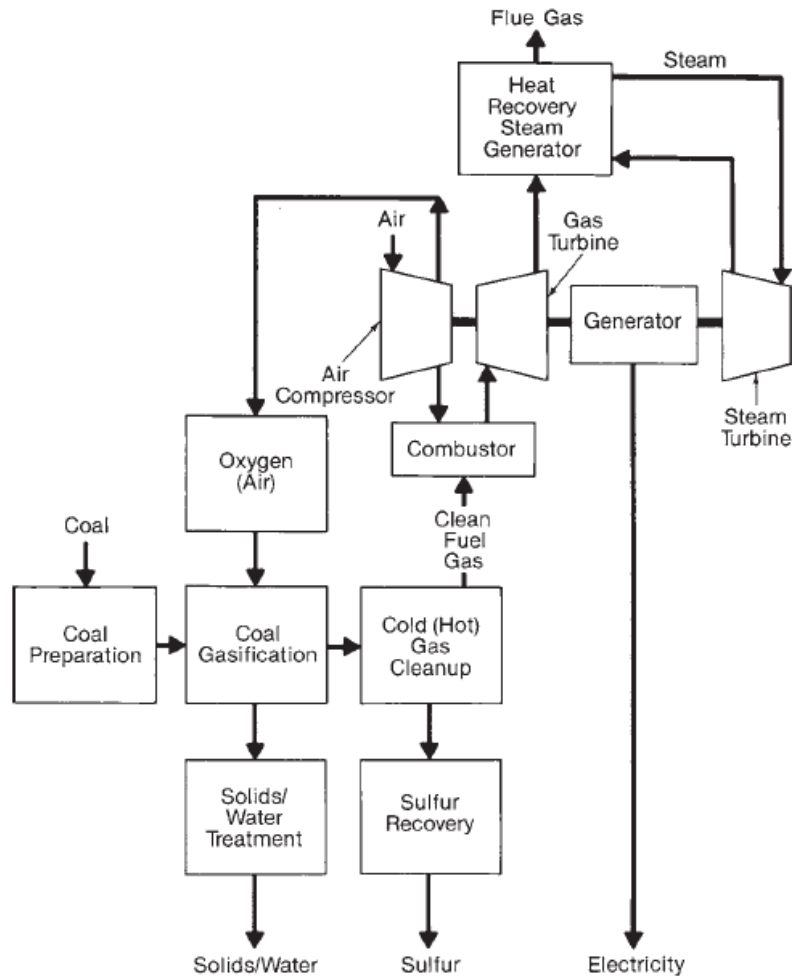


Figura 2-16. Esquema de la instalación de gasificación integrada en ciclo combinado

El esquema consta de 3 bloques: el primero de ellos tiene como objeto la gasificación del combustible elegido, el segundo la limpieza del mismo y el tercero el de la producción eléctrica mediante el ciclo combinado.

En el caso de producir combustibles, se debe tender siempre a que el gas resultante se produzca con el objetivo de que tenga la energía química —poder calorífico— tan alta como el del combustible original. Para ello, lo lógico sería pensar que una mayor reducción de O₂ disponible —menor combustión generada— conllevaría a un gas producto con mayor poder calorífico. Sin embargo, no se puede alcanzar dicha energía química tan cercana a la materia prima como se quiera de esta forma, debido a que si los niveles de oxígeno son muy bajos,

la cantidad de carbono del combustible que no reacciona aumenta significativamente —debido al escaso calor generado—, haciendo de la gasificación un proceso muy ineficiente. Es por ello que existe un nivel óptimo de inyección de oxígeno disponible que encuentra un equilibrio entre la cantidad de carbono que reacciona y la generación de los productos comentados.

A continuación se pasa a describir los procesos más importantes que ocurren dentro de la instalación de gasificación. Se muestra, además, un esquema del proceso global de gasificación en el caso de partículas de carbón:

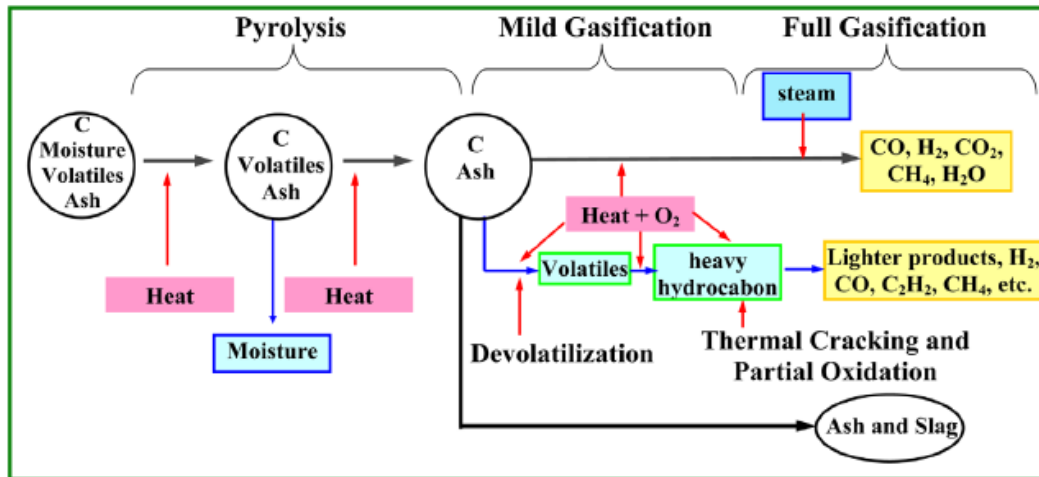
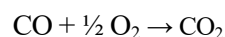
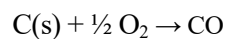
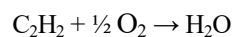
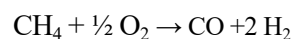


Figura 2-17. Esquema de las diferentes etapas del proceso de gasificación para partículas de carbón

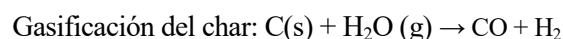
Se observa que la gasificación consta de 3 etapas. La primera de ellas es la pirólisis, la cual consiste en la exposición del combustible a una atmósfera a alta temperatura y con defecto de O_2 , de forma que se evapore la humedad contenida en el mismo —deshumidificación— y se empiecen a liberar las sustancias volátiles —volatilización—. En el arranque, dicho ambiente se genera con la combustión de otros combustibles pero, durante la operación, dicho ambiente se mantiene con la oxidación parcial del combustible que se quiere gasificar —dejando así de quemar el combustible alternativo de puesta en marcha—, que se manifiesta fundamentalmente mediante las reacciones:



La segunda etapa empieza con el cracking térmico —cracking producido mediante la aplicación de calor— de las sustancias volátiles de cadenas más largas — C_3H_8 , C_6H_5OH , C_6H_6 , etcétera— en otros con cadenas más cortas— H_2 , CO , C_2H_2 , CH_4 , N_2 , HCl , H_2S o COS —. Este paso es necesario ya que así se evita la posible generación de alquitrán que proviene de los hidrocarburos de cadenas largas, el cual puede poner en serio peligro a los equipos aguas abajo. Luego, los volátiles de cadena más corta — CH_4 y C_2H_2 — son parcialmente oxidados para seguir manteniendo el calor necesario tanto de la etapa uno de pirólisis como de la propia etapa de cracking, además de para obtener los dos productos deseados: H_2 y CO . Esto se consigue fundamentalmente mediante las reacciones:

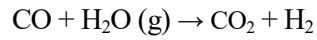


Por último, como al combustible sólido solo le quedan las cenizas y los char en la última etapa, el proceso continúa dando lugar a dos reacciones químicas endotérmicas en las que intervienen los char:



Siendo la primera reacción la que elimina el CO_2 generado hasta el momento a la vez que produce CO , mientras que la segunda produce H_2 y, también, CO . A menudo, cuando no hay suficiente vapor de agua para que se dé esta segunda reacción, se inyecta dicha sustancia desde el exterior.

Posteriormente al proceso de gasificación, se podría plantear la reacción de intercambio agua-gas —WGS, de sus siglas en inglés Water-Gas Shift—, la cual se produce a temperaturas por debajo de los 700°C. La reacción de intercambio agua-gas convierte el CO en CO₂ y H₂ al reaccionar con el vapor de agua. Su fórmula química es la siguiente:



Esta reacción permite controlar las emisiones de CO₂ mediante técnicas de pre-combustión, las cuales resultan ser bastante más simples y baratas que las de post-combustión. Esto se consigue porque en el gas final de síntesis —una vez limpiado de los contaminantes descritos— resulta bastante sencillo separar el CO₂ del H₂ y CO. Por ello se recurre a esta reacción para convertir aún más CO en CO₂, de forma que se pueda retirar —y posteriormente atrapar— más cantidad de CO₂, reduciéndose así su emisión a la atmósfera.

3 MEJORES TÉCNICAS DISPONIBLES DE CONTROL DE EMISIONES

En el siguiente capítulo, se van a analizar los distintos equipos y/o técnicas más usadas para el control de las emisiones de las plantas de potencia, especialmente de los contaminantes gaseosos. A continuación se muestra una disposición típica de equipos de control de contaminantes gaseosos, aunque son posibles otras configuraciones.

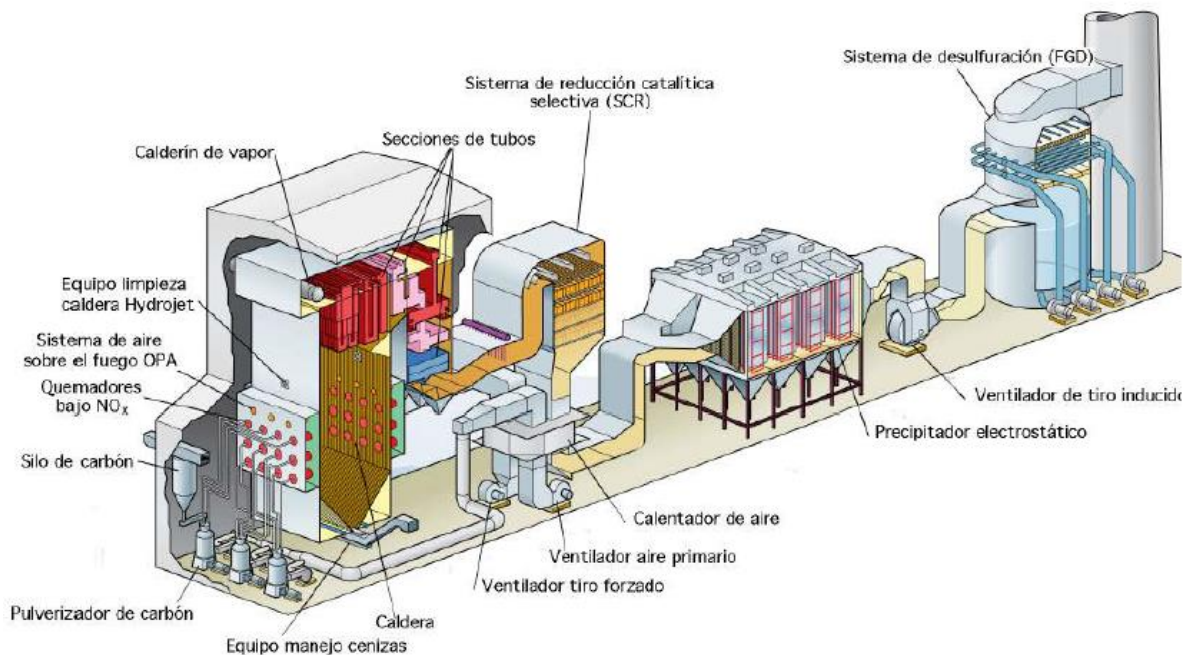


Figura 3-1. Esquema del flujo de gases en planta de carbón con los distintos equipos de control de emisiones

Previamente a entrar en detalle de las técnicas aplicadas sobre cada contaminante, se describe una primera medida que siempre debe ser estudiada, ya que consigue reducir uno o varios contaminantes a la vez sin realizar demasiadas modificaciones en la planta: el cambio de combustible.

Básicamente, esta técnica consiste, tal y como indica su nombre, en el cambio de combustible utilizado en la planta por otro con menos potencialidad contaminante. Por ejemplo, en el caso de las emisiones de SO_x, una de las opciones sería intentar estudiar si existe otro combustible al actual con menos cantidad de azufre en su composición pero que tenga los demás parámetros —poder calorífico inferior, humedad, etcétera— aproximadamente iguales. Aunque también podría funcionar la elección de un combustible que, aunque tenga la misma cantidad de azufre, posea un mayor potencial de desulfuración natural, lo cual ocurre en combustibles con gran porcentaje de caliza en sus cenizas. Al quemarse este combustible, las propias cenizas tenderán más a capturar los SO_x producidos. Esta segunda opción es capaz de reducir las emisiones de SO_x hasta el 90%, siendo ejemplos de este tipo de combustible el lignito y la turba.

Esta técnica está sujeta a la situación técnica, económica e incluso política en la que se encuentre la planta de producción, ya que pueden existir problemas de suministro del nuevo combustible, falta de fondos para el abastecimiento del mismo, etcétera. Un caso que pueda conllevar estos problemas es el del gas natural, cuyo suministro suele ser problemático o directamente inexistentes en ciertas regiones.

3.1 Óxidos de Nitrógeno (NO_x) y Óxido Nitroso (N₂O)

Las técnicas de control de NO_x se suelen dividir en dos grupos. Por un lado están las conocidas como técnicas primarias, las cuales conforman aquellas medidas que previenen o reducen la formación de los NO_x dentro del

hogar. Por otro, las técnicas secundarias son aquellas técnicas de final de línea, esto es, equipos o procesos que se implantan una vez formados los NOx para impedir o reducir su emisión al ambiente.

3.1.1 Técnicas primarias

Comenzando con las técnicas primarias, es importante resaltar que las modificaciones que hacen para cumplir con sus objetivos se realizan sobre las variables de operación o sobre el diseño de los sistemas de combustión. Por ello, hay que cuidar que estas modificaciones no afecten demasiado a los parámetros importantes de una instalación de producción de potencia —como por ejemplo el rendimiento o la seguridad— o que aumenten las emisiones de otros contaminantes. Por ello, siempre y cuando se quiera modificar la combustión ya diseñada, se deben tener en cuenta los siguientes criterios, de forma que el impacto negativo de dichas modificaciones sobre la instalación sea mínimo:

- Seguridad operacional.
- Fiabilidad operacional.
- Capacidad de usar distintos combustibles.
- Mínimo impacto en los parámetros de operación —tales como rendimiento, caudal de vapor generado, etcétera— y en los equipos de limpieza de los gases de escape y otros equipos.
- Asegurar combustión completa.
- Minimizar lo máximo posible la formación de otros contaminantes.
- Bajos costes de mantenimiento.

A continuación se muestra un esquema resumen con las técnicas primarias más importantes:

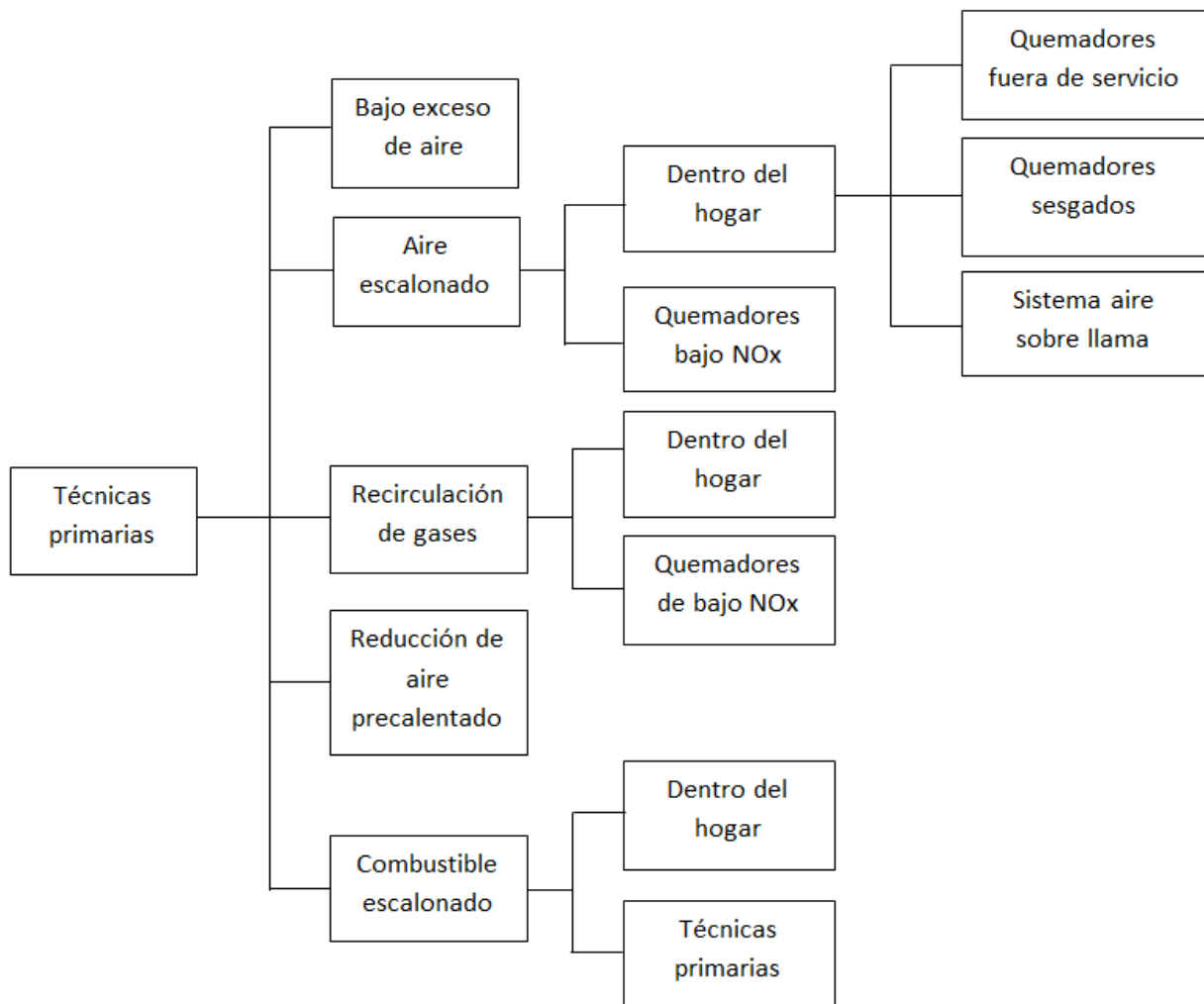


Figura 3-2. Esquema de las principales técnicas primarias de control de NOx

Disminución del exceso de aire

El uso de un menor exceso de aire para la combustión provoca que los NO_x originados del nitrógeno del combustible disminuyan considerablemente, no reduciéndose de forma tan pronunciada el NO_x térmico. El motivo por el cual utilizar un menor exceso de aire reduce estas emisiones es porque limita el oxígeno disponible en la zona de combustión, que es la zona donde se da lugar al NO_x del combustible, restringiendo así su formación. Por la misma razón, también disminuyen las emisiones de SO₃.

Esta técnica tiene como principal ventaja su sencillez y bajo coste, además de no requerir un consumo de energía adicional para su puesta en marcha. Sin embargo, su implantación puede conllevar que la combustión sea más incompleta, disminuyendo así la potencia generada, aumentando el carbono inquemado en las cenizas y las emisiones de monóxido de carbono en los gases.

Recirculación gases de escape (FGR)

Como su propio nombre indica, esta técnica consiste en la recirculación de parte de los gases de escape, una vez hayan pasado por el precalentador de aire —siendo su temperatura del orden de los 150 °C— y por el equipo de separación de partículas correspondiente para, seguidamente, volver a mezclarse con el aire de combustión ya precalentado. A continuación se ilustra una representación del FGR:

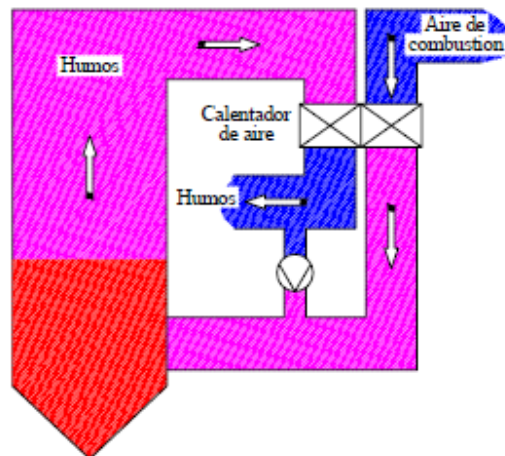


Figura 3-3. Esquema de la técnica de recirculación de gases de escape

Esta práctica provoca que la formación de NO_x del combustible se dificulte ligeramente al haber más menor concentración de oxígeno en la mezcla resultante en la zona de combustión pero, sobre todo, lo que conlleva la recirculación es a la reducción de la temperatura de combustión por efecto del aumento del calor específico de la mezcla de gases. Por ello, se reducen las emisiones tanto de NO_x del combustible como de NO_x térmico, especialmente de este último.

Como inconvenientes al uso de esta técnica, se sabe que es necesaria la instalación de un ventilador adicional —con su consumo energético correspondiente— para la correcta recirculación de parte de los gases de escape. Al mismo tiempo, los quemadores necesitan de un especial diseño para poder tratar esta mezcla de gases y aire y, por último, se conoce que esta técnica está limitada en el sentido de que no es recomendable recircular más del aproximadamente 30% de los gases de escape, ya que si se recirculan una excesiva cantidad de gases pueden aparecer problemas asociados a la corrosión de los materiales si se usan combustibles con niveles moderados de azufre, habrá un mayor consumo del ventilador adicional y se empeorará la inestabilidad de la llama.

- Necesaria instalación de un ventilador adicional que recircule dichos gases.
- Diseño especial de los quemadores.
- Posibles problemas de corrosión al utilizar combustibles con moderados niveles de azufre.

Aire escalonado

El escalonamiento de aire —en inglés, air staging— es un método de control de NO_x que divide la combustión

en dos zonas: una primaria y otra secundaria. En la zona primaria, se inyecta del orden del 70% al 90% del total de aire primario del hogar, de forma que se producen unas condiciones por debajo de la estequiométrica. En la segunda, se inyecta el aire restante, formando así una zona rica en oxígeno que hace completar la combustión.

El hecho de tener una mezcla por debajo de la estequiométrica en la zona primaria consigue reducir la formación de NOx del combustible por déficit de oxígeno disponible, además de disminuir también las emisiones de NOx térmico al tener temperaturas de combustión menores. A diferencia de la técnica de reducción del exceso de aire, con esta práctica se evita que aparezcan inquemados que empeoren las condiciones de operación de la planta ya que la combustión se completa, como ya se ha comentado, en la zona secundaria.

Ahora bien, existen 3 formas de llevar a la práctica este concepto:

Biasing Burner firing (BBF). Consiste en distribuir de forma diferente la proporción aire-combustible en los distintos niveles de quemadores, teniendo los que están a alturas superiores mezclas ricas en aire y los inferiores mezclas ricas en combustible. En los quemadores inferiores, la relación estará por debajo de la estequiométrica, por lo que la combustión será incompleta y no se alcancen grandes temperaturas. Luego, se completará la combustión en zonas superiores donde había mayor concentración de oxígeno.

Burners Out Of Service (BOOS). Su funcionamiento es parecido al biasing burner firing ya que los quemadores de los niveles inferiores inyectan mezclas ricas en combustibles. La diferencia está en los superiores, los cuales solo inyectan aire, lo que consigue completar la combustión incompleta fruto de los quemadores inferiores. El problema que conlleva este tipo de implementación del aire escalonado es que se suele usar en instalaciones ya existentes, lo cual provoca que se tenga que obtener la misma potencia térmica con un menor número de quemadores. Por ello, esta solo se aplica en calderas que quemen combustibles líquidos o gaseosos.

Overfire Air (OFA). Aquí, el escalonamiento se realiza instalando unas boquillas de inyección de aire situadas por encima de las filas de quemadores. De esta manera, del orden del 15% al 30% del aire primario es redirigido a estas boquillas, actuando así los quemadores con mezclas pobres en oxígeno. Una representación de este sistema es el de la siguiente figura:

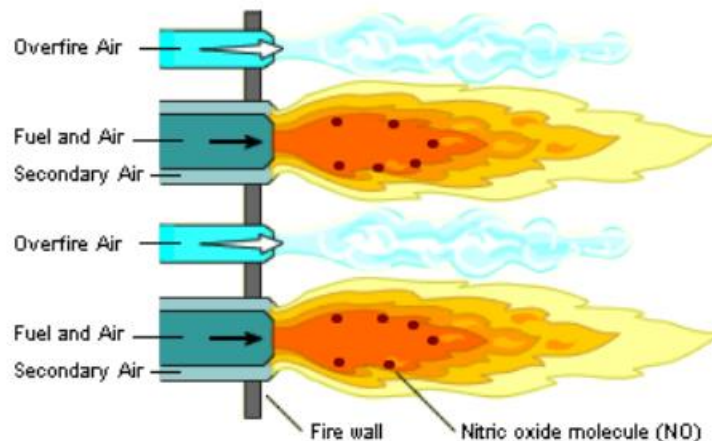


Figura 3-4. Sistema de escalonamiento de aire Overfire Air

Combustible escalonado

La técnica de combustible escalonado —en inglés, fuel reburning— consiste en la creación de diferentes zonas de combustión dentro del hogar a través de la inyección de una mezcla de aire y combustible variable en función de la zona donde se introduzca. La causa principal de reducción de NOx es su descomposición en la zona conocida como reburning. A continuación se detalla un esquema de las 3 zonas de combustión que se generan dentro del hogar:

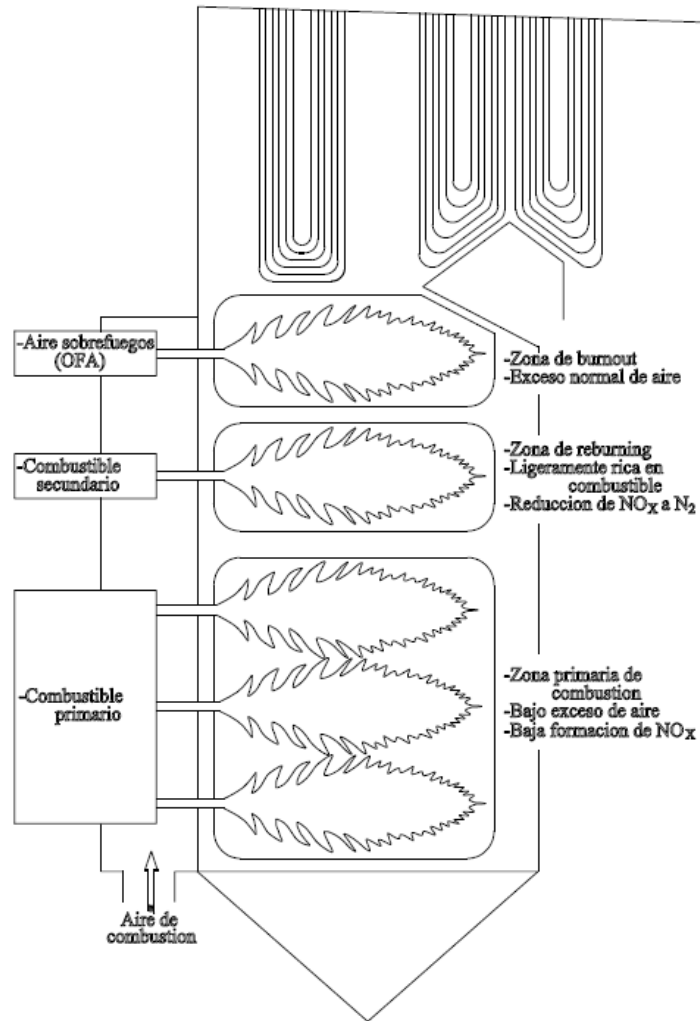


Figura 3-5. Zonas de combustión generadas tras aplicar técnicas de escalonamiento de combustión

En la zona primaria, del orden del 85% al 90% del combustible es quemado con una mezcla ligeramente rica en combustible u oxidante, pero en cualquier caso con poco exceso de aire. Además, esta zona está diseñada de tal forma que se impida que el exceso de oxígeno vaya a la segunda zona, por lo que se evita la formación de más NO_x.

En la secundaria, zona conocida como reburning, se inyecta una mezcla ligeramente rica en combustible secundario, como por ejemplo carbón pulverizado, fueloil, madera, turba o gas natural, de forma que se originen radicales de hidrocarburos que, al reaccionar con los NO_x formados anteriormente, los reduce a nitrógeno, aunque también se forman otros compuestos nitrogenados indeseados como el amoníaco. El mejor combustible secundario es el gas natural, al tener los otros combustibles mayor tendencia a la formación de más NO_x —aparte de su ausencia de emisiones de CO₂ y relativamente bajas de CO₂—.

Ya en la tercera zona, simplemente se inyecta el aire restante para completar la combustión del combustible primario.

Las variables que influyen en la eficacia de esta técnica son las siguientes:

Temperatura. A mayor temperatura en la zona de reburning, mayor reducción de NO_x formados. En la siguiente figura se muestra dicha influencia:

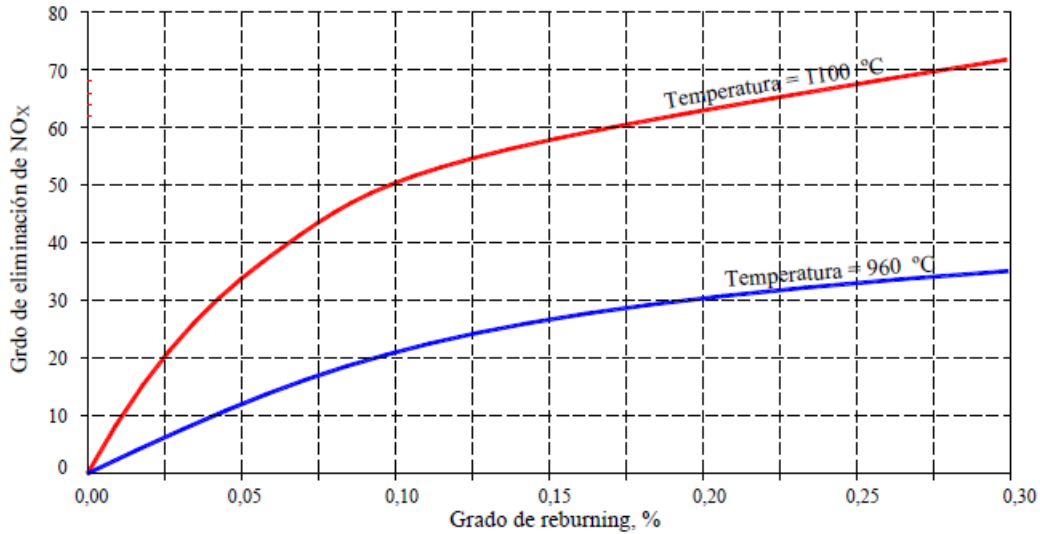


Figura 3-6. Influencia de la temperatura en la eficacia de la técnica de combustible escalonado

Tiempo de residencia. Al igual que con la temperatura, mayores tiempos de residencia aumentan la reducción de NO_x.

Grado de mezcla. Entre los gases de combustión primaria y combustible secundario

Reducción del precalentamiento de aire

El precalentamiento de aire es un proceso muy utilizado en todo tipo de hogares que permite temperaturas adiabáticas y de combustión más altas. La técnica de reducción del precalentamiento lo que produce es lo contrario, bajar las temperaturas dentro del hogar de forma que la formación de NO_x vía térmica se vea aminorada. Por este motivo, esta práctica no es aplicable en calderas que necesiten altas temperaturas en su interior, tal y como ocurre en el caso de las calderas de fondo húmedo de combustible pulverizado.

Un inconveniente del uso de este método es que las pérdidas térmicas asociadas al escape de los gases de combustión son mayores, ya que la parte de la energía que se aprovecha para el precalentamiento ahora ya no se utiliza y es expulsada al ambiente, a no ser que se le dé un uso alternativo a dicho excedente energético.

Quemadores de bajo NO_x

En los quemadores convencionales, la inyección de la mezcla de aire y combustible produce una llama constituida por dos zonas: una primaria y otra secundaria. La primaria se sitúa en la raíz de la llama y se alcanzan temperaturas muy altas, mientras que la secundaria se ubica en la parte final de la llama y tiene temperaturas menores que en la primaria. Como se puede suponer, es en la primaria donde la formación de los NO_x térmicos se hace más pronunciada, mientras que en la secundaria se genera menor cantidad de los mismos al haber menos temperatura.

Por su parte, los quemadores de bajo NO_x lo que consiguen es disminuir la cantidad de oxígeno en la zona primaria de llama, de forma que se reduzcan las temperaturas pico y se limite la disponibilidad del mismo. Por consiguiente, estos tipos de quemadores consiguen reducir tanto el NO_x térmico como el NO_x del combustible sin perjudicar demasiado la eficiencia de la combustión. Dicha limitación de O₂ se consigue gracias a que estos tipos de quemadores están diseñados para que suministren todo el aire de combustión, pero logrando que solo una parte del total se mezcle con el combustible tras la inyección, incorporándose el aire restante aguas debajo de la llama para completar la combustión.

Asimismo, una de las ventajas de este tipo de quemadores es que puede combinarse con otra de las técnicas comentadas en apartados anteriores, tales como el escalonamiento de aire, la recirculación de gases escape o el escalonamiento de combustible.

Quemadores de bajo NO_x con escalonamiento de aire. La aplicación del escalonamiento de aire con este

tipo de quemadores fundamentalmente lo que provoca es la aparición de tres zonas dentro de la llama —en lugar de dos en el caso de utilizar solo quemadores de bajo NO_x— y un alargamiento de la misma, siendo esto último el causante de que las temperaturas máximas que se alcanzan en la llama sean menores de lo que cabría esperar, aumentando así la disminución de NO_x térmico de forma general.

En cuanto a la nueva distribución de la llama en tres zonas, se muestra a continuación un esquema de la misma para facilitar su comprensión:

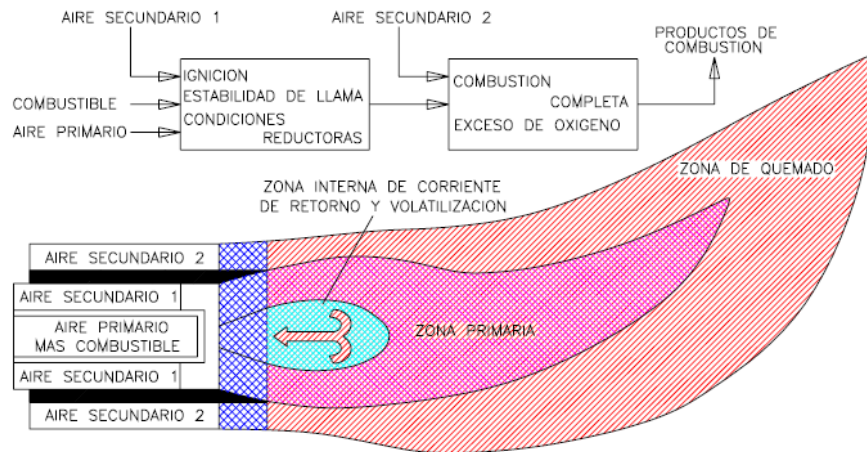


Figura 3-7. Quemador de bajo NO_x con escalonamiento de aire

Los flujos de aire y combustible comienzan con la inyección del aire primario mezclado con todo el combustible, formando una zona interna —la azul— muy rica en combustible, desarrollándose así una combustión con menor temperatura de lo normal, con limitación de O₂ y con un notable desprendimiento de volátiles. Posteriormente, se introduce el aire secundario 1 para formar —junto con la mezcla anterior— la zona primaria, que presenta también unas condiciones reductoras ya que no todo este aire secundario 1 se introduce directamente, sino que se va incorporando de forma sucesiva a dicha zona primaria. Hasta aquí tenemos un flujo con alta concentración de CO pero con limitada tendencia a la formación de NO_x por la baja cantidad de O₂. Finalmente, el aire secundario 2 restante se incorpora en la zona posterior de la zona primaria —conocida como zona de quemado—, siendo esta parte ahora rica en oxígeno de forma que se complete la combustión.

De esta combinación existe el modelo DRB-XCL de la compañía Babcock & Wilcox, el cual se presenta a continuación:

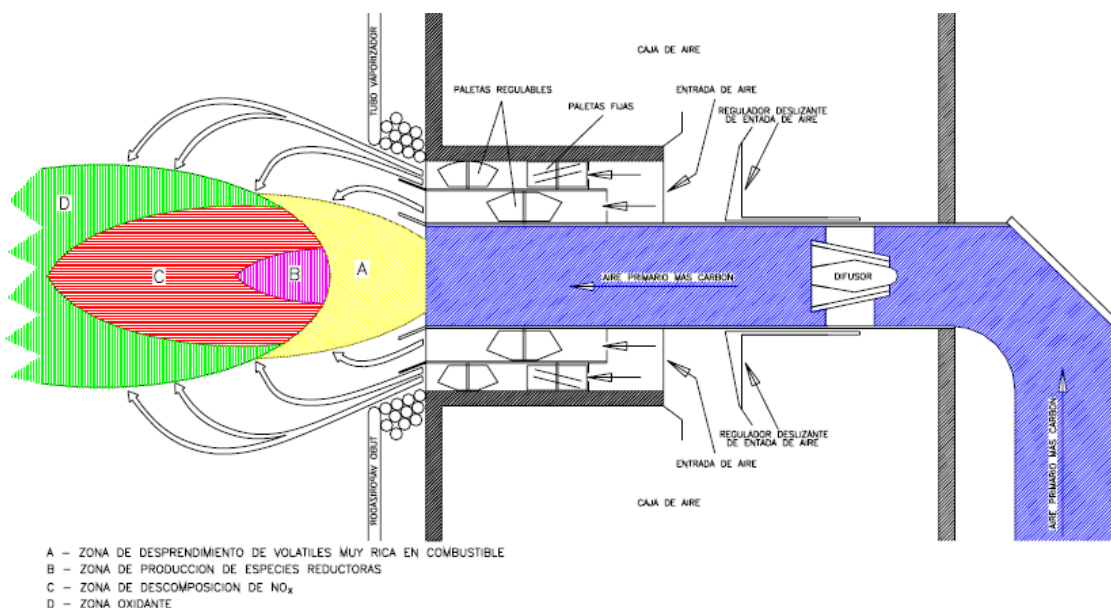


Figura 3-8. Quemador de bajo NO_x DRB-XCL de Babcock & Wilcox

Quemadores de bajo NOx con recirculación de gases. Esta combinación es interesante para combustibles sólidos y líquidos con alta tendencia de formación de NOx del combustible, ya que previene en mayor medida la formación por esta vía.

El efecto que provoca es bastante parecido al de escalonamiento de aire, con la diferencia de que los gases de combustión ahora se inyectan entre los inyectores de aire secundario 1 y 2 al estar estos más separados entre sí. De esta forma se separan las zonas primaria y secundaria en el comienzo de la llama con el fin de desplazar el oxígeno secundario a una zona más avanzada de la misma, limitándose aún más el oxígeno disponible en la zona primaria —o lo que es lo mismo, reduciendo los NOx del combustible—. Además, también se inyectan gases de combustión alrededor de la zona secundaria para suavizar las temperaturas en dicha zona, por lo que también se reducen parte de los NOx térmicos.

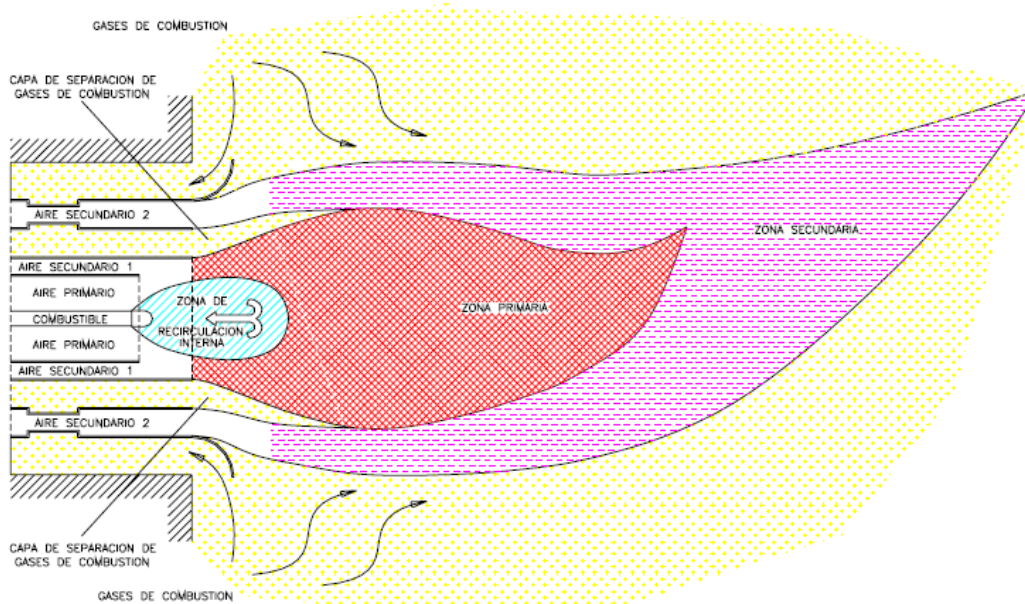


Figura 3-9. Quemador de bajo NOx con recirculación de gases de escape

Quemadores de bajo NOx con escalonamiento de combustible. Se utiliza sobre todo para combustibles gaseosos. En este sistema, la reducción añadida de NOx se produce al reducir los NOx formados en una zona primaria a través de la inyección de parte del combustible en una zona secundaria mediante los mecanismos explicados en el escalonamiento de combustible. De nuevo aquí se genera una zona de quemado que completa la combustión al inyectarse aire secundario.

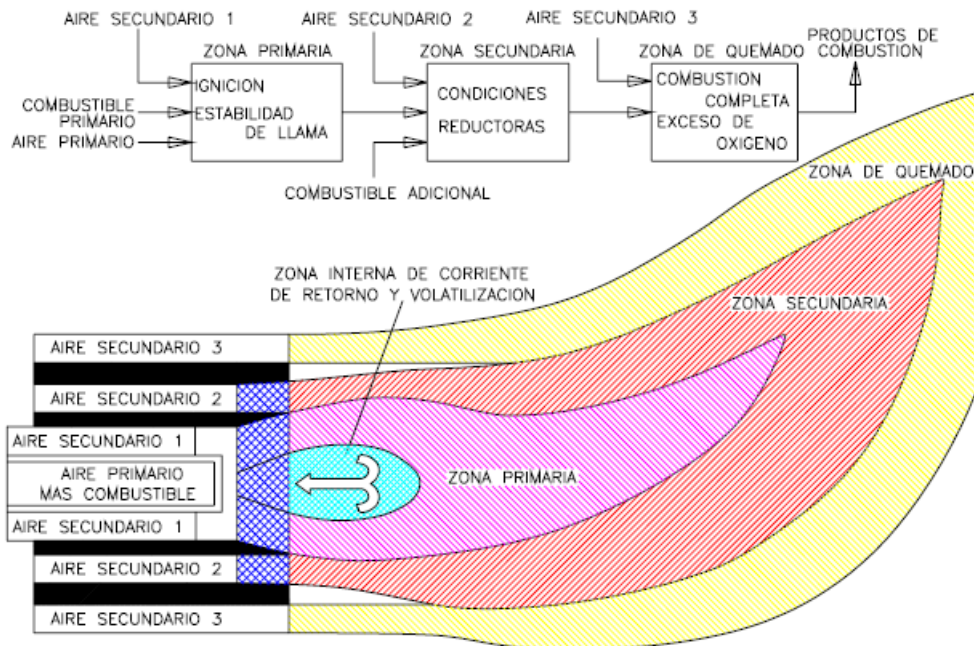


Figura 3-10. Quemador de bajo NO_x con escalonamiento de combustible

Para terminar este apartado de quemadores de bajo NO_x se expone el excelente quemador de bajo NO_x modelo DRB-4Z de la compañía Babcock & Wilcox que produce reducciones de NO_x aún mayores gracias a la formación de una zona de transición —zona D en la figura 3-11— que separa las zonas primaria y secundaria, de forma que se mejore la estabilidad de la llama y la mezcla:

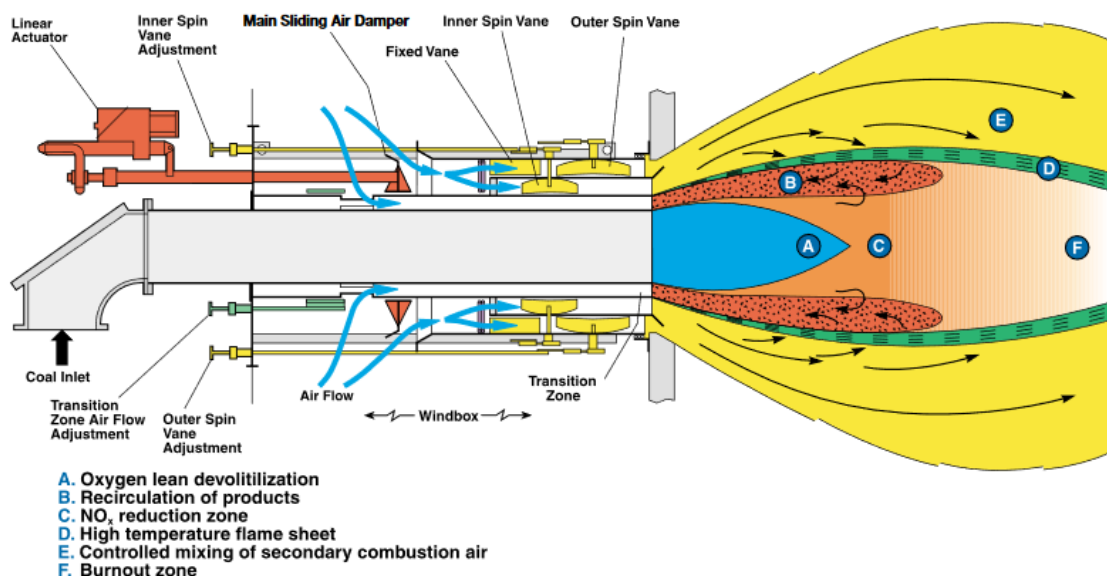


Figura 3-11. Quemador de bajo NO_x modelo DRB-4Z de Babcock & Wilcox

Inyección de agua o vapor

Este proceso puede realizarse mediante una mezcla de combustible y agua/vapor o directamente inyectando agua/vapor. Este método consigue que el flujo adicional inyectado absorba calor de la combustión, lo que resulta en una disminución de la temperatura de combustión y, consecuentemente, una reducción de las emisiones de NO_x térmico.

Resulta más efectivo el uso del agua frente al vapor, dado que absorbe un calor adicional: el calor latente. Aun así, el uso del agua queda prácticamente restringido a aplicaciones que no dispongan de vapor para inyectar, mientras que el vapor suele ser utilizado en ciclos combinados —siendo el vapor extraído de la caldera de

recuperación de calor—.

En la siguiente gráfica se observa la mayor eficacia del agua frente al vapor, al conseguir reducciones de NO_x mayores:

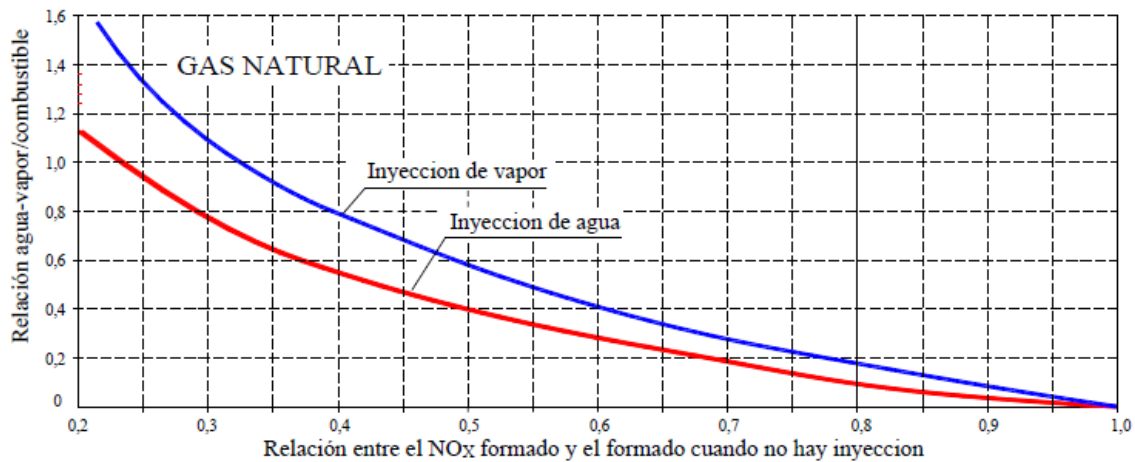


Figura 3-12. Reducción de emisiones de NO_x con inyección de agua o vapor

En el caso de las turbinas de gas, el vapor inyectado ha de estar a presión y ser de alta pureza, por lo que se necesitaría un equipo adicional de tratamiento de aguas, generando además los residuos pertinentes de dicho proceso. Aun así, la inyección de agua o vapor perjudica a parámetros del conjunto de la turbina de gas, como por ejemplo en su rendimiento, en la estabilidad de la llama, etcétera. Aparte de la reducción de la vida útil del conjunto al producirse fatiga térmica en los materiales. Por otro lado, un aspecto positivo de la inyección de agua es que aumenta la potencia eléctrica producida, al tener el flujo de gases más caudal másico.

Para dar órdenes de magnitud, si no se requiere un exhaustivo control de CO, se consiguen reducciones de las emisiones de NO_x del orden del 60% al 80% con la inyección de agua/vapor. Si no es el caso y las emisiones de CO han de ser controladas, la reducción de NO_x pasa a ser del orden del 40% al 60%. Estos efectos contrapuestos se deben a que cuanto más agua/vapor se inyecte —más NO_x se reduzcan—, menor va a ser la temperatura de la llama, resultando en una combustión más incompleta y aumentando las emisiones de CO.

3.1.2 Técnicas secundarias

Estas técnicas consisten en equipos de tratamientos de gases de reducción de NO_x una vez hayan sido formados. Pueden usarse sin ningún problema junto con las técnicas primarias y cumplen su función principalmente con la inyección de urea, amoníaco u otros agentes químicos que reaccionan con los NO_x y los descomponen en agua y nitrógeno molecular.

Reducción catalítica selectiva (SCR)

Se define como SCR aquel proceso que se basa en la reducción selectiva de los NO_x con urea o amoníaco en presencia de un catalizador, sobre la superficie del cual se llevan a cabo las reacciones pertinentes. La conversión del NO_x se lleva a cabo a unas temperaturas comprendidas entre los 300 °C y los 450 °C, rango que puede ser aún mayor —100 °C a 600 °C— dependiendo del catalizador usado. Como ventajas principales posee la no emisión de otros contaminantes secundarios fruto de la operación del SCR, el alto grado de reducción de NO_x —entre el 70% y más del 90%— y la posible aplicación con diferentes combustibles —carbón, fuel-oil, gas natural—.

Realmente, en la práctica se colocan varias capas de catalizadores para alcanzar niveles de reducción de NO_x mayores.

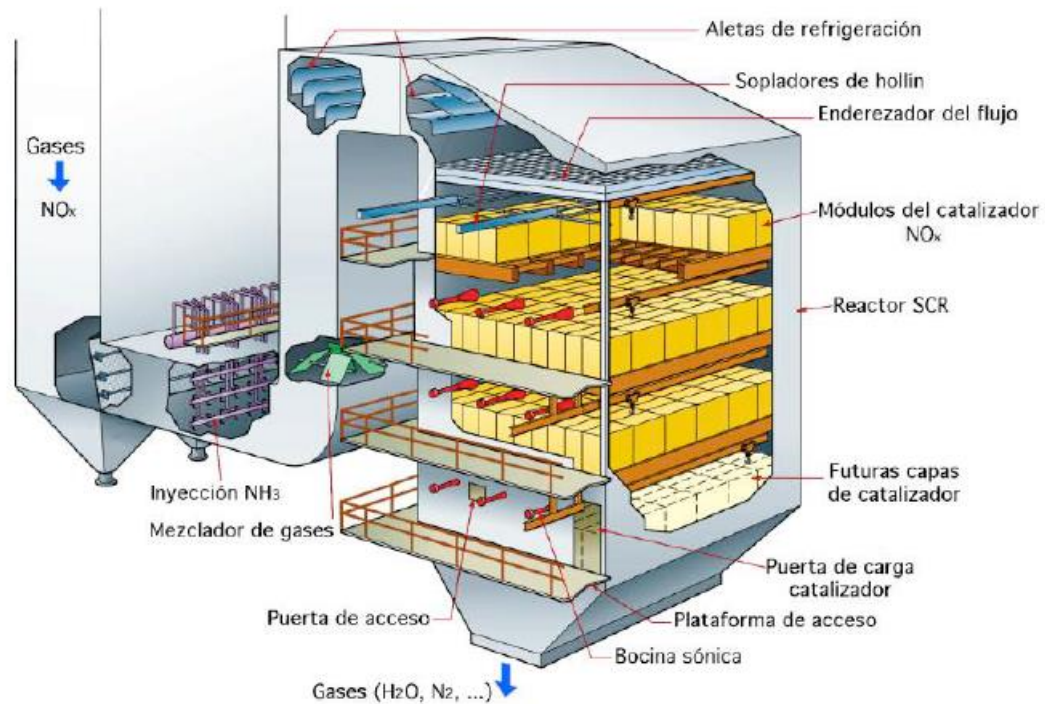
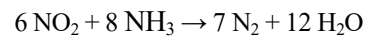
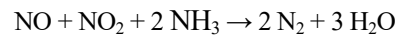
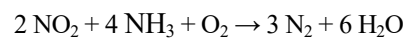
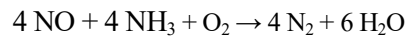
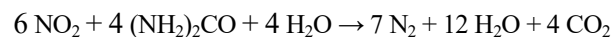
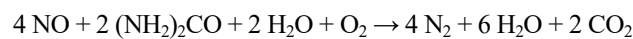


Figura 3-13. Instalación de SCR tras la caldera

Si se usa amoníaco como agente reductor, se dan las siguientes reacciones:



Mientras que si utiliza urea, se tiene:



Un esquema del proceso SCR se muestra a continuación:

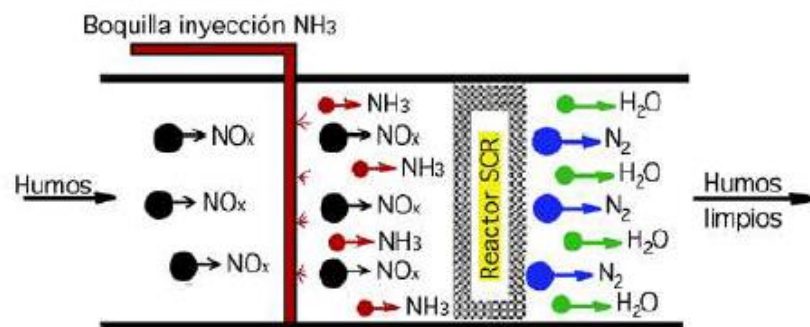


Figura 3-14. Esquema del proceso de reducción catalítica selectiva (SCR)

Normalmente, en los sistemas SCR, el uso de amoníaco como agente reductor es la opción más utilizada, debido al bajo coste del kilo de amoníaco y de su almacenaje. Este suele estar almacenado en una solución acuosa o en un estado licuado. Por el contrario, para pequeñas aplicaciones se suele usar la urea en forma de gránulos de cristales blancos, siendo disuelto en agua una vez se requiera su inyección en el sistema SCR.

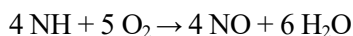
La configuración más común del amoníaco es en el estado licuado, a pesar de poseer unas propiedades que le

hacen más difícil de manipular y transportar comparado con la solución acuosa, que es relativamente inerte. Antes de ser inyectado a la corriente de gases, si el amoníaco se encuentra licuado primero hay que evaporarlo mediante agua caliente, vapor o eléctricamente. Luego, al inyectarse, debe mezclarse lo más homogéneamente posible en el flujo de gases de escape mediante una serie de mezcladores para conseguir altos grados de reducción de NOx.

El aumento de inyección de amoníaco y, por tanto, aumento del ratio NH₃/NOx suele conllevar a mayores reducciones de NOx. Sin embargo, también habrá más cantidad de NH₃ no reaccionado en la corriente de gases ya limpiada, lo cual podría traer problemas de corrosión al reaccionar el NH₃ con los SO₃ emitidos durante el enfriamiento del flujo. Uno de los factores que hacen crecer la producción de corrosivos es el tipo de catalizador usado.

En cuanto a la vida útil de los catalizadores, en plantas de carbón suelen rondar entre los 3-7 años, frente a los 8-12 años en el caso de las plantas de combustible líquido y gaseoso.

Los tipos de catalizadores usados son metálicos (TiO₂, V₂O₅, Pt, Fe, Cr, Mn, Co, Ni, Cu o Ba) sobre alúmina. Se ha comprobado que en los catalizadores sobre alúmina, un aumento de la temperatura del mismo hace aumentar la conversión de NOx, aunque no se puede aumentar la temperatura todo cuanto se quiera dado que llega un momento en que se produce la reacción que se muestra tras estas líneas:



Resultando en una conversión de NOx negativa, esto es, se van produciendo NOx en el sistema SCR.

Por su parte, tanto el material como la forma que poseen los catalizadores son clave en cuanto a su funcionamiento. Los distintos tipos de formas de catalizador se muestran a continuación.



Figura 3-15. Catalizador en panel (izquierda), placas (centro), corrugado (derecha)

Por su parte, los materiales usados en los catalizadores suelen ser los 4 siguientes:

Óxidos de metales pesados. Los más usados con las geometrías de panel y placas. Consta básicamente de un material activado de TiO₂ al que se le añaden otros componentes activos, como por ejemplo V, W, Mo, Cu o Cr. El rango de temperaturas típico con estos materiales abarca desde los 300 °C hasta los 450 °C.

Zeolitas. Son sólidos porosos y cristalinos de aluminio-silicatos, sin adición alguna de otro componente como en el caso de los óxidos de metales pesados. Su rango de temperaturas de trabajo va desde los 350 °C hasta los 600 °C, aunque tienen el problema añadido de que, a altas temperaturas, tienden a desactivarse.

Óxidos de hierro. Partículas de óxidos de hierro envueltas por una ligera capa cristalina de fosfato de hierro, situándose las temperaturas de operación entre los 380 °C y los 430 °C.

Carbono activado. Puede ser antracita, lignito o hulla pulverizados mezclados con elementos inertes en forma de pellets. Operan a temperaturas menores que los otros materiales al rondar desde los 100 °C hasta los 220 °C.

También es fundamental la configuración en la que se instalan los sistemas SCR, ya que una disposición u otra puede influir en los parámetros del sistema —como por ejemplo la temperatura del flujo de gases—. Existen tres configuraciones posibles:

Alto contenido en cenizas volantes. Es la distribución más utilizada por ser la de menor coste. Aquí, los gases es donde tienen la mayor temperatura posible, favoreciendo así la operación de los catalizadores. Sin embargo, como inconvenientes se tiene que el flujo de gases tiene una alta concentración de cenizas volantes —que pueden erosionar y/o obstruir los catalizadores—, así como de otros contaminantes que actúan como venenos del catalizador. En cualquier caso, ambos tipos de contaminantes lo que producen es una pérdida de eficiencia

de reducción de NO_x y de vida útil.

Bajo contenido en cenizas volantes. Al contrario que el anterior caso, los problemas de erosión y obstrucción se ven aminorados al tener el precipitador electrostático delante del SCR, ya que eliminan gran parte de las cenizas. Sin embargo, se requiere el uso de precipitadores calientes —de forma que la temperatura de los gases siga siendo buena para el SCR—, los cuales tienen un mayor coste asociado.

Final del circuito de humos. Es la alternativa que menos riesgo presenta de envenenamiento y desgaste del catalizador, al colocarse antes de la chimenea de humos. El mayor problema de esta configuración es la temperatura de los gases, la cual no es lo suficientemente alta como para que funcionen correctamente los sistemas SCR. Por ello, se necesitan quemadores adicionales —normalmente de gas natural— para aumentar su temperatura. Si no se instala dicho quemador, el material de catalizador utilizado debe ser el de carbón activado, al tener las temperaturas de operación más bajas.

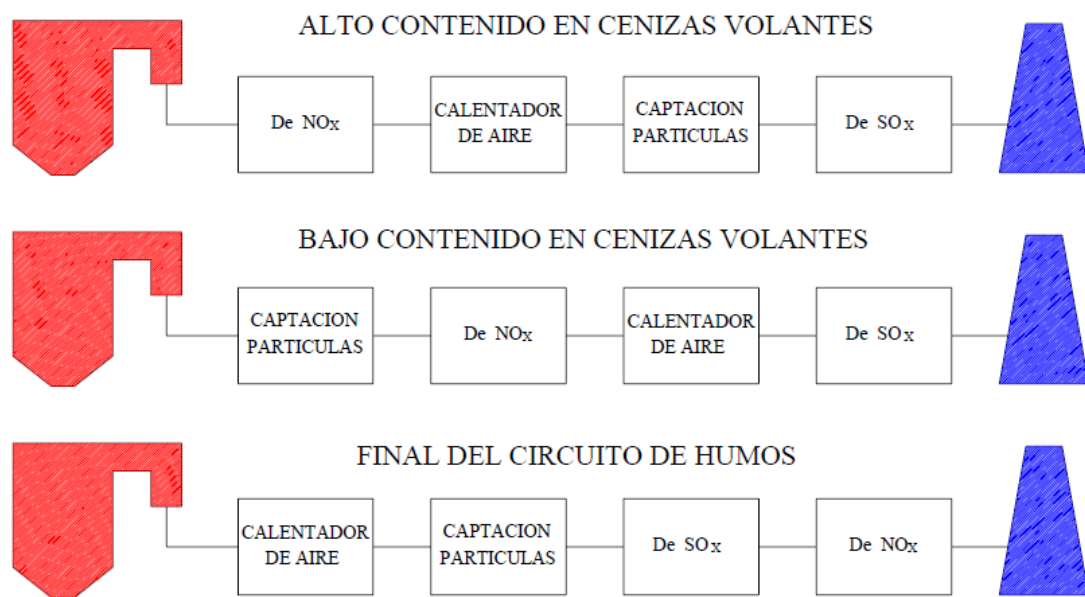


Figura 3-16. Distintas formas de instalación del sistema SCR

Finalmente, a modo de ejemplo se presenta en la siguiente tabla las eficiencias de reducción típicas del SCR en diferentes aplicaciones:

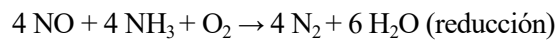
Aplicación	Entrada NO _x [ppm]	Salida NO _x [ppm]	Eficiencia
Planta de potencia de carbón	500	40-50	90% - 92%
Turbina de gas	25 - 90	2 - 9	90% - 92%
Motor diésel	1200	120	90%

Tabla 3-1. Eficacias de reducción de NO_x de los sistemas SCR en diferentes aplicaciones

Reducción selectiva no catalítica (SNCR)

Consiste en la reducción de los NO_x mediante la inyección de amoníaco o urea pero sin la presencia de un catalizador y a mayores temperaturas con respecto al sistema SCR —entre los 800 °C y los 1100 °C, dependiendo del agente reductor elegido y de la carga del generador térmico—. En este caso, también es preferible el uso de amoníaco, dado que la urea provoca la formación de N₂O y causa mayores problemas de corrosión en los materiales. Asimismo, la proporción reductor/NO_x suele ser mayor en el SNCR en comparación con el SCR.

En el SNCR se producen dos reacciones que se llevan a cabo aproximadamente al mismo tiempo:



Como puede observarse, la reacción de oxidación no es deseable dado que se desarrolle, ya que lo que hace es oxidar el agente reductor utilizado para formar más cantidad de NOx.

En el sistema SNCR, la temperatura tiene una importancia superlativa, dado que temperaturas mayores que los límites descritos anteriormente provocan que la reacción de oxidación sea predominante, por lo que, en vez de reducir los NOx con este equipo, se generan más aún. Por el contrario, a temperaturas menores de los límites, ambas reacciones se producen muy lentamente, lo cual conlleva a que a la salida del SNCR haya mucha cantidad del agente reductor no reaccionado.

Si se utiliza al amoníaco como reductor, el proceso tiene un rango de temperaturas comprendido entre los 850°C hasta los 1000 °C, siendo la temperatura óptima 870 °C, mientras que si se usa la urea para tal propósito, el rango de temperaturas es más amplio ya que abarca desde los 800 °C hasta los 1100 °C y con una temperatura óptima de 1000 °C.

Además, debido a que el rango de temperaturas operativas de este sistema varía según la carga del generador, se necesitan de varios niveles de inyección del agente reductor a lo largo del recorrido de los gases de escape, de forma que se pueda elegir el punto de inyección y, por tanto, la temperatura a la que va a trabajar el SNCR.

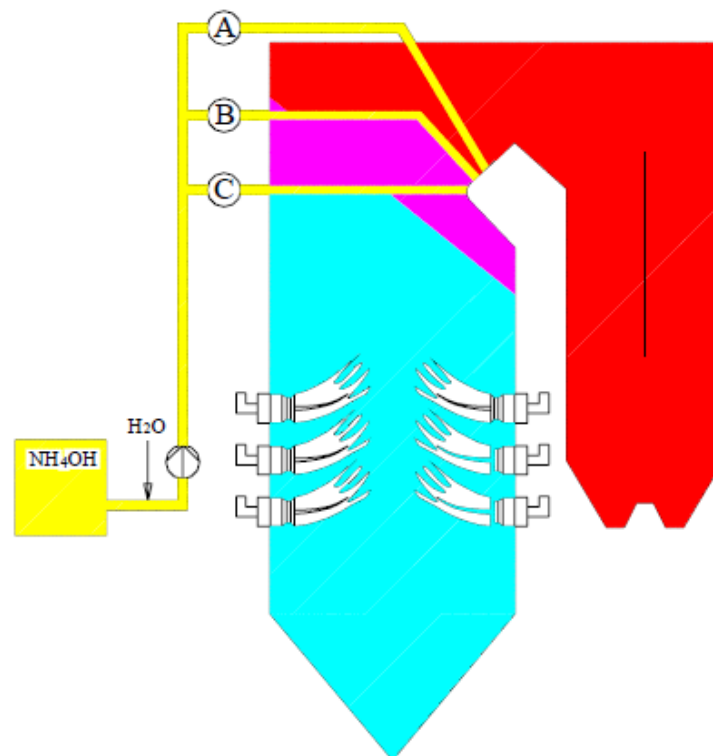


Figura 3-17. Distintos puntos de inyección del agente reductor en el sistema SNCR

Igual que la temperatura es un parámetro fundamental para el SNCR, el grado de mezcla del agente reductor con la corriente de humos también es importante, de forma que se necesite realizar un muy buen mezclado. Asimismo, el tamaño de inyección de las gotas del reductor también es crítico, dado que tamaños muy pequeños de gotas se evaporan muy rápidamente y reaccionan a altas temperaturas, lo que provoca bajos índices de reducción de NOx. Por su parte, tamaños de gota excesivamente grandes se evaporan de forma muy lenta, produciéndose las reacciones a una menor temperatura y, por consiguiente, aumentando la cantidad de agente reductor no reaccionado en la corriente de salida.

En definitiva, el sistema SNCR es de fácil diseño e instalación, pero se limita su uso a instalaciones con bajos niveles de emisión de NOx debido a la baja eficiencia del proceso. Por ello, probablemente resulte también interesante en sistemas de combustión que ya lleven incorporados técnicas primarias de control de NOx.

3.2 Óxidos de Azufre (SO_x)

Las técnicas de control de las emisiones de SO_x pueden dividirse en tres grupos. El primero de ellos es la desulfuración del combustible, cuyo objetivo principal es la eliminación del azufre de la composición química del combustible, previamente a su combustión. El segundo grupo se centra en la eliminación de SO_x durante la combustión, esto es, dentro del hogar o en los conductos que salen del mismo y, por último, el tercer grupo lo conforman aquellas técnicas de control de SO_x de post-combustión, esto es, aquellas cuyo fin es eliminar dicho contaminante de los gases de escape en equipos especializados para dicho propósito.

3.2.1 Desulfuración del combustible

Fundamentalmente se suele realizar en el carbón ya que se conoce que es de los combustibles con mayor proporción de azufre, encontrándose dicho elemento en compuestos orgánicos o compuestos inorgánicos —en forma de piritas—. Por ello, una buena medida para mitigar las emisiones de compuestos de azufre es eliminar dicho elemento desde el principio, esto es, retirarlo de la composición del carbón.

La mencionada desulfuración del carbón puede realizarse de tres formas distintas: desulfuración física, desulfuración química y desulfuración microbiológica.

Desulfuración física. De esta forma, solo es posible eliminar los compuestos inorgánicos del azufre y, para que sean efectivos los métodos físicos, ha de triturarse previamente el carbón. Entre los métodos físicos más comunes, se encuentran:

- Separación en medios densos: el carbón triturado flota, al contrario de los sulfuros, sulfatos y otras impurezas.
- Separación en espuma: el carbón triturado en agua se adhiere a las burbujas de aire y se arrastran hasta la superficie. Se añade un espumante para originar dichas burbujas.
- Separación magnética: se aprovecha la propiedad diamagnética del carbón frente a las paramagnéticas de otras sustancias.

Desulfuración química. Este método puede eliminar ambos tipos de azufre —el inorgánico es capaz de reducirse hasta en un 90%, frente al 40% del orgánico— sí que elimina el azufre orgánico. Los métodos más usados son:

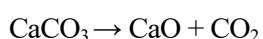
- Hidrogenación catalítica: casi la totalidad del azufre se va en forma gaseosa
- Pirólisis: calentamiento en defecto de aire que elimina compuestos de azufre liberados en estado sólido, líquido y gaseoso.

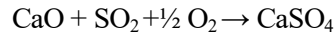
Desulfuración microbiológica. El carbón expuesto a la atmósfera sufre una oxidación que incluye una reducción importante del contenido en azufre. Este proceso puede catalizarse mediante el uso de microorganismos. Sin embargo, para llevar a cabo este método se necesita de grandes lagunas aireadas y agitadas, además de tener que recurrir a otros microorganismos de forma adicional para metabolizar los compuestos orgánicos que actúan como tóxicos de los anteriores microorganismos catalizadores.

3.2.2 Eliminación de los SO_x durante la combustión

En este enfoque de eliminación de NO_x se pueden encontrar 2 modalidades de inyección: una de ellas se caracteriza por realizarse dentro del hogar, mientras que la segunda modalidad se lleva a cabo en los conductos posteriores a la caldera.

Empezando por la inyección dentro del hogar, esta configuración se caracteriza por introducir sorbentes secos en la corriente de gases del hogar —siendo los más típicos la caliza (CaCO₃) o la dolomita (CaMg(CO₃)₂)— de manera que se calcinen para producir partículas de cal (CaO). Es sobre la superficie de esas partículas donde los SO_x —principalmente el SO₂ que es el mayoritario— reaccionan dando lugar a partículas de sulfito de calcio (CaSO₃) y sulfato de calcio (CaSO₄) que, posteriormente, serán recogidas mediante los equipos de control de partículas. Un ejemplo de cadena de reacciones de captura de SO_x en sulfato de calcio se muestra a continuación:





En cuanto a la inyección de sorbentes en conductos posteriores al hogar, existen 3 opciones de sorbente distintas:

Cal seca hidratada. La captura de azufre mediante cal seca se ve mejorada al humidificar los gases.

Bicarbonato de sodio seco. No requiere humidificación de los gases pero ha de ser bien molido el bicarbonato para mejorar la captura.

Lechada de cal. No requiere humidificación de la corriente.

Además, es posible aunar las dos modalidades de inyección, dentro y fuera de la caldera, de forma que la eficiencia de captura sea mucho mayor.

Mención especial es el caso de la inyección de sorbentes en calderas de lecho fluido —sobre todo en las que usan carbón como combustible—, dado que en esta tipología de generador se crean las condiciones ideales para que el proceso de captura dentro del hogar sea más efectivo. Esto es debido a que las temperaturas típicas que se alcanzan dentro de este tipo de calderas es del orden de los 850 °C, temperatura que optimiza el proceso de captura de SO_x en las partículas de cal.

En general, en las calderas de lecho fluido circulantes se alcanzan cotas de reducción de SO_x mayores que en las burbujeadas. De hecho, las circulantes llegan a tener una eficiencia entre el 80% y el 95%, mientras que en las burbujeadas las eficiencias suelen ser del 55% al 65%. Además, la relación Ca/S en calderas de lecho fluido —el ratio combustible/adsorbente está comprendido entre 1.5 y 7— es mayor que en los equipos de desulfuración húmeda.

También es posible usar esta técnica en calderas de combustible pulverizado, aunque las eficiencias alcanzadas no son tan altas, ya que están entre el 30% y el 50%. Sin embargo, existe una técnica que mejora significativamente estos porcentajes hasta el 70% al 80%. Se trata de la recirculación de los gases de combustión dentro del hogar, de forma que la caliza no reaccionada sea utilizada.

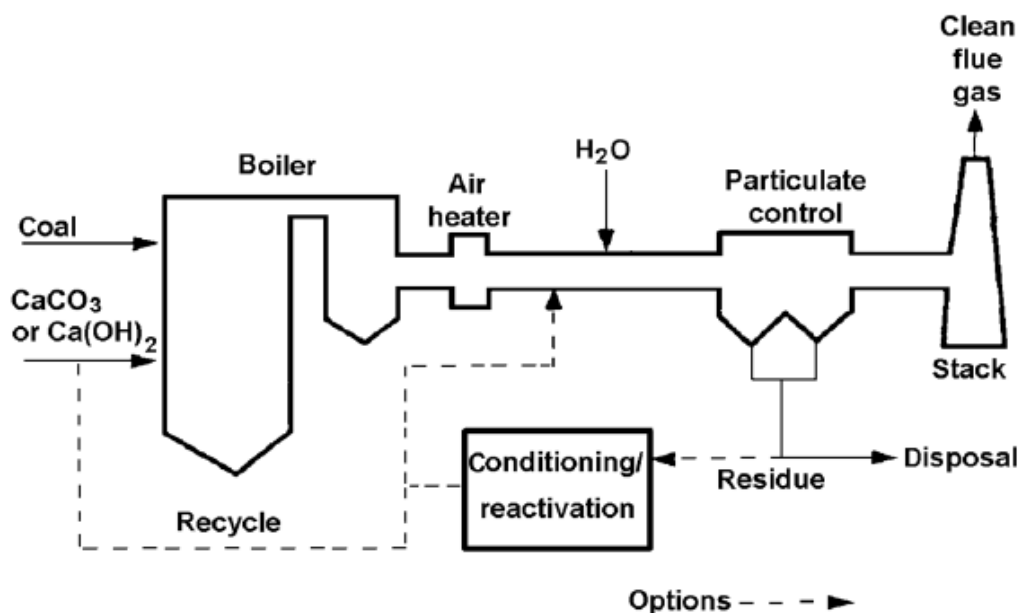


Figura 3-18. Control SO_x por inyección en caldera y en conducto

Sin embargo, el uso de esta técnica tiene, principalmente, 2 consecuencias negativas. Una de ellas es el agravamiento de los fenómenos de slagging y fouling en las superficies de transferencia, debido a que hay más partículas sólidas en la corriente de gases. El otro efecto que se produce es la reducción de la eficiencia térmica de la planta en su conjunto.

3.2.3 Control de los SOx mediante equipos especializados

Desulfuración húmeda

Los equipos de desulfuración húmeda —FGD, de sus siglas en inglés Fuel Gas Desulphurisation— son los más importantes de todas las técnicas FGD por su extendido uso en las grandes plantas de producción, su alta eficiencia de captura y su alta fiabilidad. Como sorbente se suele usar caliza, obteniéndose como productos secundarios yeso o una mezcla de sulfato y sulfito de calcio, dependiendo del tipo de oxidación. Como ya se ha comentado anteriormente, el yeso tiene un valor económico en ciertos mercados, otro motivo más por el que es más atractivo usar técnicas de desulfuración húmeda: su menor coste de instalación y operación al vender dicha sustancia. Un diagrama de esta técnica se muestra a continuación:

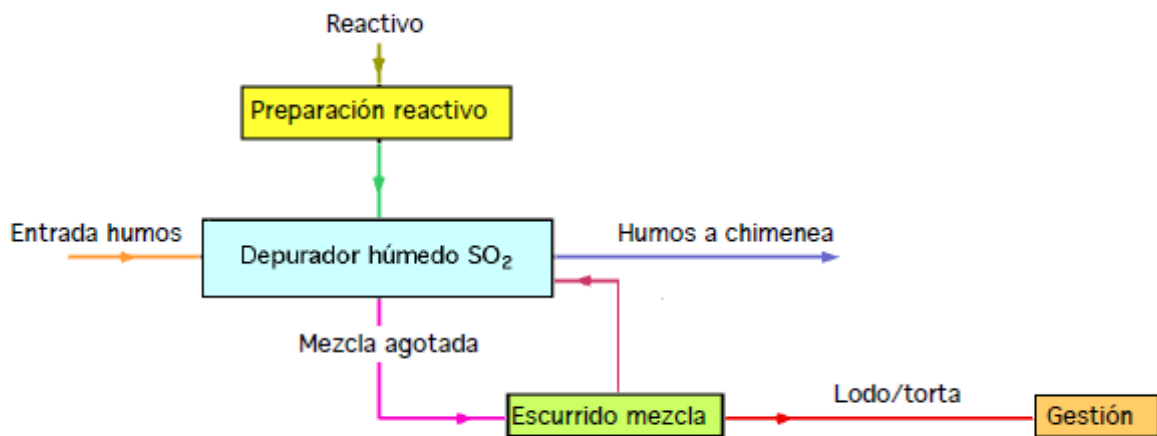
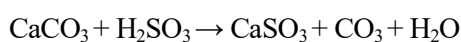
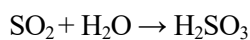


Figura 3-19. Diagrama del sistema de desulfuración húmeda

Además, se pueden diferenciar varios tipos de desulfuradores húmedos en función del sorbente utilizado: caliza, cal, magnesio, amoníaco, dual alkali e incluso cenizas de sosa.

Las dos reacciones que se dan en todos los tipos de desulfuradores húmedos son las siguientes:



Desulfuradores de cal o caliza. La desulfuración se realiza mediante la inyección de una lechada de cal o caliza, que captura a los SOx y los transforma en yeso. Previamente, la caliza o la cal han de ser molidas.

El uso de la caliza está más extendido al ser más barato y al haber más cantidad en todo el mundo, sin embargo, cada vez se está utilizando más la cal por su mejor reactividad con el SO₂. A pesar de esto, la desulfuración húmeda con caliza alcanza casi la misma eficiencia que con la cal.

El proceso se lleva a cabo en un reactor al que se le tiene que estar inyectando continuamente caliza con más del 95% de CaCO₃. La corriente de gases a tratar suele venir del equipo de eliminación de partículas y, tras salir del desulfurador húmedo pasa por el eliminador de vapor para, finalmente, descargar los gases al ambiente a través de la chimenea. Un esquema de la instalación de un desulfurador húmedo de caliza es el siguiente:

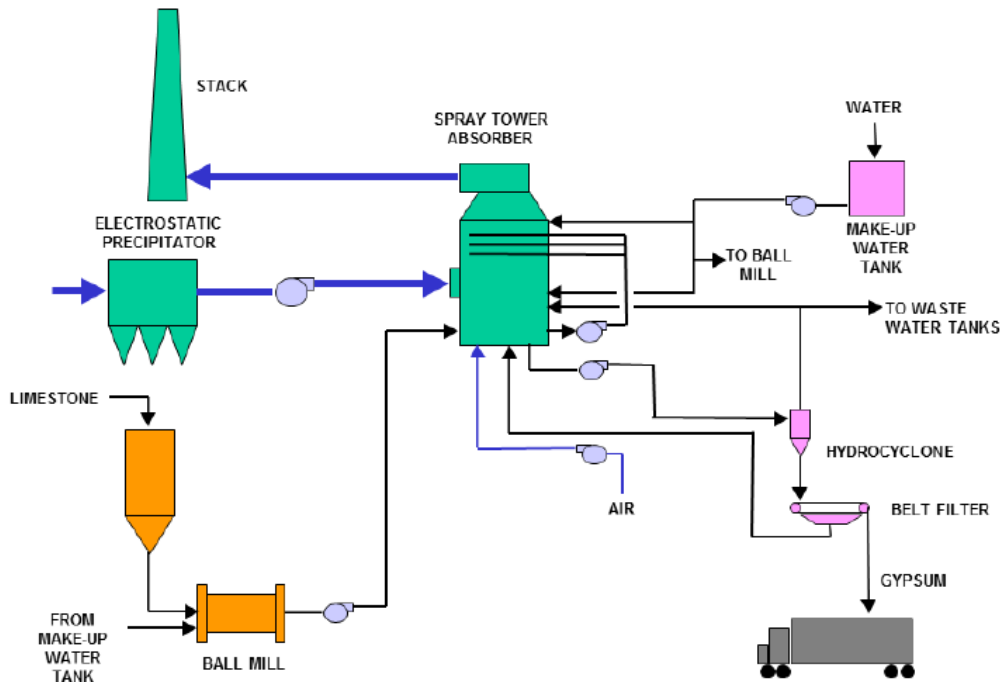
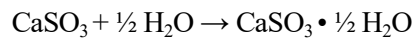
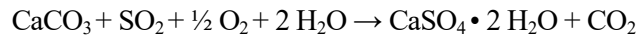


Figura 3-20. Esquema desulfurador húmedo de caliza

La desulfuración húmeda con caliza suele dividirse en dos categorías en función del tipo de oxidación, la cual está determinada por las reacciones químicas que se dan, por el pH de la lechada de caliza y por los productos secundarios. Una de las categorías se denomina de oxidación forzada con un pH comprendido entre 5 y 6, dándose lugar las siguientes reacciones:



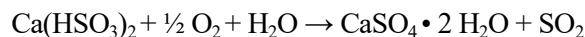
Siendo la primera de ellas la que determina que el proceso sea de oxidación forzada. Esto es así porque el aire es introducido desde el fondo de desulfurador para oxidar al sulfito de calcio.

Por otro lado, en la oxidación natural no se inyecta aire adicional, sino que el sulfito de calcio es parcialmente oxidado por el oxígeno contenido en la corriente de gases. El producto principal es el de la última reacción química escrita anteriormente, esto es, sulfito de calcio hemihidratado ($\text{CaSO}_3 \cdot \frac{1}{2} \text{H}_2\text{O}$), produciéndose así una mezcla de dicha sustancia y yeso en forma de lodos.

Para pH más bajos, entre 4.5 y 5.5, tras la absorción del SO_2 , el producto primario del proceso no es el sulfito de calcio, sino el bisulfito de calcio ($\text{Ca}(\text{HSO}_3)_2$), que es mucho más soluble. La reacción que forma este producto es la siguiente:



Posteriormente, el bisulfito de calcio se oxida y cristaliza en yeso:



Todas estas reacciones tienen lugar en el absorbedor, un equipo que tiene diferentes tipologías aunque mayoritariamente se use el de tipo spray de torre. En este tipo de absorbedor, el flujo de gases entra lateralmente y se ponen en contacto tanto con la lechada de caliza atomizada por las boquillas de los sprays como con el tanque de lechada de caliza con base de yeso. Desde este tanque se recircula la lechada hasta los sprays. Además, la corriente de gases antes de la salida pasa por un eliminador de humedad.

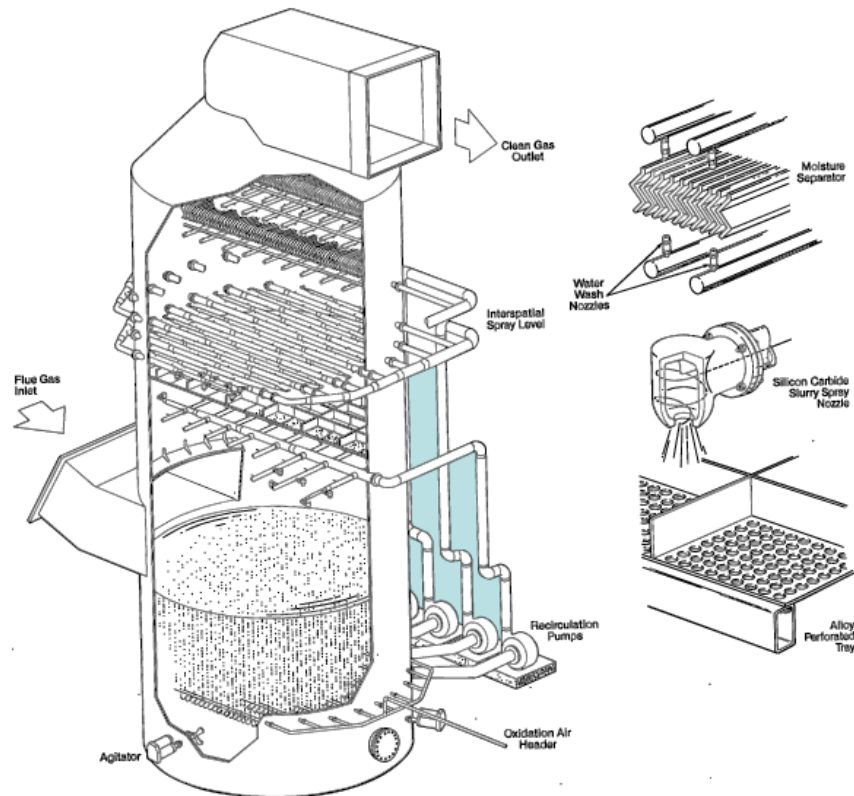


Figura 3-21. Absorbedor húmedo tipo spray de torre

Como desventajas del uso de los desulfuradores húmedos de caliza o cal, se conoce que esta técnica tiene un gran consumo de agua, así como una gran generación de residuos acuosos. Normalmente, el flujo de gases ha de ser recalentado antes de entrar en el desulfurador, lo cual conlleva a mayores pérdidas energéticas comparado con el caso de los desulfuradores secos. También disminuye el rendimiento térmico de la planta

Desulfuración con agua de mar. Esta técnica queda obviamente restringida a aquellas plantas con disponibilidad de agua de mar, la cual sirve para estos propósitos por sus propiedades alcalinas. Normalmente, si se tiene disponibilidad de agua de mar, esta es usada para la refrigeración del condensador, cuya salida puede ser utilizada en la desulfuración de la corriente de gases.

Un esquema típico de esta instalación se representa mediante la siguiente figura:

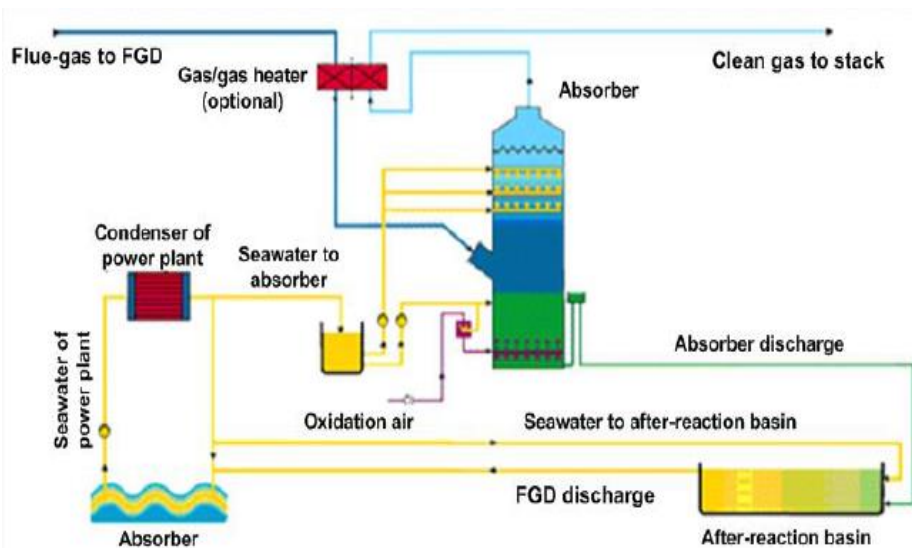
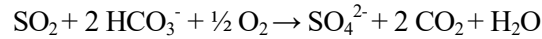


Figura 3-22. Esquema de desulfurador húmedo con agua de mar

La corriente de gases —tras su paso por el equipo de control de partículas— se hace pasar por el absorbedor, entrando así en contacto con una porción de la corriente de agua de mar de la salida del condensador. Los SOx son atrapados gracias al bicarbonato y a los bicarbonatos contenidos en el agua.

El efluente ácido de salida del absorbedor es mezclado con agua de mar para asegurar que el pH del agua esté a un nivel adecuado para su descarga. El proceso se lleva a cabo mediante la reacción:



Cabe mencionar que, mediante esta técnica, no se generan residuos como en los desulfuradores húmedos, por lo que se evita el tener un sistema de manipulación de lodos.

Además, se puede añadir al agua de mar hidróxido de magnesio para aumentar su alcalinidad y, por tanto, aumentar la eficiencia de captura de SOx. Aunque con este método se generen residuos de sulfato de magnesio, estos son descargados directamente al mar sin tratamiento alguno ya que el sulfato de magnesio es un constituyente natural del agua de mar.

Desulfuración seca

Hay dos tipos fundamentales de desulfuradores en seco: desulfurador de spray seco (SDA) y desulfurador de lecho fluido circulante.

Desulfurador de spray seco. Consiste en un desulfurador donde se introduce y dispersa un agente alcalino en suspensión sobre la corriente de gases, generando un residuo sólido que luego ha de ser debidamente tratado. Es por ello por lo que se caracteriza a este proceso como seco, por el residuo sólido generado, porque en realidad, el agente absorbente —cal en la mayoría de casos— suele ir en una lechada de agua. Las eficiencias que suele alcanzar esta tecnología están entre el 85% y el 92% de reducción de los SOx.

En algunos casos, además, se suele incorporar un colector de cenizas volantes previo al SDA, lo cual tiene varias ventajas sobre el diseño que no incorpora dicho equipo. Entre las ventajas se encuentran el aumento de la cal reaccionada, mayores eficiencias en los equipos de eliminación de partículas posteriores, frena por completo la erosión de los equipos posteriores, reduce el volumen de residuos del desulfurador y las cenizas volantes que recolecta están bien valoradas económicamente.

Un esquema de la instalación típica de un SDA es el siguiente:

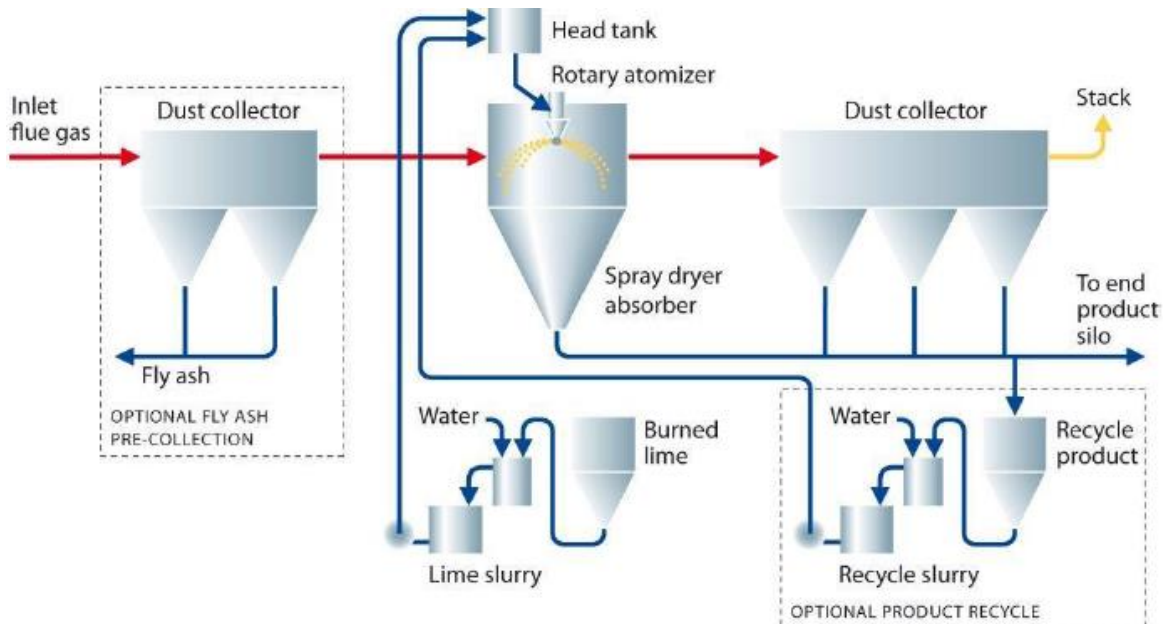
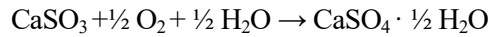
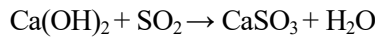


Figura 3-23. Esquema de la instalación de un desulfurador de spray seco

Realmente, tal y como se aprecia en la figura anterior, lo que se introduce en el SDA es la cal calcinada, esto es, hidróxido de calcio ($\text{Ca}(\text{OH})_2$). Dicha sustancia es mezclada con agua para formar la lechada y, posteriormente, ser pulverizada dentro del desulfurador. Los SOx son capturados a formar sulfitos y sulfatos de calcio y cloruros de calcio. Por su parte, el agua de la lechada es completamente evaporada por la

temperatura de los gases de entrada, por lo que no se necesita de un sistema de tratado de aguas residuales en esta técnica. Incluso en muchas situaciones el SDA se aprovecha para evaporar el agua proveniente de los desulfuradores húmedos.

Las reacciones que se dan dentro del desulfurador son:



El residuo sólido es una mezcla de sulfito y sulfato de calcio, cenizas volantes y cal no reaccionada. Por ello, es llevado posteriormente a un equipo de eliminación de partículas —a un ESP o a un filtro de mangas—. Además, como hay cal no reaccionada, en la práctica se suele recircular parte de estos desechos hacia la lechada fresca para aumentar el porcentaje de uso de la cal.

Desulfurador de lecho fluido circulante. En este equipo, la corriente de gases entra desde el fondo, fluyendo verticalmente a través de una sección de Venturi a la vez que se inyecta un sorbente sólido y agua, de forma separada, a la corriente de gases. También es usual instalar un eliminador de cenizas volantes previo al desulfurador, con las mismas ventajas comentadas para el caso del desulfurador de spray seco.

El Venturi está diseñado para acelerar y desacelerar al fluido —mediante una sección convergente y luego divergente, respectivamente—, de forma que se alcance una adecuada distribución del flujo. La altura del equipo será la necesaria para el tiempo de residencia necesario para el contacto entre el Ca y SO_2 .

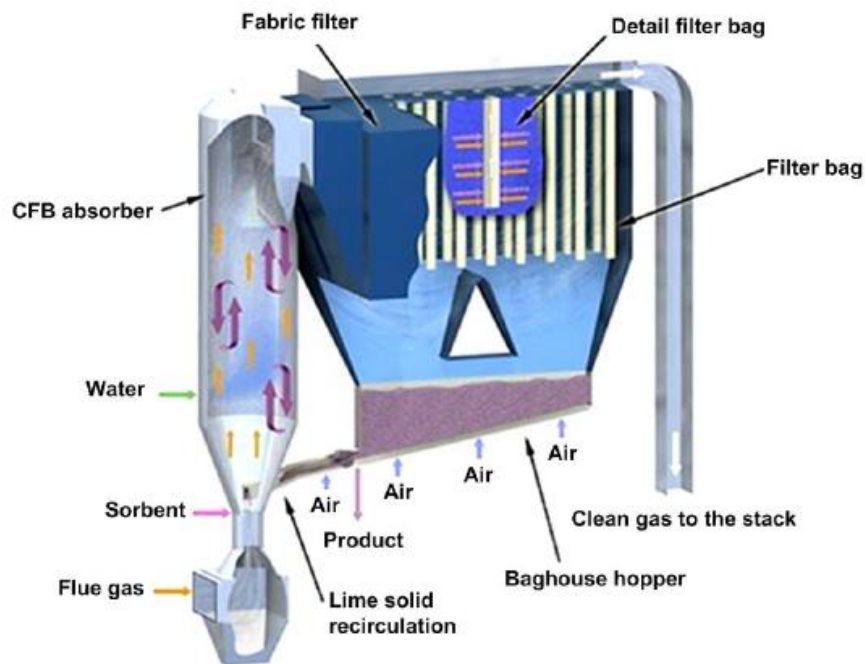
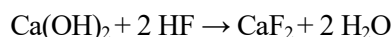
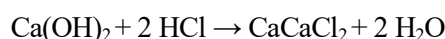
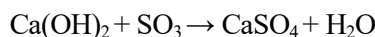
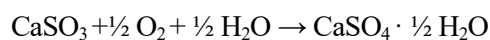
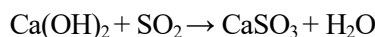
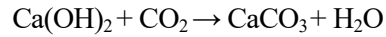


Figura 3-24. Desulfurador de lecho fluido circulante

El flujo de gases de salida se dirige a un equipo eliminador de partículas para posteriormente expulsarlo al ambiente a través de la chimenea. La mayoría de sólidos recolectados con dicho equipo son de nuevo recirculados al absorbedor.

Las reacciones que se llevan a cabo son las siguientes:





Siendo los residuos sólidos generados una mezcla de sulfito y sulfato de calcio, cenizas volantes y cal no reaccionada.

3.3 Tecnologías combinadas de reducción de SOx y NOx

Las técnicas combinadas de control de SOx y NOx tan solo están instaladas, actualmente, en algunas plantas o existen como plantas de demostración al no tener, de momento, competitividad en el mercado con las tecnologías ya existentes.

Lo que caracteriza a estas técnicas es que solo tienen una reacción química de eliminación simultánea de SOx y NOx, además de ser regenerativas, es decir, no se tienen que reponer los sorbentes para el control de dichos contaminantes.

Hoy en día, las técnicas de este tipo más desarrolladas son los procesos de carbono activado, los procesos de gas de ácido sulfúrico húmedo integrado en un sistema de reducción catalítica (WSA-SNOx) y los procesos DeSONOx.

3.3.1 Carbono activado

Para el control de ambos contaminantes, lo que propone esta práctica es usar carbono activado como adsorbente de los SOx, el oxígeno y el agua para producir ácido sulfúrico. Basta una inyección de amoníaco para el control del NOx.

El proceso comienza con una eliminación previa de partículas de la corriente de gases para hacerlos pasar por un intercambiador, de forma que se obtenga el calor necesario para la regeneración del carbono activado. Luego, la corriente es enviada a la primera etapa del carbono activado —en forma de carbón vegetal—, donde reacciona con el oxígeno y el vapor de agua para formar ácido sulfúrico, el cual es posteriormente atrapado en el carbono activado.

Antes de entrar en la segunda etapa, se inyecta amoníaco en una cámara de mezcla para que reaccione catalíticamente con los NOx en la segunda etapa, formando N₂ y vapor de agua. Dicha reducción se da lugar en un absorbedor donde el carbón activado en forma de pellets es transportado desde el techo hasta el fondo del absorbedor. Los gases limpios, una vez se hayan eliminado el N₂ y el vapor de agua formado en el proceso, son enviados a la chimenea.

La etapa de regeneración comienza, como se ha dicho antes, al aportar el calor de los gases de escape contaminados. Se extrae el polvo de carbono y se forman pellets para volver ser enviados al absorbedor. Sin embargo, como producto de la regeneración se forma un gas rico en SO₂, el cual necesita usarse en otro proceso para la generación de azufre elemental o ácido sulfúrico.

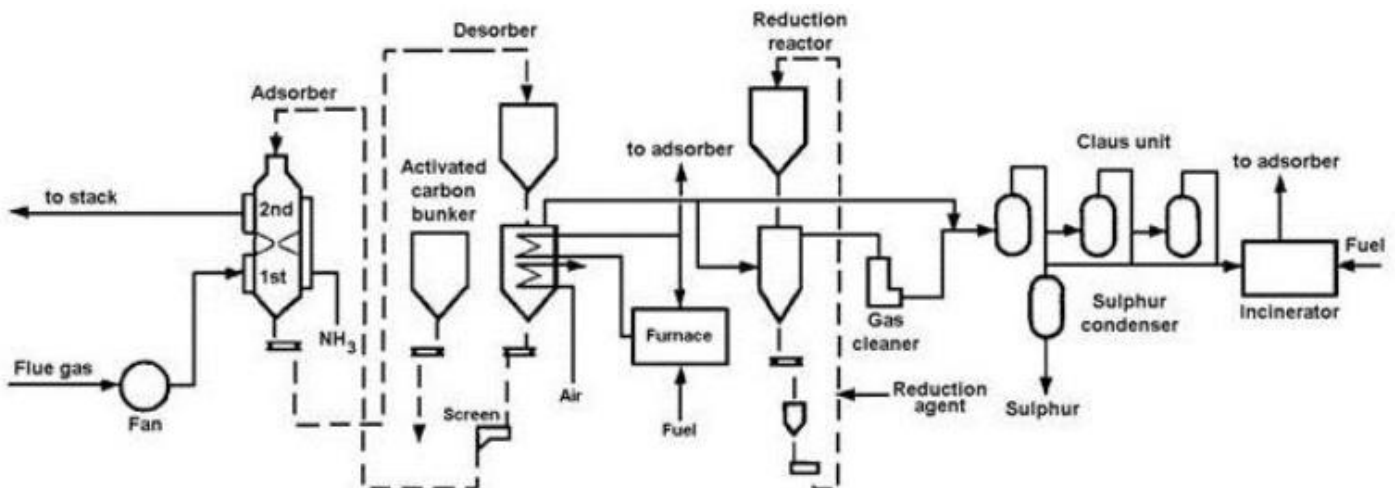


Figura 3-25. Esquema del proceso de carbono activado

3.3.2 Proceso WSA-SNO_x

Esta técnica emplea dos catalizadores de forma secuencial para eliminar los NO_x mediante SCR y para oxidar los SO₂ en SO₃ con el objeto de producir ácido sulfúrico con su posterior venta.

De esta forma, aproximadamente el 98% y el 95% de los SO_x y NO_x, respectivamente, son eliminados sin producir ningún tipo de residuo, siendo el único aporte necesario el amoníaco para el control de los NO_x.

Como en el caso anterior, previamente a cualquier proceso se le hace pasar a la corriente de gases por un equipo de control de partículas para luego entrar en un intercambiador que caliente la corriente hasta, aproximadamente, los 370 °C. A continuación se le añade a la corriente una mezcla de aire y amoníaco con el fin de reducir los NO_x a N₂ y agua en el SCR. Tras la salida de este último equipo, se dirige la corriente al equipo productor de SO₃.

La corriente de gases, ahora más rica en SO₃ se hace pasar por el intercambiador que precalentaba los gases de escape para finalmente hacerlos pasar por el condensador WSA, de manera que se condense el SO₃ para formar H₂SO₄. Los gases de salida de este último proceso, limpios ya de SO₃, precalientan el aire de entrada a caldera y son finalmente expulsados por la chimenea.

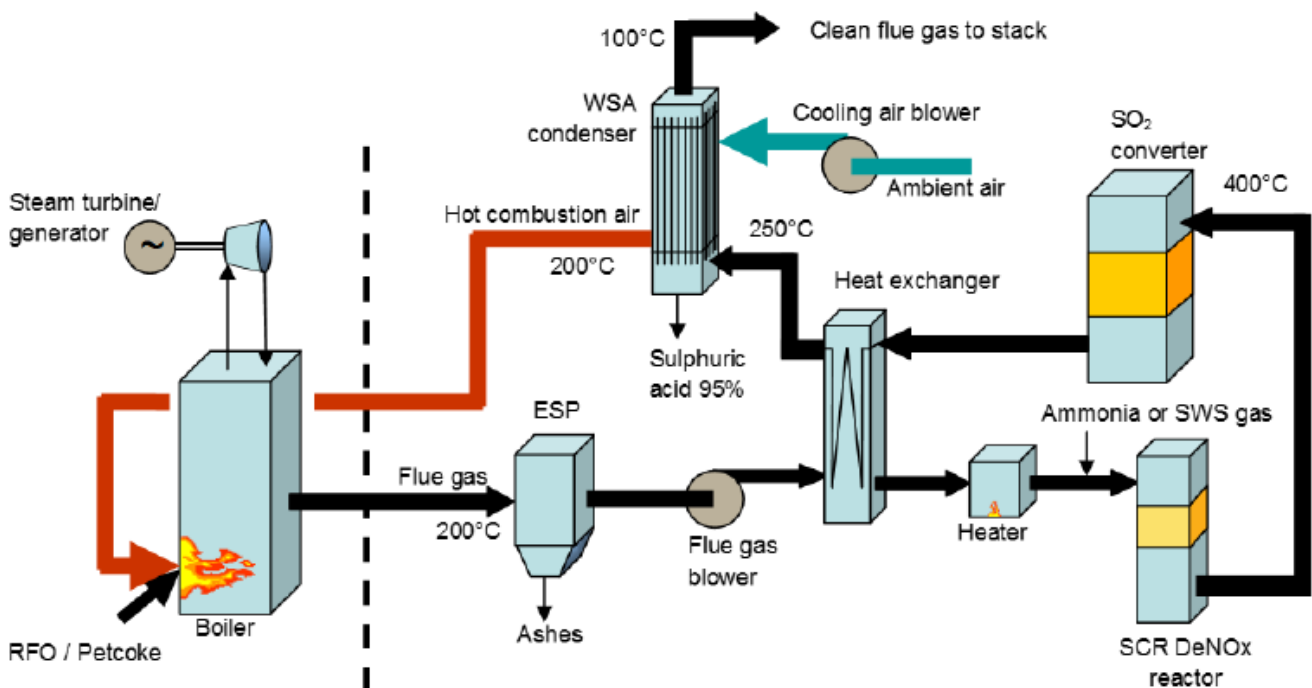


Figura 3-26. Esquema del proceso WSA-SNO_x

3.3.3 Proceso DeSONO_x

En este proceso, la corriente de gases se hace pasar por un precipitador electrostático para eliminar las partículas, seguido de una inyección de amoníaco para su introducción en un sistema SCR. Los gases de salida del SCR sirven para precalentar el aire de entrada a caldera y recalentar ligeramente los gases totalmente tratados y limpios que se expulsan por la chimenea.

Tras esos dos enfriamientos, los gases de salida del SCR tienen una temperatura del orden de los 140 °C, la cual permite la oxidación de SO₂ a SO₃ para posteriormente condensarlo en forma de ácido sulfúrico —con un 70% de pureza—. Tras esto, los gases se introducen en una torre de recirculación de ácido para finalmente hacer pasar los gases por un precipitador electrostático de eliminación de vapor y ser, como se comentó en un paso anterior, calentado de nuevo por los gases de salida del SCR.

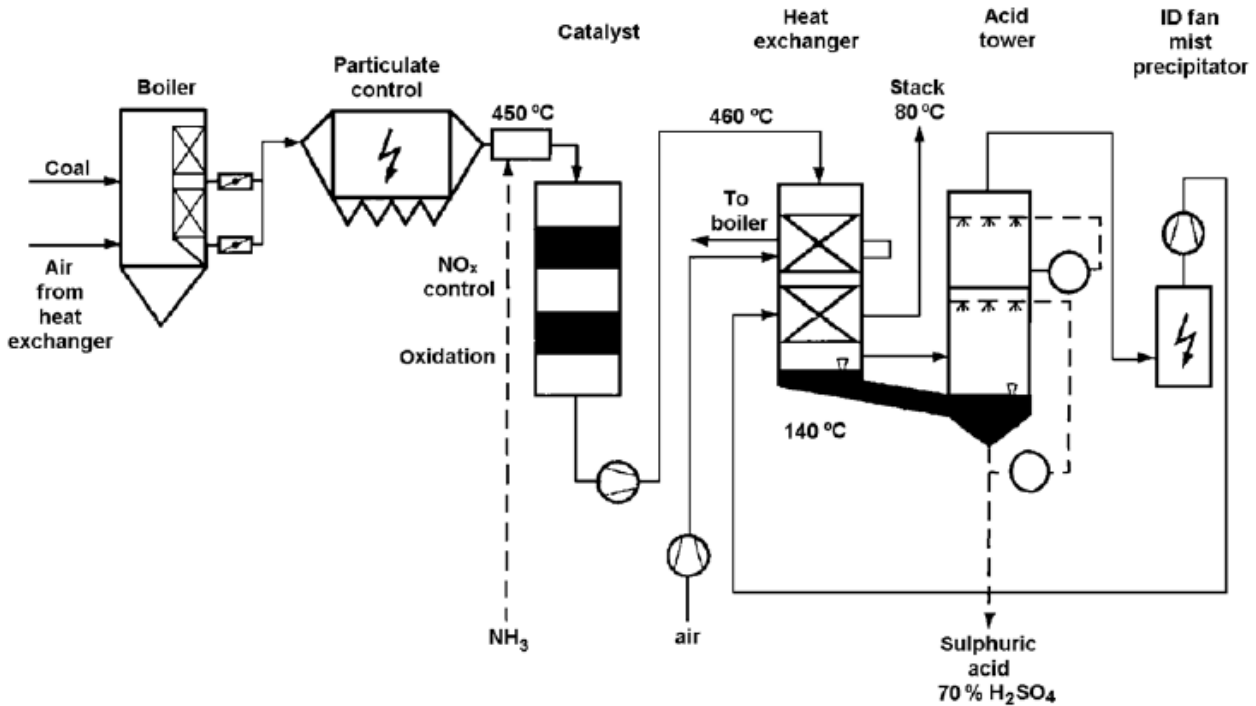


Figura 3-27. Esquema del proceso DeSONOx

3.4 Partículas

El control de las partículas de la corriente de gases de escape se basa en eliminar las cenizas volantes contenidas en ella. En este tipo de contaminante, el combustible elegido influye mucho en la distribución de tamaños de partículas en las cenizas volantes, lo cual influirá bastante en el equipo de eliminación de las mismas.

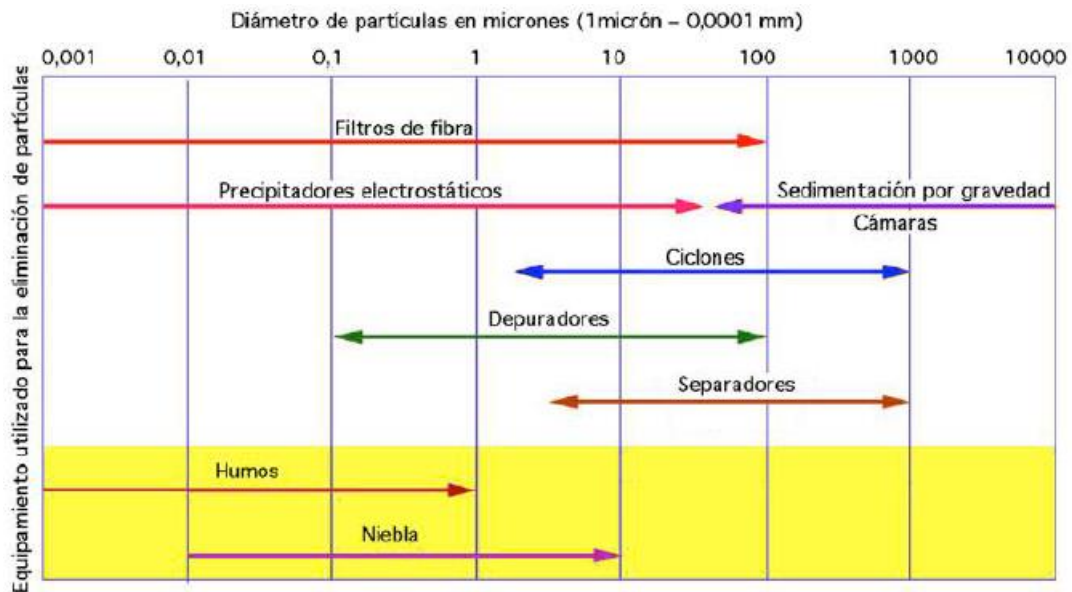


Figura 3-28. Equipos utilizados para la eliminación de partículas en función del tamaño de las mismas

Recordando el apartado 1.1.3, las partículas con tamaños más pequeños tenían más posibilidades de contener metales pesados condensados sobre su superficie con respecto a las partículas más grandes.

Además, también es importante recalcar que el tipo de combustión también afectaba mucho a la proporción de cenizas volantes que se formaban, de forma que del 70% al 80% de las cenizas son volantes en las calderas de carbón pulverizado, el 40% salen como tal en la combustión en parrilla, tan solo de un 15% a un 30% de cenizas volantes en los hornos ciclón y, por último, en el caso de lecho fluido, todas las cenizas salen como cenizas volantes.

3.4.1 Precipitadores electrostáticos (ESP)

La operación de estos equipos consiste en cargar eléctricamente a las partículas gracias a la influencia de un campo eléctrico, de forma que sean atraídas y adheridas a unas placas que, tras ser golpeadas, evacúen dichas partículas del flujo de gases.

La eficiencia de reducción de partículas depende del número de campos eléctricos utilizados —de 2 a 7 campos, lo cual es análogo a la superficie de captación—, los tiempos de residencia de cada tamaño y si existen o no otros equipos de eliminación de partículas aguas arriba del ESP. Aun así, la eficiencia de los ESP se suele modelar mediante la ecuación de Deutsch-Anderson:

$$\eta = 1 - e^{-\frac{wA}{Q}}$$

Siendo η el rendimiento, w la velocidad de migración —más adelante se define—, A la superficie total de placas y Q el caudal de humos.

La temperatura de operación influye en la cantidad de gases que pueden pasar por los conductos entre placas, así como en la resistividad de las partículas —como se verá posteriormente, la resistividad es una variable fundamental para el buen funcionamiento del equipo—. Las temperaturas típicas están acotadas entre los 80 °C y los 220 °C para los ESP fríos y entre los 300 °C y los 450 °C para los ESP calientes.

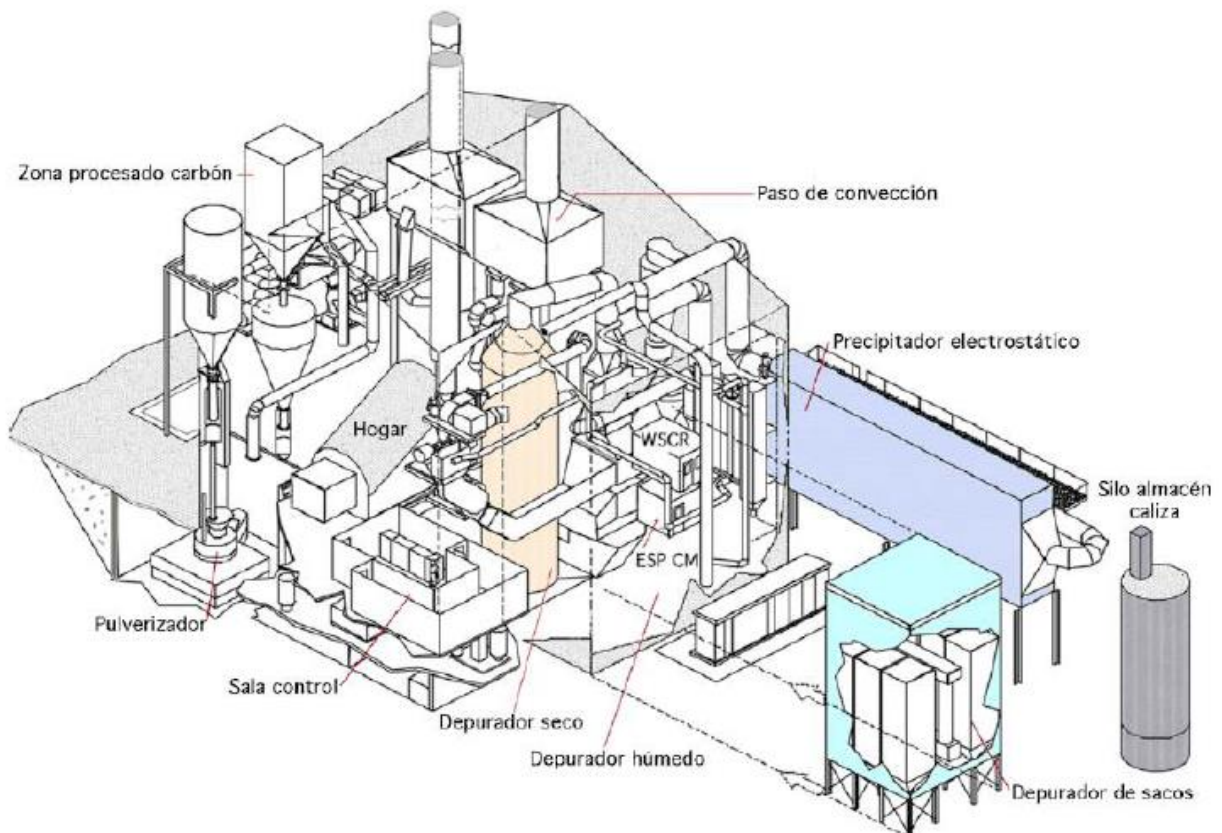


Figura 3-29. Instalación de combustión con equipos de control de partículas (azul)

Las eficiencias típicas que se obtienen tras el uso de los equipos ESP en función del tamaño de las partículas se muestran en la siguiente tabla:

Técnica	Eficiencia de recolectado [%]			
	< 1 μm	2 μm	5 μm	> 10 μm
Precipitador Electrostático (ESP)	> 96.5	> 98.3	> 99.95	> 99.95

Tabla 3-2. Eficiencias de recolectado de los ESP en función del tamaño de las partículas

En cuanto a la constitución física del ESP, este está formado por una serie de placas verticales en paralelo conectadas a una toma de tierra —adoptando el rol de polaridad positiva— y separadas entre sí cierta distancia, de manera que forman un conducto por el que pueden pasar los gases. Justo en medio de cada par de placas, se colocan electrodos de polaridad negativa que emiten corriente continua de alto voltaje, entre los 60 kV y los 120 kV. Dicho voltaje aplicado es tan alto que ioniza las partículas cercanas a dichos electrodos e, inmediatamente, se ven atraídas por las placas, donde se quedan adheridas. Tras formarse una capa de partículas sobre las placas, actúa un mecanismo de golpeo sobre ellas de forma que se hace caer a las partículas hacia una tolva de recogida, eliminándose así de la corriente de gases —uno de los problemas del golpeo es que parte de las partículas que van cayendo hacia la tolva pueden reincorporarse al flujo de gases, disminuyendo así la eficiencia de captación—.

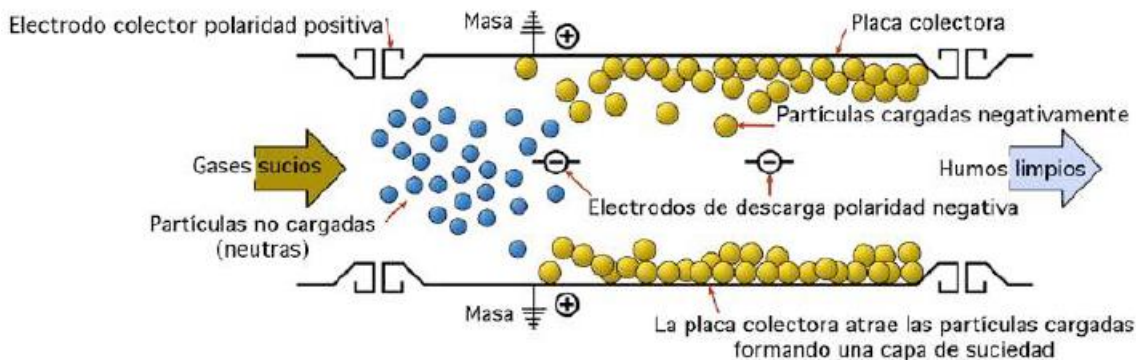


Figura 3-30. Esquema del proceso de carga y captura de partículas en un ESP

En cuanto a los parámetros que influyen en la recogida de partículas se encuentra la velocidad de los gases, la cual ha de ser baja para que las partículas cargadas tengan tiempo suficiente de adherirse a las placas y no ser arrastradas por la propia corriente de gases sin ser capturadas. Este concepto se conoce como velocidad de migración, esto es, velocidad media teórica con la que las partículas cargadas eléctricamente se desplazan hacia las superficies colectoras. Cuanto mayor sea, mayor eficiencia de eliminación de partículas.

Un buen diseño del equipo se basa en la aplicación de menor a mayor voltaje en los electrodos conformen los gases vayan avanzando por el ESP. Esto es debido a que, si se aplicase el mismo voltaje durante todo el recorrido, la recolección de partículas sería mucho mayor al principio del ESP que al final del mismo, lo que posibilita la existencia de problemas de recolectado de las capas adheridas en los primeros recolectores.

Además, se debe tener cuidado con la resistividad de las partículas dado que, si es muy baja, al llegar a las placas recolectoras es posible que pierdan su ionización y vuelvan a incorporarse a la corriente de gases. Por el contrario, si la resistividad es muy alta, se forma una capa de partículas alrededor de los electrodos, de forma que pierden su capacidad de ionizar a otras partículas. Para contrarrestar este último efecto, se puede añadir SO_3 aguas arriba del ESP —o colocar un sistema SCR previo al ESP— a la corriente para que se forme ácido sulfúrico, el cual es absorbido en las partículas disminuyendo su resistividad.

Es decir, combustibles con alta proporción de azufre ayudará a la recolección de partículas, tal y como se aprecia en el siguiente gráfico:

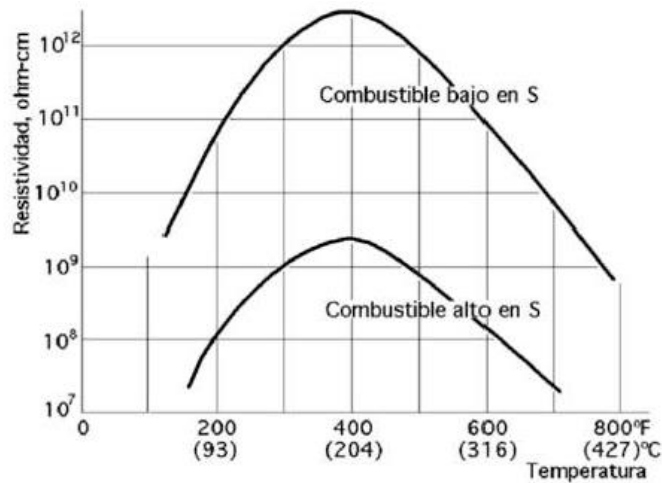


Figura 3-31. Resistividad de las partículas en función de la temperatura y del contenido en S del combustible

Al contrario que ocurre con aquellos que tienen calcio o magnesio, ya que dichos elementos entorpecen la recolección. La solución en el caso de combustibles que generen partículas de alta resistividad —y por tanto bajas velocidades de migración— es el aumento de superficie de captación, así como la disminución de la velocidad de los gases a través de los conductos del ESP.

Existe una variante de los ESP que son los de tipo húmedo. Operan exactamente igual que el descrito hasta ahora —que se conoce como seco—, con la diferencia de que las capas de partículas adheridas a las placas no son recolectadas mediante el golpeo de las mismas, sino que son recogidas mediante la pulverización de un líquido adecuado sobre las placas —normalmente agua—.

Por último, para una buena operación del ESP, es necesario que la distribución del flujo a lo largo de toda la sección de paso sea lo más uniforme posible para maximizar la efectividad de eliminación de partículas.

3.4.2 Filtros de tejido

Los filtros de tejido están hechos de tejidos porosos o de fieltro a través del cual se hace pasar el flujo de gases para la eliminación de partículas. La selección del material poroso depende de las características del flujo de gases y de la temperatura máxima de operación. Aunque principalmente se utilice para el control de las cenizas volantes, también se puede usar para la eliminación de los SO_x al introducir los absorbentes necesarios, que normalmente son la cal o el bicarbonato de sodio.

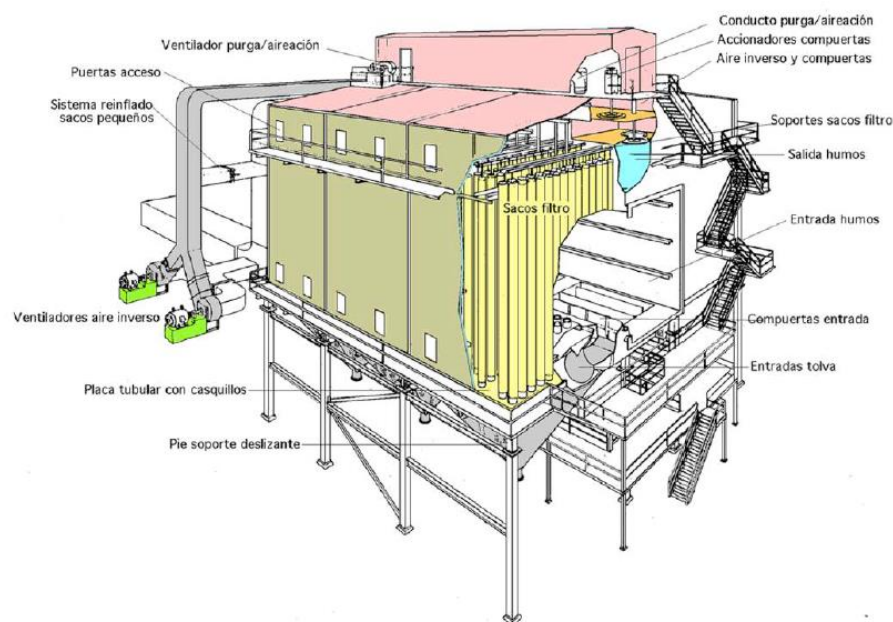


Figura 3-32. Cámara de filtros de tejido

Las eficiencias típicas en función del tamaño de las partículas se muestran en la siguiente tabla:

Técnica	Eficiencia de recolectado [%]			
	< 1 μm	2 μm	5 μm	> 10 μm
Filtro de tejido	> 99.6	> 99.6	> 99.9	> 99.95

Tabla 3-3. Eficiencia de recolectado de los filtros de tejido en función del tamaño de partícula

La instalación completa suele estar constituida de varios compartimentos que contienen numerosas filas o tubos de filtros de tejido verticales, haciendo pasar los gases por los poros de dichos tejidos para retener a las partículas de la corriente, formando las denominadas tortas de polvo —acumulación de partículas sobre los filtros—. Cada compartimento está aislado del otro, teniendo cada uno de ellos su propio equipo de recolección y retirada de partículas.

Una vez que se forman las tortas, son estas las que facilitan la captura de partículas ya que los poros están cada vez más obstruidos. Sin embargo, llega un punto en el que la caída de presión a través de los filtros con torta es tan alta que se deben limpiar dichas acumulaciones, dándose lugar a un proceso cíclico de largos periodos de filtrado y cortos periodos de limpieza.

En cuanto a los métodos de limpieza, se encuentran 3 tipos diferentes: por inversión del flujo de gases, por sacudidas mecánicas o por chorro de pulsos.

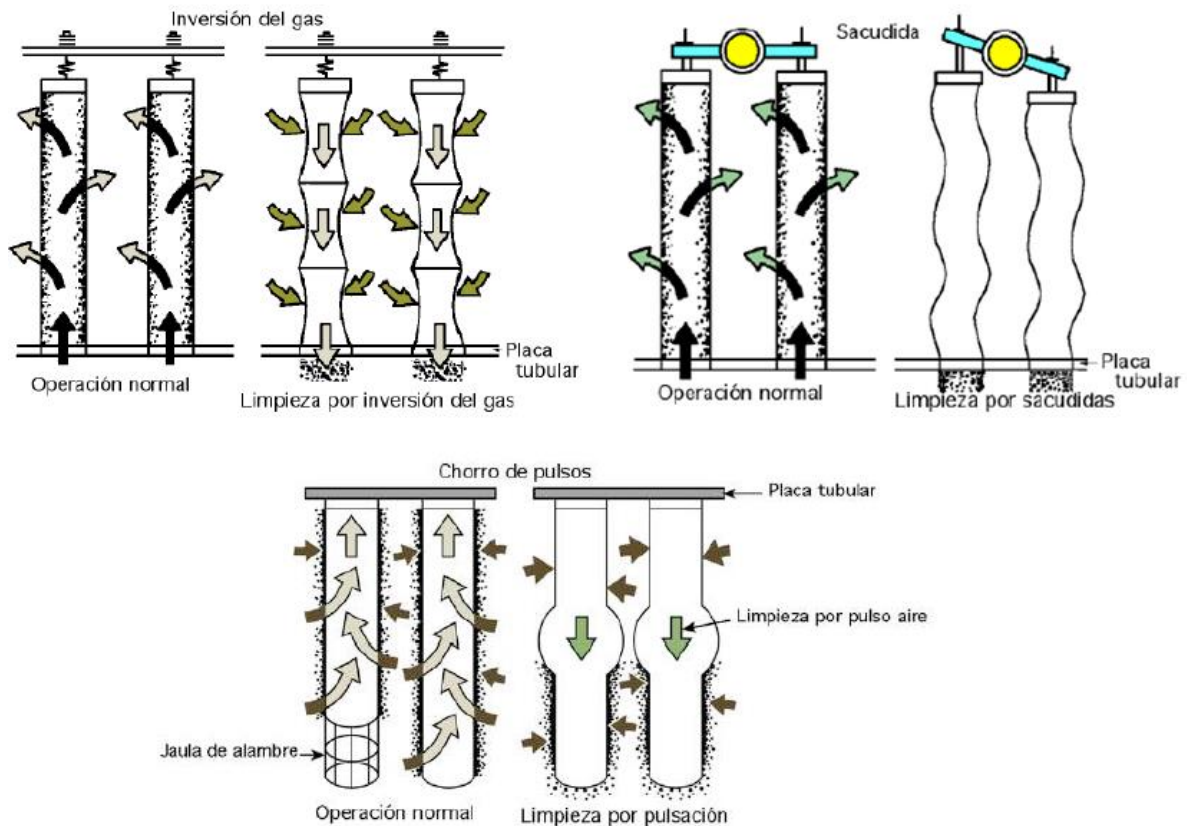


Figura 3-33. Métodos de limpieza de los filtros de tejido: inversión del gas (izquierda), por sacudidas mecánicas (derecha) y por chorro de pulsos (abajo)

El sistema de inversión del flujo de gas consiste en invertir el sentido del flujo de los gases limpios para que, por aplastamiento, se infiltren dentro de los filtros las partículas adheridas a su superficie, para a continuación caer por gravedad a las tolvas —se requiere de ventilador de inversión de humos—.

Por su parte, en la limpieza por sacudida es un mecanismo el que sacude los filtros para que las partículas se infiltren en estos y caigan, de nuevo, hacia las tolvas.

Sin embargo, el método de limpieza más usado es el de por chorro de pulsos, que se basa en la impulsión de aire comprimido a través de las placas tubulares para que se introduzcan dentro de los filtros y, por ondas de choque, vayan expulsando a las partículas por fuera del filtro.

Los principales materiales usados en los filtros son los comerciales Gore-Tex[®] y Tefaire[®] —de teflón y fibra de vidrio respectivamente—, los cuales abarcan un amplio rango de aplicaciones. Además, se están investigando en nuevos materiales que aguanten mayores temperaturas, mayor corrosión y con menos pérdida de carga.

Los filtros de tejido tan solo ocupan el 10% de la cuota de mercado, ya que solo es implantado en aquellos casos en los que los ESP no son una alternativa viable.

3.4.3 Colectores ciclónicos

Estos equipos separan las partículas de la corriente de gases gracias a la fuerza centrífuga producida por el movimiento de la corriente dentro de cada ciclón. Son varios ciclones los que componen el equipo en su conjunto.

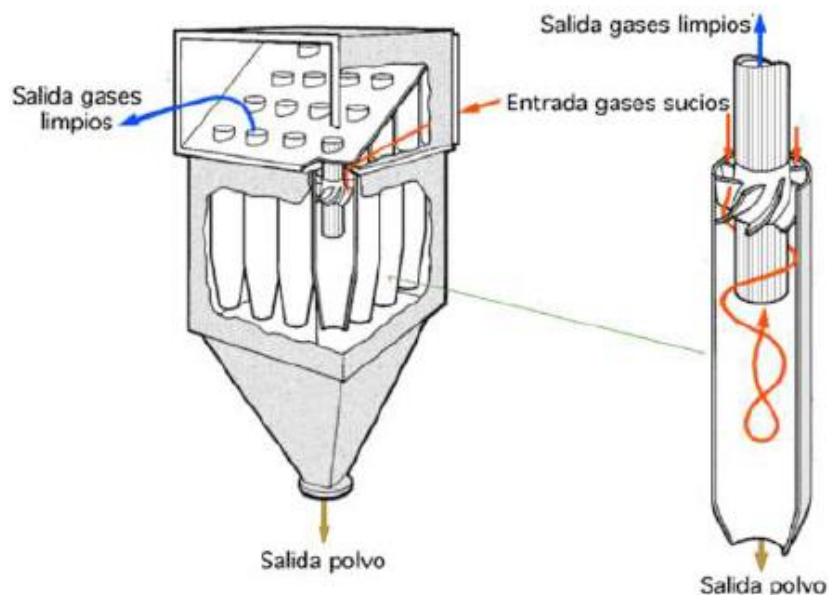


Figura 3-34. Esquema de los colectores ciclónicos de recolección de partículas

Sin embargo, los colectores ciclónicos no pueden usarse como único equipo de control de partículas, debido a que su baja eficiencia de recolectado para aquellas partículas con tamaños menores de $5\ \mu\text{m}$ —para tamaños mayores su eficiencia sí entra dentro de unos niveles aceptables— no permite cumplir con los actuales límites de emisión de partículas.

3.4.4 Colector de Venturi húmedo

Existen otros equipos de recolectado húmedo de partículas, pero es este sistema el más generalizado. Realmente consta de varios equipos que, en su conjunto, consiguen controlar las emisiones de partículas. Los equipos básicos son un Venturi y un ciclón.

El funcionamiento consiste en la introducción, por arriba del Venturi, del gas particulado junto con la atomización de un líquido —usualmente agua—, de manera que cuando los flujos atraviesen la garganta del Venturi, las gotas de líquido atrapan las partículas más pequeñas. Esto produce que se facilite el recolectado de dichas partículas más pequeñas en el ciclón, lo cual era un problema en el apartado anterior ya que los ciclones se caracterizaban por no atrapar eficientemente tamaños pequeños de partículas.

Una diferencia más con respecto al apartado anterior es que las partículas son recogidas en el fondo del ciclón pero en forma de mezcla partículas-agua.

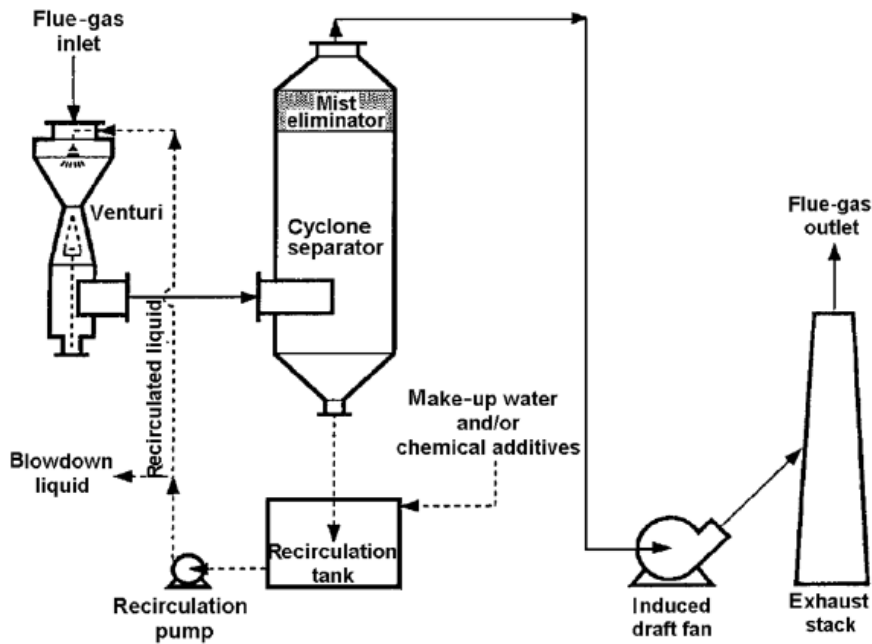


Figura 3-35. Esquema del colector de Venturi

3.5 Dióxido de carbono (CO₂)

Actualmente, los equipos de control de CO₂ están la mayoría en fase de desarrollo. Tan solo unos pocos tienen cierta madurez tecnológica e implantación en plantas de potencia. Aun así, es posible su captura para, posteriormente, transportarlo y almacenarlo bajo tierra.

Los procesos de captura de CO₂ actuales se pueden dividir en tres grupos: equipos de post-combustión, oxí-combustión y pre-combustión.

3.5.1 Sistemas Post-Combustión

Son los más desarrollados hasta la fecha y los que mayor experiencia comercial tienen a escala suficientemente grande. Existen técnicas de captura de post-combustión físicas, químicas o intermedias, aunque la técnica de absorción mediante solventes químicos —usualmente aminas— es la que más se recomienda ya que, aparte de tener relativamente un bajo coste con respecto a otros equipos de control de CO₂, es la que posee mayor eficiencia de captura —del orden del 99%—. Sin embargo, estos sistemas necesitan que los gases estén ya limpios de los restantes contaminantes, por lo que suelen instalarse los últimos en la cadena de equipos de control de emisiones.

La absorción química mediante solventes se basa en la reversibilidad de la reacción química entre un solvente acuoso alcalino con un gas ácido. El siguiente esquema representa un proceso de absorción de CO₂:

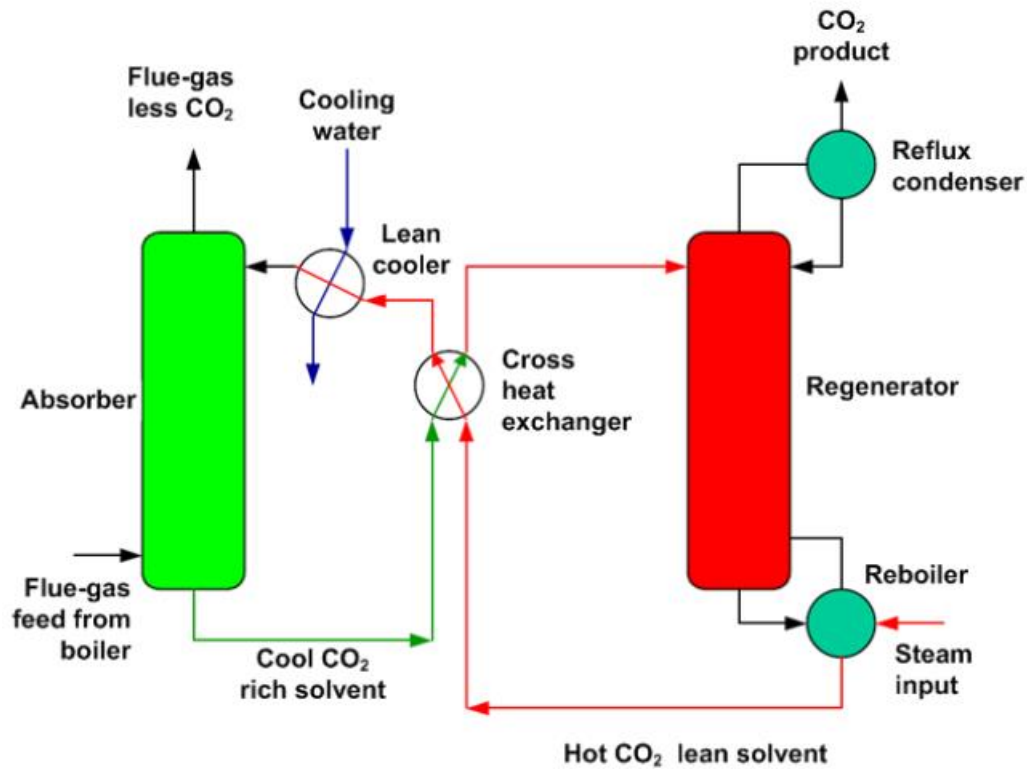


Figura 3-36. Proceso de captura de CO₂ con aminas

Se observa que los gases han de ser refrigerados antes de entrar en el absorbedor, hasta que alcanzan una temperatura comprendida entre los 40 °C y los 60 °C —rango donde la reacción de absorción de CO₂ se optimiza—. Tras esto, los gases entran en dicho equipo para que el CO₂ sea absorbido por el solvente, haciéndose pasar los gases ya limpios de CO₂ por un lavado de agua que impida el escape de reactivos con la corriente de gases.

Por su parte, el sorbente con el CO₂ atrapado se bombea hacia el desorbedor donde, gracias a la aplicación de calor, se alcanzan temperaturas entre los 100 °C y los 140 °C, de forma que se regenere el solvente y se produzca la desorción del CO₂.

La parte negativa de este proceso es dicha aportación de calor a la regeneración, la cual es lo bastante alta como para que bajar de forma significativa el rendimiento térmico de la planta.

3.5.2 Sistemas Oxi-Combustión

Básicamente consiste en la combustión del combustible con oxígeno puro en lugar de aire, lo cual produce unos gases de escape cuya composición está formada principalmente por CO₂ y H₂O.

Realmente, el oxígeno puro suele estar diluido con parte de los gases de escape —tratados o no—, ya que la combustión con O₂ puro resulta en temperaturas de combustión excesivamente altas, mientras que si se diluye con los gases de escape, dichas temperaturas son mucho menores. De esta forma, los gases de escape producto de la combustión están compuestos principalmente de H₂O y CO₂, por lo que para separar ambas sustancias basta con condensar el H₂O. Una vez se realice este paso, se lleva a cabo un proceso de purificación de la corriente que elimine las sustancias minoritarias, con el objeto obtener una altísima concentración de CO₂ y comprimirlo hasta el estado líquido o supercrítico —según el método de transporte hasta el almacenamiento del CO₂—.

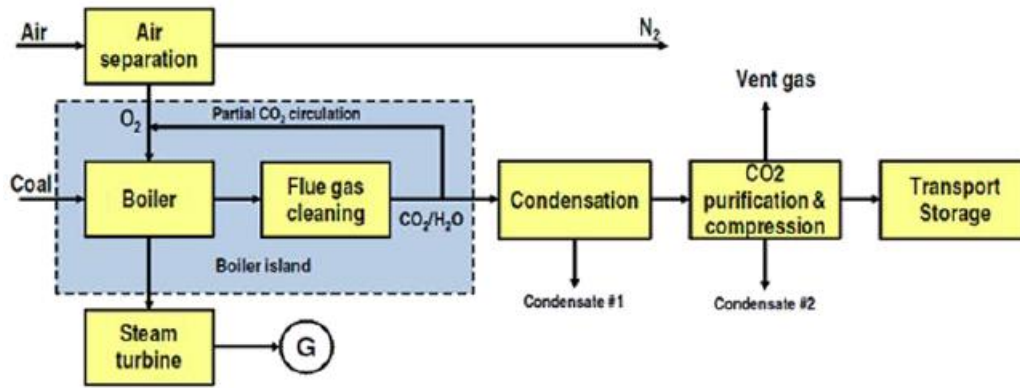


Figura 3-37. Diagrama simplificado de una planta de oxi-combustión

3.5.3 Sistemas Pre-Combustión

Estas técnicas están ideadas fundamentalmente en conjunto con el concepto de la gasificación integrada en ciclos combinados. En esta instalación, como ya se ha explicado en el apartado 2.3.3, tras la gasificación del combustible puede llevarse a cabo la reacción de intercambio agua-gas (WGS), la cual enriquece la corriente de gas sintético en CO_2 y H_2 . Con esta configuración el CO_2 es fácilmente separable del H_2 mediante métodos físicos, de forma que se capture el CO_2 y se aproveche el H_2 producido como combustible en una planta de ciclo combinado.

3.6 Metales Pesados, Cloruro de Hidrógeno (HCl) y Fluroruro de Hidrógeno (HF)

Casi la totalidad de los metales pesados liberados al ambiente tienen bastante tendencia a condensarse o adherirse a las partículas de la corriente de gases, por lo que su gran mayoría son eliminadas en los equipos de control de partículas. Sin embargo, el mercurio es de los metales que menos tendencia al fenómeno de adherencia presentan, además de ser un contaminante bastante peligroso y vigilado por las autoridades.

Elementos	ESP (% de reducción)	Filtro de tejido (% de reducción)	Desulfurador Venturi (% reducción)
Sb	96.0	97.0	99.0
As	98.5	98.5	98.5
Ba	99.5	98.0	99.5
Be	98.5	98.5	98.5
B	68.0	97.0	63.0
Cd	83.0	94.0	96.0
Cr	97.5	99.5	99.5
Co	98.0	99.0	99.0
Cu	89.0	99.5	99.0
Pb	98.0	98.5	99.0
Mn	97.0	99.5	99.5
Hg	30.0	60.0	20.0
Mo	96.0	100	99.0
Ni	96.0	99.0	99.0
Se	21.0	65.0	60.0
V	98.0	100	99.5

Tabla 3-4. Eficiencias de reducción de metales en ESP, filtro de tejido y desulfurador Venturi

Como se vio en el apartado 1.1.6 de metales pesados, el mercurio del combustible es liberado en forma de Hg

elemental, Hg^{2+} y Hg adherido a partículas —Hgp—. El mercurio en forma de Hg^{2+} es capturable en los sistemas de desulfuración de humos, mientras que el Hgp se recoge sin ningún problema en los equipos de control de partículas. Más dificultades para su captación en estos equipos presenta el Hg elemental, aunque su emisión es menor que la de los otros tipos de emisión de mercurio salvo en contadas ocasiones y condiciones —caso del lignito con pocas cenizas volantes—.

Sin embargo, los sistemas de control de NO_x —SCR fundamentalmente— ayudan en la captura del Hg elemental, dado que dichos sistemas acarrearán la oxidación del Hg, siendo dicha forma mucho más fácilmente capturable en los equipos FGD.

Esta práctica de usar los equipos de control de SO_x , NO_x y partículas para la eliminación de metales a veces no es suficiente en el caso de los incineradores de residuos, cuyas emisiones de metales sí que son más significativas que con otros combustibles. Por ello, se necesitan de equipos de recogida de metales específicos, tales como filtros de selenio, filtros de carbono activado y otros sorbentes.

Por último, se incluyen en este apartado el HCl y el HF porque los métodos de control de los mismos son bastante parecidos a los de los metales pesados. Pueden eliminarse parte en los desulfuradores húmedos y también en los equipos de control de partículas si previamente se ha inyectado algún sorbente en la zona de combustión, como la cal —debido a que el HCl y el HF por sí solos no tienen mucha tendencia a adherirse a las partículas—.

REFERENCIAS

- [1] Registro Estatal de Emisiones y Fuentes Contaminantes. SO_x (Óxidos de azufre). <http://www.prtr-es.es/SOx-oxidos-de-azufre,15598,11,2007.html> visitado el 18/08/2019
- [2] Carnicer, José Manuel. *Contaminación atmosférica*. 2007. https://www.google.es/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=2&ved=2ahUKEwjw2_ya0srkAhUGTcAKHfMFBpEQFjABegQIBBAC&url=https%3A%2F%2Fwww.eoi.es%2Fes%2Ffile%2F18607%2Fdownload%3Ftoken%3DDQeBhR8t&usg=AOvVaw281PLiruncnHeNHv6PaiBg
- [3] Lecomte, T., Ferrería de la Fuente, J.F., Neuwahl, F., Canova, M. y otros. *Best Available Techniques (BAT) Reference Document for Large Combustion Plants*. 2017 https://www.google.es/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=1&cad=rja&uact=8&ved=2ahUKEwjtsu7U0srkAhWGN8AKHeuKC0MQFjAAegQIABAC&url=https%3A%2F%2Feippcb.jrc.ec.europa.eu%2Freference%2FBREF%2FLCP%2FJRC_107769_LCPBref_2017.pdf&usg=AOvVaw0wTR2GiGEaVck5V6sdV7_a
- [4] Registro Estatal de Emisiones y Fuentes Contaminantes. NO_x (Óxidos de nitrógeno). <http://www.prtr-es.es/SOx-oxidos-de-azufre,15598,11,2007.html> visitado el 18/08/2019
- [5] Registro Estatal de Emisiones y Fuentes Contaminantes. NO₂. <http://www.prtr-es.es/SOx-oxidos-de-azufre,15598,11,2007.html> visitado el 19/08/2019
- [6] Registro Estatal de Emisiones y Fuentes Contaminantes. Partículas. <http://www.prtr-es.es/SOx-oxidos-de-azufre,15598,11,2007.html> visitado el 20/08/2019
- [7] Protección Civil. *Ficha toxicológica del SO₃*. http://www.proteccioncivil.es/riesgos/quimicos/fichas-toxicologicas/comburente/-/asset_publisher/O3eU8FspXzkM/content/trioxido-de-azufre-so-3?inheritRedirect=false visitado el 20/08/2019
- [8] Gobierno de España. Metales pesados. https://www.miteco.gob.es/es/calidad-y-evaluacion-ambiental/temas/atmosfera-y-calidad-del-aire/emisiones/prob-amb/metales_pesados.aspx visitado el 21/08/2019
- [9] Formación de lluvia ácida. <https://todoesquimica.blogia.com/2008/040201-formacion-de-la-lluvia-acida.php> visitado el 21/08/2019
- [10] Instituto de Prospectiva Tecnológica. *Resumen Documento de referencia sobre las mejores técnicas Disponibles en el ámbito de las grandes instalaciones de combustión*. 2005
- [11] Registro Estatal de Emisiones y Fuentes Contaminantes. CO. <http://www.prtr-es.es/CO-Monoxido-de-carbono,15589,11,2007.html> visitado el 21/08/2019
- [12] ghgprotocol.org. Valores de potenciales de calentamiento global de sustancias. https://www.google.es/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=12&cad=rja&uact=8&ved=2ahUKEwj13vTP1srkAhXNxIUKHYGjBCIQFjALegQIARAC&url=https%3A%2F%2Fwww.ghgprotocol.org%2Fsites%2Fdefault%2Ffiles%2Fghgp%2FGlobal-Warming-Potential-Values%2520%2528Feb%252016%25202016%2529_1.pdf&usg=AOvVaw2qJRDeoCIeKAo_RQvtqUnw visitado el 21/08/2019
- [13] Registro Estatal de Emisiones y Fuentes Contaminantes. CO₂. <http://www.prtr-es.es/CO2-Dioxido-de-carbono,15590,11,2007.html> visitado el 21/08/2019
- [14] Bionatur Medio Ambiente. HCl. <http://bionaturbiotech.com/depuracion-gases/hcl> visitado el 22/08/2019
- [15] Registro Estatal de Emisiones y Fuentes Contaminantes. HF. <http://www.prtr-es.es/Fluor-y-compuestos-inorganicos-como,15671,11,2007.html> visitado el 22/08/2019
- [16] Registro Estatal de Emisiones y Fuentes Contaminantes. COVs. <http://www.prtr-es.es/NMVOC-COVIDM-Compuestos-Organicos-Volaticos,15594,11,2007.html> visitado el 22/08/2019
- [17] Registro Estatal de Emisiones y Fuentes Contaminantes. Dioxinas y furanos. <http://www.prtr-es.es/Dioxinas-y-Furanos-PCDDPCDF,15634,11,2007.html> visitado el 22/08/2019
- [18] Fernández Díez, P. *CALDERAS PARA PLANTAS ELÉCTRICAS*. https://www.google.es/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=1&cad=rja&uact=8&ved=2ahUKEwiNkO7_18rkAhVPdhoKHR7HBnQOFjAAegQIABAC&url=http%3A%2F%2Ffiles.pfernandezdiez.es%2FCentralesTermicas%2FPDFs%2F24CT.pdf&usg=AOvVaw0gNlvecin-Xh8FwWvkhUn
- [19] Fernández Díez, P. *CÁMARAS DE COMBUSTIÓN DE TURBINAS DE GAS*. <https://www.google.es/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=3&cad=rja&uact=8&ved=2>

- ahUKEwibvyr2MrkAhVMCxoKHcEGBVwOFjACegOIBRAC&url=http%3A%2F%2Ffiles.pfernandezdiez.es%2FTurbinas%2FGas%2FPDFs%2F06Tgas.pdf&usg=AOvVaw0-3cepH6aw-gAKe5xKUYh0
- [20] Enciclopedia de Ejemplos (2019). "Organismos Autótrofos". <https://www.ejemplos.co/15-ejemplos-de-organismos-autotrofos/> visitado el 28/08/2019
- [21] Wang, T. *An overview of IGCC systems*
- [22] Ciclo combinado https://scielo.conicyt.cl/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S0718-07642005000100007 visitado el 31/08/2019
- [23] Fernández Díez, P. *CONSIDERACIONES MEDIOAMBIENTALES*.
http://rsm1.redsauce.net/js/pdfjs/web/viewer.html?file=http%3A%2F%2Frsm1.redsauce.net%2FAppController%2Fcommands_RSM%2Fapi%2Fapi_getFile.php%3FitemID%3D200%26propertyID%3D20%26RStoken%3D59e8ac1045d03e2ff6564c0638315f38
- [24] Fernández Díez, P. *CONTROL Y ELIMINACIÓN DE LOS SOx*.
http://rsm1.redsauce.net/js/pdfjs/web/viewer.html?file=http%3A%2F%2Frsm1.redsauce.net%2FAppController%2Fcommands_RSM%2Fapi%2Fapi_getFile.php%3FitemID%3D203%26propertyID%3D20%26RStoken%3D59e8ac1045d03e2ff6564c0638315f38
- [25] Fernández Díez, P. *CONTROL Y ELIMINACIÓN DE LOS NOx*.
http://rsm1.redsauce.net/js/pdfjs/web/viewer.html?file=http%3A%2F%2Frsm1.redsauce.net%2FAppController%2Fcommands_RSM%2Fapi%2Fapi_getFile.php%3FitemID%3D202%26propertyID%3D20%26RStoken%3D59e8ac1045d03e2ff6564c0638315f38
- [26] Fernández Díez, P. *ELIMINACIÓN DE PARTICULAS*.
http://rsm1.redsauce.net/js/pdfjs/web/viewer.html?file=http%3A%2F%2Frsm1.redsauce.net%2FAppController%2Fcommands_RSM%2Fapi%2Fapi_getFile.php%3FitemID%3D201%26propertyID%3D20%26RStoken%3D59e8ac1045d03e2ff6564c0638315f38
- [27] Prieto, I. *Reducción de emisiones contaminantes en grandes instalaciones de combustión: reducción de emisiones de óxidos de nitrógeno*.
https://www.google.es/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=1&cad=rja&uact=8&ved=2ahUKEwjG9b_42srkAhVLXsAKHfyDB-QOFjAAegOIABAC&url=http%3A%2F%2Focw.uniovi.es%2Fpluginfile.php%2F1015%2Fmod_resource%2Fcontent%2F1%2F1C_C12757_0910%2F04_GT17_Reducion_de_NOX_en_humos.pdf&usg=AOvVaw0zZNOjUq8kAOfkH4KRv3KY
- [28] <https://www.energynews.es/sistema-reduccion-de-nox-calderas-astilla-recirculacion-humos/> visitado el 02/09/2019
- [29] Zandaryaa, S. and Buekens, A. *POLLUTION CONTROL TECHNOLOGIES – Vol. II - Control of Nitrogen Oxides*
- [30] <https://www.americancoalcouncil.org/page/nox/NOx-Reduction-Technologies.htm> visitado el 02/09/2019
- [31] ECODENA. *NOTA INFORMATIVA SOBRE TRATAMIENTO DE AGUAS DE CIRCUITOS DE TORRES DE REFRIGERACIÓN*.
https://www.google.es/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=1&cad=rja&uact=8&ved=2ahUKEwjKgfH828rkAhUb5uAKHZknDF0OFjAAegOJARAC&url=https%3A%2F%2Fecodena.com%2Fdescargas%2FNota_Informativa_Sobre_Tratamiento_de_Aguas_de_Circuitos_de_Torres_de_Refrigeracion.pdf&usg=AOvVaw1U14EVaPbpEmINjHDDSDU
- [32] <https://www.awebgeo.com/geoexchange-vs-cooling-tower-comparison/> visitado el 03/09/2019
- [33] <http://www.engineeringexpert.net/Engineering-Expert-Witness-Blog/tag/condenser-circulating-pump> visitado el 03/09/2019
- [34] Cortés, J. *Termodinámica aplicada ejercicios*.
https://www.google.es/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=1&ved=2ahUKEwjTmIfD3MrkAhWRsROKHwNxDyoOFjAAegOJARAC&url=https%3A%2F%2Fwww.u-cursos.cl%2Fingenieria%2F2015%2F2%2FIO3201%2F1%2Fmaterial_docente%2Fbajar%3Fid_material%3D1238907&usg=AOvVaw0SmiValW1uEXSeDI544vhi
- [35] The Babcock & Wilcox Company. *Steam its generation and use*. Edición 41.
- [36] Fernández Díez, P. *HOGARES CICLÓN*.
http://rsm1.redsauce.net/js/pdfjs/web/viewer.html?file=http%3A%2F%2Frsm1.redsauce.net%2FAppController%2Fcommands_RSM%2Fapi%2Fapi_getFile.php%3FitemID%3D183%26propertyID%3D20%26RStoken%3D59e8ac1045d03e2ff6564c0638315f38
- [37] Ramos Ramos Carmona, S and González Pabón, G.J. *Análisis termoeconómico de sistemas energéticos con aplicación a una planta de poligeneración*. 2014

- [38] The Babcock & Wilcox Company. *The DRB-4Z™ Burner: Maximum NOx Reduction for Coal-Fired Applications*.
- [39] <http://www.ibiden.eu/product/ceramics/scr.html> visitado el 06/09/2019
- [40] <https://www.jmsec.com/air-pollution-solutions/selective-catalytic-reduction-scr/scr-catalyst-sinox-plate-catalyst/> visitado el 06/09/2019
- [41] Barraza, J., Mejía, I. *Producción de carbones ultralimpios usando flotación burbujeante y lixiviación con ácidos*.2009