

1. INTRODUCCIÓN.

1.1. ANTECEDENTES.

Las emisiones de óxidos de azufre se producen principalmente en procesos de combustión y proceden de la oxidación del azufre contenido en el combustible. Cabe señalar que las emisiones gaseosas de dichos procesos son mayoritariamente de SO_2 aunque siempre se produce una cierta cantidad de SO_3 , la cual suele ser bastante reducida en el caso de centrales térmicas que empleen carbón.

La mayor parte de las necesidades energéticas actuales son cubiertas por centrales térmicas que emplean combustibles fósiles. La combustión del carbón o del fuel provoca la emisión de los citados óxidos de azufre, los cuales pueden dañar la salud dependiendo de su concentración y exposición a las emisiones.

Además, el SO_2 una vez en la atmosfera se oxida a través de una serie de reacciones dando lugar a la formación de SO_3 , uno de los principales causantes de la lluvia ácida.

Esto causa un problema ecológico bastante grave ya que provoca la acidificación de las aguas receptoras, ya sean lagos, corrientes o ríos; así como el deterioro del suelo y de los bosques, llegando a ser una problemática de ámbito internacional pues las emisiones de un país pueden repercutir negativamente en otros.

Todo esto, unido a la creciente preocupación por la conservación del medio ambiente, ha conducido a la promulgación de una serie de leyes en diversos estados que regulan las emisiones de SO₂.

Dentro del marco europeo, la *directiva 2010/75/EU* es de aplicación a las grandes instalaciones de combustión (*GIC*) con una potencia superior a los *50 MW*, independientemente del tipo de combustible que se emplee. Para las nuevas centrales de carbón con una potencia superior a los *300 MW*, se aplica un límite de emisión de **150 mg/Nm³ (6%O₂)**. Mientras que para las plantas existentes con una potencia superior a los *300 MW*, el límite es de **200 mg/Nm³ (6%O₂)**.

Una forma efectiva de controlar las emisiones de SO₂ procedentes de las *GIC* es el empleo de la desulfuración de gases de combustión (*FGD*). Actualmente existen distintos tipos de tecnologías, las cuales pueden dividirse en: *húmedas, secas o semi-secas*.

Según estadísticas publicadas por la *EPA*, en el año 1998 la desulfuración por vía húmeda es la tecnología más implantada, y dentro de este grupo la más usada es la variante que emplea caliza; aunque para las centrales costeras la desulfuración con agua de mar (***SWFGD***) es una opción **tecnológicamente más simple**.

Las principales ventajas de esta tecnología son:

- No es necesario emplear reactivos químicos como $Ca(OH)_2$ ó $CaCO_3$, ya que el agua de mar es alcalina por sí misma ($pH \approx 8.1 \div 8.5$).
- La planta de tratamiento del efluente líquido es mucho más sencilla, tan sólo consiste en una balsa de oxidación y otra de neutralización.

Todo esto propicia que los costes de inversión sean menores y la fiabilidad de operación sea mayor que la de otros procesos tecnológicamente más complejos.

Dentro de este contexto el *Departamento de Ingeniería Química y Ambiental de la Escuela de Ingenieros de Sevilla* ha venido realizando una serie de investigaciones acerca de esta tecnología.

Dichos estudios se han centrado en la cinética de oxidación del S_{IV} a S_{VI} en agua de mar en presencia de catalizadores o sin ellos. Para corroborar los datos obtenidos en laboratorio, se procedió a la construcción de una planta piloto, en la que además se analizaron los rendimientos de desulfuración obtenidos a diferentes concentraciones de SO_2 , ratios L/G y altura de relleno para una columna con un determinado relleno de alta eficacia. Por último se desarrolló también un modelo matemático que pudiese simular los procesos implicados en la *SWFGD*.

A pesar de ser una tecnología prometedora, en el año 1998 según un informe de la *EPA*, la *SWFGD* sólo suponía el 0,6% de la potencia implantada mediante sistemas de desulfuración por vía húmeda.

1.2. ESTADO DEL ARTE.

La primera constancia del empleo de agua de mar para la desulfuración de gases de combustión data de 1930, concretamente en la central inglesa de *Battersea*, la cual empleaba el agua alcalina del río Támesis procedente de los condensadores de la central para absorber el SO_2 de los gases de combustión, para ello contaba con un absorbedor con un relleno de madera.

Desde 1968 la *SWFGD* se ha aplicado en la industria del aluminio y en refinerías de petróleo en Noruega.

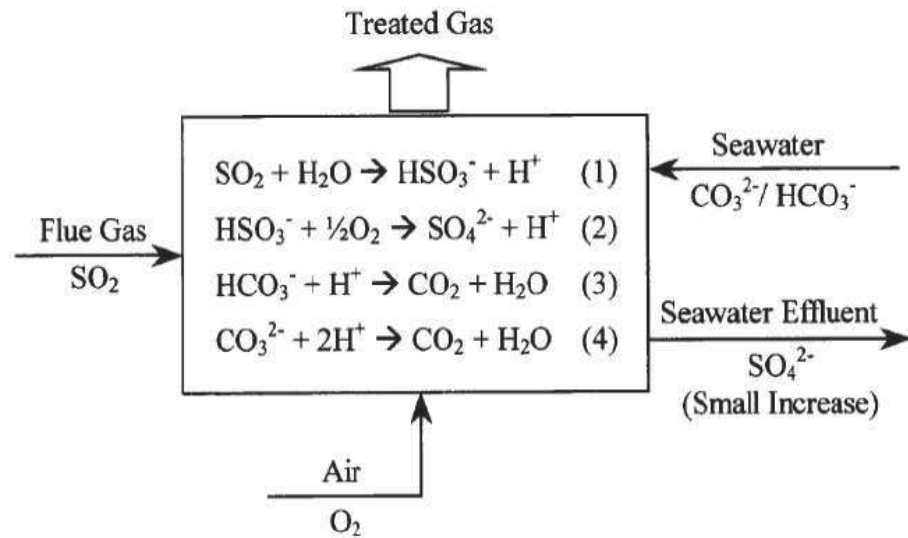
La central eléctrica india de *Trombay*, perteneciente a la compañía *TATA*, fue la primera central en aplicar este sistema de desulfuración a un módulo de 125 MWe (1993). Desde entonces un número creciente de centrales eléctricas costeras han instalado este sistema de depuración de gases en países como España (*UNELCO*), Reino Unido (*Longannet*), China (*Shenzhen, Haimen, etc*), Indonesia (*Paiton*), Malasia (*Manjung*), Chipre (*Vasilikos II*), Tailandia, Marruecos, etc.

Actualmente existen una serie de empresas que son las proveedoras de este tipo de tecnologías, como por ejemplo: *Alstom* (Francia) con 53 GWe instalados, *Doosan Lentjes GmbH* (Alemania) con 6 Gwe instalados, *TSK* (Japón) 20 unidades en operación y 2 en construcción, *Ducon* (EEUU), *Fujikasui* (Japón), etc.

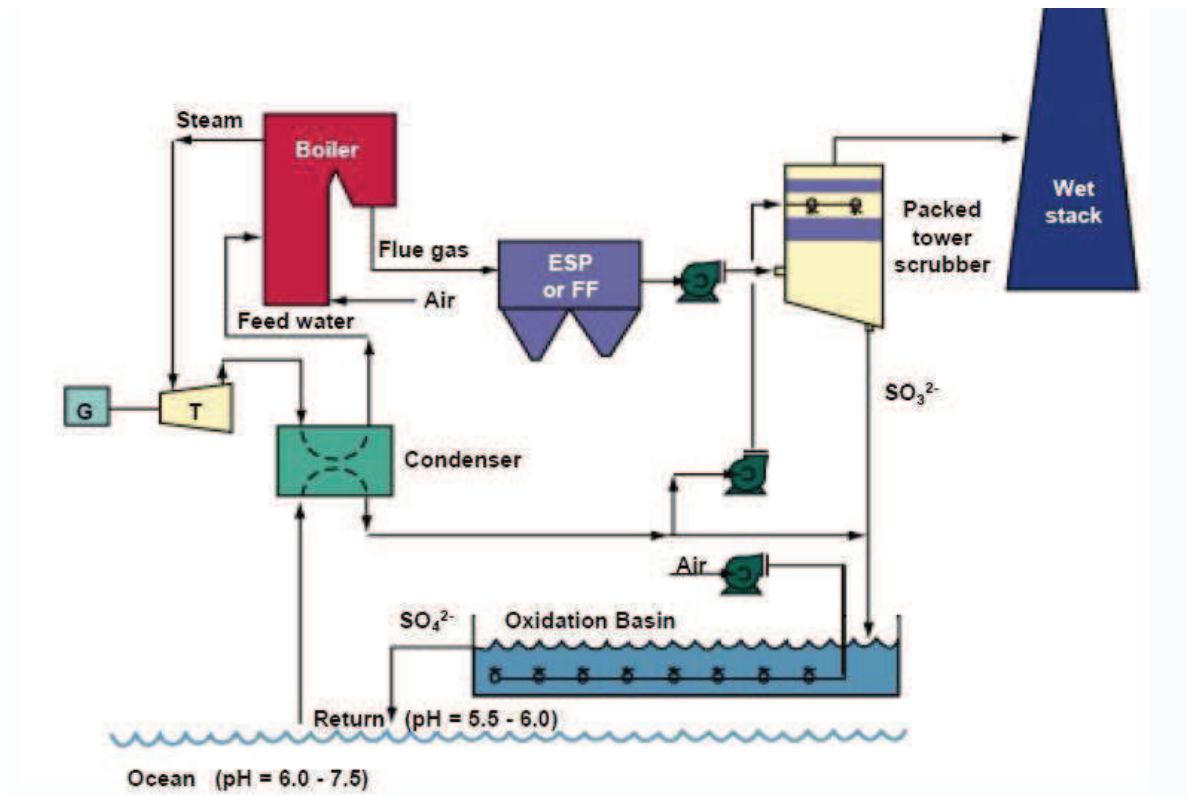
Dentro de la *SWFGD* existen dos variantes de proceso:

- La primera es la que se conoce como proceso ***Fläkt-Hydro***, el cual emplea la alcalinidad natural del agua de mar procedente de los condensadores de la central para neutralizar el SO_2 absorbido de los gases de combustión, siendo *Alstom* uno de los mayores representantes de esta tecnología.
- La otra alternativa es lo que se conoce como proceso ***Bechtel***, el cual emplea caliza o sosa para ajustar la alcalinidad del absorbente y aumentar la absorción del SO_2 .

El proceso *Fläkt-Hydro* es una tecnología más madura, siendo la mayormente aplicada dada su mayor simplicidad y fiabilidad.



Dicho proceso consiste en poner en contacto los gases de combustión, procedentes del precipitador electrostático o del filtro de mangas, con el agua de mar, proveniente de condensadores, en una torre de absorción donde se absorbe y neutraliza el SO₂ gracias a la alcalinidad natural del agua. A continuación el efluente acidificado se descarga por gravedad a una planta de tratamiento de agua de mar (SWTP), donde el SO₂ absorbido se oxida a SO₄⁼ antes de su descarga al mar.



En el agua de descarga se podría detectar:

- Un ligero aumento de los iones sulfato.
- Elementos traza asociados al combustible quemado.
- Leve aumento de la temperatura.
- Un pequeño incremento de la *DQO*.
- Una disminución del *pH* del efluente.

Según diversos estudios no se han encontrado efectos significativos sobre el entorno marino, ya que el incremento de

sulfatos en el agua se encuentra dentro del rango de las variaciones naturales que tienen lugar en el agua de mar. A poca distancia del punto de vertido la diferencia con respecto al nivel de fondo no es detectable.

El estudio llevado a cabo en la refinería de *Mongstad*, en Noruega, concluye *“Ningún efecto peligroso en los Bentos fue observado después de que se hiciese la descarga y el contenido de materiales orgánicos y metales pesados, excepto el plomo, se mantiene dentro de los rangos naturales del sedimento marino. Las condiciones ambientales en el área eran buenas antes de que la descarga fuese implementada y continúan siendo buenas después de 18 meses de uso continuado”* (Botnen et al. 1992).

Otro estudio llevado a cabo por (Nyman and Tokerud, 1991), tomando muestras sobre la fauna del fondo marino y el sedimento de tres descargas de unidades *Fläkt-Hydro* diferentes, condujo a que no existían evidencias de efectos dañinos sobre la fauna de fondo. Aunque el contenido de sulfatos experimentaba picos durante el arranque de las unidades, el contenido de azufre y la concentración de metales en el sedimento estaban comprendidos dentro de las variaciones naturales.

Por último, cabe destacar que a día de hoy la *SWFGD*, y concretamente el proceso *Fläkt-Hydro*, es una alternativa factible frente a otras tecnologías de desulfuración para centrales costeras que quemen combustibles con contenidos bajos o medios en

azufre ($S < 1,5\%$ para el carbón) y traten caudales de gases medios o altos, dados sus menores:

- Costes de inversión (entre un 70 y un 80% del coste de un sistema de desulfuración húmeda con caliza).
- Costes de operación (en torno a un 50% del de un sistema de desulfuración húmeda con caliza) .
- Coste de mantenimiento (aproximadamente un 30% el de un sistema de desulfuración húmeda con caliza).

Dichos valores han sido obtenidos por el proveedor *Doosan Lentjes* y contrastados con los datos ofrecidos por otros fabricantes como *Alstom* y *TSK*.

Estas conclusiones han sido avaladas por el *IPPC* en un *BREF* titulado “*Large Combustión Plants*”, considerando la *SWFGD* como la *BAT* (mejor tecnología disponible) para centrales de carbón pulverizado mayores de 100 Mw. Además, según una comparativa entre distintas técnicas de desulfuración (*Spray-Dryer*, *Wet Limestone*, *Wellman Lord* y *Seawater*) llevado a cabo por *Tilly et al.*, para una central costera escocesa, se llegó a la conclusión que la desulfuración de gases de combustión con agua de mar era la *BPEO* (Mejor Opción Medioambiental Realizable) dentro del área de estudio.

1.3. ALCANCE Y OBJETIVOS.

El objetivo principal del presente proyecto es el diseño de una planta de desulfuración con agua de mar para una **central eléctrica de carbón pulverizado, de importación, con 580 MWe** que permita satisfacer la legislación actual (**$[SO_2] \leq 150 \text{ mg/Nm}^3, 6\%O_2$**).

Como carbón de diseño, hemos empleado un carbón Colombiano con un contenido en azufre del *0,65% p/p*.

Dicha planta se encuentra sobredimensionada para que tenga cierta flexibilidad en el empleo de distintos carbones de importación con un contenido variable de azufre, debiendo ser éste **siempre inferior al 1,2% p/p**.

El grado de desarrollo del diseño alcanza el de su ingeniería básica, incluyéndose un estudio económico de la planta.

A efectos de cálculo hemos supuesto una hipotética disposición de los distintos equipos en la parcela, ya que se trata de un problema académico y no de un caso real, en el que la planta de desulfuración se diseña en conjunto con el resto de la central o de un *“retrofit”*, en el que tenemos que adecuar todos los equipos al espacio disponible y a la ubicación de la caldera y la chimenea. Por dicho motivo los costes de inversión y de operación, así como la potencia necesaria de los ventiladores de la planta y de las bombas variarán de un caso a otro, ya que estos son función de la ubicación de la planta.