



PROYECTO FIN DE CARRERA

## **Adaptación de Centrales Térmicas de Carbón al proceso de Oxi-combustión**

Memoria de proyecto para la obtención del título de Ingeniería Industrial.

Especialidad: Tecnologías Energéticas.

Presenta:

**Adrián Alcalá Carrasco**

Tutor del proyecto:

Javier Villa Briongos  
Departamento de Ingeniería Térmica y de Fluidos  
Universidad Carlos III de Madrid

Madrid (España), a 24 de Febrero del 2011

# Agradecimientos

*Dedico este proyecto a aquellos que siempre confiaron en mí.*

*Gracias en primer lugar a mis padres Tomás y Marisa, y a mi hermana Lucía, que con su apoyo, cariño y generosidad han hecho posible alcanzar esta gran meta de mi vida.*

*Gracias a mis compañeros, mis grandes amigos, con ellos he compartido muchas experiencias inolvidables, y los mejores recuerdos de esta etapa de mi vida en la universidad.*

*Por supuesto, agradezco especialmente a Javier Villa Briongos, tutor de este proyecto, por su decidida ayuda siempre que fue necesario.*

*A todos ellos dedico esta memoria.*

# Resumen

El proceso de Oxi-combustión es una de las posibles alternativas para la generación de energía eléctrica, que permite la Captura y Almacenamiento de CO<sub>2</sub>, con el fin de cumplir los ambiciosos objetivos de reducción de emisiones. Es una prometedora tecnología que permitirá la generación de electricidad mediante combustibles fósiles durante los próximos años.

Esta técnica se caracteriza por poder ser implementada en centrales térmicas convencionales, requiriendo en ellas un número mínimo de modificaciones. Esta posibilidad representa una solución factible a corto plazo, que permite combatir el deficiente estado medioambiental.

El presente proyecto estudia una central térmica de carbón pulverizado super-crítica de oxi-combustión, que opera con el sistema de Captura y Secuestro de CO<sub>2</sub>. La substancial reducción de emisiones que este sistema posibilita, tiene como principal penalización una caída muy importante en el rendimiento neto de la central.

# Índice General

## 1 - Introducción y objetivos. (1)

- 1.1 – Introducción. (1)
- 1.2 – Objetivos. (2)

## 2 - Producción de energía sostenible en Europa. (3)

- 2.1 – Objetivo del capítulo. (3)
- 2.2 – Introducción (3)
- 2.3 – Evolución y situación actual de los combustibles fósiles en el mundo. (4)
  - 2.3.1 – Energía Primaria. (4)
  - 2.3.2 – Petróleo. (12)
  - 2.3.3 – Gas Natural. (12)
  - 2.3.4 – Carbón. (13)
- 2.4 – Libro Verde de la Comisión del 8 de Marzo del 2006. <<Estrategia Europea para una energía sostenible, competitiva y segura>>. (15)
  - 2.4.1 – Objetivo. (19)
  - 2.4.2 – Principales retos que propone la comisión, a los Estados miembros. (19)
- 2.5 – Producción de electricidad sostenible a partir de combustibles fósiles. (21)
  - 2.5.1 – Punto de partida. (21)
  - 2.5.2 – Motivación. (22)
  - 2.5.3 – Puntos a destacar. (22)
  - 2.5.4 – Posibles obstáculos. (23)
- 2.6 – Infraestructura Europea de las plantas de producción de electricidad. (24)
  - 2.6.1 – Situación actual. (24)
  - 2.6.2 – Base de datos Chalmers de plantas de potencia. (24)
  - 2.6.3 – Base de datos Chalmers de almacenamiento de CO<sub>2</sub>. (28)
  - 2.6.4 – Base de datos Chalmers de Generación de energía eléctrica en España. (30)
- 2.7 – El Carbón, conceptos preliminares y situación actual. (32)

### **3 - Análisis del proceso de oxi-combustión. (37)**

- 3.1 - Objetivo del capítulo. (37)
- 3.2 - Introducción. (37)
  - 3.2.1 – Introducción. (37)
  - 3.2.2 – Clasificación de las centrales térmicas de carbón. (38)
  - 3.2.3 – Situación actual de las plantas de oxi-combustión. (39)
  - 3.2.4 – Características del proceso. (40)
  - 3.2.5 – Conclusiones obtenidas a raíz de estudios. (44)
- 3.3 - Elementos que intervienen en el proceso. (46)
  - 3.3.1 – Caldera de vapor. (46)
    - 3.3.1.1 – Introducción a los ciclos de vapor supercríticos. (46)
    - 3.3.1.2 – Estudio comparativo entre calderas de vapor sub-críticas y supercríticas. (46)
    - 3.3.1.3 – Análisis del proceso de combustión. (51)
      - 3.3.1.3. A – Combustión completa con aire. (51)
      - 3.3.1.3. B – Combustión con O<sub>2</sub> puro, sin recirculación. (54)
      - 3.3.1.3. C – Combustión con exceso de aire. (56)
      - 3.3.1.3. D – Combustión con O<sub>2</sub> puro y recirculación. (60)
      - 3.3.1.3. E – Combustión con O<sub>2</sub> puro en exceso y recirculación. (62)
  - 3.3.2 – Unidad de separación de aire (ASU). (66)
  - 3.3.3 – Unidad de compresión y purificación del CO<sub>2</sub>. (68)
- 3.4 – Análisis detallado de la planta de potencia. (71)
  - 3.4.1 – Modelado del proceso de oxi-combustión. (72)
  - 3.4.2 – Estudio energético del proceso. (75)
    - 3.4.2.1 – Caracterización de cada uno de los puntos del ciclo. (75)
    - 3.4.2.2 – Parámetros característicos de los elementos del ciclo de potencia. (88)
    - 3.4.2.3 – Parámetros característicos de toda la planta de oxi-combustión. (90)
- 3.5 – Conclusiones. (91)

## **4 - Proyecto de una central térmica de oxi-combustión. (93)**

- 4.1 – Objetivo. (93)
- 4.2 – Factores influyentes en el proceso de decisión. (93)
- 4.3 – Viabilidad técnica del proceso de adaptación hacia la tecnología de oxi-combustión. (94)
- 4.4 – Valoración económica. (100)
  - 4.4.1 – Datos de partida. (100)
  - 4.4.2 – Factores influyentes en la oferta económica. (100)
    - 4.4.2.1 – Abastecimiento de carbón. (100)
    - 4.4.2.2 – Emplazamiento de la planta existente. (102)
    - 4.4.2.3 – Tratamiento del CO<sub>2</sub>. (103)
  - 4.4.3 – Valoración económica de las dos posibilidades estudiadas. (105)
- 4.5 – Conclusiones. (110)

### **Lista de figuras.**

### **Lista de tablas.**

### **Referencias.**

**Apéndice I** – Esquema detallado del ciclo de potencia de la central térmica de Oxi-combustión de Carbón propuesta.

**Apéndice II** - Esquema detallado de la Unidad de fraccionamiento de aire (ASU) y del Tren de tratamiento de CO<sub>2</sub>, de la central térmica de Oxi-combustión de Carbón propuesta.

**Apéndice III** – Diagrama T-s del ciclo de vapor.

### 1. Introducción y objetivos.

#### 1.1. Introducción.

El Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático, conocido por el acrónimo inglés IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change), es una organización creada en 1988 para analizar el origen antropogénico del cambio climático, así como sus posibles repercusiones, riesgos y posibilidades de atenuación. Los informes elaborados revelan la necesidad de tomar acciones urgentes frente al cambio climático derivado de las emisiones de gases de efecto invernadero. El tercer informe del IPCC [1] indica que existe una clara evidencia de que la mayor parte del calentamiento global observado durante los últimos 50 años es atribuible a la actividad humana y principalmente a la emisión de CO<sub>2</sub>.

El cambio climático es responsable del incremento gradual de la temperatura global. Para evitar cambios irreversibles en las condiciones climáticas del planeta, es necesario detener este incremento y mantenerlo por debajo de 2.4 °C.

La Agencia internacional de la Energía (AIE) [12] indica que más del 80% de la energía primaria consumida en el mundo proviene de combustibles fósiles, y que contribuyen en un 75% al total de emisiones de CO<sub>2</sub> antropogénicas. Éstos seguirán siendo durante muchos años la principal fuente de energía empleada.

Existen diferentes posibilidades para la generación de energía eléctrica mediante combustibles fósiles, donde el carbón ocupa una posición de privilegio, ya que a corto-medio plazo es el más seguro y fiable, debido a su mayor abundancia con respecto al gas natural y al petróleo, por su deslocalización, y por ser el más barato y fácil de transportar.

La elevada demanda que presenta el carbón en el sector eléctrico unido a las elevadas emisiones de CO<sub>2</sub> resultantes de la combustión del mismo, dictan la necesidad de modernizar las centrales de carbón en un espacio de tiempo no muy largo. Según la base de datos Chalmers [2], elaborada por el departamento energético de la Universidad tecnológica de Gothenburg, dicho proceso de revamping requiere costes razonables, y garantiza una producción mayor con un consumo específico muy inferior. La solución pasa por encontrar alternativas, diseñando y construyendo nuevas plantas que mejoren las tecnologías existentes.

Con el fin de poder abastecer la demanda en el periodo de tiempo en el que estas nuevas centrales más eficientes y con menos emisiones estén operativas, se hace necesaria la reducción de emisiones de las plantas en funcionamiento.

Para conseguir los ambiciosos objetivos de reducción de emisiones, son necesarias un conjunto de acciones donde son clave la Captura y Confinamiento de CO<sub>2</sub> (CCS), la mejora de eficiencia de los procesos, un menor consumo de energía final por parte de los consumidores, la utilización de energías renovables y energía nuclear, así como perfeccionar los sumideros naturales de dióxido de carbono.

El proceso de Captura y Secuestro de CO<sub>2</sub> es necesario, ya que permitirá la generación de electricidad mediante combustibles fósiles durante los próximos, sin originar efectos negativos sobre la atmósfera. De entre las distintas tecnologías de captura existentes (post-combustión, pre-combustión y oxi-combustión), el proceso de oxi-combustión representa la mejor alternativa, puesto que produce una corriente muy concentrada de CO<sub>2</sub> que facilita su confinamiento y los costes de captura y compresión, mejora la transferencia de calor en la caldera, y tiene un largo camino recorrido en I+D. Además permite ser instalada con mínimas modificaciones en la central, y presenta un elevado potencial para su optimización energética en un futuro próximo.

### 1.2. Objetivos.

#### 1.2.1. Objetivo general.

Análisis de la tecnología de oxi-combustión en centrales térmicas de carbón con captura y secuestro de CO<sub>2</sub>, para su implantación en España.

#### 1.2.2. Objetivos parciales.

- **A)** Obtener una instantánea de cómo la política energética actual influye a corto y medio plazo en las tecnologías de generación energética. Para lo cual se revisa el estado actual de las diferentes posibilidades en la UE-27 y España.
  
- **B)** Análisis de los diferentes elementos que intervienen en el proceso de oxi-combustión, identificando los puntos críticos de diferentes unidades que resultan decisivos desde el punto de vista del diseño y operación.
  
- **C)** Estudio de la influencia del proceso de oxi-combustión en España mediante la comparación tecno-económica de las siguientes dos situaciones:
  - Actualización tecnológica de una planta existente de carbón.
  - Proyecto de nueva adjudicación.

## **2. Producción de energía sostenible en Europa**

### **2.1. Objetivo del capítulo.**

Obtener una instantánea de cómo la política energética actual influye a corto y medio plazo en las tecnologías de generación energética.

Para lo cual se revisará el estado actual de las diferentes posibilidades en el Mundo y España.

### **2.2. Introducción.**

Los datos más recientes revelan que se prevé un incremento del consumo de energía primaria muy importante hasta el año 2030, esperando incluso a que se duplique la demanda. A raíz de la problemática que esto supone, el documento realizado analizará la tecnología de la oxi-combustión englobada dentro de la captura y almacenamiento de CO<sub>2</sub>, como propuesta de futuro para combatir la insostenibilidad energética y ambiental existente.

La situación actual de los recursos mundiales para la generación de energía eléctrica se encuentra en estado crítico. Los efectos medioambientales de las energías tradicionales están impactando de manera importante en la meteorología del planeta y en la opinión pública de su uso. No son pocos los países que se niegan a usar la tecnología nuclear e incluso han dejado de quemar combustibles que produzcan un elevado nivel de emisiones de efecto invernadero.

El elevado crecimiento del consumo energético año tras año contrasta con el moderado avance de las tecnologías renovables, las cuales, proponen un prometedor desarrollo sostenible, pero aun no son capaces de satisfacer la demanda de la sociedad. El aprovechamiento de estas fuentes carece de la estabilidad necesaria, debido a una débil disponibilidad, en muchas ocasiones relacionada con la climatología local.

La concienciación social del ahorro energético no supone resultados esperanzadores, en comparación con el imparable aumento de la demanda generada por el fuerte crecimiento económico de los últimos años. Aún sigue existiendo un fuerte derroche de energía debido a que la electricidad siempre ha tenido una gran disponibilidad y a unos precios asequibles. La población no concibe todavía que pueda haber problemas con el suministro eléctrico en un futuro cercano.

## 2.3. Evolución y situación actual de los combustibles fósiles en el mundo.

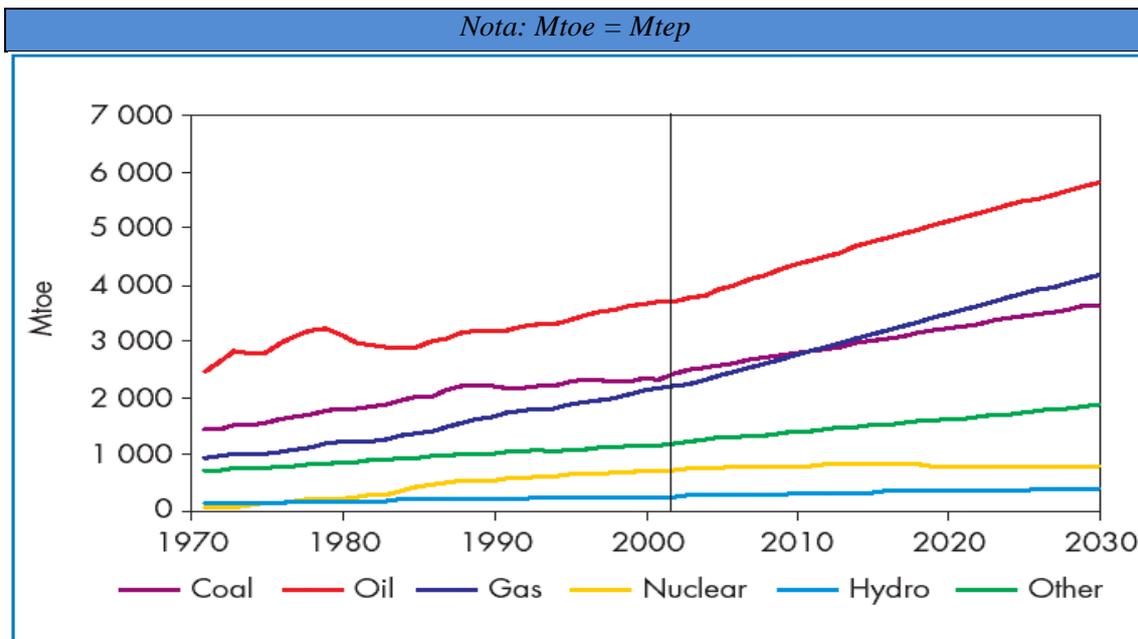
### 2.3.1. Energía Primaria.

*Nota: Una fuente de energía primaria es toda forma de energía disponible en la naturaleza antes de ser convertida o transformada. Consiste pues en energía contenida en combustibles fósiles y otras formas de energía que constituyen una entrada al sistema. Si no es utilizable directamente, debe ser transformada en una fuente de energía secundaria.*

*Nota. Se define tonelada equivalente de petróleo (tep) como el calor liberado al arder completamente 1 tonelada de petróleo de referencia ( $10^7$  kcal según la Agencia Internacional de la Energía (IEA), lo cual equivale a asumir un poder calorífico inferior de 41.85 MJ/kg, con una densidad típica del crudo de  $750 \text{ kg/m}^3$ ).*

La Agencia Internacional de la Energía (IEA) [12], establecida en noviembre de 1974, es una de las fuentes más autorizadas del mundo en cuanto a las estadísticas energéticas.

La IEA ha realizado un estudio de tendencias sobre el consumo de energía primaria en el mundo, el cual es mostrado en la [figura 2.1](#).

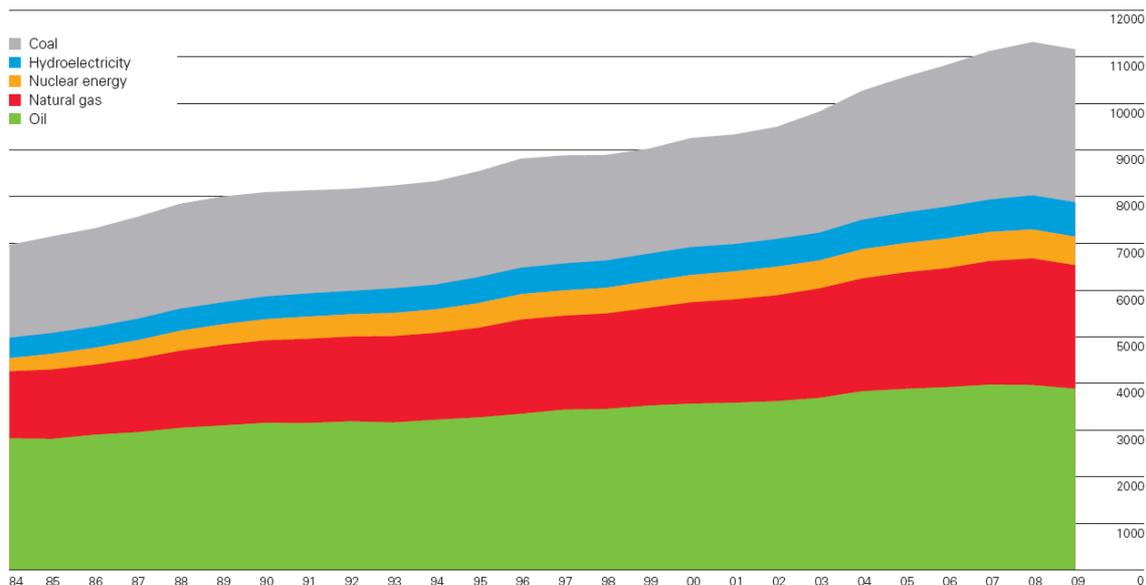


*Figura 2.1. Evolución de la demanda de Energía primaria Mundial [12].*

El gráfico anterior muestra una estimación de consumo de energía primaria un 60 % superior para el año 2030, que el alcanzado en 2002. Los combustibles fósiles continuarán abasteciendo la mayor parte de la demanda de energía mundial, cubriendo en 2030 el 82% de la energía primaria [12].

La [figura 2.2](#) muestra cómo ha sido la evolución del consumo mundial de energía primaria, desde el año 1984 hasta la actualidad. La información ha sido obtenida del anuario proporcionado por BP “Statistical Review of World Energy June 2010” [10], que contiene como datos más recientes los del año 2009. Los valores están millones de toneladas equivalentes de petróleo (Mtep).

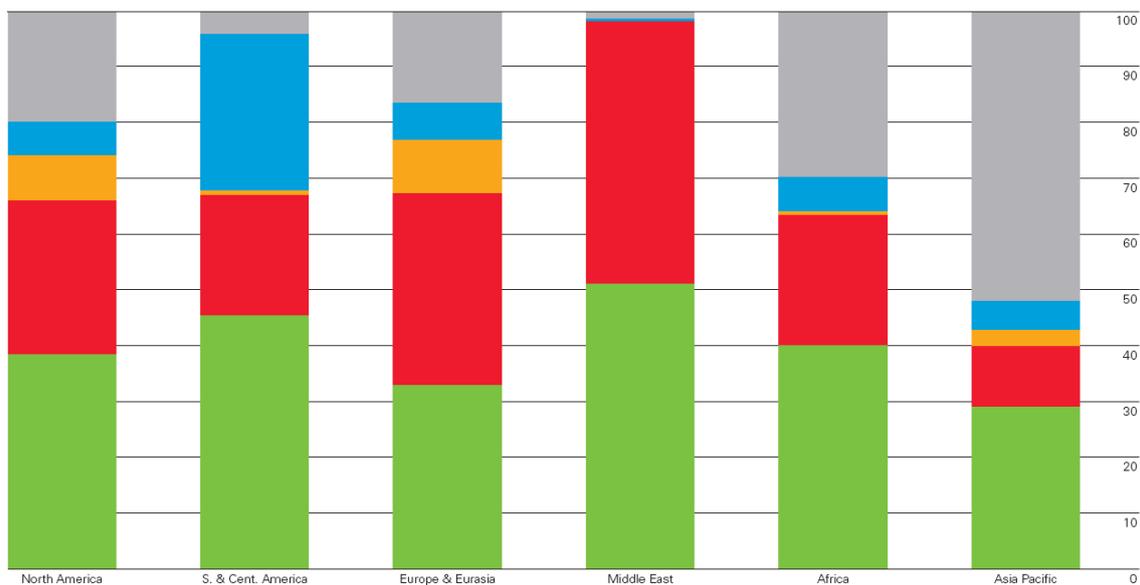
## 2. Producción de energía sostenible en Europa.



*Figura 2.2. Evolución mundial del consumo de energía primaria en Mtep [10].*

El consumo de energía primaria tuvo un descenso de **-1.1%** [10] en el año 2009, la primera caída desde 1982. El consumo fue más débil en todas las regiones. El petróleo prevalece como líder de los combustibles fósiles (34.8% del total de energía primaria consumida), pero sigue perdiendo cuota de mercado. Sin embargo, la participación o ratio que ocupa el carbón dentro del consumo de energía primaria fue la más alta desde 1970.

Para facilitar la comprensión de cuál es el estado, a 1 de Enero de 2010, de las principales fuentes de generación de electricidad, en las diferentes regiones del mundo, se representa a continuación la [figura 2.3](#). La información está en porcentajes, y el código de colores es el mismo que el empleado en la [figura 2.2](#).



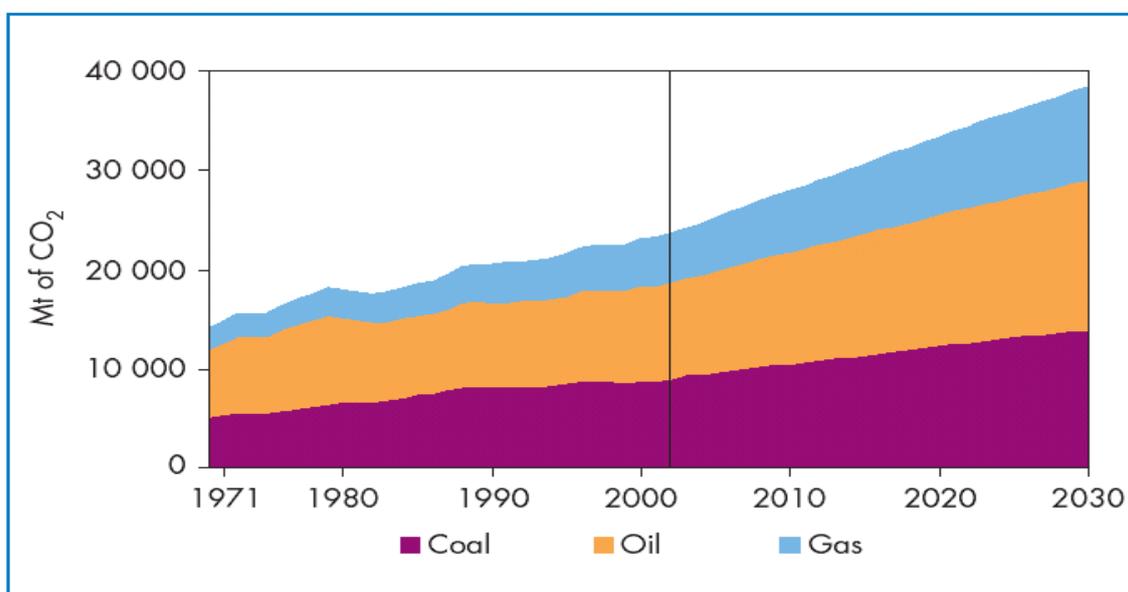
*Figura 2.3. Consumo regional de las principales fuentes de energía primaria (año 2009) [10].*

## 2. Producción de energía sostenible en Europa.

El petróleo continúa siendo el combustible fósil que domina el mercado mundial (según [10] con un 34.8% del total de Energía primaria consumida) aunque a lo largo de la década ha ido perdiendo posición de mercado (globalmente y en cada región). En Europa y Euro-Asia, la posición de liderazgo la ocupa el gas natural, mientras que en Asia Pacífico es el carbón. En Oriente Medio, el petróleo y el gas natural son los principales dominadores del mercado, mientras que en Asia Pacífico es el carbón.

El escenario al que se dirige la producción de energía se caracteriza por la escasez de las reservas y el control penalizado de emisiones de efecto invernadero de los países que han ratificado el Protocolo de Kioto, lo que hace prever un aumento de los precios a medio plazo.

La evolución estimada por la IEA [13] de las emisiones de CO<sub>2</sub> mundiales originadas por procesos de combustión, es mostrada en la [figura 2.4](#). Las emisiones de CO<sub>2</sub> crecerán hasta 2030 un 65% respecto al año 2002, lo que implica un crecimiento superior al de la demanda de energía en este mismo periodo, que sería del 60%, como puede verse en la [figura 2.3](#).



*Figura 2.4. Evolución de las emisiones de CO<sub>2</sub> mundiales entre 1971 y 2030. Emisiones expresadas en millones de toneladas (Mt) anuales [13].*

*Nota: Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico (OCDE). Es una organización de cooperación internacional, compuesta por 34 estados, cuyo objetivo es coordinar sus políticas económicas y sociales. Fue fundada en 1960 y su sede central se encuentra en el Château de la Muette (París, Francia). En la OCDE, los representantes de los países miembros se reúnen para intercambiar información y armonizar políticas con el objetivo de maximizar su crecimiento económico y coadyuvar a su desarrollo y al de los países no miembros. Se considera que la OCDE agrupa a los países más avanzados y desarrollados del planeta, siendo apodada como club de países ricos. Los países miembros son los que proporcionan al mundo el 70% del mercado mundial y representan el 80% del PNB mundial [15].*

Es de gran utilidad mostrar dicha evolución en función del tipo economía, ya que para países miembros de la OCDE, el crecimiento de las emisiones de dióxido de carbono crece de forma estable, mientras que para economías en desarrollo la tendencia es creciente y acelerada. Este hecho puede analizarse en la [figura 2.5](#).

## 2. Producción de energía sostenible en Europa.

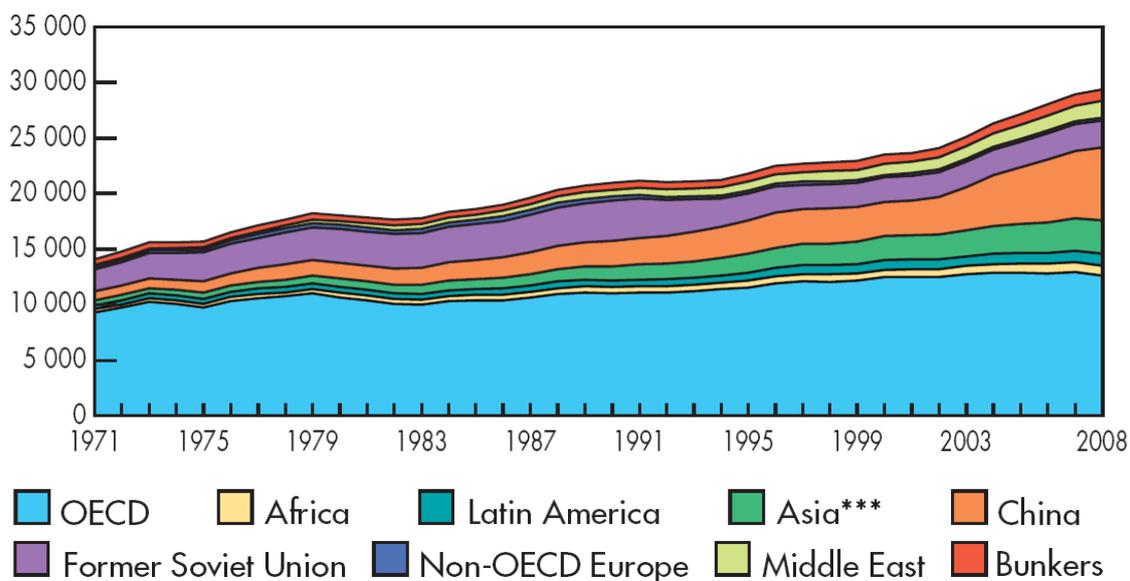


Figura 2.5. Evolución de las emisiones de CO<sub>2</sub> (Mt) para las distintas economías mundiales entre 1970 y 2008 [12].

El objetivo del Protocolo de Kioto, es estabilizar las emisiones de CO<sub>2</sub> al valor alcanzado en el año 1990 de 20.7 billones de toneladas emitidas a la atmósfera por año. A partir de la figura anterior, podemos determinar el valor de emisiones, por ejemplo, para los años 2003 y 2010. El resultado es el mostrado en la figura 2.6.

En 2007 se han incrementado un 52 % las emisiones de CO<sub>2</sub> con respecto a 1990, cuando el compromiso de Kyoto es de un aumento del 15 % para 2010 [14].

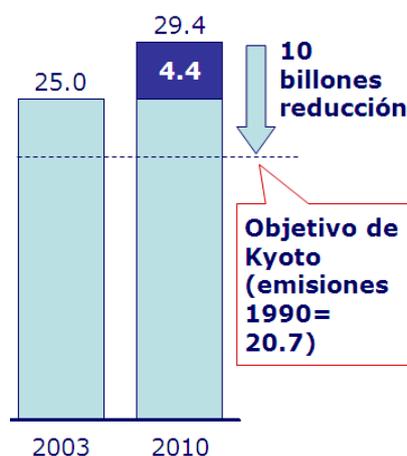


Figura 2.6. Emisiones globales de CO<sub>2</sub> (en billones de toneladas por año) y objetivo del Protocolo de Kioto [13].

Se estiman unas emisiones de CO<sub>2</sub> para el año 2012 de 30 billones de toneladas por año, lo que supone unos 10 millones más de emisión anual.

Como objetivo energético, se busca asegurar la producción estable de energía eléctrica aprovechando los recursos existentes y cumpliendo con los límites establecidos de emisiones a la atmósfera.

---

## 2. Producción de energía sostenible en Europa.

---

Ante esta situación complicada diversos países están desarrollando tecnologías que permitan seguir usando el carbón como fuente primaria de producción de energía eléctrica, pero reduciendo significativamente las emisiones de contaminantes. Dentro de estos programas de investigación se encuentran la captura y almacenamiento de CO<sub>2</sub>.

Lo que es indudable es que el carbón se impondrá como combustible sustitutivo al petróleo y al gas natural, a medida que las reservas de ambos comiencen a escasear y su coste aumente de manera desorbitada.

En el año 2009, la economía mundial se contrajo por primera vez desde la Segunda Guerra Mundial. Lo mismo ocurrió con el consumo de energía. No podemos saber si este hecho será o no duradero, pero los datos muestran cambios en el patrón de consumo mundial de energía, que puede indicar variaciones a largo plazo.

Como se ha visto en la [figura 2.2](#), el consumo mundial de energía primaria (incluyendo el petróleo, el gas natural, el carbón y las energías nuclear e hidroeléctrica) disminuyó en 2009 en un **-1.1%** [10], originado principalmente por el proceso de recesión económica. Se trata de la mayor variación negativa, en términos porcentuales, desde el año 1980.

Pese a ello, existen grandes variaciones entre las diferentes regiones, que es conveniente reseñar:

- OCDE y antigua Unión Soviética. En la OCDE se produjo la mayor reducción en el consumo de energía primaria de la historia (-5%), alcanzando los niveles más bajos desde 1998. Éste descendió más rápido que el PIB. Se consumió menos energía primaria en 2009 que hace 10 años, aunque el PIB ha aumentado en un 18% desde entonces.  
En la antigua Unión Soviética, también afectó la contracción económica, originándose una disminución en el consumo de energía.  
El consumo de petróleo, gas natural y la energía nuclear se redujo, mientras que el consumo de carbón se mantuvo. La hidroeléctrica y otras formas renovables de energía aumentaron en este año.
- Resto de regiones. El consumo energético crece más rápido que el PIB. La única zona a nivel mundial donde se encuentran incrementos positivos en consumo energético, se da en Asia-Pacífico y Oriente medio.  
En el caso de China, destaca enormemente en el informe sus enormes importaciones de carbón, lo que impidió la caída del consumo mundial del mismo. Su crecimiento del consumo energético evolucionó a un 8.7%.

Por otra parte, la fuente de generación que más creció fue la hidroeléctrica, con un avance del 1.5 % (por segundo año consecutivo).

Estos datos reflejan un descenso de las emisiones globales de CO<sub>2</sub> derivadas del uso de la energía, hecho que no ocurría desde 1998.

Para el año en su conjunto, los precios de todas las formas de energía se redujeron, existiendo grandes descensos en el gas natural y en el carbón comercializado desde América del norte y Europa occidental. Cabe destacar que los precios del carbón en Asia cayeron de forma menos pronunciada debido al fuerte crecimiento del carbón importado a China. Los precios del petróleo se redujeron por vez primera desde 2001.

## 2. Producción de energía sostenible en Europa.

Para un mayor conocimiento del consumo de energía primaria mundial (Mtep) por tipo de combustible, se adjunta a continuación la **tabla 2.1**. Se ha realizado el estudio para los años 2008 y 2009.

Mtep	2008						2009					
	Petróleo	Gas natural	Carbón	Nuclear	Hidro-eléctrica	Total	Petróleo	Gas natural	Carbón	Nuclear	Hidro-eléctrica	Total
US	888,5	599,5	564,1	192,0	58,2	<b>2302,4</b>	842,9	588,7	498,0	190,2	62,2	<b>2182,0</b>
Canada	101,7	88,4	30,8	21,6	92,9	<b>335,3</b>	97,0	85,2	26,5	20,3	90,2	<b>319,2</b>
México	88,9	59,4	7,2	2,3	8,6	<b>166,4</b>	85,6	62,7	6,8	2,2	6,0	<b>163,2</b>
<b>Total North América</b>	<b>1079,0</b>	<b>747,4</b>	<b>602,1</b>	<b>215,9</b>	<b>159,7</b>	<b>2804,1</b>	<b>1025,5</b>	<b>736,6</b>	<b>531,3</b>	<b>212,7</b>	<b>158,3</b>	<b>2664,4</b>
Argentina	23,8	40,0	1,1	1,6	8,4	<b>74,9</b>	22,3	38,8	1,1	1,8	9,2	<b>73,3</b>
Brazil	104,8	22,7	13,5	3,2	83,6	<b>227,8</b>	104,3	18,3	11,7	2,9	88,5	<b>225,7</b>
Chile	16,7	2,4	4,1	-	5,6	<b>28,7</b>	15,4	3,0	4,1	-	5,6	<b>28,1</b>
Colombia	9,1	6,8	2,8	-	10,4	<b>29,1</b>	8,8	7,8	3,1	-	9,3	<b>29,0</b>
Ecuador	9,4	0,4	-	-	2,6	<b>12,4</b>	9,9	0,4	-	-	2,1	<b>12,4</b>
Peru	7,9	3,1	0,5	-	4,3	<b>15,7</b>	8,5	3,1	0,5	-	4,5	<b>16,6</b>
Venezuela	27,2	27,6	†	-	19,6	<b>74,5</b>	27,4	26,8	†	-	19,5	<b>73,6</b>
Other S. & Cent. América	60,0	24,0	2,0	-	19,8	<b>105,9</b>	59,4	22,9	1,9	-	19,8	<b>104,1</b>
<b>Total S. &amp; Cent. América</b>	<b>258,8</b>	<b>126,9</b>	<b>24,0</b>	<b>4,8</b>	<b>154,4</b>	<b>568,9</b>	<b>256,0</b>	<b>121,2</b>	<b>22,5</b>	<b>4,7</b>	<b>158,4</b>	<b>562,9</b>
Austria	13,5	8,6	2,2	-	7,9	<b>32,2</b>	13,0	8,4	2,3	-	8,3	<b>32,0</b>
Azerbaiyán	3,5	8,2	†	-	0,5	<b>12,3</b>	2,8	6,9	†	-	0,5	<b>10,2</b>
Belarus	8,4	17,3	†	-	†	<b>25,8</b>	9,3	14,5	†	-	†	<b>23,9</b>
Belgium & Luxembourg	40,1	15,3	4,8	10,4	0,1	<b>70,6</b>	38,5	15,6	4,6	10,7	0,1	<b>69,4</b>
Bulgaria	4,6	3,0	7,5	3,6	0,8	<b>19,5</b>	4,4	2,2	6,3	3,5	0,9	<b>17,4</b>
Czech Republic	9,9	7,8	17,4	6,0	0,5	<b>41,7</b>	9,7	7,4	15,8	6,1	0,7	<b>39,6</b>
Denmark	8,9	4,1	4,1	-	†	<b>17,2</b>	8,2	4,0	4,0	-	†	<b>16,1</b>
Finland	10,5	3,6	3,4	5,4	3,9	<b>26,8</b>	9,9	3,2	3,7	5,4	2,9	<b>25,0</b>
France	90,8	39,4	11,9	99,6	13,7	<b>255,5</b>	87,5	38,4	10,1	92,9	13,1	<b>241,9</b>
Germany	118,9	73,1	80,1	33,7	4,5	<b>310,3</b>	113,9	70,2	71,0	30,5	4,2	<b>289,8</b>
Greece	21,4	3,8	8,1	-	0,9	<b>34,3</b>	20,2	3,0	7,9	-	1,6	<b>32,7</b>
Hungary	7,5	10,6	2,8	3,4	†	<b>24,3</b>	7,3	9,1	2,5	3,5	0,1	<b>22,4</b>
Iceland	1,0	-	0,1	-	2,8	<b>3,9</b>	1,0	-	0,1	-	2,8	<b>3,9</b>
Republic of Ireland	9,0	4,5	1,4	-	0,2	<b>15,1</b>	8,0	4,3	1,3	-	0,2	<b>13,9</b>
Italy	80,4	70,0	16,7	-	9,4	<b>176,6</b>	75,1	64,5	13,4	-	10,5	<b>163,4</b>
Kazakhstan	12,4	18,1	34,0	-	1,7	<b>66,2</b>	12,0	17,7	33,0	-	1,7	<b>64,4</b>
Lithuania	3,1	2,9	0,2	2,2	0,2	<b>8,6</b>	2,9	2,5	0,2	2,5	0,3	<b>8,2</b>
Netherlands	51,4	34,7	8,5	0,9	†	<b>95,5</b>	49,4	35,0	7,9	1,0	†	<b>93,3</b>
Norway	9,9	3,9	0,5	-	31,8	<b>46,1</b>	9,7	3,7	0,3	-	28,8	<b>42,5</b>
Poland	25,3	12,5	56,0	-	0,6	<b>94,3</b>	25,5	12,3	53,9	-	0,7	<b>92,3</b>
Portugal	13,6	4,2	3,2	-	1,7	<b>22,6</b>	12,9	3,9	3,6	-	2,0	<b>22,3</b>
Romania	10,4	14,4	7,4	2,5	3,9	<b>38,6</b>	9,9	12,2	6,2	2,7	3,6	<b>34,6</b>
Russian Federation	131,6	374,4	100,4	36,9	37,7	<b>680,9</b>	124,9	350,7	82,9	37,0	39,8	<b>635,3</b>
Slovakia	4,3	5,2	3,7	3,8	1,0	<b>17,9</b>	3,9	5,1	3,6	3,2	1,1	<b>16,8</b>
Spain	77,1	34,8	15,6	13,3	5,3	<b>146,1</b>	72,9	31,1	10,6	12,0	6,1	<b>132,6</b>
Sweden	14,5	0,8	2,0	14,6	15,6	<b>47,6</b>	13,7	1,0	1,6	11,9	14,9	<b>43,2</b>
Switzerland	12,1	2,8	0,1	6,2	8,2	<b>29,4</b>	12,3	2,7	0,1	6,2	8,1	<b>29,4</b>
Turkey	30,9	32,4	30,9	-	7,5	<b>101,8</b>	28,8	28,9	27,2	-	8,1	<b>93,0</b>
Turkmenistan	5,2	17,1	-	-	-	<b>22,3</b>	5,2	17,8	-	-	-	<b>23,0</b>
Ukraine	15,3	54,0	40,3	20,3	2,6	<b>132,5</b>	14,1	42,3	35,0	18,6	2,7	<b>112,5</b>
United Kingdom	77,9	84,4	35,5	11,9	1,2	<b>210,9</b>	74,4	77,9	29,7	15,7	1,2	<b>198,9</b>
Uzbekistan	4,9	43,8	1,4	-	1,4	<b>51,5</b>	4,9	43,9	1,4	-	1,4	<b>51,5</b>
Other Europe & Eurasia	28,3	14,7	16,6	2,0	15,4	<b>77,0</b>	27,6	12,6	16,3	1,8	16,1	<b>74,4</b>
<b>Total Europe &amp; Eurasia</b>	<b>956,7</b>	<b>1024</b>	<b>516,7</b>	<b>276,8</b>	<b>181,0</b>	<b>2955,8</b>	<b>913,9</b>	<b>952,8</b>	<b>456,4</b>	<b>265,0</b>	<b>182,0</b>	<b>2770</b>
Iran	84,9	107,4	1,3	-	1,7	<b>195,3</b>	83,6	118,5	1,4	-	1,3	<b>204,8</b>
Kuwait	17,5	11,5	-	-	-	<b>29,0</b>	19,2	12,1	-	-	-	<b>31,3</b>
Qatar	7,8	18,2	-	-	-	<b>26,0</b>	8,2	19,0	-	-	-	<b>27,2</b>
Saudi Arabia	111,3	72,4	-	-	-	<b>183,7</b>	121,8	69,7	-	-	-	<b>191,5</b>
United Arab Emirates	23,0	53,5	-	-	-	<b>76,5</b>	21,8	53,2	-	-	-	<b>75,0</b>
Other Middle East	80,2	35,7	7,9	-	1,1	<b>124,9</b>	81,7	38,6	7,9	-	1,1	<b>129,3</b>

## 2. Producción de energía sostenible en Europa.

Total Middle East	324,8	298,7	9,2	–	2,8	<b>635,5</b>	336,3	311,0	9,2	–	2,4	<b>659,0</b>
Algeria	14,0	22,8	0,7	–	0,1	<b>37,6</b>	14,9	24,0	0,7	–	0,1	<b>39,7</b>
Egypt	32,6	36,8	1,2	–	3,3	<b>73,9</b>	33,7	38,3	1,1	–	3,1	<b>76,3</b>
South Africa	25,1	–	102,8	3,0	0,2	<b>131,2</b>	24,3	–	99,4	2,7	0,2	<b>126,8</b>
Other Africa	71,2	26,9	6,4	–	18,8	<b>123,3</b>	71,2	22,3	6,1	–	18,5	<b>118,1</b>
<b>Total Africa</b>	<b>143,0</b>	<b>86,5</b>	<b>111,1</b>	<b>3,0</b>	<b>22,3</b>	<b>365,9</b>	<b>144,2</b>	<b>84,6</b>	<b>107,3</b>	<b>2,7</b>	<b>22,0</b>	<b>360,8</b>
Australia	42,5	23,0	51,4	–	2,7	<b>119,5</b>	42,7	23,1	50,8	–	2,6	<b>119,2</b>
Bangladesh	4,5	16,1	0,4	–	0,3	<b>21,3</b>	4,5	17,8	0,4	–	0,3	<b>22,9</b>
China	380,3	73,2	1406,1	15,5	132,4	<b>2007,4</b>	404,6	79,8	1537,4	15,9	139,3	<b>2177,0</b>
China Hong Kong SAR	14,5	2,3	7,0	–	–	<b>23,8</b>	14,0	2,3	7,6	–	–	<b>23,9</b>
India	143,6	37,2	230,9	3,4	26,0	<b>441,1</b>	148,5	46,7	245,8	3,8	24,0	<b>468,9</b>
Indonesia	61,9	30,0	30,2	–	2,6	<b>124,7</b>	62,0	33,0	30,5	–	2,7	<b>128,2</b>
Japan	221,9	84,4	128,7	57,0	16,8	<b>508,7</b>	197,6	78,7	108,8	62,1	16,7	<b>463,9</b>
Malaysia	21,8	30,2	5,0	–	2,0	<b>59,0</b>	21,4	28,3	4,0	–	2,0	<b>55,7</b>
New Zealand	7,3	3,4	2,0	–	5,1	<b>17,8</b>	6,8	3,6	1,7	–	5,5	<b>17,6</b>
Pakistan	19,3	33,8	5,3	0,4	6,1	<b>64,8</b>	20,6	34,1	4,3	0,6	6,2	<b>65,8</b>
Philippines	12,2	3,0	7,0	–	2,2	<b>24,4</b>	12,1	3,0	6,8	–	2,2	<b>24,2</b>
Singapore	50,4	8,3	–	–	–	<b>58,7</b>	52,1	8,7	–	–	–	<b>60,8</b>
South Korea	103,1	32,1	66,1	34,2	0,7	<b>236,1</b>	104,3	30,4	68,6	33,4	0,7	<b>237,5</b>
Taiwan	48,3	10,5	40,2	9,2	0,9	<b>109,2</b>	46,6	10,2	38,7	9,4	0,8	<b>105,7</b>
Thailand	43,6	33,6	15,3	–	1,6	<b>94,1</b>	44,2	35,3	14,1	–	1,5	<b>95,1</b>
Other Asia Pacific	22,3	12,3	28,1	–	11,7	<b>74,3</b>	24,1	11,9	32,1	–	12,6	<b>80,7</b>
<b>Total Asia Pacific</b>	<b>1197,5</b>	<b>433,2</b>	<b>2023,4</b>	<b>119,7</b>	<b>211,1</b>	<b>3985,0</b>	<b>1206,2</b>	<b>446,9</b>	<b>2151,6</b>	<b>125,3</b>	<b>217,1</b>	<b>4147,2</b>
<b>Total World</b>	<b>3959,9</b>	<b>2717</b>	<b>3286,4</b>	<b>620,2</b>	<b>731,4</b>	<b>11315,2</b>	<b>3882,1</b>	<b>2653,1</b>	<b>3278,3</b>	<b>610,5</b>	<b>740,3</b>	<b>11164</b>
OECD	703,4	440,9	293,8	212,7	73,1	<b>1724,0</b>	670,8	413,9	261,3	202,6	73,9	<b>1622,6</b>
Former Soviet Union	192,3	544,2	177,2	60,0	53,1	<b>1026,7</b>	184,1	503,2	153,3	58,6	55,3	<b>954,5</b>
Other EMEs	1584,9	826,3	1950,0	43,9	376,5	<b>4781,5</b>	1625,4	847,9	2088,7	44,6	386,1	<b>4992,7</b>

*Tabla 2.1. Consumo mundial de energía primaria (en Mtep) por tipo de combustible, en los años 2008 y 2009 [10].*

La evolución del consumo de energía primaria mundial (Mtep), entre los años 1999 y 2009, se muestra en la **tabla 2.2**. La energía primaria comprende únicamente combustibles comercializados. Se excluyen, por tanto, otros combustibles como la madera, la turba y los residuos animales que, aunque son importantes en muchos países, son poco fiables documentados en términos de estadísticas de consumo. También se excluye la generación eólica, geotérmica y energía solar.

Mtep	1999	2002	2004	2005	2006	2007	2008	2009	Variación 2008-2009	2009 % del total
US	2257,6	2289,2	2341,4	2342,2	2323,1	2361,5	2302,4	<b>2182,0</b>	-5,0%	19,5%
Canada	290,9	301,0	313,0	323,1	320,1	326,8	335,3	<b>319,2</b>	-4,6%	2,9%
Mexico	131,7	138,1	147,9	153,4	160,3	163,5	166,4	<b>163,2</b>	-1,7%	1,5%
<b>Total North America</b>	<b>2680,2</b>	<b>2728,3</b>	<b>2802,3</b>	<b>2818,6</b>	<b>2803,6</b>	<b>2851,8</b>	<b>2804,1</b>	<b>2664,4</b>	<b>-4,7%</b>	<b>23,9%</b>
Argentina	57,5	54,3	61,9	66,4	69,9	73,0	74,9	<b>73,3</b>	-1,9%	0,7%
Brazil	178,5	183,6	193,2	198,1	205,2	219,6	227,8	<b>225,7</b>	-0,6%	2,0%
Chile	22,9	24,7	26,4	27,8	29,0	29,2	28,7	<b>28,1</b>	-1,9%	0,3%
Colombia	25,2	24,8	26,3	27,9	29,1	28,9	29,1	<b>29,0</b>	♦	0,3%
Ecuador	7,9	7,8	8,3	9,4	10,5	11,4	12,4	<b>12,4</b>	0,6%	0,1%
Peru	11,7	11,8	12,4	13,0	13,2	14,4	15,7	<b>16,6</b>	6,2%	0,1%
Venezuela	59,8	66,1	65,6	68,3	74,2	74,5	74,5	<b>73,6</b>	-0,9%	0,7%
Other S. & Cent. America	81,4	89,5	93,1	95,7	102,7	105,0	105,9	<b>104,1</b>	-1,4%	0,9%
<b>Total S. &amp; Cent. America</b>	<b>444,8</b>	<b>462,6</b>	<b>487,4</b>	<b>506,7</b>	<b>533,9</b>	<b>556,1</b>	<b>568,9</b>	<b>562,9</b>	<b>-0,8%</b>	<b>5,0%</b>
Austria	32,1	32,8	33,0	33,7	32,7	32,1	32,2	<b>32,0</b>	-0,3%	0,3%
Azerbaijan	11,0	10,9	12,7	13,8	13,6	12,2	12,3	<b>10,2</b>	-16,4%	0,1%
Belarus	21,0	21,7	23,7	23,7	25,1	24,3	25,8	<b>23,9</b>	-6,9%	0,2%
Belgium & Luxembourg	63,7	64,4	70,5	71,7	73,1	72,7	70,6	<b>69,4</b>	-1,5%	0,6%
Bulgaria	18,0	18,6	19,3	19,9	20,6	19,9	19,5	<b>17,4</b>	-10,6%	0,2%
Czech Republic	38,5	41,5	44,7	44,6	44,2	43,3	41,7	<b>39,6</b>	-4,7%	0,4%

## 2. Producción de energía sostenible en Europa.

Denmark	19,8	18,4	18,3	17,4	19,5	18,1	17,2	<b>16,1</b>	-5,8%	0,1%
Finland	25,7	26,7	28,6	26,2	27,5	27,5	26,8	<b>25,0</b>	-6,5%	0,2%
France	250,7	254,5	262,7	260,1	257,8	254,8	255,5	<b>241,9</b>	-5,1%	2,2%
Germany	327,7	329,1	329,1	323,6	327,8	309,2	310,3	<b>289,8</b>	-6,4%	2,6%
Greece	30,2	32,8	34,1	33,8	34,6	34,6	34,3	<b>32,7</b>	-4,4%	0,3%
Hungary	23,7	23,4	24,0	25,5	25,2	24,7	24,3	<b>22,4</b>	-7,6%	0,2%
Iceland	2,3	2,6	2,7	2,7	2,7	3,2	3,9	<b>3,9</b>	♦	♦
Republic of Ireland	13,1	14,4	14,4	14,8	15,1	15,4	15,1	<b>13,9</b>	-8,0%	0,1%
Italy	172,2	174,2	182,8	183,0	181,9	178,7	176,6	<b>163,4</b>	-7,2%	1,5%
Kazakhstan	35,2	43,7	52,5	57,0	59,5	61,7	66,2	<b>64,4</b>	-2,4%	0,6%
Lithuania	7,8	8,6	9,2	8,4	8,1	8,7	8,6	<b>8,2</b>	-4,4%	0,1%
Netherlands	84,6	90,4	94,1	95,8	95,7	97,1	95,5	<b>93,3</b>	-2,1%	0,8%
Norway	41,5	42,9	39,0	45,1	41,5	45,1	46,1	<b>42,5</b>	-7,5%	0,4%
Poland	91,1	87,1	90,9	90,7	94,4	95,1	94,3	<b>92,3</b>	-1,9%	0,8%
Portugal	23,3	25,0	24,8	24,8	24,4	24,0	22,6	<b>22,3</b>	-1,0%	0,2%
Romania	36,9	38,6	39,0	39,8	40,6	37,5	38,6	<b>34,6</b>	-10,2%	0,3%
Russian Federation	608,3	626,7	651,1	649,3	666,5	676,3	680,9	<b>635,3</b>	-6,4%	5,7%
Slovakia	17,5	18,7	17,6	18,7	18,3	17,6	17,9	<b>16,8</b>	-6,0%	0,2%
<b>Spain</b>	<b>122,1</b>	<b>133,9</b>	<b>144,9</b>	<b>146,2</b>	<b>146,3</b>	<b>149,3</b>	<b>146,1</b>	<b>132,6</b>	<b>-9,0%</b>	<b>1,2%</b>
Sweden	51,6	48,5	48,3	50,8	47,7	48,0	47,6	<b>43,2</b>	-9,0%	0,4%
Switzerland	29,8	29,1	28,5	27,5	28,6	28,3	29,4	<b>29,4</b>	0,4%	0,3%
Turkey	71,0	75,1	84,3	89,5	95,7	101,2	101,8	<b>93,0</b>	-8,4%	0,8%
Turkmenistan	13,4	15,4	17,7	18,9	21,8	24,2	22,3	<b>23,0</b>	3,6%	0,2%
Ukraine	134,6	132,3	137,4	136,1	137,5	135,2	132,5	<b>112,5</b>	-14,8%	1,0%
United Kingdom	220,6	220,3	225,2	225,2	222,2	214,8	210,9	<b>198,9</b>	-5,4%	1,8%
Uzbekistan	51,9	54,5	48,3	46,2	45,2	48,9	51,5	<b>51,5</b>	0,3%	0,5%
Other Europe & Eurasia	67,8	70,4	77,2	77,4	75,2	76,2	77,0	<b>74,4</b>	-3,0%	0,7%
<b>Total Europe &amp; Eurasia</b>	<b>2758,9</b>	<b>2827,2</b>	<b>2930,7</b>	<b>2941,8</b>	<b>2970,7</b>	<b>2959,7</b>	<b>2955,8</b>	<b>2770,0</b>	<b>(0,1)</b>	<b>24,8%</b>
Iran	113,5	141,4	155,3	175,9	184,1	188,0	195,3	<b>204,8</b>	5,1%	1,8%
Kuwait	19,4	21,5	26,4	28,3	27,0	26,9	29,0	<b>31,3</b>	8,0%	0,3%
Qatar	14,5	13,5	18,1	22,3	23,8	24,6	26,0	<b>27,2</b>	4,9%	0,2%
Saudi Arabia	113,1	126,3	146,1	155,5	161,7	169,5	183,7	<b>191,5</b>	4,6%	1,7%
United Arab Emirates	42,0	48,9	53,9	56,9	59,3	65,9	76,5	<b>75,0</b>	-1,7%	0,7%
Other Middle East	92,5	99,8	104,0	107,9	115,1	117,7	124,9	<b>129,3</b>	3,7%	1,2%
<b>Total Middle East</b>	<b>395,0</b>	<b>451,4</b>	<b>503,9</b>	<b>546,8</b>	<b>571,0</b>	<b>592,5</b>	<b>635,5</b>	<b>659,0</b>	<b>4,0%</b>	<b>5,9%</b>
Algeria	27,9	28,9	31,3	32,7	33,7	35,6	37,6	<b>39,7</b>	5,9%	0,4%
Egypt	47,0	53,6	59,5	62,4	65,6	69,8	73,9	<b>76,3</b>	3,5%	0,7%
South Africa	107,1	109,9	122,5	119,3	121,4	127,2	131,2	<b>126,8</b>	-3,1%	1,1%
Other Africa	94,7	100,5	109,6	112,9	111,7	117,7	123,3	<b>118,1</b>	-3,9%	1,1%
<b>Total Africa</b>	<b>276,7</b>	<b>292,9</b>	<b>322,9</b>	<b>327,3</b>	<b>332,4</b>	<b>350,3</b>	<b>365,9</b>	<b>360,8</b>	<b>-1,1%</b>	<b>3,2%</b>
Australia	105,8	112,8	115,5	116,7	122,2	122,3	119,5	<b>119,2</b>	♦	1,1%
Bangladesh	11,0	14,8	16,6	18,3	18,9	19,8	21,3	<b>22,9</b>	8,2%	0,2%
China	934,7	1058,3	1429,0	1572,2	1724,2	1864,4	2007,4	<b>2177,0</b>	8,7%	19,5%
China Hong Kong SAR	16,2	20,8	24,4	22,9	24,5	25,5	23,8	<b>23,9</b>	0,6%	0,2%
India	280,1	307,8	343,9	362,2	378,8	411,0	441,1	<b>468,9</b>	6,6%	4,2%
Indonesia	91,4	106,9	113,0	119,9	115,7	119,4	124,7	<b>128,2</b>	3,1%	1,1%
Japan	502,0	505,7	517,0	519,7	520,4	515,9	508,7	<b>463,9</b>	-8,6%	4,2%
Malaysia	38,1	50,4	50,8	55,9	59,7	60,3	59,0	<b>55,7</b>	-5,4%	0,5%
New Zealand	17,2	18,4	18,5	17,9	18,1	17,8	17,8	<b>17,6</b>	-0,8%	0,2%
Pakistan	43,4	47,4	56,8	58,9	61,8	65,1	64,8	<b>65,8</b>	1,9%	0,6%
Philippines	22,7	23,4	25,1	25,3	23,4	24,7	24,4	<b>24,2</b>	-0,7%	0,2%
Singapore	32,9	40,0	44,0	46,7	51,8	55,1	58,7	<b>60,8</b>	3,8%	0,5%
South Korea	178,4	202,2	214,1	221,5	223,6	232,3	236,1	<b>237,5</b>	0,9%	2,1%
Taiwan	87,4	97,2	106,7	108,6	111,2	115,1	109,2	<b>105,7</b>	-2,9%	0,9%
Thailand	63,3	73,4	83,9	88,8	90,4	92,9	94,1	<b>95,1</b>	1,3%	0,9%
Other Asia Pacific	50,0	56,2	64,1	68,7	72,3	72,0	74,3	<b>80,7</b>	8,9%	0,7%
<b>Total Asia Pacific</b>	<b>2474,5</b>	<b>2735,8</b>	<b>3223,2</b>	<b>3424,2</b>	<b>3616,9</b>	<b>3813,7</b>	<b>3985,0</b>	<b>4147,2</b>	<b>4,4%</b>	<b>37,1%</b>
<b>Total World</b>	<b>9030,0</b>	<b>9498,2</b>	<b>10270,4</b>	<b>10565,4</b>	<b>10828,5</b>	<b>11124,2</b>	<b>11315,2</b>	<b>11164,3</b>	<b>-1,1%</b>	<b>100,0 %</b>
UE	1686,2	1717,1	1771,7	1771,3	1774,4	1739,8	1724,0	<b>1622,6</b>	-5,6%	14,5%
OECD	5236,6	5353,3	5510,1	5545,8	5544,9	5574,8	5507,0	<b>5217,1</b>	-5,0%	46,7%
Former Soviet Union	905,6	935,4	976,9	979,2	1003,1	1018,8	1026,7	<b>954,5</b>	-6,8%	8,5%
Other EMEs	2887,7	3209,5	3783,4	4040,4	4280,4	4530,7	4781,5	<b>4992,7</b>	4,7%	44,7%

♦ Menos del 0.05 %.

**Tabla 2.2.** Evolución del consumo mundial de energía primaria (Mtep) entre los años 1999 y 2009 [10].

### 2.3.2. Petróleo.

#### Consumo.

Según indica BP [10], el consumo mundial de petróleo se redujo en -1.2 millones de barriles por día (b/d), o **-1.7%**, el mayor descenso desde 1982.

- En la OCDE, el consumo cayó un -4.8% (2 millones de b/d), lo que supone el cuarto descenso consecutivo.
- En el resto de regiones, el crecimiento del consumo se redujo a 860.000 b/d, o 2.1%, el crecimiento más débil desde 2001. China, La India y Oriente Medio representaron todo el crecimiento fuera de la OCDE.

#### Producción.

La producción mundial de petróleo se redujo aún más rápidamente que el consumo, cayendo a 2 millones de b/d, o -2.6%, el mayor descenso, desde 1982 [10].

- OPEP. Se mantuvo la producción a lo largo del 2009, existiendo una disminución de -2.5 millones de b/d, o -7.3%. Cada miembro de la OPEP que participa en el acuerdo de recorte de producción redujo su producción en 2009. Los estados de oriente medio miembros de la OPEP representaron casi el 75% de las reducciones globales. La producción en EE.UU. aumentó en 460000 b/d, o 7%, el mayor aumento en el mundo el año pasado y el mayor incremento porcentual de EE.UU. en la base de datos de BP.
- Resto de regiones. El crecimiento fue de un +0.9% o 450 mil b/d. En lugares como Rusia, Brasil, Kazajstán y Azerbaiyán, el crecimiento de la producción fue contrarrestado por caídas en las provincias de China, México, Noruega y Reino Unido.

El comercio mundial de petróleo cayó un -3.1% o 1.7 millones b/d, una disminución por segundo año consecutivo y el mayor descenso desde 1987. EE.UU. representa el 84% de la disminución neta de las importaciones, impulsadas por un menor consumo y el aumento de la producción nacional. Entre los exportadores, se hace mención especial a Oriente Medio, donde se observa una caída de la producción y un aumento del consumo interno.

### 2.3.3. Gas natural.

#### Consumo.

El gas natural fue el combustible que experimentó el descenso más rápido en el consumo, concretamente de un **-2,1%**, el mayor descenso de la historia [10]. Este descenso se produjo en todas las regiones, excepto en Oriente Medio y Asia Pacífico.

- OCDE y Antigua Unión Soviética: Rusia tuvo el mayor declive (en términos volumétricos), con una caída del -6,1%. El consumo en la OCDE cayó un -3,1%, el mayor descenso desde 1982. La disminución en los EE.UU. fue relativamente modesta, de un -1,5%.
- Resto de regiones: Irán vio el mayor crecimiento volumétrico mundial, mientras que el existente en La India fue el más alto en términos porcentuales (25,9 %).

### **Producción.**

- OCDE y Antigua Unión Soviética: La producción cayó drásticamente en Rusia (-12,1%) y Turkmenistán (-44,8%), impulsado por la disminución del consumo en Rusia y gran parte del resto de Europa, y la disponibilidad en Europa de precios competitivos de gas natural licuado (LNG).  
La continua expansión de los suministros permitió a EE.UU. registrar el mayor aumento del mundo en la producción, por tercer año consecutivo, superando a Rusia.
- Resto de regiones: La producción en el Oriente Medio y Asia Pacífico también aumentó, impulsado por el crecimiento en Irán, Qatar, La India y China.

Los bajos precios provocaron una mejora de la posición competitiva del gas natural contra el resto de combustibles.

El comercio mundial de gas natural (excluido el comercio dentro de la antigua Unión Soviética) se contrajo un 2,1% en 2009. El transporte por gaseoducto se contrajo un 5,8%, compensando con creces el incremento del 7,6% en el comercio de GNL. La continua aceleración de las exportaciones de Qatar y el surgimiento de Rusia como un exportador de GNL impulsó el crecimiento, que representaron el 30,5% del comercio de gas. La disminución de los envíos por gasoducto fue impulsada por los menores envíos desde Rusia a Europa y de Canadá a los EE.UU.

El comercio de gas natural en la antigua Unión Soviética supuso el 9.2 % de la comercialización mundial del mismo.

### **2.3.4. Carbón.**

La *participación* del carbón en la generación *mundial* de energía alcanzó en 2009 el valor de **29.4 %**, el mayor desde 1970 [10].

### **Consumo**

El consumo mundial de carbón se mantuvo estable en 2009, creciendo un +7.4%, lo que es la variación anual más débil desde 1999, originada por una menor demanda de generación en la industria, por la competencia de otros combustibles como el gas natural en EE.UU. y Europa, y por la recuperación nuclear en Japón.

Sin embargo, esta cifra encubre las fuerzas opuestas de un fuerte crecimiento en China y la India, frente a un fuerte descenso en la OCDE y la ex URSS.

- OCDE. Experimentó una variación de -10.4 % (la mayor caída de la historia), originada por el proceso de recesión económica y por el competitivo precio del gas natural.
- Antigua Unión Soviética. Descenso porcentual de -13.3%.
- Resto de regiones: China representa el 95% del crecimiento mundial de carbón, con un crecimiento interno del +10%. Esta evolución es mucha más rápida que la alcanzada en el promedio de los últimos 10 años y que el PIB. El crecimiento del consumo de carbón en China y La India se ha visto facilitado por las importaciones. De hecho, China se convirtió en un importador importante de carbón por primera vez en 2009, saltando al segundo lugar detrás de Japón. Las importaciones aumentaron un 211%, por ahora, su mayor incremento. El principal beneficiario fue Australia, que vio crecer en 14 veces sus exportaciones a China.  
Las importaciones de carbón de la India aumentaron en un 33%, con un crecimiento interno de +7%.

## 2. Producción de energía sostenible en Europa.

La **tabla 2.3** representa el consumo mundial de carbón (bituminoso, antracita, lignito y sub-bituminoso), en Mtep, entre los años 1999 y 2009.

Mtep	1999	2002	2004	2005	2006	2007	2008	2009	Variación 2008 2009	2009 % del total
US	544,9	552,0	566,1	574,2	565,7	573,3	564,1	498,0	-11,5%	15,2%
Canada	30,5	31,6	29,9	31,7	31,0	32,3	30,8	26,5	-13,8%	0,8%
Mexico	6,0	7,6	7,0	9,1	9,4	9,1	7,2	6,8	-4,9%	0,2%
<b>Total North America</b>	<b>581,4</b>	<b>591,1</b>	<b>603,0</b>	<b>614,9</b>	<b>606,1</b>	<b>614,7</b>	<b>602,1</b>	<b>531,3</b>	<b>-11,5%</b>	<b>16,2%</b>
Argentina	0,9	0,5	0,8	0,9	0,3	0,4	1,1	<b>1,1</b>	0,3%	♦
Brazil	11,9	11,5	12,8	12,7	12,5	13,4	13,5	<b>11,7</b>	-12,9%	0,4%
Chile	3,9	2,4	2,6	2,6	3,2	3,8	4,1	<b>4,1</b>	0,1%	0,1%
Colombia	2,4	2,2	2,0	2,7	2,4	2,4	2,8	<b>3,1</b>	13,4%	0,1%
Ecuador	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Peru	0,5	0,4	0,5	0,5	0,4	0,5	0,5	<b>0,5</b>	0,3%	♦
Venezuela	0,1	†	-	†	†	†	†	†	-5,7%	♦
Other S. & Cent. America	0,6	1,0	1,9	1,8	2,1	2,1	2,0	<b>1,9</b>	-5,2%	0,1%
<b>Total S. &amp; Cent. America</b>	<b>20,1</b>	<b>18,0</b>	<b>20,5</b>	<b>21,2</b>	<b>21,0</b>	<b>22,6</b>	<b>24,0</b>	<b>22,5</b>	<b>-6,1%</b>	<b>0,7%</b>
Austria	3,2	3,0	2,9	2,8	2,8	3,1	2,2	<b>2,3</b>	4,4%	0,1%
Azerbaijan	-	†	†	†	†	†	†	†	-14,5%	♦
Belarus	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	†	†	†	47,2%	♦
Belgium & Luxembourg	6,9	6,7	6,4	6,1	6,1	5,5	4,8	<b>4,6</b>	-3,7%	0,1%
Bulgaria	6,6	6,5	6,9	6,9	7,1	7,8	7,5	<b>6,3</b>	-16,0%	0,2%
Czech Republic	19,0	20,6	20,5	19,8	19,4	19,3	17,4	<b>15,8</b>	-9,1%	0,5%
Denmark	4,7	4,2	4,6	3,7	5,6	4,7	4,1	<b>4,0</b>	-2,4%	0,1%
Finland	3,6	4,4	5,3	3,1	5,2	4,6	3,4	<b>3,7</b>	9,1%	0,1%
France	14,3	12,4	12,8	13,3	12,1	12,3	11,9	<b>10,1</b>	-14,8%	0,3%
Germany	80,2	84,6	85,4	82,1	83,5	85,7	80,1	<b>71,0</b>	-11,1%	2,2%
Greece	9,1	9,8	9,0	8,8	8,1	8,5	8,1	<b>7,9</b>	-3,0%	0,2%
Hungary	3,4	3,1	3,1	2,7	2,9	2,9	2,8	<b>2,5</b>	-12,2%	0,1%
Iceland	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	<b>0,1</b>	16,4%	♦
Republic of Ireland	1,6	1,8	1,8	1,8	1,6	1,5	1,4	<b>1,3</b>	-4,2%	♦
Italy	11,6	14,2	17,1	17,0	17,2	17,2	16,7	<b>13,4</b>	-20,0%	0,4%
Kazakhstan	19,8	22,8	26,5	27,2	28,1	30,8	34,0	<b>33,0</b>	-2,4%	1,0%
Lithuania	0,1	0,1	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	<b>0,2</b>	-19,6%	♦
Netherlands	7,7	8,9	9,1	8,7	8,5	9,0	8,5	<b>7,9</b>	-6,4%	0,2%
Norway	0,7	0,5	0,6	0,5	0,4	0,4	0,5	<b>0,3</b>	-25,4%	♦
Poland	61,0	56,7	57,3	55,7	58,0	57,9	56,0	<b>53,9</b>	-3,5%	1,6%
Portugal	3,6	4,1	3,7	3,8	3,8	3,3	3,2	<b>3,6</b>	13,3%	0,1%
Romania	6,7	7,6	7,4	7,6	8,5	7,4	7,4	<b>6,2</b>	-15,9%	0,2%
Russian Federation	101,0	103,0	99,5	94,2	96,7	93,5	100,4	<b>82,9</b>	-17,2%	2,5%
Slovakia	4,3	4,0	4,1	3,9	3,8	3,8	3,7	<b>3,6</b>	-3,7%	0,1%
<b>Spain</b>	<b>20,5</b>	<b>21,9</b>	<b>21,0</b>	<b>21,2</b>	<b>18,5</b>	<b>20,2</b>	<b>15,6</b>	<b>10,6</b>	<b>-31,9%</b>	<b>0,3%</b>
Sweden	2,0	2,2	2,3	2,2	2,3	2,2	2,0	<b>1,6</b>	-15,6%	0,1%
Switzerland	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	<b>0,1</b>	0,3%	♦
Turkey	22,6	21,2	23,0	26,1	28,8	31,0	30,9	<b>27,2</b>	-11,9%	0,8%
Turkmenistan	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ukraine	38,5	38,3	39,1	37,5	39,8	39,7	40,3	<b>35,0</b>	-12,9%	1,1%
United Kingdom	34,3	35,7	36,6	37,4	40,8	38,2	35,5	<b>29,7</b>	-15,9%	0,9%
Uzbekistan	0,9	1,0	1,2	1,1	1,1	1,4	1,4	<b>1,4</b>	♦	♦
Other Europe & Eurasia	16,4	18,7	20,1	17,9	15,7	15,9	16,6	<b>16,3</b>	-1,6%	0,5%
<b>Total Europe &amp; Eurasia</b>	<b>504,5</b>	<b>518,6</b>	<b>527,8</b>	<b>513,6</b>	<b>526,8</b>	<b>528,3</b>	<b>516,7</b>	<b>456,4</b>	<b>-11,4%</b>	<b>13,9%</b>
Iran	1,0	1,1	1,0	1,2	1,3	1,3	1,3	<b>1,4</b>	3,1%	♦
Kuwait	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Qatar	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Saudi Arabia	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
United Arab Emirates	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Other Middle East	5,7	7,6	8,0	7,9	7,8	8,0	7,9	<b>7,9</b>	0,3%	0,2%
<b>Total Middle East</b>	<b>6,7</b>	<b>8,7</b>	<b>9,0</b>	<b>9,1</b>	<b>9,1</b>	<b>9,3</b>	<b>9,2</b>	<b>9,2</b>	<b>0,7%</b>	<b>0,3%</b>
Algeria	0,5	0,9	0,8	0,6	0,7	0,7	0,7	<b>0,7</b>	7,2%	♦
Egypt	1,0	1,3	1,3	1,3	1,2	1,2	1,2	<b>1,1</b>	-3,0%	♦
South Africa	82,3	83,5	94,5	91,9	93,8	97,7	102,8	<b>99,4</b>	-3,0%	3,0%
Other Africa	6,5	7,2	7,2	7,3	6,8	6,3	6,4	<b>6,1</b>	-4,7%	0,2%
<b>Total Africa</b>	<b>90,4</b>	<b>93,0</b>	<b>103,8</b>	<b>101,1</b>	<b>102,6</b>	<b>106,0</b>	<b>111,1</b>	<b>107,3</b>	<b>-3,1%</b>	<b>3,3%</b>

## 2. Producción de energía sostenible en Europa.

Australia	46,0	51,0	52,7	53,6	55,6	54,2	51,4	<b>50,8</b>	-0,9%	1,6%	
Bangladesh	†	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	<b>0,4</b>	0,3%	♦	
China	656,2	713,8	983,0	1100,5	1215,0	1313,6	1406,1	<b>1537,4</b>	9,6%	46,9%	
China Hong Kong SAR	3,9	5,4	6,6	6,7	7,0	7,5	7,0	<b>7,6</b>	9,0%	0,2%	
India	135,8	151,8	172,3	184,4	195,4	210,3	230,9	<b>245,8</b>	6,8%	7,5%	
Indonesia	11,6	18,0	20,2	26,1	24,1	28,4	30,2	<b>30,5</b>	1,4%	0,9%	
Japan	91,5	106,6	120,8	121,3	119,1	125,3	128,7	<b>108,8</b>	-15,2%	3,3%	
Malaysia	1,8	3,6	5,7	6,3	7,3	7,1	5,0	<b>4,0</b>	-20,3%	0,1%	
New Zealand	1,2	1,3	2,0	2,2	2,2	1,6	2,0	<b>1,7</b>	-15,8%	0,1%	
Pakistan	2,1	2,4	3,8	4,1	4,2	5,1	5,3	<b>4,3</b>	-17,9%	0,1%	
Philippines	2,9	4,7	5,0	5,7	5,5	5,9	7,0	<b>6,8</b>	-2,4%	0,2%	
Singapore	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	
South Korea	38,2	49,1	53,1	54,8	54,8	59,7	66,1	<b>68,6</b>	4,1%	2,1%	
Taiwan	24,8	32,7	36,6	38,1	39,6	41,8	40,2	<b>38,7</b>	-3,5%	1,2%	
Thailand	7,9	9,2	10,4	11,2	12,4	14,1	15,3	<b>14,1</b>	-7,4%	0,4%	
Other Asia Pacific	22,0	23,9	27,4	28,7	30,9	28,1	28,1	<b>32,1</b>	14,8%	1,0%	
<b>Total Asia Pacific</b>	<b>1045,8</b>	<b>1173,8</b>	<b>1499,8</b>	<b>1644,0</b>	<b>1773,6</b>	<b>1903,2</b>	<b>2023,4</b>	<b>2151,6</b>	<b>6,6%</b>	<b>65,6%</b>	
<b>Total World</b>	<b>2248,9</b>	<b>2403,1</b>	<b>2764,0</b>	<b>2904,0</b>	<b>3039,1</b>	<b>3184,1</b>	<b>3286,4</b>	<b>3278,3</b>	<b>♦</b>	<b>100,0 %</b>	
of which:	European Union	306,1	314,0	318,8	310,1	317,3	316,7	293,8	<b>261,3</b>	-10,8%	8,0%
	OECD	1072,6	1119,5	1158,4	1167,8	1167,3	1187,2	1159,2	<b>1036,3</b>	-10,4%	31,6%
	Former Soviet Union	161,3	166,0	167,6	161,1	166,8	166,4	177,2	<b>153,3</b>	-13,3%	4,7%
	Other EMEs	1015,1	1117,6	1438,0	1575,1	1705,1	1830,5	1950,0	<b>2088,7</b>	7,4%	63,7%
<p>La tabla incluye carbón bituminoso y antracita (hard coal), lignito y carbón sub-bituminoso.            ♦ Menos del 0.05 %.            † Menos de 0.05.</p>											

*Tabla 2.3. Evolución del consumo de carbón (Mtep), entre los años 1999 y 2009, en las diferentes regiones del mundo [10].*

### Producción.

Pese a la débil demanda, la producción mundial en 2009 creció un 2,4%.

- En la OCDE y en la antigua Unión Soviética, la producción tuvo la mayor caída de la década.
- En China y en La India dicha tasa creció por encima de la media de la última década, 9.2% y 8.4% respectivamente.

## 2. Producción de energía sostenible en Europa.

La **tabla 2.4** muestra la producción mundial de carbón (bituminoso, antracita, lignito y sub-bituminoso), en Mtep, entre los años 1999 y 2009.

Mtep	1999	2002	2004	2005	2006	2007	2008	2009	Variación 2008 2009	2009 % del total
US	584,3	570,1	572,4	580,2	595,1	587,7	596,7	<b>539,9</b>	-9,3%	15,8%
Canada	38,0	34,2	33,8	33,5	33,9	36,0	35,3	<b>32,8</b>	-6,9%	1,0%
Mexico	4,9	5,3	4,7	5,2	5,5	6,0	5,5	<b>5,3</b>	-2,8%	0,2%
<b>Total North America</b>	<b>627,1</b>	<b>609,5</b>	<b>610,9</b>	<b>618,8</b>	<b>634,5</b>	<b>629,7</b>	<b>637,5</b>	<b>578,1</b>	<b>-9,1%</b>	<b>17,0%</b>
Brazil	2,1	1,9	2,0	2,4	2,2	2,3	2,5	<b>1,9</b>	-23,2%	0,1%
Colombia	21,3	25,7	34,9	38,4	42,6	45,4	47,8	<b>46,9</b>	-1,6%	1,4%
Venezuela	4,8	5,9	5,9	5,3	5,4	5,6	6,4	<b>3,6</b>	-43,1%	0,1%
Other S. & Cent. America	0,5	0,4	0,2	0,3	0,6	0,3	0,4	<b>0,5</b>	10,8%	♦
<b>Total S. &amp; Cent. America</b>	<b>28,7</b>	<b>33,9</b>	<b>43,0</b>	<b>46,3</b>	<b>50,8</b>	<b>53,6</b>	<b>57,1</b>	<b>52,9</b>	<b>-7,1%</b>	<b>1,6%</b>
Bulgaria	4,2	4,4	4,5	4,1	4,2	4,7	4,8	<b>4,5</b>	-5,8%	0,1%
Czech Republic	23,1	24,3	23,5	23,5	23,7	23,5	21,2	<b>20,6</b>	-2,6%	0,6%
France	3,3	1,1	0,4	0,2	0,2	0,2	0,1	<b>0,1</b>	-33,2%	♦
Germany	59,4	55,0	54,7	53,2	50,3	51,5	47,7	<b>44,4</b>	-6,7%	1,3%
Greece	8,0	9,1	9,1	9,0	8,3	8,6	8,3	<b>8,1</b>	-2,7%	0,2%
Hungar	3,1	2,7	2,4	2,0	2,1	2,0	1,9	<b>1,9</b>	-4,2%	0,1%
Kazakhstan	30,0	37,8	44,4	44,2	49,1	50,0	56,8	<b>51,8</b>	-8,6%	1,5%
Poland	77,0	71,3	70,5	68,7	67,0	62,3	60,5	<b>56,4</b>	-6,6%	1,7%
Romania	5,1	6,6	6,7	6,6	6,5	6,7	6,7	<b>5,7</b>	-14,4%	0,2%
Russian Federation	112,1	117,3	131,7	139,2	145,1	148,0	153,4	<b>140,7</b>	-8,1%	4,1%
<b>Spain</b>	<b>8,6</b>	<b>7,2</b>	<b>6,7</b>	<b>6,4</b>	<b>6,2</b>	<b>6,0</b>	<b>4,2</b>	<b>4,1</b>	<b>-2,3%</b>	<b>0,1%</b>
Turkey	13,3	11,5	10,5	12,8	13,4	15,8	17,2	<b>17,4</b>	1,6%	0,5%
Ukraine	42,3	42,8	42,2	41,0	41,7	39,9	41,3	<b>38,3</b>	-7,0%	1,1%
United Kingdom	22,5	18,2	15,3	12,5	11,3	10,3	11,0	<b>10,9</b>	-0,7%	0,3%
Other Europe & Eurasia	13,4	15,3	15,6	14,7	15,7	16,7	17,3	<b>15,5</b>	-9,8%	0,5%
<b>Total Europe &amp; Eurasia</b>	<b>425,3</b>	<b>424,6</b>	<b>438,2</b>	<b>438,2</b>	<b>444,9</b>	<b>446,3</b>	<b>452,6</b>	<b>420,4</b>	<b>-6,9%</b>	<b>12,3%</b>
<b>Total Middle East</b>	<b>0,7</b>	<b>0,8</b>	<b>0,8</b>	<b>0,8</b>	<b>0,9</b>	<b>1,0</b>	<b>1,0</b>	<b>1,0</b>	<b>0,3%</b>	<b>♦</b>
South Africa	125,6	124,1	137,2	137,7	138,0	139,6	142,4	<b>140,9</b>	-0,7%	4,1%
Zimbabwe	3,2	2,5	2,4	1,9	1,4	1,4	1,1	<b>1,1</b>	-1,7%	♦
Other Africa	1,3	1,3	1,2	1,1	1,1	1,0	1,0	<b>1,0</b>	0,3%	♦
<b>Total Africa</b>	<b>130,1</b>	<b>127,9</b>	<b>140,8</b>	<b>140,7</b>	<b>140,4</b>	<b>141,9</b>	<b>144,5</b>	<b>143,0</b>	<b>-0,7%</b>	<b>4,2%</b>
Australia	160,6	184,3	198,5	205,8	210,3	217,2	220,3	<b>228,0</b>	3,7%	6,7%
China	645,9	733,7	1012,1	1120,0	1205,1	1282,4	1425,6	<b>1552,9</b>	9,2%	45,6%
India	124,4	138,5	155,7	162,1	170,2	181,0	195,6	<b>211,5</b>	8,4%	6,2%
Indonesia	45,3	63,6	81,4	93,9	119,2	133,4	140,8	<b>155,3</b>	10,6%	4,6%
Japan	2,2	0,8	0,7	0,6	0,7	0,8	0,7	<b>0,7</b>	4,6%	♦
New Zealand	2,1	2,7	3,2	3,2	3,5	3,0	3,0	<b>2,8</b>	-7,0%	0,1%
Pakistan	1,5	1,6	1,5	1,6	1,7	1,6	1,8	<b>1,6</b>	-12,6%	♦
South Korea	1,9	1,5	1,4	1,3	1,3	1,3	1,2	<b>1,1</b>	-8,9%	♦
Thailand	5,7	5,7	5,6	5,8	5,3	5,1	5,0	<b>5,3</b>	5,0%	0,2%
Vietnam	4,9	9,2	14,7	18,3	21,8	22,4	23,0	<b>25,2</b>	10,1%	0,7%
Other Asia Pacific	18,1	19,6	22,4	24,7	25,1	23,3	27,1	<b>29,0</b>	7,2%	0,9%
<b>Total Asia Pacific</b>	<b>1012,6</b>	<b>1161,0</b>	<b>1497,2</b>	<b>1637,3</b>	<b>1764,3</b>	<b>1871,5</b>	<b>2044,2</b>	<b>2213,3</b>	<b>8,6%</b>	<b>64,9%</b>
<b>Total World</b>	<b>2224,6</b>	<b>2357,7</b>	<b>2731,0</b>	<b>2882,0</b>	<b>3035,9</b>	<b>3144,0</b>	<b>3336,9</b>	<b>3408,6</b>	<b>2,4%</b>	<b>100,0 %</b>
of which:										
European Union	216,7	202,5	195,8	188,1	181,5	177,6	168,3	<b>158,4</b>	-5,6%	4,6%
OECD	1013,7	1002,1	1010,7	1019,6	1035,0	1035,4	1037,9	<b>976,9</b>	-5,6%	28,7%
Former Soviet Union	185,5	198,9	219,4	225,6	237,0	239,0	252,9	<b>232,1</b>	-8,0%	6,8%
Other EMEs	1025,4	1156,7	1501,0	1636,8	1763,8	1869,6	2046,2	<b>2199,6</b>	7,8%	64,5%

♦ Menos del 0.05 %.

La tabla incluye carbón bituminoso y antracita (hard coal), lignito y carbón sub-bituminoso.

**Tabla 2.4.** Evolución de la producción de carbón (Mtep), entre los años 1999 y 2009, en las diferentes regiones del mundo [10].

## 2. Producción de energía sostenible en Europa.

### Reservas

La **tabla 2.5** muestra la base de datos de BP de Reservas Probadas de carbón a nivel mundial a finales del 2009, definidas como aquellas cantidades recuperables en un futuro, de yacimientos conocidos (tras estudio geológico-ingenieril) y bajo condiciones económicas y operativas favorables.

Millones de toneladas	Antracita y bituminoso	Sub-bituminoso y lignito	Total	% del total	R/P ratio	
US	108950	129358	<b>238308</b>	28,9%	245	
Canada	3471	3107	<b>6578</b>	0,8%	105	
Mexico	860	351	<b>1211</b>	0,1%	109	
<b>Total North America</b>	<b>113281</b>	<b>132816</b>	<b>246097</b>	<b>29,8%</b>	<b>235</b>	
Brazil	–	7059	<b>7059</b>	0,9%	*	
Colombia	6434	380	<b>6814</b>	0,8%	95	
Venezuela	479	–	<b>479</b>	0,1%	96	
Other S. & Cent. America	51	603	<b>654</b>	0,1%	*	
<b>Total S. &amp; Cent. America</b>	<b>6964</b>	<b>8042</b>	<b>15006</b>	<b>1,8%</b>	<b>181</b>	
Bulgaria	5	1991	<b>1996</b>	0,2%	74	
Czech Republic	1673	2828	<b>4501</b>	0,5%	84	
Germany	152	6556	<b>6708</b>	0,8%	37	
Greece	–	3900	<b>3900</b>	0,5%	62	
Hungary	199	3103	<b>3302</b>	0,4%	367	
Kazakhstan	28170	3130	<b>31300</b>	3,8%	308	
Poland	6012	1490	<b>7502</b>	0,9%	56	
Romania	12	410	<b>422</b>	0,1%	14	
Russian Federation	49088	107922	<b>157010</b>	19,0%	*	
<b>Spain</b>	<b>200</b>	<b>330</b>	<b>530</b>	<b>0,1%</b>	<b>52</b>	
Turkey	–	1814	<b>1814</b>	0,2%	22	
Ukraine	15351	18522	<b>33873</b>	4,1%	460	
United Kingdom	155	–	<b>155</b>	♦	9	
Other Europe & Eurasia	1025	18208	<b>19233</b>	2,3%	293	
<b>Total Europe &amp; Eurasia</b>	<b>102042</b>	<b>170204</b>	<b>272246</b>	<b>33,0%</b>	<b>236</b>	
South Africa	30408	–	<b>30408</b>	3,7%	122	
Zimbabwe	502	–	<b>502</b>	0,1%	301	
Other Africa	929	174	<b>1103</b>	0,1%	*	
Middle East	1386	–	<b>1386</b>	0,2%	*	
<b>Total Middle East &amp; Africa</b>	<b>33225</b>	<b>174</b>	<b>33399</b>	<b>4,0%</b>	<b>131</b>	
Australia	36800	39400	<b>76200</b>	9,2%	186	
China	62200	52300	<b>114500</b>	13,9%	38	
India	54000	4600	<b>58600</b>	7,1%	105	
Indonesia	1721	2607	<b>4328</b>	0,5%	17	
Japan	355	–	<b>355</b>	♦	277	
New Zealand	33	538	<b>571</b>	0,1%	125	
North Korea	300	300	<b>600</b>	0,1%	16	
Pakistan	1	2069	<b>2070</b>	0,3%	*	
South Korea	133	–	<b>133</b>	♦	53	
Thailand	–	1354	<b>1354</b>	0,2%	72	
Vietnam	150	–	<b>150</b>	♦	3	
Other Asia Pacific	115	276	<b>391</b>	♦	19	
<b>Total Asia Pacific</b>	<b>155809</b>	<b>103444</b>	<b>259253</b>	<b>31,4%</b>	<b>59</b>	
<b>Total World</b>	<b>411321</b>	<b>414680</b>	<b>826001</b>	<b>100,0%</b>	<b>119</b>	
of which:	European Union	8427	21143	<b>29570</b>	3,6%	55
	OECD	159012	193083	<b>352095</b>	42,6%	174
	Former Soviet Union	93609	132386	<b>225995</b>	27,4%	474
	Other EMEs	158700	89211	<b>247911</b>	30,0%	56

\* Más de 500 años.  
♦ Menos del 0.05 %.

**Tabla 2.5.** Reservas probadas de carbón a finales de 2009(datos en Mt) [10].

## 2. Producción de energía sostenible en Europa.

---

El ratio R/P, indica la relación entre las reservas remanentes al final del año y la producción para ese año. Corresponde al número de años que durarían las reservas, con esa tasa de producción.

En la actualidad, las reservas probadas de carbón en Europa, a excepción de antigua Unión Soviética y Ucrania, se encuentran en estado crítico. A raíz de esta situación, la producción de carbón en Europa sigue un proceso de caída continuo, como puede observarse en la [tabla 2.4](#) [10]. La única solución existente para la generación de energía es la utilización de carbón de importación, adquirido desde los principales puntos de producción del mismo (Australia, Indonesia, Rusia, Colombia, Sudáfrica, EE.UU.). *Nota:* para más información ver [tabla 2.13](#).

Este hecho contrasta con la creciente participación del carbón en la generación mundial de energía, ascendiendo en el año 2009 al 29.4 % (la mayor desde 1970), según informa BP [10].

## **2.4. Libro Verde de la Comisión del 8 de Marzo del 2006. “Estrategia europea para una energía sostenible, competitiva y segura” [6].**

### **2.4.1. Objetivo.**

Desarrollar una verdadera política energética europea que responda a los numerosos retos existentes en términos de abastecimiento y creciente dependencia externa, incremento del consumo energético, volatilidad del precio de los combustibles, el cambio climático, y los obstáculos al mercado interior de la energía. Tanto el mercado interior, como la eficacia energética, la investigación y la política exterior deben contribuir a impulsar en Europa un sector energético con peso en el contexto internacional.

### **2.4.2. Principales retos que propone la comisión, a los Estados miembros.**

#### **Sostenibilidad.**

Luchar de forma activa contra el cambio climático, fomentando las fuentes de energía renovables y la eficacia energética.

El Libro Verde propone que la UE se sitúe en la vanguardia de la lucha contra el cambio climático y de las tecnologías que garantizarán la energía más limpia y sostenible del futuro.

Otro objetivo es disociar el crecimiento económico del consumo energético a fin de consumir menos, y ser más competitivos. El Libro Verde de 2005 sobre la eficacia energética pronosticó que, de aquí al año 2020, sería posible ahorrar un 20 % de energía.

Una de las pautas a seguir es desarrollar una hoja de ruta para fuentes de energía renovables (revisión de los objetivos generales y particulares de la UE para el año 2020) y elaborar una lista de medidas para favorecer el desarrollo de las fuentes de energías limpias y renovables.

En cuanto a implicación de la tecnología del presente proyecto dentro del panorama energético, el libro verde hace énfasis en fomentar la captura y almacenamiento de CO<sub>2</sub>, y las tecnologías basadas en combustibles fósiles como el carbón, para permitir que los países que lo deseen puedan seguir incluyendo el carbón en su combinación energética global.

#### **Competitividad.**

Mejorar la eficacia de la red europea de energía a través del desarrollo del mercado interior de la energía. Es una política energética común, desarrollando los mercados interiores de gas y electricidad. Se evita así el proteccionismo de muchos mercados nacionales y el dominio de empresas tradicionales. Originará infraestructuras más competitivas y mejores precios. La apertura de mercados origina una competencia leal entre empresas: energía más segura y competitiva.

Se destacan los siguientes aspectos:

- Red europea con normas comunes. (Ej. facilita el comercio transfronterizo).
- Incrementar las inversiones en infraestructuras que conecten las diferentes redes nacionales.
- Incrementar la capacidad productiva. (Ej. Garantizar abastecimiento).
- Separación entre producción y distribución.
- Reforzar la competitividad de la industria europea, ofreciendo el acceso a la energía a un precio abordable.

### **Seguridad del abastecimiento.**

Coordinar mejor la oferta y la demanda energéticas interiores de la UE en un contexto internacional. Desarrollar mecanismos de reserva energética y solidaridad eficaces para evitar crisis de abastecimiento energético, debido a la elevada dependencia exterior y a las fluctuaciones de la energía. La apertura de los mercados da solución al problema.

### **Combinación energética global más sostenible, eficiente y diversificada.**

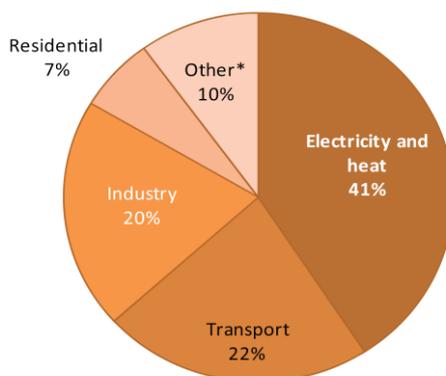
Cada Estado miembro es libre de escoger su combinación energética global entre las distintas fuentes de energía disponibles. Las decisiones tomadas revestirán gran importancia para la seguridad energética de Europa, y deben coordinarse teniendo en cuenta las diferentes posibilidades de abastecimiento y su impacto sobre la seguridad, la competitividad y la sostenibilidad de la energía en la UE.

Se sugiere una revisión estratégica de la política energética, para definir una posición común en lo que se refiere a la combinación energética, las nuevas infraestructuras y la cooperación energética con terceros países. Así se refuerza el diálogo con terceros países productores y se reacciona de forma más eficaz ante crisis de abastecimiento. Este hecho incluye la definición de una política energética exterior, que mediante el diálogo internacional con los socios energéticos de la UE, permita responder mejor a los retos energéticos de los próximos años.

## 2.5. Producción de electricidad sostenible a partir de combustibles fósiles [4].

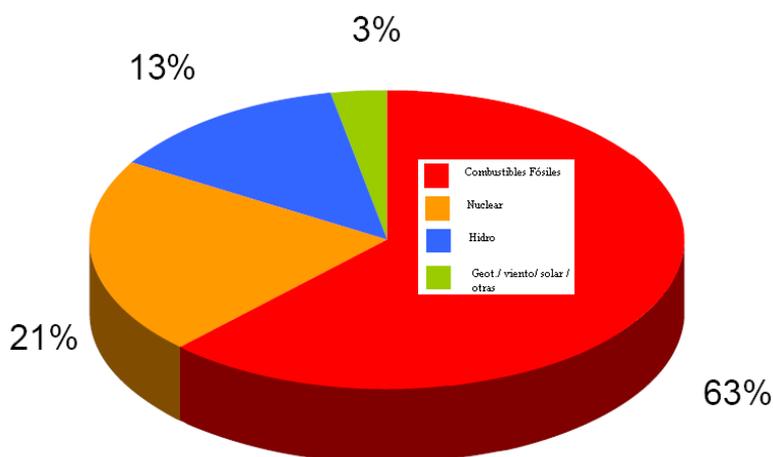
### 2.5.1. Punto de partida.

La utilización a gran escala de combustibles fósiles (petróleo, gas natural, carbón) constituye la causa principal de origen humano del cambio climático por las emisiones de CO<sub>2</sub> resultantes. Como muestra la [figura 2.7](#), El sector de la producción de electricidad representa un porcentaje importante de esas emisiones y es muy probable que esta tendencia vaya en aumento.



[Figura 2.7](#). Emisiones mundiales de CO<sub>2</sub> por sectores. Año 2008 [16].

En la OCDE más del 63 % la electricidad se produce a partir de combustibles fósiles, principalmente del carbón, como indica la [figura 2.8](#).



[Figura 2.8](#). Generación de electricidad por tipo de combustible en la OCDE. Estudio realizado desde Enero hasta Octubre del 2010. El total de electricidad producida fue de 8441.7 TWh [17].

En la UE, las emisiones de CO<sub>2</sub> derivadas de la producción de electricidad a partir de carbón ascendieron en 2005 a un 70 % del total de las emisiones de CO<sub>2</sub> procedentes de la producción de electricidad en la UE, lo que representa un 24 % de las emisiones de CO<sub>2</sub> de todos los sectores [4].

Como se verá más adelante en la [tabla 2.8](#), en la UE-27 más del 56% de la electricidad es producida a partir de combustibles fósiles, principalmente mediante carbón (aproximadamente un 30 %).

### 2.5.2. Motivación.

El carbón ocupa y ocupará un puesto esencial como fuente de energía utilizada, para contribuir a la seguridad de suministro.

Estas fuentes de energía, y en particular el carbón, van a ser cada vez más importantes en la producción de energía de determinadas regiones del mundo en las próximas décadas (especialmente en China y en La India) por el aumento significativo de la demanda de energía.

Es fundamental que la UE establezca de inmediato el marco para desarrollar y difundir las tecnologías que le permitan utilizar de forma sostenible el carbón, es decir, de limitar las emisiones de CO<sub>2</sub> procedentes de la utilización del carbón para la producción de electricidad.

Las mejoras conseguidas en las tecnologías del carbón (aumento de la eficiencia energética, disminución de las lluvias ácidas y de las situaciones de contaminación atmosférica local debidas a las emisiones de SO<sub>2</sub>, de NO<sub>x</sub> y de partículas) demuestran que son posibles avances tecnológicos significativos, especialmente mediante el principio de la captura y almacenamiento del carbono.

La utilización sostenible de combustibles fósiles, especialmente mediante la captura y el almacenamiento del CO<sub>2</sub>, permitirá eliminar hasta un 90 % de las emisiones de CO<sub>2</sub> producidas por las centrales eléctricas de combustibles fósiles, lo que representa una reducción global del 25 al 30 % de las emisiones de CO<sub>2</sub> en la UE de aquí al año 2030 en comparación con los niveles del año 2000. Por otra parte, el recurso a las tecnologías adecuadas permitirá reducir simultáneamente los contaminantes atmosféricos relacionados con la combustión tradicional del carbón, entre otros los NO<sub>x</sub> y el SO<sub>2</sub>, lo que daría lugar a una disminución de los costes ambientales locales y de los costes sanitarios.

Además, si la UE obtiene resultados suficientes a escala internacional en el desarrollo de las tecnologías sostenibles para los combustibles fósiles, su liderazgo le permitirá crear empleo y exportar su tecnología, con el consiguiente efecto de arrastre positivo para los terceros países. Para ello se desarrollará una estrecha cooperación, tecnológica y comercial, con los países usuarios de carbón, entre los que figuran China, los Estados Unidos y La India, así como los países en desarrollo.

### 2.5.3. Puntos a destacar.

- **Objetivo:** La Comisión considera que las nuevas centrales de carbón deberían construirse con sistemas de captura y almacenamiento de CO<sub>2</sub> de aquí al año 2020 y que las centrales existentes deberían adaptarse a las normas de forma progresiva (uno de los puntos de mi proyecto). Esto debería permitir reducir en un 20 % las emisiones de CO<sub>2</sub> procedentes de las centrales de carbón de aquí al año 2020.
- **Marco:** La UE ha de disponer de un marco normativo y económico favorable para las tecnologías de baja emisión de CO<sub>2</sub>, que garantice a largo plazo el recurso perenne a las tecnologías de carbón sostenible, a fin de favorecer las inversiones y el proceso de transición.
- **Apoyo a la tecnología:** La UE seguirá promoviendo a escala internacional la celebración de un acuerdo para limitar el aumento de la temperatura a 2° C por encima de los niveles preindustriales, y en este contexto una de las opciones será la captura y el almacenamiento de CO<sub>2</sub>. También apoyará la modificación de determinados acuerdos y convenios internacionales para reducir los obstáculos a las tecnologías que permiten la captura y almacenamiento del carbono (por ejemplo, en el subsuelo marino).

### 2.5.4. Posibles obstáculos.

- **Costes de inversión:** La construcción de nuevas centrales adaptadas a la captura y almacenamiento del carbono no debería suponer necesariamente costes complementarios, aunque la construcción de centrales para la demostración a escala industrial de las tecnologías de carbón sostenible sí requerirá recursos financieros importantes, así como la adaptación a partir de 2020 de las centrales existentes.
- **Coste de la energía:** Hoy en día, las tecnologías de captura y almacenamiento del carbono siguen siendo demasiado caras para una utilización a gran escala. Sin embargo, las mejoras técnicas de los próximos años y los beneficios derivados de la captura y almacenamiento del CO<sub>2</sub> deberían limitar el aumento del coste de la electricidad procedente de centrales que recurran a esas tecnologías en 2020 a un 10 % con respecto a los niveles actuales, e incluso compensar totalmente dichos costes. Además, el posible aumento del coste de la electricidad producida por centrales de carbón no debería repercutir, al menos íntegramente, en los precios de la electricidad para los consumidores.
- **Medio ambiente:** En cuanto a los efectos negativos para el medio ambiente, la Comisión considera que los riesgos de la captura y almacenamiento del carbono proceden ante todo de posibles fugas. El Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático (GIEC), sin embargo, ha llegado a la conclusión de que la proporción de CO<sub>2</sub> retenida en reservas geológicas adecuadamente seleccionadas y gestionadas supere muy probablemente el 99 % en un período de 100 años.

## **2.6. Infraestructura europea de las plantas de producción de electricidad.**

### **2.6.1. Situación actual.**

Al estudiar las vías hacia un sistema energético más sostenible (por ejemplo, el objetivo del Protocolo de Kioto de garantizar una reducción significativa de las emisiones de CO<sub>2</sub>), es importante analizar las restricciones impuestas por el sistema actual, especialmente para las inversiones en las próximas dos décadas, para las que una parte sustancial del actual (y previsto) sistema se mantendrá. Además, algunas tecnologías requieren un conocimiento detallado de la infraestructura como base para la planificación y las decisiones.

Esto es de especial importancia cuando se considera la captura y almacenamiento del CO<sub>2</sub> (CCS, capture and storage), ya que las fuentes de emisión (centrales eléctricas) deben corresponder con la ubicación y la capacidad de los sumideros (lugares de almacenamiento), incluyendo una ventana de tiempo para opciones de valor agregado, por ejemplo, la recuperación mejorada de petróleo (EOR, enhanced oil recovery). La posibilidad de realizar una evaluación detallada de la CCS tiene interés desde el almacenamiento de CO<sub>2</sub> en el subsuelo, la diversificación de combustibles, proveedores y rutas de transporte, y por lo tanto garantizar la seguridad del suministro en la UE.

Para el análisis de la infraestructura energética, se ha empleado la base de datos Chalmers [2], con fecha de 31 de Julio del 2009, la cual tiene en cuenta los siguientes detalles:

- Infraestructura del sistema existente, y las limitaciones impuestas por el mismo.
- Incluye plantas de energía, la infraestructura del combustible, y los recursos y opciones de almacenamiento de CO<sub>2</sub>.
- Marco político actual y las decisiones adoptadas en los Estados miembros de la UE relacionadas con la energía. El ámbito geográfico del presente trabajo es La Unión Europea (UE-27).

### **2.6.2. Base de datos Chalmers de plantas de potencia.**

La base de datos Chalmers [2], elaborada por el departamento energético de la Universidad tecnológica de Gothenburg, ha sido diseñada para describir en su totalidad la estructura de las plantas europeas de energía (contiene todas las plantas térmicas e hidroeléctricas con una potencia de al menos 10 MW, todos los parques eólicos marinos, además de la capacidad de transporte transfronteriza).

Con respecto a las plantas térmicas actualmente en funcionamiento dentro de la UE-27, la capacidad total de la red es de 434.3 GW (base de datos Chalmers [2] del 31 de Julio del 2009, la cual hace referencia al 31 de Diciembre del 2008). Este dato puede ser comparado con el proporcionado por Eurostat [3] del 31 de Diciembre del 2006, que cita una capacidad térmica total de 439.1 GW, lo que existe una cobertura del 57% del total de potencia eléctrica demandada.

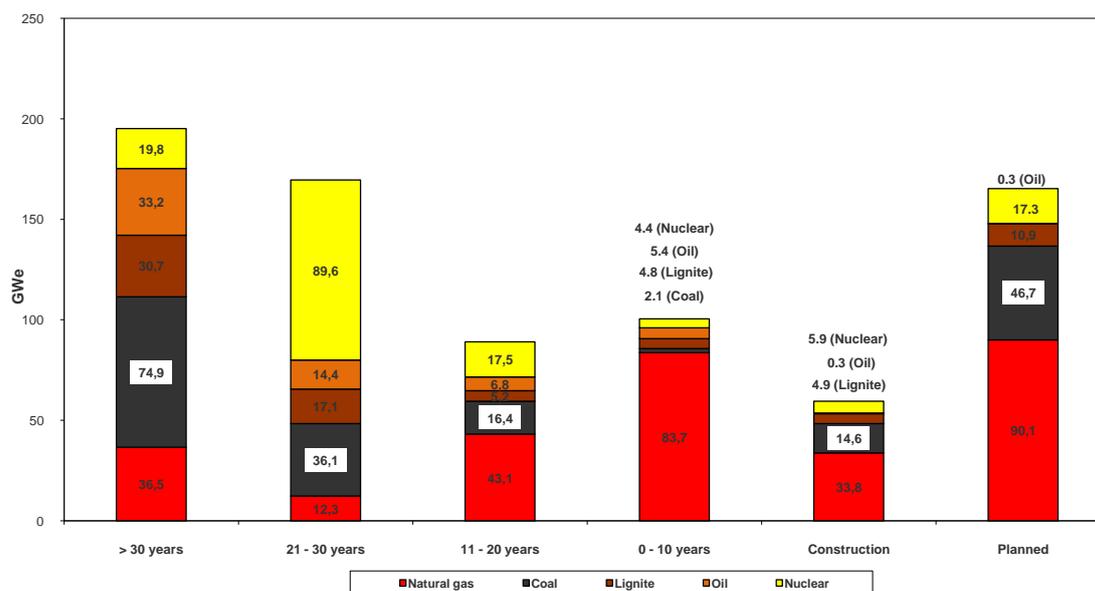
En la actualidad, hay más de 4700 las plantas de energía en operación, que cubren todos los tipos disponibles de tecnologías de generación (excepto la energía eólica que se haya registrado en un nivel más agregado), y con una capacidad combinada de 751.3 GW registrados en la base de datos de plantas de potencia Chalmers [2]. La capacidad total de las diferentes plantas de generación eléctrica reflejadas en la base de datos del estudio, es mostrada en la [tabla 2.6](#).

## 2. Producción de energía sostenible en Europa.

	> 30 años	21 - 30 años	11 - 20 años	0 - 10 años	Construcción	Previstas	Total
Gas Natural	36,5	12,3	43,1	83,7	33,8	90,1	175,6
Carbón	74,9	36,1	16,4	2,1	14,6	46,7	129,5
Lignito	30,7	17,1	5,2	4,8	4,9	10,9	57,9
Petróleo	33,2	14,4	6,8	5,4	0,3	0,3	59,9
Turba (Peat)	0,3	0,2	0,8	0,8	0,0	0,1	2,2
Nuclear	19,8	89,6	17,5	4,4	5,9	17,3	131,4
Eólica	0,0	0,0	8,3	50,2	3,6	71,3	58,5
Biomasa	1,7	0,9	2,9	3,8	1,0	3,7	9,3
Hidráulicas	91,7	21,2	9,8	3,2	3,1	8,9	126,0
Solar FV	0,0	0,0	0,0	1,0	0,1	0,1	1,0
Solar Térmica	0,0	0,0	0,0	0,1	0,9	0,5	0,1
<b>Total</b>	<b>289,0</b>	<b>191,9</b>	<b>110,9</b>	<b>159,5</b>	<b>68,2</b>	<b>249,9</b>	<b>751,3</b>

*Tabla 2.6. Capacidad, en GW, de las diferentes centrales de la UE-27 en servicio, en construcción o previstas, distribuido por combustible y edad de las mismas (a 31 de Diciembre de 2008). Base de datos Chalmers de Plantas de Potencia [2].*

El gráfico de la [figura 2.9](#) muestra la capacidad útil de las centrales térmicas en la UE-27 en servicio, en construcción o previstas, distribuido por el combustible, y la edad de las mismas (a fecha de 31 de Diciembre de 2008). Centrales térmicas alimentadas por biomasa o residuos no se muestran, ya que su capacidad es reducida.



*Figura 2.9. Capacidad útil, en GWe, de las centrales térmicas en la UE-27 en servicio, en construcción o previstas, distribuido por combustible, y edad de las mismas (a 31 de Diciembre de 2008). Base de datos Chalmers de Plantas de Potencia [2].*

## 2. Producción de energía sostenible en Europa.

Existen unidades en construcción y proyectadas, con una capacidad total de 318.1 GW. El desglose principal de estos 318.1 GW se muestra en la [tabla 2.7](#).

Tipo de Central	Capacidad (GW) y Porcentaje del total de potencia proyectada o a construir.
Gas Natural	123.9 (38.9%)
Carbón	63.3 (19.3%)
Lignito	15.8 (5%)
Nuclear	23.2 (7.3%)
Eólica	74.9 (23.6%)

*Tabla 2.7. Potencia en GW vertida al sistema, de las principales plantas proyectadas y en construcción en la UE-27, a fecha de 31 de Diciembre de 2008 [Información obtenida a partir de [2]].*

Los datos proporcionados nos dan una idea del camino seguido por los países formadores de la UE-27 en cuanto a generación de energía. Se observa como los esfuerzos van encaminados hacia tecnologías de alto rendimiento como son los ciclos combinados (que dominará el panorama hasta al menos bien entrada esta década), así como plantas de bajas emisiones como las eólicas, o las de carbón con captura y secuestro de CO<sub>2</sub>. En cambio, la infraestructura de las plantas nucleares se estabiliza.

Sin embargo, la continua expansión de gas en el sector de la energía después de 2010 dependerá de varios factores, tales como las preocupaciones para la seguridad del suministro, las restricciones de emisiones a partir de 2012, las fases nucleares a cabo según lo anunciado por algunos Estados miembros, y la relación del costo de generación mediante gas y carbón con CCS.

El porcentaje de capacidad total producida por las principales plantas en funcionamiento, en la UE-27, se muestra en la siguiente [tabla 2.8](#).

Tipo de Central	Porcentaje del total de potencia vertida en el sistema (%)
Gas Natural	23.37
Carbón bituminoso y antracita	17.23
Lignito	7.70
Nuclear	17.48
Hidroeléctrica	16.77
Eólica	7.79

*Tabla 2.8. Análisis por tecnologías de la Capacidad total de energía generada en la UE-27, a fecha de 31 de Diciembre de 2008 [Información obtenida a partir de [2]].*

La dependencia energética de la UE aumentará sustancialmente durante las próximas dos décadas y media. Las reservas de petróleo y gas se van agotando, al mismo tiempo que la demanda de gas se espera que aumente, principalmente como consecuencia del incremento de su utilización en el sector energético.

Según la Universidad tecnológica de Gothenburg [2], la capacidad total de las plantas de GN en construcción o proyectadas en la UE asciende a 123.9 GW, lo que indica que el consumo anual de gas de la UE en el sector de la electricidad va a aumentar entre 70 y 110 millones de metros cúbicos entre 1995 y 2011. Las cantidades actuales anuales de importación de gas de la UE ascienden una capacidad alrededor de 415 millones de metros cúbicos, de los cuales el 85% es por tubería y el restante 15% mediante terminales de regasificación de LNG (gas natural licuado). Existen proyectos con una capacidad total de más de 90 millones de metros cúbicos en construcción, incluido el gasoducto noreuropeo (NEGP) de Rusia.

## 2. Producción de energía sostenible en Europa.

---

Rusia supone actualmente un 43% de las importaciones gas de la UE (2004) y después del año 2020 se espera que la UE será cada vez más dependiente de Rusia y de Oriente Medio para el suministro de gas y, por tanto, indirectamente, también para el suministro de calor y electricidad [2].

Además, la producción de petróleo en Europa está en declive, lo que aumentará aún más dependencia energética de la UE de Oriente, y probablemente también en Rusia.

Las reservas de carbón (Antracita, bituminoso, sub-bituminoso y lignito) en Europa, según BP [10], a finales de 2009, ascienden a 272246 millones de toneladas, lo que permite más de 236 años de disponibilidad al ritmo de producción actual.

La UE ha establecido también el comercio de carbón con terceros países de la OPEP, como Australia, Colombia, Sudáfrica, y los EE.UU. y, hasta ahora, el precio del carbón parece ser más estable que los precios del petróleo y de gas. Por lo tanto, la generación de energía basada en el carbón en combinación con la CCS, mejorará la seguridad de suministro de electricidad y calor mediante la utilización de fuentes de energía externas y por medio de la diversificación de los combustibles, los proveedores y las rutas de transporte.

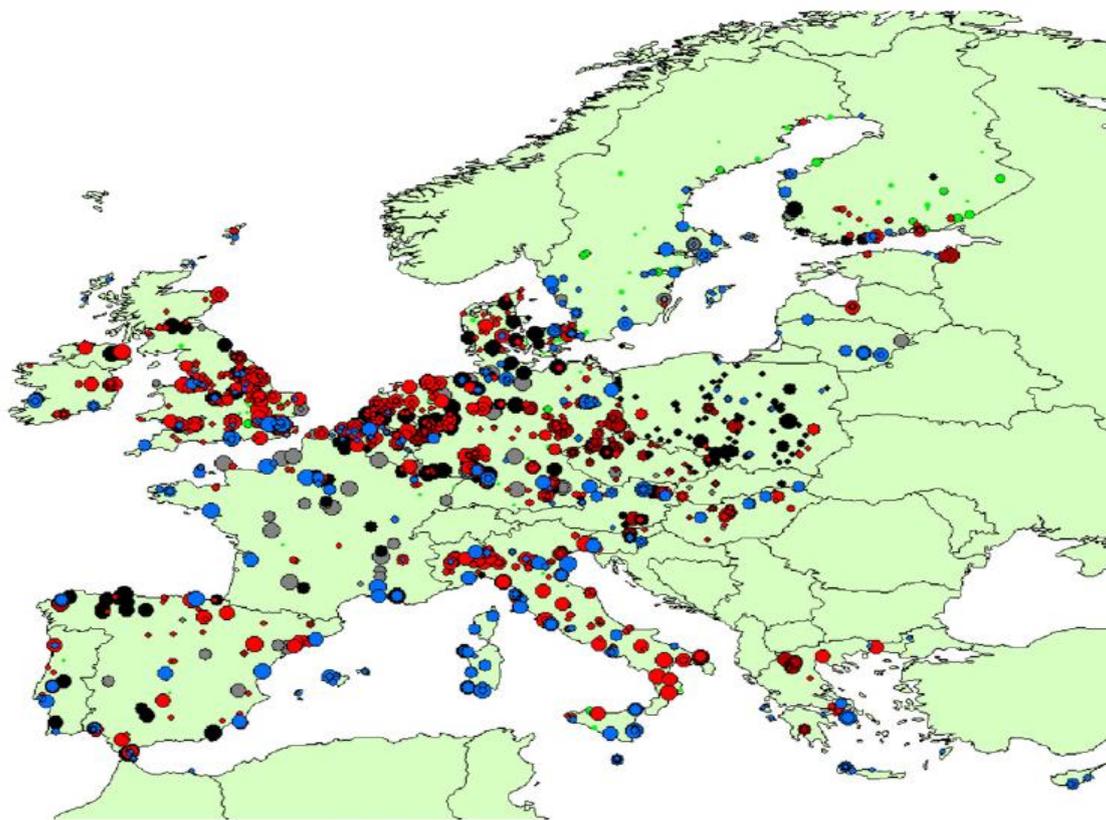
A 31 de Diciembre de 2008, la distribución por países y combustible de la capacidad generada en la UE-27, viene indicada en la **tabla 2.9**. La información ha sido obtenida a partir de la base de datos Chalmers de Plantas de Potencia [2].

	Gas Natural	Carbón	Turba (Peat)	Lignito	Petróleo	Nuclear	Biomasa
Bélgica	5,5	1,7			0,6	5,8	0,4
Dinamarca	2,5	5,1			0,8		0,5
Finlandia	2,1	3,7	1,7		0,8	2,7	1,3
Francia	3,1	8,4			8,7	63,3	0,3
Alemania	23,3	27,1		20,1	3,7	20,5	2
Grecia	1,9			4,9	2,6		
Italia	43,8	9,5			14,9		0,7
Países Bajos	12,2	4,2				0,5	0,4
Polonia	0,8	20,2		8,6	0,5		
España	25,1	9,9		2	7,6	7,5	0,6
Reino Unido	30,7	29			6	10,2	1

*Tabla 2.9. Datos de capacidad en GW, por países y tecnologías, de las centrales térmicas en la UE-27 (a 31 de Diciembre de 2008). [Información obtenida a partir de [2]].*

La [figura 2.10](#) muestra un esquema gráfico de la distribución geográfica, por tipo de combustible, de las centrales térmicas que operaban en la UE-25. El tamaño del círculo indica la capacidad de la planta. La representación es algo simplificada, ya que una fracción significativa de los símbolos representa a varias plantas.

*Notación: rojo - gas / negro - carbón / lignito - pardo / azul - oil / Amarillo - nuclear / verde - biomasa.*



*Figura 2.10. Distribución geográfica, por tipo de combustible, de las centrales térmicas que operaban en la UE-25 (a fecha de Mayo del 2006). Base de datos Chalmers de Plantas de Potencia [2].*

### 2.6.3. Base de datos Chalmers de Almacenamiento de CO<sub>2</sub>.

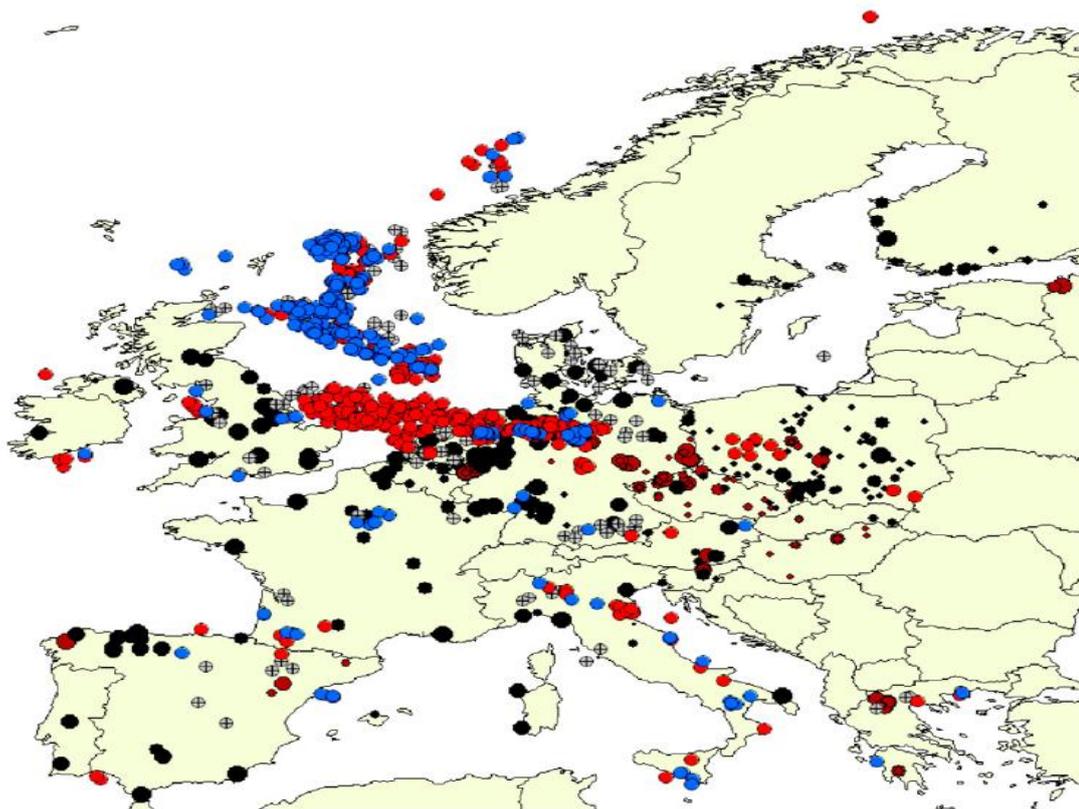
La base de datos Chalmers de almacenamiento de CO<sub>2</sub>, elaborada en el departamento energético de la Universidad tecnológica de Gothenburg [2], contiene los embalses de almacenamiento de CO<sub>2</sub> en Europa construidos con un potencial de almacenamiento de 1Mt de CO<sub>2</sub> o más, es decir, campos de gas, petróleo, y acuíferos. Hay en la actualidad alrededor de 820 depósitos registrados en el base de datos, de los cuales aproximadamente 500 tienen un potencial técnico de almacenamiento de al menos 10Mt de CO<sub>2</sub>. El potencial técnico de almacenamiento en todos los embalses asciende a entre 115 y 135 Gt, más o menos dividido en partes iguales entre sitios en tierra firme y mar adentro. Alrededor de 31 Gt son almacenados en campos de gas, 10 Gt en campos de oil y el resto, entre el 74 y 94 Gt, en acuíferos.

La mayor parte de las posibilidades de almacenamiento se concentran en cinco países situados alrededor del Mar del Norte, Dinamarca, Alemania, los Países Bajos, Noruega y Reino Unido, que juntos representan casi el 95% del potencial identificado de almacenamiento dentro de Europa.

Hay que señalar que pocas reservas y un limitado potencial de almacenamiento han sido identificados en países que tienen problemas importantes en el cumplimiento del acuerdo de Intercambio de la carga de la UE, como Austria, Bélgica, Finlandia, Irlanda, Italia, España y Portugal.

La [figura 2.11](#) muestra un esquema de las principales zonas de almacenamiento, por tipo de embalse de carbón y lignito, que existían en la UE-25 en Mayo del 2006.

*Notación: Campos de petróleo – círculos azules / Campos de gas – círculos rojos / Acuíferos – círculos grises con cruz / Planta alimentada con hulla – negro / Planta alimentada con lignito – marrón.*



*Figura 2.11. Principales zonas de almacenamiento por tipo de embalse, en la UE-25, en Mayo del 2006. Base de datos Chalmers de Almacenamiento de CO<sub>2</sub> [2].*

### 2.6.4 – Base de datos Chalmers de Generación de energía eléctrica en España.

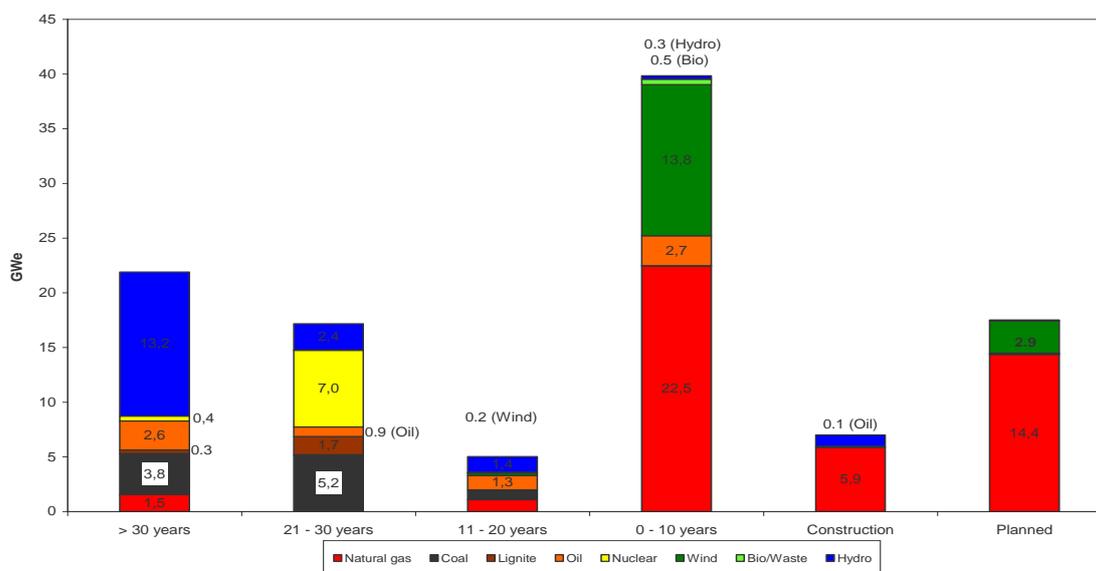
La base de datos Chalmers de Plantas de potencia [2], elaborada en el departamento energético de la Universidad tecnológica de Gothenburg, refleja el estado de la generación eléctrica en España. La capacidad total combinada a fecha de 31 de Diciembre del 2008 es de 84.9 MW, lo que supone el 11.3 % de la electricidad generada en la UE-27.

La capacidad total de las diferentes plantas de generación españolas, reflejadas en la base de datos del estudio, es mostrada en la **tabla 2.10**.

	> 30 años	21 - 30 años	11 - 20 años	0 - 10 años	Construcción	Previstas	Total
Gas Natural	1,5	0,0	1,1	22,5	5,9	14,4	25,1
Carbón	3,8	5,2	0,9	0,0	0,0	0,0	9,9
Lignito	0,3	1,7	0,0	0,0	0,0	0,0	2,0
Petróleo	2,6	0,9	1,3	2,7	0,1	0,1	7,6
Nuclear	0,4	7,0	0,0	0,0	0,0	0,0	7,5
Eólica	0,0	0,0	0,2	13,8	0,0	2,9	14,1
Biomasa	0,0	0,0	0,1	0,5	0,0	0,1	0,6
Hidráulica	13,2	2,4	1,4	0,3	1,1	0,0	17,3
Solar FV	0,0	0,0	0,0	0,8	0,0	0,0	0,8
Solar Térmica	0,0	0,0	0,0	0,1	0,5	0,5	0,1
<b>Total</b>	<b>21,9</b>	<b>17,2</b>	<b>5,0</b>	<b>40,8</b>	<b>7,6</b>	<b>18,0</b>	<b>84,9</b>

*Tabla 2.10. Capacidad (GW) de las diferentes centrales españolas en servicio, en construcción o previstas, distribuido por combustible y edad de las mismas (a 31 de Diciembre de 2008). Base de datos Chalmers de Plantas de Potencia [2].*

El gráfico de la **figura 2.12** muestra la capacidad útil de las centrales térmicas españolas en servicio, en construcción o previstas, distribuido por el combustible, y la edad de las mismas (a fecha de 31 de Diciembre de 2008). Centrales térmicas alimentadas por biomasa o residuos no se muestran, ya que su capacidad es reducida.



*Figura 2.12. Capacidad útil de las centrales térmicas españolas en servicio, en construcción o previstas, distribuido por combustible, y edad de las mismas (a 31 de Diciembre de 2008). Base de datos Chalmers de Plantas de Potencia [2].*

## 2. Producción de energía sostenible en Europa.

---

En el caso de España se apuesta casi íntegramente por plantas de gas natural (ciclo combinado). También ocupan un lugar importante, aunque muy inferior al anterior, centrales eólicas, hidroeléctricas y solar térmica, es decir, las tecnologías renovables cuentan con un gran apoyo. En cuanto al resto de plantas de energía relevantes dentro de la UE, se observa que centrales de carbón, Fuel-oil y nuclear ocupan un segundo lugar dentro de las plantas operativas (por detrás de las de GN), y como hemos visto, no se apuesta por ellas en un futuro próximo.

Resulta previsible que nuevas tecnologías como la oxi-combustión del carbón, provoque un cambio brusco del panorama energético tanto español como internacional.

## 2.7. El Carbón, conceptos preliminares y situación actual.

El objeto de este apartado de la memoria es caracterizar el combustible que se va a emplear en la Planta de Potencia, para comprender correctamente, en los capítulos 3 y 4, cómo es el proceso de combustión y las características físicas, técnicas y de operación que deben cumplir la caldera y los diferentes elementos del ciclo de vapor. Además se ampliará la información indicada en el apartado 2.3.4 del estado actual y evolución de los diferentes tipos de carbón.

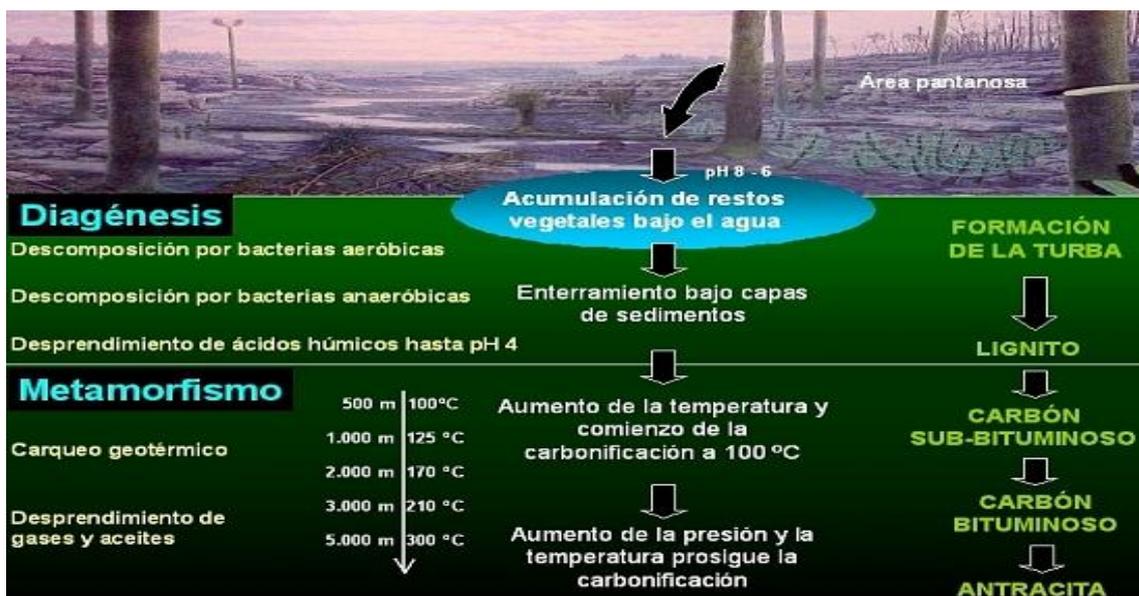
El carbón mineral es una roca sedimentaria de color negro, muy rica en carbono, utilizada como combustible fósil. Suele localizarse bajo una capa de pizarra y sobre una capa de arena y arcilla. Se cree que la mayor parte del carbón se formó durante el periodo carbonífero (hace 280 a 345 millones de años).

La **tabla 2.11** muestra la composición típica de los diferentes tipos de carbón.

Composición (%)	Turba	Lignito	Hulla	Antracita
Carbono	59	69	87	96
Hidrógeno	6	5.2	5	2
Oxígeno	33	25	8	2
Nitrógeno	2	0.8	0.6	0.6
Materias volátiles	60	40	25	5

**Tabla 2.11.** Tipos de carbón. Composición en C, H, O, N, y materias volátiles [9].

El carbón se origina por la descomposición de vegetales terrestres, hojas, maderas, cortezas, y esporas, que se acumulan en zonas pantanosas, lagunares o marinas, de poca profundidad. Los vegetales muertos se van acumulando en el fondo de una cuenca. Quedan cubiertos de agua y, por lo tanto, protegidos del aire que los destruiría. Comienza una lenta transformación por la acción de bacterias anaerobias, un tipo de microorganismos que no pueden vivir en presencia de oxígeno. Con el tiempo se produce un progresivo enriquecimiento en carbono. Posteriormente pueden cubrirse con depósitos arcillosos, lo que contribuirá al mantenimiento del ambiente anaerobio, adecuado para que continúe el proceso de carbonificación. El proceso queda reflejado en la **figura 2.13**.



**Figura 2.13.** Etapas del proceso de carbonificación [7].

## 2. Producción de energía sostenible en Europa.

En las cuencas carboníferas las capas de carbón están intercaladas con otras capas de rocas sedimentarias como areniscas, arcillas, conglomerados y, en algunos casos, rocas metamórficas como esquistos y pizarras. Esto se debe a la forma y el lugar donde se genera el carbón.

Existen diferentes tipos de carbones minerales en función del grado de carbonificación que haya experimentado la materia vegetal que originó el carbón. Estos van desde la turba, que es el menos evolucionado y en que la materia vegetal muestra poca alteración, hasta la antracita que es el carbón mineral con una mayor evolución. Esta evolución depende de la edad del carbón, así como de la profundidad y condiciones de presión, temperatura, entorno, etc., en las que la materia vegetal evolucionó hasta formar el carbón mineral.

*Grado: es función del nivel de impurezas (cenizas) que contenga.*

*Rango: grado de carbonización que haya sufrido debido a las condiciones de P, T, profundidad y tiempo al que ha sido expuesto.*

El rango de un carbón mineral se determina en función de criterios tales como su contenido en materia volátil, contenido en carbono fijo, humedad, poder calorífico, etc. Así, a mayor rango, mayor es el contenido en carbono fijo y mayor el poder calorífico, mientras que disminuyen su humedad natural y la cantidad de materia volátil.

Existen varias clasificaciones de los carbones según su rango. Una de las más utilizadas divide a los carbones de mayor a menor rango, como muestra la **tabla 2.12**.

La hulla es un carbón mineral de tipo bituminoso medio y alto en volátiles.

Rango	C fijo (%)	Humedad (%)	Materia Volátil (%)	Poder calorífico (Mj/kg)	Emisiones kg CO <sub>2</sub> /kWh
Antracita	86 - 98	<3	<5	23 - 33	840
Bituminoso (Hulla)	45 - 86	5 - 10	10 - 30	25 - 35	840
Sub-bituminoso	35 - 45	15 - 30	30 - 40	20 - 21	930
Lignito	25 - 42	40 - 60	40 - 50	10 - 20	940
Turba	<25				570

**Tabla 2.12.** Clasificación por rango de los tipos de carbón. [7] y [16].

**Antracita.** Carbón mineral de más alto rango, y el que presenta mayor contenido en carbono. Sin embargo, su poder calorífico es, en general, inferior al de los carbones bituminosos debido a su bajo contenido en materia volátil. Presenta una ignición difícil, pero arde dando una llama azul corta y sin apenas humos. La antracita presenta una mayor dureza, densidad y brillo que el carbón bituminoso.

**Carbón Bituminoso.** Es un carbón mineral denso de color negro o marrón oscuro, se utiliza para su combustión en centrales térmicas y para la producción de coque metalúrgico. La hulla pertenece a este tipo de carbón bituminoso, con contenidos altos y medios en volátiles.

**Carbón Sub-Bituminoso.** Estos carbones presentan propiedades intermedias entre las del lignito y los carbones bituminosos. Normalmente se utilizan en centrales térmicas para la producción de energía.

**Lignito.** Es de rango inferior al de los carbones sub-bituminosos, y por lo general, presenta un color marrón oscuro por lo que se les denomina a veces lignitos pardos. Se usan principalmente en la producción de energía en centrales térmicas.

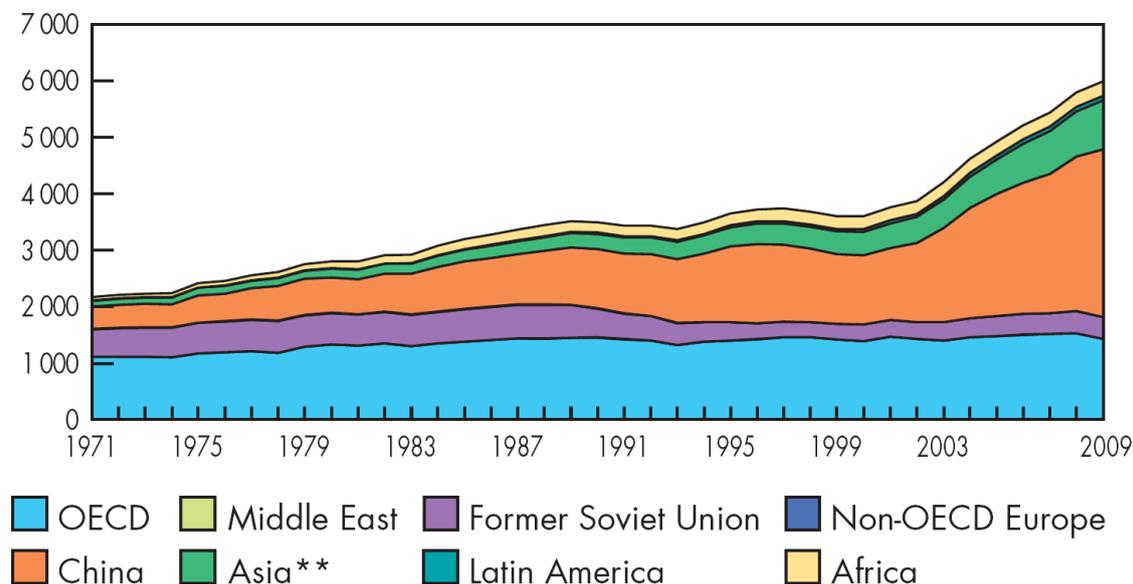
**Turba.** La turba es un material orgánico compacto, de color pardo oscuro y rico en carbono. La formación de turba constituye la primera etapa del proceso por el que la vegetación se transforma en carbón mineral. Se forma como resultado de la putrefacción y carbonización parciales de la vegetación en el agua ácida de las turberas. La formación de una turbera es relativamente lenta como consecuencia de una escasa actividad microbiana, debida a la acidez del agua o la baja concentración de oxígeno. El paso de los años va produciendo una acumulación de turba que puede alcanzar varios metros de espesor, a un ritmo de crecimiento que se calcula de entre medio y diez centímetros cada cien años. En estado fresco alcanza hasta un 98% de humedad, pero una vez desecada puede usarse como combustible.

La utilización del carbón para la generación de electricidad posee como ventajas.

- Bajo ratio coste/energía.
- Grandes reservas mundiales, mucho más repartidas que otros combustibles fósiles.
- Tecnología madura.
- Elevada eficiencia y seguridad de las instalaciones.

Como inconvenientes se pueden señalar que es el combustible que más emisiones produce por unidad quemada ( $\text{CO}_2$ , óxidos de azufre, mercurio), su composición es menos homogénea que por ejemplo la del petróleo, su manipulación es más complicada.

En el apartado 2.2.4 (tabla 2.3) se indicó la evolución de la producción de carbón, entre los años 1999 y 2009, para las diferentes economías del planeta. La siguiente figura 2.14 complementa a la anterior, mostrando la producción mundial de carbón bituminoso y antracita (en millones de toneladas, Mt, anuales) entre los años 1971 y 2009.

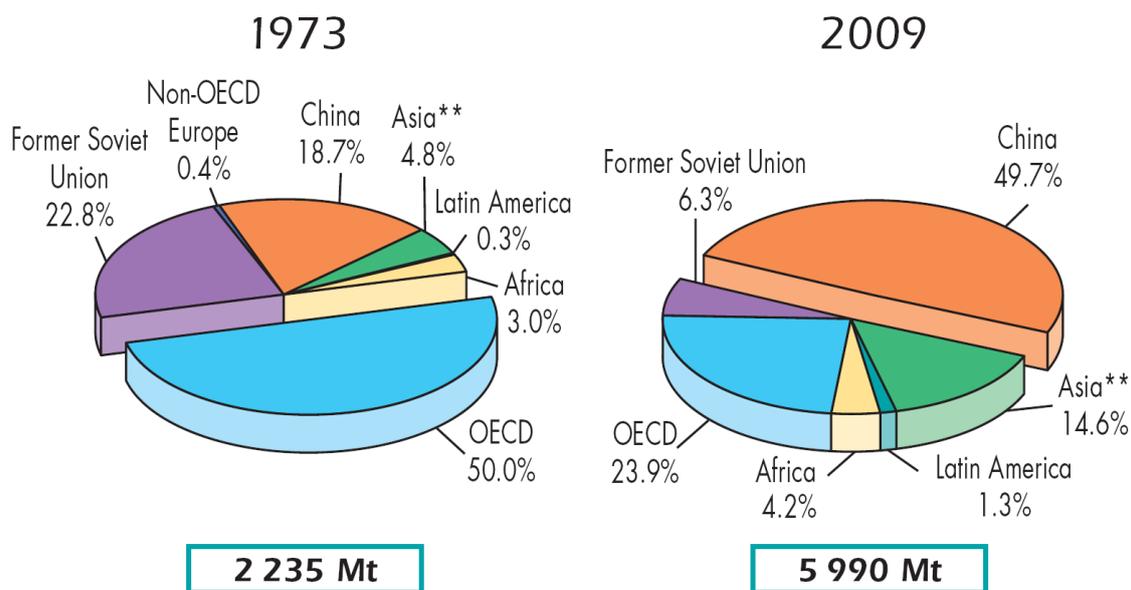


*Figura 2.14. Evolución de la Producción mundial de carbón entre los años 1971 y 2009 (datos en Mt) [12].*

En 1971, la producción anual de Antracita y de Carbón bituminoso era de 2235 Mt, donde la OCDE representaba el 50% de esa generación. El incremento de la producción ha sufrido un cambio muy importante, alcanzando la cifra de 5990 Mt anuales en el año 2009. La principal causa de esta evolución es el desarrollo de la economía China, la cual se ha convertido en el primer productor mundial.

## 2. Producción de energía sostenible en Europa.

El ratio concreto para las diferentes economías del planeta se puede ver en la [figura 2.15](#).



*Figura 2.15. Fraccionamiento por economías de la producción de Antracita y Carbón bituminoso, para los años 1973 y 2009 [12].*

La [tabla 2.13](#) refleja el estado del mercado de carbón a finales del año 2009, donde se pueden apreciar los 10 principales países productores, exportadores e importadores. Los datos han sido dados en Mt.

Productores	Antracita y Carbón bituminoso	Lignito y Carbón sub-bituminoso	Exportadores	Antracita y Carbón bituminoso	Importadores	Antracita y Carbón bituminoso
China	2971	**	Australia	262	Japón	165
EE.UU.	919	66	Indonesia	230	China	114
India	526	35	Rusia	93	Corea	103
Australia	335	64	Colombia	69	India	66
Indonesia	263	38	Sudáfrica	67	Rep. China	60
Sudáfrica	247	0	EE.UU.	33	Alemania	38
Rusia	229	68	Vietnam	25	Reino Unido	38
Kazajistán	96	5	Kazakstán	22	Turquía	20
Polonia	78	57	Canadá	20	Italia	19
Colombia	73	0	República Checa	4	España	16
Resto del Mundo	253	580	Resto del Mundo	11	Resto del Mundo	180
<b>TOTAL</b>	<b>5990</b>	<b>913</b>	<b>TOTAL</b>	<b>836</b>	<b>TOTAL</b>	<b>819</b>

*Tabla 2.13. Top ten de Productores, exportadores e importadores de carbón mundiales. Año 2009. Datos en millones de toneladas (Mt). [Información obtenida de [8] y [12]].*

## 2. Producción de energía sostenible en Europa.

Nos centraremos ahora en el caso de España. Únicamente se estudia el caso de la Antracita y del Carbón bituminoso (denominados como Hard Coal) al ser los más empleados para la generación de potencia (Tabla 2.14). Datos expresados en millones de toneladas.

		2001	2002	2003	2004	2005	2006
<b>Total Importaciones</b>		<b>18,196</b>	<b>24,514</b>	<b>21,552</b>	<b>24,473</b>	<b>24,756</b>	<b>23,704</b>
	Australia	3,498	3,721	3,805	3,263	3,115	3,548
	Colombia	0,395	1,622	1,478	0,972	1,938	1,535
	Rusia	1,759	2,368	1,926	3,285	4,235	3,609
	Suráfrica	7,147	10,765	8,835	10,195	8,707	8,213
	EE.UU.	1,884	1,904	1,479	2,007	1,5	1,422
	Otros	3,513	4,134	4,029	4,751	5,261	5,377
<b>Total Exportaciones</b>		<b>0,22</b>	<b>0,17</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>

*Tabla 2.14. Importaciones y exportaciones de Antracita y Carbón bituminoso en España. Valores en Mt [3].*

El carbón nacional español es mayoritariamente Lignito, Antracita y Hulla (Bituminoso), con elevados contenidos en ceniza, azufre y volátiles. Uno de los principales problemas de estos carbones es su alto contenido en azufre, entre un 6% - 10%, lo que hace que las centrales eléctricas correspondientes deban contar ineludiblemente con plantas de desulfuración de gases, las cuales incrementan levemente las emisiones de CO<sub>2</sub>.

Las reservas probadas de carbón en España a finales de 2009, según BP [10], representan el 0.1% mundial. Con la tasa de producción existente en ese momento, las reservas nacionales durarían aproximadamente 52 años.

La producción de carbón nacional en España sigue un proceso de disminución acelerada, pasando de un valor de 8.6 Mtep en 1999, a la cifra de 4.1 Mtep en 2009 (ver tabla 2.4). A su vez, el consumo se ha reducido a la mitad en este periodo (ha pasado de 20.5 Mtep a 10.6 Mtep). (Ver tabla 2.3).

Numerosos yacimientos, como los de lignitos pardos de La Coruña, están agotando sus reservas o bien su posibilidad de extracción. Las centrales que eran alimentadas con carbón nacional se han ido remodelando para utilizar carbón de importación.

La única solución existente para la generación de energía mediante carbón es importarlo. Según la información proporcionada por IEA [12] y por la World Coal Association [8], tabla 2.13, España ocupa el décimo lugar de importación de Carbón bituminoso y Antracita en 2009, a nivel mundial (16 Mt vs 819 Mt mundiales).

Como muestra la tabla 2.14, los principales puntos de procedencia de carbón bituminoso y Antracita, con destino España, son Australia, Colombia, Rusia, Suráfrica y EE.UU.

### **3. Análisis del proceso de Oxi-combustión.**

#### **3.1. Objetivo del capítulo.**

Siendo el proceso de Oxi-combustión una solución factible, a corto plazo, para la generación de energía eléctrica, el objetivo de este capítulo 3 es el análisis de los diferentes elementos que intervienen en el proceso, identificando los puntos críticos de diferentes unidades que resultan decisivos desde el punto de vista del diseño y operación. Esto nos permitirá tomar decisiones sobre el funcionamiento de la planta, y corroborar la información encontrada en la literatura.

#### **3.2. Introducción.**

##### **3.2.1. Introducción.**

De acuerdo con el estado de la producción de energía en Europa, una de las soluciones que tenemos a corto plazo para la generación de electricidad, es mediante la utilización de combustibles fósiles con un tratamiento final de gases de combustión, con el fin de alcanzar el objetivo de cero emisiones. La utilización de energías renovables, en la actualidad, queda limitado por su baja capacidad, su elevado coste y por su aleatoria disponibilidad.

Las reservas de carbón son suficientes para proporcionar un suministro de energía sostenible durante siglos. La captura y almacenamiento de CO<sub>2</sub>, ofrece un elevado potencial de reducción de CO<sub>2</sub>, además de unos costes inferiores que las fuentes de energía renovables.

El coste normalizado de la electricidad generada en centrales de carbón pulverizado es actualmente menor que el de plantas de ciclo combinado. Si bien los costos de capital de las unidades de ciclo combinado de GN son sólo la mitad de la de carbón pulverizado, los costos de combustible son mucho más elevados e inestables.

En la tecnología de carbón pulverizado, el polvo de carbón se funde en la zona de combustión del horno y arde más rápida y eficientemente debido a que el carbón pulverizado tiene mayor superficie por unidad de masa que las partículas mayores.

Las centrales eléctricas de carbón pulverizado aparecen por primera vez en la década de 1920 y han ido mejorado enormemente en los últimos 80 años, aunque sigue siendo una tecnología relativamente simple.

Cabe destacar que el consumo energético del proceso puede reducirse significativamente si se utiliza el N<sub>2</sub> producido para aplicaciones externas.

### 3.2.2. Clasificación de centrales térmicas de carbón.

La diferencia entre los distintos tipos de centrales de carbón pulverizado radica en la fase en la cual se efectúa el secuestro de CO<sub>2</sub>: pre-combustión, post-combustión y Oxi-combustión. El presente estudio únicamente analiza la tecnología de Oxi-combustión, la cual se sugirió en los años 80, sin embargo, los acontecimientos recientes han llevado a un renovado interés en la tecnología.

En la [figura 3.1](#) se muestra un esquema general de los tres procesos de captación de CO<sub>2</sub>.

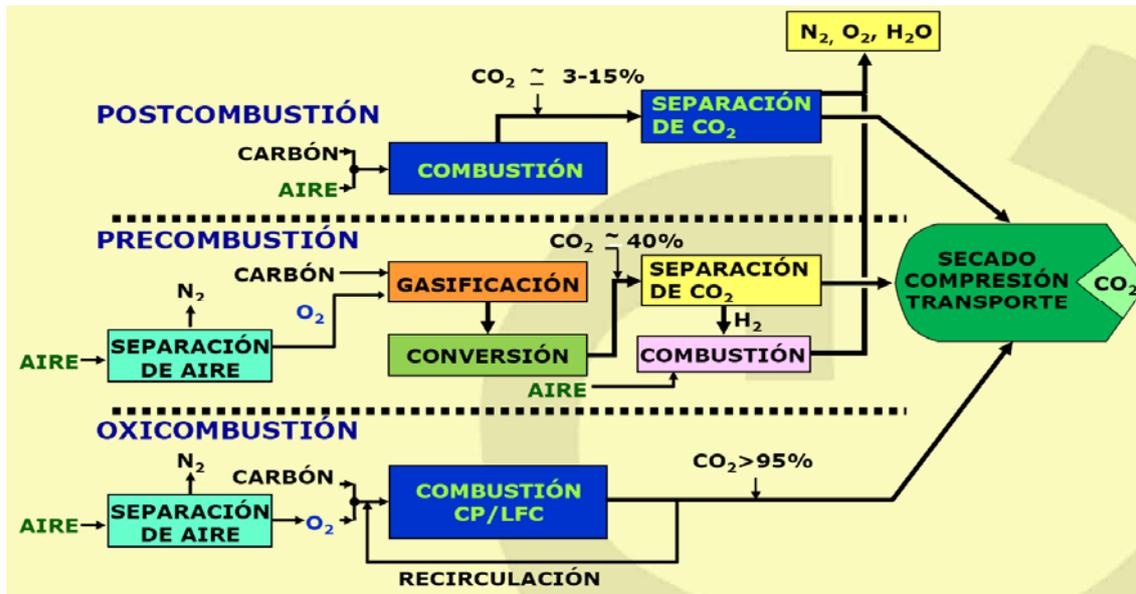


Figura 3.1. Visión general de procesos y sistemas de captación de CO<sub>2</sub> [18].

Las ventajas e inconvenientes de cada uno de los tres procesos anteriores se detallan a continuación en la [tabla 3.1](#).

	Ventajas	Inconvenientes
<b>Post-combustión</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Muchas de las tecnologías son comerciales (absorción química, refinado del gas, producción de urea, etc).</li> <li>• Requiere menores modificaciones de centrales existentes.</li> <li>• Posibilidad de utilizar varios sistemas en serie.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Mayor volumen de gases a tratar que en pre combustión.</li> <li>• Presencia de impurezas: SOX y NOX. Afecta al sistema de captura. Necesidad de compresión.</li> <li>• Necesidad de nuevas materias primas, algunas de ellas peligrosas (por su toxicidad)</li> </ul>
<b>Pre-combustión (GICC Y CC)</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Los gases de combustión salen a mayor concentración y presión, luego se reduce el coste de captura. Menores costes de compresión que en post-combustión.</li> <li>• La tecnología consigue menor cantidad de impurezas: SOX y NOX.</li> <li>• El producto principal es el gas de síntesis (utilizado con fines comerciales).</li> <li>• Es posible utilizar un amplio rango de combustibles fósiles.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• El combustible primario debe ser convertido a gas sintético previamente.</li> <li>• Las turbinas de gas, calentadores y calderas deben ser modificados para la utilización de hidrógeno como combustible.</li> </ul>

### 3. Análisis del proceso de Oxi-combustión.

Oxy-combustión		
<ul style="list-style-type: none"> <li>Centrales supercríticas de nueva generación.</li> <li>TG con/sin caldera de recuperación.</li> <li>Transformación de ciclos convencionales existentes.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>La tecnología básica tiene ya un largo recorrido. Proyectos I+D en marcha actualmente.</li> <li>Reducción del caudal de gases.</li> <li>Reducción de volúmenes de hogar y calderas.</li> <li>Reducción de los costes de separación, compresión y almacenamiento.</li> <li>Generación de corriente rica en CO<sub>2</sub> hasta 90 – 95% y pobre en NO<sub>x</sub> (reduciendo el 60 – 70%).</li> <li>Mejora la transferencia de calor (mayores contenidos en CO<sub>2</sub>).</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Aumento de inquemados.</li> <li>Necesita una unidad de separación de aire. Incremento costes.</li> <li>I+D en aspectos operativos y de mantenimiento.</li> <li>Degradación de zonas de radiación por corrosión.</li> </ul>

*Tabla 3.1. Ventajas e inconvenientes de los diferentes sistemas de secuestro de CO<sub>2</sub>.*

#### 3.2.3. Situación actual de las plantas de potencia de Oxi-combustión.

Actualmente, el proceso de Oxi-combustión se encuentra en la etapa de demostración, con lo que existen en curso muchos estudios que se ocupan de aspectos de optimización y simulación. Los estudios teóricos, combinados con los de laboratorio, y estudios a escala piloto, han proporcionado una comprensión de los parámetros y cuestiones operacionales. Algunos aspectos prácticos, tales como la disponibilidad y la capacidad de carga de plantas de Oxi-combustión, son cuestiones importantes que requieren demostraciones y experiencia de la planta a escala.

Los estudios de laboratorio son útiles para determinar las características de combustión. Sin embargo, no son capaces de simular de manera adecuada aspectos tales como las características de la transferencia de calor y la formación de contaminantes. Los estudios a escala piloto son mucho más eficaces para este propósito.

Los proyectos de demostración y a escala piloto, actualmente en funcionamiento, son mostrados en la **tabla 3.13**.

Proyecto	Localización	MW	Puesta en marcha	Tipo de caldera	Combustible	CO <sub>2</sub> tren
B & W	EE.UU.	30	2007	Piloto PC	Bit., Sub-b., Lig.	
Jupiter	EE.UU.	20	2007	Industr. No FGD	GN, Carbón	
Oxy-coal Uk	Reino unido	40	2008	Piloto PC		
Vattenfall	Alemania	30	2008	Piloto PC	Lig, Bit.	Con CCS
Total, Lacq	Francia	30	2009	Industrial	GN	Con CCS
Pearl Plant	EE.UU.	66	2009	PC 22 MW <sub>e</sub>	Bit.	Side Stream
Callide	Australia	90	2010	PC 30 MW <sub>e</sub>	Bit.	Con CCS Revamping
Ciuden PC	España	20	2010	Piloto PC	Antracita, Bit., Coque	
Ciuden CFB	España	30	2010	Piloto CFB	Antracita, Bit., Coque	
Jamestown	EE.UU.	150	2013	50 MW <sub>e</sub> CFB	Bit.	Con CCS.
Endesa	España	Aprox. 1500	2015	¿?	¿?	Con CCS.
Vattenfall (Janschwalde)	Alemania	Aprox. 1000	2015	Aprox. 250 MW <sub>e</sub> PC	Lig., Bit.	Con CCS.
Youngdong	Corea	Aprox. 400	2016	Aprox. 100 MW <sub>e</sub> PC	¿?	¿?

*Nota: CCS (Carbon capture and storage)*

*Tabla 3.13. Proyectos de demostración y a escala piloto actualmente en funcionamiento [18].*

### 3. Análisis del proceso de Oxi-combustión.

En la **tabla 3.2** se recogen los principales hitos existentes durante el proceso de puesta en marcha de una planta de potencia de Oxi-combustión, por parte de la empresa Doosan.

1992-1995	Estudio de sistemas de captura de CO <sub>2</sub> en plantas de carbón pulverizado.
2005-2008	*Procesos de captura de CO <sub>2</sub> en plantas de Oxi-combustión. *Desarrollo y validación experimental de un modelo matemático en grandes plantas de potencia. *Análisis del proceso de captura de CO <sub>2</sub> , mejora y futuro de la tecnología. *Estudio del ciclo de vapor supercrítico.
2007-2009	<b>Fase 1:</b> Fundamentos y tecnologías. Escala piloto. • Fundamentos de combustión: - Ignición del carbón, desvolatilización, condiciones de oxicorte. - Desarrollo de parámetros cinéticos a partir de datos experimentales y aplicación de modelos CFD para la caldera. • Diseño de hornos y operación: impacto en el funcionamiento de la planta y rendimiento. • Limpieza de gases de combustión: desarrollo de un sistema de secuestro de NO <sub>x</sub> y SO <sub>2</sub> . • Problemas genéricos del proceso.
2008-2010	<b>Fase 2:</b> Demostración del sistema de oxicorte. Planta experimental a escala. • Demostrar el funcionamiento del quemador, forma y estabilidad de llama, transferencia de calor dentro del horno, emisiones (NO <sub>x</sub> , inquemados y cenizas) puesta en marcha, apagado, y transición entre la combustión normal con aire y con O <sub>2</sub> .
2008-2010	• Optimización del comportamiento transitorio de la planta, así como el proceso de combustión.
2009-2011	• Estudio del impacto de la elevada concentración de SO <sub>2</sub> y SO <sub>3</sub> .
2009-2015	• Ingeniería y estudios de diseño. • Demostración de plantas de Oxi-combustión de 100 a 250 MWe.
2020	• Planta de 1000MWe. • Comercialización.

*Tabla 3.2. Principales hitos recogidos en el proyecto de puesta en marcha de una central térmica de Oxi-combustión, desde la fase de concepción [19].*

#### 3.2.4. Características del proceso.

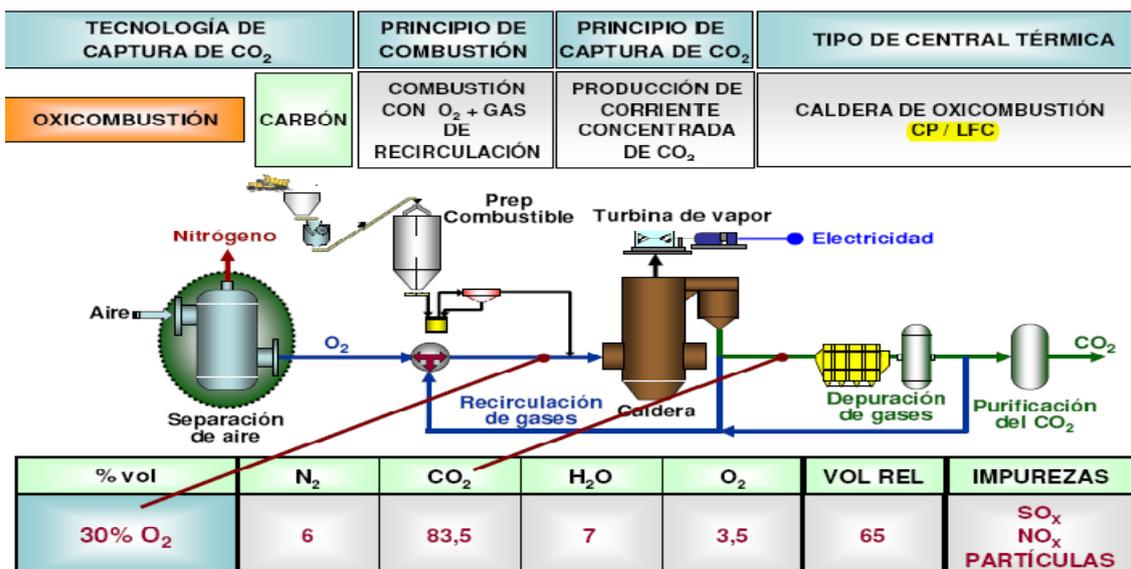
En las calderas de las plantas PF de carbón pulverizado convencionales se utiliza aire para la combustión, en la que el nitrógeno del mismo (aproximadamente el 79% en volumen) diluye el CO<sub>2</sub> en los gases de combustión. La captura de CO<sub>2</sub> en mezclas diluidas usando amina de agotamiento es relativamente cara.

La tecnología de Oxy-combustión, mostrada en la **figura 3.2**, busca realizar la combustión con un comburente muy concentrado en oxígeno (pureza superior al 95%) y muy baja presencia de nitrógeno, de forma que la concentración de CO<sub>2</sub> en los gases resultantes sea muy elevada (se pasa de una concentración de un 17% a una concentración próxima al 70% en masa de CO<sub>2</sub>). Con ello se facilita el confinamiento del CO<sub>2</sub>, así como se reducen sustancialmente las emisiones de NO<sub>x</sub>.

Para ello, la planta necesita una unidad de fraccionamiento de aire (ASU) para enriquecer el comburente en O<sub>2</sub> y rebajar la presencia de nitrógeno, lo que supone un coste de inversión y un consumo adicional de energía.

Una vez que se dispone de un gas con alto contenido en CO<sub>2</sub>, para su confinamiento es preciso comprimirlo a elevada presión, más de 200 bar, e inyectarlo en almacenamientos adecuados.

### 3. Análisis del proceso de Oxi-combustión.



CP (carbón pulverizado) y LFC (lecho fluidizado circulante).  
 Figura 3.2. Captura de CO<sub>2</sub> por Oxi-combustión [20].

El caballo de batalla principal de este tipo de tecnologías es el consumo de energía, que repercute en una pérdida de eficiencia muy relevante (entre 8-10 % menor que un sistema tradicional por aire, según indica [22]) y en el alto coste de la inversión requerida para la separación de CO<sub>2</sub> en comparación al resto de la planta. La eficiencia puede ser mejorada integrando de forma más correcta los componentes del sistema, por ejemplo, redirigiendo el calor sensible generado en la unidad de separación de aire y en el tren de compresión del CO<sub>2</sub>, al ciclo de vapor.

Un problema asociado a la combustión con oxígeno puro es la alta temperatura que se alcanza (la temperatura adiabática de llama es del orden de  $\approx 3.000$  K, como puede observarse en la figura 3.4). Para disminuir dicha temperatura de combustión se atempera recirculando los gases de escape del proceso (unidad FGR-flue gas recirculation), o por inyección de agua, hasta valores adecuados para los procesos de generación de energía (unos 1.700 °C en el caso de calderas, véase figuras 3.3 y 3.4). Así también se controla la composición volumétrica de N<sub>2</sub> y aseguramos que existe suficiente gas para mantener la temperatura y los perfiles de flujo de calor en la caldera.

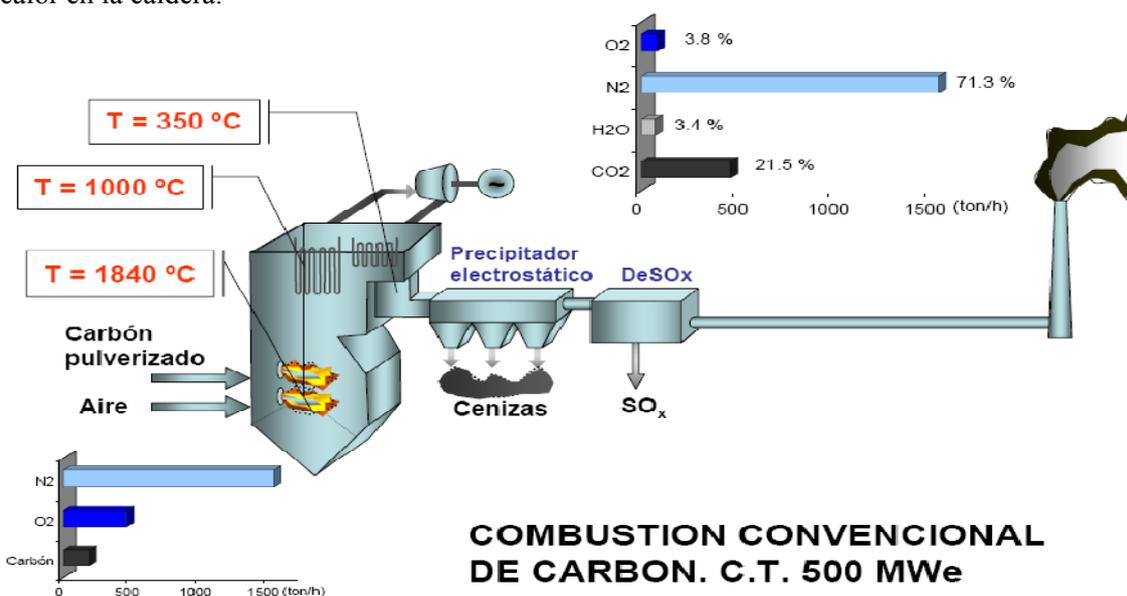


Figura 3.3. Perfil de temperaturas alcanzado en la caldera, en combustión con aire [21].

### OXICOMBUSTIÓN DE CARBÓN

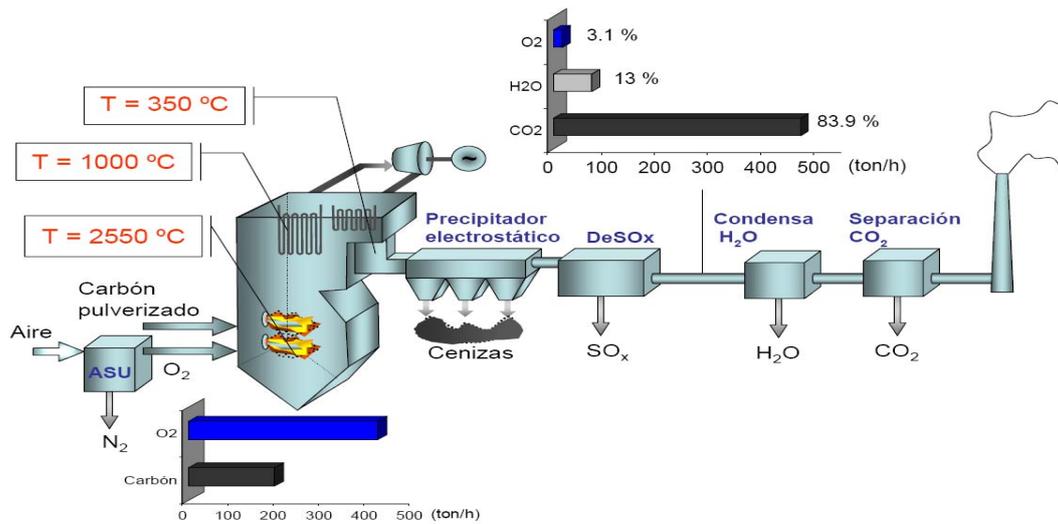


Figura 3.4. Perfil de temperaturas alcanzado en la caldera, en Oxi-combustión [21].

### OXICOMBUSTIÓN DE CARBÓN + GASES DE COMBUSTIÓN RECIRCULADOS (GCR)

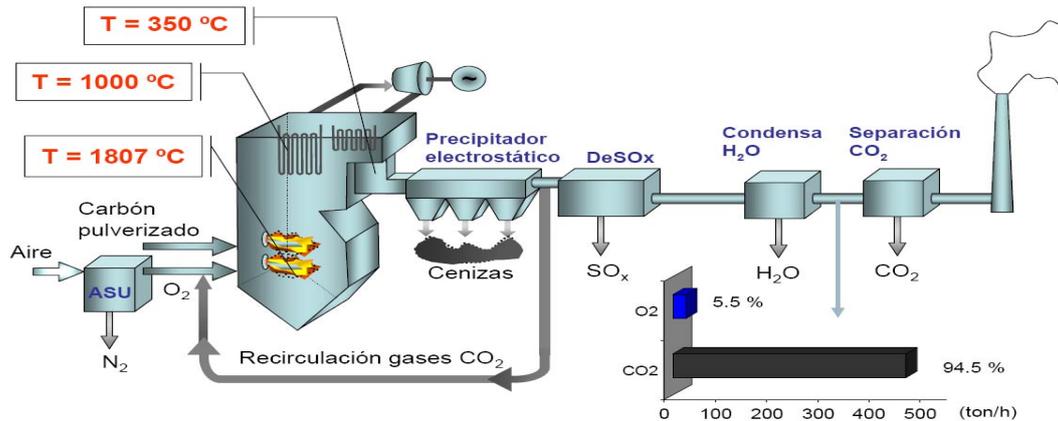


Figura 3.5. Perfil de temperaturas alcanzado en la caldera, en Oxi-combustión con recirculación de gases de combustión [21].

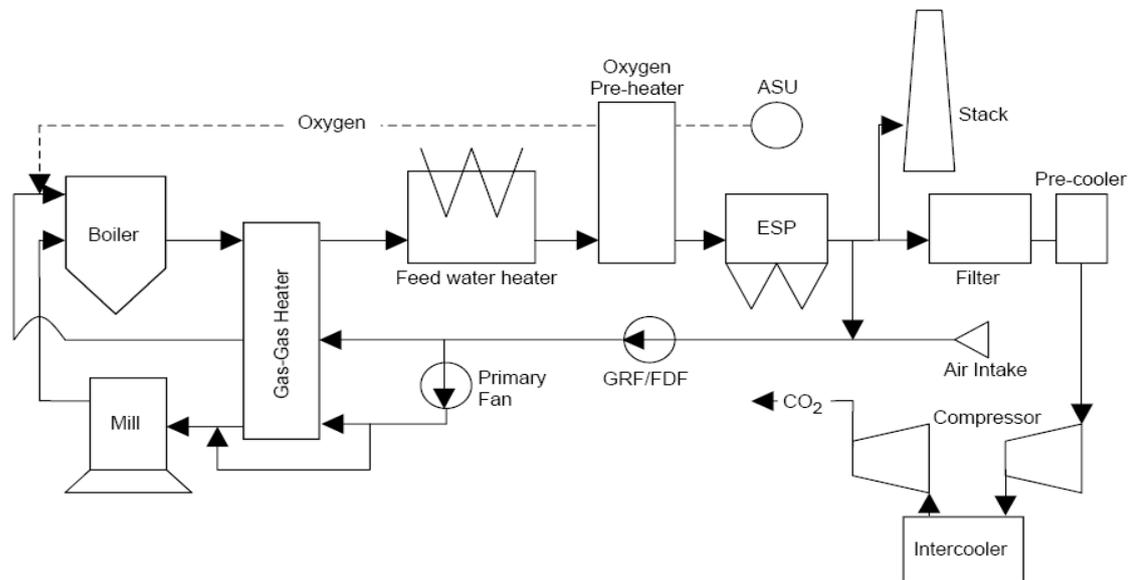
Las características de Oxi-combustión con recirculación de gases de combustión, son diferentes a las de combustión con aire:

- Para lograr una temperatura adiabática de llama similar, la proporción de O<sub>2</sub> de los gases que pasan a través de la quemador (generalmente un 30%, ver figura 3.2) es superior a la del aire (de 21%), y es necesario que alrededor del 70% de los gases de combustión sean recirculados.
- La alta proporción de CO<sub>2</sub> y H<sub>2</sub>O en el horno provoca un aumento de emisividades del gas, de modo que para que la transferencia de calor por radiación sea similar, se necesita una proporción de O<sub>2</sub> en los gases que pasan a través del quemador de menos del 30%.

### 3. Análisis del proceso de Oxi-combustión.

- La densidad de los gases de combustión se incrementa, ya que el peso molecular del  $\text{CO}_2$  es de 44, comparado con el 28 para  $\text{N}_2$ .
- Normalmente, se requiere un exceso de  $\text{O}_2$  (definido como el  $\text{O}_2$  suministrado en exceso, de lo requerido para la combustión estequiométrica de carbón) para lograr una fracción similar de  $\text{O}_2$  en los gases de combustión en el rango de 3-5%.
- La Oxi-combustión del combustible combinado con el secuestro, debe proporcionar energía a varias importantes operaciones, tales como la compresión de los gases de combustión, que no se requiere en una planta convencional sin secuestro. Oxi-combustión de combustible y secuestro es menos eficiente por unidad de energía producida. Sin embargo, es más eficiente que una planta convencional con secuestro, debido a la considerable energía necesaria para limpiar la diluida corriente de gas antes de la compresión.

La [figura 3.6](#) muestra los diferentes elementos que componen la central térmica de Oxi-combustión.



*Figura 3.6. Esquema de una planta de carbón pulverizado usando la tecnología de Oxy-combustión [22].*

El oxígeno es separado del aire en la unidad ASU y luego se mezcla con el flujo recirculado de gases de combustión de la caldera. Se quema el combustible, y la corriente de gases de combustión son parcialmente reciclados. El vapor de agua se condensa a partir de los gases de combustión para producir una corriente de alta pureza de  $\text{CO}_2$  supercrítico.

Oxy-combustión con captura de  $\text{CO}_2$  de la corriente de gases, es una tecnología que ofrece emisiones casi nulas y que puede ser adaptado a las nuevas plantas de carbón pulverizado. La concentración de  $\text{CO}_2$  en los gases de combustión se incrementa de aproximadamente del 17 al 70% en masa. El  $\text{CO}_2$  puede ser capturado mediante enfriamiento (intercoolers) y compresión, para posteriormente proceder con el transporte y almacenaje.

La Oxi-combustión de combustibles implica la modificación de la tecnología familiar PF (carbón pulverizado) de carbón, para incluir la separación de oxígeno del aire, reciclado de los gases de combustión, la compresión de  $\text{CO}_2$ , el transporte, y su almacenamiento. La adición de estas operaciones conlleva una reducción de la disponibilidad. El coste adicional asociado con implementar la tecnología de secuestro produce también un aumento en la inversión y unos gastos de funcionamiento.

### 3. Análisis del proceso de Oxi-combustión.

Según lo citado en la última conferencia sobre Oxi-combustión en Cottbus [23], actualmente se pueden conseguir eficiencias del 33.6% del PCS en ciclos de Oxy-combustión de carbón pulverizado supercríticos.

En la **tabla 3.3** se muestran los consumos energéticos de las principales unidades que componen la central térmica, así como su evolución estimada para el año 2015.

Debido a la elevada potencia requerida tanto por la unidad de tratamiento de aire, como por la unidad de captura y secuestro de CO<sub>2</sub>, se verá más adelante su repercusión en la eficiencia total del sistema.

	MW (estudio 2008)	MW (objetivo 2015)	Incremento
Potencia bruta del ciclo de vapor	724.1	729.8	+0.8%
Potencia bruta ASU	75.8	68.2	-10%
Potencia bruta Tren CO <sub>2</sub>	62.4	56.2	-10%
FGD, Fans,... otros	35.9	37.3	+3.9%
<b>Carga auxiliar sub-total</b>	<b>174.1</b>	<b>161.7</b>	<b>-8%</b>
<b>Potencia Neta de la planta</b>	<b>550.0</b>	<b>568.1</b>	<b>+3.3%</b>
<b>Eficiencia (PCS)</b>	<b>33.6%</b>	<b>34.7%</b>	<b>+1.1 puntos</b>

*Tabla 3.3. Desglose de potencia neta para una central de 560 Mwe, y evolución estimada para el año 2015 [23].*

#### 3.2.5. Conclusiones obtenidas a raíz de estudios de laboratorio y a escala piloto.

##### **Adaptación de plantas PF existentes.**

La organización canadiense Canmet [24], tras un gran número de años de investigación sobre el proceso de Oxi-combustión, es una de las fuentes más fiables que existen en la actualidad. A partir de estudios experimentales y modelado, ha demostrado la viabilidad de la Oxi-combustión de carbón pulverizado como una tecnología aplicable a centrales eléctricas de carbón pulverizado con recuperación de CO<sub>2</sub>. No hay barreras técnicas importantes. Puede ser implementada como una efectiva adaptación de la tecnología de calderas PF, sin embargo, afecta al rendimiento de la combustión y a los patrones de transferencia de calor.

La eficiencia del proceso disminuye en un 9% aproximadamente debido a que necesitamos oxígeno puro, además de comprimir el gas [24].

La adaptación a la tecnología de Oxi-combustión de calderas existentes depende de los resultados en la transferencia de calor, en la que influye la temperatura de la llama adiabática, la transferencia de calor del horno, los aumentos y disminuciones de la transferencia de calor por convección. Ya que la transferencia de calor del horno depende del tamaño del mismo horno, el impacto es de escala (es decir, del tamaño de la caldera).

##### **Transferencia de calor:**

Las siguientes conclusiones han sido obtenidas gracias al trabajo realizado por el Departamento de Ingeniería química de la universidad de Newcastle [26], el Combust Sci Technol [25] y por los estudios expuestos en la 5ª Conferencia sobre combustión Asia-Pacífico [27].

Han concluido que debe existir una relación de recirculación aproximada del 71% para que existan similares perfiles de transferencia de calor que en el caso de combustión convencional, teniendo en cuenta las fugas de aire en la caldera.

---

### 3. Análisis del proceso de Oxi-combustión.

---

Al reciclar el CO<sub>2</sub> (y, posiblemente H<sub>2</sub>O) se esperan cambios en la transferencia de calor, debido a cambios en las propiedades del gas. Estos cambios se ven afectados por dos principales propiedades que cambian durante el proceso:

*a. Las propiedades del gas radiactivo:*

Durante la Oxi-combustión, la concentración de moléculas triatómicas de gas en la corriente de gases aumenta drásticamente y cambiará la emisividad del gas.

El principal contribuyente para la transferencia de calor de una llama, de los combustibles convencionales (y para combustión convencional), es la radiación térmica de vapor de agua, dióxido de carbono, hollín y monóxido de carbono. Cuando la concentración de dióxido de carbono y vapor de agua se incrementa de manera significativa, como es el caso de la Oxy-combustión, la transferencia de calor por radiación de la llama cambia.

*b. La capacidad térmica de gas:*

El CO<sub>2</sub> y vapor de agua poseen elevadas capacidades térmicas en comparación con el nitrógeno. Este aumento de la capacidad térmica hace aumentar la transferencia de calor en la sección convectiva de la caldera.

Sin embargo, la cantidad de gas que pasa a través de la caldera en el caso de Oxi-combustión es inferior, y aumenta la transferencia de calor en la sección radiativa de la caldera, que origina temperaturas más bajas del gas al entrar en la sección convectiva.

Estos factores reducirán la transferencia de calor en la sección convectiva de la caldera. La transferencia de calor por convección y radiación deberá ser optimizada para asegurar una operación eficiente.

El perfil de temperaturas del gas del horno durante el proceso de Oxy-combustión es similar al obtenido mediante combustión con aire normal.

Se obtuvieron rendimientos de la combustión (por ejemplo, la eficiencia de la combustión y las emisiones contaminantes), similares a los obtenidos en la operación con aire, y por lo tanto es aplicable para adaptar calderas PF (carbón pulverizado).

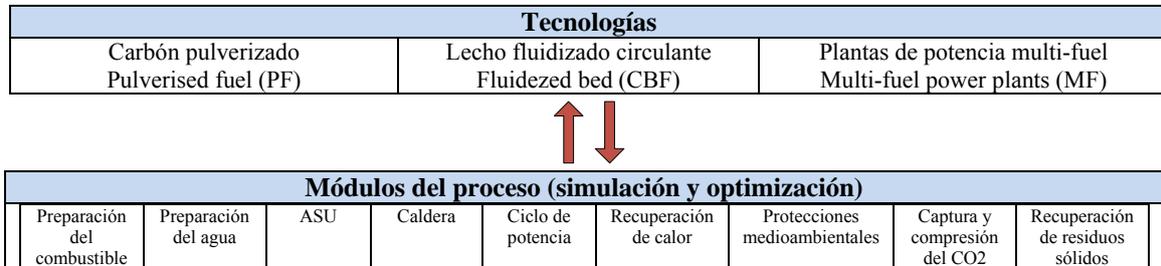
La concentración de oxígeno debe ser alta para elevar la temperatura adiabática de llama durante el proceso, y competir con la combustión con aire.

Se podría lograr una transición suave de la combustión por aire, a la combustión mediante oxígeno puro, con estabilidad de la llama favorable y transferencia de calor característica.

El aumento de la concentración de oxígeno en la entrada aumenta la temperatura de la llama. La temperatura de la llama equivalente a la de la combustión con aire se logró con alrededor del 35% de O<sub>2</sub> en la corriente de gases de alimentación. La pureza del oxígeno (inferior al 5% N<sub>2</sub> en la mezcla O<sub>2</sub>/ CO<sub>2</sub>) no tiene ningún efecto significativo en la temperatura de la llama.

### 3.3. Elementos que intervienen en el proceso.

A continuación se va a analizar un ciclo de Oxi-combustión, el cual se compone de una cámara de combustión presurizada super-crítica, el ciclo de vapor, la unidad de separación de aire, así como la unidad de compresión y purificación del CO<sub>2</sub>. La [figura 3.7](#) muestra con más detalle los principales elementos que podemos encontrar en la instalación.



*Figura 3.7. División del proceso en bloques.*

El proceso ha sido modelado en la Universidad de Silesian, por el Instituto de Tecnología térmica [28]. El estudio realiza un modelado de los diferentes elementos mostrados en la [figura 3.7](#), y realiza un análisis energético en sus entradas y salidas. Finalmente se integrará todo el conjunto.

Para determinar las condiciones de funcionamiento de cada componente del sistema, se requiere conocer los flujos de masa y energía, así como otros parámetros como temperaturas y presiones. A continuación se analizan por separado aquellos elementos que afectan significativamente al funcionamiento de la central.

#### 3.3.1. Caldera de vapor.

##### ▪ 3.3.1.1. Introducción a los ciclos de vapor super-críticos.

El objetivo de este tipo de ciclos es alcanzar una temperatura de gases en la caldera es muy superior a la obtenida en ciclos convencionales sub-críticos.

Para mejorar el rendimiento, hay que intentar que la temperatura del vapor sea próxima a la de los gases de combustión, para que la transferencia térmica se realice a temperatura elevada. Trata de evitar la zona bifásica para impedir la formación de agua en la turbina, luego es necesario que se combine con etapas de regeneración y de recalentamiento.

##### ▪ 3.3.1.2. Estudio comparativo entre calderas de vapor sub-críticas y super-críticas.

Los resultados que aparecen a continuación, han sido obtenidos a partir del artículo de revista publicado por la Universidad de Ulster [29], el cual ha empleado el paquete de simulación Eclipse, y escoge como combustible carbón bituminoso.

➤ Ventajas de un ciclo sub-crítico.

- Las plantas sub-críticas dominan el mercado actual en un amplio margen, debido a la experiencia, su elevada fiabilidad, y su menor complejidad. Representan una opción de bajo riesgo.

*Desventaja:* la evolución y experiencia de los sistemas super-críticos, ha originado que en la actualidad se obtengan fiabilidades similares para ambos casos.

- El costo de capital es superior en las super-críticas, debido principalmente a los requerimientos de materiales de alta calidad que responda satisfactoriamente a las elevadas presiones y temperaturas del vapor super-crítico.

*Desventaja:* aumento en los gastos originados en la limpieza de gases y cenizas, en las centrales sub-críticas.

➤ Ventajas de un ciclo supercrítico.

- El rendimiento de la planta supercrítica mejora de forma significativa en relación con el obtenido en la sub-crítica. Los resultados muestran un considerable aumento del rendimiento del 4,7%.

- Costes totales de la planta comparables.  
El costo de capital es superior, debido principalmente a los requerimientos de materiales de alta calidad que apoyen al vapor supercrítico, pero disminuyen los gastos originados por la limpieza de gases y cenizas, combustible, compresores y sistemas de depuración de gases.

- Reducción del consumo de combustible, con lo que se reducen las emisiones específicas de CO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub> y SO<sub>2</sub>. Según la simulación realizada, las emisiones específicas de CO<sub>2</sub> de la planta super-crítica son un 12% menores (600.000 toneladas menos de CO<sub>2</sub> al año). Del mismo modo, el resto de emisiones son también reducidas. supone la liberación de Supone un ahorro anual de carbón de alrededor de 250.000 toneladas, que corresponde a unos 10 millones de €.

- La eficiencia global de la planta supercrítica es un 5% superior. Luego económicamente el ciclo es mucho más rentable.

- Este tipo de calderas supercríticas van ganando aceptación en la actualidad y constituyen un buen candidato para centrales de potencia de Oxi-combustión, siempre que el marco técnico-económico sea propicio, así como cuestiones relacionadas con la capacidad de la planta, costes y mantenimiento.

- Mayor tasa de generación eléctrica.

- A excepción del trabajo de bombeo, que se requiere para sostener un nivel de alta presión dentro del ciclo de vapor, se reduce el consumo de servicios auxiliares.

*“[30] Estas ventajas han llevado al uso cada vez mayor de ciclos de super-críticos. Entre 1995 y 1999, 19.4 GWe fueron encargados en los países de la OCDE en comparación con sólo 3,0 GWe sub-críticos, aunque aún es mayor el número de plantas sub-críticas en funcionamiento en todo el mundo”.*

### 3. Análisis del proceso de Oxi-combustión.

---

En sus inicios se pensó que debido a los altos valores de presión y temperatura, la disponibilidad de la planta se vería afectada como consecuencia de un mayor mantenimiento. Sin embargo, en modernas plantas super-críticas se ha comprobado que la disponibilidad es comparable a la de las sub-críticas.

*“[30] Las simulaciones muestran que la disponibilidad de los sistemas sub-críticos, debe ser de al menos un 14% mayor que la de los super-críticos, a fin de que sea financieramente más atractivo”.*

La metodología empleada permite justificar la elección del tipo de caldera, en función de las exigencias tecnológicas, operacionales o económicas.

La **tabla 3.4** muestra los resultados de temperatura, presión y composición obtenidos, en combustión convencional con aire, sin considerar las unidades de fraccionamiento de aire y tratamiento de CO<sub>2</sub>, para calderas de carbón pulverizado sub y super-críticas.

Acrónimos empleados:

SUBPF: Sub-critical pulverised fuel boiler.

ASCPF: Advanced super-critical pulverised fuel boiler.

	SUBPF	ASCPF
Excess air (%)	15	15
Air/O <sub>2</sub> pre-heater (°C)	170	170
Super-heater pressure (bar)	160	280
Super-heater temperature (°C)	540	600
Re-heater pressure (bar)	60	60
Re-heater temperature (°C)	540	622
Economiser exit temperature (°C)	340	340
Polytropic efficiency of turbine (%)	81–91	81–91
Condenser pressure (bar)	0.048	0.048
Deaerator pressure (bar)	11.7	11.7
Pump volumetric efficiencies (%)	85–90	85–90
Fan/Comp. isentropic efficiencies (%)	70	70

**Tabla 3.4:** Análisis comparativo de las dos tecnologías en combustión con aire [29].

Las principales diferencias las encontramos tanto en el recalentador como en el sobrecalentador, encontrándose valores de presión y temperatura ligeramente superiores empleando calderas supercríticas.

### 3. Análisis del proceso de Oxi-combustión.

A continuación (tabla 3.5) se analizan las dos alternativas desde el punto de vista energético, tanto en combustión convencional como en Oxi-combustión (O<sub>2</sub>/ CO<sub>2</sub>).

Bituminous Coal	SUBPF		Bituminous coal	ASCPF	
	Air	Oxyfuel		Air	Oxyfuel
Feedstock HHV (MW)	1715.31	1715.31	Feedstock HHV (MW)	1474.24	1474.24
Feedstock LHV (MW)	1646.13	1646.13	Feedstock LHV (MW)	1414.78	1414.78
Fuel input (kg/s)	65.39	65.39	Fuel input (kg/s)	56.20	56.20
HHV (MJ/kg (as received))	26.23	26.23	HHV (MJ/kg (ar))	26.23	26.23
LHV (MJ/kg (ar))	25.17	25.17	LHV (MJ/kg (ar))	25.17	25.17
ASU (MW)	0.00	110.00	ASU (MW)	0.00	94.00
CO <sub>2</sub> compression (MW)	0.00	75.38	CO <sub>2</sub> compression (MW)	0.00	63.20
Fuel, ash and FG processing (MW)	22.00	12.00	Fuel, ash and FG processing (MW)	18.00	10.00
Pump (MW)	14.31	15.14	Pump (MW)	19.13	21.34
Cooling water (MW)	8.61	8.86	Cooling water (MW)	6.84	7.09
Air fan (MW)	5.87	4.55	Air fan (MW)	5.77	4.07
Total AUX (MW)	50.79	225.93	Total AUX (MW)	49.73	199.71
Steam turbine output (MWe)	678.70	727.15	Steam turbine output (MWe)	660.31	699.12
Net electricity production (MWe)	627.91	501.22	Net electricity production (MWe)	610.57	499.41
Overall plant efficiency (% HHV)	36.61	29.22	Overall plant efficiency (% HHV)	41.42	33.88
Overall plant efficiency (% LHV)	38.14	30.45	Overall plant efficiency (% LHV)	43.16	35.30
Efficiency loss due to capturing (%)	0	7.78	Efficiency loss due to capturing (%)	0	7.86
Power loss due to CO <sub>2</sub> capturing (MW)	0	127.99	Power loss due to CO <sub>2</sub> capturing (MW)	0	111.16
CO <sub>2</sub> output (million tonnes/year)	4.29	4.28	CO <sub>2</sub> output (million tonnes/year)	3.69	3.69
CO <sub>2</sub> output (kg/s)	158.82	158.50	CO <sub>2</sub> output (kg/s)	136.7	136.50
Specific CO <sub>2</sub> output (kg/kW h)	0.91	1.14	CO <sub>2</sub> (kg/kW h)	0.80	0.99
CO <sub>2</sub> captured (kg/kW h)	0	1.08	CO <sub>2</sub> captured (kg/kW h)	0	0.94
CO <sub>2</sub> released (kg/kW h)	0.91	0.06	CO <sub>2</sub> released (kg/kW h)	0.80	0.05

**Tabla 3.5.** Análisis comparativo de ambos procesos, en combustión con aire y en Oxi-combustión [29].

Como conclusiones más importantes podemos destacar:

- Se produce un descenso bastante considerable en el consumo de combustible en el caso de escoger una caldera tipo supercrítica. Luego en calderas super-críticas se obtiene un caudal de CO<sub>2</sub> a la salida muy inferior, luego reducimos de esta forma el trabajo de compresión del mismo.
- Se incrementa el trabajo de bombeo, respecto a las sub-críticas. A pesar de ello, este valor es prácticamente despreciable en comparación con el resto de consumos de la planta.
- La potencia neta de salida es inferior en Oxi-combustión, respecto a la combustión convencional. Se alcanzan valores similares para las dos alternativas de calderas.
- La eficiencia de la central disminuye entre un 7-8 % en combustión Oxi-fuel. Se incrementa de un 29 a un 34% si decidimos instalar una caldera super-crítica de Oxi-combustión.

### 3. Análisis del proceso de Oxi-combustión.

En la [tabla 3.6](#) se realiza un estudio económico del proceso, considerando las mismas opciones que en el caso precedente:

Typical power plant cost details				
	SUBPF	ASCPF	SUBPF O <sub>2</sub> /CO <sub>2</sub>	ASCPF O <sub>2</sub> /CO <sub>2</sub>
Avg EPC (€/kWe)	860.00	890.00	1450.00	1400.00
Owner's cost (€/kWe)	129.00	133.50	217.50	210.00
Typical SI (€/kWe)	989.00	1023.50	1667.50	1610.00
Avg capital cost in (M€)	540.00	543.41	726.77	699.17
Owner's cost (M€)	81.00	81.51	109.02	104.88
Total cost (M€)	621.00	624.92	835.78	804.05

Specific investment for main components				
Figures given (€/kWe)	SUBPF	ASCPF	SUBPF-CC	ASCPF-CC
Fuel and ash-handling	85.00	70.00	85.00	70.00
Boiler house	240.00	300.00	240.00	300.00
Electrical, BOP	250.00	250.00	250.00	250.00
Turbines	180.00	180.00	180.00	180.00
FG condensing	0.00	0.00	52.00	40.00
ASU	0.00	0.00	422.00	370.00
FG cleaning	105.00	90.00	41.20	35.00
CO <sub>2</sub> train	0.00	0.00	179.80	155.00
Total EPC	860.00	890.00	1450.00	1400.00

*Tabla 3.6. Costes detallados de las diferentes configuraciones [29].*

La inversión requerida para la realización del proyecto se divide en dos partes:

- a) *Ingeniería y costes de contratación (EPC-Engineering and procurement cost):* se observa que es muy superior en el caso de una planta de Oxi-combustión.
- El precio tanto de la caldera como de las turbinas es el mismo para instalaciones sub y super-críticas.
  - Como se dijo en el capítulo de introducción, en Oxi-combustión, es necesario adquirir una unidad de fraccionamiento de aire (ASU), un sistema de tratamiento del CO<sub>2</sub> (CO<sub>2</sub> train), y un módulo de limpieza de gases de combustión (Flue gas cleaning). Nótese en la tabla anterior que los costes de adquisición de estos equipos son bastante importantes.
- b) *Costes propios:* de la misma forma, mucho más importantes en una instalación Oxi-fuel.

En el caso de Oxi-combustión, el sistema avanzado super-crítico es menos costoso que el sub-crítico. Esto se debe principalmente a un menor costo de la unidad de separación de aire (ASU), el sistema de depuración de gases y el tren de compresión de CO<sub>2</sub>.

*Apreciación importante:* Teniendo en cuenta el hecho de que la mayoría de plantas instaladas emplean la tecnología sub-crítica, se debe considerar la opción de modificación, si las condiciones económicas y técnicas son las adecuadas.

Para reducir el consumo de la central térmica Oxi-fuel, se propone como desafío optimizar la integración de la ASU y del tren de compresión del CO<sub>2</sub>, con el resto de componentes de la planta.

▪ **3.3.1.3. Análisis del proceso de combustión.**

El objeto del análisis del proceso de combustión es facilitar, mediante un modelo de combustión sencillo, las características de ignición en la caldera, para diferentes condiciones de operación.

La temperatura adiabática de llama es uno de los parámetros con mayor influencia en el funcionamiento de la central térmica. Se va a realizar un estudio de este parámetro que nos permita determinar las condiciones óptimas de funcionamiento, las exigencias técnicas y operacionales del proceso de Oxi-combustión, así como las modificaciones necesarias para desarrollar la combustión con oxígeno puro en centrales térmicas convencionales.

Se define temperatura adiabática de llama como aquella que se alcanza durante la combustión en un quemador adiabático a presión constante. Como la combustión es adiabática, las entalpías de los reactivos y productos son iguales. Es un parámetro de diseño muy importante porque nos da una idea de la temperatura máxima que vamos a tener.

Se estudiará la repercusión en el sistema, de un exceso de aire introducido en el quemador, así como la fracción de CO<sub>2</sub> (y posiblemente H<sub>2</sub>O) recirculada para alcanzar el mismo rango de temperaturas que en calderas de carbón pulverizado tradicionales.

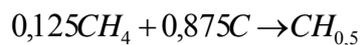
La fórmula química de un carbón bituminoso se puede aproximar a CH<sub>0,5</sub>, el cual puede ser obtenido a partir de metano y carbono puro:



Si realizamos un ajuste estequiométrico obtenemos que:

$$4\alpha = 0,5 \rightarrow \alpha = \frac{0,5}{4} = 0,125$$
$$\alpha + \delta = 1 \rightarrow \delta = 0,875$$

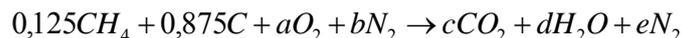
Luego la reacción para la obtención de un mol de carbón bituminoso queda:



A continuación se estudian los siguientes casos:

○ **3.3.1.3. A. Combustión completa con aire.**

Desarrollo teórico:



Realizando el ajuste estequiométrico obtenemos que:

$$a=1,125 \quad b=3,76a=4,23 \quad c=1 \quad d=0,25 \quad e=4,23$$

Para el cálculo de la temperatura adiabática de llama, introducimos la mezcla en un reactor adiabático e isobárico a presión atmosférica y 298K, y dejamos reaccionar a presión constante hasta alcanzar el equilibrio.

### 3. Análisis del proceso de Oxi-combustión.

---

El primer principio de la termodinámica dice que:

$$\delta Q = dE + pdV = dH$$

Y para un sistema adiabático:

$$0 = \Delta H = H_p - H_r$$

$$H_p = 1 \cdot \overline{hf_{co_2}} + 0,25 \cdot \overline{hf_{h_2o}} + 1 \cdot \int_{T_p}^{T_p} \overline{Cp_{co_2}} dT + 0,25 \cdot \int_{T_p}^{T_p} \overline{Cp_{h_2o}} dT + 4,23 \cdot \int_{T_p}^{T_p} \overline{Cp_{N_2}} dT$$

A partir de tablas obtenemos:

$$\overline{hf_{co_2}} = -393,546 \text{Kj/mol} \quad \overline{hf_{h_2o}} = -241,845 \text{Kj/mol}$$

$$H_r = 0,125 \cdot \overline{hf_{CH_4}} \quad \text{donde } \overline{hf_{CH_4}} = -74,870 \text{Kj/mol}$$

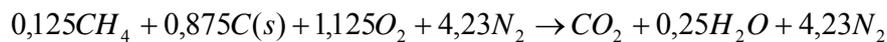
Para obtener la temperatura adiabática de llama igualamos  $H_p = H_r$  e iteramos para distintas temperaturas de los productos hasta acotar el valor aproximado.

$$444,6485 = 1 \cdot \int_{T_p}^{T_p} \overline{Cp_{co_2}} dT + 0,25 \cdot \int_{T_p}^{T_p} \overline{Cp_{h_2o}} dT + 4,23 \cdot \int_{T_p}^{T_p} \overline{Cp_{N_2}} dT$$

$T_p=2300\text{K:}$	$444,6485 >> 415,142$
$T_p=2400\text{K:}$	$444,6485 >> 438,032$
$T_p=2500\text{K:}$	$444,6485 >> 461,006$

Interpolamos entre  $T_p=(2400 - 2500)\text{K}$  y obtenemos:  $T_{ad}=T_p=2428,7987 \text{K}$

Desarrollo con STANJAN [31]:



La [figura 3.8](#) representa los resultados obtenidos mediante el programa de simulación Stanjan, para el caso de combustión completa con aire.

### 3. Análisis del proceso de Oxi-combustión.

```

Computed properties
Independent      population      element
  atom              potential
  H                5.00000000E-01    -8.2026
  O                2.25000000E+00    -26.9903
  N                8.46000000E+00    -13.9304

Dependent
  atom
  C                1.00000000E+00

Products at T = 2428.58 K   P = 1.000E+00 atmospheres

species          mol fraction      mol fraction      mass fraction      mols*
                in the phase      in mixture        in mixture
phase 1: molal mass = 30.476 kg/kmol
CO2              .18248E+00        .18248E+00        .26352E+00        1.00000E+00
H2O              .45620E-01        .45620E-01        .26968E-01        2.50000E-01
N2              .77190E+00        .77190E+00        .70952E+00        4.23000E+00

* Species mols for the atom populations in mols.

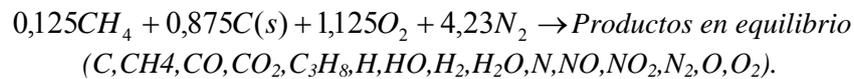
Mixture properties:  molal mass = 30.476 kg/kmol
T = 2428.58 K       P = 1.0133E+05 Pa   U = 6.5388E+00 m**3/kg
U = -7.1872E+05 J/kg   H = -5.6172E+04 J/kg   S = 9.0713E+03 J/kg-K
    
```

Figura 3.8. Estado final de los productos. Combustión de carbón bituminoso con aire [31].

$$T_{ad}=T_p=2428,58 \text{ K}$$

Nótese que la temperatura adiabática de llama obtenida de forma teórica ( $T_{ad}=T_p=2428,7987\text{K}$ ) coincide con la alcanzada mediante la simulación con Stanjan ( $T_{ad}=T_p=2428,58\text{K}$ ).

*Desarrollo con STANJAN (formación de nuevas especies en los productos)*



La figura 3.9 muestra el estado de los reactivos en el proceso de combustión con aire.

```

Computed properties

atoms          population
  C            1.00000000E+00
  H            5.00000000E-01
  O            2.25000000E+00
  N            8.46000000E+00

Reactants at P = 1.000E+00 atmospheres

species        mol fraction      mol fraction      mass fraction      mols*
                in the phase      in mixture        in mixture
phase 1: molal mass = 28.559 kg/kmol T = 298.00 K
CH4            .22810E-01        .19670E-01        .12007E-01        1.25000E-01
O2            .20529E+00        .17703E+00        .21555E+00        1.12500E+00
N2            .77190E+00        .66562E+00        .70952E+00        4.23000E+00

phase 2: molal mass = 12.011 kg/kmol T = 298.00 K
C(S)          .10000E+01        .13769E+00        .62928E-01        8.75000E-01

Calculations made using frozen composition.

* Species mols for the atom populations in mols.

Mixture properties:  molal mass = 26.280 kg/kmol
P = 1.0133E+05 Pa   U = 8.0237E-01 m**3/kg
U = -1.3747E+05 J/kg   H = -5.6172E+04 J/kg   S = 6.5667E+03 J/kg-K
    
```

Figura 3.9. Estado inicial de los reactivos. Combustión de carbón bituminoso con aire [31].

### 3. Análisis del proceso de Oxi-combustión.

La caracterización del proceso de combustión con aire, con formación de nuevas especies en los productos, viene indicada en la [figura 3.10](#).

```

Computed properties
Independent      population      element
  atom          potential
  C             1.00000000E+00   -20.9119
  H             5.00000000E-01   -13.4458
  O             2.25000000E+00   -17.0484
  N             8.46000000E+00   -13.8251

Products at T = 2279.52 K   P = 1.000E+00 atmospheres

species          mol fraction   mol fraction   mass fraction   mols*
                in the phase  in mixture     in mixture

phase 1:  molal mass = 30.152 kg/kmol
C          -11298E-15   -11298E-15   -45005E-16     6.25782E-16
CH4        -28535E-17   -28535E-17   -15182E-17     1.58051E-17
CO         -18631E-01   -18631E-01   -17308E-01     1.03196E-01
CO2        -16191E+00   -16191E+00   -23632E+00     9.96804E-01
C3H8       -50911E-49   -50911E-49   -74456E-49     2.81993E-49
H          -26112E-03   -26112E-03   -07290E-05     1.44631E-03
H0         -19375E-02   -19375E-02   -10929E-02     1.07317E-02
H2         -90913E-03   -90913E-03   -60785E-04     5.03562E-03
H2O        -43127E-01   -43127E-01   -25768E-01     2.38875E-01
N          -26846E-07   -26846E-07   -12472E-07     1.48698E-07
NO         -29786E-02   -29786E-02   -29643E-02     1.64980E-02
NO2        -60157E-06   -60157E-06   -91791E-06     3.33204E-06
N2         -76219E+00   -76219E+00   -70813E+00     4.22175E+00
O          -38276E-03   -38276E-03   -20311E-03     2.12010E-03
O2         -76697E-02   -76697E-02   -81395E-02     4.24821E-02

* Species mols for the atom populations in mols.

Mixture properties:  molal mass = 30.152 kg/kmol
T = 2279.52 K       P = 1.0133E+05 Pa       U = 6.2035E+00 m**3/kg
U = -6.8474E+05 J/kg  H = -5.6173E+04 J/kg   S = 9.0834E+03 J/kg-K
    
```

*Figura 3.10. Estado final de los productos. Combustión de carbón bituminoso con aire y formación de nuevas especies en los productos [31].*

$$T_{ad}=T_P=2279,52 \text{ K}$$

En este caso la temperatura adiabática de llama obtenida es inferior a la del caso anterior, debido principalmente a la formación de nuevos productos durante el proceso de combustión.

#### o 3.3.1.3. B. Combustión con O2 puro (Sin recirculación).



La [figura 3.11](#) indica el estado de los reactivos en el proceso de combustión.

### 3. Análisis del proceso de Oxi-combustión.

```

Computed properties
  atoms      population
  C          1.00000000E+00
  H          5.00000000E-01
  O          2.25000000E+00

Reactants at P = 1.000E+00 atmospheres

species      mol fraction      mol fraction      mass fraction      mols*
              in the phase      in mixture        in mixture
phase 1: molal mass = 30.403 kg/kmol T = 298.00 K
CH4          .10000E+00          .58824E-01        .41336E-01        1.25000E-01
O2          .90000E+00          .52941E+00        .74203E+00        1.12500E+00

phase 2: molal mass = 12.011 kg/kmol T = 298.00 K
C(S)        .10000E+01          .41176E+00        .21663E+00        8.75000E-01

Calculations made using frozen composition.

* Species mols for the atom populations in mols.

Mixture properties: molal mass = 22.830 kg/kmol
P = 1.0133E+05 Pa      U = 6.3013E-01 m**3/kg
U = -2.5689E+05 J/kg   H = -1.9304E+05 J/kg      S = 5.4058E+03 J/kg-K
  
```

Figura 3.11. Estado inicial de los reactivos. Combustión de carbón bituminoso con O<sub>2</sub> puro [31].

Tras la finalización del proceso exergético se ha obtenido el siguiente estado de los productos (figura 3.12):

```

Computed properties
Independent atom      population      element potential
  C          1.00000000E+00      -18.3461
  H          5.00000000E-01      -12.5531
  O          2.25000000E+00      -16.2217

Products at T = 3179.34 K      P = 1.000E+00 atmospheres

species      mol fraction      mol fraction      mass fraction      mols*
              in the phase      in mixture        in mixture
phase 1: molal mass = 28.398 kg/kmol
C            .13413E-09          .13413E-09        .56729E-10        2.29136E-10
CH4          .73677E-14          .73677E-14        .41623E-14        1.25866E-14
CO          .36018E+00          .36018E+00        .35526E+00        6.15312E-01
CO2         .22518E+00          .22518E+00        .34897E+00        3.84688E-01
C3H8        .27825E-40          .27825E-40        .43206E-40        4.75339E-41
H           .34618E-01          .34618E-01        .12287E-02        5.91394E-02
HO          .62440E-01          .62440E-01        .37394E-01        1.06668E-01
H2          .17131E-01          .17131E-01        .12161E-02        2.92650E-02
H2O         .80681E-01          .80681E-01        .51185E-01        1.37831E-01
O           .76136E-01          .76136E-01        .42896E-01        1.30066E-01
O2          .14363E+00          .14363E+00        .16184E+00        2.45373E-01

* Species mols for the atom populations in mols.

Mixture properties: molal mass = 28.398 kg/kmol
T = 3179.34 K      P = 1.0133E+05 Pa      U = 9.1866E+00 m**3/kg
U = -1.1239E+06 J/kg   H = -1.9304E+05 J/kg      S = 1.0414E+04 J/kg-K
  
```

Figura 3.12. Estado final de los productos. Combustión de carbón bituminoso con O<sub>2</sub> puro y formación de nuevas especies en los productos [31].

$$T_{ad}=T_p=3179,34 \text{ K}$$

Podemos observar que durante la Oxy-combustión del carbón, sin recirculación de gases de escape y sin exceso de O<sub>2</sub> en la corriente de reactivos, se alcanzan temperaturas adiabáticas de llama del orden de los 3000 K.

Se puede comprobar que este valor, obtenido de forma experimental, coincide con el mencionado en el apartado 3.2.4. Las fuentes bibliográficas analizadas proporcionan también un valor muy aproximado a 3000 K.

### 3. Análisis del proceso de Oxi-combustión.

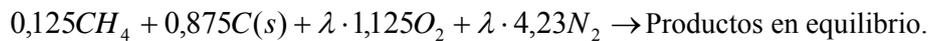
Para evitar un desgaste excesivo de materiales, así como para alcanzar el mismo rango de temperaturas que en calderas de carbón pulverizado convencionales, tenemos dos posibles soluciones:

- Recircular los gases de escape ( $\text{CO}_2$  y posiblemente  $\text{H}_2\text{O}$ ).
- Introducir un exceso de  $\text{O}_2$  en la entrada (conversión a mezcla pobre).

A continuación se analizan ambos casos.

#### ○ 3.3.1.3. C. Combustión con exceso de aire.

Se realiza la simulación suponiendo la formación de nuevas especies durante el proceso de combustión. El exceso de  $\text{O}_2$  introducido es modelado mediante un parámetro  $\lambda$  de la forma que sigue:



- $\lambda = 1,2$

La [figura 3.13](#) muestra el estado de los reactivos en el proceso de combustión con exceso de aire.

```
Computed properties
  atoms      population
  C          1.00000000E+00
  H          5.00000000E-01
  O          2.70000000E+00
  N          1.01520000E+01

Reactants at P = 1.000E+00 atmospheres

  species      mol fraction      mol fraction      mass fraction      mols*
                in the phase      in mixture        in mixture
phase 1:  molal mass = 28.606 kg/kmol T = 298.00 K
CH4        .19001E-01      .16833E-01      .10133E-01      1.25000E-01
O2         .20608E+00      .18179E+00      .21827E+00      1.35000E+00
N2         .77484E+00      .68354E+00      .71849E+00      5.07600E+00
phase 2:  molal mass = 12.011 kg/kmol T = 298.00 K
C(S)      .10000E+01      .11783E+00      .53103E-01      8.75000E-01

Calculations made using frozen composition.

* Species mols for the atom populations in mols.

Mixture properties:  molal mass = 26.651 kg/kmol
P = 1.0133E+05 Pa   U = 8.0943E-01 m**3/kg
U = -1.2944E+05 J/kg   H = -4.7423E+04 J/kg   S = 6.6171E+03 J/kg-K
```

*Figura 3.13. Estado inicial de los reactivos. Combustión de carbón bituminoso con exceso de aire ( $\lambda = 1,2$ ) [31].*

La caracterización del proceso de combustión con exceso de aire, con formación de nuevas especies en los productos, viene indicada en la [figura 3.14](#).

### 3. Análisis del proceso de Oxi-combustión.

```

Computed properties
Independent      population      element
atom            potential
  C              1.00000000E+00  -24.0178
  H              5.00000000E-01  -14.3063
  O              2.70000000E+00  -16.1723
  N              1.01520000E+01  -13.6807

Products at T = 2104.30 K   P = 1.000E+00 atmospheres

species          mol fraction      mol fraction      mass fraction      mols*
in the phase     in mixture        in mixture

phase 1: molal mass = 30.157 kg/kmol
C               -18392E-18         -18392E-18         -73250E-19         1.20697E-18
CH4             -30491E-20         -30491E-20         -16220E-20         2.00098E-20
CO              -24621E-02         -24621E-02         -22868E-02         1.61578E-02
CO2             -14992E+00         -14992E+00         -21878E+00         9.83842E-01
C3H8           -16561E-56         -16561E-56         -24216E-56         1.00604E-56
H               -35651E-04         -35651E-04         -11916E-05         2.33963E-04
H0             -12680E-02         -12680E-02         -71556E-03         8.32680E-03
H2             -12521E-03         -12521E-03         -83705E-05         8.21731E-04
H2O            -37317E-01         -37317E-01         -22293E-01         2.44898E-01
N              -32693E-08         -32693E-08         -15186E-08         2.14549E-08
NO             -41821E-02         -41821E-02         -41614E-02         2.74455E-02
NO2            -22538E-05         -22538E-05         -34385E-05         1.47910E-05
N2             -77138E+00         -77138E+00         -71655E+00         5.06227E+00
O              -25833E-03         -25833E-03         -13705E-03         1.69528E-03
O2             -33048E-01         -33048E-01         -35066E-01         2.16881E-01

* Species mols for the atom populations in mols.

Mixture properties: molal mass = 30.157 kg/kmol
T = 2104.30 K      P = 1.0133E+05 Pa      U = 5.7256E+00 m**3/kg
U = -6.2757E+05 J/kg      H = -4.7423E+04 J/kg      S = 8.9561E+03 J/kg-K
  
```

Figura 3.14. Estado final de los productos. Combustión de carbón bituminoso con exceso de aire ( $\lambda = 1,2$ ) y formación de nuevas especies en los productos [31].

$$T_{ad} = T_p = 2104,30 \text{ K}$$

- $\lambda = 1,4$

La figura 3.15 permite posicionar correctamente el estado de los reactivos en el proceso de combustión con exceso de aire.

```

Computed properties

atoms          population
  C            1.00000000E+00
  H            5.00000000E-01
  O            3.15000000E+00
  N            1.18440000E+01

Reactants at P = 1.000E+00 atmospheres

species          mol fraction      mol fraction      mass fraction      mols*
in the phase     in mixture        in mixture

phase 1: molal mass = 28.641 kg/kmol T = 298.00 K
CH4             -16400E-01         -14711E-01         -87644E-02         1.25000E-01
O2              -20664E+00         -18536E+00         -22026E+00         1.57500E+00
N2              -77696E+00         -69695E+00         -72504E+00         5.92200E+00

phase 2: molal mass = 12.011 kg/kmol T = 298.00 K
C(S)            -10000E+01         -10298E+00         -45932E-01         8.75000E-01

Calculations made using frozen composition.

* Species mols for the atom populations in mols.

Mixture properties: molal mass = 26.928 kg/kmol
P = 1.0133E+05 Pa      U = 8.1458E-01 m**3/kg
U = -1.2357E+05 J/kg      H = -4.1037E+04 J/kg      S = 6.6538E+03 J/kg-K
  
```

Figura 3.15. Estado inicial de los reactivos. Combustión de carbón bituminoso con exceso de aire ( $\lambda = 1,4$ ) [31].

Tras la finalización del proceso exergético se ha obtenido el siguiente estado de los productos (figura 3.16):

### 3. Análisis del proceso de Oxi-combustión.

```

Computed properties
Independent      population      element
atom            potential
  C              1.00000000E+00  -26.8322
  H              5.00000000E-01  -15.0978
  O              3.15000000E+00  -15.7216
  N              1.18440000E+01  -13.5130

Products at T = 1907.86 K   P = 1.000E+00 atmospheres

species          mol fraction      mol fraction      mass fraction      mols*
                in the phase      in mixture        in mixture

phase 1:  molal mass = 30.009 kg/kmol
CH4          -13308E-21      -13308E-21      -53264E-22      1.01467E-21
CO           -57762E-23      -57762E-23      -30880E-23      4.40410E-23
CO2          -31771E-03      -31771E-03      -29655E-03      2.42239E-03
C3H8        -13084E+00      -13084E+00      -19188E+00      9.97578E-01
H           -20329E-63      -20329E-63      -29872E-63      1.54999E-63
H2          -36366E-05      -36366E-05      -12215E-06      2.77277E-05
HO          -52105E-03      -52105E-03      -29530E-03      3.97277E-03
H2O         -18820E-04      -18820E-04      -12643E-05      1.43497E-04
N           -32508E-01      -32508E-01      -19516E-01      2.47856E-01
NO          -19418E-09      -19418E-09      -90639E-10      1.48051E-09
NO2         -32099E-02      -32099E-02      -32097E-02      2.44740E-02
N2          -32298E-05      -32298E-05      -49516E-05      2.46256E-05
O2          -77509E+00      -77509E+00      -72354E+00      5.90975E+00
O           -75790E-04      -75790E-04      -40409E-04      5.77865E-04
O2          -57413E-01      -57413E-01      -61219E-01      4.37746E-01

* Species mols for the atom populations in mols.

Mixture properties:  molal mass = 30.009 kg/kmol
T = 1907.86 K       P = 1.0133E+05 Pa      U = 5.2167E+00 m**3/kg
U = -5.6962E+05 J/kg  H = -4.1037E+04 J/kg      S = 8.8431E+03 J/kg-K
    
```

Figura 3.16. Estado final de los productos. Combustión de carbón bituminoso con exceso de aire ( $\lambda = 1,4$ ) y formación de nuevas especies en los productos [31].

$$T_{ad} = T_p = 1907,86 \text{ K}$$

- $\lambda = 1,6$

La figura 3.17 muestra el estado de los reactivos en el proceso de combustión con exceso de aire.

```

Computed properties

atoms          population
  C            1.00000000E+00
  H            5.00000000E-01
  O            3.60000000E+00
  N            1.32160000E+01

Reactants at P = 1.000E+00 atmospheres

species          mol fraction      mol fraction      mass fraction      mols*
                in the phase      in mixture        in mixture

phase 1:  molal mass = 28.679 kg/kmol  T = 298.00 K
CH4          -14649E-01      -13287E-01      -78573E-02      1.25000E-01
O2           -21095E+00      -19133E+00      -22567E+00      1.80000E+00
N2           -77441E+00      -70238E+00      -72529E+00      6.60800E+00

phase 2:  molal mass = 12.011 kg/kmol  T = 298.00 K
C(S)         -10000E+01      -93006E-01      -41178E-01      8.75000E-01

Calculations made using frozen composition.

* Species mols for the atom populations in mols.

Mixture properties:  molal mass = 27.129 kg/kmol
P = 1.0133E+05 Pa   U = 8.1754E-01 m**3/kg
U = -1.1964E+05 J/kg  H = -3.6804E+04 J/kg      S = 6.6777E+03 J/kg-K
    
```

Figura 3.17. Estado inicial de los reactivos. Combustión de carbón bituminoso con exceso de aire ( $\lambda = 1,6$ ) [31].

La caracterización del proceso de combustión con exceso de aire, con formación de nuevas especies en los productos, viene indicada en la figura 3.18.

### 3. Análisis del proceso de Oxi-combustión.

```

Computed properties
Independent      population      element
atom            C              potential
C              1.00000000E+00  -29.1017
H              5.00000000E-01  -15.7462
O              3.60000000E+00  -15.4347
N              1.32160000E+01  -13.3865

Products at T = 1765.57 K   P = 1.000E+00 atmospheres

species          mol fraction      mol fraction      mass fraction      mols*
in the phase    in mixture        in mixture        in mixture

phase 1:  molal mass = 29.907 kg/kmol
C          -30929E-24        -30929E-24        -12421E-24        2.63940E-24
CH4        -37679E-25        -37679E-25        -20212E-25        3.21551E-25
CO         -59293E-04        -59293E-04        -55533E-04        5.06002E-04
CO2        -11712E+00        -11712E+00        -17235E+00        9.99494E-01
C3H8       -56980E-69        -56980E-69        -84014E-69        4.86259E-69
H          -53432E-06        -53432E-06        -18008E-07        4.55985E-06
HO         -23313E-03        -23313E-03        -13258E-03        1.98953E-03
H2         -40461E-05        -40461E-05        -27274E-06        3.45288E-05
H2O        -29174E-01        -29174E-01        -17574E-01        2.48968E-01
N          -16967E-10        -16967E-10        -79472E-11        1.44797E-10
NO         -23833E-02        -23833E-02        -23913E-02        2.03387E-02
NO2        -37003E-05        -37003E-05        -56923E-05        3.15776E-05
N2         -77313E+00        -77313E+00        -72417E+00        6.59781E+00
O          -24168E-04        -24168E-04        -12929E-04        2.06246E-04
O2         -77863E-01        -77863E-01        -83308E-01        6.64470E-01

* Species mols for the atom populations in mols.

Mixture properties:  molal mass = 29.907 kg/kmol
T = 1765.57 K       P = 1.0133E+05 Pa   U = 4.8441E+00 m**3/kg
U = -5.2763E+05 J/kg  H = -3.6804E+04 J/kg  S = 8.7570E+03 J/kg-K
    
```

Figura 3.18. Estado final de los productos. Combustión de carbón bituminoso con exceso de aire ( $\lambda = 1,6$ ) y formación de nuevas especies en los productos [31].

$$T_{ad}=T_p=1765,57 \text{ K}$$

En la tabla 3.7 se muestra un resumen de la temperatura adiabática de llama obtenida tras la combustión con diferentes caudales de aire en exceso.

Exceso de aire introducido	Temperatura adiabática de llama(K)
$\lambda = 1$	2279,52
$\lambda = 1,2$	2104,30
$\lambda = 1,4$	1907,86
$\lambda = 1,6$	1765,57

Tabla 3.7. Temperatura adiabática alcanzada en combustión con exceso de aire.

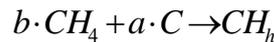
Nótese que la temperatura adiabática de llama decrece conforme aumenta el caudal de aire introducido en la caldera. Se trata de una solución muy apropiada para controlar el desgaste de los materiales, así como para alcanzar unos valores de temperatura óptimos. Más adelante se estudiará el efecto de introducir un exceso de oxígeno durante el proceso de Oxi-combustión.

○ **3.3.1.3. D. Combustión con O2 puro (con recirculación).**

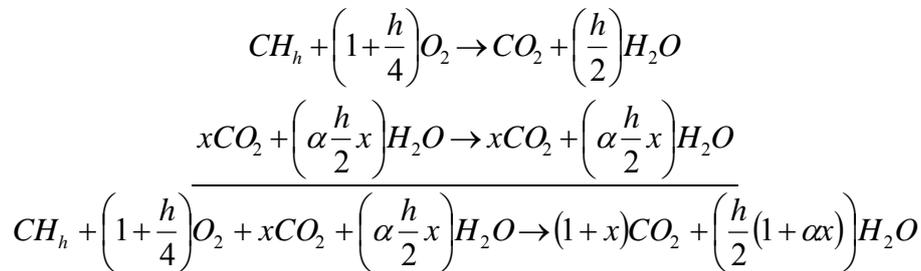
En este proceso introducimos el CO<sub>2</sub> obtenido en los productos de la combustión, en los reactivos (también existe la posibilidad de recircular además agua condensada), de forma que se reduzcan las emisiones de CO<sub>2</sub> y disminuya la temperatura de combustión a valores convencionales, evitando de esta manera un desgaste excesivo de los materiales del quemador. Se denomina T<sub>rec</sub> a la temperatura de recirculación de los gases de combustión.

Empleando el primer principio de la termodinámica:

$$Q_{añadido} = Li = H_p - H_r$$



Balance global del proceso:



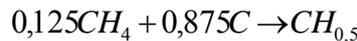
Donde x representa la fracción de CO<sub>2</sub> recirculada y alfa (<1) la de agua.

Como  $Q_{añadido} = 0 \rightarrow H_p = H_r$

$$H_p = (1+x) \cdot \overline{hf_{co2}} + (1+x) \cdot \int_{T_{rec}}^{T_p} \overline{Cp_{co2}} dT + \frac{h}{2}(1+\alpha x) \cdot \overline{hf_{h2o}} + \frac{h}{2}(1+\alpha x) \cdot \int_{T_{rec}}^{T_p} \overline{Cp_{h2o}} dT$$

$$H_r = \overline{hf_{CHh}} + x \cdot \overline{hf_{co2}} + x \cdot \int_{T_{rec}}^{T_{rec}} \overline{Cp_{co2}} dT + \alpha x \frac{h}{2} \cdot \overline{hf_{h2o}} + \alpha x \frac{h}{2} \cdot \int_{T_{rec}}^{T_{rec}} \overline{Cp_{h2o}} dT$$

**Caso 1:** Carbón bituminoso (h=0,5), T<sub>p</sub>=2000K, T<sub>rec</sub>=700K, T<sub>r</sub>=298K y α=0.



$$\overline{hf_{CH_{0,5}}} = 0.125 \cdot \overline{hf_{CH_4}} + 0.875 \cdot \overline{hf_C} = 0.125 \cdot (-74.870) + 0 = -9.35875 \frac{kJ}{mol}$$

Igualando entalpía de reactivos y productos, se obtiene:

$$x = 4,5446 \frac{molCO_2}{molCH_{0,5}}$$

### 3. Análisis del proceso de Oxi-combustión.

En base másica:

$$a = \frac{\text{masa } CO_2}{\text{masa } CH_{0,5}} = \frac{4,5446 \cdot 44}{1 \cdot (12 + 0,5)} = 16 \frac{\text{kg } CO_2}{\text{kg } CH_{0,5}}$$

**Caso 2:** Carbón bituminoso (h=0.5),  $T_p=2000K$ ,  $T_{rec}=700K$ ,  $T_r=298K$  y  $\alpha=1$ .

$$x = 3,7913 \frac{\text{mol } CO_2}{\text{mol } CH_{0,5}}$$

En base másica:

$$a = \frac{\text{masa } CO_2}{\text{masa } CH_{0,5}} = \frac{3,7913 \cdot 44}{1 \cdot (12 + 0,5)} = 13,34 \frac{\text{kg } CO_2}{\text{kg } CH_{0,5}}$$

Se va a analizar este Caso 2 con STANJAN para determinar la temperatura adiabática de llama alcanzada durante el proceso de Oxi-combustión (combustión estequiométrica con oxígeno), recirculando una fracción  $x$  del  $CO_2$  y  $H_2O$  de los gases de combustión. De esta forma compararemos dicho valor, con el supuesto inicialmente  $T_p=2000K$ .

La [figura 3.19](#) muestra el estado de los reactivos en el proceso de Oxi-combustión estequiométrica.

```

Computed properties
  atoms      population
  C          4.79130000E+00
  H          2.39565000E+00
  O          1.07804250E+01
Reactants at P = 1.000E+00 atmospheres
  species      mol fraction in the phase  mol fraction in mixture  mass fraction in mixture  mols*
phase 1:  molal mass = 30.403 kg/kmol  T = 298.00 K
CH4      .10000E+00  .18211E-01  .86273E-02  1.25000E-01
O2       .90000E+00  .16390E+00  .15487E+00  1.12500E+00
phase 2:  molal mass = 12.011 kg/kmol  T = 298.00 K
C(S)    .10000E+01  .12747E+00  .45213E-01  8.75000E-01
phase 3:  molal mass = 38.811 kg/kmol  T = 700.00 K
CO2     .80000E+00  .55234E+00  .71783E+00  3.79130E+00
H2O     .20000E+00  .13808E+00  .73463E-01  9.47825E-01
Calculations made using frozen composition.

* Species mols for the atom populations in mols.
Mixture properties:  molal mass = 33.864 kg/kmol
P = 1.0133E+05 Pa    U = 1.3026E+00 m**3/kg
U = -7.2294E+06 J/kg  H = -7.0974E+06 J/kg    S = 6.1930E+03 J/kg-K
    
```

*Figura 3.19. Estado inicial de los reactivos. Combustión de carbón bituminoso con oxígeno [31].*

Tras la finalización del proceso exergético se ha obtenido el siguiente estado de los productos ([figura 3.19](#)):

```

Computed properties
Independent      population      element
  atom          potential
  C             4.79130000E+00  -22.0762
  H             2.39565000E+00  -13.4407
  O             1.07804250E+01  -16.9966

Products at T = 1949.53 K   P = 1.000E+00 atmospheres

species          mol fraction      mol fraction      mass fraction      mols*
in the phase    in mixture      in mixture      in mixture

phase 1:  molal mass = 38.605 kg/kmol
C          -42453E-19      -42453E-19      -13208E-19      2.55615E-19
CH4        -53765E-18      -53765E-18      -22343E-18      3.23723E-18
CO         -95701E-02      -95701E-02      -69438E-02      5.76228E-02
CO2        -78618E+00      -78618E+00      -89625E+00      4.73368E+00
C3H8       -23197E-51      -23197E-51      -26497E-51      1.39672E-51
H          -26780E-04      -26780E-04      -69922E-06      1.61246E-04
HO         -86313E-03      -86313E-03      -38025E-03      5.19701E-03
H2         -55406E-03      -55406E-03      -28934E-04      3.33607E-03
H2O        -19794E+00      -19794E+00      -92373E-01      1.19181E+00
O          -31028E-04      -31028E-04      -12860E-04      1.86822E-04
O2         -48375E-02      -48375E-02      -40097E-02      2.91271E-02

* Species mols for the atom populations in mols.

Mixture properties:  molal mass = 38.605 kg/kmol
T = 1949.53 K       P = 1.0133E+05 Pa   U = 4.1438E+00 m**3/kg
U = -7.5173E+06 J/kg  H = -7.0974E+06 J/kg  S = 7.8485E+03 J/kg-K
    
```

Figura 3.20. Estado final de los productos. Combustión de carbón bituminoso con oxígeno y formación de nuevas especies en los productos [31].

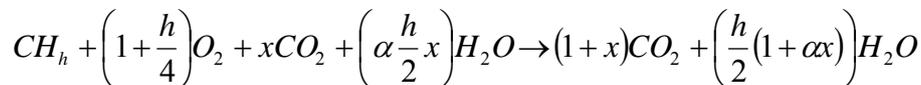
$$T_{ad}=T_p=1949,53 \text{ K}$$

La temperatura adiabática de llama obtenida mediante la simulación con STANJAN, es muy cercana a la propuesta inicialmente de 2000 K para el cálculo de la fracción de recirculado. Podemos anotar entonces, que el caudal de vapor de agua y de dióxido de carbono recirculado, y que debemos mezclar con O<sub>2</sub> puro antes de entrar a la caldera, es el obtenido en el análisis teórico. Dicho valor era de 3,7913 moles CO<sub>2</sub>/ moles CH<sub>0,5</sub>.

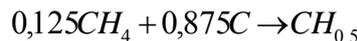
### o 3.3.1.3. E. Combustión con O2 puro en exceso y recirculación.

Se va a analizar con STANJAN la repercusión de introducir una corriente de oxígeno en exceso durante el proceso de Oxi-combustión estudiado en el apartado 3.3.1.3 caso 2. Las condiciones son las siguientes: Carbón bituminoso (h=0.5), T<sub>p</sub>=2000K, T<sub>rec</sub>=700K, T<sub>r</sub>=298K y α=1.

Vimos que el balance global del proceso era:



Donde



Sustituyendo los valores indicados, se obtiene:



### 3. Análisis del proceso de Oxi-combustión.

El exceso de O<sub>2</sub> introducido es modelado mediante un parámetro  $\lambda$  de la forma que sigue:



- $\lambda = 1.2$

La [figura 3.21](#) muestra el estado de los reactivos en el proceso de combustión con exceso de O<sub>2</sub>, recirculación a 700k y formación de nuevas especies en los productos.

```

Computed properties
  atoms      population
  C          4.79130000E+00
  H          2.39565000E+00
  O          1.12304250E+01
Reactants at P = 1.000E+00 atmospheres
  species      mol fraction      mol fraction      mass fraction      mols*
                in the phase      in mixture        in mixture
phase 1:      molal mass = 30.647 kg/kmol T = 298.00 K
CH4           .84746E-01                .17633E-01        .83681E-02        1.25000E-01
O2            .91525E+00                .19043E+00        .18026E+00        1.35000E+00
phase 2:      molal mass = 12.011 kg/kmol T = 298.00 K
C(S)         .10000E+01                .12343E+00        .43855E-01        8.75000E-01
phase 3:      molal mass = 38.811 kg/kmol T = 700.00 K
CO2          .80000E+00                .53481E+00        .69626E+00        3.79130E+00
H2O          .20000E+00                .13370E+00        .71256E-01        9.47825E-01
Calculations made using frozen composition.

* Species mols for the atom populations in mols.
Mixture properties:  molal mass = 33.804 kg/kmol
P = 1.0133E+05 Pa    U = 1.2864E+00 m**3/kg
U = -7.0145E+06 J/kg H = -6.8842E+06 J/kg    S = 6.2001E+03 J/kg-K
  
```

*Figura 3.21. Estado inicial de los reactivos. Combustión de carbón bituminoso con exceso de O<sub>2</sub> ( $\lambda = 1,2$ ), recirculación a 700 K y formación de nuevas especies en los productos [31].*

La caracterización del proceso de combustión con exceso de O<sub>2</sub>, recirculando CO<sub>2</sub> y vapor de agua de la combustión y con formación de nuevas especies en los productos, viene indicada en la [figura 3.22](#).

### 3. Análisis del proceso de Oxi-combustión.

```

Computed properties
Independent      population      element
atom            C              potential
                4.79130000E+00  -24.2246
                2.39565000E+00  -13.9900
                1.12304250E+01  -15.9675

Products at T = 1942.86 K      P = 1.000E+00 atmospheres

species          mol fraction      mol fraction      mass fraction      mols*
                in the phase      in mixture        in mixture

phase 1:  molal mass = 38.485 kg/kmol
C           .42256E-20      .42256E-20      .13188E-20      2.63127E-20
CH4        .69054E-20      .69054E-20      .28786E-20      4.29996E-20
CO         .31615E-02      .31615E-02      .23010E-02      1.96864E-02
CO2        .76628E+00      .76628E+00      .87629E+00      4.77161E+00
C3H8       .43775E-56      .43775E-56      .50159E-56      2.72589E-56
H          .14656E-04      .14656E-04      .38387E-06      9.12653E-05
HO         .13677E-02      .13677E-02      .60442E-03      8.51671E-03
H2         .18270E-03      .18270E-03      .95705E-05      1.13766E-03
H2O        .19149E+00      .19149E+00      .89641E-01      1.19238E+00
O          .81759E-04      .81759E-04      .33991E-04      5.09110E-04
O2         .37426E-01      .37426E-01      .31118E-01      2.33051E-01

* Species mols for the atom populations in mols.

Mixture properties:  molal mass = 38.485 kg/kmol
T = 1942.86 K      P = 1.0133E+05 Pa      U = 4.1425E+00 m**3/kg
U = -7.3039E+06 J/kg      H = -6.8842E+06 J/kg      S = 7.8678E+03 J/kg-K
    
```

Figura 3.22. Estado final de los productos. Combustión de carbón bituminoso con exceso de  $O_2$  ( $\lambda = 1,2$ ), recirculación a 700 K y formación de nuevas especies en los productos [31].

$$\Gamma_{ad} = T_p = 1942,86 \text{ K}$$

- $\lambda = 1.6$

La figura 3.23 permite posicionar correctamente el estado de los reactivos en el proceso de combustión con exceso de oxígeno, recirculación de  $CO_2$  y vapor de agua de los gases de combustión a 700 K, y formación de nuevas especies en los productos.

```

Computed properties

atoms          population
C              4.79130000E+00
H              2.39565000E+00
O              1.21304250E+01

Reactants at P = 1.000E+00 atmospheres

species        mol fraction      mol fraction      mass fraction      mols*
                in the phase      in mixture        in mixture

phase 1:  molal mass = 30.963 kg/kmol T = 298.00 K
CH4        .64935E-01      .16580E-01      .78938E-02      1.25000E-01
O2         .93506E+00      .23875E+00      .22672E+00      1.80000E+00

phase 2:  molal mass = 12.011 kg/kmol T = 298.00 K
C(S)       .10000E+01      .11606E+00      .41369E-01      8.75000E-01

phase 3:  molal mass = 38.811 kg/kmol T = 700.00 K
CO2        .80000E+00      .50288E+00      .65680E+00      3.79130E+00
H2O        .20000E+00      .12572E+00      .67217E-01      9.47825E-01

Calculations made using frozen composition.

* Species mols for the atom populations in mols.

Mixture properties:  molal mass = 33.697 kg/kmol
P = 1.0133E+05 Pa      U = 1.2568E+00 m**3/kg
U = -6.6213E+06 J/kg      H = -6.4940E+06 J/kg      S = 6.2130E+03 J/kg-K
    
```

Figura 3.23. Estado inicial de los reactivos. Combustión de carbón bituminoso con exceso de  $O_2$  ( $\lambda = 1,6$ ), recirculación a 700 K y formación de nuevas especies en los productos [31].

### 3. Análisis del proceso de Oxi-combustión.

Tras la finalización del proceso exergético se ha obtenido el siguiente estado de los productos (figura 3.24):

```

Computed properties
Independent      population      element
  atom           population      potential
  C              4.79130000E+00  -25.9871
  H              2.39565000E+00  -14.4673
  O              1.21304250E+01  -15.4153

Products at T = 1884.21 K   P = 1.0000E+00 atmospheres

species          mol fraction      mol fraction      mass fraction      mols*
                in the phase    in mixture        in mixture

phase 1: molal mass = 38.086 kg/kmol
C                .17144E-21        .17144E-21        .54065E-22        1.14352E-21
CH4              .16241E-21        .16241E-21        .68413E-22        1.08334E-21
CO               .10515E-02        .10515E-02        .77332E-03        7.01372E-03
CO2              .71726E+00        .71726E+00        .82882E+00        4.78429E+00
C3H8             .34938E-00        .34938E-00        .40452E-00        2.33046E-00
H                .56010E-05        .56010E-05        .14823E-06        3.73599E-05
HO               .12384E-02        .12384E-02        .55299E-03        8.26018E-03
H2               .63875E-04        .63875E-04        .33811E-05        4.26062E-04
H2O              .17889E+00        .17889E+00        .84622E-01        1.19325E+00
O                .82321E-04        .82321E-04        .34583E-04        5.49099E-04
O2               .10140E+00        .10140E+00        .85196E-01        6.76390E-01

* Species mols for the atom populations in mols.

Mixture properties:  molal mass = 38.086 kg/kmol
T = 1884.21 K       P = 1.0133E+05 Pa   U = 4.0595E+00 m**3/kg
U = -6.9053E+06 J/kg  H = -6.4940E+06 J/kg  S = 7.8827E+03 J/kg-K
    
```

Figura 3.24. Estado final de los productos. Combustión de carbón bituminoso con exceso de O<sub>2</sub> ( $\lambda = 1,6$ ), recirculación a 700 K y formación de nuevas especies en los productos [31].

$$\Gamma_{ad} = T_p = 1884,21 \text{ K}$$

En la tabla 3.8 se muestra un resumen de la temperatura adiabática de llama obtenida tras la combustión con diferentes caudales de O<sub>2</sub> en exceso y recirculando CO<sub>2</sub> y H<sub>2</sub>O de la corriente de gases de combustión.

Exceso de O <sub>2</sub> introducido	Temperatura adiabática de llama(K)
$\lambda = 1$	1949,53
$\lambda = 1,2$	1942,86
$\lambda = 1,6$	1884,21

Tabla 3.8. Temperatura adiabática alcanzada en combustión con exceso de oxígeno con recirculación de CO<sub>2</sub> y H<sub>2</sub>O de los gases de combustión.

Nótese que se obtiene la misma conclusión que en el caso de combustión con exceso de aire. La temperatura adiabática de llama decrece conforme aumenta el caudal de oxígeno introducido en la caldera.

Este hecho permite controlar el perfil de temperaturas alcanzado en el interior de la caldera y controlar el desgaste de los componentes de la misma. Podemos controlar también la composición volumétrica de N<sub>2</sub>, y aseguramos que existen las condiciones óptimas que permiten mantener la temperatura y los perfiles de flujo de calor en el hogar de la caldera.

### 3.3.2. Unidad de separación de aire (ASU).

#### ▪ 3.3.1.1. Introducción.

La misión principal de la unidad de separación de aire (en adelante ASU, Air Separation Unit) es suministrar una corriente de O<sub>2</sub> casi puro. El N<sub>2</sub> del aire es eliminado del proceso antes de la combustión, para producir un gas de combustión que es mayoritariamente CO<sub>2</sub> y H<sub>2</sub>O.

La destilación criogénica es la única tecnología disponible en el mercado hoy en día para producir cantidades tan grandes de O<sub>2</sub> de forma económica y en alta pureza. Otras tecnologías de separación de aire, como la pressure swing adsorption (PSA), vacuum swing adsorption (VSA) o las membranas poliméricas no pueden competir económicamente para estas cantidades, especialmente para producir O<sub>2</sub> de pureza superior al 95%. Las membranas de cerámica (oxygen ion transport membranes) aún no están comercialmente disponibles para la producción de oxígeno a gran escala y por lo tanto es difícilmente comparable a la destilación criogénica, tanto en términos de inversión como de rendimiento.

La separación criogénica del aire es una tecnología madura. Su consumo energético es un factor importante a considerar. Según [32], se prevé un descenso del consumo de 200 kWh/ton (actualidad) a 160 kWh/ton (para 2012). El desarrollo, tanto en términos de productividad de las columnas de destilación como en su eficiencia energética, y la mejora continua de potencia ha hecho posible un ahorro energético superior al 20%. Esta tendencia se espera que continúe en el futuro, ya que la energía total de la separación sigue siendo significativamente mayor que la teóricamente necesaria.

Los ciclos de producción de oxígeno de baja pureza del 95% se habían desarrollado ampliamente a comienzo de los 90, con una tecnología no adaptada para Oxi-combustión, ya que se optimizaron para conseguir O<sub>2</sub> a presiones relativamente altas y, en algunos casos para experimentos de co-producción de N<sub>2</sub>.

En 2007, Air Liquide puso en marcha un programa de desarrollo de ASU para desarrollar una unidad de separación de aire optimizada para Oxi-combustión. La idea no era rediseñar completamente una unidad de separación de aire, sino adaptar el proceso a los requisitos específicos de Oxi-combustión (es decir, a presión de oxígeno baja) y también para incluir mejoras tecnológicas.

Una ASU consta de los siguientes equipos:

- Compresor principal de aire
- Sistema de pre-enfriamiento
- Unidad de purificación, para eliminar el agua y el CO<sub>2</sub> antes de entrar en la sección criogénica.
- Intercambiadores de calor.
- Columnas de destilación.
- Vaporizadores y condensadores.

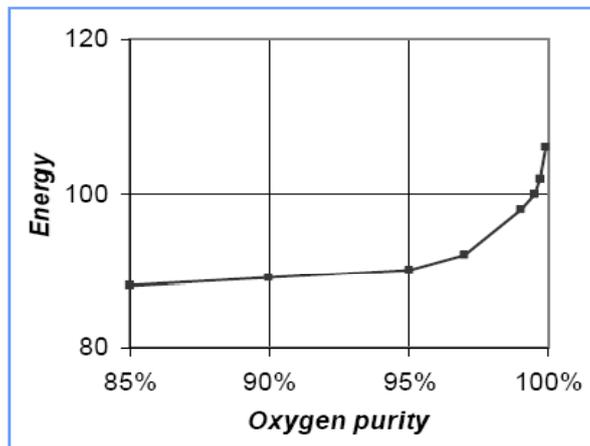
▪ **3.3.1.2. Repercusión en el funcionamiento del sistema.**

Debido a su exigencia de gran potencia (unos 94MW, ver [tabla 3.5](#)) y su impacto en el rendimiento global, esta unidad es una parte muy importante en el ciclo. Consume más del 15% de la generación neta de electricidad (en el caso mostrado en la [tabla 3.5](#), este valor asciende al 13,44 % de la electricidad generada en el ciclo de potencia). El trabajo de compresión representa el mayor consumo de energía dentro de la ASU.

Según [29], la producción diaria de O<sub>2</sub> (95.3 % de pureza en masa) necesaria para una central térmica de Oxi-combustión de 500MW, es de 122.7kg/s, lo que supone diariamente un caudal de más de 10000 toneladas. Se indica a su vez, el N<sub>2</sub> recogido en la ASU, ascendiendo a un valor de 600 kg/s, con una pureza del 98.6 % en masa.

Uno de los requerimientos más importantes del proceso de Oxi-combustión es la pureza a la que el O<sub>2</sub> debe ser suministrado en la caldera. El consumo de la ASU está muy ligado a dicha pureza de O<sub>2</sub> como puede observarse en la [figura 3.25](#).

La disminución de la pureza del oxígeno ofrece un gran potencial para reducir su demanda energética. Al mismo tiempo, hay que tener en cuenta que el consumo energético de la unidad de acondicionamiento de CO<sub>2</sub> aumenta con el crecimiento del nivel de impurezas.



*Figura 3.25. Potencia requerida por la ASU criogénica en función de la pureza de O<sub>2</sub> obtenida [32].*

Se define Energía de separación como aquella necesaria para producir una tonelada métrica de una corriente de oxígeno gaseoso a una pureza de oxígeno dada, a la presión atmosférica (101.325 Pa) en condiciones ISO (15 ° C, 60% de humedad relativa). Se trata de un factor determinante a la hora de escoger la unidad, ya que a menor energía específica de separación, mayor es la inversión a realizar ([figura 3.26](#)). Se ha normalizado el coste de adquisición de la ASU, en función de la energía específica de separación (curva roja). La curva punteada muestra el diseño mejorado, el cual permite reducir de forma significativa su consumo energético. Por ejemplo, con un gasto fijo de capital fijo normalizado de 100, la ASU mejorada consume un 20% menos de energía específica (es decir, 160 kWh / t vs 200 kWh / t).

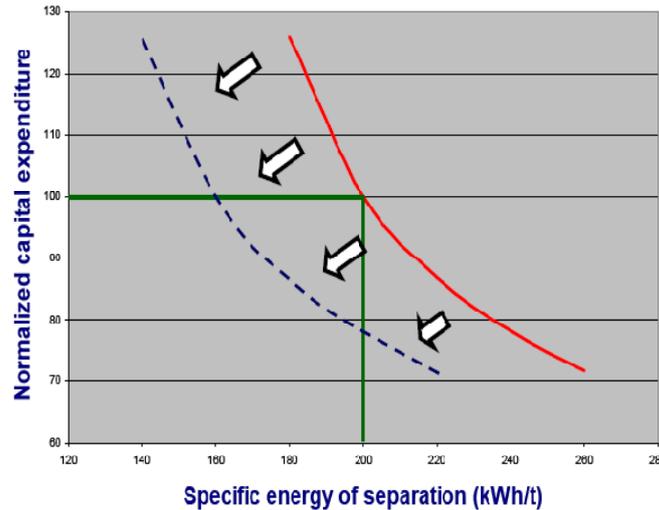


Figura 3.26. Capital vs Costes de funcionamiento de la ASU [32].

Una de las propuestas de mejora que se menciona en el presente memoria para incrementar la eficiencia del proceso, es integrar óptimamente la ASU dentro de la planta. Por ejemplo, se podría transferir el calor residual del compresor de la ASU al ciclo de vapor, lográndose dos beneficios:

- Reducir las pérdidas de energía asociadas a la compresión.
- Reducir las pérdidas de energía asociadas al precalentamiento del agua de alimentación de la caldera (boiler feed water preheating).

En algunos casos, se podría lograr una reducción del 10% en el consumo de energía de la unidad mediante el uso de regeneradores.

Es importante indicar que su consumo energético no puede ser tomado como un valor fijo porque depende de muchos factores como son la inversión realizada (figura 3.26), el tipo de compresor escogido, el número de etapas de refrigeración y otros parámetros internos de la misma. Para hacernos una idea, este valor puede ascender a 0,25 kWh/ kg O<sub>2</sub> puro suministrado.

#### 3.3.3. Unidad de compresión y purificación del CO<sub>2</sub>.

El principal papel de esta unidad (en la bibliografía se puede encontrar como CO<sub>2</sub> CPU, Compression and Purification Unit) es capturar el CO<sub>2</sub> de los gases de combustión y purificarlo, de acuerdo con las especificaciones necesarias.

Tanto la composición de los gases de combustión, como las especificaciones del CO<sub>2</sub> capturado tienen una fuerte influencia en el diseño y coste de la unidad.

La composición de los gases de combustión puede estar significativamente influenciada por las infiltraciones de aire en la caldera y equipos asociados (ventiladores, filtros, tuberías y la unidad de desulfuración). Las nuevas instalaciones de Oxy-combustión se diseñan para tener las menores infiltraciones de aire posibles.

Las unidades de captura de CO<sub>2</sub> diseñadas para las plantas eléctricas retroadaptadas (revampin) deben tener un tratamiento del flujo de gases diluidos, que varía respecto al de las nuevas plantas. La tabla 3.8 muestra la composición, en fracciones molares, de los gases de combustión en plantas de Oxi-combustión evolucionadas y de nueva adjudicación.

### 3. Análisis del proceso de Oxi-combustión.

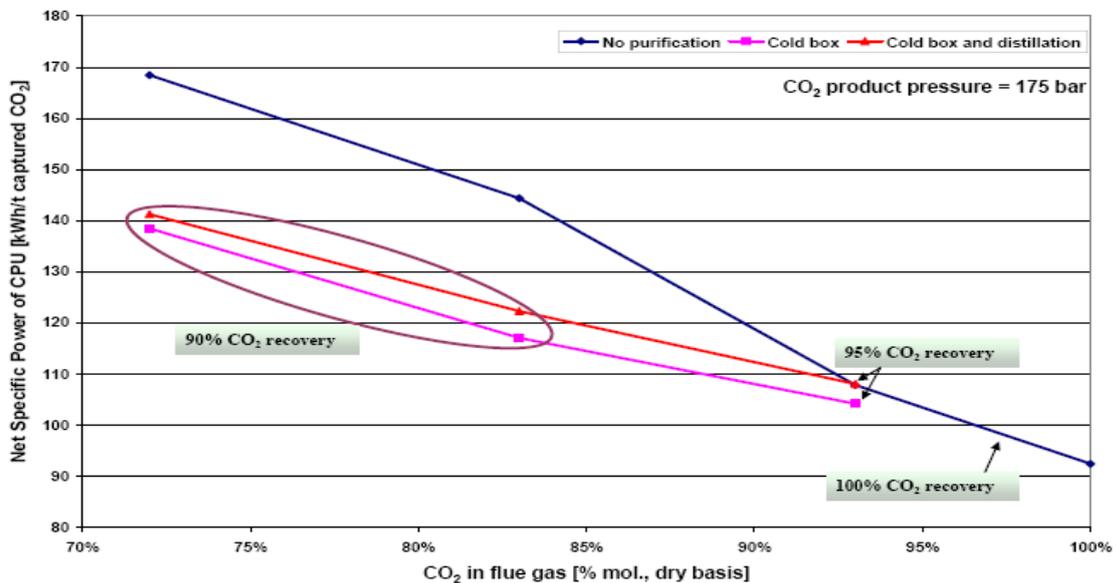
Component	New plant [1]	Retrofit plant [2]
Ar	0.0305	0.0250
CO <sub>2</sub>	0.6963	0.5818
H <sub>2</sub> O	0.1661	0.1743
N <sub>2</sub>	0.0818	0.1763
O <sub>2</sub>	0.0253	0.0411
SO <sub>2</sub>	0.0001	0.0010
NO <sub>x</sub>	0.0000	0.0004
CO	0.0000	0.0001

*Tabla 3.9. Composición prevista de los gases de combustión, en fracciones molares, en plantas de Oxy-combustión, nuevas y retroadaptadas [32].*

El proceso básico la captura del CO<sub>2</sub> a partir de los gases de combustión es el siguiente:

1. Compresión de los gases de combustión húmedos.
2. Secado de los gases de combustión a la salida del compresor.
3. Purificación de la corriente gaseosa (si lo considera).
4. Compresión, a 20°C, de los gases secos a la presión a la que son condensados.
5. Bombeo del producto condensado hasta la presión de la tubería.

La demanda específica de energía de la CPU guarda mucha relación con la composición de la corriente de CO<sub>2</sub> procedente de los gases de combustión, así como la pureza a la que se desea entregar el mismo (figura 3.27).



*Figura 3.27. Consumo específico de energía de los diferentes sistemas de CPU de CO<sub>2</sub> (sin integración) en función de la pureza de CO<sub>2</sub> en los gases de entrada, a 175 bar de presión del producto (CO<sub>2</sub>) [32].*

Con el aumento de la concentración de CO<sub>2</sub> en los gases de entrada, disminuyen los requerimientos de potencia de la unidad. Esto se debe a un menor volumen de gas total que tiene que ser comprimido y tratado para capturar la misma cantidad de CO<sub>2</sub>.

### 3. Análisis del proceso de Oxi-combustión.

---

Si existe alrededor del 72% de CO<sub>2</sub> en la entrada (base seca), que está en el rango de una planta retroadaptada, sólo la compresión del gas a la presión final requiere cerca de 170 kWh por tonelada capturada de CO<sub>2</sub> [32].

Si la concentración de CO<sub>2</sub> de entrada es de ~ 93%, los 3 procesos tienen prácticamente el mismo poder específico. La pureza de CO<sub>2</sub> producto es significativamente superior al 95% para los esquemas de depuración, y del 93% en caso de no purificación [32].

El valor de 100% de CO<sub>2</sub> en la entrada proporciona una indicación del requisito teórico de consumo mínimo de la CPU, ya que indica el consumo de energía para la compresión de un flujo puro de CO<sub>2</sub> desde la presión de alimentación a la presión del producto.

A fin de minimizar la potencia consumida por la unidad, se propone la integración del compresor, el equipo de bombeo y el condensador. Cabe destacar que tanto el condensador como el proceso de bombeo sólo son empleados en casos en los que la presión final de condensación es inferior a la del producto final.

La depuración de gases de combustión puede incluir varias unidades, para satisfacer las especificaciones de los diferentes componentes.

Las nuevas centrales proporcionan una mayor flexibilidad en la integración de la CPU con el resto de la planta, con el fin de conseguir ahorros energéticos que mejoren la eficiencia.

### 3.4. Análisis detallado de la planta de potencia.

Se toma como referencia el modelado realizado en la Universidad de Silesian, por el Instituto de Tecnología térmica [28], el cual ha construido sus modelos mediante el software EES (Engineering Equation Solver). El estudio realiza un modelado de los diferentes elementos mostrados en la [figura 3.7](#), y realiza un análisis energético en sus entradas y salidas. Finalmente se integra todo el conjunto.

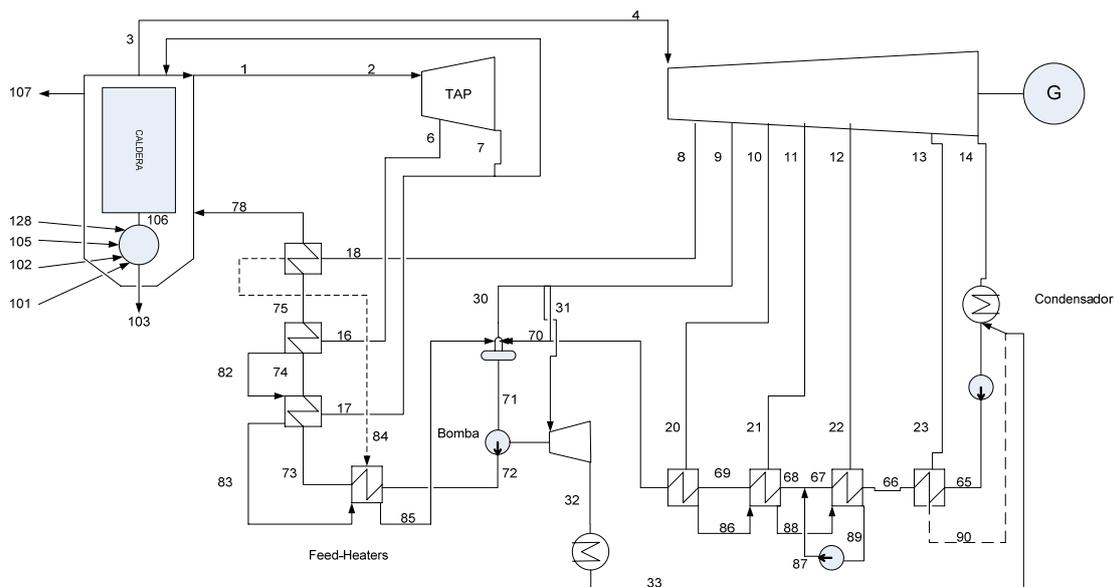
Para determinar las condiciones de funcionamiento de cada componente del sistema, se requiere conocer los flujos de masa y energía, así como otros parámetros como temperaturas y presiones.

El esquema propuesto para el ciclo de potencia de la central de Oxi-combustión se muestra en la [figura 3.28](#).

En el apartado 3.3.1.2 se realizó un estudio comparativo entre los dos tipos de caldera, sub-crítica y super-crítica. Se ha escogido un ciclo de vapor super-crítico, ya que representa el mayor nivel tecnológico de las opciones existentes en el mercado y porque presenta ventajas como:

- La evolución y experiencia de los sistemas super-críticos, ha originado que en la actualidad se obtengan fiabilidades similares para ambos casos.
- Pese a que la inversión requerida es superior en las super-críticas, debido principalmente a los requerimientos de materiales de alta calidad que responda satisfactoriamente a las elevadas presiones y temperaturas del vapor super-crítico, se reducen los gastos originados en la limpieza de gases y cenizas.
- Mejora el rendimiento de la planta, pudiendo llegar a un 4,7 % según [12].
- Se reduce el consumo de combustible.
- Se producen menores emisiones de CO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub> y SO<sub>2</sub>.

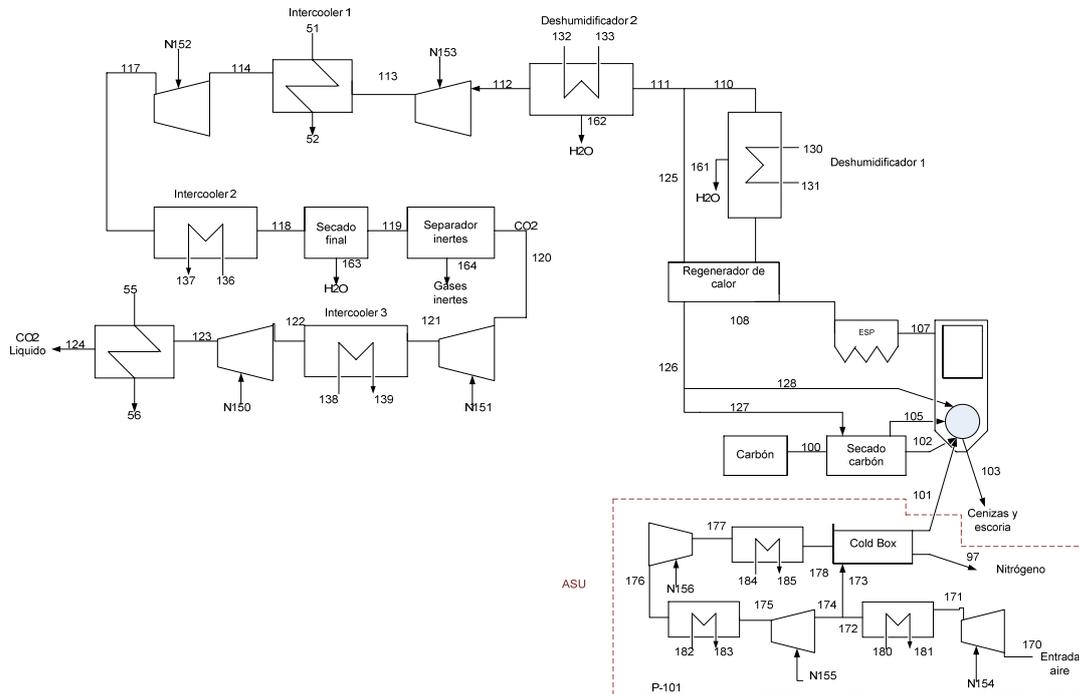
Se ha supuesto que no hay recuperación de calor, en el ciclo de vapor, en la corriente de gases de combustión.



*Figura 3.28. Esquema del ciclo de potencia de la central térmica de Oxi-combustión propuesta. (Realizado con Microsoft Visio). Para mayor detalle ver Anexo I.*

### 3. Análisis del proceso de Oxi-combustión.

Como apoyo al ciclo de potencia, este tipo de centrales requiere de una Unidad de fraccionamiento de aire y de una Unidad de tratamiento de gases de combustión. El esquema propuesto para esta otra parte del proceso queda representada en la [figura 3.29](#).



*Figura 3.29. Esquema de la ASU y de la Unidad de Tratamiento de gases de combustión, de la central térmica de Oxi-combustión propuesta. (Realizado con Microsoft Visio-07). Para mayor detalle ver Anexo II.*

#### 3.4.1. Modelado del proceso de Oxi-combustión.

En este apartado se detallan características particulares de los principales elementos que intervienen en el ciclo de potencia, y que clarifican el modelo adoptado.

##### ▪ 3.4.1.1. Modelo de la caldera de vapor super-crítica de carbón pulverizado.

El modelo empleado divide la caldera de vapor en 5 regiones:

###### 1. Zona de combustión.

Se ha tenido en cuenta la presencia de elementos originados por la combustión incompleta del carbón. El contenido en oxígeno puro puede ser modificado libremente desde condiciones atmosféricas, hasta condiciones de Oxi-combustión.

Se han supuesto como condiciones de los gases de escape a la salida de la caldera: 600°C y 28.5 Mpa.

###### 2. Bucle de recirculación de gases de combustión (Etapa de recalentamiento).

Se han supuesto como condiciones de los gases de escape a la salida del recalentador 620°C y 4.999 Mpa.

#### 3. Sección de intercambio.

El modelo de la región de transferencia térmica de calor se basa en la división del incremento de la entalpía total del fluido en intervalos (intercambiadores de calor elementales), el cual permite tener en cuenta diferentes calores específicos de los gases de combustión y del flujo agua/vapor. Por cada intercambiador de calor elemental se realiza un balance de energía para determinar la composición de los gases de combustión y las temperaturas de vapor a la salida del mismo.

#### 4. Calentadores regenerativos gas-gas.

Se ha supuesto que el recalentador de vapor (Steam reheater) se coloca en paralelo con una parte del evaporador (Evaporator) y una parte del sobrecalentador (Superheater).

#### 5. Secado de combustible.

La unidad de potencia supercrítica está diseñada para su operación en diferentes capacidades. El método habitual de control de potencia de la turbina es el deslizamiento de la presión (la presión de vapor disminuye originando una caída de la potencia). Si la presión de vapor es inferior a la presión crítica, la caldera pasa de super-crítica a sub-crítica, originándose problemas como la necesidad de separación de fases.

#### ▪ 3.4.1.2. Modelo del ciclo de vapor.

El ciclo de vapor se ha dividido en los siguientes sub-modelos:

- Grupos de etapas de la turbina
- Intercambiadores de calor regenerativos (tubo-carcasa y tipo de mezcla),
- Bombas.
- Condensadores.
- Tanque de almacenamiento del agua de alimentación.

Los modelos se basan en balances de masa y energía, así como la ecuación de la eficiencia, en el caso del intercambiador:

#### ▪ 3.4.1.3. Modelo de la ASU.

Como se ha mencionado en el apartado 3.3.2, la demanda diaria de oxígeno es del orden de 10000 toneladas, luego la única tecnología actual razonable desde el punto de vista de coste y disponibilidad es la separación criogénica. La ASU ha sido modelada como una instalación criogénica de dos columnas.

Desde el punto de vista de análisis energético, el parámetro más importante de la unidad, es el consumo de electricidad para la compresión del aire. Hay que tener en cuenta, para el cálculo de la energía consumida por la ASU, que el oxígeno se entrega a una presión cercana a la atmosférica.

La [figura 3.29](#) muestra el modelo de la unidad ASU adoptado, donde el aire es entregado a la cold box en dos niveles de presión. Tras la compresión adiabática, el aire puede ser enfriado mediante agua de proceso o bien con el condensado del ciclo de vapor. La figura también muestra es esquema de la caldera de vapor, así como las unidades de tratamiento de gases de combustión.

Se pueden alcanzar concentraciones de O<sub>2</sub> del 95 % de pureza con la unidad de fraccionamiento de aire escogida.

▪ **3.4.1.4. Modelo de la Unidad de compresión y purificación de CO<sub>2</sub>.**

Los gases de combustión dejan la sección de intercambio de calor de la caldera y a continuación son deshumidificados y parcialmente reciclados.

El CO<sub>2</sub> tiene que ser entregado al sistema de tuberías a una presión relativamente alta (por lo general a 11 MPa) y elevada pureza, por lo que varios procesos son necesarios para cumplir con estos requisitos.

Para su modelado, dentro del proceso de Oxi-combustión, ha sido necesario dividir la unidad en dos bloques principales: compresores de enfriamiento (intercoolers) y deshumidificadores. Para la determinación de los perfiles de temperatura en el interior de los deshumidificadores, se han dividido en un gran número (aproximadamente 100) de intercambiadores elementales conectados en serie. Cada uno de los cuales ha sido modelado aplicando balances de masa y energía.

La cantidad total de agua condensada ha sido calculada sobre el supuesto de que los gases de combustión a la salida del deshumidificador están en estado de saturación.

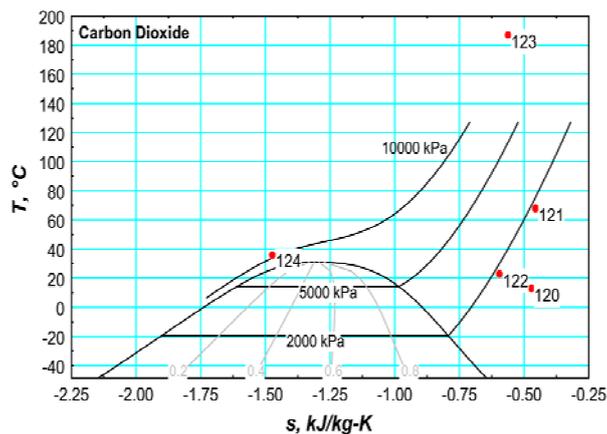
Los gases de combustión son comprimidos en un compresor de dos etapas inter-cooled y finalmente son secados en un secador de doble lecho.

El gas comprimido es entonces parcialmente condensado, para la eliminación de gases inertes, y posteriormente licuado.

Los puntos 161 y 162 de los deshumidificadores representan los caudales condensados, mientras que el punto 163 muestra el agua líquida separada de la corriente 118 mediante sólidos absorbentes (secador de doble lecho).

El modelo de etapas de compresión se basa en el mismo enfoque que el utilizado para los compresores de aire de la ASU. La única diferencia es el tratamiento que se le da al CO<sub>2</sub>, ya que podemos trabajar con CO<sub>2</sub> gas, líquido o mezcla, como se muestra en la [figura 3.30](#).

Finalmente se obtiene CO<sub>2</sub> líquido en el punto 124.



*Figura 3.30. Caracterización del CO<sub>2</sub> en diferentes puntos del tren de compresión [28].*

Además del H<sub>2</sub>O también otros componentes tienen que ser separados del flujo dominante de CO<sub>2</sub>. El proceso de separación es por lo general concebido para limpiar de la corriente principal componentes no condensables como Ar y N<sub>2</sub>.

**3.4.2. Estudio energético del proceso.**

▪ **3.4.2.1. Caracterización de cada uno de los puntos del ciclo.**

El Instituto de Tecnología térmica [28], a partir de las especificaciones señaladas en el apartado 3.4.1 y mediante la utilización del software EES (Engineering Equation Solver), ha construido modelos individuales para cada elemento de la central térmica. Finalmente ha integrado todos los elementos para crear un único modelo global.

La **tabla 3.10** muestra los resultados de presión, temperatura, caudal en base seca y húmeda, humedad relativa, y composición del flujo de gases (en fracciones molares), en algunos puntos característicos del la unidad de tratamiento de gases de combustión, así como en la ASU.

Punto	P(kPa)	T(C)	$n_{dry}(\frac{kmol}{s})$	CO <sub>2</sub>	N <sub>2</sub>	O <sub>2</sub>	SO <sub>2</sub>	HR( $\frac{kmol_{H_2O}}{kmol_{dry\ gas}}$ )	$n_{H_2O}(\frac{kmol_{H_2O}}{s})$
97	120	25	13.28	0	0.995	0.005	0	0	0
101	120	25	3.676	0	0.05	0.95	0	0	0
105	101	100	1.64	0.873	0.063	0.059	0.006	0.2562	0.4202
106	101	1700	15.63	0.873	0.063	0.059	0.006	0.1422	2.2226
107	101	414	15.63	0.873	0.063	0.059	0.006	0.1422	2.2226
109	101	172	15.63	0.873	0.063	0.059	0.006	0.1422	2.2226
110	101	34.3	15.63	0.873	0.063	0.059	0.006	0.0565	0.8831
111	101	34.3	3.27	0.873	0.063	0.059	0.006	0.0565	0.1848
112	101	18.3	3.27	0.873	0.063	0.059	0.006	0.0212	0.0693
113	1500	270	3.27	0.873	0.063	0.059	0.006	0.0212	0.0693
114	1500	186	3.27	0.873	0.063	0.059	0.006	0.0212	0.0693
117	3200	269	3.27	0.873	0.063	0.059	0.006	0.0212	0.0693
118	3200	62	3.27	0.873	0.063	0.059	0.006	0.0069(gas) 0.0014(liq) 0.021(total)	0.0693
120	900	41.8	2.85	1	0	0	0	0	0
121	1800	98.8	2.85	1	0	0	0	0	0
122	1800	27.3	2.85	1	0	0	0	0	0
123	11000	190	2.85	1	0	0	0	0	0
124	11000	36	2.85	1	0	0	0	0	0
125	101	34.3	12.37	0.873	0.063	0.059	0.006	0.0565	0.6989
126	101	378	12.37	0.873	0.063	0.059	0.006	0.0565	0.6989
170	101	25	16.97	0	0.79	0.21	0	0	0
171	350	166	16.97	0	0.79	0.21	0	0	0
172	350	41.9	16.97	0	0.79	0.21	0	0	0
175	500	79.5	8.48	0	0.79	0.21	0	0	0
176	500	29	8.48	0	0.79	0.21	0	0	0
177	600	46.9	8.48	0	0.79	0.21	0	0	0
178	600	24	8.48	0	0.79	0.21	0	0	0

*Tabla 3.10. Parámetros característicos de los puntos más representativos de la unidad de tratamiento de gases de combustión y de la unidad ASU [28].*

### 3. Análisis del proceso de Oxi-combustión.

El proceso que se desea analizar es el anteriormente mostrado en la [figura 3.22](#).

El Instituto de Tecnología Térmica [28] ha empleado el software de simulación EES para determinar los valores de caudal, presión y temperatura de los puntos más representativos del ciclo de potencia.

Para calcular el resto de parámetros de los puntos del ciclo (entalpía y entropía), así como para representarlo de forma gráfica, se ha empleado el programa de simulación Termograf v5.5, creado por la Universidad de Zaragoza [33].

La [tabla 3.11](#) muestra los resultados obtenidos.

Punto	$\dot{m}$ (kg/s)	P(kPa)	T(C)	h(Kj/kg)	$s\left(\frac{\text{kJ}}{\text{kg} \cdot \text{C}}\right)$
1=2	439	28500	600	3457.33	6.26906
3=4	374	4999	620	3712.17	7.31101
6	22.5	7505	385	3105.59	6.34089
7	416	5544	343	3034.36	6.35244
8	21	2614	514	3491.2	7.34094
9	41.4	1174	398	3255.95	7.38084
10	17.8	504.3	291	3044.64	7.42237
11	17.1	211.8	197	2862.97	7.46571
12	11.2	74.2	103	2684.62	7.52136
13	16	26.7	66.4	2620.31	7.80893
14	250	5	32.9	2560.64	8.4218
66	288	1186	63	265.297	0.87002
68	334	1174	88.4	371.846	1.17565
69	334	1162	118	496.12	1.50607
70	334	1151	148	623.802	1.82058
72	439	33140	192	837.566	2.22337
73	439	32808	222	973.723	2.50687
74	439	32480	267	1186.62	2.91667
75	439	32155	287	1285.31	3.09555
78	439	31834	290	1300.34	3.12285
89	46.1	134.396	108.061	453.599	1.39876

*Tabla 3.11. Parámetros característicos de los puntos más representativos del ciclo de potencia [28].*

A partir de los datos anteriores de presión, temperatura y caudal, se ha podido realizar un estudio energético del ciclo de potencia.

Se detalla a continuación el análisis energético empleado para la determinación de los puntos restantes del ciclo de potencia:

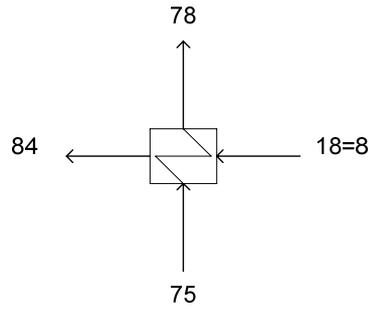
**Punto 84** (análisis del Feed-heater 1, FH1).

*Nota: se supone el feed-heater como ideal, y sin mezclado de los fluidos.*

A partir del sangrado de la turbina de presión intermedia TPI (punto 8), conseguimos incrementar la temperatura del agua de alimentación desde el punto 75 hasta el 78. El exceso de temperatura obtenido en el punto 84 nos permite calentar el agua de alimentación, en el feed-heater 4.

Conocemos los datos de temperatura y presión de los puntos 18,78 y 75, luego realizamos un balance de energía para determinar las condiciones del punto 84.

### 3. Análisis del proceso de Oxi-combustión.



$$\dot{m}_{18} \cdot (h_{18} - h_{84}) = \dot{m}_{75} \cdot (h_{78} - h_{75})$$

$$21(3491.2 - h_{84}) = 439(1300.34 - 1285.31)$$

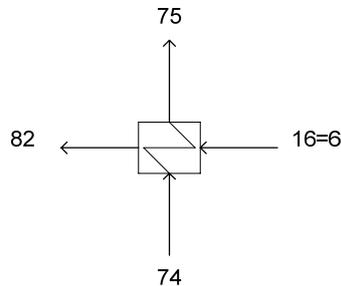
$$\text{luego } h_{84} = 3177 \frac{\text{kJ}}{\text{kg}}$$

Punto	$\dot{m}$ (kg/s)	P(kPa)	T(C)	h(Kj/kg)	$s(\frac{\text{kJ}}{\text{kg} \cdot \text{C}})$
84	21	2614	373.6	3177	6.9012

#### Punto 82 (análisis del Feed-heater 2, FH2)

Mediante el sangrado de la turbina de alta presión TAP, procedemos al calentamiento (a presión constante) del agua de alimentación entre los puntos 74 y 75. El modelo escogido supone que en el punto 82 se obtiene líquido saturado a la misma presión que el punto 6.

El exceso de temperatura obtenido en el punto 82 nos permite emplear ese caudal aguas abajo, en el feed-heater 3.



Si los intercambiadores fuesen ideales, se cumpliría:

$$\dot{m}_{16} \cdot (h_{16} - h_{82}) = \dot{m}_{74} \cdot (h_{75} - h_{74})$$

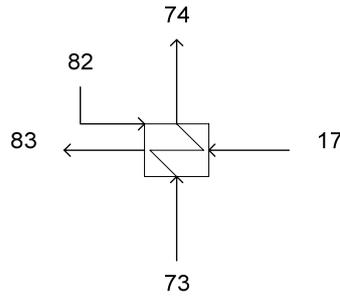
Punto	$\dot{m}$ (kg/s)	P(kPa)	T(C)	h(Kj/kg)	$s(\frac{\text{kJ}}{\text{kg} \cdot \text{C}})$	x
82	22.5	7505	290.599	1293.03	3.1668	0

#### Punto 83 (análisis del Feed-heater 3, FH3).

El agua de alimentación sufre un incremento térmico a presión constante desde el punto 73 hasta el 74. El proceso se realiza mediante la acción conjunta del sangrado de la turbina de alta presión (punto 7) y del calor residual del feed-heater 2 (punto 82).

De este proceso se obtiene un caudal 83 saturado, de acuerdo con el modelo escogido.

### 3. Análisis del proceso de Oxi-combustión.



$$\dot{m}_{17} = \dot{m}_7 - \dot{m}_3 = 416 - 374 = 42 \frac{kg}{s}$$

$$\dot{m}_{83} = \dot{m}_{17} + \dot{m}_{82} = 64.5 \frac{kg}{s}$$

$$h_{17} = h_7$$

$$\dot{m}_{17} \cdot h_{17} + \dot{m}_{82} \cdot h_{82} + \dot{m}_{73} \cdot h_{73} = \dot{m}_{83} \cdot h_{83} + \dot{m}_{74} \cdot h_{74}$$

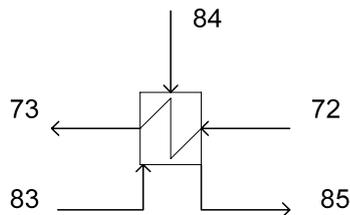
$$(42 \cdot 3034.36) + (22.5 \cdot 1293.03) + (439 \cdot 973.723) = (64.5 \cdot h_{83}) + (439 \cdot 1186.62)$$

$$\text{luego } h_{83} = 977.899 \frac{kJ}{kg}$$

Punto	$\dot{m}$ (kg/s)	P(kPa)	T(C)	h(Kj/kg)	$s\left(\frac{kJ}{kg \cdot C}\right)$	$\chi$
83	64.5	2659.94	227.274	977.8994	2.58636	0

**Punto 85** (análisis del Feed-heater 4, FH4).

El agua de alimentación sufre un incremento térmico, desde el punto 72 al 73, gracias al calor residual de los feed-heater 1 y 3. Se supone que el punto 85 se encuentra en estado de saturación.



$$\dot{m}_{85} = \dot{m}_{83} + \dot{m}_{84} = 85.5 \frac{kg}{s}$$

$$\dot{m}_{84} \cdot h_{84} + \dot{m}_{83} \cdot h_{83} + \dot{m}_{72} \cdot h_{72} = \dot{m}_{73} \cdot h_{73} + \dot{m}_{85} \cdot h_{85}$$

$$(21 \cdot 3177) + (64.5 \cdot 977.8944) + (439 \cdot 837.566) = (85.5 \cdot h_{85}) + (439 \cdot 973.723)$$

$$\text{luego } h_{85} = 818.92743 \frac{kJ}{kg}$$

Punto	$\dot{m}$ (kg/s)	P(kPa)	T(C)	h(Kj/kg)	$s\left(\frac{kJ}{kg \cdot C}\right)$	$\chi$
85	85.5	1325.89	192.503	818.92743	2.26042	0

### 3. Análisis del proceso de Oxi-combustión.

---

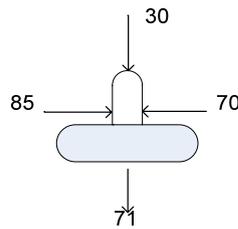
**Punto 71** (análisis de la bomba 1, B1).

Se trata de líquido saturado con igual entropía que el punto 72. (Suponiendo como isentrópico el proceso de bombeo).

Punto	$\dot{m}$ (kg/s)	P(kPa)	T(C)	h(Kj/kg)	$s(\frac{kJ}{kg \cdot C})$	$\chi$
71	439	1218.54	188.639	801.623	2.22337	0

**Tanque de agua de alimentación (TAL).**

Se produce el mezclado de los flujos de salida de los feed-heater 4 y 5, con el sangrado 30 de la turbina.



$$\dot{m}_{71} = \dot{m}_{85} + \dot{m}_{70} + \dot{m}_{30}$$

$$\dot{m}_{30} = 439 - 85.5 - 334 = 19.5 \text{ kg/s}$$

**Punto 32.**

El modelo escogido supone que el proceso de expansión en la turbina de baja presión (31-32) finaliza en vapor saturado a la presión de condensación.

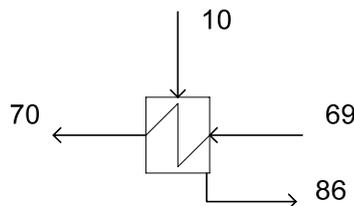
$$\dot{m}_9 = \dot{m}_{30} + \dot{m}_{31}$$

$$\dot{m}_{31} = \dot{m}_{32} = 41.4 - 19.5 = 21.9 \text{ kg/s}$$

Punto	$\dot{m}$ (kg/s)	P(kPa)	T(C)	h(Kj/kg)	$s(\frac{kJ}{kg \cdot C})$	$\chi$
32	21.9	5	32.8352	2560.52	8.39416	1

**Punto 86** (análisis del Feed-heater 5, FH5).

El agua de alimentación sufre un incremento térmico a presión constante desde el punto 69 hasta el 70. El proceso se realiza mediante el sangrado de la turbina (punto 10). El modelo escogido supone saturado el punto 86.



### 3. Análisis del proceso de Oxi-combustión.

$$\dot{m}_{69} \cdot (h_{70} - h_{69}) = \dot{m}_{10} \cdot (h_{10} - h_{86})$$

$$334(623.802 - 496.12) = 17.8(3044.64 - h_{86})$$

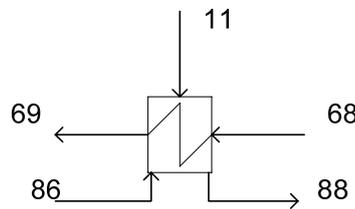
$$\text{luego } h_{86} = 648.809 \frac{\text{kJ}}{\text{kg}}$$

Punto	$\dot{m}(\text{kg/s})$	P(kPa)	T(C)	h(Kj/kg)	$s(\frac{\text{kJ}}{\text{kg} \cdot \text{C}})$	$x$
86	17.8	528.284	153.896	648.809	1.88124	0

#### Punto 88 (análisis del Feed-heater 6, FH6).

En este calentador, el agua de alimentación sufre un incremento térmico (a presión constante) entre los puntos 68 y 69, gracias a la acción conjunta del sangrado de la turbina (punto 11), junto con el calor residual del feed-heater 5 (punto 86).

De este proceso se obtiene un caudal 88 saturado, que es aprovechado en el feed-heater 7.



$$\dot{m}_{88} = \dot{m}_{11} + \dot{m}_{86} = 34.9 \frac{\text{kg}}{\text{s}}$$

$$\dot{m}_{86} \cdot h_{86} + \dot{m}_{11} \cdot h_{11} + \dot{m}_{68} \cdot h_{68} = \dot{m}_{88} \cdot h_{88} + \dot{m}_{69} \cdot h_{69}$$

$$(17.8 \cdot 648.809) + (17.1 \cdot 2862.97) + (334 \cdot 371.846) = (34.9 \cdot h_{88}) + (334 \cdot 496.12)$$

$$\text{luego } h_{88} = 544.3573 \frac{\text{kJ}}{\text{kg}}$$

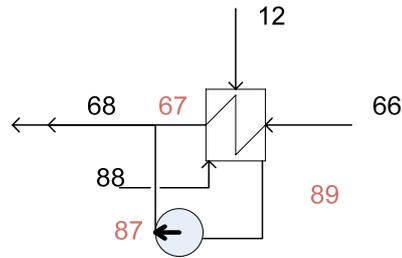
Punto	$\dot{m}(\text{kg/s})$	P(kPa)	T(C)	h(Kj/kg)	$s(\frac{\text{kJ}}{\text{kg} \cdot \text{C}})$	$x$
88	34.9	266.755	129.541	544.3573	1.63001	0

#### Punto 89 (análisis del Feed-heater 7, FH7)

Para incrementar tanto la presión como la temperatura del punto 66 (agua de alimentación), procedemos de la siguiente manera:

- Mediante el sangrado 12 de la turbina de vapor y del calor residual del feed-heater 6, punto 88, conseguimos aumentar la temperatura de forma isobárica.
- Además, estos dos flujos auxiliares son mezclados e introducidos en la corriente principal, de forma presurizada.

### 3. Análisis del proceso de Oxi-combustión.



$$\dot{m}_{89} = \dot{m}_{88} + \dot{m}_{12} = 32.9 + 11.2 = 46.1 \frac{kg}{s}$$

Se conoce el estado del punto 89 (ver [tabla 3.10](#)):

Punto	$\dot{m}$ (kg/s)	P(kPa)	T(C)	h(Kj/kg)	$s(\frac{kJ}{kg \cdot C})$	$\chi$
89	46.1	134.396	108.061	453.599	1.39876	0

$$\begin{aligned} \dot{m}_{12} \cdot h_{12} + \dot{m}_{88} \cdot h_{88} + \dot{m}_{66} \cdot h_{66} &= \dot{m}_{67} \cdot h_{67} + \dot{m}_{89} \cdot h_{89} \\ \dot{m}_{68} \cdot h_{68} &= \dot{m}_{87} \cdot h_{87} + \dot{m}_{67} \cdot h_{67} \end{aligned}$$

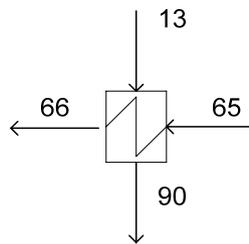
Introduciendo los datos conocidos en las ecuaciones anteriores, y suponiendo el proceso de bombeo como isentrópico:

Punto	$\dot{m}$ (kg/s)	P(kPa)	T(C)	h(Kj/kg)	$s(\frac{kJ}{kg \cdot C})$
87	46	26635.3	110.503	481.2694	1.39876

$$\begin{aligned} \dot{m}_{68} \cdot h_{68} &= \dot{m}_{87} \cdot h_{87} + \dot{m}_{67} \cdot h_{67} \\ 334 \cdot 371.846 &= 46.1 \cdot 481.2694 + 288 \cdot h_{67} \end{aligned}$$

Punto	$\dot{m}$ (kg/s)	P(kPa)	T(C)	h(Kj/kg)	$s(\frac{kJ}{kg \cdot C})$
67	288	1186	84.1864	354.2015	1.11265

**Punto 90** (análisis del Feed-heater 8, FH8).



En primer lugar se determina el punto 15, líquido saturado a la presión de condensación.

Punto	$\dot{m}$ (kg/s)	P(kPa)	T(C)	h(Kj/kg)	$s(\frac{kJ}{kg \cdot C})$	$\chi$
15	288	5	32.8352	137.232	0.47453	0

### 3. Análisis del proceso de Oxi-combustión.

---

De igual forma a como se ha procedido anteriormente, se supone isentrópico el proceso de bombeo. Aplicando la condición de intercambiador ideal, la presión de 65 coincide con la del punto 66.

Punto	$\dot{m}$ (kg/s)	P(kPa)	T(C)	h(Kj/kg)	$s\left(\frac{\text{kJ}}{\text{kg} \cdot \text{C}}\right)$
65	288	1186	32.9221	138.42	0.47453

Se realiza un balance energético en el feed-heater 8 para caracterizar el punto 90. El modelo escogido supone saturado dicho punto.

$$\dot{m}_{66} \cdot (h_{66} - h_{65}) = \dot{m}_{13} \cdot (h_{13} - h_{90})$$

$$288(265.297 - 138.42) = 16(2620.31 - h_{90})$$

$$\text{luego } h_{90} = 336.524 \frac{\text{kJ}}{\text{kg}}$$

Punto	$\dot{m}$ (kg/s)	P(kPa)	T(C)	h(Kj/kg)	$s\left(\frac{\text{kJ}}{\text{kg} \cdot \text{C}}\right)$	X
90	16	26.7	66.405	336.524	1.08348	0

### 3. Análisis del proceso de Oxi-combustión.

Se muestra a continuación un resumen de los resultados obtenidos (*Tabla 3.12*).

Punto	$\dot{m}$ (kg/s)	P(kPa)	T(C)	h(Kj/kg)	$s\left(\frac{kJ}{kg \cdot C}\right)$	X
1=2	439	28500	600	3457.33	6.26906	-
3=4	374	4999	620	3712.17	7.31101	-
6	22.5	7505	385	3105.59	6.34089	-
7	416	5544	343	3034.36	6.35244	-
8	21	2614	514	3491.2	7.34094	-
9	41.4	1174	398	3255.95	7.38084	-
10	17.8	504.3	291	3044.64	7.42237	-
11	17.1	211.8	197	2862.97	7.46571	-
12	11.2	74.2	103	2684.62	7.52136	-
13	16	26.7	66.4	2620.31	7.80893	-
14	250	5	32.9	2560.64	8.4218	-
66	288	1186	63	265.297	0.87002	-
68	334	1174	88.4	371.846	1.17565	-
69	334	1162	118	496.12	1.50607	-
70	334	1151	148	623.802	1.82058	-
72	439	33140	192	837.566	2.22337	-
73	439	32808	222	973.723	2.50687	-
74	439	32480	267	1186.62	2.91667	-
75	439	32155	287	1285.31	3.09555	-
78	439	31834	290	1300.34	3.12285	-
89	46.1	134.396	108.061	453.599	1.39876	-
84	21	2614	373.6	3177	6.9012	-
82	22.5	7505	290.599	1293.03	3.1668	0
83	64.5	2659.94	227.274	977.8994	2.58636	0
85	85.5	1325.89	192.503	818.92743	2.26042	0
71	439	1218.54	188.639	801.623	2.22337	0
32	21.9	5	32.8352	2560.52	8.39416	1
86	17.8	528.284	153.896	648.809	1.88124	0
88	34.9	266.755	129.541	544.3573	1.63001	0
89	46.1	134.396	108.061	453.599	1.39876	0
87	46	26635.3	110.503	481.2694	1.39876	-
67	288	1186	84.1864	354.2015	1.11265	-
15	288	5	32.8352	137.232	0.47453	0
65	288	1186	32.9221	138.42	0.47453	-
90	16	26.7	66.405	336.524	1.08348	0

*Tabla 3.12. Parámetros característicos de todos los puntos del ciclo de potencia [28].*

### 3. Análisis del proceso de Oxi-combustión.

Conocidos todos los puntos del ciclo de potencia, el diagrama T-s del proceso es mostrado en la figura 3.31.

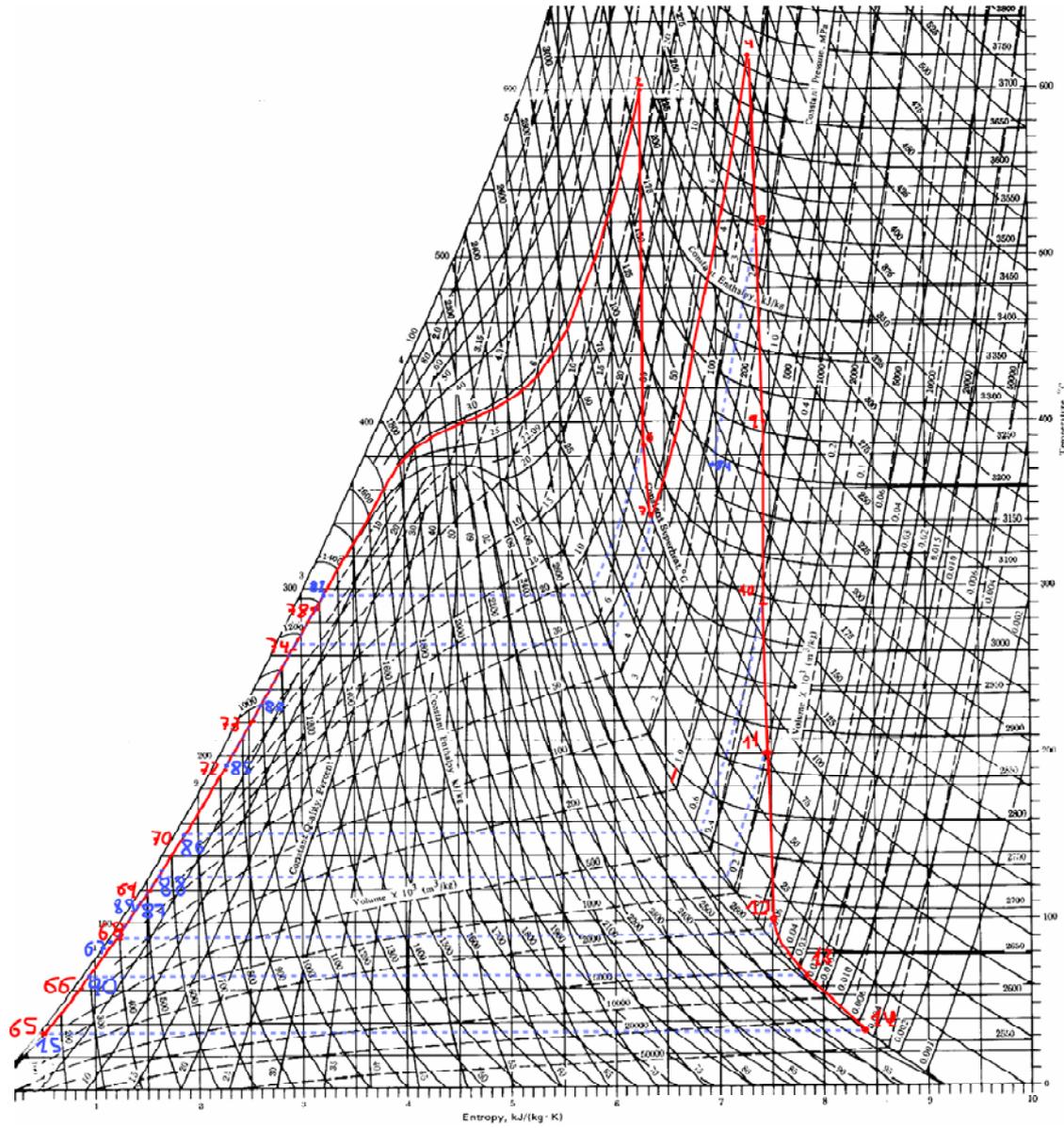
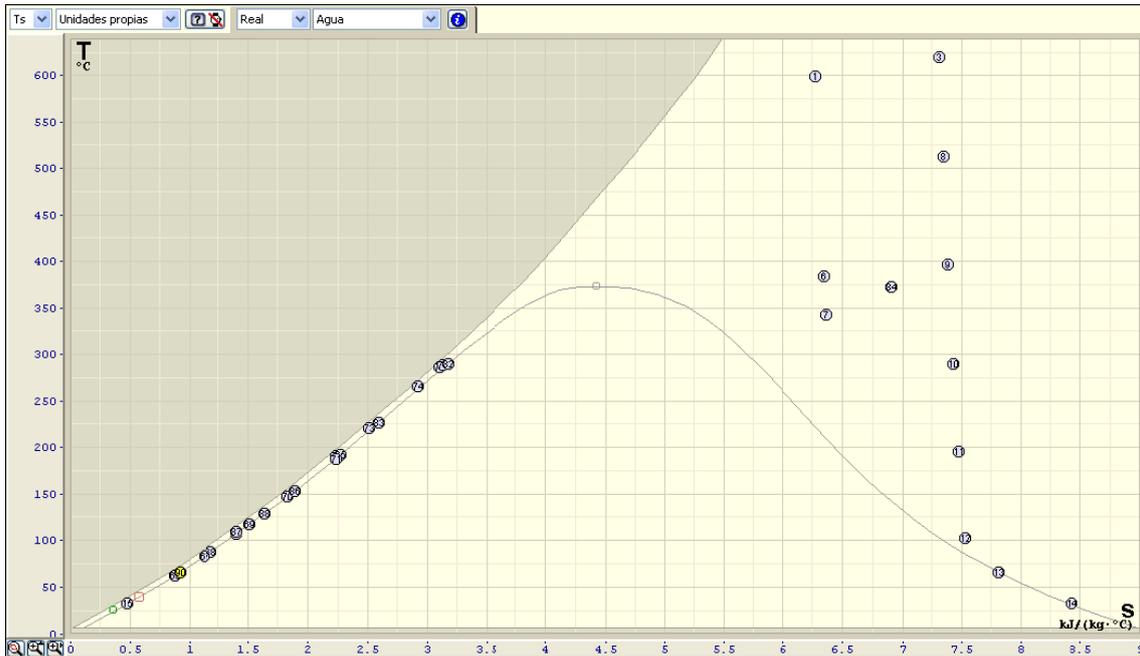


Figura 3.31. Diagrama T-s del proceso.

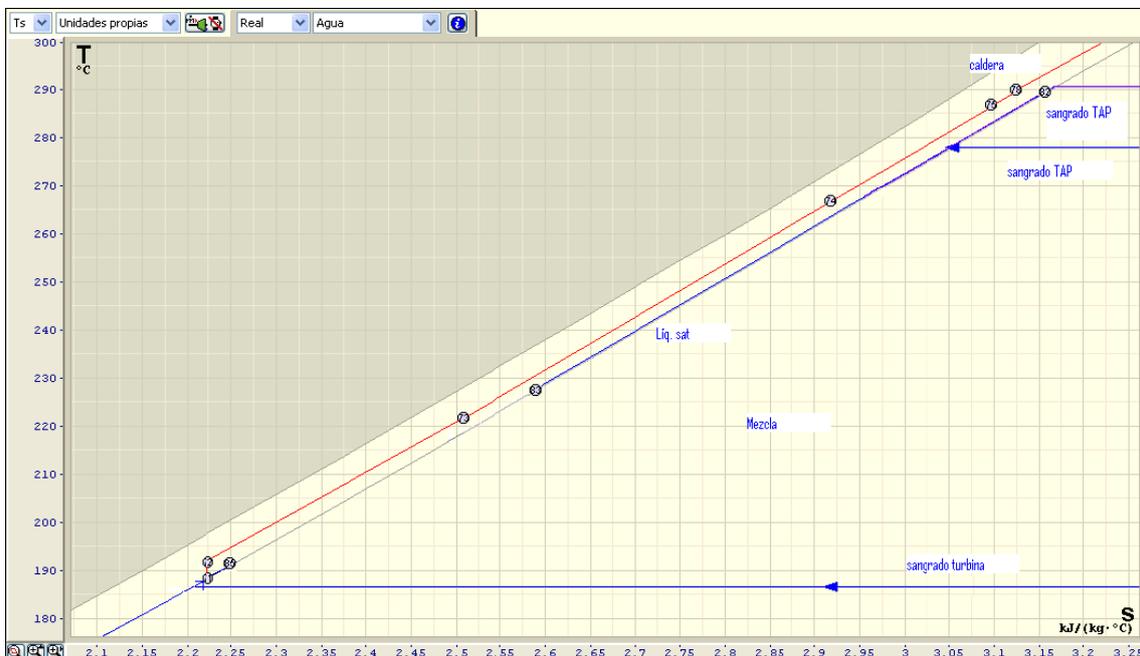
### 3. Análisis del proceso de Oxi-combustión.

Para ubicar de forma más precisa cada uno de los puntos del ciclo, se ha empleado Termograf. La [figura 3.32](#) muestra su situación en el diagrama T-s.



*Figura 3.32. Representación de puntos en el diagrama T-s.*

En la [figura 3.33](#) se ha hecho un zoom del diagrama T-s en la zona de calentamiento del agua de alimentación, entre los puntos 71 y 78.



*Figura 3.33. Proceso comprendido entre los puntos 71 y 78.*

### 3. Análisis del proceso de Oxi-combustión.

Para una mejor comprensión de las características de la caldera, así como los procesos de expansión y sangrado que ocurren en la turbina de alta presión, se ofrece a continuación la figura 3.34.

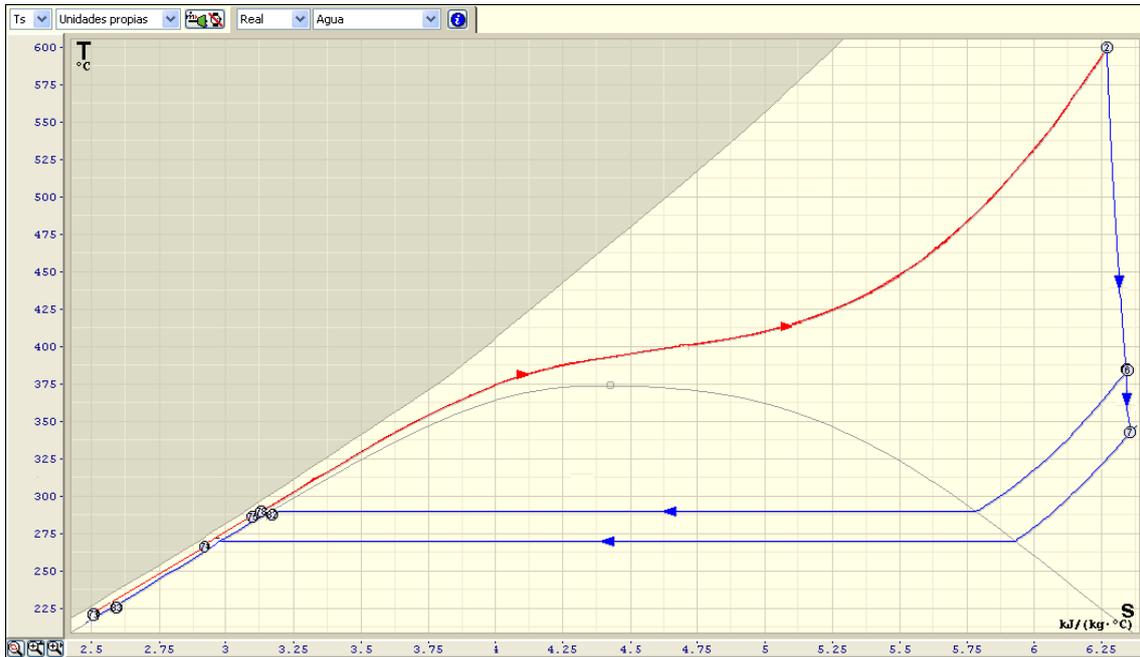


Figura 3.34. Diagrama T-s. Zoom del proceso de combustión y expansión en la TAP.

La siguiente representación (figura 3.35) muestra el proceso de recalentamiento 7-4, así como las diferentes etapas de sangrados y expansiones que ocurren en cada uno de los escalones de la turbina de baja/intermedia presión.

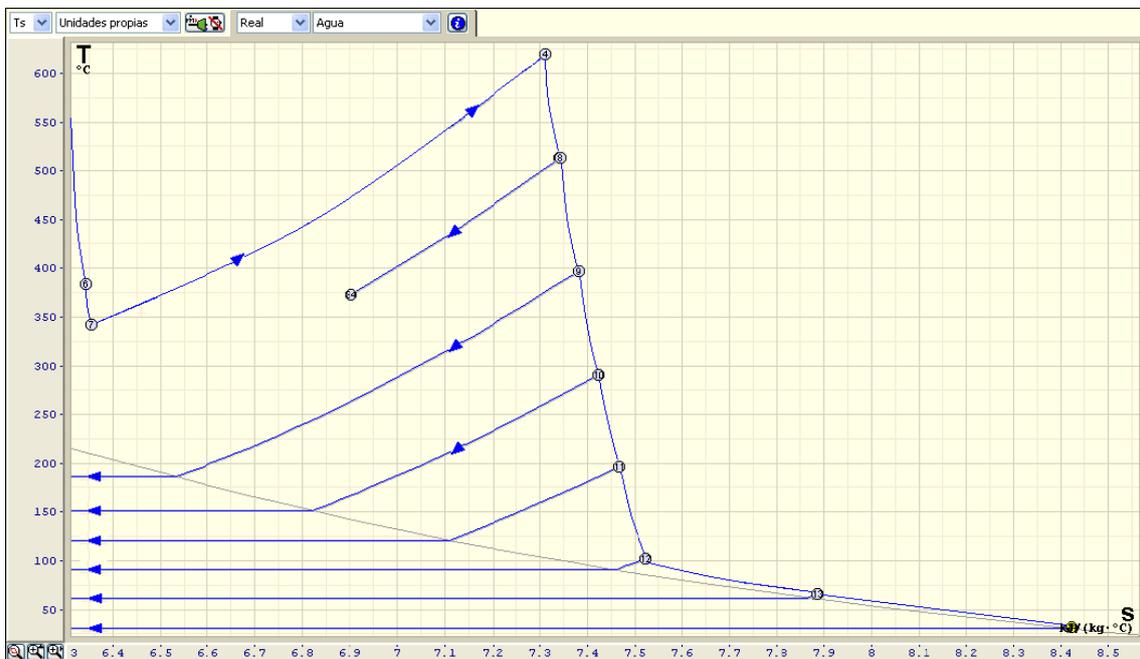


Figura 3.35. Diagrama T-s. Zoom del proceso de recalentamiento y de la turbina de media/baja presión.



▪ **3.4.2.2. Parámetros característicos de los elementos del ciclo de potencia.**

A partir de la información obtenida en cada uno de los puntos del diagrama, podemos calcular los diferentes parámetros de interés del ciclo de potencia.

○ **3.4.2.2. A. Turbinas**

**TAP**

$$\dot{W}_{TAP} = \dot{m}_6 \cdot (h_2 - h_6) + \dot{m}_7 \cdot (h_2 - h_7)$$

$$\dot{W}_{TAP} = 22.5 \frac{\text{kg}}{\text{s}} (3457,33 - 3105,59) \frac{\text{kJ}}{\text{kg}} + 416 \frac{\text{kg}}{\text{s}} (3457,33 - 3034,36) \frac{\text{kJ}}{\text{kg}}$$

$$\dot{W}_{TAP} = 183,8696 \text{MW}$$

Calculamos el estado 7s a partir de un proceso de expansión isentrópico desde el estado 2, es decir  $P_{7s} = P_7$  y  $s_{7s} = s_2$ .

Punto	P(kPa)	T(C)	h(Kj/kg)	$s(\frac{\text{kJ}}{\text{kg} \cdot \text{C}})$
7s	5544	325,544	2983,72	6,26906

$$\eta_{TAP} = \frac{h_2 - h_7}{h_2 - h_{7s}} = 0,8930$$

**TPI**

$$\dot{W}_{TIP} = \dot{m}_8 \cdot (h_4 - h_8) + \dot{m}_9 \cdot (h_4 - h_9) + \dot{m}_{10} \cdot (h_4 - h_{10}) + \dot{m}_{11} \cdot (h_4 - h_{11}) + \dot{m}_{12} \cdot (h_4 - h_{12}) + \dot{m}_{13} \cdot (h_4 - h_{13}) + \dot{m}_{14} \cdot (h_4 - h_{14})$$

$$\begin{aligned} \dot{W}_{TIP} = & 21 \frac{\text{kg}}{\text{s}} (3712,17 - 3491,2) \frac{\text{kJ}}{\text{kg}} + 41,4 \frac{\text{kg}}{\text{s}} (3712,17 - 3255,95) \frac{\text{kJ}}{\text{kg}} \\ & + 17,8 \frac{\text{kg}}{\text{s}} (3712,17 - 3044,64) \frac{\text{kJ}}{\text{kg}} + 17,1 \frac{\text{kg}}{\text{s}} (3712,17 - 2862,97) \frac{\text{kJ}}{\text{kg}} \\ & + 11,2 \frac{\text{kg}}{\text{s}} (3712,17 - 2684,62) \frac{\text{kJ}}{\text{kg}} + 16 \frac{\text{kg}}{\text{s}} (3712,17 - 2620,31) \frac{\text{kJ}}{\text{kg}} \\ & + 250 \frac{\text{kg}}{\text{s}} (3712,17 - 2560,64) \frac{\text{kJ}}{\text{kg}} = 366,792052 \text{MW} \end{aligned}$$

Calculamos el estado 14s a partir de un proceso de expansión isentrópico desde el estado 3, es decir  $P_{14s} = P_{14}$  y  $s_{14s} = s_3$ .

Punto	p(kPa)	T(C)	h(Kj/kg)	$s(\frac{\text{kJ}}{\text{kg} \cdot \text{C}})$
14s	5	32,83	2229,54	7,31101

$$\eta_{TPI} = \frac{h_3 - h_{14}}{h_3 - h_{14s}} = 0,77668$$

**TBP**

$$\dot{W}_{TBP} = \dot{m}_{31} \cdot (h_{31} - h_{32}) = 21.9 \cdot (3255.95 - 2560.52) = 15.229917\text{MW}$$

Calculamos el estado 32s a partir de un proceso de expansión isentrópico desde el estado 31, es decir  $P_{32s} = P_{32}$  y  $s_{32s} = s_{31}$

Punto	p(kPa)	T(C)	h(Kj/kg)	$s\left(\frac{\text{kJ}}{\text{kg} \cdot \text{C}}\right)$
32s	5	32.8352	2250.46	7.38084

$$\eta_{TBP} = \frac{h_{31} - h_{32}}{h_{31} - h_{32s}} = 0.6916$$

$$\dot{W}_{TOT} = \dot{W}_{TAP} + \dot{W}_{TIP} + \dot{W}_{TBP} = 565.8915\text{MW}$$

○ **3.4.2.2. B. Bombas.**

$$\dot{W}_B = \dot{m}_{71} \cdot (h_{72} - h_{71}) + \dot{m}_{89} \cdot (h_{87} - h_{89}) + \dot{m}_{65} \cdot (h_{65} - h_{15})$$

$$\dot{W}_B = 439 \cdot (837.566 - 801.623) + 46.1 \cdot (481.2694 - 453.599) + 288 \cdot (138.42 - 137.232) = 17.3967\text{MW}$$

○ **3.4.2.2. C. Caldera.**

$$\dot{Q}_{CALD} = \dot{m}_{78} \cdot (h_1 - h_{78}) + \dot{m}_4 \cdot (h_4 - h_7)$$

$$\begin{aligned} \dot{Q}_{CALD} &= 439 \frac{\text{kg}}{\text{s}} (3457.33 - 1300.34) \frac{\text{kJ}}{\text{kg}} + 374 \frac{\text{kg}}{\text{s}} (3712.17 - 3034.36) \frac{\text{kJ}}{\text{kg}} \\ &= 1200.4195\text{MW} \end{aligned}$$

Empleando una eficiencia típica de una caldera convencional de  $\epsilon_{CALD} = 0.94$ , necesitamos aportar:

$$\dot{Q}_{CALD} = \frac{1200.4195}{0.94} = 1277.04207\text{MW}$$

Considerando un Poder calorífico inferior ( $L_i$ ) para el carbón bituminoso suministrado de:

$$L_i = 26.14 \frac{\text{MJ}}{\text{kg}_{\text{comb}}}$$

Se requiere un gasto de combustible de:

$$\dot{m}_{\text{comb}} = \frac{\dot{Q}_{CALD}}{L_i} = 48.85 \frac{\text{kg}_{\text{comb}}}{\text{s}}$$

▪ **3.4.2.3. Parámetros característicos de toda la planta de Oxi-combustión.**

Definimos rendimiento como el cociente entre el producto obtenido y el coste originado en el proceso:

$$\epsilon_{\text{ciclo potencia}} = \frac{\dot{W}_{\text{TOT}} - \dot{W}_{\text{B}}}{\dot{Q}_{\text{CALD}}} = \frac{565.8915 - 17.3967}{1277.04237} = 0.4295$$

Este rendimiento es propio de un ciclo de potencia de carbón pulverizado convencional. En una instalación de Oxi-combustión aparecen unos consumos energéticos adicionales, originados en las unidades de fraccionamiento de aire y tratamiento de gases de la combustión.

El Instituto de Tecnología térmica [28], junto con el departamento de medioambiente de la Universidad de Ulster [29], han indicado los siguientes consumos auxiliares para una central de Oxi-combustión de 566 MW (tabla 3.14).

Consumo de potencia auxiliar	MW
ASU	87.7
Tren de compresión del CO <sub>2</sub>	72.5
• N150	• 16.7
• N151	• 6.2
• N152	• 12.8
• N153	• 36.8
Fuel, cenizas y unidades de procesado de gases de combustión (FG procesing)	9.5

*Tabla 3.14. Consumo de potencia auxiliar en Oxi-combustión [28] y [29].*

La potencia auxiliar requerida por los diferentes módulos del proceso asciende a:

$$\dot{W}_{\text{AUX}} = \dot{W}_{\text{tren compresión CO}_2} + \dot{W}_{\text{ASU}} + \dot{W}_{\text{B}} + \dot{W}_{\text{procesado}} = 72.5 + 87.7 + 17.3967 + 9.5$$

$$\dot{W}_{\text{AUX}} = 187.0906 \text{ MW}$$

$$\epsilon_{\text{central}} = \frac{\dot{W}_{\text{TOT}} - \dot{W}_{\text{AUX}}}{\dot{Q}_{\text{CALD}}} = \frac{565.8915 - 187.0906}{1277.042} = 0.2966$$

#### **3.5. Conclusiones.**

En las plantas de carbón pulverizado convencionales, la corriente de dióxido de carbono de los gases de combustión se encuentra diluida. La captura del CO<sub>2</sub> en este proceso es relativamente cara. En el proceso de Oxi-combustión, la concentración de CO<sub>2</sub> obtenida tras el proceso de combustión, es muy elevada. Se alcanzan valores próximos al 70 % en masa, lo que facilita su confinamiento, así como se reducen sustancialmente las emisiones de NO<sub>x</sub>.

#### **Adaptación del proceso de Oxi-combustión.**

Estudios experimentales y de modelado, han demostrado la viabilidad de la Oxi-combustión de carbón pulverizado como una tecnología aplicable a centrales eléctricas de carbón pulverizado con recuperación de CO<sub>2</sub>. La modificación de la tecnología convencional de carbón pulverizado PF es factible, sin barreras tecnológicas importantes, sin embargo la eficiencia del proceso global disminuye en un 9 % aproximadamente, debido principalmente a que se necesita una unidad de fraccionamiento de aire, así como un tren de compresión del CO<sub>2</sub>.

El perfil de temperaturas alcanzado dentro del horno durante el proceso de Oxy-combustión es similar al obtenido mediante combustión con aire normal.

#### **Temperatura adiabática de llama.**

Uno de los principales problemas asociados a la combustión con oxígeno puro es la alta temperatura que se alcanza (la temperatura adiabática de llama es del orden de  $\approx 3.000$  K). Para disminuir dicha temperatura de combustión se atempera recirculando los gases de escape del proceso (unidad FGR-flue gas recirculation), o por inyección de agua, hasta valores adecuados para los procesos de generación de energía (unos 1.700 °C en el caso de calderas convencionales). Así también se controla la composición volumétrica de N<sub>2</sub> y aseguramos que existe suficiente gas para mantener la temperatura y los perfiles de flujo de calor en la caldera. Aproximadamente el 70 % de los gases de combustión deben ser recirculados.

#### **Tipo de caldera.**

Las calderas sub-críticas dominan el mercado actual, debido a la experiencia, su elevada fiabilidad y su menor complejidad. Su coste es inferior al de las super-críticas debido principalmente a que no están expuestas a los elevados requerimientos de presión y temperatura del vapor super-crítico. Sin embargo, los costes originados en el proceso de limpieza de gases de combustión y cenizas son inferiores en centrales super-críticas.

La principal ventaja de las calderas super-críticas respecto a las sub-críticas, es que originan una mejora considerable del rendimiento de la planta (en torno a un 4,7 %), reduciéndose el consumo de combustible y por lo tanto también las emisiones específicas de CO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub> y SO<sub>2</sub>. Supone un ahorro anual de carbón de unos 10 millones de euros.

#### **Eficiencia.**

El principal caballo de batalla de este tipo de tecnologías es su consumo energético, que repercute en una pérdida de eficiencia muy relevante (entre 8-10 % menor que un sistema tradicional por aire), y en el alto coste de la inversión requerida para las unidades de fraccionamiento de aire (ASU) y para el tren de separación de CO<sub>2</sub>, en comparación con el resto de la planta. *Nota: el tema 4 analizará los costes totales de la central.*

Según lo citado en la última conferencia sobre Oxi-combustión en Cottbus [23], actualmente se pueden conseguir eficiencias del 33.6% en ciclos de Oxy-combustión de carbón pulverizado supercríticos. En el caso modelado, la eficiencia obtenida es del 29.66 %.

La eficiencia puede ser mejorada integrando de forma más correcta los componentes del sistema, por ejemplo, redirigiendo el calor sensible generado en la unidad de separación de aire y en el tren de compresión del CO<sub>2</sub>, al ciclo de vapor.

Para reducir el consumo de la central térmica Oxi-fuel, se propone como desafío optimizar la integración de la ASU y del tren de compresión del CO<sub>2</sub>, con el resto de componentes de la planta.

La Oxi-combustión del combustible combinado con el secuestro, debe proporcionar energía a varias importantes operaciones, tales como la compresión de los gases de combustión, que no se requiere en una planta convencional sin secuestro. Oxi-combustión de combustible y secuestro es menos eficiente por unidad de energía producida. Sin embargo, es más eficiente que una planta convencional con secuestro, debido a la considerable energía necesaria para limpiar la diluida corriente de gas antes de la compresión.

#### **Unidad de Separación de Aire (ASU).**

La única tecnología disponible actualmente en el mercado para producir las cantidades de oxígeno de alta pureza demandadas por el proceso de Oxi-combustión es la destilación criogénica. Esta opción representa las mejores condiciones desde el punto de vista económico, de disponibilidad, y de rendimiento. Según el Instituto Térmico de la Universidad de Ulster, la producción diaria de O<sub>2</sub> (95.3 % de pureza en masa) necesaria para una central térmica de Oxi-combustión de 500MW, es de 122.7kg/s, lo que supone diariamente un caudal de más de 10000 toneladas. Se indica a su vez, el N<sub>2</sub> recogido en la ASU, ascendiendo a un valor de 600 kg/s, con una pureza del 98.6 % en masa.

En el caso analizado, esta unidad demanda el 15.49 % de la electricidad generada en el ciclo de potencia.

#### **Unidad de captura y secuestro de CO<sub>2</sub>.**

El CO<sub>2</sub> es capturado mediante una sucesión de etapas de enfriamiento (intercoolers) y compresión, para posteriormente proceder con su transporte y almacenaje.

A medida que aumenta la concentración de CO<sub>2</sub> de los gases de combustión, disminuye los requerimientos de potencia de la unidad.

En la central térmica propuesta, la unidad de tratamiento de dióxido de carbono, consume el 12.81 % de la potencia generada por las tres turbinas.

#### ***Propuesta de futuro:***

Los resultados obtenidos muestran que el aumento del consumo de energía acumulada para la producción de electricidad debido a la aplicación del proceso de Oxy-combustión es igual a 28.3%, si el nitrógeno es tratado como residuo. Este valor podría reducirse considerablemente si consideramos el N<sub>2</sub> como subproducto.

Por lo tanto, si es posible el uso de nitrógeno para procesos exteriores, el proceso será más eficiente y originaría una caída muy apreciable del consumo energético. La idea usar el mismo para aplicaciones externas es actualmente un supuesto alejado de la realidad, ya que la demanda de N<sub>2</sub> para su uso industrial es mucho menor que el producido en el proceso.

## 4. Proyecto de una central térmica de Oxi-combustión.

### 4.1. Objetivo del capítulo.

El propósito del presente capítulo es estudiar la influencia del proceso de oxi-combustión en España, mediante la comparación tecno-económica de las siguientes dos situaciones:

- Actualización tecnológica de una planta supercrítica de carbón.
- Proyecto de nueva adjudicación.

La metodología seguida estudia repercusión en el proceso de toma de decisión, de factores como la localización de la planta y las instalaciones existentes. Se analizará viabilidad del proceso de modernización desde un punto de vista tecnológico, indicando los procesos que deben ser incorporados en la central de carbón pulverizado convencional.

Para concluir se tomará la decisión oportuna, en función del presupuesto indicado para las dos situaciones analizadas.

### 4.2. Factores influyentes en el proceso de decisión.

La resolución debe ser tomada previa evaluación de numerosos factores. Los más importantes son los siguientes:

- Proximidad a un emplazamiento adecuado para el tratamiento del CO<sub>2</sub>.
  - Zona reservada para su almacenamiento geológico.
  - Utilización del CO<sub>2</sub> en procesos de extracción de petróleo (EOR - enhanced oil recovery).
  - Sistema de distribución del gas mediante tuberías.

- Suficiente espacio disponible.

Las limitaciones de espacio pueden impedir o bien limitar el proyecto de modernización, pudiendo llegar a convertirse en una opción no factible desde el punto de vista técnico y económico. Más adelante se abordará con detalle esta cuestión.

- Cercanía a zonas de abastecimiento de carbón:
  - Cuencas mineras. Este hecho explica, por ejemplo, la gran densidad de centrales termoeléctricas en la cuenca minera de Asturias y León, así como en la cuenca de lignito Aragonesa. Ver [figura 4.1](#).
  - Localización costera, que facilite el abastecimiento de carbones importados. Es el caso de centrales en el sur y levante, como Castellón, Escombreras, Litoral de Almería, Algeciras y Cádiz.
- Existencia cercana de un punto de suministro de agua.
- Existencia de FGD y de SCR.
- Aspectos prácticos de la integración de calor y electricidad.

#### 4. Proyecto de una central térmica de oxi-combustión.

---

*Nota:* En numerosas ocasiones, la planta requiere petróleo para el proceso de puesta en marcha, o como respaldo de la caldera auxiliar. En este caso, se valorará positivamente la proximidad a un oleoducto (como el que circula desde Zaragoza a Puertollano).

La [figura 4.1](#) muestra la disposición geográfica de las plantas térmicas (de carbón, fuel-oil y gas natural) con potencia superior a 20 MW (electricidad) en España.



*Figura 4.1. Centrales térmicas en España [34].*

### 4.3. Viabilidad técnica del proceso de adaptación hacia la tecnología de Oxi-combustión.

En el capítulo tercero se efectuó un estudio comparativo entre una planta de carbón pulverizado sub y super-crítica. Se vio que la central super-crítica requiere presiones y temperaturas superiores a las encontradas en la sub-crítica.

La caldera necesita nuevos materiales que soporten estas condiciones, nuevas técnicas de soldadura, así como nuevos procesos de simulación para el diseño. El requerimiento de nuevos materiales no se limita únicamente a la caldera, sino que al modificarse las condiciones en cada punto de la planta, es necesaria una sustitución de los mismos.

Las condiciones de funcionamiento de la turbina de vapor evolucionan enormemente para este tipo de ciclos (un ejemplo de ello es que se necesita un nuevo diseño del rotor) y no es posible emplear las turbinas de vapor utilizadas en el ciclo sub-crítico.

Por todas estas razones se desaconseja rotundamente la opción de adaptación de la tecnología sub-crítica a super-crítica, al no ser viable desde el punto de vista de diseño, técnico y económico.

Hitachi [35] ha estado trabajando en un amplio programa de desarrollo para la comercialización de la tecnología de oxi-combustión, a través de estudios de diseño, experimentos a escala de laboratorio, modelado CFD, así como pruebas piloto.

El trabajo de desarrollo hasta la fecha ha demostrado que las actuales centrales termoeléctricas de carbón super-críticas pueden reconvertirse hacia la tecnología de oxi-combustión sin modificaciones en el ciclo agua-vapor.

#### 4. Proyecto de una central térmica de oxi-combustión.

Es muy importante señalar que este estudio se centra en la modernización de la planta, con la intención de minimizar las modificaciones de equipo, garantizando el funcionamiento en modo oxi-combustión y con aire, tras la reconversión. No existen cambios en el ciclo de vapor, únicamente radican en la isla de la caldera.

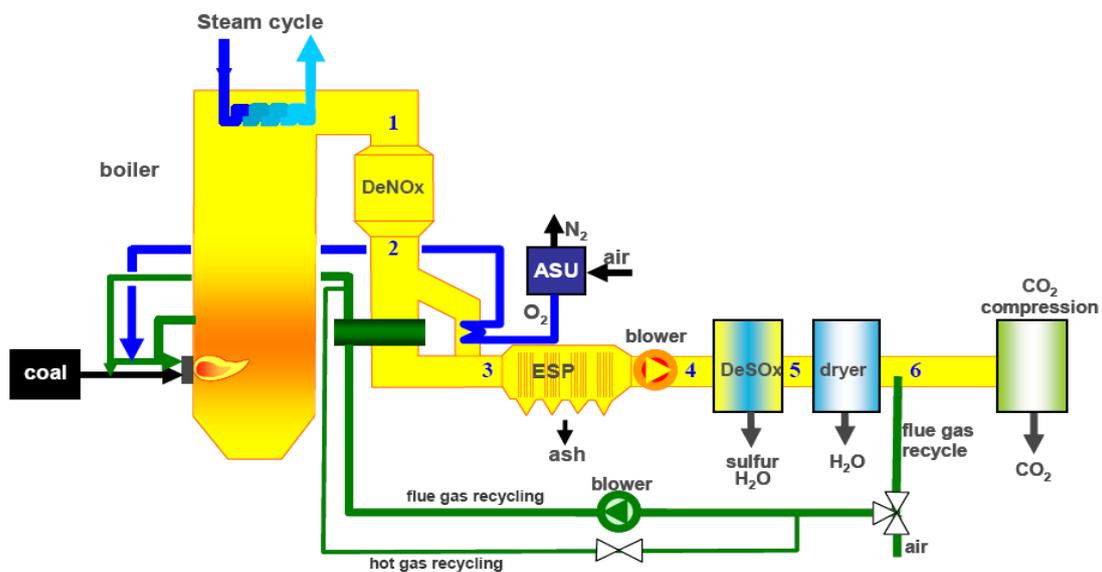
La caldera puede funcionar con una concentración de oxígeno típica del modo oxicorte y con los rangos característicos del diseño de la planta de carbón original, así como emplear las mismas condiciones de calor en la caldera.

Sólo se necesita un mínimo de modificaciones en los equipos de la sala de calderas y pequeñas alteraciones limitadas al control de calidad del sistema de aire.

Las principales modificaciones al proceso supercrítico convencional son la unidad de fraccionamiento de aire, el tren de compresión y captura de  $\text{CO}_2$ , así como el transporte y almacenamiento de  $\text{CO}_2$ . Por ello se requieren grandes inversiones de capital y también se reduce la eficiencia de la planta (esta segunda cuestión se trató con profundidad en el capítulo tercero).

La planta de energía después de la conversión hacia la tecnología oxicorte, tendrá la flexibilidad para operar en ambos modos, es decir, en combustión con aire o con oxígeno. Esta es una característica importante para mantener la fiabilidad del proceso de generación.

En el siguiente esquema, [figura 4.2](#), se representa un esquema simplificado del proceso, con las diferentes posibilidades de recirculación de los gases de combustión (puntos 1-6).



*Figura 4.2. Esquema simplificado del proceso [35].*

La complejidad del reciclaje de los gases de combustión se reduce gracias a los procesos de tratamiento de los mismos. El reciclaje de los gases de combustión a alta temperatura (antes del precalentador de aire) es termodinámicamente favorable, pero requiere un cambio total en la planta convencional y su diseño, debido a la modificación total del proceso de transferencia de calor.

Una elevada recirculación aguas arriba de la ESP (unidad para la limpieza de partículas) aumentaría la erosión de todas las partes de la caldera, debido a la presencia de partículas de polvo.

---

#### 4. Proyecto de una central térmica de oxi-combustión.

---

Sin FGD, la concentración SO<sub>2</sub>/SO<sub>3</sub> iría en aumento por acumulación, y además el SO<sub>3</sub> aumentaría al ponerse en contacto con superficies catalíticas. Por lo tanto, componentes como ventiladores, conductos de gases de combustión, quemadores, intercambiadores de calor, materiales de la caldera, etc, correrían riesgo de corrosión.

Por todas estas razones, el proceso de recirculación, limpieza y secado parcial de la corriente de gases se efectúa después de la unidad FGD, con una refrigeración adicional de los mismos. Esto permite que todos los componentes existentes, incluyendo ventiladores y conductos, por lo menos dentro de la sala de calderas, puedan ser empleados después de la adaptación hacia el proceso de oxi-combustión.

La única medida que debe ser tomada es precalentar los gases de combustión, al reciclarse, a una temperatura muy por encima del punto de saturación, con el fin de evitar la condensación.

La pureza del CO<sub>2</sub> es influenciada principalmente por:

- Dónde se recicla el gas de combustión en el proceso (posibilidades 1-6 [Figura 4.2](#)).
- El cierre de la caldera y otros componentes, para evitar la entrada de aire.
- La pureza del oxígeno obtenido en la unidad de separación de aire (ASU).
- El desempeño de otros equipos en la calidad del aire (SCR, FGD, y ESP).
- Purificación adicional de CO<sub>2</sub> durante y tras la compresión.

Hitachi afirma, en su publicación [35], que se debe modificar el sellado de la caldera, hasta llegar a valores del 1% de N<sub>2</sub> en la corriente de gases de combustión.

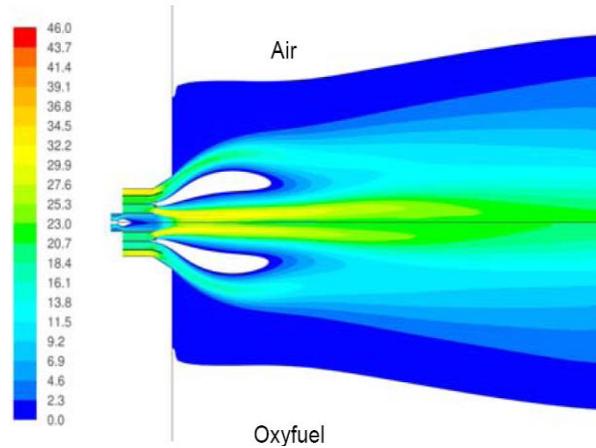
Para evitar cambios significativos en el balance de potencia térmica de la planta, debemos asegurar que la transferencia de calor en el horno e intercambiadores coincide con el diseño original. Además, la temperatura de los materiales tiene que mantenerse en un rango tolerable, y las temperaturas y las presiones del vapor deben coincidir con las alcanzadas en combustión con aire. La temperatura de salida del gas del horno se fija de acuerdo con el límite máximo determinado por la temperatura de fusión de las cenizas.

Se han evaluado las nuevas condiciones del proceso originadas por la oxi-combustión del carbón, principalmente transferencia de calor en el horno y quemadores, así como las propiedades del gas de combustión, para determinar el funcionamiento óptimo de la planta.

Las modificaciones en el caso de la planta retroadaptada deben ser mínimas, a fin de minimizar el tiempo de inactividad de la misma.

#### 4. Proyecto de una central térmica de oxi-combustión.

La [figura 4.3](#) muestra las diferencias entre los diagramas de temperatura alcanzados durante la combustión con aire (parte superior) y en condiciones de oxi-combustión (parte inferior).



*Figura 4.3. Distribución de temperatura (°C) en combustión con aire y con oxígeno [35].*

Se puede observar que la diferencia en las condiciones analizadas es muy pequeña. Esto demuestra que los parámetros escogidos para simular las condiciones de oxicorte son apropiados para obtener unas condiciones similares de cocción dentro del horno que las obtenidas en combustión convencional.

Como se vio en el capítulo anterior, la temperatura adiabática de llama está muy afectada por la fracción volumétrica de oxígeno que es transportado por el gas. Por este motivo, dicha fracción es escogida para que la distribución de temperaturas coincida con la combustión con aire.

Un aspecto muy importante a tener en cuenta en el proceso de adaptación es el espacio requerido por las nuevas instalaciones. La [tabla 4.1](#) muestra la superficie típica requerida por los principales elementos introducidos en una central de oxi-combustión de 560 MW<sub>e</sub>.

Elemento	Área requerida ( )
ASU	26000
Condensadores y modificaciones AQCS (Air quality control system)	900
Tren de compresión del CO <sub>2</sub> .	2000

*Tabla 4.1. Superficie adicional necesaria para la adaptación de la planta convencional [35].*

Las mayores exigencias de terreno son originadas por la unidad de tratamiento de aire. Sin embargo existe la posibilidad de instalar esta unidad a cierta distancia de la central y transportar el oxígeno por tuberías. Por lo tanto, generalmente existe espacio suficiente en el terreno edificado para llevar a cabo las modificaciones oportunas.

#### 4. Proyecto de una central térmica de oxi-combustión.

La figura 4.4 muestra la disposición espacial simplificada de la central térmica retro-adaptada, estudiada por Hitachi. Aparecen en color las nuevas instalaciones.

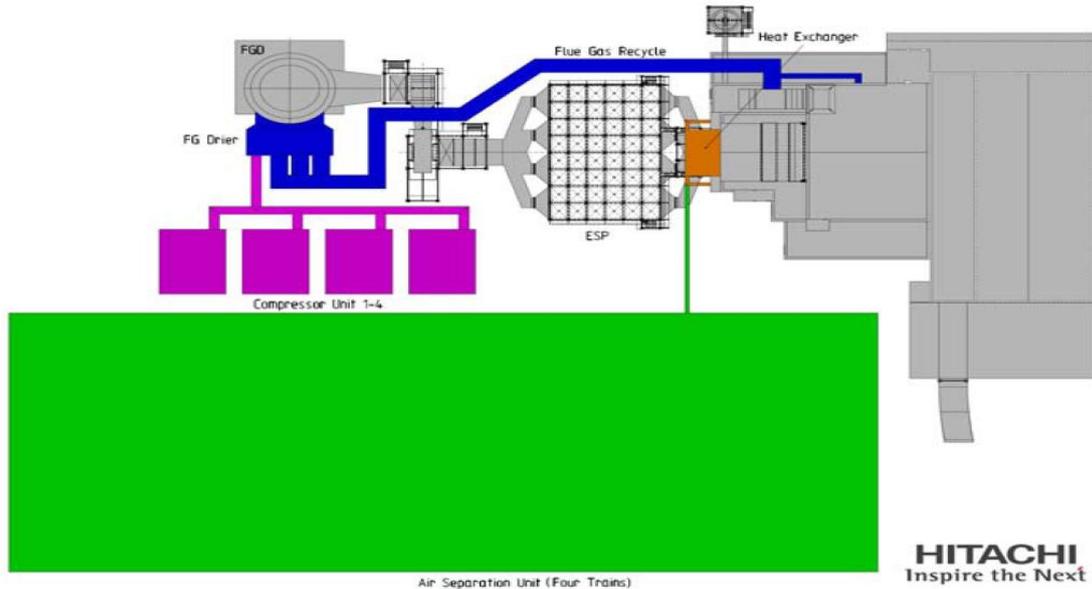


Figura 4.4. Superficie requerida por los equipos introducidos en el Proceso de oxi-combustión [35].

El esquema convencional de una planta de carbón pulverizado convencional se muestra en la figura 4.5. Entre otros, se incluyen los siguientes módulos:

- FGD (Flue Gas Desulfuration). Unidad de desulfuración de la corriente de gases de combustión, para la eliminación de los SO<sub>x</sub> formados a lo largo del proceso.
- ESP (Electrostatic Precipitator). Precipitador electrostático para la limpieza de partículas.
- SCR (Selective Catalytic Reduction). Regula y controla las emisiones de NO<sub>x</sub>.

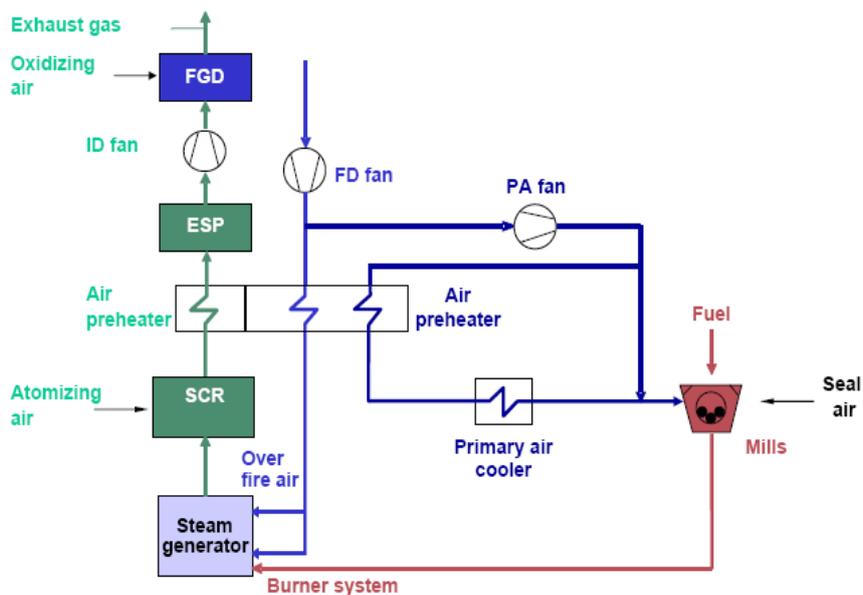


Figura 4.5. Diagrama de bloques en combustión con aire [35].



#### **4.4. Valoración económica.**

##### **4.4.1. Datos de partida.**

Como se ha señalado en el apartado 4.3, sólo es posible retro-adaptar hacia la tecnología de oxi-combustión super-crítica, una central térmica de carbón pulverizado, si ésta incorpora un ciclo de tipo super-crítico.

En la infraestructura de las plantas de generación de electricidad en España, no existe ninguna central térmica de carbón super-crítica, luego escogeremos una planta externa y supondremos que se haya en territorio nacional. De esta forma estudiaremos la viabilidad del proceso de modificación de la tecnología existente en España.

La central de potencia escogida está situada en la localidad de Visonta, al norte de Hungría, la cual posee una potencia neta de salida en el eje de las turbinas de 566 MW<sub>e</sub>. La suposición realizada ubica la planta anterior en la población de Tineo (Asturias), situada muy próxima al río Narcea. Su ubicación exacta es la siguiente: 43° 19' 20" N, 6° 18' 0" W.

La energía eléctrica generada es evacuada a través de redes eléctricas de 132 y 400 kV.

El cliente emite un pliego donde se recogen las condiciones técnicas, comerciales y económicas de la obra de modernización.

*Nota: Este tipo de proyectos suelen desarrollarse mediante la modalidad EPC (Engineering, Procurement and Construction) de contrato llave en mano.*

##### **4.4.2. Factores influyentes en la oferta económica.**

- **4.4.2.1. Abastecimiento de carbón.**

###### **Análisis histórico.**

A lo largo de los años, las centrales de carbón en España, se han situado en las áreas mineras o en puertos de recepción de combustible de importación. Ello tuvo lugar en épocas en las cuales la creación de empleo, tanto en minas como en instalaciones industriales, tenía una valoración positiva por parte de la sociedad, aparte de que hubiera ciertas componentes impositivas desde la Administración Central.

En la actualidad, en esos emplazamientos ya existentes de centrales térmicas, continúa siendo posible la negociación social para mantener la actividad y los puestos de trabajo. Sería factible incluso en algunos de ellos incrementar la potencia instalada. En otras posibles ubicaciones nuevas es previsible que surja una contestación social importante, respecto a la cual es preciso tener en cuenta cuales serían los puertos de recepción de carbón, en los casos hipotéticos que así se dieran, y la oposición social al respecto.

Las centrales que funcionan con carbones domésticos se construyeron mayoritariamente en la década de los setenta y principios de los ochenta, es decir han cumplido ya de promedio unos treinta años de operación.

Algunas, como las de lignitos pardos en la provincia de Coruña están agotando sus reservas y se están remodelando para utilizar carbón de importación. En otros emplazamientos también disminuye la oferta de carbón doméstico.

---

#### 4. Proyecto de una central térmica de oxi-combustión.

---

Las centrales que utilizan hullas y carbones bajos en volátiles también están agotando sus reservas, o posibilidades de extracción, en diferente medida. Sólo la cuenca de Puertollano ofrece buenas expectativas de producción de carbón a medio plazo.

Las antracitas de Asturias, León, Palencia y Córdoba tienen yacimientos con bajas reservas o con costes elevados de extracción, salvo en las hullas de bajos volátiles del “Norte de León”.

Las emisiones de óxidos de nitrógeno es otro problema adicional en la definición del futuro de estas centrales térmicas. En el caso de las hullas asturianas los costes de extracción son muy elevados y las condiciones técnicas de la minería en general son difíciles; bien es verdad que aparece la opción de utilizar carbones de importación en las centrales actuales. Los carbones sub-bituminosos de Teruel presentan unos importantes volúmenes de reservas extraíbles a cielo abierto y a bajo coste. Precisan una planificación de la minería para no utilizar sólo las zonas del yacimiento de menor coste de extracción y extender ésta a valores razonables de recuperación de reservas y costes finales de obtención de los carbones. Quizás así se pudieran extraer hasta unos 200 millones de t. La dos centrales de la provincia de Teruel ya han cumplido los treinta años de vida y a medio plazo deberá decidirse cuál es la opción de futuro.

El gran problema de estos carbones es su elevado contenido en azufre, entre 6% y 10%, lo que hace que las centrales eléctricas correspondientes deban contar ineludiblemente con plantas de desulfuración de gases, las cuales incrementan levemente las emisiones de CO<sub>2</sub>. Son carbones que podrían llevarse a procesos de gasificación, bien para producir electricidad o bien eventualmente para obtener carburantes.

##### **Caso de estudio.**

Debido al descenso de producción del carbón nacional, la central ha sido diseñada para utilizar como combustible carbón bituminoso importado. Se descarta la utilización de carbón de la zona, ya que es mayoritariamente antracita y hulla, con un alto contenido en cenizas y volátiles.

El transporte del mismo se realiza a través de los puertos de El Musel y Avilés, más un trayecto por carretera hasta la planta.

El carbón importado proviene de varios países. La diversidad en su comercialización no sólo es un asunto de poder contar con varios proveedores, sino también influye la necesidad de emplear diferentes calidades de carbón para satisfacer requerimientos específicos.

Como se pudo ver en el capítulo 2, [tabla 2.13](#), los principales exportadores de carbón bituminoso (a 31 de Diciembre de 2009), en términos de mayor a menor volumen, son: Australia, Indonesia, Rusia, Colombia, Sudáfrica, EE.UU., Vietnam, Kazakhsan, Canadá y República Checa.

El suministro de carbón, aunque depende del mercado internacional, está garantizado, a precios estables y competitivos, en comparación con otros combustibles fósiles.

- **4.4.2.2. Emplazamiento de la planta existente.**

La planta se encuentra en un lugar privilegiado por los siguientes motivos:

- La proximidad del río Narcea permite la utilización de torres de refrigeración en el proceso de condensación. Esto supone un ahorro monetario muy importante, ya que el empleo de aerocondensadores es mucho más costoso (como se verá posteriormente en la [tabla 4.2](#)), incrementa los consumos auxiliares de potencia, y requiere enormes terrenos para su instalación.
- Existen unas adecuadas infraestructuras para acometer las modificaciones analizadas anteriormente (carreteras, terrenos, accesos, etc).
- Se dispone de suficiente terreno para la implantación de las nuevas instalaciones. En la [tabla 3.1](#) se indicó el área requerida para el revamping de la planta convencional (unos 26000 ). La central disponía de dos parques de carbones para su almacenamiento, con una capacidad total para 120000 toneladas.
- Zona con elevadas previsiones de crecimiento y concienciación institucional para favorecer el establecimiento de actividades económicas sostenibles que contribuyan a fijar la población en el medio rural [37].
- Disponibilidad de materia prima para asegurar el abastecimiento regular de la planta en un entorno geográfico razonable [37].

• **4.4.2.3. Tratamiento del CO<sub>2</sub>.**

Una vez que se dispone de un gas con alto contenido en CO<sub>2</sub>, es preciso comprimirlo a elevada presión, más de 200 bar, para inyectarlo en almacenamientos adecuados. En el caso español existen los siguientes tipos de almacenamiento:

**C1. Estructuras de rocas porosas.** Son aquellas que contuvieron petróleo, gas u otras de similar estructura. En España no son abundantes y en primera aproximación están siendo investigadas para almacenamiento de gas natural e incrementar la capacidad de respuesta de la red de transporte y suministro de este combustible.

**C2. Acuíferos salinos.** Son estructuras profundas que almacenan agua, a ser posible salina, y no utilizable como agua potable, en las cuales se puede inyectar CO<sub>2</sub> que quedaría de forma soluble permanente en ellas; es necesario que dispongan de un sello geológico, preferentemente de arcillas o rocas similares.

En España parece que pueden darse estas estructuras, pero es preciso desarrollar una investigación geológica detallada que determine la idoneidad de su utilización para este fin, así como la capacidad y el ritmo de llenado que admiten. En la [figura 4.7](#) se esquematiza dónde es posible que se localicen estas estructuras. En cualquier caso se trata de buscar esas formaciones al menos a 600 m de profundidad, aunque generalmente serán necesarias profundidades mucho mayores.

**C3. Confinamiento oceánico.** La disposición artificial de CO<sub>2</sub> en el mar es un tema que parece a primera vista de enorme repercusión medioambiental, que sin embargo conviene considerar con el adecuado rigor científico. Hay que tener en cuenta que el mar contiene CO<sub>2</sub> en grandes cantidades, con un inventario total unas 40 veces superior al atmosférico. No obstante, la adopción industrial planteada no podría ir en busca de un pequeño aumento de la concentración media, lo cual sería lo deseable, sino a aumentar considerablemente la concentración en determinadas zonas marinas donde el impacto ambiental no fuera determinante.

Téngase en cuenta al respecto que la solubilidad del CO<sub>2</sub> en agua aumenta con la presión y con la disminución de temperatura. Además, por debajo de 3.500 m de profundidad, es un líquido más pesado que el agua. En todo caso, se trata de una opción con notorias incertidumbres, que debería incluir efectos aún no evaluados, como la fertilización artificial del mar, incluyendo no sólo un aumento de su contenido en CO<sub>2</sub>, sino de otros nutrientes que habrían de verterse, aunque en muchísima menor proporción. Por tanto es preciso, antes de cualquier acción, disponer de un dictamen científico concluyente, que requeriría un mejor conocimiento del océano y sus fondos. Al día de hoy hay que señalar que estos procesos no están permitidos por las convenciones internacionales.

La idea a transmitir hoy por hoy es que en España es preciso ser muy prudentes a la hora de apostar por esta alternativa como vía de reducción de las emisiones de CO<sub>2</sub> de forma significativa. Es un intento loable de búsqueda de solución al problema de las emisiones de CO<sub>2</sub>, pero sus hipotéticos resultados positivos sólo hay que considerarlos como un añadido extra a otros esfuerzos que haya que hacer al respecto.

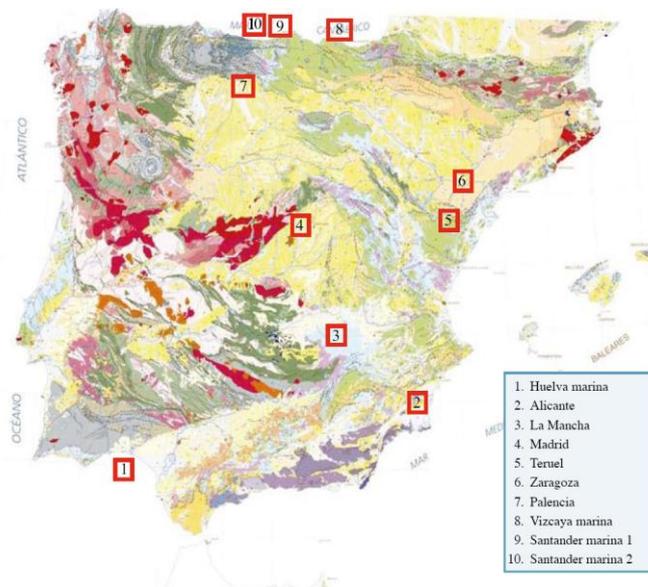
**C4. Cavidades creadas por disolución en sal.** En este tipo de almacenamientos la cavidad se genera artificialmente en una formación salina. Por consiguiente es un sistema de gran flexibilidad en cuanto a la capacidad de CO<sub>2</sub> que se puede almacenar, si bien ésta suele ser, en general, limitada. Una de las ventajas de los almacenamientos de CO<sub>2</sub> en sal es que, dependiendo de las características del macizo salino, es posible construir no sólo muchas cavidades, sino cada una con un gran volumen unitario, superior a un millón de metros cúbicos.

#### 4. Proyecto de una central térmica de oxi-combustión.

A 15 MPa y 35° C la densidad del CO<sub>2</sub> en estado super-crítico es aproximadamente de 0,81 gr/cm<sup>3</sup>, por consiguiente en una caverna de 1.000.000 m<sup>3</sup> de volumen útil se podrán almacenar 810.000 toneladas de CO<sub>2</sub>, despreciando el pequeño cierre de la cavidad que se producirá durante las fases de disolución y de desplazamiento de la salmuera. Es importante tener en cuenta que una central térmica convencional de 500 MW de potencia funcionando 5.000 horas equivalentes al año generará de forma aproximada 2,5 Millones de toneladas de CO<sub>2</sub>. Es decir, que harían falta al menos dos cavernas de este tipo por cada central térmica en la que se quieran aplicar tecnologías de captura y confinamiento y por cada año de funcionamiento. Ello significa del orden de 100 cavernas a lo largo de la vida de una central, lo cual parece fuera de posibilidades reales.

Los diferentes estudios de caracterización del suelo requieren laboratorios petrofísicos adecuados, capaces de caracterizar con precisión las prestaciones de almacenamiento esperables en una determinada ubicación. La FEE (Fundación de estudios sobre la Energía, [35]) ha identificado 10 zonas geológicas en nuestro subsuelo que pueden albergar emplazamientos específicos para el confinamiento sine die del CO<sub>2</sub>, y sobre las cuales se han constituido las correspondientes Reservas del Estado para este fin. No todas las zonas son conocidas con igual detalle geológico, y en general en todas ellas sería necesario un trabajo específico para identificar y caracterizar los yacimientos idóneos para este fin. No obstante, en una primera evaluación la capacidad total de almacenamiento en esas zonas se puede cifrar en el orden de mil millones de toneladas de CO<sub>2</sub>. Teniendo en cuenta los datos de emisiones en España, esta cantidad representaría 10 veces la emisión anual de CO<sub>2</sub> a partir de carbón. No es, por tanto, una cantidad con la que resolver completamente el problema, suponiendo superados todos los demás factores, pero estas Reservas constituyen una promesa importante desde el punto de vista de viabilidad geológica.

La [figura 4.7](#) muestra el mapa de las posibles localizaciones de formaciones geológicas apropiadas para el confinamiento geológico en España.



*Figura 4.7. Posibles localizaciones de formaciones geológicas apropiadas para el confinamiento geológico en España. Año 2008. [36].*

#### 4. Proyecto de una central térmica de oxi-combustión.

##### 4.4.3. Valoración económica entre las dos posibilidades estudiadas.

La información que se muestra a continuación ha sido obtenida mediante la petición directa de presupuestos a tecnólogos, empresas de ingeniería y de construcción. Se considera confidencial dicha información y por ello no se muestra expresamente el nombre del fabricante o empresa que acomete el proyecto.

El presupuesto de todos los elementos necesarios para la puesta en marcha de la planta térmica es mostrado en la [tabla 4.2](#).

*Nota. Se define como contingencias aquellos costes no cuantificables que sabemos que van a existir. Es una reserva que se aplica a la hora de dar presupuesto al cliente en cada uno de los términos que se identifican.*

Aparecen en negrita los costes de las 2 opciones escogidas, así como el coste global de cada una de las partidas existentes. Se ha señalado en la columna de la derecha, en azul, los cambios aplicables en el proceso de revampin hacia la tecnología de oxi-combustión. El resto de instalaciones han sido mantenidas.

DESCRIPCIÓN	INST. CONVENCIONAL (M€)	INST. OXI-COMBUSTIÓN (M€)	
<b>Ingeniería del proyecto</b>	<b>Total: 25</b>	<b>Total: 25</b>	
Ingeniería del proyecto	Ingeniería alemana: 39 <b>Ingeniería española: 25</b>		
Traducciones			
Ingeniería tecnocivil			
Contingencias Ingeniería			
<b>Equipos Mecánicos / BOP Mecánico</b>	<b>Total: 675.5</b>	<b>Total: 968.88</b>	
Caldera (tipo Foster Wheeler, Alstom o Hitachi).	330		
Turbinas de vapor (tipo Toshiba o Siemens).	87		
Condensador: Torre refrigeración VS Air Cooled	7 VS 19		
Bombas	12		
Sistema de manejo de combustible y cenizas	39.6		
Sistema de limpieza de gases	51		19.8 (Revampin - 51 M€)
Sistema de condensación de gases	0		22.6
Sistema de desulfuración (FGD)	62		
Precipitador electrostático (ESP)	12		
Sistema de reducción catalítica selectiva (SCR)	9		
Unidad de tratamiento de aire (ASU)	0	209.4	
Tren de compresión del CO2	0	87.7	
<b>Otros equipos BOP Mecánico:</b>	<b>56</b>		
Almacenamiento de gases			
Sistema de vaciado del condensador			
By pass turbina de vapor			
Filtros			
Enfriadores			
Intercambiadores			

4. Proyecto de una central térmica de oxi-combustión.

Juntas		
Polipastos		
Puentes grúa		
Sistema de limpieza de los tubos del condensador		
Tanques		
Silenciadores		
Válvulas		
Ascensor de la caldera		
Rejillas de toma de agua		
<b>Contingencias equipos mecánicos.</b>	<b>(1.5 %) 9.9</b>	<b>(1.5 %) 14.78</b>
<b>Equipos eléctricos / BOP Eléctrico</b>	<b>Total: 35</b>	<b>Total: 35</b>
<b>Transformador principal</b>		
<b>Sistema UPS</b>		
<b>CCM</b>		
<b>Paneles</b>		
<b>Equipos de medida fiscal</b>		
<b>Resistencia de puesta a tierra</b>		
<b>Sistema de protección Descargas atmosféricas</b>		
<b>Sistema de comunicaciones</b>		
<b>Barras Fase aislada/agrupada</b>		
<b>Celdas de media tensión</b>		
<b>Interruptor del generador (ABB CHF)</b>		
<b>Transformador auxiliar</b>		
<b>Tomas de corriente</b>		
<b>Centros de baja tensión</b>		
<b>Material de alumbrado y tomas de corriente alterna</b>		
<b>Traceado</b>		
<b>Incremento por restricción lista suministradores</b>		
<b>Opcionales varios</b>		
<b>Contingencias equipos eléctricos</b>	<b>1.5 %</b>	<b>1.5 %</b>
<b>Material eléctrico</b>	<b>Total: 6</b>	<b>Total: 6</b>
<b>Cables de media tensión</b>		
<b>Cables de baja tensión</b>		
<b>Cables de Control</b>		
<b>Bandejas</b>		
<b>Conduit</b>		
<b>Red de tierras</b>		
<b>DCS</b>		
<b>Otros</b>		
<b>Contingencias material eléctrico</b>	<b>1.5 %</b>	<b>1.5 %</b>
<b>Tuberías y accesorios</b>	<b>Total: 19.7</b>	<b>Total: 19.7</b>
<b>Tuberías y accesorios</b>		

4. Proyecto de una central térmica de oxi-combustión.

Válvulas manuales		
Válvulas motorizadas		
Válvulas de seguridad		
Especialidades (Termopozos, Filtros, Tornillería, etc)		
Filtro Circuito Cerrado Agua Refrigeración		
Soportes		
Contingencias tuberías y accesorios	1.5 %	1.5 %
<b>Material Instrumentación y Control</b>	<b>Total: 6.5</b>	<b>Total: 6.5</b>
Instrumentos		
Cables de instrumentación		
Sala de Control y analizadores		
Contingencias	1.5 %	1.5 %
<b>Plantas Paquete</b>	<b>Total: 94.5</b>	<b>Total: 94.5</b>
Caldera auxiliar		
Sistema de dosificación química		
Sistema PCI		
Sistema de medición y muestreo		
Diesel de emergencia		
Planta de tratamiento de agua		
Planta de tratamiento de vertidos		
Contingencias Plantas paquete		
Planta de manejo del carbón		
Sistema contra incendios		
Aire acondicionado		
Sistema de iluminación		
Contingencias Plantas paquete	2%	2%
<b>Obra Civil</b>	<b>Total: 39</b>	<b>Total: 39</b>
Obra Civil		
Pilotaje		
Relleno "tunel" de tubería		
Contingencias Obra civil	3%	3%
<b>Estructura metálica y cerramientos</b>	<b>Total: 12.1</b>	<b>Total: 12.1</b>
Estructura metálica		
Cerramientos metálicos		
Escaleras de emergencia		
Contingencias	1.10 %	1.10 %
<b>Montaje Mecánico</b>	<b>Total: 20</b>	<b>Total: 20</b>
Montaje de tuberías		
Contingencias Montaje Mecánico	3%	3%
<b>Montaje Eléctrico</b>	<b>Total: 7</b>	<b>Total: 7</b>
Montaje Eléctrico		
Contingencias Montaje Eléctrico	3%	3%

4. Proyecto de una central térmica de oxi-combustión.

<b>Montaje Instrumentación y Control</b>	<b>Total: 4</b>	<b>Total: 4</b>
Montaje Instrumentación y Control		
Contingencias	3%	3%
<b>Montaje aislamiento y pintura</b>	<b>Total: 3</b>	<b>Total: 3</b>
Montaje aislamiento y pintura		
Contingencias	3%	3%
<b>Puesta en marcha</b>	<b>Total: 10</b>	<b>Total: 10</b>
Puesta en marcha		
Contingencias Puesta en marcha	3%	3%
<b>Dirección del Proyecto</b>	<b>Total: 7</b>	<b>Total: 7</b>
Dirección del Proyecto		
Contingencias Dirección del proyecto	1.5 %	1.5 %
<b>Dirección de Construcción</b>	<b>Total: 9.2</b>	<b>Total: 9.2</b>
Dirección de Construcción		
Puesta en marcha		
Contingencias Dirección de Construcción	1.5 %	1.5 %
<b>Instalaciones Temporales y Servicios de obra</b>	<b>Total : 14.9</b>	<b>Total : 14.9</b>
Instalaciones Temporales y Servicios de obra		
Almacén		
Servicios: consumo agua, vigilancia, transporte, etc		
Contingencias	1.5 %	1.5 %
<b>Formación</b>	<b>Total: 1.2</b>	<b>Total: 1.2</b>
Avales	<b>Total: 10</b>	<b>Total: 10</b>
<b>Impuestos y aduanas</b>	<b>Total: 1.5</b>	<b>Total: 1.5</b>
<b>Otros gastos</b>	<b>Total: 8.7</b>	<b>Total: 8.7</b>
Seguros y Franquicias		
Licencias, Visados, Colegiaciones		
Asesoramiento Legal		
Gastos de central (Cargos central, Forma de pago)		
Riesgos y Reservas		
	<b>PRESUPUESTO TOTAL : 1009.8 M€</b>	<b>PRESUPUESTO TOTAL : 1303.18 M€</b>

*Tabla 4.2. Presupuesto de las dos alternativas analizadas.*

#### 4. Proyecto de una central térmica de oxi-combustión.

---

El presupuesto de la central convencional, durante el proceso de modernización, se verá incrementado por la necesidad de incorporar una unidad ASU de fraccionamiento de aire, un tren de compresión de CO<sub>2</sub>, así como un sistema de condensación de gases de combustión. Nótese que el sistema de limpieza de gases ha sido mantenido, y no supone un sobre coste en el proyecto EPC llave en mano.

<b>Central de carbón pulverizado super-crítica convencional</b>	<b>Central de carbón pulverizado super-crítica de Oxi-combustión</b>	<b>Revampin</b>
1009.8 M€	1303.18 M€	324.58 M€

Las contingencias ocasionadas durante el proceso de revampin desde la central térmica super-crítica de carbón pulverizado convencional, hasta la central super-crítica de oxi-combustión han sido incluidas en el coste de adaptación indicado.

Desde el punto de vista económico, la opción de evolucionar la central de carbón pulverizado super-crítica existente, es mucho más interesante que la alternativa de proyecto de nueva adjudicación. Si se escoge este camino, también se reducirán los plazos para la puesta en marcha de la central.

Es muy importante realizar un estudio de vida útil del proyecto, si la opción escogida es la del revampin, ya que al no tratarse de una instalación nueva, se reducirá considerablemente el número de horas de funcionamiento de la central.

### 3.5. Conclusiones.

Los informes realizados por el Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el cambio climático [1] revelan la necesidad de tomar acciones urgentes frente al cambio climático derivado de las emisiones de gases de efecto invernadero.

La elevada demanda que presenta el carbón en el sector eléctrico, unido a las elevadas emisiones de CO<sub>2</sub> resultantes de la combustión del mismo, dictan la necesidad de modernizar las centrales termoeléctricas de carbón en un corto espacio de tiempo. El libro verde de la Comisión Europea del 8 de marzo del 2006 [6], también hace énfasis en fomentar la captura y almacenamiento de dióxido de carbono.

Estudios experimentales y de modelado, han demostrado la viabilidad de la oxi-combustión de carbón pulverizado como una tecnología aplicable a centrales eléctricas de carbón pulverizado con recuperación de CO<sub>2</sub>. La modificación de la tecnología convencional de carbón pulverizado PF es factible, sin barreras tecnológicas importantes, sin embargo la eficiencia del proceso global disminuye en un 9 % aproximadamente.

Es muy importante señalar que este estudio se ha centrado en la evolución de la planta, con la intención de minimizar las modificaciones de equipos, garantizando el funcionamiento en modo oxi-combustión y con aire, tras la reconversión.

El trabajo de desarrollo hasta la fecha ha demostrado que las actuales centrales termoeléctricas de carbón super-críticas pueden reconvertirse hacia la tecnología de oxi-combustión sin modificaciones en el ciclo agua-vapor. Las principales modificaciones al proceso supercrítico convencional son la unidad de fraccionamiento de aire, el tren de compresión y captura de CO<sub>2</sub>, el transporte y almacenamiento de CO<sub>2</sub>, recircular una fracción de los gases de combustión, y añadir una unidad de limpieza y secado de gases. Todo ello se requiere una gran inversión de capital. Cabe señalar que la eficiencia de la planta se verá reducida.

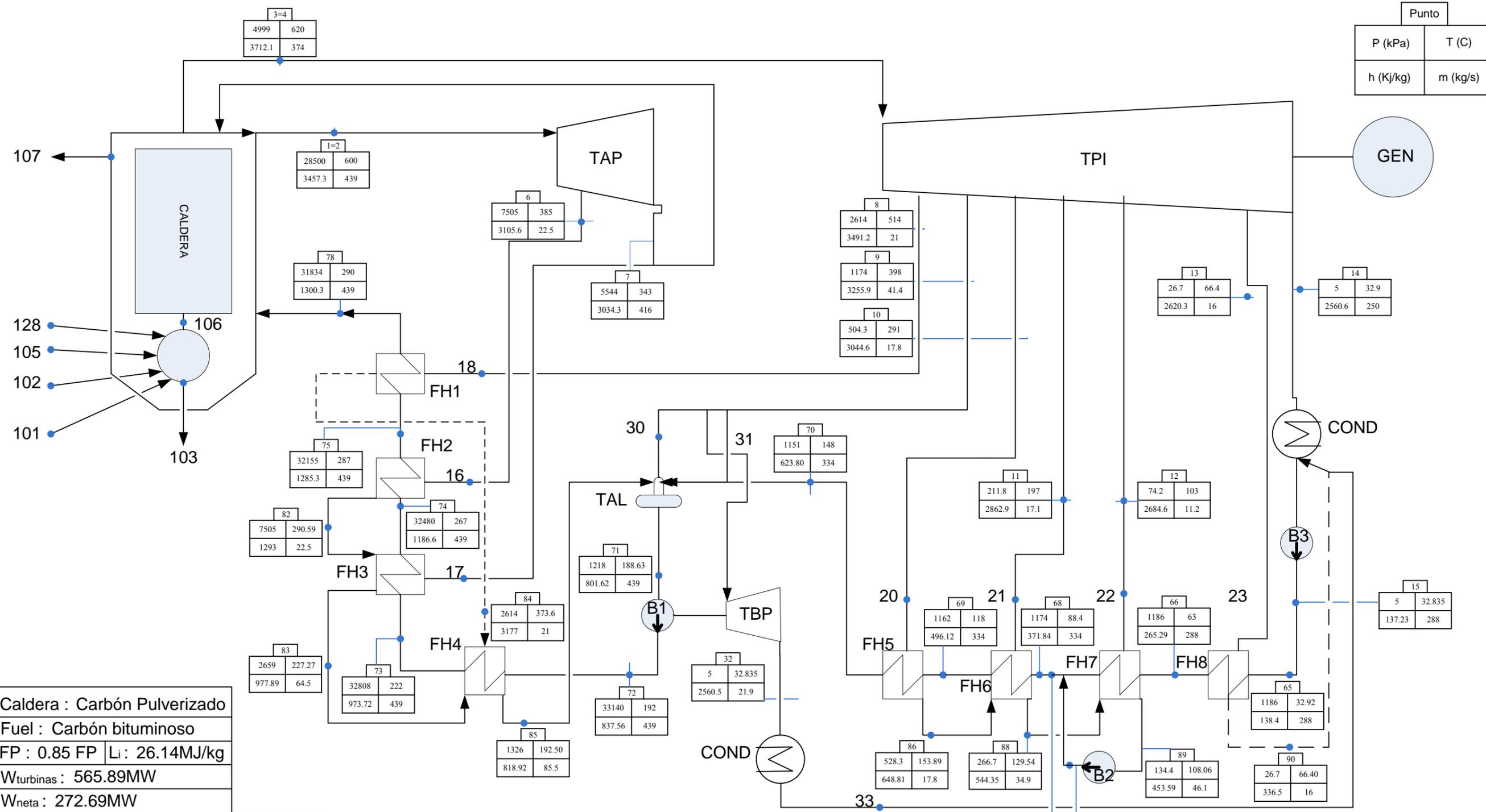
Se desaconseja rotundamente la opción de adaptación de la tecnología sub-crítica a super-crítica, al no ser viable desde el punto de vista de diseño, técnico y económico.

El coste de modernización de la central super-crítica convencional, con los presupuestos proporcionados por tecnólogos, empresas de ingeniería y de construcción, asciende a **324,58 M€**.

Si bien se ha demostrado que la adaptación de centrales térmicas de carbón pulverizado es técnicamente factible, todos los procesos deben ser optimizados en el futuro para incrementar el ratio eficiencia/inversión.

# **Apéndice I**

**Esquema detallado del ciclo de potencia de la central  
térmica de Oxi-combustión de Carbón propuesta.**



Punto	
P (kPa)	T (C)
h (Kj/kg)	m (kg/s)

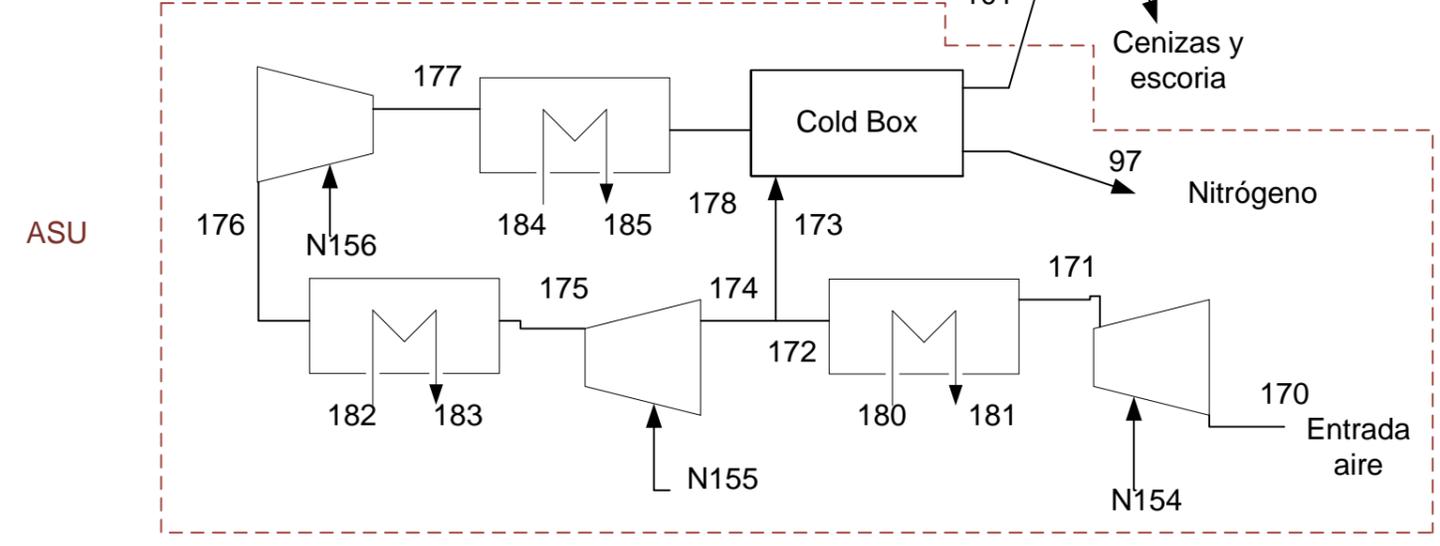
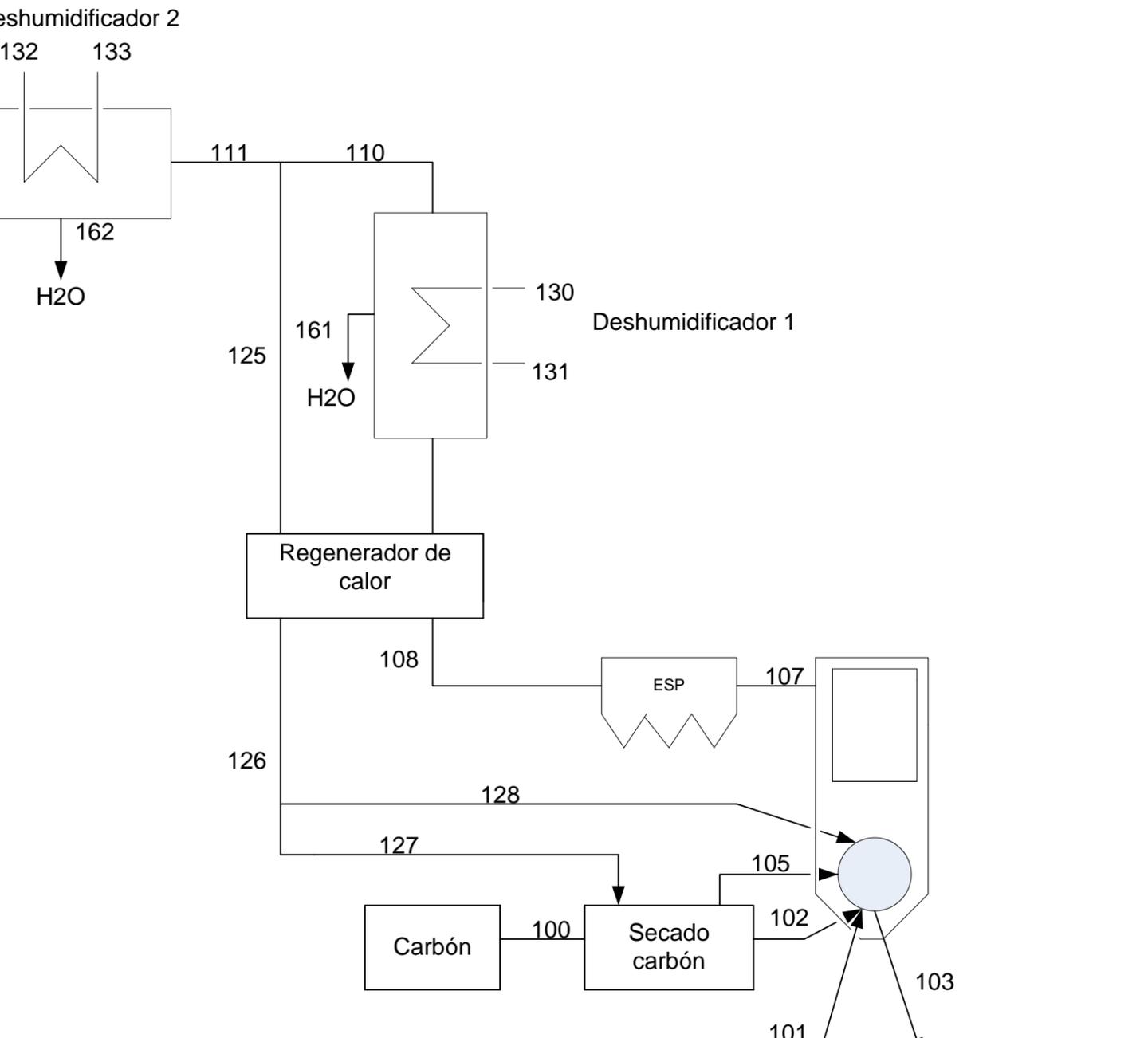
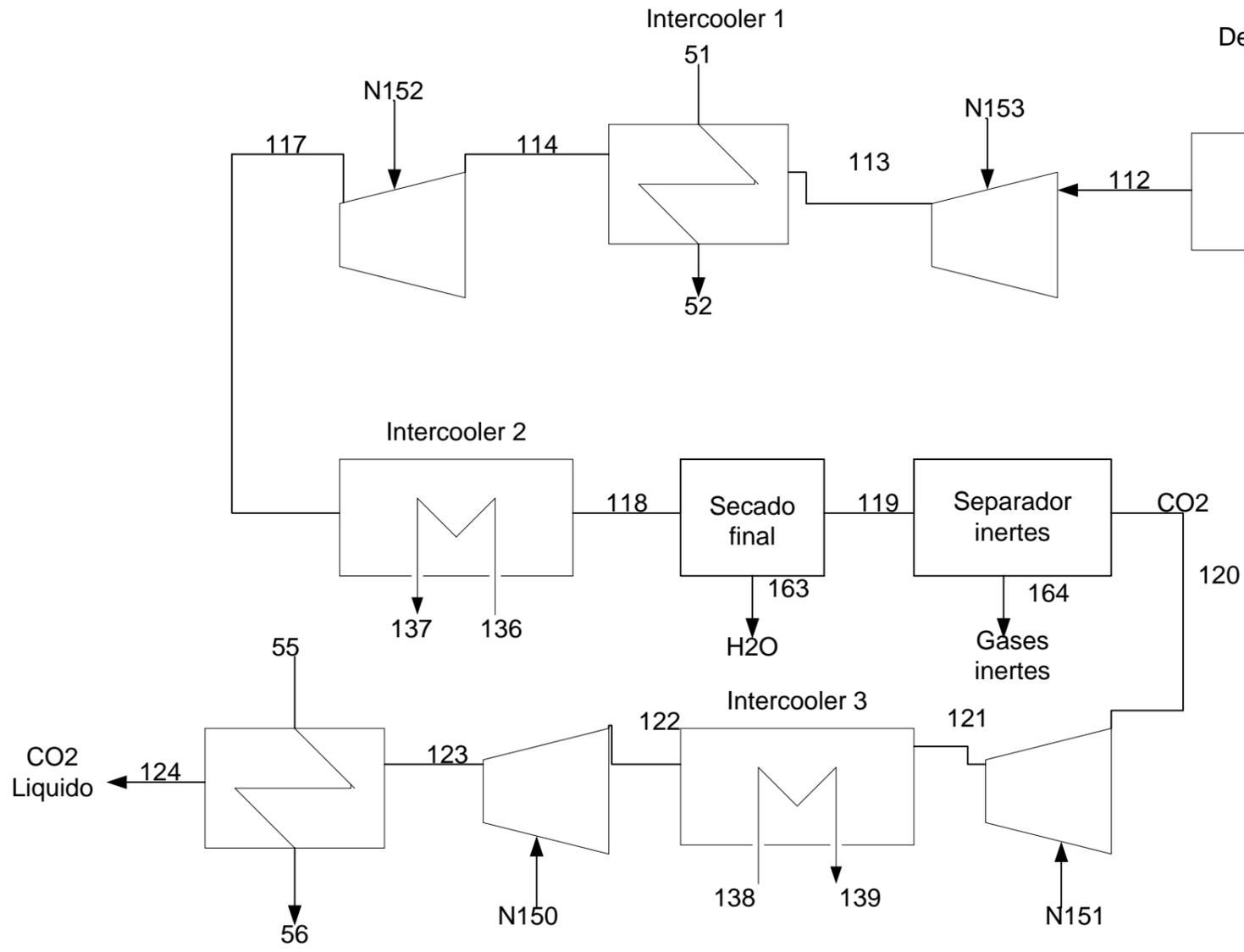
Caldera : Carbón Pulverizado	
Fuel : Carbón bituminoso	
FP : 0.85	Li: 26.14MJ/kg
W <sub>turbinas</sub> : 565.89MW	
W <sub>neta</sub> : 272.69MW	

ε <sub>ciclo potencia</sub> : 42.95%	ε <sub>central</sub> : 29.66%
Condiciones ambientales (Tineo, Asturias) : T <sub>media.anual</sub> =12.9°C	
HR <sub>.anual</sub> =78%	
Patm. <sub>media.anual</sub> =1.028 atm	
% gases escape:	83.9% CO <sub>2</sub>
	13% H <sub>2</sub> O
	3.1% O <sub>2</sub>

Central térmica de oxi-combustión de Tineo  
 PFC (Universidad Carlos III de Madrid).  
 Ingeniería Industrial – Febrero 2011  
 Autor: Adrián Alcalá Carrasco

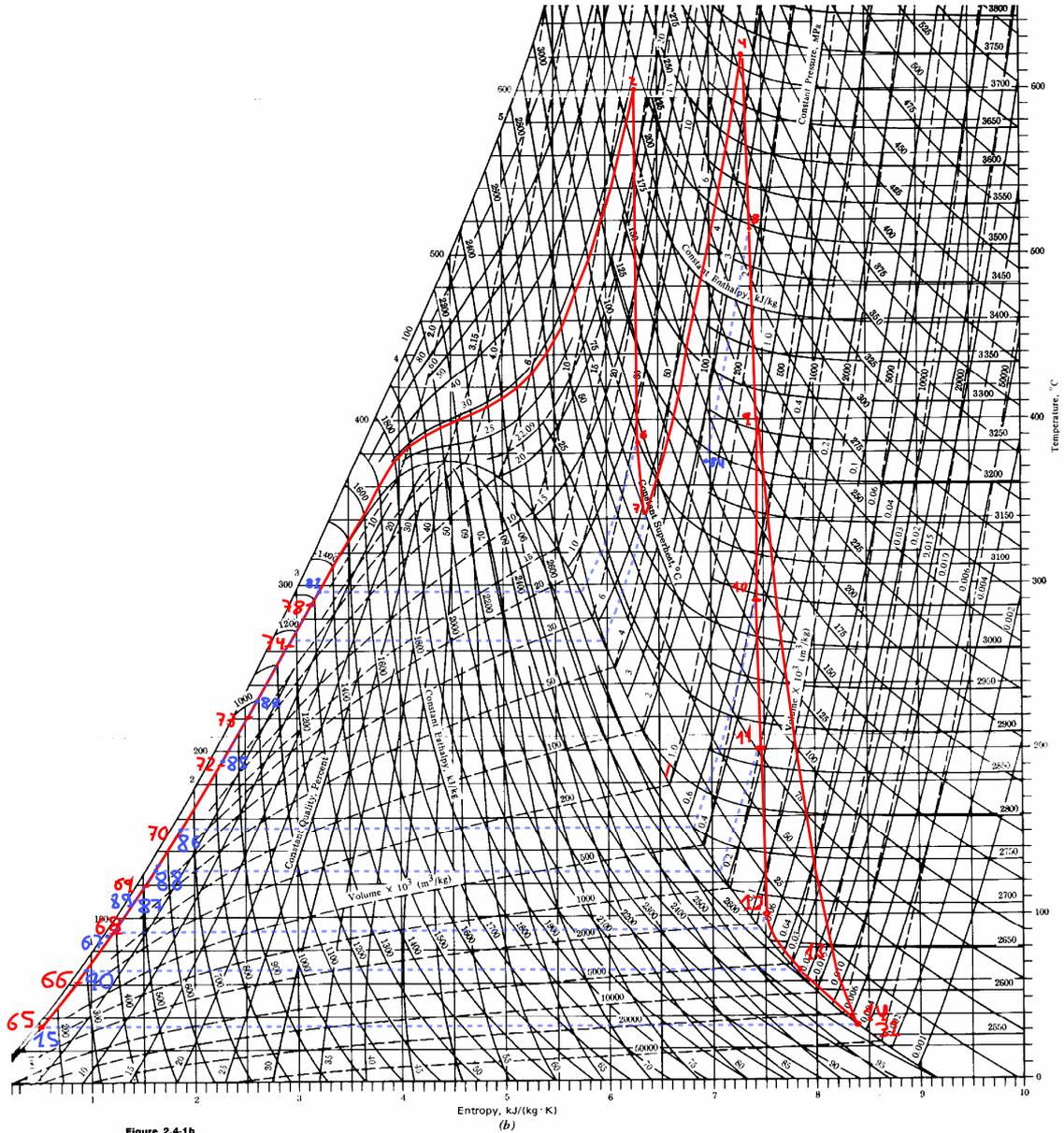
## **Apéndice II**

**Esquema detallado de la Unidad de fraccionamiento de aire (ASU) y del Tren de tratamiento de CO<sub>2</sub>, de la central térmica de Oxi-combustión de Carbón propuesta.**



## **Apéndice III**

**Diagrama T-s del Ciclo de vapor.  
Central térmica de carbón pulverizado  
Super-crítica de Oxi-combustión.**



**Figure 2.4-1b**  
 Temperature-Entropy diagram for steam. (Source: J. H. Keenan, F. G. Keyes,  
 P. G. Hill and J. C. Moore, *Steam Tables* (International Edition—Metric Units),  
 Copyright © 1969, John Wiley & Sons, Inc., New York. Used with permission.)

(b)

# Lista de figuras

*Figura 2.1. Evolución de la demanda de Energía primaria Mundial.(Pág.4 )*

*Figura 2.2. Evolución mundial del consumo de energía primaria en Mtep. (Pág. 5)*

*Figura 2.3. Consumo regional de las principales fuentes de energía primaria (año 2009). (Pág. 5)*

*Figura 2.4. Evolución de las emisiones de CO<sub>2</sub> mundiales entre 1971 y 2030. Emisiones expresadas en millones de toneladas (Mt) anuales. (Pág.6)*

*Figura 2.5. Evolución de las emisiones de CO<sub>2</sub> (Mt) para las distintas economías mundiales entre 1970 y 2008. (Pág.7)*

*Figura 2.6. Emisiones globales de CO<sub>2</sub> (en billones de toneladas por año) y objetivo del Protocolo de Kioto. (Pág.7)*

*Figura 2.7. Emisiones mundiales de CO<sub>2</sub> por sectores. Año 2008. (Pág.21)*

*Figura 2.8. Generación de electricidad por tipo de combustible en la OCDE. Estudio realizado desde Enero hasta Octubre del 2010. El total de electricidad producida fue de 8441.7 TWh . (Pág.21)*

*Figura 2.9. Capacidad útil, en GW<sub>e</sub>, de las centrales térmicas en la UE-27 en servicio, en construcción o previstas, distribuido por combustible, y edad de las mismas (a 31 de Diciembre de 2008). Base de datos Chalmers de Plantas de Potencia. (Pág.24)*

*Figura 2.10. Distribución geográfica, por tipo de combustible, de las centrales térmicas que operaban en la UE-25 (a fecha de Mayo del 2006). Base de datos Chalmers de Plantas de Potencia. (Pág.28)*

*Figura 2.11. Principales zonas de almacenamiento por tipo de embalse, en la UE-25, en Mayo del 2006. Base de datos Chalmers de Almacenamiento de CO<sub>2</sub>. (Pág.29)*

*Figura 2.12. Capacidad útil de las centrales térmicas españolas en servicio, en construcción o previstas, distribuido por combustible, y edad de las mismas (a 31 de Diciembre de 2008). Base de datos Chalmers de Plantas de Potencia. (Pág.30)*

*Figura 2.13. Etapas del proceso de carbonificación. (Pág.32)*

*Figura 2.14. Evolución de la Producción mundial de carbón entre los años 1971 y 2009 (datos en Mt). (Pág.34)*

*Figura 2.15. Fraccionamiento por economías de la producción de Antracita y Carbón bituminoso, para los años 1973 y 2009. (Pág.35)*

*Figura 3.1. Visión general de procesos y sistemas de captación de CO<sub>2</sub>. (Pág.38)*

*Figura 3.2. Captura de CO<sub>2</sub> por Oxi-combustión. (Pág.41)*

*Figura 3.3. Perfil de temperaturas alcanzado en la caldera, en combustión con aire. (Pág.41)*

*Figura 3.4. Perfil de temperaturas alcanzado en la caldera, en Oxi-combustión. (Pág.42)*

*Figura 3.5. Perfil de temperaturas alcanzado en la caldera, en Oxi-combustión con recirculación de gases de combustión. (Pág.42)*

*Figura 3.6. Esquema de una planta de carbón pulverizado usando la tecnología de Oxy-combustión. (Pág.43)*

*Figura 3.7. División del proceso en bloques. (Pág.46)*

*Figura 3.8. Estado final de los productos. Combustión de carbón bituminoso con aire. (Pág.53)*

*Figura 3.9. Estado inicial de los reactivos. Combustión de carbón bituminoso con aire. (Pág.53)*

*Figura 3.10. Estado final de los productos. Combustión de carbón bituminoso con aire y formación de nuevas especies en los productos. (Pág.54)*

*Figura 3.11. Estado inicial de los reactivos. Combustión de carbón bituminoso con O<sub>2</sub> puro. (Pág.55)*

*Figura 3.12. Estado final de los productos. Combustión de carbón bituminoso con O<sub>2</sub> puro y formación de nuevas especies en los productos. (Pág.55)*

*Figura 3.13. Estado inicial de los reactivos. Combustión de carbón bituminoso con exceso de aire ( $\lambda = 1,2$ ). (Pág.56)*

*Figura 3.14. Estado final de los productos. Combustión de carbón bituminoso con exceso de aire ( $\lambda = 1,2$ ) y formación de nuevas especies en los productos. (Pág.57)*

*Figura 3.15. Estado inicial de los reactivos. Combustión de carbón bituminoso con exceso de aire ( $\lambda = 1,4$ ). (Pág.57)*

*Figura 3.16. Estado final de los productos. Combustión de carbón bituminoso con exceso de aire ( $\lambda = 1,4$ ) y formación de nuevas especies en los productos. (Pág.58)*

*Figura 3.17. Estado inicial de los reactivos. Combustión de carbón bituminoso con exceso de aire ( $\lambda = 1,6$ ). (Pág.58)*

*Figura 3.18. Estado final de los productos. Combustión de carbón bituminoso con exceso de aire ( $\lambda = 1,6$ ) y formación de nuevas especies en los productos. (Pág.59)*

*Figura 3.19. Estado inicial de los reactivos. Combustión de carbón bituminoso con oxígeno. (Pág.61)*

*Figura 3.20. Estado final de los productos. Combustión de carbón bituminoso con oxígeno y formación de nuevas especies en los productos. (Pág.62)*

*Figura 3.21. Estado inicial de los reactivos. Combustión de carbón bituminoso con exceso de O<sub>2</sub> ( $\lambda = 1,2$ ), recirculación a 700 K y formación de nuevas especies en los productos. (Pág.63)*

*Figura 3.22. Estado final de los productos. Combustión de carbón bituminoso con exceso de  $O_2$  ( $\lambda = 1,2$ ), recirculación a 700 K y formación de nuevas especies en los productos. (Pág.64)*

*Figura 3.23. Estado inicial de los reactivos. Combustión de carbón bituminoso con exceso de  $O_2$  ( $\lambda = 1,6$ ), recirculación a 700 K y formación de nuevas especies en los productos. (Pág.64)*

*Figura 3.24. Estado final de los productos. Combustión de carbón bituminoso con exceso de  $O_2$  ( $\lambda = 1,6$ ), recirculación a 700 K y formación de nuevas especies en los productos. (Pág.65)*

*Figura 3.25. Potencia requerida por la ASU criogénica en función de la pureza de  $O_2$  obtenida. (Pág.67)*

*Figura 3.26. Capital vs Costes de funcionamiento de la ASU. (Pág.68)*

*Figura 3.27. Consumo específico de energía de los diferentes sistemas de CPU de  $CO_2$  (sin integración) en función de la pureza de  $CO_2$  en los gases de entrada, a 175 bar de presión del producto ( $CO_2$ ). (Pág.69)*

*Figura 3.28. Esquema del ciclo de potencia de la central térmica de Oxi-combustión propuesta. (Realizado con Microsoft Visio). Para mayor detalle ver Anexo I. (Pág.71)*

*Figura 3.29. Esquema de la ASU y de la Unidad de Tratamiento de gases de combustión, de la central térmica de Oxi-combustión propuesta. (Realizado con Microsoft Visio-07). Para mayor detalle ver Anexo II. (Pág.72)*

*Figura 3.30. Caracterización del  $CO_2$  en diferentes puntos del tren de compresión. (Pág.74)*

*Figura 3.31. Diagrama T-s del proceso. (Pág.84)*

*Figura 3.32. Representación de puntos en el diagrama T-s. (Pág.85)*

*Figura 3.33. Proceso comprendido entre los puntos 71 y 78. (Pág.85)*

*Figura 3.34. Diagrama T-s. Zoom del proceso de combustión y expansión en la TAP. (Pág.86)*

*Figura 3.35. Diagrama T-s. Zoom del proceso de recalentamiento y de la turbina de media/baja presión. (Pág.86)*

*Figura 3.36. Diagrama T-s. Zoom del proceso de bombeo 15-65. (Pág.87)*

*Figura 3.37. Diagrama T-s. Zoom del proceso de calentamiento del agua de alimentación entre los puntos 15 y 70. (Pág.87)*

*Figura 4.1. Centrales térmicas en España. (Pág.94)*

*Figura 4.2. Esquema simplificado del proceso. (Pág.95)*

*Figura 4.3. Distribución de temperatura ( $^{\circ}C$ ) en combustión con aire y con oxígeno. (Pág.97)*

*Figura 4.4. Superficie requerida por los equipos introducidos en el Proceso de oxi-combustión. (Pág.98)*

*Figura 4.5. Diagrama de bloques en combustión con aire. (Pág.98)*

*Figura 4.6. Diagrama de bloques en combustión con oxígeno. (Pág.99)*

*Figura 4.7. Posibles localizaciones de formaciones geológicas apropiadas para el confinamiento geológico en España. Año 2008. (Pág.104)*

# Lista de tablas

*Tabla 2.1. Consumo mundial de energía primaria (en Mtep) por tipo de combustible, en los años 2008 y 2009. (Pág.8)*

*Tabla 2.2. Evolución del consumo mundial de energía primaria (Mtep) entre los años 1999 y 2009. (Pág.9)*

*Tabla 2.3. Evolución del consumo de carbón (Mtep), entre los años 1999 y 2009, en las diferentes regiones del mundo. (Pág.14)*

*Tabla 2.4. Evolución de la producción de carbón (Mtep), entre los años 1999 y 2009, en las diferentes regiones del mundo. (Pág.16)*

*Tabla 2.5. Reservas probadas de carbón a finales de 2009(datos en Mt). (Pág.17)*

*Tabla 2.6. Capacidad, en GW, de las diferentes centrales de la UE-27 en servicio, en construcción o previstas, distribuido por combustible y edad de las mismas (a 31 de Diciembre de 2008). Base de datos Chalmers de Plantas de Potencia. (Pág.24)*

*Tabla 2.7. Potencia en GW vertida al sistema, de las principales plantas proyectadas y en construcción en la UE-27, a fecha de 31 de Diciembre de 2008. (Pág.26)*

*Tabla 2.8. Análisis por tecnologías de la Capacidad total de energía generada en la UE-27, a fecha de 31 de Diciembre de 2008. (Pág.26)*

*Tabla 2.9. Datos de capacidad en GW, por países y tecnologías, de las centrales térmicas en la UE-27 (a 31 de Diciembre de 2008). (Pág.27)*

*Tabla 2.10. Capacidad (GW) de las diferentes centrales españolas en servicio, en construcción o previstas, distribuido por combustible y edad de las mismas (a 31 de Diciembre de 2008). (Pág.30)*

*Tabla 2.11. Tipos de carbón. Composición en C, H, O, N, y materias volátiles. (Pág.32)*

*Tabla 2.12. Clasificación por rango de los tipos de carbón. (Pág.34)*

*Tabla 2.13. Top ten de Productores, exportadores e importadores de carbón mundiales. Año 2009. Datos en millones de toneladas (Mt). (Pág.35)*

*Tabla 2.14. Importaciones y exportaciones de Antracita y Carbón bituminoso en España. Valores en Mt. (Pág.36)*

*Tabla 3.1. Ventajas e inconvenientes de los diferentes sistemas de secuestro de CO<sub>2</sub>. (Pág.38)*

*Tabla 3.2. Principales hitos recogidos en el proyecto de puesta en marcha de una central térmica de Oxi-combustión, desde la fase de concepción. (Pág.40)*

*Tabla 3.3. Desglose de potencia neta para una central de 560 Mwe, y evolución estimada para el año 2015. (Pág.44)*

*Tabla 3.4: Análisis comparativo de las dos tecnologías en combustión con aire. (Pág.48)*

*Tabla 3.5. Análisis comparativo de ambos procesos, en combustión con aire y en Oxi-combustión. (Pág.49)*

*Tabla 3.6. Costes detallados de las diferentes configuraciones. (Pág.50)*

*Tabla 3.7. Temperatura adiabática alcanzada en combustión con exceso de aire. (Pág.59)*

*Tabla 3.8. Temperatura adiabática alcanzada en combustión con exceso de oxígeno con recirculación de CO<sub>2</sub> y H<sub>2</sub>O de los gases de combustión. (Pág.65)*

*Tabla 3.9. Composición prevista de los gases de combustión, en fracciones molares, en plantas de Oxy-combustión, nuevas y retroadaptadas. (Pág.69)*

*Tabla 3.10. Parámetros característicos de los puntos más representativos de la unidad de tratamiento de gases de combustión y de la unidad ASU. (Pág.75)*

*Tabla 3.11. Parámetros característicos de los puntos más representativos del ciclo de potencia. (Pág.76)*

*Tabla 3.12. Parámetros característicos de todos los puntos del ciclo de potencia. (Pág.83)*

*Tabla 3.13. Proyectos de demostración y a escala piloto actualmente en funcionamiento. (Pág.39)*

*Tabla 3.14. Consumo de potencia auxiliar en Oxi-combustión. (Pág.90)*

*Tabla 4.1. Superficie adicional necesaria para la adaptación de la planta convencional. (Pág.97)*

*Tabla 4.2. Presupuesto de las dos alternativas analizadas. (Pág.105)*

# Referencias

- [1] J.T.Houghton, Y.Ding, D.J.Griggs, M.Noguer, P.J.van der Linden, and D-Xiaosu. (IPCC, Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático). Tercer informe de evaluación: “Cambio climático 2001”.  
Página web: <http://www.ipcc.ch/>
- [2] Jan Kjärstad, Filip Johnsson (Department of Energy Conversion, Chalmers University of Technology). Artículo:” The European power plant infrastructure. Presentation of the Chalmers energy infrastructure database with applications” (Elsevier). Marzo-2007. Gothenburg (Sweden). Págs. 1-11.
- [3] Comisión Europea. Anuario: “Yearly Statistics 2006”. (Eurostat, Edición 2008). Págs. 20, 21, 160 y 161.
- [4] Comunicación de la Comisión, de 10 de enero de 2007: “Producción sostenible de electricidad a partir de combustibles fósiles: conseguir centrales eléctricas de carbón con emisiones próximas a cero después de 2020”.
- [5] Comisión Europea. Anuario estadístico 2009: “UE Energy and transport in figures” (Dirección general para la energía y el transporte). Págs. 25 y 34.
- [6] Comisión de las Comunidades Europeas. Publicación: “Libro verde de la Energía. Estrategia europea para una energía sostenible, competitiva y segura”. Bruselas. Págs. 1-22.
- [7] J. Ángel Menéndez (C.S.I.C.). Publicación: “El carbón en la vida cotidiana”. Instituto Nacional de Carbón. Año 2006. Oviedo. Página web: [http://www.oviedocorreo.es/personales/carbon/carbon\\_mineral/carbon%20mineral.htm](http://www.oviedocorreo.es/personales/carbon/carbon_mineral/carbon%20mineral.htm)
- [8] World Coal Association. Publicación: “Coal facts 2009”.  
Página web: <http://www.worldcoal.org/>
- [9] Universidad Rey Juan Carlos de Madrid. Presentación: “Combustibles fósiles: reservas, prospección y extracción”. Master en Tecnología y Recursos energéticos. 2010. Madrid.
- [10] BP. Publicación: “Statistical Review of World Energy”. Junio-2010.  
Página web: [www.bp.com/statisticalreview](http://www.bp.com/statisticalreview)
- [11] Christof Rühl (BP). Conferencia: “BP Statistical Review of World Energy”. 9-Junio-2010.
- [12] Agencia Internacional de la Energía (IEA, International Energy Agency). Anuario: “Key World Energy Statistics 2010”. Página web: <http://www.iea.org/>.
- [13] Agencia Internacional de la Energía (IAE). Anuario: “Co<sub>2</sub> emissions from fuel combustion (Edición 2010) “. Página web: <http://www.iea.org/>. Págs. 8-11, 16,17,30-34.
- [14] Ingeniería Energética (Departamento de Ingeniería Térmica y de Fluidos). Universidad Carlos III de Madrid. Enero-2009.

- [15] ODDE, Organisation for European Economic Co-operation.  
Página web: <http://www.oecd.org/>
- [16] Agencia Internacional de la Energía (IEA). Anuario: “CO<sub>2</sub> emissions from fuel combustion (Edición 2010)”. Pág 12.  
Página web: <http://www.iea.org/co2highlights/co2highlights.pdf>
- [17] Agencia Internacional de la Energía (IEA). Publicación: “Monthly Electricity Statistics” (Edición de Octubre-2010). Página web: <http://www.iea.org/stats/surveys/mes.pdf>
- [18] Pedro Otero Ventín (Director Técnico Fundación Ciudad de la Energía).  
Tecnologías de carbón limpio. Conferencia: “Captura y almacenamiento de CO<sub>2</sub>”. 2008. Pág.1.  
Campus Universitario de Ponferrada.
- [19] David Sturgeon (Doosan Babcock energy). Oxyfuel Combustion Technology.  
Conferencia: “Official Opening of the OxyCoal™ Clean Combustion”. Julio-2009. Pág 3-9.
- [20] Prof. Dr. Vicente J. Cortés (Director del programa de captura CIUDEN). Conferencia: “El reto tecnológico de la captura de CO<sub>2</sub>. Oportunidades para la Industria española”.  
Febrero-2009. Pág. 7. Madrid.
- [21] C.Dopazo (Universidad Pontificia de Comillas, ICAI).  
Conferencia: “Captura y almacenamiento de CO<sub>2</sub> a partir de oxi-combustión”.  
Noviembre-2006. Págs. 8,12,13. Madrid
- [22] B.J.P. Buhre, L.K. Elliott, C.D. Sheng, R.P. Gupta, T.F. Wall.  
Artículo: “Oxy-fuel combustion technology for coal-fired power generation”.  
(Science Direct ,Elsevier). 2005. Págs. 1-11.
- [23] Jean-Pierre Tranier, Richard Dubettier, Nicolas Perrin (Air Liquide).  
Conferencia: “Air Separation Unit for Oxi-coal combustion system”.  
(1st International Oxyfuel Combustion Conference). Septiembre-2009.Cottbus.
- [24] Chui EH, Douglas MA, Tan Y. (CANMET).  
Publicación: “Modelling of oxy-fuel combustion for a western Canadian sub-bituminous coal”.  
2003.
- [25] Payne R, Chen SL, Wolsky AM, Richter WF (Combust Sci Technol).  
Publicación: “CO<sub>2</sub> recovery via coal combustion in mixtures of oxygen and recycled flue gas”.  
1989.
- [26] Wall TF, Gupta R, Sheng CD. (University of Newcastle, Chemical Engineering ). Artículo:  
“Calculations of the heat transfer changes for O<sub>2</sub>/ CO<sub>2</sub> oxyfuel combustion retrofits of air fired  
Pf plant with associated recycle ratios and O<sub>2</sub> concentrations fed to the boiler”. 2003.
- [27] Khare S, Wall T, Gupta R, Elliott L, Buhre BJP.  
Conferencia: “Retrofitting of air-fired pf plant to oxy-fuel: heat transfer impacts for the furnace  
and convective pass, and associated oxygen production requirements”.  
(5th Asia-Pacific conference on combustion). Julio-2005. Adelaide.
- [28] M. Liszka, A. Ziebig (Institute of Thermal Technology, Silesian University of Technology,  
Konarskiego). Artículo: “Coal-fired oxy-fuel power unit – Process and system analysis”.  
(Science Direct, Elsevier). 2009. Págs. 1-9.

[29] Sina Rezvani, Ye Huang, David McIlveen-Wright, Neil Hewitt, Yaodong Wang (School of Built Environment, University of Ulster). Artículo: “Comparative assessment of sub-critical versus advanced super-critical oxyfuel fired PF boilers with CO<sub>2</sub> sequestration facilities”. (Science Direct , Elsevier). Enero-2007. Págs. 1-10.

[30] Hemweg power station DTI best practice brochure (Autor corporativo).  
Artículo: “Supercritical boiler technology”. Marzo-2001.

[31] Stanjan (Programa de simulación).  
Lugar de descarga: <http://my.fit.edu/~dkirk/4262/Lectures/>

[32] Arthur Dardea, Rajeev Prabhakarb, Jean-Pierre Tranierc, Nicolas Perrind.  
Artículo: “Air separation and flue gas compression and purification units for oxy-coal combustion systems”. (Science Direct ,Elsevier). 2009.

[33] Termograf 5.5 (Programa de simulación creado por la Universidad de Zaragoza).  
Lugar de descarga: <http://termograf.unizar.es/descargas/termograf.htm>

[34] Unesa Electricidad. Publicación: “Centrales térmicas en España”.  
Dirección web: <http://www.unesa.net/unesa/html/sabereinvestigar/mapas/centralestermicas.htm>

[35] Song Wu, Allan Kukoski, Peter Jin (Hitachi Power Systems America, Ltd.). Klaus-Dieter Tigges, Friedrich Klauke, Christian Bergins, Christian Kuhr, Sebastian Rehfeldt (Hitachi Power Europe GmbH).  
Informe: “Development of Oxyfuel Combustion Technology for Existing Power Plants”.

[36] Fundación para Estudios sobre la Energía. Informe: “El futuro del carbón en la política energética española”. 2008. Dirección web: [www.fundacionenergia.es](http://www.fundacionenergia.es)

[37] Artículo de revista: “Actualidad, Tecnología de Producción y Uso Eficiente de Energía” (Infopower). Diciembre-2009. Pág. 23.