

# Tecnología de gasificación integrada en ciclo combinado: GICC



Aplicación real en España:  
ELCOGAS. Puertollano

**Manuel Treviño Coca**



CLUB ESPAÑOL DE LA ENERGÍA

# Tecnología de gasificación integrada en ciclo combinado: GICC



Aplicación real en España:  
ELCOGAS. Puertollano

**Manuel Treviño Coca**  
*Consejero Delegado de ELCOGAS S.A.*



CLUB ESPAÑOL DE LA ENERGÍA

Reservados todos los derechos. Queda totalmente prohibida la reproducción total o parcial de este libro por cualquier procedimiento electrónico o mecánico, incluso fotocopia, grabación magnética u óptica, o cualquier sistema de almacenamiento de información o sistema de recuperación, sin permiso escrito de los propietarios del copyright.

© Copyright para esta edición y todas las restantes:

ELCOGAS, S.A.

Club Español de la Energía

Depósito legal:

Impresión:

Impreso en España / Printed in Spain

# índice

<b>1. Introducción</b>	5
<b>2. Descripción de la tecnología GICC</b>	7
2.1. Aspectos generales	7
2.1.1. El Ciclo Combinado. Su evolución. Sus ventajas	7
2.1.2. La Gasificación de combustibles sólidos	11
2.1.3. Unidades de fraccionamiento de aire	17
2.1.4. La integración: la tecnología GICC	19
2.2. Valores de la tecnología GICC	21
2.2.1. Eficiencia	21
2.2.2. Medioambiente	21
2.2.3. Disponibilidad de combustibles	25
2.3. Tecnología GICC para uso limpio del carbón	32
2.3.1. El carbón como combustible para ciclos combinados	32
2.3.2. Procesos existentes. Descripción	33
2.3.2.1. Gasificación en lecho arrastrado a presión con alimentación seca	33
2.3.2.2. Gasificación en lecho arrastrado a presión con alimentación húmeda	37
2.3.2.3. Otros procesos	42
2.3.3. Situación mundial	43
2.3.4. Costes	45
2.3.4.1. Valoración de costes en las Centrales GICC	46
2.3.4.2. Comparación entre costes de Centrales GICC, PC y CCGN	48
2.3.4.3. Competitividad de GICC con CCGN: sensibilidad al coste de combustible	49
2.3.4.4. Competitividad en términos de precio real total entre GICC y PC	52
<b>3. El GICC de Puertollano: ELCOGAS</b>	54
3.1. Introducción	54
3.2. Descripción de la Central GICC de Puertollano	57
3.2.1. Isla de gasificación	58
3.2.1.1. Parque de carbones y sistemas de preparación de combustible	58
3.2.1.2. Sistemas de alimentación de combustible y cámara de reacción	59

3.2.1.3. Sistemas de extracción de escorias	60
3.2.1.4. Sistemas de enfriamiento y recuperación de calor	61
3.2.1.5. Sistemas de limpieza del gas	62
3.2.1.6. Sistemas de preparación del gas limpio	65
3.2.2. Ciclo combinado	65
3.2.2.1. Turbina de gas	66
3.2.2.2. Caldera de recuperación de calor	67
3.2.2.3. Turbina de vapor	67
3.2.2.4. Condensador	68
3.2.3. Unidad de fraccionamiento de aire	68
3.2.3.1. Enfriamiento y purificación	69
3.2.3.2. Destilación	70
3.2.3.3. Almacenamiento y suministro de productos	70
3.2.4. Sistemas auxiliares	71
3.2.5. Integración	71
<b>3.3. Datos de operación</b>	<b>73</b>
3.3.1. Comportamiento con gas sintético y con gas natural	73
3.3.1.1. Combustibles y consumibles	73
3.3.1.2. Capacidad de producción. Rendimientos	73
3.3.1.3. Emisiones	74
3.3.1.4. Costes	75
3.3.2. Resultados de producción	79
3.3.2.1. Producción anual	79
3.3.2.2. Factores de operación y de carga.	
Disponibilidad	79
<b>3.4. Lecciones aprendidas</b>	<b>81</b>
<b>3.5. Líneas de I+D+I</b>	<b>84</b>
<hr/>	
<b>4. Futuro de la tecnología GICC</b>	<b>85</b>
4.1. Una realidad tangible	85
4.2. Seguridad de abastecimiento	85
4.3. Problema ambiental	86
4.4. Precio de la energía	88
4.5. Conclusión	89
<hr/>	
<b>Índice de tablas</b>	<b>90</b>
<b>Índice de figuras</b>	<b>91</b>
<b>Referencias bibliográficas</b>	<b>92</b>
<b>Glosario</b>	<b>94</b>

## 1. INTRODUCCIÓN

A pesar de la emergencia de nuevas fuentes de energía, como el gas natural y las renovables no hidráulicas, gran parte de la producción de energía eléctrica se basa en los combustibles fósiles que podemos llamar convencionales y en concreto en el carbón. A escala mundial se estima (ver referencia 1 de la bibliografía) que del carbón se obtiene el 39% de la electricidad consumida y que esa proporción prácticamente se mantendrá en el año 2020. En España más del 30% de la energía eléctrica se produce con carbón.

Para la planificación del aprovisionamiento futuro de electricidad juegan tres factores cuyas importancias relativas, condicionadas por diversas sensibilidades o percepciones, en diferentes períodos, determinan la solución que se adopte. Estos factores son la seguridad de abastecimiento, el problema ambiental y el precio final de la energía admisible para los consumidores.

En la Unión Europea se está poniendo un especial acento en la seguridad del abastecimiento, como se manifiesta en el Libro Verde de la Comisión Europea, "Hacia una estrategia europea de seguridad del abastecimiento energético" (2), buscando no obstante, el respeto ambiental y el precio de la energía que permitan el crecimiento económico sostenible a nivel global.

En este libro se expone la aportación que la tecnología de Gasificación de Carbón Integrada en un Ciclo Combinado (GICC) utilizada en la Central de 320 MW de Puertollano, puede hacer a cada uno de los factores antes mencionados. Es manifiesto que el carbón es abundante y el abastecimiento seguro. Su precio mucho más estable y previsible que el de los hidrocarburos. Desde el punto de vista ambiental tiene el inconveniente de los contaminantes que se liberan en la combustión y el relativamente bajo rendimiento del ciclo utilizado en centrales clásicas que condiciona la ratio de producción de CO<sub>2</sub> por kWh producido.

La gasificación del carbón es un proceso mediante el cual pueden eliminarse los contaminantes antes de la combustión del gas. Además este gas se quema en un ciclo combinado con rendimiento muy elevado, cuyo techo aún no se ha alcanzado, lo que reduce las emisiones de CO<sub>2</sub> por unidad de energía eléctrica

producida y previsiblemente lo hará aún más en futuras instalaciones. La gasificación y el proceso de limpieza del gas encarecen sin embargo la energía producida.

La experiencia adquirida tras cuatro años de operación de la Central de ELCOGAS en Puertollano, permite incluir en este libro datos reales y hacer consideraciones basadas en la práctica —que tienen un valor muy singular frente a estudios teóricos, muchas veces condicionados por intereses comerciales—, que demuestran que esta tecnología puede ser competitiva en precio de la electricidad producida y en respeto ambiental frente a otras alternativas disponibles, además de sus ventajas antes mencionadas en seguridad de abastecimiento.

También se comentan las prometedoras tecnologías de futuro, a medio plazo, en las que la gasificación de carbón tiene mucho que decir como son: la alimentación mediante este gas limpio de pilas de combustible para la producción directa de electricidad, el secuestro del CO<sub>2</sub> o la producción económica de hidrógeno para su uso como vector energético no contaminante, en aplicaciones específicas.

Con los datos y reflexiones que se exponen a continuación podremos sacar conclusiones sobre la validez de esta tecnología y la opción del carbón limpio, en el corto y medio plazo, para la satisfacción estable de las necesidades de energía.

## 2. DESCRIPCIÓN DE LA TECNOLOGÍA GICC

### 2.1. ASPECTOS GENERALES

#### 2.1.1. El Ciclo Combinado. Su evolución. Sus ventajas

Uno de los parámetros fundamentales en una central termoeléctrica es la eficiencia o rendimiento, que indica la parte de la energía del combustible que se transforma de forma efectiva en energía eléctrica. La importancia de desarrollar centrales con una mayor eficiencia se fundamenta en:

- **Reducir costes**, por un menor consumo específico de combustible.
- **Reducir el impacto medioambiental**, puesto que se minimiza la emisión de contaminantes por kWh producido.
- **Preservar recursos** de combustibles limitados (gas natural, petróleo, carbón).

En las centrales térmicas la electricidad se genera por la expansión de un fluido a alta presión y temperatura en turbinas, que transmiten su movimiento a los generadores de corriente eléctrica. De esta forma el rendimiento viene determinado por la relación entre las temperaturas máxima y mínima en el proceso o ciclo termodinámico, de manera que cuanto más extremas sean estas condiciones mayor es el rendimiento.

#### **Centrales de turbina de vapor, ciclo Rankine**

En las centrales clásicas la energía de la combustión se transfiere a un circuito cerrado agua-vapor, en el que la temperatura superior del ciclo corresponde a la temperatura del vapor sobrecalentado a la entrada de la turbina (530-600°C), y la temperatura inferior viene dada por la temperatura ambiente del agua de refrigeración empleada en el condensador. Los rendimientos netos actuales son del 35-37% (ver referencia nº3), con un limitado potencial de mejora, que se basa en el desarrollo de materiales especiales que soporten condiciones más extremas del vapor. Estas centrales, llamadas supercríticas y ultrasupercríticas, tienen rendimientos netos actuales del 37-40% y potenciales del 42-45%, pero con elevados costes.



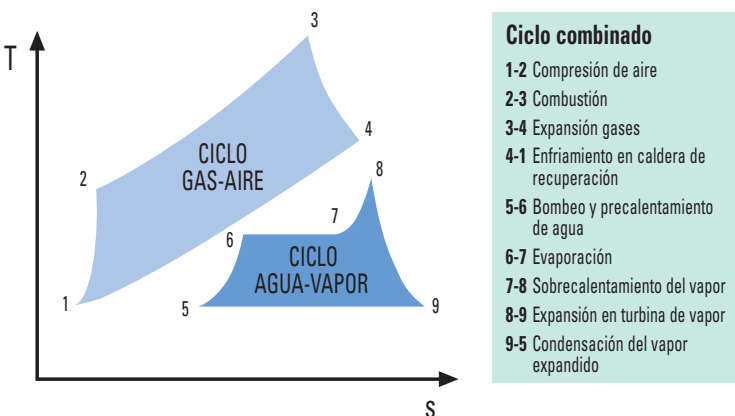
## Centrales de turbina de gas, ciclo Brayton

Estas centrales operan según un ciclo de compresión de aire, combustión interna de un combustible líquido o gaseoso, y expansión de los gases de combustión a alta temperatura (ciclo Brayton). Las turbinas de gas operan con una temperatura de entrada muy elevada, hasta 1.200°C, pero al mismo tiempo las temperaturas de los gases de escape son muy altas, de 500-600°C, de forma que el proceso no está optimizado desde el punto de vista del rendimiento. Para las unidades más modernas el rendimiento es del 35-38%.

## El Ciclo Combinado

Consiste en la combinación de turbinas de gas con turbinas de vapor. En este proceso las altas temperaturas de los gases de escape de la turbina de gas se aprovechan, mediante una Caldera de Recuperación (HRSG), para generar el vapor de agua que se expande en la turbina de vapor.

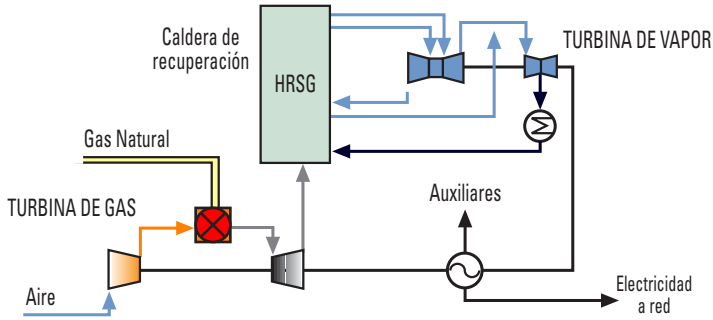
Se conjugan así las ventajas de los ciclos termodinámicos de gas y de vapor, ya que se logra una alta temperatura de absorción en el ciclo de la turbina de gas y una baja temperatura de cesión en el ciclo de vapor, logrando elevar el rendimiento hasta valores superiores al 55%. El ciclo termodinámico se representa en la **Figura 1**.



*Figura 1. Diagrama termodinámico T-s del ciclo combinado.*

La relación de potencia entre turbina de gas y turbina de vapor suele ser de 2 a 1. En cuanto a la configuración del ciclo, es posible una disposición de eje único, en la que ambas turbinas se sitúan sobre el mismo eje, accionando un alternador común.

En la **Figura 2** se muestra el esquema de un ciclo combinado.



**Figura 2.** Proceso del Ciclo Combinado.

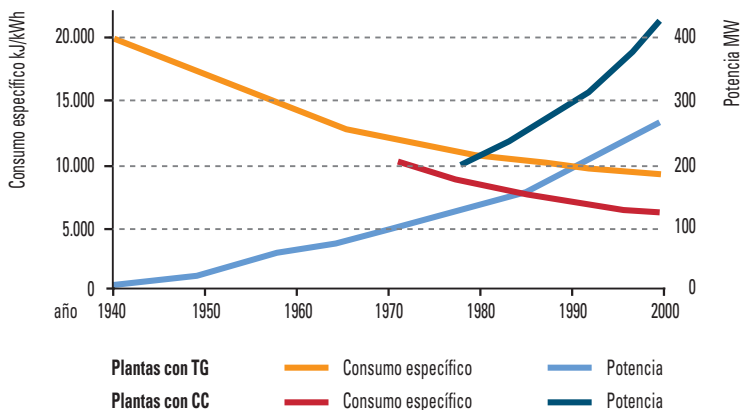
## Desarrollo tecnológico del Ciclo Combinado

El desarrollo tecnológico del ciclo combinado ha venido marcado por los avances en la tecnología de turbinas de gas, resumidos en la tabla siguiente.

<b>1954:</b>	Primeras turbinas de gas para aviación comercial, rendimiento 15%.
<b>1970:</b>	Turbinas aeroderivadas para generación eléctrica, rendimiento 25%, potencia <100 MW.
<b>1980-1990:</b>	Turbinas de gas industriales ( <i>heavy duty</i> ), aplicación en ciclo simple y cogeneración. <ul style="list-style-type: none"> <li>• Primeros álabes de un solo cristal.</li> <li>• Primeros recubrimientos cerámicos de álabes.</li> </ul>
<b>1990-1998:</b>	Turbinas de gas avanzadas (tecnología "F") para ciclos combinados de gran potencia. <ul style="list-style-type: none"> <li>• Mayores potencias unitarias, hasta 250 MW en TG y 400 MW en CC, gracias a un gran desarrollo de los compresores axiales.</li> <li>• Mayores rendimientos: 35-36% en ciclo simple y 55-57% en ciclo combinado. <ul style="list-style-type: none"> <li>- Aumento de la relación de compresión en el compresor.</li> <li>- Nuevos materiales y diseño de álabes, permitiendo mayores temperaturas de entrada.</li> </ul> </li> <li>• Menores emisiones de NO<sub>x</sub>, 25ppm al 15% de O<sub>2</sub>, con quemadores especiales de bajo NO<sub>x</sub>.</li> </ul>
<b>1998-2003:</b>	Tecnologías "G" y "H" de Turbina de Gas. <ul style="list-style-type: none"> <li>• Refrigeración de álabes mediante ciclo agua/vapor integrado en el Ciclo Combinado.</li> <li>• Potencia hasta 330 MW en TG y 480 MW en CC.</li> <li>• Rendimiento hasta 60% en ciclo combinado.</li> </ul>

**Tabla 1.** Avances en la tecnología de turbinas de gas. (4)

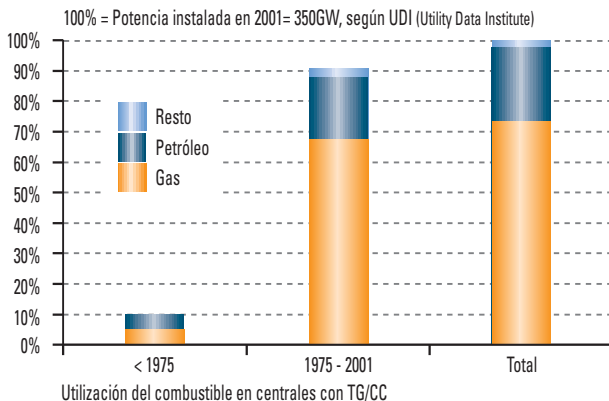
En la **Figura 3** se muestra la evolución de la potencia unitaria y el consumo específico (inverso al rendimiento) de turbinas de gas, y la consiguiente en los ciclos combinados.



**Figura 3.** Evolución temporal de potencia y consumo en TG y CCGN. (5)

### Desarrollo comercial del Ciclo Combinado

Actualmente, se están construyendo gran cantidad de centrales de ciclo combinado en todo el mundo, especialmente en los países desarrollados. En la figura adjunta, se puede observar la progresión comercial de esta tecnología, según el combustible empleado.



**Figura 4.** Potencia instalada de turbinas de gas y ciclos combinados. (6)

A escala mundial, la potencia instalada conjunta de turbinas de gas y ciclos combinados es de 350 GW (año 2001), con un aumento de 25-30 GW/año de nuevas plantas.

En particular, en España se prevé que en el año 2010 un 28% de la generación eléctrica se produzca mediante ciclos combinados, con 14.800 MW de potencia instalada. (7, 8)

### Ventajas de los Ciclos Combinados

En la **Tabla 2** se han resumido las ventajas que presentan los Ciclos Combinados, frente a las Centrales Térmicas clásicas:

Ventajas de los Ciclos Combinados	Ciclos Combinados	Centrales clásicas de ciclo agua/vapor
Mayor eficiencia energética. (Neta, %PCI)	55-57%	35-40%
Menores emisiones atmosféricas, en especial de CO <sub>2</sub>	350 g CO <sub>2</sub> /kWh	850 g CO <sub>2</sub> /kWh
Menor consumo de agua, por ser menor la necesidad de refrigeración	435 m <sup>3</sup> /h (400 MW)	875 m <sup>3</sup> /h (400 MW)
Bajo coste de inversión específico	400-600 €/kW	>1000 €/kW
Menor plazo de construcción	2 años	3-4 años
Alto grado de automatización: bajo coste fijo de operación	5 €/kW-año	27 €/kW-año
Mayor aceptación social, bajo requerimiento de espacio: facilidad de ubicación próxima al consumo	100.000 m <sup>2</sup> (400 MW)	260.000 m <sup>2</sup> (400 MW)

*Tabla 2. Ventajas de los ciclos combinados. (4,9,10)*

### 2.1.2. La Gasificación de combustibles sólidos

La gasificación es un proceso termoquímico por el que se transforma el carbón en un gas combustible (gas de síntesis), mediante oxidación parcial con aire, oxígeno o vapor de agua.

A diferencia de los procesos de combustión de carbón, la gasificación se realiza con defecto de oxígeno. De esta forma, el gas combustible obtenido está

compuesto principalmente de monóxido de carbono (CO) e hidrógeno (H<sub>2</sub>), y conserva la mayor parte de la energía del combustible inicial.

A nivel industrial, la gasificación de carbón no es un proceso novedoso, sino largamente conocido y empleado. A comienzos del Siglo XIX ya era usado para la producción del gas ciudad, empleado para calefacción e iluminación.

Posteriormente la gasificación ha sido ampliamente utilizada para la síntesis de productos químicos como amoníaco, urea, metanol y gasolinas.

Recientemente, ha cobrado un gran interés la aplicación de la gasificación a la generación de electricidad en ciclos combinados. Esto es debido a que esta tecnología posibilita el uso de carbón como combustible en las modernas centrales de ciclo combinado, de forma limpia y eficiente.

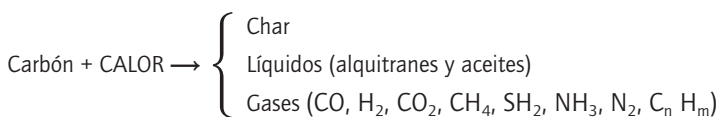
## Fundamentos de la gasificación

### *Química de la gasificación*

En el proceso de gasificación se producen simultáneamente un gran número de reacciones químicas en serie y en paralelo, pudiéndose distinguir tres etapas fundamentales:

- **Pirólisis**

Tras el secado y calentamiento, en el que se desprenden volátiles, se produce la pirólisis o descomposición térmica del carbón. En este proceso, se origina una fracción gaseosa rica en H<sub>2</sub>, y un residuo carbonoso ('char').



- **Combustión**

Los gases originados se queman, consumiéndose la mayor parte del oxígeno alimentado al gasificador. Las reacciones son exotérmicas, y desprenden el calor necesario para producir las reacciones de gasificación.

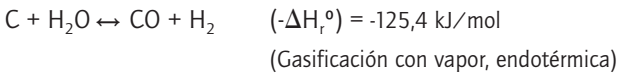
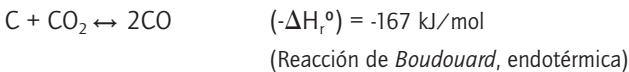


A su vez, el residuo carbonoso reacciona parcialmente con el oxígeno no consumido, hasta que éste se agota.

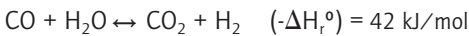


- **Gasificación**

Una vez consumido todo el oxígeno, se producen las reacciones entre los gases de combustión ( $\text{CO}_2$  y  $\text{H}_2\text{O}$ ) y el char, generando  $\text{CO}$  y  $\text{H}_2$ . Las reacciones de gasificación tienen lugar como consecuencia de que se alimenta únicamente entre 1/3 y 1/5 del oxígeno teórico requerido para la combustión total.



La relación en que se van a encontrar  $\text{CO}$  y  $\text{H}_2$ , principales componentes del gas final, está determinada por la reacción de equilibrio agua-gas:



La composición final del gas de síntesis depende de las condiciones de presión y temperatura, que a su vez depende de los diferentes equilibrios que se establecen según el combustible y los agentes gasificantes (aire u oxígeno, vapor de agua) empleados.

A elevadas temperaturas, disminuyen las concentraciones de  $\text{H}_2\text{O}$  y  $\text{CO}_2$ , mientras que aumentan las de  $\text{CO}$  y  $\text{H}_2$ . En cambio, al aumentar la presión, disminuyen las concentraciones de  $\text{CO}$  y  $\text{H}_2$ , aumenta la de  $\text{H}_2\text{O}$ , y apenas varía la de  $\text{CO}_2$ .

Además, en los procesos a baja temperatura se producen cantidades apreciables de especies como metano ( $\text{CH}_4$ ), alquitranes, aceites y fenoles.

### ***Compuestos contaminantes del carbón***

Por las condiciones reductoras en que se produce la gasificación, el azufre del carbón no se convierte en  $\text{SO}_2$ , sino en  $\text{H}_2\text{S}$  y  $\text{COS}$ . De forma similar, el nitrógeno

del carbón se transforma en  $\text{NH}_3$  y  $\text{HCN}$ . Estas especies contaminantes se pueden eliminar con facilidad mediante procesos de lavado con agua y absorción con disolventes, obteniéndose así un gas de síntesis limpio.

### ***Balance energético de la gasificación***

El valor del gas de síntesis radica en que contiene la mayor parte de la energía química presente en el carbón inicial. En los gasificadores modernos, con elevada conversión del combustible, se puede establecer de forma aproximada este reparto de la energía alimentada con el combustible:

- Poder calorífico del gas de síntesis: 75% del poder calorífico del carbón.
- Calor sensible en el gas de síntesis: 15%. Esta energía se recupera en el enfriamiento del gas, mediante la producción de vapor.
- Calor en el residuo sólido (escoria fundida y ceniza seca), y pérdidas de calor al ambiente: 10%.

### ***Tecnologías de gasificación***

Existe un gran número de sistemas de gasificación diferentes. En función del régimen de flujo, se puede hablar de tres tipos de gasificadores:

- **Lecho fijo.** El carbón se alimenta seco por la parte superior del reactor, y desciende lentamente reaccionando con los gases que fluyen en contracorriente a través del lecho. En su camino descendente, el carbón experimenta de forma sucesiva los procesos de secado, calentamiento, pirólisis, gasificación y combustión. Las cenizas pueden extraerse secas o fundidas. El gas producto tiene baja temperatura (400-500°C), y contiene cantidades importantes de alquitranes y aceites.
- **Lecho fluidizado.** Las partículas de combustible se introducen en un flujo ascendente de gas, en el que se encuentran suspendidas mientras se produce la reacción. La temperatura de operación es inferior a la de fusión de las cenizas del combustible (800-1.050°C), para que éstas se puedan descargar en forma seca o aglomerada.
- **Lecho arrastrado.** El carbón y los agentes gasificantes fluyen en la misma dirección, con velocidades muy superiores a las que se dan en el resto de tipos de gasificadores. La alimentación del carbón pulverizado, que puede ser seca (con nitrógeno) o húmeda (en mezcla con agua), se realiza a través

de quemadores de oxidación parcial. La temperatura de operación es muy elevada (1.200-1.600°C), y las cenizas se extraen fundidas por la parte inferior. Los tres tipos de gasificadores estaban ya desarrollados en los años 1950. Sin embargo, en los años 1970 y 1980 se adaptaron los diseños para trabajar en condiciones de alta presión, permitiendo aumentar la capacidad de producción y el rango de aplicaciones posibles. En la figura se puede observar un esquema de los tres tipos de gasificadores.

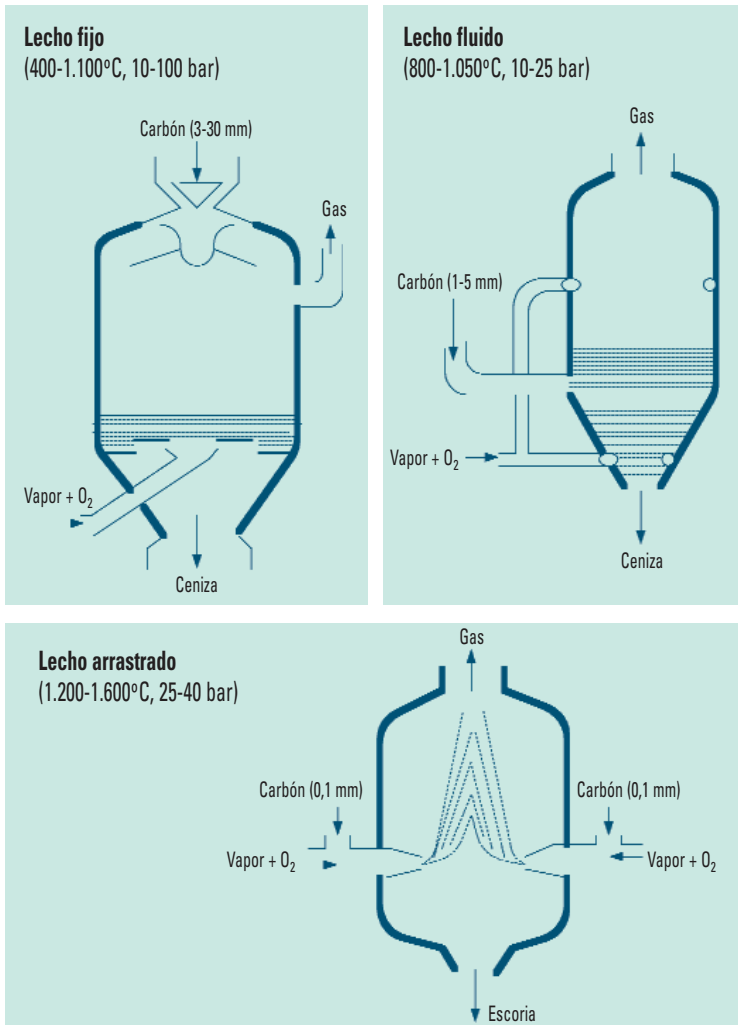


Figura 5. Tipos de gasificadores.



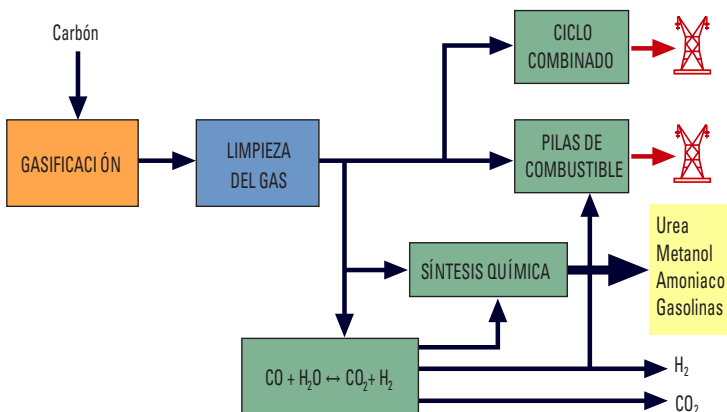
## Interés de la gasificación. Aplicaciones

La gasificación permite transformar combustibles sólidos, de bajo valor y potencialmente contaminantes, en un gas limpio que por su facilidad de transporte, presión, composición y contenido energético presenta múltiples aplicaciones. Es por tanto un proceso intermedio, en el que se confiere valor añadido a la materia prima utilizada, habilitándola para ser empleada en la obtención de diferentes productos: (11)

- Electricidad, de forma limpia y altamente eficiente, mediante la utilización del gas de síntesis sustituyendo al gas natural en ciclos combinados (centrales GICC), o incluso en pilas de combustible de alta temperatura.
- Producción de hidrógeno, consumido en refinerías y, en el futuro, en pilas de combustible para automoción y producción de electricidad.
- Productos químicos. El gas de síntesis se emplea para la obtención de amoníaco (producto base para la fabricación de fertilizantes), urea, metanol y, a través del proceso Fischer-Tropsch, para la obtención directa de gasolinas.

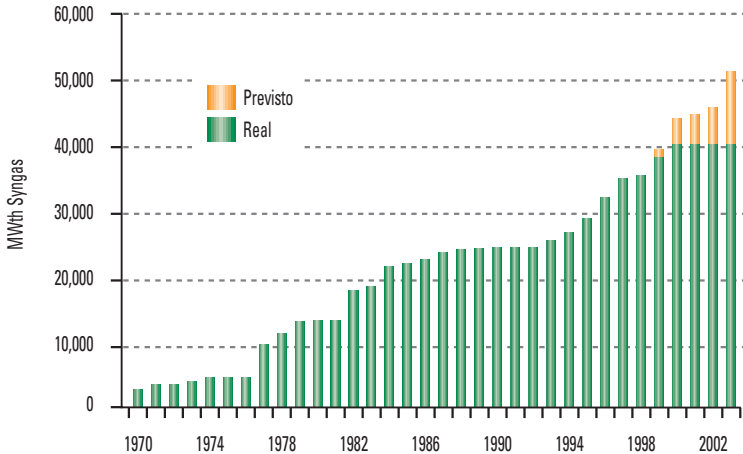
Mediante la combinación de diferentes unidades de proceso, de forma modular, se puede adaptar el diseño básico de una central GICC a una configuración de planta multi-productos, que pueda ajustarse de forma óptima a las demandas del mercado en cada momento.

En la **Figura 6** se han resumido las distintas posibilidades existentes en una planta de gasificación.



*Figura 6. Aplicaciones de la gasificación.*

En la actualidad existen más de 130 plantas de gasificación en el mundo, con una capacidad de producción superior a 400 millones de Nm<sup>3</sup> de gas de síntesis al día (12), equivalentes a más de 43.000 MW térmicos (13). La evolución de la capacidad de gasificación instalada, a nivel mundial, se muestra en la **Figura 7**.



**Figura 7.** Evolución de la capacidad mundial de gasificación. (13)

### 2.1.3. Unidades de fraccionamiento de aire

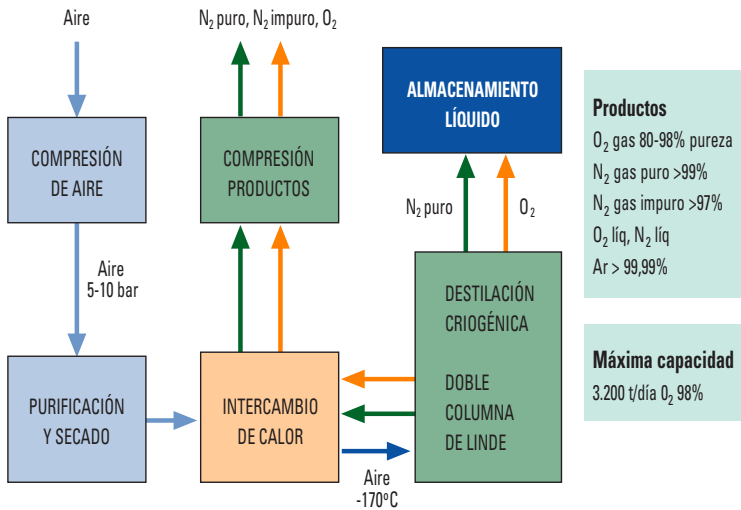
Para mantener las altas temperaturas necesarias en todo proceso de gasificación, se requiere un agente oxidante, que puede ser aire, oxígeno o aire enriquecido en oxígeno.

Inicialmente, los primeros gasificadores, que eran de lecho fijo y a presión atmosférica, empleaban aire. Sin embargo, con el desarrollo industrial del proceso Linde-Frankl en la década de 1930, las plantas de producción de oxígeno mediante destilación del aire en condiciones criogénicas se convierten en un sistema económico. Desde ese momento se vuelven a construir muy pocos gasificadores con aire, puesto que el hecho de emplear oxígeno tiene las ventajas de:

- Poder calorífico del gas de síntesis muy superior (9-13 MJ/Nm<sup>3</sup> frente a 4,5 MJ/Nm<sup>3</sup>).

- Por no estar diluido con  $N_2$ , el caudal de gas de síntesis es mucho menor (50% aprox.), reduciéndose por tanto radicalmente las dimensiones y los costes de las unidades de recuperación de calor y limpieza del gas.

El proceso de una Unidad de Fraccionamiento de Aire (ASU) actual, junto con los productos que pueden obtenerse, se muestra en el esquema adjunto.



**Figura 8.** Esquema y productos de una Planta de Fraccionamiento de Aire.

En Centrales GICC, la ASU representa el 10-15% del coste de inversión total, y sus aspectos relevantes son:

- Consumos eléctricos de los compresores de aire y productos. Constituyen prácticamente el 100% de los costes de operación de la ASU, y en las aplicaciones GICC representan el 50-90% del consumo de auxiliares total.
- El arranque de la unidad exige un proceso de pre-enfriamiento hasta alcanzarse las condiciones criogénicas y de estabilidad de productos (entre 3 horas y 3 días según su estado sea frío o caliente).

Una alternativa de futuro para la producción de  $O_2$  son las membranas cerámicas de transporte iónico, membranas que a alta temperatura (>700°C) transportan iones de oxígeno selectivamente. Se han presentado estudios en los que se manifiesta un gran potencial de ahorro en costes de inversión y operación, pero el nivel de desarrollo actual es aún el de plantas piloto.

## 2.1.4. La integración: la tecnología GICC

La tecnología GICC permite el uso de combustibles sólidos (carbón, coque de petróleo, biomasa, residuos) o líquidos en una Central Térmica con la eficiencia y los beneficios ambientales propios de los ciclos combinados. Para ello, supone la integración de las tres tecnologías anteriores, de forma que el combustible es gasificado con el oxígeno producido en una Planta ASU, y el gas sintético producido es enfriado, y limpiado exhaustivamente de partículas sólidas y contaminantes para su combustión en la turbina de gas de un ciclo combinado.

Por producirse la limpieza del gas antes de su combustión, las Centrales GICC tienen un comportamiento ambiental muy superior al de las centrales térmicas de carbón clásicas, en las que la limpieza de gases se realiza tras la combustión, de forma por tanto menos efectiva y más costosa que en las GICC. Existen múltiples variaciones sobre el esquema básico de un GICC, siendo el aspecto fundamental del diseño el grado de integración entre las unidades. Se puede hablar de tres niveles de integración: (3)

- Integración de los sistemas agua-vapor de la Isla de Gasificación y del Ciclo Combinado. El agua de alimentación de calderas se precalienta en una sección de la caldera de recuperación del ciclo combinado (HRSG) y se envía a Gasificación, donde se produce vapor saturado por intercambio de calor con el gas crudo. Este vapor saturado se exporta a la HRSG, para su sobrecalentamiento y expansión en la turbina de vapor, generando electricidad adicional.
- Integración lado nitrógeno entre ASU y Ciclo Combinado. El  $N_2$  impuro, subproducto de la ASU, es comprimido y mezclado con el gas de síntesis para reducir las emisiones de  $NO_x$  y aumentar la potencia en la turbina de gas.
- Integración lado aire entre ASU y Ciclo Combinado. De forma parcial o total, el aire comprimido que requiere la ASU es extraído del compresor de la turbina de gas.

En la **Figura 9** se presenta una configuración típica de central GICC, y los distintos niveles de integración posibles.

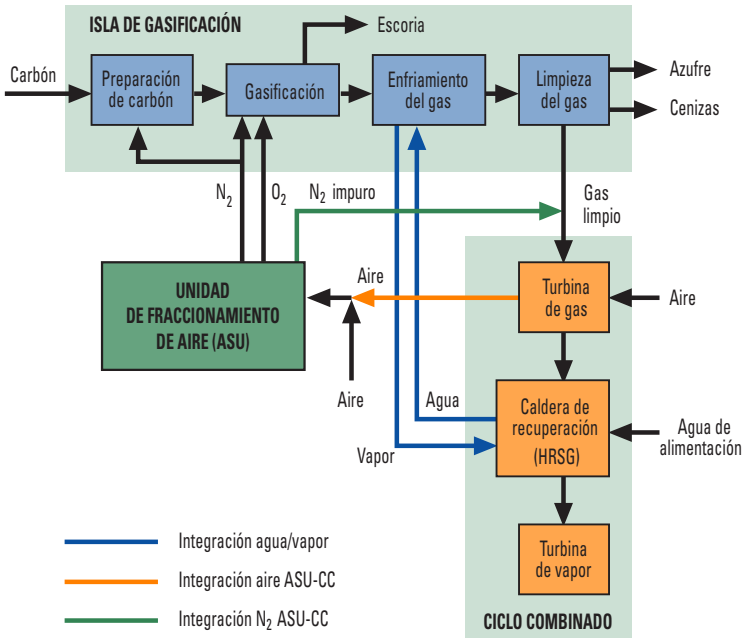


Figura 9. Diagrama de bloques y opciones de integración para una central GICC.

La integración de los sistemas agua/vapor es normal en todas las Centrales GICC en operación. Por el contrario, la integración entre ASU y CC es una opción mucho más discutida. Los diseños altamente integrados suponen una mayor eficiencia de la Central, puesto que se reducen los consumos de auxiliares de los compresores de aire y productos de la ASU. Sin embargo, implican tiempos de arranque más largos, en los que se consume el combustible de apoyo (gas natural en la mayoría de los casos). De las centrales GICC con carbón en operación, en Europa se ha primado el diseño altamente integrado por su mayor eficiencia, mientras que en Estados Unidos, con precios de combustible inferiores, se ha preferido la mayor disponibilidad y flexibilidad que ofrece el diseño no integrado. Actualmente se tiende a diseños en los que el aire que necesita la ASU provenga en parte del compresor de la turbina de gas y en parte de un compresor independiente. Esto proporciona la flexibilidad necesaria para arranques más rápidos, y un consumo auxiliar intermedio entre las dos opciones.

## 2.2. VALORES DE LA TECNOLOGÍA GICC

### 2.2.1. Eficiencia

La tecnología GICC presenta eficiencias superiores al resto de tecnologías comerciales de generación eléctrica a partir de carbón, como se puede observar en la tabla comparativa adjunta.

Tecnología		Eficiencia bruta, %PCI	Eficiencia neta, %PCI
GICC (según proceso de gasificación)	ELCOGAS-Lecho arrastrado, seco	47,1%	42,2%
	SHELL (alim. seca)	48,3%	43,1%
	TEXACO (no integrado)	51,6%	41,2%
	E-GAS™	44,5%	39,2%
	MITSUBISHI-aire (año 2006)	48,0%	42,0%
PC, carbón pulverizado (con FGD, ESP y quemadores bajo NOx)	Subcrítica (165 bar, 540°C)	37,5%	36,0%
	Supercrítica (240 bar, 565°C)	41,1%	39,6%
AFBC, combustión en lecho fluidizado atmosférico		37,5%	36,0%
CCGN, ciclo combinado de gas natural, tecnología F de turbina de gas		57,3%	56,0%

**Tabla 3.** Eficiencias actuales de tecnologías de centrales térmicas. (4,9,14,15,16)

Además, hay que considerar que la tecnología GICC tiene un importante potencial de mejora, beneficiándose de la progresiva adaptación de turbinas de gas más avanzadas a esta aplicación. Así, para el 2010, se esperan alcanzar eficiencias netas de hasta el 49% (tecnología H de turbina de gas), frente a 42-45% para centrales de carbón pulverizado ultra-supercríticas (310 bar, 593°C, doble recalentado).

### 2.2.2. Medioambiente

Los valores de elevada eficiencia y disponibilidad de combustibles de la tecnología GICC llevan aparejados de forma indirecta importantes beneficios medioambientales: baja emisión de CO<sub>2</sub> y otros contaminantes por kWh producido, menor consumo de recursos y posibilidades de emplear energías renovables mediante cogasificación.

A diferencia de las centrales térmicas clásicas, en las plantas GICC se trata un caudal de gas reducido y a presión, lo cual permite mayor efectividad en el proceso de limpieza.

De esta forma en una central GICC, además de presentar un buen comportamiento en cuanto a emisión de contaminantes atmosféricos regulados (SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, partículas), se puede hablar de un impacto contaminante global muy limitado: los residuos sólidos son subproductos comerciales, tiene un bajo consumo relativo de agua, y emite menores cantidades de CO<sub>2</sub>, mercurio y metales pesados que otros procesos basados en carbón (17).

En la **Tabla 4** se comparan las emisiones medias para distintas tecnologías de centrales térmicas con combustibles fósiles.

Tecnología		Emisiones g/kWh				Subproductos/ Residuos sólidos g/kWh (*)
		SO <sub>2</sub>	NO <sub>x</sub>	Partículas	CO <sub>2</sub>	
<b>GICC</b> (según proceso de gasificación/ turbina de gas)	ELCOGAS / SIEMENS V94.3	0,07	0,40	0,02	727	Escoria: 21,0 Ceniza: 2,0 Azufre: 4,0
	SHELL / SIEMENS V94.2	0,10	0,05	0,02	712	
	TEXACO / GE 7F	0,13	0,35	0,02	745	
	E-GAS™ / GE 7FA	0,14	0,37	0,02	783	
	MITSUBISHI (2006, objetivos propuestos)	0,02	0,013 (con SCR)	0,01	730	
<b>PC,</b> carbón pulverizado	Subcrítica. $\eta_{\text{neto}}=36,0\%$ FGD (90%), LNB (50%), ESP (99,2%)	2,50	2,30	0,30	852	Cenizas: 27,4 Yeso (FGD): 19,6
	Supercrítica. $\eta_{\text{neto}}=39,6\%$ FGD (95%), SCR (95%), ESP (99,2%)	2,15	1,10	0,27	774	Cenizas: 25,0 Yeso (FGD):18,8
<b>AFBC.</b> Con filtros ciclónicos (96%). $\eta_{\text{neto}}=36,0\%$		1,40	0,80	0,10	852	Mezcla cenizas- yeso-caliza: 52,9
<b>CCGN,</b> $\eta_{\text{neto}}=56,0\%$	0,007	0,54	0,02	350	–	

(\*) Con combustibles similares en cuanto a contenido en cenizas y azufre.

**Tabla 4.** Emisiones y producción de residuos de diferentes tecnologías. (9,11,16,18)

## **Contaminantes atmosféricos: SO<sub>2</sub>, NOx y partículas**

Las emisiones de SO<sub>2</sub> y NOx, gases relacionados con la lluvia ácida, son comparables o inferiores a las obtenidas en un ciclo combinado con gas natural (CCGN). El azufre, presente en el gas de síntesis como H<sub>2</sub>S, es recuperado en más del 99%, transformándose en ácido sulfúrico o azufre sólido puro para su venta.

Debido a la atmósfera reductora en que se desarrolla el proceso de gasificación, el gas de síntesis no contiene NOx, sino amoníaco (NH<sub>3</sub>) en baja proporción, que se elimina en el proceso de lavado. En la turbina de gas, además de quemadores de bajo NOx, se utilizan sistemas adicionales como la saturación del gas o la mezcla con nitrógeno, para limitar la temperatura de llama y prevenir la formación de NOx térmico.

En cuanto a las partículas sólidas, éstas se extraen del gas de síntesis mediante filtros y/o lavado con agua antes de la combustión del gas, por lo que sus emisiones son irrelevantes.

## **Gas de efecto invernadero, CO<sub>2</sub>**

Sustituir grupos de carbón por modernas unidades GICC permitiría disminuir sus emisiones de CO<sub>2</sub> hasta en un 20%, contribuyendo a alcanzar los objetivos de reducción mundial de emisiones de CO<sub>2</sub>.

Adicionalmente, mediante la reacción agua-gas  $\text{CO} + \text{H}_2\text{O} \rightarrow \text{CO}_2 + \text{H}_2$ , se puede incrementar la producción de hidrógeno, y capturar el CO<sub>2</sub> de forma directa, utilizando procesos comerciales y habituales en la industria de síntesis química. La captura del CO<sub>2</sub> del gas a presión, en el proceso GICC, resultaría mucho más económica que su extracción de los gases de combustión de plantas convencionales de carbón pulverizado, o ciclos combinados de gas natural. (14)

## **Consumo de agua**

Debido a que únicamente el ciclo de vapor requiere refrigeración, el consumo específico de agua para la operación de una planta GICC es aproximadamente la mitad que el de una planta convencional con sistema de lavado de gases. (17)



### **Otros contaminantes: cloro, mercurio, metales pesados**

Los compuestos de cloro se extraen del gas mediante lavado con agua, obteniéndose como sales posteriormente en el tratamiento del agua residual. Las emisiones de metales pesados se reducen drásticamente respecto a otros procesos, puesto que en un GICC estos elementos se capturan prácticamente en su totalidad en la escoria, que es un sólido inerte vitrificado, no lixiviable. En el caso del mercurio, existe una preocupación creciente por las emisiones de este elemento en centrales de carbón, estando prevista su regulación en Estados Unidos a partir del año 2004. El reciente estudio *'The cost of Mercury Removal in an IGCC Plant'* (19), realizado por Parsons Inc. para el US DOE, concluye que la tecnología GICC es capaz de reducir la emisión de mercurio a un coste mucho menor que las centrales de carbón pulverizado (PC, *pulverised coal*), mediante absorción sobre un lecho de carbono activo. Para GICC el coste sería de 0,25 \$/MWh, frente a 3,10 \$/MWh para centrales PC.

### **Subproductos sólidos**

Las centrales térmicas de combustión (PC, AFBC) producen residuos sólidos (escoria, ceniza volante, pasta de yeso de las unidades de desulfuración FGD) que no pueden calificarse (excepto la ceniza volante) como subproductos de valor comercial, suponiendo un perjuicio económico y ambiental. En GICC, por el contrario se obtienen subproductos comerciales:

- El azufre se recupera puro en estado elemental o como ácido sulfúrico, ambos productos con mercado.
- Por las condiciones reductoras en que se produce la gasificación, los residuos sólidos (escoria principalmente) se obtienen bajo una matriz vítrea (no soluble), pudiéndose valorizar como subproductos útiles con múltiples aplicaciones: fabricación de materiales cerámicos, producción de fibra de vidrio, relleno para carreteras o fabricación de materiales de construcción como cementos, tejas o ladrillos.

La valorización de estos residuos, junto con el ahorro de su eliminación o tratamiento, representa un menor coste de producción de entre 0,8 y 0,9 €/MWh (0,08-0,09 cts.€/kWh) para un GICC, comparado con otros procesos basados en carbón con tratamiento de gases.

## Valor económico potencial de las menores emisiones de Centrales GICC

Los mercados de derechos de emisión tienen como objetivo la reducción de las emisiones globales de distintos contaminantes. Para ello, se establecen niveles de emisiones inferiores a los límites legales, y las instalaciones que los sobrepasan deben adquirir créditos o derechos de emisión de las centrales con emisiones inferiores a dichos niveles.

De esta forma, la diferencia entre las emisiones de distintas centrales se traduce en un valor económico, beneficio para la central más limpia y coste añadido para la que tiene mayores emisiones.

Tomando como referencia las propuestas de mercados de derechos de emisión existentes en Europa y Estados Unidos, se presenta una estimación del valor económico potencial de la reducción de emisiones que permite una Central GICC como la de ELCOGAS en España.

Por tonelada no emitida de cada contaminante, se han considerado estos precios: 50 €/t CO<sub>2</sub> (valor medio considerando referencias 20-25 de la bibliografía), 700 €/t SO<sub>2</sub>, 1.000 €/t NO<sub>x</sub> (26), obteniéndose los resultados de la **Tabla 5**.

Contaminante	Reducción emisiones GICC respecto media CT carbón España (18)		Valor económico potencial	
	g/kWh	t/año	cts. €/kWh	€/año
SO <sub>2</sub>	12,03	25.287	0,84	17.700.000
NO <sub>x</sub>	2,7	5.675	0,27	5.675.000
CO <sub>2</sub>	194	408.000	0,97	20.390.000
<b>TOTAL</b>	–	–	<b>2,08</b>	<b>43.765.000</b>

Cálculo de valores absolutos anuales: Central 300 MW, factor producción anual 80%. 2.102 GWh/año.

**Tabla 5.** Estimación del valor económico potencial de la reducción de emisiones que permite un GICC.

### 2.2.3. Disponibilidad de combustibles

La tecnología GICC permite la utilización limpia y eficiente de carbón, que como combustible presenta importantes ventajas frente al gas natural y los derivados del petróleo:

## Seguridad de suministro

El carbón es el combustible fósil más abundante, y de reparto más equitativo a escala mundial. En el Libro Verde de la Unión Europea sobre seguridad de abastecimiento energético (2), se indica que la dependencia energética exterior actual en la UE es del 50%, y se prevé que llegue al 70% en el 2030, alertando sobre los graves riesgos que esto implica.

En la situación actual, en la que es improbable una sustitución significativa de los combustibles fósiles por renovables y nuclear, el carbón ofrece una solución viable, puesto que es el mayor recurso de la Unión Europea y se cuenta con fuentes de suministro más diversificadas, como puede observarse en las Figuras 10 y 11.

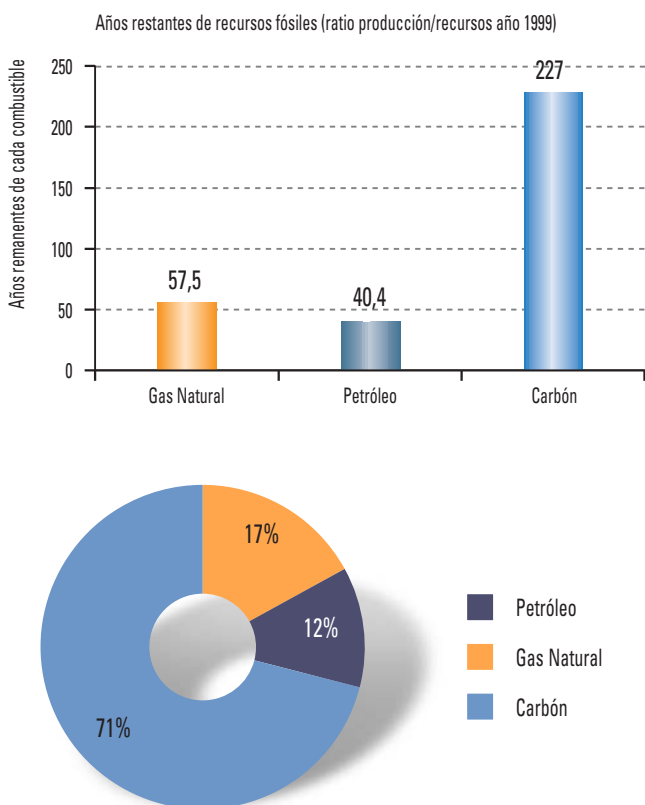


Figura 10. Recursos mundiales de combustibles fósiles. (27,28)

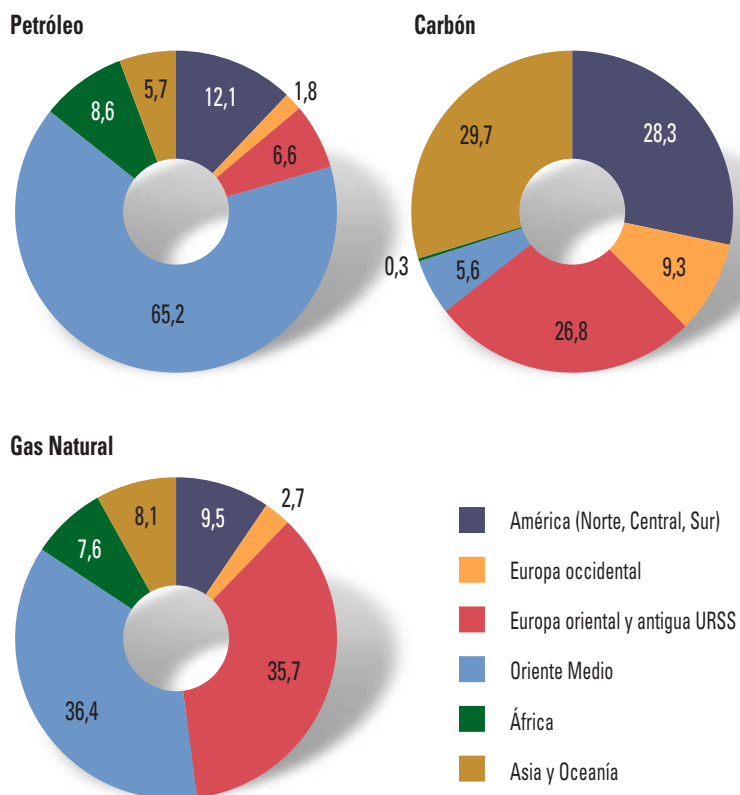


Figura 11. Distribución geográfica mundial de recursos. (29)

### Estabilidad de precios

Las particulares características de los mercados de gas y petróleo, dominados por un número muy reducido de países productores, implican que los precios experimenten fuertes oscilaciones, que además resultan difícilmente previsible. De forma añadida, en el caso del gas se observa una tendencia alcista en el precio en los últimos años, debido al fuerte aumento de la demanda. Frente a esto, el carbón exhibe una gran estabilidad de precios, incluso con tendencia bajista, como se observa en la Figura 12.

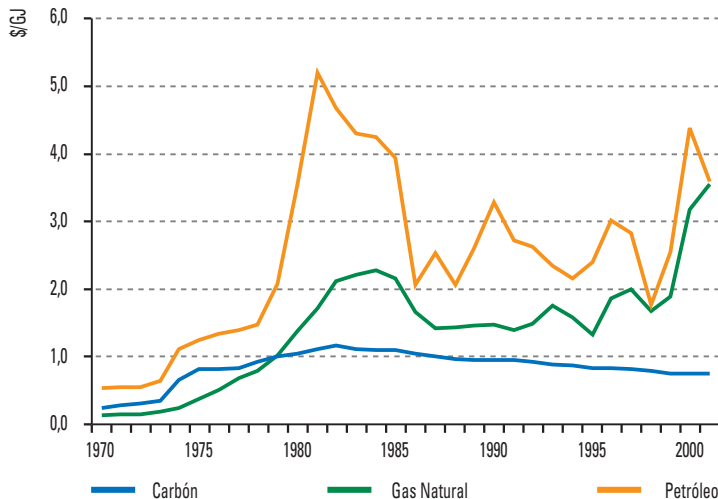


Figura 12. Tendencia de los precios de carbón, gas natural y petróleo en USA. (29)

En un sentido amplio de la evaluación de una central eléctrica, que considere el beneficio estratégico que esto supone, las tecnologías de uso limpio del carbón se ven favorecidas frente a aquellas otras que emplean gas natural o petróleo.

### Combustibles alternativos

Uno de los aspectos más destacados de la tecnología GICC es su flexibilidad para manejar una gran variedad de combustibles. Además del carbón, la lista de posibles combustibles incluye coque de petróleo, combustibles líquidos pesados de refinería, biomasa, residuos sólidos urbanos (RSU), neumáticos, plásticos y fangos de depuradora.

Por las características del proceso de producción y limpieza, puede incluso obtenerse gas de síntesis de productos residuales cuya eliminación es costosa económica y ambientalmente con otros procesos, sin generarse residuos peligrosos adicionales.

Las propiedades de algunos combustibles alternativos representativos, junto con dos tipos diferentes de carbón empleados como referencia, se presentan en la **Tabla 6**.

	Carbón tipo (Illinois#6)	Carbón Puertollano	Coque de petróleo	Paja de cebada	Astillas de olivo	Harinas animales	RSU
Humedad (% peso)	12,2	10,0	6,52	13,8	35,4	-	1,52
Volátiles (% peso)	35,0	23,13	11,16	75,0	78,1	63,7	38,6
Cenizas (% peso)	11,0	41,10	0,26	5,7	3,0	25,5	56,63
Azufre (% peso)	3,28	0,91	5,50	0,09	0,06	0,4	0,2
Carbono (% peso)	61,0	36,27	82,21	45,6	49,8	39,5	22,49
Hidrógeno (% peso)	4,25	2,48	3,11	5,6	6,0	6,2	2,49
Nitrógeno (% peso)	1,25	0,81	1,90	0,5	0,7	7,8	1,41
Cloruros (mg/kg)	700	—	—	4.720	350	2.560	7.150
PCS (MJ/kg)	25,50	13,58	32,65	20,06	26,96	18,91	9,95

Tabla 6. Características de diversos combustibles gasificables.

### Coque de petróleo

Es un subproducto de refinería, cuyo mercado principal son cementeras y siderurgias. Debido a la creciente necesidad de las refinерías de procesar crudos cada vez más pesados, tiene una producción creciente a nivel mundial, destacando Estados Unidos, México y Venezuela como principales países productores. Como se puede observar en la figura adjunta, tiene precios inferiores a los del carbón.

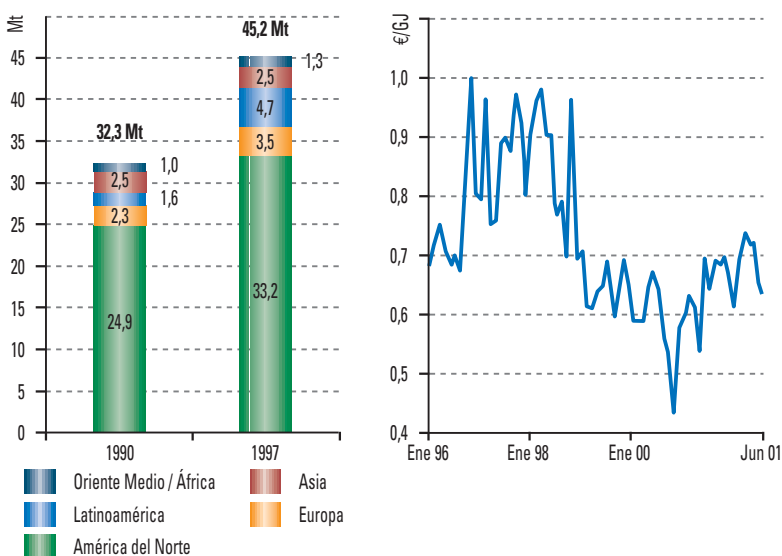


Figura 13. Evolución de la producción mundial y el precio del coque de petróleo. (30)

En la **Tabla 7** se resumen las características más destacadas del coque, y la experiencia existente en su utilización en Centrales GICC.

Propiedades para combustión/gasificación	Utilización en Centrales GICC actuales
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Alto poder calorífico, buen combustible.</li> <li>• Elevado contenido en azufre, exige alto grado de desulfuración.</li> <li>• Alto contenido en metales pesados (en GICC se retienen en la escoria, material inerte).</li> <li>• Bajo contenido en volátiles, baja reactividad.</li> </ul> <p>Estas propiedades hacen que la tecnología GICC sea mucho más indicada para su uso que la PC (carbón pulverizado) o AFBC (lecho fluidizado).</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• En mezcla al 50% con carbón, es el combustible de diseño en GICC de ELCOGAS (Puertollano).</li> <li>• En los GICC de Tampa y Wabash (Estados Unidos) se utiliza actualmente como combustible principal.</li> <li>• GICC de cogeneración en refinerías: Texaco El Dorado y Motiva Delaware (Estados Unidos).</li> </ul>

**Tabla 7.** Propiedades del coque, y experiencia en Centrales GICC.

## Biomasa y residuos

Los recursos disponibles de biomasa y residuos son extraordinariamente abundantes. A partir del estudio *'European Co-combustion of coal, biomass and wastes'* (31), dichos recursos se pueden estimar en 180.000 GWh/año para residuos y 250.000 GWh/año para biomasa, 7% y 9,5% respectivamente de la producción eléctrica en la UE (2.600.000 GWh en 2002).

Debido a esta abundancia, la biomasa es considerada una de las fuentes renovables con mayor potencial de desarrollo. Además, la emisión de CO<sub>2</sub> derivada de su uso energético es contabilizada como nula, de acuerdo a la *Directiva para comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero* de la Comisión Europea (20). No obstante, hasta ahora su utilización se ve limitada por el carácter estacional y disperso de estos recursos, que los hace poco económicos para generación en grandes centrales térmicas.

Frente a esto, la cogasificación con carbón ofrece una alternativa más flexible de utilización, con los beneficios añadidos de la alta eficiencia y las bajas emisiones propias de la tecnología GICC.

En la **Tabla 8** se resumen las características generales más destacadas de biomasa y residuos, y la experiencia existente en su utilización en Centrales GICC.

Propiedades para combustión/gasificación	Experiencia en Centrales GICC actuales
<p>Características muy variables en función del tipo de recursos. En general:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Poder calorífico medio-bajo.</li> <li>• Ausencia de azufre.</li> <li>• Alto contenido en cloruros, problemas de corrosión.</li> <li>• Alto contenido en elementos alcalinos, problemas de deposición de cenizas.</li> <li>• En el caso de ciertos tipos de biomasa, la elevada humedad, requiere un acondicionamiento previo.</li> </ul> <p>Estas características hacen que en los gasificadores de lecho arrastrado sea preferible la cogasificación, siendo más adecuados para utilizar biomasa como combustible principal los gasificadores de lecho fijo y lecho fluidizado.</p>	<p><b>Biomasa</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• GICC de ARBRE (Yorkshire, Reino Unido), 8 MW, residuos forestales.</li> <li>• En Tampa (Florida, USA) 1% de ramas de eucalipto.</li> </ul> <p><b>Residuos</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• En GICC de ELCOGAS (Puertollano), pruebas con harinas cárnicas en proporciones del 1-4%.</li> <li>• En GICC de SVZ-Schwarze Pumpe (Alemania), el combustible habitual es una mezcla al 50% entre lignito y residuos sólidos diversos (caucho, plásticos, fangos de depuradora).</li> <li>• En GICC de NUON (Buggenum, Holanda), se consumen residuos de granjas avícolas, y fangos de depuradora, con planes de llegar al 20%</li> </ul>

**Tabla 8.** Propiedades de biomasa y residuos, y experiencia en Centrales GICC.



## 2.3. TECNOLOGÍA GICC PARA USO LIMPIO DEL CARBÓN

### 2.3.1. El carbón como combustible para ciclos combinados

Para alimentar la turbina de gas de un ciclo combinado, se requiere un gas de síntesis con alta presión (entre 15 y 20 bar), y que se encuentre prácticamente exento de partículas y contaminantes.

Por ello, para la aplicación GICC se requiere generalmente:

- Gasificación a presión, para reducir las dimensiones de los sistemas de gasificación y tratamiento de gas sintético, y evitar el excesivo consumo auxiliar eléctrico que supondría comprimir el gas de síntesis hasta la presión requerida por la turbina de gas.
- Gasificación con oxígeno puro, o al menos aire enriquecido, para reducir el coste de las unidades de enfriamiento y limpieza de gas, y tener rendimientos superiores.

Los tres tipos de gasificadores presentados en 2.1.2: lecho fijo, lecho fluidizado y lecho arrastrado, pueden operar en las anteriores condiciones, permitiendo la producción de un gas de síntesis apto para GICC a partir de prácticamente cualquier tipo de carbón.

Sin embargo, dentro de esa flexibilidad general, las características particulares de cada carbón, junto con la escala de la planta, hacen preferible la elección de una determinada tecnología para su gasificación, como se refleja en la **Tabla 9**.

Tipo de gasificador y características	Combustible y aplicación más indicada
<p><b>Lecho fijo</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Alto <math>t_{\text{residencia}}</math> 15-60 min</li> <li>• Combustible grueso, 5-30mm</li> <li>• Alta eficiencia</li> <li>• Baja <math>T_{\text{gas}}</math> (400-500°C), se producen alquitranes e hidrocarburos</li> <li>• Elevado contenido de <math>\text{CH}_4</math> en gas sintético</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Flexible, amplio rango de carbones, excepto aquellos con tendencia a producir finos.</li> <li>• Indicado para combustibles difícilmente pulverizables: <b>biomasa, residuos</b>.</li> <li>• Mejor en aplicaciones de <b>síntesis química</b>, en las que los hidrocarburos producidos sean útiles.</li> <li>• Limita las opciones de co-producir <math>\text{H}_2</math>.</li> </ul> <p style="text-align: right;">→</p>

Tipo de gasificador y características	Combustible y aplicación más indicada
<p><b>Lecho fluidizado</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Temperatura 800-1.050°C.</li> <li>• Combustible tamizado, &lt;5mm.</li> <li>• Baja eficiencia, inquemados.</li> <li>• <math>t_{\text{residencia}}</math> medios, 10-100 seg.</li> </ul> <p><b>Lecho arrastrado</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Las cenizas se extraen como escoria fundida.</li> <li>• Combustible pulverizado, &lt;100 <math>\mu\text{m}</math>.</li> <li>• Alta temperatura del gas 1.000-1.600°C.</li> <li>• Bajo <math>t_{\text{residencia}}</math>, 1-5 seg</li> <li>• Elevada eficiencia</li> <li>• No produce alquitranes ni hidrocarburos</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Requiere carbones muy reactivos (<b>lignitos</b>, y <b>biomasa</b>).</li> <li>Indicado para utilizar carbones con <b>alto contenido en cenizas</b>, o con cenizas de alto punto de fusión. (India, Australia, Sudáfrica).</li> <li>• Más indicado para GICC a <b>escala pequeña-mediana</b>.</li> </ul> <ul style="list-style-type: none"> <li>• El más versátil, aunque no son recomendables carbones con estas características:             <ul style="list-style-type: none"> <li>- Con cenizas de alto punto de fusión (ej: Australia).</li> <li>- Muy alto contenido en cenizas (&gt;25%, ej: India). Son gasificables, pero implican menor eficiencia y mayores costes.</li> <li>- Alto % de Cloro (mayor de 0,5%).</li> </ul> </li> <li>• Gran capacidad unitaria y eficiencia, por lo que es el más adecuado para <b>grandes centrales GICC</b>.</li> </ul>

*Tabla 9. Combustible y aplicación preferible de distintos tipos de gasificador. (14,32)*

## 2.3.2. Procesos existentes. Descripción

### 2.3.2.1. Gasificación en lecho arrastrado a presión con alimentación seca

Este proceso de gasificación, empleado por ELCOGAS en la Central GICC de Puertollano, consiste en un lecho arrastrado con oxígeno y flujo ascendente (3). La alimentación al gasificador es de tipo seco, mediante transporte neumático con nitrógeno de alta presión, y se realiza a través de cuatro quemadores horizontales, situados al mismo nivel. La alimentación seca requiere nitrógeno puro y supone cierta complejidad de operación, pero tiene importantes ventajas frente a la alimentación húmeda (en mezcla con agua):

- La eficiencia del proceso de gasificación es superior, puesto que no se pierde calor en evaporar el agua alimentada, como sucede en los sistemas de tipo húmedo.

- El gas producido tiene un menor contenido en  $\text{CO}_2$  (3% frente a 14% con alimentación húmeda), lo cual implica una mayor eficacia en la desulfuración y, por consiguiente, menores emisiones de  $\text{SO}_2$ .
- No es necesaria la sustitución periódica de los quemadores y el refractario del gasificador.

El proceso se realiza en una cámara cilíndrica de 3,8m de diámetro, a una presión de 25 bar y 1.200-1.600°C de temperatura (33). Las paredes de la cámara están formadas por una membrana de tubos de acero refrigerados por agua, y están protegidas por un recubrimiento refractario. Además, durante la operación dichas paredes permanecen cubiertas por una capa de escoria, que actúa como aislante.

La escoria producida se separa en estado fundido por la parte inferior del gasificador, donde se enfría en un baño de agua y se extrae mediante un sistema de depósitos a presión (*lock hoppers*).

El enfriamiento del gas a la salida de la cámara de reacción, desde 1.500 a 800°C, se realiza mediante mezcla directa con gas frío recirculado, y posterior enfriamiento desde 800 a 250°C, en dos calderas convectivas en las que se produce vapor saturado de alta y media presión.

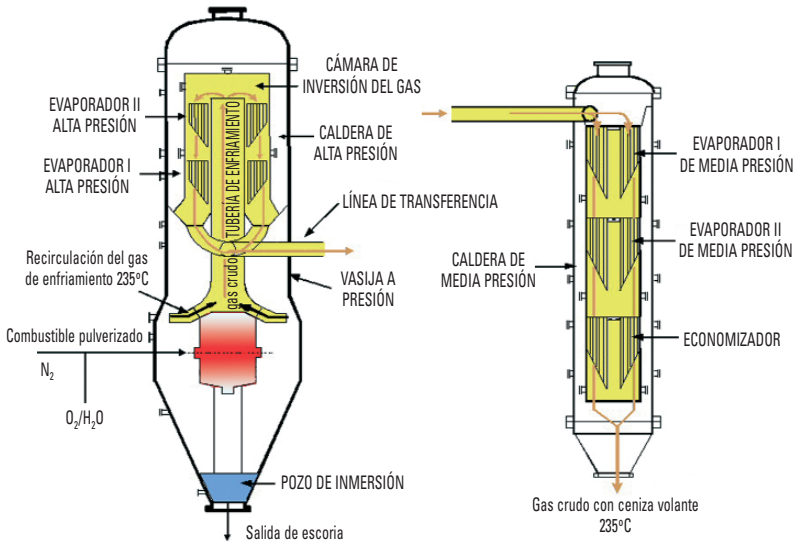


Figura 14: Gasificador y caldera de recuperación de calor.

Una vez se ha enfriado el gas a 250°C, se separan las partículas de ceniza mediante filtración con elementos cerámicos. Frente a la separación de partículas por lavado con agua, la filtración ofrece una mayor eficacia, eliminando además el consumo de agua y la necesidad de depurarla. La recirculación de las cenizas separadas al gasificador es innecesaria, dada la alta conversión en el proceso de gasificación, que se debe a la alta temperatura y a la alimentación en seco.

Tras la filtración 2/3 del gas se recirculan como gas de enfriamiento, y el resto se somete a un lavado húmedo para separar compuestos halógenos (HCl, HF) y amoníaco.

Como último proceso de limpieza del gas, se separan los compuestos de azufre en la unidad de desulfuración. Este sistema consiste en un reactor de hidrólisis del COS, según la reacción  $\text{COS} + \text{H}_2\text{O} \rightarrow \text{CO}_2 + \text{H}_2\text{S}$ , y una torre para absorción de  $\text{H}_2\text{S}$  con el disolvente MDEA. El gas limpio obtenido se satura con agua y se envía al ciclo combinado.

El gas ácido resultante de la desulfuración, con alto contenido en  $\text{H}_2\text{S}$ , se envía a una Planta Claus de recuperación de azufre, obteniéndose azufre sólido puro apto para su venta. El gas de cola de la Claus se recircula al proceso, permitiendo una recuperación del azufre del gas del 99,8%.

Esta tecnología de gasificación se encuentra actualmente en operación en la Central GICC de ELCOGAS (Puertollano, España) y, con ligeras variaciones, en el GICC de NUON (Buggenum, Holanda).

La Central GICC de **ELCOGAS** tiene 300 MW de potencia neta en condiciones ISO, y emplea una mezcla combustible al 50% en peso entre carbón y coque de petróleo, con un consumo de 2.600 t/día (17). Además del sistema de gasificación ya descrito, suministrado por Krupp Koppers (Uhde), la central cuenta con una planta ASU de alta presión, suministrada por Air Liquide, y un ciclo combinado de Siemens, con turbina de gas V94.3, con dos cámaras de combustión laterales de tipo silo horizontal.

La característica principal del diseño de esta central es la integración total entre ASU y ciclo combinado. Esto reduce la flexibilidad de operación, pero permite alcanzar una eficiencia neta muy elevada: 42,2% (PCI).

El Diagrama de Bloques del proceso se muestra en la **Figura 15**.

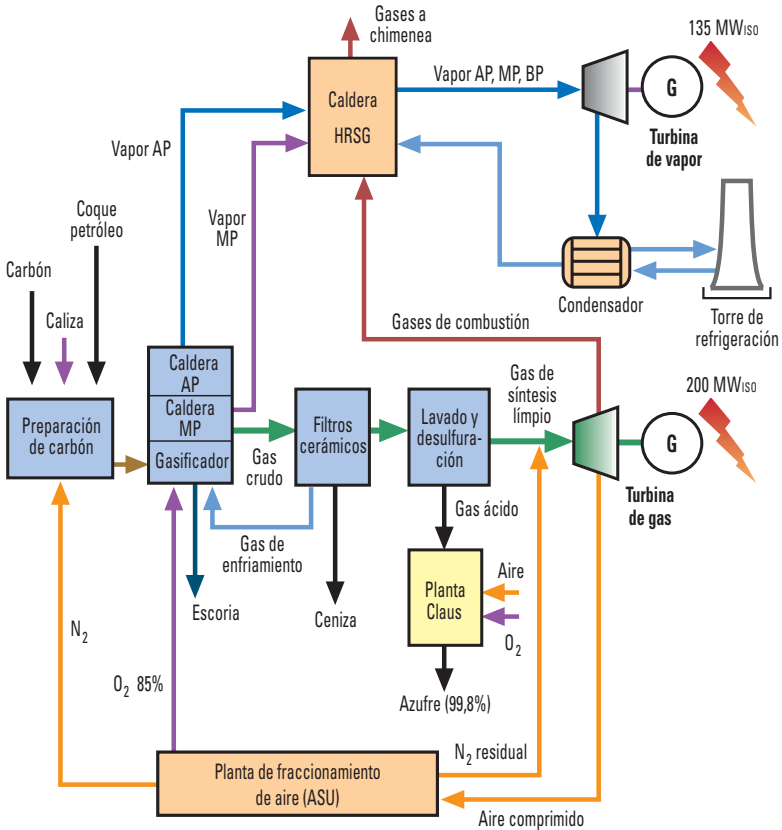


Figura 15. Diagrama de bloques del proceso de la Central GICC de ELCOGAS.

En la **Tabla 10** se han resumido los datos básicos de diseño de esta Central, que se describe en detalle en el **capítulo 3**.

<b>Potencia neta</b>	300 MW ISO (282,7 MW en emplazamiento)
<b>Eficiencia neta diseño, %PCI</b>	42,2 %
<b>Características del gas limpio</b>	Poder calorífico (PCS, kJ/Nm <sup>3</sup> ) 10472
	Composición (%vol) 60,5% CO 22,1% H <sub>2</sub> 3,9% CO <sub>2</sub> 12,5% N <sub>2</sub>
	1,0% Ar 0,01% CH <sub>4</sub> <25 ppmv S
<b>Turbina de gas</b>	Siemens V94.3, 200 MW ISO (182,3 MW en emplazamiento)
<b>Control de NOx</b>	Saturación del gas y mezcla con nitrógeno
<b>Recuperación de Azufre</b>	Planta Claus + Recirculación de gas de cola
<b>Emisiones mg/Nm<sup>3</sup>, al 6% de O<sub>2</sub></b>	25 mg/Nm <sup>3</sup> SO <sub>2</sub> 150 mg/Nm <sup>3</sup> NOx

Tabla 10. Principales datos de diseño de la Central GICC de Puertollano, España. (3)

La Central GICC de NUON tiene 253 MW de potencia neta. Esta planta tiene un consumo de diseño de 2.000 t/día de carbón, y funciona desde principios de 1994. Cuenta con un sistema de gasificación suministrado por Shell, una planta ASU de alta presión, suministrada por Air Products, y un ciclo combinado de Siemens, con turbina de gas V94.2, con dos cámaras de combustión laterales de tipo silo vertical. Al igual que en ELCOGAS, el diseño es de integración total entre ASU y ciclo combinado, con una elevada eficiencia global.

Las diferencias más significativas respecto al proceso de ELCOGAS son:

- Se recircula menor proporción del gas (1/2 del total) para enfriamiento.
- El sistema de separación de partículas incluye un ciclón.
- El proceso de desulfuración emplea el disolvente *Sulfinol* en lugar de MDEA.
- En la recuperación de azufre se combina una planta Claus con un proceso SCOT (*Shell Claus Off-gas Treatment*) de tratamiento del gas de cola.
- Se cuenta con un compresor adicional de aire que permite el arranque de la ASU de forma independiente al funcionamiento del Ciclo Combinado.

En la **Tabla 11** se ofrecen otros datos de interés de esta central.

Potencia neta	253 MW
Eficiencia neta diseño, %PCI	43,1%
Turbina de gas	Siemens V94.2, 155 MW
Control de NOx	Saturación del gas y mezcla con nitrógeno
Recuperación de Azufre	Planta Claus + Planta SCOT para el gas de cola
Emissiones mg/Nm <sup>3</sup> , al 6% de O <sub>2</sub>	35 mg/Nm <sup>3</sup> SO <sub>2</sub>   25 mg/Nm <sup>3</sup> NOx

*Tabla 11. Datos de diseño de la Central GICC de NUON en Buggenum, Holanda. (9)*

### 2.3.2.2. Gasificación en lecho arrastrado a presión, alimentación húmeda

#### *Tecnología TEXACO*

Se trata de un proceso de gasificación con oxígeno en lecho arrastrado, con presión de 30 bar y temperatura entre 1.250 y 1.450°C, con la cámara de reacción envuelta en paredes de ladrillos refractarios.

La alimentación del carbón es de tipo húmedo, en mezcla con agua, y se realiza a través de quemadores situados en la parte superior del gasificador. La alimentación húmeda reduce de forma extrema la vida útil de los quemadores

(60 días) y del refractario del gasificador (2 años), que deben ser sustituidos periódicamente.

La escoria se separa fundida por el fondo del gasificador, se enfría en un baño de agua y se extrae mediante "lock hoppers". La escoria obtenida presenta una fracción de tamaño intermedio con alto contenido en inquemados, lo cual dificulta su comercialización (34).

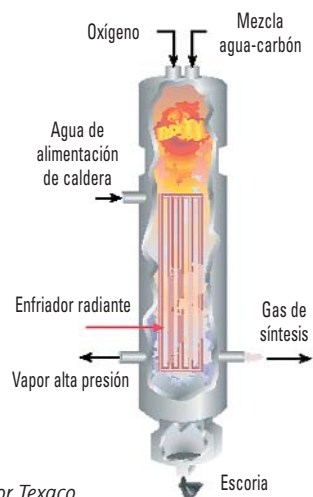
El enfriamiento y recuperación de calor del gas se realiza en dos etapas sucesivas, en las que se produce vapor de alta presión:

- De 1.400 a 700°C, en un enfriador radiante.
- De 700 a 450°C, en dos intercambiadores convectivos.

No se realiza filtración del gas, sino que éste pasa directamente a un lavado húmedo, en el que se separan cloruros, amoníaco y partículas. La corriente producida se envía a una unidad de tratamiento de agua para su recirculación. La unidad de desulfuración consiste en un reactor de hidrólisis del COS, y absorción de SH<sub>2</sub> con MDEA.

Con carbón como materia prima, la tecnología Texaco se utiliza actualmente en la Central GICC de Polk (Florida, USA) perteneciente a Tampa Electric Company (TEC). Esta planta opera desde Septiembre de 1996, y tiene una potencia neta de 250 MW. En diseño, procesa 2.200 t/día de carbón, aunque actualmente también se emplea coque de petróleo. En la **Figura 17** se muestra el Diagrama de Bloques del proceso.

Junto con la gasificación (Texaco), la Central cuenta con una planta ASU de alta presión de Air Products y un ciclo combinado basado en la turbina de gas 7F de General Electric, con múltiples quemadores en disposición anular. El aire utilizado por la planta ASU no es suministrado por el compresor de la turbina de gas, pero el nitrógeno residual producido sí es inyectado en la cámara de combustión de la turbina para reducir las emisiones de NOx. El resto de datos fundamentales de esta planta se resumen en la **Tabla 12**.



**Figura 16.** Gasificador Texaco.

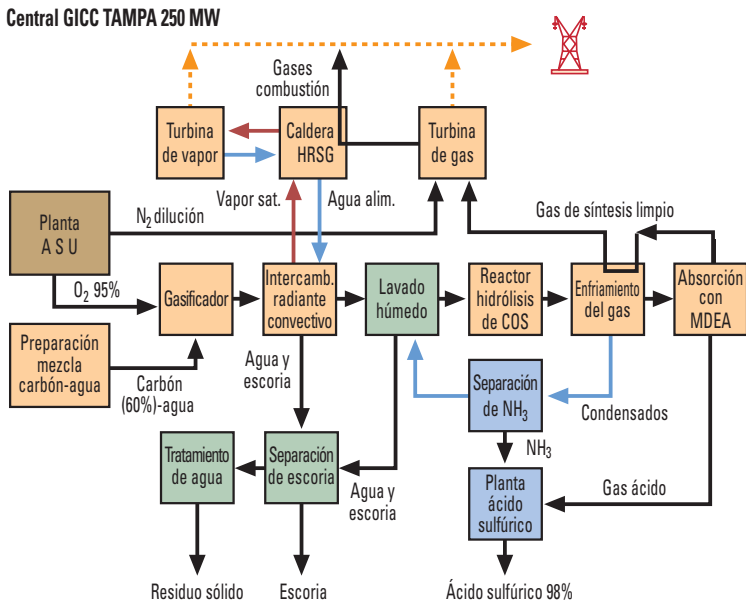


Figura 17. Diagrama de Bloques del GICC de Tampa. (15,35)

<b>Potencia neta</b>	250 MW				
<b>Eficiencia neta diseño, %PCI</b>	41,2 %				
<b>Características del gas limpio</b>	Poder calorífico (PCS, kJ/Nm <sup>3</sup> ) 9932				
	Composición	42,8% CO	38,4% H <sub>2</sub>	14,5% CO <sub>2</sub>	3,3% N <sub>2</sub>
	(%vol)	0,9% Ar	0,1 % CH <sub>4</sub>	200 ppmv S	
<b>Recuperación de Azufre</b>	Planta de producción de ácido sulfúrico 98%				
<b>Turbina de gas</b>	GE 7F, 192 MW				
<b>Control de NOx</b>	N <sub>2</sub> residual a las cámaras de combustión				
<b>Emisiones mg/Nm<sup>3</sup>, al 6% de O<sub>2</sub></b>	40 mg/Nm <sup>3</sup> SO <sub>2</sub>	100-125 mg/Nm <sup>3</sup> NOx			

Tabla 12. Principales datos de diseño de la Central GICC de Tampa, Florida. (9,35)

### Tecnología E-GAS™

La gasificación se produce en lecho arrastrado, con oxígeno, alimentación húmeda del combustible y cámara de gasificación de paredes refractarias. La principal diferencia con el Texaco es que la gasificación tiene lugar en dos etapas. En la parte inferior del gasificador se alimenta el 80% del carbón y la totalidad del oxígeno, alcanzándose altas temperaturas (1.350-1.400°C) que

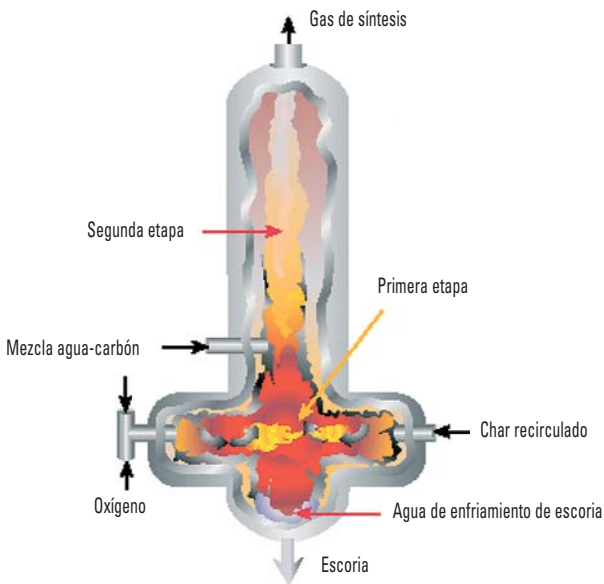


permiten fundir la escoria. En la parte superior, el gas producido reacciona con el 20% del carbón restante, con una temperatura de salida de 1.050°C, inferior a la del resto de gasificadores de lecho arrastrado a presión.

Esta menor temperatura reduce las dimensiones, y por tanto los costes de inversión, en el sistema de enfriamiento del gas, que consiste en una caldera convectiva pirotubular con circulación de los gases en sentido descendente. Como contrapartida, la menor temperatura implica que el gas arrastre alquitranes, que se depositan a la entrada del sistema de enfriamiento, así como una menor conversión, que exige la recirculación de cenizas al gasificador.

La extracción de escoria se realiza en continuo, mediante un sistema propio patentado, que parece presentar ventajas respecto a los sistemas de depósitos a presión.

La separación de partículas se realiza en seco y a alta temperatura (350°C), mediante filtros cerámicos. A continuación, el gas se somete a un lavado húmedo, y pasa a la unidad de desulfuración, consistente en un reactor de hidrólisis del COS y una columna de absorción de H<sub>2</sub>S con MDEA. El gasificador E-GAS™ se muestra en la **Figura 18**.



**Figura 18.** Gasificador E-GAS™.

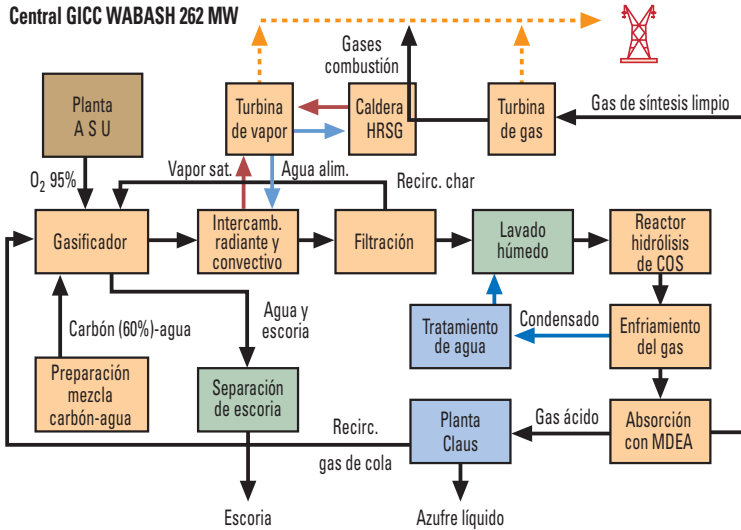


Figura 19. Diagrama de Bloques del GICC de Wabash. (36)

La tecnología E-GAS™ se encuentra actualmente en operación en la Central GICC de Wabash en Indiana, Estados Unidos. La potencia neta de diseño es de 262 MW, con un consumo de 2.200 t/día de carbón, aunque actualmente opera con coque de petróleo. Esta central comprende además una planta ASU de baja presión, suministrada por Air Liquide, y un ciclo combinado con turbina de gas 7FA de General Electric, también con quemadores anulares. El Diagrama de Bloques del proceso se encuentra en la Figura 19. No es un diseño enfocado a una máxima eficiencia, puesto que no hay integración entre la ASU y el ciclo combinado, y la alimentación es húmeda. Los datos de mayor interés se resumen en la Tabla 13.

<b>Potencia neta</b>	262 MW			
<b>Eficiencia neta diseño, %PCI</b>	39,2 %			
<b>Características del gas limpio</b>	Poder calorífico (PCS, kJ/Nm³) 10.303			
	Composición	45,3% CO	34,4% H <sub>2</sub>	15,8% CO <sub>2</sub> 1,9% N <sub>2</sub>
	(%vol)	0,6% Ar	1,9 % CH <sub>4</sub>	<100 ppmv S
<b>Turbina de gas</b>	GE 7FA, 192 MW			
<b>Control de NOx</b>	Saturación del gas, e inyección de vapor			
<b>Recuperación de Azufre</b>	Planta Claus, con recirculación del gas de cola			
<b>Emisiones mg/Nm³, al 6% de O<sub>2</sub></b>	40 mg/Nm³ SO <sub>2</sub>	100-125 mg/Nm³ NOx		

Tabla 13. Principales datos de diseño de Central GICC de Wabash, Indiana. (9,13,36)

### 2.3.2.3. Otros procesos

#### *Gasificación en lecho arrastrado con aire enriquecido, tecnología Mitsubishi*

La gasificación se produce en lecho arrastrado, con alimentación seca, y empleando aire enriquecido en oxígeno. La gasificación se desarrolla en dos etapas, para lo cual el gasificador cuenta con una cámara de combustión inferior, en la que la escoria se separa fundida, y una zona superior, en la que se opera en condiciones reductoras, con una temperatura final del gas de 1.100°C aproximadamente. Esta baja temperatura simplifica el sistema de enfriamiento y recuperación de calor, pero supone una baja conversión, con producción de alquitranes y cenizas con alto contenido en carbono, que han de ser separadas en ciclones y recirculadas al gasificador.

Esta tecnología ha sido probada en dos plantas piloto de 2 y 200 t/día de carbón, y será utilizada en la Central GICC de 250 MW en Nakoso, Japón. La puesta en marcha está prevista para el año 2006.

El esquema de proceso es diferente del que tienen las centrales GICC que se encuentran actualmente en operación, puesto que el agente gasificante es aire comprimido y enriquecido en oxígeno. De esta forma, se reduce la dimensión de la planta ASU, pero se produce un gas de síntesis de menor poder calorífico, con lo cual se incrementará el tamaño y el coste de las unidades de recuperación de calor y limpieza del gas. Otra particularidad de esta planta será la recuperación de azufre mediante lavado con disolución de caliza, obteniendo yeso como residuo.

En la **Tabla 14** se indican los datos básicos del diseño de este proyecto.

<b>Potencia neta</b>	250 MW	
<b>Eficiencia neta diseño, %PCI</b>	42,0 %	
<b>Poder calorífico del gas (PCI, kJ/Nm³)</b>	5.000 aprox.	
<b>Turbina de gas</b>	Mitsubishi	
<b>Control de NOx</b>	SCR en la chimenea del ciclo combinado	
<b>Recuperación de Azufre</b>	Lavado de gases con disolución de caliza	
<b>Emisiones esperadas</b>	8 ppm SO <sub>2</sub>	5 ppm NOx

**Tabla 14.** Datos de diseño del proyecto de Central GICC en Nakoso, Japón. (16)

### ***Gasificación en lecho fluidizado a presión, tecnología HTW***

Este sistema puede operar a presiones entre 10 y 30 bar, empleando aire u oxígeno como agentes gasificantes. El carbón, normalmente lignito, se alimenta al lecho de forma seca, con un tamaño de partícula inferior a 6mm. El reactor es una vasija metálica recubierta de material refractario, y cuenta con un sistema de refrigeración con agua. La temperatura de operación es de 800 a 1.000°C, siempre inferior a la de fusión de las cenizas.

La baja temperatura del proceso supone una baja eficiencia, con elevada producción de alquitranes e inquemados, que son separados en un ciclón y recirculados al reactor. La presencia de estos contaminantes es también crítica para los sistemas de recuperación de calor del gas de síntesis, por ser causante de problemas de ensuciamiento y corrosión de los intercambiadores.

Esta tecnología ha sido desarrollada por Rheinbraun, siendo empleada hasta ahora para la producción de metanol y amoniaco a partir de lignitos. Sin embargo, recientemente han existido diversos proyectos de construcción de plantas GICC basadas en esta tecnología, estando prevista actualmente su aplicación en la Central GICC de Vresova (República Checa), en sustitución de los gasificadores de lecho fijo actuales.

### **2.3.3. Situación mundial**

En el escenario energético actual, el sector del mercado en el que la tecnología GICC tiene unas perspectivas comerciales más favorables es el de plantas GICC integradas en refinerías. Los productos más pesados resultantes del refino: residuos líquidos y coque de petróleo, tienen un mercado cada vez más limitado, y la tecnología GICC constituye una solución limpia, eficiente y económica para su utilización, puesto que permite producir electricidad y, al mismo tiempo, suministrar H<sub>2</sub> y vapor de proceso a la refinería.

En la tabla adjunta se recogen, ordenadas según el tipo de combustible, las principales instalaciones GICC existentes y en proyecto.

Propietario / Ubicación	Puesta en marcha	Potencia neta, MW Otros productos	Combustible	Ciclo Combinado	Gasificación
Cool Water, USA	1984	120 MW	<b>Carbón</b>	GE 107E	Texaco
Nuon, Buggenum, Holanda	1994	253 MW	Carbón/residuos y biomasa	Siemens V94.2	Shell
Wabash River, Indiana, USA	1995	262 MW	Carbón/Coque petróleo	GE 7FA	E-GAS™
Tampa Electric, Florida, USA	1996	250 MW	Carbón/Coque petróleo	GE 7F	Texaco
ELCOGAS, Puertollano, España	1997	282,7 MW	Carbón/Coque petróleo	Siemens V94.3	Lecho arrastrado
SUV, Vresova, Rep. Checa	1996	350 MW, vapor	Lignito	2 x GE 9E	Lecho fijo, Lurgi
SVZ, Schwarze Pumpe, Alemania	1996	40 MW, vapor, metanol	Lignito/residuos	GE 6B	Noell
Fife Energy, Escocia	2003	109 MW	Carbón/residuos	GE 6FA	BGL
Sulcis, Cerdeña, Italia	2006	450 MW	Carbón	–	Shell
Clean Coal Power, Nakoso, Japón	2006	250 MW	Carbón	–	Mitsubishi, aire
Piñon Pine, Nevada, USA	–	100 MW	Carbón	GE 6FA	KRW, aire
Global Energy, Kentucky, USA	–	500 MW	Carbón/residuos	–	BGL
Texaco El Dorado, Kansas, USA	1996	40 MW, vapor	<b>Coque petróleo</b>	GE 6B	Texaco
Motiva, Delaware, USA	2000	240 MW, vapor	Coque petróleo	2 x GE 6FA	Texaco
CITGO, LA, USA	2006	570 MW, vapor	Coque petróleo	3 x GE 7FA	Texaco
IOC, Orissa, India	2006	180 MW, vapor	Coque petróleo	GE 306B	Shell
Shell Pernis, Rotterdam, Holanda	1997	127 MW, H <sub>2</sub> , vapor	<b>Residuo de Visbreaker</b>	3 x GE 6B	Shell
ISAB, Priolo, Italia	1999	510 MW	Asfaltos	Siemens 2 x V94.2K	Texaco
API, Falconara, Italia	2000	260 MW	Residuo Visb.	ABB 13E2	Texaco
SARLUX, Cerdeña, Italia	2000	550 MW, H <sub>2</sub> , vapor	Residuo Visb.	3 x GE 9E	Texaco
Exxon Mobil, Singapur	2000	180 MW, H <sub>2</sub> , CO	Crudo pesado	2 x GE 6FA	Exxon
NPRC, Sekiyu, Japón	2003	342 MW	Residuo petróleo	MHI 701F	Texaco

Tabla 15. Plantas GICC en funcionamiento y en proyecto, según combustible. (9,15,37)

### 2.3.4. Costes

En la sociedad actual, los criterios de protección del medioambiente y sostenibilidad son cada vez más tenidos en cuenta como valores esenciales en el desarrollo de toda actividad económica. Por esta razón, en la evaluación actual de los costes en centrales eléctricas debe contemplarse el precio final real de la electricidad, en lugar de únicamente el precio de mercado del kWh generado.

Se puede decir que el auténtico coste de la electricidad viene dado por tres componentes de diferente naturaleza:

- Costes fijos. Corresponden a la inversión que es necesario realizar, y a la componente fija de los costes de operación y mantenimiento (O&M). Estos costes están en función de la complejidad de la tecnología empleada, y de la escala de la planta.
- Costes variables: combustible, consumibles y otros costes variables de la producción de la central.
- Costes/Beneficios sociales y ambientales. Corresponden al impacto de la instalación y operación de la central sobre ecosistemas, cultivos agrícolas, empleo, cambio climático, salud de la población..., y otros efectos difícilmente valorables, pero en absoluto despreciables.

En la actualidad a efectos de rentabilidad económica de una instalación exclusivamente se consideran los dos primeros términos, por ser los únicos que afectan a la contabilidad interna de la empresa generadora. Admitiendo que la componente social/ambiental es de difícil cuantificación objetiva, obviarla supone favorecer, en el actual mercado liberalizado, a aquellas instalaciones que tienen un bajo coste de inversión y por tanto permiten rentabilidades más inmediatas, aún a costa de presentar grandes incertidumbres en cuanto al precio final real de la electricidad producida.

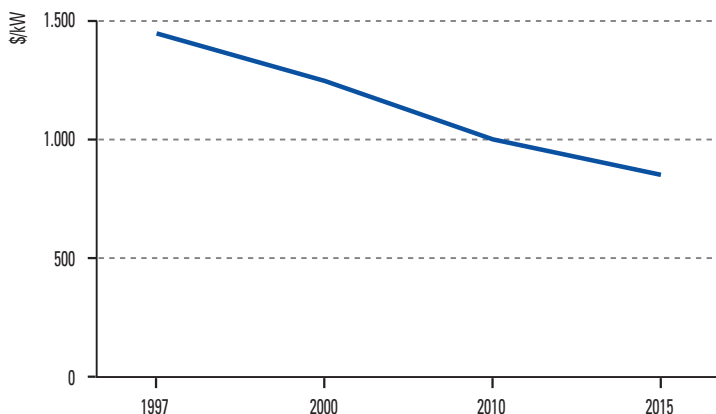
En este sentido, los mercados de derechos de emisiones pueden suponer un avance en la internalización de estos costes, permitiendo una comparación más realista entre los costes de producción de electricidad de las distintas tecnologías.

### 2.3.4.1. Valoración de costes en las Centrales GICC

#### *COSTE DE INVERSIÓN*

Se considera el aspecto más desfavorable de la tecnología GICC, por ser superior al de tecnologías competidoras como las centrales de carbón pulverizado (PC) y los ciclos combinados de gas natural (CCGN). Aunque existen gran cantidad de estudios, es difícil de precisar un coste de inversión medio para nuevos proyectos. La versatilidad de la tecnología ofrece muchas opciones de diseño, que dificultan la consideración de una planta estándar de referencia. Para una central GICC actual, con carbón como combustible, es realista hablar de un coste total en el intervalo de 1.200-1.500 €/kW instalado.

Hay que destacar que este coste se verá progresivamente reducido a medida que aumente la comercialización de la tecnología, tal y como se observa en la **Figura 20**, correspondiente a estimaciones del US DOE (38).



**Figura 20.** Evolución prevista en los costes de centrales GICC (\$/kW).

Esta reducción de costes se debe a: (14,17)

- Optimización de los diseños, con la experiencia tecnológica adquirida ("curva de aprendizaje").
- Estandarización de plantas, reduciendo costes de ingeniería y fabricación de equipos.
- Beneficios de escala por la mayor potencia unitaria.

Respecto a las tecnologías competidoras, debe tenerse en cuenta:

- Por ser PC y CCGN tecnologías maduras, el potencial para reducir el nivel de inversión en el futuro es limitado.
- En las centrales PC hay una tendencia al aumento del coste de inversión por la incorporación de sistemas adicionales de control de emisiones.
- En las centrales CCGN, el elevado coste de combustible puede hacer que en muchos momentos no se pueda operar de forma rentable, con el resultado de una menor producción anual, lo cual dificulta la amortización de la inversión.

### ***COSTES DE COMBUSTIBLE***

Para GICC, son inferiores a los del resto de tecnologías, debido a: (3)

- Elevada eficiencia energética, muy superior al resto de centrales de carbón.
- Por su mejor comportamiento medioambiental, tiene la posibilidad de utilizar carbón de peor calidad, y por tanto menor coste, que las centrales de carbón pulverizado PC.
- Utilización de combustible de menor coste que el gas natural.

Además, la posibilidad de utilizar combustibles alternativos, como biomasa o residuos de petróleo, ofrece oportunidades adicionales de reducción de costes.

Para un coste del carbón de 1,31 €/GJ<sub>PCS</sub> o 0,55 cts.€/te<sub>PCS\*</sub>, se puede tener un coste específico de combustible de 1,14 cts.€/kWh generado.

### ***COSTES DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO***

Son similares a los de plantas convencionales de carbón, y superiores a los de ciclos combinados de gas natural, dada la simplicidad del proceso en estos últimos. Actualmente, y para centrales de 400-500 MW, se pueden estimar en 0,7 cts.€/kWh, y se espera que puedan reducirse progresivamente con el mayor dominio de la tecnología que permite la experiencia adquirida.

### ***BENEFICIOS SOCIALES Y MEDIOAMBIENTALES***

La contribución a una mayor seguridad de suministro energético, la menor emisión de CO<sub>2</sub> y gases ácidos, la utilización de energías renovables mediante cogasificación de biomasa o la producción de subproductos útiles en lugar de residuos, son algunos de los beneficios de la tecnología GICC que deben considerarse también desde el punto de vista económico, con el objeto de



realizar comparaciones más justas, en términos de precio final real.

En base a los datos del apartado 2.2.2., se han cuantificado económicamente algunos de los beneficios de las centrales GICC frente a centrales clásicas de combustión de carbón pulverizado (PC):

- Menores emisiones de CO<sub>2</sub> por mayor rendimiento.  
CO<sub>2</sub> no emitido: 125 g CO<sub>2</sub>/kWh. Precio del CO<sub>2</sub>: 50 €/t.  
Valor económico: 0,62 cts.€/kWh.
- Utilización de biomasa mediante cogasificación.  
Considerando un 5% de la producción del GICC obtenida mediante cogasificación de biomasa, se emiten 36g/kWh menos de CO<sub>2</sub>. Valor económico: 0,18 cts.€/kWh
- Beneficio por subproductos (GICC) y coste por residuos sólidos (PC).  
Beneficio para GICC: 0,010 cts.€/kWh.  
Coste para PC: 0,075 cts.€/kWh.

### 2.3.4.2. Comparación entre costes de centrales GICC, PC y CCGN

En la **Tabla 16** se recoge un estudio comparativo entre PC subcrítica, GICC y CCGN, basado en datos de EPRI y US DOE del 2002 (9). Se ha considerado un coste de 1,31 €/GJ<sub>pcs</sub> (0,55 cts.€/te<sub>pcs</sub>) para el carbón y 3,56 €/GJ<sub>pcs</sub> (1,50 cts.€/te<sub>pcs</sub>) para el gas natural. En esta comparación no se consideran los beneficios ambientales descritos anteriormente, por no usarse aún en las selecciones económicas de procesos.

Para CCGN se incluyen carga base y carga punta con diferente factor anual de producción.

	GICC	PC sub crítica	CCGN base	CCGN punta 1	CCGN punta 2
Potencia MW	590	500	506	506	506
Factor de producción %	80	80	80	65	40
Rendimiento neto %PCS (%PCI)	41,0 (42,2)	35,0 (36,0)	50,5 (56,0)	48,7 (54,0)	47,3 (52,4)
Coste combustible €/GJ (cts.€/te), PCS	<b>1,31 (0,55)</b>	<b>1,31 (0,55)</b>	<b>3,56 (1,50)</b>	<b>3,56 (1,50)</b>	<b>3,56 (1,50)</b>
Coste inversión €/kW	1.300	1.186	496	496	496
Inversión cts.€/kWh	2,63	2,40	0,96	1,17	1,91
O&M cts.€/kWh	0,71	0,68	0,32	0,33	0,39
Combustible cts.€/kWh	1,14	1,33	2,57	2,67	2,74
Coste electricidad cts.€/kWh	<b>4,48</b>	<b>4,41</b>	<b>3,85</b>	<b>4,17</b>	<b>5,04</b>

**Tabla 16.** Comparación de costes para plantas GICC, PC y CCGN de 500MW.

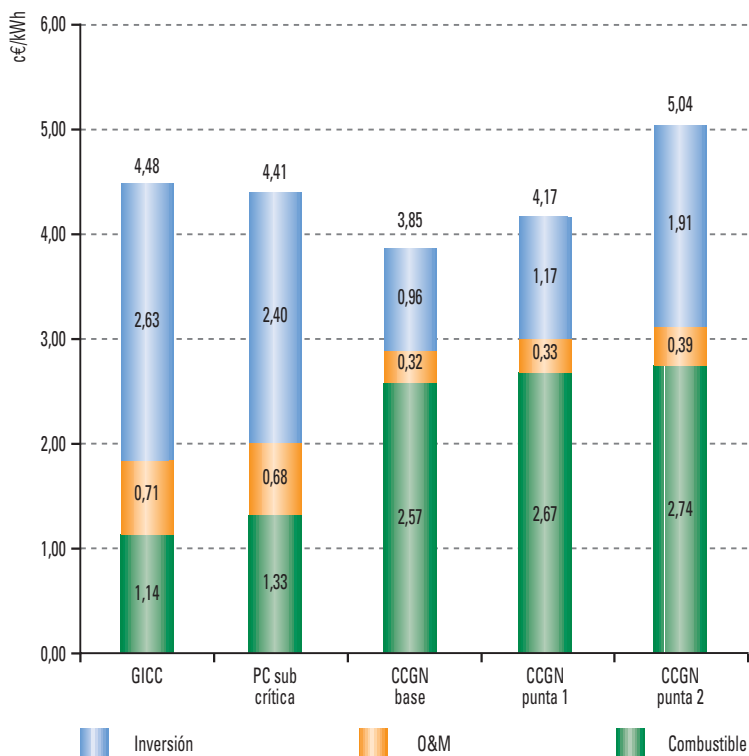


Figura 21. Comparación de costes para plantas GICC, PC y CCGN de 500MW.

### 2.3.4.3. Competitividad de GICC con CCGN: sensibilidad al coste de combustible

En las centrales GICC la inversión es elevada, pero los costes de combustible son reducidos, y no están sujetos a la incertidumbre de los mercados de gas y petróleo. Frente a esto, los ciclos combinados con gas natural tienen bajos costes de inversión, pero son muy sensibles al precio del gas natural, que representa hasta el 70% del coste por kWh producido, y muestra una tendencia actual inestable y alcista.

En la **Figura 22** se muestra la evolución del precio del gas natural en el último año, según el índice Henry Hub del New York Mercantile Exchange (NYMEX).



Figura 22. Evolución del precio del gas natural en el último año.

En la Figura 23 se muestra una variación del estudio anterior, considerando en esta ocasión un coste del gas natural de 4,27 €/G<sub>J<sub>PCS</sub></sub> (1,80 cts.€/te<sub>PCS</sub>), un 20% superior al caso anterior.

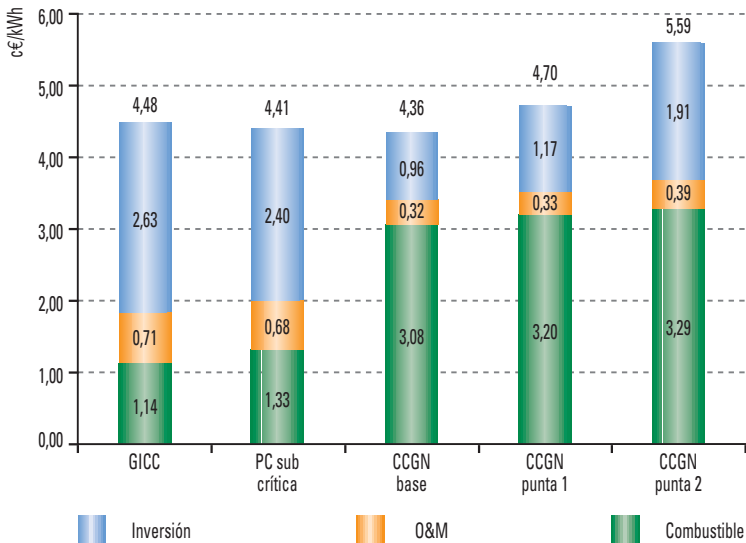
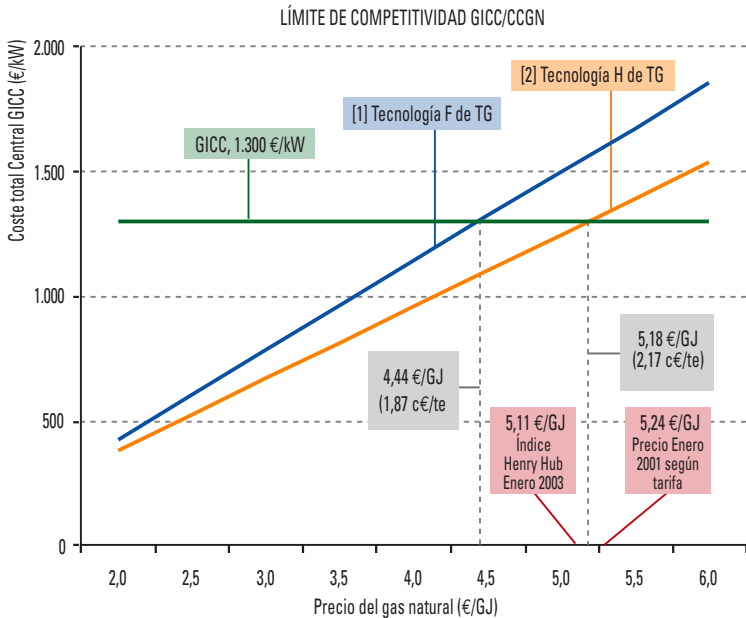


Figura 23. Comparación de costes, con precio del gas natural de 1,8 cts.€/te.

En las siguientes figuras se muestra el límite de competitividad entre GICC y CCGN, en función de factores como el precio del gas natural, el coste de inversión de las centrales GICC o el tipo de combustible empleado por éstas, y considerando para ambos tipos de centrales un idéntico factor de producción anual (80%).

Se observa como una Central GICC con un factor de producción del 80%, y coste de combustible de 0,55 cts.€/te<sub>pcs</sub> (1,31 €/GJ<sub>pcs</sub>), ambos factores semejantes a los que se tienen en ELCOGAS actualmente, sería competitiva con un ciclo combinado de gas natural si el precio de la termia de gas fuera igual o mayor a 1,87 cts.€/te<sub>pcs</sub> (4,44 €/GJ<sub>pcs</sub>), precio que recientemente se ha pagado en el mercado nacional (17).

**Comparación económica entre un CCGN estándar (496 €/kW) y una Central GICC con combustible de coste 1,31 €/GJ (0,55 cts. €/te)**



[1] Según **Tabla 16**, basada en estudio del EPRI-DOE realizado en el año 2002 (9). Considera tecnología estándar actual (turbinas de gas clase F).

[2] Según Treviño, M. (17), basado en estudio de futuro del EPRI realizado en el año 2000 (39). Incluye turbinas de gas clase H.

**Figura 24.** Competitividad según coste de inversión de GICC y precio del gas natural.

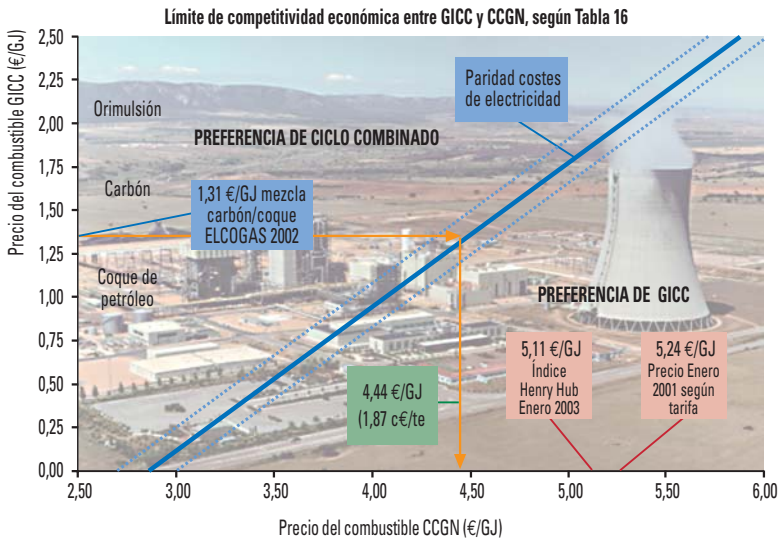


Figura 25. Competitividad GICC y CCGN en función del coste del combustible.

#### 2.3.4.4. Competitividad en términos de precio real total entre GICC y centrales de combustión de carbón pulverizado PC

Para tener en cuenta los costes y beneficios medioambientales, se ha modificado la tabla de costes de la siguiente manera:

- Para centrales PC, se ha añadido el coste de los residuos sólidos.
- Para centrales GICC, se ha descontado el valor del CO<sub>2</sub> no emitido y los beneficios por la comercialización de subproductos.

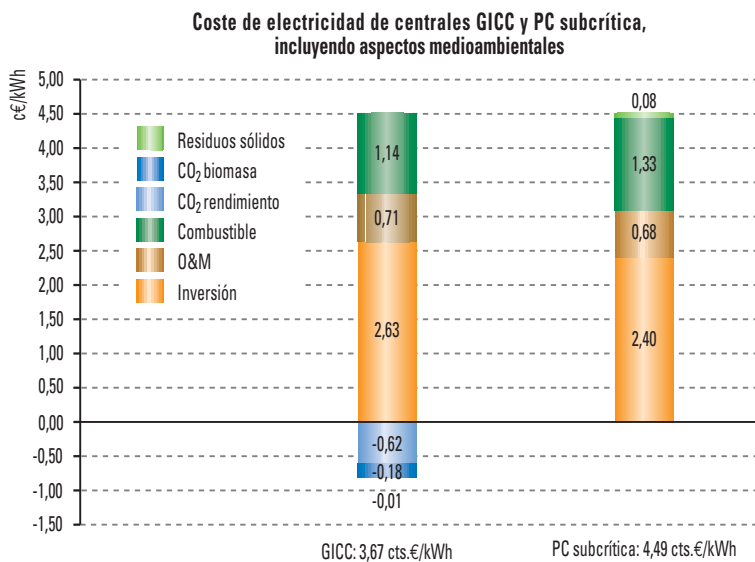
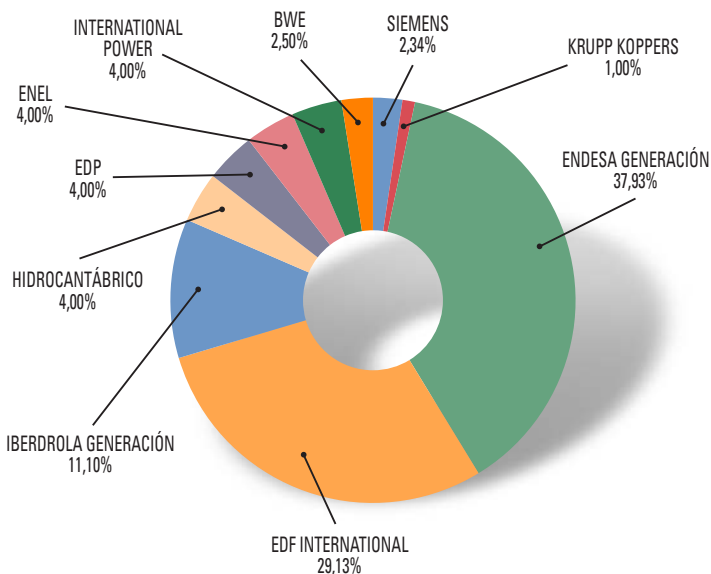


Figura 26. Comparación entre precio real de electricidad de centrales de carbón.

### 3. EL GICC DE PUERTOLLANO: ELCOGAS

#### 3.1. INTRODUCCIÓN

ELCOGAS es una sociedad anónima española, participada por empresas eléctricas y suministradoras de bienes de equipo europeas. Los accionistas y sus porcentajes de participación se muestran en la **Figura 27**.



**Figura 27.** Accionariado de ELCOGAS S.A.

ELCOGAS se constituyó en Abril de 1992 para llevar a cabo la construcción, explotación y comercialización del proceso industrial desarrollado, de una Central de Ciclo Combinado con Gasificación Integrada (GICC) de 335 MW (ISO) a instalar en Puertollano, España.

Para la gestión del proyecto y construcción de la Central GICC de Puertollano participaron en la organización de ELCOGAS, junto a los técnicos y expertos españoles, técnicos procedentes de todas las compañías propietarias, de seis países de la Unión Europea. La plantilla actual de ELCOGAS está compuesta por 160 personas, con el organigrama de la **Figura 28**.



Figura 28. Organigrama de ELCOGAS.

La Central GICC de ELCOGAS está situada en Puertollano, provincia de Ciudad Real, a 200 km al sur de Madrid. La planta se encuentra 10 km al este de Puertollano, con una extensión total de parcela de 480.000 m<sup>2</sup>.

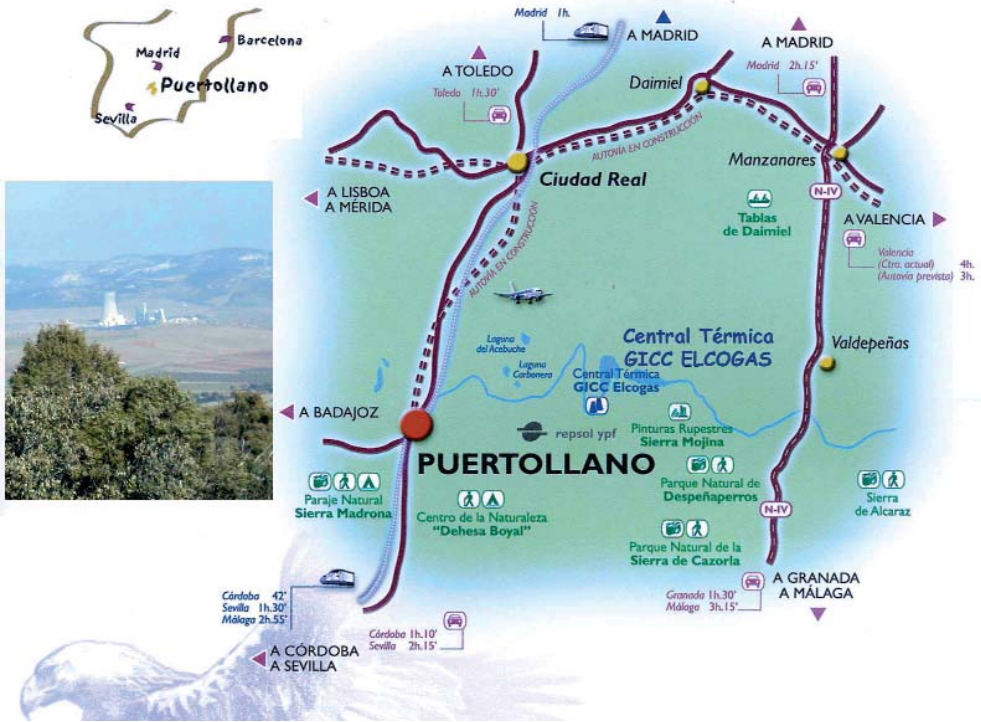


Figura 29. Ubicación de la Central GICC de ELCOGAS.



Además de la existencia de minas de carbón, con características adecuadas para su gasificación, la zona de Puertollano cuenta con una importante estructura industrial, y dispone de abastecimiento de gas natural, amplia red de carreteras y ferrocarril de acceso incluyendo conexión a la Red de Alta Velocidad.

El combustible utilizado es una mezcla, al 50% en peso, entre carbón de las minas locales, suministrado por la empresa minera ENCASUR, y coque de petróleo procedente normalmente de la refinería de Repsol-YPF ubicada en Puertollano. El carbón es de tipo hulla, y se caracteriza por un alto contenido en cenizas (41-50%), mientras que el coque de petróleo es un subproducto de la refinería, y tiene un elevado contenido en azufre (5-6%).

Además, el Ciclo Combinado de la Central también puede operar con gas natural, que es el combustible utilizado en situaciones de arranque y parada. El gas natural proviene del gasoducto Córdoba-Madrid, a través de un ramal de conexión hasta ELCOGAS.

En la **Tabla 17** se resumen los principales datos de diseño de la Central GICC de ELCOGAS.

COMBUSTIBLE	Carbón y coque de petróleo al 50% en peso			
	Carbón	Coque	Mezcla	
PCI (MJ/kg)	13,10	31,99	22,55	
POTENCIA ELÉCTRICA	Turbina de gas (MW)	Turbina de vapor (MW)	Bruta total (MW)	Neta total (MW)
Condiciones ISO	200	135	335	300
Condiciones del sitio	182,3	135,4	317,7	282,7
EFICIENCIA (PCI)	Bruta		Neta	
Eficiencia térmica	47,12%		42,2%	
Consumo específico	7.647 kJ/kWh		8.538 kJ/kWh	
EMISIONES	g/kWh		mg/Nm <sup>3</sup> (6% de Oxígeno)	
Valores de diseño				
SO <sub>2</sub>	0,07		25	
NO <sub>x</sub>	0,40		150	
Partículas	0,02		7,5	

*Tabla 17. Resumen de principales datos de la Central GICC de ELCOGAS.*



### 3.2.1. Isla de Gasificación

El sistema de gasificación de la Planta GICC de Puertollano está basado en el proceso de lecho arrastrado a presión con alimentación seca. Esta tecnología, ampliamente usada previamente a presión atmosférica en plantas químicas, se ha adaptado para la aplicación GICC mediante la generación de gas de síntesis a presión. El diseño se basó en la experiencia adquirida en la planta piloto de Fürstenhausen (Alemania) en los años 1986-1989, aplicando un factor de escala de 50.

A continuación se describen los principales sistemas de la Isla de Gasificación.

#### 3.2.1.1. Parque de carbones y Sistemas de preparación de combustible

La recepción y almacenamiento del carbón y del coque de petróleo se realiza en el Parque de Carbones. El combustible se transporta en camiones con capacidad para 25 t. La capacidad de almacenamiento del parque es de aproximadamente 100.000 t, lo que representa 40 días de suministro. El traslado de carbón o coque al sistema de preparación de combustible se realiza por medio de cintas transportadoras. Los principales datos del combustible de diseño se muestran en la **Tabla 18**.

	Carbón	Coque	Mezcla
Humedad %peso	11,8	7,00	9,40
Cenizas %peso	41,10	0,26	20,68
Carbono %peso	36,27	82,21	59,21
Hidrógeno %peso	2,48	3,11	2,80
Nitrógeno %peso	0,81	1,90	1,36
Oxígeno %peso	6,62	0,02	3,32
Azufre %peso	0,93	5,50	3,21
PCI (MJ/kg)	13,10	31,99	22,55

*Tabla 18. Propiedades de carbón, coque y mezcla al 50% en peso.*

El combustible (carbón y coque al 50% en peso) se mezcla con caliza (entre 2 y 3% en peso), con el fin de rebajar el punto de fusión de las cenizas, y se tritura en dos molinos. A continuación, se alimenta dentro de dos circuitos de

secado con gases calientes, provenientes de un calentador con gas natural. Posteriormente, el combustible en polvo se separa de los gases inertes en filtros de mangas y se almacena en dos silos, de 200 t cada uno.

Número de molinos	2 x 60%
Capacidad de combustible sólido	2.600 t/día
Tamaño final de partícula	Entre el 12% y el 26% mayor de 90µm
Humedad final del combustible	< 2% peso
Tipo de filtros	Mangas, limpieza por pulsos de N <sub>2</sub>

Tabla 19. Datos de la Planta de preparación de carbón.

### 3.2.1.2. Sistemas de alimentación de combustible y cámara de reacción

El sistema de alimentación es de tipo seco. El combustible pulverizado se presuriza a 30 bar en un sistema de depósitos a presión, y se transporta neumáticamente y seco, con nitrógeno puro, a los cuatro quemadores del gasificador. Frente a la alimentación húmeda, la alimentación seca ofrece las ventajas de mayor eficiencia y mayor vida útil de los quemadores del gasificador. En la **Figura 31** se muestra el esquema del sistema de alimentación.

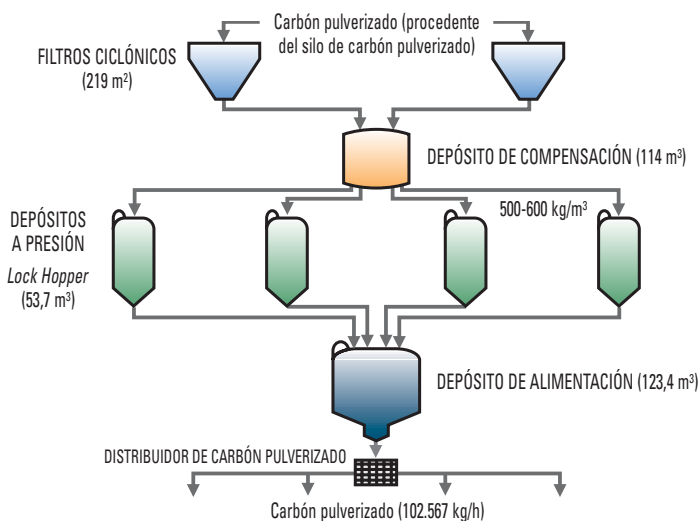


Figura 31. Sistema de presurización y alimentación del combustible al gasificador.

Los quemadores están situados en el interior de la cámara de reacción, colocados a 90° y en un mismo nivel, y disponen de una serie de anillos por los que se introduce la mezcla combustible, oxígeno (85% pureza), vapor de agua, y nitrógeno puro de moderación. La cámara de reacción dispone de refrigeración integrada, generándose vapor de media presión, y está recubierta por un material refractario.

Presión cámara reacción	25 bar
Temperatura cámara reacción	1.200-1.600°C
Capacidad combustible alimentado	2.600 t/día
Capacidad producción gas crudo	180.000 Nm <sup>3</sup> /h
Grado de Conversión de carbono	98-99%

*Tabla 20. Datos de diseño del gasificador.*

La presión del proceso está fijada por la de entrada a la turbina de gas y la temperatura es la necesaria para que las cenizas puedan separarse, como escoria fundida, por el fondo de la cámara de reacción.

### 3.2.1.3. Sistemas de extracción de escorias

La escoria sale del gasificador en estado fluido, a una temperatura superior a su punto de fusión, y cae dentro de un baño de agua (mantenida a 40-60°C), donde al enfriarse se obtiene como sólido vitrificado inerte. Un triturador a la descarga permite reducir el tamaño de los sólidos más grandes. El circuito de agua de escorias incorpora un sistema de filtrado para retirar los sólidos en suspensión, denominados finos de escoria.

	Escoria	Finos de escoria
Producción	24,3 t/h	1.200 kg/h
Humedad (%peso)	10%	50%
Composición (%peso, base seca)	1,9% C 98,1% Cenizas	60,0% C 40,0% Cenizas

*Tabla 21. Producción y características de escoria gruesa y finos de escoria.*

### 3.2.1.4. Sistemas de enfriamiento y recuperación de calor

A la salida de la cámara de reacción la temperatura del gas se sitúa en torno a los 1.550°C. Dado que los sistemas de limpieza del gas trabajan a baja temperatura, es necesario su enfriamiento. Esta energía se aprovecha para producir vapor de media y alta presión, que es exportado al ciclo combinado.

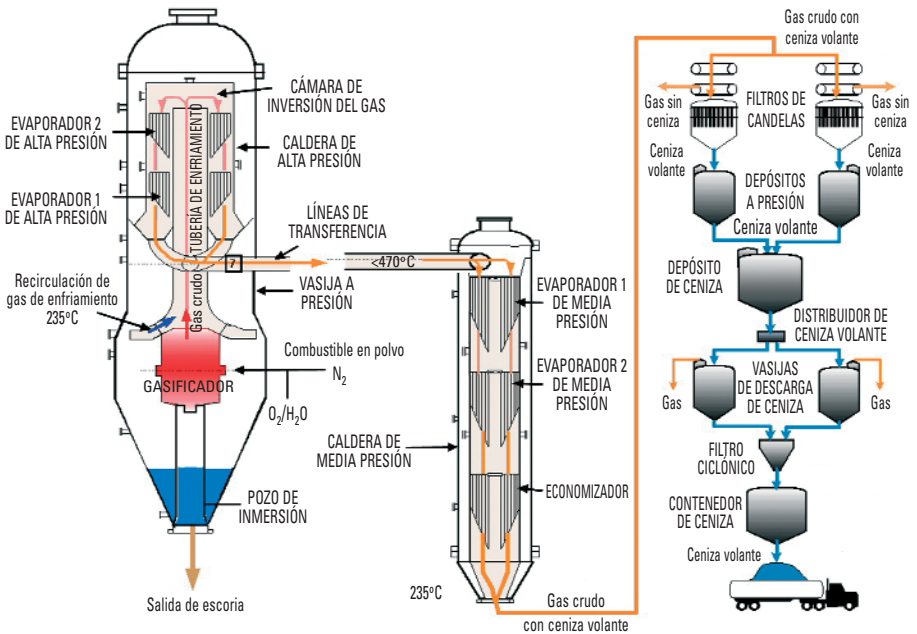


Figura 32. Gasificador, sistema de recuperación de calor y filtración del gas.

El enfriamiento se produce en tres etapas:

- $1.550-800^\circ C$ . Se realiza por mezcla directa con un gas de recirculación (gas de *quench*) a  $235^\circ C$ . La temperatura de  $800^\circ C$  asegura que las cenizas volantes ya se encuentran en estado sólido, evitando así su condensación sobre las superficies de intercambio de calor.
- $800^\circ C-400^\circ C$ . Caldera de convección, generando vapor de alta presión (230 t/h a 126 bar).
- $400^\circ C-235^\circ C$ . Segunda caldera convectiva, produce vapor de media presión (23 t/h a 35 bar)

### 3.2.1.5. Sistemas de limpieza del gas

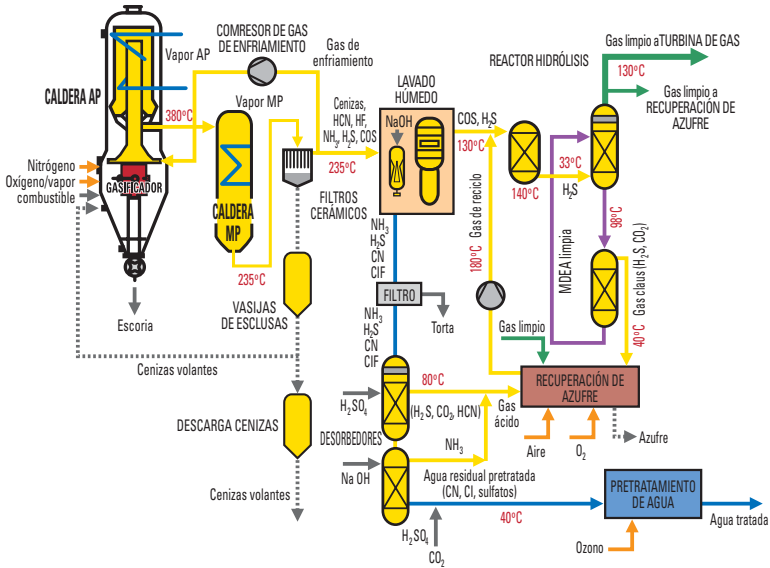


Figura 33. Diagrama general de gasificación y sistema de limpieza del gas.

#### 3.2.1.5.1. Filtración de cenizas volantes

El gas, tras ser enfriado, pasa por dos filtros cerámicos que reducen al mínimo su contenido en partículas. El uso de filtros cerámicos es de carácter innovador en las centrales eléctricas y, frente a los sistemas húmedos, tiene una elevada eficacia y reduce las necesidades de depuración de agua. Como inconveniente puede presentar unos elevados costes de mantenimiento, en función de la vida útil y la posible reutilización de los elementos filtrantes.

Temperatura del gas crudo	235-250°C
Caudal de diseño de gas crudo	435.000 Nm <sup>3</sup> /h
Número de elementos filtrantes	2.072 (1.036 en cada filtro)
Tecnología de filtración	Elementos cerámicos de SiC
Tipo de sistema de limpieza	Pulsos de N <sub>2</sub> a alta presión
Contenido final de partículas del gas	<3mg/Nm <sup>3</sup>
Cantidad de cenizas volantes separadas	3,0 t/h
% Inquemados en cenizas volantes	4%

Tabla 22. Datos de diseño de los filtros, y características de las cenizas volantes.

A la salida de los filtros cerámicos, parte del caudal de gas (235.000-325.000 Nm<sup>3</sup>/h) se comprime en un compresor centrífugo, y se recicla al gasificador como gas de enfriamiento.

### 3.2.1.5.2. Lavado de gases ácidos

El lavado físico con agua del gas bruto restante (180.000 Nm<sup>3</sup>/h) en un dispositivo tipo Venturi permite retener compuestos contaminantes (HCl, HF, NH<sub>3</sub>, HCN y parcialmente H<sub>2</sub>S y CO<sub>2</sub>), así como las partículas sólidas no extraídas en caso de fallo en los filtros cerámicos. El control del pH del proceso de lavado se realiza con una solución acuosa de NaOH al 15%. Los posibles sólidos presentes en el agua de lavado se podrían separar en unos filtros de control de sólidos.

El agua arrastrada en el lavado es recirculada a través de un separador. Para evitar un aumento continuo del contenido en contaminantes de dicha agua, una parte (10m<sup>3</sup>/h) es extraída del circuito y sometida a un tratamiento de limpieza mediante desorción de gases en condiciones de baja presión. El sistema de desorción consiste en una columna ácida, para separar CO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>S y HCN, y una columna básica para separar NH<sub>3</sub>. Los gases se envían a la planta Claus de recuperación de azufre, y el agua pasa a la planta de tratamiento de efluentes para su depuración final.

<b>Presión</b>	23,6 bar
<b>Temperatura</b>	126°C
<b>Caudal</b>	180.937 Nm <sup>3</sup> /h, seco
<b>Poder Calorífico Inferior PCI</b>	10.429 kJ/Nm <sup>3</sup>

*Tabla 23. Propiedades del gas bruto a la salida del lavado húmedo.*

### 3.2.1.5.3. Desulfuración

El proceso de separación de los compuestos de azufre del gas crudo consiste en:

- Reactor catalítico de hidrólisis, en el que el COS se transforma en H<sub>2</sub>S (COS+H<sub>2</sub>O → H<sub>2</sub>S+CO<sub>2</sub>), y el HCN en NH<sub>3</sub> (HCN+2H<sub>2</sub>O → NH<sub>3</sub>+HCOOH).
- Columna de absorción con MetilDiEtanolAmina (MDEA), que captura selectivamente H<sub>2</sub>S. La solución de MDEA se regenera en una segunda columna, en la que se separa del gas ácido (gas Claus), que es enviado a la planta Claus de recuperación de Azufre.



<b>Disolvente empleado</b>	MDEA en solución acuosa 50% peso	
<b>Temperatura de absorción</b>	33°C	
<b>Temperatura de regeneración</b>	98°C	
<b>Propiedades del gas Claus</b>	Caudal	4.652 Nm <sup>3</sup> /h, seco
	CO <sub>2</sub> (%vol)	50,67%
	H <sub>2</sub> S (%vol)	48,95%

Tabla 24. Datos de diseño de la Unidad de Desulfuración.

<b>Presión</b>	21,3 bar	
<b>Temperatura</b>	130°C	
<b>Caudal</b>	183.053 Nm <sup>3</sup> /h, seco	
<b>Contenido en Azufre</b>	<25 mgS/ Nm <sup>3</sup>	
<b>Composición (%vol, base seca)</b>	CO	60,51
	H <sub>2</sub>	22,08
	N <sub>2</sub>	12,46
	CO <sub>2</sub>	3,87
	Ar	1,03
<b>Poder Calorífico Inferior PCI</b>	10.029 kJ/Nm <sup>3</sup>	

Tabla 25. Propiedades finales del gas limpio enviado al Ciclo Combinado.

#### 3.2.1.5.4. Recuperación de azufre

Esta unidad consiste en una planta Claus, que consta de dos hornos en paralelo y dos reactores Claus en serie, para la conversión de H<sub>2</sub>S en azufre sólido elemental. Además, en los hornos se consigue la conversión catalítica de amoníaco (NH<sub>3</sub>) y cianhídrico (HCN) en nitrógeno elemental.

La planta Claus está diseñada para producir emisión cero, dado que el gas de cola, que contiene compuestos de azufre, es hidrogenado con gas limpio y recirculado al proceso de desulfuración, evitando el uso de un incinerador y las consiguientes emisiones de azufre (SO<sub>2</sub>) a la atmósfera.

<b>Cantidad de S producida</b>	3,1 t/h
<b>Recuperación del S del gas crudo</b>	99,84%
<b>Pureza del S</b>	>99,8% peso

Tabla 26. Producción y calidad del azufre.

#### 3.2.1.5.5. Tratamiento de efluentes

Esta planta de tratamiento acondiciona el agua utilizada en los procesos de la planta a las condiciones finales de vertido al río Ojalén exigidas por la

Normativa. La planta de tratamiento consta de las siguientes etapas: oxidación con ozono del efluente de gasificación pretratado, homogeneización, decantación, neutralización y filtración.

### 3.2.1.6. Sistemas de preparación del gas limpio

Antes de su combustión en la turbina de gas, el gas limpio se somete a un proceso de saturación con agua y mezcla con nitrógeno residual, para reducir la formación de NOx en la combustión y mejorar en eficiencia la integración. Como resultado de estas dos operaciones (saturación y mezcla con N<sub>2</sub>), se tienen niveles de emisión de NOx en modo GICC inferiores a 150 mg/Nm<sup>3</sup> al 6% de O<sub>2</sub>.

<b>Presión</b>	19,4 bar
<b>Temperatura</b>	302,0°C
<b>Caudal</b>	120,2 kg/s
<b>Poder Calorífico Inferior PCI</b>	4.242 kJ/kg

*Tabla 27. Propiedades del gas limpio a la entrada de Turbina de Gas.*

### 3.2.2. Ciclo Combinado

El ciclo combinado, suministrado por Siemens, puede operar con gas natural y con gas de carbón, manteniendo prestaciones comparables en cuanto a potencia, rendimiento y niveles de emisión. En la **Tabla 28** se resumen los datos básicos, y a continuación se ofrece una breve descripción de sus principales componentes.

<b>Combustible empleado en el Ciclo Combinado</b>	<b>Gas de síntesis</b>	<b>Gas Natural</b>
<b>Poder calorífico del combustible PCI (kJ/kg)</b>	4.242	49.220
<b>Potencia de Turbina de Gas (MW)</b>	182,3	195,1
<b>Potencia de Turbina de Vapor (MW)</b>	135,4	85,6
<b>Potencial eléctrica bruta (MW)</b>	317,7	280,7
<b>Eficiencia bruta del Ciclo Combinado (%PCI)</b>	52,4	53,1
<b>Emisiones mg/Nm<sup>3</sup> (6% O<sub>2</sub>)</b>	<b>SO<sub>2</sub></b>	25
	<b>NOx</b>	150
	<b>Partículas</b>	7,5
		25
		12,5

*Tabla 28. Datos de diseño del Ciclo Combinado para gas de carbón y gas natural.*

### 3.2.2.1. Turbina de gas

<b>Modelo</b>	Siemens V94.3
<b>Caudal de aire entrada compresor</b>	537,0 kg/s
<b>Número de etapas del compresor</b>	17
<b>Relación de compresión</b>	15:1
<b>Temperatura de combustión</b>	1.250°C
<b>Temperatura de entrada a expansión</b>	1.120°C (ISO)
<b>Número de etapas de expansión</b>	4
<b>Temperatura de salida</b>	539°C
<b>Eficiencia térmica</b>	34,6%

Tabla 29. Datos de la turbina de gas.

#### Cámaras de combustión

Son dos cámaras laterales del tipo silo horizontal, cada una con ocho quemadores duales, y protegidas mediante tejas refractarias. En operación con gas natural se añade vapor de media presión al gas, para reducir la formación de NOx.

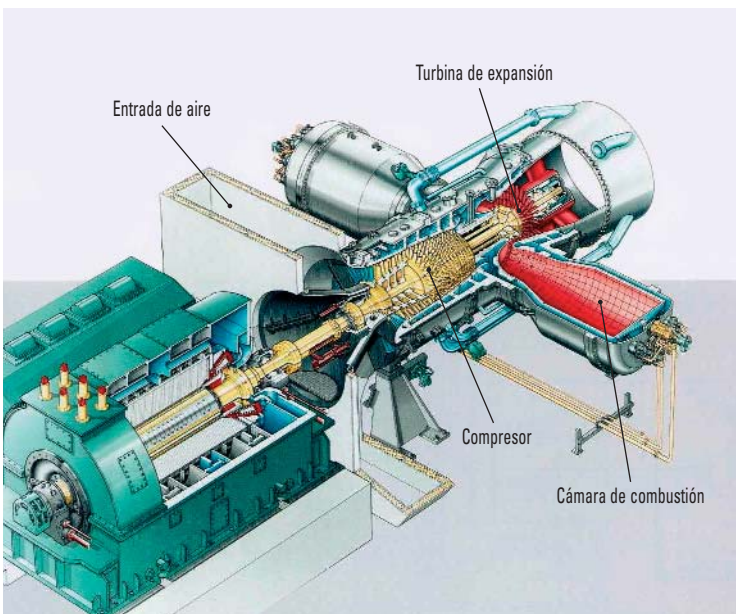


Figura 34. Turbina de gas V94.3, con internos.

### ***Compresor de aire***

Proporciona el aire necesario para la combustión, para la refrigeración de los álabes de la turbina y, en modo GICC, para la alimentación de la Unidad de Fraccionamiento de Aire. Consta de 17 etapas de compresión, y dispone de álabes guía en la entrada (IGV) que pueden regular el caudal de aire desde el 75 al 100% de la capacidad del compresor, permitiendo mantener altas eficiencias a cargas parciales.

### ***Turbina de expansión y generador***

Tiene cuatro etapas, con una corona de álabes móviles y fijos por etapa, refrigerados internamente. La temperatura de salida de gases se controla para que la primera etapa no supere la temperatura admisible para los materiales y recubrimientos utilizados. La potencia nominal del generador es de 230 MVA, produciendo electricidad a 15,75 kV.

## **3.2.2.2. Caldera de recuperación de calor**

El calor de los gases de escape de la turbina de gas se recupera en una caldera vertical de circulación forzada, con tres niveles de presión (127/35/6,5 bar).

Consta de aproximadamente 300.000 m<sup>2</sup> de superficie de intercambio, distribuida en 10 módulos de haces horizontales de tubos aleteados: precalentador de condensado, evaporador y sobrecalentador de BP, economizador, evaporador, sobrecalentador y recalentador de MP, economizador, evaporador y sobrecalentador de AP.

La temperatura de los gases de escape en la chimenea es de 103°C en operación GICC, para evitar condensaciones. Además, esta caldera recalienta el vapor de media y alta presión procedente de la isla de gasificación.

## **3.2.2.3. Turbina de vapor**

Se trata de una turbina de vapor convencional modelo *Siemens* K30-16-1, con ciclo subcrítico de tres niveles de presión, y recalentamiento del vapor de media. En operación GICC el vapor sobrecalentado de AP tiene 122 bar/509°C, y el recalentado 29 bar/516°C.

La turbina consta de dos cuerpos:

- Cuerpo de alta presión/media presión, de flujo simple con doble carcasa.
- Cuerpo de baja presión, de doble carcasa y doble flujo.

La potencia nominal del generador es 176 MVA, con voltaje de salida de 15,75 kV.

#### 3.2.2.4. Condensador

El vapor de escape en la etapa de la turbina de baja presión se condensa en condiciones de vacío (0,07 bar abs.) a aproximadamente 40°C, usando agua de refrigeración en un circuito cerrado con torre de tiro natural. Es un condensador de superficie, con dos pasos y caja de doble caudal. El material elegido para los tubos es acero inoxidable. El condensado se devuelve a la caldera mediante las bombas de condensado (2x100%).

#### 3.2.3. Unidad de Fraccionamiento de Aire

La Unidad de Fraccionamiento de Aire (ASU), suministrada por Air Liquide, produce el oxígeno requerido para el proceso de gasificación, con una pureza del 85% en volumen. Además, esta unidad produce dos calidades de nitrógeno:

- Nitrógeno de 99,99% de pureza, utilizado para inertización y transporte del combustible.
- Nitrógeno de 98% de pureza (Nitrógeno Residual), que se emplea en el Ciclo Combinado para mezclarse con el gas limpio, reduciendo la emisión de NOx y aumentando la potencia de la turbina de gas.

El aspecto más destacable de esta Unidad es su diseño integrado con el ciclo combinado, con la ventaja de un menor consumo de auxiliares, pero con los inconvenientes de mayor complejidad de la operación y períodos de arranque más largos.

Las datos de diseño de esta Unidad se resumen en la **Tabla 30**, ofreciéndose a continuación una descripción de sus sistemas más importantes.

	Valor	Unidad	Destino
<b>OXÍGENO GASEOSO</b>			
Caudal	70.000	Nm <sup>3</sup> /h	Gasificador
Pureza	85	%	
Presión	31	bar	
<b>NITRÓGENO-MEDIA PRESIÓN</b>			
Caudal	22.100	Nm <sup>3</sup> /h	Transporte de combustible, filtros de candelas
Pureza	99,99	%	
Presión	49	bar	
<b>NITRÓGENO-BAJA PRESIÓN</b>			
Caudal	8.150	Nm <sup>3</sup> /h	Isla de Gasificación, preparación de carbón
Pureza	99,99	%	
Presión	4	bar	
<b>NITRÓGENO RESIDUAL</b>			
Caudal	188.000	Nm <sup>3</sup> /h	Turbina de gas
Pureza	>98	%	
Presión	18	bar	
CAUDAL DE AIRE	288.000	Nm <sup>3</sup> /h	
CONSUMO DE AUXILIARES	28,7	MW	

Tabla 30. Datos de diseño de la Unidad de Fraccionamiento de Aire.

### 3.2.3.1. Enfriamiento y purificación

El aire necesario para el proceso se extrae del compresor de la turbina de gas a 12,7 bar y 397°C, y es previamente enfriado mediante intercambio de calor con el Nitrógeno Residual y con agua de refrigeración, llegando al Límite de Batería de la ASU a 128°C de temperatura.

A continuación, pasa al sistema de pre-enfriamiento, constituido por tres intercambiadores de calor, que enfrían el aire hasta 14°C. Posteriormente, en la unidad de purificación se eliminan, mediante adsorción sobre tamices de alúmina y moleculares, las impurezas que arrastra el aire:

- Agua y CO<sub>2</sub>, que deben ser retenidos para evitar bloqueos por solidificación a las temperaturas criogénicas de destilación de -170°C.
- Hidrocarburos, que en contacto con el oxígeno producto representarían un factor de riesgo.

### 3.2.3.2. Destilación

El aire que deja la unidad de purificación se enfría en dos intercambiadores de calor criogénicos (caja fría), en contracorriente con las corrientes provenientes de la columna de destilación. El fraccionamiento del aire se realiza en la doble columna de destilación, produciendo en cabeza gas enriquecido en nitrógeno, y en el fondo gas rico en oxígeno. La columna opera en dos niveles de presión, requiriendo una presión mínima de aire a la entrada de 8 bar<sub>g</sub>.

### 3.2.3.3. Almacenamiento y Suministro de productos

Los productos de la destilación de aire se comprimen, por medio de compresores actuados eléctricamente, a la presión requerida por el proceso: oxígeno (>30bar), nitrógeno puro (12 y 50 bar) y nitrógeno residual (18 bar). Existen depósitos de almacenamiento de oxígeno y nitrógeno líquido que se alimentan de purgas de la columna de destilación o de suministro externo. Ambos depósitos tienen sus correspondientes evaporadores, que permiten disponer de estos gases durante el arranque y parada del gasificador.



*Figura 35: Unidad de Fraccionamiento de Aire.*

### 3.2.4. Sistemas auxiliares

- Sistema de refrigeración. Torre evaporativa de tiro natural, de 122 m de altura. En él se integran los sistemas de refrigeración del condensador de turbina de vapor y los de refrigeración de auxiliares de planta.
- Dos calderas auxiliares, alimentadas por gas natural, para la producción de vapor de media y baja presión, utilizado en las operaciones de arranque y parada de la planta.
- Antorcha. Los gases producidos en el gasificador durante el arranque de la planta y los gases evacuados durante la parada se queman en la antorcha principal. Este sistema está diseñado para admitir el 100% del gas producido en el gasificador. Se dispone además de una antorcha ácida para operaciones de arranque y paro de la unidad Claus de recuperación de azufre.
- Generador Diesel de emergencia, de 2.400 kW y conectado a la línea de 400 V para proporcionar energía eléctrica a los equipos esenciales para la seguridad de la planta.
- Parque de transformación. De 15,75 kV a 220 kV, la tensión de red.
- Sistema de almacenamiento y suministro de agua cruda. El consumo de agua bruta de diseño es de 5 hm<sup>3</sup>/año, y se toma del río Jándula, a través del pantano del Montoro de la cuenca del Guadalquivir.
- Estación de regulación y medida (ERM) de gas natural. La capacidad de diseño es de 62.000 Nm<sup>3</sup>/h a 25 bar, y 10.000 Nm<sup>3</sup>/h a 3 bar.
- Planta de agua desmineralizada, de 2.760 m<sup>3</sup>/d de capacidad de diseño.
- Otros sistemas auxiliares: sistema de aire comprimido, sistema contraincendios, sistema HVAC de calefacción, ventilación y aire acondicionado.

### 3.2.5. Integración

La elevada eficiencia de la planta GICC de Puertollano se debe principalmente al alto grado de integración entre las tres islas, reflejado en estos aspectos:



- Todo el aire necesario para la Unidad de Fraccionamiento de Aire se extrae del compresor de la Turbina de Gas.
- El nitrógeno residual producido en la Unidad de Fraccionamiento de Aire se mezcla con el gas de carbón antes de su entrada en la turbina de gas, con el objeto de reducir la formación de  $\text{NO}_x$  y aumentar la potencia producida.
- La alta temperatura (400°C) del aire extraído del compresor se aprovecha para calentar el nitrógeno residual y acondicionar el agua inyectada en el saturador de gas limpio.
- Integración completa entre los sistemas agua/vapor del Ciclo Combinado y de la Isla de Gasificación. El agua de alimentación a la caldera de gasificación procede del ciclo combinado. A su vez, el vapor generado en la Isla de gasificación, después de cubrir los consumos internos, se envía al ciclo combinado, para ser recalentado en la caldera HRSG y expandido en la turbina de vapor.

### 3.3. DATOS DE OPERACIÓN

#### 3.3.1. Comportamiento con gas sintético y con gas natural

##### 3.3.1.1. Combustibles y consumibles

Combustible sólido	
Poder Calorífico de la mezcla combustible PCS / PCI (MJ/kg)	25,07   24,35
Consumo de carbón (t)	248.497
Consumo de coque (t)	254.101
Consumo de caliza (t)	12.987
Gas natural	
Poder Calorífico PCS / PCI (MJ/Nm <sup>3</sup> )	43,05   38,83
Consumo total de gas natural (Nm <sup>3</sup> )	84.565.449
Agua	
Consumo de agua cruda total (hm <sup>3</sup> )	3,18
Consumo de agua cruda en torre de refrigeración (hm <sup>3</sup> )	2,10
Consumo de agua desmineralizada (hm <sup>3</sup> )	0,73

*Tabla 31. Consumos de la Central GICC de ELCOGAS en el año 2002.*

##### 3.3.1.2. Capacidad de producción. Rendimientos

La Central GICC de ELCOGAS ha demostrado su capacidad para alcanzar plenamente, e incluso superar, los parámetros de funcionamiento previstos en su diseño. En las pruebas de aceptación del Ciclo Combinado, operando con gas natural (CCGN) y gas sintético (GICC), realizadas en Septiembre de 1997 y Marzo de 2000 respectivamente, se observó:

- Cumplimiento de los valores de eficiencia bruta, y emisión de NOx previstos.
- Aumento de la potencia bruta total generada, debido a un funcionamiento de la turbina de gas por encima de diseño.

Parámetros	GICC		CCGN	
	Medido en pruebas	Diseño adaptado <sup>1</sup>	Medido en pruebas <sup>1</sup>	Diseño
Turbina de Gas (MW)	178,9	175,2	208,6	195,1
Turbina de vapor (MW)	136,9	138,3	86,4	85,6
Potencia bruta total (MW)	315,8	313,5	295,0	280,7
Eficiencia bruta Ciclo Combinado (%)	51,0%	51,0%	53,08%	53,12%
Emisiones NOx (mg/Nm <sup>3</sup> , 6% O <sub>2</sub> )	117,5	150,0	242,5	250,0
Potencia neta (MW)	276,1	277,9	289,8	276,4
Eficiencia bruta de la Central (%PCI)	46,14%	45,80%	53,08%	53,12%

<sup>1</sup> Corrección en función de las condiciones ambientales en que se desarrolló la prueba, a través de modelos predictivos.

Tabla 32. Resultados de las pruebas de aceptación en modo GICC y CCGN.

### 3.3.1.3. Emisiones

En cuanto a las emisiones atmosféricas de SO<sub>2</sub>, NOx y partículas, se cumple ampliamente la Normativa específica de la Central, que para la operación GICC es mucho más restrictiva que la que se aplica al resto de centrales de carbón, como se puede observar en la Figura 36.

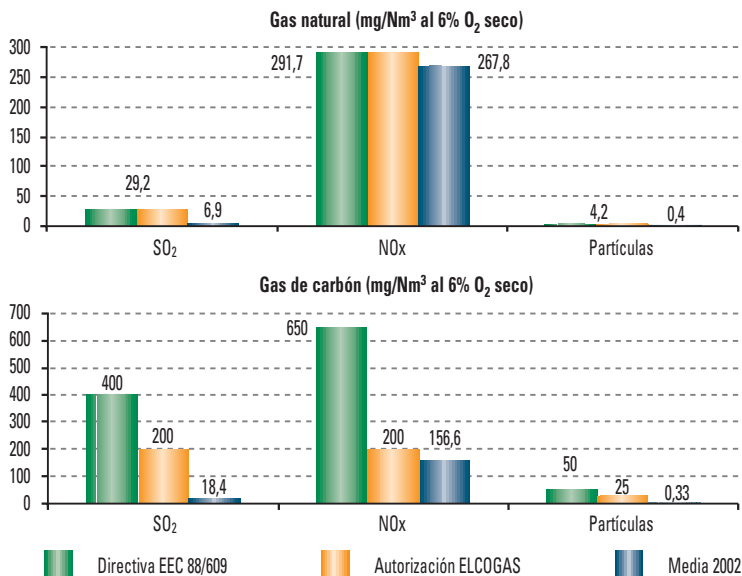


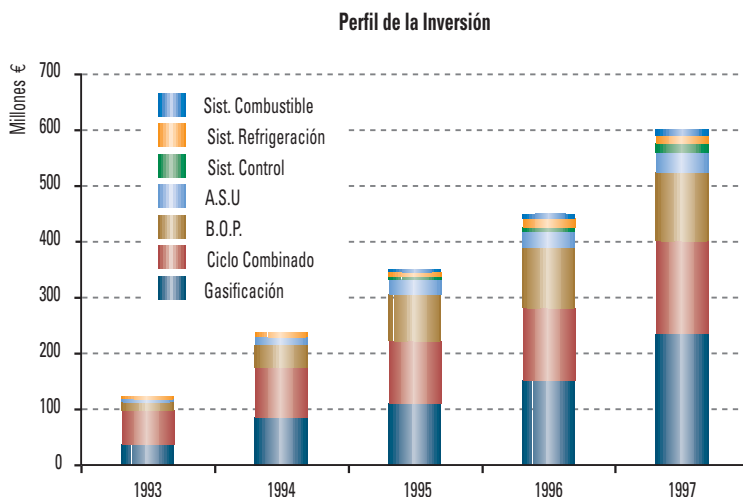
Figura 36. Emisiones de la Central en operación CCGN y GICC.

### 3.3.1.4. Costes

Este epígrafe trata de explicar de forma abreviada los costes de inversión, así como los de explotación anuales de la compañía ELCOGAS en un ejercicio "tipo", es decir sin considerar la parada trianual de revisión mayor. Los principales componentes del gasto están basados en los importes reales de 2002 y en el Presupuesto vigente de 2003. Se debe considerar el hecho de que la Central GICC de Puertollano es el único activo productivo de la sociedad ELCOGAS, por lo que los costes unitarios indirectos son mayores que los de una instalación que forme parte de un parque más amplio en empresas de mayor tamaño.

#### 3.3.1.4.1. La Inversión: desarrollo del Proyecto

La planta de ELCOGAS fue construida entre abril de 1993 y diciembre de 1997, según se refleja en el gráfico adjunto.



*Figura 37. Perfil de la inversión de la Central GICC de ELCOGAS.*

El coste total de la inversión ha sido de 601.287.389 €, sin gastos financieros durante la construcción. Considerando la potencia de la central el coste de la inversión "overnight", es de 1850 €/kW instalado.

### 3.3.1.4.2. *Coste variable de combustible: comparativa gas natural-gas de síntesis*

La central de ELCOGAS ha sido concebida para su operación continuada en modo GICC (Gasificación Integrada en Ciclo Combinado). Sin embargo, también puede operar como un ciclo combinado convencional de gas natural (CCGN) utilizando tan sólo parte de sus instalaciones, aunque a un mayor coste variable por kWh.

Las principales diferencias entre ambos modos de operación, son:

- **Instalaciones en funcionamiento**

- GICC: Planta de Fraccionamiento de Aire (ASU), planta de gasificación, ciclo combinado e instalaciones auxiliares.
- CCGN: únicamente la planta de ciclo combinado (e instalaciones auxiliares).

- **Potencia bruta y potencia neta**

La potencia bruta conseguida en modo GICC (317,7 MW) es mayor que la obtenida en modo CCGN (280,7 MW). Sin embargo, la utilización de instalaciones que no se emplean en el modo CCGN implica mayores consumos propios en la central y es causa, por tanto, de que la diferencia entre potencias netas se reduzca (aproximadamente 283 MW GICC frente a 276 MW CCGN).

- **Combustible empleado**

En relación al combustible empleado, en modo GICC se utiliza el gas sintético obtenido a partir de la gasificación de una mezcla al 50% en peso de combustibles sólidos (carbón autóctono y coque de petróleo), junto a un pequeño aporte de gas natural para sistemas auxiliares básicamente. Por el contrario en modo CCGN el combustible empleado es únicamente gas natural.

- **El coste del combustible (coste variable)**

Destaca el alto precio del gas natural frente al de la mezcla de carbón y coque. La diferencia de costes entre ambos modos de operación es importante. El coste variable de funcionamiento con gas natural es de 3,03 cts.€/kWh mientras que este mismo coste para el modo de funcionamiento GICC es de 1,16 cts.€/kWh (datos del último Plan Anual de Funcionamiento).

Modo Operación	Combustible principal	Consumo específico (kJ <sub>PCS</sub> /kWh)	Precio adquisición combust. (€/GJ <sub>PCS</sub> ; cts.€/kg)	PCS (MJ/kg)	Coste parcial combustible (cts.€/kWh)	Coste prod. (cts.€/kWh) neto
CCGN	gas natural	7.649	3,96	52,50	3,03	<b>3,03</b>
GICC	carbón	2.934	3,16	14,98	0,619	
	coque	5.994	2,13	32,88	0,388	
	aporte de gas natural	376	3,96	52,50	0,149	<b>1,16</b>

Tabla 33. Coste variable de combustible en operación CCGN y GICC en el año 2002.

### 3.3.1.4.3. Costes fijos

La Tabla 34 resume los costes de operación de ELCOGAS, sin amortizaciones ni financieros:

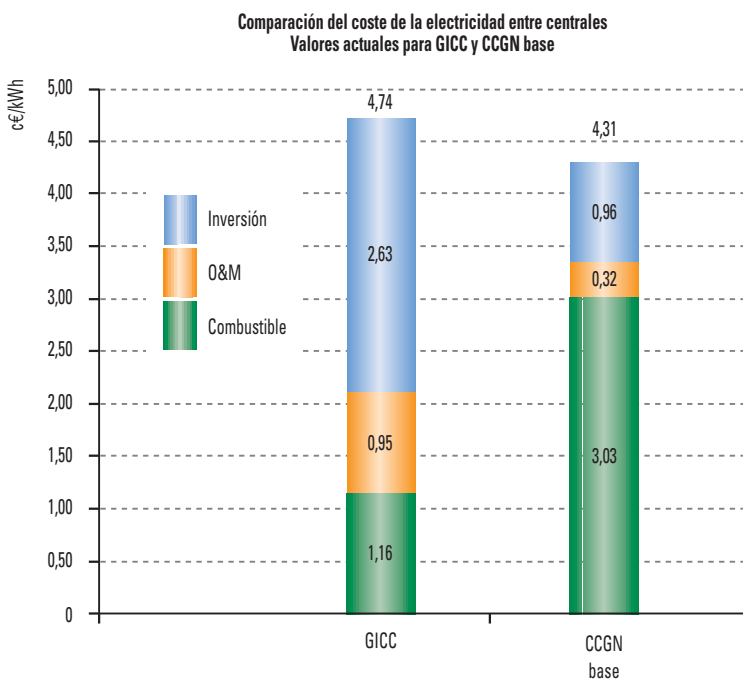
	ELCOGAS		GICC 590 MW neto	
Producción bruta estimada (año tipo) MWh	2.049.781			
Auxiliares y pérdidas de transformación MWh	278.755			
Energía puesta en red MWh	1.771.026		4.134.720	
	Costes totales miles de €	Costes Unitarios Cts.€/kWh neto	Factor tamaño	Costes Unitarios Cts.€/kWh neto
Resto de consumos	5.366	0,30	1,3	0,17
Otros gastos de explotación	13.535	0,77	1,3	0,43
Gastos de personal	10.484	0,59	1,1	0,28
Provisiones para revisión mayor	2.324	0,13	1,3	0,07
Suma Gastos de explotación	<b>31.710</b>	<b>1,79</b>		<b>0,95</b>

Tabla 34. Gastos de explotación de la Central GICC de ELCOGAS.

En la cuenta *Resto de consumos* se incluye la caliza y el consumo de agua bruta principalmente. La cuenta de *Otros gastos de explotación* agrupa los contratos de mantenimiento, los repuestos, seguros, etc. La plantilla total de la compañía es de 160 personas. La comparación con plantas de más del doble

de tamaño (590 MW neto), con una producción anual algo mayor a dos veces la de ELCOGAS, sin que aumenten de forma apreciable los costes fijos, justifica la diferencia en los costes unitarios, y además por ser esta planta la única de la sociedad, como se ha destacado anteriormente.

Si introducimos los datos anteriores de costes reales variables, y costes reales fijos de Operación y Mantenimiento de ELCOGAS, corregidos por el factor tamaño, y la inversión de 1.300 €/kW, alcanzable de acuerdo a los estudios de ELCOGAS coincidentes con las estimaciones internacionales, usados en la metodología de la **Figura 21** del **capítulo 2**, tendremos:



**Figura 38.** Comparación del coste de la electricidad entre centrales GICC y CCGN base, empleando datos reales de ELCOGAS en el 2002.

Se puede concluir que una central GICC con coste de inversión de 1.300 €/kW instalado y con los precios de combustible y los gastos de O&M obtenidos en el año 2002 en España, está en el rango de competitividad con una nueva instalación CCGN, ambas operando en carga base.

### 3.3.2. Resultados de producción

#### 3.3.2.1. Producción anual

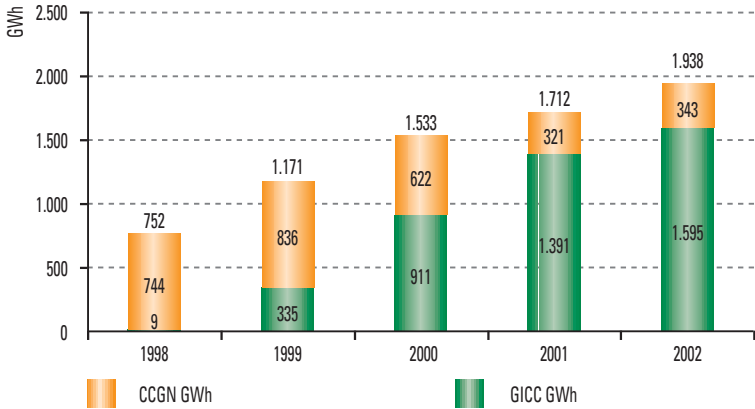


Figura 39. Producción anual con gas sintético y con gas natural.

#### 3.3.2.2. Factores de operación y de carga. Disponibilidad

- Factor de operación: % anual de horas operando con gas de carbón (modo GICC) y con gas natural (modo CCGN).

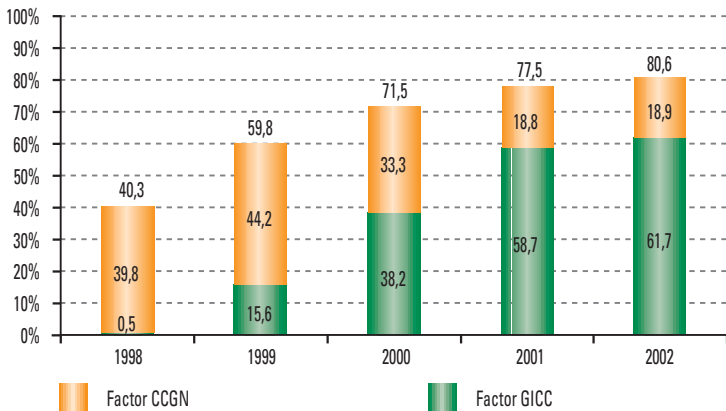
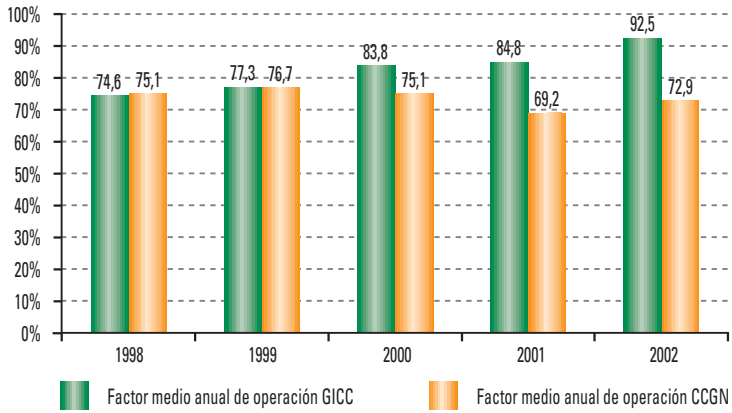


Figura 40. Factor de operación con gas sintético y gas natural.



- Factor de carga: % de la carga de diseño a la que se opera cuando la planta está en funcionamiento, para gas sintético (GICC) y gas natural (CCGN).



*Figura 41. Factor de carga con gas sintético y gas natural.*

### 3.4. LECCIONES APRENDIDAS

Como conclusiones de la experiencia operativa de ELCOGAS, se pueden destacar:

- **Inflexibilidad de la operación por el diseño con integración total**

Si bien se han demostrado sus beneficios sobre la eficiencia de la planta, la integración total entre ASU y Ciclo Combinado supone, además de una mayor complejidad, una secuencia de arranque larga y costosa. En la práctica, esto lleva a funcionar como central de carga base, manteniendo un mínimo técnico alto (60%). La regulación en el intervalo del 60 al 100% de carga sí es viable, siendo posible ofrecer una respuesta competitiva en cuanto a tiempo de reacción (variación de 3% de carga por minuto). Teniendo en cuenta el coste adicional que suponen las elevadas necesidades de N<sub>2</sub> durante la puesta en marcha, se llega a la conclusión de que se puede obtener un importante ahorro si en nuevos diseños se reconsidera el concepto de integración total, en favor de una planta ASU capaz de producir N<sub>2</sub> puro independientemente del funcionamiento del Ciclo Combinado.

- **Causas de limitaciones en la disponibilidad**

La disponibilidad no se ha visto afectada sustancialmente por problemas intrínsecos al proceso de gasificación, sino por la baja fiabilidad de unidades más convencionales en cualquier central térmica de carbón, como la planta de mezclado o los trenes de molienda.

A nivel global, lo más destacable han sido los problemas en la turbina de gas, por sobrecalentamientos en quemadores y tejas refractarias de la cámara de combustión. (40)

En nuevas plantas GICC será fundamental asegurar un mejor comportamiento de las turbinas de gas, que debe basarse en la experiencia demostrada por el suministrador en la aplicación con gas de síntesis.

#### *Mejoras para futuros diseños*

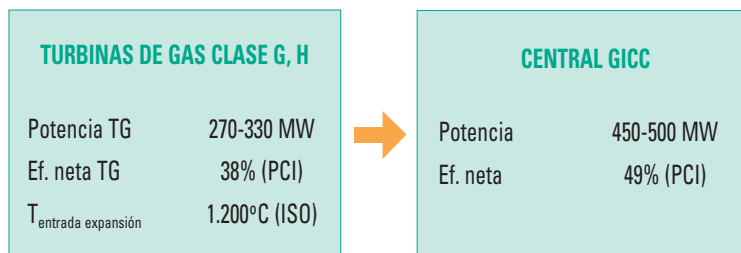
El gran capital de conocimiento adquirido en el diseño, construcción y operación de la Central GICC de Puertollano permite a ELCOGAS definir una serie de mejoras a incorporar en el diseño de una nueva planta GICC. A continuación se resumen aquellas con un alto valor económico, que permiten reducciones sustanciales de los costes.

Sistema/equipo	Reducción de coste variable de producción	Reducción de coste de inversión
Preparación de carbón	Generador de humos alimentado por gas de síntesis	Eliminación de equipo de mezclado en planta
Alimentación de polvo de carbón a presión	Optimizar fluidización de depósitos para reducir el consumo de N <sub>2</sub>	Eliminación edificio hormigón para almacenamiento de carbón y silos
Gasificador	Reciclado de finos de escoria	Eliminación de quemadores auxiliares. Reducción de superficie de enfriamiento, incrementando la velocidad del gas
Extracción de escorias	Sustitución sistema de filtrado por sistema de decantación	Simplificación del circuito de agua de escorias. Eliminación de un silo y un extractor de escorias
Filtración en seco	Mejora del diseño, material y sistema de limpieza del filtro de candelá	Eliminación del reciclado de cenizas (silos, sistema de distribución y descarga)
Extracción de cenizas	Eliminación de sistema de humectación	Eliminación de los depósitos de transporte
Lavado húmedo y separación del gas	—	Eliminación del filtro de control de sólidos en el agua de lavado del gas
Sistema de Desulfuración	Evaluación de una planta SuperClaus	Reducir dimensiones de equipos usando aire más enriquecido en O <sub>2</sub>
Unidad de Fraccionamiento de Aire	Aumento de la capacidad de almacenamiento de N <sub>2</sub> líquido	Eliminación del almacenamiento de O <sub>2</sub> líquido. Flexibilización del control de pureza de O <sub>2</sub>
Turbina de Gas	Nuevas turbinas de gas de mayor eficiencia	Nuevas turbinas de gas de mayor potencia unitaria, beneficios de escala

Tabla 35. Resumen de posibles mejoras en nuevos diseños GICC.

Si se realizara un diseño nuevo y optimizado de la planta GICC de ELCOGAS, empleando la misma tecnología de Ciclo Combinado pero incorporando las mejoras antes descritas y otras menores que se derivan de la experiencia operativa de los primeros años, se obtendría un ahorro en el coste de inversión de entre 20 y 25% respecto al coste de la Central actual.

Sin embargo, la mejora que tendría un mayor impacto sobre el coste instalado sería la utilización de turbinas de gas más avanzadas, que permitiría desarrollar unidades GICC de mayor potencia y rendimiento, con una importante reducción de los costes de inversión por los beneficios de escala.



La utilización de estas turbinas de gas, junto con las mejoras apuntadas, puede conducir a una Central GICC plenamente competitiva en cuanto a costes.

### 3.5. LÍNEAS DE INVESTIGACIÓN, DESARROLLO E INNOVACIÓN

ELCOGAS ha apostado desde un principio por la I+D+I, con el objetivo de conseguir una optimización y valoración extra de la tecnología GICC. Para ello, se desarrollan proyectos de investigación en colaboración con otras empresas y centros tecnológicos expertos en GICC, dentro de programas de I+D de ámbito europeo (V Programa Marco, CECA, CARNOT) y español (Fondos PIE, PROFIT). En la **Tabla 36** se resumen las principales líneas de investigación desarrolladas desde el origen hasta el presente.

Programa básico del Grupo Tecnológico (1995-2000)	Resultados
Simulador Dinámico de Central GICC	Entrenamiento del personal de operación de la Central GICC y otros Ciclos Combinados
Simulador TDG: Diagnóstico Termoeconómico de la Central GICC	Análisis de operación. Evaluación de pruebas. Estudios de Ingeniería
Programa Medioambiental	Caracterización medioambiental del proceso GICC
Caracterización de subproductos	Venta de escoria y cenizas volantes como material para construcción
Programa de materiales	Evaluación materiales y equipos críticos
Grupo I+D+I (2000 - )	Objetivos
Selección de procesos para Segunda Generación GICC	Definir proceso óptimo para Segunda Central GICC ELCOGAS
Extracción de metales valiosos (Ge, Ga, Ni, V) de las cenizas volantes	Aplicaciones alto valor añadido en subproductos, con menor coste que en centrales convencionales
Sistemas de información para el apoyo a la explotación	Seguimiento <i>on-line</i> de la operación mediante Intranet
Co-gasificación de biomasa y RSU	Estudios viabilidad técnico-económica de co-gasificación. Pruebas con harinas animales
Recuperación de elementos cerámicos de filtración	Aumento vida útil filtros cerámicos: reducción de costes de mantenimiento
Actividades de difusión de la tecnología GICC y ELCOGAS: Participación en web, seminarios, conferencias...	

**Tabla 36.** Principales líneas de I+D+I de ELCOGAS.

## 4. FUTURO DE LA TECNOLOGÍA GICC

### 4.1. UNA REALIDAD TANGIBLE

La central GICC de Puertollano produce energía eléctrica en un ciclo combinado alimentado por gas sintético obtenido a partir de carbón y coque de petróleo. En las páginas anteriores se han expuesto descripciones de sus sistemas de producción, datos reales de esa producción, de los parámetros ambientales alcanzados y de sus costes, demostrando que esta central y en particular su tecnología de gasificación, son una realidad tangible. Suministra su energía a la red eléctrica nacional, en cuantía y calidad adecuadas a las expectativas proyectadas.

Basándonos en la experiencia obtenida en ELCOGAS y en las opiniones de los diversos grupos que trabajan en el mundo en los temas de prospección y valoración de diferentes tecnologías daremos una visión, naturalmente breve dado el alcance de esta publicación, de las perspectivas de futuro de esta tecnología en el suministro de electricidad.

### 4.2. SEGURIDAD DE ABASTECIMIENTO

En lo que se refiere a la seguridad de abastecimiento, esta tecnología, al basarse en el carbón, ayuda a garantizar esta seguridad. Los argumentos conocidos de mayor estabilidad de precio y diversidad de abastecimiento se complementan con la posibilidad de utilizar combustibles de baja calidad, inaceptables con otras tecnologías, aprovechando la capacidad de este proceso para admitir altos contenidos de cenizas y tratar diversos contaminantes. Otro factor que favorece la seguridad de abastecimiento, es el posible uso de combustibles alternativos, ya sea solos o en mezcla con carbón, como es el caso del coque de petróleo u otros residuos de refinerías y la cogasificación de biomasa. Además de aumentar la seguridad de abastecimiento, el coque de petróleo normalmente mejora el factor económico y la cogasificación de biomasa puede incidir en mejorar el factor ambiental al ser un recurso renovable cuya utilización no contribuye al efecto invernadero.

No dejaremos de indicar además que estas plantas son normalmente bicomcombustibles y por lo tanto son además ciclos combinados de gas natural (CCGN) cuyo funcionamiento con ese combustible puede interesar en ciertas condiciones de operación de la red.

En conclusión podemos afirmar que la seguridad de abastecimiento de un sistema eléctrico se ve mejorada al diversificar su “cesta” de recursos y en concreto manteniendo una parte sustancial de la demanda satisfecha mediante la utilización limpia de carbón.

### 4.3. PROBLEMA AMBIENTAL

Respecto al problema ambiental, en el **capítulo 2.2.2.** se exponen los datos obtenidos por ELCOGAS en comparación con otras tecnologías. Resulta evidente que la Gasificación Integrada en un Ciclo Combinado tiene grandes ventajas en el control de efluentes sólidos, que se recuperan como subproductos aprovechables (escorias vitrificadas, cenizas, azufre), en la menor necesidad de agua respecto a centrales clásicas, pues el ciclo Rankine solo aporta el 43% de la energía producida, y en muy bajas emisiones de contaminantes gaseosos. Permite además que el control pueda extenderse en el futuro a otros contaminantes, no considerados hasta ahora, a mucho menor coste que con otras tecnologías.

Exceptuando el CO<sub>2</sub>, las características ambientales de estas centrales son perfectamente comparables a los Ciclos Combinados con gas natural (CCGN). Respecto a la producción de CO<sub>2</sub> las centrales GICC actuales emiten menos CO<sub>2</sub> que las centrales clásicas, debido a su mejor rendimiento y esta ventaja debe aumentar con las mejoras que se introducen constantemente en la tecnología de turbinas de gas. Sin embargo la producción de CO<sub>2</sub> como consecuencia de la combustión de gas natural es aproximadamente la mitad de la que se produce al quemar gas de síntesis por unidad de energía útil obtenida. Este hecho físico es debido a la mayor riqueza de carbono respecto al hidrógeno de la mezcla de gases que componen el gas de síntesis, respecto a la del gas natural (básicamente metano), a igualdad de poder calorífico. Esta desventaja, sin embargo dejaría de existir en el momento en el que se considere la remoción de CO<sub>2</sub> para su “secuestro”. En efecto, los costes de

remoción del  $\text{CO}_2$  precombustión en un GICC son muy inferiores a los costes de remoción postcombustión de centrales clásicas, ultrasuper-críticas, o de Ciclos Combinados de Gas Natural (CCGN), por kWh producido.

Estudios realizados (39) en los Estados Unidos de América concluyen en que si se efectúa la remoción de  $\text{CO}_2$  para proceder a su "secuestro", el costo de la energía producida sería notablemente menor en una central GICC que en una central de carbón ultrasuper-crítica y que mejoraría la competitividad respecto a una central de Ciclo Combinado con Gas Natural (CCGN), a los precios actuales de los combustibles de ambas tecnologías existentes en España.

No podemos terminar este apartado sin considerar el futuro de esta tecnología en relación con las pilas de combustible y el hidrógeno. Recordaremos que la producción de hidrógeno a partir del gas de síntesis de un GICC es uno de los métodos más económicos. Puede basarse en técnicas de separación del  $\text{H}_2$ , como el filtrado mediante membranas y la reacción siguiente de CO y vapor de agua, llamada "Water Gas Shift" que origina más  $\text{H}_2$  y  $\text{CO}_2$ . Separando el  $\text{CO}_2$ , el Hidrógeno obtenido puede utilizarse en producir energía eléctrica en pilas de combustible, con rendimientos teóricos superiores al 80%.

En este momento ya se dispone de pilas de combustible que pueden también utilizar directamente el gas de síntesis, con menor rendimiento, aunque, por ahora, las instalaciones se hallan en la etapa de demostración con potencias de algunos megavatios. Las tecnologías más prometedoras para estas pilas de uso en producción de energía son las de Carbonatos Fundidos (MCFC) y las de Oxidos Sólidos (SOFC). Destaca el proyecto subvencionado al 50% por el Ministerio de la Energía Norteamericano (US Dept. of Energy) en la central GICC de Wabash River. Este proyecto permitirá a finales de 2003 producir 2 MW de energía eléctrica mediante pilas de combustible a partir de gas de síntesis. El costo de este desarrollo es de 32 millones de dólares USA.

Concluiremos por tanto que, desde el punto de vista ambiental la tecnología de gasificación a presión, asegura mejoras directas en la producción de energía eléctrica y mejoras inducidas al permitir potenciar el uso del hidrógeno como vector energético limpio en sustitución de otros agentes, en particular los hidrocarburos, en usos locales como pueden ser los transportes o lugares sin infraestructura de redes de electricidad o gas, contribuyendo con ello a un balance ambiental total muy positivo, sin contar con las posibilidades a medio plazo de secuestro de  $\text{CO}_2$ .



#### 4.4. PRECIO DE LA ENERGÍA

En los capítulos anteriores se dan datos de los costes de inversión y de operación y mantenimiento de plantas GICC y de otros tipos de centrales, basados en la literatura internacional así como en los datos obtenidos directamente de la experiencia de ELCOGAS que se recogen en el **capítulo 3.3.1.4**. Puede observarse que el Coste de la Energía (C.E.) producida queda fuertemente determinado por el coste de la inversión y que los costes variables son bastante reducidos, incluso en el caso de ELCOGAS, cuyo carbón y coque tienen precios relativamente elevados en relación con los precios internacionales. Ello es así por la situación de ELCOGAS, alejada de puertos de mar y suministrado con combustibles locales. En estas condiciones la central es aún muy competitiva con otras centrales clásicas en costes variables por su alto rendimiento y el coste combinado de sus combustibles, que la tecnología utilizada le permite consumir. Sin embargo este coste variable podría ser menor si una central de este tipo tuviera un fácil acceso marítimo.

En relación con los costes fijos, la inversión alcanzó los 1.850 €/kW instalado, sin costes financieros. En la fecha de su construcción estos eran los costes alcanzables en las primeras unidades debido a su tamaño y al criterio de primar la integración para mejorar el rendimiento. La retribución se obtenía por el sistema de Costes Reconocidos del Marco Legal Estable. En el momento actual puede hacerse una central semejante con simplificaciones y beneficiándose del descenso relativo del precio de los equipos, en particular los de Ciclo Combinado. Se ha estimado en ELCOGAS que una central GICC puede construirse en este momento a un precio de 1.300 €/kW instalado, cifra que coincide con todas las proyecciones y análisis internacionales, en unidades en el rango de 400 ÷ 600 MWe netos. Las simplificaciones además originarían mucha mayor flexibilidad en la operación y acortamiento de los tiempos de arranque/parada, —muy onerosos al requerir operar con gas natural con cargas parciales durante períodos largos—, y mucha mayor disponibilidad que la alcanzable con el actual diseño de la Central de Puertollano.

En el cálculo teórico del **capítulo 2** representado en las **figuras 24 y 25** se comprenderá que para una central estándar CCGN de 496 €/kW instalados y una central GICC de 1.300 €/kW instalados, y que utilice combustible sólido a un precio de 1,31 €/GJ<sub>pcs</sub> (0,55 cts. €/te<sub>pcs</sub>), y con costes de operación y

mantenimiento estándar en Estados Unidos de América, la competitividad en Coste de la Energía producida (C.E.) teniendo ambas un factor de carga de 80%, se alcanza con un precio del gas de 5,18 €/GJ<sub>pcs</sub> (2,17 cts.€/te<sub>pcs</sub>) si se considera utilizar en el futuro turbinas avanzadas de alto rendimiento (Hclass). Con las turbinas modernas (Fclass) el corte se produce para precios del gas natural de 4,44 €/GJ<sub>pcs</sub> (1,87 cts.€/te<sub>pcs</sub>), siendo ventajosa la central GICC para mayores precios del gas natural.

Considerando los valores medios de costes de carbón, coque y gas natural obtenidos por ELCOGAS en el año 2002 que fueron de 3,95 €/GJ<sub>pcs</sub> (1,655 cts.€/te<sub>pcs</sub>) para el gas natural y 1,37 €/GJ<sub>pcs</sub> (0,576 cts.€/te<sub>pcs</sub>) para la mezcla de carbón y coque y considerando, igualmente, los costes de operación y mantenimiento reales de la central GICC de Puertollano se ha hecho el ejercicio de aplicar estos costes extrapolados a una central GICC de 590 MW netos cuyos costes de instalación son los de los anteriores estudios, haciendo las necesarias adaptaciones por aumento de la potencia de la central GICC al caso en cuestión. Se comprueba que tal central, a los precios de combustibles medios de 2002, sería prácticamente competitiva con la central estándar actual CCGN del ejemplo según se ilustra en la **Figura 38** del **capítulo 3**.

Verificamos por dos caminos diferentes y utilizando fuentes de datos comprobadas por la experiencia práctica, que los resultados concuerdan. Resulta clave el obtener unidades productivas mayores para bajar los costes de Operación y Mantenimiento y aplicar los criterios de simplificación y racionalización de diseño que permiten asegurar un coste igual o inferior a 1.300 € por kW instalado.

## 4.5. CONCLUSIÓN

Esta tecnología GICC que se desarrolla en ELCOGAS ha alcanzado un nivel de madurez suficiente para que sea tenida en cuenta en la planificación de la nueva energía a incorporar a la red eléctrica. Los costes de operación y mantenimiento alcanzados, así como los de instalación alcanzables en unidades mayores, con las modificaciones que aconseja la experiencia adquirida, permiten asegurar Costes de Energía (C.E.) competitivos con las otras energías del mercado, en condiciones mejores de seguridad de abastecimiento y muy adecuados desde el punto de vista de la demanda ambiental actual y la previsible en el futuro.

## índice de tablas

Tabla 1: Avances en la tecnología de turbinas de gas	9
Tabla 2: Ventajas de los ciclos combinados	11
Tabla 3: Eficiencias actuales de tecnologías de centrales térmicas	21
Tabla 4: Emisiones y producción de residuos de diferentes tecnologías	22
Tabla 5: Estimación del valor económico potencial de la reducción de emisiones que permite un GICC	25
Tabla 6: Características de diversos combustibles gasificables	29
Tabla 7: Propiedades del coque y experiencia en Centrales GICC	30
Tabla 8: Propiedades de biomasa y residuos, y experiencia en Centrales GICC	31
Tabla 9: Combustible y aplicación preferible de distintos tipos de gasificador	32
Tabla 10: Principales datos de diseño de la Central GICC de Puertollano, España	36
Tabla 11: Datos de diseño de la Central GICC de NUON en Buggenum, Holanda	37
Tabla 12: Principales datos de diseño de la Central GICC de Tampa, Florida	39
Tabla 13: Principales datos de diseño de la Central GICC de Wabash, Indiana	41
Tabla 14: Datos de diseño del proyecto de Central GICC en Nakoso, Japón	42
Tabla 15: Plantas GICC en funcionamiento y en proyecto, según combustible	44
Tabla 16: Comparación de costes para plantas GICC, PC y CCGN de 500 MW	48
Tabla 17: Resumen de principales datos de diseño de la Central GICC de ELCOGAS	56
Tabla 18: Propiedades de carbón, coque y mezcla al 50% en peso	58
Tabla 19: Datos de diseño de la planta de preparación de carbón	59
Tabla 20: Datos de diseño del gasificador	60
Tabla 21: Producción y características de escoria gruesa y finos de escoria	60
Tabla 22: Datos de diseño de los filtros, y características de las cenizas volantes	62
Tabla 23: Propiedades del gas bruto a la salida del lavado húmedo	63
Tabla 24: Datos de diseño de la Unidad de Desulfuración	64
Tabla 25: Propiedades finales del gas limpio enviado al Ciclo Combinado	64
Tabla 26: Producción y calidad del Azufre	64
Tabla 27: Propiedades del gas limpio a la entrada de la turbina de gas	65
Tabla 28: Datos de diseño del Ciclo Combinado para gas de síntesis y gas natural	65
Tabla 29: Datos de la turbina de gas	66
Tabla 30: Datos de diseño de la Unidad de Fraccionamiento de Aire	69
Tabla 31: Consumos de la Central GICC de ELCOGAS en el año 2002	73
Tabla 32: Resultados de las pruebas de aceptación en modo GICC y CCGN	74
Tabla 33: Coste variable de combustible en operación CCGN y GICC en el año 2002	77
Tabla 34: Gastos de explotación de la Central GICC de ELCOGAS	77
Tabla 35: Resumen de posibles mejoras en nuevos diseños GICC	82
Tabla 36: Principales líneas de I+D+I de ELCOGAS	84

## índice de figuras

Figura 1: Diagrama termodinámico T-s del Ciclo Combinado	8
Figura 2: Proceso del Ciclo Combinado	9
Figura 3: Evolución temporal de potencia y consumo en TG y CCGN	10
Figura 4: Potencia instalada de turbinas de gas y ciclos combinados	10
Figura 5: Tipos de gasificadores	15
Figura 6: Aplicaciones de la gasificación	16
Figura 7: Evolución de la capacidad mundial de gasificación	17
Figura 8: Esquema y productos de una Planta de Fraccionamiento de Aire	18
Figura 9: Diagrama de bloques y opciones de integración para una Central GICC	20
Figura 10: Recursos mundiales de combustibles fósiles	26
Figura 11: Distribución geográfica mundial de recursos	27
Figura 12: Tendencia de los precios de carbón, gas natural y petróleo en USA	28
Figura 13: Evolución de la producción mundial y el precio del coque de petróleo	29
Figura 14: Gasificador y caldera de recuperación de calor	34
Figura 15: Diagrama de bloques del proceso de la Central GICC de ELCOGAS	36
Figura 16: Gasificador Texaco	38
Figura 17: Diagrama de Bloques del GICC de Tampa	39
Figura 18: Gasificador E-GAS™	40
Figura 19: Diagrama de Bloques del GICC de Wabash	41
Figura 20: Evolución prevista en los costes de centrales GICC	46
Figura 21: Comparación de costes para plantas GICC, PC y CCGN de 500 MW	49
Figura 22: Evolución del precio del gas natural en el último año	50
Figura 23: Comparación de costes, con precio del gas natural de 1,8 cts.€/te	50
Figura 24: Competitividad según coste de inversión de GICC y precio del gas natural	51
Figura 25: Competitividad GICC y CCGN en función del coste de combustible	52
Figura 26: Comparación entre precio real de electricidad de centrales de carbón	53
Figura 27: Accionariado de ELCOGAS S.A.	54
Figura 28: Organigrama de ELCOGAS	55
Figura 29: Ubicación de la Central GICC de ELCOGAS	55
Figura 30: Descripción general del proceso de la Central GICC de ELCOGAS	57
Figura 31: Sistema de presurización y alimentación de combustible al gasificador	59
Figura 32: Gasificador, sistema de recuperación de calor y filtración del gas	61
Figura 33: Diagrama general de gasificación y sistema de limpieza del gas	62
Figura 34: Turbina de gas V94.3 con internos	66
Figura 35: Unidad de Fraccionamiento de Aire	70
Figura 36: Emisiones de la Central en operación CCGN y GICC	74
Figura 37: Perfil de la inversión de la Central GICC de ELCOGAS	75
Figura 38: Comparación del coste de la electricidad entre centrales GICC y CCGN base, empleando datos reales de ELCOGAS en el año 2002	78
Figura 39: Producción anual con gas sintético y con gas natural	79
Figura 40: Factor de operación con gas sintético y gas natural	79
Figura 41: Factor de carga con gas sintético y gas natural	80

## Referencias bibliográficas

- (1) International Energy Agency. *World Energy Outlook 2000*. IEA, 2001.
- (2) Comisión de las Comunidades Europeas. *Libro Verde. Hacia una estrategia europea de seguridad del suministro energético*. <http://europa.eu.int>, noviembre 2000.
- (3) ELCOGAS. Libro *IGCC Puertollano. A clean coal gasification power plant*. Febrero 2001.
- (4) Kelhofer, R.H. y otros. *Combined-cycle gas & steam turbine power plants*. PennWell, 1999.
- (5) Jäger, G., Theis, K.A. *Increase of Power Plant Efficiency*. VGB PowerTech, noviembre 2001.
- (6) Alstom Power. *Power plant emission reduction potentials – achievements and future reduction potentials*. 2001.
- (7) UNESA. *El mercado eléctrico ante 2003. Garantía de suministro y de eficiencia*. Club Español de la Energía, 2002.
- (8) Dirección General de Política Energética y Minas, Ministerio de Economía. *Planificación de los sectores de electricidad y gas, desarrollo de las redes de transporte 2002-2011*. 2002.
- (9) Holt, N. *Gasification Technology Status – August 2002*. EPRI, 2002.
- (10) Office of Fossil Energy, US DOE. *Market-based advanced coal power systems*. 1999.
- (11) Méndez-Vigo, I., García Peña, F. y otros. *Puertollano IGCC Plant: operating experience and potential for further technology development*. PowerGen Europe, mayo 2001.
- (12) Gasification Technologies Council. *Gasification: A Growing, Worldwide Industry*. <http://www.gasification.org>, 1999.
- (13) Global Energy – US DOE. *The Wabash River Coal Gasification Repowering Project. An update*. 2000.
- (14) Treviño, M. *The Puertollano Demonstration Plant and IGCC Prospects in Spain*. VGB PowerTech, enero 2002.
- (15) Holt, N. *IGCC article for the Encyclopedia of Physical Science and Technology*, 2001.
- (16) Kaneko, S. *Project status of 250 MW air-blown IGCC demonstration plant*. Gasification Technologies Conference. San Francisco, octubre 2002.
- (17) Treviño, M. *GICC: Generación de energía limpia a partir del carbón*. Jornada sobre el uso limpio del carbón, Fundación Asturiana de la Energía. Oviedo, julio 2002.
- (18) Comisión Nacional de la Energía. <http://www.cne.es>. 2003.
- (19) Parsons Infrastructure and Technology Group Inc. *The cost of Mercury Removal in an IGCC Plant*. US DOE, septiembre 2002.
- (20) Comisión de las Comunidades Europeas. *Propuesta de Directiva sobre régimen para el comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero*. <http://europa.eu.int>, octubre 2001.
- (21) Comisión de las Comunidades Europeas, *Green Paper on Greenhouse Gas Emissions trading within the EU*. <http://europa.eu.int>, marzo 2000.
- (22) Beecy, D. *US Carbon Sequestration RD&D Program*. NETL-US DOE, Gasification Technologies Conference. San Francisco, octubre 2002.
- (23) DEFRA (UK Department for Environment, Food & Rural Affairs) *The UK Emissions Trading Scheme, auction analysis and progress report*. <http://www.defra.gov.uk>, octubre 2002.

- (24) Clarkson, R., Deyes, K. *Estimating the social cost of carbon*. UK GES (Government Economic Service), 2000.
- (25) Dixon, T., Taylor, P., Simmonds, L. *Cleaner coal technologies and the clean development mechanism*. Informe de AEA Technology para la DG TREN (CE), octubre 2000.
- (26) US Environmental Protection Agency. *Technical support package for Clear Skies Act, Section C: Projected costs*. <http://www.epa.gov>, 2003.
- (27) Benesch, W.A. *Planning new coal-fired power plants*. VGB PowerTech, junio 2001.
- (28) World Energy Council. *Survey of energy resources*. <http://www.worldenergy.org>.
- (29) Energy Information Administration. *Annual Energy Review 2001*. EIA-US DOE, noviembre 2002.
- (30) Fernando, R. *The use of petroleum coke in coal-fired plant*. IEA Coal Research, 2001.
- (31) AEA Technology, VTT y Sydkraft. *European Co-combustion of coal, biomass and wastes*. DG TREN, <http://carnot-online.org>, enero 2000. (AEA Technology, VTT y Sydkraft para la DGTREN, 2000)
- (32) Collot, A.G. *Matching gasifiers to coals*. IEA Clean Coal Centre, octubre 2002.
- (33) García Peña, F., Schellberg, W. *Commercial operation of the Puertollano IGCC Plant*. Gasification 5-IchemE Conference, Noordwijk, abril 2002.
- (34) Geertsema, A., Groppo, J., Price, C. *Demonstration of a beneficiation technology for Texaco gasifier slag*. Gasification Technologies Conference. San Francisco, octubre 2002.
- (35) Tampa Electric – US DOE. *Tampa Electric IGCC Project. An update*. Julio 2000.
- (36) NETL – US DOE. *Wabash River Coal Gasification Repowering Project: A DOE Assessment*. Enero 2002.
- (37) Zuideveld, P. *Overview of Shell Global Solutions' worldwide gasification developments*. Shell Global Solutions, Gasification Technologies Conference. San Francisco, octubre 2002.
- (38) FETC (Federal Energy Technology Center)-US DOE. *IGCC: Clean, affordable energy for tomorrow's world*. 2000.
- (39) Booras, G., Holt, N., Wolk, R. *Analysis of innovative fossil fuel cycles incorporating CO<sub>2</sub> removal*. Gasification Technologies Conference. San Francisco, octubre 2000.
- (40) Méndez-Vigo, I. *ELCOGAS Puertollano IGCC Update*. Gasification Technologies Conference. San Francisco, octubre 2002.

## Glosario

AFBC: *Atmospheric Fluidised Bed Combustion*, central de combustión de carbón en lecho fluidizado.

Ar: Argón.

ASU: *Air Separation Unit*, planta de fraccionamiento de aire.

CC: Ciclo Combinado.

CCGN: Ciclo Combinado con Gas Natural como combustible.

C.E.: Coste de Electricidad.

CH<sub>4</sub>: Metano.

CO: Monóxido de carbono.

CO<sub>2</sub>: Dióxido de carbono.

COS: Sulfuro de carbonilo.

DG TREN: *Directorate-General for Energy and Transport*, Dirección General de Transporte y Energía de la Comisión Europea.

EPRI: *Electric Power Research Institute*, Instituto de Investigación sobre Energía Eléctrica, Estados Unidos.

ESP: *ElectroStatic Precipitator*, precipitador electrostático para separación de partículas de los gases de combustión de una central térmica.

FGD: *Flue Gas Desulphurization*, unidad de desulfuración de los gases de combustión de una central térmica.

GICC: central de Gasificación Integrada en Ciclo Combinado.

(-ΔH<sub>r</sub><sup>o</sup>): Calor liberado en una reacción química.

H<sub>2</sub>: Hidrógeno.

H<sub>2</sub>S: Sulfuro de hidrógeno.

HCl: Cloruro de hidrógeno.

HCN: Cianuro de hidrógeno.

HF: Fluoruro de hidrógeno.

HRSG: *Heat Recovery Steam Generator*, caldera de recuperación de calor de los gases de escape de la turbina de gas.

ISO: *International Organization for Standardization*. Las condiciones ISO son condiciones ambientales de referencia para el funcionamiento de los equipos: 15°C de temperatura, 1,013 bar de presión y 60% de humedad relativa.

LNB: *Low NOx Burners*, quemadores de baja producción de NOx.

MCFC: *Molten Carbonate Fuel Cells*, pilas de combustible de carbonatos fundidos como electrolito.

MDEA: MetilDiEtanolAmina, disolvente selectivo para la absorción de H<sub>2</sub>S.

N<sub>2</sub>: Nitrógeno.

NH<sub>3</sub>: Amoniaco

NOx: Óxidos de nitrógeno, NO y NO<sub>2</sub>.

O<sub>2</sub>: Oxígeno.

PC: *Pulverised Coal*, central de combustión de Carbón Pulverizado, con ciclo simple agua/vapor.

PCS/PCI: Poder Calorífico Superior o Inferior de un combustible.

ppmv: Partes por millón en volumen, medida de concentración.

RSU: Residuos Sólidos Urbanos.

SCR: *Selective Catalytic Reduction*, sistema de reducción catalítica selectiva de NOx en los gases de combustión de centrales térmicas.

SiC: Carburo de Silicio.

SO<sub>2</sub>: Dióxido de azufre.

SOFC: *Solid Oxide Fuel Cells*, pilas de combustible con óxidos sólidos como electrolito.

TG: Turbina de Gas.

UE/CE: Unión Europea, Comunidad Europea.

US DOE: *United States Department Of Energy*, Ministerio de Energía de los Estados Unidos.