

# Estado actual y perspectivas de futuro de Repowering de centrales térmicas clásicas.

Sergio Andrés Durán Jáimes  
Universidad de Santander

Fecha de Recepción: 24/06/16 – Fecha de Aceptación: 14/09/16

## Resumen

Con este artículo se pretende mostrar el estado actual de las centrales térmicas y el futuro del Repowering de las centrales de carbón. Las centrales de carbón resultan ser una de las tecnologías con más experiencia, pero a la vez una de las más polémicas en cuanto a polución y contaminación se refiere, las cuales requieren de una evaluación permanente de los niveles de emisión de CO<sub>2</sub>, los cuales pueden llegar a ser muy elevadas.

*Palabras Clave: Central térmica, ciclo combinado, carbón, petróleo, energía eléctrica.*

## Abstract

This article intends to show the current state of the thermal power plants and the future of the Repowering of the coal plants. Coal-fired plants are one of the most experienced technologies, but at the same time one of the most controversial in terms of pollution and pollution, which requires a permanent assessment of CO<sub>2</sub> emission levels. Become very high.

*Keywords: Thermal power station, combined cycle, coal, oil, electric power.*

## INTRODUCCIÓN

El cambio climático es uno de los desafíos más importantes a los que se enfrenta la humanidad. Los riesgos socioeconómicos derivados del cambio climático son un reto ante el que la sociedad en general, los gobiernos y las grandes corporaciones, deben tomar medidas inmediatas y efectivas. Al ser el cambio climático un problema global, la solución al mismo también debe ser global. Las acciones que se lleven a cabo hoy, repercutirán directamente en el bienestar de las generaciones futuras.

Conseguir integrar la producción de energía eléctrica con carbón de forma sostenible requiere del desarrollo e investigación de nuevos conceptos tales como: aumentar la eficiencia de la producción e incluir tecnologías que permitan la captura de CO<sub>2</sub>. Con el fin de realizar un gran esfuerzo en I+D+i en el marco energético es posible aprovechar el uso de las siguientes tecnologías: Ciclos

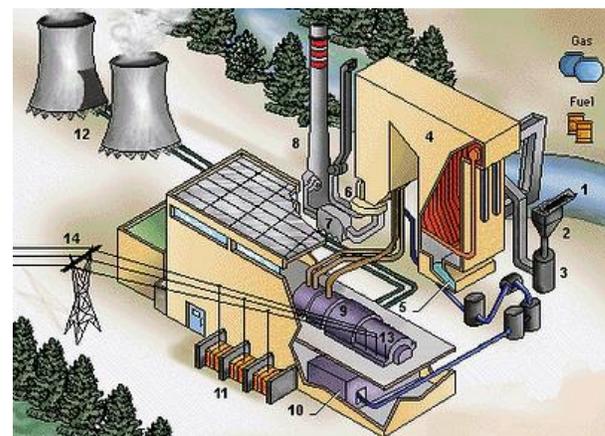
supercríticos, Repowering TG (turbinas de gas), lechos fluidos, GICC, planta híbridas y confinamiento de CO<sub>2</sub>.

Una *central termoeléctrica* es una instalación empleada para la generación de energía eléctrica a partir de la energía liberada en forma de calor, normalmente mediante la combustión de combustibles fósiles como petróleo, gas natural o carbón. Este calor es empleado por un ciclo termodinámico convencional para mover un alternador y producir energía eléctrica. Este tipo de generación eléctrica es contaminante pues libera dióxido de carbono [1].

## II. CENTRALES TÉRMICAS

Existen dos tipos de centrales térmicas: *clásicas* y *de ciclo combinado*. Se denominan *centrales clásicas* a aquellas centrales térmicas que emplean la combustión del carbón, petróleo (*fueloil*) o gas natural para generar la energía eléctrica. Son consideradas las centrales más económicas y rentables, por lo que su utilización está muy extendida en el mundo económicamente avanzado y en el mundo en vías de desarrollo, a pesar de que estén siendo criticadas debido a su elevado impacto medioambiental. Este tipo de centrales eléctricas generan el 16,5% de la energía eléctrica necesaria en España.

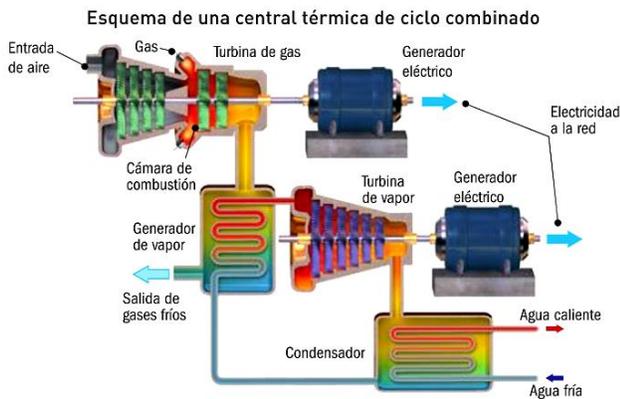
Figura 1. Central térmica clásica [3]



En la actualidad se están construyendo numerosas centrales termoeléctricas de las denominadas de *ciclo combinado*, que son un tipo de central que utiliza gas

natural, gasóleo o incluso carbón preparado como combustible para alimentar una turbina de gas. Luego los gases de escape de la turbina de gas todavía tienen una elevada temperatura, se utilizan para producir vapor que mueve una segunda turbina, esta vez de vapor. Cada una de estas turbinas está acoplada a su correspondiente alternador para generar la electricidad como en una central termoelectrica clásica.

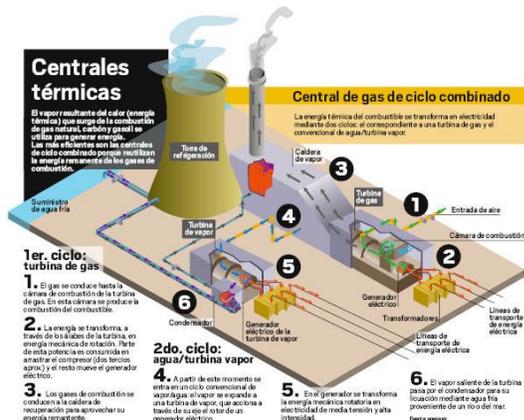
Figura 2. Central térmica clásica con ciclo combinado [5]



Normalmente durante el proceso de partida de estas centrales, sólo funciona la turbina de gas, a este modo de operación se le llama ciclo abierto. Si bien la mayoría de las centrales de este tipo pueden intercambiar de combustible (entre gas y diesel) incluso en funcionamiento. Al funcionar con petróleo diesel ven afectada su potencia de salida (baja un 10% aproximadamente.), y los intervalos entre mantenimientos mayores y fallas, se reducen fuertemente. Como la diferencia de temperaturas que se produce entre la combustión y los gases de escape es más alta que en el caso de una turbina de gas o una de vapor, se consiguen rendimientos muy superiores, del orden del 55%. Este tipo de centrales generan el 34% de las necesidades españolas de energía eléctrica. [2][3]

**Funcionamiento de las centrales termoelectricas clásicas**

Figura 3. Funcionamiento de una Central térmica clásica [5]



Sea cual sea el combustible fósil utilizado (fuel-oíl, gas o carbón), las centrales termoelectricas funcionan según el mismo esquema básico; las diferencias vienen dadas por el peculiar tratamiento que cada uno de los combustibles mencionados experimenta antes de ser inyectado en la caldera.

Asimismo, determinadas instalaciones, como los quemadores de la caldera, varían dependiendo de dicho factor. Uno de los elementos esenciales de una instalación termoelectrica es el depósito donde se almacena el combustible, ubicado dentro del propio recinto. En las centrales de carbón, el mineral se tritura previamente en molinos, que lo convierten en polvo muy fino; de esta manera, la combustión resulta más fácil. Desde el molino se envía a la caldera mediante chorros de aire precalentado. En las centrales de fuel-oíl este componente se precalienta para asegurar su fluidificación; posteriormente proyectado en quemadores especialmente adaptados, cuyo diseño y funcionamiento es diferente si el combustible empleado es gas. Las centrales mixtas disponen instalaciones aptas para quemar indistintamente todo tipo de combustibles fósiles.

Cuando el gas, el carbón o el fuel-oil han llegado a la caldera, los quemadores provocan su combustión, como consecuencia de la cual se genera energía calorífica. Esta energía transforma el agua que transita por la vasta red de tubos que componen la caldera en vapor, a elevada temperatura. [4] A continuación, el vapor, a gran presión, penetra en la turbina, integrada por tres cuerpos de alta, media y baja presión unidos a un mismo eje. En el primero de estos cuerpos, el de alta presión, existen centenares de paletas o álabes de pequeño tamaño. En el segundo, los álabes, también numerosos, son mayores.

Finalmente, las paletas del cuerpo de baja presión son aún más grandes que las precedentes. Con esta gradación de tamaños se aprovecha al máximo la fuerza del vapor puesto que éste va disminuyendo su presión poco a poco; ésta es la razón de que los álabes de la turbina crezcan en tamaño a medida que se pasa de un cuerpo a otro. Antes de que el vapor penetre en la turbina es necesaria su deshumidificación. Si no se sometiera a dicho proceso, las diminutas gotas de agua que transporta en suspensión serían despedidas a gran velocidad contra los álabes, erosionando el mecanismo.

Así pues, el vapor de agua a presión provoca el giro de los álabes de la turbina y genera energía mecánica. Por otra parte, el eje que mantiene unidos los tres cuerpos de la turbina hace girar, a su vez, un alternador que se encuentra conectado a ella, produciendo energía eléctrica. Gracias al empleo de un transformador la energía eléctrica pasa a la red de transporte a alta tensión.

El vapor, cuya presión ha resultado ya muy debilitada, pasa a los condensadores, donde se enfría y se convierte nuevamente en agua. El agua retorna otra vez a los tubos

que conforman las paredes de la caldera, reiniciándose así el ciclo productivo. [5]

### La protección del medio ambiente

La emisión de residuos a la atmósfera y los propios procesos de combustión que se producen en las centrales termoeléctricas tienen una incidencia importante sobre el medio ambiente. Para tratar de paliar, en la medida de lo posible, los daños que estas plantas provocan en el entorno natural, se incorporan a las instalaciones diversos elementos y sistemas.

El problema de la contaminación es máximo en el caso de la central termoeléctrica convencional que utilizan como combustible carbón. En las de gas, los niveles de polución son muchos menores, prácticamente inapreciables plantas de gas. Sin embargo, la combustión del carbón tiene como consecuencia la emisión de partículas y ácidos de azufre.

Uno de los sistemas ideados para reducir el volumen de estas emanaciones es la construcción de chimeneas de gran altura sirven para dispersar las mencionadas partículas en las capas altas de la atmósfera consiguiendo así que su nociva influencia sea mínima. Por otra parte, el empleo de filtros electrostáticos y precipitadores permite la retención de estas partículas dentro de la propia central.

En las centrales de fuel-oil, la emisión de partículas sólidas es, como se ha indicado, mucho más pequeña. No obstante, ha de tenerse en cuenta la emisión de óxidos de azufre y hollines ácidos. El efecto de los primeros puede ser anulado parcialmente a través de diversos sistemas de purificación; los hollines pueden ser neutralizados gracias a la adición de neutralizantes de la acidez.

El proceso de combustión que se verifica en las centrales termoeléctricas constituye una forma de contaminación (contaminación térmica) que puede ser contrarrestada gracias a la instalación de torres de refrigeración. Como se ha indicado el agua que, tras ser convertida en vapor, se emplea para hacer girar la turbina enfriada en los condensadores para volver nuevamente a los conductos de la caldera. La refrigeración se lleva a cabo utilizando el agua del mar o la de a cercano a la instalación; esta agua recibe el calor incorporado por el agua de la central que atraviesa los condensadores. Cuando los caudales de los ríos son pequeños, las centrales emplean sistemas de refrigeración en circuito cerrado, a través de torres refrigerantes, para evitar así la contaminación térmica. El agua caliente procedente de los condensadores penetra en la torre a determinada altura.

De manera natural, el aire frío asciende de forma continua en la torre. El agua, al penetrar en ella desciende por su propio peso y, en su caída, tropieza con un sistema de rejillas colocadas de tal manera que la pulverizan hasta convertirla en una fina lluvia. Cuando las gotas de agua que caen contactan con la corriente de aire frío ascendente,

pierden su calor. El agua enfriada de esta manera retorna a los condensadores por medio de un circuito cerrado; el proceso de producción continúa eliminando los daños medioambientales.

En diversos países se han puesto en marcha proyectos encaminados a aprovechar estos residuos nocivos producidos por la combustión en las centrales termoeléctricas; asimismo, el exceso térmico de estas plantas puede servir para criar minadas especies marinas, cuyo desarrollo se beneficia del aumento de la temperatura de las aguas en las que se desarrollan. [6]

### La aplicación de las nuevas tecnologías

La gasificación del carbón o el empleo de maquinaria hidráulica de arranque de mineral y de avance continuo son dos de los procedimientos utilizados para optimizar el aprovechamiento del carbón. Con estos sistemas es posible explotar yacimientos de poco espesor o bien aquellos en los que el mineral se encuentra disperso o mezclado en exceso. La gasificación consiste en inyectar oxígeno en el yacimiento para provocar la combustión del carbón. Así se produce un gas aprovechable para generar energía eléctrica gracias a la instalación de centrales eléctricas en la bocamina.

El segundo de los procedimientos mencionados se lleva a cabo lanzando potentes chorros de agua contra las vetas de mineral, para provocar los denominados barros de carbón, que, a través de tuberías, son evacuados fuera de la mina. Por otra parte, puede mencionarse también el sistema de combustión de carbón en lecho fluidificado. Según este método, el carbón se quema en un lecho de partículas inertes (por ejemplo, caliza), a través del cual se hace pasar una corriente de aire que soporta el peso de las partículas, manteniéndolas en suspensión. Finalmente, cabe citar diversas líneas de investigación con nuevas tecnologías, encaminadas a sustituir el fuel-oil, en un intento de reducir la dependencia respecto del petróleo. [7]

## III. DESARROLLO DE LAS CENTRALES DE CARBÓN

Dentro de las centrales térmicas, las centrales de carbón resultan ser más maduras, pero a la vez una de las más polémicas en cuanto a la polución y contaminación se refiere. Este tipo de centrales debido a la influencia energética siempre está en el punto de mira por tener tasas de emisión de  $CO_2$  muy elevadas, de hecho, estas centrales tienen implicaciones políticas, geopolíticas y sociales que van más allá del cambio climático.

Los puntos fuertes clásicos del Carbón son, entre otros, la abundancia de sus reservas (es el más abundante entre los combustibles fósiles) y el hecho de que estas están muy

distribuidas, tanto por áreas geográficas, geopolíticas o por bloques económicos. Por otro lado, se produce y exporta desde muchos países (60 países productores y 10 países principales exportadores). Al mismo tiempo es producido y exportado por bastantes agentes, lo que da lugar a una mayor competencia.

El carbón tiene asociados yacimientos y buenas tecnologías, tanto en extracción como en utilización. Es el combustible más seguro y con menos riesgos para transportar, almacenar y usar, la tecnología actual permite conseguir una correcta protección ambiental en su almacenamiento y manipulación controlando adecuadamente el polvo.

La tecnología de explotación del carbón ha ido desarrollándose en los últimos años con el fin de aumentar su rendimiento y disminuir su tasa de emisión de distintos contaminantes a la atmosfera. La mayoría de las empresas eléctricas españolas están añadiendo desulfuradoras en sus centrales de carbón para reducir sus emisiones y cumplir así con las “burbujas” permitidas por el Ministerio. De forma paralela, se están desarrollando estudios para incluir la captura y el secuestro de CO<sub>2</sub> en dichas centrales, lo cual serian un gran avance y podría convertir a las centrales térmicas de carbón en tecnologías del futuro. [8]

**Principios básicos**

El carbón es una roca sedimentaria que contiene hasta un 90% de carbono en peso. Se forma a partir de restos vegetales y animales, dado que los restos de las plantas, al morir en zonas generalmente húmedas, se acumulan en turberas. Se trata de un proceso muy lento, hablamos de un ritmo de un metro cada 4.000 a 100.000 años. Las zonas húmedas pueden ser zonas saladas o dulces. Estas primeras darán lugar a un alto contenido de azufre en el carbón, lo que impactara directamente en su precio.

Según aumenta la cantidad de turba acumulada y otros sedimentos, las capas inferiores se comprimen, aumentando su densidad, dureza, negrura y contenido en carbono. Es posible, por lo tanto, tener una clasificación y jerarquía de carbones.

- La turba: Es el carbón más joven y ni siquiera se le considera carbón. Se usa tradicionalmente en ciertas partes del mundo, pues, aunque su contenido energético es bajo, extraído, secado y quemado se usa para dar calor.
- El lignito pardo es el carbón más joven. Su textura es blanda. Su contenido energético o PCI ronda las 2.000 kcal/kg
- El lignito negro posee un PCI del orden de 4.000 kcal/kg

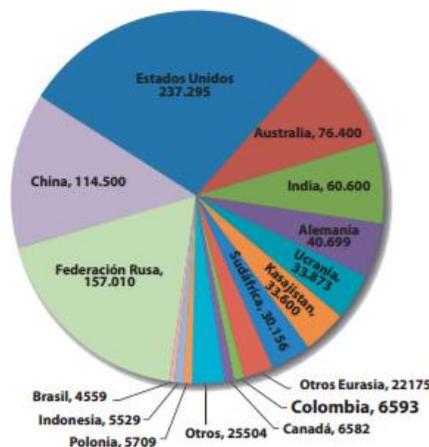
- La hulla posee un PCI superior, en torno a las 7.000 kcal/kg
- La antracita es el más duro y negro de los carbones y posee un PCI similar al de la hulla.

Tabla 1. Clasificación de diferentes tipos de Carbón.

	PCS (Kcal/ Kg)	% Volátiles	% Humedad
Antracita	Alto (>5000)	Bajo (<14%)	Medio (<15%)
Hulla (bituminosa)	Alto (>5000)	Medio (14-35%)	Medio (<15%)
Hulla Subituminosa	Medio(<5000)	Alto (25-50%)	Medio/Alto (<30%)
Lignito Pardo	Bajo (<3000)	Alto (25-50%)	Alto (<30-50%)

El carbón, al ser un mineral, es extraído de las minas terrestres. El proceso de extracción puede ser de tipo manual o más mecánico, viniendo determinado por el tipo de mina: subterránea o de cielo abierto. Estas últimas suelen resultar más rentables por su escala, pudiendo producir millones de toneladas al año. Las mayores minas actuales se encuentran en Rusia, Sudáfrica y Australia. Esto supone un factor muy positivo, dado que está muy ampliamente distribuido en el mundo y además se localiza en países más políticamente estables que los productores de petróleo o gas.

Figura 4. Distribución de las reservas de carbón a nivel mundial



Fuente: Statistical Review of World Energy Full Report 2011, British Petroleum Company

Otro aspecto a destacar es el transporte. El carbón es trasladado a grandes o cortas distancias, por medio de trenes, barcazas fluviales, barcos o camiones. Si bien el principal uso del carbón es el de la generación eléctrica (destacar que en China se construye una central de carbón a la semana actualmente), el siguiente uso, por importancia, es la industria siderúrgica.

Tabla 2. Principales puertos exportadores de carbón térmico.

Puerto	País	TonELAJE anual	Transporte	Descarga en puerto	Carga de buques
Richards Bay	Sudáfrica	72.000.000 t	Cuencas mineras a 350-400 km. El tren carga los vagones en antigua bocamina, tres líneas que convergen en puerto	Volteo de vagones y cribado	Gran zona de almacenamiento y carga de buques mediante pórticos
Murmansk, Riga, Ventspils, Votchoski	Rusia	65.000.000 t	Cuena del Kubzass (Siberia) a 4000-4500 km de los principales puertos. Transporte por ferrocarril. Problemas por congelación		Carga mediante pórticos-grúa
Puerto Drummond Puerto Bolívar	Colombia	25.000.000 t 28.000.000 t	Cuencas mineras a 100-200 km. Vigilancia constante por guerrilla (1 persona cada kilómetro). Parte desviado en comisiones a Venezuela (precio gasolina)	Volteo de vagones y cribado	Carga Plataforma Offshore por colado del P. Drummond / Carga directamente por cada al buque en P. Bolívar / Carga buque Offshore en Maracalbo
Queensland (Dalrymple, Gladstone, Hay Point...) New South Wales (Newcastle, Port Kembla)	Australia	140.000.000 t 80.000.000 t	Cuencas mineras a 100-250 km. Transporte por ferrocarril.	Volteo de vagones y descarga vertical	Carga mediante todos los sistemas según puerto. Muy automatizado. Sistemas muy desarrollados. Hasta 8000 t/m

El carbón, una vez extraído y transportado a su lugar de destino, es almacenado en el parque de carbones de la central de carbón, destinada a quemarlo en la caldera y producir así energía eléctrica. [9]

Figura 5. La cadena del carbón [6].



Fuente: Ministerio de Minas y Energía 2003

#### IV. ELECCIÓN DEL TIPO DE REPOWERING

Una de las posibilidades reales de modernización de las plantas de generación térmicas convencionales se encuentra en un concepto sencillo y explotado desde poco después de la aparición de las turbinas de gas en el mercado. Consiste en la incorporación de una turbina de gas a un ciclo convencional con el fin de dar respuesta a una necesidad particular determinada, y cuyo efecto principal es el aumento de la eficiencia y, en determinados casos, de potencia.

La composición más evidente al pensar en la unión de ciclo de turbina de gas y ciclo de vapor es el ciclo combinado, donde la elevada temperatura del gas de la turbina se aprovecha para aportar la energía necesaria al fluido de trabajo del ciclo de vapor. Este concepto ya conocido, parece haberse situado en una posición importante con vistas a la renovación del parque nacional de generación. Sin embargo, además de los beneficios indudables de una instalación de este tipo, se plantean una serie de inconvenientes. Se ha comprobado cómo la rentabilidad de la instalación depende fuertemente del precio del gas, el cual depende, a su vez, de factores externos difícilmente controlables.

Una de las posibilidades de *repowering* plantea la conversión de una planta convencional en un ciclo combinado semejante al de nueva construcción, clausurando la caldera de vapor a favor de turbina de gas y caldera de recuperación (*repowering completo*), pero existen otros conceptos de *repowering* que consiguen mantener el uso del carbón como combustible principal, englobados dentro del *repowering parcial*, aumentando también la eficiencia de generación y disminuyendo las emisiones específicas de CO<sub>2</sub>.

Son dos las principales razones que pueden llevar al propietario de una planta a pensar en la posibilidad de su repotenciación:

- 1) Permite resolver la obsolescencia de la planta sin incurrir en excesivos costos de inversión al reutilizar parte del equipamiento existente
- 2) Permite aumentar la potencia generada sin necesidad de recurrir a nuevos espacios. Además, existen otra serie de ventajas adicionales, que tienen en la disminución de las emisiones específicas de CO<sub>2</sub> a la principal de ellas cuando se enfoca el problema dentro del contexto del artículo. La tabla 3 presenta una lista resumiendo los beneficios del *repowering*, [10]

Tabla 3. Beneficios del repowering

<ul style="list-style-type: none"> <li>• Aumento de la eficiencia de la planta</li> <li>• Disminución de la cantidad de combustible</li> <li>• Disminución de las emisiones</li> <li>• Aumento de la capacidad de seguir carga</li> <li>• Aumento de potencia en un mismo lugar</li> <li>• Flexibilidad de utilización de combustible</li> <li>• Reducido el coste de inversión</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Mantenimiento de la explotación de las minas de carbón</li> <li>• Utilización de recursos energéticos autóctonos</li> <li>• Menor dependencia energética del exterior</li> <li>• Diversificación del mix de generación de energía eléctrica</li> <li>• Aseguramiento del suministro de energía</li> </ul>
--	--

En el *repowering* se pretende recuperar, del mismo modo que en el ciclo combinado, la energía de la que dispone el gas de la turbina. Dependiendo de cómo se aproveche el gas expandido por la turbina se diferencian dos grandes grupos, siendo la decisión de conservar el generador de vapor (*repowering parcial*) o prescindir de él (*repowering completo*) la diferencia de ambas alternativas.

Evidentemente habrá una serie de razones que estimulen a utilizar uno u otro tipo, dependientes de los objetivos requeridos para la nueva planta y de las características de la planta antigua.

Plantearse la inclusión de una turbina de gas en una central convencional particular requiere tener en cuenta una serie de aspectos que condicionarán la selección del tipo de *repowering* a utilizar. En primer lugar, se deben tener claras las necesidades que llevan a pensar en la modificación de la central, que incluyen: la obsolescencia, la necesidad de aumentar la capacidad de producción o la disminución de emisiones a la atmósfera.

Conocidas las necesidades deben conocerse los condicionantes que impone la instalación a ciertas modificaciones. Se deben conocer, entre otros: la disponibilidad de gas natural, el espacio disponible, la capacidad de evacuación de la energía eléctrica y el estado de los diferentes equipos. Además, es importante conocer las restricciones legales que pudieran acotar ciertas remodelaciones y saber en todo momento el máximo activo monetario que se puede o quiere invertir en la reforma.

V. TIPOS DE REPOWERING

**Repowering completo**

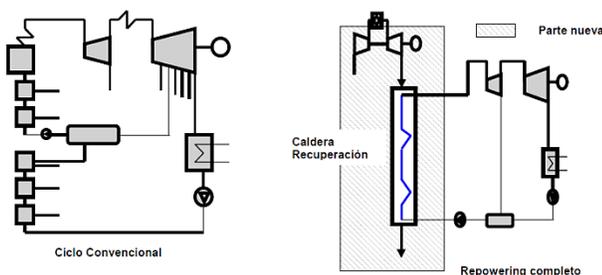
El *repowering* completo transforma el ciclo convencional en un ciclo combinado. La caldera se substituye por la turbina o turbinas de gas con sus respectivas calderas de recuperación que proporcionan el vapor necesario para exhaustarlo en la turbina de vapor, figura 6.

Con esta configuración se consiguen las mejores prestaciones del ciclo en comparación con el resto de posibilidades. Evidentemente, no es tan efectivo como la concepción de un ciclo combinado desde el principio. Para el buen funcionamiento de la configuración se requiere que la potencia instalada de la turbina sea de aproximadamente el doble de la potencia de la turbina de vapor, aspecto que obliga a la instalación de varias turbinas de gas con varias calderas de recuperación. Un *repowering* completo de una central convencional de 350 MWe requerirá una potencia de turbina de gas de 700 MWe, excesiva para ser proporcionada por una única unidad. [11]

Otro de los inconvenientes es la dependencia única de gas natural como combustible, eliminando toda posibilidad de utilización de carbón. Además, otro de los inconvenientes que puede plantearse derivado del cierre de todas las extracciones de la turbina de vapor, es el aumento del caudal de vapor que entra en la turbina.

Esta sobre-potencia puede ocasionar graves daños en la metalurgia de la turbomáquina, siendo necesaria en la mayoría de las ocasiones una disminución de la carga del ciclo.

Figura 6. Repowering completo [8]

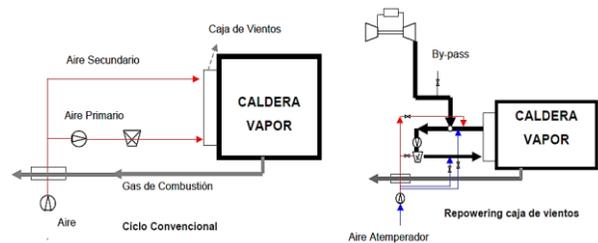


Incluidos dentro del *repowering* parcial se pueden diferenciar tres opciones dependiendo de la utilización de los gases de la turbina de gas. Los tres se caracterizan por seguir dependiendo de la caldera de vapor, aspecto que dota de cierta flexibilidad de operación en cuanto al combustible se refiere, al contrario que en la opción anterior. [12]

**Repowering caja de vientos (Windbox repowering)**

Se habla de *repowering* de caja de vientos (*hot windbox*) cuando el aire de combustión, primario y secundario, se pretende sea substituido por el gas de la turbina. Ello conlleva a la eliminación de los ventiladores de tiro forzado y de aire primario, necesarios para transportar el aire de combustión hacia caldera (figura 7).

Figura 7. Repowering caja de vientos [9]



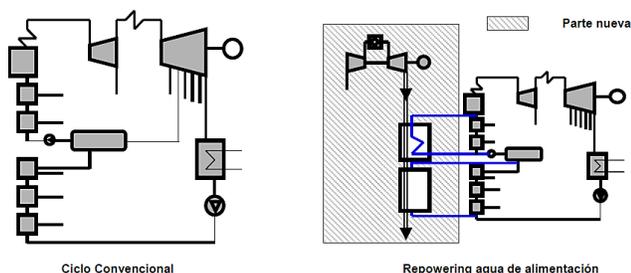
La configuración presentada en la figura 7, incorpora una turbina de gas que proporciona el caudal de aire primario y secundario del circuito aire/gases. Se sigue conservando la entrada de aire del exterior con objeto de atemperar las corrientes de gas que actúan de aire primario y secundario. Es necesario disponer de un by pass que libere la energía sobrante del gas en momentos que se requiera. Los inconvenientes de esta configuración son la elevada temperatura de los gases que actúan de aire de combustión y transporte, que origina la necesidad de cambios en el hogar de la caldera puesto que se produce un aumento del volumen específico del aire de combustión. El mayor volumen de aire encerrado dentro del mismo espacio aumenta su velocidad traduciéndose en mayores problemas de erosión. Además de este gran problema, la presencia de O2 en el gas de combustión es menor que el presente en el aire, por lo que se necesita introducir mayor caudal, lo que origina un mayor volumen de gases a tratar tras la combustión repercutiendo en la operación de los equipos de limpieza. [13]

**Repowering del agua de alimentación (Feedwater repowering)**

Una opción sencilla y con buenos resultados es el denominado *repowering* de agua de alimentación (*feedwater repowering*). La caldera de vapor se sigue utilizando para proporcionar todo el vapor requerido por el ciclo, siendo la turbina de gas utilizada para sustituir los calentadores de alta y/o baja presión (figura 8). Se

aprovecha la energía del gas en calentar el agua by paseada del tren de alta presión del ciclo, con ello se consiguen disminuir las extracciones de las etapas de la turbina de vapor. Esto se puede aprovechar o bien para aumentar la capacidad de producción o bien para disminuir la carga del ciclo disminuyendo la necesidad de combustible en la caldera de vapor. Se incorpora también otro calentador en paralelo con el tren de baja para optimizar el aprovechamiento de la energía sobrante del gas.

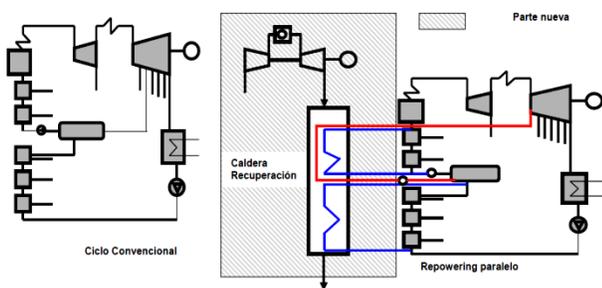
Figura 8. Repowering del agua de alimentación [8]



**Repowering paralelo (Parallel repowering)**

En un *repowering* paralelo (*parallel repowering*) la situación es similar al de agua de alimentación, más que en este caso además del calentamiento del agua de alimentación y agua de condensación se produce vapor de forma paralela a la caldera de vapor (figura 9). El esquema presenta la configuración más sencilla de esta opción, en la que se produce vapor recalentado caliente en la caldera de recuperación. Interesa utilizar la mayor parte de la energía del gas en producir vapor recalentado caliente, aspecto que disminuye el consumo específico de carbón, aunque también disminuye la carga de admisión de la etapa de alta de la turbina de vapor. Del mismo modo que ocurre con el *repowering* de agua de alimentación se *bypasa* parte del caudal del tren de baja para ser calentado por la energía excedente que lleva el gas. Existen otras configuraciones posibles dependiendo del grado de complejidad de la caldera de recuperación como puede ser la producción de vapor vivo además del recalentado que hace necesaria una configuración de dos niveles de presión. [14]

Figura 9. Repowering paralelo [10]



**VI. COMPARACIÓN DE LAS CUATRO ALTERNATIVAS DE REPOWERING CON TURBINA DE GAS**

Cualitativamente la comparación de los distintos tipos de *repowering* de una planta de carbón pulverizado mediante turbina de gas en función del aumento de rendimiento, disminución de emisiones específicas de CO<sub>2</sub>, potencia y costo de inversión se muestra en la tabla 4.

Los datos incluidos en la tabla deben tomarse como valores orientativos puesto que las posibilidades que ofrecen las distintas opciones son numerosas. Dependiendo de las modificaciones realizadas, tipos de turbinas de gas y de cómo se realice la integración de ambos ciclos los parámetros de funcionamiento pueden variar sustancialmente. Evidentemente, el costo de inversión también dependerá de todo lo anterior. Aun así, a líneas generales, se pueden remarcar algunos comportamientos comparativos.

Tabla 4. Comparación cualitativa de los distintos tipos de repowering

	RC	RCV	RAL	RP
<b>Aumento Rendimiento [puntos]</b>	5,0-10,0	3,0-5,0	2,0-3,0	2,0-4,0
<b>Aumento Rendimiento [porcentual]</b>	15,0-30,0	9,0-15,0	6,0-9,0	6,0-12,0
<b>Reducción emisiones específicas CO<sub>2</sub> [porcentual]</b>	40,0-60,0	20,0-30,0	10,0-20,0	10,0-30,0
<b>Aumento Potencia [Repot:Convencional]</b>	3:1	1,5:1 – 2:1	1,5:1	1,5:1
<b>Coste Inversión<sup>†</sup> [% respecto a RCV]</b>	-20%	0%	-35%	-20%

† Incremento de coste respecto al RCV (valor negativo indica menos coste que el RCV)

RC Repowering Completo  
RCV Repowering Caja de Vientos  
RAL Repowering Agua Alimentación  
RP Repowering Paralelo

En cuanto a operación la opción ideal sería un *repowering* completo, ya que consigue los mayores aumentos de potencia y rendimiento de la planta a un costo moderado en comparación al resto. El problema es la dependencia exclusiva del combustible de la turbina de gas. Para solucionar este problema, las siguientes opciones más convenientes son el de agua de alimentación y el paralelo. Entre estas dos opciones se puede optar por conseguir una mayor eficiencia a un costo mayor con el *repowering* paralelo o considerar el de agua de alimentación a un menor costo perdiendo algo de eficiencia. La opción de la caja de vientos es una opción intermedia entre el completo y el resto de *repowering* parciales, sin embargo, es una opción que posee un costo elevado a causa de las excesivas modificaciones necesarias.

En todas las opciones se consigue una disminución de las emisiones específicas de CO<sub>2</sub> puesto que la eficiencia de la planta aumenta y parte del combustible utilizado es gas natural, con menores emisiones específicas que el carbón. Es indudable que el *repowering* completo presenta la mayor reducción de emisiones, pues todo el combustible es gas natural, disminuyendo las emisiones específicas de

CO<sub>2</sub> de unos 800g/kWe hasta unas 350g/kWe, más del 50%. Las emisiones de los otros tipos dependerán de las relaciones de utilización de gas natural frente al carbón y de la potencia de la turbina de gas frente a la del ciclo convencional, pero siempre reduciendo de forma importante las emisiones. La repotenciación de una central convencional de 335 MWe mediante un *repowering* paralelo con una turbina de gas de 70 MWe, puede conseguir una reducción de las emisiones específicas de CO<sub>2</sub> del orden del 15%, y con la opción de agua de alimentación la disminución está en el orden del 13%. [15]

## VII. CONCLUSIONES

El *repowering* con turbina de gas permite alargar la vida útil de la instalación manteniendo gran parte del equipo original. Se consigue un aumento de la eficiencia de la planta repercutiendo en el beneficio de la economía y del medioambiente. Además, la posibilidad de quemar carbón de forma sostenible, permite solucionar el grave problema de la dependencia energética

No habrá una única tecnología óptima en el desarrollo energético futuro, sino que el conjunto de todas ellas (muchas ya existentes, otras actualmente en desarrollo) en una correcta proporción, será la clave para conseguir un mix energético sostenible, tanto económica como medioambientalmente, disminuyendo la dependencia energética de otros países.

A nivel medioambiental, se ha hablado y modelizado el costo de CO<sub>2</sub> para todas las tecnologías emisoras y se ha destacado el papel de la energía nuclear y las renovables en cuanto al crecimiento sostenible. Otras emisiones como el SO<sub>2</sub>, las partículas o el NO<sub>x</sub> no se han considerado por no existir un mercado que fije su precio.

## REFERENCIAS

[1] Energiza.org (2013). Centrales Termoeléctricas o termoeléctricas convencionales [archivo PDF]. Especial Centrales Termoeléctricas, Vol. 3, 15 - 19. Recuperado de <http://www.energiza.org/Numeros/ENERGIZAABRIL2013.pdf>

[2] Villalba (2008). Los combustibles Fósiles [archivo PDF]. Recuperado de <http://villalbfosil.wordpress.com/centrales-termicas/>

[3] Rafael Alejo Garcia-Mauricio. Práctica del curso. [archivo PDF]. Centrales Termoeléctricas clásicas. Recuperado de <http://thales.cica.es/rd/Recursos/rd99/ed99-0226-01/portadaframeset.html>

[4] Patricia Blanco, F. “Análisis del Mix óptimo futuro de tecnologías de producción de energía eléctrica en el sistema español”, Tesis de Máster, Pág. 60-80, octubre 2008

[5] F. Gomez, “Centrales Termicas de Ciclo Combinado. Teoría y Proyecto”, Editorial Díaz De Santos, 2006

[6] Asociación Española de la Industria Eléctrica (UNESA), “Boletín de Cambio climático”, Asociación Española de la Industria Eléctrica, diciembre 2007.

[7] F. Garcia Peña, “Producción de hidrogeno con captura de CO<sub>2</sub> mediante gasificación de carbón integrada en ciclo combinado”, ELCOGAS, 15 de febrero de 2007

[8] Escosa, J.M., Romeo, L.M., Valero, A. 2004. Repowering y transformación a ciclo combinado de centrales térmicas para la reducción de emisiones de CO<sub>2</sub>. Acción y efecto inteligentes de la generación española frente a Kyoto. Energía. Revista de Ingeniería Energética y Medioambiental, nº 179, julio-agosto, pp. 58-62.

[9] Jose Luis Rapun Jimenez (1999). Tesis Doctoral [archivo PDF]. Modelo Matemático del comportamiento de ciclos combinados de turbinas de gas y vapor, pág. -35. Recuperado de <http://oa.upm.es/170/1/05199918.pdf>

[10] M Boswell, R Tawney, R Narula. Choose best option for enhancing combined-cycle output. September 1993. Power

[11] Rodrigo Heraldo Sepúlveda Sepúlveda (2011). Tesis Magister en Ciencias de la Ingeniería [archivo PDF]. Modelación de Centrales Térmicas de Ciclo Combinado y su aplicación en el problema de redespacho de unidades, pág. 10-26. Recuperado de [http://repositorio.uchile.cl/tesis/uchile/2011/cf-sepulveda\\_rs/pdfAmont/cf-sepulveda\\_rs.pdf](http://repositorio.uchile.cl/tesis/uchile/2011/cf-sepulveda_rs/pdfAmont/cf-sepulveda_rs.pdf)

[12] Escosa, J.M., Romeo, L.M., Valero, A. 2004. Repowering y transformación a ciclo combinado de centrales térmicas para la reducción de emisiones de CO<sub>2</sub>. Acción y efecto inteligentes de la generación española frente a Kyoto. Energía. Revista de Ingeniería Energética y Medioambiental, nº 179, julio-agosto, pp. 58-62.

[13] G. Bauer, J. Joyce. 1996. The Benefits of Parallel Repowering Existing Steam Turbines with Gas Turbines. Siemens AG. Power Generation Group.

[14] Antonio Valero, Luis M. Romeo, Jesús M. Escosa, Sostenibilidad del carbón en el contexto energético actual. Fundación CIRCE.

[15] Antonio Valero, Luis M. Romeo, Jesús M. Escosa, Repowering y transformación a ciclo combinado de centrales térmicas para la reducción de emisiones CO<sub>2</sub>.

Centro de Investigación de Recursos y Consumos Energéticos. CIRCE.

#### BIOGRAFÍA



Sergio Andrés Durán Jáimes ingeniero electrónico egresado de la universidad de Santander, Magister en Sistemas Energéticos Avanzados (c) de la Universidad de Santander. Desde hace 7 años se desempeña como profesor universitario; 4 años como investigador y 5 años de experiencia en el sector industrial como desarrollador de equipos de entrenamiento en el área de instrumentación, automatización y control de procesos industriales.