



Centrales de Generación de Energía Eléctrica

Profesores:

Inmaculada Fernández Diego

Arsenio Ramón Robles Díaz

Licencia: Creative Commons 3.0 BY-NC-SA

UNIDAD DIDÁCTICA 4:

CENTRALES TÉRMICAS

4.1. FUNCIONAMIENTO DE UNA CENTRAL TÉRMICA

4.2. CENTRAL TÉRMICA CONVENCIONAL

4.3. CENTRAL DE GAS

4.4. CENTRAL DE CICLO COMBINADO

4.5. INCONVENIENTES DE LAS CENTRALES TÉRMICAS CONVENCIONALES

4.6. COGENERACIÓN

4.1. FUNCIONAMIENTO DE UNA CENTRAL TÉRMICA

El objeto de las centrales térmicas es aprovechar la energía calorífica de un combustible para transformarla en electricidad.

Esta transformación sigue el siguiente proceso:

- a) La energía contenida en el combustible se transforma, por combustión en energía calorífica.
- b) La energía calorífica que absorbe el fluido de trabajo se convierte al expandirse en la turbina o motor en energía mecánica.
- c) La energía mecánica es transformada en energía eléctrica a través del generador eléctrico.

El ciclo Rankine es el ciclo termodinámico que se emplea en las centrales térmicas de vapor.

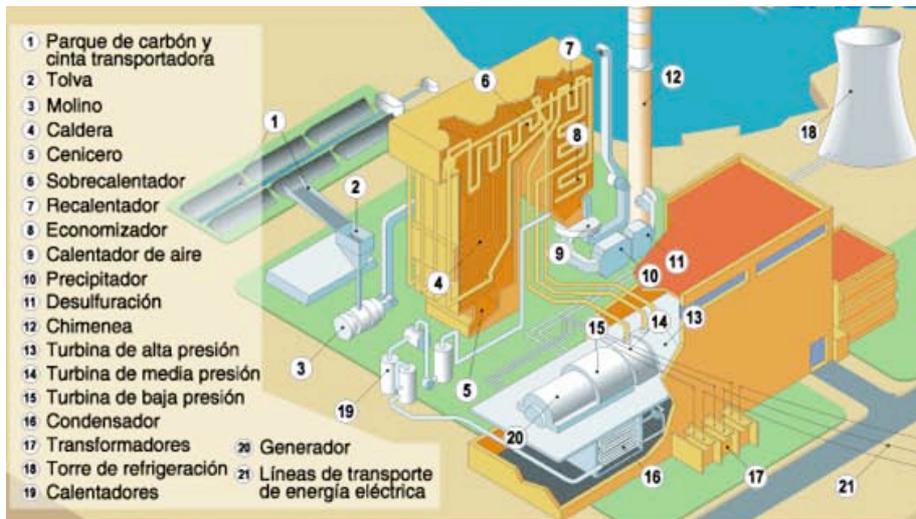


Figura 4.1. Central térmica convencional de carbón. [www.unesa.es]

Por ser el ciclo Rankine el ciclo fundamental que siguen las turbinas de vapor, ha sido mejorado a lo largo del tiempo a través de:

- Disminuir la presión en el condensador
- Aumentar la presión en la caldera
- Emplear vapor sobrecalentado
- Emplear recalentador intermedio
- Precalentar el agua de alimentación
- Emplear ciclos binarios

La temperatura máxima que puede adquirir el vapor sobrecalentado está normalmente limitada por los materiales empleados en la zona de sobrecalentamiento de la caldera. Actualmente la temperatura máxima es del orden de los 540°C. La presión máxima es del orden de los 150 bar y está limitada por problemas de diseño mecánico de la turbina y por la humedad admisible a la salida de la misma (10%). La presión mínima es función de la temperatura del condensador y su magnitud suele estar situada en el intervalo de 0,03 bar a 0,14 bar, lo que corresponde a una temperatura del condensador de 26°C y 52°C respectivamente.

Otras fuentes de calor para la generación de electricidad diferentes al carbón o gas natural, son una gran variedad de materiales de biomasa y de subproductos de procesos industriales, como la turba, la madera y sus desechos, la paja, los posos del café, las cáscaras de cereales, los desechos de las minas de carbón, el calor residual de factorías siderúrgicas, las energías geotérmica y solar, así como los procesos de generación de vapor asociados a los de recuperación de subproductos en determinados procesos, como la fabricación de pasta de papel, los residuos sólidos urbanos y la destrucción de residuos sanitarios peligrosos.

4.2. CENTRAL TÉRMICA CONVENCIONAL

En las centrales térmicas de vapor se utilizan como máquinas motrices las máquinas de vapor, o las turbinas de vapor o, en algunos casos, ambos tipos de máquinas; además de accionar los generadores eléctricos principales, en las centrales térmicas de vapor, también se utilizan las máquinas anteriormente citadas, para el accionamiento de equipos auxiliares, tales como bombas, hogares mecánicos, ventiladores, excitatrices, etc. El vapor necesario para el funcionamiento de las máquinas motrices, se produce en calderas, quemando combustible en los hogares que forman parte integrante de las propias calderas; desde éstas, el vapor se conduce por medio de canalizaciones hasta las máquinas o las turbinas de vapor.

Las centrales térmicas de vapor comprenden tres partes constructivas esenciales:

1. Sala de calderas
2. Sala de máquinas
3. Sala de distribución

Y además, los intercambios de energía se realizan utilizando tres clases de circuitos principales y varios auxiliares:

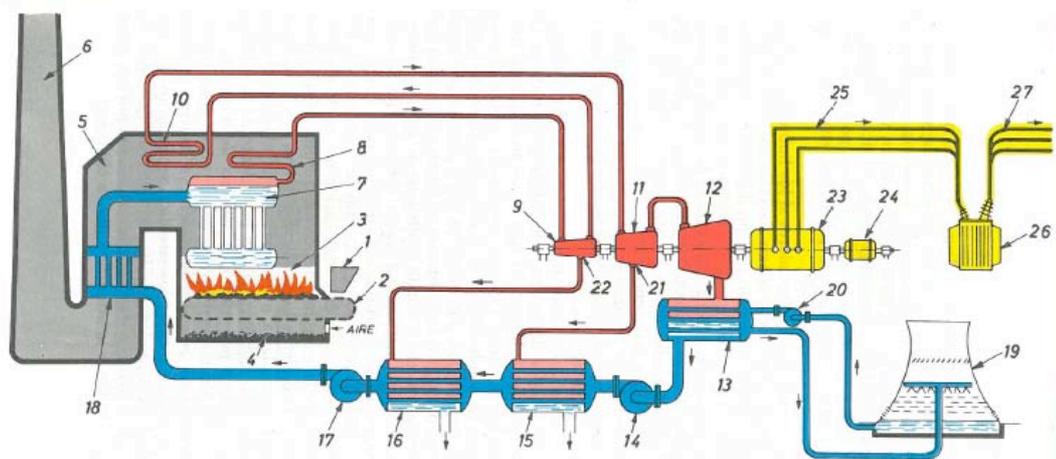


Figura 4.2. Representación esquemática de una central térmica de vapor. [José Ramírez Vázquez, Lorenzo Beltrán Vidal, Enciclopedia CEAC de electricidad. Centrales Eléctricas]

- Circuito de combustible

El combustible se quema en el hogar, constituido por un recinto cerrado por paredes de mampostería, en las que, generalmente, se encuentran los canales de circulación del aire necesario para la combustión. Después de calentar la caldera donde, tiene lugar la vaporización del agua, los gases residuales de la combustión o humos pasan a un conducto para ser eliminados al exterior. Como estos gases aún están calientes,

puede aprovecharse la energía térmica en ellos contenida para el circuito primario de uno o varios recalentadores de vapor y para el circuito primario de uno o más economizadores del agua de alimentación de la caldera. Desde aquí los gases pasan a la chimenea de tiro natural o de tiro forzado, por donde salen al exterior.

- Circuito de agua-vapor

La vaporización del agua se realiza en la caldera que es, un depósito de agua que se calienta hasta que el agua se convierte en vapor. Como el vapor, a la salida de la caldera, contiene todavía partículas líquidas, se le convierte en vapor recalentado haciéndole pasar por el circuito secundario de uno o más recalentadores primarios, situados en la trayectoria de los gases de combustión.

Desde la caldera (o desde los recalentadores si los hubiere) el vapor a presión y a alta temperatura, se conduce hasta la turbina o hasta la máquina de vapor, donde se expande produciendo energía mecánica. En las turbinas modernas se realizan extracciones de vapor, conduciéndolo de nuevo hacia los recalentadores secundarios de la caldera donde el vapor sufre nuevos recalentamientos para ser posteriormente introducido en los siguientes cuerpos de las turbinas o en otras turbinas independientes.

En las turbinas también se realizan extracciones de vapor que se conducen a los circuitos primarios de los precalentadores del agua de alimentación, para calentar ésta.

Como una central térmica de vapor tiene tanto mejor rendimiento cuanto más frío esté el vapor de escape, a la salida de la turbina, el vapor se hace pasar por un condensador que no es más que un dispositivo de refrigeración donde el vapor se condensa y se transforma nuevamente en agua; la condensación se realiza introduciendo agua fría a presión en el condensador, a la que se obliga a circular por unos serpentines de refrigeración.

El agua resultante de la condensación, y procedente de la turbina se impulsa hacia la caldera por medio de bombas de alimentación. Para aumentar el rendimiento térmico del conjunto, es conveniente que el agua de alimentación entre en la caldera ya caliente, para lo que se hace pasar previamente por los circuitos secundarios de uno o más precalentadores, calentados por las extracciones de vapor de las turbinas, y por uno o más economizadores, calentados por los gases de escape antes de su salida a la atmósfera por la chimenea.

- Circuito de energía eléctrica

La energía eléctrica es producida en los generadores eléctricos, accionados por las máquinas o por las turbinas de vapor. En casi todas las centrales térmicas modernas se produce corriente alterna trifásica.

Desde los generadores la corriente eléctrica se lleva a transformadores apropiados, donde se eleva la tensión de la energía producida. Los transformadores pueden alojarse en locales especiales o, en el mismo pabellón de distribución que, por lo general, está completamente separado de la sala de máquinas; esta separación viene impuesta, la mayoría de las veces, por la exigencia de que en este pabellón debe haber suficiente luz natural y de que los aparatos, transformadores, etc... puedan inspeccionarse fácilmente y montarse y desmontarse cuando sea necesario: también debe haber espacio suficiente para poder instalar las canalizaciones.

Las centrales térmicas de vapor necesitan, generalmente, un consumo bastante elevado de energía; lo más conveniente es tomar esta energía de un pabellón de distribución especial ya que, casi siempre, la tensión para las necesidades propias de la central es distinta a la tensión de distribución.

- Circuitos auxiliares

Son muy numerosos, los más importantes:

1. Circuito de tratamiento del combustible
2. Circuito de aire de combustión
3. Circuito de eliminación de cenizas y escorias
4. Circuito de tratamiento del agua de alimentación
5. Circuito de agua de refrigeración
6. Circuito de lubricación
7. Circuitos de mando
8. Circuitos de hidrógeno

4.2.1. Generadores de vapor

Se denomina caldera al recipiente en que se calienta el agua para convertirla en vapor. Por extensión, se conoce también con este nombre, no solamente dicho recipiente, sino también los elementos anejos tales como el hogar donde se quema el combustible que produce el calor necesario, los conductos de humos de combustión, los calentadores de aire de combustión, los economizadores de agua de alimentación, los recalentadores de vapor, etc... Es decir que, se denomina caldera a todo sistema a presión en el que el agua se transforma en vapor, como producto final, por cesión de calor de una fuente a temperatura superior.

En recipientes abiertos, bajo la presión atmosférica normal, la transformación de agua en vapor se realiza a una temperatura de 100°C. Si se quiere producir vapor a presiones mayores que la atmosférica, el recipiente debe estar cerrado para evitar cualquier escape de gas, excepto por los conductos que han de llevarlo a su lugar de empleo. En estos recipientes, el vapor se acumula en el espacio comprendido entre el agua y las paredes superiores del recipiente, provocando en éste un aumento de presión que, a su vez, determina un aumento de temperatura en el agua y en el vapor; en algunas centrales térmicas se llega a presiones de vapor del orden de los 180 kg/cm² que requieren temperaturas de ebullición de unos 350°C. Para soportar estas presiones y temperaturas, las calderas han de construirse con materiales apropiados que resistan satisfactoriamente las condiciones indicadas.

Muchas veces, se reserva el nombre de caldera cuando la presión de vapor es baja y se denomina generador de vapor, si el funcionamiento se efectúa a altas presiones de vapor. Si el dispositivo utiliza los gases o humos de combustión producidos en un hogar independiente, se denomina caldera de recuperación. Finalmente, cuando se utiliza para calentar otro fluido (generalmente agua o vapor a presión), lleva el nombre de cambiador de calor o, también, el de intercambiador de calor.

Los factores que intervienen en el funcionamiento de una caldera son los siguientes:

- Superficie de calefacción
- Cantidad de aire suministrado al hogar
- Clase y calidad de combustible
- Presión de vapor

Las calderas más utilizadas en las centrales térmicas se pueden clasificar como:

I) Calderas sin circulación de agua

En estas calderas el movimiento del agua está producido por la convección natural o por el desplazamiento del vapor producido a través de la masa del líquido. Este vapor se desprende a través del plano del agua y lleva consigo una fuerte proporción de humedad (es decir, que se trata de vapor saturado húmedo), si la superficie del plano de agua es reducida y si la distancia vertical entre el plano de agua y la toma de vapor es pequeña.

El tipo industrial más primitivo es la caldera cilíndrica simple. Progresivamente, las empresas constructoras añadieron superficies de calefacción complementarias, consistentes en tubos servidores de gran diámetro unidos al cuerpo principal por tubos huecos.

Posteriormente, y siempre para aumentar la superficie de calefacción, aparecieron las calderas pirotubulares o de tubos de humos, los cuales atravesaban el depósito principal.



Figura 4.3. Caldera pirotubular. [<http://lasmaquinasindustriales.blogspot.com.es/2010/12/descripcion-general-de-una-caldera.html>]

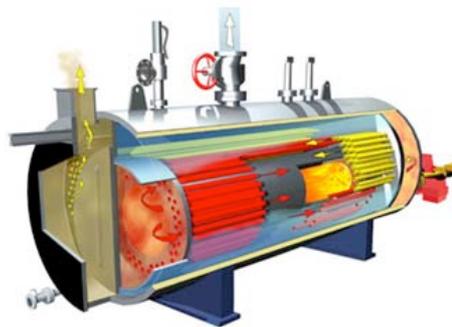


Figura 4.4. Caldera pirotubular serie BWD. [http://www.babcock-wanson.es/calderas_vapor_bwd.aspx]

II) Calderas con circulación natural

En un sistema calentado, la circulación natural se debe a una diferencia de pesos entre dos columnas de líquido de las que una, más ligera, tiende a elevarse, mientras que la más pesada tiende a descender. Esta diferencia de peso puede resultar de una diferencia de temperaturas, la más caliente siendo la más ligera. Pero, en este caso, la velocidad de circulación es pequeña porque la diferencia de densidad de ambas columnas permanece moderada.

En las calderas, las columnas ascendente y descendente están a la misma temperatura, y su diferencia de peso se debe a la presencia, en una de estas columnas, del vapor producido por el calentamiento.

La intensidad de la circulación será tanto más elevada cuanto mayor sea el volumen ocupado por el vapor en la columna ascendente. Por lo tanto, para tener una circulación activa interesará producir la vaporización en la parte más baja de la

caldera. A medida que se eleva la presión, disminuye el volumen específico del vapor, mientras que aumenta el volumen específico del agua. De lo que puede deducirse que cuanto mayor sea la presión de servicio más disminuye la diferencia de peso de las columnas y, por lo tanto, menos activa es la circulación. En las proximidades de la llamada presión crítica (alrededor de los 230 kg/cm²), la circulación natural no es posible, ya que para este valor de la presión, el agua y el vapor tienen el mismo volumen específico.

Las calderas de circulación natural son las más extendidas. Existen numerosos modelos cuya disposición de tubos comprende desde los moderadamente inclinados sobre la horizontabilidad, hasta los tubos completamente verticales. Todas ellas son acuaturbulares, es decir, constituidas esencialmente por tubos por cuyo interior pasa el agua mezclada con el vapor. Las presiones de servicio alcanzan hasta los 180 kg/cm².

Algunos tipos de calderas con circuito natural son:

- a) Calderas con tubos poco inclinados
- b) Calderas con tubos muy inclinados o verticales
- c) Calderas de radiación

III) Calderas con circulación controlada

La característica más interesante de estas calderas es que utilizan una bomba para incrementar la circulación de agua o de vapor. Entre las más conocidas se puede citar la caldera La Mont. Esta caldera lleva un depósito de agua y vapor; las pantallas de la cámara de combustión y el haz vaporizador están sometidos a la influencia de una bomba de circulación, mientras que la circulación de vapor en el recalentador se realiza como en las calderas de circulación natural.

El principio de funcionamiento de esta caldera comprende: una bomba de circulación situada bajo el depósito de la caldera, impulsa el agua de circulación en uno o varios colectores, desde donde parte los tubos vaporizadores que son, por lo general, de gran longitud y constituyen las pantallas de la cámara de combustión y el haz tubular.

El reparto del agua entre los diferentes tubos conectados en paralelo, se obtiene por medio de toberas calibradas situadas a la entrada de cada tubo. El orificio de estas toberas, que es del orden de 5 mm, crea la pérdida de carga principal de cada circuito de forma que el reparto del caudal total del agua en circulación entre los diferentes tubos está poco influenciado por las restantes resistencias que dependen del trazado de los serpentines, de la intensidad de vaporización, etc... Como las cantidades de calor recibido por los diferentes tubos no son idénticas, el diámetro de cada tobera

está determinado en función de la cantidad de calor recibida por el tubo correspondiente. Cada tobera está protegida por una especie de colador, cuyo objeto es detener las partículas sólidas que pueden existir en el agua.

Los tubos de las pantallas y los del haz tubular pueden ser de diámetro mucho menor que en las calderas de circulación natural. El peso y los esfuerzos de origen térmico quedan también disminuidos. Además, la circulación controlada, permite mayor libertad para la disposición de los tubos, que pueden ser horizontales y, también, de recorrido descendente.

IV) Calderas con circulación forzada

En estas calderas se utiliza una fuerza exterior para que el agua circule por la caldera o pase a través de ella. La vaporización se realiza en sistemas tubulares montados en serie y el agua correspondiente a la cantidad total de vapor producida es obligada a pasar por los tubos de la caldera mediante una bomba de alimentación de gran potencia. Las calderas con circulación forzada se denominan también, generadores de vapor.

Las calderas de circulación forzada se denominan también calderas de circuito abierto por el hecho de que el agua solamente efectúa un paso entre su entrada, en un extremo de los haces tubulares, y su salida, en forma de vapor, por el otro extremo. Por el contrario, las calderas de circulación natural o las de circulación controlada, se denominan a veces calderas de circuito cerrado porque el agua realiza varios recorridos antes de vaporizarse.

Estas calderas no llevan depósitos de acumulación de agua y de vapor, por lo que pueden emplearse tanto a presiones inferiores a la presión crítica (alrededor de 230 kg/cm^2), como a presiones superiores a ésta. Pero, de forma general no se emplean las calderas de circulación forzada para presiones inferiores a unos 80 kg/cm^2 .

Para el arranque es necesario transformar momentáneamente el generador de vapor en una caldera de circulación controlada, cerrando el circuito sobre sí mismo, por medio de un depósito auxiliar de agua y de vapor. Sobre este depósito actúa la bomba de alimentación y se vierte el agua que circula a través de todos los circuitos del generador de vapor, incluido el recalentador. Con este procedimiento, no solamente la presión se eleva en el circuito, a medida que transcurre el tiempo de arranque y que la vaporización aumenta, sino que también el recalentador suministra vapor cada vez más caliente.

El depósito, que se utiliza como depósito de alimentación durante el funcionamiento normal, no está previsto para la plena presión de marcha de vapor, sino solamente para una fracción de ésta que corresponde, por lo general, a la presión mínima de arranque de la turbina. Cuando se ha alcanzado esta presión, durante el período de arranque, por medio de una válvula se envía el excedente de vapor, hacia un circuito de utilización si éste existe, o hacia el condensador de la turbina.

Con este procedimiento de arranque se puede, aun limitando momentáneamente la presión, aumentar progresivamente la cantidad de vapor producido y la temperatura dada a éste por el recalentador. Cuando se alcanza la temperatura mínima, la turbina puede arrancar. Se interrumpe entonces el bucle del circuito y la circulación resulta forzada. Entonces puede aumentarse el calentamiento hasta alcanzar progresivamente los valores normales de presión y temperatura de vapor y de carga de la turbina.

Entre los generadores de vapor de circulación forzada, los más utilizados son los siguientes:

- a) Generador de vapor Benson
- b) Generador monotubular de vapor Sulzer

V) Calderas especiales

Las calderas pueden ser de construcción especial aunque utilizando combustibles clásicos, porque resultan de una concepción particular destinada a permitirle cumplir ciertas condiciones de funcionamiento, sea del lado del agua, sea en la parte relacionada con la combustión. Otras veces están previstas para quemar combustibles especiales y su disposición constructiva debe adaptarse a las especiales características de estos combustibles. En otras ocasiones se utilizan ciclos binarios de vaporización, utilizando el calor de escape de un fluido con punto de vaporización elevado, para alimentar una caldera cuyo fluido de trabajo tiene una temperatura de vaporización más baja que el anterior; naturalmente, la caldera debe adaptarse a estas peculiares características de funcionamiento. Finalmente, existen calderas (por ejemplo, las de centrales nucleares) en que la vaporización del fluido de trabajo no se realiza directamente, sino a través de un cambiador de calor.

Algunas de las calderas especiales más interesantes son:

- a) Calderas de doble circulación
- b) Generadores de vapor sobrealimentados
- c) Calderas para ciclos binarios
- d) Cambiadores vaporizadores para centrales nucleares

Para el buen funcionamiento de las instalaciones de calderas, se utilizan diversos accesorios algunos de los más interesantes son:

- Los niveles de agua
- Las válvulas de seguridad
- Los purgadores
- Reguladores del agua de alimentación

4.2.2. Circuito combustible

Los mecanismos transportadores del combustible tienen por objeto llevar a éste desde el punto de descarga, que puede ser el ferrocarril, los buques, etc... hasta la salda de calderas o hasta los depósitos de almacenamiento, con el propósito de mantener constantemente una determinada reserva de combustible. Los dispositivos transportadores dependen, ante todo, del tipo de combustible empleado (sólido, líquido, etc.) y, además, de las condiciones locales de emplazamiento, consumo de las calderas, horas diarias de servicio, cantidad a transportar, recorrido del transporte, etc...

Combustible sólido

El transporte de combustible sólido a las centrales, se realiza casi siempre por vía navegable o por vía férrea. Si la central está situada sobre un muelle marítimo, resulta posible disponer torres de descarga, que pasan directamente el carbón a los depósitos de almacenamiento de la central. Pero la mayoría de las centrales térmicas necesitan ramales de ferrocarril para descargar el carbón, y un equipo especialmente preparado para el transporte de combustible hasta los depósitos de almacenamiento. Según las condiciones de cada caso, se utilizan los siguientes sistemas de transporte:

Centrales de pequeña potencia:

- Alimentadores de vaivén
- Transportadores de cangilones
- Elevadores de cangilones
- Alimentadores de correa
- Lanzadores de carbón
- Depósitos de almacenamiento

Sistemas para centrales de mediana y gran potencia:

- Transportadores de correa
- Básculas automáticas
- Torres de descarga

- Cintas de transporte
- Volcadores de vagoneta
- Trituradores
- Pesadores

El transporte de carbón hasta la central termoeléctrica representa a veces, la parte más importante del coste total del carbón puesto en la central, por lo que las plantas instaladas en bocamina reducen el coste ya que minimizan los de transporte.

El almacenamiento y manipulación de las grandes cantidades de carbón que se requieren en una planta termoeléctrica de generación de energía, implican una cuidadosa planificación para evitar posibles interrupciones en el servicio de la misma.

La limpieza y preparación del carbón cubren un amplio campo de actividades, que se extiende desde la reducción del tamaño inicial, cribado, eliminación de materiales extraños y clasificación, hasta procesos mucho más complicados para eliminar la ceniza, el S y la humedad.

En las plantas termoeléctricas, la reducción del tamaño de los trozos de carbón se limita a la trituración y pulverización, aunque en algunas ocasiones resulta económico comprar pretriturados en el caso de unidades de poca potencia y, en particular, en hogares mecánicos. Cuando se limita la cantidad máxima de finos en el carbón, la degradación del tamaño de sus partículas que tiene lugar durante el transporte y manipulación, se debe tener en cuenta a la hora de establecer las especificaciones correspondientes al suministro, para evitar el peligro de incendio.

Para plantas que tienen unidades con hogares mecánicos, el carbón se compra calibrado.

Para calderas que operan con hogares de carbón pulverizado, se especifica un tamaño máximo de entrega y no se limita el porcentaje de finos, de forma que el carbón resulte aceptable para la trituración y pulverización.

El carbón se tritura para reducir el tamaño de sus partículas y se atomiza a otro tamaño más fino en el pulverizador.

La trituración resulta adecuada para lograr tamaños bastos que se requieren en unidades que cuentan con quemadores ciclón, reduciendo el tamaño de las partículas de carbón pero siempre con una mínima producción de finos.

Los equipos para reducir el tamaño del carbón se caracterizan por:

- El máximo tamaño de suministro que resulta aceptable

- El mayor tamaño deseado en el producto obtenido por el proceso de reducción

La relación que define la reducción es el cociente entre el tamaño de las partículas, suministradas y producidas:

$$\frac{P_{\text{suministro}}}{P_{\text{producto}}} = \frac{\text{El 80\% de las partículas suministradas pasa a través de una malla}}{\text{El 80\% de las partículas producidas pasa a través de una malla}}$$

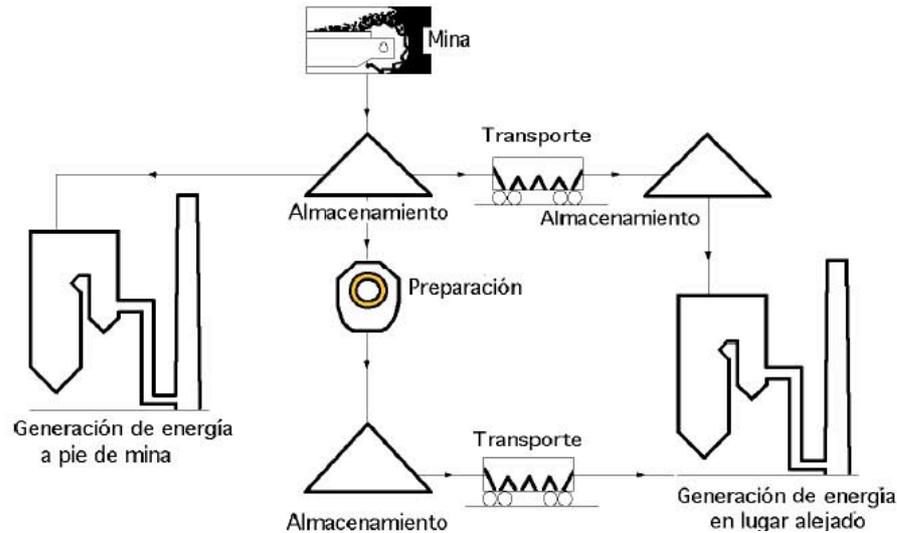


Figura 4.5. Cadena de suministro de combustible para generador de vapor que quema carbón.
[<http://es.libros.redsauce.net/index.php?folderID=3>]

Existen diversos tipos de trituradores:

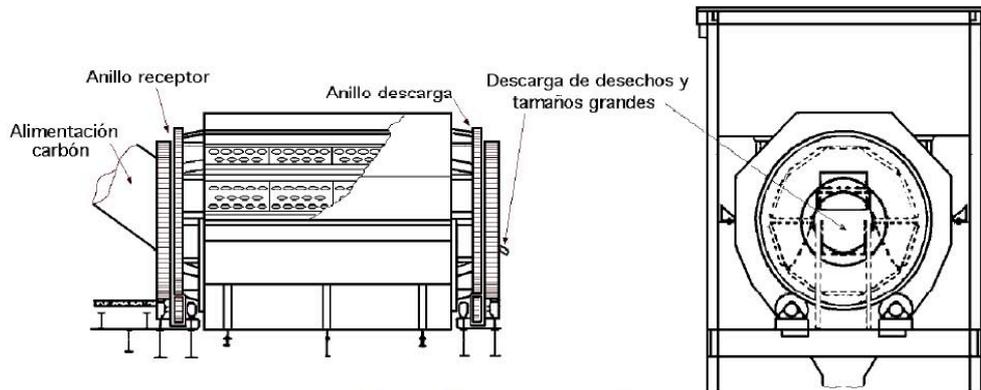
- Triturador rotativo
- Triturador simple
- Triturador de doble tambor
- Triturador con retención de martillos

El cribado se realiza en:

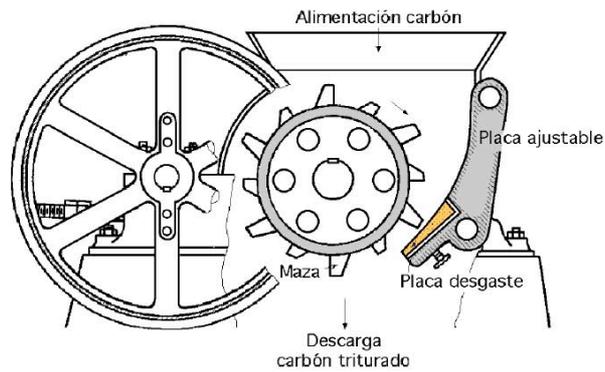
- bocamina
- plantas de preparación

eliminando el material indeseable y calibrando el carbón antes de su envío a la planta correspondiente.

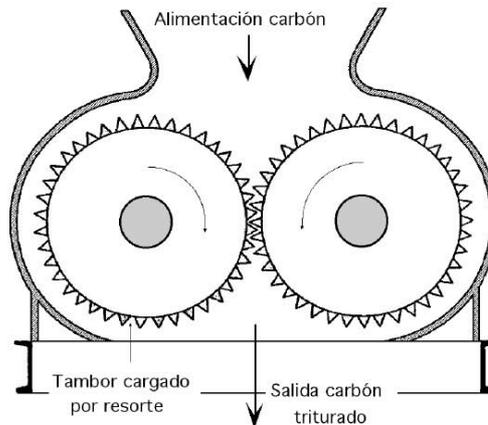
a



b



c



d

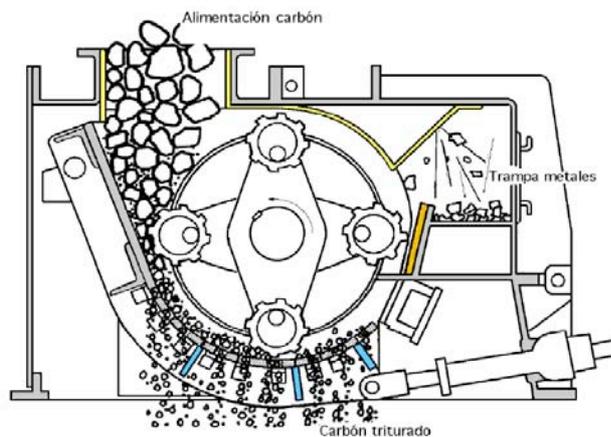


Figura 4.6. a) Triturador rotativo; b) Triturador simple de mazas; c) Triturador de doble tambor; d) Triturador de martillos. [<http://es.libros.redsauce.net/index.php?folderID=3>]

La limpieza del carbón consiste en la reducción de los contenidos de ceniza y S.

Un reducido contenido en ceniza conduce a costes de transporte más bajos y a menores requerimientos en su manipulación, almacenamiento y mantenimiento, gracias a la eliminación de la pirita y cuarzo, que son los abrasivos que le acompañan. La transferencia de calor en la caldera se incrementa como consecuencia de la menor deposición de ceniza en las superficies tubulares que configuran el generador de vapor.

Un reducido contenido en la arcilla presente en el carbón mejora su manipulación, pero hay que sopesar las consecuencias de un mayor contenido en finos y de una mayor humedad superficial.

Las impurezas asociadas con el carbón pueden ser:

- Intrínsecas
- Extrínsecas

Cuando el carbón se quema, la materia mineral asociada al carbón bruto forma la ceniza, que proviene de dos fuentes:

- La ceniza intrínseca consiste en elementos químicos procedentes de vegetales orgánicamente combinados con el carbón durante su formación geológica
- La ceniza extrínseca consiste en materiales que se han incorporado al yacimiento durante o después del proceso de carbonización, o que se extrajo con el carbón durante el proceso de laboreo

El S está siempre presente en el carbón y cuando éste se quema forma el SO_2 ; si no se elimina antes de la combustión, el SO_2 formado:

- escapa por la chimenea
- se elimina por algún tratamiento de humos

El S total puede variar desde algunas décimas hasta más del 8% en peso.

El S puede coexistir bajo tres formas diferentes: pirítico, orgánico y sulfato:

La distribución de la ceniza del S en una muestra de carbón se caracteriza mediante un proceso de flotación que consiste en la fragmentación del carbón bruto en tamaños que se seleccionan en fracciones de diferentes densidades, analizando cada una de ellas para determinar su contenido en ceniza y S y ver donde están concentradas las impurezas, pudiéndose establecer que:

- Las impurezas blandas se encuentran en las fracciones correspondientes a los tamaños más finos

- Las fracciones de menor densidad tienen el menor contenido en ceniza

La información proporcionada por estos ensayos se utiliza para predecir el posible grado de reducción en los contenidos de ceniza y de S, utilizando tecnologías de limpieza mediante flotación en líquidos densos; en general, cuanto más parecidas sean la densidad del material y la del medio de separación, tanto más difícil e ineficiente será ésta.

La humedad se puede considerar como impureza, porque en cualquier caso reduce el poder calorífico del carbón bruto; varía con el tipo del carbón, aumentando desde un 1,2% en las antracitas, hasta el 45% ó más en algunos lignitos.

La humedad superficial se elimina mediante deshidratación mecánica o térmica.

Cuando se realiza el presecado, la oxidación atmosférica se incrementa, especialmente en el caso de carbones de baja calidad, como consecuencia de la mayor superficie de oxidación de las partículas de carbón que están carentes de humedad.

Los pasos iniciales en el proceso de limpieza del carbón, incluyen:

- La eliminación de todo tipo de materiales extraños
- La trituración del carbón todo uno
- El cribado para la separación y clasificación por tamaños

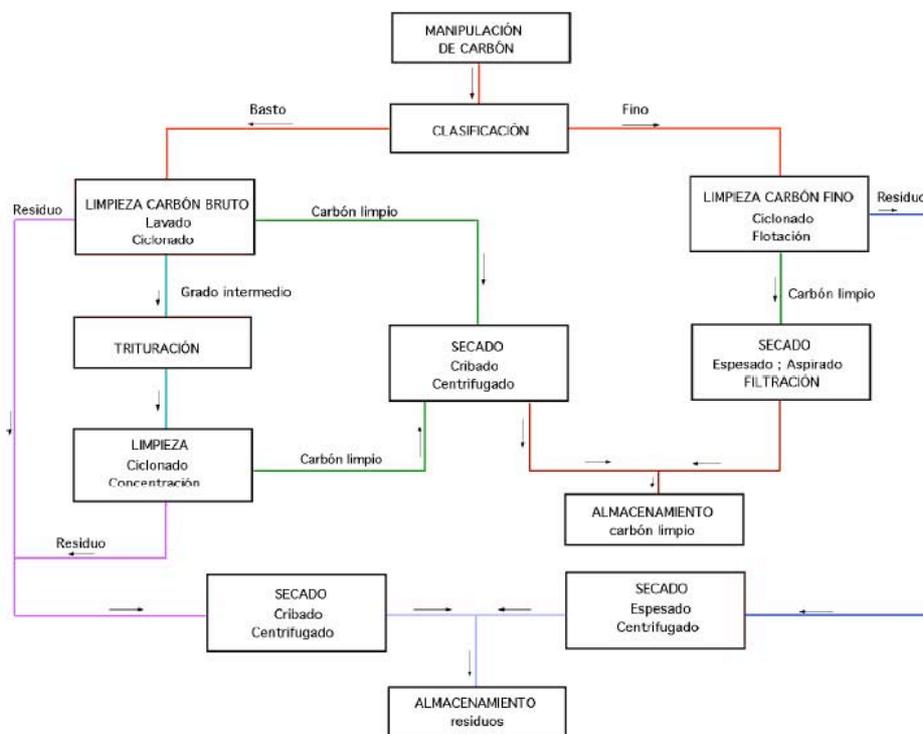


Figura 4.7. Secuencia de operaciones para la limpieza de carbón. [<http://es.libros.redsauce.net/index.php?folderID=3>]

El procedimiento más común para realizar la limpieza mecánica del carbón consiste en la concentración por densidad y la posterior separación y clasificación en múltiples productos; sucede que, a igualdad de tamaño, las partículas más pesadas se depositan mejor y más rápidamente que las más ligeras en el seno de un fluido.

El carbón e impurezas se separan por su diferencia de densidad.

El fluido de separación consiste en:

- Una suspensión de carbón bruto en agua o en aire
- Una mezcla de arena y agua
- Una lechada de carbón bruto y magnetita muy fina
- Un líquido orgánico con una densidad intermedia adecuadamente elegida

Si la densidad del medio de separación es 1,5 las partículas con menor densidad se concentran en el carbón limpio, y las más pesadas van al desecho.

Las técnicas más comunes en la concentración por gravedad en vía húmeda son:

- a) Lavado con criba
- b) Concentración en mesa
- c) Procesos en medios densos

El almacenaje del carbón en una planta termoeléctrica es necesario para proveer un suministro continuo y seguro de combustible. Una planta de 100 MW quema 850 Tn/día, mientras que otra de 1300 MW requiere alrededor de 11000 Tn/día de carbón. En algunas centrales termoeléctricas hay que almacenar, por ley, una cantidad mínima de carbón equivalente al consumo de 60 a 90 días de operación a plena carga, por lo que el factor económico es la clave para determinar cuándo se debe comprar el carbón y cuánto se debe almacenar en la planta energética.

En plantas industriales pequeñas, el almacenamiento en silo se prefiere al almacenaje en pila, con ventajas que incluyen el abrigo frente a los agentes atmosféricos y la facilidad de recuperación. Comercialmente existen tanques y silos prefabricados, con capacidades que alcanzan 2700 m³ y que pueden contener del orden de 2200 t de carbón.

Para la descarga del carbón en la planta consumidora y su posterior distribución a los almacenajes en pila, silos y tolvas, se precisa de un equipamiento que depende de:

- El método de entrega del carbón a la planta
- El tipo de generador de vapor
- La capacidad del carbón a manipular

En plantas pequeñas se usan transportadores móviles para:

- Descargar vagones ferroviarios
- Recuperar el carbón de las pilas de almacenaje
- Llenar los silos o tolvas correspondientes

Las plantas grandes precisan instalaciones exclusivas para cumplimentar la demanda de un suministro continuo de combustible.

La capacidad del sistema de manipulación del carbón se determina por:

- El régimen de utilización del carbón que tiene la caldera
- La frecuencia de las entregas de carbón a la planta
- El tiempo admitido para la descarga

Descarga de vagones ferroviarios: En los sistemas de volcadores giratorios para vagones, éstos se inmovilizan en un bastidor, mecánica o hidráulicamente, a continuación el bastidor se gira y el carbón cae en una tolva situada bajo las vías.

Descarga de camiones: Los camiones pueden volcar el carbón que transportan a través de una parrilla, cayendo directamente a una tolva del sistema de almacenamiento de la planta.

El lugar de almacenamiento en pila debe tener una adecuada accesibilidad para las entregas de carbón en gabarra, ferrocarril o camión; debe incluir una evaluación de la ubicación, la supervisión medioambiental y datos climáticos y meteorológicos, teniendo en cuenta:

- El análisis de las características del suelo utilizado
- La estructura de las rocas subyacentes
- El esquema del drenaje local que se proyecte
- La posibilidad de inundación de la parcela

Para una capacidad dada, el almacenamiento en silo requiere un menor volumen construido, en comparación con el correspondiente al almacenamiento en tolva de igual capacidad.

Las tolvas facilitan un almacenaje a corto plazo, aguas arriba de los pulverizadores o de otros equipamientos propios para la alimentación del carbón hacia la zona de combustión.

Los conductos de transferencia son de sección circular, longitud corta y disposición tan vertical como sea posible. Hay que evitar cualquier reducción de su sección transversal y los cambios bruscos de dirección. Si un flujo se bifurca en dos, sus direcciones deben formar un ángulo de divergencia lo menor posible. En aquellos casos en los que resulte imposible evitar un ángulo importante en un cambio de dirección, se utiliza un ensanchamiento brusco de la sección

transversal del conducto con el fin de aliviar la presión lateral y la fricción en la canalización de transferencia.

En el caso de alimentar pulverizadores presurizados, hay que tener cuidado en el diseño de estos conductos de transferencia, dado que el carbón que se encuentra dentro del conducto sirve también como sellador, con vistas a evitar la pérdida del aire de presurización, desde el pulverizador hacia la tolva, por lo que se necesita una altura mínima (altura de sellado) dentro del tubo de transferencia, para sellar debidamente el sistema conducto de transferencia+alimentador; en este caso no se pueden utilizar disipadores.

Los alimentadores se utilizan para controlar el flujo de carbón desde la tolva de almacenaje. La selección del alimentador se basa en el análisis de las propiedades del material como:

- Tamaño máximo de partículas
- Distribución de tamaños
- Densidad
- Contenido en humedad y abrasividad

y en el régimen y grado de control requerido por el flujo.

Los alimentadores de las modernas plantas que consumen carbón se clasifican, en

- volumétricos
- gravimétricos

Los alimentadores facilitan un régimen de flujo de carbón hacia el pulverizador más preciso y, por lo tanto, un aporte de energía más exacto hacia los quemadores y caldera, lo que es importante cuando se necesita un control exacto de la relación combustible/aire con el fin de:

- Minimizar la formación de NO_x
- Controlar el nivel de escoriación en el hogar
- Maximizar la eficiencia térmica de la caldera, reduciendo los excesos de aire

Cuando el generador de vapor se aprovisiona con carbones procedentes de varias fuentes, se requiere una mezcla efectiva de los mismos que facilite una alimentación uniforme a la caldera.

La utilización de carbones múltiples puede estar justificada:

- Por motivos económicos
- Por el contenido de S en el carbón de referencia
- Por el efecto de los distintos carbones en la operación de la caldera

El objetivo de la mezcla es facilitar un suministro de carbón con propiedades uniformes, que definan:

- El contenido de S
- El poder calorífico
- El contenido de humedad
- La grindabilidad (tritabilidad)
- Cualquier otro parámetro característico del combustible

La mezcla de carbones puede tener lugar en:

- una ubicación remota
- la propia planta generadora de vapor

En la manipulación del carbón es necesario tener en cuenta diversos factores:

- Supresión de polvo: Los agentes para la supresión de las emisiones de polvo en la manipulación del carbón y en el transporte, son: el agua, el aceite y el cloruro de calcio CaCl_2 .

Sobre el flujo de carbón se puede rociar agua o aceite en forma de niebla. El aceite es el agente más utilizado y reduce las emisiones de polvo provocando su adherencia a las partículas mayores del carbón, formando conglomerados que tienen menos facilidad para flotar en el aire.

El empleo de CaCl_2 es más limitado, debido a sus perjudiciales efectos sobre la operación de caldera.

- Oxidación: Los diversos componentes que constituyen el carbón se oxidan cuando se exponen al aire; esta oxidación se puede considerar como un proceso de combustión muy lento a baja temperatura, dado que los productos finales son los mismos que los de la combustión del carbón en un hogar. Aunque existen evidencias de que la acción bacteriana puede provocar un calentamiento del carbón, el calentamiento de éste se debe a una reacción química.

Para evitar la combustión espontánea, el calor procedente de la oxidación se minimiza retrasando la oxidación o evacuando el calor generado.

Las partículas más finas del carbón tienen más superficie para un volumen dado y se oxidan más rápidamente. La velocidad de oxidación se incrementa con el contenido en humedad del carbón, o cuando está recién triturado o pulverizado.

El régimen de absorción de oxígeno por el carbón a temperatura constante, decrece con el tiempo.

Una vez establecida una pila de almacenaje segura, la probabilidad de oxidación de la misma disminuye.

- Carbón congelado: Las dificultades asociadas a la manipulación de un carbón congelado se pueden evitar por el:

- Secado térmico o mecánico de los finos
- Rociado del carbón con una niebla de aceite de desecho o solución anticongelante

El empleo de CaCl_2 puede provocar una acelerada deposición de ceniza o una rápida corrosión de las superficies tubulares que forman los intercambiadores de la caldera, por lo que la utilización de este agente no es recomendable.

- Incendios en pilas de carbón: Una de las principales preocupaciones en el almacenamiento del carbón, es la combustión espontánea en algún punto de la pila, consecuencia de las propiedades de autocalentamiento que son características de algunos carbones.

Un incendio en una pila se puede manejar de distintas formas, dependiendo de la extensión del fuego.

La zona caliente se aísla del resto de la pila, lo que se consigue con un sellado de los lados y de la parte superior de la zona caliente, por medio de una capa estanca al aire de alquitrán o de asfalto.

- Flujo en tolvas: Los atascos de carbón fino provocan reducciones e interrupciones de flujo, y aparecen en las tolvas cuando la humedad superficial del carbón es del 5% ÷ 10% en peso.

Las medidas preventivas para minimizar los problemas del flujo en tolvas, se concretan en:

- Técnicas mejoradas de almacenaje a granel
- Una recuperación cuidadosa y adecuada del carbón

La alimentación de un carbón fino y húmedo desde la salida inferior de una tolva, tiende a formar chimeneas o canalizaciones de circulación preferente, que se prolongan hasta la superficie libre del carbón de la tolva; cuando esto ocurre, el flujo de carbón hacia los alimentadores que circula exclusivamente por estas chimeneas, se hace intermitente e incluso se puede interrumpir por completo.

Las tolvas se pueden equipar con orificios en su extremo de salida, que permitan el empleo de lanzas o cañones de aire que restauren el flujo en toda la sección transversal de la tolva.

Si hay riesgo de incendio, estos cañones se cargan con gas inerte N_2 o CO_2 para evitar una explosión de polvo de carbón.

Para revestir las tolvas y los tubos de transferencia se utiliza un poliuretano moldeable, a fin de aumentar la resistencia a la abrasión y reducir la resistencia al flujo.

La superficie pulida y resistente a la abrasión frena la formación de deposiciones susceptibles de facilitar posibles masas estacionarias de carbón que iniciarían los atascos en la tolva.

- Incendios en tolvas: Un incendio en una tolva de carbón constituye un peligro, tanto para el personal, como para el equipo, y siempre exige acción inmediata, parando la alimentación de carbón a la tolva afectada que se debe vaciar por completo; no se debe añadir carbón fresco hasta que la tolva se haya enfriado y no antes de que se haya determinado la causa del incendio.

El fuego se puede ahogar empleando vapor o CO_2 que se asienta a través del carbón y desplaza al oxígeno del aire de la zona incendiada al ser más pesado que el aire.

El fuego se tiene que extinguir completamente antes de vaciar la tolva, lo que es prácticamente imposible debido a:

- Las demandas de carga en la caldera
- A la dificultad de eliminar el flujo de aire hacia el fuego del incendio

La temperatura del carbón se vigila con termopares instalados en la tolva.

- Situación medioambiental: El agua que se infiltra a través de la pila de almacenaje del carbón constituye una fuente de drenaje ácido que, eventualmente, puede contaminar los acuíferos locales. El agua de escorrentía de la pila se aísla dirigiendo ese drenaje a una balsa de retención, en la que se debe ajustar el valor del pH. El polvo suspendido en el aire que procede de las pilas de almacenaje del carbón, es una molestia pública, tiene efectos peligrosos en la vegetación de los alrededores y puede violar las normas sobre emisiones de polvo que se determinan por:

- Las características del carbón de la capa superficial (tamaño de partículas, humedad, etc.)
- El diseño de la pila de almacenamiento (área expuesta, altura, etc.)

- Las condiciones climáticas locales (velocidad del viento, precipitaciones, etc.)

Las preocupaciones económicas y medioambientales han llevado a incrementar la generación de vapor a partir de combustibles sólidos obtenidos de subproductos y desperdicios residenciales, comerciales e industriales, como las basuras sólidas municipales, maderas y biomasa.

Las propiedades de estos combustibles requieren unas condiciones específicas de

- almacenaje
- manipulación
- separación

, que son diferentes de las que se aplican a los carbones.

Combustible líquido

El fuel oil puede recibirse por medio de un oleoducto o, en otros casos, utilizando vagones cisterna que se llevan a un apartadero en el que una bomba de trasiego los vacía en un tanque auxiliar cuya capacidad es ligeramente superior a la de un vagón cisterna. De aquí, y por medio de una bomba centrífuga, se lleva el fuel oil al depósito principal, haciéndolo pasar previamente por un filtro. El depósito principal es, casi siempre, un gran tanque cilíndrico que, normalmente, almacena combustible para el consumo normal de 3 a 6 meses. Este tanque está equipado con respiradero, rebosadero, drenaje y serpentines de calefacción. También se acostumbra a construir un terraplén alrededor del depósito de forma que, en caso de derrame por rotura de tubería u otras causas, el contenido del tanque quede depositado y no rebase la altura del dique así formado.

Desde el depósito, se conduce el fuel oil a la sala de calderas, por medio de oleoductos, dispuestos de tal manera que, en caso de rotura, no se inunde de combustible el sótano de la central.

En el interior de la sala de calderas, antes de llevarlo a los quemadores, se hace pasar el fuel oil por un calentador cerrado, en el que alcanza la temperatura de unos 120°C.

Combustible gaseoso

En algunas centrales se utiliza como combustible el gas natural. Con el desarrollo de gasoductos a presión ha podido utilizarse incluso en lugares alejados de los yacimientos llegando, en muchos casos, a eliminar a los demás tipos de combustibles.

El gas natural no necesita depósitos y, por lo tanto, el equipo auxiliar para almacenamiento y transporte es más económico que el necesario para el fuel oil y mucho más económico todavía que el carbón.

Para quemar el combustible que debe utilizarse en la instalación generadora de vapor, éste se introduce en un recinto especial denominado hogar, cuyas paredes son refractarias y que recibe el aire necesario para la combustión. El combustible sólido se introduce en el hogar por medio de una estructura metálica, generalmente constituida por barrotos de hierro, denominada parrilla, destinada también a sostener el combustible dentro del hogar y a dar paso al aire de la combustión. Los combustibles líquidos y gaseosos se introducen en el hogar utilizando quemadores, que inyectan y pulverizan el combustible en el interior del hogar.

Combustible sólido

Los hogares para combustibles sólidos pueden clasificarse en dos tipos:

1. Hogares de carga manual
2. Hogares mecánicos
 - a) de parrilla móvil
 - b) de alimentación superior
 - c) de proyección o de paleteo continuo
 - d) de alimentación inferior

Combustible pulverizado

Para preparar y quemar combustibles pulverizados se utilizan dos sistemas:

1. Sistema central

Consta de una instalación preparadora independiente, instalación de transporte, depósitos y alimentadores. El combustible pulverizado se almacena en una tolva para quemarlo a medida que se va necesitando.

2. Sistema individual

Uno o más pulverizadores preparan y entregan el combustible directamente al hogar, con suficiente cantidad de aire para mantener el polvo en suspensión y quemar las materias volátiles.

Los accesorios principales para un equipaje de combustión de combustible pulverizado comprende alimentadores, molinos pulverizadores, aspiradores, quemadores y conductos.

Para el mejor funcionamiento del alimentador, se debe situar, en el piso principal, conectado por conductos, respectivamente, a la báscula y al molino, situado éste en la parte inferior.

Los quemadores para carbón pulverizado queman este combustible finamente dividido y mantenido en suspensión en el aire primario; el aire secundario se admite alrededor del quemador, por debajo de éste, o por otros puntos del hogar.

Entre las ventajas que presenta la utilización del carbón pulverizado como combustible, hay que destacar:

- a) combustión completa
- b) extracción de escorias más sencilla
- c) ausencia de humos
- d) posibilidad del empleo de carbones más económicos
- e) equipos de quemadores fácilmente adaptables a otros combustibles
- f) control fácil del combustible y del aire suministrado
- g) reducido costo de la mano de obra
- h) rendimiento más elevado del conjunto de la instalación

El empleo de carbón pulverizado también presenta algunos inconvenientes, como son:

- a) elevado coste inicial de instalación
- b) elevado coste de la preparación de combustible
- c) posibilidad de que las cenizas ligeras escapen por la chimenea

Combustibles líquidos y gaseosos

La combustión del fuel oil y la del gas natural exigen mucho menos equipo preparatorio que el carbón pulverizado.

Para la combustión del fuel oil se emplean quemadores, denominados también mecheros, en donde se atomiza el combustible, mezclándolo íntimamente con el aire suministrado para la combustión.

La atomización o pulverización del fuel oil puede realizarse, principalmente, por tres procedimientos distintos:

- a) pulverización por aire comprimido
- b) pulverización por vapor
- c) pulverización mecánica

Calentadores de aire

Los calentadores de aire se utilizan para el caldeoamiento previo del aire de combustión, recuperando parte del calor de los gases que van a la chimenea, es decir, de los gases de escape. El empleo del aire precalentado en la combustión tiene, entre otras, las siguientes ventajas:

- a) conservación de la energía
- b) mejor combustión
- c) quemar con éxito combustibles de baja calidad
- d) aumento de rendimiento
- e) aumento de la capacidad

El aire caliente, al ser introducido en el hogar, aumenta la temperatura de éste y, por consiguiente, aumenta también la transmisión de calor radiante a la caldera.

Los calentadores de aire se construyen de tres tipos generales:

1. Calentadores tubulares
2. Calentadores de placas
3. Calentadores regenerativos

Controles de la combustión

En general, se denominan controles de la combustión a los dispositivos automáticos destinados a mantener la presión de vapor deseada y la proporción correcta entre el combustible y el aire necesario para la combustión, al variar la carga.

Estos controles pueden ser neumáticos, hidráulicos y eléctricos, o combinación de estos tipos. El dispositivo de control acciona un motor, el cual, a su vez, regula la alimentación de combustible y de aire, de forma rápida y segura, como respuesta a las variaciones de demanda de vapor. Los sistemas de control más empleados son:

- a) sistema de todo o nada
- b) sistema de regulación intermedia o escalonada
- c) sistema volumétrico

Evacuación de cenizas

Las cenizas y escorias resultantes de la combustión, y que se van acumulando en la parte inferior del hogar, han de evacuarse periódicamente.

En las centrales de pequeña potencia, se procede a la evacuación manual, llevándolas a pequeñas vagonetas.

En las grandes centrales se recurre a la evacuación mecánica de cenizas; se utilizan, sobre todo, tres sistemas:

- a) sistema electro-neumático
- b) sistema de chorro de agua
- c) transportadores de cadena o de cangilones

Colectores de polvo

En estos hogares se utilizan 3 sistemas colectores de polvo:

- a) colectores electrostáticos
- b) colectores centrífugos
- c) colectores mixtos

Tiro

Cuando se calienta una columna de aire o de otro gas encerrado verticalmente, pero comunicado con el exterior por la base y por el extremo superior, se produce una corriente gaseosa ascendente. El gas se dilata cuando se calienta, lo que le hace más ligero que el gas exterior; este gas exterior, más frío y más pesado, empuja por la base y obliga al gas caliente a moverse hacia arriba, a través de la columna cerrada, para expulsarlo por la abertura superior. Esta acción continúa mientras siga aplicándose calor al gas.

En las centrales térmicas, el gas que se calienta en el hogar de la caldera, es empujado por el aire de combustión y obligado a salir por la columna cerrada que, en este caso, se denomina chimenea. De esta forma se consigue un doble efecto:

1. Por un lado, los gases calientes empujados son lanzados por la chimenea a la atmósfera exterior.
2. Por otro lado, la depresión producida en el hogar, al ser lanzados los gases resultantes de la combustión hacia la chimenea, provoca una corriente continua de aire fresco en el hogar que, de esta forma, queda alimentado de comburente mientras dura el tiro.

Se distinguen dos clases de tiro:

- a) tiro natural provocado
- b) el tiro mecánico

Ventiladores

En el tiro mecánico se utilizan generalmente ventiladores, unas veces para la impulsión de los gases, en el tiro forzado (ventiladores propiamente dichos o impulsores), otras veces para la aspiración de estos gases, en el tiro inducido (aspiradores o extractores).

Esencialmente, un ventilador consiste en un rodete o impulsor giratorio, rodeado de una envolvente estática o carcasa. En el ventilador se comunica energía al gas mediante el rodete, con lo cual crea una diferencia de presión y se produce la corriente de gas. La diferencia entre un impulsor y un extractor, es que el primero descarga los gases venciendo una cierta presión en su boca de salida, mientras que el extractor, extrae los gases de un recinto por aspiración y los descarga a presión en un conducto de descarga.

Los ventiladores utilizados en las centrales térmicas son, principalmente de dos tipos:

- a) axiales
- b) centrífugos

Chimeneas combinadas con ventiladores

En las centrales térmicas que utilizan el tiro inducido, generalmente se combina la acción del ventilador con la de una chimenea especial denominada difusor.

Las paredes laterales del difusor forman un ángulo de 7° con la vertical, produciéndose una aspiración cuando los gases pasan a gran velocidad por la parte estrecha o estrangulada del difusor. La velocidad de los gases disminuye gradualmente a medida que ascienden por el interior del difusor. Los difusores se construyen de plancha de hierro, pesan relativamente poco y, por lo general, los conductos que los unen con las calderas son de pequeña longitud.

Conductos

Los elementos del circuito aire-combustible, se conectan entre sí por medio de conductos, especialmente diseñados. La adecuada disposición de los conductos, dentro de una central térmica, no pretende solamente mejorar el aspecto general de la instalación, sino también reducir al mínimo las resistencias por rozamiento. La instalación de la caldera, de los calentadores de aire, de los ventiladores y del equipo pulverizador, debe considerarse desde el punto de vista de la facilidad de acceso y de trabajo. La red de conductos deberá ofrecer el mínimo de resistencia a las corrientes de aire o de humos, sin ocupar un exagerado espacio.

El cálculo de los conductos del aire de combustión y de los humos, está basado en el diagrama de combustión correspondiente al combustible utilizado. Usualmente, los conductos de aire no van revestidos interiormente; los conductos de humo, por el contrario, suelen recubrirse interiormente de material refractario, con espesores de 50 a 75 mm, según la temperatura.

4.3. CENTRAL DE GAS

Las centrales con turbinas de gas tienen la ventaja de que prácticamente no contaminan. Además, como apenas tienen inercia térmica se utilizan como centrales de punta o como centrales de reserva, es decir para sustituir total o parcialmente a las centrales hidráulicas o térmicas de base en el caso de escasez de agua o de avería. Para centrales de punta y potencias unitarias de 10 a 25 MW son más convenientes las centrales térmicas de gas que las centrales de vapor o que las centrales con grupos motor diesel-alternador. Para potencias inferiores a los 10 MW se ha de descartar por razones económicas la central de vapor, siendo las dos soluciones restantes equivalentes. En las zonas donde hay escasez de agua y existen próximos yacimientos de gas natural se suelen utilizar centrales con turbinas de gas como centrales de base.

Las turbinas de gas funcionan siguiendo un ciclo de Brayton.

La diferencia esencial del ciclo Brayton con el Rankine es que en el primero el fluido de trabajo es un gas, mientras que en el segundo es un vapor que se condensa y evapora en el ciclo. Además, la compresión en el ciclo Brayton absorbe mayor trabajo que en el ciclo Rankine por realizarse en la fase gaseosa y fase líquida respectivamente.

Los elementos básicos de la turbina son:

- el compresor
- la cámara de combustión
- la turbina de gas

En el ciclo no regenerativo de Brayton los gases de escape de la turbina a elevada temperatura ceden a la atmósfera una gran cantidad de calor. El ciclo regenerativo consiste en recuperar parte de este calor para calentar el aire que sale del compresor y entra en la cámara de combustión con lo que se mejora el rendimiento del ciclo y se ahorra combustible.

En los ciclos con regeneración con varias etapas de compresión se puede llegar a rendimientos del 34 al 35% y la potencia unitaria límite del orden de los 30 MW. A base de un solo compresor (4,5 bar) y una sola turbina con un cambiador de calor se alcanzan rendimientos del 24% y la potencia límite es del orden de los 10 MW.

Los ciclos de las turbinas de gas se clasifican en ciclos abiertos y cerrados, según los gases de la turbina sean evacuados directamente a la atmósfera o se recirculen haciéndolos pasar al compresor a través de un intercambiador de calor.

En el ciclo cerrado se trabaja con presión mucho más elevada que en el ciclo abierto, con la consiguiente reducción del volumen de aire y de las dimensiones de tuberías y maquinaria.

La presión a la salida de la turbina es del orden de los 5 bar y el calentamiento del aire se efectúa a 25 bar para centrales de hasta 10 MW de potencia, pudiendo llegar hasta los 50 bar para potencias superiores. Los rendimientos de los ciclos cerrados pueden llegar al 32% y 34 % con potencias límites unitarias de unos 10 MW (para presiones de 30 bar) o 20 MW (para presiones del orden de los 60 bar).

Finalmente hay que señalar que la turbina de gas es mecánicamente más sencilla que la turbina de vapor. Exige un motor eléctrico o un motor de combustión interna para el arranque. No exige apenas agua de refrigeración.

4.4. CENTRAL DE CICLO COMBINADO

Una central de ciclo combinado es aquella en la que la energía térmica del combustible es transformada en electricidad mediante el acoplamiento de dos ciclos termodinámicos individuales, uno que opera a alta temperatura y otro con menores temperaturas de trabajo. El calor residual del proceso de generación de trabajo neto en el ciclo de alta temperatura se aprovecha en su mayor parte en un intercambiador de calor para producir trabajo en un ciclo termodinámico de baja temperatura.

En la práctica, el término ciclo combinado se reserva de forma casi universal a la conjunción en una única central de dos ciclos termodinámicos, Brayton y Rankine, que trabajan con fluidos diferentes: gas y agua-vapor. El ciclo que trabaja con aire-gases de combustión (Brayton) opera a mayor temperatura que el ciclo cuyo fluido es agua-vapor (Rankine) y ambos están acoplados por el intercambiador de calor gases/agua-vapor, que es la caldera de recuperación de calor. La unión termodinámica de estos ciclos conduce generalmente a la obtención de un rendimiento global superior a los rendimientos de los ciclos termodinámicos individuales que lo componen.

La justificación de los ciclos combinados reside en que, desde un punto de vista tecnológico, resulta difícil conseguir un único ciclo termodinámico que trabaje entre las temperaturas medias de los focos caliente y frío usuales. Es por ello que, como solución se acude al acoplamiento de dos ciclos: uno especializado en la producción de trabajo con alta eficiencia en rangos altos de temperaturas de trabajo (Brayton) y otro para temperaturas medias-bajas (Rankine).

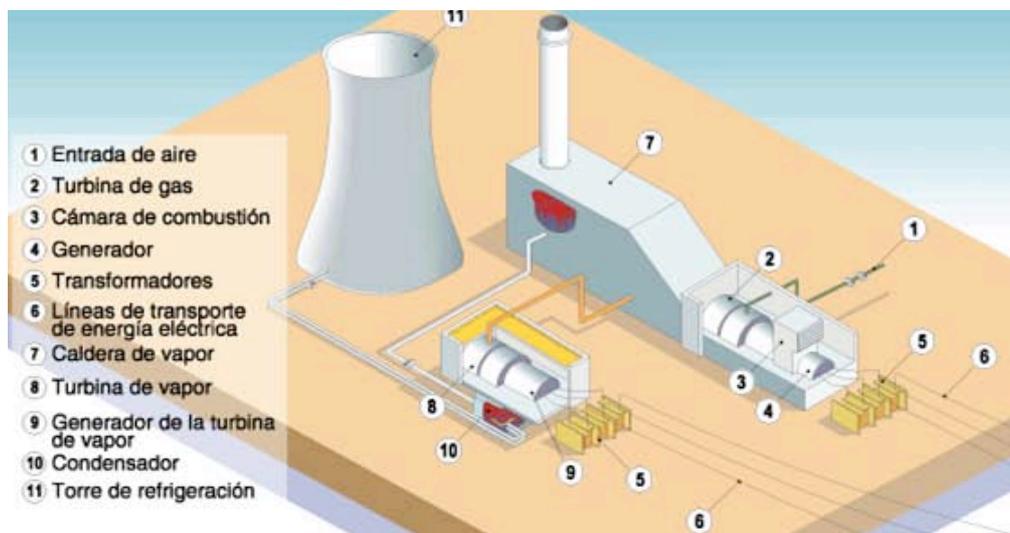


Figura 4.8. Central de ciclo combinado. [www.unesa.es]

En los ciclos combinados el escape de la turbina de gas se utiliza como fuente calorífica para un ciclo de turbina de vapor, llegando a alcanzar en aplicaciones de plantas para generación de energía eléctrica, rendimientos térmicos superiores al 50%.

Una planta simple de ciclo combinado consiste en una instalación de turbina de gas (ciclo Brayton) mejorada, por cuanto los gases de escape de dicha turbina pasan a través de un generador de vapor, que forma parte de un ciclo de vapor.

El generador de vapor utiliza como fuente calorífica los gases de escape de la turbina de gas, para configurar un ciclo Rankine con su turbina de vapor. Se genera electricidad con los trabajos mecánicos de la turbina de gas y la turbina de vapor.

En el ciclo combinado, el generador de vapor recupera el calor residual que tienen los gases de escape de la turbina de gas, que se comporta como una caldera de recuperación, o caldera de calor residual.

La utilización de ciclos de turbinas de vapor en ciclos combinados gas-vapor se deriva del excelente acoplamiento térmico existente con el ciclo de las turbinas de gas en los rangos actuales de temperaturas de trabajo y los altos rendimientos que el empleo conjunto de dichas tecnologías posibilita.

El ciclo de las turbinas de vapor es la aplicación tecnológica del ciclo de Carnot para el caso de que el fluido motor sea un fluido condensable y durante su evolución se produzcan cambios de fase.

El fluido motor empleado suele ser agua desmineralizada, fundamentalmente por su facilidad de manejo, reposición y abundancia, aunque conceptualmente no es el único y podría emplearse otros fluidos tales como mercurio o fluidos orgánicos.

Las turbinas de vapor modernas admiten de un 16% a un 18% de humedad en las últimas ruedas sin que el deterioro de los álabes sea importante. Es sin embargo un hecho que, incrementos de presión en la caldera o disminuciones en la presión de condensación llevan aparejados incrementos en el porcentaje de humedad presente. Para reducir la humedad en el escape, la solución adoptada en las centrales térmicas convencionales consiste en el recalentamiento del vapor una vez que se ha realizado en la turbina la expansión parcial del mismo.

Con el recalentamiento, a la vez que se consiguen incrementos significativos de potencia, puede mejorarse el rendimiento si se aumenta la temperatura media del foco caliente. Esto es generalizable para el ciclo agua-vapor en centrales térmicas de ciclo combinado.

La existencia de recalentamiento en un ciclo combinado viene definida por consideraciones termoeconómicas, no justificándose la complicación que representa su instalación en la central cuando las potencias de la misma son pequeñas o su período de amortización muy largo. En la actualidad, las centrales de ciclo combinado se construyen con un único recalentamiento.

En centrales de ciclo combinado gas-vapor, el hecho de realizar extracciones para hacer regenerativo el ciclo es contraproducente, ya que un incremento de la temperatura de aportación del agua a la caldera lleva aparejado un menor salto de temperaturas entre el agua y el gas en la caldera de recuperación de calor y una transmisión de calor menos eficaz en la misma. La regeneración representa un incremento en el rendimiento del ciclo Rankine, pero un menor rendimiento global del ciclo combinado.

En los ciclos Rankine empleados en centrales de ciclo combinado puede existir, sin embargo, un cambiador de calor de mezcla denominado desgasificador, no tanto para modificar el ciclo termodinámico y efectuar una regeneración, sino como tanque de agua de alimentación a caldera y eliminación de oxígeno y gases disueltos en el agua empleada.

Presiones elevadas de trabajo en el ciclo de una central representan un incremento en la temperatura media de aportación de calor, y por tanto un incremento de rendimiento a pesar de las dificultades constructivas que ello conlleva, tanto por los materiales empleados en los tubos de la caldera como por los restantes elementos que componen el ciclo. Este hecho es válido tanto para presiones de trabajo supercríticas (superiores a 221 bar para el agua) como subcríticas.

En los ciclos combinados gas-vapor, el empleo de presiones altas representa una mejora en el proceso de recuperación de calor en la caldera al acercar la línea de aportación de calor en el ciclo Rankine a la de cesión de energía de los gases de escape de la turbina de gas, y por tanto, dando lugar a incrementos importantes en el rendimiento. Hay que destacar que la meseta de cambio de fase en la caldera siempre representa una diferencia de temperaturas importante entre los gases de escape de la turbina y el agua, y por tanto la causa de una disminución en los rendimientos globales del ciclo, factor que para presiones de trabajo supercríticas en los que dicha meseta no existe se minimiza.

Incrementos en la presión de alimentación a caldera representan incrementos en la humedad existente en los últimos escalonamientos. Es por ello que los incrementos en las presiones de trabajo en los ciclos combinados gas-vapor van normalmente acompañados de modificaciones tendentes a la reducción de la humedad existente en las últimas etapas de la turbina de vapor.

Otras aplicaciones de los ciclos combinados incorporan una combustión suplementaria en la caldera de recuperación, aprovechando el aire en exceso caliente de los gases de combustión de la turbina de gas, elevando la temperatura del vapor y mejorando las características de funcionamiento del ciclo de vapor.

Otra solución para combinar ciclos de gas y de vapor es aquella en la que el hogar de la unidad generadora de vapor sirve de cámara de combustión para producir los gases destinados al ciclo de la turbina de gas; la fuente principal de calor, para ambos ciclos, es el proceso de combustión que tiene lugar en el hogar del generador de vapor, correspondiente al ciclo Rankine; los gases de la combustión, tras el intercambio térmico en el generador de vapor, se expansionan en la turbina de gas, mientras que el vapor generado se expande en la turbina de vapor. El calor contenido en los gases de escape de la turbina de gas no es despreciable, y se puede recuperar utilizando un calentador regenerativo gas-aire, en el ciclo de la turbina de gas, o incluso mediante un calentador de agua en el ciclo de la turbina de vapor; un ejemplo de esta solución, lo constituye la combinación de un generador de vapor con combustión en lecho fluido presurizado con su correspondiente ciclo de vapor y de turbina de gas.

La eficiencia global del ciclo combinado gas-vapor vendrá determinada por las eficiencias individuales de los ciclos Brayton y Rankine que lo componen, así como por la capacidad para realizar un adecuado trasvase del calor residual presente en el escape del ciclo Brayton al ciclo Rankine por medio de la caldera de recuperación de calor.

El rendimiento del ciclo combinado viene dado por:

$$\eta_{COMB} = \frac{W_{TG} + W_{TV}}{Q_{TG}}$$

El rendimiento global del ciclo combinado depende también del rendimiento obtenible en la caldera de recuperación de calor.

En el caso de un ciclo combinado gas-vapor se puede comprobar que la eficiencia, en general, puede mejorar aumentando las temperaturas medias de los focos calientes y reduciendo las temperaturas medias de los focos fríos, es decir, aumentando la temperatura de trabajo en las turbinas y reduciendo la temperatura y presión a la cual se produce la cesión de calor (humos y vacío del condensador). También puede aumentarse la eficiencia optimizando el proceso para reducir las pérdidas asociadas a las distintas máquinas que componen el ciclo y disminuyendo los saltos de temperatura existentes entre los gases de salida de la turbina de gas y el ciclo agua-vapor en la caldera de recuperación. Esto último se consigue aumentando el número de niveles de presión en la caldera, recalentando el vapor, e introduciendo un nivel de presión supercrítico

en el ciclo Rankine, medidas que dan lugar además a una mayor temperatura media del foco caliente en el ciclo de vapor, y por consiguiente, a una mejora de su rendimiento.

Las calderas de recuperación de calor para un ciclo combinado gas-vapor pueden diseñarse de forma que, en lugar de ser puramente convectivas y recuperar el calor de los gases de escape del ciclo de alta, permitan una combustión suplementaria. El combustible en esos casos puede ser o no el mismo que el empleado en la cámara de combustión de la turbina de gas, y cuando se emplea este sistema se dice que el ciclo combinado admite postcombustión. Desde el punto de vista termodinámico, la principal diferencia con los ciclos combinados sin postcombustión es que no todo el calor se aporta en la parte de alta temperatura del ciclo.

El rendimiento total de un ciclo combinado con postcombustión para un esquema típico en una configuración 1x1 (una turbina de gas y una turbina de vapor), y de los elementos individuales que lo componen viene dado por la expresión:

$$\eta_{COMB} = \frac{W_{TG} + W_{TV}}{Q_{TG} + Q_{CS}}$$

Las ventajas de estas centrales frente a las térmicas convencionales pueden resumirse en:

- Menores emisiones de CO₂ por kWh producido
- Reducción muy significativa de las emisiones de NO_x
- Menores consumos de agua de refrigeración
- Elevado rendimiento
- Menor superficie ocupada
- Corto plazo de construcción
- Alta disponibilidad de estas centrales
- Alto grado de automatización

Tabla 4.1. Ventajas de los ciclos combinados.

Ventajas de los ciclos combinados	Ciclos combinados	Centrales clásicas de ciclo agua/vapor
Mayor eficiencia energética	55-57%	35-40%
Menores emisiones atmosféricas, en especial de CO ₂	360 g CO ₂ /kWh	850 g CO ₂ /kWh
Menor consumo de agua, por ser menor la necesidad de refrigeración	435 m ³ /h (400 MW)	875 m ³ /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	5 €/kW-año	27 €/kW-año
Mayor aceptación social, bajo requerimiento de espacio: facilidad de ubicación próxima al consumo	100000 m ² (400 MW)	260000 m ² (400 MW)

Las principales entradas y salidas en una central de ciclo combinado son:

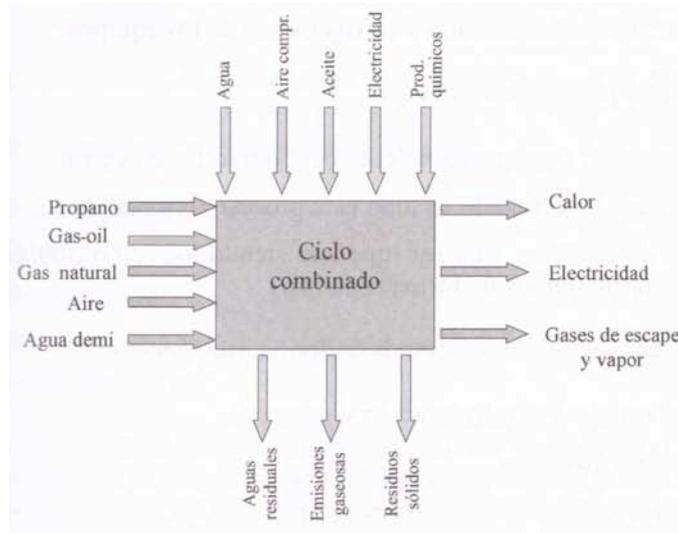


Figura 4.9. Principales entradas y salidas de una central de ciclo combinado. [Santiago García Garrido, Operación y mantenimiento de centrales de ciclo combinado]

4.4.1. Ciclos combinados gas-vapor con diferentes niveles de presión y temperatura de vapor

Dado que las turbinas de gas utilizadas en los ciclos combinados gas-vapor están estandarizadas –con potencias y temperaturas de gases ya definidas-, quedan como grados de libertad para la optimización del ciclo la presión, la temperatura y el caudal de vapor producido en la caldera de recuperación de calor. Estos han de ser seleccionados de forma que se obtenga el menor coste final del kWh producido en el conjunto caldera-turbina de vapor.

Los principales parámetros que contribuyen a definir de forma más eficiente el ciclo agua-vapor son:

- Presión de vapor
- Temperatura de vapor
- Pinch point
- Approach temperatura
- Caída de presión en el sobrecalentador
- Caída de presión en el economizador
- Temperatura del agua de alimentación

I. Ciclo combinado gas-vapor de un solo nivel de presión

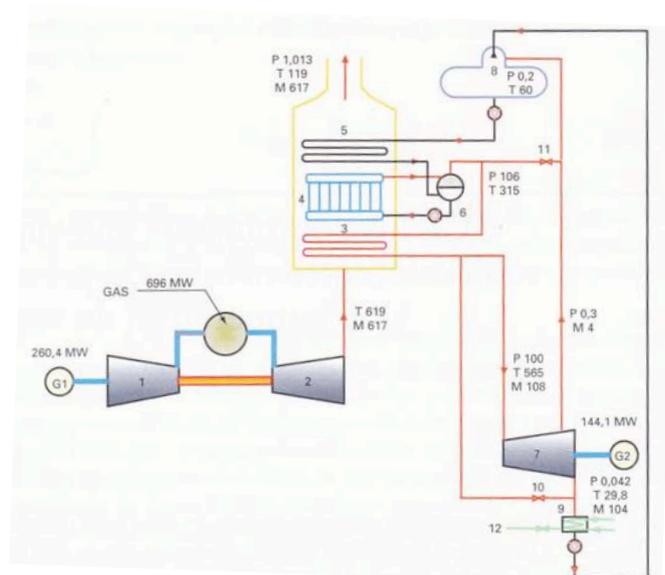


Figura 4.10. Ciclo combinado con un nivel de presión. [Santiago Sabugal García, Florentino Gómez Moñux, Centrales térmicas de ciclo combinado, teoría y proyecto]

II. Ciclo combinado gas-vapor con dos niveles de presión

En el balance térmico del ciclo combinado gas-vapor con un nivel de presión la temperatura de salida de gases se encuentra en el entorno de 120°C. Con el fin de reducir esta temperatura, las pérdidas por calor sensible y mejorar el rendimiento del ciclo termodinámico, se puede aumentar a dos los niveles de presión de vapor en la caldera.

Tabla 4.2. Balance de energía para las distintas configuraciones existentes en centrales de ciclo combinado gas-vapor.

Balance de energía por equipos (%)	1 P	2 P	3 PR	2 PROT
Pérdidas en caldera de recuperación	0,2	0,3	0,3	0,3
Energía generada en turbina de gas	37,4	37,4	37,4	37,4
Energía generada en turbina de vapor	20,7	21,3	22,2	22,6
Calor sensible en chimenea	10,7	7,1	7,4	7
Pérdidas en turbina de vapor	0,3	0,3	0,3	0,3
Pérdidas en turbina de gas	0,5	0,5	0,5	0,5
Condensador	30,2	33,1	31,9	31,9

1 P: un nivel de presión; 2 P: dos niveles de presión; 3 PR: tres niveles de presión y recalentado; 2 PROT: dos niveles de presión, recalentamiento y un solo paso en caldera

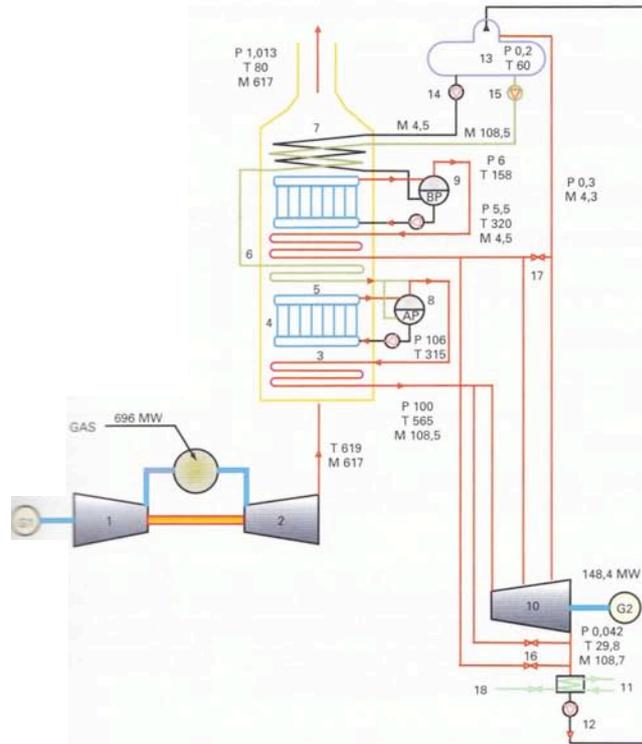


Figura 4.11. Ciclo combinado con dos niveles de presión. [Santiago Sabugal García, Florentino Gómez Moñux, Centrales térmicas de ciclo combinado, teoría y proyecto]

III. Ciclo combinado gas-vapor con tres niveles de presión

Añadiendo un tercer nivel de presión al ciclo se puede mejorar un poco más el rendimiento al recuperar más energía de los gases de escape de la turbina de gas.

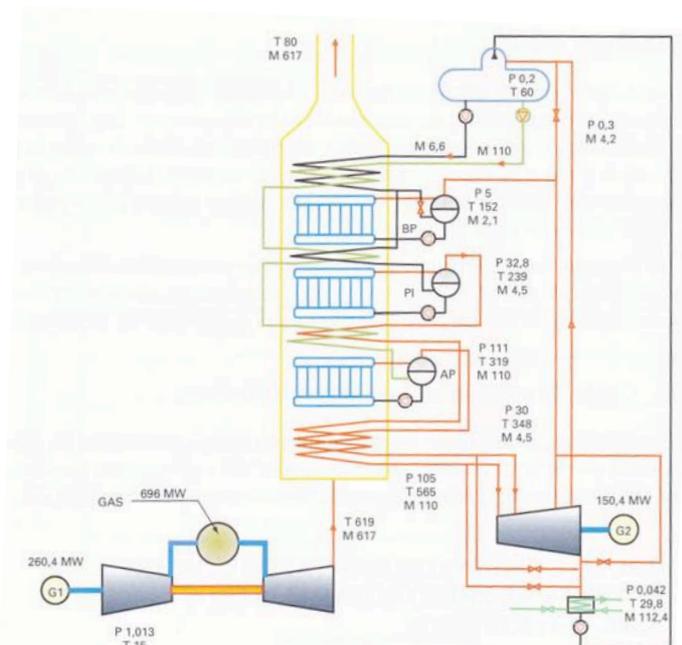


Figura 4.12. Ciclo combinado con tres niveles de presión. [Santiago Sabugal García, Florentino Gómez Moñux, Centrales térmicas de ciclo combinado, teoría y proyecto]

IV. Ciclo combinado gas-vapor con recalentamiento

En los ciclos combinados gas-vapor con uno, dos y tres niveles de presión, el contenido en humedad del vapor en la última rueda limita la posibilidad de incrementar la presión del vapor, y por tanto de aumentar la potencia obtenida en la turbina de vapor. Asimismo, en el ciclo con tres niveles de presión, se observa un cierto recalentamiento al mezclarse los flujos de vapor de alta presión y presión intermedia, si bien el efecto de recalentamiento es suave debido al poco flujo de vapor de presión intermedia.

El concepto de recalentamiento introduce un cambio significativo en la turbina de vapor con dos cuerpos diferenciados: alta presión y presión intermedia en un cuerpo y otro cuerpo de baja presión, o un cuerpo de alta presión y otro cuerpo para la presión intermedia y baja presión. El vapor en este ciclo, después de expandirse en el cuerpo de alta presión hasta la presión intermedia vuelve a la caldera y se mezcla con el vapor procedente del sobrecalentador de presión intermedia, para recalentarse conjuntamente a una temperatura próxima de la del vapor de alta presión y expandirse en el cuerpo de presión intermedia-baja presión.

En un ciclo combinado gas-vapor con tres niveles de presión y recalentamiento no hay mezcla de vapores en la turbina de vapor, evitando así zonas de fatiga térmica por diferencias de temperaturas.

En el balance térmico se comprueba que, al incrementar la presión del vapor de alta, se reduce un poco su masa y aumenta ligeramente la del vapor de presión intermedia. El rendimiento del ciclo mejora debido al recalentamiento y la humedad en la última rueda de la turbina se reduce al 10%, valor significativamente más bajo que el 16-18% del ciclo con triple nivel de presión debido a que la zona de trabajo del vapor recalentado, hasta el nivel de presión en el condensador, proporciona una humedad final más baja.

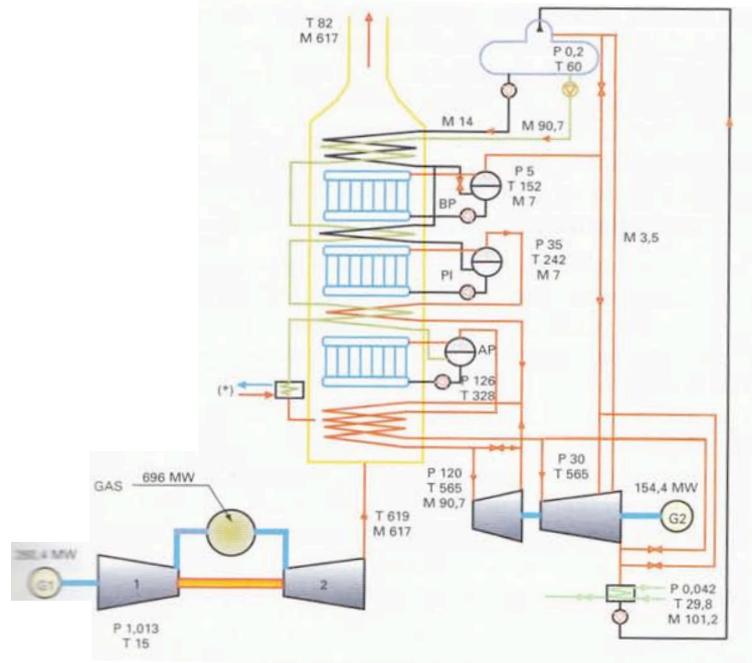


Figura 4.13. Ciclo combinado con recalentamiento. [Santiago Sabugal García, Florentino Gómez Moñux, Centrales térmicas de ciclo combinado, teoría y proyecto]

V) Ciclo combinado gas-vapor con recalentamiento y alta presión de un solo paso

VI) Ciclo combinado gas-vapor con dos niveles de presión y recalentamiento

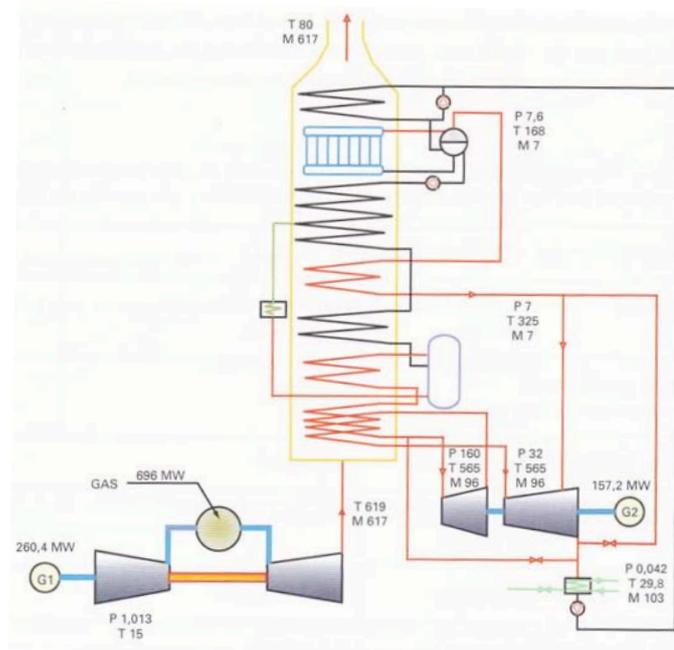


Figura 4.14. Ciclo combinado con dos niveles de presión y recalentamiento. [Santiago Sabugal García, Florentino Gómez Moñux, Centrales térmicas de ciclo combinado, teoría y proyecto]

4.4.2. Elementos constitutivos principales de los ciclos combinados gas-vapor

Los principales elementos que componen una central de ciclo combinado son:

I) Turbina de gas

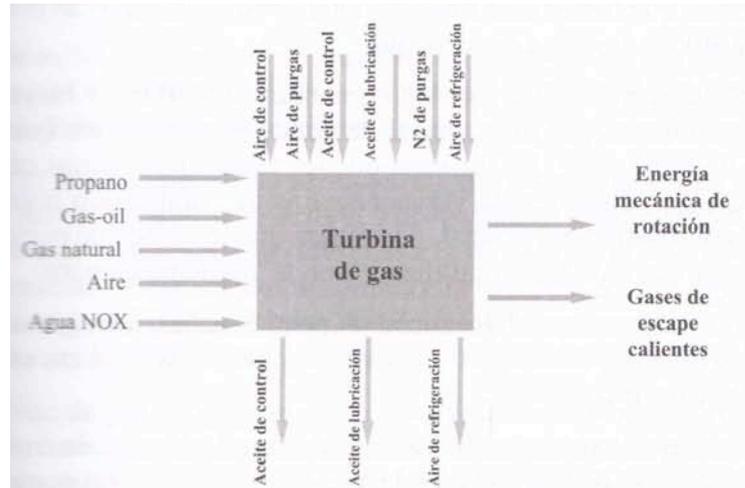


Figura 4.15. Principales entradas y salidas de la turbina de gas. [Santiago García Garrido, Operación y mantenimiento de centrales de ciclo combinado]

En la turbina de gas se realiza la combustión del gas en presencia de aire. Los gases procedentes de la combustión a altas temperaturas (por encima de 1200°C) pasan a gran velocidad a través de la turbina, haciendo girar a ésta y generando energía mecánica de rotación en el eje de la turbina. Dichos gases calientes son aprovechados en la caldera recuperadora de calor.

El rendimiento en el ciclo de Brayton depende exclusivamente de la relación de presiones y no del calor suministrado. Asumiendo que en el difusor se tiene una presión igual a la atmosférica, el rendimiento del ciclo dependerá de la presión después del compresor. Cuanto más alta sea la presión que se alcance a la salida del compresor, mayor será el rendimiento. La presión y la temperatura están íntimamente relacionadas, de forma que la relación de presiones afecta a la relación de temperaturas.

La temperatura más alta, que se consigue al final del proceso de combustión, está limitada por la máxima temperatura soportada por los materiales con que están fabricados los álabes de la turbina de manera que esta temperatura máxima limita la relación de presiones y condiciona la potencia máxima y el rendimiento. Así, rendimiento y potencia máxima se ven limitados por los avances en el campo de la tecnología de los materiales.

El sistema de turbina de gas tiene los siguientes elementos asociados:

- Filtros de admisión de aire
- Compresor
- Cámaras de combustión
- Turbina
- Sistemas auxiliares

Como referencia, el consumo de gas en operación normal y para una carga de unos 380-400 MW actuando en ciclo combinado puede estar en torno a los 15-20 kg/s.

Las altas temperaturas que se alcanzan en la combustión de gas hacen del diseño de las cámaras de combustión y de los álabes el gran secreto de los fabricantes. De esta forma, todo lo referente a la refrigeración interna de los álabes, al recubrimiento de éstos y de las cámaras de combustión son aspectos que condicionan la vida útil de la máquina, los costes de mantenimiento y, en definitiva, la duración de la instalación.

El arranque de la turbina de gas se realiza utilizando el generador como motor. Esta situación se mantiene hasta que la energía producida en la combustión es capaz de lograr un movimiento sostenido de la turbina.

Antes de un encendido es preciso que el interior de la turbina esté libre de posibles gases combustibles que podrían provocar una explosión incontrolada, y en consecuencia accidentes personales y/o deterioro de los equipos. Por tanto, durante la parada y encendido de la máquina se realiza una purga con nitrógeno y aire. Esta purga de aire también sirve para asegurar que no habrá acumulaciones de gas en el interior de la caldera.

La optimización de las turbinas de gas, puede conseguirse actuando sobre alguno de los siguientes factores:

- 1- Aumentando la temperatura media de combustión
- 2- Disminuyendo la temperatura del aire de admisión
- 3- Reduciendo la temperatura de los gases de escape
- 4- Aumentando la relación de compresión del compresor
- 5- Mejorando los componentes intrínsecos de la turbina de gas

Los puntos débiles en las turbinas de gas son:

- Rendimiento global
- Rendimiento a cargas parciales
- Costes de mantenimiento

- Reducción de las emisiones contaminantes

Otros sistemas necesarios para el arranque y el funcionamiento normal de la turbina (también llamados sistemas auxiliares) son:

- Sistema de gas de encendido
- Sistema de lubricación de los cojinetes de apoyo del eje de la turbina
- Sistema de aire comprimido y/o aceite
- Agua de refrigeración
- Aire y nitrógeno

II) Caldera recuperadora de calor

En la caldera recuperadora se aprovecha el calor procedente de los gases de escape de la turbina de gas para producir vapor. Normalmente, existen diferentes niveles de presión en la caldera. Cuando esto ocurre, el vapor se clasifica atendiendo a su presión en:

- Vapor de alta, con una presión de unos 120 bares y una temperatura que puede oscilar entre los 32' y 570 °C.
- Vapor de media, con una presión alrededor de los 25 bares y con una temperatura de entre 230 y 570°C.
- Vapor de baja, con una presión de unos 4 bares y con temperaturas de unos 150°C.

El vapor producido en la caldera se envía a los diferentes cuerpos de la turbina de vapor.

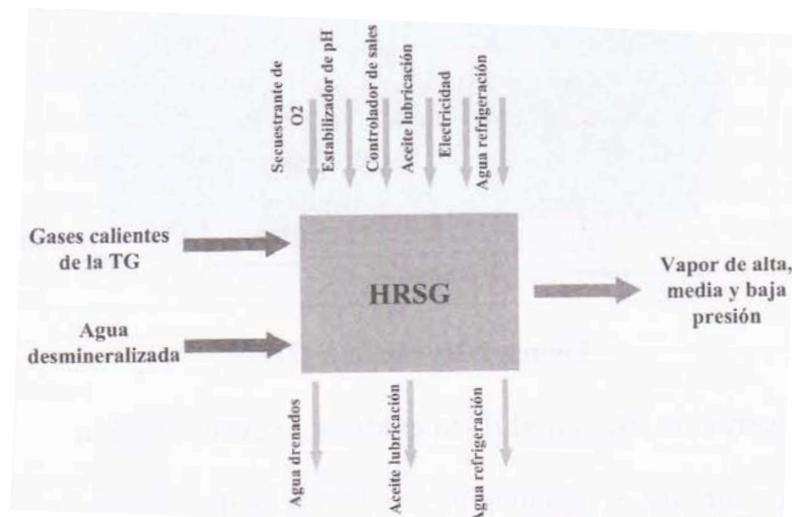


Figura 4.16. Principales entradas y salidas de la caldera. [Santiago García Garrido, Operación y mantenimiento de centrales de ciclo combinado]

Las calderas que se utilizan en las plantas de ciclo combinado son calderas que recuperan el calor contenido en los humos de escape de la turbina de gas. En ellas se calienta agua, que se convierte en vapor y que se utiliza para mover la turbina de vapor. Son el elemento de unión entre los dos ciclos térmicos de la planta, la turbina de gas y la de vapor.

Las calderas usuales en las plantas de ciclo combinado son calderas de recuperación acuotubulares, donde el intercambio de calor se realiza por convección, y no por radiación, como en las calderas en las que hay presente una llama. En general, son posibles dos tipos de clasificaciones de calderas en ciclos combinados:

→ Por la disposición de los haces tubulares:

- Calderas verticales
- Calderas horizontales

→ Por el número de veces que el agua atraviesa la caldera:

- Clásicas
- De un solo paso

Los principales elementos que componen la caldera de recuperación son los siguientes:

- Desgasificador
- Tanque de agua de alimentación
- Calderines
- Bombas de alimentación
- Economizadores
- Evaporadores
- Sobrecalentadores
- Recalentadores

El vapor que se recibe en la turbina debe tener unas características muy controladas. La temperatura y presión, la cantidad de oxígeno disuelto, el contenido en sales y en sílice son los parámetros más importantes a controlar.

En cuanto a la temperatura, es muy importante que ésta sea constante, pues si no lo es se pueden producir determinados fenómenos como consecuencia del estrés térmico al que serán sometidos los materiales de la turbina (desbalanceos, desgastes, etc.). El ajuste de la temperatura del vapor a la salida de la caldera se consigue inyectando

agua pulverizada a menor temperatura a través de unos dispositivos denominados atemperadores.

Los elementos que componen el ciclo agua-vapor son los siguientes:

- Tanque de alimentación
- Bombas de alimentación
- Desgasificador
- Condensador
- Bombas de condensado
- Otros equipos (equipos de limpieza del condensador, eyectores para producir vacío en el condensador, depósitos recolectores de condensados, etc.).

III) Turbina de vapor

Recibe el vapor generado en la caldera de recuperación.

La turbina de vapor está dividida en etapas. Lo más habitual es que esté dividida en tres cuerpos: turbina de alta presión, turbina de media y turbina de baja. En cada una de ellas se recibe vapor en unas condiciones de presión y temperatura determinadas. Se consigue con esta división un mayor aprovechamiento del vapor generado en caldera y se evitan problemas derivados de la condensación en las últimas etapas de la turbina.

Cuando la central es monoeje puede ser necesario un sistema de embrague que permita independizar ambas turbinas en caso necesario. Esto permite, por ejemplo, realizar trabajos de mantenimiento en la turbina de vapor mientras la turbina de gas permanece en marcha, o poder subir a plena carga muy rápidamente sólo con turbina de gas se necesitara. Pero sobre todo, es útil para facilitar los arranques, ya que la turbina de gas arrastra el peso de la turbina de vapor en la fase inicial. Existen plantas con eje único que no disponen de este sistema de embrague. En estas plantas es necesario disponer de unas calderas auxiliares que introduzcan vapor en la turbina de vapor en los primeros momentos del arranque, para evitar lastrar el giro de la turbina de gas durante este proceso.

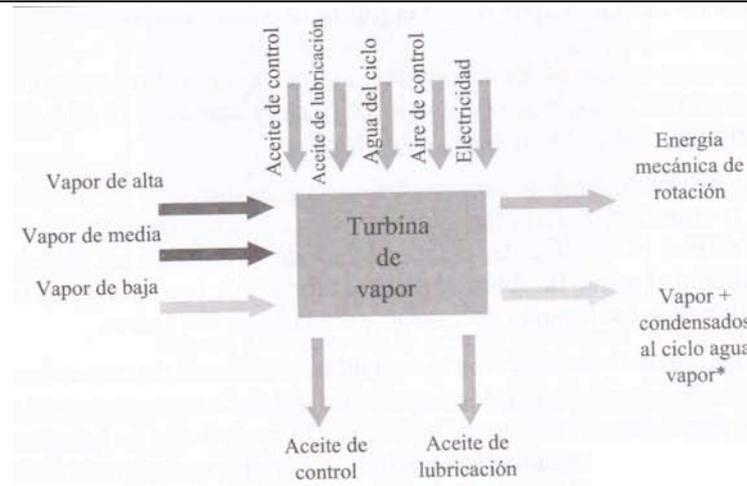


Figura 4.17. Principales entradas y salidas de la turbina de vapor. [Santiago García Garrido, Operación y mantenimiento de centrales de ciclo combinado]

Una turbina de vapor se puede dividir en dos partes fundamentales:

- El rotor o parte móvil
- El estator o parte fija

Una etapa es la conjunción de una fila de álabes móviles y de toberas fijas. El trabajo de la turbina se produce cuando a través de las toberas se impulsa un chorro de vapor hacia los álabes móviles.

Las turbinas de vapor se pueden clasificar según diferentes criterios. Los más importantes son:

1. Tipo de escape de vapor. Los dos tipos fundamentales son: turbinas de condensación y turbinas de contrapresión.
2. Tipo de vapor de suministro y presiones dentro de ella. Con extracciones, con recalentamientos, con presiones mixtas...
3. Tipo de carcasa o forma de árboles. Con una sola carcasa, compuesta en tandem, etc.
4. Número de etapas.
5. Dirección del flujo de vapor. Axial, radial o tangencial.
6. Expansión que se produzca, simple o múltiple.

Fundamentalmente, en las centrales térmicas de ciclo combinado se usan turbinas de acción de flujo axial (en las que el flujo de vapor es paralelo a la turbina) y de condensación. Dentro de este grupo cabe destacar dos configuraciones:

- Turbina de Curtis
- Turbina de Tateau

Actualmente se utilizan turbinas con escalamiento de presión y velocidad combinadas.

El objetivo de los escalamientos en la turbina de vapor es disminuir la velocidad del rodete conservando una velocidad de los álabes próxima al valor óptimo con relación a la velocidad del chorro de vapor. Dependiendo de la presión y temperatura de entrada, la velocidad del chorro puede ser demasiado elevada si toda la energía se transformase en trabajo útil con un solo escalamiento. En este caso sería necesario que la turbina girase a una velocidad comprendida entre 20000 y 40000 rpm. Mecánicamente no es viable por las dimensiones que debería tener el reductor (caja de engranajes que ajustaría la velocidad final del eje a la deseada).

El escalamiento de presión tiene por objetivo dividir el salto entálpico total disponible en n saltos más pequeños. En este caso la caída de presión se produce en grupos de toberas, de forma que la velocidad resultante del vapor es suficientemente baja para ser absorbida por una velocidad razonable del rodete. Este proceso se repite tantas veces como sea necesario para expansionar el vapor completamente.

Para cada salto de presión debe diseñarse un par tobera-rodete. Es importante que el ángulo de salida de vapor de tobera-rodete sea de 90° , de manera que el siguiente par admita el vapor de forma perpendicular.

El escalamiento de velocidad consiste en producir una gran caída de presión en un grupo de toberas y utilizar la velocidad resultante del vapor en tantos grupos de álabes como sea necesario. Hay que tomar el vapor de salida del rodete y hacerlo pasar por un juego de enderezadores reorientándolo para que entre en un segundo rodete.

La turbina de vapor de una planta de ciclo combinado se puede dividir en las siguientes partes:

- Cuerpos de turbinas de baja, media y alta.
- Válvulas reguladoras de entrada de vapor a turbina.
- Sistemas auxiliares (lubricación, vapor de sellos, aire de control, etc.)

La presión de vapor en la turbina de alta suele ser superior a los 100 bares y 500°C . En la turbina de media el valor de temperatura es similar y la presión está en torno a los 25 bares. En baja se tiene una temperatura próxima a la de saturación y una presión algo superior a 3 bares.

Los factores más importantes en las pérdidas en una turbina de vapor son:

- Roce del vapor dentro de la tobera

- Roce del vapor al pasar a través de los álabes móviles
- Roce del vapor al pasar por enderezadores
- Pérdidas por fricción al girar el disco del rotor en el espacio que queda en la carcasa
- Pérdidas mecánicas en el rotor

Las turbinas de vapor empleadas en los ciclos combinados son en esencia similares a las empleadas en centrales convencionales, aunque presentan particularidades específicas.

En la mayoría de las centrales de ciclo combinado gas-vapor existe, como parte del equipo básico, un cambiador de calor de mezcla denominado desgasificador. Este cambiador se instala no tanto con el objetivo de calentar el agua a la entrada del economizador como para eliminar los gases disueltos en el agua y evitar fenómenos de corrosión en los tubos de la caldera.

Las turbinas de vapor de los ciclos combinados cuentan con ventajas que les confieren mayor fiabilidad comparadas con las grandes máquinas de los grupos térmicos convencionales. Los ciclos combinados generalmente operan con condiciones de vapor más modestas que las centrales convencionales, especialmente en lo referente a la presión de vapor. Esto permite diseños de turbina de vapor más sencillos, de carcasa simple, con tamaños y espesores más pequeños que les confieren inercias térmicas, expansiones y fatigas más reducidas.

En el diseño de las turbinas de ciclo combinado debe tenerse en consideración aspectos como:

- Operación cíclica
- Extracciones de vapor
- Escape de la turbina de vapor
- Configuraciones
 - Número de cuerpos
 - Colocación de la turbina de vapor en el tren de potencia
 - Válvulas de admisión de vapor
 - Montaje

IV) Generador

El generador puede ser considerado como la parte fundamental de una central eléctrica, ya que éste realiza la tarea fundamental en este tipo de plantas: generar electricidad.

Es el encargado de transformar la energía mecánica de rotación transmitida al eje por las turbinas en energía eléctrica. La transmisión de energía mecánica, procedente de las turbinas de gas y vapor, se puede realizar a través de uno o varios ejes de potencia. Esto quiere decir que ambas turbinas pueden estar unidas por el mismo eje a un solo generador, o que cada turbina tenga su propio generador, dando lugar a plantas de eje único o de eje múltiple-

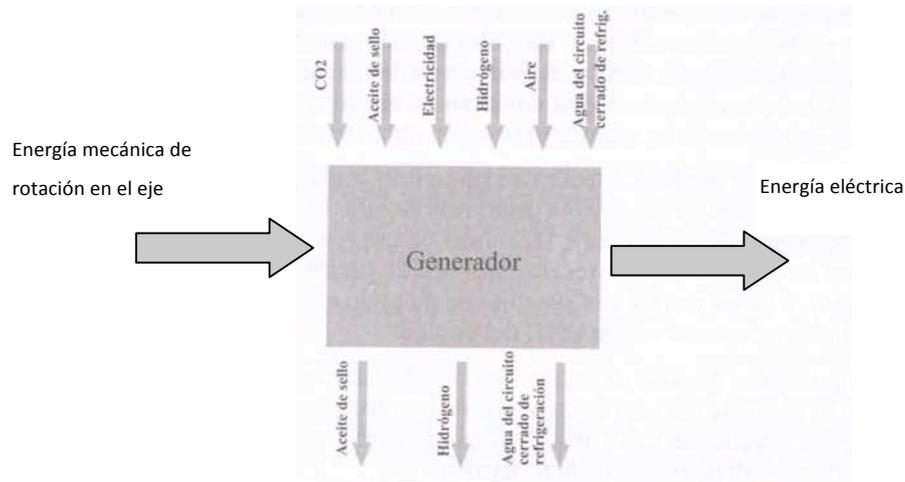


Figura 4.18. Principales entradas y salidas del generador. [Santiago García Garrido, Operación y mantenimiento de centrales de ciclo combinado]

Los generadores se pueden clasificar según:

- Su principio de funcionamiento
 - a) Síncronos
 - b) Inducción
- Tipo de refrigeración
 - a) Refrigerados por aire
 - Abiertos ventilados (OV, open ventilated)
 - Cerrados enfriados por agua refrigerada por aire (TEWC, totally enclosed water to air cooled)
 - b) Refrigerados por hidrógeno

La utilización de hidrógeno como medio refrigerante permite la construcción de generadores más grandes y con más potencia nominal. Las ventajas del hidrógeno son su alta capacidad térmica y su peso, 1/16 veces menor que el del aire, con la consiguiente disminución de pérdidas

aerodinámicas. Sin embargo, uno de los mayores problemas de este tipo de generadores es el peligro de explosión por una posible entrada de aire.

c) Refrigerados por un sistema mixto agua-hidrógeno

Pueden lograrse diseños de generadores aún más compactos mediante el uso de enfriamiento con agua del devanado estatórico y de parte del devanado rotórico. El aumento de refrigeración permite una elevación de la capa de corriente del rotor, lo que conduce a un mejor rendimiento del generador. El agua de enfriamiento se suministra a través de un circuito cerrado.

V) Sistemas auxiliares

- Sistemas eléctricos

Dentro de los sistema eléctricos de potencia se pueden distinguir:

a) Sistemas de corriente alterna, que pueden subdividirse en sistemas de alta tensión (más de 10000 voltios), sistemas de media tensión entre 3000 y 6000 voltios) y sistemas de baja tensión (400 voltios o menos). El sistema de alta tensión lo forman los embarrados de salida del generador, el transformador principal, el de equipos auxiliares, el interruptor principal y la línea de evacuación de energía y todos sus equipos de control y protección. El sistema de media tensión lo forman los embarrados de este nivel de voltaje y los equipos conectados a él, principalmente motores, con todos sus dispositivos de control y protección. Los de baja lo componen los transformadores de baja, los equipos conectados a esta tensión (bombas, motores, extractores, compresores, ventiladores) y diversos servicios (alumbrado, suministro eléctrico a edificios de la planta, etc.).

b) Sistemas de corriente continua. A través de unos onduladores alimentan a una serie de embarrados, llamados embarrados esenciales. Lógicamente, éstos alimentan a aquellos equipos que son altamente críticos, como bombas de lubricación, sistemas de extinción, sistemas de control, cierta instrumentación, etc.

c) Sistemas de respaldo. Ante un eventual fallo de tensión, el sistema de corriente continua alimenta lo estrictamente necesario por seguridad para las personas o para las instalaciones, pero hay otros equipos que necesitan ser alimentados para evitar contratiempos. Éste es el caso de los sistemas

informáticos, sistemas de control, determinados equipos que permitirán llevar la planta a una situación más favorable para un arranque posterior, etc. Estos sistemas suelen agrupar generadores diesel autónomos, líneas eléctricas de respaldo diferentes a la línea principal y sistemas de alimentación ininterrumpida (SAI).

En cuanto a los sistemas eléctricos de control, el DCS o sistema de control distribuido es sin lugar a dudas, uno de los elementos dentro de los sistemas eléctricos más importantes de una central, ya que es desde donde se envían las órdenes y se observan todos los parámetros para mantener a la central bajo control. Las centrales de ciclo combinado están altamente automatizadas, y el sistema de control distribuido se encarga de centralizar y coordinar todos los sistemas. El sistema de control requiere miles de cables, señales, tarjetas, relés, magnetotérmicos, etc., con lo que la búsqueda de averías y errores que puedan cometerse durante el montaje de la central o tras accidentes graves (incendios, por ejemplo) es a veces muy complicada. Existen salas en las que se localizan de forma exclusiva los armarios de conexionado de señales y las tarjetas electrónicas y que están perfectamente diferenciadas de las salas dedicadas a los sistemas eléctricos de potencia.

- Sistemas de refrigeración principal

Las centrales térmicas necesitan ser refrigeradas, pues la combustión genera más energía térmica que la que la planta es capaz de transformar en energía eléctrica. El vapor es el fluido caloportador que se utiliza para transportar la energía térmica hasta la turbina de vapor. Una vez utilizado, el vapor se convierte en vapor muerto, y debe transformarse de nuevo en un fluido de alta densidad (agua líquida), para que pueda recibir otra vez la transferencia de calor de la caldera de recuperación.

Ya que el rendimiento es del 55-58%, una central de ciclo combinado necesita evacuar al menos el 42-45% de potencia térmica total. Las técnicas convencionales para esta evacuación son tres:

- a) Refrigeración por captación directa
- b) Refrigeración por circuito semiabierto (torre de refrigeración)
- c) Refrigeración con aerocondensadores

- Estación de gas (ERM)

El gas natural que se suministra a la turbina ha de tener unas condiciones muy determinadas. Debe tener una presión en un rango concreto, debe llegar a una temperatura correcta y el grado de limpieza debe estar controlado. Además, la composición química del gas natural tiene que estar controlada. Por último, debe conocerse la cantidad de gas que se consume y su poder calorífico, a efectos de facturación del combustible consumido. De todo ello se encarga la estación de gas, también conocida como ERM (estación de regulación y medida). Las principales funciones de la estación de gas son:

- Que el gas que se reciba en la turbina tenga una presión constante y dentro de unos rangos muy concretos.
- Que la temperatura sea la adecuada.
- Que el gas recibido esté limpio.
- El caudal y la composición deben ser conocidos.

Una estación de regulación y medida dispone de los siguientes equipos:

- Filtros
- Válvulas reductoras de presión
- Compresor para el aumento de presión
- Sistema de precalentamiento para elevar el punto de rocío
- Sistema de calentamiento para la inyección del gas a turbina
- Cromatógrafo
- Caudalímetro

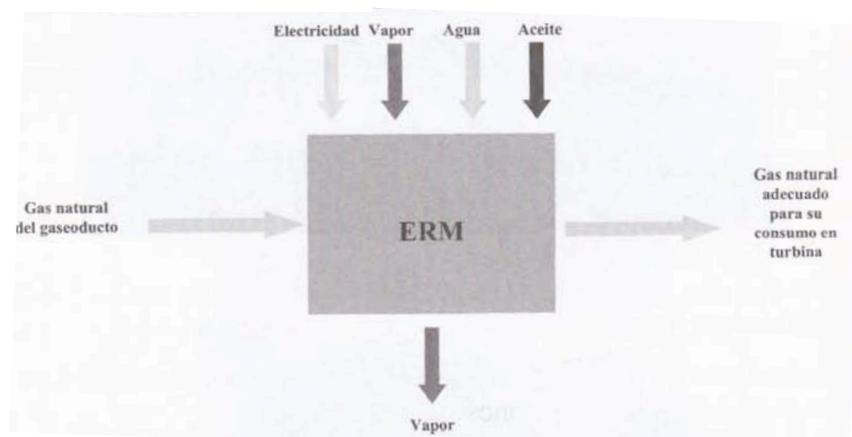


Figura 4.19. Estación de regulación y medida. [Santiago García Garrido, Operación y mantenimiento de centrales de ciclo combinado]

- Planta de tratamiento de agua

De las plantas de tratamiento de agua se obtiene el agua desmineralizada adecuada para su consumo en la caldera y el ciclo agua-vapor. La obtención de agua desmineralizada, o agua demin, se realiza en dos pasos:

- Ablandamiento o desalación. En esta fase se eliminan la mayor parte de las sales que contiene el agua. Si la fuente original de agua es un río o un caudal de agua dulce, el proceso se denomina ablandamiento (eliminación de la dureza del agua). Si se trata de agua de mar, el proceso se denomina desalación.

Aunque existen diversos criterios para clasificar los procesos de desalación, en general se puede hablar de procesos que requieren un cambio de fase y procesos que no lo requieren.

Entre los procesos que implican un cambio de fases están:

- a) Destilación en múltiple efecto
- b) Flashing en múltiple efecto
- c) Congelación
- d) Compresión de vapor.

Los procesos que no implican un cambio de fases son:

- a) Ósmosis inversa.
- b) Electro diálisis.

- Afino. El agua obtenida en el proceso anterior puede ser almacenada como agua desalada o ablandada, o pasar directamente al proceso siguiente sin un depósito intermedio.

El afino es el proceso final de ajuste de la calidad del agua de alimentación a la caldera. En él se eliminan las diversas sales que pudieran quedar aún. El proceso se realiza con resinas de intercambio iónico. Puede realizarse en dos fases, con resinas catiónicas y aniónicas por separado, o en un solo paso, haciendo pasar el agua a tratar por un único depósito en el que se encuentran las resinas aniónicas y catiónicas mezcladas. A estos depósitos se les denomina lechos mixtos.

Una vez que ha atravesado estos lechos, el agua debe tener las características químicas necesarias para su consumo en la caldera. Esta agua desmineralizada suele almacenarse en un depósito pulmón, desde

donde se bombea hacia el punto del ciclo agua-vapor en el que se adiciona al circuito (generalmente el condensador o el tanque de agua de alimentación). Antes de ingresar en él se añadirán ciertos productos químicos. Control químico del agua, para ajustar el pH y su contenido en oxígeno disuelto, fundamentalmente.

4.4.3. Configuraciones básicas empleadas en los ciclos combinados gas-vapor

En la configuración de un ciclo combinado gas-vapor es relativamente frecuente que varias turbinas de gas alimenten con el vapor que producen sus calderas de recuperación de calor a una única turbina de vapor. Este hecho obliga a presentar una clasificación atendiendo al número de equipos principales existentes en la central.

La disposición relativa de los ejes de la turbina de gas y de la turbina de vapor, según se encuentren alineados o no, hace que se pueda establecer otra clasificación atendiendo al número de ejes principales de que consta el tren de potencia –monoeje o multieje-. Además, en los monoeje, el generador puede estar en el extremo del eje –mayor facilidad de mantenimiento- o entre la turbina de gas y la de vapor. En este último caso hay un embrague que acopla la turbina de vapor con el eje de la turbina de gas y el generador, permitiendo producir energía funcionando solo la turbina de gas.

Las configuraciones más comúnmente empleadas en las centrales de ciclo combinado gas-vapor en operación comercial son: las configuraciones 1x1 (una turbina de gas que alimenta a una caldera de recuperación de calor y produce vapor para un único ciclo Rankine), 2x1 (dos turbinas de gas que alimentan cada una de ellas a su correspondiente caldera de recuperación de calor y producen vapor para un único ciclo Rankine) son frecuentes, pero son posibles otras del tipo 3x1, 4x1, etc.

Es importante destacar que, para las configuraciones 2x1 y 3x1, cuando por una situación operativa de la central al menos una de las calderas está fuera de servicio y la otra funcionando, existe la posibilidad de que puedan producirse retornos de vapor desde el colector común de vapor a las calderas que están fuera de servicio. Si esto ocurre, pueden producirse daños en los tubos y materiales no aleados de la caldera. Para evitarlo, y desde el proceso de especificación, se debe poner especial énfasis en una alta calidad de las válvulas de retención y cierre.

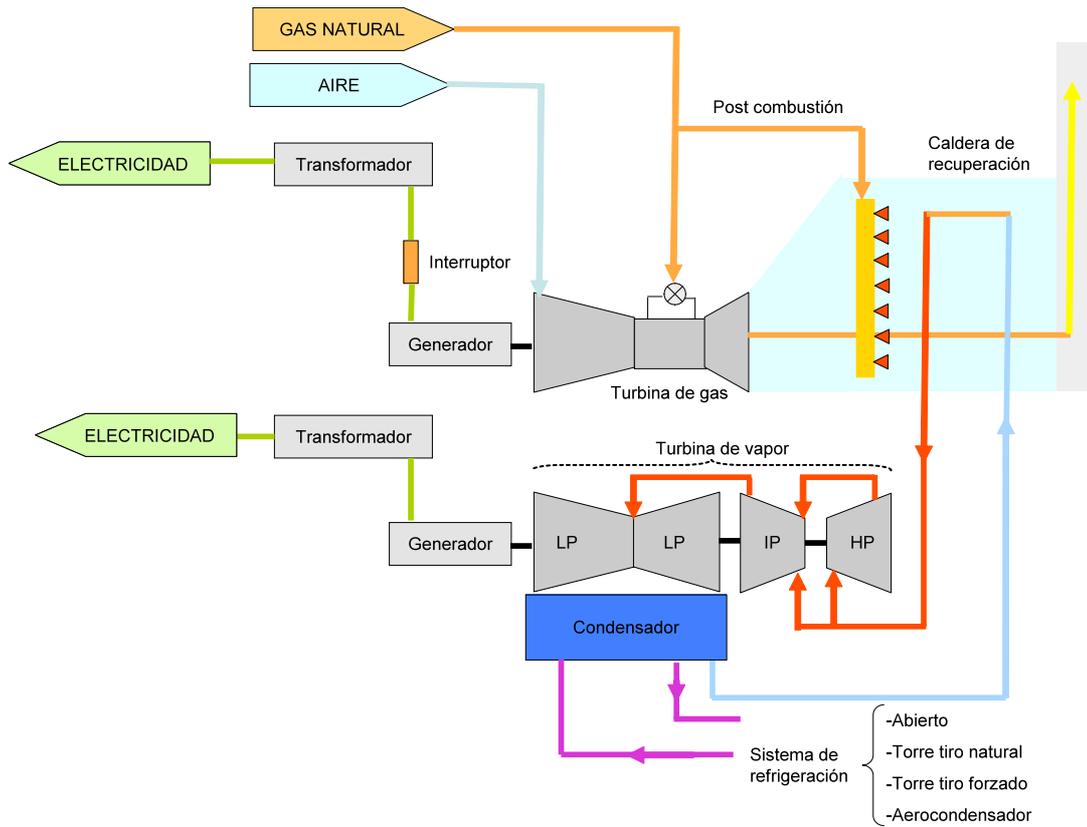


Figura 4.20. Ciclo combinado gas-vapor en configuración 1 x 1 multieje. [Santiago Sabugal García, Florentino Gómez Moñux, Centrales térmicas de ciclo combinado, teoría y proyecto]

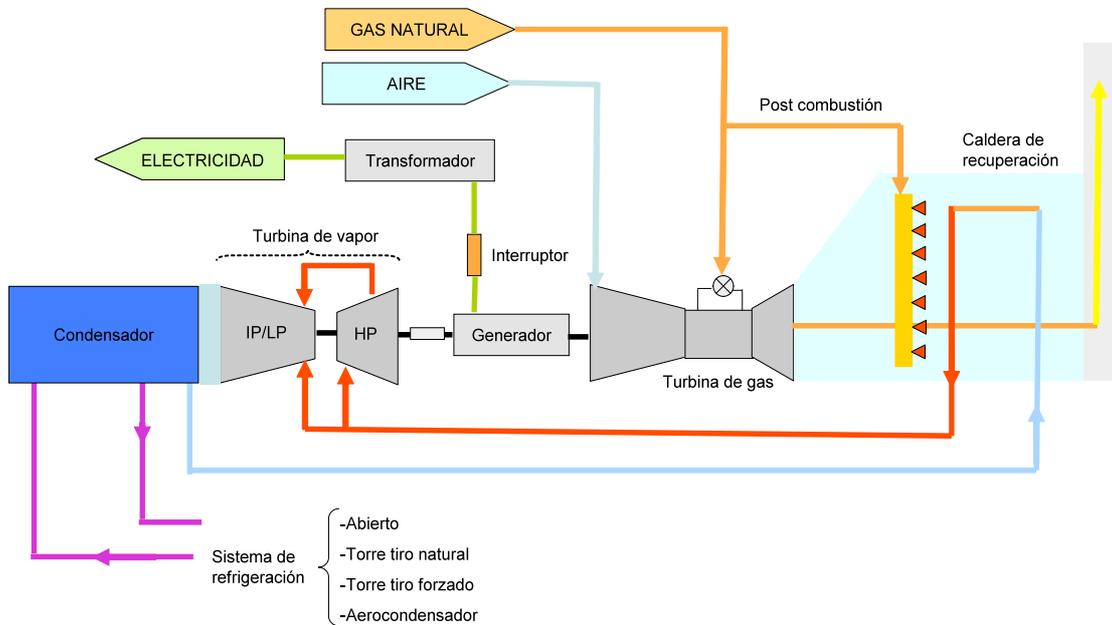


Figura 4.21. Ciclo combinado gas-vapor en configuración 1 x 1 con mono eje. [Santiago Sabugal García, Florentino Gómez Moñux, Centrales térmicas de ciclo combinado, teoría y proyecto]

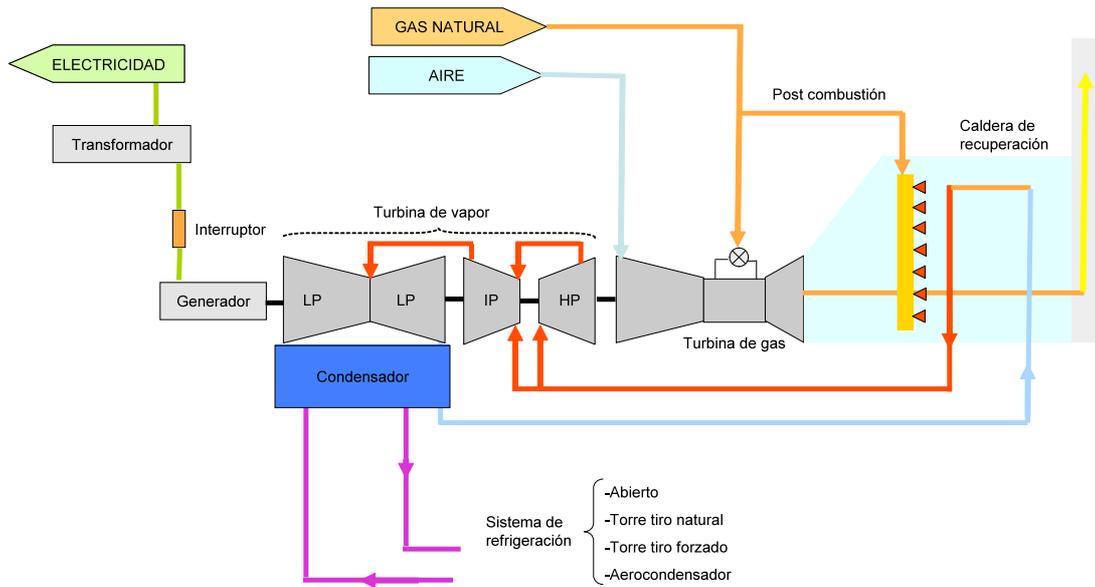


Figura 4.22. Ciclo combinado gas-vapor en configuración 1 x 1 con monojeje. [Santiago Sabugal García, Florentino Gómez Moñux, Centrales térmicas de ciclo combinado, teoría y proyecto]

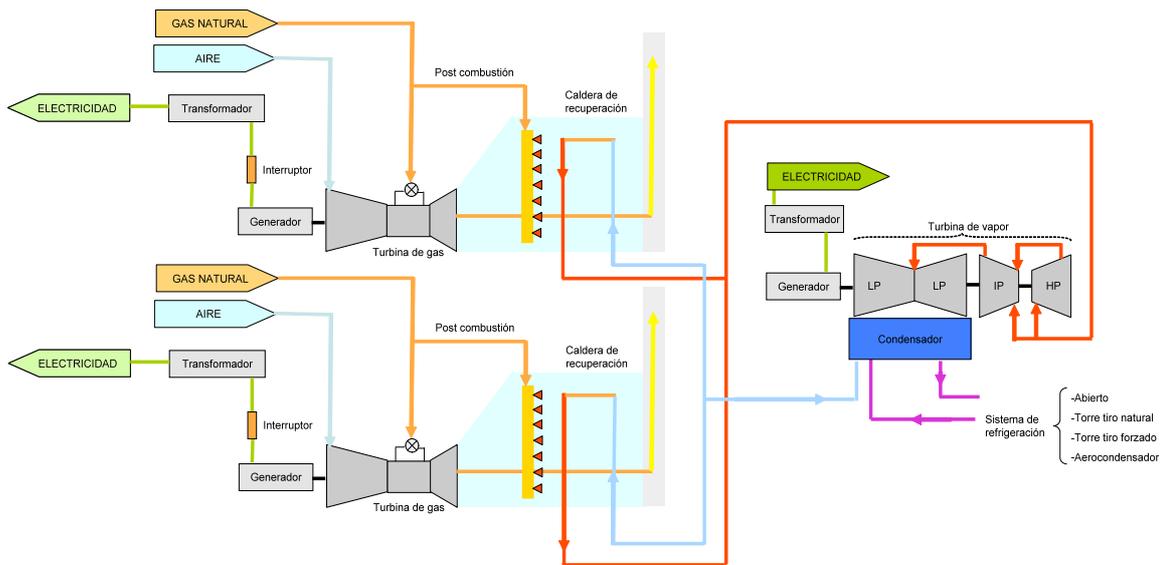


Figura 4.23. Ciclo combinado gas-vapor en configuración 2 x 1. [Santiago Sabugal García, Florentino Gómez Moñux, Centrales térmicas de ciclo combinado, teoría y proyecto]

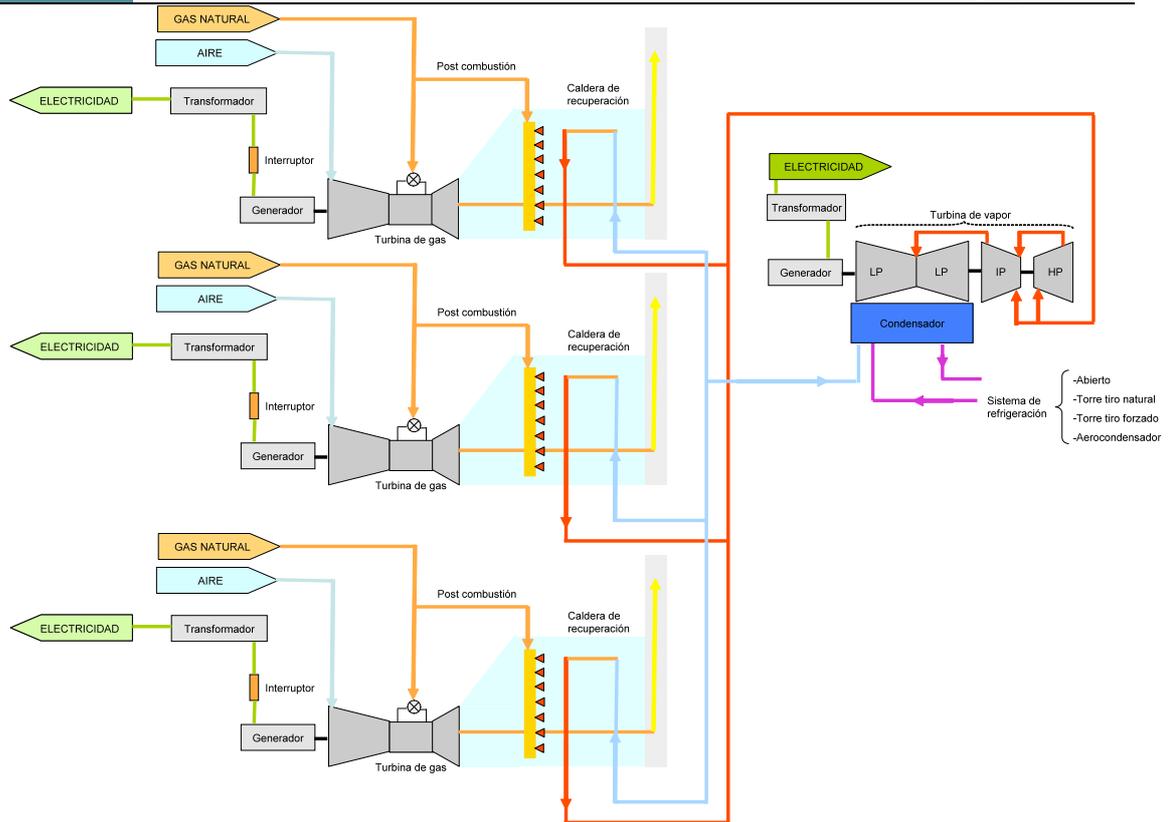


Figura 4.24. Ciclo combinado gas-vapor en configuración 3 x 1. [Santiago Sabugal García, Florentino Gómez Moñux, Centrales térmicas de ciclo combinado, teoría y proyecto]

4.4.4. Gasificación integrada con ciclo combinado (GICC)

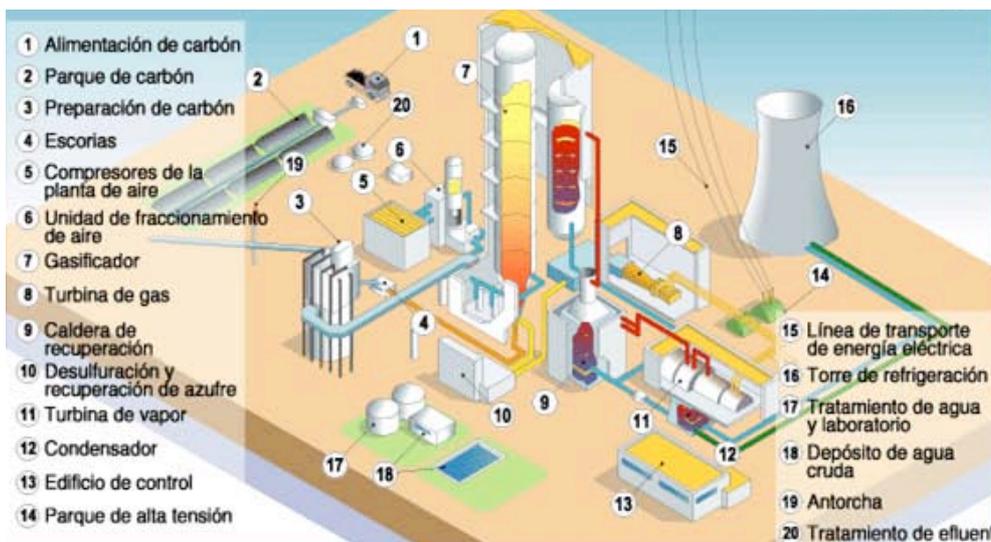


Figura 4.25. Central de gasificación integrada con ciclo combinado. [www.unesa.es]

Las centrales de gasificación del carbón y ciclo combinado integrado utilizan combustibles (carbón, cok de petróleo, etc.) que son primeramente gasificados en la propia

central. El gas obtenido se expande posteriormente en una turbina de gas y, a continuación, aprovecha el calor residual para, mediante una caldera de recuperación, alimentar una turbina de vapor. La energía eléctrica final que se produce es, por lo tanto, la suma de la generada en el grupo tradicional y de la producida en la unidad de gas.

La gasificación de combustibles sólidos

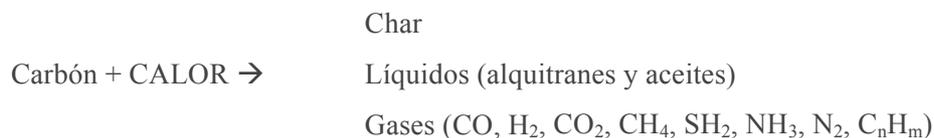
La gasificación es un proceso termoquímico por el que se transforma el carbón en un gas combustible (gas de síntesis) mediante oxidación parcial con aire, oxígeno o vapor de agua.

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 (H₂), y conserva la mayor parte de la energía del combustible inicial.

La aplicación de la gasificación a la generación de electricidad en ciclos combinados ha cobrado un gran interés. 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.

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

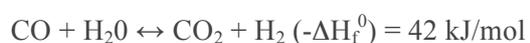
- Pirólisis



- Combustión



-Gasificación



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 H_2O y CO_2 , mientras que aumentan las de CO y H_2 . En cambio, al aumentar la presión, disminuyen las concentraciones de CO y H_2 , aumenta la de H_2O , y apenas varía la de CO_2 .

Además, en los procesos a baja temperatura se producen cantidades apreciables de especies como metano (CH_4), alquitranes, aceites y fenoles.

Por las condiciones reductoras en que se produce la gasificación, el azufre del carbón no se convierte en SO_2 , sino en H_2S y COS . De forma similar, el nitrógeno del carbón se transforma en NH_3 y 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.

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%.
- Calor en el residuo sólido (escoria fundida y ceniza seca), y pérdidas de calor al ambiente: 10%.

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
- Lecho fluidizado
- Lecho arrastrado

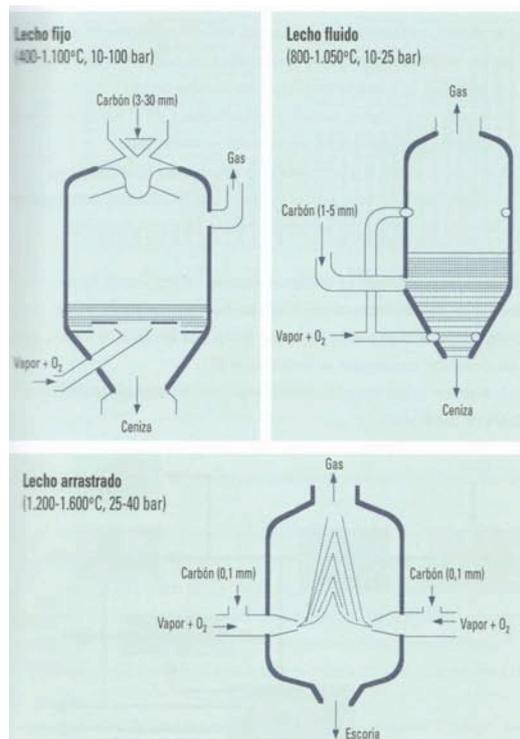


Figura 4.26. Tipos de gasificadores. [Manuel Treviño Coca, Tecnología de gasificación integrada en ciclo combinado: GICC. Aplicación real en España: ELCOGAS. Puertollano]

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:

- Electricidad
- Producción de hidrógeno
- Productos químicos

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.

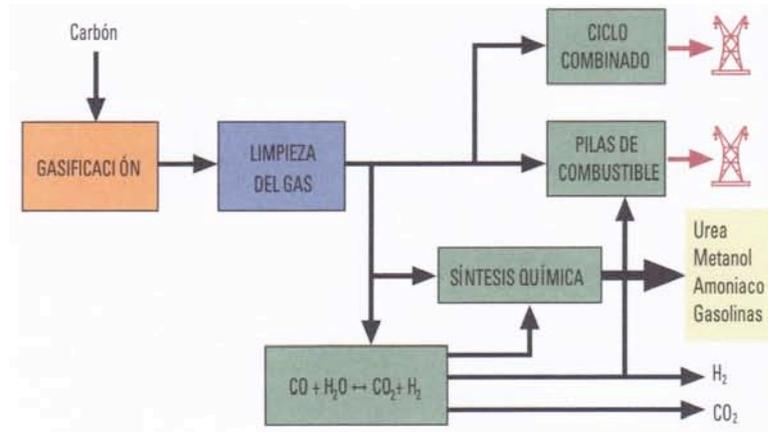


Figura 4.27. Aplicaciones de la gasificación. [Manuel Treviño Coca, Tecnología de gasificación integrada en ciclo combinado: GICC. Aplicación real en España: ELCOGAS. Puertollano]

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/Nm³ frente a 4,5 MJ/Nm³)
- Por no estar diluido con N₂, 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.

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 ($>700^\circ C$) transportan iones de oxígeno selectivamente.

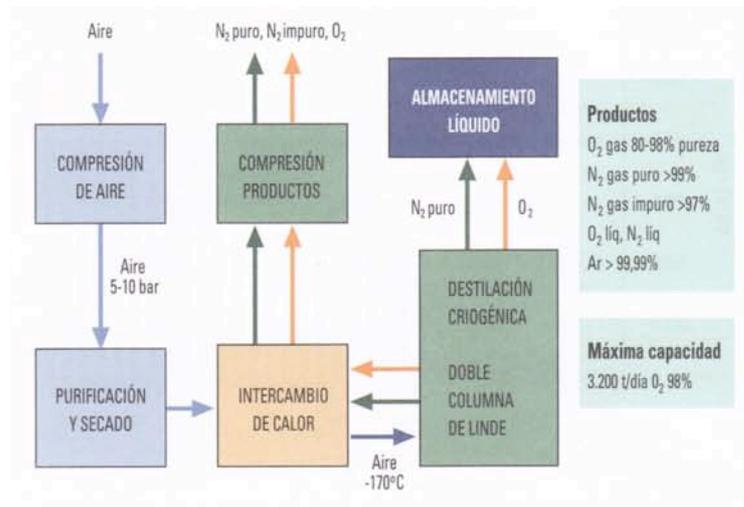


Figura 4.28. Esquema y productos de una planta de fraccionamiento de aire. [Manuel Treviño Coca, Tecnología de gasificación integrada en ciclo combinado: GICC. Aplicación real en España: ELCOGAS. Puertollano]

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 en 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:

- Integración de los sistemas agua-vapor de la isla de gasificación y del ciclo combinado.
- Integración lado nitrógeno entre ASU y ciclo combinado.
- Integración lado aire entre ASU y ciclo combinado.

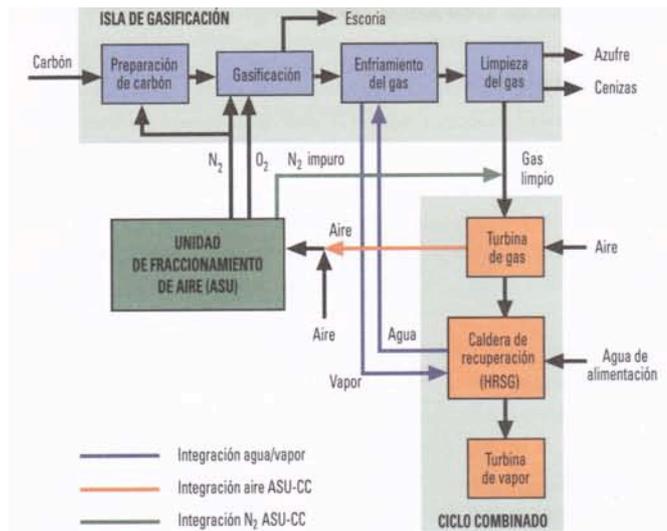


Figura 4.29. Diagrama de bloques y opciones de integración para una central GICC. [Manuel Treviño Coca, Tecnología de gasificación integrada en ciclo combinado: GICC. Aplicación real en España: ELCOGAS. Puertollano]

Los valores de elevada eficiencia y disponibilidad de combustibles de la tecnología GICC llevan aparejados de forma indirecta importantes beneficios medioambientales: baja emisión de CO₂ 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 trate 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 (SO₂, NO_x, partículas), se puede hablar de un impacto contaminantes global muy limitado: los residuos sólidos son subproductos comerciales, tiene un bajo consumo relativo de agua, y emite menores cantidades de CO₂, mercurio y metales pesados que otros procesos basados en carbón.

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:

El carbón es el combustible fósil más abundante, y de reparto más equitativo a escala mundial.

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 previsibles. Frente a esto, el carbón exhibe una gran estabilidad de precios.

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.

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), neumático, plástico 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.

Tabla 4.3. Características de diversos combustibles gasificables.

	Carbón tipo (Illinois)	Carbón tipo (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	-	-	4720	350	2560	5150
PCS (MJ/kg)	25,50	13,58	32,65	20,06	26,96	18,91	9,95

Tecnología GICC para uso limpio del carbón

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
- Gasificación con oxígeno puro

Los tres tipos de gasificadores existentes: 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.

Tabla 4.4. Combustible y aplicación preferible de distintos tipos de gasificador.

Tipo de gasificador y características	Combustible y aplicación más indicada
<p><u>Lecho fijo</u></p> <ul style="list-style-type: none"> - Alto $t_{residencia}$ 15-60 min - Combustible grueso, 5-30 mm - Alta eficiencia - Baja T_{gas} (400-500°C), se producen alquitranes e hidrocarburos - Elevado contenido de CH₄ en gas sintético 	<ul style="list-style-type: none"> - Flexible, amplio rango de carbones, excepto aquellos con tendencia a producir finos. - Indicado para combustibles difícilmente pulverizables: biomasa, residuos - Mejor en aplicaciones de síntesis química, en las que los hidrocarburos producidos sean útiles. - Limita las opciones de co-producir H₂.
<p><u>Lecho fluidizado</u></p> <ul style="list-style-type: none"> - Temperatura 800-1050°C - Combustible tamizado, <5mm - Baja eficiencia, inquemados - $t_{residencia}$ medios, 10-100 s 	<ul style="list-style-type: none"> - Requiere carbones muy reactivos (lignitos), y biomasa. Indicado para utilizar carbones con alto contenido en cenizas, o con cenizas de alto punto de fusión. (India, Australia, Sudáfrica). - Más indicado para GICC a escala pequeña-mediana.
<p><u>Lecho arrastrado</u></p> <ul style="list-style-type: none"> - Las cenizas se extraen como escoria fundida - Combustible pulverizado, <100μm - Alta temperatura del gas 1000-1600°C - Bajo $t_{residencia}$, 1-5 s - Elevada eficiencia - No produce alquitranes ni hidrocarburos 	<ul style="list-style-type: none"> - El más versátil, aunque no son recomendables carbones con estas características: <ul style="list-style-type: none"> → Con cenizas de alto punto de fusión (ej: Australia). → Muy alto contenido en cenizas (>25%, ej: India). Son gasificables, pero implican menor eficiencia y mayores costes. → Alto % de cloro (mayor de 0,5%). - Gran capacidad unitaria y eficiencia, por lo que es el más adecuado para grandes centrales GICC.

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 H₂ y vapor de proceso a la refinería.

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 únicamente del 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
- Costes variables

- Costes/Beneficios sociales y ambientales

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.

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 represente hasta el 70% del coste por KWh producido, y muestra una tendencia actual inestable y alcista.

A continuación se muestra el límite de competitividad entre GICC, y CCGN, en función de factores como el precio del gas natural, el coste 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%).

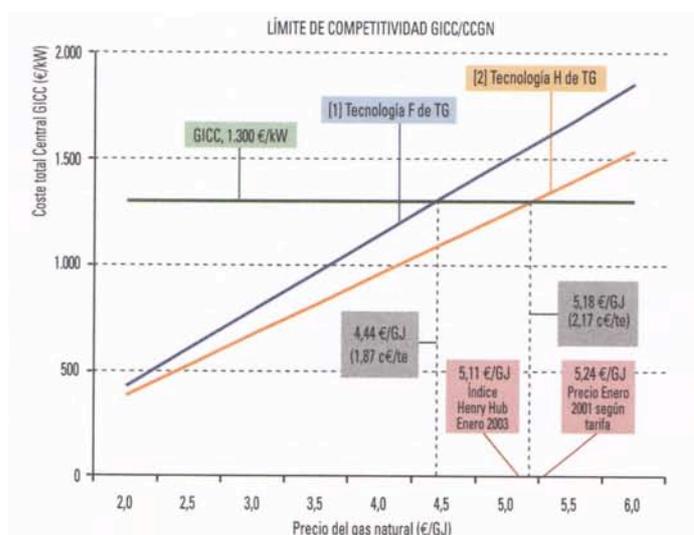


Figura 4.30. Competitividad según coste de inversión de GICC y precio del gas natural. [Manuel Treviño Coca, Tecnología de gasificación integrada en ciclo combinado: GICC. Aplicación real en España: ELCOGAS. Puertollano]

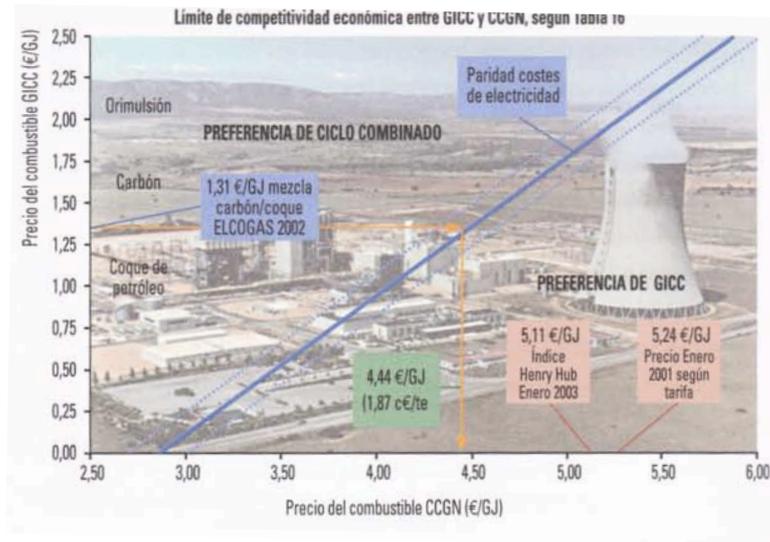


Figura 4.31. Competitividad GICC y CCGN en función del precio del combustible. [Manuel Treviño Coca, Tecnología de gasificación integrada en ciclo combinado: GICC. Aplicación real en España: ELCOGAS. Puertollano]

El GICC de Puertollano ELCOGAS

La planta de GICC de 335MW (ISO) cuenta con una extensión total de parcela de 480000 m² y está situada en Puertollano, provincia de Ciudad Real.

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 diseño de la central GICC de Puertollano está basado en el concepto de máxima integración entre las tres unidades principales, de la planta:

- Isla de Gasificación
- Ciclo combinado
- Unidad de fraccionamiento de aire, de alta presión

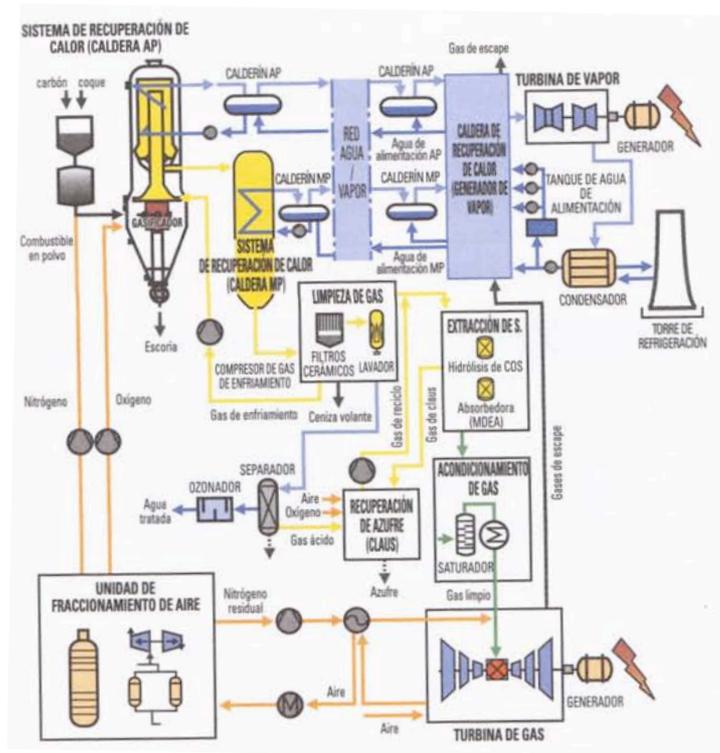


Figura 4.32. Descripción general del proceso de la central GICC de ELCOGAS. [Manuel Treviño Coca, Tecnología de gasificación integrada en ciclo combinado: GICC. Aplicación real en España: ELCOGAS. Puertollano]

- Isla de gasificación

Los principales sistemas de la isla de gasificación son:

→ Parque de carbones y sistemas de preparación de combustible

Los principales datos del combustible de diseño se muestran a continuación:

Tabla 4. 5. Propiedades de carbón, coque y mezcla al 50% en peso.

	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

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 caliente, 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.

Tabla 4.6. Datos de la planta de preparación de carbón.

Número de molinos	2x60%
Capacidad de combustible sólido	2600 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 N2

→ 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.

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.

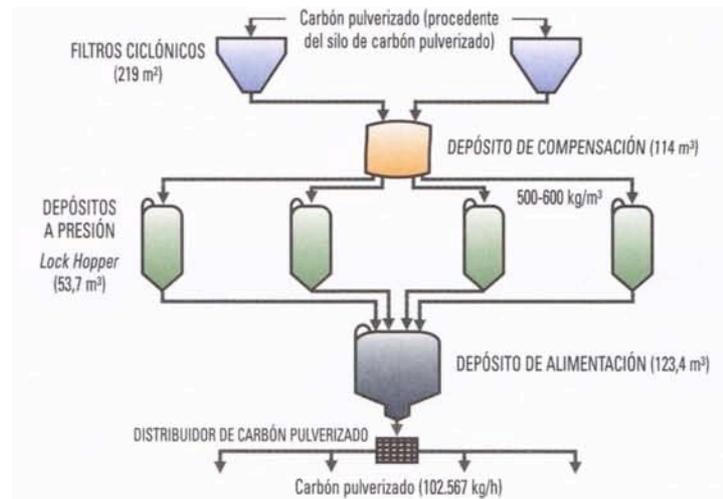


Figura 4.33. Sistema de presurización y alimentación del combustible al gasificador.
[Manuel Treviño Coca, Tecnología de gasificación integrada en ciclo combinado: GICC.
Aplicación real en España: ELCOGAS. Puertollano]

Tabla 4.7. Datos de diseño del gasificador.

Presión cámara reacción	25 bar
Temperatura cámara reacción	1200-1600°C
Capacidad combustible alimentado	2600 t/día
Capacidad producción gas crudo	180000 Nm³/h
Grado de conversión de carbono	98-99%

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.

→ 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.

Tabla 4.8. Producción y características de escoria gruesa y finos de escoria.

	Escoria	Finos de escoria
Producción	24,3 t/h	1200 kg/h
Humedad (% peso)	10%	50%
Composición (% peso, base seca)	1,9% C	60,0%C
	98,1% cenizas	40,0% cenizas

→ 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 1550°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.

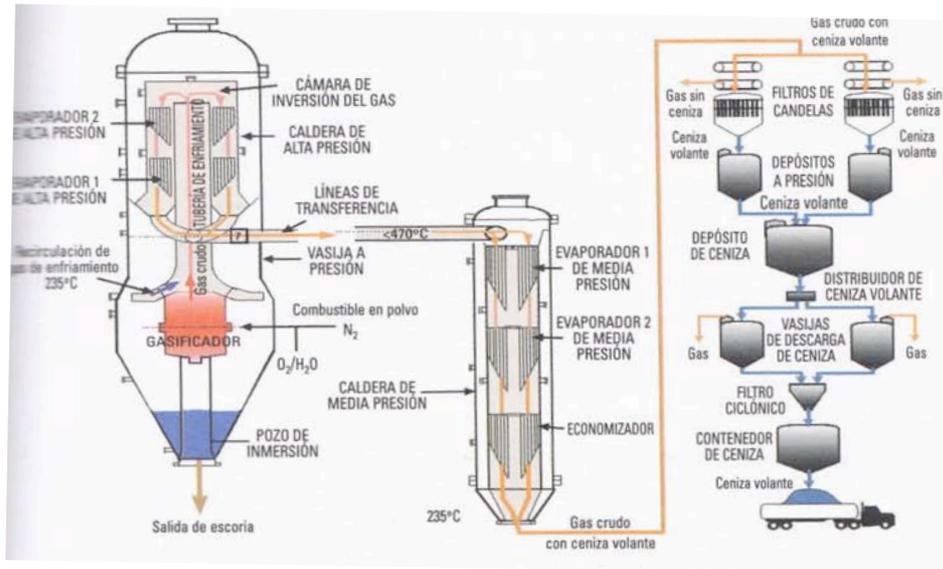


Figura 4.34. Gasificador, sistema de recuperación de calor y filtración del gas. [Manuel Treviño Coca, Tecnología de gasificación integrada en ciclo combinado: GICC. Aplicación real en España: ELCOGAS. Puertollano]

El enfriamiento se produce en tres etapas:

- 1550-800°C
- 800-400°C
- 400-235°C

→ Sistema de limpieza del gas

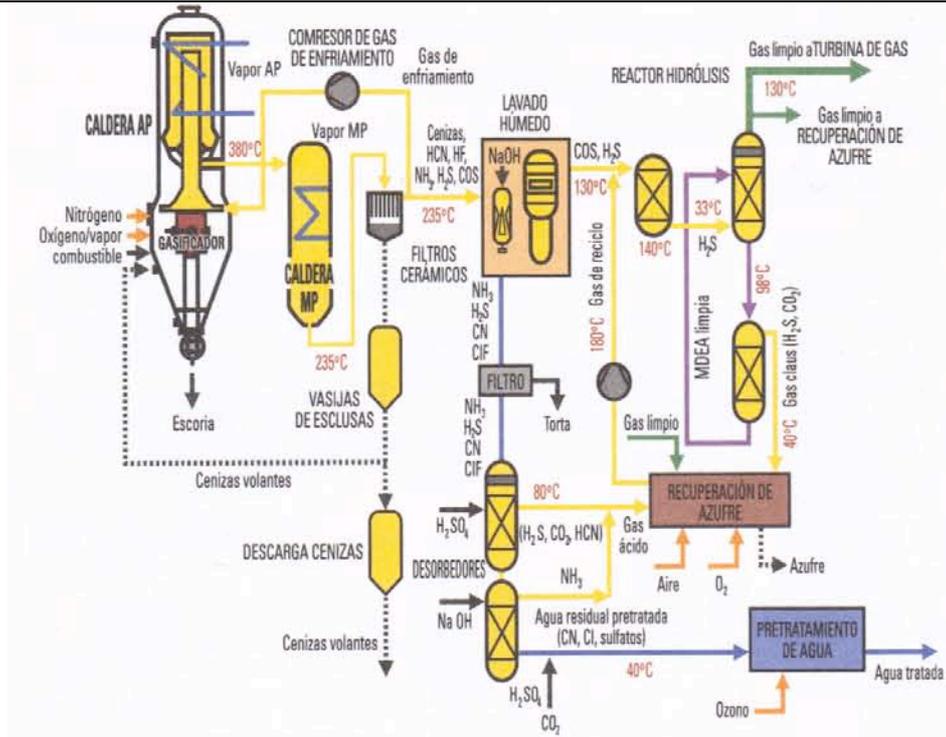


Figura 4.35. Diagrama general de gasificación y sistema de limpieza del gas. [Manuel Treviño Coca, Tecnología de gasificación integrada en ciclo combinado: GICC. Aplicación real en España: ELCOGAS. Puertollano]

a) Filtración de cenizas volantes

El gas, tras ser enfriado, pasa por dos filtros cerámicos que reducen al mínimo su contenido en partículas.

Tabla 4.9. Datos de diseño de los filtros y características de las cenizas volantes.

Temperatura del gas crudo	235-250°C
Caudal de diseño de gas crudo	435000 Nm ³ /h
Número de elementos filtrantes	2072 (1036 en cada filtro)
Tecnología de filtración	Elementos cerámicos de SIC
Tipo de sistema de limpieza	Pulsos de N ₂ a alta presión
Contenido final de partículas del gas	<3 mg/Nm ³
Cantidad de cenizas volantes separadas	3,0 t/h
% quemados en cenizas volantes	4%

A la salida de los filtros cerámicos, parte del caudal de gas (235000-325000 Nm³/h) se comprime en un compresor centrífugo, y se recicla al gasificador como gas de enfriamiento.

b) Lavado de gases ácidos

El lavado físico con agua del gas bruto restante (180000 Nm³/h) en un dispositivo tipo Venturi permite retener compuestos contaminantes (HCL, HF, NH₃, HCN y parcialmente H₂S y CO₂), 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 arrastrado en el lavado es recirculada a través de un separador. Para evitar un aumento continuo del contenido en contaminantes de dicha agua, una parte (10 m³/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 CO₂, H₂S y HCN, y una columna básica para separar NH₃. Los gases se envían a la planta Claus de recuperación de azufre, y el agua pasa a la planta de tratamiento de afluentes para su depuración final.

Tabla 4.10. Propiedades del gas bruto a la salida del lavado húmedo.

Presión	23,6 bar
Temperatura	126°C
Caudal	180937 Nm ³ /h, seco
Poder Calorífico Inferior PCI	10429 kJ/Nm ³

c) 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 H₂S ($\text{COS} + \text{H}_2\text{O} \rightarrow \text{H}_2\text{S} + \text{CO}_2$), y el HCN en NH₃ ($\text{HCN} + 2\text{H}_2\text{O} \rightarrow \text{NH}_3 + \text{HCOOH}$).
- Columna de absorción con MetilDiEtanoAmina (MDEA), que captura selectivamente H₂S. 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.

Tabla 4.11. Datos de diseño de la unidad de desulfuración.

Disolvente empleado	MDEA en solución acuosa 50% peso	
Temperatura de absorción	33°C	
Temperatura de regeneración	98°C	
Propiedades del gas Claus	Caudal	4652 Nm ³ /h, seco
	CO ₂ (%vol)	50,67%
	H ₂ S(%vol)	48,95%

Tabla 4.12. Propiedades finales del gas limpio enviado al ciclo combinado.

Presión	21,3 bar	
Temperatura	130°C	
Caudal	183053 Nm ³ /h, seco	
Contenido en azufre	<25 mgS/Nm ³	
Composición (%vol, base seca)	CO	60,51
	H ₂	22,08

	N ₂	12,46
	CO ₂	3,87
	Ar	1,03
Poder Calorífico Inferior PCI	10029 kJ/Nm ³	

d) 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 H₂S en azufre sólido elemental. Además, en los hornos se consigue la conversión catalítica de amoníaco (NH₃) y cianhídrico (HCN) en nitrógeno elemental.

Tabla 4.13. Producción y calidad del azufre.

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

e) 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 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.

→ 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 NO_x en la combustión y mejorar en eficiencia de integración. Como resultado de estas dos operaciones (saturación y mezcla con N₂), se tienen niveles de emisión de NO_x en modo GICC inferiores a 150 mg/Nm³ al 6% de O₂.

Tabla 4.14. Propiedades del gas limpio a la entrada de la turbina de gas.

Presión	19,4 bar
Temperatura	302,0 °C
Caudal	120,2 kg/s
Poder Calorífico Inferior PCI	4242 kJ/kg

- Ciclo combinado

El ciclo combinado puede operar con gas natural y con gas de carbón.

Tabla 4.15. Datos de diseño del ciclo combinado.

	Gas de síntesis	Gas Natural
Combustible empleado en el ciclo combinado		
Poder calorífico del combustible PCI (kJ/kg)	4242	49220
Potencia de Turbina de Gas (MW)	182,3	195,1

Potencia de Turbina de Vapor (MW)	135,4	85,6
Potencial eléctrico bruta (MW)	317,7	280,7
Eficiencia bruta del ciclo combinado (%PCI)	52,4	53,1
Emisiones mg/Nm ³ (6% O ₂)	SO ₂	25
	NO _x	150
	Partículas	7,5

- Turbina de gas

Tabla 4. 16. Datos de la turbina de gas.

Modelo	Siemens V94.3
Caudal de aire entrada compresor	537,0 kg/s
Número de etapas del compresor	17
Relación de compresión	15:1
Temperatura de combustión	1250°C
Temperatura de entrada a expansión	1120°C (ISO)
Número de etapas de expansión	4
Temperatura de salida	539°C
Eficiencia térmica	34,6%

- 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 300000 m² 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 escapa 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.

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

- 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%).

- Unidad de fraccionamiento de aire

La unidad de fraccionamiento de aire (ASU), 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
- Nitrógeno de 98% de pureza (nitrógeno residual)

Tabla 4.17. Datos de diseño de la unidad de fraccionamiento.

	Valor	Unidad	Destino
OXÍGENO GASEOSO			
Caudal	70000	Nm ³ /h	Gasificador
Pureza	85	%	
Presión	31	Bar	
NITRÓGENO-MEDIA PRESIÓN			
Caudal	22100	Nm ³ /h	Transporte de combustible, filtros de candelas
Pureza	99,99	%	
Presión	49	Bar	
NITRÓGENO-BAJA PRESIÓN			
Caudal	8150	Nm ³ /h	Isla de gasificación, preparación del carbón
Pureza	99,99	%	
Presión	4	Bar	
NITRÓGENO RESIDUAL			
Caudal	188000	Nm ³ /h	Turbina de gas
Pureza	>98	%	
Presión	18	Bar	
CAUDAL DE AIRE	288000		
CONSUMO DE AUXILIARES	28,7		

Sus sistemas más importantes son:

- a) 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 CO₂

- Hidrocarburos

b) 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.

c) 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 (>30 bar), 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.

- Sistemas auxiliares

- Sistema de refrigeración
- Dos calderas auxiliares
- Antorcha
- Generador diesel de emergencia
- Parque de transformación
- Sistema de almacenamiento y suministro de agua cruda
- Estación de regulación y medida (ERM) de gas natural
- Planta de agua desmineralizada
- Otros sistemas auxiliares: sistema de aire comprimido, sistema contraincendios, sistema HVAC de calefacción, ventilación y aire acondicionado.

- 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 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.

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

- Inflexibilidad de la operación por el diseño con integración total
- Limitaciones en la disponibilidad

El conocimiento adquirido en el diseño, construcción y operación de la central GICC de Puertollano ha permitido definir una serie de mejoras a incorporar en el diseño de una nueva planta GICC:

Tabla 4.18. Posibles mejoras en nuevos diseños GICC.

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 ₂	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 candela	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 ₂
Unidad de fraccionamiento de aire	Aumento de la capacidad de almacenamiento de N ₂ líquido	Eliminación del almacenamiento de O ₂ líquido. Flexibilización del control de pureza de O ₂
Turbinas de gas	Nuevas turbinas de gas de mayor eficiencia	Nuevas turbinas de gas de mayor potencia unitaria, beneficios de escala

4.5. INCONVENIENTES DE LAS CENTRALES TÉRMICAS CONVENCIONALES

Los principales problemas asociados a las centrales térmicas de carbón convencionales son la emisión de contaminantes atmosféricos entre los que se encuentran el dióxido de azufre (SO_2), los óxidos de nitrógeno (NO_x) y las partículas sólidas.

La concentración de estos contaminantes es superior a la de centrales de ciclo combinado o cogeneración que utilizan otros combustibles como gas natural, biogas, biomasa...

En cuanto a los contaminantes líquidos hay que tener presente las trazas de productos químicos utilizados en el control de la corrosión y del ensuciamiento, así como también el calor evacuado desde el condensador.

Los residuos sólidos comprenden la ceniza residual del combustible y de cualquier absorbente que se haya empleado en el sistema de control de la contaminación. Los residuos sólidos y gaseosos procedentes del combustible y del proceso de combustión se minimizan actuando sobre:

- La selección de un combustible adecuado
- El control del proceso de combustión

Las emisiones de SO_2 se pueden reducir

- Utilizando combustibles con bajo contenido en S
- Con la combustión en lecho fluidificado
- Mediante lavadores o depuradores de postcombustión

Las emisiones de NO_x se controlan mediante

- Quemadores especiales, con baja producción de NO_x
- Combustión en lecho fluidificado

Las cenizas volantes o partículas suspendidas en el seno de los humos se retiene por medio de:

- Filtro de tela o sacos
- Precipitador electrostático

, con rendimientos operativos del 99%.

El equipo de recogida de partículas, así como los subproductos sólidos que se generan en los depuradores de SO_2 , se deben:

- verter con cuidado al medio ambiente
- utilizar para alguna aplicación industrial

A continuación se indican algunos valores de emisiones, antes y después del control, para una unidad de producción de electricidad de 500 MW.

Tabla 4.19. Emisiones y subproductos de un generador de vapor de 500 MW.

Emisiones	Equipos típicos control	Tasa emisiones, (t/h)	
		Sin control	Con control
SO _x medido en SO ₂	Lavador húmedo con caliza	9,3	0,9
NO _x medido en NO ₂	Quemador bajo NO _x	2,9	0,9
CO ₂	No aplicable	485	485
Polvo a atmósfera	Precipitado electrostático o filtro de tela	22,9	0,05
Descarga térmica en aguas	Torre de refrigeración, tiro natural, 109 (MW _t)	2,8	0
Ceniza a vertedero	Vertido controlado	9,1	32
Lodos de lavador, yeso + agua	Vertido controlado	0	25

Las descargas de aguas se minimizan instalando sistemas de refrigeración en circuito cerrado, con grandes torres de refrigeración, para disipar en el aire el calor residual del ciclo energético, en lugar de emplear otras fuentes acuosas en circuito abierto.

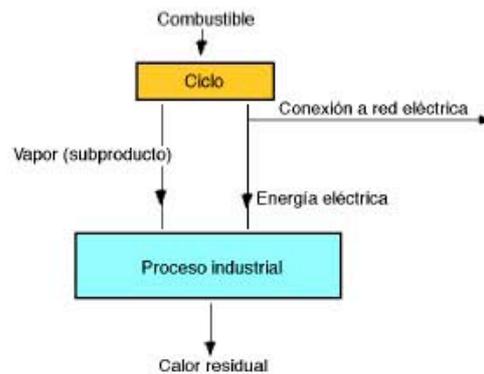
4.6. COGENERACIÓN

La cogeneración es la producción simultánea de varias formas útiles de energía (térmica, mecánica, eléctrica, etc.), a partir de un combustible único. En la práctica se concreta en la producción de electricidad, a la vez que se realizan otras operaciones industriales, como calefacción, calentamiento de procesos, gasificación de un combustible, etc.

Los sistemas de cogeneración se dividen en dos disposiciones básicas:

- Ciclos de cabeza (ciclos superiores)
- Ciclos de cola (ciclos inferiores)

A



b

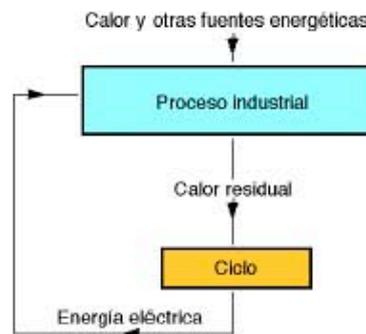


Figura 4.36. a) Ciclo de cabeza (ciclos superiores); b) Ciclos de cola (ciclos inferiores).
[<http://es.libros.redsauce.net/index.php?folderID=3>]

La bondad de la tecnología de cogeneración se mide por su eficiencia o rendimiento. Hay varios rendimientos a considerar:

- Rendimiento eléctrico

$$\eta_e = \frac{E}{Q}$$

η_e : rendimiento eléctrico

E : energía eléctrica generada en un período (kWh)

Q : combustible consumido por la planta, en kWh PCI

- Rendimiento global

$$\eta_g = \frac{V + E}{Q}$$

η_g : rendimiento global

V : calor útil producido (kWh)

- Rendimiento eléctrico equivalente

$$\eta_{ee} = \frac{E}{Q - \frac{V}{0,9}}$$

V/ 0,9 : combustible para generar V (kWh) de calor

Q - V/ 0,9 : combustible atribuible a la generación de electricidad en una planta de cogeneración (kWh)

Se asume que el rendimiento térmico de una caldera en la que se produjera el calor útil V es del 90%.

Una de las razones del éxito de las plantas de cogeneración es que son más respetuosas con el medioambiente que otras formas de generación de energía que utilizan combustibles fósiles. Sus emisiones atmosféricas son menores y menos contaminantes. La siguiente tabla indica las emisiones netas por unidad de energía eléctrica producida, es decir descontando la parte de las emisiones necesarias para producir el calor útil y suponiendo que éste se hace con un 90% de rendimiento.

Tabla 4.20. Emisiones de plantas de cogeneración y generación convencional en g/kWh eléctrico.

Contaminante	Turbina de gas	Cogeneración en ciclo combinado	Motor de gas	Motor fuelóleo	Central eléctrica de ciclo combinado	Central eléctrica de carbón
NO ₂	0,20	0,20	1,2	7,2	0,24	3,4
SO ₂	-	-	-	3		15
CO ₂	245	210	284	530	350	1000
CO	0,1	0,1	1,6	1,7	0,1	1,0

Emisiones de plantas de cogeneración y generación convencional en g/kWh eléctrico

Las plantas de cogeneración producen diferentes tipos de energía útil, la eléctrica y la térmica, se ha definido el rendimiento eléctrico equivalente como se indicó.

La posibilidad de producir no sólo calor, sino también frío con absorción (trigeneración) es muy interesante especialmente en el sector terciario, puesto que permite hacer una planta más grande y consiguientemente más eficiente, asegura una demanda total de calor más constante (cuando baja la demanda de calor suele aumentar la de frío) y, por tanto, un rendimiento global anual mayor.

A estas posibilidades, operando en la parte térmica, se puede unir otra que consiste en refrigerar el aire de entrada de la turbina mediante enfriadores evaporativos o mediante intercambiadores.

Las prestaciones de una turbina de gas, y en particular su potencia y su rendimiento dependen fuertemente de las condiciones ambientales del emplazamiento, sobre todo de la temperatura. Se puede ver que la potencia y el rendimiento aumentan al bajar la temperatura ambiente. La temperatura óptima depende de la turbina, pero suele estar alrededor de 0°C.

Dentro de los métodos de enfriamiento del aire de entrada a turbinas se utilizan casi exclusivamente dos: enfriador evaporativo y enfriador con intercambiador.

a) Enfriador evaporativo

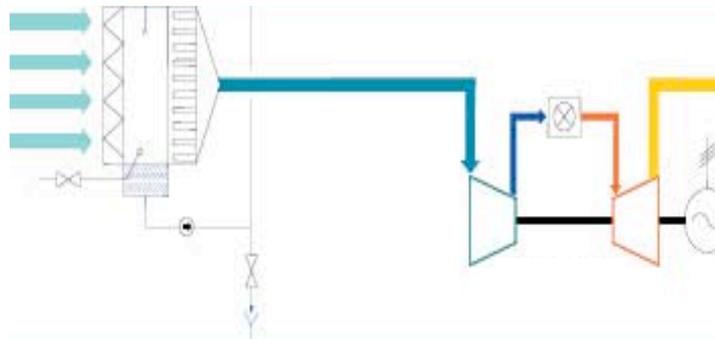


Figura 4.37. Refrigeración de aire a turbina de gas con enfriador evaporativo. [Guía de la cogeneración]

b) Enfriamiento con intercambiador

En cada instalación de cogeneración puede hacerse un estudio para determinar la solución más rentable. Ha de modelizarse la turbina de gas y teniendo en cuenta la variación en las condiciones ambientales, los excedentes de calor y precios de la energía, se puede determinar la mejor solución.

Ciclos de cola en motores

Hasta ahora se elegía entre turbinas o motores, y en el caso de ir a turbinas, se discutía si valía la pena o no combinar el ciclo. Ahora, con la disminución de los márgenes de rentabilidad por un lado y con la existencia de plantas con motores de bajo grado de aprovechamiento del calor, se piensa en la forma de combinar un ciclo de motores.

Se presenta así el ciclo en cola de motores con turbina de vapor de contrapresión/condensación como una buena fórmula para mejorar la rentabilidad de los ciclos de motores, consiguiendo rendimientos eléctricos totales de hasta el 47% e incluso más.

Este sistema se instala en plantas de varios motores. Se unen los gases de escape y éstos se llevan a una caldera de presión intermedia (20 a 40 bar), donde se produce vapor sobrecalentado que se dirige a una turbina de vapor donde se produce electricidad a precio de calor, o incluso gratis si había excedente de calor.

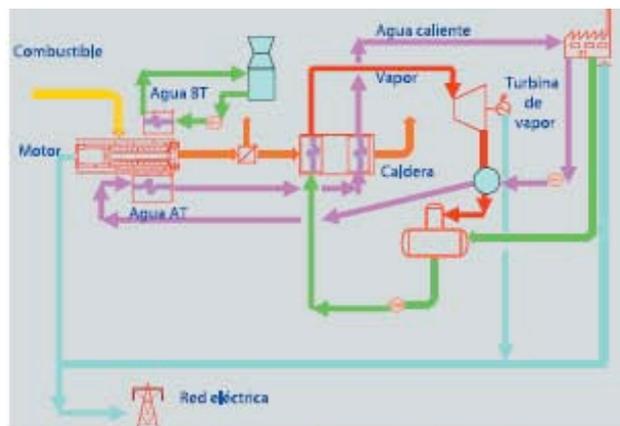


Figura 4.38. Ciclo combinado con motores. [Guía de la cogeneración]

Para tener una idea, una planta que posea cuatro motores de 3MW, con un caudal de gases de escape de 5,6 kg/s a 470°C, pueden producir en una caldera unos 2,3 kg/s de vapor a 25 bar y 380°C, y este vapor en una turbina de vapor a contrapresión de 1,5 bar produciría unos 0,8 MW, esto es hemos conseguido aumentar la potencia de la planta en un 7% aproximadamente.

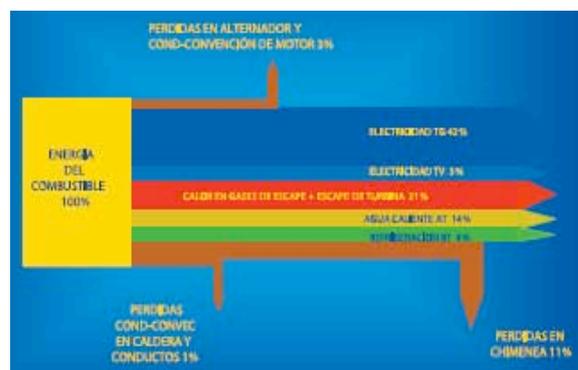


Figura 4.39. Diagrama de Sankey de un ciclo combinado con motores. [Guía de la cogeneración]

En motores de dos tiempos se produce electricidad también con la energía excedente en las turbos. De manera que en las modernas centrales eléctricas diesel se produce electricidad en tres lugares, de manera principal con el eje del motor, pero también con los turbocompresores mediante alternadores asíncronos y con turbina de vapor, al combinar el ciclo.

El equipo principal que compone una planta de cogeneración y alrededor del cual se desarrolla el resto de la planta, es el motor.

En la elección del equipo que más se ajusta a las necesidades de un determinado proyecto se contemplan:

- El rendimiento eléctrico, que es el parámetro de mayor importancia, que viene a significar la cantidad de energía eléctrica que el motor es capaz de generar por unidad de combustible.
- En segundo lugar hay que tener en cuenta que, para ser un cogenerador, se debe aprovechar la mayor cantidad de calor generado por el motor, cumplir con los mínimos exigidos por la normativa vigente y asegurarse así la rentabilidad de la inversión realizada. Existen distintos focos de calor en los motores –circuitos de refrigeración de alta y baja temperatura, gases de escape- y de distintas características de los mismos- caudales, temperaturas.

En la suma del rendimiento eléctrico, que es directo y dado por el fabricante, y del rendimiento térmico, se obtendrá el rendimiento final de la planta de cogeneración.

En la siguiente tabla se puede ver el REE que se obtiene según se consideren los aprovechamientos de los distintos focos de calor de un motor –escape y circuito de alta temperatura-, y considerando que el aprovechamiento térmico es del 100% de su potencial y constante en el tiempo.

Tabla 4.21. Rendimiento Eléctrico Equivalente o REE.

Potencia (kW)	5120
Caudal de gases escape (kW/h)	28,300
Temperatura gases escape (°C)	415
Calor recuperado gases escape (kW)	2,080
REE (Escape) (%)	55,6
Calor recuperado circ. agua alta temperatura (kW)	1,295
REE (Escape y cir. alta temperatura) (%)	65,8

La cogeneración se puede aplicar en toda instalación donde se requiera una demanda energética en forma de calor o frío.

El calor se puede aportar de diferentes maneras, considerando que el foco de mayor temperatura son los gases de escape, con unos valores de entre 380°C y 450°C, con la tecnología de hoy en día.

Este calor puede ser transformado en forma de aire caliente, agua caliente, vapor o aceite térmico,

O usados directamente en procesos como los de secado, siempre que el proceso lo permita.

Por otro lado se tienen los circuitos de alta y baja temperatura, de los cuales se puede sacar aire o agua caliente a menos de 100 °C. En el caso del circuito de baja temperatura difícilmente sale rentable su aprovechamiento por el pequeño salto térmico del que dispone.

El frío se obtiene mediante el uso de máquinas de absorción, lo que requiere instalaciones más costosas y voluminosas, que sólo se rentabilizan si el aprovechamiento del frío se lleva a cabo a lo largo de muchas horas de funcionamiento al año.

Básicamente se puede considerar, por un lado, el sector de la industria y, por otro, el sector terciario, residencial o comercial.

Entre las distintas aplicaciones industriales, que por sus demandas térmicas se puede hacer uso de la cogeneración, se encuentran las industrias del: papel, cerámicas, alimentación, madera, piscifactorías, granjas e invernaderos, deshidratadores, alperujos, fábricas de cueros, lavanderías y textil, vidrio y plástico, farmacéutica, tratamiento de residuos, lodos y aguas residuales.

La cogeneración con turbogenerador: la turbina de gas para aplicaciones termoeléctricas

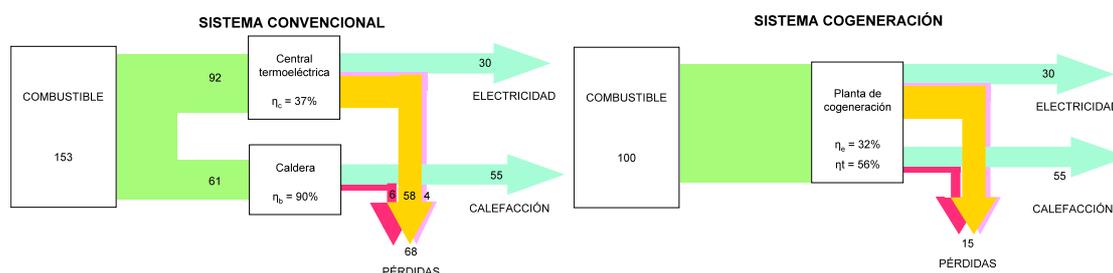


Figura 4.40. Diagrama de producción energética.

Cuando la cantidad de calor que se va a emplear en el proceso es notable y/o se requiere una alta disponibilidad o fiabilidad en el suministro, la tecnología con turbina de gas resulta adecuada.

Un turbogenerador es un conjunto de elementos principales (turbina de gas, reductor de velocidad y generador eléctrico) y elementos auxiliares (sistemas de gas, lubricación, control, filtrado de aire, etc.) que suelen alojarse en un cerramiento acústico total o parcialmente –que puede estar ubicado en intemperie- donde se han montado los elementos y sus conexiones.

Las aplicaciones del turbogenerador dependen según las necesidades de las industrias o plantas de generación de donde están ubicadas y pueden ser de:

- Generación de potencia eléctrica donde se aprovechan los gases calientes en una caldera de recuperación de calor para producir vapor y/o (opcional) agua caliente.

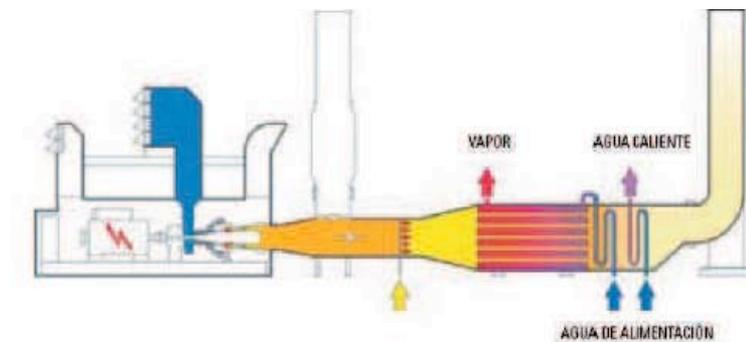


Figura 4.41. Generación de potencia eléctrica con aprovechamiento de gases calientes en caldera de recuperación de calor para producir vapor y/o agua caliente. [Guía de la cogeneración]

- Generación de potencia eléctrica donde se aprovechan los gases calientes en una caldera de recuperación de calor para producir vapor después de haber intercambiado su energía para calentar aceite térmico.

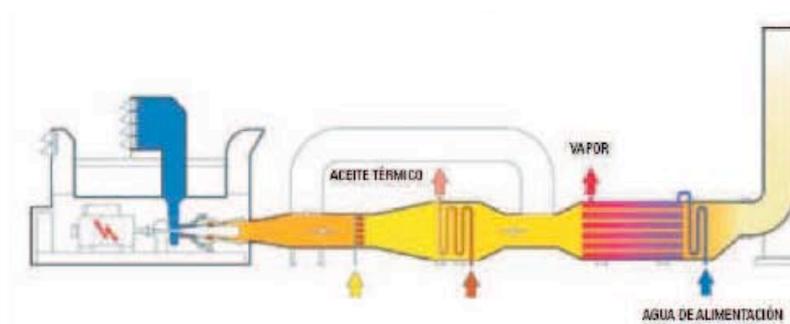


Figura 4.42. Generación de potencia eléctrica con aprovechamiento de gases calientes en caldera de recuperación de calor para producir vapor después de intercambiar su energía para calentar aceite térmico. [Guía de la cogeneración]

- Generación de potencia eléctrica donde se aprovechan los gases calientes para producir frío

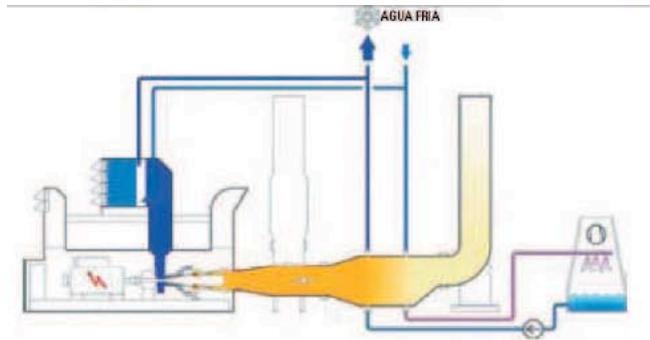


Figura 4.43. Generación de potencia eléctrica con aprovechamiento de gases calientes para producir frío a partir de vapor saturado o aprovechando los gases de escape en los chillers. [Guía de la cogeneración]

- Generación de potencia eléctrica donde se aprovechan los gases calientes para el secado de arcilla en la atomización.

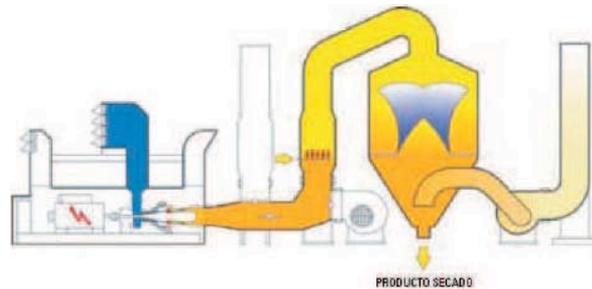


Figura 4.44. Generación de potencia eléctrica con aprovechamiento de gases calientes para secar arcilla en la atomización. [Guía de la cogeneración]

- Generación de potencia eléctrica donde se aprovechan los gases calientes para el secado de papel fino, telas especiales o alimentos.

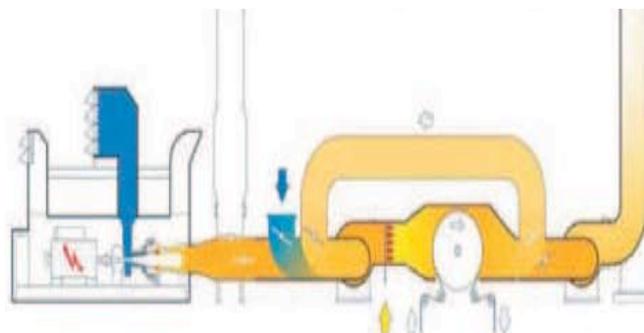


Figura 4.45. Generación de potencia eléctrica con aprovechamiento de gases calientes para secar papel, telas o alimentos. [Guía de la cogeneración]

- Generación de potencia eléctrica donde se aprovechan los gases calientes para el secado de biomasa.

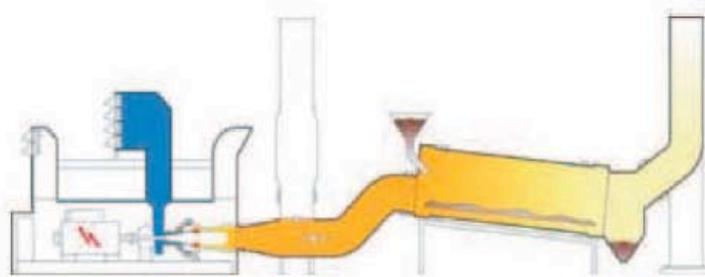


Figura 4.46. Generación de potencia eléctrica con aprovechamiento de gases calientes para secar biomasa. [Guía de la cogeneración]

- Generación de potencia eléctrica donde pueden extraerse o no ciertas cantidades de vapor y/o agua caliente, dando la oportunidad a una turbina de vapor de generar energía eléctrica adicional a la turbina de gas.

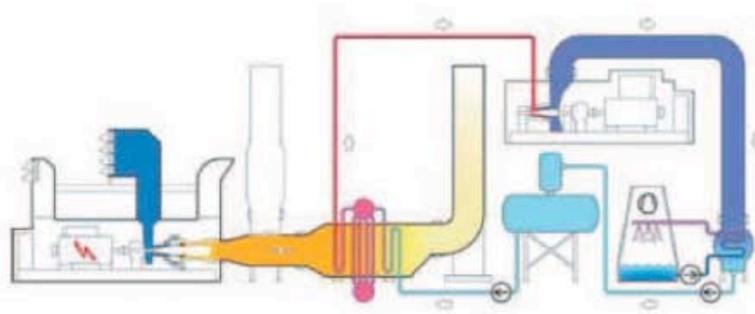


Figura 4.47. Generación de potencia eléctrica con extracción de vapor y/o agua caliente, y generación de electricidad con turbina de gas y adicionalmente con turbina de vapor. [Guía de la cogeneración]

- Generación de potencia eléctrica donde no se aprovechan los gases de escape y se vehículan a la atmósfera.

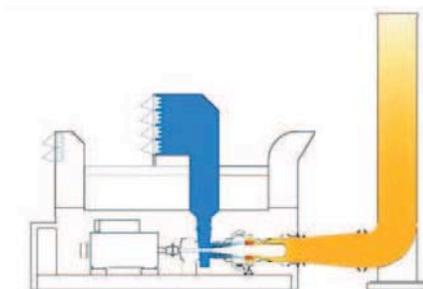


Figura 4.48. Generación de potencia eléctrica con aprovechamiento de gases de escape y vehiculación a la atmósfera. [Guía de la cogeneración]

La cogeneración se considera como la mejor tecnología disponible para la utilización de los combustibles. Para sacarle el máximo partido, el tipo y características de la planta debe adaptarse a la utilización. Dentro de los sistemas disponibles hay muchas posibilidades. De la apropiada configuración, dimensionamiento y diseño de la planta depende que puedan obtenerse las mejores prestaciones y, por tanto, el máximo ahorro energético, la máxima rentabilidad y mínimas emisiones.

Tipos de plantas de cogeneración

I) Cogeneración con turbinas de gas en ciclo simple

En los sistemas con turbina de gas se quema combustible en un turbogenerador. Parte de la energía se transforma en energía mecánica, que se transformará con la ayuda del alternador en energía eléctrica. Su rendimiento eléctrico es normalmente inferior al de los motores alternativos, pero presentan la ventaja de que permiten una recuperación fácil del calor, que se encuentra concentrado en su práctica totalidad en los gases de escape, que están a una temperatura de unos 500°C, idónea para producir vapor en una caldera de recuperación.

Cuando se presenta en el denominado ciclo simple, el sistema consta de una turbina de gas y una caldera de recuperación, generándose vapor directamente a la presión de utilización en la planta de proceso asociada a la cogeneración. Su aplicación es adecuada cuando las necesidades de vapor son importantes (>10 t/h), situación que se encuentra fácilmente en numerosas industrias (alimentación, química, papelera). Son plantas de gran fiabilidad y económicamente rentables a partir de un determinado tamaño y si tienen un importante número de horas de funcionamiento con demanda de calor continua.

Si la demanda de vapor (o calor de una forma más general) es mayor que la que pueden proporcionar los gases de escape, puede producirse una cantidad adicional utilizando un quemador de postcombustión, introduciendo combustible directamente a un quemador especial, con el que cuenta la caldera. Esto puede hacerse porque los gases de escape son aún suficientemente ricos en oxígeno. Por el contrario, el escape de un motor alternativo tiene un contenido de oxígeno menor del que permite una combustión segura, por lo que es necesario enriquecerlo previamente en oxígeno, si se quiere hacer la postcombustión, y ante esta dificultad, se suele optar por mantener calderas auxiliares de reserva para el caso de necesidades suplementarias de calor.

El diseño del sistema de recuperación de calor es fundamental, pues la economía del proyecto está directamente ligada al mismo, ya que el peso de la recuperación del calor en la rentabilidad es mayor que en las plantas con motores alternativos.

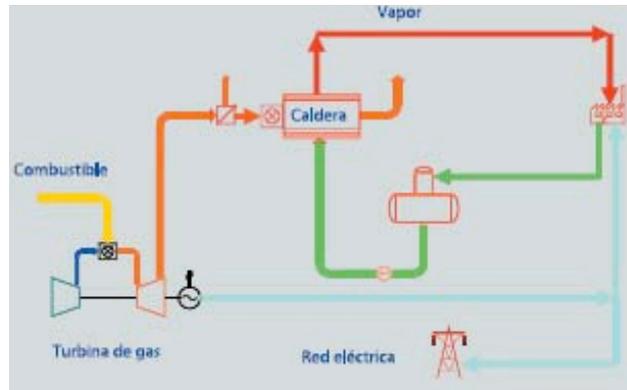


Figura 4.49. Planta de cogeneración con turbina de gas. [Guía de la cogeneración]

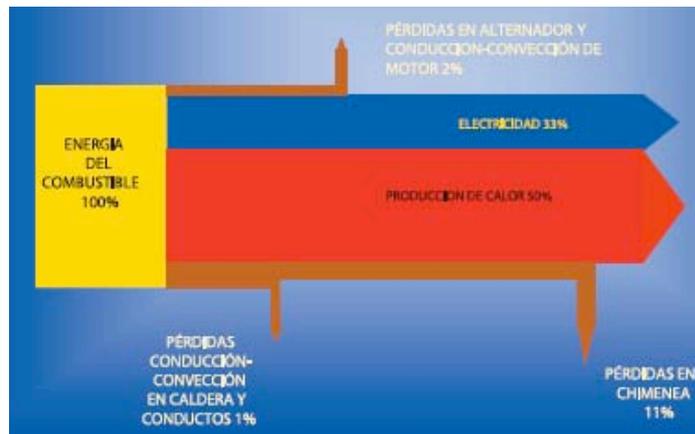


Figura 4.50. Diagrama de Sankey de planta de cogeneración con turbina de gas. [Guía de la cogeneración]

Existe la posibilidad de aprovechar directamente el calor de los gases de escape sin hacerlos pasar por una caldera. El gas de escape puede ser utilizado en aplicaciones tales como secaderos, bien aplicando directamente el gas de escape sobre el material a secar o a través de un intercambiador gas-aire.

II) Cogeneración con turbina de vapor

En estos sistemas, la energía mecánica se produce por la expansión del vapor de alta presión procedente de una caldera convencional. Históricamente, este ciclo fue el primero que se usó en cogeneración. Actualmente su aplicación ha quedado prácticamente limitada como complemento para ciclos combinados o en instalaciones que utilizan combustibles residuales, como biomasa y residuos.

Dependiendo de la presión de salida del vapor de la turbina se clasifican en turbinas a contrapresión, en donde esta presión está por encima de la atmosférica y las turbinas a condensación, en las cuales ésta está por debajo de la atmosférica y han de estar provistas de un condensador.

La aplicación típica de cogeneración es con turbina de vapor a contrapresión, siendo el vapor del escape de la turbina el que se envía al proceso.

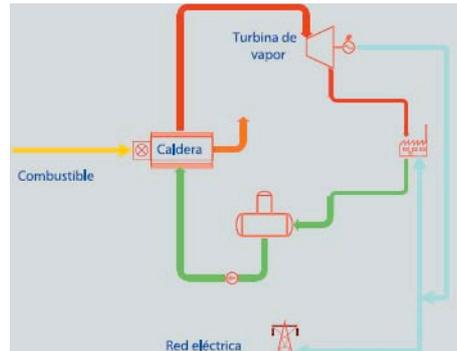


Figura 4.51. Planta de cogeneración con turbina de vapor. [Guía de la cogeneración]

III) Cogeneración en ciclo combinado con turbina de gas

Los gases de escape de la turbina de gas atraviesan la caldera de recuperación donde se produce vapor de alta presión. Este vapor se expande en una turbina de vapor produciendo energía eléctrica adicional. El escape de la turbina será vapor de baja presión, que puede aprovecharse como tal o condensarse en un condensador presurizado, produciendo agua caliente o agua sobrecalentada, que será utilizado en la industrial asociada. En este tipo de ciclo, si la demanda de calor disminuye, el vapor sobrante en el escape de la turbina puede condensarse, con lo que toda la energía de los gases no se pierde sino que al menos se produce una cierta cantidad de electricidad.

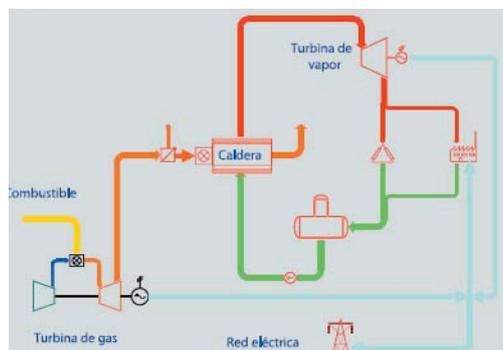


Figura 4.52. Plantas de cogeneración en ciclo combinado con turbina de gas. [Guía de la cogeneración]

En un ciclo combinado con turbina de gas el proceso de vapor es esencial para maximizar la eficiencia del mismo. La selección de la presión y la temperatura del vapor vivo se hacen en función de las condiciones de los gases de escape de la turbina de gas y de las condiciones de vapor necesarias para la fábrica. Por ello se requiere un diseño adaptado al consumo de la planta industrial asociada a la cogeneración, que disponga de gran flexibilidad para posibilitar su trabajo eficiente en situaciones alejadas del punto de diseño, al mismo tiempo que maximice la energía eléctrica producida por la turbina de vapor.

Una variante de este ciclo combinado es el ciclo combinado a condensación, en el que el aprovechamiento del calor proveniente del primer ciclo se realiza en la turbina de vapor, quedando ésta como elemento final del proceso. El vapor de salida se condensa en un condensador que trabaja a presión inferior a la atmosférica, para que el salto térmico sea el mayor posible. Este es el ciclo de las centrales eléctricas de ciclo combinado.

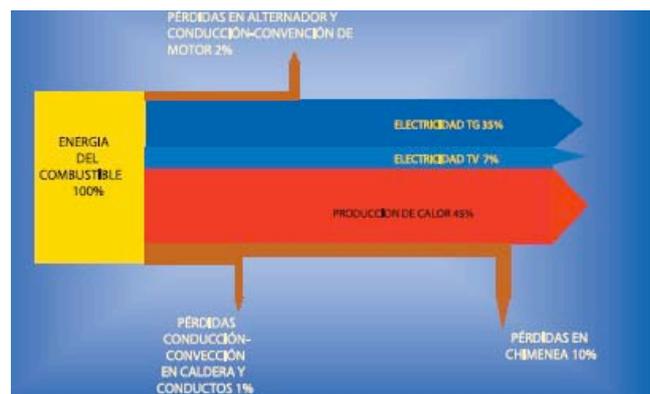


Figura 4.53. Diagrama de Sankey de planta de cogeneración en ciclo combinado con turbina de gas. [Guía de la cogeneración]

IV) Cogeneración con motor alternativo de gas o fuel en ciclo simple

Utilizan gas, gasóleo o fuel-oil como combustible. En general se basan en la producción de vapor o baja presión (hasta 10 bares) o aceite térmico y en el aprovechamiento del circuito de agua de refrigeración de alta temperatura del motor. Son también adecuados para la producción de frío por absorción.

Este tipo de instalaciones es conveniente para potencias bajas (hasta 15 MW), en las que la generación eléctrica es muy importante en el peso del plan de negocio. Los motores son la máquina térmica que más rendimiento eléctrico ha alcanzado.

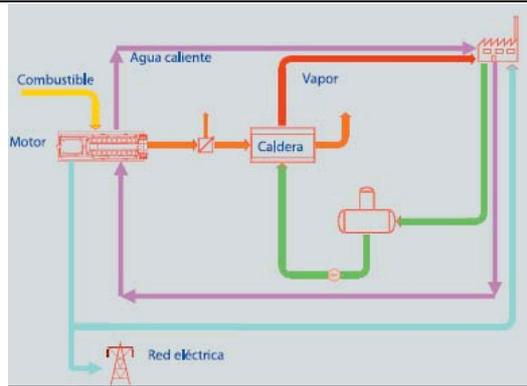


Figura 4.54. Planta de cogeneración con motor alternativo. [Guía de la cogeneración]

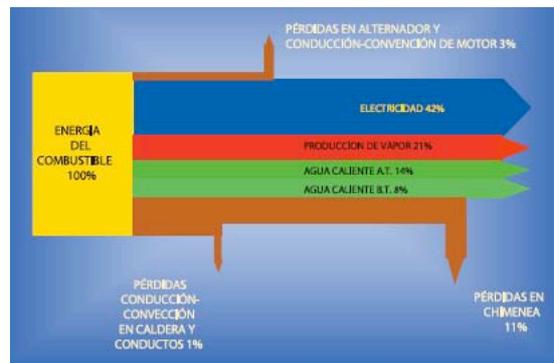


Figura 4.55. Diagrama de Sankey de planta de cogeneración con motor de gas. [Guía de la cogeneración]

V) Cogeneración con motor alternativo de gas o fuel. Ciclo simple para aprovechamiento de gases directos

Existe la posibilidad de aprovechar directamente el calor de los gases de escape sin hacerlos pasar por una caldera. El gas de escape puede ser utilizado en aplicaciones tales como secaderos, bien aplicando directamente el gas de escape sobre el material a secar o a través de un intercambiador gas-aire.



Figura 4.56. Diagrama de proceso de planta de cogeneración con motor de gas, para generación de aire caliente. [Guía de la cogeneración]

VI) Cogeneración en ciclo combinado con motor alternativo

En este tipo de plantas, el calor contenido en los gases de escape del motor se recupera en una caldera de recuperación, produciendo vapor que es utilizado en una turbina de vapor para producir más energía eléctrica o energía mecánica. El circuito de refrigeración de alta temperatura del motor se recupera en intercambiadores, así como el calor de los gases que abandonan la sección de generación de vapor hacia la turbina de vapor, y el calor recuperado se utiliza directamente en la industria asociada a la planta de cogeneración. El rendimiento eléctrico en esta planta es alto, mientras que el térmico disminuye considerablemente. Es interesante para plantas con demandas de calor bajas. El calor del escape de la turbina de vapor también puede aprovecharse, en cuyo caso mejora el rendimiento global.

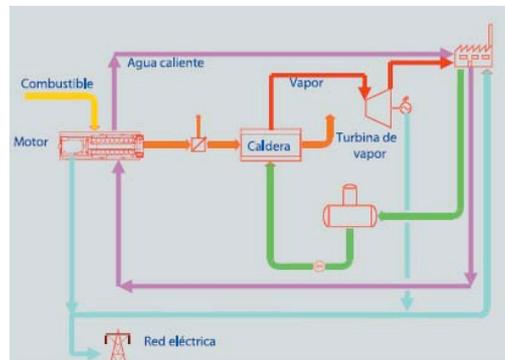


Figura 4.57. Planta de cogeneración en ciclo combinado con motor alternativo. [Guía de la cogeneración]

VII) Trigeneración

La trigeneración suele referirse a la generación simultánea de tres tipos de energía: energía eléctrica, energía térmica en forma de calor (agua sobrecalentada o vapor) y energía térmica en forma de frío. El frío se obtiene transformando parte o todo el agua caliente, sobrecalentada o vapor en agua fría, utilizando equipos de absorción (de amoníaco o de bromuro de litio).

La trigeneración, permite a la cogeneración, que inicialmente, no era económicamente viable en centros que no consumieran calor, acceder a centros que precisen frío que se produzca con electricidad. Facilita a la industrial del sector alimentario ser cogeneraciones potenciales. Asimismo, permite la utilización de cogeneración en el sector terciario (hoteles, hospitales, centros educativos, etc.) donde además de calor se requiere frío para climatización, y que debido a la estacionalidad de estos consumos (calor en invierno, frío en verano) impedía la normal operación de una planta de

cogeneración clásica. Al aprovecharse el calor también para la producción de frío, permite una mayor estabilidad en el aprovechamiento del calor.

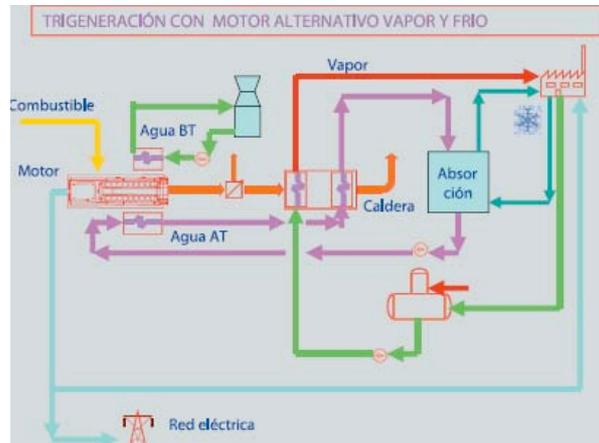


Figura 4.58. Planta de trigeneración con motor de gas. [Guía de la cogeneración]

En realidad en una planta de cogeneración se pueden producir otros productos útiles, a parte de la electricidad, calor y frío, como puede ser energía mecánica, aire comprimido o incluso CO₂. Algunas veces se llama a este tipo de plantas, de poligeneración.

La trigeneración por supuesto también puede tener como motor primario una turbina de gas. En este caso el calor para absorción viene exclusivamente de la caldera de recuperación de calor, bien sea en forma de vapor, agua caliente o sobrecalentada.

Aplicaciones de la cogeneración con turbina de gas

La turbina de gas es un motor térmico que se presta muy bien a cogeneración. El rendimiento eléctrico es muy variable dependiendo de su tamaño, yendo desde rendimientos del orden del 20% para las turbinas más pequeñas hasta el 40 a 45 % en unidades a partir de 30 MW. A parte de la electricidad producida y salvo unas pequeñas pérdidas, el resto de la energía del combustible va en los gases de escape a temperaturas del orden de 500 °C, que son fáciles de utilizar para generación de vapor o agua caliente, a las condiciones que se requieran por cualquier consumidor.

- a) Instalaciones de gases directos para secado (secado de minerales, atomizadores de cerámicas)

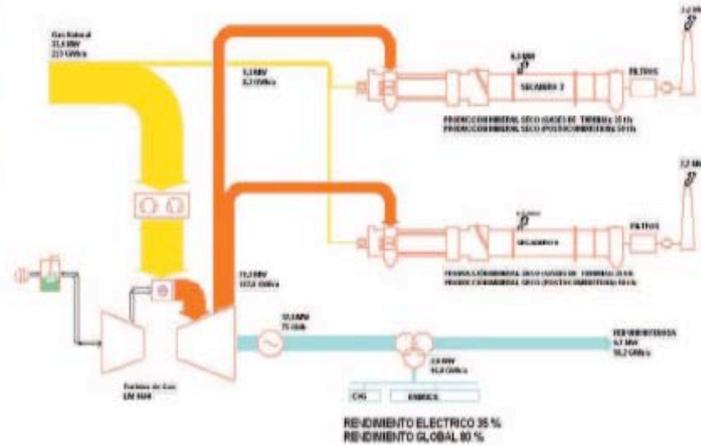


Figura 4.59. Planta de cogeneración con turbina de gas para secado. [Guía de la cogeneración]

b) Instalaciones en el sector alimentario (lácteo y derivados)

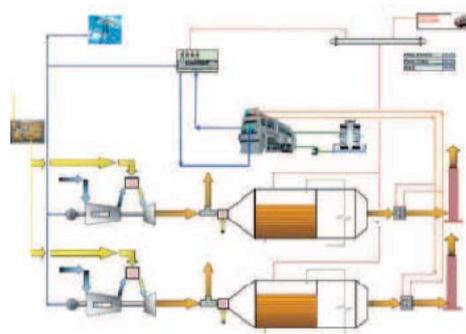


Figura 4.60. Planta de trigeneración con turbinas de gas en el sector lácteo. [Guía de la cogeneración]

c) Plantas del sector de celulosa y papel

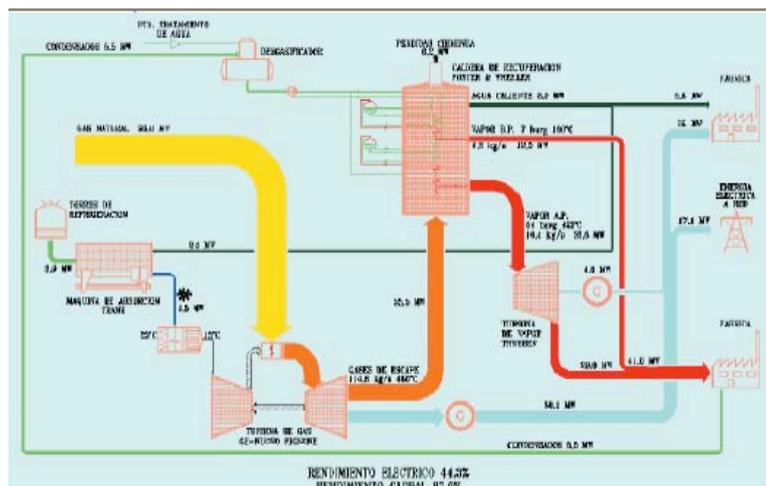


Figura 4.61. Balance de masa y energía de una planta de cogeneración en ciclo combinado en una fábrica de papel. [Guía de la cogeneración]

- d) Plantas del sector de fibra sintética y sector textil
- e) Plantas del sector químico
- f) Plantas del sector del automóvil
- g) Plantas de producción de sales industriales
- h) Plantas del sector refino

Aplicaciones de la cogeneración con motor de gas

Los motores alternativos tienen una dificultad respecto a otros equipos motores primarios, como las turbinas de gas para su utilización en cogeneración. Esta dificultad es que disponen de varias fuentes de calor en diferentes niveles térmicos, en general bastante bajos.

Existen cinco fuentes de energía térmica que puede ser recuperada en el motor alternativo de gas:

- Gases de escape
- Agua de refrigeración de camisas
- Agua de refrigeración del aceite de lubricación
- Agua de refrigeración del aire comprimido por el turbocompresor
- Calor de radiación del motor y refrigeración del alternador

Los gases de escape contienen aproximadamente un tercio de la energía del combustible, que puede ser usado para producir vapor (normalmente por debajo de 25 bar), agua sobrecalentada y/o agua caliente. Algunas aplicaciones industriales usan directamente los gases de escape para procesos de secado, sin pasar esa energía a un fluido caloportador como es el vapor o el agua sobrecalentada. En otras el fluido que se utiliza como vehículo para transportar el calor es aceite térmico. Se emplea aceite térmico cuando se requieren altas temperaturas (200-250 °C) para el proceso.

Para el mejor aprovechamiento térmico del agua del motor, las fuentes de calor del mismo (refrigeración de camisas y culatas, refrigeración del aceite y refrigeración del aire a la salida del turbocompresor) se separan en dos corrientes. Una es el circuito de alta temperatura, integrado por la refrigeración de camisas y culatas y la primera etapa de refrigeración del aire. Esta agua típicamente sale del motor a 90°C. La segunda corriente es el agua de baja temperatura, que integra generalmente la segunda etapa de refrigeración del aire de admisión y la refrigeración del aceite. La temperatura de salida de esta agua es del orden de 40 a 50 °C.

El agua de refrigeración de camisas puede producir agua caliente para diversos usos. También puede producir aire caliente, si se hace pasar el agua de refrigeración a través de un

intercambiador aire-agua. En este caso, el agua se hace circular por el circuito con la ayuda de una bomba, se calienta a su paso por el bloque motor y el calor absorbido lo cede en el intercambiador. Este intercambiador no es más que un serpentín por donde circula el agua y un gran ventilador que fuerza al aire a pasar a través del serpentín, calentándose.

El agua de refrigeración del aceite y de refrigeración del aire de admisión después de atravesar el turbocompresor suelen estar unidos y raramente se aprovechan, por su baja temperatura. En ocasiones, este calor se utiliza como precalentamiento del agua del circuito anterior. Normalmente se desecha y se vierte a la atmósfera con la ayuda de una torre de refrigeración o de un aerorefrigerador.

Por último, el calor radiado por el motor y el calor procedente de la refrigeración del alternador son muy difíciles de aprovechar, por su bajo nivel térmico y por la dificultad de diseñar un sistema apropiado para recuperar de forma útil esta energía.

Las disponibilidades de energía de un motor de gas son las siguientes:

- Gases de escape a unos 400-500°C que suelen contener aproximadamente un 22% de energía recuperable y un 10% de energía no recuperable que se pierde por chimenea.
- Agua caliente a alta temperatura, del orden del 14% de energía recuperable.
- Agua caliente de baja temperatura, del orden del 8% de la energía que no suele ser recuperable.
- Pérdidas del alternador y las del propio motor por conducción convección (4%).

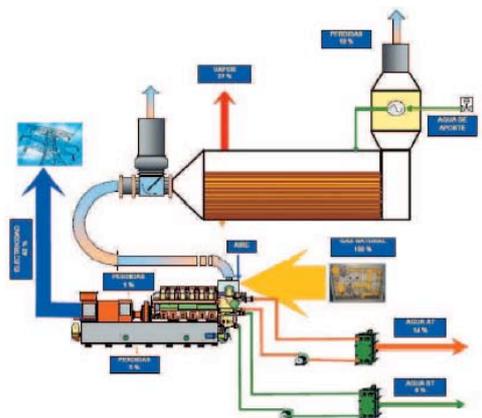


Figura 4.62. Balance de energía en una instalación de motor de gas con caldera de recuperación. [Guía de la cogeneración]

La ventaja competitiva de la cogeneración sobre la generación convencional es debida al aprovechamiento del calor. El motor tiene la ventaja del mayor rendimiento eléctrico en potencias bajas, pero menos cantidad de calor disponible en alta temperatura que las turbinas. El

hecho de que el calor provenga de tres fuentes separadas a temperaturas diferentes complica aún más las cosas.

Algunos ejemplos de aplicaciones de cogeneración en la industria son:

I) Instalaciones de gases directos y agua caliente de AT para secado (cerámica roja, secado de áridos)

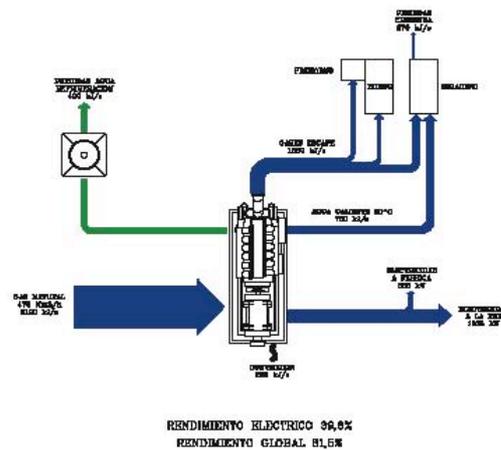


Figura 4.63. Balance energético de una planta de cogeneración en una fábrica de cerámica roja. [Guía de la cogeneración]

II) Instalaciones en sector alimentario (lácteo y derivados, zumos, embutidos, mataderos) (utilización de calor y frío)

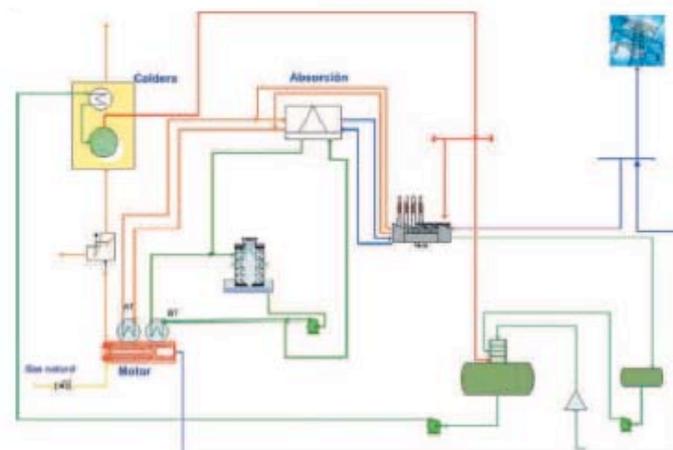


Figura 4.64. Diagrama general de proceso de una planta de cogeneración con motores alternativos y absorción. [Guía de la cogeneración]

III) Plantas del sector papel

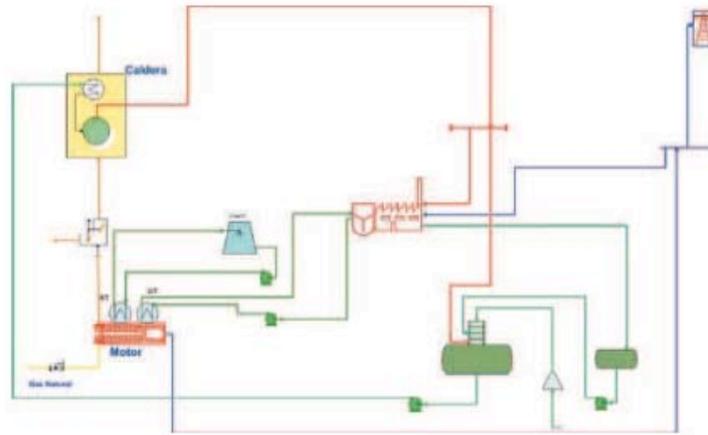


Figura 4.65. Diagrama general de proceso de una planta de cogeneración con motores alternativos en fábrica de papel/cartón. [Guía de la cogeneración]

IV) Las plantas de tratamiento de purines



Figura 4.66. Diagrama de proceso Netporc®. [Guía de la cogeneración]

V) Las plantas de concentración de sales minerales. Evaporación a vacío y calentamiento de soluciones

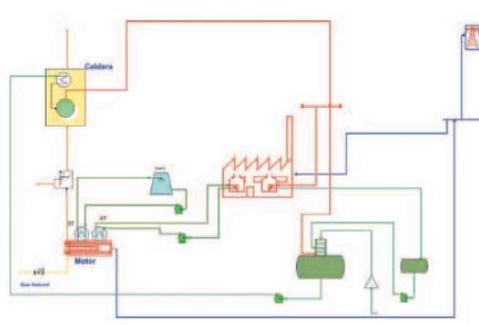


Figura 4.67. Diagrama general de proceso de una planta de cogeneración con motores alternativos en una planta de concentración de sales. [Guía de la cogeneración]

VI) Plantas de tratamiento de aguas residuales y plantas de biogás

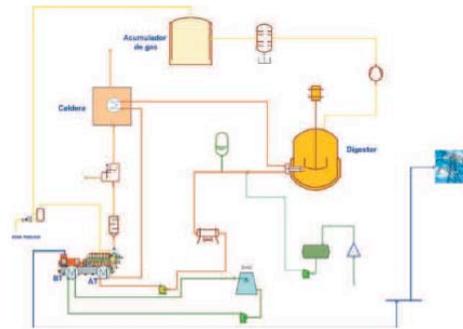


Figura 4.68. Diagrama general de proceso de una planta de cogeneración con motores alternativos en una depuradora de aguas residuales. [Guía de la cogeneración]

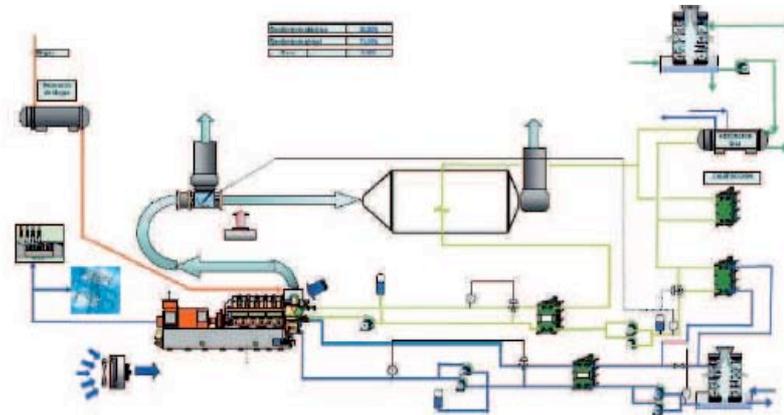


Figura 4.69. Diagrama general de proceso de una planta de trigeneración con biogás. [Guía de la cogeneración]

VII) Plantas de secado de madera, pellet, forrajes, pulpas y otros derivados agroalimentarios

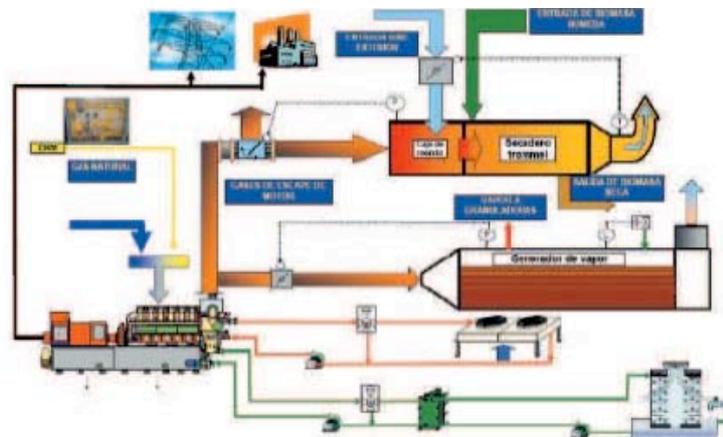


Figura 4.70. Diagrama general de proceso de una planta de cogeneración con motores alternativos para una planta de granulación con secadero de tromel. [Guía de la cogeneración]

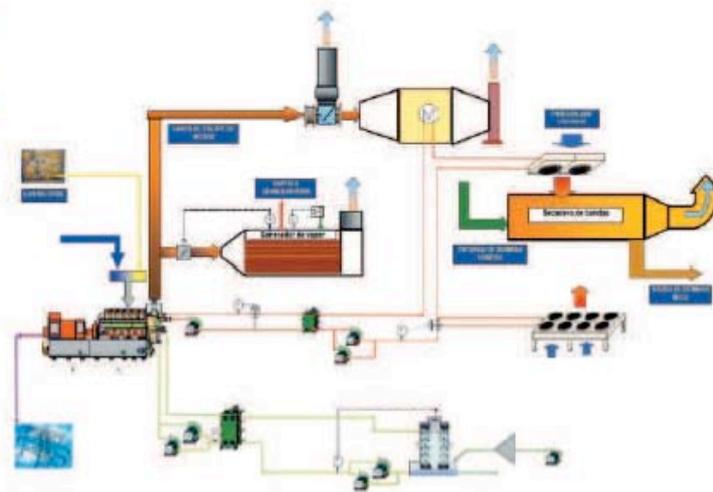


Figura 4.71. Diagrama general de proceso de una planta de cogeneración con motores alternativos en una planta de granulación con secadero de bandas. [Guía de la cogeneración]

VIII) Plantas de secado de lodos de depuradora

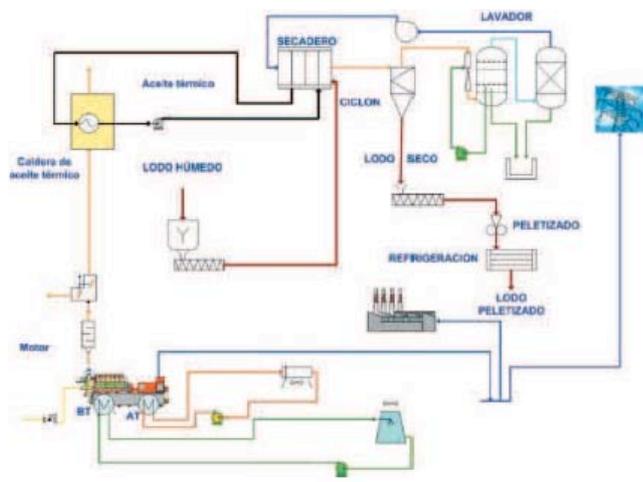


Figura 4.72. Diagrama general de proceso de una planta de cogeneración con motores alternativos en una planta de granulación de lodos de depuradora con secadero tipo tromel. [Guía de la cogeneración]

Mantenimiento predictivo y averías

Una parte importante de las tareas de mantenimiento de una planta de cogeneración corresponden a mantenimiento condicional o predictivo. Es decir, se mide una variable física o química que pueda relacionarse con el estado del equipo (temperatura, vibración, etc.) y si se detecta algo anormal se actúa.

La razón fundamental para este tipo de mantenimiento condicional es que las curvas de probabilidad de fallo vs tiempo de funcionamiento no se corresponden con las tan conocidas “curvas de bañera”. En estas curvas se reconocían tres zonas:

- Zona inicial, de baja fiabilidad, por averías infantiles.
- Zona de fiabilidad estable, o zona de madurez del equipo.
- Zona final, nuevamente de baja fiabilidad, o zona de envejecimiento.

Como se daba por cierta esta curva para cualquier equipo, se suponía que transcurrido un tiempo (la vida útil del equipo), éste alcanzaría su etapa de envejecimiento, en el que la fiabilidad disminuiría mucho, y, por tanto, la probabilidad de fallo aumentaría en igual proporción. De esta manera, para alargar la vida útil del equipo y mantener contratada su probabilidad de fallo era conveniente realizar una serie de tareas en la zona de envejecimiento, algo parecido a un lifting, para que la fiabilidad aumentara.

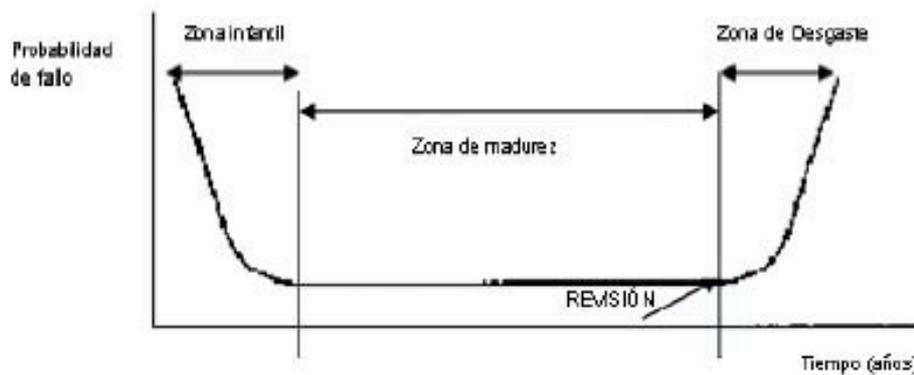


Figura 4.73. Curva de bañera. Probabilidad de fallo vs Tiempo. [Guía de la cogeneración]

La estadística ha demostrado que, tras estudiar el comportamiento de los equipos en una planta industrial, el ciclo de vida de la mayoría de los equipos no se corresponde únicamente con la curva de bañera, sino que se diferencian 6 tipos de curvas:

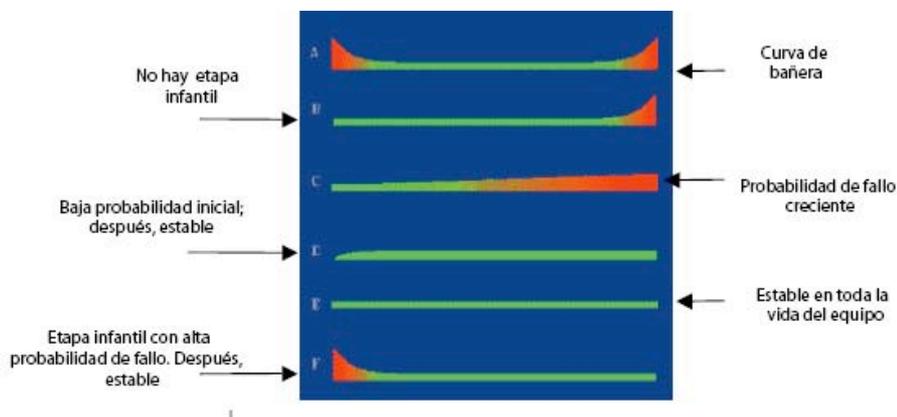


Figura 4.74. Diferentes curvas de probabilidad de fallo vs tiempo. [Guía de la cogeneración]

La mayor parte de los equipos se comportan siguiendo el modelo E, en el que la probabilidad de fallo es constante a lo largo de su vida, y el modelo F1, en el que tras una etapa inicial con una mayor probabilidad de fallo infantil, la probabilidad de fallo se estabiliza y permanece constante. Eso hace que no sea identificable un momento en el que realizar una revisión sistemática del equipo, con la sustitución de determinadas piezas, ante la imposibilidad de determinar cuál es el momento ideal, pues la probabilidad de fallo permanece constante. Incluso, puede ser contraproducente si la curva de probabilidad sigue el modelo F, pues se estaría introduciendo mayor probabilidad de fallo infantil al sustituir determinadas piezas.

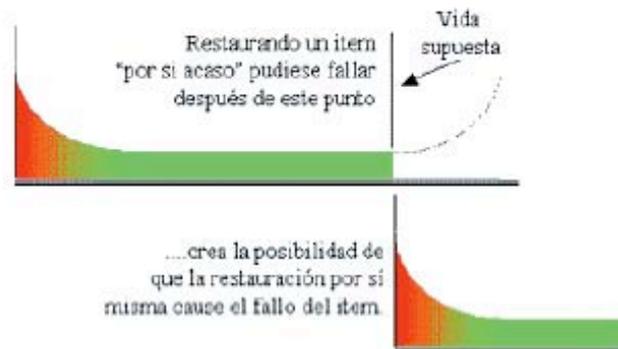


Figura 4.75. Curva tipo F tras una revisión. La probabilidad de fallo aumenta justo después de la revisión. [Guía de la cogeneración]

Por todo ello es conveniente abandonar la idea de un mantenimiento sistemático para una buena parte de los equipos que la componen, y recurrir a las diversas técnicas de mantenimiento condicional o predictivo.

El mantenimiento predictivo se basa en la medición, seguimiento y monitoreo de parámetros y condiciones operativas de un equipo o instalación. A tal efecto, se definen y gestionan valores mínimos de pre-alarma y máximos de actuación de todos aquellos parámetros que se acuerda medir y gestionar.

El mantenimiento predictivo se basa en tratar de predecir el estado de una máquina relacionándolo con una variable física de fácil medición.

Pueden establecerse dos categorías relacionadas con las tareas de mantenimiento predictivo: las fáciles y las menos fáciles. Dentro de las fáciles estaría las inspecciones visuales de los equipos, las tomas de datos con instrumentación instalada de forma permanente. Dentro de las menos fáciles destacan cuatro técnicas: las boroscopias, los análisis de vibraciones, las termografías y los análisis de aceite.

I) Inspecciones visuales y lectura de indicadores

Las inspecciones visuales consisten en la observación del equipo, tratando de identificar posibles problemas detectables a simple vista

Los problemas habituales suelen ser: ruidos anormales, vibraciones extrañas y fugas de aire, agua o aceite, comprobación del estado de pintura y observación de signos de corrosión.

II) Inspecciones boroscópicas

Las inspecciones boroscópicas son inspecciones visuales en lugares inaccesibles para el ojo humano con la ayuda de un equipo óptico, el boroscopio.

El boroscopio es un dispositivo largo y delgado en forma de varilla flexible. En el interior de este tubo hay un sistema telescópico con numerosas lentes, que aportan una gran definición a la imagen. Además, está equipado con una poderosa fuente de luz.

La imagen resultante puede verse en un monitor, o ser registrada en un videograbador o una impresora para su análisis posterior.

III) Análisis de vibraciones

Esta técnica del mantenimiento predictivo se basa en la detección de fallos en equipos rotativos principalmente, a través del estudio de los niveles de vibración. El objetivo final es obtener la representación del espectro de las vibraciones de un equipo en funcionamiento para su posterior análisis.

Para aplicarla de forma efectiva y obtener conclusiones representativas y válidas, es necesario conocer determinados datos de la máquina como son el tipo de cojinetes, de correas, número de álabes o de palas, etc., y elegir los puntos adecuados de medida. También es necesario seleccionar el analizador más adecuado a los equipos existentes en la planta.

Existen dos técnicas diferentes:

- Medición de la amplitud de la vibración
- Analizador del espectro de vibración

Existen dos puntos en los cuales es importante medir el nivel de vibración:

- En los descansos.

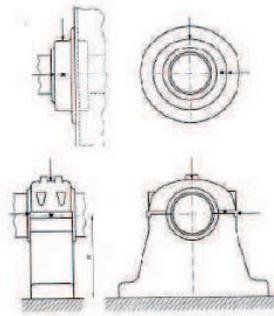


Figura 4.76. Puntos de medición de vibraciones en un cojinete. [Guía de la cogeneración]

- En los puntos de unión con la bancada o cimentación.

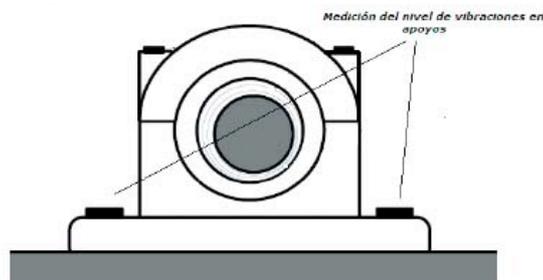


Figura 4.77. Puntos de medición de vibraciones en la sujeción a bancada. [Guía de la cogeneración]

Es importante realizar la medida en los tres ejes del espacio: en las direcciones radiales (horizontal y vertical) y en la dirección axial.

Una referencia para distinguir entre lo que puede entenderse como un funcionamiento normal o admisible de la máquina y un nivel de alerta lo constituye el comparar el espectro de vibración obtenido con el espectro de referencia, es decir, aquel en el que se considera que la máquina funciona correctamente (por ejemplo, el espectro tomado cuando la máquina era nueva). Si el nivel de vibración ha aumentado 2,5 veces respecto a esa referencia, debe ser motivo de alarma, pero no de intervención: habrá que vigilar el comportamiento del equipo. Si la vibración aumenta 10 veces, está será inadmisibles y habrá que intervenir. Esta es una norma general que habrá que comprobar en cada caso particular.

Los fallos que pueden detectarse mediante el análisis de vibraciones son los siguientes:

- Desequilibrios
- Eje curvado
- Desalineamiento

- Problemas electromagnéticos
- Problemas de sujeción a bancada
- Holguras excesivas
- Mal estado de rodamientos y cojinetes
- Torbellinos de aceite
- Resonancia

IV) Análisis de aceites

El análisis de aceites de lubricación, técnica aplicable a trafos y a equipos rotativos, suministra numerosa información utilizable para diagnosticar el desgaste interno del equipo y el estado del lubricante. En general, en una planta de cogeneración se aplica a los siguientes equipos: motor alternativo; turbina de gas; turbina de vapor; reductores o multiplicadores de turbina de gas, vapor o motor alternativo; alternador; transformadores principal, de servicio y auxiliar; bombas de alimentación de la caldera, sobre todo de alta presión; bombas del circuito de refrigeración si tienen un tamaño suficientemente grande; reductores de ventiladores.

El estado del equipo se determina estableciendo el grado de contaminación del aceite debido a la presencia de partículas de desgaste o sustancias ajenas a éste.

El estado del aceite se determina comprobando la degradación que ha sufrido, es decir, la pérdida de capacidad de lubricar causada por una variación de sus propiedades físicas y químicas y sobre todo, las de sus aditivos.

La contaminación del aceite se puede determinar cuantificando en una muestra del lubricante, el contenido de partículas metálicas, agua, materias carbonosas y partículas insolubles.

V) Análisis de partículas de desgaste

Las técnicas que se utilizan actualmente para identificar y cuantificar el contenido de partículas de desgaste son principalmente la espectrometría de emisión, la espectrometría de absorción y la ferrografía, aunque también existen una serie de técnicas complementarias, como son el contaje de partículas y la inspección microscópica.

Una vez determinado el contenido de partículas de desgaste, es necesario conocer su origen, para identificar dónde hay un problema potencial. La siguiente tabla puede servir de referencia en la búsqueda de origen de esas partículas.

Tabla 4.22. Contaminantes del aceite. Partículas de desgaste.

METAL	ORIGEN DE LA CONTAMINACIÓN
Aluminio	Cojinetes
Bario	Fugas de refrigerante, aditivo detergente
Boro	Polvo atmosférico, fugas de refrigerante
Calcio	Aditivo antiespumante
Cobre	Cojinetes de bronce, tuberías y depósitos
Estaño	Cojinetes de bronce
Hierro	Mecanismos de distribución, tuberías y engranajes
Níquel	Engranajes
Silicio	Aire atmosférico, aditivo antiespumante, aguas de alimentación
Sodio	Fugas de refrigerante
Zinc	Cojinetes de latón, aditivo antioxidante

VI) Análisis de otros contaminantes

Los contaminantes que se suelen analizar son el contenido en agua y la presencia de sustancias insolubles.

El agua en el aceite normalmente tiene dos orígenes. Puede, en primer lugar, proceder del sistema de refrigeración, por fugas en los intercambiadores: pero también puede provenir de contacto directo entre el vapor y el aceite, por defectos en los sellos de vapor o por fallos en válvulas.

La presencia de insolubles en el aceite es principalmente síntoma de degradación por oxidación, principalmente por temperatura excesiva.

VII) Análisis de las propiedades del aceite

Las propiedades que se analizan son la viscosidad (principal característica de un lubricante), detergencia, acidez y constante dieléctrica.

VIII) Análisis de aceite en transformadores

El aceite en un transformador tiene como principales funciones el aislamiento dieléctrico y la evacuación de calor del núcleo del bobinado. La capacidad aislante de un aceite se ve afectada por muchos factores, que actúan solos o en conjunto, y muchas veces unos son catalizadores de los otros. Los catalizadores más importantes del proceso de oxidación son el hierro y el cobre. Hay una serie de factores también influyen en ese proceso oxidativa del aceite: la humedad, el calor, la tensión eléctrica, y la vibración.

Los ensayos fisicoquímicos que se realizan en el aceite son los siguientes:

- Acidez
- TIF
- Rigidez dieléctrica
- Color

- Gravedad específica, o densidad relativa medida a 15°C
- Visual
- Sedimentos
- Contenido de inhibidor
- Factor de potencia
- Humedad
- Cromatografía gaseosa
- Presencia de metales

Cuando se ha llegado a un punto donde el aceite se encuentra fuera de sus especificaciones, y en consecuencia deja de cumplir sus funciones con eficacia es necesario realizar el tratamiento de regeneración que le devuelva al aceite todos sus parámetros originales, extendiendo así la vida del transformador.

IX) Termografía infrarroja

La termografía infrarroja es la técnica de producir una imagen visible a partir de radiación infrarroja invisible (para el ojo humano) emitida por objetos de acuerdo a su temperatura superficial. La cámara termográfica es la herramienta que realiza esta transformación.

Estas cámaras miden la temperatura de cualquier objeto o superficie, y producen una imagen con colores que refleja la distribución de temperaturas. La imagen producida por una cámara infrarroja es llamada termografía o termograma.

A través de imágenes térmicas es posible observar el escape de energía de una tubería o edificio, detectar e impedir el fallo de un circuito eléctrico o de un rodamiento.

La termografía permite detectar, sin contacto físico con el elemento bajo análisis, cualquier falla que se manifieste en un cambio de la temperatura, midiendo los niveles de radiación dentro del espectro infrarrojo.

En general, un fallo electromecánico antes de producirse se manifiesta generando e intercambiando calor. Este calor se traduce habitualmente en una elevación de temperatura que puede ser súbita, pero, por lo general y dependiendo del objeto, la temperatura comienza a manifestar pequeñas variaciones.

La inspección termográfica en sistemas eléctricos tiene como objetivo detectar componentes defectuosos basándose en la elevación de la temperatura como consecuencia de un aumento anormal de su resistencia óhmica. Entre las causas que originan estos defectos, pueden mencionarse:

- Conexiones con apriete insuficiente
- Conexiones afectadas por corrosión
- Suciedad en conexiones y/o en contactos
- Degradación de los materiales aislantes

Como primera aproximación, pueden tomarse como referencia las siguientes variaciones sobre la temperatura habitual, a fin de determinar un programa de reparación:

- Hasta 20°C de incremento de temperatura sobre el nivel normal, indica problemas, pero la reparación no es urgente. Se puede efectuar en paradas programadas.
- 20°C a 40°C, indica que la reparación requerida es urgente dentro de los 30 días.
- 40°C y más, indica una condición de emergencia. La reparación, se debe realizar de inmediato.

Entre las ventajas de esta técnica, están las siguientes:

- La inspección se realiza a distancia sin contacto físico con el elemento en condiciones normales de funcionamiento
- Se trata de una técnica que permite la identificación precisa del elemento defectuoso
- Es aplicable a diferentes equipos eléctricos y mecánicos
- Los sensores presentan un tiempo de respuesta muy pequeño a la radiación térmica incidente
- El sistema de barrido óptico que incorporan los sistemas de termografía, permite inspeccionar grandes extensiones, y grabar en un soporte magnético la imagen de interés

Entre las desventajas y/o inconvenientes, hay que considerar las siguientes:

- Capacidad limitada para la identificación de defectos internos
- Los reflejos solares pueden enmascarar o confundir defectos
- El estado de carga del elemento bajo análisis puede influir en la determinación de las anomalías.

En el proceso de inspección termográfica es posible definir, en general, las siguientes etapas:

- 1- Planificación de la inspección en los períodos en los que las condiciones son más desfavorables (alta carga, máxima velocidad de giro, etc.).
- 2- Evaluación y clasificación de los calentamientos detectados.
- 3- Emisión de informes, con identificación de los fallos y el grado de urgencia para su reparación.
- 4- Seguimiento de la reparación.
- 5- Revisión termográfica para evaluar la efectividad del mantenimiento correctivo realizado.

Las termografías pueden ser aplicadas en cualquier situación donde un problema o condición pueda ser visualizada por medio de una diferencia de temperatura.

Los puntos de aplicación más importantes de una termografía son los siguientes:

- Inspección de la subestación eléctrica.
- Inspección de transformadores.
- Inspección de las líneas eléctricas de alta tensión.
- Inspección de embarrados y de cabinas de control de motores (CCM).
- Localización de fallas internas laminares en el núcleo del estator del alternador.
- Inspección del estado de los equipos de excitación del alternador.
- Inspección del estado de escobillas, en motores y en alternador.
- Inspección de motores eléctricos en el sistema de refrigeración, de alimentación de caldera y sistema compresión de gas.
- Inspección de tuberías del ciclo agua-vapor de caldera.
- Inspección del aislamiento del cuerpo de la caldera.
- Inspección de intercambiadores de calor.
- Inspección del condensador.
- Inspección de trampas de vapor.
- Detección de fugas de gas.

Aunque los fallos típicos de cada planta dependen de los modelos específicos de cada uno de los equipos que componen la planta, es posible generalizar una serie de fallos que pueden considerarse habituales en las plantas de cogeneración:

- Fallos en motores de gas
- Gripado
- Sobrepresión en el cárter
- Detonaciones

- Alta temperatura del agua de refrigeración
- Baja presión de aceite del circuito de lubricación
- Alta temperatura de aceite de lubricación
- Altas vibraciones en cigüeñal
- Altas vibraciones en turbocompresor
- Fallos en el encendido
- Bajo rendimiento (mayor consumo de combustible)
- Alta temperatura en cámaras de combustión

- Fallos en la alimentación a equipos de control
- Fallos en turbinas de gas
 - a) Averías en la entrada de aire
 - b) Averías en el compresor
 - c) Averías típicas en cámara de combustión
 - d) Averías típicas en turbina de expansión
 - e) Vibración en turbinas de gas
- Fallos en turbinas de vapor
 - a) Alto nivel de vibraciones
 - b) Desplazamiento excesivo del rotor por mal estado del cojinete de empuje o axial
 - c) Fallos diversos de la instrumentación
 - d) Vibración en reductor
 - e) Vibración en alternador
 - f) Fuga de vapor
 - g) Funcionamiento incorrecto de la válvula de control
 - h) Dificultad o imposibilidad de la sincronización
 - i) Funcionamiento incorrecto de la válvula de cierre
 - j) Bloqueo del rotor por curvatura del eje
- Fallos en caldera
- Fallos en el ciclo agua-vapor
- Fallos en el sistema de agua de refrigeración
- Fallos en la estación de gas (ERM)
- Fallos en el alternador
- Fallos en equipos de absorción
- Fallos en sistemas eléctricos
- Fallos en el sistema de control