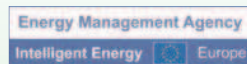




Fundación de la Energía de
la Comunidad de Madrid



www.fenercom.com



Asociación Española de Cogeneración



Madrid
Ahorra
con Energía



La Suma de Todos



CONSEJERÍA DE ECONOMÍA Y HACIENDA

Comunidad de Madrid

www.madrid.org

Guía de la Cogeneración

GUÍA DE LA COGENERACIÓN



Guía de la Cogeneración

Madrid, 2010



Fundación de la Energía de
la Comunidad de Madrid



www.fenercom.com



La Suma de Todos



CONSEJERÍA DE ECONOMÍA Y HACIENDA

Comunidad de Madrid

www.madrid.org

Esta Guía se puede descargar en formato pdf desde la sección de publicaciones de las páginas web:

www.madrid.org

(Consejería de Economía y Hacienda, organización Dirección General de Industria, Energía y Minas)

www.fenercom.com

Si desea recibir ejemplares de esta publicación en formato papel puede contactar con:

Dirección General de Industria, Energía y Minas de la Comunidad de Madrid

dgtecnico@madrid.org

Fundación de la Energía de la Comunidad de Madrid

fundacion@fenercom.com

La Fundación de la Energía de la Comunidad de Madrid, respetuosa con la libertad intelectual de sus colaboradores, reproduce los originales que se le entregan, pero no se identifica necesariamente con las ideas y opiniones que en ellas se exponen y, por tanto, no asume responsabilidad alguna de la información contenida en esta publicación.

La Comunidad de Madrid y la Fundación de la Energía de la Comunidad de Madrid, no se hacen responsables de las opiniones, imágenes, textos y trabajos de los autores de esta guía.

Coordinación: Regina Nicolás Millán

Fundación de la Energía de la Comunidad de Madrid

Depósito Legal: M. 15.120-2010

Impresión Gráfica: Gráficas Arias Montano, S. A.

28935 MÓSTOLES (Madrid)

Autores

Capítulo 1. La cogeneración en el Mundo y en España.

COGEN España.

Asociación Española para la Promoción de la Cogeneración.

www.cogenspain.org

Capítulo 2. Evolución tecnológica y medioambiental de la cogeneración.

D. Diego Fraile

Director de Tecnología

OTSI

www.otsi.es

Capítulo 3. Motores de combustión interna de cogeneración.

Rolls Royce Marine España, S.A.

www.rolls-royce.com

Capítulo 4. La cogeneración con turbogenerador: la turbina de gas para aplicaciones termoeléctricas.

Turbomach, S.A.U.

www.turbomach.cat.com

Capítulo 5. Microcogeneración. La solución más eficiente de generación de energía eléctrica y térmica en edificios.

D. Juan Antonio Alonso González

Director de Ahorro Energético

IDAE Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía.

www.idae.es

Capítulo 6. Aplicaciones de la cogeneración.

D. Diego Fraile

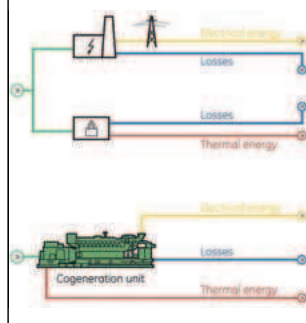
Director de Tecnología

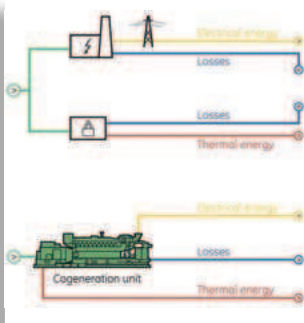
OTSI

www.otsi.es

Capítulo 7. Operación y mantenimiento de cogeneraciones. Empresas de servicios energéticos (ESEs o ESCOs).

D. Joaquín Ángel Gómez León





Guía de la Cogeneración

Director Comercial
 Valoriza Energía
www.gruposyv.com

Capítulo 8. Mantenimiento predictivo y averías.

D. Santiago García Garrido
 Director Técnico
 Renovetec
www.renovetec.com

Capítulo 9. Mejoras de eficiencia en plantas de cogeneración existentes.

D. Francisco Puente Salve
 Jefe de proyectos
 ESCAN, S.A.
www.escansa.com

Capítulo 10. Marco regulatorio de las energías renovables y la cogeneración en el sector eléctrico español.

D. José Miguel Unsión Rodríguez
 CNE Comisión Nacional de la Energía
www.cne.es

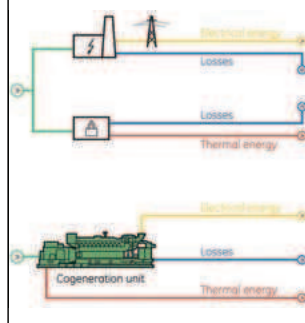
Capítulo 11. Ayudas de la Comunidad de Madrid.

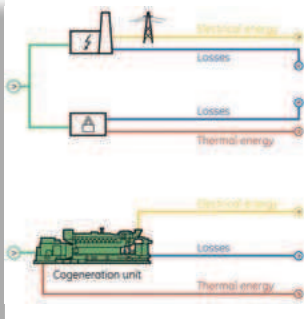
D. José Antonio González Martínez
 Subdirector General de Promoción Industrial y Energética
 Dirección General de Industria, Energía y Minas
 Comunidad de Madrid
www.madrid.org

Capítulo 12. Proyectos emblemáticos de cogeneración.

- Microcogeneración residencial para calefacción en edificio de 94 viviendas en Colmenar Viejo, Madrid.
 Asesoría Energética, S.A. (AES A) / ORTIZ / IDAE
www.aesa.net
- Microcogeneración residencial para ACS en edificio de 97 viviendas en Barcelona.
 Endesa Energía, S.A.
www.endesa.es

- Microcogeneración en Hotel Balneario A Quinta da Auga, Santiago de Compostela.
Baxi Calefacción, S.L.U.
www.baxicalefaccion.es
- Planta de cogeneración del Estadio Vallehermoso de Madrid.
3I-Ingeniería Industrial, S.L.
www.3i-ingenieria.com
- Planta de cogeneración del Museo de la Evolución Humana en Burgos.
Cummins ESB Iberia, S.L.
www.cumminspower.com
- Cogeneración con turbina de gas de ciclo regenerativo en COVAP.
Turbomach, S.A.U.
www.turbomach.cat.com
- Cogeneración con turbina de gas en la industria minera Crimidesa.
Turbomach, S.A.U.
www.turbomach.cat.com
- Planta de cogeneración con biogás en SAT Moliner.
2G Bio-Energetechnik Ibérica, S.L.
www.2-g.es
- Motores a gas en el vertedero de Valdemingómez de Madrid.
GE Energy Motores a Gas Jenbacher España y Portugal.
www.gejenbacher.com
- Planta de cogeneración del Hospital Central de la Defensa "Gómez Ulla", Madrid.
La Energía, S.A. (Grupo Gas Natural).
www.gasnatural.com





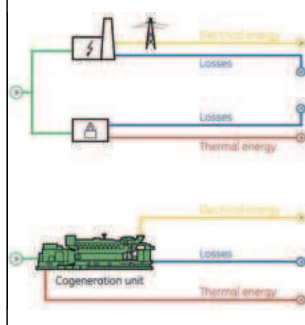
Guía de la Cogeneración

- Sistema de trigeneración en parque empresarial, residencial y de investigación Centre Cerdanyola del Vallès.

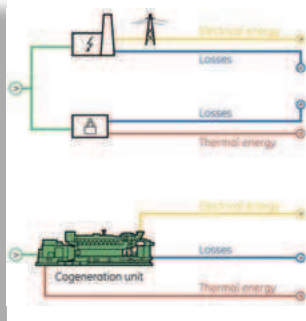
Sanjose Energía y Medioambiente.

www.grupo-sanjose.com

Índice



PRESENTACIÓN	9
PRÓLOGO	11
AGRADECIMIENTOS	13
1. LA COGENERACIÓN EN EL MUNDO Y EN ESPAÑA	15
2. EVOLUCIÓN TECNOLÓGICA Y MEDIOAMBIENTAL DE LA COGENERACIÓN	31
3. MOTORES DE COMBUSTIÓN INTERNA DE COGENERACIÓN	57
4. LA COGENERACIÓN CON TURBOGENERADOR: LA TURBINA DE GAS PARA APLICACIONES TERMOELÉCTRICAS	67
5. MICROCOGENERACIÓN. LA SOLUCIÓN MÁS EFICIENTE DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA Y TÉRMICA EN EDIFICIOS	77
6. APLICACIONES DE LA COGENERACIÓN	93
7. OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO DE COGENERACIONES. EMPRESAS DE SERVICIOS ENERGÉTICOS (ESEs O ESCOs)	133
8. MANTENIMIENTO PREDICTIVO Y AVERÍAS	155
9. MEJORAS DE EFICIENCIA EN PLANTAS DE COGENERACIÓN EXISTENTES	211
10. MARCO REGULATORIO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES Y LA COGENERACIÓN EN EL SECTOR ELÉCTRICO ESPAÑOL	225
11. AYUDAS DE LA COMUNIDAD DE MADRID	241



Guía de la Cogeneración

12. PROYECTOS EMBLEMÁTICOS DE COGENERACIÓN	247
Microcogeneración residencial en edificio de 94 viviendas en Colmenar Viejo, Madrid	249
Microcogeneración residencial para ACS en edificio de 97 viviendas en Barcelona	253
Microcogeneración en hotel balneario A Quinta da Auga, Santiago de Compostela	257
Planta de cogeneración del Estadio Vallehermoso de Madrid	261
Planta de cogeneración del Museo de la Evolución Humana en Burgos	267
Cogeneración con turbina de gas de ciclo regenerativo en COVAP	275
Cogeneración con turbina de gas en la industria minera Crimidesa	279
Planta de cogeneración con biogás en SAT Moliner	283
Motores a gas en el vertedero de Valdemingómez de Madrid	287
Planta de cogeneración del Hospital Central de la Defensa «Gómez Ulla», Madrid	293
Sistema de trigeneración en parque empresarial, residencial y de investigación Centre Direccional Cendanyola del Vallès	301
13. ENLACES DE INTERÉS	307

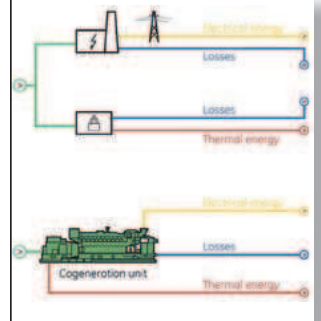
P RESENTACIÓN

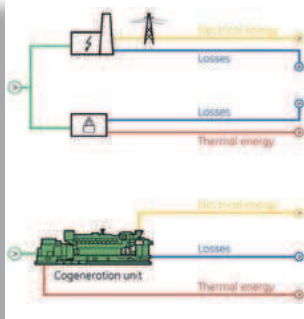
El fomento de la cogeneración es una prioridad para la Unión Europea y sus Estados Miembros, habida cuenta de los beneficios potenciales de la cogeneración en lo que se refiere al ahorro de energía primaria, a la eliminación de pérdidas en la red y a la reducción de las emisiones, en particular de gases de efecto invernadero, contribuyendo así al cumplimiento de los distintos acuerdos internacionales firmados.

Además, el uso eficaz de la energía mediante la cogeneración contribuye eficazmente a la seguridad y diversificación del abastecimiento de energía, acercando la generación al punto de consumo, muy necesario para una región como la Comunidad de Madrid en la que sólo se genera el 3,15% de la energía final consumida. Prueba de su importancia en la región es que en el año 2008 el 41% de la energía eléctrica generada en Madrid la aportó la cogeneración.

A todo ello hay que añadir la mejora a la situación competitiva de nuestra industria puesto que permite que se obtenga valor de la energía residual de los procesos productivos.

Si bien esta tecnología está ya en uso en el sector industrial, con instalaciones de potencias elevadas, sin embargo su nivel de implantación en el sector residencial y terciario es aún muy bajo pese a que ambos podrían hacer uso de ella en los sistemas de aporte de calefacción, refrigeración y agua caliente sanitaria. Teniendo en cuenta que ambos sectores suponen cerca del 35% del consumo de energía final en la Comunidad de Madrid, del que cerca de dos tercios se consumen en las instalaciones térmicas, es evidente que la extensión de la incorporación de sistemas de cogeneración comportaría importantes ahorros de consumo de energía para la región y económicos para los usuarios. No solamente las grandes instalaciones térmicas centralizadas son susceptibles de utilizar la cogeneración para mejorar la eficiencia de la instalación sino que también en pequeñas instalaciones residenciales y comerciales se puede hacer uso de lo que se viene denominando como micro-cogeneración para alcanzar beneficios similares a los de aquéllas.





Guía de la Cogeneración

Entre las líneas estratégicas de la Comunidad de Madrid se encuentra el impulso de la eficiencia y el ahorro energético con lo que, teniendo en cuenta todo lo anterior, dentro de la campaña **Madrid Ahorra con Energía**, se pretende fomentar la implantación de mayor número de sistemas de cogeneración.

D. Carlos López Jimeno

Director General de Industria, Energía y Minas
Consejería de Economía y Hacienda de la Comunidad de Madrid

P RÓLOGO

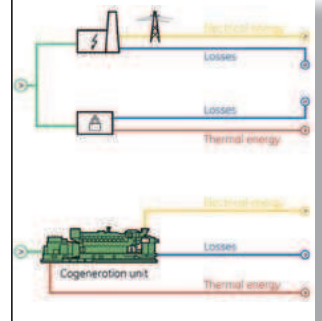
La cogeneración es una solución energética para producir todas las energías finales que todo centro consumidor precisa: electricidad, calor y frío. Por ello es una solución compleja que no siempre es bien comprendida ni por los usuarios, ni por las autoridades energéticas.

De hecho, la USCHPA, que es el equivalente a nuestra COGEN España, señala en su plan de acción como primera acción a emprender: INCREMENTAR EL CONOCIMIENTO DE LA COGENERACIÓN, en los ciudadanos, en los ejecutivos y en las autoridades públicas, para hacerles llegar a comprender y creer en las ventajas de esta tecnología energética.

COGEN España no puede estar más de acuerdo con este concepto, y por ello no ha dudado en colaborar con la Comunidad de Madrid en el desarrollo de la presente Guía de la Cogeneración, que con toda seguridad contribuirá a mejorar el conocimiento de esta tecnología y su difusión que, sin duda, permitirá impulsar su desarrollo.

Asimismo, felicitamos a la Dirección General de Industria, Energía y Minas de la Comunidad de Madrid, por las iniciativas que está tomando con esta y otras publicaciones para transmitir a los ciudadanos el conocimiento necesario para conocer y resolver los problemas de índole energética.

D. José María Roqueta
Presidente de COGEN España

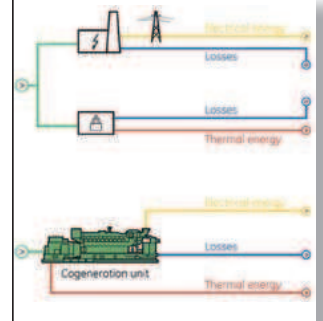


A

GRADECIMIENTOS

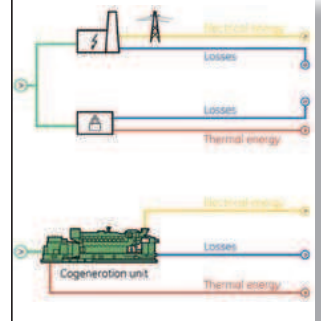
La Fundación de la Energía de la Comunidad de Madrid desea agradecer su participación en la Guía de la Cogeneración a todas las empresas y autores que han aportado capítulos, proyectos e información relevante relacionada con la cogeneración. Y queremos hacer especial mención de la ayuda facilitada por COGEN y ACOGEN, tanto directa como a través de sus socios. Su participación ha sido fundamental para hacer más completa la guía.

Esperamos que esta guía sea de utilidad, tanto para aquellos que conocen la cogeneración como para aquellos que se acercan a esta tecnología por primera vez.



1

LA COGENERACIÓN EN EL MUNDO Y EN ESPAÑA



1. La Cogeneración y los beneficios que aporta al sistema

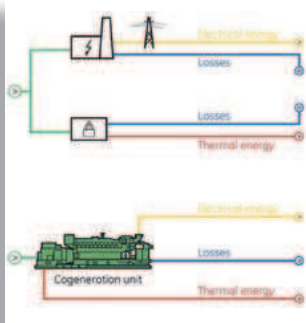
La cogeneración puede jugar un rol clave en las estrategias energéticas europeas y nacionales ya que esta tecnología madura de producción de electricidad y calor contribuye directamente a los tres pilares fundamentales de la política europea: cambio climático, seguridad de suministro y competitividad.

1.1. Cambio climático

Con 6.200 MW instalados a principios del 2009, la cogeneración cubre un 12% de la demanda eléctrica total de España y representa un 6,5% de la capacidad de producción eléctrica¹. Ello supone un ahorro de 1.300 GWh/año de pérdidas del sistema ya que la cogeneración se conecta al nivel de distribución². La cogeneración ahorra energía primaria, estimada en 20.000 GWh/año, lo que supone menor importación de combustible (incremento de autoabastecimiento, situado en 21,6% en el 2008³) y consecuentemente ahorra emisiones de gases de efecto invernadero, estimadas en torno a 5 Millones tCO₂/año, que se traducen en 167 M€ (con un promedio de precio de derechos de emisión de 18,6 €/tCO₂ durante el PNA II).

Esta importante reducción de emisiones de gases de efecto invernadero aportada por la cogeneración sugiere que hay que promocionar el uso de cogeneración siempre que se deba recurrir a combustibles fósiles.

- 1 Comisión Nacional de Energía, Información Estadística sobre las Ventas de Energía del Régimen Especial (Febrero 2009) y Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, Informe Anual.
- 2 Orden ITC/3801/2008 de 26 de diciembre, por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir de 1 de enero de 2009.
- 3 F. Maciá Tomás, Balance Energético de 2008 y Perspectivas para 2009, Club Español de la Energía (2008), ISBN 978-84-613-3314-1.



Guía de la Cogeneración

les para salvar la diferencia entre las emisiones actuales y los objetivos acordados en Kioto o los inminentes compromisos que se adquirirán en Copenhague. En España cogenerar con gas natural, que es la forma más limpia de hacerlo, debe ser una oportunidad, en particular viendo el importante cambio en el mix de energía primaria que ha tenido lugar en el 2008 con el trasvase desde el carbón al gas natural.

1.2. Seguridad de suministro

A diferencia de las tecnologías renovables, la cogeneración no sólo aporta producción de energía sino también seguridad de suministro, ofreciendo garantía de potencia gestionable de ser requerido por el operador del sistema. El parque de cogeneración es equivalente a 15 ciclos combinados a gas, y la inversión efectuada es equivalente a unos 5.600 millones de Euros en 2008, estimando que el 50% de las inversiones han sido aportaciones españolas, inversión que a su vez ha ayudado a la creación de empleo en España.

Así, la aportación por parte de la cogeneración de garantía de potencia permite evitar la construcción de plantas en régimen ordinario necesarias para cubrir la potencia de plantas renovables en los momentos que no pueden funcionar.

1.3. La cogeneración es un sistema competitivo con el sistema ordinario e incrementa la competitividad de la industria

Mientras el régimen especial en su conjunto tiene un coste medio de la electricidad en bornes de usuario (baja tensión) de unos 124 €/MWh, superior a los 95 €/MWh de coste del régimen ordinario, la electricidad de cogeneración tiene un coste medio inferior (87 €/MWh). Por ello la cogeneración ahorra al sistema entorno a 180 MM€/año.

Finalmente, el parque de cogeneración ahorra la producción de la electricidad autoconsumida, que no debe producir el sistema y que se estima en 10000 GWh/año, lo que evita costes de producción y de acceso estimados en unos 950 MM €/año adicionales.

Respecto a otras tecnologías renovables del régimen especial, la cogeneración produce calor útil que no está directamente retribuido

por el sistema eléctrico pero que permite rebajar el coste energético total a los usuarios que lo utilizan, permitiéndoles mejorar así su competitividad. Efectivamente, la cogeneración ha hecho más competitiva la industria nacional (a la que ha rebajado su coste energético en más de un 10%), evitando la indeseable deslocalización de muchas industrias.

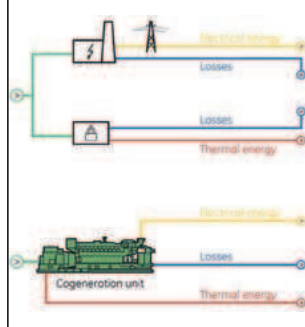
1.4. Mejora de la intensidad energética

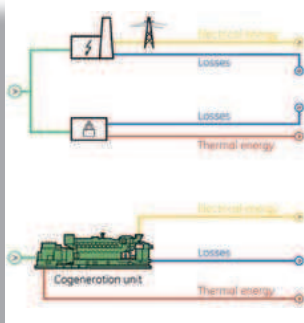
Por su alta eficiencia, el uso de cogeneración es una oportunidad única de mejorar la intensidad energética de nuestra economía. La cogeneración es la producción simultánea de calor útil y electricidad cerca de los puntos de consumo. Es por tanto un sistema que aprovecha la energía del combustible primario de un modo sustancialmente más eficiente que las tecnologías de producción separadas, como son las centrales de producción eléctrica del régimen ordinario o las calderas para producción de calor. Así, las centrales eléctricas convencionales tienen eficiencias del 40% al 55% disipando al ambiente entre el 45% y el 60% de la energía del combustible, mientras la cogeneración de alta eficiencia puede alcanzar rendimientos globales del 75% y 80%, disipando entre el 20% y 30% con rendimientos eléctricos equivalentes — directamente comparables con la central convencional del orden del 75%.

1.5. Queda un gran potencial por desarrollar

El impulso transmitido a la cogeneración con la publicación del RD 661/2007 y de la transposición de la Directiva Europea para la promoción de la cogeneración en el RD 616/2007 debería empezar a hacerse en 2009. Este impulso se ha visto claramente atenuado por la situación de recesión económica que ha tenido implicaciones para la cogeneración en dos sentidos: ha repercutido negativamente en el tejido industrial español, lo que ha incrementado el riesgo cliente y ha endurecido por tanto las condiciones de financiación de los proyectos y de aportación de recursos propios, impidiendo en muchas ocasiones que se llevaran a cabo.

Adicionalmente a este problema coyuntural, existen una serie de barreras pendientes para el desarrollo de la cogeneración, entre las que cabe destacar especialmente la dificultad de interconexión a la red





Guía de la Cogeneración

eléctrica que actualmente está frenando severamente el progreso de muchos proyectos. Otra de las grandes barreras es el límite de potencia de 50 MW en régimen especial y hasta de 100 MW en régimen ordinario. Para poder desarrollar el potencial de 8.400 MW en 2012⁴ se debe trabajar en la eliminación de estas barreras.

Finalmente señalar que España cuenta con un alto grado de penetración de la cogeneración en el sector industrial, mientras se encuentra poco desarrollada todavía en el sector terciario, donde cabe esperar un alto desarrollo de cogeneración de pequeña escala y microcogeneración. La madurez del desarrollo de las redes de combustible, de electricidad y de comunicaciones permite que hoy podamos autogenerar electricidad en cualquier punto. Si además existe demanda de calor es posible cogenerar con alta eficiencia. Estamos preparados para generar electricidad en todas partes y por parte de todos. Es necesaria la decisión política de apoyar regulatoria y legalmente a este hueco del mercado sin atender.

2. La cogeneración en el Mundo, en Europa y en España. Grandes números

2.1. La cogeneración en el Mundo y en Europa

La Agencia Internacional de la Energía⁵ estima que la potencia de cogeneración instalada a nivel global es de 330 GW y representa un 9% de la electricidad producida. Sin embargo, en las grandes economías del G8 —a excepción de Rusia—, la cuota de producción eléctrica de cogeneración es baja. Alemania es un buen ejemplo de desarrollo de cogeneración, contando con una potencia instalada de 20 000 MW y una cobertura de la demanda eléctrica con cogeneración del 12,5% y acelerando su implementación gracias a incentivos gubernamentales. La alta penetración de la cogeneración en estos países resulta en gran medida del desarrollo de la energía de distrito, una de las asignaturas pendientes en España, que no cuenta con desarrollo en este ámbito probablemente debido a que las condiciones climatológicas requieren soluciones más sofisticadas con refrigeración.

4 Instituto para la Diversificación y el Ahorro de Energía, Estrategia de Ahorro y Eficiencia Energética en España 2004-2012, Julio 2007

5 Combined Heat and Power, Evaluating the Benefits of Greater Investment, Agencia Internacional de la Energía (2008).

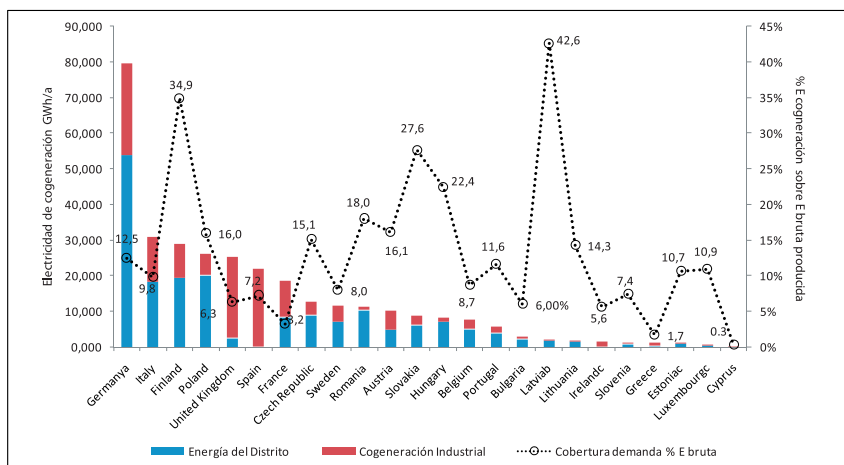


Figura 1. Energía de distrito y cogeneración industrial (GWh/año) y cobertura de la demanda en% E bruta para España y otros países europeos. Fuente EUROSTAT 2006.

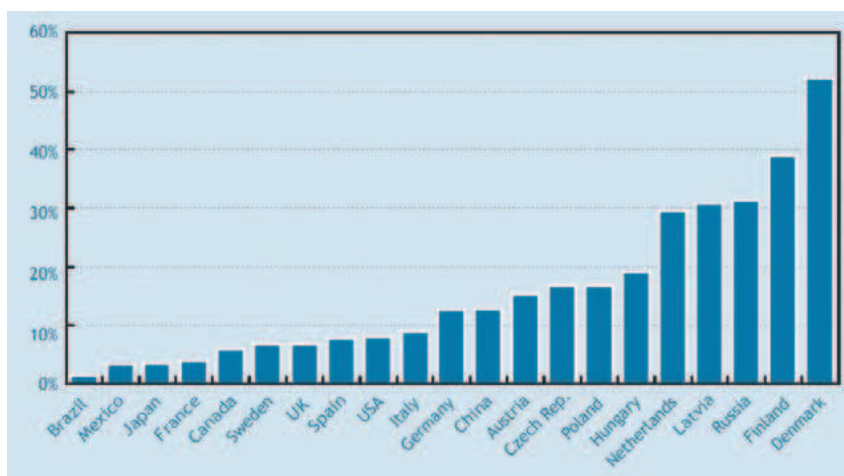
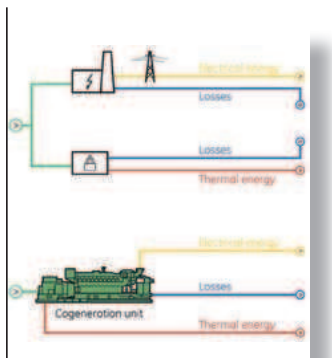


Figura 2. Cobertura de la demanda de electricidad de cogeneración a nivel global. Fuente AIE.

Es difícil establecer estadísticas fiables y comparables sobre la cuota de producción de cogeneración respecto a la producción total en distintos países del mundo y no todos los países recogen sistemáticamente información sobre ello. Dinamarca es ejemplo de un país que cuenta con más del 50% de la producción eléctrica de cogeneración. Ello se debe al alto desarrollo de la energía de distrito con cogeneración, que ha contribuido notablemente a la reducción de sus emisiones de gases de efecto invernadero.



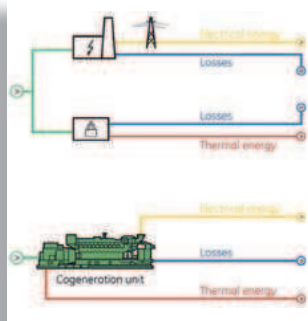


Figura 3. Visualización de los consumos de calor susceptibles de ser cubiertos por cogeneración para plantas de gran tamaño en el sector químico, alimentario, papel y refino. En verde, plantas de cogeneración que ya cubren estos consumos. En rojo, potencial cubierto por tecnologías convencionales.

2.2. Potencial de cogeneración en Europa

Actualmente, el potencial de cogeneración a realizar en Europa está estimado en 150 GW. Los planes de potencial nacionales más ambiciosos desarrollados a raíz de la Directiva 2004/8/EC indican la posibilidad de doblar la capacidad instalada en el 2020. Siendo actualmente la estimación de ahorro en energía del 13% en el 2020, la cogeneración puede aportar los puntos restantes para alcanzar el objetivo del 20% establecido por la Comisión. Ello se puede llevar a cabo a través de un número limitado de proyectos específicos en mercados identificables. Como ejemplo, el estudio de potencial a nivel europeo D-Ploy ha identificado sólo dentro del sector químico, alimentario, papel y refino para plantas de gran tamaño un potencial técnico de 52 GW en 2008.

3. La cogeneración en España. Una tecnología madura y capital en el parque de generación eléctrico

El parque de cogeneración contaba con 6.170 MW a principios del 2009⁶. Ello representa un 6,5% de la potencia total instalada del parque de generación español (94.762 MW) en el 2008, un 13,5% de la potencia máxima demandada y un 12% de la demanda eléctrica nacional en 2006⁷.

6 Comisión Nacional de Energía, Información Estadística sobre las Ventas de Energía del Régimen Especial (Febrero 2009).

7 Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, Informe Anual.

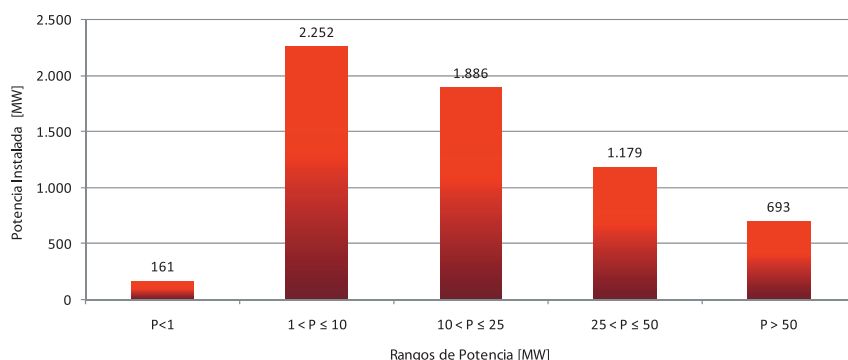


Figura 4. Potencia instalada de cogeneración en España (MW) por rangos de potencia. Fuente: CNE, Información Estadística sobre las Ventas de Energía del Régimen Especial 2009.

La mayor parte de la potencia instalada se encuentra entre 1 MW y 25 MW (Fig. 4). El total de número de plantas instaladas en España a principios del 2009 era de 883, siendo las plantas entre 1 MW y 10 MW las más numerosas. El parque de cogeneración posee un rendimiento eléctrico entorno al 29% y un rendimiento global entorno al 80%.

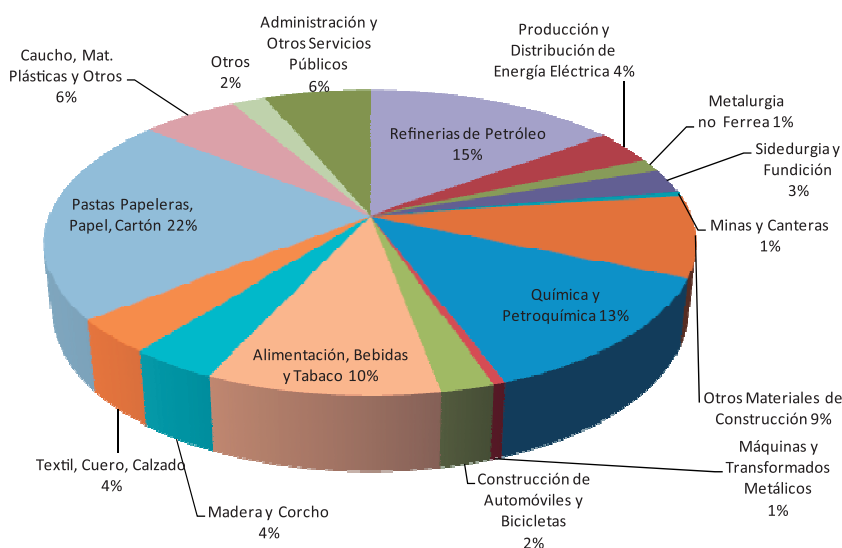
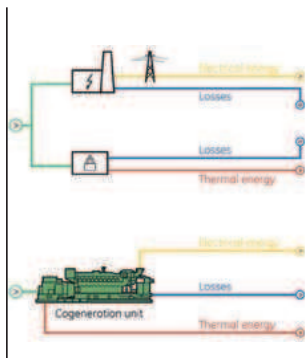
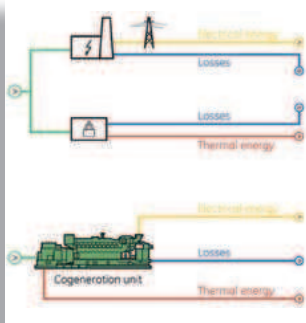


Figura 5. Distribución de la energía cogenerada por sector industrial. Fuente: MITYC. Informe Anual. 2006.

Las plantas de cogeneración cuentan con un gran desarrollo en el sector industrial en España. Los subsectores más desarrollados son el papero, refino, química y petroquímica y alimentación así como en





Guía de la Cogeneración

construcción (Figura 5). Existe sin embargo un gran potencial de cogeneración en el sector residencial y pequeño y mediano terciario.

En lo que a combustibles empleados en cogeneración se refiere, las plantas de cogeneración emplean gas natural en un 76%. Siguen a este combustible fuel oil y gas oil (18%) y gas de refinería (4%).

La distribución por comunidades autónomas muestra como el 22% de la potencia de cogeneración se encuentra en Cataluña, seguida de Andalucía, Valencia y Galicia (entorno a un 11% de la potencia instalada), siendo prácticamente inexistente en Extremadura, Canarias o las Baleares.

4. Influencia de la regulación, de las instituciones y de las compañías de gas y electricidad en el desarrollo de la cogeneración

La legislación que regula el régimen especial y la cogeneración ha tenido un impacto significativo en el desarrollo de la cogeneración, tal y como lo demuestra la Fig. 6, donde se muestra el número de plantas de cogeneración instaladas cada año desde el 1983 hasta el 2008.

El instrumento que puso los cimientos para el desarrollo de la cogeneración fue la Ley 82/1980 de Conservación de la Energía y el posterior RD 907/1982 de Fomento de la Cogeneración. Sin embargo, dicho marco era impreciso y no ofrecía garantías al inversor a lo largo del tiempo. El desarrollo de la cogeneración en los 80 fue pequeño a pesar de que las tarifas eléctricas eran de las más elevadas de Europa y las importantes subvenciones a la inversión fueron decisivas para estas primeras instalaciones.

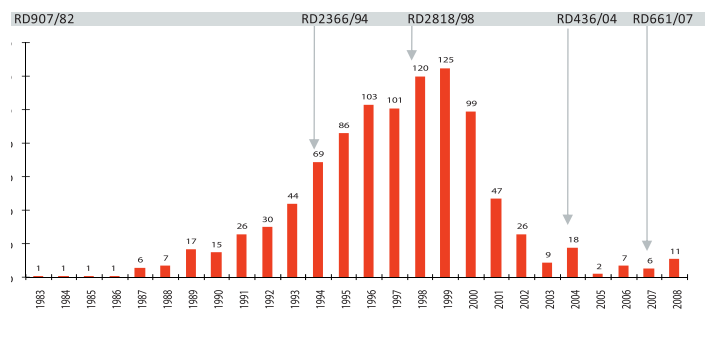


Figura 6. Evolución de la potencia de cogeneración instalada en España desde 1983 hasta el 2008 en relación con los distintos marcos legislativos.

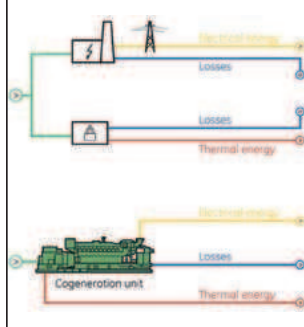
Fuente: IDAE – CNE. Análisis del potencial de cogeneración de alta eficiencia en España. 2010-2015-2020.

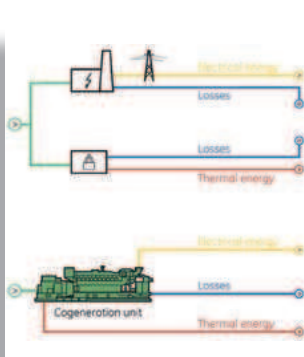
El verdadero motor de promoción para la cogeneración fue la Ley del Sector Eléctrico y posterior RD 2366/1994, que disminuía la retribución de los cogeneradores pero proponía un marco a medio plazo. Estos planes de apoyo estaban basados en las tarifas vigentes para la electricidad, y siempre la tarifa de venta de la electricidad cogenerada era inferior a la de compra por el consumidor a igualdad de nivel de tensión. En este período, la participación económica de instituciones como el IDAE y el ICAEN en los proyectos fue decisiva para superar la reticencia del industrial a sumergirse en un proyecto "que no era el suyo", aportándoles seguridad frente a las posibles actuaciones de las compañías eléctricas, quienes veían en este sistema a un claro competidor dentro de su propio monopolio. Ello dio lugar al boom de plantas en los 90.

Con el aumento del precio del petróleo (y en consecuencia, del gas) la mayor parte de cogeneradores entraron en crisis ya que el marco económico del RD 2366/1994 no contemplaba una correlación entre precio de la electricidad y el precio del combustible. Siendo el coste de producción una actividad regulada que impedía a las empresas eléctricas superar un precio tope de 6 pta/kWh bajo la amenaza de pérdida de los Costes de Transición a la Competencia (CTC), este marco probó ser inadecuado en escenarios de volatilidad del precio internacional de la energía.

El marco liberalizador propugnado por la Ley 54/1997 y su posterior desarrollo a través del RD 2818/1998 han incidido muy negativamente en la cogeneración ya que disminuía la potencia máxima para la inclusión en el régimen especial de 100 MW a 50 MW, impuso una obligación de autoconsumo entre un 30% y un 50% de la electricidad generada, obligando a dimensionar la planta en función de la demanda eléctrica y no del calor, resultando en una pérdida de eficiencia, y limitó las primas a un período transitorio (mientras duraran los Costes de Transición a la Competencia). Todo ello denotaba una falta de soporte institucional y una incertidumbre del marco legal que frenó drásticamente el desarrollo de la cogeneración.

El RD 2818/1998 contemplaba sin embargo ya un precio de la electricidad cogenerada con una indización parcial (solo afecta a la prima) al precio del combustible. Sin embargo, la Administración no permitió que las plantas de cogeneración que estaban funcionando se acogieran a este nuevo RD salvo si cumplían ciertos requisitos de menor importancia, abocando de este modo a los cogeneradores a sufrir pérdidas.





Guía de la Cogeneración

La situación de altos valores de la demanda eléctrica (con su máximo histórico el 17 de Diciembre del 2001), puso en evidencia la falta de capacidad del sistema y la necesidad de las centrales de cogeneración. El Gobierno recurrió a los cogeneradores para superar este déficit de producción del sistema ordinario ofreciendo incentivos especiales a los cogeneradores, solicitando que todas las plantas funcionasen a máxima potencia y publicando el RD 841/2002, que ofrecía apoyos económicos importantes a los cogeneradores que saliesen al mercado. Sin embargo, las primas otorgadas por este RD estaban supeditadas al desarrollo de los ciclos combinados, y se extinguía cuando estos ciclos alcanzaban una determinada potencia instalada. Por ello, estas disposiciones cayeron en el olvido cuando la situación crítica se superó debido al desarrollo del programa de ciclos combinados.

La situación de los años 2000 a 2002 afectó en forma notable a promotores de cogeneración, empresas de consultoría e ingeniería, a instaladoras y fabricantes de bienes de equipo, etc., quienes vieron disminuir en forma muy importante su carga de trabajo, no sólo por la práctica ausencia de nuevos proyectos, sino por la cancelación de muchos proyectos en curso. Este sector de actividad, que en los últimos 10 años había realizado inversiones del orden de los 3.000 millones de euros, se desmoronó con una rapidez insólita, ya que nunca todo un sector de actividad había tenido cambios tan rápidos, no esperados y, sobre todo, injustificados.

En el 2004 la Directiva Europea EC/8/2004 para la promoción de la cogeneración vio la luz. Parte de las ideas de esta directiva se trasladaron en el RD 436/04 y el Real Decreto Ley 7/2006, que eliminó el concepto de autogenerador. Ello constituyó un hito importante, ya que se constató que los responsables de energía volvían a creer en la cogeneración y en la competitividad y seguridad de suministro que aportaba al sistema. Ello permitió una nueva filosofía en el desarrollo de la cogeneración, al independizar el concepto de cogenerador del de autogenerador y aportar la libertad de comercializar, de la mejor manera posible, la totalidad de la electricidad producida.

No obstante, en un país como en la España de principios de siglo, en el que las tarifas eléctricas estaban altamente subvencionadas, no era económicamente factible generar electricidad (ni por las grandes empresas del sector) sin ayudas del Estado (CTC y Déficit Tarifario para el régimen ordinario y primas para el régimen especial).

El RD Ley 7/2006 no fue de aplicación a la cogeneración hasta que se promulgó un nuevo régimen económico en el RD 661/2007 y con la Transposición de la Directiva de cogeneración a través del RD 616/2007. Este régimen económico vigente es bueno, permite invertir en cogeneración, incentiva el incremento de eficiencia de las plantas a través de un complemento por eficiencia, supuso un incremento sustancial de las tarifas de venta de electricidad al mercado y contempla la actualización de precios de venta de electricidad con el coste del combustible y el IPC.

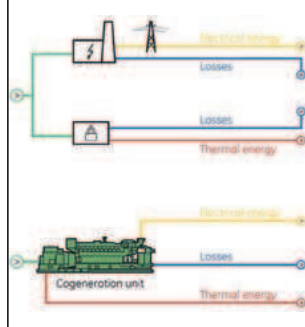
Entre la legislación publicada recientemente que afecta a la cogeneración cabe destacar el RD 222/2008 de 15 de Febrero, por el cual se integró la garantía de potencia a la prima; el RD 1578/2008, de 26 de Septiembre, donde se recoge la discriminación horaria, lo que favorece sustancialmente la economía de plantas de cogeneración con programas de trabajo cortos y el RDL 6/2009 donde se obliga a un pre-registro de la cogeneración para control del cumplimiento de los objetivos marcados por cada tecnología, lo cual en la cogeneración ha establecido una barrera adicional sin mayor sentido al estar lejos la instalación de nueva potencia del cumplimiento de los citados objetivos.

5. Barreras para el desarrollo de la cogeneración

La Asociación Española para la Promoción de la Cogeneración (CO-GEN España) trabaja conjuntamente con la Administración Española para eliminar las barreras para el desarrollo de la cogeneración. Se exponen a continuación las barreras importantes.

5.1. Falta un conocimiento adecuado de la cogeneración

Siendo un sector de resultados contrastados y con una madurez en sus actores principales, tanto en empresas de ingeniería, tecnología como operadores, que avala su vocación de permanencia en el mercado a largo plazo, llama la atención las dudas aun existentes de los beneficios que aporta al conjunto del sistema. Es posiblemente un problema de eliminación de prejuicios provenientes de las etapas iniciales de esta tecnología y baja visibilidad por estar enfocado al sector industrial que no llega a los medios.



5.2. Falta de regulación de los procedimientos de interconexión a la red eléctrica

A pesar de que el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio y la Comisión Nacional de Energía han trabajado sobre un borrador de real decreto de acceso y conexión a la red para el régimen especial durante más de 10 años, no se ha podido alcanzar todavía un consenso por parte de todos los actores involucrados.

COGEN España entiende que los esquemas de interconexión de las plantas de cogeneración deben realizarse bajo el principio de minimizar pérdidas en el sistema, favoreciendo la interconexión al menor nivel de tensión posible y manteniendo la seguridad de suministro permitiendo el trabajo en isla. Ello implica admitir esquemas de interconexión con un único punto de conexión para el usuario y la generación. Igualmente, debe aceptarse el uso de limitadores de electricidad vertida a la red. Finalmente, en el caso de la cogeneración, que depende de un usuario térmico que le impide especular sobre el punto de interconexión, debería eliminarse el aval bancario para la solicitud del punto de conexión.

En lo que se refiere a la cogeneración de pequeña escala, es deseable una simplificación de los trámites de conexión a la red de equipos de cogeneración de hasta 1 MW a baja y media tensión, adaptando normativas europeas como la EN 50438 donde se contemplan procedimientos de interconexión *Inform & Fit* para equipos de menos de 16 A por fase.

5.3. Eliminación de los límites de potencia para inclusión en régimen especial

Las plantas cogeneradoras de mayor tamaño son la que aportan mayor ahorro de energía primaria en valor absoluto. Esto es una ventaja competitiva para el país que no puede desaprovecharse. La inclusión en régimen especial de estas plantas puede entenderse dado que una planta grande que no cogenere tiene más libertad en un sistema de mercado competitivo que una que está obligada al suministro de calor en forma obligatoria, con independencia del precio del mercado eléctrico.

Por ello, a pesar de las economías de escala derivadas de su tamaño, se requieren ayudas para el desarrollo de cogeneración de gran

potencia para alcanzar rentabilidades razonables. No se habla únicamente de efectos económicos, sino de otros aspectos, como la simplificación de los trámites administrativos y la protección que supone pertenecer al régimen especial entre otros.

5.4. Falta de transparencia sobre los beneficios de la cogeneración al sistema. Publicación de estadísticas mensuales y anuales del desarrollo de la cogeneración

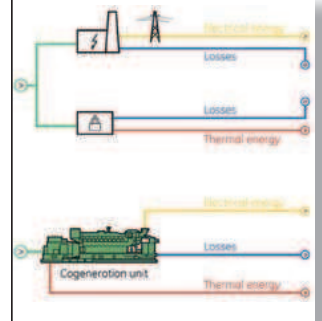
La situación actual es que no se dispone de estadísticas completas para la cogeneración en España y éstas no son consistentes, sino dependen en gran medida de los organismos que las publican. Estas estadísticas tienen un valor nacional pero también internacional de cara a emitir los informes obligatorios requeridos por la Comisión Europea y en muchas ocasiones las energías que no se vierten a la red (calor y electricidad autoconsumidos) no se tienen en consideración para evaluar los aportes de la cogeneración.

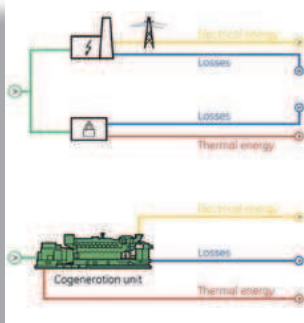
COGEN España considera que es esencial para el operador del sistema disponer de la capacidad de producción de la totalidad de las plantas de cogeneración y no sólo de las plantas que vierten energía al sistema de la red de distribución, conocer las plantas operativas y no operativas.

Se deberían realizar publicaciones mensuales de las aportaciones de la cogeneración donde se especificara el ahorro de energía primaria, el ahorro de emisiones de CO_2 , la electricidad de cogeneración y el ahorro, las pérdidas en la red, entre otros. La institución responsable de realizar estadísticas, debería integrar los datos de las diversas fuentes.

5.5. Revisión del sistema de exclusión del Régimen Especial

El rendimiento eléctrico equivalente (REE) mínimo es la base para la retribución del complemento de eficiencia y para la inclusión en el Régimen Especial. En la actualidad si una planta no cumple con el REE mínimo debería ser excluida del Régimen Especial, según lo establecido por el RD661/2007. Sin embargo, el REE es un indicador in-





Guía de la Cogeneración

trínseco de la eficiencia de la planta de cogeneración, donde no se integran correcciones como las pérdidas evitadas en la red eléctrica. No es lógico excluir plantas que no alcanzan los mínimos pero que siguen aportando ahorro de energía primaria al sistema.

COGEN España propone aplicar el complemento de eficiencia sólo a la parte de electricidad que cumple el REE mínimo tal como se aplica en el sector terciario, y siguiendo la filosofía de la Directiva Europea de promoción de la cogeneración (y su transposición en el RD 6161/2007), excluyendo del régimen especial sólo a las plantas que no ahorren energía primaria.

La Ley de Eficiencia Energética que el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio tiene interés en publicar en el futuro próximo dentro del marco del Plan Español para el Estímulo de la Economía y el Empleo, debería acabar de fijar algunas de las barreras de desarrollo a la cogeneración que aquí se han descrito.

6. Potencial de desarrollo futuro de la cogeneración en España

El Análisis del potencial de cogeneración de alta eficiencia en España 2010-2015-2020⁸ identificó un potencial de cogeneración de 12250 MW en el 2020 asumiendo un escenario optimista con políticas de impulso.

6.1. Potencial de cogeneración en el sector primario, secundario y terciario

El estudio constató que los sectores de actividad con mayor participación en términos de potencia instalada en cogeneración eran el alimentario, químico y papel y cartón, suponiendo aproximadamente la mitad del total a nivel nacional. Ello es lógico ya que estos subsectores industriales cuentan con una alta demanda térmica cogenerable de vapor, agua caliente, aceite térmico, gases calientes para secado y frío para refrigeración y proceso.

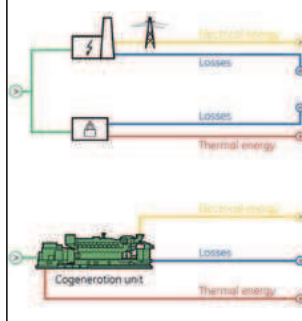
Existe sin embargo un gran potencial a desarrollar en el sector terciario, tanto en el área doméstica (calor y frío de distrito, cogeneración de

⁸ Instituto para la Diversificación y el Ahorro de Energía, Análisis del potencial de cogeneración de alta eficiencia en España 2010-2015-2020, Octubre 2007.

pequeña escala y microcogeneración) como en actividades comerciales (hospitales, hoteles, centros comerciales). En el sector primario existe potencial en el tratamiento de residuos de ganado porcino y vacuno (purines de cerdo) así como en el procesado y eliminación de residuos de la industria del aceite vegetal. Los potenciales tecnológicos señalados se detallan en la Tabla 1.

Tabla 1. Potencial tecnológico evaluado por IDAE para los sectores primario, secundario y terciario.

ACTIVIDAD	Año 2010			Año 2015			Año 2020	
	Calor útil (GWh)	Electricidad de cogeneración (GWh)	Potencial tecnológico (MWe)	Calor útil (GWh)	Electricidad de cogeneración (GWh)	Potencial tecnológico (MWe)	Calor útil (GWh)	Electricidad de cogeneración (GWh)
Tratamiento de residuos de porcino	5.631	3.754	579	6.285	4.190	646	6.865	4.577
Tratamiento de lodos de EDAR	2.101	1.416	210	2.200	1.483	220	2.279	1.536
Tratamiento de residuos de almazara	2.806	1.871	301	2.806	1.871	301	2.806	1.871
Biogás de lodos de EDAR	2.400	2.100	312	2.513	2.199	327	2.604	2.278
Biogás de residuos de vacuno	6.821	5.968	920	7.613	6.662	1.027	8.247	7.216
TOTAL	19.759	15.109	2.322	21.417	16.405	2.521	22.801	17.478
ACTIVIDAD	Año 2010			Año 2015			Año 2020	
	Calor útil (GWh)	Electricidad de cogeneración (GWh)	Potencial tecnológico (MWe)	Calor útil (GWh)	Electricidad de cogeneración (GWh)	Potencial tecnológico (MWe)	Calor útil (GWh)	Electricidad de cogeneración (GWh)
SECTOR SECUNDARIO								
SECTOR INDUSTRIAL								
Papel y cartón	15.555	12.019	1.430	16.839	13.012	1.548	18.681	14.435
Textil	5.529	4.854	1.011	5.985	5.255	1.095	6.022	5.287
Química	21.217	15.913	2.539	22.969	17.227	2.749	22.875	17.156
Alimentación	11.648	9.430	1.607	12.611	10.209	1.740	15.584	12.616
Minerales no metálicos	8.767	6.110	1.334	9.491	6.779	1.444	8.209	7.592
Resto industria	12.194	11.881	2.556	13.201	12.862	2.767	17.692	17.338
BIOETANOL	3.209	2.853	352	3.353	2.981	368	3.504	3.115
REFINO DE PETRÓLEO	12.116	13.391	1.594	13.218	14.609	1.739	14.090	15.573
TOTAL SECTOR SECUNDARIO	90.235	78.451	12.423	97.667	84.934	13.450	106.656	93.012
SECTOR TERCIARIO RESIDENCIAL Y COMERCIAL								
Actividades domésticas	21.720	24.823	6.531	25.548	29.198	7.682	26.261	30.012
Actividades comerciales	5.567	6.362	1.494	6.548	7.484	1.758	6.731	7.692
TOTAL RESIDENCIAL Y COMERCIAL	27.287	31.185	8.025	32.096	36.682	9.440	32.992	37.704
TOTAL	117.522	109.636	20.448	129.763	121.616	22.890	139.648	130.716



El limitado desarrollo de la cogeneración de los últimos años, ligado a las coyunturas de precios de energía eléctrica vertida a la red regulados por el régimen especial y los precios del combustible, acentuado por el retraso de la publicación del RD 661/2007, llevó al Plan de Acción 2008-2012 a rebajar el objetivo original de 9215 MW en 2012 anunciado en el Plan de Acción 2005-2007 a 8.400 MW (Fig. 7).

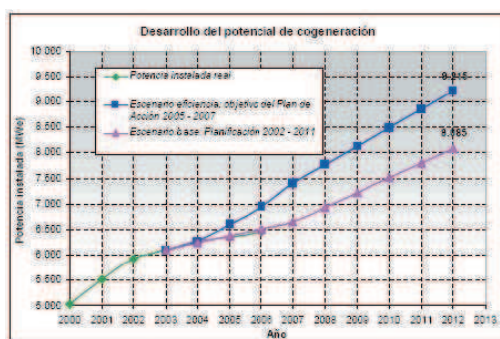
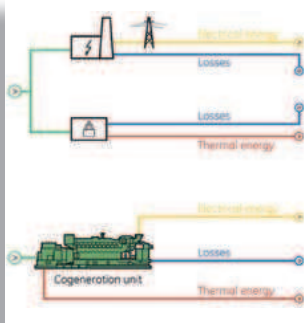


Figura 7. Evolución de la potencia de cogeneración real instalada, el escenario base 2002-2011 y el escenario de eficiencia, objetivo del Plan de Acción 2005-2007.



6.2. Potencial de Renovación del Parque Existente

Existe adicionalmente un gran potencial de renovación del parque existente de cogeneraciones, estimándose para el 2012 la existencia de 2146 MW con más de 16 años de antigüedad. En gran medida la renovación del parque no se ha iniciado decididamente por parte del sector todavía, quedando a la espera de una clarificación por parte de la Administración del concepto de "modificación sustancial" que recoge el RD 661/2007, anunciada en 2009. Dicha clarificación debe homogeneizar las condiciones de modificación sustancial en el territorio nacional y flexibilizarlas para facilitar esta renovación del parque y adaptación del mismo a las nuevas legislaciones medioambientales que, exigiendo la disminución de emisiones, van a obligar a la sustitución de equipos principales en muchas ocasiones. No realizar el potencial de cogeneración de renovación supondría para el país una inversión del orden de 1.900 Millones de Euros. Estimulando el "Plan Renove" se puede garantizar esta potencia con una inversión notablemente inferior.

7. Conclusiones

La cogeneración contribuye directamente a los tres pilares fundamentales de la política europea: cambio climático, seguridad de suministro y competitividad. La inversión en eficiencia energética es un objetivo prioritario tanto en el Plan de Recuperación Económica de la Comisión Europea⁹ como en el Plan Español para el Estímulo de la Economía y el Empleo, ya que va a ser un motor de desarrollo económico sostenible.

Se debe por tanto garantizar la viabilidad del parque actual y desarrollo futuro ante los nuevos retos medioambientales - como Directiva de Comercio de Emisiones (ETS) o la Directiva para el Control Integrado de las emisiones (IPPC) -, regulatorios y la transformación del sector productivo al que atienden.

Existe un gran potencial en áreas inexploradas como la cogeneración industrial de gran tamaño (>50 MW) o la microcogeneración y cogeneración de pequeña escala (<1 MW) en el sector residencial y terciario, que se desarrollará dando seguridad a los inversores industriales y energéticos.

Todo ello redundará en la robustez y eficiencia energética de nuestro país.

⁹ Commission of the European Communities, Communication from the Commission to the European Council. A European Economic Recovery Plan, COM (2008) 800 final, 2008.

2

EVOLUCIÓN TECNOLÓGICA Y MEDIOAMBIENTAL DE LA COGENERACIÓN

1. Introducción

La tecnología de cogeneración es un ejemplo por la extraordinaria mejora que ha experimentado en las últimas décadas.

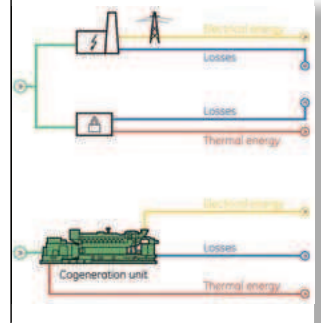
La favorable evolución se ha producido tanto en los equipos principales, como en las instalaciones auxiliares, que han permitido mejorar las prestaciones y aumentar la disponibilidad del conjunto. Las mejoras más importantes se han producido tanto en el rendimiento como en las emisiones. En este sentido la tecnología de cogeneración también es un ejemplo de compatibilidad entre aumento de la rentabilidad y de la protección medioambiental.

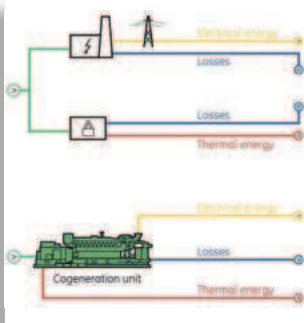
La evolución es en verdad impresionante, porque se ha conseguido duplicar el rendimiento eléctrico y dividir por 5 o 10 las emisiones de NOx. Hemos asistido pues a una espectacular mejora tecnológica, que aún no ha terminado, y aunque parezca imposible nuevas mejoras, es seguro que veremos aún importantes progresos en este campo.

El hecho de que se esté produciendo esta rápida evolución aconseja estar pendiente y analizar si vale la pena hacer cambios en una instalación existente para optimizar sus prestaciones. Al mismo tiempo, los nuevos equipos hacen posible hacer instalaciones donde antes no se podía o no era rentable hacerlo.

2. Rendimientos en una planta de cogeneración

La bondad de la tecnología se mide por su eficiencia o rendimiento. El rendimiento pues es sin duda el parámetro más importante en una planta de cogeneración, pero hay varios rendimientos a considerar.





Guía de la Cogeneración

El rendimiento eléctrico es el cociente entre la energía eléctrica generada por la planta y la energía aportada por el combustible. Este es único rendimiento a considerar en las centrales de producción de electricidad.

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

Siendo,

η_e = Rendimiento eléctrico.

E = Energía eléctrica generada en un periodo, medida en bornas de alternador (kWh).

Q = Combustible consumido por la planta, en kWh PCI.

En plantas de cogeneración, junto con este valor se utiliza el rendimiento global:

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

siendo

η_g = Rendimiento global.

V = Calor útil producido (kWh).

Desde el punto de vista legal se utiliza el rendimiento eléctrico equivalente. Se define el rendimiento eléctrico equivalente según la siguiente fórmula:

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

$\frac{V}{0,9}$ = combustible para generar V (kWh) de calor

$Q - \frac{V}{0,9}$ = combustible atribuible a la generación de electricidad en una planta de cogeneración.

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

Este rendimiento tiene sentido físico, ya que en el denominador descontamos al consumo de combustible lo que se gastaría para producir el calor útil, quedando sólo el combustible necesario para la producción de electricidad. Este rendimiento es un buen indicador del buen diseño, pero no es perfecto, puesto que una instalación de menos potencia, con mucha postcombustión tiene mayor rendimiento eléctrico equivalente que una diseñada justo para satisfacer el calor sin postcombustión.

Este índice es uno de los principales parámetros de una planta de cogeneración. En España, para tener acceso al cobro de primas por generación eléctrica es necesario demostrar que la planta tiene un η_{ee} mínimo, dependiendo del combustible y tecnología empleada.

También hay que destacar que, de acuerdo con la actual normativa vigente en España (RD 661/2007), el rendimiento eléctrico equivalente está relacionado con la prima eléctrica a percibir por el promotor, de forma que el aumento de ese rendimiento hace aumentar la prima a percibir y mejora la rentabilidad global del proyecto.

Se establece en este RD 661, un complemento de la prima por eficiencia que se calcula por la siguiente expresión:

$$C_e (c€/kWh) = 1,1 \times \left(\frac{1}{\eta_{ee \min}} - \frac{1}{\eta_{eei}} \right) C_{mp} (c€/kWhPCS)$$

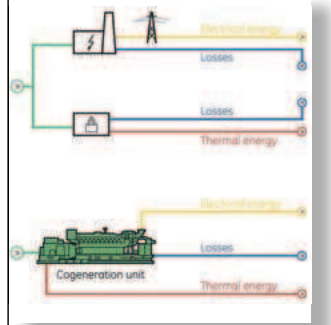
C_e , el complemento por eficiencia

$\eta_{ee \min}$, el rendimiento eléctrico equivalente mínimo exigido

η_{eei} , el rendimiento eléctrico equivalente anual real acreditado

y C_{mp} , el coste medio del gas natural

La importancia económica de este complemento es considerable y justifica hacer instalaciones más eficientes aunque esto suponga un aumento apreciable de la inversión. En la Fig. 1 se muestra que se pueden obtener precios medios de venta de electricidad de un 15 a 20% mayores para elevados rendimientos globales.



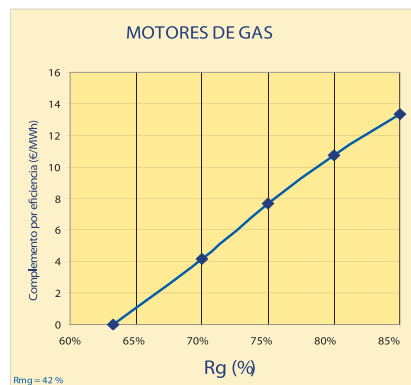
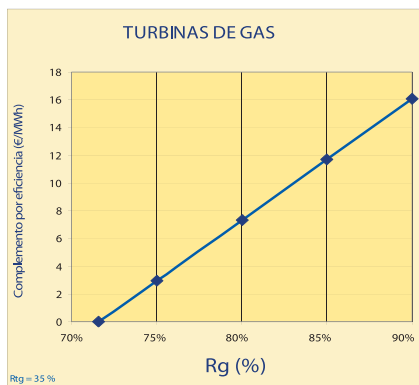
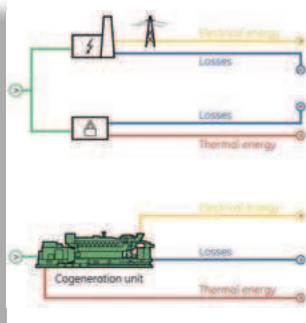


Figura 1. Magnitud del complemento por eficiencia.

3. Emisiones de las plantas de cogeneración

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.

En efecto, sus emisiones atmosféricas son menores y menos contaminantes. Emiten CO₂ en menor cantidad por kWh producido que otras centrales térmicas, puesto que tienen mejor rendimiento global. Las emisiones de NOx y CO están dentro de lo permitido, y existen tecnologías para bajarlos más aún. Las emisiones de SO₂ y de partículas sólidas son prácticamente inapreciables cuando se utiliza gas natural como combustible. La Tabla 1 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 1. 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

4. Mejoras efectuadas en los motores primarios (turbinas y motores)

4.1. Prestaciones de las turbinas de gas y nuevos desarrollos

Las turbinas de gas industriales para generación de electricidad tienen potencias desde unos cientos de kilovatios hasta más de trescientos megavatios, aunque hay modelos para aplicaciones especiales de unos kilovatios e incluso de unos vatios.

En la Fig. 2 se pueden ver los rendimientos de las principales turbinas de gas en condiciones ISO. Aquí se puede ver que las turbinas de gas de mayor rendimiento llegan hasta un 42% en algunas unidades de unos 40 MW, con una turbina de 100 MW de rendimiento mayor aún. En turbinas mayores el rendimiento eléctrico baja un poco, pero tienen gases de escape más calientes, que permiten trabajar a mayor presión de vapor en el ciclo combinado y conseguir mayor potencia en la turbina de vapor y en definitiva obtener mayor rendimiento global del ciclo combinado.

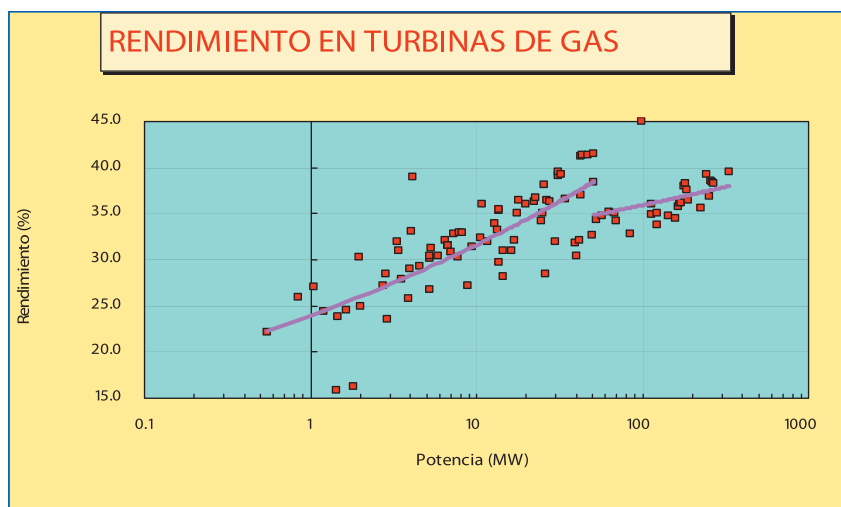
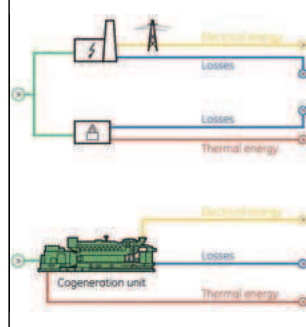
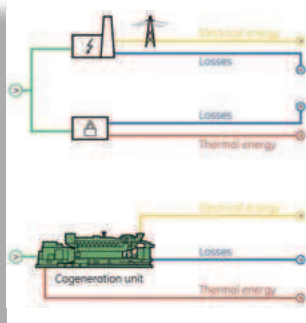


Figura 2. Variación del rendimiento con el tamaño de las turbinas de gas.

Por lo que se refiere a las emisiones, con quemador estándar el nivel de emisiones es de 150...300 ppmv de NOx y 10...50 ppmv de CO. Mediante inyección de vapor o agua se puede bajar a 25...50 ppmv de NOx, aunque aumentan las emisiones de CO.





Guía de la Cogeneración

Con quemadores especiales de bajo NOx se puede bajar a 10...25 ppmv sin subir las emisiones de CO, aunque aún con un coste elevado.

Los nuevos desarrollos en las turbinas de gas han ido ligados por un lado a la mejora medioambiental, con desarrollo en prácticamente todas las turbinas de quemadores secos de bajo NOx, y por otro al aumento de los rendimientos.

El rendimiento va ligado a la temperatura superior del ciclo termodinámico, y esto en las turbinas está ligado al desarrollo de materiales más resistentes a las altas temperaturas (más refractarios) y a la mejora en los sistemas de refrigeración de partes calientes. Además se han desarrollado sistemas de combustión en varias etapas (secuencial) y se están desarrollando turbinas con materiales cerámicos. Otra línea de desarrollo son los sistemas de refrigeración intermedia en la etapa de compresión. Un caso particular de esto último es la turbina LM 6000 Sprint, que tiene inyección de agua nebulizada en una zona intermedia del compresor, lo que aumenta su potencia máxima en unos 4 MW. Otros fabricantes tienen refrigeración con vapor de las partes calientes, lo que permite tener mayor temperatura de entrada en la primera fila de álabes, con la misma temperatura en la cámara de combustión.

Todos los fabricantes rediseñan sus turbinas más competitivas de manera continua, normalmente cada versión aumenta algo la temperatura de combustión y a veces algo el caudal de gases y otras aumenta la relación de presiones. Para ello, se introducen nuevas aleaciones más refractarias en la primera fila de álabes, se recubren éstos con materiales cerámicos y se mejora su refrigeración. Con este método se aumenta la potencia y el rendimiento. Por esta razón es conveniente seleccionar alternadores sobredimensionados, que puedan absorber del orden de un 10% más de potencia.

Recientemente se han introducido las primeras turbinas de gas, con refrigeración intermedia en el compresor. De esta manera se ha podido llegar al 45% de rendimiento eléctrico, en turbinas de 100 MW.

La legislación medioambiental es todavía diversa dentro de la Unión Europea, contrastando países como España, en que no es necesario medidas de corrección ambiental en turbinas de gas con otros en que es obligado ir a quemadores de bajo NOx. Esto no es muy lógico y además establece diferencias de competitividad en las empresas dentro de un mercado único, por lo que cabe esperar una armonización legislativa, que conduzca en la práctica a utilizar en cada momento la tecnología más avanzada, esto es la más limpia, y más aún

en el caso de que esto no esté reñido con el mejor rendimiento, como es el caso de los quemadores de bajo NOx para turbinas de gas.

La evolución de las prestaciones en las turbinas de gas en los últimos cincuenta años es impresionante y especialmente en los últimos veinticinco. La Fig. 3 da una idea de la evolución en el rendimiento de las turbinas de gas, así como la relación entre temperatura de combustión y rendimiento.

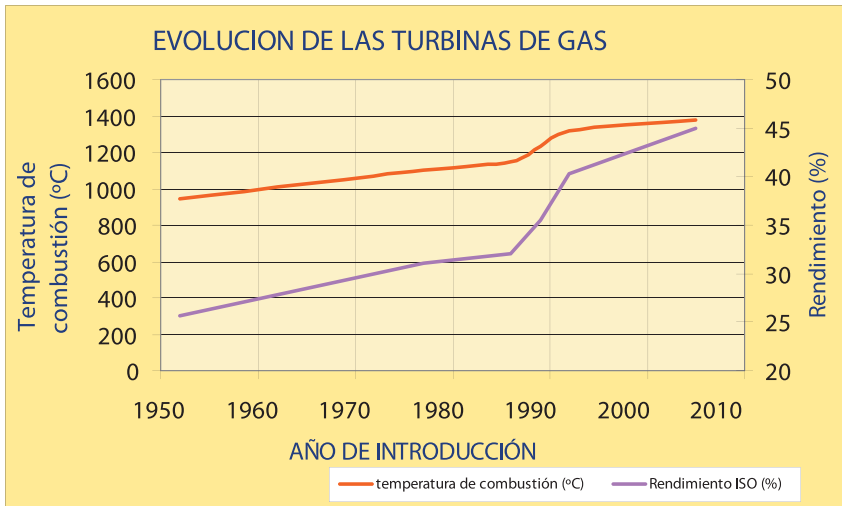


Figura 3. Evolución de las turbinas de gas.

Por supuesto que este aumento espectacular de los rendimientos se consigue con una labor enorme de investigación y desarrollo, del que podemos hacernos una idea simplemente comparando la Foto 1 y Fig. 4, la primera es una turbina de la década de los 60, de 20% de rendimiento, y la segunda de principios del siglo XXI, con 45% en ciclo simple.

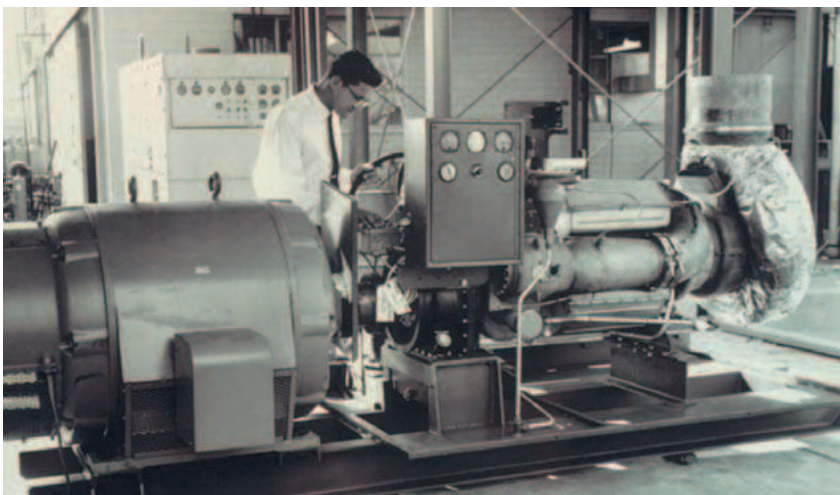
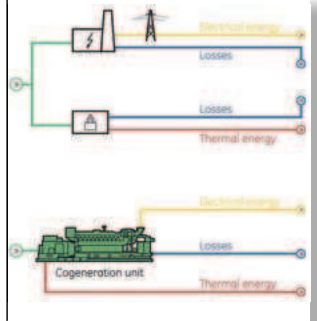


Foto 1. Una de las primeras turbinas Solar Saturn. Años 60. Cortesía Caterpillar.



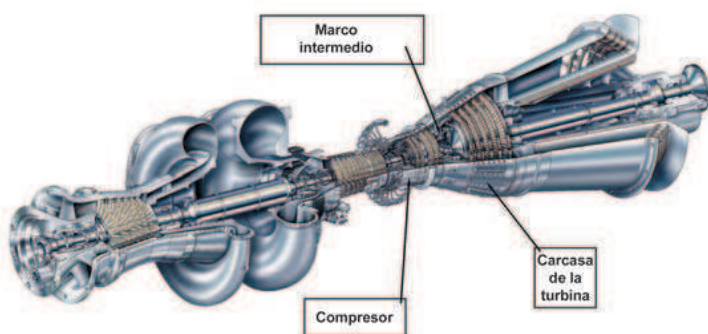
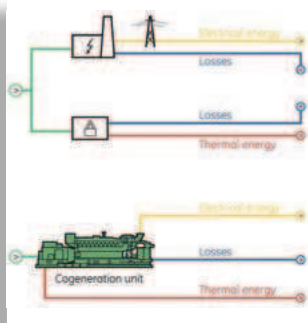


Figura 4. Turbina LM 100. Año 2005. Cortesía GE.

Las turbinas de gas son máquinas muy apropiadas para cogeneración por disponer de calor en una sola fuente, a alto nivel térmico, pero para tener rendimientos aceptables (mayores del 30%) hay que ir a tamaños mínimos del orden de 4 MW (esto supone una producción de vapor del orden de 10 t/h).

Lo anterior está relacionado fundamentalmente con las grandes turbinas industriales, que salvo en casos de grandes instalaciones (aeropuertos, centros empresariales, centros de convenciones) son demasiado grandes para el sector terciario. Enfocado a este sector precisamente se han desarrollado las microturbinas, de unas decenas o pocos cientos de kW. Estas no aparecen en la Fig. 2, pero ya se intuye que su rendimiento debería ser pequeño. Su origen viene de las unidades de energía auxiliar en la aeronáutica, donde el rendimiento es poco relevante por su poco tiempo de funcionamiento. La introducción en ellas del ciclo regenerativo, que no consiste más que en precalentar el aire de combustión con los gases de escape, para ahorrar combustible, ha permitido en turbinas de unos 100 kW llegar al 33% de rendimiento, sin bien con gases de escape a temperaturas del orden de 300 °C.

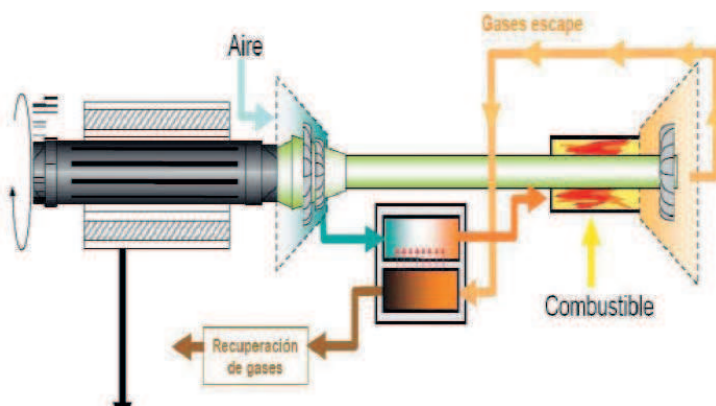


Figura 5. Esquema de ciclo regenerativo.

El ciclo regenerativo se introdujo durante los años 80 en el sector industrial, como forma de extender la competitividad de las turbinas en instalaciones de menor consumo de calor. Esto permitió llegar en turbinas de gas del orden de 4 MW a rendimiento eléctrico del 38%, que sólo lo tienen las grandes turbinas, claro que sacrificando el calor disponible y su nivel térmico. Después de las primeras dificultades de materiales en el intercambiador esta tecnología se puede decir que está madura. No obstante, a pesar de ser una técnica prometedora no ha tenido mucha difusión porque como se verá los motores de gas también han evolucionado mucho y son prácticamente imbatibles en este nivel de potencia. La Fig. 6 muestra una turbina regenerativa.

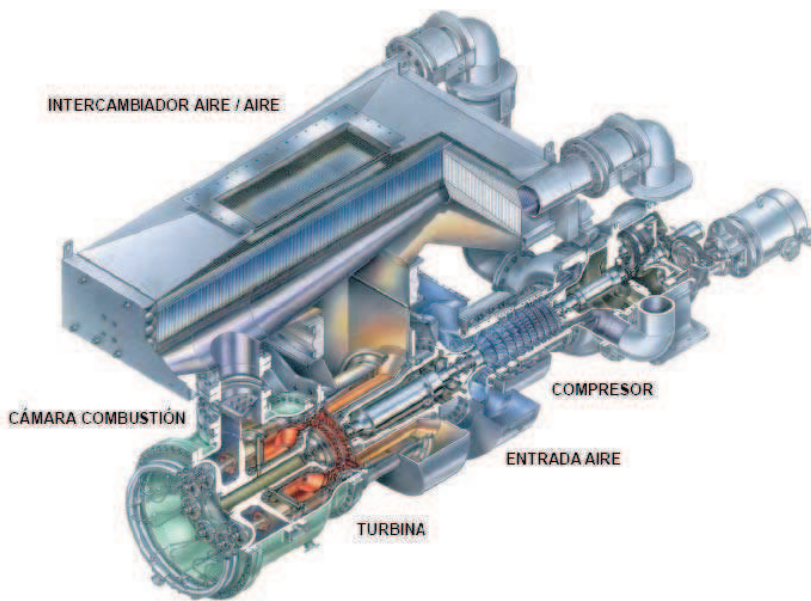
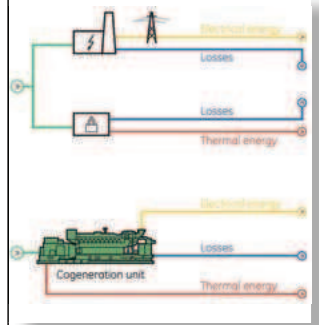
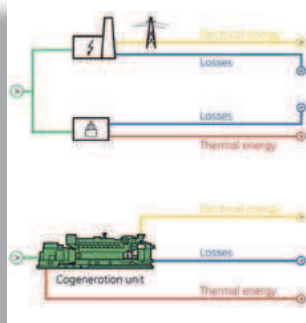


Figura 6. Turbina de gas de ciclo regenerativo de 4,5 MW. Cortesía Caterpillar.

Algún fabricante utiliza la combustión secuencial, esto es los gases de combustión procedentes de una primera cámara de postcombustión se expansionan en una primera turbina, sobre estos gases más fríos, pero todavía con un contenido elevado de oxígeno, se realiza una postcombustión en una segunda cámara. Esto permite mayor potencia y rendimiento de ciclo sin aumentar la temperatura de combustión máxima, lo que redunda en mejores condiciones para los materiales (menor mantenimiento) y menores emisiones.

Los desarrollos actuales en grandes turbinas incorporan recubrimientos cerámicos en cámaras de combustión y refrigeración de partes ca-





lientes con vapor (ciclo combinado) siempre en la línea de aumentar la temperatura de combustión y aumentar el rendimiento del ciclo.

4.2. Tendencias y nuevos desarrollos en motores alternativos

Durante los años ochenta y noventa penetraron con fuerza en el mercado de la cogeneración los motores de gas de alto rendimiento, que ya en unidades del orden del MW tienen buenos rendimientos (35-40%), y al mismo tiempo tienen un bajo nivel de emisiones. El récord de rendimiento está por ahora en los motores diesel de dos tiempos, lentos, con rendimientos de casi el 50%, aunque con poco futuro previsible en cogeneración, debido a sus altos niveles de emisiones contaminantes.

En los motores de gas ha habido una considerable evolución con el tiempo en la mejora de las prestaciones y disminución de emisiones. Ello se ha conseguido por el aumento en la relación de compresión, el trabajo con mezclas pobres y la mejora en el control de la combustión para evitar la detonación, lo que ha permitido mejorar el rendimiento y al mismo tiempo disminuir las emisiones.

Las siguientes gráficas dan una idea de la evolución en el rendimiento de los motores de gas, así como la relación entre la presión media efectiva y rendimiento.

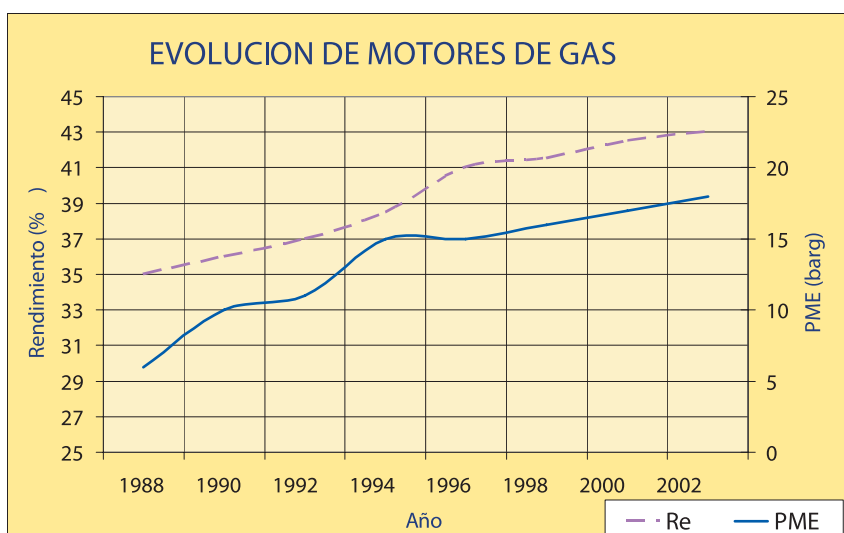


Figura 7. Evolución de presiones medias efectivas y rendimientos en motores de gas.

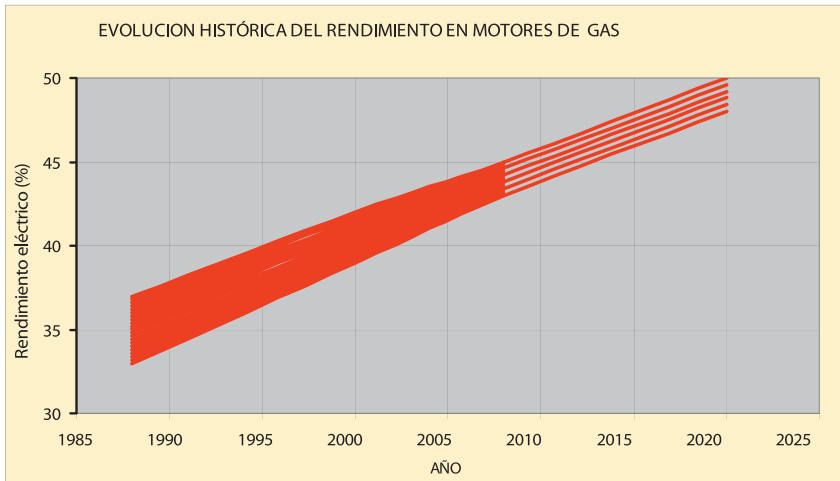


Figura 8. Evolución histórica del rendimiento de los motores de gas.

En la Fig. 8 se representa a trazo discontinuo las previsiones de evolución de los rendimientos. Los motores alternativos, como se ha visto tienen un buen rendimiento, pero tienen en general el problema de mayores emisiones, mayor coste de mantenimiento y consumo de aceite.

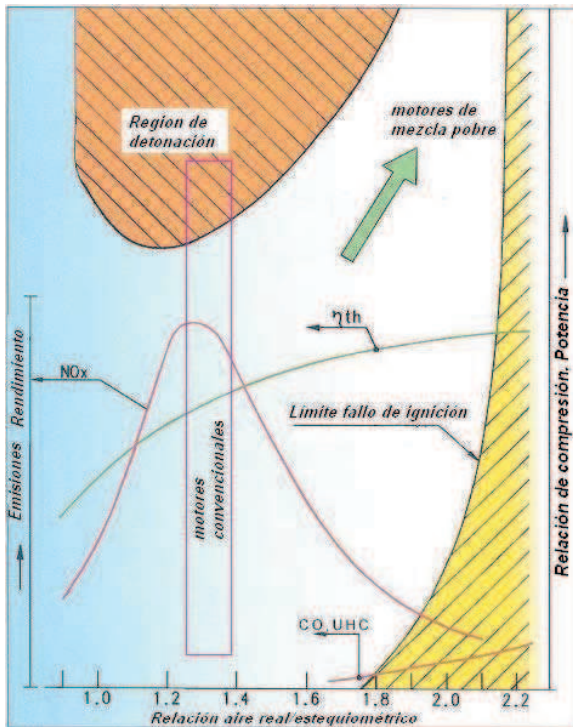
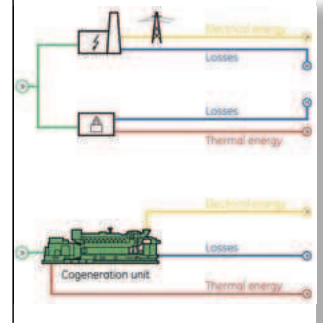


Figura 9. Relación de prestaciones de los motores de gas con la riqueza de la mezcla.



Guía de la Cogeneración

Los desarrollos se centran en la fabricación de unidades cada vez de mayor potencia unitaria (8 MW en la actualidad), la disminución del consumo de aceite lubricante y sistemas de control de la detonación para aumentar el rendimiento. Entre 1992 y el año 2000, el rendimiento de un motor de 3 MW ha pasado del 39 al 42%. Ahora se están instalando motores de gas de 8 MW, con rendimientos del orden del 44 al 45%, basado entre otras cosas en una mejora del ciclo Otto, el llamado ciclo Miller.

Actualmente hay dos diseños principales, en uno, el tradicional, se toma el gas combustible a baja presión en un carburador y la mezcla con aire se comprime antes de introducirse en el cilindro.

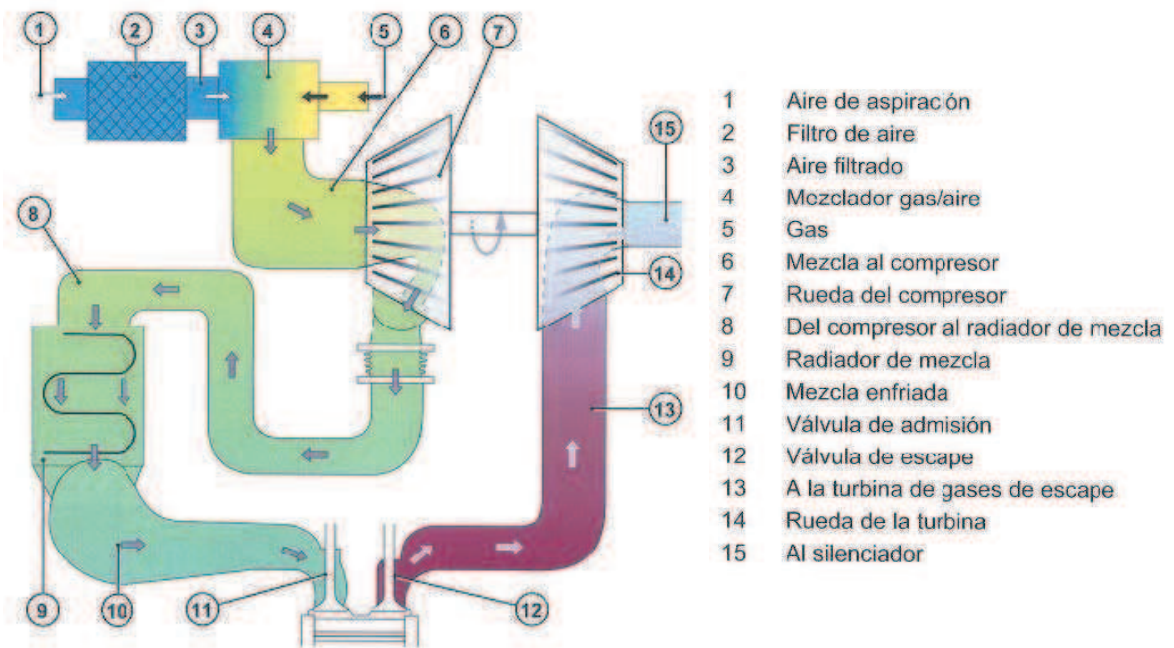


Figura 10. Ciclo Otto con carburador y compresión de la mezcla. Cortesía de MWM.

En otro se comprime el aire y el gas se introduce a presión justo antes de la válvula de admisión. En algunos diseños, para facilitar la ignición de la mezcla pobre, se introduce una mezcla rica en una precámara. En la precámara se provoca la ignición con facilidad y seguridad mediante una bujía, ignición que se propaga de manera segura al resto del cilindro.

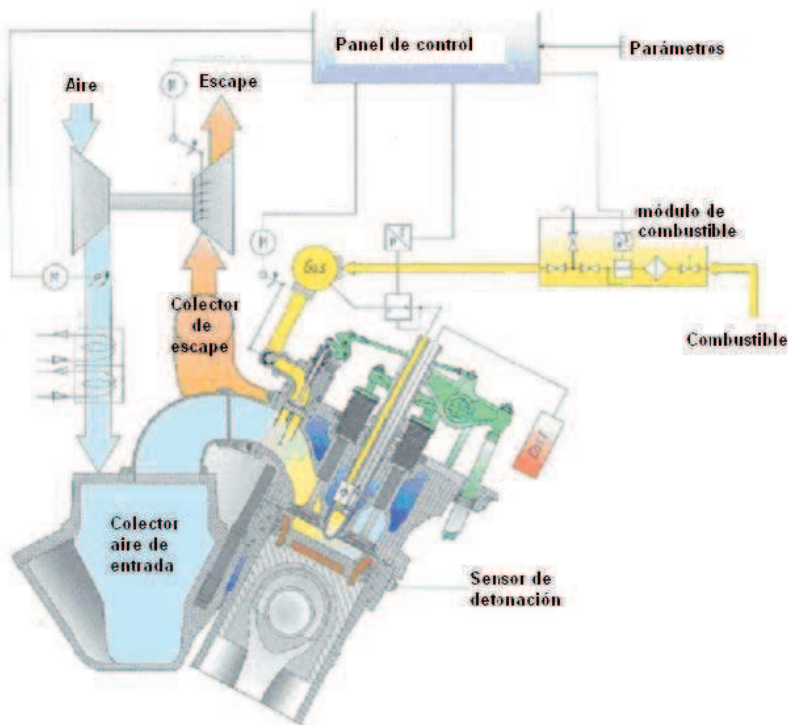
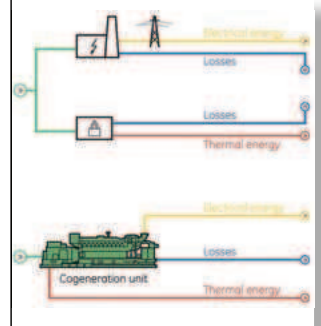
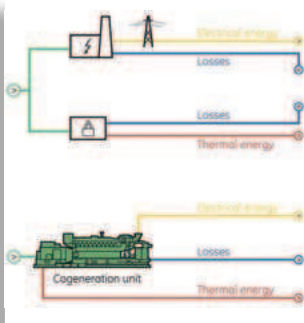


Figura 11. Ciclo Otto con inyección a presión y precámara. Cortesía de Rolls Royce.

La eficacia de un motor Otto de ciclo convencional de cuatro tiempos depende a la postre de la presión media efectiva en el cilindro. La temperatura máxima y, por tanto, la presión está limitada por el riesgo de detonación, por lo que se llega a un límite de eficiencia. El ciclo Miller aumenta la relación de compresión del turbo, esto permite un llenado más eficiente y rápido del cilindro, y aumentando un poco la capacidad del refrigerador posterior permite partir al comienzo de la compresión geométrica con mayor presión y la misma temperatura, y llegar a menor temperatura al final de la expansión, o bien aumentar la presión final para una misma temperatura límite. Se aumenta la expansión, que es la que da el trabajo útil y se disminuye el trabajo de compresión. Esto se consigue jugando con los retardos de apertura y cierre de válvulas.

Otro desarrollo en el que se investiga constantemente es en la fuente de ignición (la bujía) puesto que es un punto débil causante a veces de la indisponibilidad de los motores. Cada vez se consigue aumentar más el intervalo entre cambio de bujías (ahora está en torno a 2000 h). Un fabricante ha introducido ya un motor ciclo Otto sin bujías, en que





Guía de la Cogeneración

la ignición se realiza mediante punto caliente. Se trata en realidad de una reintroducción puesto que a principios del siglo XX también se provocaba la ignición con punto caliente.

5. Mejoras en el diseño de plantas de cogeneración

Los parámetros fundamentales de una planta de cogeneración casi siempre dependen de los equipos principales. Por ello, las posibilidades de mejora en el diseño de plantas van dirigidas fundamentalmente a sacar a los equipos principales el máximo partido posible y a aumentar su disponibilidad, aparte de elegir los equipos principales más eficientes.

Es sobradamente conocido que para tener autorización de instalar una planta de cogeneración en España, se deben cumplir una serie de requisitos, el más importante, y en el que ahora nos fijaremos es cumplir con un rendimiento mínimo. Como las plantas de cogeneración producen diferentes tipos de energía útil, la eléctrica y la térmica, se ha definido el rendimiento eléctrico equivalente como se indica en el apartado 2.

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 intercambiador.

5.1. Refrigeración del aire de entrada a turbinas de gas

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. A título de ejemplo, se puede ver en la Fig. 12 la variación de potencia y rendimiento de una turbina de 21 MW con la temperatura ambiente. Esta gráfica es diferente para cada turbina de gas, pero siempre la poten-

cia y el rendimiento aumentan al bajar la temperatura ambiente. La temperatura óptima depende de la turbina, pero suele estar alrededor de 0 °C.

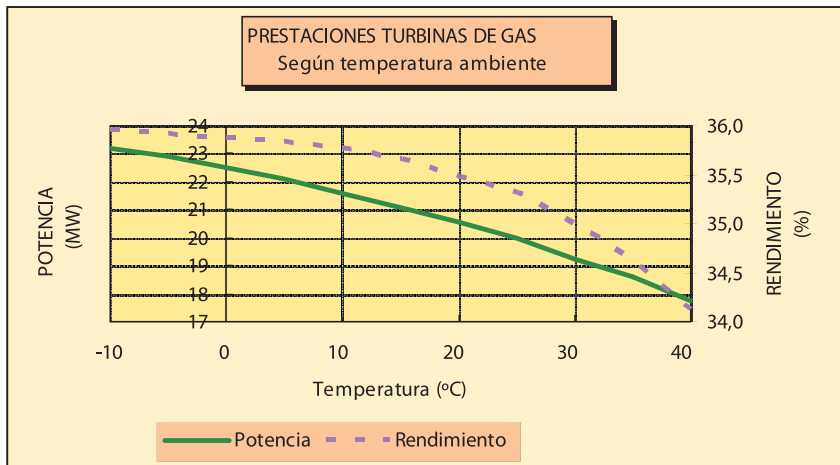


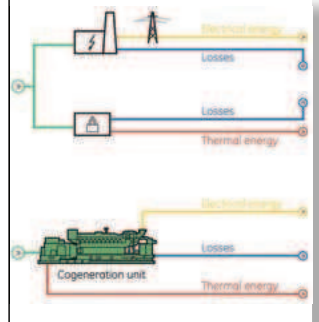
Figura 12. Variación de las prestaciones de una turbina de gas de 21 MW con la temperatura ambiente.

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

El enfriador consiste en un tramo de conducto después del filtro, en cuyo interior hay un medio de evaporación compuesto generalmente por un elemento poroso como la celulosa, que favorece el contacto del agua que cae con el aire. Sobre la parte superior de este relleno se pulveriza agua, que resbala hasta abajo evaporándose parcialmente al contacto con aire seco y caliente, en flujo cruzado. El agua que no se ha evaporado cae a una balsa o depósito en la parte inferior, lugar del que es aspirada por una bomba que la envía de nuevo a los aspersores superiores. El nivel de agua se mantiene con un relleno continuo para reponer el agua evaporada y la purga continua, cuyo objetivo es limitar la concentración de sales, que arrastradas pueden dañar o ensuciar el compresor de la turbina.

El aire experimenta a su paso por el medio evaporante un enfriamiento adiabático. La temperatura límite de enfriamiento es la temperatura del bulbo húmedo, esto es la temperatura que alcanza el aire cuando su humedad llega al 100%, puesto que a partir de este momento no puede



Guía de la Cogeneración

haber más evaporación y, por tanto, más intercambio de calor. Sería necesario un tiempo de contacto agua-aire infinito para llegar a este límite. Se define como eficiencia de un enfriador evaporativo a la relación:

$$E = (T_E - T_S) / (T_E - T_H)$$

Normalmente los enfriadores se diseñan para eficacias del 85 al 90%.

El agua de alimentación a estos enfriadores no debe ser dura, si no es agua de buena calidad debe ser descalcificada o mejor aún desmineralizada, de esta manera puede ser mantenida en calidad aceptable sin necesidad de grandes purgas.

Esta solución es la más adecuada en climas secos, donde se consigue un importante aumento de los beneficios de la planta con una pequeña inversión.

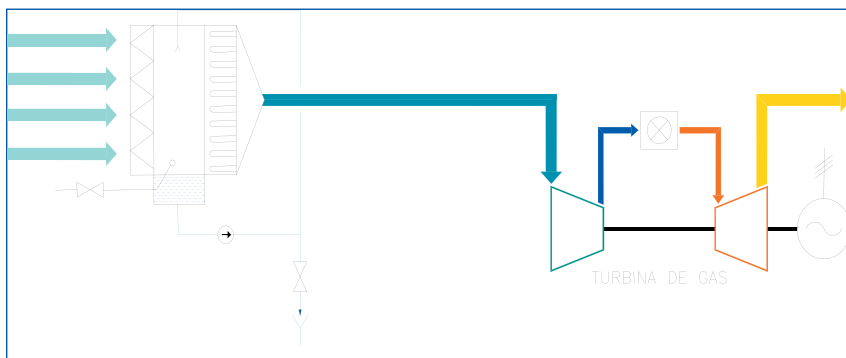


Figura 13. Refrigeración de aire a turbina de gas con enfriador evaporativo.

Posteriormente se ha introducido por algunos fabricantes de turbinas el sistema de refrigeración por niebla. En este método se introduce agua finamente dispersada en la corriente de aire de entrada, con ello se permite subenfriar más la corriente de aire y aumentar la masa que va a turbina. También se puede inyectar la niebla en un punto intermedio de la compresión, con ello se permite más capacidad de admisión de agua y, por tanto, mayor aumento de potencia de la turbina de gas.

b) Enfriamiento con intercambiador

En este caso se trata de interponer un intercambiador en el sistema de aire de entrada a la turbina de gas, a través del que se hace circular un fluido frío. Ese fluido se enfría o bien en una máquina frigorífica de com-

presión o de absorción. En este dispositivo la limitación no es la temperatura húmeda sino la temperatura de agua fría. Se puede sobrepasar el punto de rocío y, por tanto, condensar bastante agua del aire, que ha de ser retirada de la corriente de manera eficiente evitando arrastres, que pueden conducir a deterioro en la turbina. Hay una temperatura mínima de trabajo, que suele estar en unos 3 a 5 °C, para evitar la formación de escarcha en la entrada del compresor de la turbina.

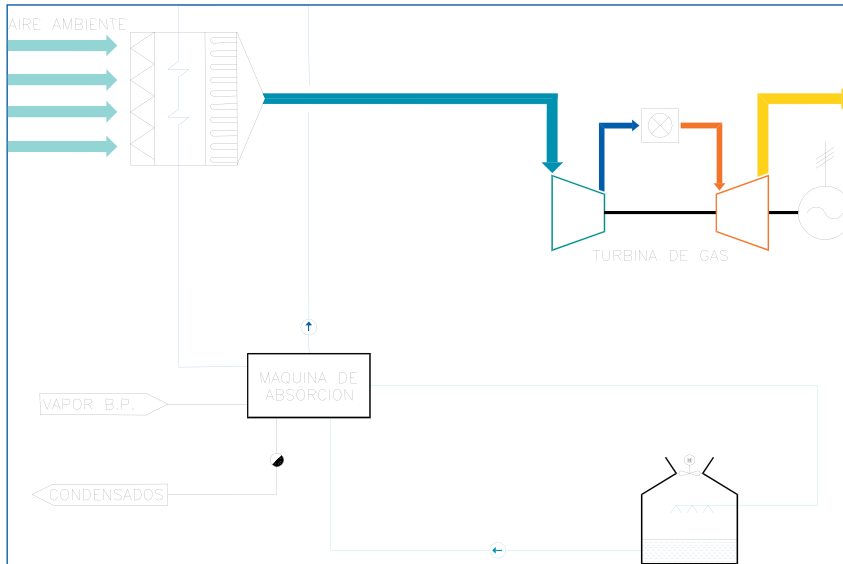


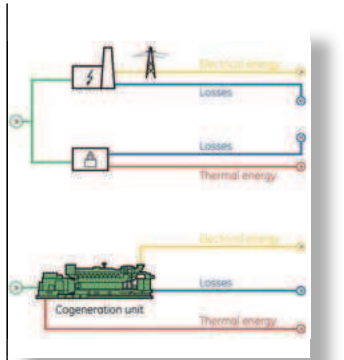
Figura 14. Refrigeración de aire a turbina de gas con enfriador de absorción.

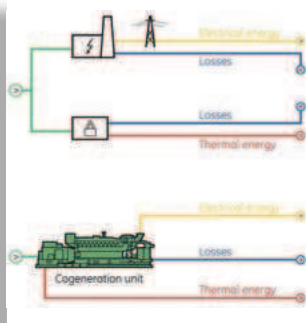
Con este sistema se pueden aumentar más las prestaciones de la turbina que con el enfriador evaporativo, pero requiere una mayor inversión, y además consume energía.

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.

5.2. Medidas para mejorar el rendimiento en plantas con motores alternativos

De igual forma y por las mismas razones que en las plantas con turbinas de gas, una buena forma de aumentar la rentabilidad de las plantas con motores alternativos es aumentar su rendimiento global. La mayor dificul-





Guía de la Cogeneración

tad del aprovechamiento térmico en los motores de gas se debe a que se dispone del calor recuperable de varias fuentes, y una parte importante a bastante baja temperatura. Es precisamente esta dificultad la que nos brinda grandes oportunidades de mejorar la eficiencia de las plantas.

En primer lugar debe aprovecharse hasta donde sea posible el agua caliente de alta temperatura (a unos 90 °C normalmente). En muchos procesos en la industria y en los servicios no se requieren temperaturas superiores a 90 °C (este es el caso del sector alimentario). Sin embargo, numerosas veces para unificar el sistema de transporte del calor desde el lugar de producción a los lugares de utilización es más sencillo utilizar un solo fluido caloportador, siendo éste normalmente el vapor. Esto no tiene mucha repercusión en el rendimiento en el caso de tratarse de una caldera convencional, pero no es el caso así en las plantas de cogeneración basadas en motores puesto que supone la utilización o el desperdicio de una fuente de calor gratuita. Hay algunos casos, pocos bien es verdad, en que puede utilizarse el calor de baja temperatura de los motores (a 40 o 50 °C). Este es el caso que se utilice bastante cantidad de agua de aporte (de pozo o de red) para un uso en que sea preferible usar agua caliente o templada, como en el caso de lavados o aclarados. Si esto es así utilizar el calor de los motores tiene tres ventajas: aumento del rendimiento eléctrico equivalente, ahorro de energía y disminución de las necesidades de refrigeración (menor consumo de electricidad y agua en torres de refrigeración). En resumidas cuentas, en el caso de plantas con motores hay que aprovechar el agua caliente hasta el límite posible.

La utilización de unidades de absorción para la producción de frío, ahorrando el consumo eléctrico en sistemas de compresión tradicional, es otra oportunidad de aumentar el potencial de cogeneración y aumentar el rendimiento.

Hay variados procesos de secado en que se requiere aire caliente que también puede producirse a partir de agua caliente. Más aún, este aire puede ser tomado de la propia sala de motores y sobrecalentado con agua caliente y/o gases calientes. De esta forma se aprovecha el calor de radiación del motor, y por otra se facilita la refrigeración de la sala de motores.

Como siempre, la primera estrategia es llegar al máximo potencial de cogeneración, produciendo con la planta de cogeneración todas las formas de energía posibles (vapor, agua caliente, agua fría, aire caliente o frío, etc.). Un mayor grado de aprovechamiento es utilizar el CO₂ de los gases bien para el sector de bebidas o para aumentar la productividad en inver-

naderos. Con ello podremos poner una planta mayor y, por tanto, con mayor rendimiento y menor coste específico, lo que significa más rentable.

Para aumentar la producción de electricidad y, por tanto, el rendimiento eléctrico, la única oportunidad con motores es combinar el ciclo, como se describe a continuación, a parte de elegir el motor con el mejor rendimiento eléctrico posible.

5.2.1. 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 barg), 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.

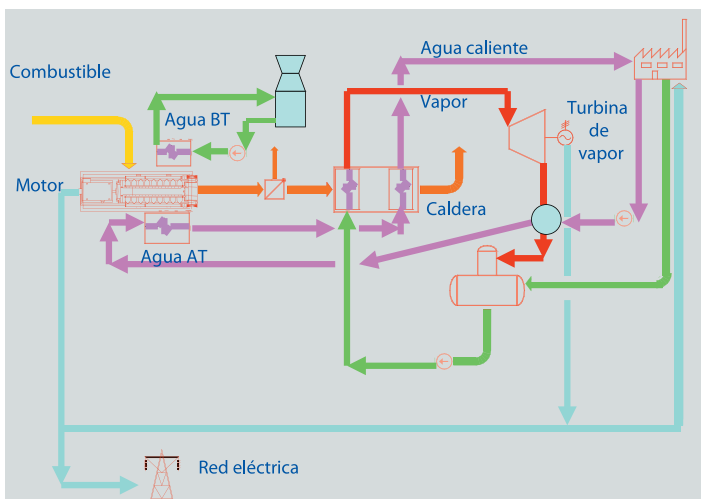
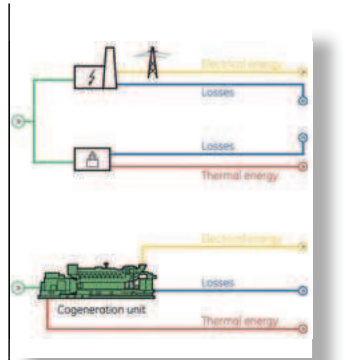
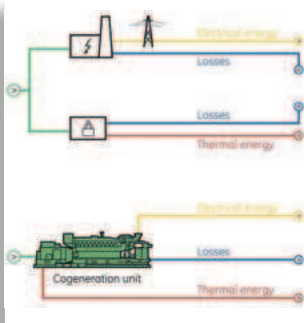


Figura 15. Diagrama de un ciclo combinado con motores.





Guía de la Cogeneración

Para hacernos 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 barg y 380 °C, y este vapor en una turbina de vapor a contrapresión de 1,5 barg produciría unos 0,8 MW, esto es hemos conseguido aumentar la potencia de la planta en un 7% aproximadamente.

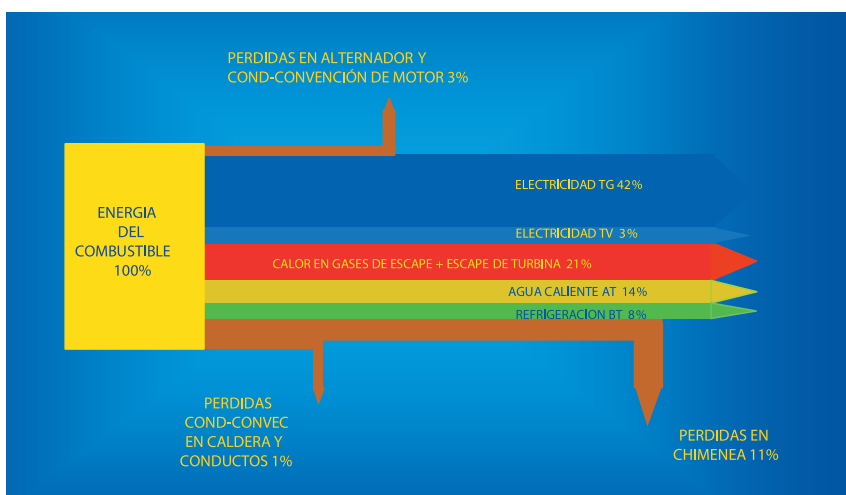


Figura 16. Diagrama de Sankey de un ciclo combinado con motores.

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 turbo-compresores mediante alternadores asíncronos y con turbina de vapor, al combinar el ciclo.

5.3. Plantas de frío: máquinas de absorción

El aprovechamiento de calor residual para la producción de frío supuso un desarrollo de los sistemas de cogeneración de forma que la posibilidad de obtener frío con la recuperación de calores residuales hizo rentables plantas de cogeneración que en principio, con el aprovechamiento de energía eléctrica y calor útil, no lo eran. Así, se conseguía que determinadas plantas cuyo aprovechamiento térmico era estacional (sólo eran rentables cuando la temperatura ambiental era baja porque el calor útil se empleaba para calentar edificios, por ejemplo) tuvieran un periodo anual de aprovechamiento mayor.

El frío generado a partir de agua caliente, agua sobrecalentada o vapor se emplea generalmente para el acondicionamiento de aire o para determinados procesos.

Para producir frío aprovechable a partir de agua caliente o vapor se emplean máquinas de absorción. Existen dos tipos de máquinas: las que emplean una solución concentrada de bromuro de litio en agua como sustancia absorbente y las que emplean una solución de amoníaco en agua. En las primeras el refrigerante es el agua y en las segundas lo es el amoníaco.

El rendimiento en estas máquinas se denomina COP (*Coefficient of Performance*), y es la relación entre el frío producido y el calor aportado a la misma por el foco caliente. Esta cantidad puede ser mayor que la unidad sin contradecir las leyes de la termodinámica. Como ya se verá en varios tipos de máquinas, el frío producido o calor absorbido del foco frío es mayor que el calor absorbido del foco caliente.

5.3.1. Máquinas de absorción de bromuro de litio

El ciclo térmico que emplean puede verse de forma simplificada en el siguiente gráfico:

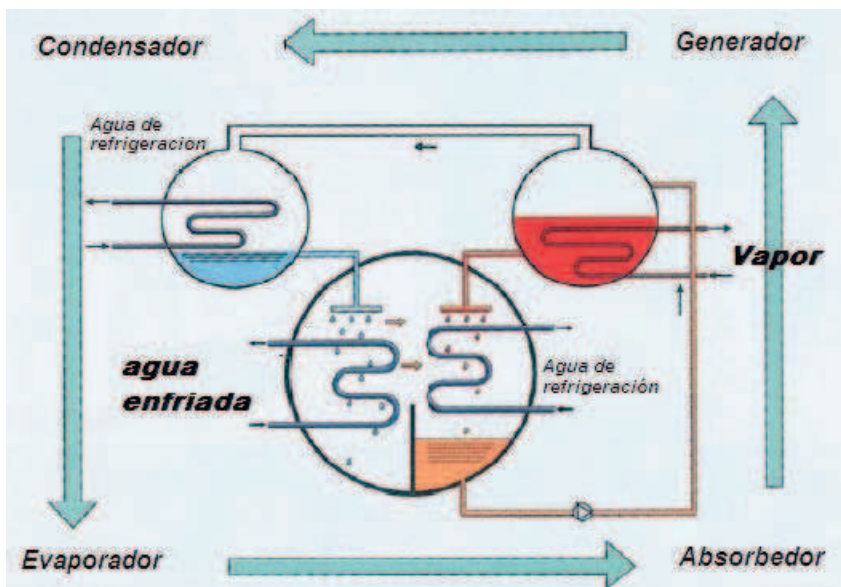
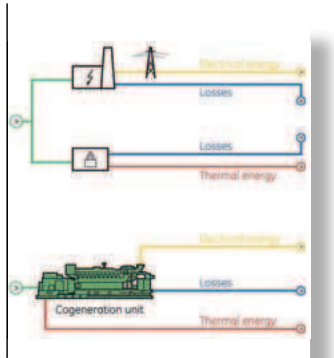
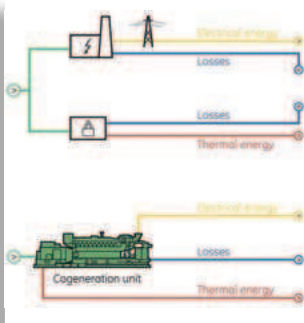


Figura 17. Esquema simplificado de funcionamiento unidad de absorción de bromuro de litio.





Guía de la Cogeneración

Se basan en el comportamiento de la solución de bromuro de litio con agua. El bromuro de litio es una sustancia muy higroscópica, que cuando absorbe agua genera calor, y cuando la pierde es necesario aportar energía. Pueden apreciarse cuatro procesos:

1. Generador. En esta parte del equipo se evapora el fluido refrigerante, que no es otra cosa que agua. De la mezcla de bromuro de litio y agua, cuando es calentada con el fluido caliente que proviene de la planta de cogeneración, se evapora agua. El generador tiene pues una entrada de fluido caliente (vapor, agua sobrecalentada, agua caliente o gases calientes) y una salida de ese mismo fluido a una temperatura inferior.

2. Condensador. En esta parte del equipo el vapor generado en la fase anterior se condensa, ayudado para ello de una corriente de fluido refrigerante que circula a través de los tubos de un intercambiador de haces tubulares. Este líquido refrigerante suele ser agua proveniente de una torre de refrigeración.

3. Enfriador o evaporador. En esta parte se produce el 'frío útil'. El agua condensada en la etapa anterior entra en contacto con los tubos del haz tubular del enfriador, por cuyo interior circula el agua que se quiere enfriar. Al entrar en contacto con los tubos, el calor necesario para volverse a evaporar lo toma del agua que circula por los tubos. La presión del equipo para permitir esa evaporación a temperaturas próximas a 0 °C es muy baja, próxima al vacío absoluto, tan sólo unos milímetros de columna de agua, por lo que el agua se evapora a unos 3 °C y el calor necesario para la evaporación lo toma, como se ha dicho, del agua circulante que entra a una temperatura entre 6 °C y 10°C a la máquina de absorción y sale a 4 o 5 °C.

4. Absorbedor. La última etapa, que cierra el ciclo recoge ese vapor generado en la fase anterior y lo absorbe en la disolución de bromuro de litio. La concentración de bromuro disminuye, se diluye, y este proceso produce calor que es necesario evacuar. Para ello, la máquina tiene una segunda entrada de agua de refrigeración, y su correspondiente salida. Normalmente la salida del condensador y la entrada del absorbedor se conectan en serie, de manera que el sistema sólo tiene una entrada de agua de refrigeración (la entrada al condensador) y una sola salida (la salida del absorbedor).

El COP de las máquinas de bromuro de litio está en torno al 65% en las de simple



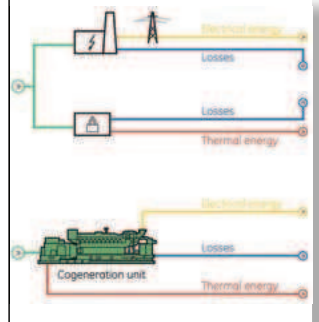
Foto 2. Máquina de absorción de bromuro de litio. Cortesía de York.

5.3.2. Máquinas de absorción de amoníaco

El ciclo térmico es muy parecido al de las máquinas de absorción de bromuro de litio. En este proceso la principal diferencia es que en la mezcla agua-amoniaco, es el segundo el que actúa como fluido refrigerante, y no el agua, como en el caso anterior. El amoniaco se libera de la solución cuando se adiciona calor.

El amoniaco se evapora a temperaturas inferiores al agua para la misma presión, lo que permite conseguir en esta máquina temperaturas más bajas.

El rendimiento térmico o COP de las máquinas de amoníaco está normalmente comprendido entre el 45% y el 55%. Naturalmente menor que las de bromuro de litio porque trabajan a menor temperatura de foco frío. Estas máquinas requieren calor a mayor temperatura que las de BrLi de simple efecto.



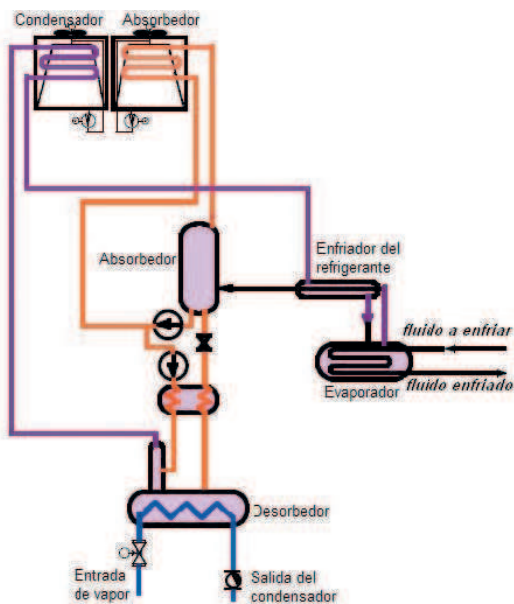
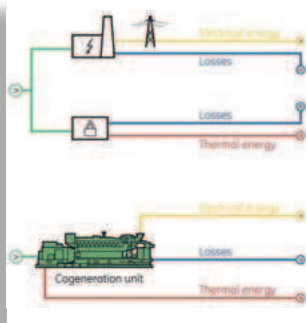


Figura 18. Esquema de flujo de una máquina de absorción de amoníaco y vista del módulo principal. Cortesía Colibrí.

5.3.3. Máquinas de adsorción

Este equipo funciona de manera similar a una máquina de absorción, pero utiliza una mezcla de agua-silica gel.

Ciclo frigorífico: la máquina de adsorción trabaja con agua como refrigerante y silica-gel como adsorbente. Este equipo está constituido por cuatro elementos: un evaporador, dos cámaras adsorbentes y un condensador. En el evaporador, el agua a baja presión se evapora, enfriando agua típicamente de entre 12 y 7 °C hasta 3...6 °C. La evaporación de agua producida, se adsorbe en una de las cámaras de adsorción mediante el deshidratante (silica gel), el cual se va saturando. Mientras, en la otra cámara de adsorción, que podríamos llamarla mejor de desadsorción, el agua caliente pasa a través del intercambiador de calor, regenerando el deshidratante que con anterioridad había adsorbido el vapor de agua. El agua evaporada al regenerar el deshidratante es condensada mediante el agua de refrigeración en el condensador para ser devuelta de nuevo al evaporador. El agua de refrigeración del equipo pasa por el intercambiador de la cámara de adsorción, absorbiendo la potencia cedida por la adsorción del vapor de agua y después pasa a través del condensador. Mediante una torre de refrigeración se enfría hasta la temperatura necesaria para poder ser introducida de nuevo en el equipo.

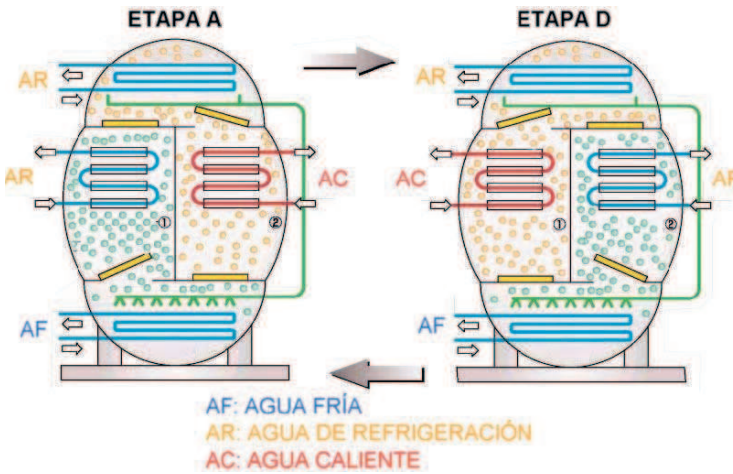


Figura 19. Representación de los ciclos alternativos en una máquina de adsorción. Cortesía Nishiyodo.

Como se observa en la Fig. 19, en realidad la máquina funciona con ciclos alternativos: en una etapa en uno de los dos adsorbedores se realiza la adsorción y en el otro se regenera el refrigerante (agua) y cuando se agota la capacidad de adsorción del silica gel en la primera cámara, se invierte el ciclo, pasando a realizarse ahí la desadsorción. La ventaja de este tipo de máquinas sobre las de absorción es que su potencia y rendimiento baja mucho menos con la temperatura del fluido calefactor. Como contrapartida son máquinas más pesadas y más caras para la misma capacidad. Desde el punto de vista de mantenimiento, su fiabilidad, como en el caso de las máquinas de absorción es muy elevada, presentando la ventaja adicional de no utilizar otro fluido que el agua, y por tanto no hay otro consumible, como el Bromuro de Litio.

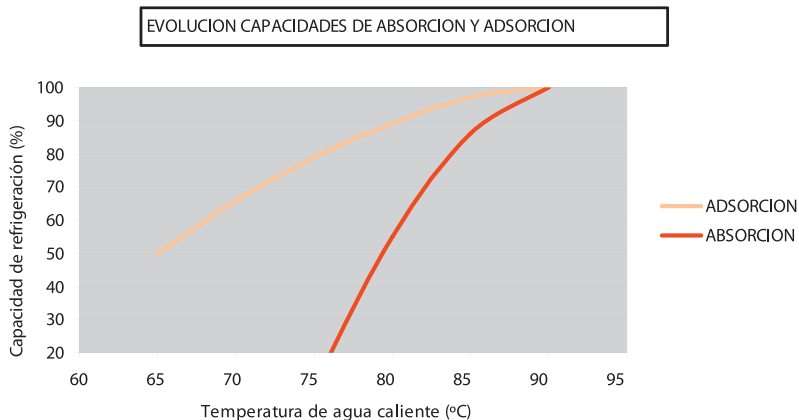
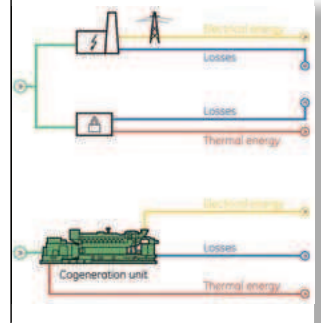


Figura 20. Comparación de variación de las prestaciones entre máquinas de adsorción y absorción.



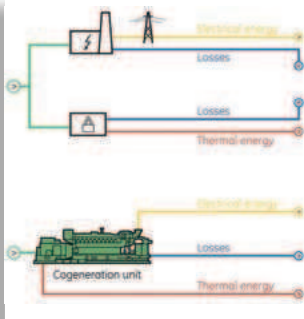


Foto 3. Vista de una máquina de absorción en un polideportivo de la Comunidad de Madrid.

3

MOTORES DE COMBUSTIÓN INTERNA

1. Introducción sobre motores a gas de mezcla pobre

El motor a gas de mezcla pobre con ignición por bujía opera de acuerdo con el principio del ciclo Otto; es decir, una mezcla pobre de gas y aire es comprimida y encendida por un sistema eléctrico. Con ello, el rendimiento aumenta, las emisiones se reducen (particularmente las de NOx) y la potencia específica del motor aumenta significativamente al desplazarse la zona de detonación.

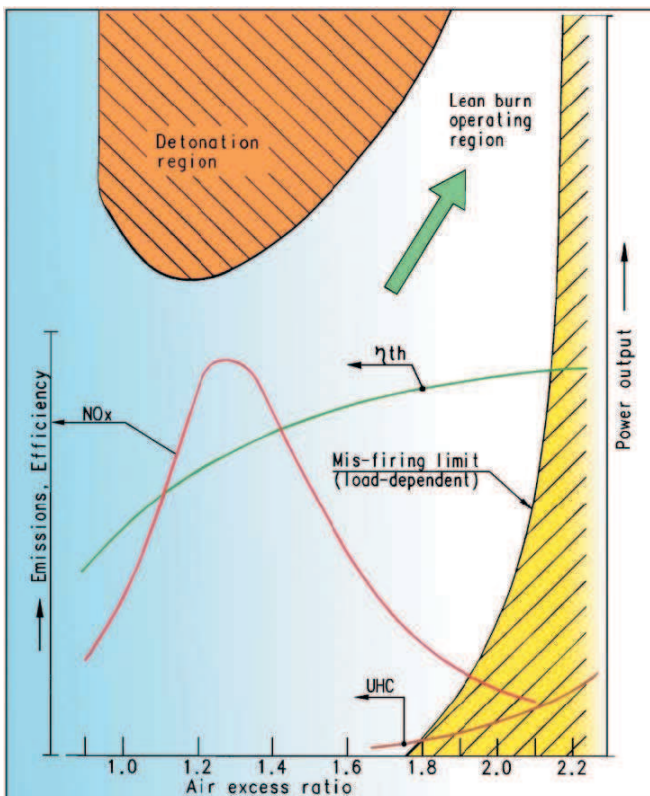
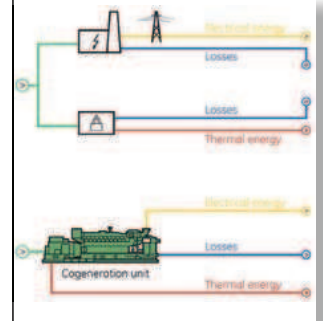
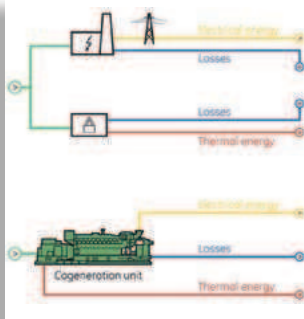


Figura 1. Esquema de combustión de gas de mezcla pobre.





Guía de la Cogeneración

El objetivo principal es una combustión rápida y completa, y esto se consigue de diferentes maneras dependiendo del motor. Tomaremos como ejemplo un motor Rolls-Royce Bergen (ver Foto 1).

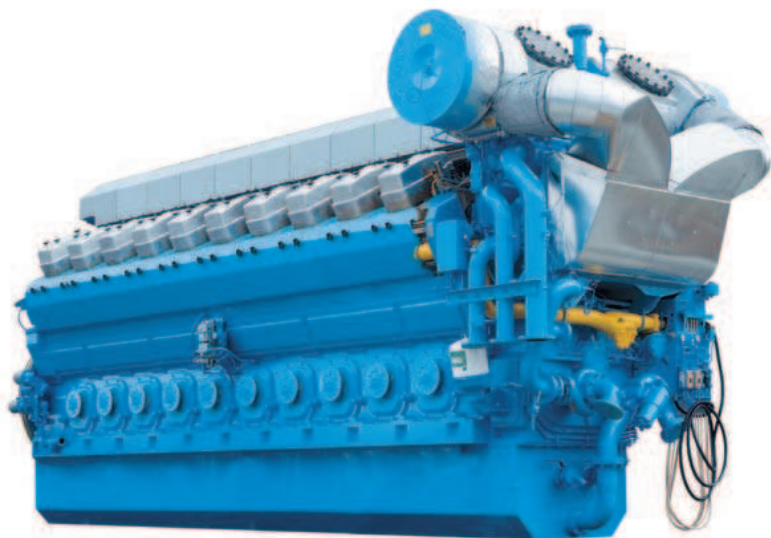


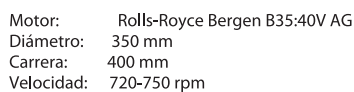
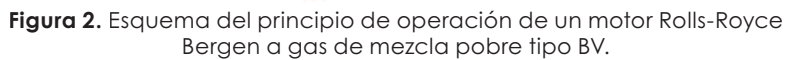
Foto 1. Motor Rolls-Royce Bergen B35:40V AG.

El turbocompresor alimenta aire de combustión a través del *inter-cooler* y del distribuidor de aire de carga a cada uno de los cilindros.

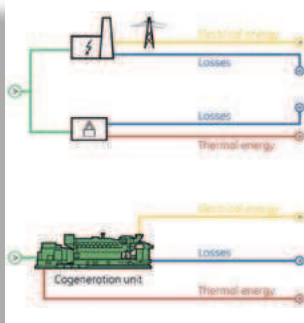
Una válvula de gas temporizada inyecta gas en la corriente de aire de admisión.

El diseño especial en el puerto de entrada y el sistema de control del motor aseguran una mezcla de aire y gas homogénea y pobre. Durante la compresión, la mezcla pobre en el cilindro es empujada parcialmente a la pre-cámara, donde se mezcla con gas puro para formar una mezcla rica que se enciende fácilmente a través de la bujía. La combustión rápida y completa de la mezcla principal en el cilindro se asegura con una fuerte descarga de ignición desde la pre-cámara y el diseño optimizado de la cámara de combustión.

El sistema de control electrónico del motor asegura que los parámetros de operación del motor se ajusten y se optimicen en relación a cada uno.



59



Guía de la Cogeneración

- **Sistema de escape:**

Se trata de un sistema optimizado para obtener un mayor rendimiento así como una operación fiable.

- **Admisión de gas y control:**

La combinación de una válvula de admisión separada y una válvula de control de flujo ajustable aseguran una rápida respuesta del control y un equilibrio en los cilindros.

- **Distribuidor de aire de carga:**

El amplio distribuidor de aire de carga ofrece bajas pérdidas de carga, mitiga fluctuaciones de presión y asegura una correcta distribución de aire a cada cilindro.

- **Ignición y controles:**

El sistema de ignición permite, de forma individual e independiente: la regulación del avance del encendido, la diagnosis de los cilindros y el ajuste del nivel de energía de las bobinas. Este mecanismo está unido a un sistema de detección de detonaciones, que monitoriza y ajusta cada cilindro automáticamente.

- **Árbol de levas:**

El árbol de levas tiene un diseño simple y fiable con levas individuales encastradas en caliente en un eje segmentado y mecanizado de precisión. Las levas se pueden cambiar de forma separada.

- **Cigüeñal:**

El cigüeñal es una forja única de acero especial. El mecanismo de engranaje se encuentra en el lado volante, mientras que la parte frontal permite el acoplamiento del amortiguador de impactos, "damper" y las PTO (*power take off*) de accionamiento de las bombas de aceite y de agua de alta temperatura.

- **Bloque del motor:**

Se trata de un diseño monobloque con fundición en acero nodular de alta precisión para soportar grandes fuerzas y fácil de reparar.

Contiene el distribuidor de aire de carga, los canales de agua de refrigeración, de aceite lubricante y los canales de drenaje.

- **Turbocompresores:**

El motor está equipado con dos turbocompresores montados con un solo escape. La turbina de geometría variable facilita el control del flujo de aire. Esto resulta en un sistema muy eficiente, que ajusta fácilmente los cambios de operación o las condiciones ambientales.

- **Culata:**

La culata es el corazón del motor. De su acertado diseño dependen, en gran parte, las prestaciones y el rendimiento. Constituye el cierre de la cámara de combustión, alojan las válvulas y los mecanismos de apertura y cierre de las mismas, alimentan los cilindros, eliminan los gases de escape, etc.

El cuerpo es de fundición de acero y contiene 2 válvulas de admisión y 2 de escape 1 válvula indicadora, 1 válvula reguladora y 1 válvula de admisión de gas, así como el alojamiento de la cámara de precombustión.

- **Cámara de pre-combustión:**

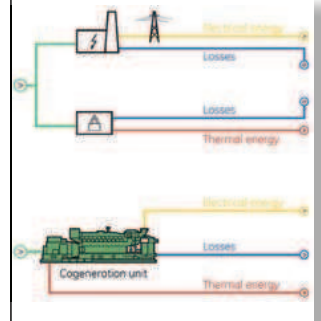
La pequeña cámara de pre-combustión está realizada en acero especial resistente al calor y localizada de manera que quede centrada en el cilindro y está optimizada para que dé una igual y rápida distribución de la energía de ignición en todo el espacio de combustión.

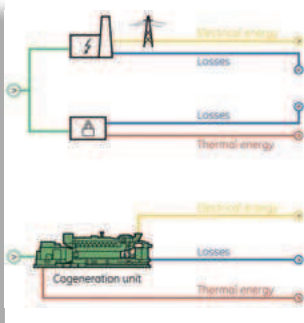
- **Camisa de pistón:**

Se ha optimizado en cuanto al material, el espesor de las paredes y diseño de refrigeración.

- **Pistón:**

Se trata de un compuesto de acero y aluminio con un espacio para la combustión y haciendo hincapié en una buena refrigeración.





2. Prestaciones de un motor

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 cliente se contemplan varios parámetros.

Un criterio de selección puede ser la potencia eléctrica nominal del equipo principal, otro la demanda térmica capaz de ser aportada por cada uno de los equipos existentes en el mercado.

Además existen otros parámetros a tener en cuenta en la selección del motor como pueden ser la velocidad de giro y, por tanto, el tamaño, la fiabilidad demostrada y otros condicionantes.

En definitiva, para realizar esta elección habrá que realizar una comparación de todos los parámetros comentados anteriormente. Para ello lo que tenemos que tener claro son las *prestaciones* que son capaces de dar las máquinas que compondrán el corazón de la planta de cogeneración, los motores.

Las *prestaciones* son todos aquellos parámetros que definirán al detalle el equipo considerado. Deben, por tanto, estar contemplados, la potencia final generada, los calores de los distintos circuitos y todos aquellos parámetros que sean fundamentales para poder hacer una comparativa final entre las distintas opciones existentes en el mercado.

El *rendimiento eléctrico* 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.

La importancia de este parámetro radica en que, una vez realizado el acoplamiento con la red eléctrica, todo combustible que se consume se traduce inmediatamente en una generación de energía eléctrica altamente remunerada, es decir, que recibe una compensación económica, sustancialmente mayor al valor de la energía térmica consumida o la aprovechada en la recuperación térmica.

A continuación vemos como ejemplo una tabla estándar de prestaciones de un motor, Rolls-Royce BV-12 con los parámetros esenciales para el desarrollo de los estudios pertinentes.

Tabla 1. Prestaciones de un motor, Rolls-Royce BV-12.

Rendimiento eléctrico	kW	5120
Rendimiento mecánico	kW	5250
Consumo energético específico	kJ/kWh	7550
Consumo de gas	kW	11010
Enfriador de aire LT/HT	kW	455/565
Enfriador de aceite	kW	595
Enfriador de agua	kW	730
Masa de escape	kg/h	28300
Temperatura del gas de escape	°C	415
Consumo de aceite	g/kWh	0,4
Rendimiento eléctrico nominal	%	46,5

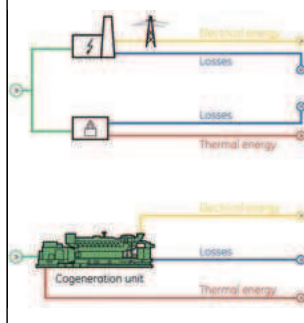
En segundo lugar hay que tener en cuenta que, para ser un cogenerador, se debe aprovechar la mayor cantidad de calor generado por el motor, cumplir con los mínimos exigidos por la normativa vigente (a través del REE, rendimiento eléctrico equivalente) y asegurarse así la rentabilidad de la inversión realizada.

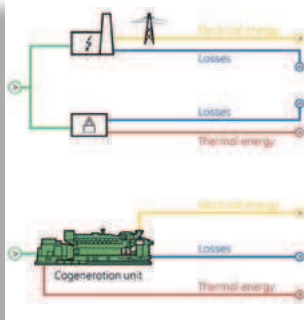
Existen distintos focos de calor en los motores -circuitos de refrigeración de alta y baja temperatura, gases de escape- y de distintas características de los mismos -caudales, temperaturas-.

Como es lógico, a mayor temperatura del foco de calor, mayor facilidad en su aprovechamiento posterior en energía térmica útil. Por eso la energía contenida en los gases de escape es la más importante por su mayor facilidad de uso en distintas aplicaciones -directamente a proceso (secados), vapor, aceite térmico, agua caliente-.

Los circuitos de refrigeración, aunque pueden llegar a contener cantidades importantes de calor, no siempre pueden ser aprovechables, ya que el cliente final deberá disponer de demandas térmicas inferiores a los 100 °C.

La estructura habitual en la refrigeración de los motores es de dos circuitos de refrigeración. Por un lado, el de alta temperatura, que refrigera las camisas del motor y la parte de alta temperatura del af-





Guía de la Cogeneración

tercooler. Por otro lado, el circuito de baja temperatura, encargado de refrigerar el aceite de lubricación y la parte de baja temperatura del aftercooler.

El rendimiento térmico de la instalación dependerá de las prestaciones térmicas del motor, así como del diseño de la recuperación de esos calores disponibles y de la necesidad, siempre cambiante, de calor por parte del cliente final.

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 2. Rendimiento Eléctrico Equivalente o REE.

Potencia	kW	5120
Caudal de gases escape	kW/H	28.300
Tem. gases escape	°C	415
Calor recuperado gases esc. (vapor@7bar)	kW	2.080
REE (Escape)	%	55,6
Calor recuperado circ. agua alta temperatura	kW	1.295
REE (Escape y Cir. Alta Temp.)	%	65,8

3. Aplicaciones para cogeneración

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.

Como se ha descrito anteriormente, 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.

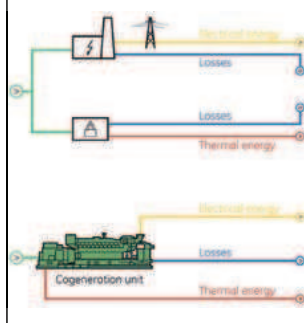
El frío se obtiene mediante el uso de máquinas de absorción, lo que requiere instalaciones más costosas y voluminosas, que sólo se rentabilizan si el aprovechamiento del frío se lleva a cabo a lo largo de muchas horas de funcionamiento al año.

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
- Deshidratadoras, alperujos
- Fábricas de cueros, lavanderías y textil
- Vidrio y Plástico
- Farmacéutica
- Tratamiento de residuos. Lodos y aguas residuales.

En cuanto al sector terciario, existe un importante potencial que todavía está por desarrollar en España.



4

LA COGENERACIÓN CON TURBOGENERADOR: LA TURBINA DE GAS PARA APLICACIONES TERMOELÉCTRICAS

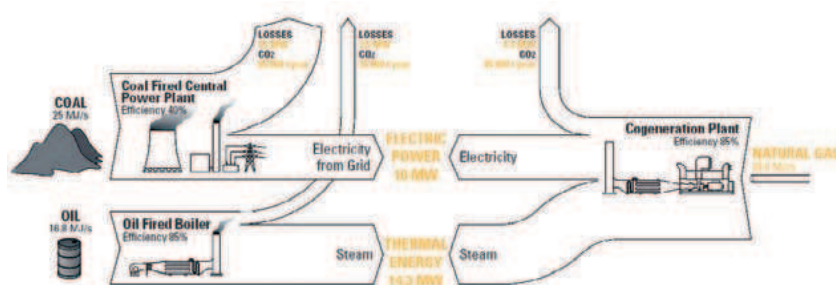
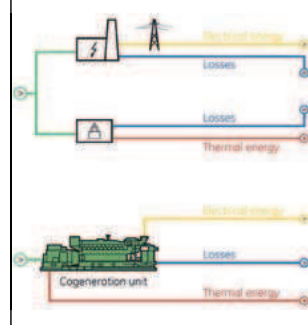


Figura 1. Diagrama de producción energética.

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. Si comparamos una planta industrial que compra energía eléctrica procedente de una central térmica y produce su vapor de proceso en una caldera convencional, el primer factor destacable es que su diferencial en eficiencia global es cercano al 27%. La producción simultánea de electricidad y calor otorga a la planta un suministro continuo de calidad que no sólo reduce las emisiones de CO₂ en un 75% sino que beneficia al industrial con un notable ahorro de sus costes energéticos. Con la turbina de gas además, la actividad de la fábrica no cambia puesto que su manejo es prácticamente autogestionado.

La cogeneración con turbina de gas contribuye a un desarrollo sostenible: no sólo proporciona ahorros de más de un 40% a las industrias frente a la generación convencional por su alta eficiencia térmica, sino que con ella se reducen considerablemente las emisiones de CO₂ y son muy bajas las emisiones de NOx, porque, aunque el combustible más común usado en turbinas de gas sea el gas natural o el diesel, esta máquina también puede quemar biogás, gas de vertedero, gas de mina, gas de síntesis, etc., convirtiendo en energía útil aquello que sería nocivo para el medio ambiente.



Guía de la Cogeneración

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.



Foto 1. Planta de cogeneración a ciclo simple en empresa alimentaria.

El turbogenerador tiene la misión de proporcionar energía eléctrica y energía térmica de forma simultánea y continua. La capacidad electotérmica del turbogenerador (ver Fig. 2) vendrá dada según la *turbina de gas* (0) que aloje, que es su elemento principal, pero cualquier turbogenerador precisará, como mínimo: un *alternador eléctrico* (1) que recoja la potencia de la turbina y la transforme en electricidad, un *reductor* (2) que ajuste la velocidad de rotación de la turbina a la del rotor del generador, una *envolvente* (3) que proteja al equipo y a su operador, un *sistema de aceite lubricante* (4) con tanque de almacenamiento y distribución interna para la protección de los elementos rotativos y otras válvulas y motores, un *sistema de filtrado* (5) tanto del aire que se usa para la combustión como del que se usa para refrigerar elementos internos, *puntos de conexión externa* (6), como son la alimentación eléctrica en baja tensión, la alimentación de aire comprimido, agua (opcional), un

sistema de combustible (7) que puede ser líquido o gas pero debe acondicionarse para su adecuación en la turbina de gas, un sistema de control (8) desde donde se gestiona y protege todo el equipo, un sistema de salida de gases calientes (9), además de los sistemas eléctricos de distribución interna, el sistema de detección y extinción del fuego y otros.

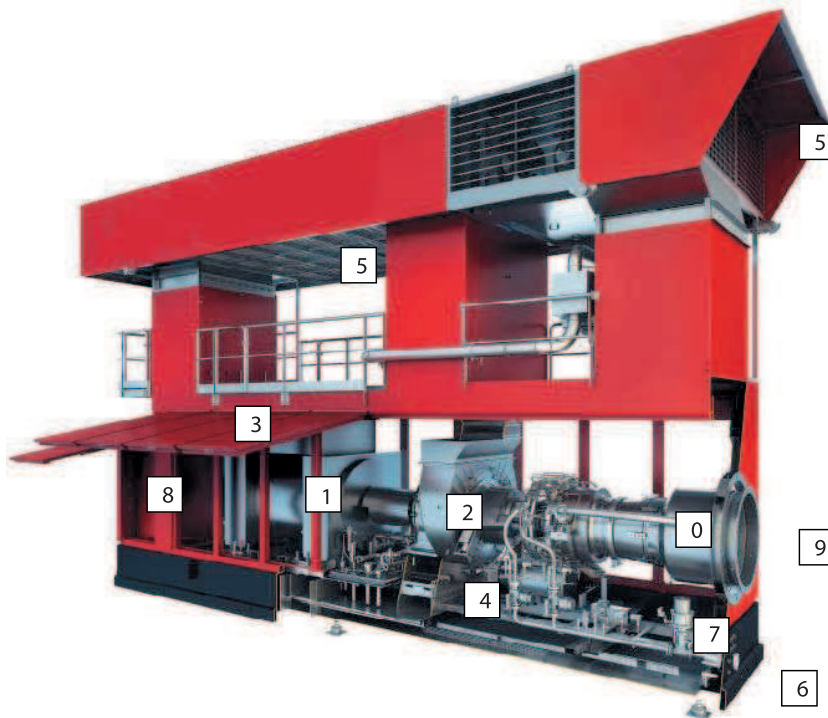
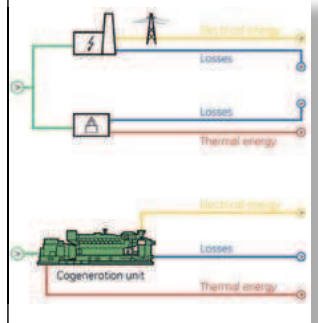


Figura 2. Esquema de un turbogenerador.

Las aplicaciones del turbogenerador dependen según las necesidades de las industrias o plantas de generación donde están ubicados y pueden ser de *ciclo simple* donde se aprovechan los gases de escape de la turbina de gas (Figs. 3, 4, 5, 6, 7 y 8), *ciclo combinado* donde el vapor producido en la caldera de recuperación es turbinado en una turbina de vapor (Fig. 9) para producir energía eléctrica adicional y *ciclo abierto* donde no hay aprovechamiento del calor y los gases de escape son vertidos a la atmósfera (Fig. 10). Como principales se tienen:

- 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. Es común en la industria papelera, alimentaria, química o farmacéutica.



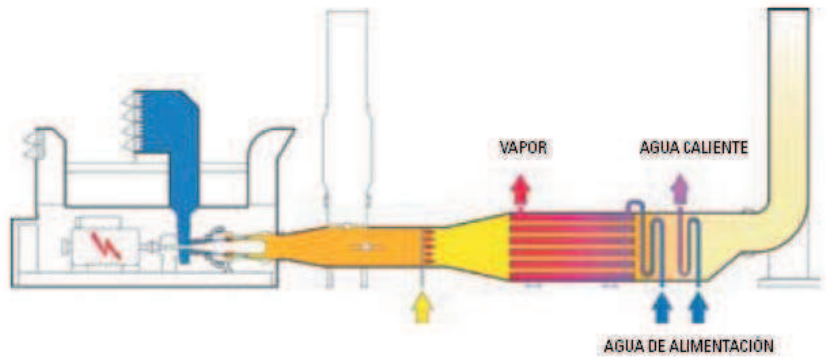
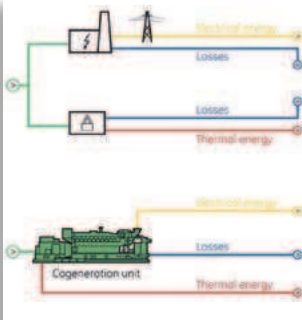


Figura 3. Generación de potencia eléctrica con aprovechamiento de gases calientes en caldera de recuperación de calor para producir vapor y/o agua caliente.

- 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. Es común en la industria química y textil.

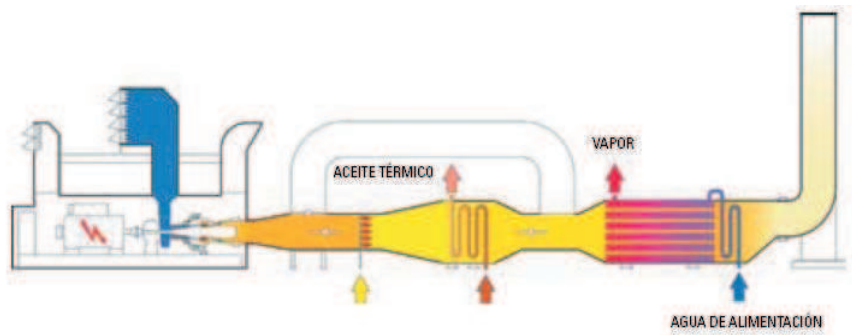


Figura 4. Generación de potencia eléctrica con aprovechamiento de gases calientes en caldera de recuperación de calor para producir vapor después de intercambiar su energía para calentar aceite térmico.

- Generación de potencia eléctrica donde se aprovechan los gases calientes para producir frío ya sea a partir de vapor saturado o con el aprovechamiento directo de los gases de escape en los *chillers*. Es común en la industria alimentaria y en la refrigeración o calentamiento urbanos (redes de calor-frío), también llamados *district heating-cooling*.

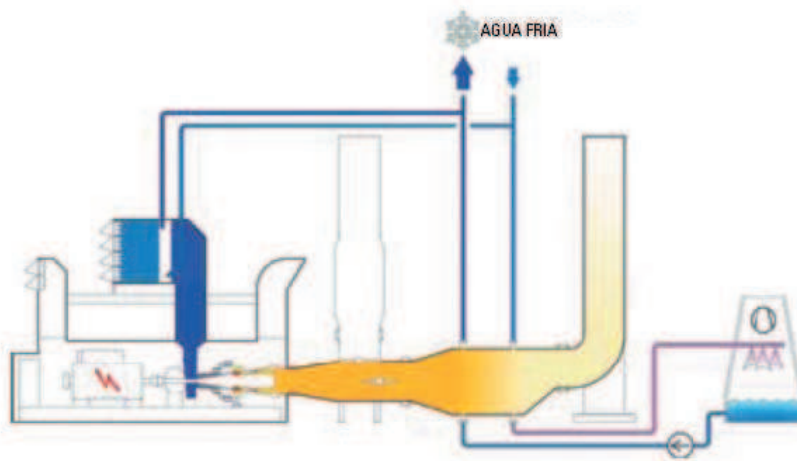
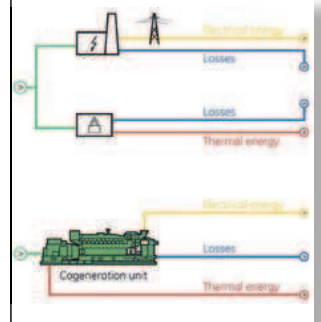


Figura 5. Generación de potencia eléctrica con aprovechamiento de gases calientes para producir frío a partir de vapor saturado o aprovechando los gases de escape en los chillers.

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

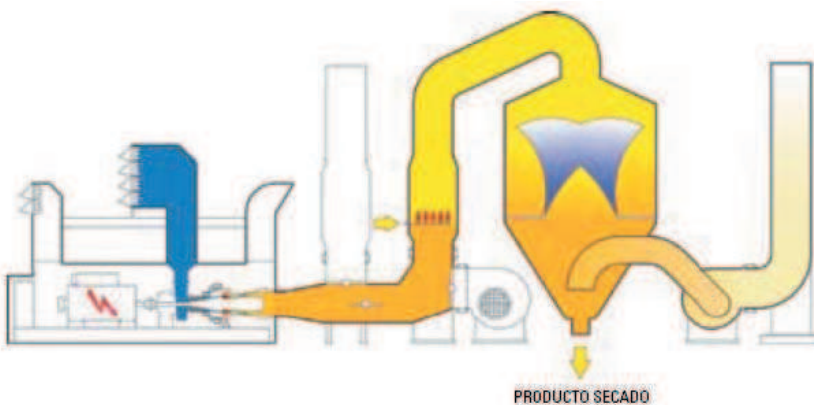


Figura 6. Generación de potencia eléctrica con aprovechamiento de gases calientes para secar arcilla en la atomización.

- Generación de potencia eléctrica donde se aprovechan los gases calientes para el secado de papel fino (como el tissue), telas especiales o alimentos. Es común en la industria papelera, textil y alimentaria.

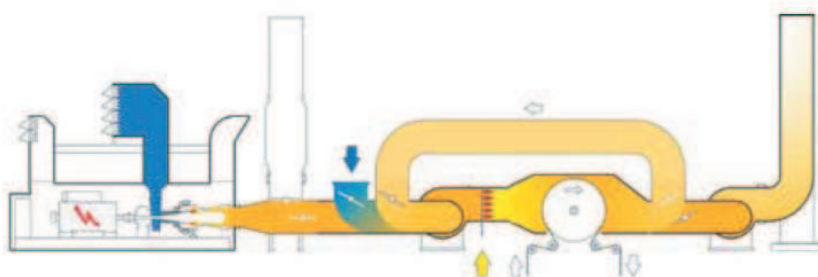
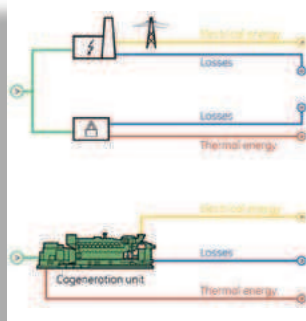


Figura 7. Generación de potencia eléctrica con aprovechamiento de gases calientes para secar papel, telas o alimentos.

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



Figura 8. Generación de potencia eléctrica con aprovechamiento de gases calientes para secar biomasa.

- 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.

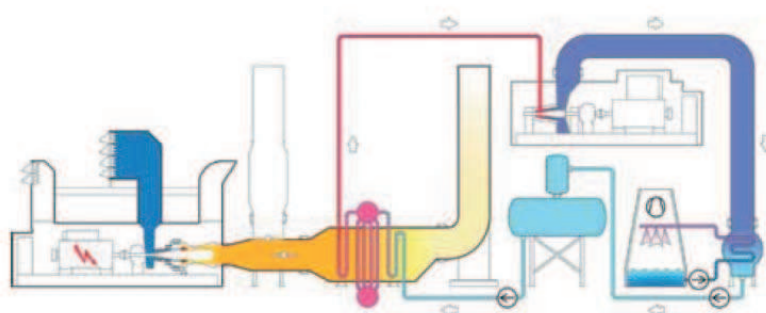


Figura 9. Generación de potencia eléctrica con extracción de vapor y/o agua caliente, y generación de electricidad con turbina de gas y adicionalmente con turbina de vapor.

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

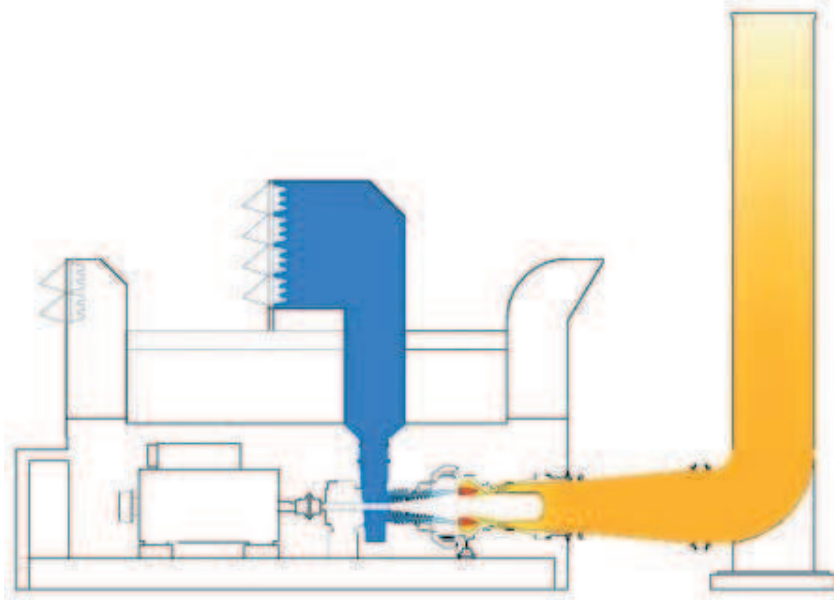
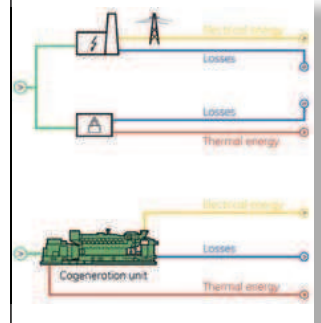


Figura 10. Generación de potencia eléctrica con aprovechamiento de gases de escape y vehiculación a la atmósfera.

El elemento principal del turbogenerador es la turbina de gas, máquina rotativa que se acciona por la expansión de los gases de combustión y su presión. Este elemento está básicamente formado por un compresor de aire, una cámara de combustión y una o varias turbinas de potencia. Su funcionamiento es muy sencillo: el aire ambiente es aspirado radial o axialmente (según el modelo de turbina) y comprimido antes de entrar en la cámara de combustión provista de antorcha/s donde el combustible (ya sea gas o líquido) es inyectado y, con la mezcla, se produce una combustión homogénea. Los gases calientes procedentes de la combustión se expanden en la/s turbina/s que a su vez mueven al generador eléctrico que está acoplado a su/s eje/s. Además, los gases de escape, con un alto contenido de O_2 , son aprovechados en los procesos industriales en forma de vapor y/o secado pudiéndose adicionar gas natural de postcombustión para conseguir más caudal de vapor o más temperatura de gases, como ya se ha visto en las figuras anteriores.



Guía de la Cogeneración

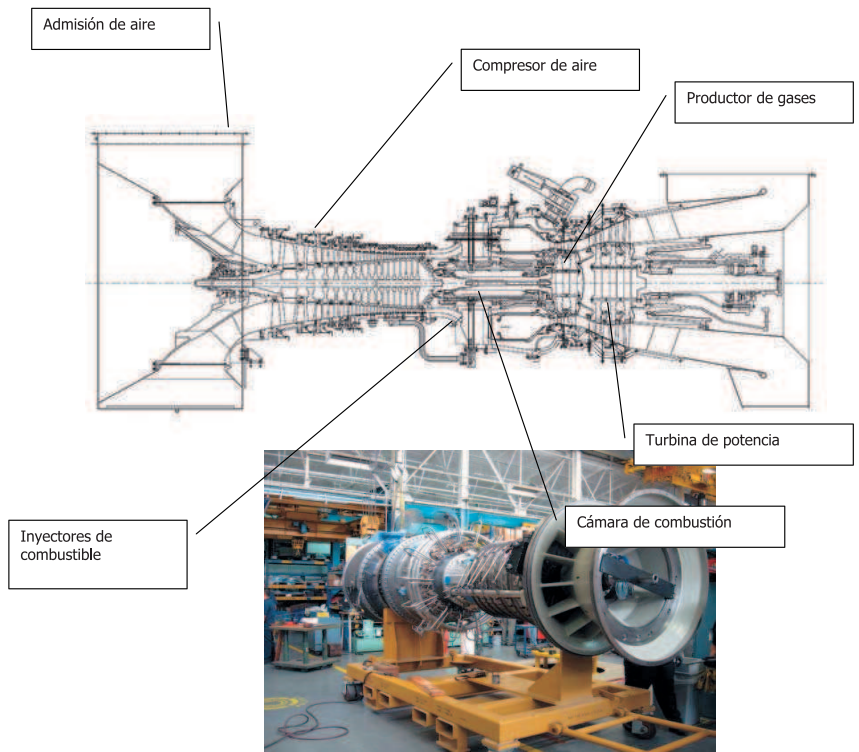
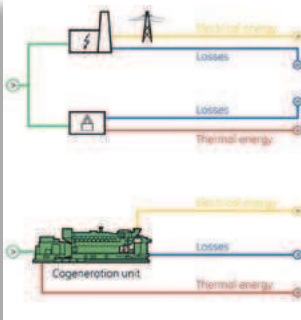


Figura 11. Turbina de gas industrial de 2 ejes fuera del turbogenerador.

Las turbinas de gas pueden ser clasificadas como a) *monoeje* cuando generador y turbina están montadas en el mismo eje y giran solidariamente y b) *de más de un eje o multieje* cuando generador y turbina/s de potencia están montados en ejes diferentes, característica ésta que les permite girar a distintas velocidades.

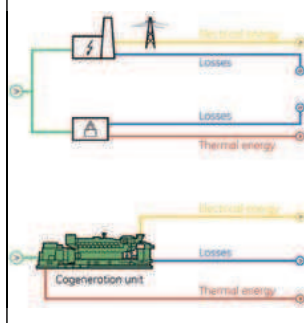
También se pueden clasificar en *turbinas* 1) *Heavy Duty* reservadas para las máquinas de gran tamaño, donde el peso es un factor que obliga el desmontaje in situ, 2) *Aeroderivadas*, llamadas así por su cercanía técnica con las turbinas de aviación y por ende, más ligeras, 3) *Industriales*, diseñadas para exigentes ambientes industriales y 4) *Regenerativas*, donde el aire de entrada a compresor se precalienta con el de salida de turbina de gas para otorgarle mayor rendimiento.

Todas las tipologías proceden de diseños muy probados y suelen tener su aplicación estrella específica pero lo que más las diferencia entre sí, es el tipo de mantenimiento que exigen, su capacidad eléctrica y su rendimiento. Por ello, es destacable mencionar qué cuatro factores afectan al funcionamiento de las turbinas de gas: a) *la temperatura*

ambiente: porque a menor temperatura ambiente se obtiene mayor potencia erogada debido al aumento de masa en el compresor, *b) el sistema de filtrado*: porque le produce pérdidas de carga en admisión de aire que se traduce también en una menor potencia eléctrica, *c) la presión atmosférica (en relación con la altitud del emplazamiento)*: la disminución de ésta hace que disminuya la potencia eléctrica, *d) el tipo de recuperación los gases de escape*: que también puede producir pérdidas en escape lo que se traduce en un menor rendimiento. Es muy importante tener en cuenta estos factores en el momento de dimensionar y estudiar la planta de cogeneración porque inciden directamente en el resultado de la explotación.

Otro factor a tener en cuenta es el mantenimiento preventivo que esta máquina precisa. Estos equipos suelen recibir uno o dos mantenimientos anuales según el modelo que se trate. Los elementos del turbogenerador están sometidos a un estrés que incide directamente en la vida útil de las partes que lo componen. En especial, la turbina de gas, precisa periódicamente de la operación llamada *Overhaul*. El *Overhaul* consiste en la sustitución total o parcial de los elementos de la turbina para que éstos puedan completar otro ciclo de vida útil y recuperen parcial o totalmente sus prestaciones originales. Las turbinas industriales suelen sustituir en esta operación (cada 30.000 horas) el conjunto compresor-cámara de combustión-turbina de potencia, mientras que las aeroderivadas y *heavy duty* lo decalan en un *minor overhaul* a las 25.000 horas y un *major overhaul* a las 50.000 horas. En cualquier caso, es destacable la alta fiabilidad de estos equipos que pueden estar en operación continua más de un año, característica ésta, que no consiguen otro tipo de tecnologías.

Las leyes vigentes de cogeneración (que dependen de cada país) permiten a los propietarios de las plantas de cogeneración la venta de la energía eléctrica producida. En función del país existen varias posibilidades de venta: venta de excedente (en la que el industrial autoconsume parte de la energía generada y vende la restante) o venta de la producción total (en la que el industrial vende toda la energía generada y importa de la red la necesaria para su consumo en fábrica). Los incentivos económicos (primas) aplicados a los precios de venta de energía eléctrica producida por cogeneración permiten unos ahorros en los costes de la energía consumida en las industrias.



5

MICROCOGENERACIÓN. LA SOLUCIÓN MÁS EFICIENTE DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA Y TÉRMICA EN EDIFICIOS

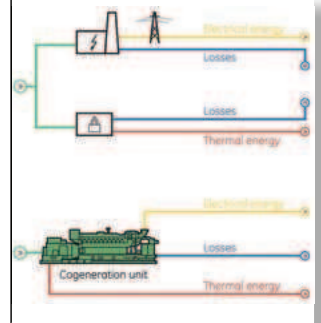
1. La cogeneración y el sistema centralizado

La cogeneración es la tecnología que mejor explica el concepto de la alta eficiencia en la producción de electricidad. Está basada en utilizar en el propio centro de producción o en usuarios próximos el calor que inevitablemente se produce al convertir la energía de un combustible en electricidad. Mientras las grandes centrales térmicas de las empresas persiguen únicamente generación de electricidad y disipan el calor generado al ambiente, las plantas de Cogeneración, al aprovechar este calor, obtienen una eficiencia global muy superior.

Las plantas de Cogeneración se caracterizan por la diversidad de tecnologías empleadas (turbinas de gas, motores alternativos, turbinas de vapor, etc.) y por su diseño específico en cada caso. Este requisito las hace muy diferentes a otras tecnologías de producción de electricidad con soluciones más homogéneas.

La cogeneración, además de ser una solución eficiente en sí misma, evita pérdidas al sistema eléctrico al tratarse de generación distribuida que produce electricidad y calor en las proximidades de su uso, lo que la diferencia del modelo centralizado de generación eléctrica que requiere redes de transporte y distribución que provocan una disminución de la eficiencia final en bornas de usuario. En nuestro país más del 10% de la electricidad producida por el sistema centralizado se pierde en su transporte y distribución.

La generación distribuida es la que tiene lugar en las instalaciones consumidoras del usuario o en zonas de concentración del consumo, por lo que evita gran parte de las pérdidas de transmisión. Es una alternativa de futuro a la construcción de nuevas redes eléctricas.



2. Aplicaciones en diferentes sectores

Los sistemas de generación basados en la cogeneración están muy extendidos. En la Península Ibérica estos sistemas han tenido gran éxito en el sector industrial debido a la alta eficiencia que supone, no sólo eficiencia energética por la garantía de potencia y control de la energía, sino también eficiencia medioambiental gracias al ahorro de la energía primaria y la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero y contaminación térmica.

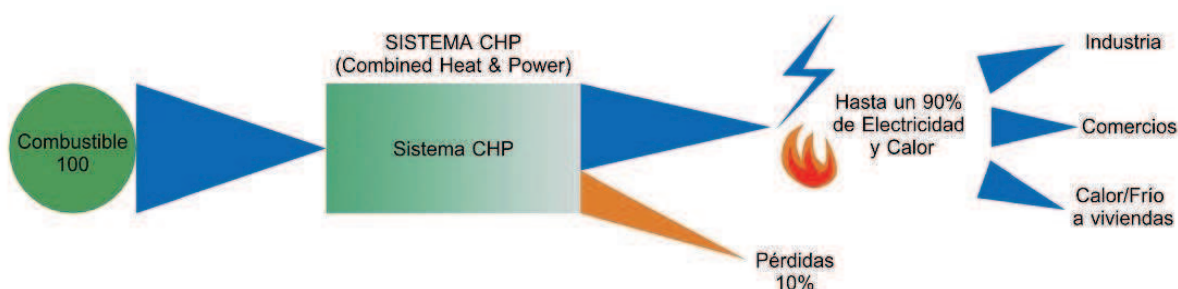


Figura 1. Sistema combinado de calor y electricidad.

3. Tecnologías básicas de la cogeneración

Los sistemas de cogeneración se basan principalmente en dos tecnologías de producción de electricidad: el motor alternativo de combustión interna y la turbina de gas.

Los motores alternativos de combustión interna se basan en convertir la energía química contenida en un producto combustible en energía eléctrica y térmica. El principio de funcionamiento de un motor alternativo está basado en conseguir mediante los movimientos lineales y alternativos de los pistones el movimiento de giro de un eje. La energía eléctrica se obtiene mediante un alternador acoplado directamente al eje del motor, mientras que la energía térmica se obtiene en forma de gases de escape y de agua caliente de los circuitos de refrigeración.

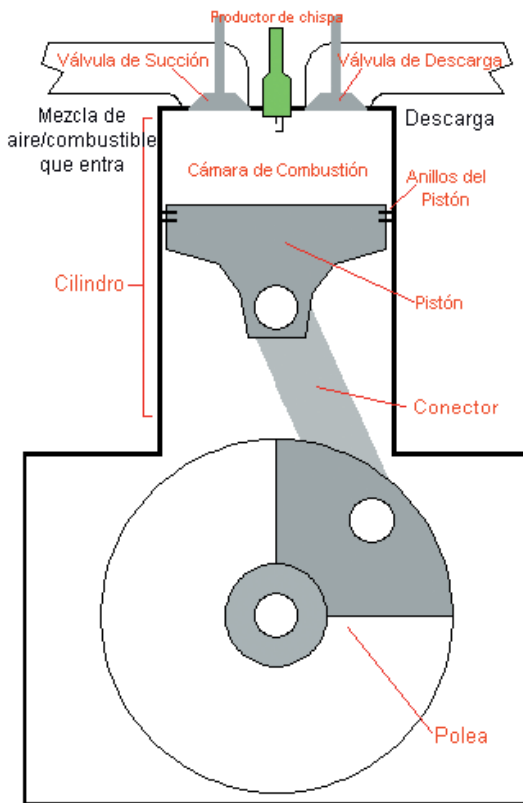
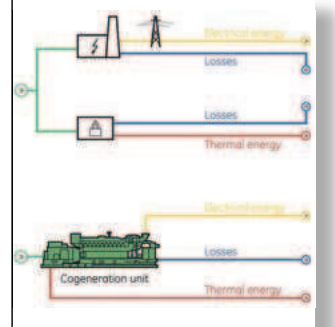


Figura 2. Componentes básicos de un motor alternativo.

Las turbinas de gas al igual que el motor alternativo convierten la energía química contenida en un producto combustible en energía eléctrica y térmica. Los turbogeneradores a gas son sistemas constituidos por una turbina de gas (generalmente en ciclo simple de circuito abierto) y por toda una serie de subsistemas auxiliares que permiten su funcionamiento.

Una turbina de gas en ciclo simple abierto está compuesta por un compresor rotativo, una cámara de combustión y una turbina.

Las turbinas de gas siguen el ciclo de Brayton. El aire es aspirado de la atmósfera y comprimido mediante el compresor rotativo para conducirse a la cámara de combustión donde los productos de la combustión se expansionan a la turbina hasta la presión atmosférica. La energía eléctrica se obtiene a partir de un alternador acoplado, directamente o mediante un reductor, al eje de la turbina que aprovecha el trabajo neto del ciclo.



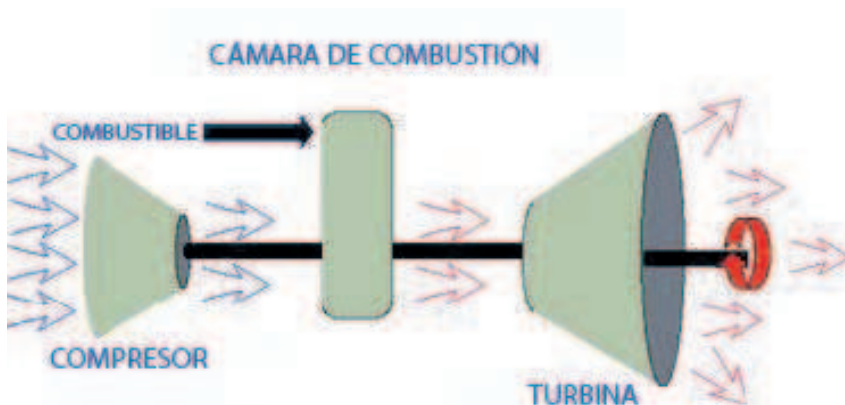
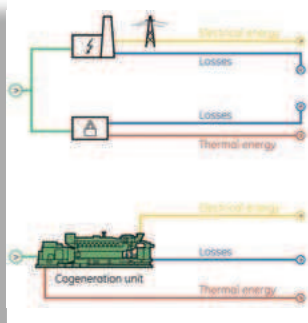


Figura 3. Esquema de una turbina de gas.

4. Tecnología disponible para pequeñas instalaciones – Microcogeneración

No sólo las grandes plantas de cogeneración ofrecen oportunidades de inversión. Los incentivos actuales para plantas menores de 1 MW permiten este tipo de aplicaciones a pequeña escala. La microgeneración (hasta 50 kW), con microturbinas de gas o micromotores de combustión, son aplicaciones que se han implantado con éxito en instalaciones del sector terciario tan diversas como son las correspondientes a hospitales, hoteles y oficinas, etc. Ello se debe a que las microgeneradores cubren unas gamas de potencia adecuadas para poder actuar como cogeneraciones a escala reducida, adaptándose bien a las necesidades de este tipo de establecimientos y aportándoles rendimientos competitivos y prestaciones energéticamente atractivas frente a los sistemas convencionales.

Según el Código Técnico de Edificación (CTE), la exigencia de contribución solar mínima en el aporte energético de agua caliente sanitaria de toda nueva vivienda puede ser sustituida por otros sistemas que usen fuentes renovables o procesos de cogeneración en aquellos casos en los que no sea posible la instalación de energía solar. De este modo, en cada situación las características energéticas, físicas y operativas determinará la viabilidad de la instalación de equipos de microcogeneración o de sistemas de captación solar.

La solución basada en la generación de las necesidades de calor mediante sistemas de microcogeneración para la generación de ACS,

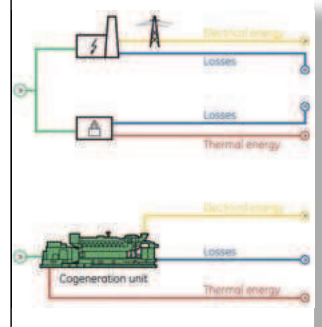
calefacción y frío reporta ventajas respecto a la generación de esta demanda mediante sistemas convencionales (calderas) y en muchos casos también respecto a los sistemas basados en colectores solares térmicos exclusivamente. Estas ventajas son las siguientes:

- *Disponibilidad.* La planta de microcogeneración no depende de la climatología y garantiza el suministro energético para ACS y calefacción, incluso garantizando el consumo eléctrico en los equipos que pueden funcionar como generadores de emergencia.
- *Liberación de espacio en comparación con la solar térmica y los sistemas convencionales.* La planta de microcogeneración ocupa unas dimensiones reducidas y no necesita invadir espacios arquitectónicamente visibles como fachadas y tejados, ya que se pueden ubicar bajo techo. La cogeneración al ser un sistema centralizado libera espacios de alto valor (interior de viviendas), ocupados por los sistemas convencionales.
- *Generación distribuida de electricidad.* La energía, tanto térmica como eléctrica, se genera junto al lugar de consumo, por lo que no hay pérdidas en el transporte, distribución y transformación.
- *El aprovechamiento del calor y la generación de electricidad de manera eficiente reportan un ahorro de energía primaria.* Esto implica un ahorro en emisiones de CO₂ y de otros gases de efecto invernadero.

Los sistemas de generación usados en la microcogeneración son principalmente microturbinas y micromotores.

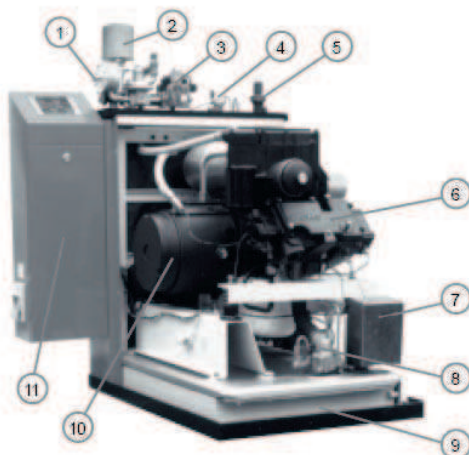
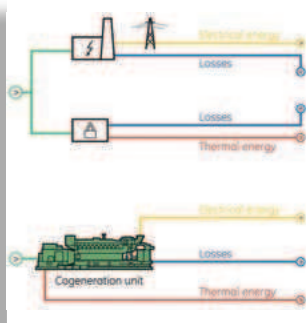
Los **micromotores alternativos** de combustión interna son bien conocidos por todos ya que sus aplicaciones en nuestras actividades diarias son muchísimas. Desde los pequeños generadores que vemos en los puestos de venta ambulante hasta los motores que incorporan todos los vehículos, hay un abanico de potencias en el que se incluirían los micromotores para cogeneración.

La diferencia de estos motores es principalmente su rango de trabajo ya que están diseñados para funcionar un elevado número de horas en continuo con la máxima eficiencia por lo que se trata de buscar el régimen de funcionamiento que maximice el rendimiento eléctrico.



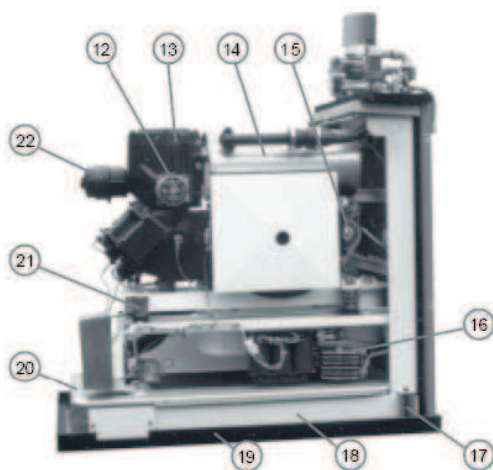
Guía de la Cogeneración

Los motores disipan calor a través de los circuitos de agua de refrigeración y de los gases de escape. En los micromotores se recuperan ambas fuentes de calor para finalmente dar toda la energía en forma de agua caliente que pueda ser usada para climatización.



HKA G and F

- | | |
|----------------------------------|--|
| 1: Mezclador de gas | 7: Ignición |
| 2: Silenciador de admisión | 8: Control de cantidad de gas |
| 3: Multibloque | 9: Cierre para transporte |
| 4: Estárter | 10: Generador |
| 5: Conexión para salida de gases | 11: Unidad de monitorización y control |
| 6: Motor | |



- | | |
|---|--|
| 12: Bomba de refrigeración de agua | 17: Cierre para transporte |
| 13: Intercambiador de gases de combustión calientes con catálisis oxidativa | 18: Cubeta con silenciador de admisión |
| 14: Silenciador de escape | 19: Cubeta inferior con goma |
| 15: Motor de arranque de 12V | 20: Cubeta de goteo |
| 16: Motor de arranque de suministro de potencia trifásica | 21: Soporte de motor con muelles |
| | 22: Filtro del aceite lubricante |

Las **microturbinas de gas** son máquinas de combustión basadas en el mismo principio que las turbinas convencionales pero simplificando los elementos mecánicos.

El modo de funcionamiento de la microturbina no difiere mucho del de una turbina convencional. La diferencia principal se encuentra en el hecho de tener un ciclo de regeneración para mejorar el rendimiento eléctrico y a la ausencia de reductor para conectarse al alternador. Así, las microturbinas generan energía eléctrica en tensión alterna a frecuencia variable que es convertida a corriente continua y, mediante un inversor parecido al que incorporan los sistemas fotovoltaicos, se convierte a corriente alterna trifásica 400 V y 50 Hz que exigen las aplicaciones en baja tensión. Finalmente los gases de escape tienen una temperatura de 300 °C aproximadamente que permite una recuperación térmica útil para la producción de ACS, calefacción y frío.

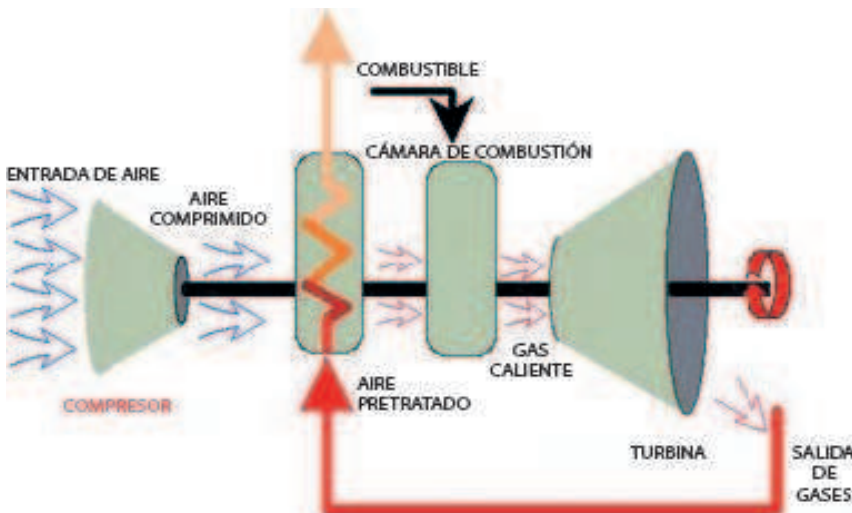
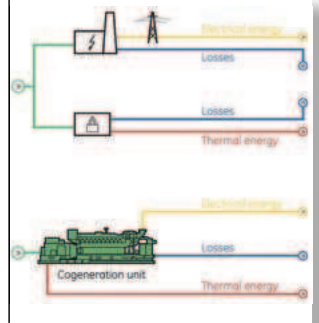


Figura 5. Esquema de una microturbina de gas.

Los sistemas de trigeneración y microtrigeneración son aquellos que generan electricidad calor y frío. Teniendo en cuenta el ámbito de aplicación de la microcogeneración, esto es, suministro de la demandas de calor en el sector terciario (básicamente calefacción y ACS), no es difícil ver un campo de aplicación amplio en la microtrigeneración. La generación de frío para climatización permite alargar el período de operación al no ser coincidentes las demandas de frío y calor. La conversión del calor en frío se realiza mediante máquinas de absorción, siendo una excelente solución para la co-



Guía de la Cogeneración

generación en el sector terciario. Estos sistemas aportan ventajas sustanciales como:

Foto 1. Única parte móvil de una microturbina Capstone.

- Sustitución de consumos de energía eléctrica, de elevado coste, por consumos de energía térmica, lo que permite un mayor dimensionamiento de la central.
- Aumento del número de horas de funcionamiento con alta eficiencia energética.
- Aumento de la versatilidad de la central, puesto que es posible generar, además de electricidad y calor, un tercer tipo de energía: el frío.
- No utilización de CFC's, lo que las convierte en posibles sustitutos de las máquinas de compresión basadas en este tipo de fluidos refrigerantes.

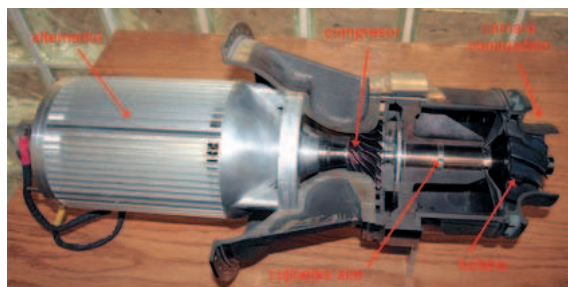


Foto 2. Sección de una microturbina Capstone de 65 kW eléctricos.

Para la generación de frío a partir de calor se utiliza el ciclo de absorción integrado. Para el tipo de aplicación que estamos tratando, cabe destacar las máquinas basadas en BrLi que son las utilizadas ha-

bitualmente para la climatización de edificios. En éstas, el BrLi actúa como absorbente y el agua como fluido refrigerante. En aplicaciones de climatización para generación de agua fría del orden de 5-7 °C las máquinas de simple efecto permiten conseguir COP's de aproximadamente 0,7.

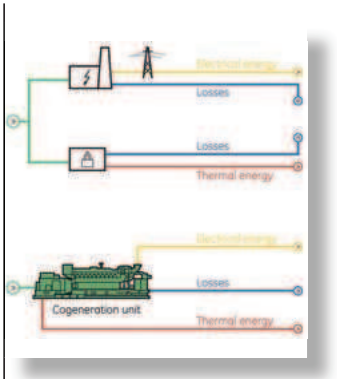
Los sistemas de microcogeneración tienen rendimientos de generación eléctricos inferiores a los equipos de cogeneración de mayor tamaño. Esta menor capacidad de transformar el combustible en electricidad produce una mayor capacidad de recuperación térmica. Los sistemas de cogeneración se rigen por el mayor aprovechamiento de la energía contenida en el combustible, lo cual se cuantifica en el rendimiento global (RG). En la siguiente tabla se muestra los valores típicos de eficiencia según tecnologías y tamaño. Siendo E (electricidad), V (calor), Q (combustible).

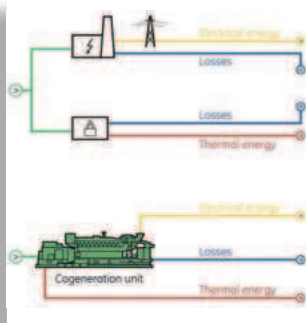
Tabla 1. Sistemas de microcogeneración.

Sistemas de Microcogeneración	RE=E/Q	RG=(E+V)/Q	C=E/V	Tamaño (MW)
Turbina de gas en ciclo simple	30-40	75-80	0,6-1	5-50
Turbina de gas en ciclo combinado	35-50	≥ 80	0,8-1,6	7-60
Turbina de vapor contrapresión	5-14	75-90	0,04-0,16	1-20
Motores alternativos de combustión	35-45	75	1,1-1,5	1-25
Micromotores*	25-35	75	0,5-0,9	0,01-0,4
Microturbinas*	25-30	75	0,5-0,67	0,03-0,2

* Consideramos máquinas con potencias unitarias inferiores a los 100 kW eléctricos.

Centrándonos en el ámbito de la microcogeneración, si comparamos ambas tecnologías para una misma potencia eléctrica unitaria, la microturbina tiene un rendimiento eléctrico menor que el micromotor (en torno al 30% frente al 35%), pero queda compensado con la recuperación térmica cuando se comparan sus rendimientos globales. Por otra parte, cabe destacar que la ausencia de aceites lubricantes, sistemas auxiliares para el arranque y la refrigeración y una única parte móvil, hacen que su fiabilidad sea superior y sus costes de mantenimiento inferiores. En cada caso se debe escoger la tecnología más apropiada en función de la potencia y del modo de operación.





Guía de la Cogeneración

La legislación es favorable a la microcogeneración: el 1 de junio de 2007 entró en vigor el RD 661/2007 por el que se regula la actividad de producción de electricidad en el Régimen Especial. Este RD otorga diferentes precios a la electricidad vertida a la red en función de los siguientes parámetros: tipo de combustible, rango de potencia y eficiencia energética.

Para la actividad que nos interesa en este caso, nos centraremos en el combustible gas natural o GLP para el rango de centrales de menos de 1 MW eléctrico.

Todas las cogeneraciones del grupo a.1. deben cumplir una alta eficiencia energética como se describe en el anexo I del RD 661/2007. Esta eficiencia implica el cumplimiento del REE. Para turbinas de gas de menos de 1 MW, el valor es de 53,1% y para los motores del mismo rango de potencia, es de 49,5%.

Los precios de venta de energía eléctrica a la red para cada uno de los grupos y segmentos comentados (a.1.1. Gas natural, a.1.2. Gasóleo/GLP) se basan en la denominada 'tarifa regulada', la cual es actualizada trimestralmente. En la siguiente tabla se muestran los valores de la tarifa regulada vigentes para el primer trimestre del año 2010.

Tabla 2. Precios de venta de energía eléctrica a la red (tarifa regulada vigentes para el primer trimestre del año 2010).

Grupo	Subgrupo	Combustible	Potencia	Tarifa Regulada (c€/kWh)
a.1	a.1.1	Gas natural	$P \leq 0,5$ MW	12,7166
			$0,5 < P \leq 1$ MW	10,4352
	a.1.2	Gasoleo/GLP	$P \leq 0,5$ MW	14,3837
			$0,5 < P \leq 1$ MW	12,2408

Cabría significar adicionalmente que el Plan de Acción 2008-2012 de la Estrategia de Ahorro y Eficiencia Energética en España (E4) contempla ayudas a fondo perdido para la ejecución de plantas de cogeneración en el sector edificación. Las ayudas se articulan a través de las CCAA y los porcentajes de las mismas están comprendidas entre un 10% y un 30% dependiendo de la potencia de la instalación.

5. Potencial de la cogeneración en el sector terciario

El IDAE ha realizado recientemente un Estudio sobre el potencial de cogeneración de alta eficiencia en España con previsiones hasta el 2020, en el cual se han incluido los sectores terciario y residencial. El Estudio ha considerado las necesidades térmicas de las actividades, y aplicando las mejores tecnologías disponibles en cogeneración se han obtenido la cuantía de este tipo de sistemas con el criterio de maximizar el ahorro de energía primaria que conllevan.

De los datos del estudio realizado se han obtenido los resultados indicados en la Tabla 3.

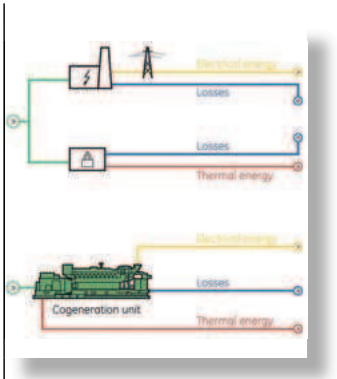
Tabla 3. Potencial en sectores terciario y residencial en la actualidad.

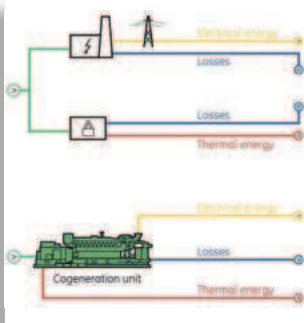
Actividad	Calor útil (GWh anuales)	Potencial tecnológico (MW)	Ahorro de energía primaria (%)
Residencial	15.266	5.220	16%
Sector terciario	4.450	1.194	16%
Total	19.716	6.414	-

Tabla 4. Potencial en sectores terciario y residencial en horizonte 2010 - 2015 - 2020.

Actividad	Año 2010		Año 2015		Año 2020	
	Calor útil (GWh)	Potencial tecnológico (MWe)	Calor útil (GWh)	Potencial tecnológico (MWe)	Calor útil (GWh)	Potencial tecnológico (MWe)
Residencial	21.720	6.531	25.548	7.682	26.261	7.896
Sector terciario	5.567	1.494	6.548	1.758	6.731	1.807
Total	27.287	8.025	32.096	9.440	32.992	9.703

De este modo, actualmente se verifican del orden de 6.400 MW de potencial instalable con un potencial de ahorro de energía primaria del orden del 16%. No obstante lo anterior, la cuantía de cogeneraciones instaladas en la actualidad en el sector residencial y terciario es muy reducido, concentrándose casi la totalidad de las cogeneraciones instaladas en las actividades industriales.





Guía de la Cogeneración

En función de la evolución esperada del sector residencial y terciario, se estima que en el año 2020 el potencial instalable de cogeneración ascienda los 9.700 MW.

La aplicación que poseen los equipos de cogeneración para el sector residencial y terciario consiste en el suministro de los siguientes servicios energéticos:

- Suministro de energía eléctrica, ACS, calor y frío a hoteles, hospitales y centros penitenciarios
- Suministro de energía eléctrica, calor y frío a centros comerciales
- Suministro de energía eléctrica y aire acondicionado a edificios de oficinas y edificios de la Administración
- Suministro de energía eléctrica, ACS, calor y frío en viviendas.

El potencial anteriormente mencionado no está limitado por potencias, de tal modo que es posible encontrar un gran hotel u hospital con instalaciones de hasta 5 MW. Así mismo, el potencial mencionado debe entenderse como potencial tecnológico no como potencial de mercado en condiciones económicas viables. Cada proyecto deberá ser analizado de forma independiente contemplando conjuntamente las soluciones técnicas y económicas.

Este potencial, junto con los incentivos legislativos para plantas menores de 1 MW, genera una expectativa de negocio importante tanto para el usuario que decide instalar una microcogeneración como medida de ahorro en sus facturas, como para las compañías de servicios energéticos que ven un claro beneficio en las plantas de microcogeneración y cogeneración de pequeña potencia en viviendas, hospitales, hoteles, etc., dónde se encargarían de vender al consumidor final la energía térmica en forma de agua caliente para calefacción y ACS y/o agua fría para climatización, emulando a las compañías de gas y eléctricas.

La cogeneración aplicada a la climatización de edificios se diferencia de la industrial no sólo en términos de potencia (hasta 1 MW), si no en la necesidad de optar por una modularidad en los equipos. El hecho de disponer de una planta con varios módulos generadores de pequeña potencia permite ajustarse a las variaciones de demanda de calor en función de la época del año, y así trabajar con los equipos

a plena carga y máximo rendimiento. En el sector industrial una planta de cogeneración de 1 MW utilizaría un equipo generador de 1 MWe, mientras que una planta destinada a la climatización de 1 MW conlleva, por ejemplo, 3 motores de 330 kWe o 5 turbinas de 200 kWe.

Así, el dimensionamiento de las plantas de microcogeneración en edificios se realizará en función de las necesidades de calor que se tienen que cubrir. El funcionamiento de la microcogeneración sin recuperación de calor no es rentable.

La problemática principal a la hora de plantear una cogeneración en consumidores de calor del sector terciario es la temporalidad de la demanda. Las demandas de tipo calefacción y ACS se rigen por valores climatológicos con una variación muy acentuada. Para obtener un correcto dimensionamiento que garantice la mayor cantidad de horas de trabajo anual es necesario contemplar sistemas de acumulación. Los sistemas de acumulación se encargan de acumular energía en forma de agua caliente para suministrarla en los momentos en que la demanda es superior a la potencia térmica disponible. La acumulación permite a los sistemas de microcogeneración trabajar en horas en que no hay prácticamente demanda acumulando energía para obtener un horario de trabajo más extenso (asimilable a la cogeneración en industrias).

Las horas de utilización de los equipos es decisiva a la hora de rentabilizar las instalaciones. Cada proyecto requerirá un análisis técnico-económico específico para optimizar la mejor solución.

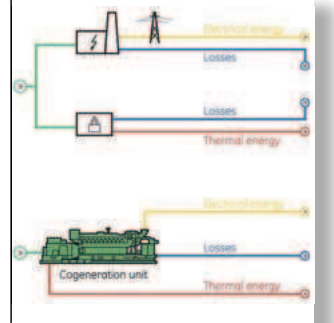
5.1. Aplicaciones prácticas

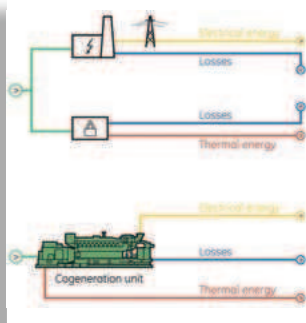
5.1.1. Residencial

El IDAE en colaboración con la empresa Ortiz Construcciones y Proyectos, S.A. ha llevado a cabo dos proyectos de microcogeneración en dos edificios de viviendas de protección pública en la localidad de Colmenar Viejo (Madrid). Con ello se pretende demostrar la viabilidad técnico-económica de esta tecnología en el sector residencial.

Edificio de 94 viviendas

Se trata de un edificio de 94 viviendas de protección pública de aproximadamente 75 m² cada una, con una demanda de energía





Guía de la Cogeneración

para ACS y calefacción de 1.138 MWh/año de todo el edificio. Este edificio se está equipando con un sistema de microcogeneración que permite producir simultáneamente calor y electricidad a partir de un mismo combustible para cubrir parte de la demanda de calor para calefacción y agua caliente sanitaria de las viviendas y producir energía eléctrica para ser exportada a la red de la compañía eléctrica. Esta actuación supone una inversión aproximada de 120.000 euros.

La instalación dispone de una microturbina de gas natural con una potencia eléctrica de 65 kW y una potencia térmica de 120 kW, obtenida mediante la recuperación del calor de los gases de combustión. La instalación dispone de un sistema de acumulación con una capacidad de 21 m³ de agua caliente que permite alargar las horas de funcionamiento de la microturbina el máximo de tiempo posible mediante el almacenamiento en los periodos en que la demanda sea menor. Con este sistema se consigue cubrir el 57% de la demanda térmica (calefacción y ACS) para las 94 viviendas mediante cogeneración y con ello un ahorro anual de 170 MWhPCI/año de energía primaria de combustible.

La energía térmica sustituida será de 746,32 MWh/año y un ahorro de emisiones de CO₂ de 34 t/año.

Edificio de 97 viviendas

Este caso consiste también en un edificio de protección pública de 97 viviendas con una superficie aproximada de cada una de 55 m². La demanda de energía para ACS y calefacción de todo el edificio es de 672 MWh/año.

La instalación de microcogeneración consiste en tres micromotores a gas natural con una potencia eléctrica total de 16,5 kW y una potencia térmica de 37,5 kW, también obtenida por el calor de los gases de escape de combustión para el abastecimiento de ACS y calefacción. La inversión de esta instalación supone aproximadamente 60.000 euros.

La energía térmica sustituida es de 286 MWh/año con un ahorro de emisiones de CO₂ de 19,9 t/año.

5.1.2. Terciario

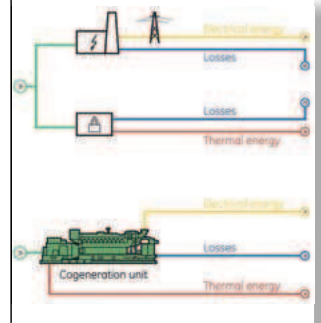
Cogeneración en el Hospital de Guadalajara

El Hospital de Guadalajara con una capacidad de 400 camas instaló en el año 1991 un sistema de cogeneración compuesto por dos

motores de 220 kW cada uno, totalizando una potencia eléctrica de 440 kW. Estos equipos se adicionaron a tres calderas existentes de 5 millones de kcal cada una de capacidad empleadas para abastecer de calefacción y ACS al Hospital. La inversión total fue de aproximadamente 400.000 euros.

Los motores de cogeneración aportan anualmente 2.600 MWh de energía eléctrica y 1.490 MWh de energía térmica, reduciendo la electricidad adquirida a la red por el Hospital y el combustible empleado en calderas.

La energía primaria anual ahorrada por la cogeneración es de 4.058 MWh, logrando evitar la emisión de 1.482 toneladas de CO₂ anuales.



6

APLICACIONES DE LA COGENERACIÓN

1. Introducción

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.

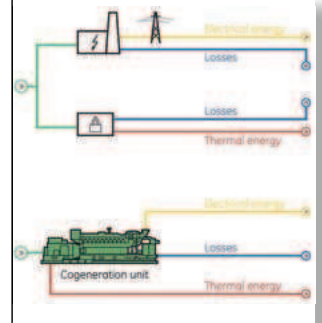
En definitiva para cada aplicación hay un mejor diseño. Se dice muchas veces que la cogeneración es un traje a medida. Lo que hay que decidir en cada planta es, en primer lugar, el tipo de ciclo (ciclo simple como motor de gas, con turbina, ciclo combinado, trigeneración, etc.), en segundo lugar, el tamaño de planta y después el diseño de los auxiliares que permitan sacar el mayor partido a los equipos principales.

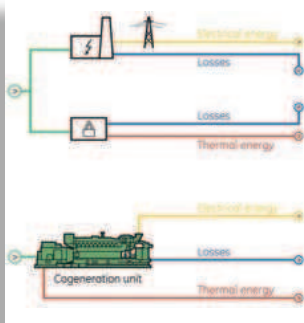
2. Tipos de plantas de cogeneración

2.1. Cogeneración con turbina 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





Guía de la Cogeneración

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.

A continuación se presenta un diagrama de proceso simplificado.

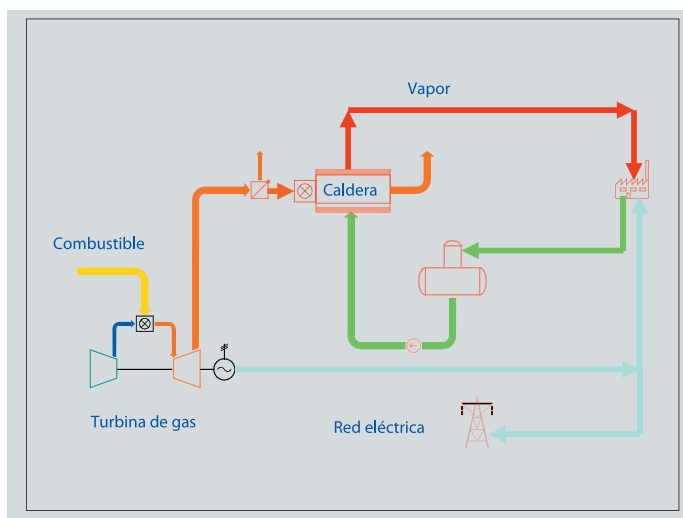


Figura 1. Planta de cogeneración con turbina de gas.

El diagrama de Sankey para este tipo de instalaciones podría ser el siguiente, Fig. 2.

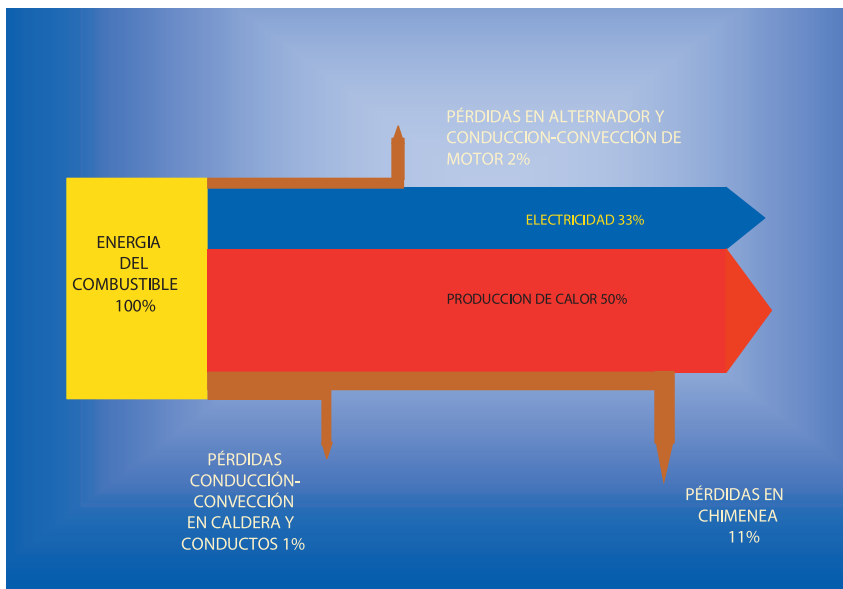


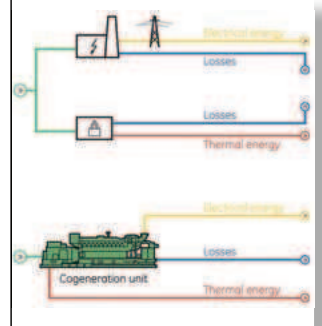
Figura 2. Diagrama de Sankey de planta de cogeneración con turbina de gas.

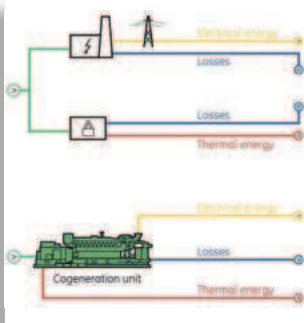
Existe la posibilidad de aprovechar directamente el calor de los gases de escape sin hacerlos pasar por una caldera. El gas de escape puede ser utilizado en aplicaciones tales como secaderos, bien aplicando directamente el gas de escape sobre el material a secar o a través de un intercambiador gas-aire.

2.2. 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





Guía de la Cogeneración

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.

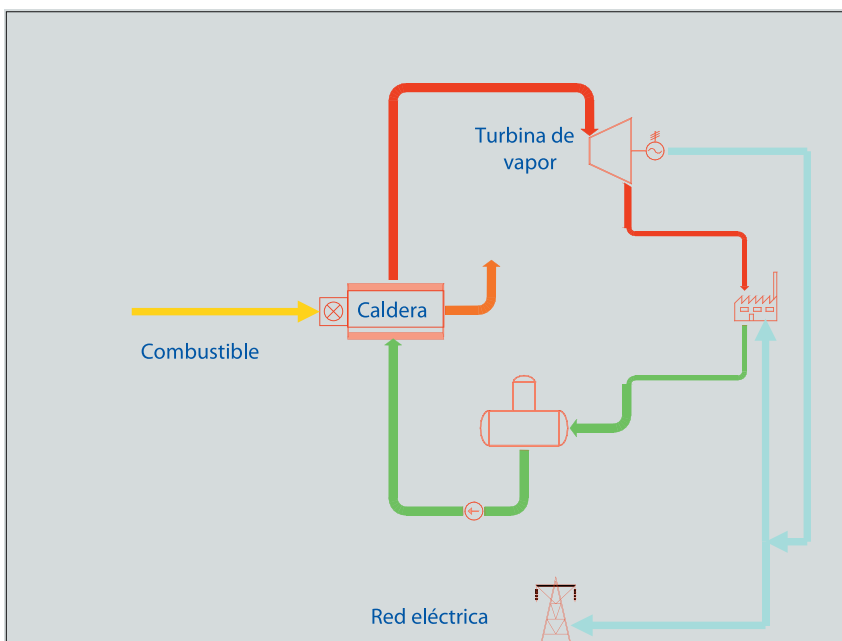


Figura 3. Planta de cogeneración con turbina de vapor.

2.3. Cogeneración en ciclo combinado con turbina de gas

La aplicación conjunta de una turbina de gas y una turbina de vapor es lo que se denomina ciclo combinado.

La denominación ciclo combinado proviene de que se combinan dos ciclos: el ciclo de gas (ciclo Bryton de la turbina de gas) y el ciclo agua-vapor (ciclo Rankine de la turbina de vapor).

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 presuriza-

do, produciendo agua caliente o agua sobrecalentada, que será utilizado en la industria 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.

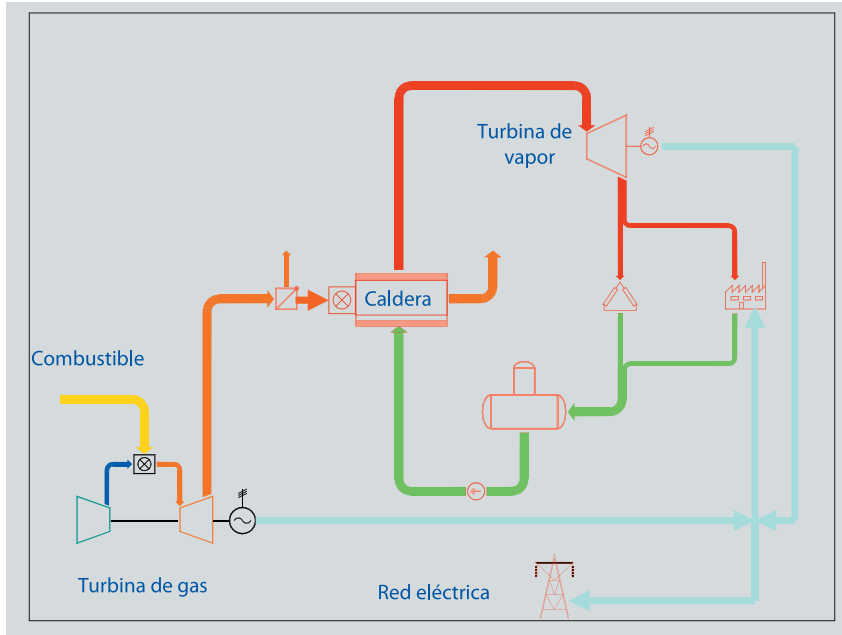
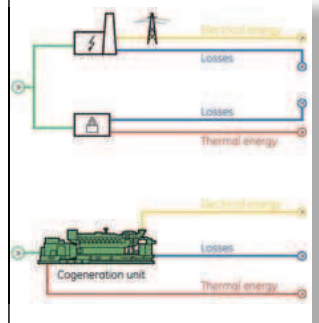


Figura 4. Planta de cogeneración en ciclo combinado con turbina de gas.

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 del ciclo combinado expuesto, en el que la turbina de vapor trabaja a contrapresión (esto es, expande el vapor entre una presión elevada y una presión inferior, siempre superior a la atmosférica) 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.

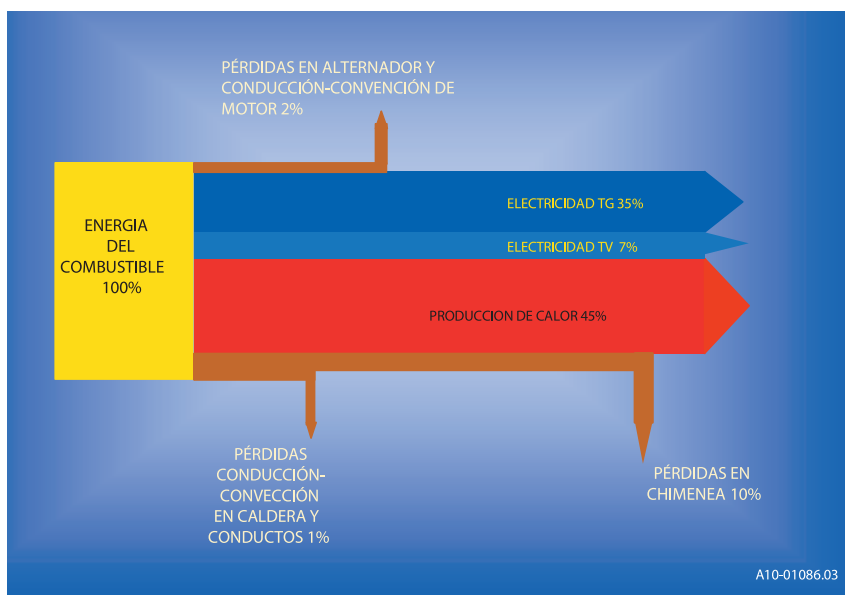


Figura 5. Diagrama de Sankey de Planta de cogeneración en ciclo combinado con turbina de gas.

2.4. 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 a 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 adecuadas 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.

Un diagrama de proceso elemental de este tipo de instalación se presenta en la Fig. 6.

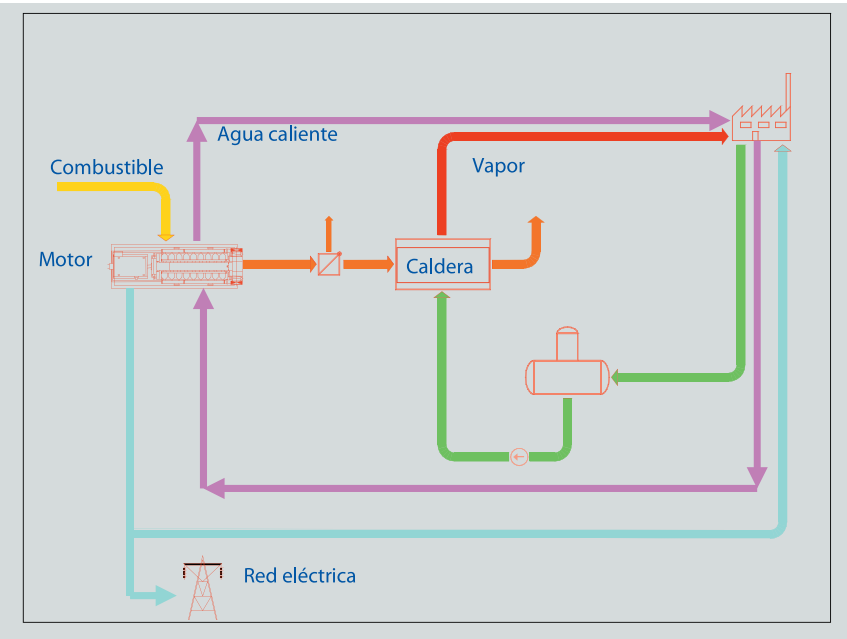


Figura 6. Planta de cogeneración con motor alternativo.

El reparto de energía en una planta con motor alternativo es aproximadamente como se muestra en la Fig. 7 (se ha representado el caso de un motor de gas del orden de 3 o 4 MW).

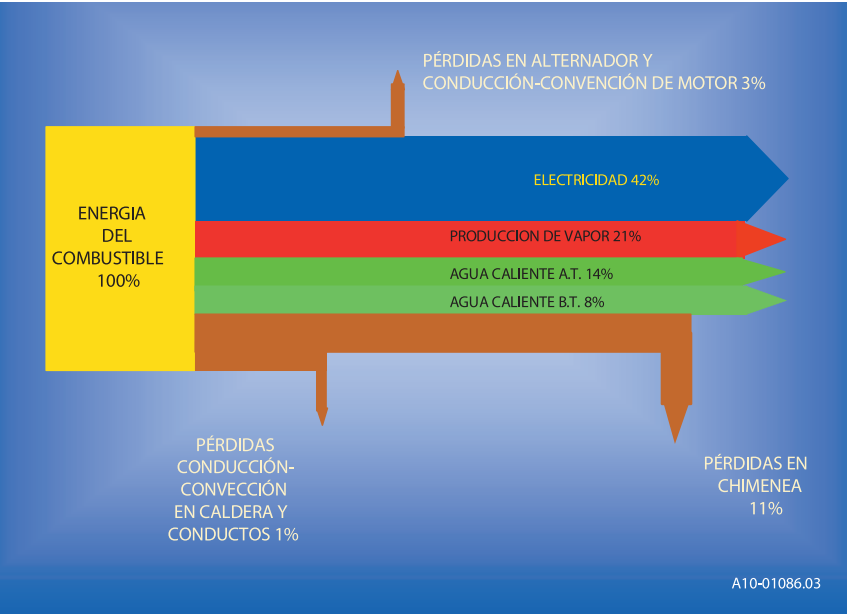
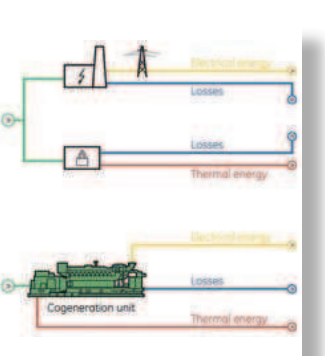


Figura 7. Diagrama de Sankey de planta de cogeneración con motor de gas.



2.5. 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. Este último es el sistema representado en la Fig. 8, donde se aprovechan en cascada el calor del circuito de alta temperatura (circuito AT) de motores y el de los gases para calentar aire. Si se toma el aire a calentar de la sala del motor es posible recuperar además una parte del calor de radiación del motor.

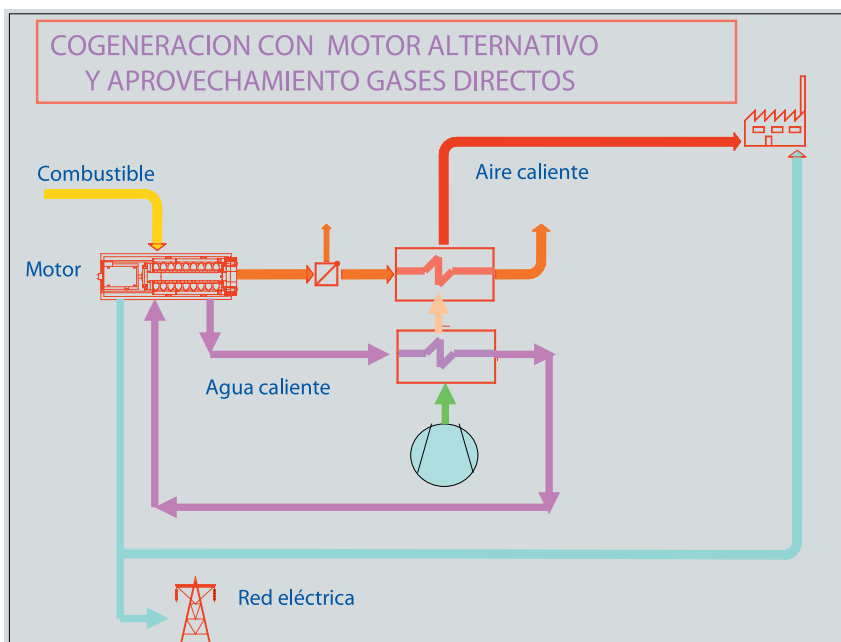


Figura 8. Diagrama de proceso de planta de cogeneración con motor de gas, para generación de aire caliente.

2.6. 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 va-

por 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.

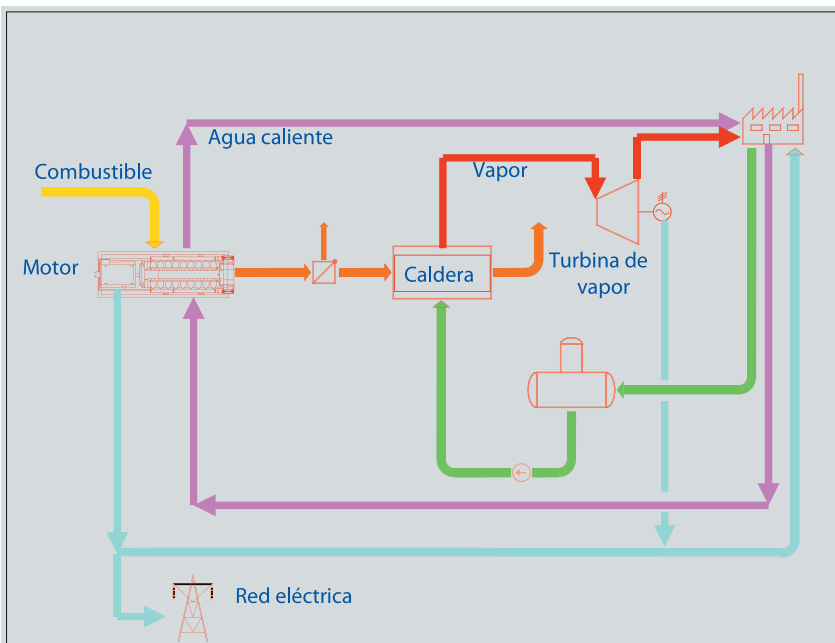
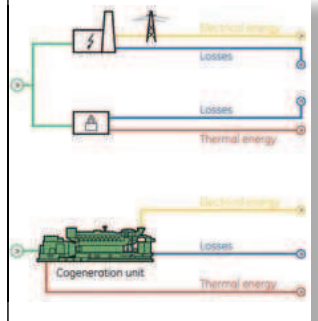
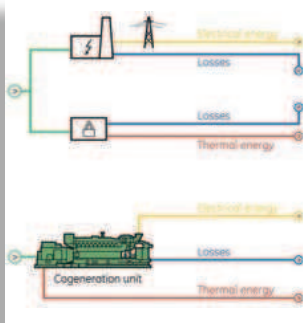


Figura 9. Planta de cogeneración en ciclo combinado con motor alternativo.

2.7. 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), que tienen un ciclo termofísico cuyos principios se conocen desde antes que los del ciclo de compresión de las máquinas frigoríficas convencionales. La Fig. 10 muestra el esquema de una de estas plantas.





Guía de la Cogeneración

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 industria del sector alimentario ser cogeneradores 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.

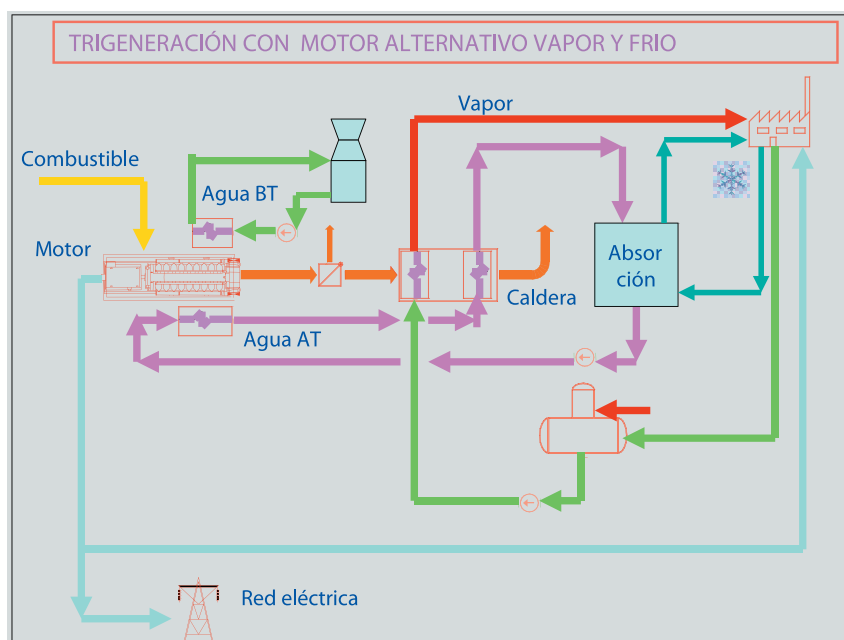


Figura 10. Planta de trigeneración con motor de gas.

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 CO_2 . 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.

3. Aplicaciones de la cogeneración con turbina de gas

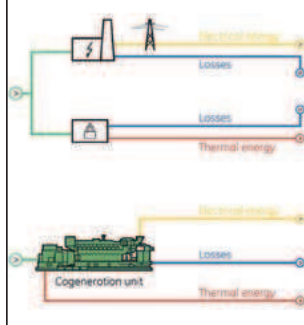
La turbina de gas es un motor térmico que se presta muy bien a cogeneración. El rendimiento eléctrico es muy variable dependiendo de su tamaño, yendo desde rendimientos del orden del 20% para las turbinas más pequeñas hasta el 40 o 45% en unidades a partir de 30 MW. A parte de la electricidad producida 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.

3.1. Instalaciones de gases directos para secado (secado de minerales, atomizadores de cerámicas)

Hay diversos tipos de sustancias naturales que se utilizan como adsorbentes. Para su venta es preciso cierto acondicionamiento. Lo principal de este acondicionamiento es el secado que asegure la máxima capacidad de adsorción de agua para su utilización. El secado se realiza en secaderos rotativos o de lecho fluidizado. Sea cual fuere el sistema hace falta una fuente térmica que suelen ser gases calientes a temperaturas en el rango 400 a 700 °C. Naturalmente la capacidad de tratamiento depende de esta temperatura así como de la humedad del producto a la entrada.

Esta aplicación es ideal para plantas con turbina de gas, puesto que pueden introducirse directamente los gases de escape de la turbina, lo que simplifica la instalación y permite el mayor rendimiento global. En la instalación posterior se alimenta dos secaderos rotativos de sepiolita. En esta aplicación no puede utilizarse agua caliente y por ello no es muy adecuada la utilización de motores alternativos. Se mantienen los quemadores como alternativa en caso de parada de la turbina y para asegurar la adecuada temperatura de salida de gases del secadero (parámetro a controlar) en caso de elevada humedad en la entrada.

El trabajo normal es con los dos secaderos en paralelo, alimentados con los gases de turbina, sin postcombustión. En esta situación el rendimiento eléctrico es del 35% y el rendimiento global del 80%.



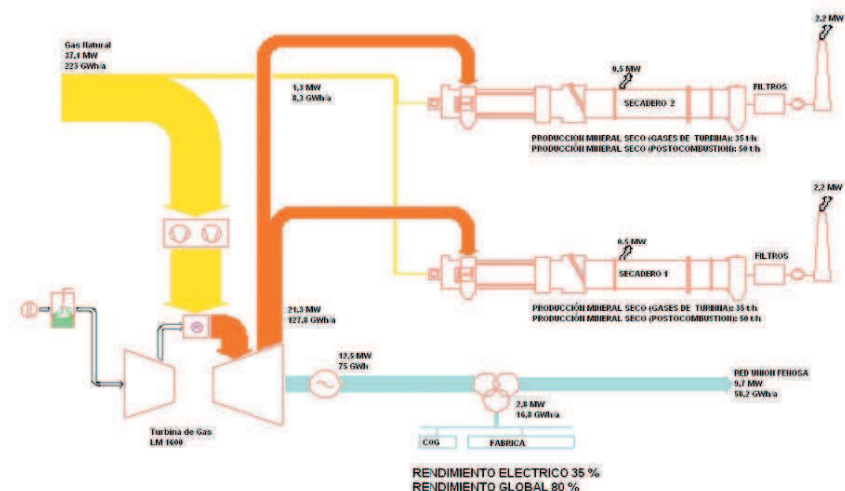
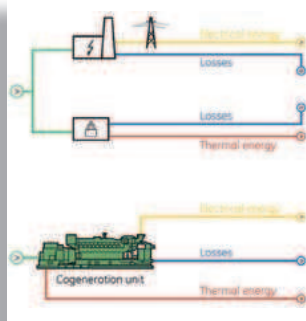


Figura 11. Planta de cogeneración con turbina de gas para secado.

3.2. Instalaciones en el sector alimentario (lácteo y derivados)

En el sector alimentario, como plantas de producción de leche y derivados, zumos y bebidas y embutidos, habitualmente existen consumos de vapor, agua caliente y frío a diferentes niveles, por ello son adecuadas para la cogeneración tanto con motores como turbinas. Normalmente las plantas grandes aconsejan la utilización de turbinas de gas y la más pequeñas motores alternativos. Un adecuado estudio indicará la opción más interesante en cada caso. La fábrica del ejemplo posterior produce leche y derivados y requiere vapor a 18 barg, para la producción de leche en polvo. Este factor y su demanda elevada aconsejaron la utilización de turbinas de gas. En primer lugar se instaló una turbina de unos 5 MW con su caldera de recuperación y en la segunda fase (una vez la demanda aumentó) se instaló una segunda turbina igual a la anterior. Debido a la alta presión de vapor necesaria, los gases abandonan la caldera a relativamente alta temperatura (unos 160 °C). Por ello, se han instalado unos calentadores de agua, aguas abajo de los economizadores de calderas, para obtener agua sobrecalentada, que alimenta una unidad de absorción de bromuro de litio.

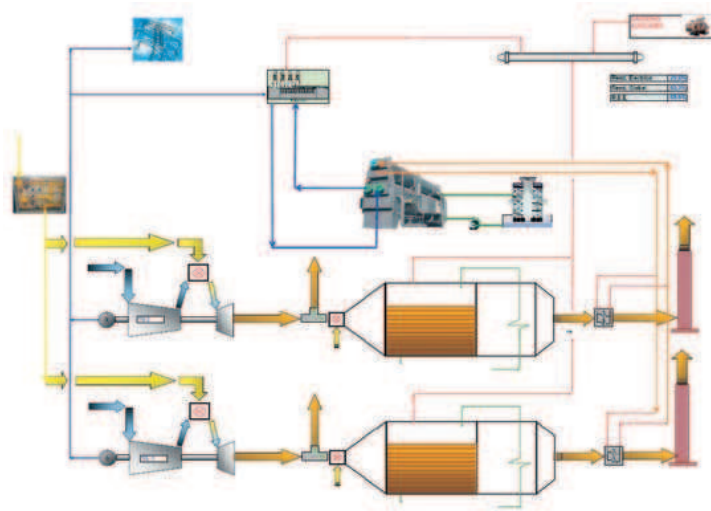


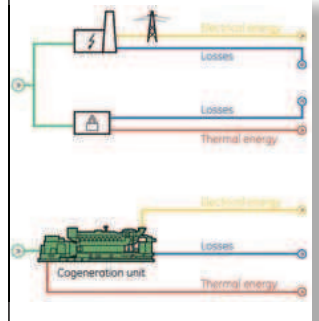
Figura 12. Planta de trigeneración con turbinas de gas en el sector lácteo.

3.3. Plantas del sector de celulosa y papel

Las plantas de producción de pasta de papel (celulosa) suelen disponer de calderas de licor negro que produce en su combustión vapor. Aproximadamente se utiliza en el proceso de cocción de la pasta y en la concentración del licor negro¹ una cantidad de vapor equivalente a la producida en su combustión.

En estos casos se suele producir vapor en alta presión con destino a una turbina de vapor. De esta manera se produce una cierta cantidad de electricidad. La electricidad producida es importante por varias razones: por una parte se genera a un precio bajo lo que la hace competitiva tanto para consumo de la propia fábrica, como para su venta a la red, por otra parte este aporte eléctrico asegura el suministro de energía a los sistemas críticos y permite que la fábrica se mantenga en funcionamiento en caso de problemas en la red eléctrica exterior y garantiza la seguridad, ya que estos consumos críticos (agua de aporte a calderas de licor negro) se mantienen siempre disponibles. La generación de vapor a alta presión para la turbina de vapor permite alimentar a turbobombas, que garantizan de nuevo agua de alimentación de calderas, que como se ha comentado es crítico desde el punto de vista de la seguridad.

¹ La madera es la materia prima del papel. Sus constituyentes principales son lignina y celulosa, aproximadamente en proporciones iguales. Las plantas de pasta de papel tiene por objetivo separar la lignina de la celulosa y eliminar la lignina. Esta lignina se quema en calderas de licor negro.



Guía de la Cogeneración

Por tanto, las plantas que sólo producen pasta de papel sólo permiten la cogeneración con turbina de vapor. Sin embargo, en el caso de plantas de papel o mixtas de papel y celulosa es preciso una fuente de calor adicional para el secado del papel². Las plantas de papel requieren vapor de baja presión.

En la Fig. 13 se representa el diagrama de Sankey de una moderna planta de papel reciclado en la provincia de Madrid. Esta planta consiste en una turbina de gas de 40 MW en ciclo combinado. Se genera vapor en una caldera de recuperación a dos niveles de presión, alta presión para turbina de vapor, aumentando el rendimiento eléctrico del ciclo, y vapor a baja presión que se une a la contrapresión de la turbina para abastecer la fábrica. Como tercera etapa de aprovechamiento de gases de escape hay un calentador de agua que suministra calor a una unidad de absorción de BrLi. El frío producido se utiliza para enfriar el aire de entrada a la turbina de gas, lo que aumenta su potencia y rendimiento durante casi todas las horas del año. El avanzado diseño térmico permite obtener un rendimiento eléctrico superior al 44% y un rendimiento global superior al 87%, marcas ambas muy difíciles de batir en una planta.

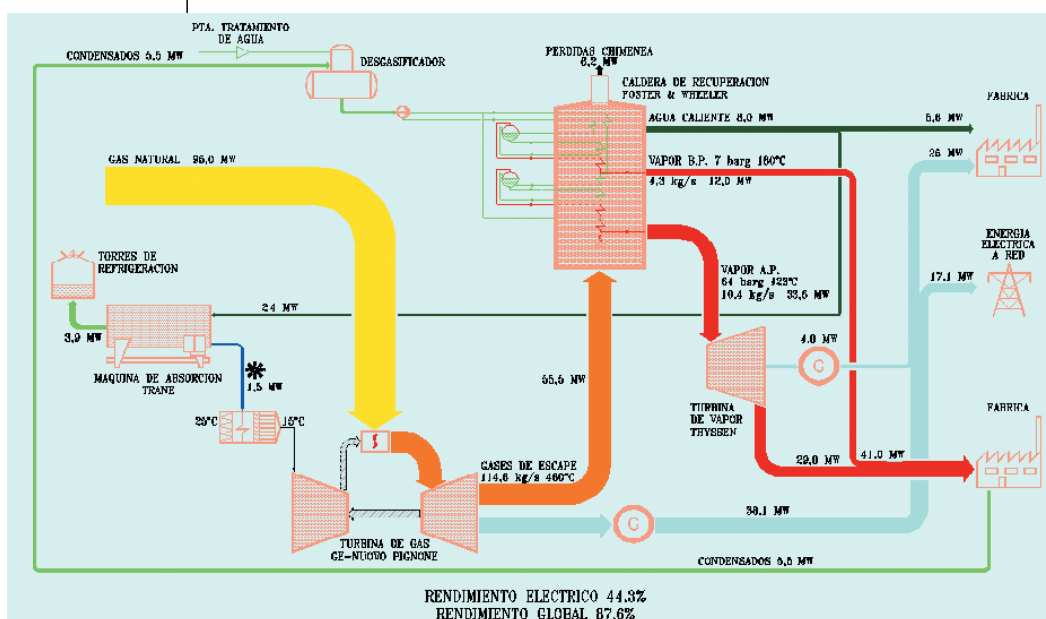


Figura 13. Balance de masa y energía de una planta de cogeneración en ciclo combinado en un fábrica de papel.

- El proceso de producción de papel consiste en formar una disolución de agua y fibras de celulosa, formar una lámina que se va secando poco a poco, primero por medios mecánicos y luego, cuando esto no es posible, por medios térmicos, haciendo circular la lámina por cilindros calentados internamente con vapor.

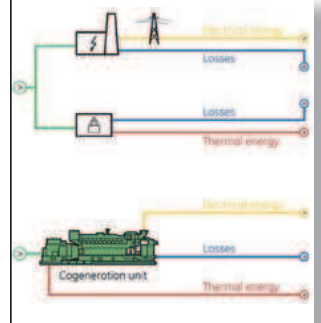
La foto 1 corresponde a otra planta de cogeneración en ciclo combinado también de una fábrica de papel, en Jaén. En este caso se trata de una planta de ciclo combinado de 25 MW en total. En primer término se ve un aerocondensador, que condensa el vapor en caso de rotura de la hoja de papel. A su derecha se ve la chimenea principal de caldera. El edificio bajo el aerocondensador es el de turbina de vapor.

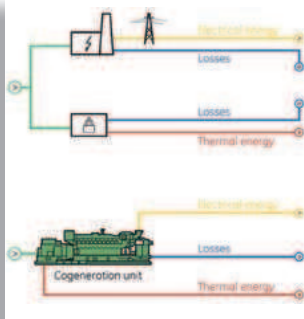


Foto 1. Vista de una planta de cogeneración en ciclo combinado en una fábrica de papel.

3.4. Plantas del sector de fibra sintética y sector textil

Estas fábricas son en realidad modalidades de fábricas químicas. Por lo general su consumo de calor habitual es en forma de vapor, pero suelen tener un consumo de frío. Las plantas grandes suelen ir equipadas con turbinas de gas o ciclos combinados, pero también se pueden realizar plantas con motores, en el caso de consumos bajos, que no rentabilicen suficientemente una planta con turbina de gas, utilizando en ese caso el agua caliente de los mismos para la producción de agua fría con absorción. La planta mostrada en la Foto 2 corresponde a una fábrica de fibra sintética. Se trata de una planta con turbina de gas de 12 MW, en ciclo combinado con turbina de vapor. La turbina de vapor es de contrapresión a 4 barg y con extracción a 13 barg. La turbina de gas tiene enfriador evaporativo y existe una unidad de absorción con vapor a baja presión que produce agua fría para cli-





matización de salas. La caldera de recuperación tiene dos niveles de presión uno a 40 bar para la turbina de vapor y otro deslizante entre 1,5 y 4 barg que alimenta a la unidad de absorción y si sobra se une a la contrapresión de la turbina para alimentar a la fábrica.



Foto 2. Vista de una planta de cogeneración en ciclo combinado en una fábrica de fibra sintética.

En la Foto 2 se puede ver en primer término la turbina de gas, a 90° está el escape hacia la caldera, después de pasar por la válvula diverter de gases de escape. La caldera tiene dos niveles de presión y un recalentador de baja presión. Así mismo la caldera está dotada de postcombustión. En estas plantas es muy importante el suministro ininterrumpido de calor y electricidad, por ello, suelen equiparse de turbina de vapor para suministro a los equipos críticos y es muy importante la capacidad de funcionamiento en isla. También es importante mantener calidades del aire (temperatura y humedad), por ello son buenas candidatas para la integración de absorción.

3.5. Plantas del sector químico

En el sector químico a menudo se necesita vapor a diferentes niveles presión. Esto quiere decir que le viene como anillo al dedo la cogeneración. Cuando se trata de plantas de tamaño importante, como es lo más habitual, la mejor alternativa es una planta con turbina de gas. Unas veces se requiere presiones elevadas y otras sólo es suficiente vapor en baja presión, lo que las hace candidatas para ciclos combinados.

3.6. Plantas del sector del automóvil

En la fábricas de automóviles no hay elevados consumos específicos de calor, pero cada vez se trata de instalaciones de mayor producción para mejorar su competitividad y por ello acaban teniendo consumos totales de calor elevados.

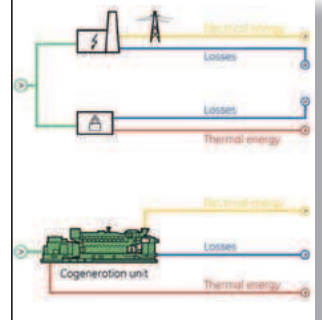
La mayoría del calor se consume en los procesos relacionados con el tratamiento de la chapa, en forma de agua caliente. Por su tamaño, se han construido plantas de cogeneración con turbina de gas en ciclo combinado, como la de la Foto 3, que corresponde a la planta de General Motors en Figueruelas (Zaragoza), donde en primer término se puede ver la entrada de aire al contenedor de la turbina de gas, y en la parte posterior la caldera de recuperación de alta presión para la turbina de vapor, que se encuentra en una nave interior. En este caso se trata de una turbina de gas aeroderivada LM 1600, de 13 MW y una turbina de vapor de extracción, con condensación.

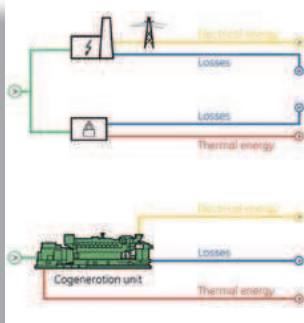


Foto 3. Vista de una planta de cogeneración en ciclo combinado en una fábrica de automóviles.

3.7. Plantas de producción de sales industriales

Estas fábricas van asociadas normalmente a minas, donde se extraen minerales. El mineral contiene una mezcla de sales impuras, ricas en la





Guía de la Cogeneración

sal que se pretende explotar. Se suele someter a un proceso de disolución. Esta solución de sales en agua es la materia prima para la planta de extracción de sales.

Las plantas de producción de sales suelen ir equipadas de un sistema de concentración por evaporación. La evaporación suele ser de varios efectos, al menos 3, para conseguir un consumo específico de evaporación suficientemente pequeño. Para ello suelen utilizar vapor en el rango de 4 a 10 barg. Con ello se obtiene un salmuera concentrada, la solución concentrada se suele cristalizar y luego secar para lo que necesitan de nuevo calor. Con claridad pues son candidatas a cogeneración. La mayor parte de los procesos utilizan sólo vapor, por lo que las plantas que suelen encajar mejor son con turbinas de gas o en ciclo combinado. El proceso puede diseñarse para utilizar también agua caliente en una etapa intermedia o para facilitar la disolución de las sales en el proceso primario.



Foto 4. Vista de una planta de cogeneración en ciclo combinado en una fábrica de sulfato sódico.

La Foto 4 corresponde a una planta de cogeneración en ciclo combinado de 13 MW en turbina de gas y 8 MW en turbina de vapor, asociada a una planta de producción de sulfato sódico en la provincia de Burgos. En la parte derecha se pueden ver los filtros de aire de entrada a la turbina de gas. La chimenea de la izquierda es la chimenea principal de salida de caldera. La turbina de gas, la turbina de vapor y la caldera de recuperación de calor con sus auxiliares se ubican en

el interior de la nave para minimizar el impacto del ambiente, muy corrosivo, propio de estas fábricas. El sistema de aire de entrada a la turbina va equipado con un complejo sistema de filtración, para asegurar un funcionamiento adecuado de la turbina de gas, minimizando el ensuciamiento y la corrosión por el polvo de sulfato sódico, presente en el aire.

3.8. Plantas del sector refino

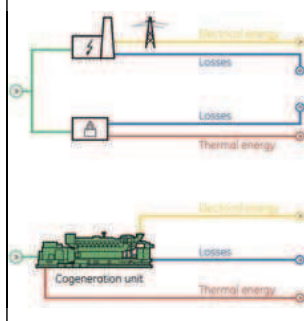
Las refinerías son el mejor candidato para la cogeneración: sus grandes demandas de calor para los procesos de destilación fraccionada y demás procesos termofísicos, termoquímicos y catalíticos, unido a la disponibilidad de subproductos combustibles no comerciales hacen de la cogeneración una inversión muy eficiente, ecológica y económica.

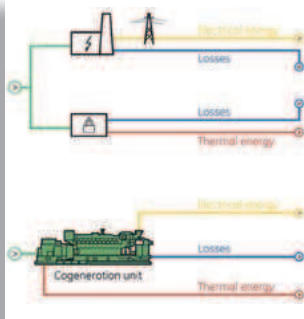
Como consecuencia de ello desde la primera planta de cogeneración de principios de los noventa hasta hoy se han instalado, sólo en Repsol, 13 plantas del orden de 50 MW cada una, y en estos momentos comienza el proyecto de la planta con la turbina número 14, que será la segunda en refinería de Cartagena, donde la capacidad de procesamiento ha llegado ya a la 5,5 Mt/a de crudo.



Foto 5. Vista aérea de la refinería Repsol en Cartagena.

En la mayoría de los casos se han realizado plantas de ciclo combinado basadas en turbinas de gas industriales de 40 MW. Las turbinas se





Guía de la Cogeneración

diseñan para quemar gas natural, otros subproductos combustibles, como gas de refinería, GLP y nafta. En la foto 5 puede verse la planta de Repsol-Petronor que se puso en marcha en 2005, que consiste en una turbina de Frame-6 de 38 MW, quemando gases de refinería, propano o gas natural. La caldera de recuperación es de un solo nivel de presión y puede producir con postcombustión hasta 150 t/h de vapor.



Foto 6. Vista de una planta de cogeneración en refinería.

4. Aplicaciones de la cogeneración con motor de gas

4.1. Distribución del calor aprovechable del motor de gas

La disminución de los márgenes de cogeneración obligó a las instalaciones a conseguir un elevado rendimiento global para competir. 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. La

instalación de motores en cogeneración tiene un reto, que consiste en la utilización del calor adecuadamente.

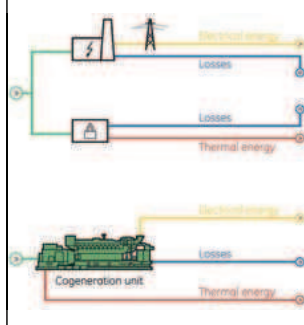
Este reto se puede vencer en muchos casos con un poco de imaginación, esfuerzo de desarrollo y algunas veces más inversión. Para poder conocer las aplicaciones comenzaremos por el estudio en profundidad de las fuentes de calor del motor.

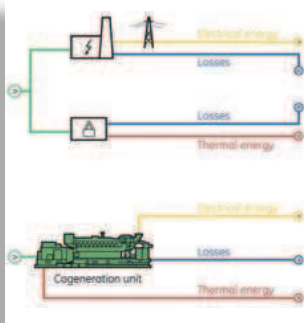
Existen cinco fuentes de energía térmica que puede ser recuperada en el motor alternativo de gas:

- 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 barg), 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. Este 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 este agua es del orden de 40 a 50 °C.





Guía de la Cogeneración

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%).

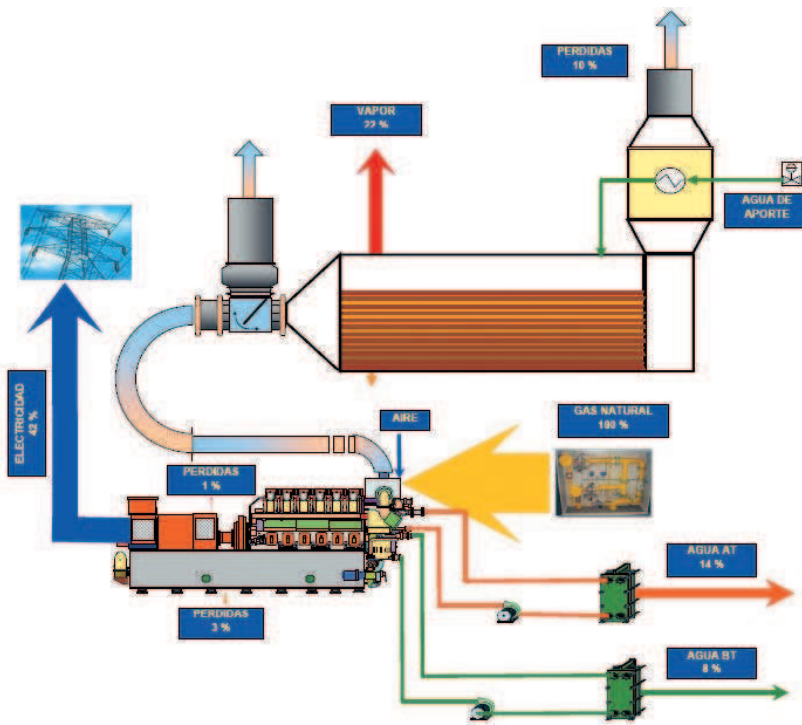
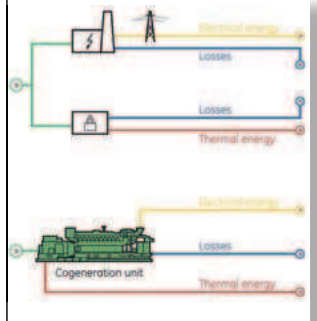


Figura 14. Balance de energía en una instalación de motor de gas con caldera de recuperación.

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. La clave de la competitividad de las aplicaciones del motor de gas es pues el aprovechamiento del calor. En la actualidad debido al complemento por eficiencia, la ventaja de ahorro energético se transforma en dos ventajas económicas: menos costes de combustible en la generación de calor útil y más precio de la electricidad así producida.

Estudiemos ahora cómo sacarle el máximo partido a los motores de gas en las diferentes aplicaciones de cogeneración en la industria. Para ello se analizarán los procesos que existen en cada aplicación y se indicará como utilizar los calores provenientes del motor en cada uno de ellos.



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

En las plantas de cerámica de la construcción se utiliza calor en el horno, en el secadero, en el prehorno (cuando existe) y en el equipo denominado galletera en algunas ocasiones.

En el horno se precisan en la parte de cocción temperaturas altas (próximas a 1000 °C); en el secadero, del orden de 100 °C y en el prehorno 150 a 200 °C. No hablaremos en principio de la galletera por su pequeña demanda energética y ser intermitente, además de precisar otro vehículo energético (vapor).

Se suele utilizar energía procedente del horno para abastecer parte de los otros consumidores. El sistema ideal es enviar los gases de recuperación del horno (a unos 250 °C) al prehorno y el excedente del prehorno, si lo hubiera, al secadero, donde se puede añadir la energía necesaria para llegar al grado de secado preciso.



Foto 7. Secadero de una fábrica de ladrillo rojo.

En la Foto 7 se puede observar el lateral del secadero de una fábrica de ladrillo rojo. Esta operación de secado debe ser a baja temperatura para evitar que una vaporización violenta en el ladrillo produzca grandes poros que lo debiliten.

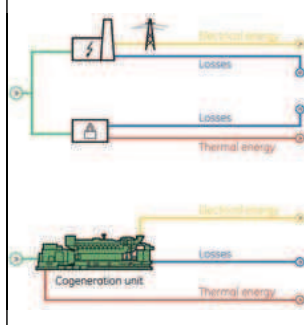
Una vez optimizado el consumo energético de la planta es posible abordar cómo aportar la energía necesaria, y es en ese momento donde se puede plantear la posibilidad de hacerlo con una planta de cogeneración.

Tradicionalmente se ha considerado sólo el secadero como lugar apropiado para la utilización del calor de cogeneración y sin lugar a dudas es el lugar en el que ese calor es más sencillo de utilizar: se trata simplemente de sustituir el calentamiento basado en quemadores en vena de aire por aire caliente procedente de gases de escape del motor y agua caliente, quedando el quemador en vena como respaldo.

Las necesidades de calor para secadero son bastante constantes en lugares húmedos y de temperaturas suaves (en zonas costeras), pero por el contrario son muy variables en zonas del interior, de clima continental extremo y en el caso de dimensionar una planta para este consumo se presenta una gran dificultad.

Pero en realidad hay otros puntos en que existe o puede existir déficit de calor. Tal es el caso del prehorn y también del horno. El caso del prehorn es evidente, ya que si se introduce el material en el horno precalentado el proceso de cocción se puede acelerar aumentando la productividad del horno y, por tanto, disminuyendo el consumo específico, pero hay que estudiar dónde se tienen necesidades de calor de bajo nivel térmico en el horno. Es conocido que lo que limita la producción de un horno es la velocidad de calentamiento porque a partir de cierto gradiente de temperatura, aumenta mucho el riesgo de fisuración. Por tanto, conseguir una pendiente constante es el ideal.

En los hornos siempre suele haber alguna zona donde hay una cierta irregularidad térmica (véase Fig. 15). En esta zona hay un déficit de calor y ahí es donde se puede utilizar el calor de cogeneración con tres efectos beneficiosos: tener un consumo de calor prácticamente constante, aumentar la calidad de la cocción y aumentar la producción de manera significativa (lo más importante).



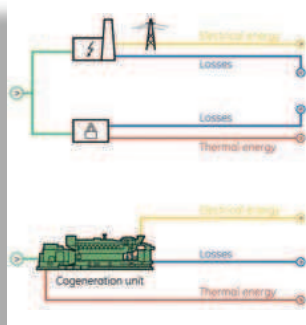


Figura 15. Evolución de temperaturas a lo largo de un horno túnel para la fabricación de ladrillo.

El aumento de producción en un proceso cuya materia prima es prácticamente gratuita significa un aumento directo de los beneficios de la fábrica. El efecto energético de ello es que si la producción se aumenta y las pérdidas, que dependen fundamentalmente de la superficie del horno, se mantienen constantes, disminuye el consumo específico de energía. Ventaja que se une a la de que se utiliza una fuente de energía más barata, como es la cogeneración.

Las plantas cerámicas tienen otras posibilidades menores o más accidentales, como necesidades de calefacción en naves, en los llamados "pudrieros", destilación de agua, calentamiento de agua de amasado, etc.

La utilización de todo el potencial de cogeneración, esto es: suministrar con la planta de cogeneración todos los calores necesarios en la fábrica, tiene muchas ventajas. En primer lugar, varios lugares de uso del calor aseguran una mayor seguridad de aprovechamiento, pero también permite construir una instalación mayor que normalmente redundaría en mayor fiabilidad de los equipos, economía de escala y mejores rendimientos.

En la Fig. 16, se detalla el balance energético en una fábrica de cerámica de una producción de 150 t/d³, que posee una planta de cogeneración con motor de gas de 2 MW eléctricos desde el año 1993 y en

la cual se aprovecha el calor en secaderos, horno y prehorno. El pre-horno se construyó al mismo tiempo que la planta de cogeneración. El agua caliente se aprovecha en el secadero y los gases de escape directos se inyectan en secadero, prehorno y horno, regulándose automáticamente la cantidad de gases que se suministra al secadero en función de las condiciones en el mismo. En cuanto al aprovechamiento en el horno, se ha observado no sólo que el calor de cogeneración no produce problemas en el horno sino que ha permitido aumentar la producción al suavizar la curva de calentamiento.

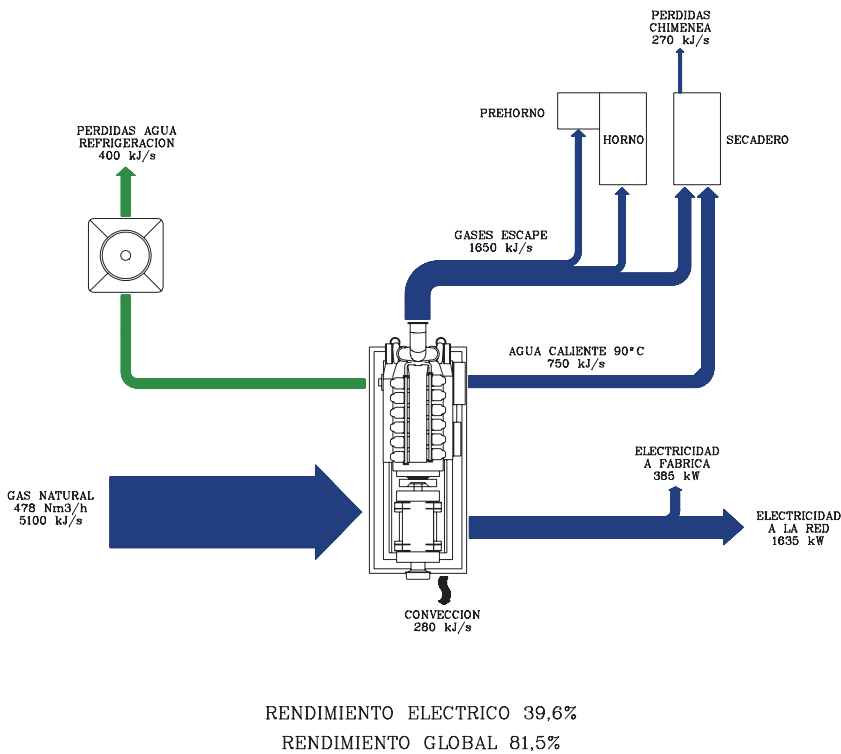
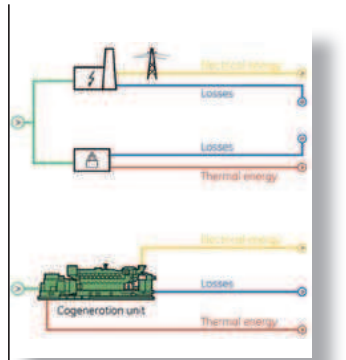
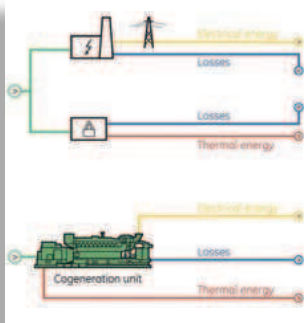


Figura 16. Balance energético de una planta de cogeneración en una fábrica de cerámica roja.

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

Dentro del sector alimentario es habitual que existan tanto necesidades de calor para procesos de esterilización/pasterización, como frío para mantener las condiciones de conservación de alimentos. Dentro





Guía de la Cogeneración

de las necesidades de calor algunas se han de satisfacer con temperaturas relativamente elevadas; es el caso de esterilización y producción de leche en polvo en fábricas de leche o de producción de sólidos lácteos a partir de suero. En estos casos se utiliza vapor a presiones comprendidas entre 8 y 15 barg. Otros procesos necesitan agua caliente a temperaturas comprendidas entre 80 y 90 °C. En algunos casos se consiguen altas temperaturas con aceite térmico.

Respecto a las necesidades de frío hay que distinguir cuando se pueden utilizar temperaturas superiores a 5 °C de cuando se requieren temperaturas inferiores. Este límite se debe a que para temperaturas superiores a 5 °C se pueden utilizar unidades de absorción de BrLi y para temperaturas inferiores sólo se pueden utilizar unidades de absorción de amoníaco o unidades de refrigeración por compresión convencionales. La importancia de distinguir el campo de utilización de uno u otro tipo de unidad de absorción es porque las unidades de amoníaco tiene COP's⁴ más bajos (como corresponde a su menor nivel térmico), pero sobre todo porque son unidades mucho más caras (al menos cinco veces más caras). Otra diferencia de gran importancia entre unas unidades y otras es que para las unidades de absorción de BrLi se puede utilizar agua caliente o vapor y para las unidades de amoníaco sólo es posible utilizar vapor o agua sobrecalentada a temperatura suficientemente alta. La temperatura a que se almacenan los productos lácteos y zumos para conservación es normalmente 4 °C y la carne en los mataderos aún menor, lo que supone que estas necesidades no pueden ser abastecidas completamente con unidades de absorción de BrLi. A veces se utilizan unidades de BrLi para preenfriar los retornos, llegando al valor final de refrigeración mediante compresión o absorción de amoníaco. No obstante hay procesos que se realizan en salas climatizadas a temperaturas comprendidas entre 15 y 20 °C, y en estos casos las unidades de absorción de BrLi sí están indicadas.

En las instalaciones con motores es importante utilizar el agua caliente y por ello es preferible utilizar en lo posible unidades de absorción de Br Li, y utilizar todo el agua caliente posible en proceso.

En estas plantas se pueden utilizar los gases calientes para producir vapor y/o aceite térmico y el agua caliente puede utilizarse para producir agua fría (temperatura mínima de 4,5 °C), mediante máquinas

4 Coefficient of performance, relación entre el frío producido y la energía necesaria para ello. Esta energía necesaria es electricidad en las unidades de compresión tradicionales y calor en el caso de las unidades de absorción.

de absorción de bromuro de litio. El agua caliente también puede utilizarse en limpiezas y lavados.

En algunas fábricas hay gran consumo de agua caliente. En este caso puede utilizarse el agua caliente de AT de motores para el proceso y los gases calientes para producir vapor o agua sobrecalentada con destino a absorción de amoníaco, que pueden ser utilizadas para producir frío de hasta -60°C .

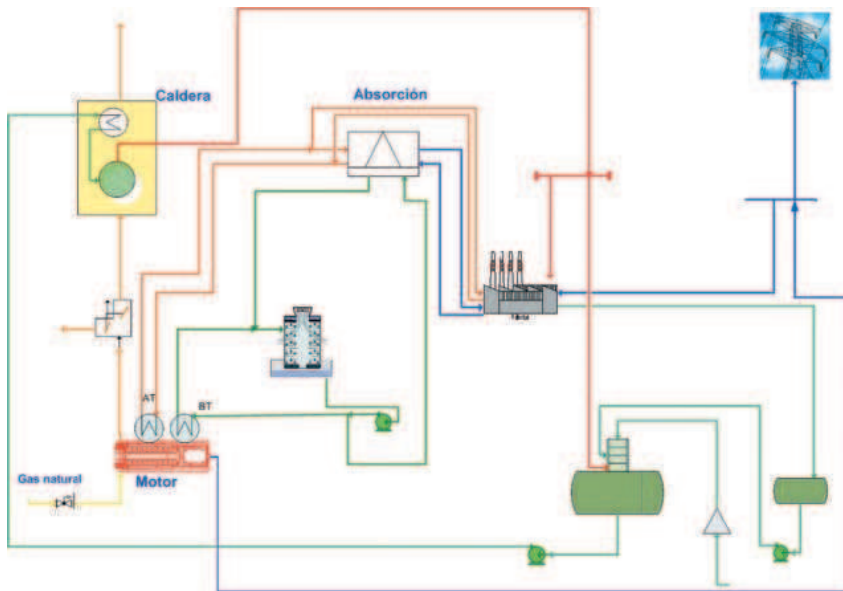
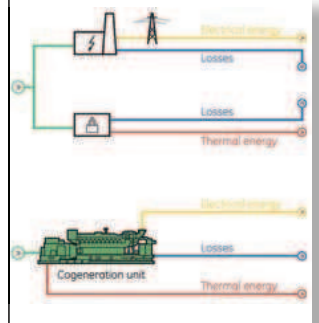


Figura 17. Diagrama general de proceso de una planta de cogeneración con motores alternativos y absorción.



Foto 8. Unidad de absorción de Br Li de 1,2 MW funcionando con agua sobrecalentada en una planta láctea.



4.4. Plantas del sector papel

Las plantas de papel requieren vapor, suelen ser de alto consumo y no tienen necesidades de calor en forma de agua caliente, por lo que su configuración más lógica es la cogeneración con turbina de gas, bien en ciclo simple o en ciclo combinado.

Las plantas dedicadas a la producción de cartón y algunas pequeñas plantas de papel, suelen partir de papel recuperado, que hay que homogeneizar hasta conseguir una solución de fibra en agua. Este proceso, que se realiza en el *pulper*, se ve beneficiado si se realiza adicionando calor. La solución resultante es la que después se transforma en papel mediante filtrado mecánico y secado con calor. Finalmente, el papel se conforma para dar origen al cartón.

Las fábricas de cartón suelen ser fábricas medianas o pequeñas, porque entre otras cosas no es económico grandes desplazamientos de materia prima y el producto de poco valor añadido y baja densidad. Por ese pequeño consumo se han instalado generalmente plantas con motores.

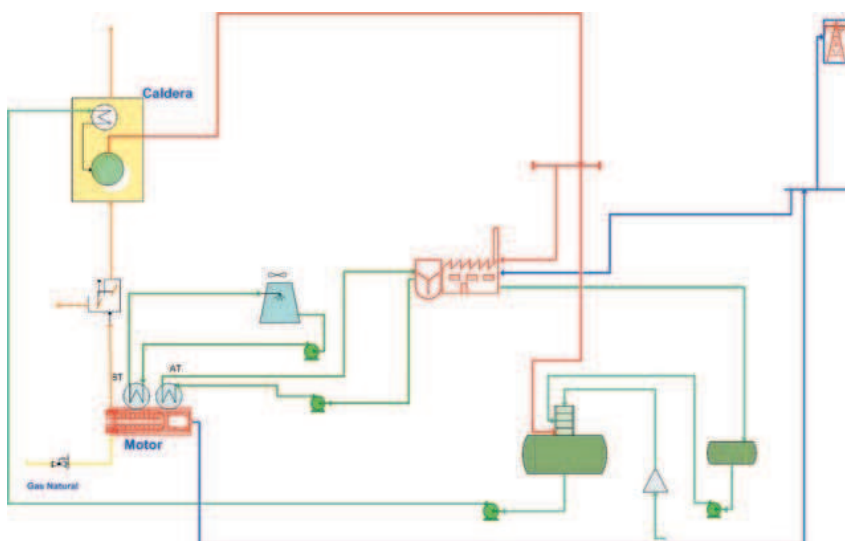


Figura 18. Diagrama general de proceso de una planta de cogeneración con motores alternativos en fábrica de papel/cartón.

4.5. Las plantas de tratamiento de purines

El estiércol fluido porcino o purín, es la mezcla de los excrementos sólidos y líquidos, las aguas de limpieza de los establos, productos arras-

trados en estas limpiezas y los restos de comida del ganado porcino. En las granjas españolas se producen anualmente alrededor de 40 millones de toneladas de estos residuos, y la cantidad aumenta anualmente de forma progresiva.

En dosis adecuadas, el purín es muy útil en agricultura como fertilizante orgánico natural, rico en nitrógeno, fósforo y otros nutrientes. Sin embargo, en las explotaciones de ganado porcino, donde se concentran un gran número de cabezas de ganado, se transforma en un problema medioambiental, y de malos olores, riesgos sanitarios (moscas, mosquitos, larvas, etc.) y especialmente de contaminación de acuíferos, ya que los terrenos tradicionalmente abonados con este producto se encuentran en algunos casos con exceso de nitrógeno y otros nutrientes; los acuíferos cercanos terminan acusando los efectos de estos excesos, con su impacto correspondiente.

Las plantas de tratamiento de purines realizan el tratamiento de purines porcinos procedentes de las explotaciones con las que cada planta mantiene acuerdos de recogida. El objetivo del tratamiento de purines es separar la materia seca del agua, con la intención de conseguir un producto utilizable como abono, con el mínimo volumen y agua de características adecuadas para ser reutilizado o vertido a un cauce público.

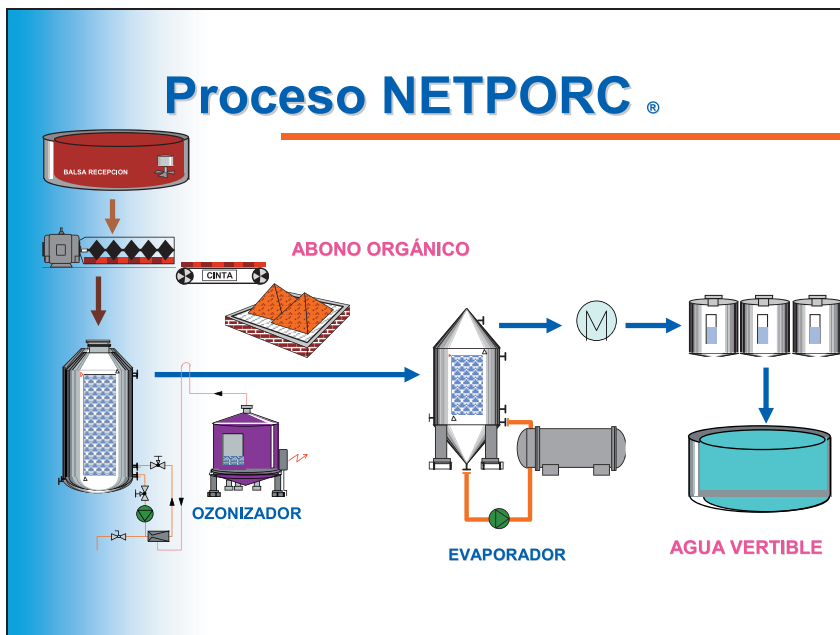
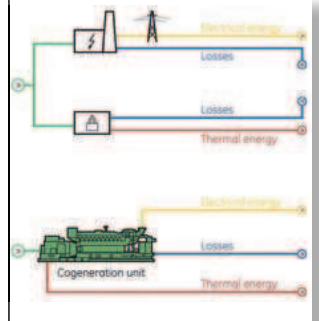
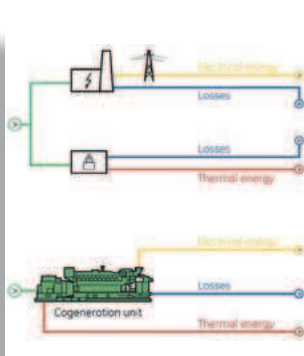


Figura 19. Diagrama de proceso Netporc®. Cortesía de OTSI.



Guía de la Cogeneración

Los procesos de evaporación y secado que intervienen necesitan temperaturas por lo general menores de 100 °C y por tanto es un tipo de planta ideal para la cogeneración con motores, puesto que se pueden utilizar tanto el calor de los gases de escape como el del agua caliente del circuito de alta temperatura del motor.

En la Fig. 19 se reproduce un esquema de proceso de uno de estos tipos de plantas, de manera simplificada; en las Fotos 9 y 10 se puede ver el sistema de evaporación de una de las plantas que tiene 15 MW de potencia instalada en motores de gas, situada en la provincia de Huesca. En la Foto 11 puede verse el exterior de la planta de tratamiento de Lorca, Murcia, con una potencia eléctrica instalada en motores de gas cercana a los 15 MWe.



Fotos 9 y 10. Sistema de evaporación a vacío (evaporador y condensadores en la foto 9 de la izquierda; calentador de tubos en la foto 10 de la derecha) en planta de tratamiento de purines.



Foto 11. Exterior de una planta de purines situada en Lorca (Murcia).

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

En este tipo de plantas se obtiene en primer lugar una solución de la sal que se pretende separar. Normalmente se mezcla agua en las condiciones de pH y temperatura adecuada para conseguir una buena solución rica en la sal a separar. En la formación de la solución a veces es interesante calentar y ahí tenemos un primer punto de utilización de calor de bajo rango. En la fase siguiente del proceso se trata de concentrar la solución, lo que se hace en varias etapas a vacío normalmente. Esa concentración se hace con aportación de calor que puede ser al menos en una parte proveniente de agua caliente. Es posible que se requiera para la utilización de agua caliente alguna transformación en el proceso.

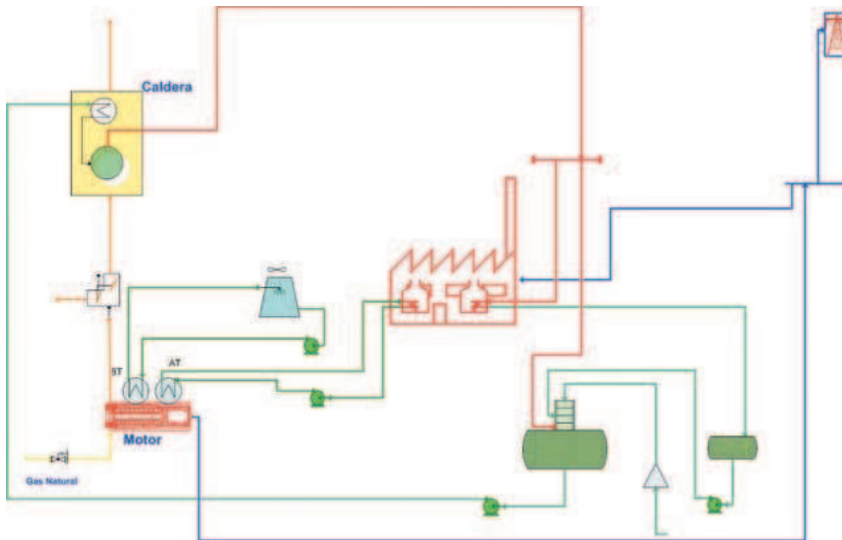
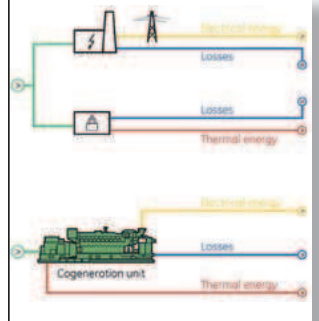


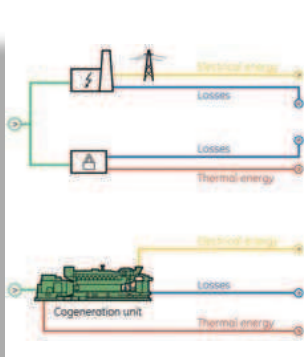
Figura 20. Diagrama general de proceso de una planta de cogeneración con motores alternativos en una planta de concentración de sales.

4.7. Plantas de tratamiento de aguas residuales y plantas de biogás

Para la utilización del biogás producido en una depuradora hay tres posibilidades:

- La combustión en una caldera convencional del biogás producido en el proceso de fermentación anaerobia. El calor de la caldera calienta el reactor de fermentación.





Guía de la Cogeneración

- El biogás después de ser depurado se quema en un motor alternativo produciendo electricidad y calor. El calor de los gases de escape y el del agua caliente de AT puede ser usado para calentar el reactor manteniendo las condiciones de proceso, así como para otros procesos en las fábricas.
- Utilización del biogás, una vez depurado, en una turbina de gas o una microturbina. El calor de los gases de escape puede utilizarse como en los casos anteriores en calentamiento del reactor de fermentación. Esta aplicación es poco habitual debido al riesgo que tiene la turbina en caso de fallo o funcionamiento deficiente del sistema de depuración del biogás.

El biogás también puede extraerse de vertederos, mediante sondeos. En este caso el biogás, una vez depurado, se quema en motores, con producción de electricidad únicamente, expulsándose los gases de escape directamente a la atmósfera, evacuándose el calor de refrigeración en aerorefrigerantes también a la atmósfera.

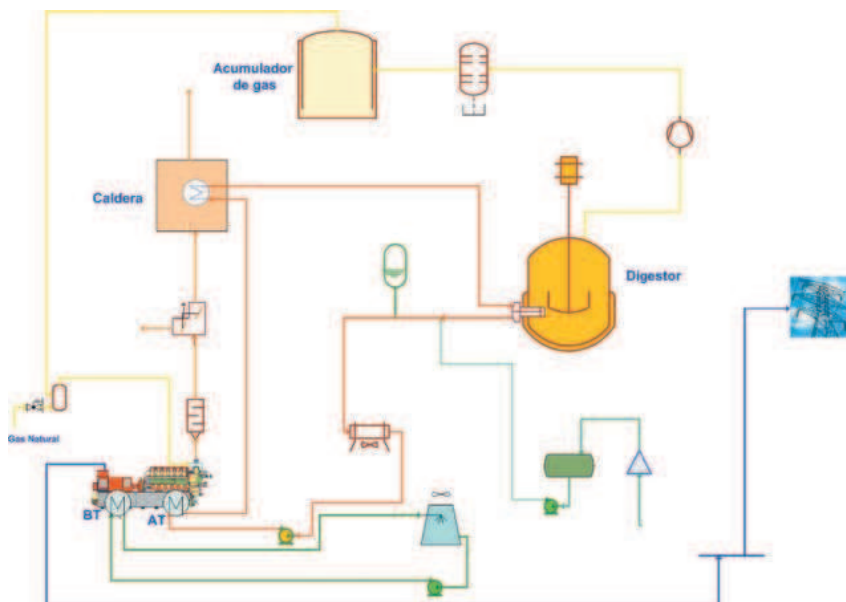


Figura 21. Diagrama general de proceso de una planta de cogeneración con motores alternativos en una depuradora de aguas residuales.

Muchas fábricas, debido a exigencias medioambientales, están obligadas a depurar sus aguas residuales, con generación de una importante cantidad de biogás. Estas fábricas tienen necesidades de calor

y, a menudo, también de frío. Tienen que decidir entre quemar el gas en antorcha (alternativa que desgraciadamente aún es bastante corriente), o bien quemar el gas en una caldera, produciendo vapor o agua caliente para su proceso fabril, o bien hacer una planta de cogeneración o trigeneración con biogás.

Los tipos de fábricas que se encuentran ante esta disyuntiva son principalmente las papeleras, químicas, lácteas y derivados, cerveceras y cárnicas.

Naturalmente, hay que estudiar en profundidad cada caso, pero a nivel general se puede decir que la mejor utilización de cualquier combustible, y, por tanto, también del biogás, es mediante cogeneración por ser la aplicación que mejor aprovecha su potencial energético, generando primero electricidad (de mayor calidad y valor) y luego calor, lo que es más eficiente que dedicar el combustible a producir sólo calor. La economía también así lo indica y solamente hay que tomar las precauciones en el diseño necesarias para minimizar los problemas de operación, ya que se trata de un combustible más difícil que el gas natural. A continuación se reproduce un esquema básico de una planta de trigeneración con biogás.

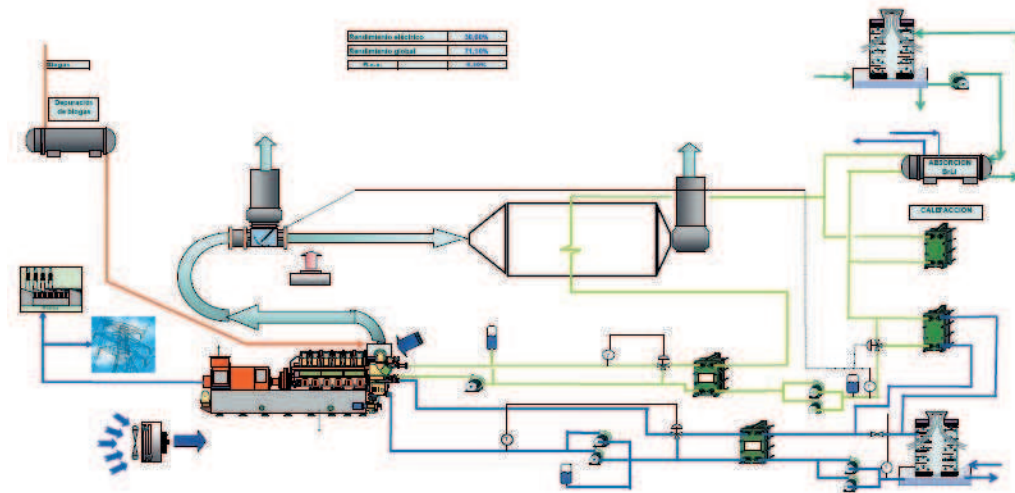
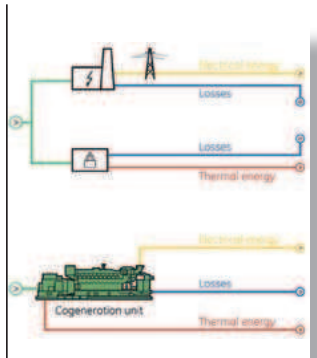
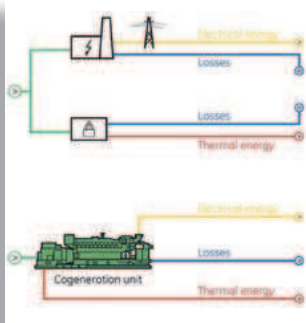


Figura 22. Diagrama general de proceso de una planta de trigeneración con biogás.

4.8. Plantas de secado de madera, pellet, forrajes, pulpas y otros derivados agroalimentarios

En este tipo de plantas el objetivo es secar el producto. No todos los procesos son iguales, aunque las diferencias son pequeñas. Como



Guía de la Cogeneración

ejemplo se detallarán las plantas de pelletización o granulación de madera.

La granulación es el prensado de partículas de madera proveniente de diferentes orígenes (limpieza forestal, residuos agrícolas e industriales). El objetivo de la granulación es conseguir un producto combustible de mayor densidad energética y más fácilmente transportable y utilizable. Para el proceso de granulación es preciso que el producto de partida tenga una granulometría y humedad determinada. Por ello en una planta de granulación es preciso procesos de molienda para conseguir tamaños de pocos milímetros y un proceso de secado para que la humedad de producto esté en torno al 10%. En la mayor parte de los productos de partida la humedad está próxima al 50%, por lo que es necesario un proceso de secado, cuya demanda energética de calores de bajo nivel de temperatura es importante. Por tanto, son plantas muy indicadas para cogeneración con motores.

Hay dos procesos de secado que se utilizan habitualmente: mediante tromel y mediante secadero de bandas, a parte de los secaderos en lecho fluidizado, demasiado sofisticados para esta aplicación. En el tromel se seca con gases calientes de forma directa o en algunos casos indirecta y en el secadero de bandas se produce agua caliente o sobrecalentada con gases de escape y agua caliente del circuito de refrigeración de alta temperatura. Cada sistema de secado tiene sus ventajas y desventajas, por lo que sólo después de un análisis de las disponibilidades y condiciones de materias primas, rendimiento energético y condicionantes medioambientales se puede definir el sistema más indicado.

Los secaderos de tromel tienen mayor rendimiento energético, son más sencillos, baratos y tienen un mejor y más rápido control de la humedad. Se han utilizado profusamente en el sector de tableros de aglomerado. En la Fig. 23 se puede ver un diagrama de proceso de una planta de cogeneración en este tipo. En la Foto 12 se aprecia un tromel de los usados en este tipo de plantas. Se ha incluido una pequeña caldera de vapor para poder fabricar determinadas calidades de pellets.

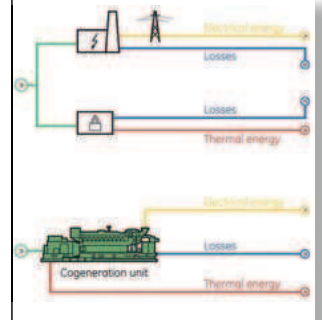
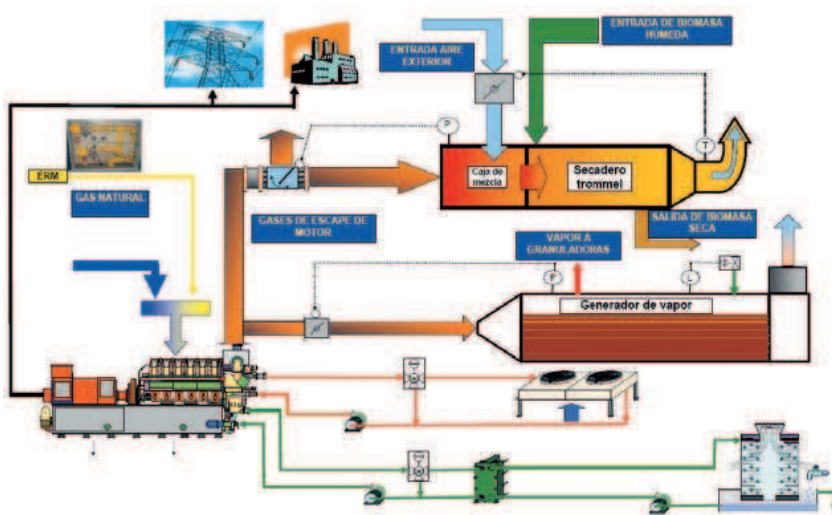


Figura 23. Diagrama general de proceso de una planta de cogeneración con motores alternativos para una planta de granulación con secadero de trommel.



Foto 12. Secadero trommel (izquierda) en una planta de granulación con secadero de trommel. A la derecha se puede ver el ciclón de extracción de producto seco.

Los secaderos de bandas pueden utilizar energías de menor nivel entrópico, tienen emisiones más bajas de polvo y son potencialmente más seguros. En la Fig. 24 se puede ver un diagrama de proceso de una planta de cogeneración de este tipo.

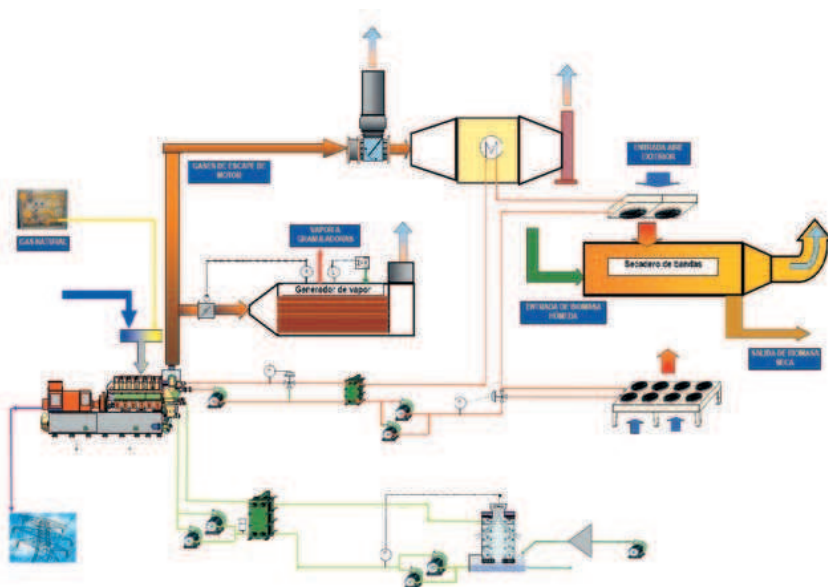
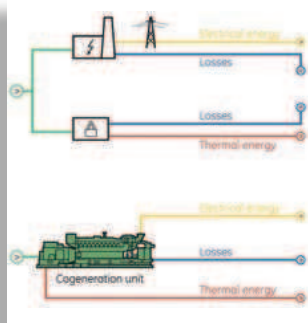


Figura 24. Diagrama general de proceso de una planta de cogeneración con motores alternativos en una planta de granulación con secadero de bandas.

4.9. Plantas de secado de lodos de depuradora

Son plantas muy parecidas a las vistas en el apartado anterior. Los lodos son el residuo más importante de las depuradoras de aguas residuales. Existen aplicaciones del mismo como abono orgánico y en otros casos se envían a plantas de incineración. Los lodos procedentes del proceso de digestión tienen humedades en torno al 20%. Es muy importante disminuir su humedad para facilitar la manipulación y disminuir los costes de transporte.

El calor se utiliza en el secado de lodos. Aunque se están desarrollando otros métodos, los más habituales son dos: mediante tromel y mediante secadero de bandas.

- En el tromel los lodos se secan con aire caliente. Los gases de escape van a una caldera de aceite térmico, que recupera el calor; este fluido calienta aire con destino al secadero.
- En el secadero de bandas se produce agua caliente o sobre calentada con gases de escape y agua caliente de AT del motor.

Los diagramas de proceso son parecidos a los del apartado anterior. En el caso de tromel se suele trabajar con aire caliente. Este aire caliente se calienta en intercambio indirecto con gases de escape o bien los gases de escape calientan aceite térmico y este se vehicula al tromel. Este último caso se refleja en el diagrama de la Fig. 25.

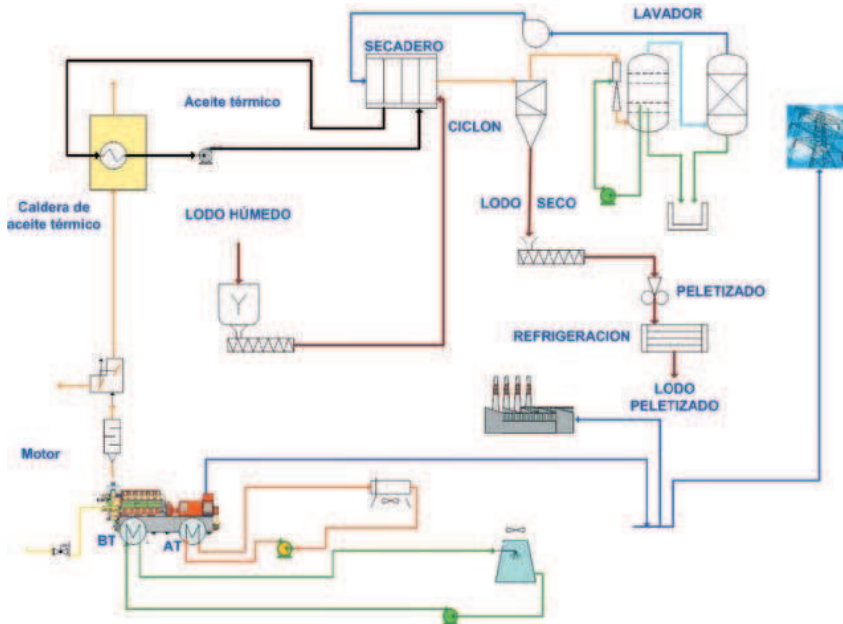
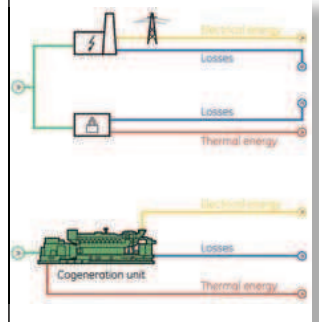
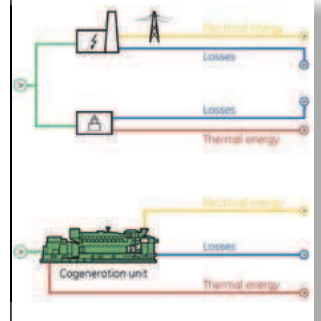


Figura 25. Diagrama general de proceso de una planta de cogeneración con motores alternativos en una planta de granulación de lodos de depuradora con secadero tipo tromel.



7 OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO DE COGENERACIONES. EMPRESAS DE SERVICIOS ENERGÉTICOS (ESEs o ESCOs)



1. Introducción

Una vez construida la central de cogeneración, llega el momento de la operación comercial. La viabilidad de un proyecto, además de depender del mantenimiento de los compromisos por parte del cliente que adquiere las energías térmica y frigorífica (industria, edificio, etc.) y de la normativa legal vigente en cada momento, está supeditada a que se realice una operación racional de las instalaciones.

El establecimiento de diferentes modos de operación para adaptarse a las condiciones de demanda, el respeto de los presupuestos y la optimización de costes, son fundamentales para obtener mayores beneficios.

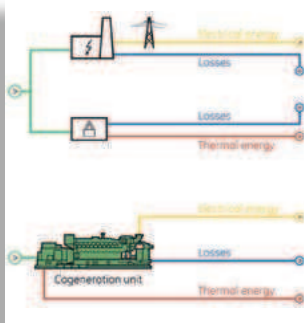
Por otro lado, un correcto mantenimiento alarga la vida de las instalaciones, reduce las horas de parada y ofrece oportunidades de mejora, produciendo ingentes beneficios.

En último lugar, generalmente por razones financieras o tecnológicas, puede resultar interesante la participación de las ESCOs en proyectos de cogeneración.

2. Fundamentos de la operación

2.1. Modos de funcionamiento

La primera consideración, teniendo en cuenta la variabilidad de las demandas y el diseño de la central (ciclo simple o combinado en sus diferentes modalidades), es decidirse por el modo de funcionamiento, ya sea en manual o en automático.



Guía de la Cogeneración

En el caso de demandas muy estables con un ciclo diseñado específicamente para cubrirlas, se optará por funcionamientos en modo automático. En caso de que las demandas sean muy variables, se intentará mantener consignas automáticas en la medida de lo posible, pasando al modo manual sólo cuando no se pueda mantener el régimen automático.

Las principales razones para optar por funcionamientos en modo automático son:

- Permite mantener las consignas de control con mayor precisión.
- No depende de la voluntad humana. Es frecuente observar diferentes tipos de operación y, consecuentemente, resultados económicos distintos cuando cambia el operador.
- Generalmente se produce un importante ahorro de combustible.
- Permite al personal de operación ocuparse de otras actividades (mantenimiento, mejoras, labores administrativas, etc.).
- Por otro lado, se ha de determinar si la operación será presencial o no (vía MODEM generalmente). En este caso, los elementos fundamentales de la decisión son:
 - Tamaño de la planta. En plantas muy pequeñas no es económicamente viable la operación presencial, aunque sí haya que realizar las rutinas habituales de control, que hará personal no designado a tiempo completo a la cogeneración.
 - Variabilidad de la demanda. Cuanto más variable y más cerca se esté de incumplir los parámetros legales, más necesaria es la presencia humana.
 - Importancia crítica de la central. En algunos casos, la falta de suministro térmico o frigorífico al cliente puede ocasionar un fallo catastrófico o provocar grandes pérdidas. En estos casos, la presencia humana, así como la dotación de sistemas de reserva (calderas siempre encendidas, sistemas *fresh air*, etc.) es crucial.

- Cercanía de otras instalaciones. Puede ser no necesaria la presencia cuando se puede atender cualquier fallo menor con rapidez desde instalaciones cercanas, siempre que la central no tenga una importancia crítica para la producción.

2.2. El respeto de la normativa

Las plantas de cogeneración pertenecen a un tipo de negocio muy dependiente de las normativas autonómicas y, sobre todo, de las nacionales y comunitarias.

La operación de una planta se modificará para ajustarse a los condicionantes marcados por las leyes vigentes en cada momento y, particularizando para el momento actual, para respetar los RD 616 y 661 de 2007, así como toda la normativa que los completa.

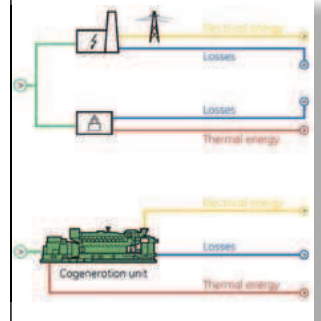
Se da la paradoja de que puede, bajo algunas condiciones, operarse una cogeneración de un modo menos ecológico para obtener mayores beneficios, lo que obedece a los siguientes factores:

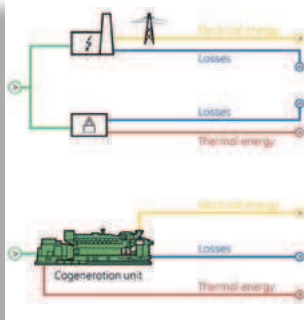
- Relación entre los precios de los combustibles y el precio de la electricidad.
- Inexistencia de complementos por eficiencia.
- Contratos que priman el precio de la energía eléctrica sobre el precio de las energías térmica o frigorífica.
- Diseños inadecuados.

Por consiguiente, es necesaria la existencia de un marco legal estable, bien estructurado, que prime la eficiencia pero que simultáneamente proteja la rentabilidad de las instalaciones frente a las fluctuaciones del precio de los combustibles.

2.3. Estructura de costes

Al afrontar un proyecto de cogeneración, es muy importante calcular la estructura de costes durante la vida útil del proyecto. El primer coste que aparece es la propia inversión, que viene a suponer habitualmente entre





Guía de la Cogeneración

un cinco y un quince por ciento de los costes totales del proyecto -si bien es una cantidad amortizable fiscalmente durante la vida del proyecto-.

Durante la vida útil, el coste más importante que existe es el del combustible, que representa habitualmente más de un ochenta por ciento de los costes totales, y más del noventa por ciento de los costes de operación.

En la Tabla 1 se representa la estructura de costes para un hipotético proyecto de cogeneración en ciclo combinado con turbina de gas y turbina de vapor en contrapresión con una potencia de 16 MW eléctricos y 29 MW térmicos, suponiendo una vida útil para la planta de 15 años.

Tabla 1. Costes en un proyecto tipo de cogeneración.

CONCEPTO	CANTIDAD	%
Inversión	15.400.000 €	8,03%
Intereses	5.400.000 €	2,82%
Mantenimiento de las turbinas de gas y vapor	9.310.000 €	4,86%
Mantenimiento de otro equipos	1.720.000 €	0,90%
Costes de personal	2.930.000 €	1,53%
Compra de combustible	154.200.000 €	80,41%
Gastos generales y otros	1.100.000 €	0,57%
Seguros	1.700.000 €	0,89%
TOTAL	191.760.000 €	100,00%

Nótese que los costes se ven muy influenciados por los tipos de interés, la inflación y el precio del petróleo, por lo que es necesario realizar un análisis de sensibilidad exhaustivo antes de acometer el proyecto. Por ejemplo, en cuanto afecta a los resultados de la Tabla 1, los intereses han sufrido fluctuaciones de entre los 1,5 y 7,25 millones de euros en los últimos meses; el mantenimiento de los equipos se ve influenciado habitualmente por el tipo de cambio entre el euro y el dólar; los costes de personal suelen crecer más que la inflación; y la compra de combustible sufre variaciones mayores del cien por cien cada cierto número de años (por ejemplo, el gas natural ha fluctuando entre los 22 y lo 33 €/MWh PCS en los últimos tiempos).

2.4. Contratos de aprovisionamiento

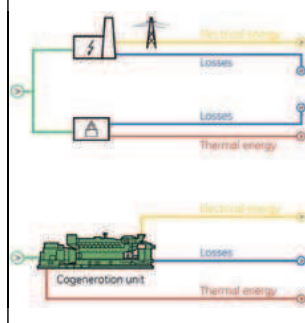
Tal como se ha evidenciado en el epígrafe anterior, la compra de combustible supone un porcentaje muy elevado de los costes. Por tanto, es crítica la negociación de un buen contrato de suministro, que deberá considerar entre otros los siguientes aspectos:

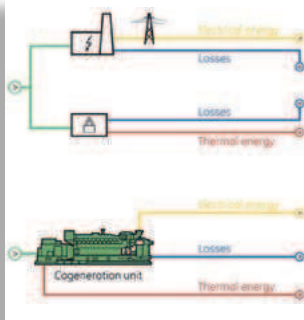
- Previsiones de producción y necesidades energéticas del cliente (energías térmica, eléctrica y frigorífica).
- Futuros cambios en la normativa legal. Aquellos que se prevean.
- Evolución del precio de los combustibles.
- Evolución del precio de la electricidad.
- Mantenimientos generales futuros (*over-haul*).
- Nuevas inversiones en la central de cogeneración.
- Estructura de precios de la oferta.
- Coberturas sobre el precio.

Los contratos de aprovisionamiento de combustible fijan como conceptos contractuales fundamentales la cantidad diaria, la cantidad anual y la fórmula de precios. Además, se establecen penalizaciones por incumplimiento que pueden llegar a ser muy onerosas para el propietario de la cogeneración.

En primer lugar, se debe prestar una atención especial a la cantidad diaria comprometida (Qd). Como norma general, se deberá fijar una cantidad que supere el consumo esperado, pero que permita afrontar eventuales consumos adicionales. Una cantidad que supere en un cinco por ciento el consumo esperado puede ser acertada, teniendo en cuenta la actual normativa por la que se rigen los contratos.

La cantidad comprometida anualmente debe tener en cuenta las previsiones de funcionamiento de los consumidores energéticos asociados a la cogeneración. Se debe fijar un valor fácil de alcanzar, pero ajustado a la realidad. Es un ejercicio difícil en algunas ocasiones acertar con las necesidades futuras, pero es fundamental prever





Guía de la Cogeneración

y adelantarse a cambios sustanciales que puedan acontecer en el futuro.

En cuanto al precio del combustible, se debe considerar la relación entre el precio de éste y los precios de venta de la electricidad. Actualmente, si la cogeneración vende su electricidad a tarifa, se utilizarán las fórmulas de actualización de la tarifa para simular el comportamiento económico del proyecto durante el tiempo de vigencia del contrato. En caso de venta a mercado, se deberá analizar la sensibilidad del modelo económico a las variaciones del precio acordado con un comercializador, las primas que se cobrarán y el precio del combustible.

Especial importancia para asegurar la rentabilidad de la instalación merece la contratación de coberturas para asegurar la rentabilidad. Dichas coberturas suponen un coste adicional, pero garantizan un margen de rentabilidad a las operaciones, reduciendo los riesgos del negocio. En líneas generales, suponen un ligero descenso del beneficio sobre centrales similares cuando las condiciones son favorables; y, lo que es realmente importante, un considerable aumento del beneficio cuando la situación se complica.

Un aspecto adicional es la unificación de diferentes contratos de combustible en una misma planta, pues favorece generalmente una reducción del precio y permite fijar unos compromisos de consumo más ajustados. En caso de que el propietario posea más de una planta, se puede beneficiar del efecto cartera. Otra posibilidad no muy utilizada es asociarse con otros propietarios para solicitar ofertas conjuntas.

Existen otros contratos de aprovisionamiento que suponen una influencia mucho menor. Por ejemplo, la compra de aceite constituye un valor significativo del mantenimiento en motores y turbinas. Es necesario obtener buenos precios, pero respetando la calidad del producto. El no respeto de esta regla, puede dar lugar a averías que costarán mucho más que el dinero anteriormente ahorrado.

El aprovisionamiento de otros productos químicos y otros consumibles es una partida aún menor. Aquí también se incidirá en la calidad del producto consumido y en el control de las cantidades.

El contrato de electricidad de reserva no suele tener un alto valor, pero conviene acordar unas buenas condiciones para evitar sorpresas desagradables.

Capítulo aparte merecen los contratos de suministro de agua, aire comprimido, depuración de aguas, alquileres, vigilancia, servicios de mantenimiento, etc., cuando la cogeneración es propiedad o es operada por una ESCO. En este caso se suele llegar a acuerdos para interiorizar estos costes en las tarifas energéticas.

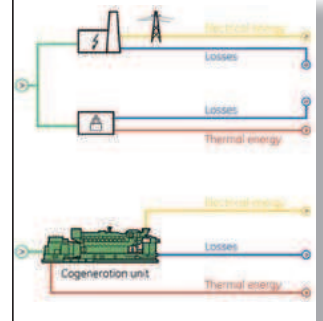
2.5. Estructura de costes óptima

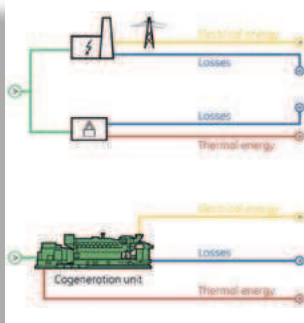
Cuando se realizan los presupuestos para la operación de una cogeneración, existen ciertas partidas bastante ajustadas a la realidad, como son los distintos contratos de mantenimiento y los contratos de aprovisionamiento -sólo en cuanto a cantidades, no a precios-, siempre que esté muy definido el modo de funcionamiento.

Los presupuestos iniciales deben basarse en la experiencia -si el propietario posee otras plantas- y en ofertas concretas que se habrán solicitado durante el tiempo de estudios y construcción de la planta.

No obstante, cuando se afronta la operación real, surgen posibilidades para reducir costes o para distribuirlos de una manera menos gravosa para el propietario. Los puntos en los que más se debe incidir son los siguientes:

- Paulatinamente se procederá a ajustar el modo de funcionamiento para reducir el consumo de combustible estableciendo, por ejemplo, consignas de control de la presión del vapor a valores inferiores, siempre que el proceso no se vea afectado; o estableciendo temperaturas del agua caliente o de los fluidos frigoríficos lo más ajustadas posibles; o evitando en lo posible encendidos en la post-combustión; o modificando los parámetros de funcionamiento de la turbina de vapor. En definitiva, siempre existen oportunidades para conseguir un ciclo más eficiente.
- Ajustar las rutinas de mantenimiento a las necesidades reales de la instalación. En principio, se establecerá el calendario de mantenimientos y verificación de acuerdo con las especificaciones de los fabricantes y de la experiencia. El día a día indicará qué actividades necesitan fortalecerse y cuáles necesitan espaciarse en el tiempo. Se insistirá sobre este punto en el epígrafe 3.3.





Guía de la Cogeneración

- Controlar el consumo de aditivos. Los equipos deben funcionar dentro de un rango específico, que es el que debemos controlar. A veces, se pueden reducir costes trabajando en la parte alta del rango y cambiando la naturaleza de los reactivos. En el caso de la depuración de aguas se pueden evitar cuantiosos costes.
- Controlar las pérdidas de eficiencia en motores y turbinas. Estas pérdidas indicarán un deterioro del equipo o pueden ser causadas por un fallo menor. Se debe, por tanto, conocer en qué punto de la vida se encuentra el equipo y si la pérdida de eficiencia es normal. En caso contrario, se buscará el origen de la pérdida y se subsanará convenientemente. Existe una causa adicional por la que se debe estar atento a estas pérdidas. A veces, son indicativas del inicio de averías que pueden provocar graves fallos en los equipos (por ejemplo: rotura del turbocompresor de un motor, problemas en los álabes de una turbina, deterioro en los refractarios o en los tubos de una caldera, etc.).
- Control exhaustivo de fugas. Cuando en una planta se pierden fluidos térmicos se está perdiendo calor y dinero. Se debe estar atento a cualquier principio de fuga para subsanarlo, a la calidad del retorno de condensados para reducir gastos en el desgasificador o a las posibles pérdidas de calor por las válvulas del sistema.
- Mejoras en el diseño de la instalación. El período de construcción de una cogeneración raramente es menor a dieciocho meses en centrales con un tamaño medio. Por tanto, durante el tiempo de construcción y, posteriormente, durante la operación, pueden surgir novedades tecnológicas que mejoren la eficiencia del ciclo. Se deben estudiar estas mejoras desde el punto de vista de la rentabilidad futura. Puede que la innovación sea positiva, pero su coste exceda el beneficio esperado por lo que debería rechazarse.

3. El mantenimiento de las plantas

Durante la operación de la planta, el mantenimiento se convierte en un aspecto crucial para el buen funcionamiento y rentabilidad de la instalación. Los objetivos que persigue son los siguientes:

- Conseguir una disponibilidad de funcionamiento lo más elevada posible, así como asegurar la mayor eficiencia posible, sin olvidar

la prolongación de la vida útil de las instalaciones. Hay que actuar sobre las causas.

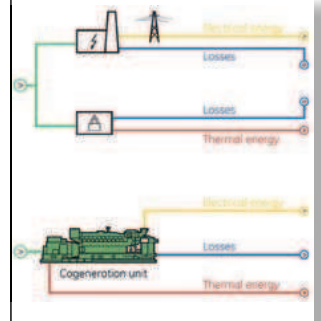
- Velar por la seguridad y evitar accidentes.
- Detectar los fallos antes de que se produzcan (mantenimiento predictivo), fijando límites económicos y racionalizando las intervenciones.
- Controlar los resultados de las reparaciones.
- Encontrar posibilidades de mejora, tanto desde el punto de vista del diseño como de la rentabilidad.
- Encontrar posibilidades de reducción de costes (coste mínimo de mantenimiento).
- Favorecer las iniciativas de auto-mantenimiento con la creciente experiencia del personal.
- Coordinación con el cliente para simultanear las paradas programadas.

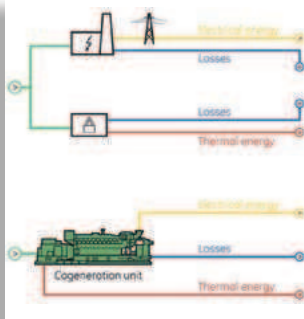
3.1. Contratos de los equipos principales

Dentro de la explotación de costes, la parte principal se la llevan los contratos de mantenimiento de los equipos de generación combinada de electricidad y energía térmica (turbinas de gas y motores de combustión interna). Es, por ello, necesario firmar dichos contratos asegurando las mejores condiciones de asistencia técnica y precios económicos.

Es conveniente que se asignen al fabricante de los equipos los contratos que sean críticos para el funcionamiento de la central. Nadie mejor que el fabricante –salvo excepciones– conocerá el equipo. Por otro lado, el mantenimiento de la garantía de los equipos está sujeto a ciertas condiciones restrictivas por parte del fabricante. No se debe perder de vista este aspecto.

Antes de proceder a la negociación de los contratos, no sólo de mantenimiento sino de compra de los equipos, deben analizarse:





Guía de la Cogeneración

- Condiciones de mantenimiento de la garantía.
- Modalidades de contratación con el fabricante.
- Estructura de costes del contrato.
- Influencia del tipo de cambio.
- Necesidades reales de los equipos.
- Calidad, accesibilidad, precios y rapidez de respuesta del departamento de asistencia técnica de los fabricantes, dado que un precio de compra menor del equipo puede suponer unos costes mayores durante la operación.
- Actividades no estratégicas que puede realizar el propio personal. Para ello deberá conocerse el potencial verdadero del personal de mantenimiento.
- Aprovisionamientos que puedan obtenerse a menor precio fuera del contrato con el fabricante (aceites, líquidos de limpieza, etc.).
- Existencia de sociedades que tengan acuerdos con el fabricante para realizar mantenimientos. Puede reducir costes a igualdad de calidad.

El fabricante no debe limitarse a la prestación de un correcto mantenimiento, sino que debe ayudar a su cliente a introducir mejoras en el ciclo, lo que reporta un beneficio en ambas direcciones. Por un lado, el fabricante aumenta su facturación y fortalece la confianza del cliente en su servicio; por el otro, el cliente dispondrá de una planta más eficiente.

El equipo que sigue en importancia en cuanto a mantenimiento suele ser la caldera de recuperación -donde exista-. Un correcto mantenimiento tiene una incidencia clave sobre el rendimiento térmico de la instalación. Se vigilará la relación entre el caudal de gases de escape y el vapor obtenido para detectar incipientes averías y programar limpiezas. Especial atención se debe prestar en las cogeneraciones con calderas que queman biomasa -fundamentalmente aquellas con contenido de sustancias que puedan dañar las paredes internas

del hogar-, pues es el equipo donde se producen mayores problemas, bien por un diseño erróneo de las instalaciones, bien por una deficiente analítica (se aceptan partidas no aptas para la caldera) de la biomasa que se quema o por una alimentación equivocada (condiciones de granulometría, humedad, etc.).

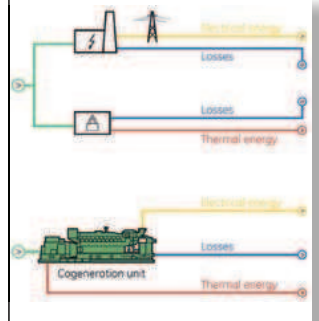
En tercer lugar aparece el mantenimiento de máquinas de absorción e intercambiadores de calor. El coste de estos mantenimientos es mucho menor. Aun así, se debe asegurar un mantenimiento conforme a las necesidades de los equipos, pues estos equipos son origen de ineficiencias que provocan pérdidas significativas (de un orden mucho mayor que sus propios costes de mantenimiento).

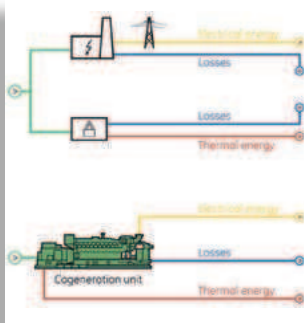
3.2. Mantenimiento de instalaciones menores

Como ya se ha expuesto anteriormente, el mantenimiento del resto de instalaciones supone una cuantía muy pequeña en relación con el mantenimiento de los equipos principales.

Se exponen a continuación algunos aspectos que deben considerarse:

- Respeto de las normativas ambientales. Las diferentes leyes marcan actividades que se realizarán obligatoriamente y que, en muchas ocasiones, deben ser realizadas por empresas autorizadas.
- Especificaciones de fabricantes e instaladores. En principio, se tendrán en cuenta dichas indicaciones, si bien la experiencia en el mantenimiento tienen que conducir a establecer las frecuencias adecuadas, generalmente menores durante los primeros años de vida de la instalación.
- Se establecerán claramente las rutinas de control de los diferentes sistemas que constituyen el *balance of plan* (BOP) y se programarán las tareas de tal modo que se equilibren las cargas de trabajo y se permita la resolución de los problemas antes de que causen averías mayores.
- Se evitarán, salvo en reparaciones provisionales y con carácter únicamente momentáneo hasta su reparación definitiva, que debe ser lo más inmediata posible, acciones tales como anular elemen-





Guía de la Cogeneración

tos de control, cambios en los circuitos eléctricos o hidráulicos (introducción de válvulas, *by-pass*, etc.), modificaciones de las consignas de control u otras. En cualquier caso, la acción debe quedar documentada en el parte de averías y en planos cuando fuera necesaria.

- Cualquier modificación del diseño original debe obedecer a un estudio exhaustivo que demuestre un beneficio económico tangible y quedará registrada documentalmente.
- Los planes de mantenimiento deben anticipar las necesidades extraordinarias futuras, tales como grandes revisiones, inspecciones obligatorias e inspecciones recogidas en los manuales, relacionadas o no con el mantenimiento de la garantía. No se puede improvisar.
- Se aprovecharán al máximo los períodos que requieran la parada de la planta, especialmente los *over-haul*, para acometer todas aquellas reparaciones o modificaciones que, requiriendo la parada de la instalación y no siendo críticos para el funcionamiento de la planta, no se hayan acometido con anterioridad.
- La calibración de los equipos se realizará según aplicación estricta de las normas.
- Se verificará con regularidad el sistema de control y se actualizarán los equipos o el *software* cuando suponga un beneficio tangible.

La función del mantenimiento en estos equipos menores no puede reducirse a una cadena de acciones correctivas que resuelvan el problema inmediato. Debe ser planificada económica y técnicamente, y debe implicar a todos los operadores de la instalación.

4. El presupuesto anual

El presupuesto debe reflejar fielmente la previsión de ingresos y gastos para el siguiente período anual. Como se ha visto anteriormente, existen partidas que se conocen con bastante certeza, pero hay otras, fundamentalmente el contrato de aprovisionamiento de combustible, que se ven muy afectadas, salvo que se hayan acordado precios fijos, por las fluctuaciones anuales.

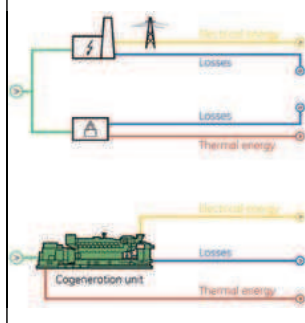
El presupuesto debe ser vivo, debiendo actualizarse con carácter generalmente trimestral para ajustarlo a la realidad. Debe utilizarse como herramienta para lograr el mayor beneficio, no para ajustarse al beneficio solicitado desde la alta dirección. Por ejemplo, si para el año en curso el presupuesto inicial ha establecido un EBITDA de un millón de euros y un resultado neto del 10% y, a mitad de año, se prevé que existirá una desviación positiva (EBITDA de 1.500.000 € y resultado neto del 15%), esto no debe conducir a relajar el control sobre la operación. Se intentará lograr el máximo beneficio, explicando sus causas. Por el lado de la alta dirección, esto no debe suponer que en el siguiente ejercicio se consiga el mismo resultado, salvo que las circunstancias favorables que explican el incremento del beneficio se mantengan. Si las circunstancias son las contrarias (EBITDA de 500.000 € y resultado neto del 5%), se prestará más atención si cabe a la operación eficiente de la planta, se podrán retrasar algunas operaciones de mantenimiento no críticas, se podrán intentar asumir algunos contratos externos, pero el resultado no podrá en ningún modo alcanzar los objetivos fijados. Del mismo modo, se deben explicar las causas de la bajada del beneficio y la alta dirección tendrá que ajustar sus previsiones futuras a la nueva situación.

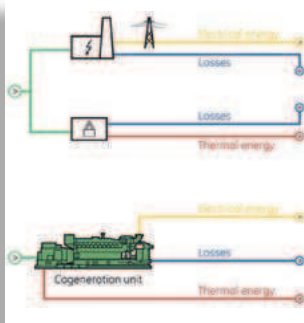
Se destacan a continuación algunos aspectos claves del presupuesto:

- Se evaluarán los ingresos por venta de energías eléctrica, térmica y frigorífica, previendo posibles cambios en el modo de venta, analizando cuáles son las perspectivas del mercado y anticipando la negociación de nuevos contratos al momento de caducidad de los actuales. Siempre se considerará la sensibilidad frente a los contratos de aprovisionamiento de combustible, las necesidades del cliente y las coberturas contratadas y por contratar.

En caso de que el cliente sea el propietario de la cogeneración, se establecerán o modificarán los precios de las energías de tal modo que se minimice el pago de impuestos en el conjunto de ambas sociedades.

En el caso de las ESCO, que venden al cliente las energías según fórmulas indexadas generalmente a los precios del combustible o al Brent, el índice de precios al consumo (I.P.C.) o el índice de precios industriales (I.P.R.I.) y al precio de la electricidad en el pool, el análisis suele ser más complejo, dado que no es posible la corrección de los precios como en el caso precedente.





Guía de la Cogeneración

- Se prestará especial cuidado a la previsión de costes de aprovisionamiento del combustible, previendo los resultados de explotación frente a cambios en el precio.
- Se ajustarán al máximo los costes de mantenimiento de los equipos principales. Debe ser una partida que sufra muy pocas modificaciones.
- Se preverán todas las intervenciones, tanto rutinarias como extraordinarias, sobre el resto de equipos -salvo aquellas provocadas por avería, pero que se pueden presupuestar de un modo aproximado basándose en la experiencia histórica-.
- Se tendrá una previsión ajustada del gasto en otros consumibles.
- Se preverá adecuadamente el coste del personal, incluyendo en este caso los costes inducidos en la estructura del cliente (o de la ESCO) y los costes de agencia (cuando existan).
- Se conocerá con exactitud el valor de los seguros.
- El departamento financiero debe conocer perfectamente cuál es el plan de negocio de la cogeneración, de cara a establecer cómo se realizarán las amortizaciones contables, las amortizaciones de capital en el préstamo o la reducción de líneas de crédito. El objetivo es lograr el mayor beneficio, no sólo operativo sino también fiscal.
- El departamento técnico, junto con otros, tratará de aprovechar las subvenciones de las administraciones, siempre que redunden en el beneficio societario.
- Se controlarán al máximo los gastos generales. Cuantos más costes vayan a esta cuenta, peor se estará gestionando la sociedad.

Resumiendo, el presupuesto es un arma poderosa de gestión que, bien empleado, mejorará el resultado de las operaciones.

5. Energy services companies (ESCOs)

Las compañías que prestan servicios energéticos, más conocidas como ESCOs por su acrónimo inglés, operan en diversos tipos de negocios y, entre ellos, en el mundo de la cogeneración.

Como en toda empresa, su objetivo es la maximización del beneficio, sin olvidar en algunas de ellas una labor de imagen, ya que suelen pertenecer a grandes grupos energéticos o de la construcción.

Frecuentemente disponen de una robusta salud financiera, por lo que representan una buena solución para aquellos clientes que, por razones muy variadas, deseen dirigir sus recursos (propios o ajenos) hacia sus actividades habituales, normalmente alejadas de la cogeneración.

Las inversiones de los proyectos en los que intervienen pueden acometerse según un abanico muy amplio de posibilidades, siendo a cargo de la ESCO, del cliente, de ambos, o incluso dando entrada a terceros.

5.1. Los intereses del cliente y de la ESCO

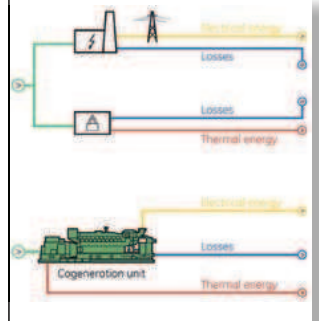
Los contratos entre un cliente y una ESCO deben conjugar los intereses, a veces contrapuestos, de ambas partes. El escenario más favorable es aquel en el que ambas cada una de las partes obtiene unos beneficios acordes con el riesgo que corre en el proyecto.

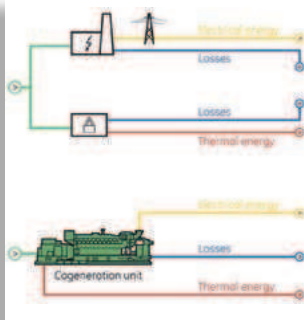
Los intereses fundamentales del cliente son:

- Disponer de un suministro energético fiable.
- Reducir costes respecto a los métodos de producción convencionales.
- Reducir los riesgos financieros para su empresa y, por tanto, disponer de más recursos para modernizar su negocio.
- Reducir los riesgos tecnológicos, ya que cede la actividad de cogeneración a un especialista en el ramo.

Los intereses primordiales de la ESCO serán:

- Maximizar el beneficio de su inversión.
- Dar un servicio adecuado para reforzar su reputación, lo que le reportará nuevos contratos.





Guía de la Cogeneración

- Reducir el riesgo de la inversión, por lo que deberá analizar la situación financiera de su cliente.
- Intentar crear un cliente cautivo para continuar con el negocio el mayor tiempo posible, siempre que la rentabilidad sea la deseada.

Las relaciones entre cliente y ESCO deben estar presididas por la igualdad en la relación. El intento de establecer todas sus condiciones por alguna de las partes creará roces desde el principio que pueden enturbiar una relación que será, por lo general, de muy largo plazo.

5.2. Inversión u O&M

Por lo general, existen dos modalidades distintas por las que una ESCO entra en la operación de una central de cogeneración: invirtiendo en todo o en parte del proyecto, o simplemente ofreciendo sus servicios de operación y mantenimiento.

En el primer caso, la ESCO llevará generalmente también las funciones de operación y mantenimiento, aunque no sea siempre así, sobre todo en plantas pequeñas. El acuerdo más habitual consiste en un contrato por el cual se acuerda quién, en qué cuantía y cómo se realizará la inversión; se fijan los precios de las energías (electricidad, energía térmica, energía frigorífica o más raramente energía mecánica) bajo fórmulas de indexación acordadas entre las partes; y se fija una duración del contrato determinada, así como cláusulas para la venta de participaciones durante la vida útil de la planta y, como no, las condiciones de recompra a la finalización del contrato.

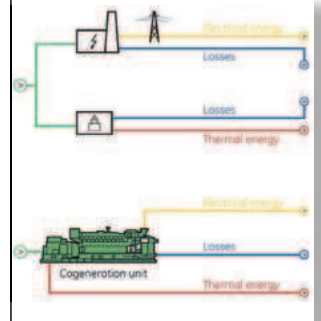
En el segundo caso, la ESCO no es propietaria de las instalaciones. Únicamente prestará sus servicios de operación y mantenimiento de acuerdo con el contrato que se firme. En estos casos el cliente pretende trasladar a la ESCO los riesgos de la operación pues no cuenta ni quiere contar con el personal adecuado para el desarrollo de este trabajo. A cambio de esta seguridad, que debe verse reflejada en las cláusulas contractuales, reduce ligeramente su beneficio. Es habitual también que la ESCO ayude a su cliente en las negociaciones de los contratos de aprovisionamiento y de venta de energía eléctrica.

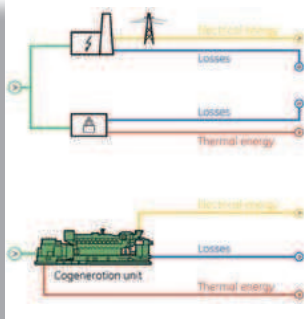
5.3. El análisis de la inversión

Cuando la ESCO analiza una oportunidad de inversión, lo hace desde varios puntos de vista:

- Analiza al cliente para observar su fortaleza financiera, industrial y sus perspectivas de futuro. El proyecto se rechazará antes de ser estudiado en profundidad si el perfil del cliente no cumple con las expectativas de la ESCO.
- Analiza el proyecto de cogeneración desde el punto de vista técnico, buscando la mejor solución para satisfacer las necesidades del cliente y las suyas propias.
- Paralelamente analiza el proyecto económicamente para saber si es viable y, simultáneamente, para compararlo con otros proyectos en ciernes. Hay que tener en cuenta que la ESCO elegirá sólo aquellos proyectos que cubran su presupuesto de inversiones ofreciendo el mayor beneficio. Cada ESCO establece criterios mínimos diferentes en función de sus necesidades de financiación, red operativa, implantación, etc.
- Analiza el proyecto desde la perspectiva ambiental. Intenta saber qué riesgos puede suponer y cómo se pueden salvar.
- Analiza el proyecto atendiendo a las normativas vigentes y sus expectativas de cambio, pues un tipo de proyecto puede ser o no rentable en función de las leyes vigentes.

En la Tabla 2 se puede ver un resumen del análisis financiero de un proyecto de renovación de una central existente. La inversión, comparativamente hablando, se ha reducido en un 40%, lo que permitiría a la ESCO ofrecer un mayor descuento energético al cliente (ya reflejado en los resultados de la tabla).





Guía de la Cogeneración

Tabla 2. Análisis de la inversión en un proyecto de renovación de una co-generación existente.

Inversión	8.100.000 €
Tasa de interés activo	4,0%
Tasa de interés pasivo	5,0%
WACC	6,0%
Impuestos	30,0%
Tasa de descuento para V.A.N.	7,0%
Ingresos totales	181.038.931 €
Costes totales	147.430.316 €
Flujo de caja bruto	25.508.615 €
Intereses*	2.344.730 €
Impuestos	8.386.379 €
Posición financiera neta final	19.466.967 €
Flujo de caja libre final	17.856.031 €
I.R.R. bruto	28,1%
V.A.N al 7%	12.073.312 €
E.B.I.T.	25.508.615 €
R.O.S.	14,1%
E.B.I.T.D.A.	18,6%
Resultado neto	19.466.967 €
Resultado neto / Ingresos (%)	10,8%

(*) Los intereses representan la suma de intereses positivos y negativos.

El análisis, en el ejemplo de la Tabla 2, conduce a resultados muy interesantes, el V.A.N., parámetro fundamental de decisión, es muy positivo. Este hecho se complementa con que tanto el resultado neto, como el E.B.I.T. y el E.B.I.T.D.A. arrojan resultados interesantes para este tipo de negocio.

Por su parte, el I.R.R., que informa sobre el retorno de la inversión, supera con creces valores del 15% que se requieren en muchos proyectos de esta naturaleza (este parámetro sólo es válido en proyectos con ingresos más o menos lineales).

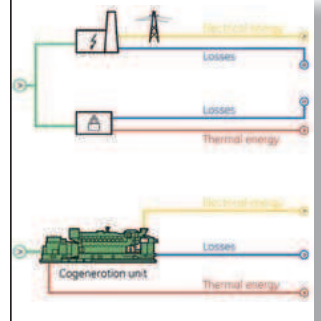
La ESCO, si el análisis de riesgos es positivo, realizaría con seguridad la inversión.

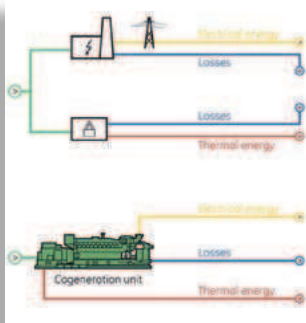
5.4. Contratos entre la ESCO y sus clientes

El contrato -o contratos- entre la ESCO y su cliente debe recoger cuantos aspectos se han mencionado en los epígrafes anteriores. El documento será claro y lo más completo posible. La idea es recoger todas las hipotéticas situaciones que pudieran ocurrir durante la vigencia del contrato. Un trabajo bien realizado evitará problemas de interpretación en el futuro y marcará qué se debe hacer ante situaciones ya previstas. También servirá de guía ante hipótesis no recogidas pero que tengan similitudes con lo recogido en el contrato.

Un posible ejemplo de su estructura podría ser:

- Identificación de las partes.
- Definiciones. Se debe evitar la posibilidad de que un término usado en el contrato se interprete de modo diferente por las partes.
- Objeto del contrato. Se explicarán cuáles son las actividades y objetivos que persigue la colaboración.
- Opciones contractuales. Expondrá opciones acordadas entre las partes que no se llevan a cabo inicialmente pero que, si en el futuro se opta por asumirlas, ya se encuentran definidas (aumento en el perímetro de actuación, traspaso de actividades, suministro a otros clientes, etc.).
- Compra de energías primarias. Quién y cómo se compran el combustible, agua y electricidad.
- Modificación de los parámetros de suministro (caudales, presiones, temperaturas, etc.).
- Mantenimiento de los edificios.
- Establecimiento de las tarifas y los mecanismos de pago.
- Vigencia, términos generales y resolución final.
- Resolución del contrato. Bajo qué condiciones las partes pueden resolver el contrato.
- Garantías aportadas por las partes.





Guía de la Cogeneración

- Obligaciones de las partes cuando expire el contrato.
- Responsabilidades e indemnizaciones. Deben ser claras, razonables y equitativas.
- Servicios que suministrará el cliente.
- Garantías ambientales.
- Cesiones del contrato: condiciones e indemnizaciones.
- Confidencialidad.
- Modificaciones del contrato. Procedimientos.
- Reglas generales del contrato.
- Protección de datos personales.
- Jurisdicción.
- Anexos. Este apartado es muy importante. No debe dudarse en añadir tantos anexos como sean necesarios para clarificar cualquier estipulación del contrato. Entre otros, podrían estar los dedicados a: inversión; inventario de equipos; tarifas; diagramas de flujo; contratos de aprovisionamiento, o contratos de adquisición y mantenimiento; contratos de alquiler; requisitos medioambientales; contratos de servicios y suministro entre las partes que afecten al contrato principal; condiciones de recompra; características técnicas de los fluidos; y, en definitiva, cualquier tabla, gráfico o documento que se considere necesario para aclarar las estipulaciones del contrato.

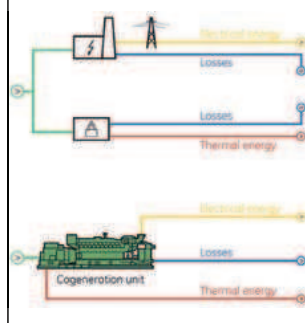
5.5. Conclusiones

Las ESCO pueden ofrecer a sus clientes la posibilidad de acometer proyectos que, de otro modo, quedarían relegados a un segundo plano, pero que pueden producir beneficios nada desdeñables.

La relación debe ser equitativa (*win-win*) y se debe controlar el riesgo de una larga relación, que deberán asumir ambas partes. El flujo

de informaciones y la colaboración durante la vigencia del contrato debe ser fluido para asegurar la confianza y mejorar los resultados.

El contrato entre la ESCO y su cliente es un matrimonio para muchos años, no debe verse como una solución puntual a un problema, por lo que la decisión debe ser calculada, meditada e interiorizarse dentro de las organizaciones. De otro modo, la colaboración no rendirá los frutos esperados.



8

MANTENIMIENTO PREDICTIVO Y AVERÍAS

MANTENIMIENTO PREDICTIVO EN PLANTAS DE COGENERACIÓN

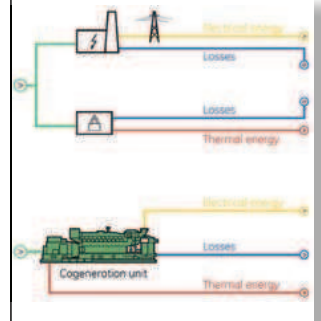
1. El mantenimiento sistemático frente a las técnicas predictivas

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. Por ello, conviene dedicar un capítulo exclusivo a qué tipos de tareas de mantenimiento predictivo suelen emplearse en estas plantas.

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", Fig. 1. 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 con-



Guía de la Cogeneración

controlada 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.

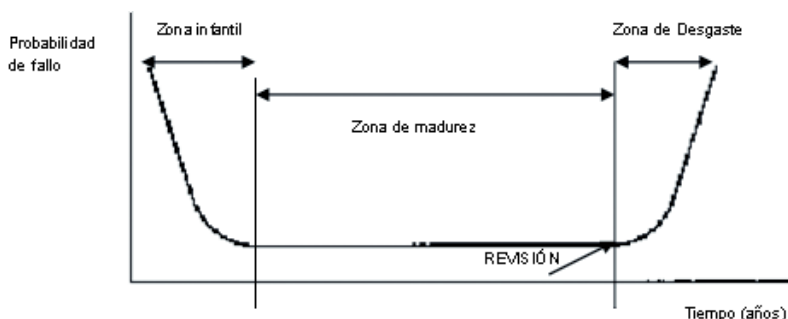


Figura 1. Curva de bañera. Probabilidad de fallo vs Tiempo. Fuente: Cogeneración: Diseño, Operación y Mantenimiento de Plantas, Santiago García Garrido y Diego Fraile Chico, Ed. Díaz de Santos, 2008.

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:

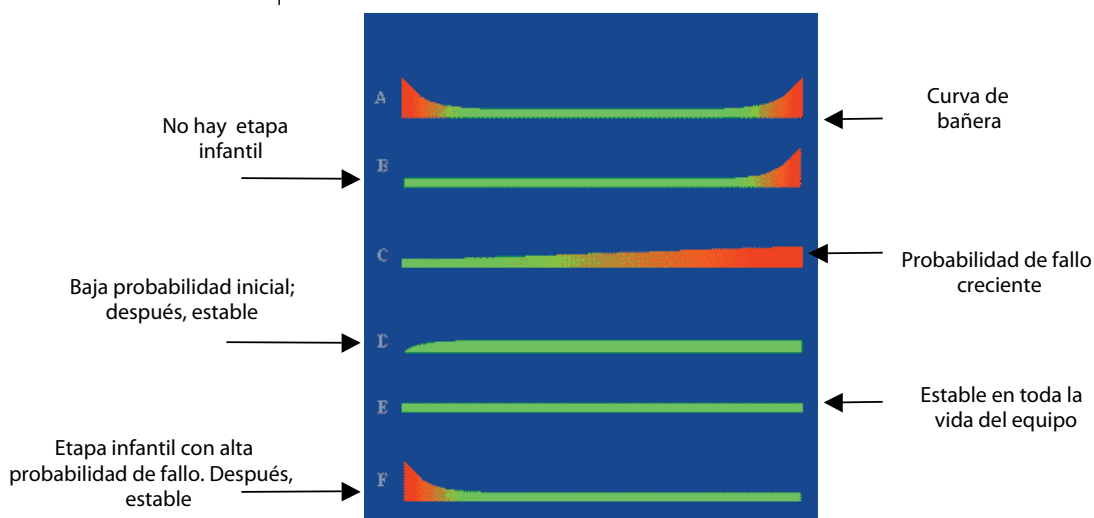


Figura 2. Diferentes curvas de Probabilidad de fallo vs tiempo. Fuente: Cogeneración: Diseño, Operación y Mantenimiento de Plantas, Santiago García Garrido y Diego Fraile Chico, Ed. Díaz de Santos, 2008.

Curiosamente, la mayor parte de los equipos no se comportan siguiendo la curva A o "curva de bañera". Los equipos complejos 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.

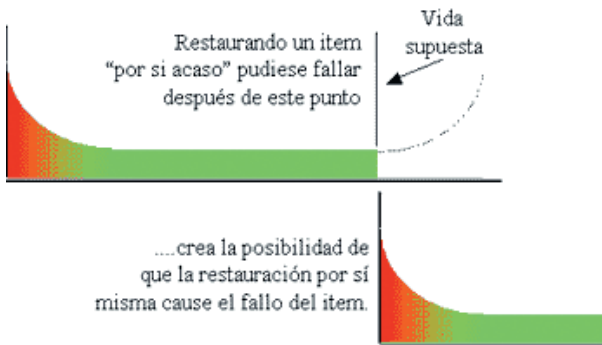
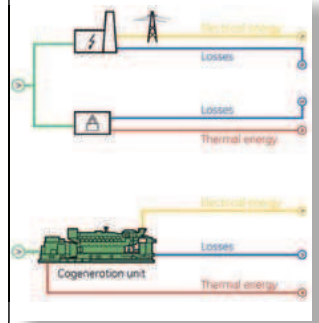


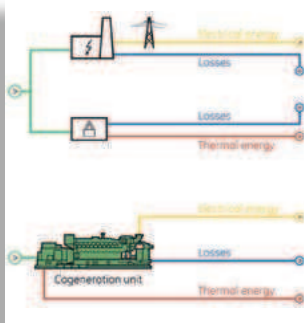
Figura 3. Curva tipo F tras una revisión. La probabilidad de fallo aumenta justo después de la revisión². Fuente: Renovetec.

Por todo ello, en muchas plantas industriales y entre ellas en las plantas de cogeneración 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



- 1 Según estudios realizados en aviación civil, la probabilidad de fallo del 68% de las piezas de un avión responde a la curva F, y del 14% a la curva E. Tan sólo el 4% de las piezas corresponde al modelo A, o "curva de bañera".
- 2 A veces la experiencia de los técnicos más veteranos resulta aplastante. Muchos de ellos defienden el siguiente dicho: "Si la máquina va bien, no la toques". Este gráfico es una prueba estadística de que en muchos casos tienen razón.



Guía de la Cogeneración

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.

2. ¿Es el mantenimiento predictivo algo realmente útil y práctico?

Pero ¿es el mantenimiento predictivo es una elucubración mental o realmente tiene alguna aplicación práctica en un entorno industrial real, y especialmente, en una planta de cogeneración?

Probablemente, quien así lo plantea está pensando únicamente en el análisis de vibraciones. El precio de los equipos, la baja preparación de muchos técnicos, las dificultades de formación y lo complicado que resulta el análisis de los resultados a la hora de tomar decisiones basadas en éstos, han creado una mala fama a dicha técnica, que ha lastrado la imagen del mantenimiento predictivo.

Y no es que el análisis de vibraciones no sea una técnica soberbia sobre el papel. Simplemente, es que es complicada. Son tantas variables las que hay que tener en cuenta que hay que ser un gran experto para sacar conclusiones válidas, conclusiones fiables, que por ejemplo nos hagan tomar la decisión de abrir una máquina cara y cambiar sus rodamientos, o alinear, o rectificar un eje.

¿Pero el mantenimiento predictivo es únicamente análisis de vibraciones? Por supuesto que no. No es lo mismo cuestionarse el análisis de vibraciones como técnica fiable que el mantenimiento predictivo en general.

Hay que recordar que el alma del mantenimiento predictivo es, precisamente, la predicción. Se basa en tratar de predecir el estado de una máquina relacionándolo con una variable física de fácil medición. Por tanto, parece que el mantenimiento predictivo no es sólo el análisis de vibraciones. ¿Y qué variables físicas pueden relacionarse con el desgaste? Muchas: la temperatura, la presión, la composición fisicoquímica de un aceite de lubricación. Hasta el aspecto físico de una máquina puede relacionarse con su estado.

Así, tomar lectura de la presión de descarga de una bomba, y ver su evolución en el tiempo nos puede dar una idea del estado de ésta (posibles obstrucciones en la admisión, estado del rodete). Tomar la

temperatura de los rodamientos de un motor diariamente es también mantenimiento predictivo, por ejemplo.

Pueden establecerse en 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 (termómetros, manómetros, caudalímetros, medidas de desplazamiento o vibración, etc.). Dentro de las menos fáciles destacan cuatro técnicas: las boroscopias, los análisis de vibraciones, las termografías y los análisis de aceite.

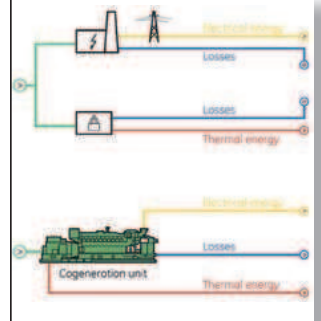
Es evidente que las primeras son de fácil implementación, de bajo coste y evidentemente útiles, mientras que las segundas requieren de equipos más sofisticados y de conocimientos algo más avanzados.

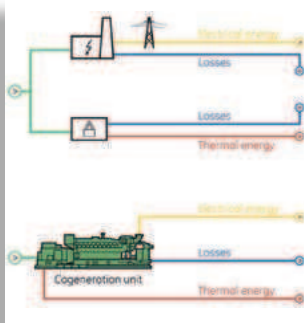
Las boroscopias requieren del manejo de un equipo óptico sencillo. Requieren algo más de formación sobre lo que se espera observar. Parece obvio que introducir una pequeña cámara o lente en el interior de un gran motor de combustión para observar el estado de las camisas es más útil que abrir el motor. En turbinas de gas o de vapor, todavía es mucho más obvio.

Sobre los análisis de aceites, necesitan de un laboratorio bien equipado, y de químicos que interpreten sus resultados. Pero este es un servicio que suele prestar de forma gratuita el suministrador de aceite. Desde luego, son juez y parte, y pueden recomendarnos la sustitución del aceite sin que haya llegado el momento. Pero con un mínimo de formación es posible interpretar los resultados del laboratorio de forma independiente, y usar al suministrador no para seguir sus recomendaciones, sino para interpretar nosotros mismos los resultados.

Sobre termografías y mediciones termométricas, los equipos han bajado mucho de precio. Por menos de 5.000 euros pueden adquirirse ya cámaras termográficas de excelentes prestaciones. Y la interpretación de los resultados es francamente sencilla. Y sobre la técnica estrella del mantenimiento predictivo, el análisis de vibraciones, ya se ha comentado el alto precio de los equipos y de la dificultad de la interpretación de los resultados.

Muchos responsables de mantenimiento se plantean estas predictivas como trabajos a subcontratar, para realizarlas una vez al trimestre, o





Guía de la Cogeneración

incluso una vez al año y que se eliminan en cuanto se plantea una reducción de gastos. Quizás se olviden de que tan importante como el valor absoluto es la evolución del valor, de la variable física medida. Y que cuanto antes se detecte el problema mejor se podrá programar la intervención o corregir el problema.

Por tanto, una opinión sensata sobre el mantenimiento predictivo podría ser la siguiente: predictivo sí, siempre, aplicando las técnicas más sencillas posibles, aplicadas por los técnicos habituales de la planta de forma constante y analizando constantemente la evolución de las variables físicas medidas. Sólo sobre el análisis de vibraciones hay que tener alguna precaución: sí, pero sólo si se dispone de buenos equipos, un buen *software* y sobre todo un buen técnico para analizar los resultados. Y claro, no en todas las plantas: sólo aquellas que tengan equipos rotativos grandes y caros (turbinas, motores de combustión, grandes motores eléctricos, etc.).

3. 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.

La lectura de indicadores consiste en la anotación de los diferentes parámetros que se miden en continuo en los equipos, para compararlos con su rango normal. Fuera de ese rango normal, el equipo tiene un fallo.

Estas inspecciones y lecturas, por su sencillez y economía, es conveniente que sean realizadas a diario, incluso varias veces al día, y que abarquen al mayor número de equipos posible. Suele llevarlas a cabo el personal de operación, lo que además les permite conocer de forma continua el estado de la planta.

Estas inspecciones son además la base de la implantación del Mantenimiento Productivo Total, o TPM³.

4. Inspecciones boroscópicas

Las inspecciones boroscópicas son inspecciones visuales en lugares inaccesibles para el ojo humano con la ayuda de un equipo óptico, el boroscopio. Se desarrolló en el área industrial a raíz del éxito de las endoscopias en humanos y animales.

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.

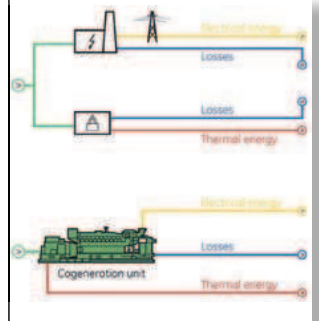
Entre las ventajas de este tipo de inspecciones están la facilidad para llevarla a cabo sin apenas tener que desmontar nada y la posibilidad de guardar las imágenes, para su consulta posterior.

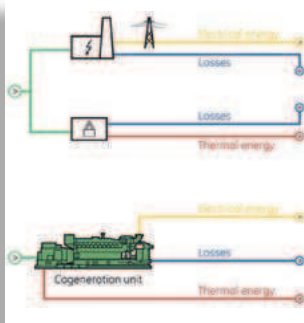
En las plantas de cogeneración, las boroscopias se utilizan para realizar inspecciones de turbina de gas, turbina de vapor y caldera, principalmente. En la turbina de gas, se utiliza para conocer el estado de la cámara de combustión, de los quemadores y de los álabes. En la turbina de vapor, se utiliza para conocer el estado de álabes. En el motor de gas se emplea para comprobar el estado de elementos internos, como el tren alternativo, la culata, el cigüeñal y sus cojinetes, corrosiones en el circuito de refrigeración, etc.

5. 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





Guía de la Cogeneración

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: da un valor global del desplazamiento o velocidad de la vibración. Cuando la vibración sobrepasa el valor preestablecido el equipo debe ser revisado. Únicamente informa de que hay un problema en el equipo, sin poderse determinar por esta técnica donde está el problema.
- Analizador del espectro de vibración: la vibración se descompone según su frecuencia. Analizando el nivel de vibración en cada una de las frecuencias se puede determinar la causa de la anomalía.

En la generalidad de las máquinas se admite la presencia de algunas componentes de frecuencia en los espectros, siempre que no se observen armónicas o variaciones en el tiempo. Así, siempre es admisible la observación de un pico de vibración a la velocidad de rotación de la máquina ($1 \times r/min$) debido a desequilibrio, dado que la distribución de pesos a lo largo del eje de rotación nunca es absolutamente perfecta. También estará siempre presente la frecuencia de engranajes (es decir, si una caja reductora tiene 20 piñones, siempre se detectará un pico de vibración a $20 \times r/min$, 20 veces la velocidad de giro), o la frecuencia de paso de álabes (un ventilador con 8 aspas presentará un pico de vibración a $8 \times r/min$). En el caso de generadores, siempre se detectan picos correspondientes a fenómenos electromagnéticos, que dependen de la frecuencia de la red eléctrica y del número de polos del generador; así, es frecuente observar en estos equipos picos a 1.500 r/min (o 25 Hertzios), 3.000 r/min (50 Hertzios), 6.000 r/min , etc.

La presencia de otras componentes de frecuencias como por ejemplo las relacionadas con torbellinos de aceite, frecuencias de paso de bolas de rodamientos, incluso la detección de ruido audible deben constituir motivo de preocupación, y por supuesto deben ser observadas e investigadas de forma sistemática, y una vez analizada la causa que las provoca, debe ser corregida.

5.1. Puntos de medición

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

- En los descansos, es decir, en aquellos puntos en los que la máquina se apoya. En el caso de motores eléctricos, es importante medir en los rodamientos o cojinetes, por ejemplo.

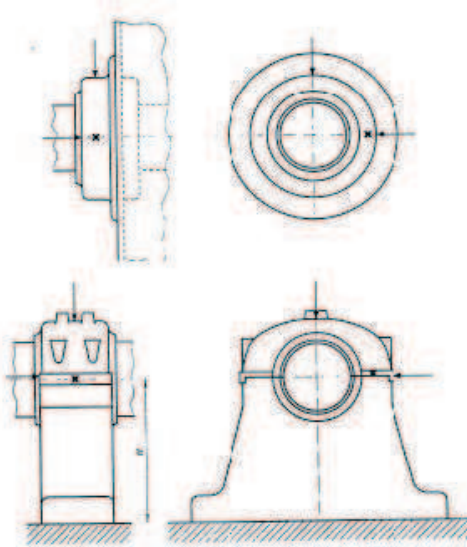


Figura 4. Puntos de medición de vibraciones en un cojinete.
Fuente: Renovetec.

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

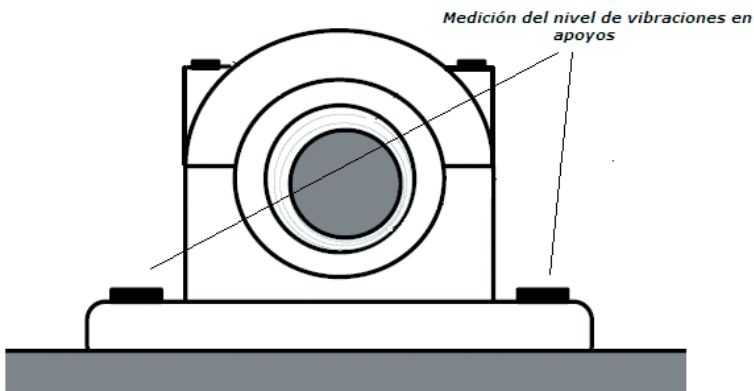
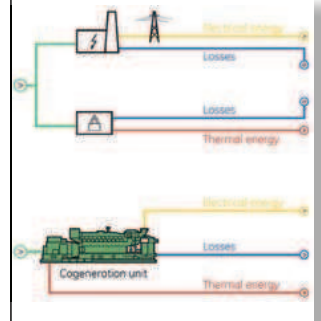
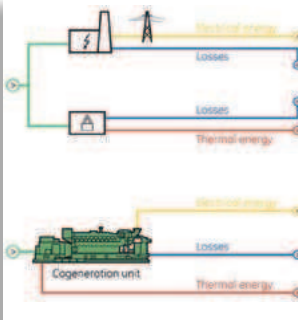


Figura 5. Puntos de medición de vibraciones en la sujeción a bancada.
Fuente: Renovetec.





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.

5.2. Normas de severidad

Una guía de referencia para distinguir entre lo que puede entenderse como un funcionamiento normal o admisible de la máquina y un nivel de alerta lo constituyen normas como la ISO 2372.

Esta norma proporciona guías para aceptación de la amplitud de vibración para maquinaria rotativa operando desde 600 hasta 12.000 r/min. Especifica niveles de velocidad general de vibración en lugar de niveles espectrales, y puede ser muy engañosa.

La norma ISO 2372 especifica los límites de la velocidad de vibración basándose en la potencia de la máquina y cubre un rango de frecuencias desde 10 Hz (o 600 r/min) hasta 200 Hz (o 12.000 r/min). Debido al rango limitado de alta frecuencia, se puede fácilmente dejar pasar problemas de rodamientos con elementos rodantes (rodamientos de bolas, de rodillos, etc.). Esta norma está considerada obsoleta y se espera sea reformulada en breve.

Tabla 1. Normas de severidad de la vibración. Fuente: Cogeneración: Diseño, Operación y Mantenimiento de Plantas, Santiago García Garrido y Diego Fraile Chico, Ed. Díaz de Santos, 2008.

45,00	No permisible	No permisible	No permisible	No permisible
28,00				
18,00				
11,20				
7,10				
4,50	Límite	Límite	Límite	Límite
2,80				
1,80	Admisible	Admisible	Admisible	Admisible
1,12				
0,71	Normal	Normal	Normal	Normal
0,45				
0,28				
0,18				
Vel. (mm/s)	Máquinas Pequeñas (<15 kW)	Máquinas Medianas (15-75 kW) (300 kW, soporte especial)	Máquinas Grandes (base rígida) (>75 kW)	Máquinas grandes (alta velocidad) (>75 kW)

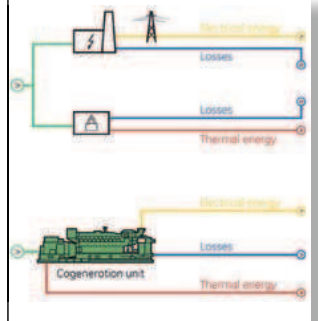
Hay que tener en cuenta que estos niveles de severidad de vibración están referidos únicamente a vibración por desequilibrio, por lo que sólo son aplicables en lo referente a ese fallo. Por ello, es más práctico comparar el espectro de vibración obtenido con el espectro de referencia, es decir, aquel 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 inadmisible y habrá que intervenir. Esta es una norma general que por supuesto habrá que comprobar en cada caso particular.

5.3. Fallos detectables por vibraciones en máquinas rotativas

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

- Desequilibrios:

Es el fallo más habitual, y podría decirse que en torno al 40% de los fallos por vibraciones que se detectan en máquinas rotativas se deben a esta causa. Las tablas de severidad que se manejan habitualmente, y que expresan el grado de gravedad de una vibración, se refieren exclusivamente a vibración por desequilibrio. Cuando se presenta una distribución de pesos anormal en torno al eje de rotación se aprecia en la gráfica del análisis espectral una elevación de la velocidad de vibración a la frecuencia equivalente a la velocidad de rotación, como la que se aprecia en la Fig. 6.



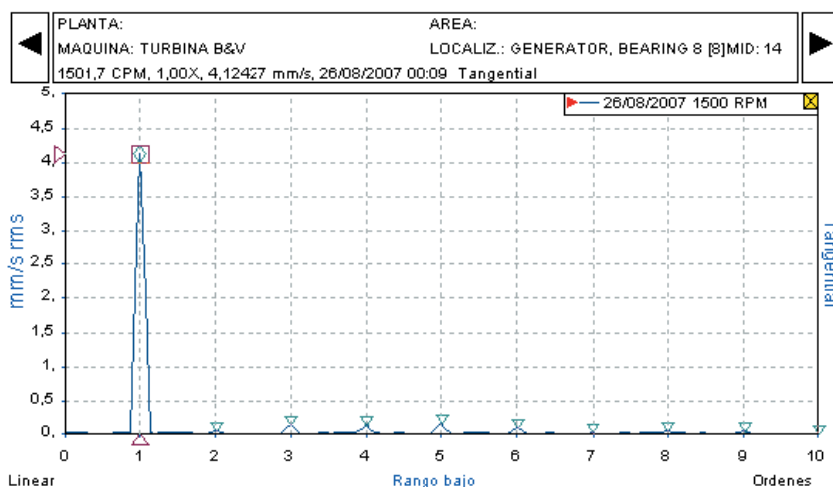
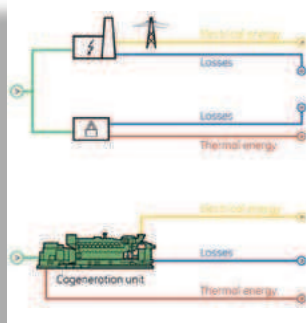


Figura 6. Espectro típico de una máquina rotativa desequilibrada, con un solo pico de vibración a 1 x r/min. Fuente: Renovetec.

Puede verse un único pico de vibración, que corresponde a la velocidad de rotación (la máquina gira a 1.500 r/min, la misma frecuencia a la que presenta el pico). El desequilibrio que se aprecia es admisible, teniendo en cuenta la tabla de severidad, pero será necesario observar cómo evoluciona.

El desequilibrio es un problema resoluble, modificando o reparando los elementos que causan la incorrecta distribución de pesos (falta de algún elemento, distribución de pesos de forma homogénea, eliminación de residuos incrustados en los elementos móviles, deformaciones, roturas, etc.), o añadiendo unas pesas de equilibrado en los puntos adecuados que equilibren esta distribución.

- Eje curvado:

Es una forma de desequilibrio, pero que en este caso no tiene solución por equilibrado. En este caso, se detecta la primera armónica (1 x r/min) y se ve claramente la segunda.

- Desalineamiento:

Es una fuente de vibración fácilmente corregible, y causa más del 30% de los problemas de vibración que se detectan en la industria. Es importante alinear los equipos al instalarlos, comprobar la alineación cada cierto tiempo (anualmente, por ejemplo)

y realizarla siempre que se intervenga en el equipo. Hay que tener en cuenta que existen ciertas tolerancias al desalineamiento, y que no es necesario que este sea absolutamente perfecto. Cada máquina y cada fabricante suelen aportar la tolerancia en el alineamiento. También es importante tener en cuenta que el hecho de disponer de acoplamientos flexibles no elimina la necesidad de alinear los equipos: la mayoría de los fabricantes recomienda alinear estos acoplamientos con el mismo cuidado y exactitud que si fueran acoplamientos rígidos.

El desalineamiento puede ser paralelo, angular o combinado, como puede apreciarse en la Fig. 7.

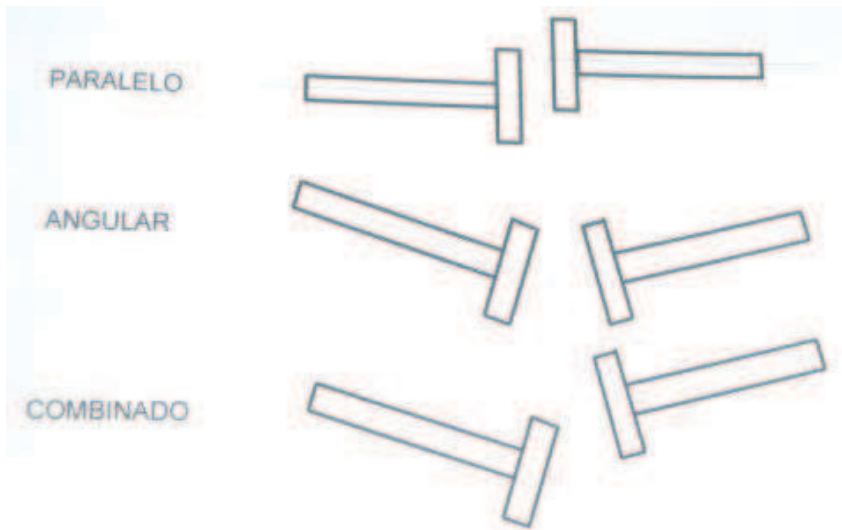
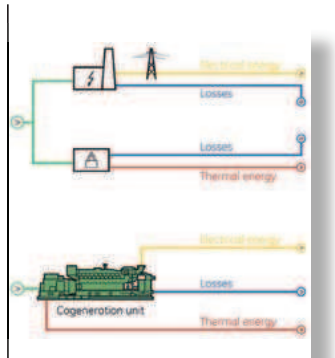
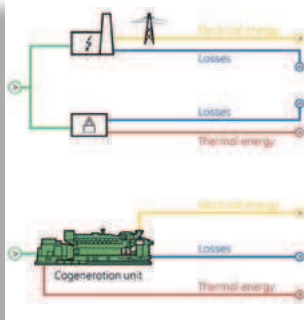


Figura 7. Tipos de desalineamiento. Fuente: Renovetec.

Las siguientes referencias pueden ser útiles a la hora de estudiar el espectro de vibración:

- Si las tres primeras armónicas son significativas en las mediciones efectuadas en la dirección radial horizontal, es muy posible que el desalineamiento sea del tipo paralelo y esté presente en el plano vertical.
- Si las tres primeras armónicas son significativas en las mediciones efectuadas en la dirección radial vertical, es muy posible que el desalineamiento sea del tipo paralelo y esté presente en el plano horizontal.





Guía de la Cogeneración

- Si las tres primeras armónicas son significativas en las mediciones efectuadas en la dirección axial, entonces es muy posible que el desalineamiento sea del tipo angular.
- Si las tres primeras armónicas son significativas en las tres direcciones (radial horizontal, radial vertical y axial) se puede afirmar que el alineamiento que presenta el equipo es inaceptable.

Es importante destacar que el nivel de vibración puede ser considerado bajo según la tabla de severidad anterior, pero si están presentes esas tres armónicas posiblemente haya un problema de desalineamiento que puede traducirse en una rotura, independientemente del nivel.

- Problemas electromagnéticos:

Los motores y alternadores, además de todos los problemas asociados al resto de equipos rotativos, son susceptibles de sufrir toda una serie de problemas de origen electromagnético, como son los siguientes: desplazamiento del centro magnético estator respecto del centro del rotor; barras del rotor agrietadas o rotas; cortocircuito o fallos de aislamiento en el enrollado del estator; o deformaciones térmicas. Suelen apreciarse picos a la frecuencia de red (50 o 60 Hz), a la velocidad de rotación ($1 \times r/min$) y armónicos proporcionales al número de polos. También es fácil apreciar en los espectros la presencia de bandas laterales que acompañan a la vibración principal. En general, tienen poca amplitud, por lo que suelen pasar desapercibidos. Es necesaria gran experiencia para identificarlos y no confundirlos con otros problemas, como desalineamiento, desequilibrio, etc.

- Problemas de sujeción a bancada:

Otro de los problemas habituales en máquinas rotativas. Puede manifestarse como mala sujeción general a la bancada, o como es más habitual, con uno de sus apoyos mal fijado. En este caso, se denomina "Pedestal Cojo", y es un problema más frecuente de lo que pudiera parecer. Se identifica en general por presentar altos niveles de vibración en la primera y segunda armónica de la frecuencia de rotación ($1 \times r/min$ y $2 \times r/min$). Es curioso que, cuando se presenta el problema, aflojando uno de los apoyos la vibración DISMINUYE, en vez de aumentar. Ese suele ser uno de los principales indicativos de la presencia de este problema.

- Holguras excesivas:

En ocasiones las tolerancias de holgura en la unión de elementos mecánicos de la máquina ha sido excedida, o sencillamente, se han aflojado debido a la dinámica de operación de la máquina. Presenta las mismas frecuencias de vibración que el desalineamiento o el desequilibrio, pero cuando se intenta alinear o equilibrar la máquina se observa que los niveles de vibración no disminuyen.

- Mal estado de rodamientos y cojinetes:

Los fallos en rodamientos y cojinetes se detectan en general a frecuencias altas, por lo que son fácilmente identificables observando las vibraciones en el rango alto, es decir, a frecuencias elevadas ($20 \times r/min$ o más). Para su análisis es conveniente tener en cuenta en número de elementos rodantes, el tipo (bolas, rodillos), etc.

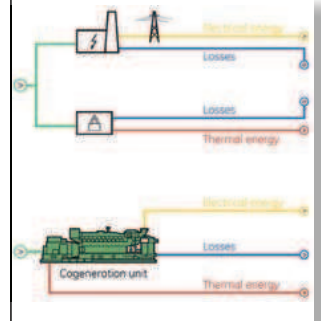
- Torbellinos de aceite:

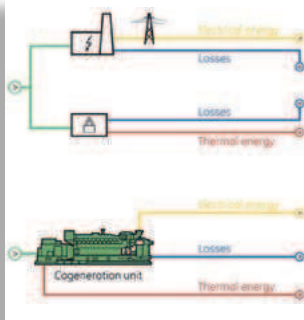
Es un problema curioso y de fácil detección por análisis. Tienen su origen en una mala lubricación, que hace que la capa de lubricante varíe en espesor en el cojinete o rodamiento, dando lugar a una vibración que en general se sitúa por debajo de la frecuencia de giro de la máquina, y que suele aparecer típicamente a $0,5 \times r/min$. Es muy frecuente que el fallo en la lubricación tenga dos orígenes:

- Alto contenido de agua en el aceite. Es sencillo comprobarlo, pues cuando este problema ocurre el contenido en agua suele ser especialmente alto, por encima de 10%.
- Mal estado de cojinetes, que provocan irregularidades en la capa de lubricante.

- Resonancia:

La resonancia está relacionada con la velocidad crítica y la frecuencia natural de la máquina. A esa frecuencia, que es diferente para cada equipo, las vibraciones se ven amplificadas de 10 a 30 veces. En general, los fabricantes de máquinas rotativas garantizan que la velocidad crítica de sus rotores sea suficientemente diferente de la veloci-





Guía de la Cogeneración

dad de operación de éstos, por lo que es difícil encontrar un problema de velocidad crítica en una máquina correctamente diseñada.

6. 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.

La degradación se puede evaluar midiendo la viscosidad, la detergencia, la acidez y la constante dieléctrica.

Es conveniente hacer notar que la contaminación y la degradación no son fenómenos independientes, ya que la contaminación es causante de degradación y esta última puede propiciar un aumento de la contaminación.

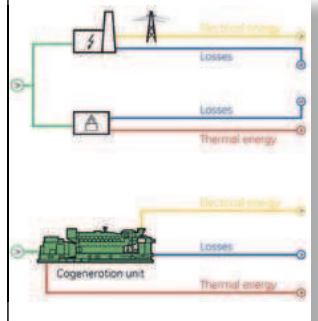
6.1. Análisis de partículas de desgaste

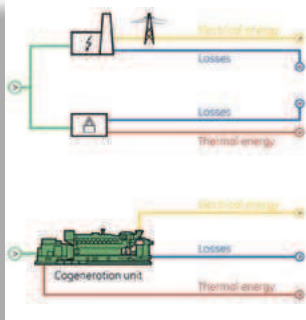
Las técnicas que se utilizan actualmente para identificar y cuantificar el contenido de partículas de desgaste son principalmente la espectrometría de emisión, la espectrometría de absorción y la ferrografía, aunque también existen una serie de técnicas complementarias, como son el conteo de partículas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

La espectrometría de emisión resulta muy útil, pues en menos de un minuto se analizan muchos elementos distintos. Se basa en que los átomos, al ser excitados, emiten una radiación cuyas longitudes de onda son función de su configuración electrónica. Por ello, cada elemento emite unas longitudes de onda características diferentes, y es posible identificar esos elementos a partir del análisis del espectro de emisión. El resultado del análisis es la concentración en *ppm* (partes por millón) o incluso *ppb* (partes por billón) de los diferentes metales presentes en una muestra de aceite usado.

La espectrometría de absorción es una técnica más laboriosa, pues necesita un análisis por cada elemento. Se basa en la que la cantidad de luz absorbida de una longitud de onda concreta por un átomo determinado es proporcional a la concentración de ese átomo.

La ferrografía es la más compleja de las tres técnicas y requiere de grandes conocimientos y experiencia para aprovechar todas sus posibilidades y toda la información que brinda. La muestra a analizar se diluye y se pasa por un cristal inclinado, que tiene un tratamiento superficial específico y está sometido a un fuerte campo magnético. Las fuerzas magnéticas retienen las partículas en el cristal, y se alinean en tiras. Las partículas se distribuyen por tamaños, de manera que las más grandes quedan junto al borde superior y las más pequeñas en la parte inferior. Las partículas poco magnéticas no se alinean en tiras,





Guía de la Cogeneración

sino que se depositan al azar a lo largo del ferrograma permitiendo una rápida distinción entre partículas férreas y no férreas. Calentando el ferrograma se puede distinguir entre fundición de hierro, acero de alta y baja aleación, diferentes metales no ferrosos y materiales orgánicos e inorgánicos.

El conteo de partículas aporta información sobre la distribución de los distintos elementos presentes en la muestra de aceite por tamaños. La muestra pasa lentamente a través de un sensor donde las partículas contenidas son iluminadas por un rayo láser que produce en un fotodiodo un pico de corriente de altura proporcional al tamaño de la partícula; un sistema electrónico separa las señales en categorías.

La microscopía es la inspección con un microscopio de las partículas recogidas en colectores magnéticos, depósitos de aceite o filtros; es una técnica lenta pero relativamente económica.

Una vez determinado el contenido de partículas de desgaste, es necesario conocer su origen, para identificar dónde hay un problema potencial. La Tabla 2 puede servir de referencia en la búsqueda de origen de esas partículas.

Tabla 2. Contaminantes del aceite. Partículas de desgaste.

METAL	ORIGEN DE LA CONTAMINACION
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
Niquel	Engranajes
Silicio	Aires atmosférico, aditivo antiespumante, aguas de alimentación
Sodio	Fugas de refrigerante
Zinc	Cojinetes de latón, aditivo antioxidante

6.2. Análisis de otros contaminantes

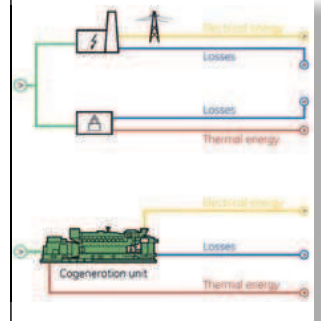
Los contaminantes que se suelen analizar son el contenido en agua y la presencia de sustancias insolubles.

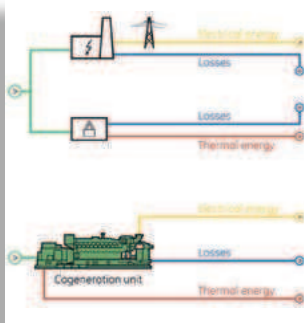
El agua en el aceite normalmente tiene dos orígenes. Puede, en primer lugar, proceder del sistema de refrigeración, por fugas en los intercambiadores; pero también puede provenir de contacto directo entre el vapor y el aceite, por defectos en los sellos de vapor o por fallos en válvulas.

Por regla general puede decirse que el contenido de humedad del aceite no debe superar un 0,5%. El método más sencillo para detectarlo es el llamado de crepitación, que consiste en dejar caer una gota sobre una plancha metálica a 200 °C y escuchar si se produce el ruido característico de la crepitación. La intensidad del ruido es indicativa de la cantidad de agua contaminante. Hay otros métodos rápidos de detección como el polvo Hidrokit y el papel Watesmo, utilizados por los minilaboratorios contenidos en maletas portátiles. En grandes laboratorios se utiliza el método del reactivo Karl Fischer que permite detectar concentraciones muy pequeñas.

La presencia de insolubles en el aceite es principalmente síntoma de degradación por oxidación, principalmente por temperatura excesiva. Como norma general, puede establecerse que el contenido en insolubles no debe sobrepasar el 3%. Para su determinación, se deposita una gota de aceite usado sobre un papel de filtro de alta porosidad, y se observa al cabo de varias horas. La mancha que se forma presenta tres zonas concéntricas:

- Una zona planta oscura, por el alto contenido en carbón y rodeada de una aureola donde se depositan las partículas más pesadas.
- La zona intermedia o de difusión, más o menos oscura, que con su extensión indica el poder dispersante del aceite.
- La zona exterior o translúcida, que no tiene materias carbonosas y es donde llegan las fracciones más volátiles del aceite. Una extensión exagerada puede deberse a la presencia de combustible auxiliar (gasoil, fuel, etc.).





Guía de la Cogeneración

Para cada aceite se recomienda hacer dos manchas, una a 20 °C y otra a 200 °C, comprobando el estado del aceite (dispersividad y detergencia) en ambas condiciones.

6.3. Análisis de las propiedades del aceite

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

La determinación de la viscosidad se hace midiendo el tiempo que tarda una bola en caer de un extremo a otro de un tubo lleno de aceite y convertirlo a unidades de viscosidad con la ayuda de un gráfico (viscosímetro de bolas).

La viscosidad de un aceite usado puede aumentar debido a su degradación (insolubles, agua, oxidación) o puede disminuir por la dilución por combustible auxiliar. Se considera que un aceite ha superado su límite de variación de la viscosidad si a 100°C ésta ha variado más de un 30%.

El método más utilizado para la evaluación de la detergencia (capacidad para limpiar y disolver suciedad en el circuito hidráulico) es el de la mancha de aceite vista en el apartado anterior, por su rapidez y sencillez. Cuando un lubricante posee una buena detergencia la zona de difusión de la mancha es bastante extensa, y va disminuyendo a medida que pierde su poder detergente, desapareciendo cuando la detergencia está por agotarse.

La acidez no puede determinarse en campo o con métodos sencillos. Se evalúa con el número de basicidad total (TBN⁴) y se determina según las ASTM D664 Y D2896; la primera usa el método de dosificación potenciométrica de ácido clorhídrico y la segunda el de dosificación potenciométrica de ácido perclórico. La basicidad del aceite permite neutralizar los productos ácidos que se forman en el circuito y que pueden atacar las piezas lubricadas. Por esta razón la pérdida de reserva alcalina es uno de los síntomas más utilizados para determinar la degradación del aceite y el periodo de cambio óptimo; en ningún caso el TBN de un aceite usado puede ser menor del 50% del correspondiente al aceite nuevo.

La determinación de la constante dieléctrica es muy importante, pues representa la capacidad aislante del aceite y es una medida de la magnitud de la degradación del aceite usado. Existen en el comercio equipos portátiles destinados al uso en taller y que utilizan la medición, con sensores capacitivos, de la variación de la constante dieléctrica del aceite usado con respecto al aceite nuevo.

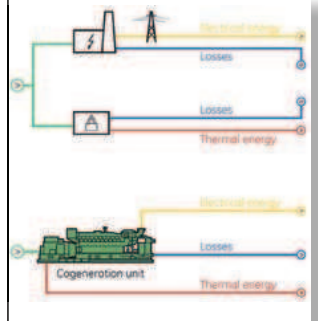
6.4. Análisis de aceite en transformadores

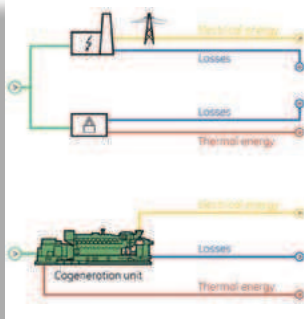
El aceite en un transformador tiene como principales funciones el aislamiento dieléctrico y la evacuación de calor del núcleo del bobinado. La capacidad aislante de un aceite se ve afectada por muchos factores, que actúan solos o en conjunto, y muchas veces unos son catalizadores de los otros. Los catalizadores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

Si el transformador no es llenado al vacío y sellado con respecto a la atmósfera, se necesitan inhibidores a la oxidación. Estos inhibidores pueden estar presentes en el aceite ya sea desde su fabricación o agregados posteriormente. Estos inhibidores son los llamados BHT / DBPC y son agregados al aceite a razón del 0,3% ppm. Es importante destacar que los inhibidores no tienen eficacia cuando el proceso de oxidación ha comenzado, por lo que el aceite tiene que ser inhibido, cuando no hay presencia de compuestos óxidos en el aceite.

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

- *Acidez*, medida de acuerdo a la cantidad de hidróxido de potasio que es necesario para neutralizar los compuestos ácidos en una muestra de aceite.
- *TIF*, indica la presencia de compuestos polares disueltos en el aceite con mucha sensibilidad.
- *Rigidez dieléctrica*. Es medida en una celda entre dos electrodos, y mide en kilovoltios la capacidad de resistir la descarga disruptiva en el medio aceitoso.





Guía de la Cogeneración

- *Color*, medido con un colorímetro ubica la muestra en una escala preestablecida. El cambio de color es más importante que el color mismo. Por ello, es necesario comparar el aceite analizado con un aceite de las mismas características sin usar.
- *Gravedad específica*, o densidad relativa medida a 15 °C.
- *Visual*. Con esta inspección el aceite puede diferenciarse en nublado, claro, brillante, refulgente, etc.
- *Sedimentos*. Es también una inspección visual, y para ser aceptable no debería detectarse ningún tipo de sedimento.
- *Contenido de inhibidor*. En aceites aditivados con productos inhibidores de humedad como el BHT o el DBPC, este ensayo determina el porcentaje de inhibidor que contiene. Cuando el inhibidor comienza a agotarse, el proceso de oxidación puede comenzar, y las características dieléctricas del aceite pueden verse alteradas.
- *Factor de Potencia*, o tangente delta mide las corrientes de fuga a través de los contaminantes en suspensión en el aceite. Se mide a 25 °C y a 100 °C. Es uno de los ensayos más importantes puesto que es capaz de detectar leves contaminaciones de compuestos polares.
- *Humedad*, mide el agua presente en el aceite, que puede estar en suspensión, solución, o emulsión. La humedad también es responsable de la variación de la capacidad aislante.
- *Cromatografía gaseosa*. La cromatografía gaseosa es una herramienta muy valiosa en el mantenimiento predictivo, puesto que con una correcta evaluación de los gases presentes en el aceite puede diagnosticarse con cierta precisión lo que puede estar pasando dentro del transformador. Pueden deducirse a partir de los datos de una cromatografía la presencia de puntos calientes, efecto corona, arcos de alta o baja energía, etc.
- *Presencia de metales*. Con este ensayo se determina la presencia de aluminio, hierro y cobre disueltos en el aceite, generalmente por Absorción Atómica. De acuerdo al resultado del ensayo se puede comprobar qué parte del transformador está dañada. Si es el núcleo se destacará el hierro, y si es el bobinado se destacará el cobre, o el aluminio.

- **Análisis de PCB.** El PCB o Bifenilo policlorado es una sustancia utilizada como refrigerante, que ha resultado ser un poderoso cancerígeno y que figura entre los 12 contaminantes más poderosos. Es necesario realizar el análisis de PCB en aceites de los que se desconozca su procedencia o en aquellos que se sepa que han sido contaminados con este producto. El valor límite aceptable de contaminación por PCB es de 50 ppm. Por encima de este límite el aceite debe ser destruido por su impacto ambiental.

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 iniciar el tratamiento de regeneración que le devuelva al aceite todos sus parámetros originales, extendiendo así la vida del transformador.

7. Termografía Infrarroja

7.1. Las bases técnicas de la termografía

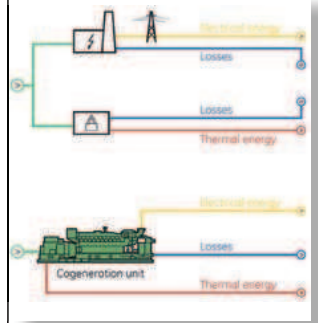
La Termografía Infrarroja es la técnica de producir una imagen visible a partir de radiación infrarroja invisible (para el ojo humano) emitida por objetos de acuerdo a su temperatura superficial. La cámara termográfica es la herramienta que realiza esta transformación.

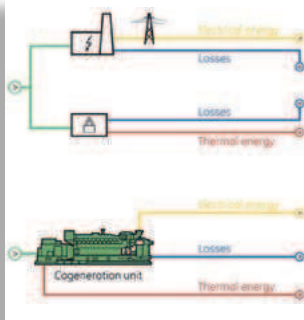
Estas cámaras miden la temperatura de cualquier objeto o superficie, y producen una imagen con colores que refleja la distribución de temperaturas. La imagen producida por una cámara infrarroja es llamada Termografía o Termograma.

Esta técnica, de haber sido asociada a costosas aplicaciones militares y científicas, se ha convertido en una técnica común y con una gran cantidad de aplicaciones industriales. 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 habitual-





Guía de la Cogeneración

mente en una elevación de temperatura que puede ser súbita, pero, por lo general y dependiendo del objeto, la temperatura comienza a manifestar pequeñas variaciones.

Si es posible detectar, comparar y determinar dicha variación, entonces se pueden detectar fallos que comienzan a gestarse y que pueden producir en el futuro cercano o a mediano plazo una parada de planta y/o un siniestro afectando personas e instalaciones. Esto permite la reducción de los tiempos de parada al minimizar la probabilidad de paradas imprevistas, no programadas, gracias a su aporte en cuanto a la planificación de las reparaciones y del mantenimiento.

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, entre otras, pueden mencionarse:

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

Todo equipo y/o elemento emite energía desde su superficie. Esta energía se emite en forma de ondas electromagnéticas que viajan a la velocidad de la luz a través del aire o por cualquier otro medio de conducción.

La cantidad de energía está en relación directa con su temperatura. Cuanto más caliente está el objeto, mayor cantidad de energía emite, y menor longitud de onda tiene esa energía. En general, esa emisión se hace en longitudes de onda mayor que la correspondiente al color rojo, que es la mayor que es capaz de captar el ojo humano. El espectro de emisión, es pues, infrarrojo y por tanto invisible. La cámara termográfica permite "ver" esa energía, transformándola en imágenes visibles.

El descubridor de la radiación infrarroja fue Sir Frederick William Herschel, nacido en Alemania 1738, quien se interesó en verificar cuanto

calor pasaba por filtros de diferentes colores al ser observados al sol. Sir William pudo determinar que los filtros de diferentes colores dejaban pasar diferente nivel de calor. Posteriormente hizo pasar luz del sol por un prisma de vidrio y con esto se formó un espectro (el arco iris). Llevando un control de la temperatura en los diferentes colores del espectro encontró que más allá del rojo, fuera de la radiación visible, la temperatura es más elevada y que esta radiación se comporta de la misma manera desde el punto de vista de refracción, reflexión, absorción y transmisión que la luz visible. Era la primera vez que se demostraba que había una radiación invisible al ojo humano.

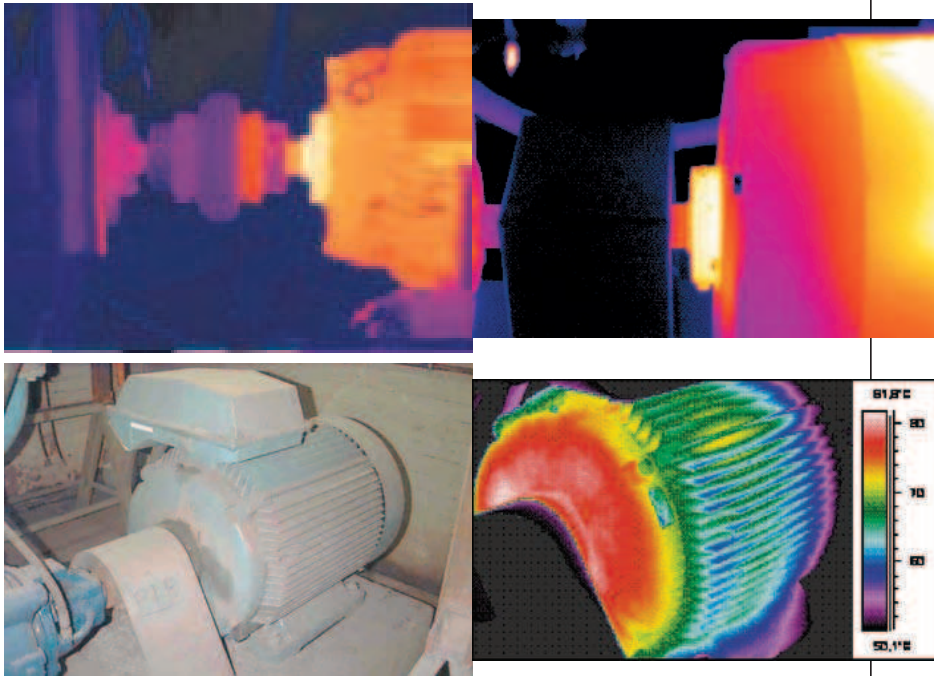
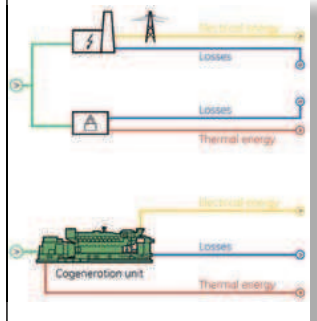
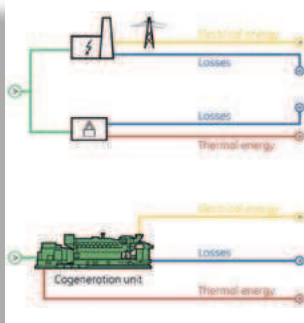


Figura 8. Termografía de un motor acoplado a una bomba. Puede apreciarse el mal estado del rodamiento lado acoplamiento.

7.2. Guía de actuación

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.



Guía de la Cogeneración

- 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.

7.3. Ventajas y desventajas de la termografía infrarroja

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, lo cual permite medir, desde una distancia de seguridad, altas temperaturas o bien registrar las temperaturas de una línea de alta tensión sin tener que parar ningún equipo.
- Se trata de una técnica que permite la identificación precisa del elemento defectuoso, a diferencia de la pirografía que es una medida de temperatura de un punto.
- Es aplicable a diferentes equipos eléctricos y mecánicos: bornes de transformadores, transformadores de intensidad, interruptores, cables y piezas de conexión, motores, reductores, acoplamientos, tuberías, aislamientos, etc.
- Los sensores presentan un tiempo de respuesta muy pequeño a la radiación térmica incidente, con lo cual la medida es prácticamente instantánea. Esto permite cuantificar la gravedad del defecto y la repercusión de las variaciones de carga sobre el mismo para posibilitar programar las necesidades de mantenimiento en el momento más oportuno (que puede ir desde el simple seguimiento a una limitación de carga o a una intervención inmediata antes de que el defecto pueda producir una parada imprevista).
- 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. La imagen termográfica registrada puede analizarse a posteriori, para tratarla con el software adecuado.

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

- Capacidad limitada para la identificación de defectos internos si éstos no se manifiesta externamente en forma de temperatura.
- Los reflejos solares pueden enmascarar o confundir defectos. Debido a las interferencias solares, puede ser necesario realizar ciertas lecturas críticas durante la noche o en días nublados.
- El estado de carga del elemento bajo análisis puede influir en la determinación de las anomalías.

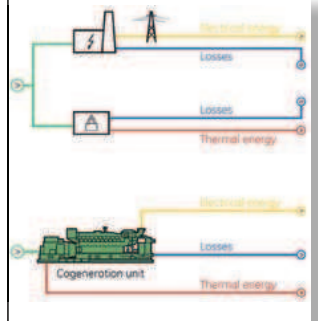
7.4. Proceso de inspección

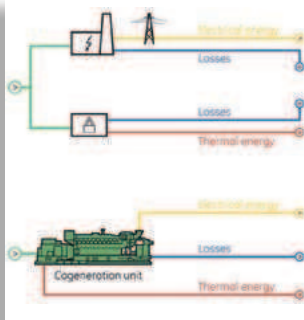
En el proceso de inspección termográfica es posible definir, en general, las siguientes etapas:

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 las fallas y el grado de urgencia para su reparación.
4. Seguimiento de la reparación.
5. Revisión termográfica para evaluar la efectividad del mantenimiento correctivo realizado.

7.5. Aplicaciones de la termografía en una planta de cogeneración

Las termografías pueden ser aplicadas en cualquier situación donde un problema o condición pueda ser visualizado por medio de una diferencia de temperatura. Una termografía puede tener aplicación en cualquier área siempre y cuando ésta tenga que ver con variación de temperatura.





Guía de la Cogeneración

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 (rodamientos, cojinetes, acoplamientos y alineación).
- Inspección de tuberías del ciclo agua-vapor de caldera, para comprobar daños o defectos de aislamiento.
- 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.

AVERÍAS HABITUALES EN PLANTAS DE COGENERACIÓN

Aunque los fallos típicos de cada planta dependen de los modelos específicos de cada uno de los equipos que componen la planta¹, es posible generalizar una serie de fallos que pueden considerarse habituales en las plantas de cogeneración. Sin pretender realizar un estudio profundo y detallado de estos fallos, se exponen en este capítulo los síntomas, causas y consecuencias de cada uno de ellos, tratando en algunos casos de exponer cómo corregirlos o evitarlos.

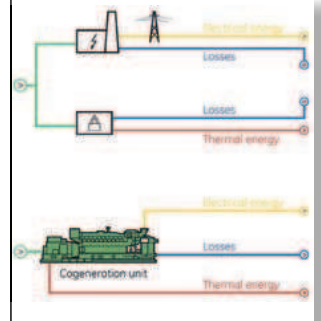
En el capítulo se estudian en mayor detalle las averías de las tres máquinas térmicas habituales, esto es, motor alternativo, turbina de gas y turbina de vapor; de manera más esquemática, se relacionan las averías del resto de la instalación de cogeneración. Esto no debe hacer pensar que las averías en las instalaciones de recuperación de calor o en los sistemas auxiliares deben preocupar menos al técnico de la planta, ya que a pesar de que su gravedad es inferior, son mucho más frecuentes que las que afectan al motor térmico.

1. Fallos en motores de gas

La mayor parte de los fallos en motores de gas tienen cuatro orígenes principales:

- a) Fallos de diseño.
- b) La competencia comercial entre fabricantes, que lleva a que éstos garanticen prestaciones, que no se corresponden con el desarrollo de la técnica.
- c) Las duras condiciones de uso de algunos de los equipos, obligados a producir al 100% de su capacidad (en muchos casos, realmente por encima de ese 100% real).
- d) Negligencias graves de operación.

¹ Incluso dos plantas aparentemente iguales pueden tener fallos habituales muy diferentes.



1.1. Gripado

Se entiende en general por gripado la avería que se produce cuando dos piezas que actúan conjuntamente mediante rozamiento, una fija y otra móvil, se agarrotan o sueldan entre sí. En el caso del motor, este efecto se produce entre pistón y cilindro o entre los casquillos y el cigüeñal.

El gripado pistón-camisa aparece normalmente por cuatro causas: un fallo en la lubricación, un fallo en la refrigeración, desequilibrio de biela que produce un desgaste diferencial en el cilindro y defectos en uno de los segmentos, el llamado aro de compresión o aro de fuego. El gripado suele producirse en la parte alta del cilindro, donde las condiciones son más extremas.

Por su alto coste y por la gravedad de esta avería, los motores están equipados con una serie de instrumentos capaces de detectar con antelación un problema que pueda conducir al gripado del motor. Aún así, resulta curioso que el gripado del motor no sea una avería rara e infrecuente. En un buen número de ocasiones detrás de un gripado hay una negligencia grave de operación o de mantenimiento del motor: arranques sucesivos en condiciones de fallo, desconexión de los sistemas de protección, alarmas repetidas a las que no se hace caso, etc.



Foto 1. Conjuntos pistón-biela, durante una reparación. El pistón inferior presenta marcas de gripado muy acusadas. La avería produjo además la rotura de cojinetes. Fuente: Archivo Renovetec.

El gripado del cigüeñal consiste en el bloqueo de uno de los cojinetes del cigüeñal, y que impide o dificulta su movimiento. El cigüeñal tiene dos tipos de cojinetes: los que unen éste al bloque motor y los que lo unen con cada una de las bielas. Cualquiera de ellos es susceptible de sufrir un gripado.

1.2. Sobrepresión en el cárter

Cuando el aceite entra en contacto con una superficie que se encuentra a una temperatura elevada puede producirse la vaporización parcial de éste. Estos vapores crearán una presión adicional en el cárter, que se suele detectar por medios ópticos (que detectan una niebla) o a través de sensores de presión.

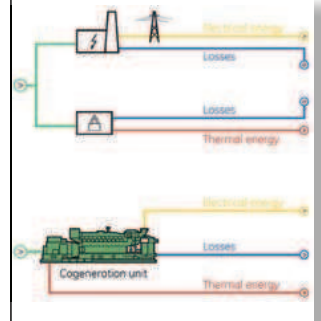
La presencia de vapores de aceite no es perjudicial en sí misma, sino que detecta la presencia de un posible problema grave en otra parte. Es la parte caliente que está en contacto con el aceite lo que es importante descubrir.

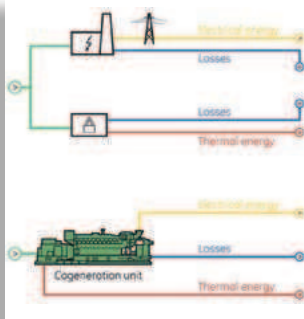
1.3. Detonaciones

La detonación o *knocking* aparece cuando la mezcla gas-aire se inflama bruscamente antes de que salte la chispa en la bujía, cuando el pistón no ha alcanzado aún el momento preciso. Se provoca, por tanto, una fuerza que se opone al movimiento normal del cigüeñal.

Los factores que intervienen en el *knocking* son los siguientes:

- La instrumentación del sistema *anti-knocking*: esta instrumentación, como cualquier otra puede fallar e indicarnos que está habiendo un problema que en realidad no existe.
- Fallo en el detector inductivo (*pick-up*) que indica la posición del volante de inercia: como ese sensor es el que determina el momento en que debe.
- El estado del aceite de lubricación.
- La composición del gas. El gas con un número de metano bajo tiene una capacidad detonante mayor que un gas natural con un





Guía de la Cogeneración

número de metano mayor, ya que produce los radicales libres necesarios para el inicio de la reacción a una temperatura inferior.

- El estado de las camisas. Si éstas han perdido el bruñido, es decir, la superficie rugosa que retiene el aceite, parte de éste puede pasar a la cámara de combustión y provocar puntos calientes.
- Las bujías. La combustión detonante puede conducir a una elevación anormal de la temperatura de los electrodos de la bujía, con el consiguiente pre-encendido superficial. El pre-encendido producido por la detonación puede realimentar e intensificar ésta, pudiendo llegarse a producir un pre-encendido de avance creciente extremo y errático. Este fenómeno se conoce como *wild pind*.

Las consecuencias del fenómeno de detonación son: degradación acelerada de pistón, camisa y válvulas; disparo del motor al activarse el sistema de protección anti-knocking; pérdida de rendimiento y de potencia, al tener que bajar la temperatura de cámaras de combustión para evitarlo.



Foto 2. Sistema antidetonación en un motor GE-Jenbacher 620. Fuente: Archivo Renovetec.

1.4. Alta temperatura del agua de refrigeración

Cuando el motor recibe el agua o fluido con el que tiene que refrigerarse a una temperatura excesiva, es evidente que éste no será capaz de evacuar con eficacia el calor generado en el cilindro. Por esta

razón, para prevenir un fallo mayor, el motor suele dar una alarma, y si el problema persiste, terminará parando.

1.5. Baja presión de aceite del circuito de lubricación

Este fallo, que por supuesto hace parar el motor, puede deberse a falta de nivel de aceite, a una obstrucción en tuberías o un fallo en la bomba de aceite. Por la criticidad de este fallo, la bomba de lubricación suele y debe ser una bomba mecánica acoplada al eje de giro, de forma que siempre que esté en marcha el motor la bomba esté dando presión, sin depender del suministro eléctrico o del sistema de control. Determinados motores están equipados además con una bomba de emergencia.

1.6. Alta temperatura de aceite de lubricación

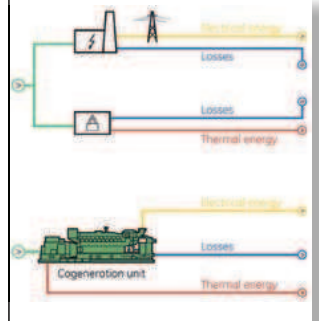
Si el intercambiador aceite-agua que se encarga de la refrigeración del aceite está sucio, el caudal del agua de refrigeración no es el especificado o su temperatura es más alta de lo debido, puede aparecer en el motor una alarma de "alta temperatura del aceite de lubricación", que puede provocar un disparo del motor si alcanza ciertos valores.

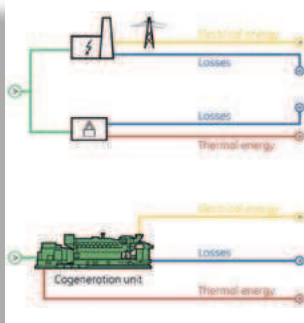
1.7. Altas vibraciones en cigüeñal

Si se detectan altas vibraciones en el cigüeñal, puede ser debido a causas externas al motor, como el estado del acoplamiento con el alternador, a la desalineación del conjunto motor-reductor o a vibraciones que provengan del propio reductor.

Si se descartan esas causas, un alto nivel de vibraciones puede ser debido a:

- Mal estado de los sensores de vibración o de las tarjetas acondicionadoras de señal. Es posible que lo que estamos considerando como una vibración sea en realidad una falsa señal, que tenga como origen el mal funcionamiento del sensor encargado de detectarlo.
- Desequilibrio del cigüeñal, por un deficiente contrapesado de éste.





Guía de la Cogeneración

- Mal estado de cojinetes de bancada o de biela.
- Gripado de algún cilindro.
- Mal estado de alguna biela.

1.8. Altas vibraciones en turbocompresor

El turbocompresor es el otro elemento de motor en el que se mide el nivel de vibraciones. En caso de detectarse un alto nivel de vibraciones, las causas suelen ser las siguientes:

- Error en el elemento sensor o en el transmisor. Como siempre, puede tratarse de una señal falsa.
- Desequilibrio en el elemento rotor, por incrustaciones o por roturas en los álabes de turbina o compresor.
- Mal estado de cojinetes o rodamientos del eje.

1.9. Fallos en el encendido

Las bujías en los motores de gas han sido tradicionalmente uno de los puntos débiles de estos motores que han traído de cabeza tanto a los ingenieros de los diversos fabricantes, a los servicios de asistencia técnica y a los propios técnicos de mantenimiento de las plantas. La reparación suele ser sencilla: una vez detectado que hay un fallo en una bujía, se para el motor, se sustituye y se vuelve a arrancar. Cualquier operador de planta mínimamente entrenado es capaz de realizar esta sencilla operación. No es la reparación, pues, lo que complica esta avería, sino su alta frecuencia y el alto coste de la bujía.

Además de las bujías, las cajas de encendido que regulan el salto de la chispa y los sistemas de detección de la posición del volante de inercia suelen presentar fallos habituales.

1.10. Bajo rendimiento (mayor consumo de combustible)

Actualmente y debido a los altos precios del gas combustible, uno de los mayores problemas que puede tener un motor es que su consumo

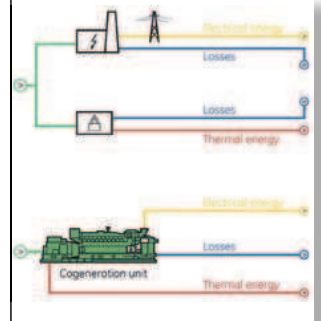
sea mayor que el estipulado. Esto irá en contra del plan de negocio y de las garantías que el fabricante del motor o el contratista de operación y mantenimiento ofrecen al promotor de la planta. Las causas de una posible pérdida de rendimiento podrían ser las siguientes:

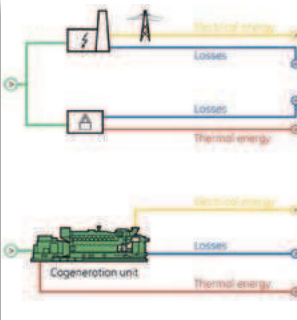
- Fallo en el turbocompresor, de forma que la presión y caudal de aire o mezcla que es capaz de proporcionar es menor a la de diseño.
- Detonaciones, que obligan a reducir las presiones y temperaturas de la cámara de combustión.
- Fallos en bujías.
- Mal estado de las válvulas de admisión o escape.
- Mal estado del aro de compresión del pistón.
- Composición inadecuada del gas.
- Aumento de la temperatura de la nave donde se aloja el motor y de la que éste toma el aire para la combustión.

1.11. Alta temperatura en cámaras de combustión

Cuando el motor detecta una temperatura anormalmente alta en alguna de las cámaras de combustión indica en primer lugar una alarma. Si sobrepasa un valor establecido, realiza una parada del motor para evitar averías mayores. Las causas pueden ser las siguientes:

- Termopar en mal estado.
- Fallo en el turbocompresor, que estaría alimentando de mezcla combustible o de aire a una presión más alta de lo debido.
- Composición anormal del gas combustible, sobre todo más rica de lo debido en hidrocarburos de más de dos átomos de carbono (C_{2+}).
- Temperatura excesiva del aire de admisión.
- Fallo en la refrigeración de la camisa.





1.12. Fallos en la alimentación a equipos de control

Los equipos de control del motor deben estar alimentados por una tensión segura, ajena a las oscilaciones que puede tener la red o incluso a la interrupción del suministro. Por ello, los sistemas de control suelen tener una alimentación segura, a partir de un *sistema de alimentación ininterrumpida, SAI*. Este sistema debe proporcionar una tensión segura, de un valor más o menos preciso, y un muy bajo nivel de variación o rizado.

Los fallos en este sistema pueden provocar el borrado de los dispositivos programables que suelen llevar las tarjetas electrónicas que componen los sistemas de control.

2. Fallos en turbinas de gas

2.1. Averías en la entrada de aire



Foto 3. Turbina LM2500 durante una reparación.
Fuente: Archivo Renovetec.

La entrada de aire comburente requiere de un complejo sistema para acondicionarlo a las necesidades de la turbina y obtener el mejor rendimiento. El sistema de aire de admisión tiene principalmente dos funciones: filtrar el aire, de manera que el polvo ambiental o cualquier otro residuo nocivo no entre a la turbina y cause diversos problemas; y aumentar la densidad del aire enfriándolo y/o humedeciéndolo.

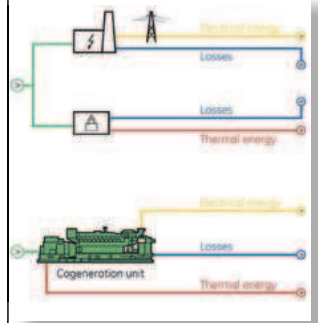
Las averías que se detectan en el sistema de aire de admisión son las siguientes:

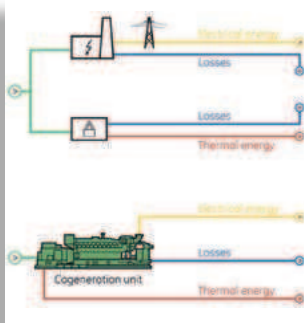
- Corrosión en la estructura que soporta los filtros (casa de filtros).
- Incendios en filtros, ya que son un material altamente inflamable. Los trabajos de soldadura o corte, o negligencias diversas (como fumar en este espacio) suelen estar detrás de este grave problema.
- Pérdida de estanqueidad, de forma que parte del aire que ingresa a la turbina lo hace sin atravesar los filtros.
- Rotura de filtros.
- Bloqueo de los filtros, por obstrucción total de sus poros. Una falta de caudal de aire de entrada puede provocar a su vez otros problemas, como la entrada en bombeo del compresor o el colapso de la casa de filtros por excesivo vacío.

2.2. Averías en el compresor



Foto 4. Compresor de una turbina aeroderivada durante una reparación.
Fuente: Archivo Renovetec.





Guía de la Cogeneración

Los problemas más habituales son los siguientes:

- *Suciedad (fouling)*. Las partículas que atraviesan el sistema de filtrado se pueden depositar en los álabes y provocar dos efectos: cambian la aerodinámica del álabe, y por tanto, afectan negativamente al rendimiento del compresor, y desequilibran la turbina. Por ello, las turbinas deben ir dotadas de sistemas de limpieza automática, que periódicamente introduzcan una mezcla de agua y detergente en el compresor y retiren esta suciedad.
- *Congelación de agua en las primeras filas de álabes fijos*. Cuando la temperatura baja por debajo de un determinado valor y la humedad ambiental es alta, puede producirse la congelación de la humedad contenida en el aire de entrada a la turbina. El hielo formado se deposita en los primeros álabes de la turbina, que en muchos casos son móviles, provocando una dificultad para su movimiento y un cambio en su forma aerodinámica.

El fallo se evita fácilmente utilizando adecuadamente el sistema anti-hielo, que consiste en la elevación de la temperatura del aire introduciendo calor (vapor o gases de escape de la turbina).

- *Entrada en bombeo (compressor surge)*. El fenómeno de bombeo aparece cuando por algún problema en la admisión de aire (bloqueo del filtro, por ejemplo) la admisión de la turbina queda con un nivel de vacío alto, de manera que el aire comprimido en el compresor retorna hacia la entrada hasta hacer aumentar la presión; en pocos segundos, vuelve a originarse un fuerte vacío, y el aire vuelve a retornar, repitiéndose el proceso de forma intermitente. Cuando ocurre, la avería que puede llegar a originarse es grave, y por ello la turbina debe ir equipada con los sistemas rompedor correspondientes.
- *Daños provocados por la entrada de un objeto extraño (FOD) o rotura de elemento interno (DOD)*. Uno de los fallos más dañinos y más fáciles de prevenir son los provocados por la entrada de un objeto externo, FOD según la terminología habitual (*Foreign Object Damage*). Los efectos que puede tener la entrada de un objeto extraño y los riesgos asociados varían en función del tamaño y localización del objeto. Así, objetos pequeños y blandos provocarán pequeños daños o incluso nulos. Por el contrario, si un objeto de cierto tamaño ingresa en el interior de la turbina los daños pueden

conducir incluso a la destrucción completa de los álabes, por la reacción en cadena que puede provocar.

En otras ocasiones es un objeto de la propia turbina el que ingresa en la zona rotativa y causa los daños. Normalmente se trata de una parte rota o desprendida de una zona de la turbina que golpea los álabes o la cámara de combustión. El fallo se denomina habitualmente DOD (*Domestic Object Damage*)

Las revisiones internas periódicas mediante boroscopio, identificando posibles daños, fracturas y cualquier señal de posible desprendimiento son la mejor estrategia de prevención. La mayoría de los DOD no ocurren de forma súbita, sino que son consecuencia de la evolución de un fallo que puede detectarse mucho tiempo atrás. El control de la corrosión, mediante el uso de las técnicas apropiadas, es otro de los factores importantes para evitar DOD.

- *Fracturas en álabes (cracking)*. Por efecto de la velocidad, de impactos, de fallos en construcción o de cualquier otro problema estructural pueden producirse grietas longitudinales o transversales en los álabes del compresor de una turbina. Si la grieta progresa, el fallo puede llegar a ser muy grave si una parte del álabe se desprende e impacta con el resto de las filas de álabes, que giran a gran velocidad. El fallo en cadena, puede llegar a significar la destrucción completa de la turbina.

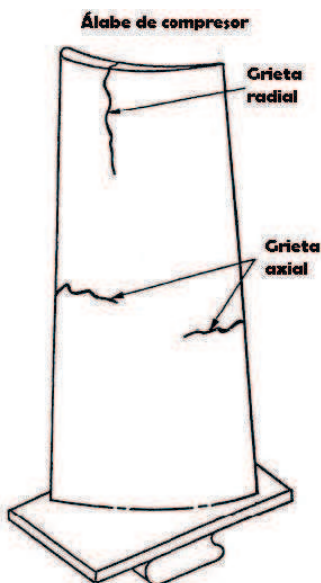
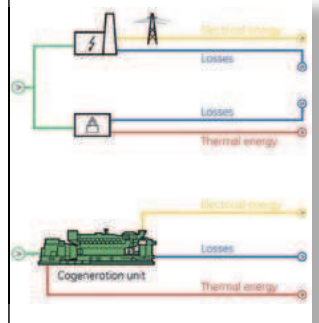
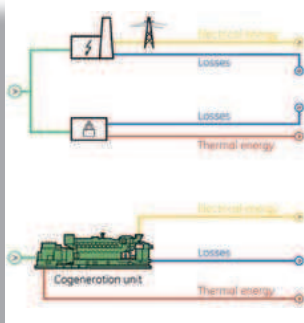


Figura 1. Fisuras en álabes, que terminarán provocando su rotura. Fuente: Archivo Renovetec.





Guía de la Cogeneración

- *Roces entre álabes móviles y estátor (rubbing)*. Como consecuencia de una dilatación no prevista, una curvatura o un desplazamiento del rotor se puede producir un roce entre partes fijas y partes móviles. El roce en sí mismo no es un gran problema, pero puede ser indicativo de otros problemas mayores:
 - Puede indicar que hay dilataciones no consideradas que pueden originar un problema mayor.
 - Puede indicar que hay deformaciones en el eje o en determinadas partes (álabes o cierres) que pueden suponer una pérdida de la forma inicial. La deformación puede ser indicativo de un problema en el material o de un sobrecalentamiento de alguna zona concreta, cuyo origen será necesario conocer.
 - Un roce siempre puede degenerar en una grieta o fractura, por lo que es necesario hacer un seguimiento de cualquier roce que se observe para estudiar su evolución.

2.3. Averías típicas en cámara de combustión

Los fallos más habituales en la cámara de combustión son los siguientes:

- *Temperatura excesiva (Overfiring)*, por un deficiente control de la temperatura en cámaras o de la longitud de la llama. Hay que tener en cuenta que la temperatura de la llama puede alcanzar los 3.000 K, mientras que los materiales utilizados rara vez pueden soportar temperaturas superiores a 1.500 K, así que la atenuación de la temperatura jugando con el exceso de aire de admisión es vital para la cámara de combustión y para los álabes de la turbina de expansión.
- *Pulsación de llama (Flame pulsation)*. La inestabilidad, provocada generalmente por defectos en las presiones de gas y aire, por temperaturas inadecuadas o por una mezcla entre ambos gases deficiente, provoca una fuerte vibración parecida a la que se observa en la llama piloto de un calentador de gas butano cuando la bombona está a punto de acabarse. La vibración puede provocar daños estructurales, además de producir una disminución evidente del rendimiento y un aumento de las emisiones de CO.

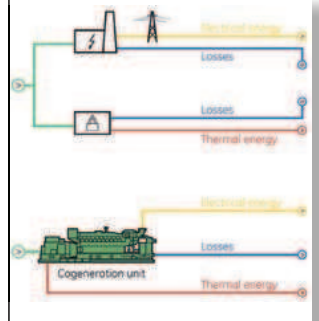
- *Apagado de llama (flameout)*. El apagado de llama puede producirse si las condiciones de combustión no se logran mantener. El fallo suele estar relacionado con defectos en los quemadores, con baja temperatura de cámara, o con una mezcla inadecuada, normalmente muy pobre en gas.
- *Fallos en ignitores*. Suelen aparecer por deformaciones o roturas asociadas a defectos de diseño o de materiales, o a un ajuste de temperaturas inadecuado.
- *Fallos en los sensores de detección de llama*. Como cualquier instrumento, estos sensores son susceptibles de sufrir averías súbitas o desajustes.

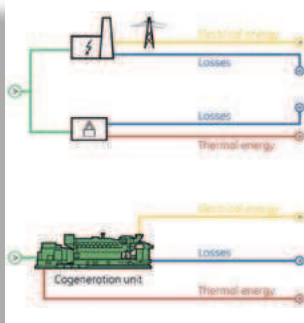
2.4. Averías típicas en turbina de expansión

- *Rotura de álabes*. Por problemas estructurales, de materiales, de refrigeración, de fabricación, etc., los álabes pueden sufrir grietas que terminan evolucionando a roturas. El caso más grave se presenta cuando la rotura termina afectando a todos los álabes, como una reacción en cadena. Los técnicos suelen denominar a esta gravísima avería *Ensalada de Paletas*.



Foto 5. Ensalada de Paletas. Fuente: Curso Renovetec de Turbinas de Gas.





Guía de la Cogeneración

- *FOD y DOD*. El impacto por objetos propios o extraños afecta a los álabes de la misma forma ya indicada para los álabes del compresor.
- *Temperatura excesiva (Overfiring)*. Afecta por igual a los álabes de la primera etapa de la turbina de expansión y a los diversos elementos de la cámara de combustión (quemadores, recubrimientos). Tiene su origen en una alta temperatura a la salida de los quemadores y entrada a turbina de expansión.
- *Pérdida de material cerámico (TBC spallation)*. Por efecto de temperatura o de impactos, parte del recubrimiento cerámico que protege los álabes de la turbina de la alta temperatura puede deteriorarse, y dejar al descubierto el metal, que sufrirá una rápida degradación.

2.5. Vibración en turbinas de gas

La vibración es uno de los problemas más habituales en turbinas de gas, puesto que la mayoría de los problemas de la turbina se refleja en el espectro de vibración de la turbina. Las grandes turbinas suelen ir equipadas con un complejo sistema tanto de medición de amplitud como de medición de espectro, para poder determinar con rapidez y claridad la causa que origina la vibración.

Las causas más habituales que provocan un alto nivel de vibración se estudian con mayor detalle en el apartado dedicado a turbinas de vapor, ya que las causas y la solución son comunes en ambos casos.

3. Fallos en turbinas de vapor

La turbina de vapor es un equipo sencillo, bien conocido y en general con un sistema de control que tiene como objetivo evitar las averías graves. Igual que sucede en otras máquinas térmicas, detrás de cada avería grave suele haber una negligencia de operación, ya que las turbinas suelen ser equipos diseñados a prueba de operadores.

Dentro de esas negligencias graves están las siguientes:

- repetir el arranque de una turbina una y otra vez a pesar de que el sistema esté indicando un problema;

- desconectar seguridades o elevar los límites de disparo de éstas;
- entrada de agua por la entrada de vapor, debido a fallo en el control de temperatura de vapor vivo y del enclavamiento oportuno;
- no llevar un control adecuado de la calidad del vapor.

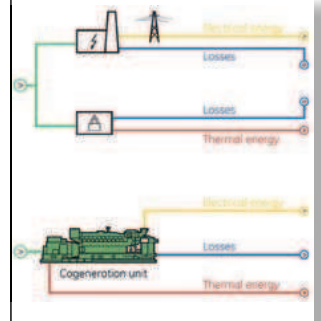
Entre las negligencias de mantenimiento que conducen a averías más o menos importantes están: no analizar el aceite o no hacer caso a las recomendaciones del analista, no analizar las vibraciones o no hacer caso de las recomendaciones del informe realizado tras el análisis, no reparar averías menores y esperar a que se conviertan en graves y no realizar adecuadamente determinadas tareas, como el alineamiento o el mantenimiento de válvulas.

3.1. Alto nivel de vibraciones

La vibración en una turbina de vapor no es una avería en sí misma, sino un síntoma de un problema que existe en la turbina y que puede derivar en graves consecuencias. Por esta razón, las turbinas de vapor están especialmente protegidas para detectar un alto nivel de vibraciones y provocar la parada de ésta antes de que lleguen a producirse graves daños.

Las causas más habituales que provocan un alto nivel de vibración son las siguientes:

- *Mal estado de los sensores de vibración o de las tarjetas acondicionadoras de señal.* Es posible que lo que se esté considerando como una vibración sea en realidad una falsa señal, que tenga como origen el mal funcionamiento del sensor encargado de detectarlo.
- *Desalineación entre turbina y caja de engranajes desmultiplicadora (reductor).* Es la causa de al menos el 20% de los casos de altos niveles de vibración en turbina. A pesar de que el acoplamiento es elástico y en teoría soporta cierta desalineación, casi todos los fabricantes de acoplamientos elásticos recomiendan alinear éste como si fuera un acoplamiento rígido. Hay que tener en cuenta que la alineación en caliente y en frío puede variar.



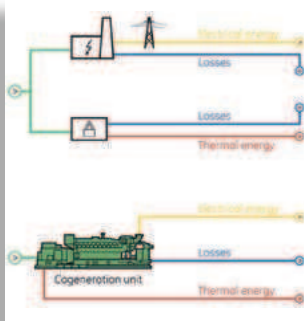


Foto 6. Alineación de una turbina de vapor. Fuente: Curso Renovetec de turbinas de vapor.

- *Mal estado del acoplamiento elástico entre turbina y reductor.* Es conveniente realizar una inspección visual periódica del acoplamiento (al menos una vez al año) y vigilar sobre todo la evolución de las vibraciones.
- *Vibración del alternador o del reductor, que se transmite a la turbina.* Es otro caso de vibración detectada en la turbina pero proveniente de un equipo externo a ésta.
- *Problema en la lubricación de los cojinetes,* que hace que el aceite de lubricación no llegue correctamente (en caudal o en presión) a dichos cojinetes. Hay que diferenciar los problemas relacionados con caudal y presión con los problemas relacionados con la calidad del aceite. En casos más graves, el eje y el cojinete se tocan sin película lubricante, lo que provoca una degradación del eje de forma bastante rápida.
- *Mala calidad del aceite.* El aceite lubricante, con el tiempo, pierde algunas de sus propiedades por degradación de sus aditivos y se contamina con partículas metálicas y con agua. La presencia de agua, de espumas, la variabilidad de la viscosidad con la temperatura y el cambio de viscosidad en un aceite degradado suelen

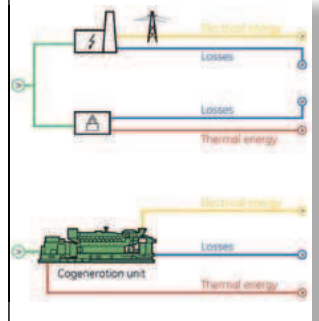
ser las causas que están detrás de una vibración provocada por la mala calidad del aceite.

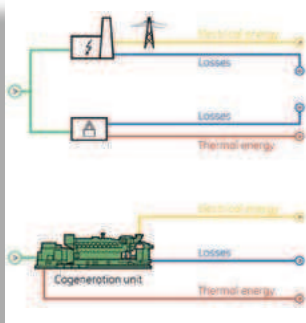
- *Mal estado de cojinetes.* Los tres cojinetes de los que suele disponer una turbina de vapor de las usadas en plantas de cogeneración (delantero, trasero o de empuje o axial) sufren un desgaste con el tiempo, aún con una lubricación perfecta.



Foto 7. Cojinete radial con marcas y arañazos. Fuente: Archivo Renovetec.

- *Mal estado del eje en la zona del cojinete.* Si una turbina ha estado funcionando con el aceite en mal estado, o con una lubricación deficiente, es posible que sus cojinetes estén en mal estado, pero también es posible que hayan terminado por afectar al eje.
- *Desequilibrio del rotor por suciedad o incrustaciones en álabes.* El desequilibrio es la causa más habitual de vibraciones en máquinas rotativas, representando aproximadamente un 40% de los casos de vibración. Un tratamiento químico inadecuado del agua de caldera y del vapor que impulsa la turbina termina dañando no solo ésta, sino también el ciclo agua-vapor y la propia caldera.
- *Desequilibrio en el rotor por rotura de un álabe.* Si una partícula extraña entra en la turbina y golpea un álabe puede provocar una pérdida de material o un daño que afectará al equilibrado del rotor. La rotura de álabe también puede estar provocada por pro-





Guía de la Cogeneración

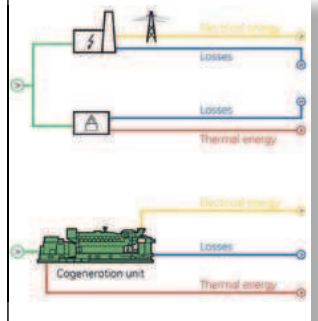
blemas de corrosión, que tendrán su origen generalmente en un tratamiento químico inadecuado. En otras ocasiones el daño en álabes puede estar provocado por roce entre éstos y partes fijas de la turbina.

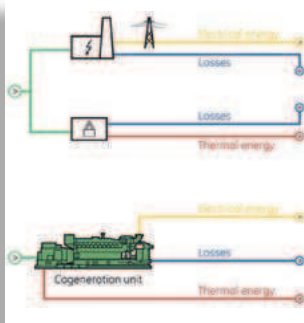
- *Desequilibrio en rotor por mal equilibrado dinámico*, o por pérdida o daño en algún elemento que gira (tornillos, arandelas, tuercas). El desequilibrio puede ser un fallo de origen (el equilibrado inicial de la turbina fue deficiente) o puede ser un fallo sobrevenido. En ese segundo caso, es importante que al efectuar reparaciones en el rotor de la turbina no quede ningún elemento sin montar o montado de forma inadecuada.
- *Curvatura del rotor debido a una parada en caliente con el sistema virador parado*. Las turbinas de vapor están equipadas con un sistema virador que facilita que el eje no se curve cuando está caliente. La misión de este sistema es redistribuir los pesos uniformemente sobre el eje de rotación, y evitar curvaturas que desequilibrarían el rotor. Si la turbina se para en caliente y el sistema virador no entra en marcha es posible que el eje se curve hacia arriba. El problema se detecta siempre al intentar arrancar, y comprobar que el nivel de vibración es más alto del permitido.
- *Eje curvado de forma permanente*. El eje puede estar curvado de forma permanente, es decir, con una deformación no recuperable siguiendo el procedimiento indicado en el apartado anterior. No es fácil que esto suceda después de la puesta en marcha inicial de la turbina, y habitualmente se debe a un fallo preexistente, y que proviene del proceso de fabricación. Es habitual que el equilibrado dinámico haya enmascarado el problema, aunque en el espectro inicial de vibración, el que es recomendable realizar el inicio de la operación del equipo, es seguro que estará presente.
- *Fisura en el eje*. En ocasiones, un defecto superficial del eje avanza y termina convirtiéndose en una fisura o grieta, que provoca un desequilibrio en el eje. Puede ocurrir por un defecto de fabricación del eje (lo más habitual) o puede estar relacionado con corrosiones que el rotor puede estar sufriendo. Cuando esto ocurre, se detecta a través del análisis de vibraciones, y en la mayoría de los casos son visibles a simple vista o con ayuda de algún elemento de aumento. Es sin duda el fallo más importante que puede sufrir una turbina de vapor.

- *Presencia de agua o partículas en el vapor.* Si el vapor a la entrada a turbina tiene partículas de agua líquida, el choque de las gotas contra la turbina puede provocar vibraciones y desequilibrios. El vapor puede contener agua líquida por fallo en el sobrecalentamiento, por una atemperación excesiva, porque la válvula de atemperación esté en mal estado, o porque en el camino entre la válvula de atemperación y la entrada a turbina sufra un enfriamiento anormal.
- *Defecto en la bancada.* Una bancada mal diseñada o mal ejecutada puede provocar vibración. Cuando se detecta una vibración, es conveniente en primer lugar verificar el estado de la bancada, intentando descubrir grietas, falta de material, etc.
- *Defecto en la sujeción a la bancada.* A pesar de que la bancada pueda estar bien ejecutada, la turbina puede no estar convenientemente sujeta a ésta. Esto puede ocurrir porque los tornillos de sujeción no tengan el par de apriete apropiado o porque los tornillos no anclen correctamente a la bancada.
- *Tensión de tuberías de vapor.* Si el alineamiento de tuberías no es perfecto o no se han considerado correctamente los efectos térmicos de la dilatación, pueden provocarse tensiones en tuberías que hagan que se ejerza una fuerza extraña sobre la carcasa de la turbina.

3.2. Desplazamiento excesivo del rotor por mal estado del cojinete de empuje o axial

Si el cojinete de empuje sufre un desgaste en exceso, el eje de la turbina puede desplazarse en la dirección axial más de su límite permitido, aplicando una fuerza adicional sobre el acoplamiento del reductor y sobre el propio reductor. Un tope que forma parte del eje llamado collarín apoya sobre este cojinete. Para evitar que se aplique sobre el acoplamiento esta fuerza adicional, un sensor inductivo mide la posición del eje, y especialmente de ese tope en todo momento, y cuando éste supera el valor previsto por el fabricante, se produce en primer lugar una alarma en el sistema de control de la turbina. Si el desplazamiento aumenta todavía más, la alarma se transforma en disparo, y el sistema de control para la turbina por seguridad.





3.3. Fallos diversos de la instrumentación

Un fallo erróneo de la instrumentación suele estar detrás de uno de cada tres problemas detectados por el sistema de control. Entre los fallos habituales detectados erróneamente por la turbina de vapor están los siguientes:

- Alto nivel de vibraciones.
- Desplazamiento del eje superior al límite.
- Temperaturas y/o presiones del vapor fuera de límites.
- Temperaturas y/o presiones del aceite de lubricación fuera de límites.
- Indicación incorrecta de la velocidad de la turbina.

El fallo de la señal puede provenir del elemento sensor o del acondicionador de señal (transmisor de señal). Tanto uno como otro tienen una probabilidad de fallo similar.

3.4. Vibración en reductor

El reductor no es más que un conjunto de engranajes de diferentes diámetros y número de dientes cuya función es reducir adaptar el número de revoluciones por minuto de la turbina de vapor y el alternador. Por tanto, cualquiera de las causas que provocan vibración en una máquina rotativa pueden provocar la vibración del reductor, que puede transmitirse a la turbina y provocar el paro de ésta.

Entre las causas comunes del aumento del nivel de vibración en un reductor están:

- Mal estado de cojinetes o rodamientos de uno de los dos ejes (eje rápido o de entrada y/o eje lento o de salida). Esta es la causa más frecuente de este fallo.
- Desequilibrios, debidos a defectos en los dientes de piñones, mal estado de eje, etc.

- Problemas en la lubricación (falta de caudal o de presión, presencia de partículas extrañas o presencia de agua).
- Mal alineamiento con cualquiera de los otros dos elementos del conjunto generador (alternador o turbina).
- Mal estado de alguno de los dos ejes (el de entrada o el de salida).
- Problemas en la bancada o problemas de sujeción del reductor a ésta.

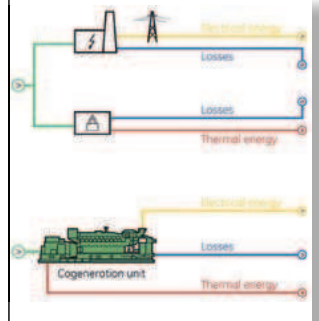
3.5. Vibración en alternador

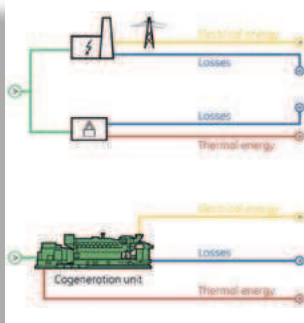
El alternador es una máquina muy sencilla, y por tanto, el número de problemas que suele dar es también pequeño. Una vibración en el alternador puede estar provocada por:

- El centro magnético del alternador no coincide con el centro mecánico.
- Mal estado de cojinetes o rodamientos del eje (ésta es con diferencia la causa más frecuente).
- Curvatura del eje.
- Defecto en el eje.
- Problemas de lubricación, como exceso de grasa en rodamiento, no renovación de la grasa del rodamiento, mal estado de ésta, grasa inadecuada o presencia de partículas extrañas en la grasa.
- Problemas en la bancada o de sujeción del alternador a ésta.

3.6. Fuga de vapor

Una fuga de vapor por los sellos de la turbina, que pueden ser de carbón o laberínticos, además de provocar una pérdida de rendimiento (se escapa energía útil) puede provocar otras averías mayores: el vapor puede entrar en el circuito de lubricación o la fuga de vapor puede calentar excesivamente algún elemento que no





Guía de la Cogeneración

esté preparado para soportar ese calor adicional (la instrumentación, por ejemplo).

La inspección periódica de los sellos y la reparación inmediata del problema en cuanto se detecta la fuga son las mejores tareas de mantenimiento para prevenir este fallo.

3.7. Funcionamiento incorrecto de la válvula de control

La válvula de control, que regula el caudal de entrada de vapor a la turbina, y su sistema hidráulico suelen ser responsables de un gran número de incidencias, que provocan intervenciones correctivas y pérdidas de disponibilidad. Se observa en el equipo un funcionamiento errático de la turbina, abriendo la entrada de vapor o cerrándola cuando no corresponde, o vibrando de forma anormal.

Es conveniente mantener en buen estado el grupo hidráulico al que suele estar conectado el aceite de control de esta válvula. Un mantenimiento programado periódico se hace imprescindible para el buen funcionamiento de la turbina, así como un análisis del aceite hidráulico de control. Un aceite inadecuado o una temperatura muy alta o muy baja de este aceite también pueden causar problemas en esta válvula.

Por último, en muchas ocasiones el problema no está en la válvula, sino en el sistema de control, que da orden de abrir o cerrar de acuerdo a otras señales que está recibiendo. Se hace necesario, pues, un conocimiento muy exhaustivo del sistema de control y sus señales. Así, el mal estado del detector inductivo que mide las revoluciones de la turbina puede estar detrás a veces de un funcionamiento errático de la válvula de control.

3.8. Dificultad o imposibilidad de la sincronización

Para que se produzca el acoplamiento entre el alternador accionado por la turbina y la red eléctrica es necesario que ambos estén sincronizados. Para ello, es necesario que ambos giren a la misma velocidad. Cuando hay problemas en el proceso de sincronización, puede deberse a un problema cuyo origen está en la válvula de admisión de vapor.

Si revisada esta se comprueba que su funcionamiento es correcto, puede ser debido a un problema de ajuste de PID² de la válvula de admisión. Es posible igualmente que el problema esté localizado en el equipo de sincronización. También es posible que el problema tenga su origen en el alternador porque las tensiones de generación y red no coincidan. Por último es posible que haya un problema en el control, que la turbina gire a una velocidad distinta (ligeramente superior o inferior) a la velocidad de sincronismo.

3.9. Funcionamiento incorrecto de la válvula de cierre

Esta válvula, que suele estar antes de la válvula de control es una válvula todo-nada. En su posición 'cerrado' puede dejar pasar algo de vapor que puede afectar al equipo. Es conveniente comprobar periódicamente, aprovechando una revisión de la instalación, que esta válvula y sus elementos internos de cierre se encuentran en buen estado.

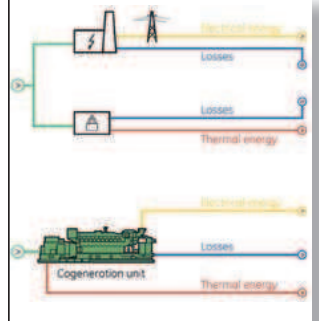
3.10. Bloqueo del rotor por curvatura del eje

Las holguras entre los álabes fijos (toberas) y móviles de la turbina son muy pequeñas. Si el eje se curva por cualquier razón, especialmente por paradas de la turbina sin mantener el sistema virador en marcha, la curvatura del eje puede ser suficiente para que álabes fijos y móviles topen y se impida el movimiento del rotor.

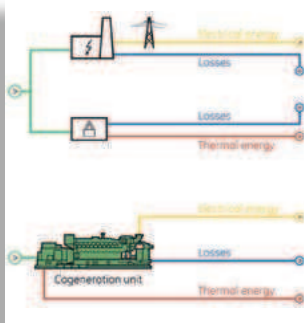
4. Fallos en caldera

Los fallos más habituales en caldera suelen ser los siguientes:

- Fugas en válvulas. Las más propensas son las que soportan unas condiciones de trabajo más difíciles, esto es, las válvulas de control de la zona de alta presión, en caso de que la turbina tenga varios niveles de presión. Las fugas en las válvulas de seguridad y en las de drenaje son también habituales.



2 Un controlador PID (Proporcional Integral Derivativo) es un sistema de control que, mediante un actuador, es capaz de mantener una variable o proceso en un punto deseado dentro del rango de medición del sensor que la mide. Es uno de los métodos de control más frecuentes y precisos dentro de la regulación automática.



Guía de la Cogeneración

- Fallos en la instrumentación (lazos de control de nivel de agua en los calderines, lazos de presión, lazos de caudal y lazos de temperatura).
- Fugas de vapor y de agua por tuberías externas.
- Roturas internas en haces tubulares (pinchazos) y colectores. Estas roturas suelen tener su origen en corrosiones, fatiga del material, defectos de construcción y defectos de diseño.
- Obstrucción de filtros.
- Fallos en los motores y en las bombas de agua de alimentación.
- Desprendimiento y deterioro del material aislante (calorifugado), que hace que los humos, con energía térmica aprovechable, salgan al exterior por sitios inapropiados.

5. Fallos en el ciclo agua-vapor

Los fallos habituales relacionados con el ciclo agua-vapor son los siguientes:

- Fugas en tuberías.
- Fallos de válvulas motorizadas.
- Fallos en válvulas manuales.
- Mal funcionamiento de las válvulas de derivación (*by-pass*).
- Obstrucción de válvulas de atemperación.
- Fallos en válvulas de purga.
- Suciedad en el condensador.

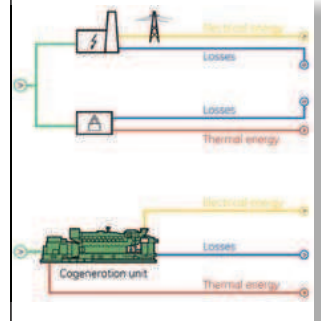
6. Fallos en el sistema de agua de refrigeración

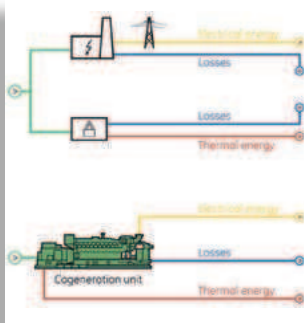
En las plantas con un sistema de refrigeración semiabierto (con torre de refrigeración), los principales fallos que pueden ocurrir son los siguientes:

- Fallos en las bombas de agua de reposición a la torre.
- Roturas y obstrucciones en el circuito de reposición y en el de purga de la torre, y en válvulas de dichos circuitos.
- Fallos en válvulas en el circuito de reposición y en el de purga de la torre.
- Fallos en bombas de impulsión al condensador.
- Roturas y obstrucciones en el circuito de impulsión al condensador, y en las válvulas de dicho circuito.
- Desequilibrio en las aspas de ventiladores.
- Fallos en el sistema de transmisión de movimiento desde el motor al ventilador.
- Fallos en los variadores electrónicos que controlan los ventiladores.
- Fallos en el control de nivel de la torre.
- Corrosiones e incrustaciones en el circuito.

En las plantas con sistema de refrigeración basado en aerocondensadores los fallos más habituales son:

- Desequilibrio en las aspas de los ventiladores.
- Fallos en el sistema de transmisión de movimiento desde el motor al ventilador.
- Fallos en los variadores que controlan los ventiladores.
- Fallos en la instrumentación de control de temperatura.





Guía de la Cogeneración

- Roturas en tuberías de los haces tubulares.
- Incrustaciones en el interior de tuberías del aerocondensador.
- Fallos en válvulas del aerocondensador.

7. Fallos en la estación de gas (ERM)

Los fallos más comunes son los siguientes:

- Válvulas que no funcionan correctamente.
- Fallos en el sistema de calentamiento de gas.
- Fugas de gas por soldaduras de tubos o por válvulas. El fallo más importante que puede ocurrir es la fuga de gas con incendio de éste.

8. Fallos en el alternador

Los fallos que suelen presentarse en los alternadores de las plantas de cogeneración suelen ser:

- Fallo en el ventilador que refrigera el equipo.
- Vibraciones en el rotor.
- Alta temperatura en cojinetes.
- Bloqueo del eje rotor, como caso extremo del fallo anterior.
- Fallos en el sistema de excitación.
- Cortocircuito en bobinados, por defectos o deterioro del aislamiento.

9. Fallos en equipos de absorción

Los fallos típicos de estos equipos son los siguientes:

- Cristalización de la disolución de bromuro de litio.

- Perforación de alguno de los haces tubulares de los intercambiadores.
- Fallo en la bomba de vacío.

10. Fallos en sistemas eléctricos

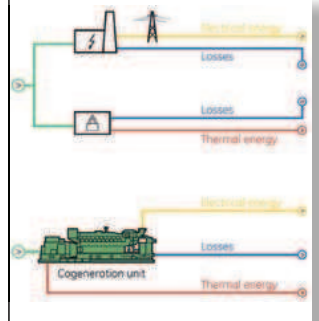
A continuación se exponen las averías más típicas a que están sometidos los sistemas eléctricos, tanto de alta tensión como de baja, de una planta de cogeneración:

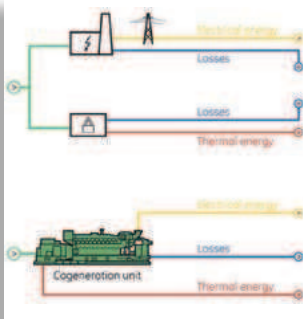
- Fallos en las protecciones del transformador principal, de servicio o auxiliares.
- Alta temperatura en los transformadores principales, por fallo en la ventilación.
- Fallo en el cambiador de carga de transformadores.
- Fallo mecánico en el interruptor principal o en los seccionadores.
- Fallo en la medida de energía importada/exportada.
- Fallo en las protecciones de la línea.
- Rotura o derivación de la línea de alta tensión desde el interruptor principal hasta la subestación de la red eléctrica.

11. Fallos en el sistema de control

El sistema de control de la planta suele ser un elemento robusto y fiable. No obstante, pueden producirse algunos fallos achacables a este sistema:

- Fallo en la alimentación eléctrica de los sistemas de control.
- Fallos provocados por unas condiciones ambientales de la sala de control inadecuadas, como son temperatura, humedad, suciedad, vibración.





Guía de la Cogeneración

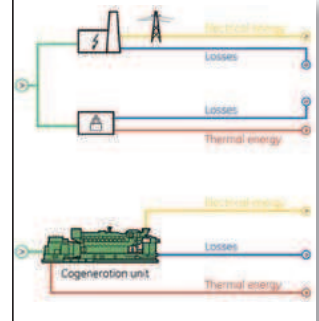
- Bloqueo del sistema de control por causas informáticas.
- Deficiente calibración de lazos de control.

12. Bibliografía

- SANTIAGO GARCÍA GARRIDO (2010): *Averías habituales en plantas de co-generación*. Editorial Renovetec.
- SANTIAGO GARCÍA GARRIDO Y DIEGO FRAILE CHICO (2008): *Cogeneración: Diseño, Operación y Mantenimiento de Plantas*. Editorial Díaz de Santos.
- SANTIAGO GARCÍA GARRIDO, DIEGO FRAILE CHICO Y JAVIER FRAILE MARTÍN (2010): *Motores alternativos de gas*. Editorial Renovetec.
- SANTIAGO GARCÍA GARRIDO (2003): *Organización y gestión integral de mantenimiento*. Editorial Díaz de Santos.

9

MEJORAS DE EFICIENCIA EN PLANTAS DE COGENERACIÓN EXISTENTES

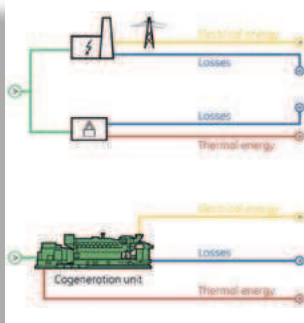


PRODUCCIÓN SEPARADA		COGENERACIÓN
CENTRAL ELÉCTRICA	INSTALACIÓN PROPIA	INSTALACIÓN PROPIA
<p>Energía Eléctrica 100 Unidades</p> <p>TRANSMISIÓN RED $\rho = 0,95$</p> <p>Energía Eléctrica 105 Unidades</p> <p>GENERACIÓN C.C. $\rho = 0,55$</p> <p>COMBUSTIBLE 191 Unidades</p>	<p>Calor Útil 113 Unidades</p> <p>GENERACIÓN CALDERA $\rho = 0,90$</p> <p>COMBUSTIBLE 126 Unidades</p>	<p>Energía Eléctrica 100 Unidades</p> <p>ALTERNADOR $\rho = 0,35$</p> <p>Calor Útil 113 Unidades</p> <p>RECUPERADOR $\rho = 0,40$</p> <p>COMBUSTIBLE 286 Unidades</p>
CONSUMO ENERGÍA PRIMARIA = 317 U,		AHORRO ENERGÍA PRIMARIA = 31 U, (10%)

1. Introducción

Al reflexionar sobre la posibilidad de mejorar la eficiencia en las plantas de cogeneración ya existentes, debe tomarse en consideración las características y condiciones en que fueron diseñadas.

- Sin excepción, implantan las “Mejores Tecnologías Disponibles” (M.T.D.) utilizables en cada momento.
- Son unidades concebidas a medida, de forma individual, para adaptarse tanto a la legislación vigente como a las necesidades de los procesos térmicos a los que han de surtir el calor útil.



Guía de la Cogeneración

- El equipo motor –de combustión interna o externa- es de elevada tecnología, por lo común muy ajustado a las especificaciones de consumo y prestaciones, de difícil modificación.

Estas condiciones de diseño garantizan que la instalación es la más apropiada a cada situación particular, si bien dificultan en gran medida la posibilidad de introducir modificaciones posteriores para incrementar su eficiencia. Esto no implica la ausencia de continuos progresos en equipos y métodos de trabajo; de hecho existen al menos dos circunstancias donde se incorporan:

- A lo largo de la vida de las unidades, los suministradores del equipo conciben algunos avances que pueden acoplarse sin gran dificultad a los equipos originales, pero suelen estar orientadas hacia factores tales como: mejora del mantenimiento, mayores intervalos entre revisiones, sistemas de control más robusto, etc.
- Cuando se produce la ampliación de tamaño, esto se realiza montando un módulo completo, que funciona en paralelo con el más antiguo (aunque puede compartir algunos accesorios). Por descontado, la nueva instalación reúne los últimos avances en la tecnología, por lo que, las más de las veces, proporciona mayor eficiencia que el existente.

La conclusión extraída de las anteriores reflexiones es que una vez implantada la planta de cogeneración, durante su vida útil no suele alterarse los equipos principales, a excepción de ligeros cambios, más relacionados con mantenimiento y conservación que con el aumento de eficiencia.

En apoyo de lo expuesto, que podía suscitar ciertas reticencias, incluimos a continuación la autorizada opinión del IDAE, que en el documento “Plan de Acción 2008 – 2012” afirma lo siguiente¹:

“En lo que se refiere a mejora de la eficiencia energética de las cogeneraciones existentes, dicha eficiencia está ligada a la modernización y/o sustitución de los equipos principales en función de su vida útil. Esta vida útil depende de diversos factores relacionados con la tecnología utilizada y horas de funcionamiento de la instalación. Como dato representativo se puede considerar una durabilidad de 100.000 horas de

¹ Plan de acción 2008-2012: Marco sectorial. Transformación de la energía. IDAE, julio 2007.

funcionamiento con la realización de una revisión de tipo 'overhaul' a las 60.000 horas, lo que asociado a un funcionamiento medio anual en torno a las 6.200 horas, supone una vida útil en torno a los 16 años".

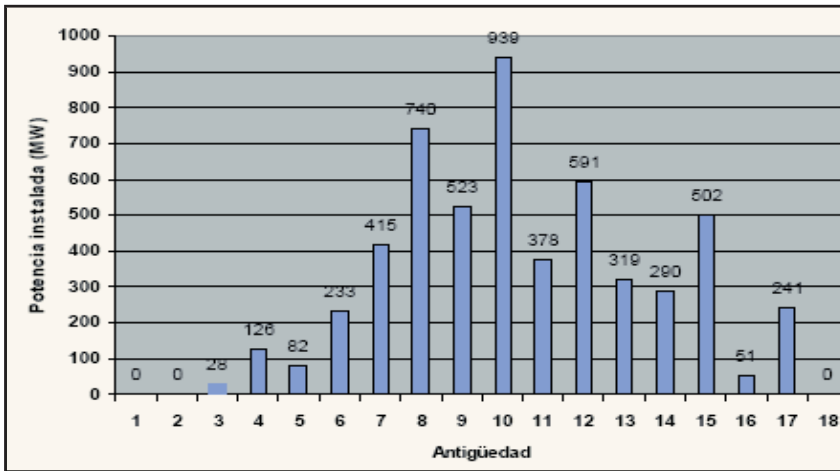


Figura 1. Antigüedad del parque de cogeneración en España. Año base: 2007. Debe leerse: en 2007 hay 939 MW con 10 años de operación.

Según la Fig.1 en el año 2007 la mayor parte de las instalaciones superan los diez años de antigüedad y cerca del 40% rebasan los 14 años, por lo que debería producirse una pronta renovación del parque existente.

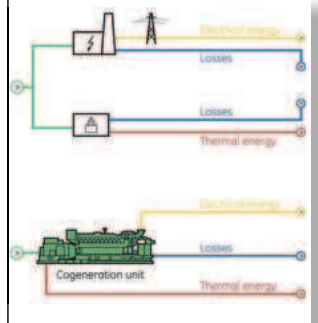
1.1. Algunas excepciones

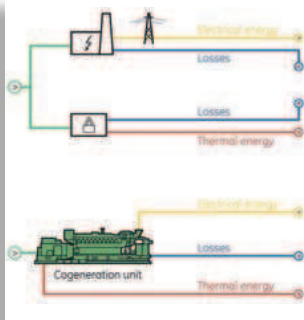
A pesar de lo dicho en el apartado precedente, no es de extrañar que, entre cerca de 900 instalaciones de cogeneración existentes en España, se hayan producido situaciones de todo tipo. En particular, se tiene noticia de ciertas ampliaciones en las que el equipamiento nuevo ha incorporado modificaciones sustanciales con aumento de la eficiencia conjunta. Como ejemplo, cabe citar:

- Refinería de petróleo:

Sustitución completa de una central térmica de cogeneración/autogeneración por cogeneración con turbina de gas.

Ha de observarse que, en adición al incremento de eficiencia, se produjo una notable reducción en las emisiones a la atmósfera.





Guía de la Cogeneración

- Refinería de petróleo:

Instalación de una segunda turbina de gas, donde el vapor se genera a presión de 105 bar, frente a 20 bar de la anterior planta.

Junto al incremento en eficiencia, energética y exergética, se integró el nuevo equipo con la red de vapor de muy alta presión, que se tradujo en mayor seguridad de la operación, reduciendo la probabilidad de incidencias graves.

- Industria láctea:

Ampliación de la instalación existente con una nueva turbina de gas de concepto innovador—la primera de su clase en España—consiguiendo una mayor eficiencia en la generación de energía eléctrica.

Junto al efecto principal, también se diseñó una reforma del sistema de enfriamiento del aire de admisión al compresor.

A causa de la limitación de espacio, solamente se describirá con detalle el tercer caso. La justificación a esta elección se halla en la facilidad para replicar el ejemplo, actuación menos probable con las específicas estructuras de las refinerías.

2. Planta de trigeneración en COVAP

El Instituto para la Diversificación y el Ahorro de la Energía (IDAE), fomenta la implantación de proyectos que contribuyan a los fines expresados en su denominación.

En este marco, ha formado una Unión Temporal de Empresas (UTE) con la Sociedad Cooperativa Andaluza del Valle de los Pedroches (COVAP).

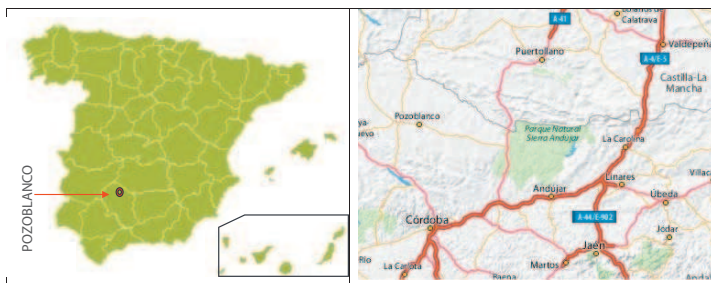


Figura 2. Emplazamiento de COVAP.

El objetivo de la agrupación es la construcción y puesta en servicio de una instalación de trigeneración en las nuevas instalaciones de la factoría para tratamiento y envasado de productos lácteos, que COVAP tiene montada en la localidad de Pozoblanco, núcleo principal del Valle de los Pedroches, interesante comarca natural localizada en el norte de la provincia de Córdoba.

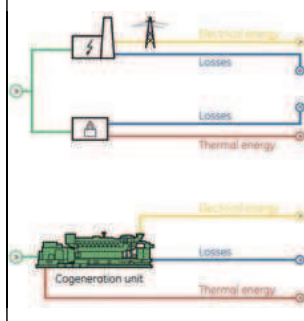


Foto 1. Vista aérea de las nuevas instalaciones de COVAP.

Como es conocido, la UTE es uno de los posibles mecanismos de financiación y atenuación de riesgos, que las empresas pueden escoger a la hora de acometer nuevas inversiones.

La modalidad está particularmente adaptada para inversiones en equipamiento energético de empresas cuya principal actividad sea diferente al negocio energético.

El IDAE lo ha utilizado en más de 50 ocasiones (datos de 2005), con preferencia en proyectos que impliquen algún tipo de innovación.

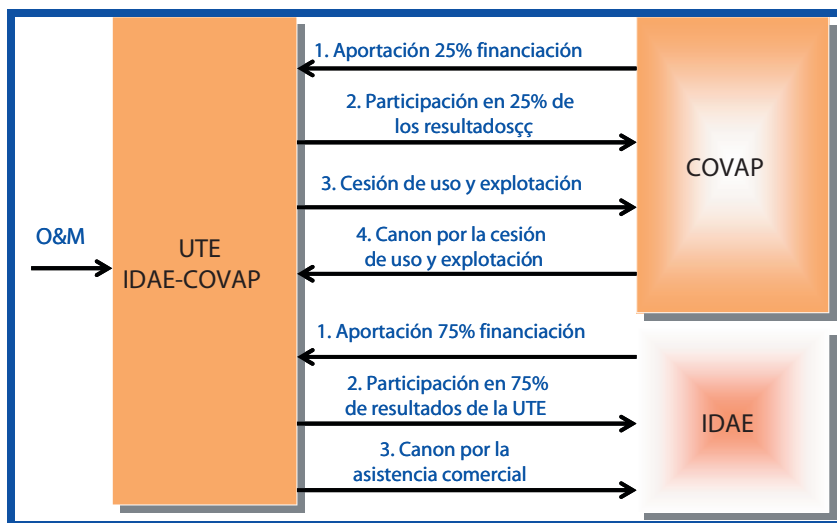
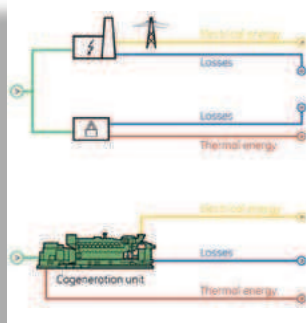


Figura 3. UTE IDAE-COVAP. Relaciones entre los participantes.

El carácter innovador de este proyecto consiste en demostrar la viabilidad de la cogeneración en un entorno difícil. En el caso aquí reseñado, algunos de los condicionantes más relevantes, junto a las soluciones arbitradas, se indican en el diagrama de la Fig. 4.

Sobre las características del proyecto, y los buenos resultados conseguidos, en su día se realizó una campaña divulgativa de cierta importancia².

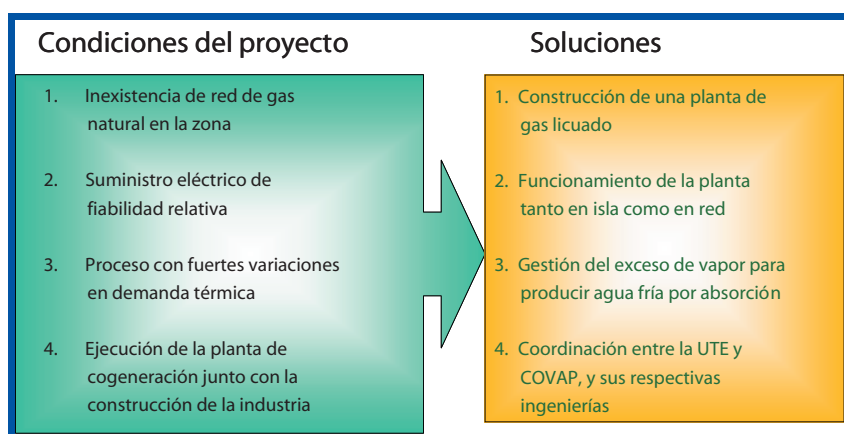



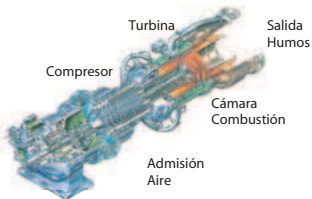
Figura 4. UTE IDAE-COVAP Condiciones del proyecto.

2 Un ejemplo de generación distribuida en la industria: Planta de cogeneración UTE IDAE – COVAP. Miguel Manrique de Lara. Seminario de Gestión Ambiental. Pamplona, 27 de abril de 2005.

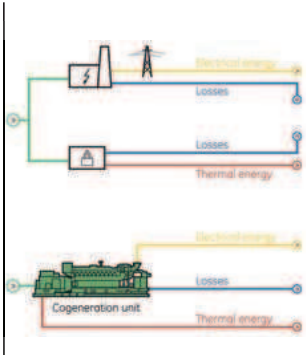
2.1. Planta original

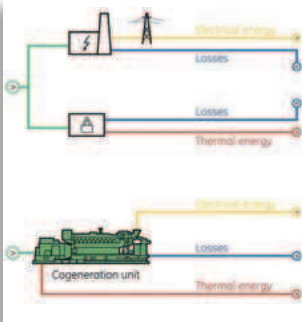
La primera instalación de trigeneración se inauguró en abril de 2002; sus características y propiedades fueron divulgadas con amplitud. Las principales se muestran en la Tabla 1.

Tabla 1. Características de la planta original.

Tipo de proyecto	Instalación de trigeneración
	Utiliza Gas Natural Licuado (GNL) para lo que se monta el correspondiente equipo de almacenamiento y regasificación.
	Turbina de gas TURBOMACH, Centaur 50, en ciclo simple, de 4,3 MW (ISO), 3,8 MW (medio) en Pozoblanco. Consumo de gas natural (ISO) $3,41 \text{ kWh}_{Te} / \text{kWh}_{El}$
Enfriamiento de aire admisión	Se instala un enfriador evaporativo en la aspiración al compresor de la turbina.
Producción de vapor	Generador de vapor de recuperación con postcombustión asociado a la turbina, con una capacidad de generación de unas 10,2 t/h de vapor a 15 bar mediante aprovechamiento de los gases de la turbina, o 20 t/h de vapor a 15 bar con ayuda de la postcombustión.
Generación de frío industrial	Máquina de absorción amoníaco/agua con potencia refrigerante de 1500 kW

La experiencia ha resultado todo un éxito, cubriendo todos los objetivos propuestos. En el año 2004, la disponibilidad fue del 98%. Trabajó 6.735 horas, en las que generó 24.679 MWh, junto a 62.803 toneladas de vapor (con postcombustión) y 6.207 MW de enfriamiento en el circuito de glicol. Por otra parte, se redujeron las incidencias originadas en la alteración del suministro exterior de energía eléctrica.





2.2. Ampliación

Animados por los excelentes resultados, y con objeto de dar también servicio a matadero y fábrica de piensos, los componentes de la UTE decidieron expandir la instalación, aprovechando la oportunidad para mejorar la eficiencia eléctrica.

La segunda fase de la cogeneración, objeto de este trabajo, ha sido diseñada conforme a las características mostradas en la Tabla 2.

Tabla 2. Ampliación de la planta.

Tipo de proyecto	Aumento de potencia y eficiencia eléctrica en la Instalación de trigeneración existente
<p>Diagrama de corte transversal de una turbina de gas TURBOMACH Mercury 50. Las etiquetas incluyen: REGENERADOR, Admisión Aire, Compresor, Turbina, Cámara Combustión y Salida Humos.</p>	<p>Turbina de gas TURBOMACH, Mercury 50, en ciclo regenerativo, de 4,1 MW (ISO), 3,8 MW (medio) en Pozoblanco</p> <p>Consumo de gas natural (ISO)</p> $2,60 \text{ kWh}_{Te} / \text{kWh}_{El}$
Enfriamiento de aire admisión	Se enfría mediante un circuito cerrado de glicol, que aprovecha el calor de evaporación del GNL.
Producción de vapor	Generador de vapor con postcombustión asociado a la nueva turbina MERCURY-50, con una capacidad de generación de 5,4 t/h de vapor a 15 bar mediante recuperación de los gases de la turbina, o 20 t/h de vapor con ayuda de la postcombustión



2.2.1. Resultados comparados de ambas fases

Es esperable para la nueva turbina una disponibilidad similar a la ya experimentada, reduciendo el consumo específico de gas natural.

Tabla 3. Valores instantáneos del ciclo simple (30 de junio de 2009, 11:00 h.) y diseño del regenerativo.

Variable	Unidad	Ciclo simple	Ciclo regenerativo
Potencia Eléctrica	kW	3.599	3.800
GNL a turbina (10,65 kw/Nm³)	Nm³/h	1.305	932
GNL a postcombustion	Nm³/h	191	0
Producción de vapors (11,8 bar)	t/h	13,3	5,4
Temperatura aire admisión	°C	19,0	17
Presión salida compresor	bar	8,4	7,0
Temperatura entrada a caldera	°C	505	360
Rendimiento Eléctrico Equivalente	%	59,2	64,2

Como puede observarse, todas las variables significativas son mejores en el ciclo regenerativo que en el simple.

No obstante, con los datos manejados, no puede inferirse (ni es el objeto del presente trabajo) la viabilidad económica de la variante regenerativa. Además del diferente coste de los equipos, la distinta distribución energética (electricidad/calor), confiere una gran sensibilidad frente al precio de la energía eléctrica generada.

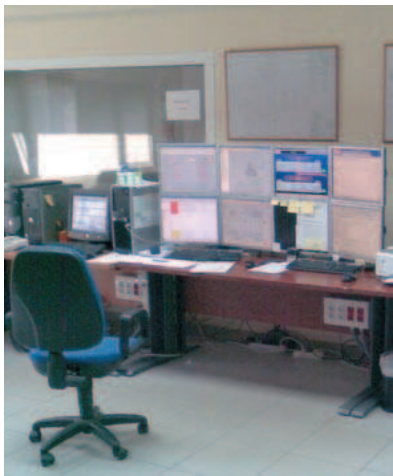
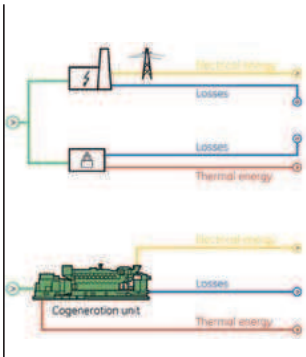


Foto 3. Detalle del panel de control.



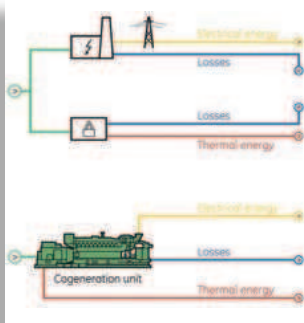


Foto 4. Detalle de la caldera de recuperación de calor.

Puesto que es el corazón de la mejora, parece oportuno presentar una sucinta introducción al ciclo regenerativo en turbinas de gas. El siguiente apartado se dedica a esta tarea.

3. Ciclo regenerativo

La característica distintiva, por la que se califica como innovador, de la ampliación llevada a cabo en COVAP es la utilización, por primera vez en España, de una turbina industrial de gas en ciclo regenerativo.

El diseño de instalaciones de cogeneración en ciclo regenerativo, frente a las convencionales de ciclo simple, permite un sensible aumento en la eficiencia de generación de electricidad -acompañado de una reducción en la térmica- pero, en conjunto, mejora el Rendimiento Eléctrico Equivalente y el Ahorro en Energía Primaria, sin apenas reducir el Rendimiento Energético Total.

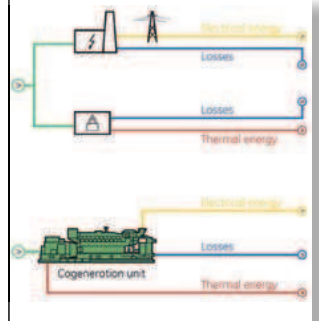
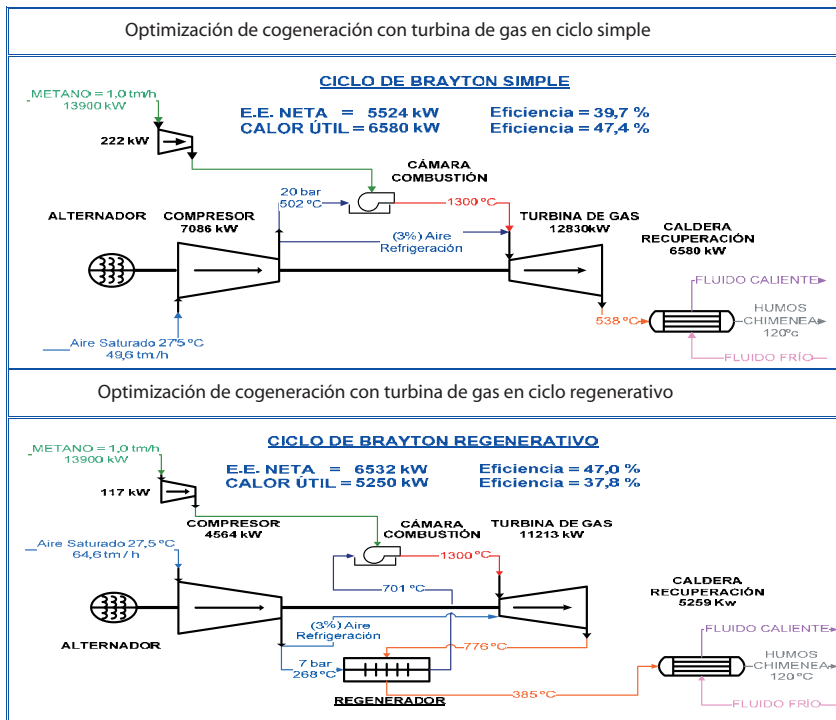


Figura 5. Soluciones obtenidas al simular la optimización de ambos ciclos.

La Fig. 5 muestra las soluciones obtenidas al simular la optimización de ambos ciclos. Para establecer condiciones termodinámicas equivalentes, se han prefijado iguales las temperaturas de entrada a la turbina³ y la de salida de gases a la atmósfera⁴. El resto de las principales variables se han dejado libres⁵.

Como puede comprobarse, tanto los resultados teóricos, Fig. 5, como industriales, Tabla 3, muestran sensibles ventajas para el ciclo regenerativo con menores contrapartidas:

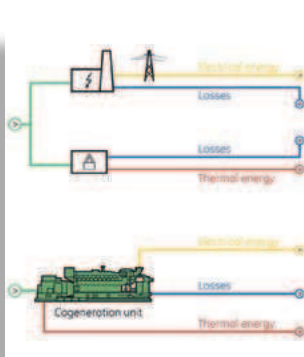
- Mejora de la eficiencia eléctrica⁶.
- Reducción en la eficiencia térmica.

3 Es conocido que, aumentando esta temperatura crece la eficiencia del ciclo; en la práctica viene limitada por la resistencia mecánica de los materiales de construcción del primer rodete de álabes en la turbina de gas.

4 En último término, el valor de esta variable, junto con el caudal de humos, son los principales determinantes (junto a rozamientos, radiación/convección, etc) de la pérdida energética total del sistema.

5 Esta libertad conduce en el ciclo simple a presiones muy elevadas en el compresor, cuya economía sólo se justifica en instalaciones de tamaño pequeño o mediano.

6 En rigor, la diferencia es algo menor que la mostrada en el diagrama de la Fig. 5. El efluente de la turbina en el ciclo simple está a mayor temperatura, lo que permitiría generar vapor a más alta presión que en el ciclo regenerativo. Este vapor puede ser turbinado produciendo energía eléctrica o mecánica adicional.



Guía de la Cogeneración

- Práctica constancia del Rendimiento Energético Total.
- En los ciclos ideales, la relación entre eficiencia eléctrica y presión de trabajo se comporta de diferente forma. El regenerativo presenta un máximo de alrededor de 7 bar, mientras que en el simple, a temperatura de combustión próximas a 1.000 °C, crece de forma muy ligera. Esta propiedad se refleja en los equipos industriales. El ciclo regenerativo obtiene resultados más próximos a los teóricos.
- Menor tamaño de la maquinaria para igual potencia eléctrica.

3.1. Regenerador

En la Fig. 5 se aprecia con claridad la función del regenerador, que es calentar el aire de combustión procedente del compresor con el efluente de la turbina de gas.

Para conseguir un intercambio de calor significativo, la corriente de aire no debe tener temperatura muy elevada, restricción que justifica la relativa baja presión de trabajo y la consiguiente reducción en el consumo de energía del compresor.

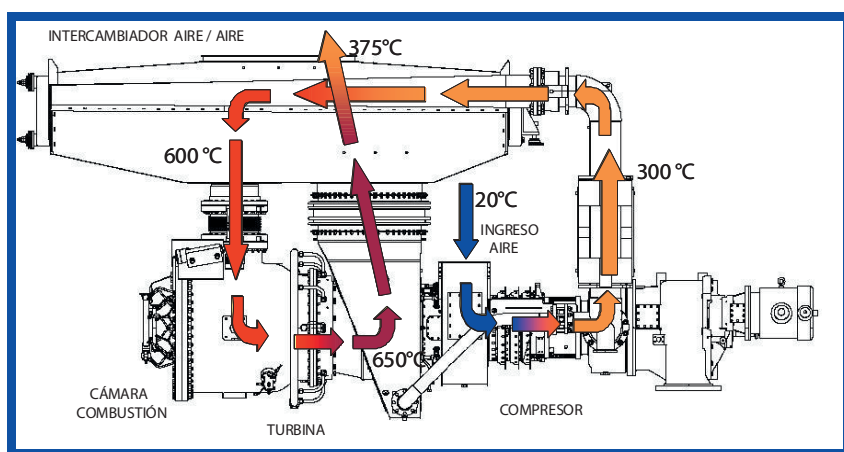


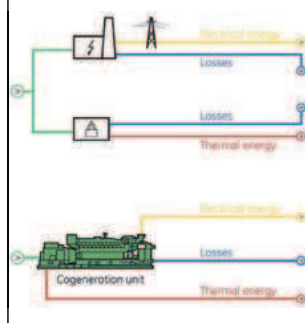
Figura 6. Diagrama del regenerador en la turbina MERCURY 50.

La posición del regenerador puede variar de unos diseños a otros. En la Tabla 2 se aprecia la solución adoptada por Turbomach para el modelo instalado en COVAP.

Para mayor claridad, la Fig. 6 ofrece un esquema riguroso de los flujos y temperaturas de las corrientes gaseosas involucradas.

4. Bibliografía

- Plan de acción 2008-2012: Marco sectorial. Transformación de la energía. IDAE, julio 2007
- Un ejemplo de generación distribuida en la industria: Planta de cogeneración UTE IDAE – COVAP. Miguel Manrique de Lara. Seminario de Gestión Ambiental. Pamplona, 27 de abril de 2005.
- Proyecto de trigeneración en una industria láctea. <http://www.idae.es/>
- B.O.CM. número 154 de 30 de junio de 2007. <http://www.madrid.org/>
- Ciclos de potencia con alta eficiencia. José Andrés Martínez. Ingeniería Química. Mayo de 2002.
- Turbogeneradores de alto rendimiento: Mercury 50 y Titan 250. Òscar Andreu. GENERA' 09. Mayo 2009.



10

MARCO REGULATORIO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES Y LA COGENERACIÓN EN EL SECTOR ELÉCTRICO ESPAÑOL

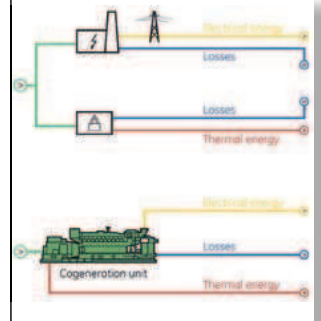
1. Introducción

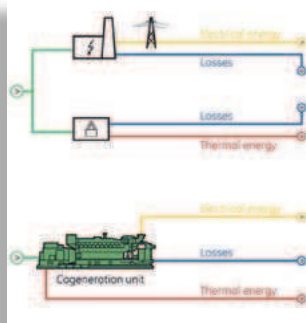
En España, la actividad de generación de energía eléctrica en régimen especial tiene un tratamiento diferenciado, con un marco regulatorio específico, tanto desde el punto de vista jurídico, como económico.

Pueden acogerse al régimen especial aquellas instalaciones cuya potencia instalada no supere los 50 MW y que además se encuentren en los siguientes casos:

- Instalaciones que utilicen la cogeneración u otras formas de producción de electricidad asociadas a actividades no eléctricas siempre que supongan un alto rendimiento energético.
- Cuando se utilice como energía primaria alguna de las energías renovables no consumibles, biomasa o cualquier tipo de biocombustible, siempre y cuando su titular no realice actividades de producción en el régimen ordinario. Entre otras, se consideran las siguientes: solar fotovoltaica, solar termoeléctrica, eólica, en tierra y marina, geotérmica, centrales hidroeléctricas y los diferentes tipos de biomasa.
- Cuando se utilicen como energía primaria residuos no renovables.

Las ventajas de las energías renovables y la cogeneración se extienden a ámbitos muy diversos. Entre otras, se pueden considerar *ventajas* de tipo industrial, de empleo, de desarrollo local y regional, de influencia positiva en la balanza de pagos, de seguridad de suministro y de mejora de la calidad ambiental. Asimismo, estas energías presentan también ciertos *inconvenientes* si se comparan con la generación convencional, derivados de su mayor coste de inversión, la dispersión en la naturaleza, la intermitencia de algunas de las energías renovables o la mayor dificultad en su operación.





Guía de la Cogeneración

La cogeneración de alta eficiencia, junto a las energías renovables, contribuye decisivamente a la garantía del suministro energético a largo plazo ya que utiliza mucho mejor los recursos fósiles limitados.

Asimismo, un modelo energético poco diversificado y excesivamente dependiente del petróleo incrementa el riesgo de desabastecimiento ante cualquier tipo de crisis de suministro. La cogeneración basada en el consumo de gas natural constituye una opción eficiente de garantía de la oferta energética en el corto plazo al ser un combustible que se encuentra mucho más diversificado geográficamente.

La cogeneración consiste en la generación simultánea de calor útil y electricidad, lo que constituye un sistema de transformación de la energía muy eficiente. Esta eficiencia contribuye a la mejora de la competitividad industrial y a la creación de empleo, lo que impulsa el crecimiento económico.

Además, la cogeneración aporta una eficiencia adicional al sistema eléctrico, al situarse próxima a los consumos de electricidad industrial o residencial, con lo que se reducen las pérdidas de energía en la red y se disminuyen las congestiones, e incluso, en ocasiones, se evitan nuevas inversiones.

Por último, y no por ello menos importante, la mayor eficiencia de la cogeneración por una parte, y la utilización generalizada del gas natural por otra, posibilita la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero y, por lo tanto, la reducción de los daños derivados del cambio climático. Estos daños tienen carácter global y afectan no sólo al presente, sino también a las futuras generaciones.

A continuación se intentará dar un breve repaso a la situación actual en España, así como a los principios fundamentales que guían la metodología regulatoria para el impulso de la utilización de las energías renovables y la cogeneración en España.

2. Situación actual

La evolución de la potencia instalada en energías renovables y cogeneración ha seguido la evolución marcada en la Fig. 1.

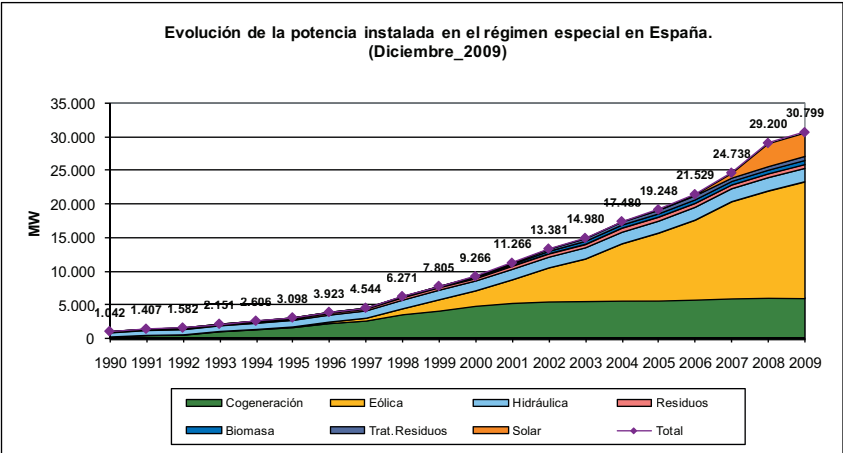
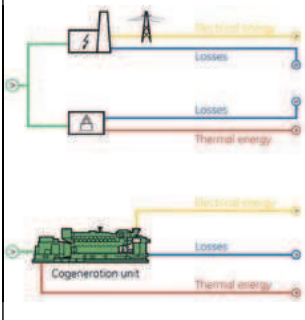


Figura 1. Evolución de la potencia instalada en el régimen especial en España.

En la Tabla 1 se muestran los datos de potencia instalada por cada una de las tecnologías, energía vendida y sobrecoste que soporta el consumidor final. (Datos totales para el año 2009).

Tabla 1. Potencia instalada por tecnologías, energía vendida y sobrecoste.

AÑO	TECNOLOGÍA	Potencia Instalada (MW)	Energía Vendida (GWh)	N.º Instalaciones	Prima equivalente (miles €)	Prima Equivalente unitaria (cent €/kWh)	Precio mercado (cent €/kWh)
2009	Cogenerac.	6.067	21.627	846	1.036.170	4,79	3,841
	Solar	3.501	6.025	51.206	2.588.151	42,96	3,805
	Eólica	17.373	36.384	757	1.554.129	4,27	3,630
	Hidráulica	1.965	5.166	931	220.569	4,27	3,893
	Biomasa	648	2.440	111	177.085	7,26	3,805
	Residuos	594	2.873	34	84.351	2,94	3,816
	Trat. Residuos	650	3.875	48	327.102	8,44	3,775
Total 2009		30.799	78.391	53.931	5.987.557	7,64	3,802

Asimismo, en la Fig. 2 se observa la comparativa entre la energía generada por la cogeneración y el resto de energías de régimen especial, en comparación con el sobrecoste para el consumidor.

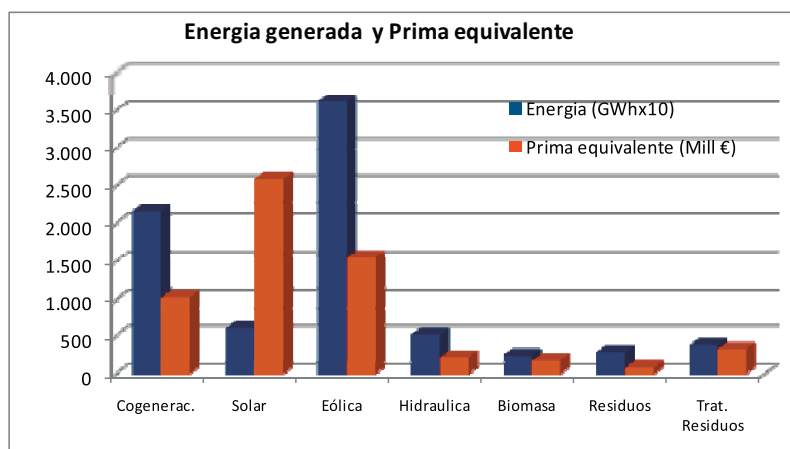
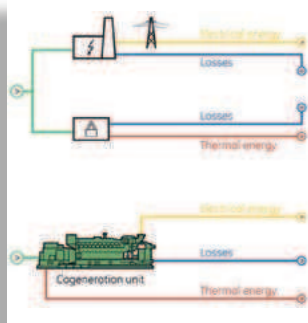


Figura 2. Comparativa entre la energía generada por la cogeneración y el resto de energías de régimen especial.

3. Evolución del marco regulatorio de la cogeneración y las energías renovables. Régimen especial

La norma básica del sector eléctrico es la Ley 54/97 de 27 de noviembre. Desde entonces se han sucedido una serie de Reales Decretos que han marcado la evolución del marco regulatorio en el ámbito del régimen especial de generación de energía eléctrica. Entre estos, cabe destacar:

- Real Decreto 2818/1998, de 23 de diciembre.
- Real Decreto 481/2002, de 31 de mayo.
- Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo.
- Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo.

Además de los citados Reales Decretos, a continuación se describe sucintamente la normativa vigente que afecta al régimen especial y en concreto a la cogeneración. Se cita dicha normativa por orden cronológico:

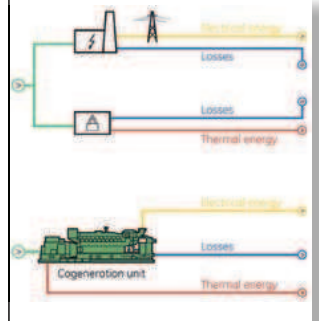
- Real Decreto Ley 7/2006, de 23 de junio, por el que se adoptan medidas urgentes en el sector energético:

- Se elimina la necesidad de autoconsumo eléctrico de las plantas que utilizan la cogeneración, primando no sólo los excedentes eléctricos, sino toda la electricidad cogenerada, lo cual es acorde con la Directiva 2004/8/CE, relativa al fomento de la cogeneración.
 - Se establece la posibilidad de que todas estas plantas (no sólo las menores de 10 MW) sean retribuidas con el complemento de una prima por encima del precio del mercado durante 10 años desde su puesta en marcha.
 - Se desvincula la variación de las primas del régimen especial de la tarifa eléctrica media o de referencia.
- Real Decreto 616/2007, de 11 de mayo, sobre fomento de la cogeneración.

Se transpone la Directiva 2004/8/CE, de cogeneración de alta eficiencia, así como la Directiva 2003/54/CE, en relación al etiquetado sobre el origen de la electricidad aspecto gestionado por la CNE a partir del 1 de diciembre de 2007.

- Orden Ministerial ITC 1522/2007, de 24 de mayo, por la que se establece la regulación de la garantía de origen de la electricidad procedente de fuentes de energía renovables y de cogeneración de alta eficiencia, donde se efectúa la transposición de las Directivas 2001/77/CE y 2004/8/CE en relación a la garantías de origen. Asimismo estas garantías de origen son gestionadas por la CNE a partir del 1 de diciembre de 2007.
- Ley 17/2007, de 4 de julio, por la que se modifica la Ley 54/97 del Sector Eléctrico.
Se extiende la prima de la cogeneración a potencias superiores a 10 MW, y a periodos superiores a 10 años
- Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico.

Se contempla la posibilidad de que la medida de la energía producida en barras de central pueda obtenerse como combinación de medidas. Como ejemplo, en la Fig. 3, la energía retribuida se podría obtener mediante combinación de las medidas de MED G y MED F.



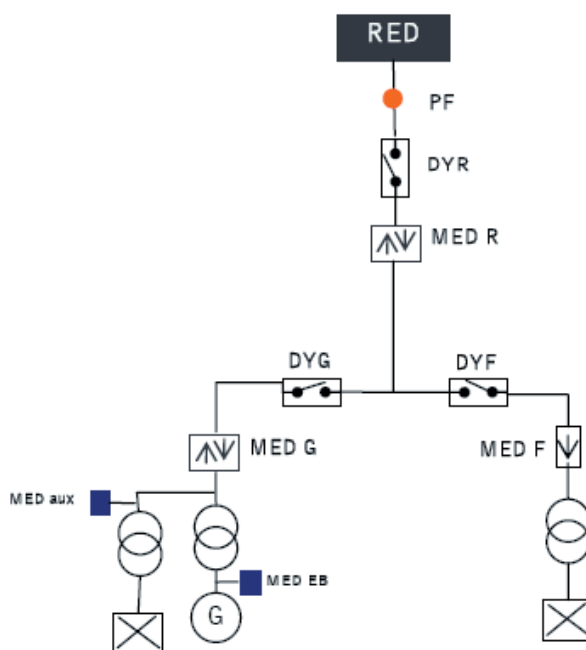
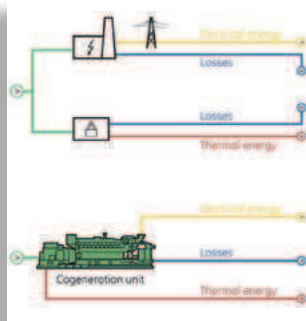


Figura 3. Ejemplo de combinación de medidas MED G y MED F.

- Resolución de 14 de mayo de 2008, de la Secretaría General de Energía, por la que se aprueba la "Guía técnica para la medida y determinación del calor útil, de la electricidad y del ahorro de energía primaria de cogeneración de alta eficiencia".

4. Metodología regulatoria para el impulso de las energías renovables y la cogeneración en España. El Real Decreto 661/2007

Para el desarrollo de las energías renovables es fundamental contar con un marco jurídico y económico estable e incentivador de las inversiones. En este sentido, en el año 2003 la CNE aprobó una metodología que fue remitida al Gobierno, y que desde entonces ha inspirado la regulación jurídica y económica del régimen especial.

A continuación se muestran los *cuatro criterios* fundamentales que a juicio de la CNE deben inspirar la regulación jurídica y económica de la producción de electricidad en régimen especial, y que se encuentran en la mencionada metodología:

4.1. Alcanzar los objetivos de planificación

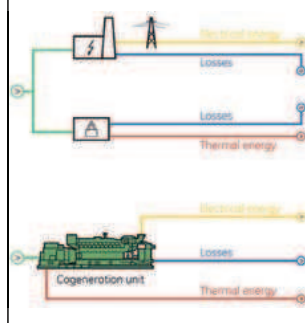
El objetivo de planificación establecido en la Disposición Transitoria decimosexta de la Ley 54/1997 es que las energías renovables cubran como mínimo el 12 por 100 de la energía primaria total en el año 2010. De acuerdo con la Directiva 2001/77/CE y con el Plan de Fomento de las Energías Renovables el objetivo anterior equivale para el sector eléctrico a suministrar con energías renovables el 30,3% de la demanda de electricidad en 2010.

En concreto, los objetivos establecidos por tecnología son los del cuadro siguiente, con fecha de 2010 para tecnologías renovables, y sin fecha definida para cogeneración.

Tabla 2. Potencias objetivo

	POTENCIA OBJETIVO (MW)
Cogeneración	9.215
Solar fotovoltaica	371
Solar termoeléctrica	500
Eólica	20.155
Eólica Offshore	2.000
Hidráulica => 10 MW	2.400
Biomasa (b6 y b8)	1.317
Biomasa (b7)	250
Residuos Sólidos Urbanos	350

Además, esta penetración ha de ser incrementada en el futuro. Según el Consejo de la UE de Primavera de 2007, y el *Climate Package* presentado por la Comisión Europea el 23 de enero de 2008, el nuevo objetivo para el conjunto de la Unión Europea es alcanzar con renovables el 20 por 100 de la demanda de energía final en 2020, lo que supone para el sector eléctrico español alcanzar con renovables una cuota aproximada del 40%.



Guía de la Cogeneración

En la Fig. 4 se muestra la relación entre la producción de régimen especial y la demanda total de electricidad, así como la evolución de ambas magnitudes.

Por otra parte, se considera que los incentivos económicos son fundamentales para el fomento de las distintas tecnologías, siempre que éstos sean suficientes para el desarrollo de las inversiones. En determinados casos se justifican incluso incentivos que lleven a rentabilidades superiores a las estrictamente necesarias para el acometimiento del proyecto, de tal forma que se puedan alcanzar en plazo los objetivos establecidos en la planificación.

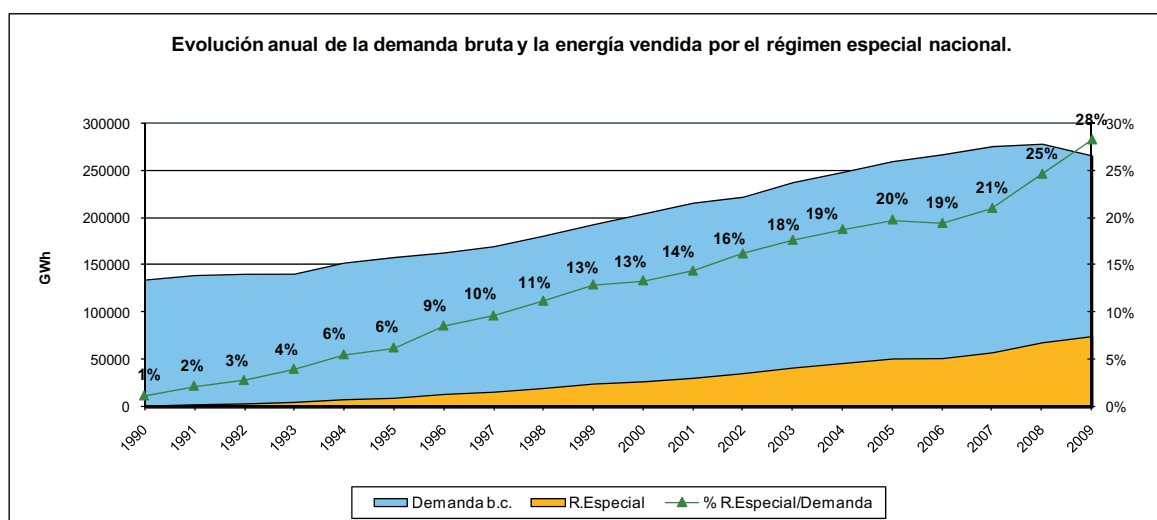


Figura 4. Evolución anual de la demanda bruta y la energía vendida por el régimen especial nacional.

Según el vigente Real Decreto 661/2007, los incentivos económicos se otorgan según las dos opciones con las que cuentan las instalaciones que utilizan las energías renovables y la cogeneración de alta eficiencia: en forma de tarifa regulada (con garantía de compra por parte del sistema), o en forma de prima, adicional al precio del mercado. Las instalaciones pueden elegir libremente ubicarse en una opción u otra por un periodo mínimo de un año.

El establecimiento en la normativa sectorial de *incentivos económicos, por tecnologías, junto a objetivos de capacidad instalada, cons-*

tituyen un importante instrumento de política energética y ambiental, que orienta la toma de decisiones de los inversores en un marco regulatorio liberalizado como el que corresponde a la actividad de producción de electricidad.

Como ejemplo, en la Fig. 5 se detallan las distintas primas establecidas para la cogeneración, en función del tamaño de la instalación generadora, así como de otras tecnologías de régimen especial.

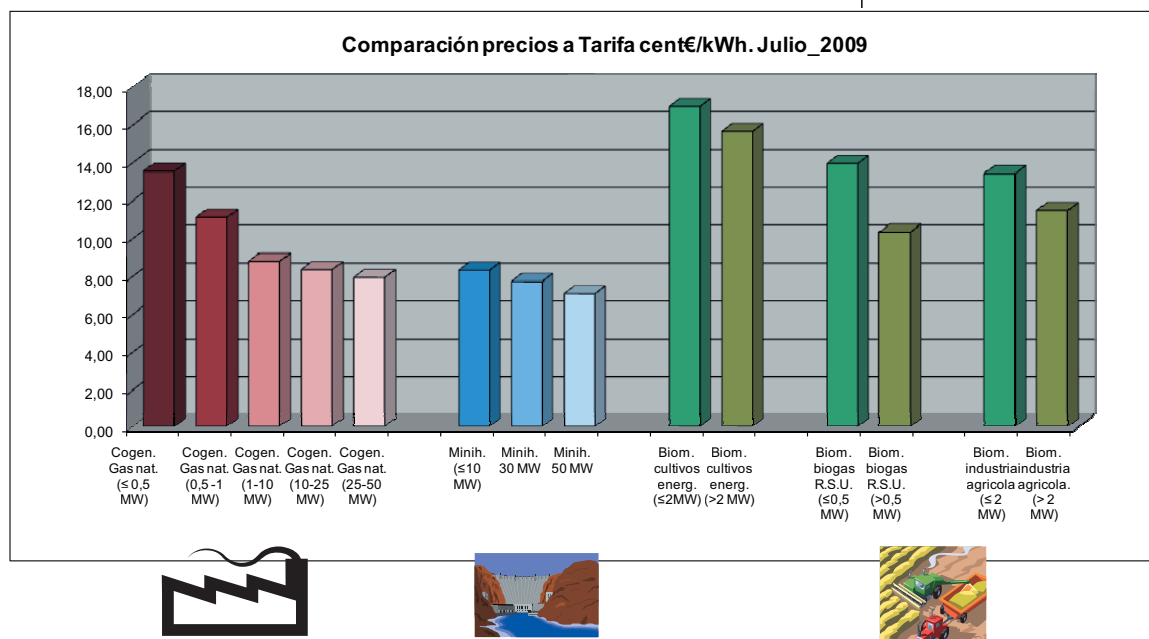
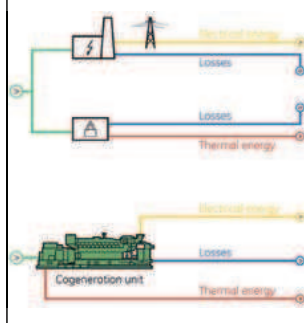
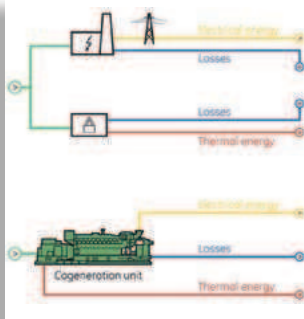


Figura 5. Primas establecidas para la cogeneración.

4.2. Minimizar la incertidumbre regulatoria

La estabilidad y la predictibilidad de los incentivos económicos (tarifas y primas) reducen la incertidumbre regulatoria, lo que incentiva las inversiones en nueva capacidad para abordar sus proyectos, al tiempo que minimiza el coste de financiación, reduciéndose, de este modo, el coste final para el consumidor.

La innovación regulatoria debe llevarse a cabo con ciertas garantías y cautelas (períodos transitorios de adaptación a los nuevos regímenes,



Guía de la Cogeneración

en su caso medidas compensatorias, etc.) que amortigüen, moderen y minimicen en lo posible la defraudación de eventuales expectativas generadas por la normativa anterior.

Sin perjuicio de ello, la regulación ha de ofrecer garantías suficientes para conseguir que los incentivos económicos sean estables y predecibles *durante toda la vida de la instalación*.

No obstante, es conveniente también fijar mecanismos transparentes para:

- La actualización anual de los incentivos, asociando las actualizaciones a la evolución de índices robustos (como el IPC, los bonos a diez años, etc.).*
- Revisiones periódicas, cada cuatro años, con el fin de ir adaptando el nivel de los incentivos a la curva de aprendizaje de cada tecnología. Por seguridad jurídica, estas revisiones sólo deben afectar a las nuevas instalaciones.*

En concreto, este criterio se encuentra plasmado actualmente en el artículo 44 del RD 661/2007:

- Las revisiones de los incentivos se realizan cada 4 años (2008-2012-2016).
- Entran en vigor el 1 de enero del segundo año (en 2010, se han de fijar los incentivos para 2012).
- Sin retroactividad para instalaciones existentes (sólo nuevas a partir de 2008).

4.3. Facilitar la operación del sistema

El sistema eléctrico español debe ser explotado como un sistema aislado, dada la escasa capacidad de interconexión con Europa. En la medida en que la penetración de instalaciones de régimen especial, y en concreto, las que utilizan las energías renovables se incrementa, la seguridad del sistema puede verse afectada, dada su variabilidad en la producción.

Actualmente, el régimen especial aporta en torno a un 28% de la generación eléctrica en España. Por ello, *deben establecerse requisitos e incen-*

tivos que promuevan, en lo posible, la aportación de servicios complementarios y mejoras en la calidad de la energía producida por este tipo de instalaciones. Estos requisitos o incentivos se encuentran actualmente recogidos en el Real Decreto 661/2007, y podemos destacar entre ellos:

- a) La obligación del suministro de programas de funcionamiento y su cumplimiento (dado que se producen penalizaciones por los desvíos entre el programa y la producción real).
- b) La adscripción obligatoria de instalaciones de generación a centros de control conectados con el operador del sistema.
- c) El establecimiento de incentivos económicos para controlar la producción o absorción de energía reactiva como una medida indirecta para el control de tensión.
- d) La obligación de las tecnologías eólicas de soportar huecos de tensión, es decir, sean capaces de mantenerse conectados a la red, ante una caída de tensión en la misma, contribuyendo, al igual que otras tecnologías, a la resolución del problema y a la seguridad y estabilidad del sistema.
- e) La potestad de participar voluntariamente en otros servicios complementarios adicionales.

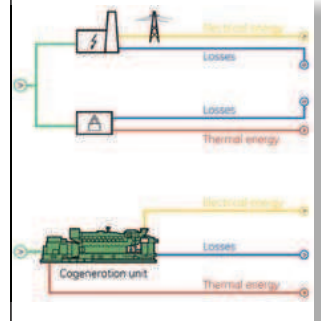
4.4. Incentivar la integración voluntaria en el mercado

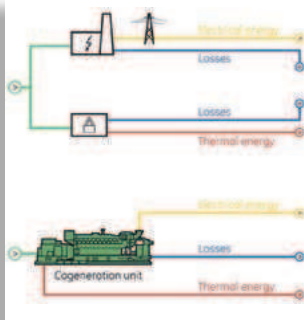
Según la normativa establecida en el mencionado Real Decreto 661/2007, las instalaciones de régimen especial pueden optar entre dos opciones de venta de su energía:

- Opción de venta a tarifa regulada: Tarifa Regulada.
- Opción de venta en mercado (en cualquier modalidad de contratación) percibiendo: Precio Mercado + Prima.

La participación en mercado se realiza a través de un representante, que presenta ofertas a precio cero y gestiona la energía en dicho mercado.

Para las renovables, se introducen límites retributivos en el mercado, conocidos como "cap and floor", de tal forma que la prima para las instalaciones que eligen la opción de mercado es una prima variable,





Guía de la Cogeneración

reduciendo la prima en los casos en que el mercado se encuentre a unos precios muy elevados (cap), pero garantizando a la instalación el límite inferior o suelo (floor). Ello redundará en *una mayor seguridad en la retribución de la instalación que ha elegido la opción de venta en mercado*, incentivando la integración del régimen especial en el mismo.

Como ejemplo, la opción de venta en mercado de la tecnología eólica para el año 2009 tuvo unos límites (cap y floor) de 90 €/MWh; y 76 €/MWh, mientras que la opción a tarifa regulada fue una cantidad fija de 78,1 €/MWh.

Además de estos cuatro criterios fundamentales, cabe destacar otros aspectos importantes, regulados en el Real Decreto 661/2007, entre los que podemos citar:

- Se establece un rendimiento eléctrico equivalente que debe ser superior a un mínimo por tecnología y combustible, de acuerdo con la definición del concepto de "calor útil" tal como viene especificada en el Real Decreto.
- Se mantiene la estructura básica de la regulación anterior.
- La retribución del régimen especial no va ligada a la Tarifa Media o de Referencia. La actualización de las tarifas, primas y complementos irá ligada a la evolución de diversos factores (como el IPC o el precio del gas natural).
- Se establece un aval que deberán satisfacer las instalaciones de régimen especial al solicitar el acceso a la red de distribución. El aval era ya necesario en el caso de productores que se quieran conectar a red de transporte.
- Se permite la hibridación en instalaciones de biomasa y solar termoeléctrica.
- Obligación del régimen especial a tarifa a presentar ofertas en el mercado de producción a precio cero por medio de un representante.
- Derecho del régimen especial a tarifa a que la distribuidora sea su representante para la participación en el mercado hasta el 31/12/2008 (ampliado posteriormente hasta 31 de octubre de 2009).

- Adaptación de la Regulación a la normativa europea (Directiva de Cogeneración).
- Introducción de los nuevos objetivos del PFER 2005-2010 y de la E4.
- Posibilidad de discriminación horaria en la opción de tarifa regulada.
- Pagos directos de la prima equivalente serán efectuados por la CNE a partir de 1-1-2009, (ampliado posteriormente hasta 31 de octubre de 2009).

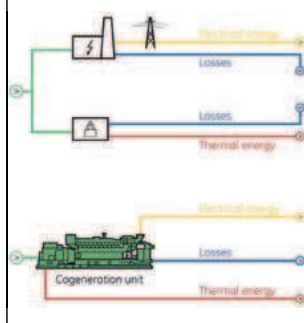
5. Otros aspectos relacionados con el desarrollo de las renovables y la cogeneración

La cogeneración es una tecnología en la que la unidad consumidora está afectada por el sector en el que se encuentre, (químico, construcción, alimentación, etc.) y por lo tanto se encontrará con los problemas propios de su sector económico, y cuyo estudio excede del ámbito de este capítulo.

Sin embargo, existe un conjunto de barreras que pueden frenar el aumento de la cogeneración y que comparte con el resto de tecnologías de régimen especial. Entre ellas podemos citar los posibles problemas de viabilidad económica y el posible riesgo de incertidumbre regulatoria (aspectos ya tratados en apartados anteriores), pero además de éstos, cabe destacar:

- Problemas administrativos.
- Trámites burocráticos.
- Problemas técnicos de conexión.
- Denegación de la conexión y el acceso por los gestores de red.

Un aspecto fundamental para eliminar estas barreras consiste en establecer y defender desde la regulación la prioridad de la cogeneración y del régimen especial en general frente a las centrales de régimen ordinario. Estas prioridades están establecidas en nuestro marco regulatorio y son las siguientes:



- Prioridad en el acceso.
- Prioridad en la conexión.
- Prioridad en el despacho de energía.

El salvaguardar estas prioridades, así como el garantizar el libre acceso de terceros a las redes, son puntos fundamentales para el desarrollo de este tipo de tecnologías. Deben ser aspectos prioritarios para los organismos que resuelven las discrepancias que puedan surgir al respecto entre los generadores y los gestores de red.

Por otra parte, es necesario simplificar y facilitar el proceso necesario para que los nuevos inversores puedan llevar a cabo los proyectos de estas instalaciones. Como ejemplo, se puede citar el borrador de Real Decreto de acceso y conexión de instalaciones de régimen especial, elaborado por la CNE en abril de 2009, en el que se establece un procedimiento simplificado para pequeñas instalaciones de régimen especial.

6. Conclusiones

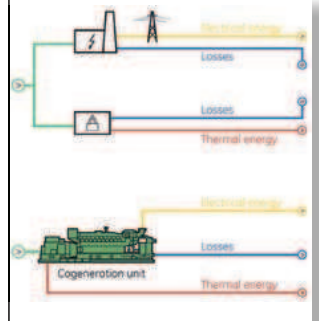
En definitiva, se trata de que la generación de energía en régimen especial, y en concreto la de cogeneración, encuentre un marco adecuado donde pueda desarrollarse con fuerza. Para ello es necesario fomentarla mediante incentivos económicos adecuados y estables, así como otorgarle la prioridad necesaria en acceso y conexión, despacho, etc., respecto de otras tecnologías contaminantes.

A la vez, será necesario exigir a estas instalaciones los requisitos necesarios para conseguir mantener la calidad y seguridad del suministro. Finalmente esto revertirá en beneficio del propio sector, que podrá integrar mayor cantidad de energía en el sistema, y a través de las ventajas medioambientales, en un mayor beneficio para el sector eléctrico y la sociedad en general.

7. Bibliografía

- REAL DECRETO 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica en España.

- REAL DECRETO LEY 7/2006, de 23 de junio, por el que se adoptan medidas urgentes en el sector energético.
- REAL DECRETO 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico.
- REAL DECRETO 616/2007, de 11 de mayo, sobre fomento de la cogeneración.
- REAL DECRETO 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica de régimen especial en España.
- BORRADOR DE REAL DECRETO de Acceso y Conexión a la red eléctrica de instalaciones de producción de energía eléctrica de régimen especial. (Aprobado por el Consejo de Administración de la CNE el 22 de abril de 2009).
- Archivo: "Información estadística sobre las ventas de energía de Régimen Especial" publicado mensualmente en la página web de la CNE: www.cne.es



11

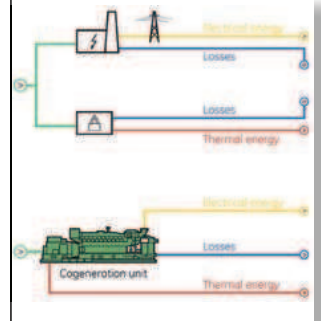
AYUDAS DE LA COMUNIDAD DE MADRID

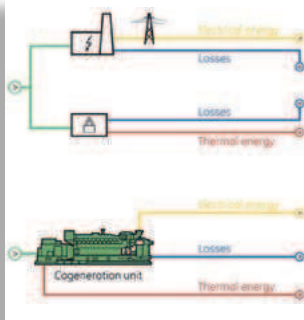
Las ayudas de la Comunidad de Madrid en el ámbito de la cogeneración se desarrollan en colaboración con la Administración Central, a través del Convenio de Colaboración suscrito con el Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE) el 22 de febrero de 2008 para la definición y puesta en práctica de las actuaciones contempladas en el Plan de Acción de la Estrategia de Ahorro y Eficiencia Energética en España (E4) en el ámbito territorial de la Comunidad de Madrid.

Reseñamos a continuación los aspectos fundamentales de este programa de ayudas, detallando las correspondientes a cogeneración y el resto de actuaciones subvencionables. Para completar la visión de las ayudas de la Comunidad de Madrid en el ámbito energético, reseñamos también el programa de ayudas para fomento de las energías renovables.

1. Fomento del ahorro y la eficiencia energética

- Convocatoria anual.
- Convocatoria de 2009: Orden de 30 de noviembre de 2009, del Consejero de Economía y Hacienda (BOCM de 18.12.09).
- Gestionada a través de IMADE.
- Todo tipo de beneficiarios.
- Actuaciones subvencionables y cuantía de las ayudas:
 - Auditorías energéticas en sectores industriales:
 - 50% de la inversión subvencionable.
 - Máximos: ver Tabla 1.





Guía de la Cogeneración

Tabla 1. Máximos de ayudas.

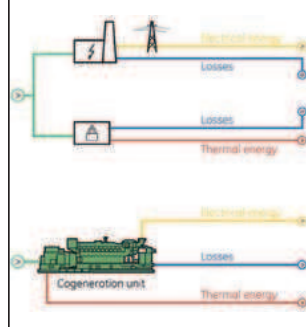
Consumo energía final (tep/año) por establecimiento	Valor máximo neto de ayuda (€)
> 60.000	22.500
> 40.000 - 60.000	18.000
> 20.000 - 40.000	15.000
> 10.000 - 20.000	12.750
> 6.000 - 10.000	10.500
> 4.000 - 6.000	9.000
< 4.000	7.500

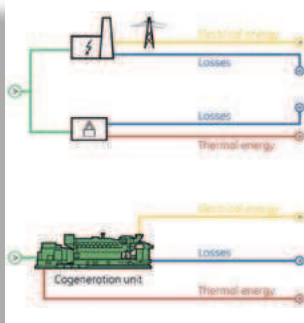
- Sustitución de equipos e instalaciones industriales en grandes empresas:
 - 22% a 30% de la inversión subvencionable.
- Mejora eficiencia energética de instalaciones térmicas de edificios existentes:
 - 22% a 30% de la inversión subvencionable.
 - Auditorías: 50% condicionado a ejecución.
- Mejora eficiencia energética de instalaciones de iluminación interior de edificios existentes:
 - 22% de la inversión subvencionable.
 - Máximo: 10.000 € viviendas y 50.000 € otros usos.
 - Auditorías: 50% condicionado a ejecución.
- Renovación de instalaciones de alumbrado público exterior existentes:
 - 40% de la inversión subvencionable.
- Estudios, análisis de viabilidad y auditorías de instalaciones de alumbrado exterior existentes:
 - 50% de la inversión subvencionable.

- Máximo: 25.500 € hasta 100.000 habitantes y 50.000 € resto.
- Auditorías energéticas en cogeneraciones existentes en empresas industriales o de sector terciario:
 - 50% de la inversión subvencionable.
 - Máximo: 9.000 €.
- Plantas de cogeneración de alta eficiencia en los sectores no industriales:
 - 10% de la inversión subvencionable.
 - Máximo: hasta 200.000 €.
- Plantas de cogeneración de pequeña potencia:
 - 10% a 30% de la inversión subvencionable.
- Cuantías máximas:
 - Personas físicas: 200.000 €.
 - Empresas, empresarios autónomos, instituciones sin ánimo de lucro y otras entidades que desarrollen una actividad económica: 200.000 € en tres años (regla de “mínimis”).
 - Resto de beneficiarios: 500.000 €.
- Dotación presupuestaria 2009: 7.660.450 €.
- Plazo de solicitudes: 2 meses a partir de la publicación en el BOCM.
- Plazo de ejecución: del 1 de enero del año correspondiente al 30 de septiembre del año siguiente.

2. Fomento de las energías renovables

- Convocatoria anual.
- Convocatoria de 2009: Orden de 10 de agosto de 2009, del Consejero de Economía y Hacienda (BOCM de 4.09.09).





Guía de la Cogeneración

- Beneficiarios:

- Corporaciones locales.
- Otras entidades públicas.
- Instituciones sin ánimo de lucro.
- Comunidades de propietarios.
- Sociedades cooperativas.
- Empresas, salvo para instalaciones de producción de energía eléctrica en Régimen Especial.
- Personas físicas, salvo para instalaciones de producción de energía eléctrica en Régimen Especial.

- Actuaciones subvencionables y cuantía de las ayudas:

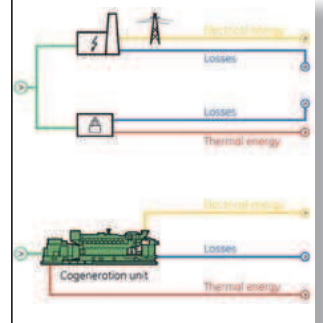
- Solar térmica (excepto piscinas privadas e instalaciones obligatorias por Código Técnico Edificación u Ordenanzas municipales): 375 €/m² para refrigeración y 260 €/m² para el resto.
- Solar fotovoltaica no conectada a red: 3,5 €/Wp con acumulación y 3 €/Wp sin acumulación.
- Minieólica asociada a fotovoltaica aislada: 30%.
- Biomasa y residuos: 30%.
- Geotérmica: 30% del coste de referencia.
- Instalaciones mixtas: cuantía proporcional.

Para Ayuntamientos de menos de 10.000 habitantes, la cuantía de la subvención será del 50% de la inversión subvencionable.

- Cuantía máxima de las ayudas:

- 70% de la inversión en todos los casos, y
- 200.000 € para personas físicas.

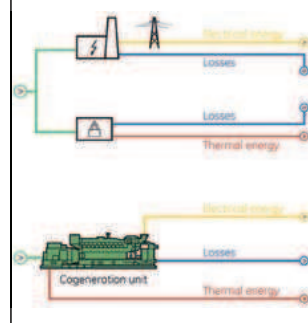
- 200.000 € en tres años para empresas.
- 300.000 € para resto de beneficiarios.
- Dotación presupuestaria 2009: 2.362.017 €.
- Plazo de presentación de solicitudes: un mes a partir de la publicación en el BOCM.
- Período de realización de la inversión (convocatoria 2009): desde 15 de octubre de 2008 hasta 20 de noviembre de 2009.



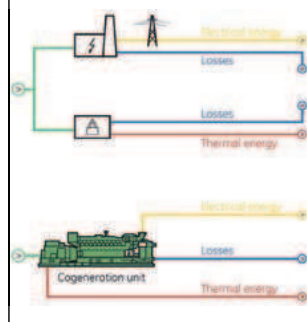
12

PROYECTOS EMBLEMÁTICOS DE COGENERACIÓN

Microcogeneración residencial en edificio de 94 viviendas en Colmenar Viejo, Madrid.....	249
Microcogeneración residencial para ACS en edificio de 97 viviendas en Barcelona.....	253
Microcogeneración en hotel balneario A Quinta da Auga, Santiago de Compostela.....	257
Planta de cogeneración del Estadio Vallehermoso de Madrid.....	261
Planta de cogeneración del Museo de la Evolución Humana en Burgos.....	267
Cogeneración con turbina de gas de ciclo regenerativo en COVAP.....	275
Cogeneración con turbina de gas en la industria minera Crimidesa.....	279
Planta de cogeneración con biogás en SAT Moliner.....	283
Motores a gas en el vertedero de Valdemingómez de Madrid....	287
Planta de cogeneración del Hospital Central de la Defensa «Gómez Ulla», Madrid.....	293
Sistema de trigeneración en parque empresarial, residencial y de investigación Centre Direccional Cendanyola del Vallès.....	301



MICROCOGENERACIÓN RESIDENCIAL EN EDIFICIO DE 94 VIVIENDAS EN COLMENAR VIEJO, MADRID



Sector	Residencial
Ubicación	Parcela RC-13.2 del ARUNP nº 2 Sector I "La Estación", Colmenar Viejo, Madrid
Fecha puesta en marcha	Abril 2010
Propiedad	Elecor,S.A.
Proyecto	IDAE; ORTIZ Construcciones y Proyectos
Ingeniería	AESA
Instaladora	Elecor,S.A.
Explotación	Elecor,S.A.
Equipos	Micropower Europe / Capstone (microturbina) / ICI Caldaie (calderas) / Sedical (control y regulación)
Ciclo	Brayton regenerativo
Potencia	65 kW eléctricos y 120 kW térmicos. (Calderas: 980 W térmicos)
Tensión de Conexión	Baja tensión
Fuente de energía consumida	Gas natural
Tipo de energía producida	Producción de energía eléctrica y calorífica

Proyecto de planta de microcogeneración

El Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE) y Ortiz Construcciones y Proyectos (ORTIZ) han realizado con la ingeniería Asesoría Energética, S.A. (AES A), una planta de microcogeneración en Colmenar Viejo (Madrid), que junto con la instalación de calderas convencionales permite el suministro de agua caliente para calefacción y agua caliente sanitaria (ACS) a 94 viviendas, y generar electricidad para ser exportada a la red.

En la Tabla 1 se presentan las necesidades térmicas anuales para calefacción y ACS y las demandas de electricidad de las 94 viviendas.

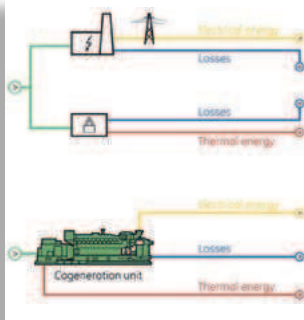


Tabla 1. Demanda térmica y de electricidad de las 94 viviendas.

ENERGÍAS FINALES	Potencia Máxima (MW)	Demanda Anual (MWh/año)	Horas Equivalentes de Utilización (Horas/año)
Calor: calefacción y ACS	1,1	1.137	1.000
Electricidad	0,3	940	3.100

Descripción de la planta

El sistema está constituido por una microturbina de 65 kWe que trabaja de forma automática siguiendo la demanda térmica. El calor está suministrado por la recuperación de los gases de la microturbina en un intercambiador de calor (gases/agua) que producen agua a 80 °C (120 kWt), y que se utiliza para alimentar a los sistemas de calefacción. La solución adoptada dispone de un sistema de acumulación con 20 m³ de agua caliente que permite almacenar, durante los periodos de poca demanda, la energía calorífica generada por el recuperador de calor de la microturbina.

La planta de microcogeneración trabaja en serie con el sistema convencional, que dispone de dos calderas de gas (con una potencia total de 980 kWt) para complementar las demandas cuando éstas superan las aportaciones de la microcogeneración.

La electricidad generada se conecta directamente a la acometida de Iberdrola (a 400 V), de modo que la microturbina trabaja en modo de conexión a red y exporta toda la energía eléctrica neta generada.

El gas se suministra desde una única acometida y se dispone de una ERM con capacidad para el suministro de combustible a la totalidad de los consumos (la microturbina de gas y las calderas).

La Fig. 1 representa conceptualmente la solución adoptada.

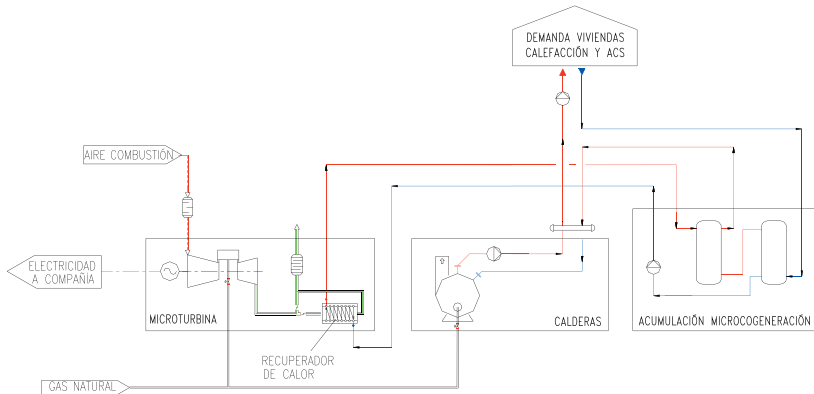


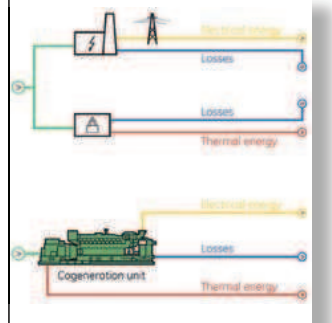
Figura 1. Esquema de la solución adoptada. Fuente: AESA.

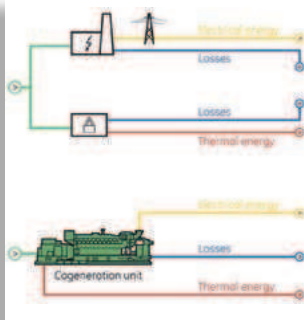
La microturbina con el intercambiador de calor y las calderas de gas se emplazan en la cubierta del edificio, mientras que el sistema de acumulación de agua caliente se emplaza en la planta sótano del edificio.

En la Foto 1 aparece la microturbina con el intercambiador de calor (parte superior de la microturbina) y las calderas (*rooftop* que aparece en la parte derecha de la imagen).



Foto 1. Microturbina y calderas en cubierta del edificio. Fuente: AESA.





Guía de la Cogeneración

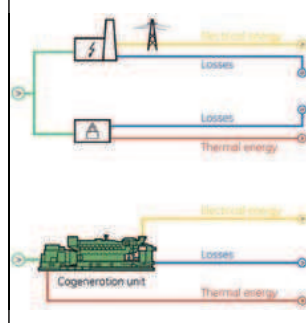
El sistema de acumulación permite hacer trabajar la microturbina 7.200 h/año, en que las viviendas demandan calor (para calefacción y ACS).

Ventajas de la solución adoptada

La planta de microcogeneración aporta al edificio de viviendas:

- *Mejoras en su eficiencia energética*, consecuencia de los siguientes índices:
 - Rendimiento Eléctrico Equivalente: REE → 53,7%. (Según RD661/07 mínimo exigido → 53,1).
 - Primary Energy Saving: PES → 8,1%. Considerándose de alta eficiencia (Directiva 8/2004/CE: > 0% para plantas de < 1 MWe). (RefE: 46,13 y RefV: 0,9).
 - Ahorro de Energía Primaria: AEP → 143 MWhpci/año.
- *Ahorro de emisiones de gases de efecto invernadero*, consecuencia de los índices anteriores y de la producción de electricidad, estimándose en:
 - Ahorro de emisiones de CO₂: 29 t/año.
- *Ventajas económicas*: consecuencia de la alta eficiencia, permiten un ahorro económico anual de costes energéticos de 30.900 €/año, que permiten recuperar la inversión del proyecto (191.300 €) en un periodo de 5,6 años.

MICROCOGENERACIÓN RESIDENCIAL PARA ACS EN EDIFICIO DE 97 VIVIENDAS EN BARCELONA

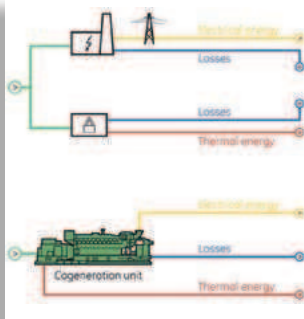


Sector	Residencial
Ubicación	C/ Mare de Déu del Port, 179, Barcelona
Fecha puesta en marcha	Febrero 2010
Propiedad	Endesa
Promotora del edificio	R.E.G.E.S.A.
Explotación	Endesa

Antecedentes

Desde la entrada en vigor del Código Técnico de la Edificación la cogeneración a pequeña escala se ha convertido en una alternativa muy atractiva para incorporar en las instalaciones centralizadas de Agua Caliente Sanitaria (ACS) y calefacción en edificios de viviendas. Este tipo de soluciones permite mejorar la eficiencia energética en los edificios, reduciendo su impacto ecológico y generando importantes ahorros para los vecinos.

Este proyecto de Endesa se ha realizado en un bloque de 97 viviendas de alquiler en Barcelona, donde un módulo compacto de microco-



Guía de la Cogeneración

generación aporta hasta el 100% de la demanda de ACS del edificio sustituyendo totalmente a la instalación solar térmica obligatoria por ley.

Diseño y características principales

El módulo de cogeneración seleccionado para la instalación es el Dachs HKA G5.5, del fabricante alemán Senertec, que está basado en un motor de combustión interna a gas natural (ciclo Otto). El equipo genera simultáneamente 5,5 kW eléctricos y 12,5 kW térmicos, ocupa menos de 1 m² de superficie en planta, pesa 520 kg y se ha instalado en la propia sala de calderas, situada en este caso en la cubierta del edificio (ver Fig. 1).



Figura 1. Izqda.: Vista del interior de la sala de calderas del edificio. Dcha.: Detalle del módulo de microcogeneración Senertec DACHS.

La electricidad producida por el módulo (trifásica 50 Hz y 400 V) se vierte íntegramente a la red de Baja Tensión (Régimen Especial, RD 661/2007), mientras el calor se recupera en forma de agua caliente a unos 80 °C, inyectándose al circuito de distribución de ACS. Dicho circuito discurre en lazo cerrado hasta unos intercambiadores individuales de 35 kW, instalados a la entrada de las viviendas para la producción instantánea del ACS. La instalación cuenta con una caldera de apoyo centralizada de 180 kW, así como con un volumen de inercia de 3.000 litros que permite al módulo de cogeneración trabajar de manera prácticamente ininterrumpida y alargar su vida útil.

Prestaciones energéticas de la instalación

Para cumplir con la normativa local, el diseño inicial incluía una instalación solar térmica de 21 colectores (53,13 m²) y un volumen de acumulación de 10.000 litros, que aportaría el 63% de las necesidades de ACS. El 37% restante se generaría directamente en cada una de las viviendas, mediante termos eléctricos. El dimensionado del equipo de microcogeneración permite mejorar holgadamente estos valores y llegar a cubrir el 100% de las necesidades de ACS.

Tabla 1. Prestaciones energéticas de la instalación solar térmica de partida y de la instalación de microcogeneración.

	SOLAR TÉRMICA	MICROCOGENERACIÓN
Producción térmica (MWh/año)	44,28	70,02
% Cobertura ACS	63%	100%

Tabla 2. Emisiones de CO₂. Comparativa entre la solución solar térmica con apoyo eléctrico y la microcogeneración.

	SOLAR TÉRMICA CON APOYO ELÉCTRICO ⁽¹⁾	MICROCOGENERACIÓN CON APOYO DE CALDERA
Emisiones	35,43 t CO ₂ /año	22,96 t CO ₂ /año

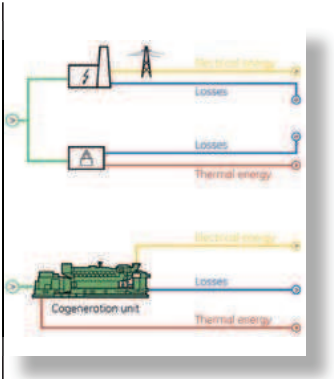
(1) Incluyendo las emisiones asociadas a la producción de electricidad en la central, evitadas en el caso de optar por la microcogeneración.

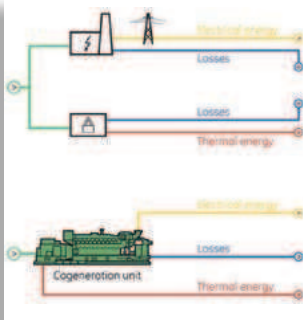
Gestión integral de la instalación de ACS

La operación de la instalación de ACS se realiza mediante la fórmula de Gestión Integral. Endesa, como empresa de servicios energéticos, se encarga de la explotación y mantenimiento de la instalación térmica, garantizando a los usuarios el suministro de ACS como un servicio más de la vivienda.

Ventajas

- Reducción de la inversión inicial a acometer, en comparación con la solución solar centralizada equivalente.





Guía de la Cogeneración

- Diseño simplificado de la instalación y reducción de los trabajos a realizar.
- Reducción significativa del espacio necesario, pasando de unos 100 m² en cubierta para la ubicación de los paneles solares, a los 3,5 m² necesarios para el módulo en la sala de calderas.
- Reducción del volumen de acumulación (de 10.000 a 3.000 litros).
- Posibilidad de regulación. El equipo arranca y para en función de las necesidades térmicas del edificio. No se generan excedentes en verano y no se depende de la climatología.
- Posibilidad de incrementar el aporte térmico para abastecer también las necesidades de climatización, aumentando los ahorros asociados.
- Alta fiabilidad de la tecnología y mantenimiento sencillo.

MICROCOGENERACIÓN EN HOTEL BALNEARIO A QUINTA DA AUGA, SANTIAGO DE COMPOSTELA

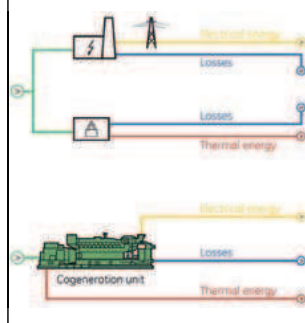
Sector	Terciario - Hotelero
Ubicación	Paseo da Amaia, 25 – Urb. Brandía, Vidán, Santiago de Compostela
Fecha puesta en marcha	20 abril 2009
Propiedad	Hotel A Quinta Da Auga
Ingeniería	Magaral, Estudio Técnico de Ingeniería (A Coruña)
Instaladora	EFCAL,S.A.
Gestión/explotación	Hotel A Quinta Da Auga
Distribuidora	Unión Fenosa
Equipos	Baxi Calefacción, S.L.U.
Ciclo	Otto. Motores de combustión interna.
Potencia	11 kW eléctricos y 28 kW térmicos
Tensión de conexión	Baja tensión
Fuente de energía consumida	Gas natural
Tipo de energía producida	Eléctrica y térmica para calefacción y ACS

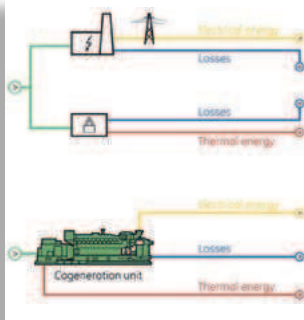
Descripción

El hotel-balneario está a pocos kilómetros de Santiago de Compostela. El edificio ha sido levantado utilizando como esqueleto la antigua fábrica de papel de Brandía (1792). El hotel, de cuatro estrellas, cuenta con 59 habitaciones, y está cimentado sobre un conjunto fabril con solera y enclavado cerca de la ribera del río Sar.



Fotos 1 y 2. Vista exterior del hotel-balneario.





Guía de la Cogeneración

En este proyecto y debido a las características arquitectónicas del edificio del s. XVIII, había dificultades para emplazar la superficie solar exigida por el CTE - HE4.

La solución presentada por la ingeniería en virtud del mismo CTE, fue la sustitución parcial de la cobertura solar térmica mediante equipos de microcogeneración, de tal manera que la aportación energética exigida por el CTE quedó de la siguiente manera:

Sistema	Energía aportada	Solución CTE HE4
Original	80.000 kWh/año	50 colectores planos 2,4 m ²
Proyectado	60.000 kWh/año 20.000 kWh/año	1 equipo de microcogeneración 15 colectores planos 2,4 m ²

El diseño del nuevo sistema se basó en emplazar la microcogeneración apoyando las calderas del sistema. Una unidad de microcogeneración Dachs G5.5, de 14,5 kW térmicos y 5,5 kW eléctricos, aporta 60.000 kWh/año con un ritmo de trabajo teórico de 4.200 horas. El equipo, dimensionado para cubrir una parte de la demanda térmica para ACS y calentamiento de piscinas, una vez instalado trabajará para apoyar tanto a la producción total de ACS, como a la generación térmica de calefacción permitiendo cargas de trabajo superiores a 7.000 horas anuales. La propiedad, ante el sucesivo aumento de los precios eléctricos, decidió instalar una segunda unidad para obtener unos costes de explotación más reducidos al generar la electricidad a bajo coste.

Las unidades de microcogeneración generan electricidad en el propio punto de consumo y están conectadas para el autoconsumo, es decir, la energía eléctrica generada se consumirá en la propia instalación.



Figura 1. Detalle de un módulo de microcogeneración Senertec DACHS.

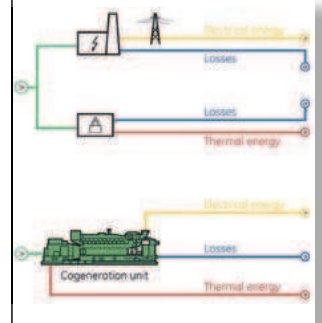
Equipos principales

2 unidades Dachs G5.5 de Baxi Roca, alimentados a gas natural con una potencia térmica entregada de 14,5 kW c/u (con condensación).

El consumo de cada equipo es de 20,5 kW. Las prestaciones térmicas individuales son de 14,5 kW, y las eléctricas de 5,5 kW.

Se prevé un funcionamiento de unas 7.000 horas/unidad, con lo cual permitirá el aporte anual de unos 203.000 kWh térmicos y de 77.000 kWh eléctricos.

La demanda térmica total de la instalación es de 1.654.799 kWh anuales, repartidos en calefacción, ACS y calentamiento de piscina.



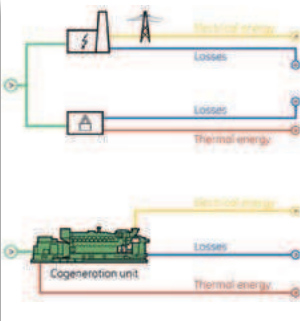


Foto 3. Detalle de los equipos.

La conexión es a baja tensión en 3/400V/50Hz, conectado directamente a red al generar mediante alternador asíncrono.

La inversión en la instalación de microcogeneración ha sido inferior a 50.000 euros.

Beneficios

- Reducción del consumo de explotación para la producción de ACS de hasta el 44% comparado con una solución basada únicamente en calderas.
- Mantenimiento de las cubiertas originales del edificio al tratarse de una solución que disminuye la cobertura solar según el CTE HE4.
- Reducción de emisiones de CO₂ de hasta un 73%, al generar localmente la energía eléctrica, comparado con una solución basada únicamente en calderas.

PLANTA DE COGENERACIÓN DEL ESTADIO VALLEHERMOSO DE MADRID

Sector	Sector Terciario no residencial, uso rotacional. Estadio Municipal
Ubicación	Avda. Islas Filipinas, Madrid
Fecha puesta en marcha	2011
Propiedad	Ayuntamiento de Madrid
Ingeniería	3i Ingeniería
Gestión/explotación	ESE y 3i Ingeniería
Equipos	Motor de combustión interna GE Jenbacher Mod. J 208 GS-C105
Ciclo	Motor de combustión interna, 8 Cilindros
Potencia	330 kWee y 333 kW
Tensión de conexión	III 380 V
Fuente de energía consumida	Gas natural
Tipo de energía producida	3.000 MWhe y 3.300 MWht

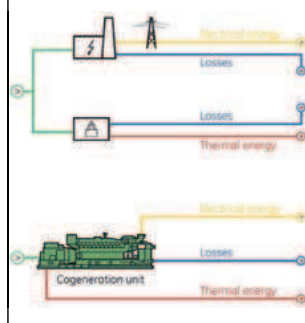
Antecedentes y uso proyectado

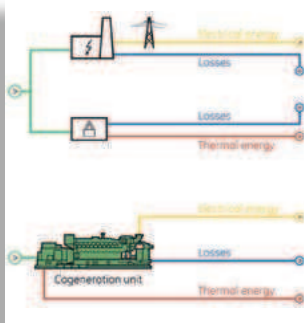
Se trata de la remodelación del antiguo Estadio Vallehermoso de Madrid, que tras ser recuperado por el Ayuntamiento de Madrid después de 50 años de cesión se plantea la demolición y nueva construcción de un espacio centrado en el atletismo con las necesidades que actualmente se demandan y se prevé que esté terminado en 2011.

El complejo estará formado por: una pista de atletismo, aforo para 10.000 personas y graderío cubierto, zonas para lanzamiento de pértiga, saltos, tenis, piscinas, etc. Además de una serie de espacios interiores: piscina olímpica climatizada, spa, cancha polivalente, cuatro recintos con varios usos, zonas de medicina deportiva, cafetería y restaurante y una torre de 12 plantas para usos asociados al deporte.

Descripción arquitectónica

Previo paso al diseño y definición de las características de la central, se llevaron a cabo varias fases de analítica de la demanda energética





Guía de la Cogeneración

edificatoria, con distintas herramientas, según la situación, orientación y envolvente del edificio conforme la propuesta primera de los arquitectos, la cual sufrió varias correcciones hasta que el edificio alcanzó un compromiso energético de cierta "abstinencia energética".

Se redefinieron todos los elementos de la envolvente tales como: orientaciones, formas, aleros, voladizos, lamas, acristalamiento, cerramientos, cámaras, inercias, patios, atrios, etc. Todo ello con las herramientas adecuadas para cada elemento, incluso la utilización de varias para el mismo elemento, a efectos de comprobación de los resultados, si es que el elemento concreto tuviera cierto grado de cómputo en la demanda energética o en el confort del edificio.

Simulación dinámica

Partiendo de todos los datos de la envolvente, usos del complejo, sistema más apropiado de instalaciones y equipos de trabajo, tales como ofimáticas y otros, 3i Ingeniería llevó a cabo un estudio de simulación dinámica de la demanda energética de la parte del complejo perteneciente a instalaciones deportivas interiores y al resto de usos del complejo. Se obtuvo la curva monótona de demanda de calor o curva de distribución de frecuencias de la potencia térmica demandada de los diferentes modos.

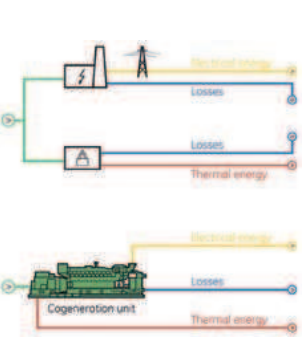
La simulación dinámica siempre se hace de la demanda de energía térmica. La demanda de energía eléctrica no se tiene en cuenta ya que se parte de la premisa de que es una consecuencia de la térmica y que toda ella la absorberá la red eléctrica de la compañía distribuidora.

Se hace imprescindible en cualquier edificación que se pretenda poner una cogeneración, con la tecnología que sea, una adecuada simulación dinámica de las demandas térmicas de calefacción, ACS, aire acondicionado y electricidad con herramientas debidamente contrastadas para la aplicación que se pretende. Sin ella y sin un procedimiento de la variación y medición de la demanda durante el uso del edificio, con metodología como la EVO, la viabilidad económica no podrá nunca estar garantizada.

Ello hace imprescindible el manejo de herramientas de simulación en todas las áreas, envolventes arquitectónicas, con todas las soluciones y materiales, sistemas con todos los componentes, etc.

Una vez conseguidos los valores citados de demanda térmica y eléctrica descompuestas (tratamientos de la luz natural y artificial entre otras), se hizo un estudio técnico-económico basado en emisiones de CO₂ comparando las distintas tecnologías, como motor de cogeneración, pila de combustible y microturbina, buscando la potencia óptima de cada uno de ellos con el fin de obtener el mayor número de horas de trabajo.

Finalmente se optó por la opción de cogeneración con motor de combustión interna (MCI).



		HORAS DE FUNCIONAMIENTO DEMANDA DE CALOR									
SISTEMA DE POTENCIA	MARCA	Pe (Kwe)	Pt (KWt)	Pg(KWg)	ne (%)	nterm (%)	ntotal (%)	GRUPOS (Uds)	INVIERNO	VERANO	TOTAL
CONVENCIONAL											
RED	SISTEMA	V	-	-	0	-	0				
CALDERA	VISSMANN	-	400	-		1	1	0	1,139	916	2,055
ALTERNATIVAS											
COGENERACIÓN											
MOTORES	JMS 208 GS-N.L. (C05)	330	358	852	0	0	1	1	4,407	3,821	8,228
TURBINAS	ABB MT100 CHP	100	167	333	0	1	1	2	3,926	4,253	8,179
PILAS DE COMB.	PURE CELLM 200	200	270	540	0	1	1	2	4,364	4,349	8,713

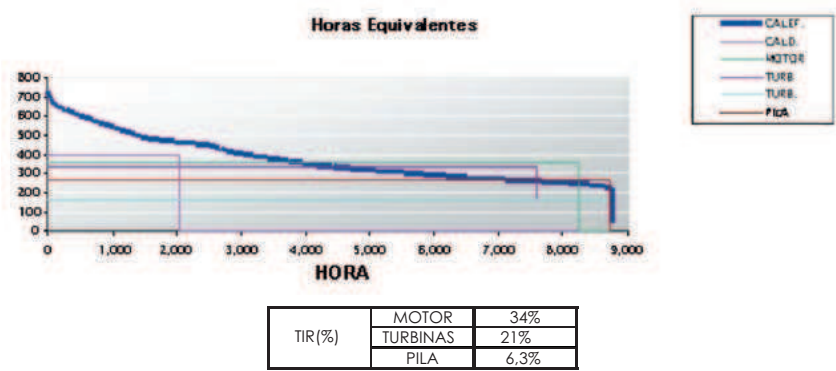
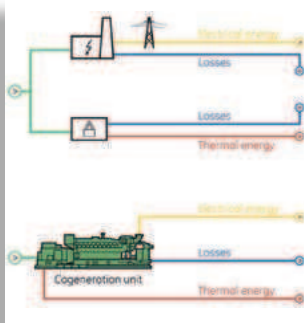


Figura 1. Horas equivalentes de funcionamiento de las distintas tecnologías.

Descripción

La central térmica está formada por dos calderas de baja temperatura de 920 kW y un motor de cogeneración de potencia térmica total aprovechable 363 kW y potencia eléctrica de 330 kW. Como consecuencia del motor, ha sido seleccionada una máquina de absorción de 248 kW. La planta frigorífica está formada a su vez por dos enfriadores de tornillo de 900 kW de elevado ESER y una planta de conden-



Guía de la Cogeneración

sación formada por dos torres cerradas con capacidad para evacuar 1.400 kW cada una y dan servicio a las enfriadoras de tornillo, la de absorción y otros usos como la refrigeración de la zona de cafetería y restaurante. Todos los elementos de la instalación han sido optimizados energéticamente.

El sistema dispone de un gran colector distribuidor con un gran contenido de agua y una zona de acumulación de 30 m³ con el fin de cargar la energía del motor durante los periodos de poca demanda. El edificio es autogenerador y de mínimas emisiones.

El presupuesto de ejecución material de la central térmica ronda los 860.000 € y aproximadamente la cogeneración conforma el 30% del P.E.M.

Características técnicas:

Se trata de un motor de cuatro tiempos de ciclo de Carnot, alimentado por gas natural.

El equipo dispone de una potencia térmica aprovechable 363 kW, procedente de los gases de escape (207 kW), agua de camisas (117 kW) y aceite (39 kW) ofertada en un salto de 90-74 °C, y una potencia eléctrica de 330 kW.

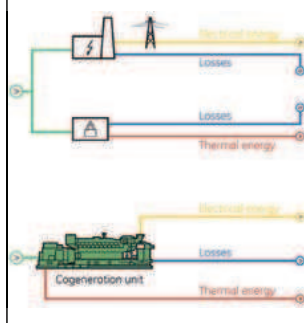
El fabricante del motor es GE Jenbacher, modelo J 208 GS-C105, motor de ocho cilindros en línea y 1.500 r/min. Se han simulado microturbina y pilas de combustible, no encontrando la adecuada en las primeras y no estando la tecnología disponible en segunda.

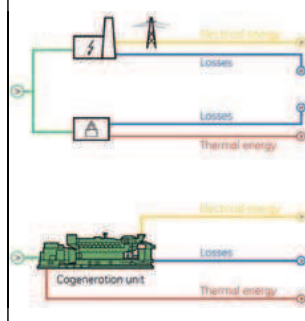
Beneficios

- Ahorro de 450.000 € de inversión en paneles solares y obtención de una calificación energética del edificio categoría "A".
- Fuente de ingresos permanente a partir del 4º año de construcción del edificio.
- Proyecto emblemático en eficiencia energética.

- *Inversión inicial.* Para dar cumplimiento con el Documento Básico HE del CTE sería necesario dotar de una instalación de paneles solares térmicos y fotovoltaicos, con un coste inicial de inversión mucho más elevado. Estas instalaciones de paneles solares tanto térmicas como eléctricas han sido eliminadas con reducción de emisiones de CO₂.
- *Integración arquitectónica.* Este sistema permite la integración total de la instalación en base al cumplimiento del DB HE, ya que por el tipo de arquitectura que presenta, sería prácticamente imposible la ubicación de los elementos de captación.
- *Rentabilidad y recuperación de la inversión.* Debido a la demanda de calor continua en los sistemas del recinto y por ello el gran número de horas equivalentes de trabajo, hace que la recuperación de la inversión se haga en menos de cuatro años y a partir de entonces sea una fuente de ingresos permanente.

Edificio óptimo en su sistema de climatización de mínimas emisiones, autogenerador de energía térmica y eléctrica, con exportación de energía eléctrica, sin menoscabo de optimización del confort térmico, visual, estético y lumínico natural y artificial.





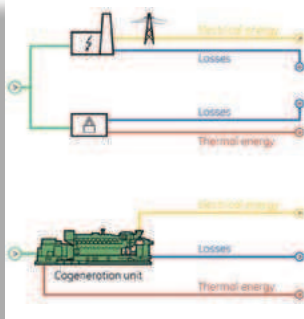
PLANTA DE COGENERACIÓN DEL MUSEO DE LA EVOLUCIÓN HUMANA EN BURGOS

Sector	Sector Terciario no residencial, uso dotacional y cultural. Museo de la Evolución Humana, Centro de Investigación, Auditorio de la ciudad
Ubicación	Av. Sierra de Atapuerca, s.n. c/v C/ Doctor Fleming, Burgos
Fecha puesta en marcha	Octubre 2009
Empresa en la que está la instalación	UTE Equipamientos Solar de Caballería
Propiedad	Junta de Castilla y León, Ayuntamiento de Burgos, Ministerio de Cultura
Proyecto	Juan Navarro Baldeweg
Ingeniería	ARGU Ingeniería y Servicios
Instaladora	Ancin Clima, Cobra Instalaciones
Equipos	<ul style="list-style-type: none"> – Motores generación: Cummins Power Generation QSK60 – Grupos enfriadores: Roca York – Calderas: Syncal – Bombas / Intercambiadores / Quemadores: Sedical
Ciclo	Otto de mezcla pobre
Potencia	2.320 kW eléctricos, 2.400 kW recuperación térmica en forma de agua caliente a 98 °C
Tensión de conexión	Media tensión (13,2) red de Distribución Iberdrola.
Fuente de energía consumida	Gas natural
Tipo de energía producida	<ul style="list-style-type: none"> – Energía eléctrica exportada/vendida a comercializador. – Energía térmica y frigorífica con destino a calefacción y climatización de locales.

Descripción

El museo se ubica en el Antiguo Solar de Caballería, emplazado en un margen del río Arlanzón en la ciudad de Burgos.

Con una inversión de 2.100.000 €, se llevó a cabo la construcción de la planta de CHP de ciclo simple motor alternativo de 2,3 MW alimen-



Guía de la Cogeneración

tado por gas natural para abastecimiento de agua caliente, calefacción y refrigeración al conjunto de los edificios distribuidos mediante un sistema "*distric heating*".

En el año 2000 se convoca una Consulta Internacional para intervenir en el "Solar de Caballería". Entre los años 2003 y 2004 se suscriben los convenios entre Ayuntamiento, Junta de Castilla y León así como Ministerio de Cultura para proceder a la construcción del conjunto de edificios.



Foto 1. Vista panorámica del Museo de la Evolución Humana en Burgos.

Como parte del estudio se llevó a cabo un minucioso estudio técnico-financiero acerca de los beneficios y costes de la implantación de un sistema de cogeneración, resultados éstos favorables.

En mayo de 2004 se comienzan las obras: garaje, edificio de Centro de Investigación, edificio de servicios, edificio del Museo y edificio para Palacio de Exposiciones y Auditorio. Las obras se finalizaron en 2008.

En el edificio de servicios, anexo al edificio del Centro de Investigación, se centran todas las instalaciones de producción de agua fría y caliente que abastecen al conjunto. Este edificio es singular ya que está constituido en 7 niveles. En el nivel +5,30 se encuentra la planta de cogeneración. La recuperación de calor se encuentra situada en el nivel +9,15. Especial atención se ha prestado a la integración arquitectónica y a los niveles de emisiones, tanto de humos como de ruidos.

Esta planta genera 2,3 MW eléctricos que son, bien utilizados dentro del edificio, bien vertidos a la red de la empresa distribuidora. Térmicamente se generan 2.900 kW que son utilizados en la central térmica del edificio, compuesta por calderas de gas natural. Todos los sistemas están diseñados mediante dobles circuitos para aumentar la fiabilidad del conjunto.

Los grupos generadores y su cuadro de control principal están conectados al *Building Management System* que optimiza los consumos energéticos del edificio en función de la hora, la climatología y las necesidades interiores.

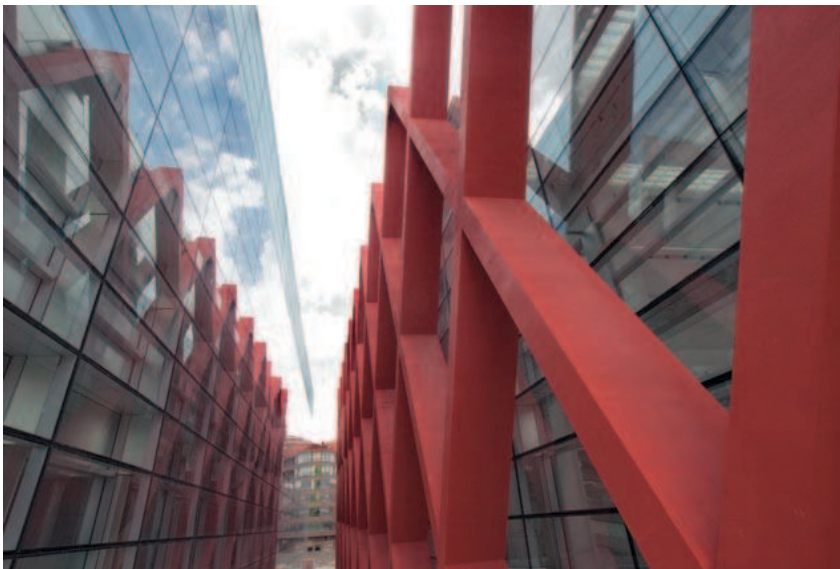


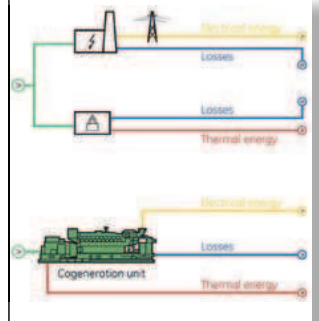
Foto 2. Fachada lateral del Museo de la Evolución Humana. Burgos.

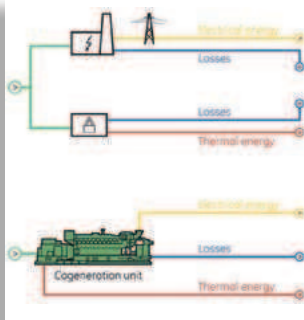
Instalaciones

- Central térmica:

La Central térmica está diseñada para poder abastecer el 90% de la carga máxima simultánea prevista para los edificios aun en el caso de que la planta de cogeneración esté parada.

Para calefacción dicha potencia será de aproximadamente 2.600 kW mediante dos calderas dotadas de sus respectivos quemado-





Guía de la Cogeneración

res modulantes de gas natural y 2.900 kW procedentes de la recuperación térmica de la planta de cogeneración.

La situación habitual será que la planta de cogeneración abastezca las necesidades térmicas (con energía recuperada de su refrigeración) y que las calderas aporten el complemento hasta llegar a la potencia máxima demandada instantánea.

Se realiza una producción centralizada de agua a una temperatura de 95/75 °C dependiendo de la temperatura exterior y distribuyéndose la misma por galerías registrables a los diversos edificios, donde a través de intercambiadores de placas y sus correspondientes válvulas de regulación se distribuirán a las unidades de climatizadoras zonales.

- Central frigorífica:

La Central frigorífica está calculada para poder abastecer la carga máxima simultánea de los edificios. Estará compuesta por dos enfriadoras de absorción de ciclo simple de Br-Li y dos enfriadoras de compresor de tornillo. Como complemento para las puntas de consumo se dispone de un sistema de acumulación de hielo.

La potencia instalada será tal que podrá abastecer al edificio aún en el caso de que una de las plantas de absorción esté parada. Esta acumulación de hielo se justifica dada la posible demanda puntual de refrigeración debida a la ocupación temporal de la sala de congresos y exposiciones.

La situación habitual será que la planta de absorción abastecida por calor procedente de la cogeneración (energía residual) abastezca las necesidades frigoríficas de la carga base y que los grupos alternativos aporten el complemento hasta llegar a la potencia máxima demandada.

Se realizará una producción centralizada de agua a una temperatura de 7/12 °C distribuyéndose la misma a los diversos edificios y a las unidades climatizadoras. La acumulación de frío está compuesta por unos tanques horizontales de 30 m³ cada uno en los que se acumulará mediante el sistema Cryogel, capaz de acumular 3.600 kWh disponibles para las puntas de consumo o anomalías del sistema de climatización.

Cogeneración:

El funcionamiento previsto de la planta de cogeneración será de 16 horas al día durante los 365 días del año, de modo automático, adaptando la carga a la demanda de la instalación.

Las estimaciones de recuperación de calor son superiores a los 8.750 MWh térmicos anuales. El rendimiento global de la instalación será superior al 68,5% y el REE estimado será superior al 58% permitiendo unos ahorros económicos importantes y evitando la emisión de 5.100 t de CO₂ anuales a la atmósfera.

Los datos principales de los grupos generadores son:

Equipos	2 grupos generadores Cummins Power Generation Mod. 1160 GQKA
Potencia	1.160 kW
Combustible	Gas natural (9.000 kcal/Nm ³ PCI)
Rendimiento mínimo	>40% PCI combustible

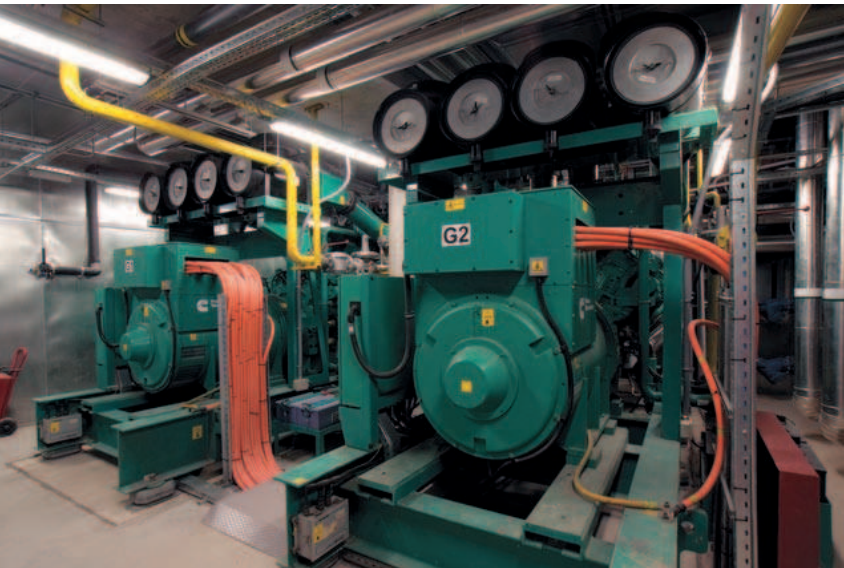
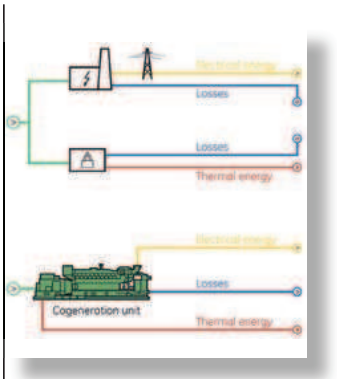
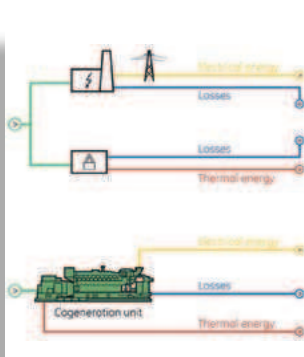


Foto 3. Grupos Generadores C1160 N5C de Cummins Power Generation.

Del sistema de cogeneración se producen las siguientes recuperaciones térmicas: por una parte la refrigeración del circuito de alta temperatura (HT) de los motores con 980 kW disponibles y, adi-





Guía de la Cogeneración

cionalmente, de la recuperación de humos de la combustión mediante intercambiador – recuperador de calor en humos con compuerta de *by-pass* incorporada con las siguientes características:

- Sistema eléctrico:

La cogeneración desde el punto de vista eléctrico trabajará en paralelo con la red, exportando toda la producción de la misma a la red de la compañía distribuidora Iberdrola. Los excedentes eléctricos se venderán mediante el sistema más conveniente para el operador de la planta, teniendo en cuenta las opciones que ofrece la legislación vigente a través del R.D. 661/2007.

Los grupos de cogeneración en caso de fallo de suministro exterior podrán realizar la conmutación en Baja Tensión para alimentar los suministros prioritarios del edificio, y continuar así su actividad.

Dos transformadores elevadores son los encargados de elevar la tensión de los alternadores desde 0,4 kV hasta los 13,2 kV de la red de la distribuidora.

Las celdas de MT son Merlin&Gerin, motorizadas, equipadas con protecciones de red y teledisparo.

- Sistema de control:

Basado en tecnología D.D.C. en arquitectura distribuida con controladores funcionales, adaptados a cada ámbito de trabajo, de tipo modular para integración de señales de entrada y salida de tipo tanto analógico como digital y algoritmos de control proporcional integral derivado.

Los módulos se integran entre sí y con el Puesto Central de Gestión B.M.S. a través de la red TCP/IP del edificio.

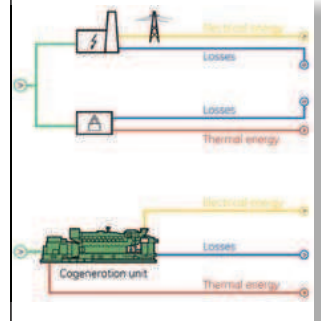
El sistema de control tiene como misión la recepción de los parámetros funcionales, presión, temperatura, caudal, etc. para diagnóstico y supervisión de las instalaciones en función de los distintos programas funcionales establecidos como son:

- Gestión optimizada de las distintas fuentes de energía, tanto eléctrica como térmica.

- Control de los procesos productivos.
- Distribución de la energía a los distintos receptores así como su conteo y supervisión.
- Supervisión funcional de los distintos equipos optimizando sus ciclos de funcionamiento y controlando los parámetros de mantenimiento según un programa pre-establecido de gestión M.M.S.
- Integración funcional de otros sistemas electromecánicos y de seguridad del edificio como son la protección contra incendios, seguridad, intrusión, circuito cerrado de televisión, etc. creando un puesto único de gestión global del edificio.

Beneficios

Economía de explotación, reducción de emisiones, aumento de eficiencia, centralización de espacios, reducción del número de máquinas en funcionamiento, mejora de la gestión de funcionamiento y emisiones, minoración de la potencia instalada, posibilidad de gestión externa.



COGENERACIÓN CON TURBINA DE GAS DE CICLO REGENERATIVO EN COVAP

Nombre Proyecto / Planta	IDAE / COVAP 2
Fecha de puesta en marcha	15 noviembre 2007
Ubicación	Pozoblanco, Córdoba
Sector	Industrial / Terciario: Alimentación
Equipos	Turbina de gas Mercury M50 con recuperador de calor y caldera de recuperación ERGÒS
Ingeniería del Proyecto	AESA
Tipo de Ciclo	Planta de cogeneración: ciclo simple
Turbina: ciclo regenerativo	Ancin Clima, Cobra Instalaciones
Potencia	4.600 kW
Tensión de conexión	13 kV
Tipo de energía producida	Producción de energía eléctrica y calorífica

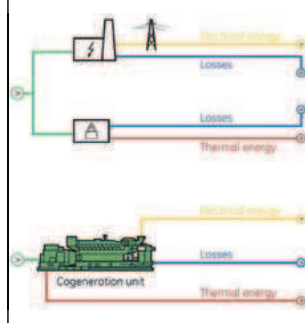
Introducción

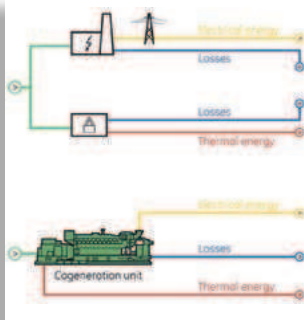
A mediados de 2006 la sociedad cooperativa COVAP, localizada en Pozoblanco (Córdoba), decide abordar una ampliación de la planta existente de cogeneración dotada con una turbina Centaur 50. Esta ampliación se debe al aumento de consumo térmico en fábrica y se apoya por el óptimo resultado obtenido por la planta de cogeneración existente.

Al igual que en la primera planta de cogeneración, COVAP y el IDAE forman una UTE para la realización de la segunda instalación de cogeneración. Para esta nueva planta, en función de los consumos térmicos y eléctricos demandados, la opción elegida es un turbogenerador de ciclo regenerativo Mercury 50 fabricado por Turbomach.

Descripción

La nueva central de cogeneración es una planta de ciclo simple. La ampliación de la planta de cogeneración está formada básicamente





Guía de la Cogeneración

por una turbina de gas Mercury 50 y una caldera de recuperación suministrada por Ergòs.

La turbina proporciona energía eléctrica para su autoconsumo en fábrica y energía térmica que es utilizada para la producción de vapor en la caldera de recuperación de tipo pirotubolar.

La turbina Mercury 50 incorpora un intercambiador de calor en su sistema de ingreso de aire de combustión, que la convierte en una turbina de ciclo regenerativo. Este sistema permite la reducción de combustible necesario en la cámara de combustión para alcanzar las temperaturas deseadas.

El aire de combustión es aspirado a través del sistema de filtrado del turbogenerador y pasa a través del compresor, accionado por la turbina. El aire procedente del compresor es enviado al intercambiador de calor de la turbina. Tras el paso por el recuperador de calor, el aire comprimido y sobrecalentado pasa a través de la cámara de combustión. En este punto se inyecta y quema el combustible alcanzando la temperatura deseada en la cámara de combustión. Debido a que el aire entra a una temperatura mayor que en las turbinas convencionales, la cantidad de combustible necesaria es menor. Tras pasar por la cámara de combustión, los gases calientes son enviados al recuperador de calor, donde ceden energía al circuito primario (el aire proveniente del compresor).

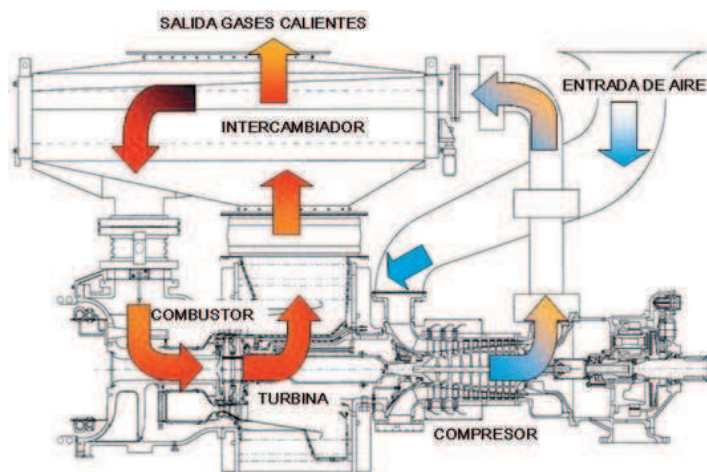


Figura 1. Esquema de ciclo regenerativo de una turbina Mercury 50.

- **Alta eficiencia**

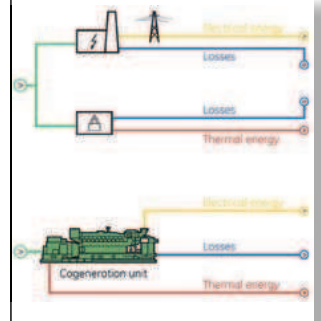
La turbina tiene una potencia nominal (en condiciones ISO) DE 4.600 kW y un consumo específico de combustible (Heat Rate) de 9.349 kJ/kWh, resultando en un rendimiento eléctrico del 38,5%. El turbogenerador es ideal para las industrias con demandas bajas de calor (principalmente en forma de vapor). La turbina genera un caudal de gases calientes de 64,152 kg/h a una temperatura de 374 °C.

- **Bajas emisiones**

La turbina Mercury 50 utiliza la tecnología Solar ULP (Ultra Lean Premix) en el sistema de combustión, que permite que los valores de emisiones sean muy bajos, pudiéndose llegar a valores de emisión de NOx de 5 ppm con unas emisiones de CO y de UHC de 10 ppmv.

Beneficios

Suministro energético fiable y de alta calidad y reducción del coste energético.



COGENERACIÓN CON TURBINA DE GAS EN LA INDUSTRIA MINERA CRIMIDESA

Sector	Industrial - Minero
Nombre Proyecto / Planta	ENERCRISA - CRIMIDESA
Fecha de puesta en marcha	2 enero 2008
Ubicación	Cerezo de Río Tirón, Burgos
Equipos principales	Turbogenerador Turbomach equipado con turbina Solar T130
Ingeniería	Turbomach
Tipo de ciclo	Planta de cogeneración: ciclo combinado
Potencia	15.000 kW
Compañía distribuidora	Iberdrola
Tipo de energía producida	Producción de energía eléctrica y calorífica

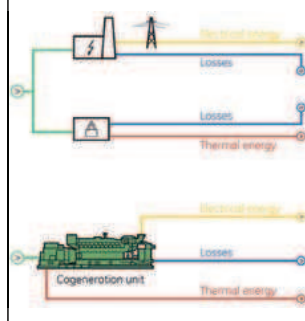
Introducción

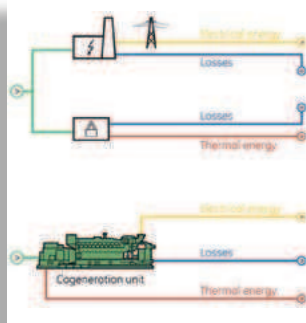
Crimidesa es una empresa minera localizada en Cerezo de Río Tirón, provincia de Burgos. En 1994 se constituye Enercrisa, en sociedad con Iberdrola, cuya actividad es la generación de energía eléctrica y térmica para abastecer las necesidades de Crimidesa.

Planta de cogeneración

En 2006 Enercrisa dispone de una planta de cogeneración de ciclo combinado formada principalmente por una turbina de gas MF111B, una caldera de recuperación y un turbogenerador a vapor.

En este año se decide sustituir el turbogenerador a gas, que ha estado en funcionamiento durante once años, por uno de mayor eficiencia. Esta sustitución no afecta a los restantes equipos de la central, que pueden seguir en operación sin ningún tipo de modificación. El turbogenerador que sustituye al antiguo es un TITAN 130 de 15 MW (ISO) fabricado por Turbomach.





Guía de la Cogeneración

La caldera de recuperación genera 55 toneladas de vapor por hora, a 63 bar y sobrecalentado a 480 °C. Este vapor es generado a partir de la energía térmica contenida en los gases de escape de la turbina que son a su vez postcombustionados en un quemador de gas natural. La función del quemador es la de aumentar la temperatura de los gases de escape de la turbina para poder adaptar la producción de vapor de la caldera a la demandada en el proceso de fabricación de Crimidesa.

El vapor generado en la caldera de recuperación es enviado a una turbina de vapor a contrapresión de una potencia nominal de 6.240 kW. Una vez turbinado, el vapor a 8 bar y 240 °C es enviado al proceso productivo. La planta de cogeneración produce en operación nominal 19 MW.

La turbina Titan 130 instalada en Enercrisa es de tipo industrial y está compuesta por un sistema de combustión de bajas emisiones que trabaja con gas natural.

A pesar de la proximidad a la mina de glauberita y a los centros de producción de sulfato sódico, el diseño del sistema de filtración de aire permite el normal funcionamiento del equipo. Para conseguir unos niveles óptimos en la calidad de aire (aire de ventilación del *package* y aire de combustión), el equipo consta de un sistema de filtración autolimpiante por pulsos de aire comprimido y una segunda etapa de alta eficacia para el aire de combustión.

El turbogenerador está provisto de un enfriador evaporativo. Este equipo se utiliza para enfriar el aire de combustión consiguiendo de esta manera un mayor rendimiento eléctrico de la turbina. Al aumentar el rendimiento de la turbina se incrementa la cantidad de energía eléctrica vendida a la red repercutiendo positivamente en los resultados económicos de explotación de la instalación.



Foto 1. Turbogenerador a gas Titan 130 instalado en Enercrisa.

En cuanto a las emisiones, el sistema de combustión de la turbina está equipado con tecnología de bajas emisiones *SoLoNOx*, sistema de combustión seca diseñado para conseguir niveles bajos de emisiones de NO_x sin inyección de agua. Esta tecnología se basa en el control de la temperatura de combustión debido a que la formación de óxidos de nitrógeno depende directamente de esta temperatura. Los inyectores disponen de dos zonas de combustión en serie: piloto y principal. La combinación de diferentes mezclas (aire/combustible) en ambas cámaras proporciona un método de control de la temperatura de combustión que permite su variación dentro de unos límites establecidos. De esta manera se mantiene la temperatura adecuada consiguiéndose una reducción de las emisiones de NO_x y pudiéndose alcanzar un límite de emisiones de 50 mg/Nm^3 .

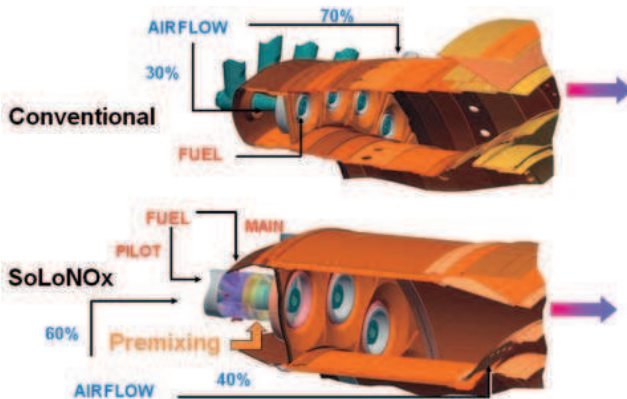
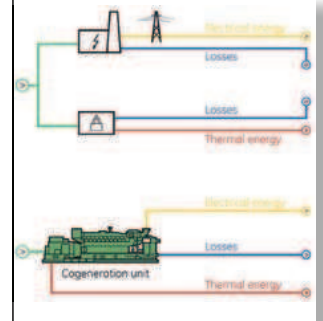
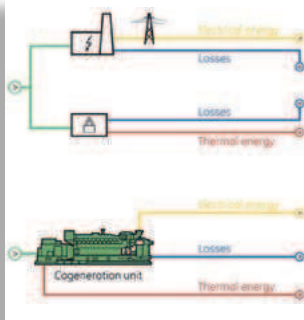


Figura 1. Sistemas de combustión en turbinas de gas.





Guía de la Cogeneración

Modificación sustancial (Real Decreto 661/2007)

La planta de cogeneración estaba formada originalmente por un turbogenerador de 14,4 MW empacado por Turbomach con una turbina MF111B. La instalación del nuevo turbogenerador permite mantener los equipos principales de la planta, como son la caldera de recuperación, la turbina de vapor y todo el sistema eléctrico de media tensión.

Con el nuevo turbogenerador, Enercrisa consigue la otorgación de *Modificación Sustancial* de la planta de cogeneración, y con ello, la planta de cogeneración consta de una nueva fecha de puesta en servicio con lo que Enercrisa puede continuar percibiendo las primas por la venta de energía eléctrica.

Beneficios

Cambio de turbogenerador a gas por otro más eficiente, consiguiéndose un gran ahorro energético.

PLANTA DE COGENERACIÓN CON BIOGÁS EN SAT MOLINER

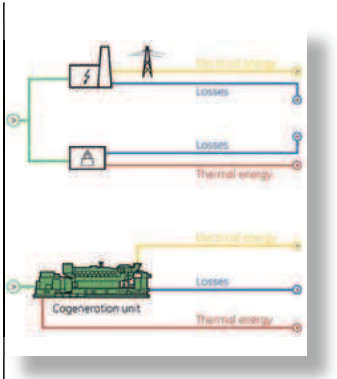
Sector	Terciario
Ubicación	Cassà de la Selva
Fecha puesta en marcha	Junio 2009
Empresa constructora de la planta de cogeneración	2G Iberica
Empresa constructora de la planta de biogás	Ecobiogás
Distribuidora	Endesa
Ciclo	Otto
Potencia	370 kW eléctricos y 424 kW térmicos
Tensión de conexión	Media tensión
Fuente de energía consumida	Biogás
Tipo de energía producida	Energía eléctrica y calorífica

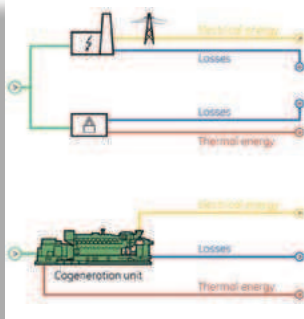
Descripción

Planta de cogeneración a biogás procedente de una planta de metanización con purín y cosustratos diversos, con tratamiento adecuado del gas para un correcto funcionamiento de los motores. Diseñada para operar con la máxima eficiencia eléctrica y térmica optimizando así el uso de la energía primaria.



Foto 1. Detalle de la instalación.





Guía de la Cogeneración

- Motor con accesorios:

Este motor creado por MAN para operar con biogás, proporciona un rendimiento continuado de 370 kW según la norma ISO 8528. Está equipado con una enfriadora de agua que permite aumentar la eficiencia eléctrica, la automatización de entrada de aceite disminuye los costes de mantenimiento y el control inteligente de la potencia optimiza el funcionamiento de la planta.

- Generador:

Generador de 451 kVA, dimensionado para obtener un punto de trabajo de máxima eficiencia para una salida de 370 kW.

- Sistema hidráulico:

Circuito optimizado para un correcto desacoplamiento hidráulico y térmico entre el circuito de usuario y el de la planta.

- Control:

Todo el funcionamiento de la planta se puede controlar in situ mediante una pantalla táctil o a distancia, optimizando técnica y económicamente el servicio técnico.

- Contenedor de la planta amortiguador de ruido:

El contenedor está preparado especialmente para países calurosos como España, contiene todos los elementos necesarios para la conexión inmediata de la planta a la entrada de energía primaria (biogás) y a la salida de energía eléctrica y térmica. Está aislado acústicamente con nivel de 65 dBA a 10 metros de distancia.



Foto 2. Contenedor amortiguador de ruido.

Tratamiento del gas

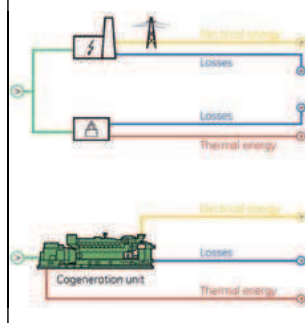
Antes de diseñar la planta es necesario conocer las características del gas para aplicar el tratamiento correcto y asegurar así una vida larga al motor. En este caso se ha realizado un secado del gas mediante un enfriamiento adicional que permite un mejor funcionamiento de la planta en los días de más calor.



Foto 3. Vista exterior de la planta.

Beneficios

Producción de energía eléctrica y calorífica.



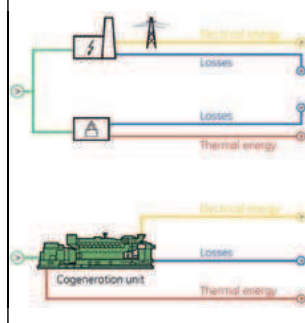
MOTORES A GAS EN EL VERTEDERO DE VALDEMINGÓMEZ, MADRID



Foto 1. Planta de cogeneración del vertedero de Valdemingómez. Fuente: GE Jenbacher.

En el año 2000, el municipio de Madrid adjudicó a las empresas Ver-tresa, Cespa y Sufi, que posteriormente formaron Valdemingómez 2000 S.A., la construcción y explotación de una instalación de desgasificación con aprovechamiento energético para el vertedero de Valdemingómez. Con una superficie de 110 hectáreas y alrededor de 21 millones de toneladas de desechos acumulados durante 23 años (desde el año 1978 hasta el año 2000), Valdemingómez es el vertedero más grande de España.

En concordancia con los esfuerzos por reducir las emisiones de gases de efecto invernadero, la central de generación eléctrica a partir de gas de vertedero de Valdemingómez va a permitir una reducción de más de 3 millones de toneladas equivalentes de CO_2 , en sus primeros 15 años de operación, en comparación con la emisión del gas directamente a la atmósfera.



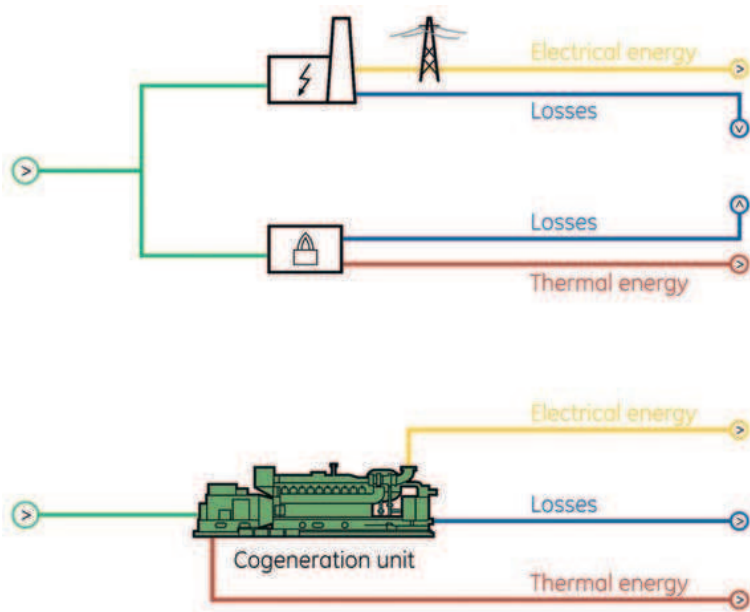
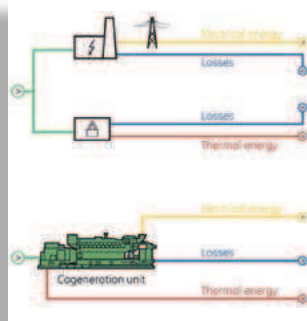


Figura 1. Producción de energía eléctrica y térmica. Fuente: GE Jenbacher.

Desde su puesta en servicio en 2003, los ocho motores a gas Jenbacher, de los cuales cuatro unidades son generadoras (JGS 620 GS-L.L) y las otras cuatro de cogeneración (JMS 620 GS-L.L), han suministrado energía y calor aprovechando el gas de vertedero como combustible. La electricidad producida por los motores se vierte a la red local, mientras que el calor generado por los cuatro módulos de cogeneración cubre las demandas internas, abasteciendo de agua caliente a los procesos de la planta y cubriendo las necesidades de calor de la instalación. Además, los gases de escape de los motores se utilizan generando vapor para la producción adicional de energía eléctrica a través de una turbina de vapor.

Tabla 1. Datos técnicos de la instalación.

Datos técnicos

Número de unidades y tipo de motores	
Unidades generadoras	4 x JGS 620 GS-L.L
Módulos de cogeneración	4 x JMS 620 GS-L.L
Tipo de gas	Gas de vertedero
Producción eléctrica	16.992 kW
Eficiencia eléctrica	38,5%
Producción térmica	5.060 kW
Operador	Valdemingómez 2000, S.L.
Puesta en servicio	2003

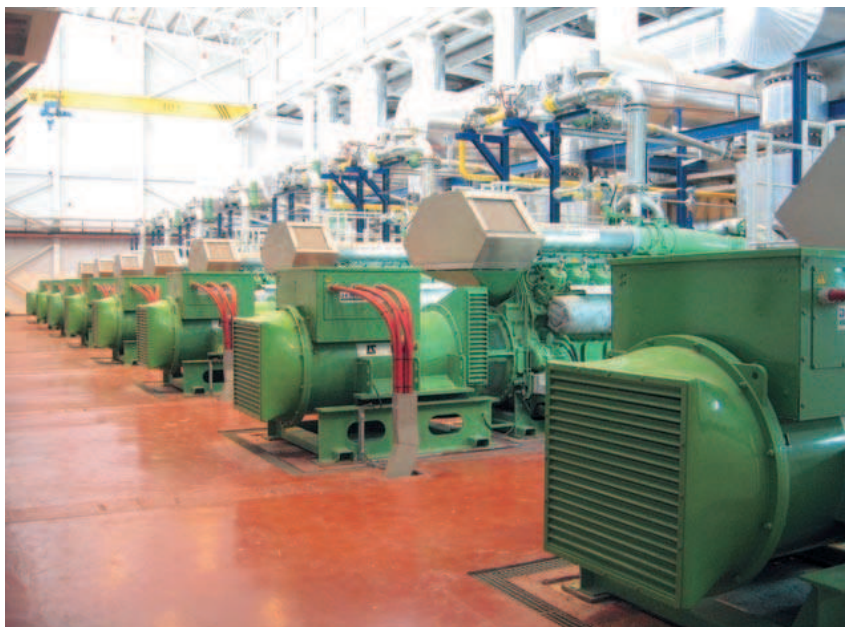
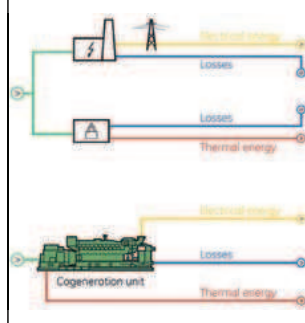


Foto 2. Vista lateral de los ocho motores a gas (cuatro unidades generadoras y cuatro de cogeneración). Fuente: GE Jenbacher.



Foto 3. Vista lateral de los ocho motores a gas (cuatro unidades generadoras y cuatro de cogeneración). Fuente: GE Jenbacher.



Otras características de la planta

- Mantenimiento de emisiones y eficiencia mediante un sistema DIA. NE® (Jenbacher) de gestión de motor.
- Transmisión remota de datos a través de HERMES, para proporcionar al operador diagnósticos y soluciones a distancia y vía Internet, módem o conexión de red de área local.



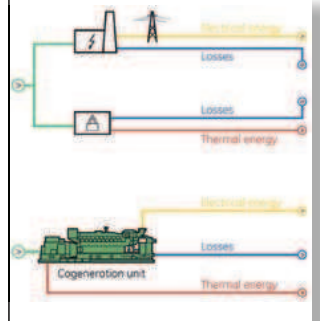
Foto 4. Vista superior de los motores a gas. Fuente: GE Jenbacher.

Ventajas

- La eliminación de un gas contaminante, utilizándolo simultáneamente como fuente de energía.
- Eficiente y económico suministro combinado de calor, con el que se cubre la demanda interna de calor y se produce vapor como fuente energética para una turbina de vapor.
- Concepto múltiple de motor que permite una gran flexibilidad acorde con la disponibilidad del gas y la demanda de calor, así

como altos niveles de accesibilidad en caso de periodos de inactividad, programada o no programada, de los motores.

- Beneficios medioambientales derivados de la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero.



PLANTA DE COGENERACIÓN DEL HOSPITAL CENTRAL DE LA DEFENSA "GÓMEZ ULLA", MADRID

Introducción

La sociedad La Energía, S.A. y Gas Natural Electricidad SDG, S.A., Unión Temporal de Empresas, del Grupo Gas Natural, resultó adjudicataria en diciembre de 2000 del contrato administrativo con el Ministerio de Defensa para el suministro energético integral al Hospital Central de la Defensa "Gómez Ulla", en Madrid, para cubrir una demanda de 15 GWh/año de energía eléctrica y 47 GWh/año de energía térmica.

Debido a ello, se inició el desarrollo y la construcción de una planta de cogeneración de 5,8 MW de potencia eléctrica, y una reforma en la sala de calderas del hospital, mediante un proyecto presupuestado en 5,5 millones de euros. La construcción se inició en marzo de 2002 y concluyó en febrero de 2003. Desde la puesta en marcha hasta la fecha se han realizado renovaciones y modificaciones proactivas por un importe aproximado de 1,3 millones de euros.

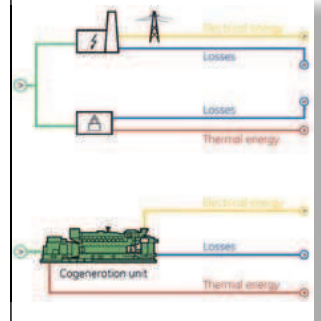
La instalación de cogeneración abastece constantemente la demanda de energía eléctrica y térmica del hospital. Los consumos térmicos se emplean para generar vapor para lavanderías, cocinas y esterilización, agua sobrecalentada y caliente para calefacción, ACS y agua fría para climatización (mediante tecnología de absorción).

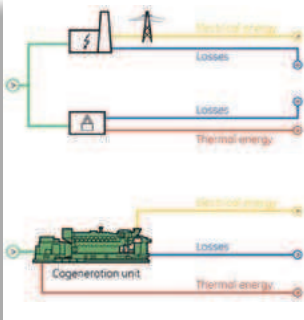
Descripción

Para proveer de suministro energético al Hospital de la Defensa Gómez Ulla, cuya capacidad es de 2.000 camas, se instalaron 2 motogeneradores alternativos, una caldera de recuperación generadora de vapor, una máquina de absorción, una subestación eléctrica de transformación y se reforzó el equipamiento de la sala de calderas del hospital.

- Motogeneradores a gas:

El equipo principal de la planta de cogeneración son dos motogeneradores alternativos de combustión interna de gas natural, ci-





Guía de la Cogeneración

clo Otto, de 1.000 r/min, potencia unitaria de 2,9 MW, marca Deutz (MWM), modelo TBG632V12, de doce cilindros y cuatro válvulas por cilindro, sobrealimentación turbo con refrigeración de la mezcla, y sistema de control y monitorización avanzado TEM-Evo. Ambos motores están acoplados a dos alternadores de 3.634 kVA, marca AVK-Cummins con factor de potencia de 0,8.



Foto 1. Sala de motores.

Tabla 1. Especificaciones técnicas de los motores.

CARACTERISTICAS TECNICAS	MOTORES A GAS
Fabricante	Deutz
Modelo	TBG 632 V12 / TCG2032 V12
Potencia	2.928 kW
Velocidad de giro	1.000 r/min
Factor de potencia	0,80
Cilindros	12 en V
Diámetro/Carrera	260 mm / 320 mm
Cilindrada	17 L / cilindro
Pm efectiva	16 bar
Combustible	Gas natural
Consumo	7.100 kW
Lubricante	Aceite sintético o mineral
Volumen de lubricante	1.750 L
Consumo de aceite lubricante	< 0,2 g/kWh
Caudal de gases escape	15.799 kg/h
T gases escape	494 °C

- Recuperación del calor:

Para el suministro de vapor se ha incorporado un circuito de recuperación del calor de los escapes de los motores, consistente en una caldera de recuperación pirotubular, generadora de 4,5 t/h de vapor a 14 bar, marca Standardkessel, equipada con doble alimentación de agua, un economizador (precalentamiento del agua de alimentación) y un recuperador final (que disminuye la temperatura de los escapes hasta los 115 °C calentando el agua de proceso de los motores).

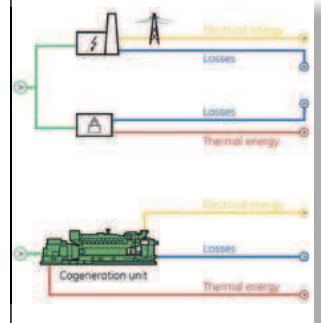
El vapor excedente se aprovecha para la producción de agua caliente de proceso en su entrada a la máquina de absorción, mediante un intercambiador de condensación. En definitiva, el proceso está optimizado buscando el criterio de máxima recuperación del calor y eficiencia.



Foto 2. Caldera de recuperación.

- Sistema de refrigeración de los motores:

Los motores están refrigerados mediante dos circuitos de agua técnica: de alta temperatura (76-89 °C; calor recuperado en el circuito de proceso) y de baja temperatura (40-44 °C; calor disipado en las torres de refrigeración). El agua de proceso se bombea hasta los centros de consumo de calefacción, climatización y ACS del hospital, ubicados en la sala de máquinas de la torre de cuidados médicos.



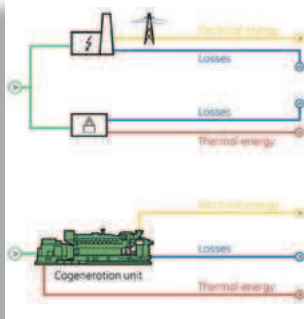


Foto 3. Torres de refrigeración.

La ingeniería acústica fue estudiada y desarrollada con especial atención, debido a que dicha central está ubicada en una zona urbana sensible, en las proximidades de instalaciones sanitarias, viviendas y colegios. Desde la obra civil hasta los elementos específicamente acústicos (silenciadores, cerramientos, puertas) fueron diseñados para alcanzar los exigentes requisitos del Ayuntamiento y la Comunidad de Madrid.

- Equipo de absorción:

La planta incluye una unidad de absorción marca Roca York (Johnson Control), modelo YIA-HW, de 2,2 MW de potencia frigorífica, alimentada mediante agua de proceso a 90-102 °C (procedente de la refrigeración de los motores y el calentamiento final del condensador de vapor excedente). Esta máquina genera agua fría a 7-8 °C para la climatización del centro hospitalario. Al utilizar el calor excedentario de los motogeneradores, se reduce notablemente el consumo eléctrico de los compresores frigoríficos convencionales.

- Modernización de la sala de calderas:

El proyecto emprendido por La Energía ha incluido una extensa reforma de la sala de calderas existente del hospital, instalando una caldera de agua sobrecalentada pirotubular de doble lecho de 12 MW, marca Standardkessel, y una caldera adicional de apoyo de 6,5 MW a 13 bar, marca Viessmann; incluyendo la ampliación

y renovación de las instalaciones existentes, instalando un rack de tuberías de 300 m desde la central hasta la torre de cuidados intensivos, el sistema de tratamiento de agua, y la transformación del sistema de combustión de gasóleo a gas natural en las calderas existentes. Estas calderas proporcionan la energía térmica necesaria adicional a la proporcionada por la cogeneración.

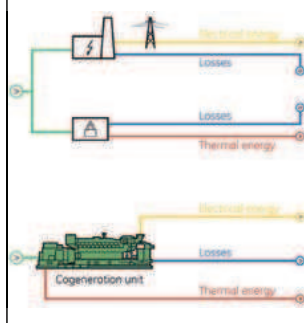


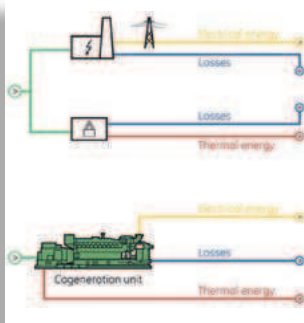
Foto 4. Caldera a gas natural de 6,5 MW.

- Instalación de gas:

La renovación de la sala de calderas del hospital y la instalación de los motogeneradores (14 MW de potencia térmica), conllevó la ampliación y renovación de la instalación gasista, incluyendo la construcción de una nueva Estación de Regulación y Medida (ERM) de alta presión, la distribución interior por el recinto hospitalario y las rampas de los diversos aparatos.

Dicha instalación fue realizada por el contratista Transtusa, que suministró una ERM de 3.000 Nm³/h, 16 bar; con doble línea de filtrado y regulación, con regulador Fiorentini 16-0,75 bar, en un solo conjunto, medición en línea principal y redundante, contador Schlumberger, corrector electrónico PTZ y tele-medida.





Guía de la Cogeneración

• Instalación eléctrica:

Los alternadores de generación suministran la energía a una subestación eléctrica de transformación de 6 a 45 kV, en parque de intemperie, con interconexión a la red de distribución con doble línea, y centro de protección, maniobra, control y medida. La generación eléctrica (34 GWh/año) cubre mayoritariamente la demanda del hospital (15 GWh/año) y abastece a la red de distribución.

Explotación y mejoras

Desde la puesta en marcha de la central se han realizado numerosas mejoras, entre ellas: la reducción del consumo de agua, instalando sistemas de control de calidad y purga automática en la caldera de recuperación y las torres de refrigeración; y la reducción de la energía térmica, mediante mejoras en los sistemas de aislamiento de la caldera y el rack de tuberías.

Actuaciones más significativas entre 2004 y 2009:

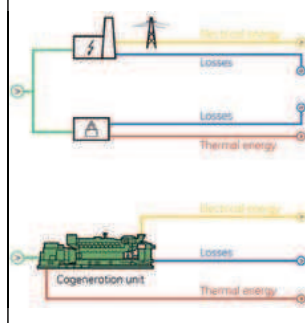
- Re-entubado del condensador de vapor en acero inoxidable.
- Estudio de tensiones mecánicas en el rack de tuberías.
- Instalación nueva caldera de agua sobrecalentada Viessmann.
- Optimización de la regulación de la energía reactiva generada.
- Reformas en el generador de vapor.
- Instalación de un nuevo motogenerador nº 2 Deutz TCG2032V12.
- Reformas en los sistemas auxiliares de motores.
- Mantenimientos modificativos en el rack de tuberías.
- Mejoras en el sistema de control de grupos para habilitar la operación en isla en ciertos casos.
- Actualización e implantación del Plan de Autoprotección de la central de cogeneración.

- Coordinación de actividades empresariales e implantación de mejoras organizativas y técnicas en prevención de riesgos laborales.
- Actualización y mejora del sistema de control y adquisición de datos (SCADA).
- Instalación de mejoras para aumentar la eficiencia y reducir los autoconsumos (instalación de compresores de aire y bombas de refrigerante más eficientes).
- Estudio de viabilidad de la separación de consumos auxiliares de la generación (conexión todo-todo).
- Mantenimientos predictivos (análisis de aceite, vibraciones, diagnóstico de aislamiento de alternadores).
- Instalación de las mejoras indicadas por la compañía de seguros para seguridad industrial y minimización de daños materiales.

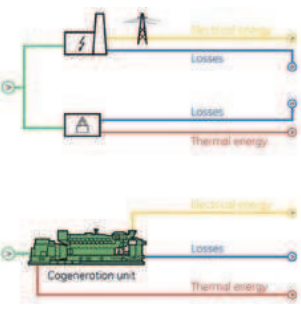
La planta ha alcanzado en el primer semestre del 2009 un factor de disponibilidad del 98% y una fiabilidad del 99%. El aprovechamiento del calor útil ha sido superior al mínimo reglamentario (rendimiento eléctrico equivalente del 55%), obteniendo rendimientos del 63,3% (2007) y 56,4% (2008). Las emisiones de gases contaminantes son inferiores al 95% del límite reglamentario. La reducción en la factura energética es significativa, con ahorros de hasta 2,7 millones de euros en 2008.

Beneficios

Gracias a la producción combinada de calor y electricidad se consigue reducir en un 16% el consumo de energía primaria, además de reducir la emisión de gases contaminantes como el CO_2 en 127 kt y NO_x en un 80% o el SO_2 que se elimina completamente. El ahorro económico del hospital respecto a la instalación preexistente es de un 47%.



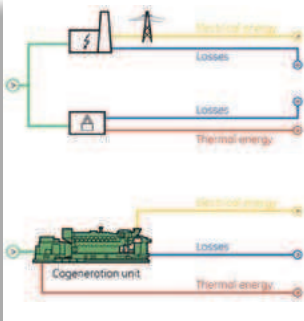
**SISTEMA DE TRIGENERACIÓN
EN EL PARQUE EMPRESARIAL, RESIDENCIAL
Y DE INVESTIGACIÓN CENTRE DIRECCIONAL
CERDANYOLA DEL VALLÈS**



Ubicación	Cerdanyola del Vallès, Barcelona
Propiedad	Poligeneració Parc D'Alba
Proyecto	Lonjas, S. A.
Constructora	Ute Sanjose Tecnologías 80% – Lonjas 20%
Adjudicataria de la concesión	Ute Tecnocontrol (Sanjose Energía y Medio Ambiente 95% - Lonjas 5%)
Gestora del plan urbanístico	Consorci Urbanístic del Centre Direccional de Cerdanyola del Vallès, Institut Català del Sòl (INCASOL - Generalitat de Catalunya) y el Ayuntamiento de Cerdanyola del Vallès
Equipos	Jenbacher / Thermax / Carrier / Sincal
Tipo de energía producida	3 tipos: energía eléctrica, frío y calor

Introducción

El Centre Direccional de Cerdanyola del Vallès, es un plan de actuación urbanístico en Cerdanyola del Vallès orientado a la creación de un parque empresarial, residencial y de investigación con unos exigentes parámetros de prestación de servicios y de respeto medioambiental, y que constituye la mayor transformación territorial de Cataluña. Dada la magnitud de la transformación y el impacto ambiental que necesariamente supone el Plan Parcial, el Consorci Urbanístic del Centre Direccional, gestor de este desarrollo, se planteó desde el primer momento la necesidad de introducir el concepto de eficiencia energética como el elemento fundamental para conseguir minimizar el impacto resultante de cubrir las necesidades energéticas. Para ello, y como parte fundamental del Plan, se planificó un servicio de suministro de energía eléctrica, frío y calor a los usuarios a través de un sistema distribuido de generación energética que contemple los parámetros de eficiencia más exigentes e incorpore fuentes de energías renovables innovadoras. Estos requerimientos se perfeccionaron mediante el contrato de “Concesión de obra pública para la explotación de un servicio de interés general consistente en la construcción y explotación



de unas instalaciones de poligeneración de electricidad, frío y calor dentro del ámbito territorial del plan parcial del Centre Direccional de Cerdanyola del Vallès". Es la transformación territorial más extensa de Cataluña y destina el 70% de techo a actividades intensivas en conocimiento, lo que permitirá concentrar 40.000 puestos de trabajo de alto valor, y cuyas magnitudes principales se especifican en la Fig. 1.



Figura 1. Magnitudes principales del Plan de Actuación Urbanística de Cerdanyola del Vallès. Fuente: Consorci Urbanístic del Centre Direccional de Cerdanyola del Vallès.

El objetivo estratégico global del Plan Urbanístico es la creación de un Centro de Desarrollo Científico y Empresarial que sea un espacio de elevada calidad urbana y que se constituya en un modelo de excelencia medioambiental, donde puedan convivir centros, entidades y empresas de alto contenido tecnológico, ver Fig. 2.

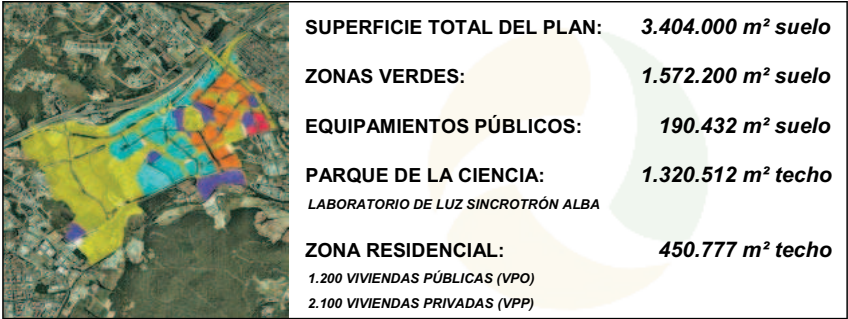


Figura 2. Desarrollo de la ocupación del Plan de Actuación Urbanística de Cerdanyola del Vallès. Fuente: Consorci Urbanístic del Centre Direccional de Cerdanyola del Vallès.

Objetivo y beneficios esperados

Se planificó un servicio de suministro de *energía eléctrica, frío y calor* a los usuarios a través de un sistema distribuido de generación energética, que contemple los parámetros de eficiencia más exigentes e incorpore fuentes de energías renovables innovadoras así como actuaciones sobre la demanda con el objeto de minimizar el consumo.

La cuantificación de las demandas totales previstas para las diferentes ocupaciones y desarrollos del Plan Parcial se recogen en la tabla descriptiva que se especifica en la Fig. 3.




	SINCROTRÓN ALBA Electricidad: 44.600 MWh/año Calefacción: 3.800 MWh/año Refrigeración: 30.200 MWh/año
	PARQUE DE LA CIENCIA (1ª FASE) Electricidad: 40.400 MWh/año Calefacción: 25.200 MWh/año Refrigeración: 42.200 MWh/año
	PARQUE DE LA CIENCIA (DEMANDA FINAL) Electricidad: 203.600 MWh/año Calefacción: 90.200 MWh/año Refrigeración: 167.800 MWh/año

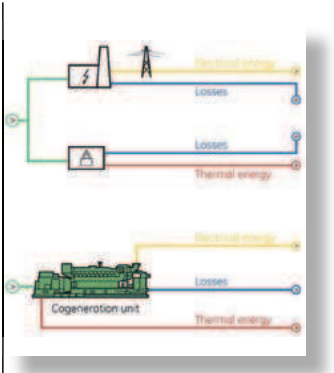
Figura 3. Demanda energética prevista. Fuente: Consorci Urbanístic del Centre Direccional de Cerdanyola del Vallès.

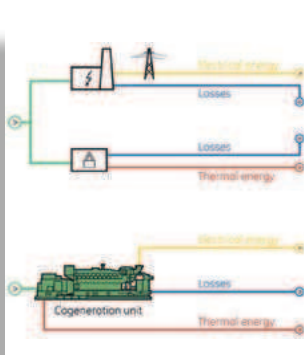
El suministro de energía térmica se realizará mediante Red de Distribución de Frío y Calor (District Heating & Cooling) que se extiende por todo el Parque. También se suministrará electricidad al Laboratorio de Luz Sincrotrón ubicado en el Centre Direccional.

Los objetivos y beneficios esperados totales se especifican en la Fig. 4.

NUEVA ORDENANZA URBANÍSTICA CON ESPECIALES REQUERIMIENTOS DE ECO-EFICIENCIA:	INNOVADOR SISTEMA DE POLIGENERACIÓN DE ELECTRICIDAD, FRÍO Y CALOR PARA LAS ÁREAS EMPRESARIALES Y LOS EQUIPAMIENTOS:	
33% DE AHORRO ENERGÉTICO Y DE REDUCCIÓN DE LAS EMISIONES DE CO ₂	35% AHORRO ENERGÉTICO	21.400 t CO ₂ NO EMITIDAS
10 AÑOS DE AMORTIZACIÓN: ELEVADO AHORRO ECONÓMICO PARA LOS USUARIOS	100% DE LA DEMANDA DE FRÍO Y CALOR SATISFECHA	50% DE LA DEMANDA ELÉCTRICA PRODUCIDA

Figura 4. Objetivo estratégico global del plan urbanístico y beneficios del mismo. Fuente: Consorci Urbanístic del Centre Direccional de Cerdanyola del Vallès.





Guía de la Cogeneración

El despliegue de este sistema de generación se realizará en cuatro etapas coincidiendo con el desarrollo del plan parcial, denominándose cada una de ellas como su centrales de producción energética: ST-4, ST-5, ST-2 y ST-3.

Descripción

La potencia de los equipos de cada una de las centrales de producción energética se especifica en la Tabla 1:

Tabla 1. Potencia instalada en cada una de las centrales de producción energética.

CENTRAL DE PRODUCCIÓN ENERGÉTICA		ST-4	ST-5	ST-2	ST-3	TOTAL
Motogeneradores (MW_E).	Jenbacher	15,0	8,5	11,0	11,0	45,5
Equipos de absorción (MW_F).	Thermax	31,0	5,3	7,0	8,0	51,3
Plantas de frío por compresión (MW_F).	Carrier	10,0	2,0	7,0	4,0	23,0
Calderas de recuperación (MW_C).	Sincal	14,0	4,5	8,0	8,0	34,5
Calderas convencionales (MW_C).	Sincal	5,0	2,5	4,0	4,0	15,5

En el caso de la Central ST-4, el diseño es el recogido en la Tabla 2:

Tabla 2. Potencia instalada en la ST-4.

CENTRAL ST-4	POLIGENERACIÓN				APOYO			
	CALOR	MW _C	FRÍO	MW _F	CALOR	MW _C	FRÍO	MW _F
FASE I	Camisas 3 motores	4,0	Absorción (gases escape)	5,0	Caldera quemador	5,0	Compresión mecánica	5,0
			Absorción (agua camisas)	3,0				
			Depósito 5.000 m³	15,0				
	SUBTOTAL FASE I: 9MW CALOR Y 28 MW FRÍO							
FASE II	Camisas 2 motores	3,0	Absorción (gases escape)	5,0			Compresión mecánica	5,0
	Caldera (recuperación)	7,0	Absorción (agua camisas)	3,0				
	SUBTOTAL FASE II: 10 MW CALOR Y 13 MW FRÍO							
TOTAL CALOR: 19 MW (14 MW _{C poligeneración} + 5 MW _{C apoyo})								
TOTAL FRÍO: 9 MW (31 MW _{C poligeneración} + 10 MW _{C apoyo})								

A estas centrales de producción se incorporarán fuentes de *energías renovables solar térmica con máquinas de adsorción* para la producción de frío (solar) e instalaciones de *cogeneración a partir de la gasificación de biomasa forestal*.

Beneficios

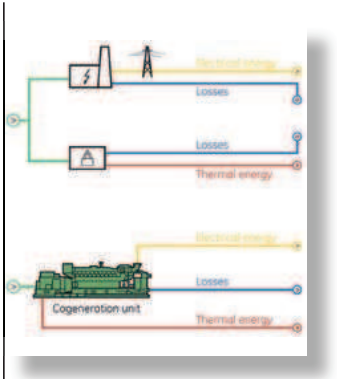
Los resultados de la primera fase del proyecto se especifican en la Tabla 3:

Tabla 3. Resultados de la primera etapa. Calculados según los factores de referencia establecidos en el PER 2005-2010 del IDAE.

ETAPA	AHORRO ENERGÍA PRIMARIA (MWh/año)	EMISIONES EVITADAS (t CO ₂ /año)
Etapa 1 (ST-4)	30.100	7.500
Totalidad del plan urbanístico	109.000	21.400

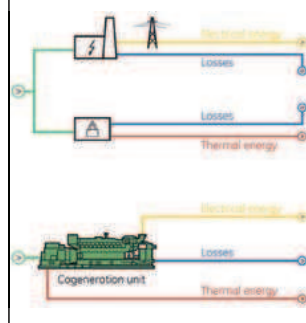
Bibliografía

- IDAE (2005): “Plan de Energías Renovables 2005-2010”. Ministerio de Industria, Turismo y Comercio. Madrid, España.
- IDAE (2008): “Guía Técnica para la Medida y Determinación del Calor Útil, de la Electricidad y del Ahorro de Energía Primaria de Cogeneración de Alta Eficiencia”. Ministerio de Industria, Turismo y Comercio. Madrid, España.



13

ENLACES DE INTERÉS



INSTITUCIONES ESPAÑOLAS

- Comisión Nacional de la Energía - www.cne.es
- Ente Regional de la Energía de Castilla y León (EREN) - www.jcyl.es
- Ente Vasco de la Energía (EVE) - www.eve.es
- Instituto para la Diversificación y Ahorro de Energía (IDAE) - www.idae.es
- Institut Català d'Energia - www20.gencat.cat/portal/site/icaen
- Institut Català del Sòl (INCASOL) - www20.gencat.cat/portal/site/incasol
- Instituto Enerxético de Galicia (INEGA) - www.inega.es
- Ministerio de Medio Ambiente Rural y Marino (MARM) - www.marm.es
- Ministerio de Industria, Turismo y Comercio (MITYC) - www.comercio.mityc.es
- Ministerio de Economía y Hacienda (MEH) - www.meh.es
- Ministerio de Vivienda - www.mviv.es

INSTITUCIONES EUROPEAS

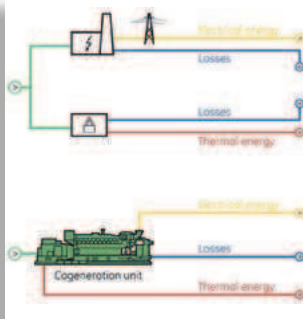
- Agencia Europea de Medio Ambiente - www.eea.europa.eu/es
- Dirección General de Energía y Transporte de la Comisión Europea
http://ec.europa.eu/dgs/energy_transport/index_en.htm
- Dirección General de Medio Ambiente de la Comisión Europea
http://ec.europa.eu/environment/index_es.htm

ORGANISMOS

- Operador Mercado Ibérico Energía - Polo Español, S.A. (OMEL) - www.omel.es
- Red Eléctrica de España - www.ree.es

AGENCIAS DE ENERGÍA

- Fundación de la Energía de la Comunidad de Madrid - www.fenercom.com
- Agencia Internacional de la Energía - www.iea.org
- Agencia Andaluza de la Energía - www.agenciaandaluzadelaenergia.es
- Agencia de Energía de Barcelona - www.barcelonaenergia.cat/4
- Agencia de Gestión de la Energía de Castilla-La Mancha (AGECAM)
www.jccm.es
- Agencia Valenciana de la Energía (AVEN) - www.aven.es



Guía de la Cogeneración

- Agencia Extremeña de la Energía-Badajoz (AGENEX)
www.dip-badajoz.es
- Agencia Gestión Energía Región Murcia (ARGEM) - www.argem.es
- Fundación Asturiana de la Energía (FAEN) - www.faen.es

ASOCIACIONES RELEVANTES

- Asociación Agencias Españolas Gestión Energía (EnerAgen)
www.eneragen.org
- Asociación Española de Cogeneración (ACOGEN) - www.acogen.org
- Asociación Española del Gas (SEDIGAS) - www.sedigas.es
- Asociación Española Operadores Productos Petrolíferos (AOP)
www.aop.es
- Asociación Española de la Industria Eléctrica (UNESA) - www.unesa.es
- Asociación Española para la Promoción de la Cogeneración (COGEN España) - www.cogenspain.org
- Asociación Europea para la Promoción de la Cogeneración (COGEN Europe) - www.cogeneurope.eu
- Carbunion - www.carbunion.com
- Club Español de la Energía (ENERCLUB) - www.enerclub.es
- <http://www.localpower.org/>

EMPRESAS DEL SECTOR DE LA COGENERACIÓN

- 2g Bio-Energetechnik Ibérica
- 3i Ingeniería Industrial, S.L.
- AE, Sociedad Anónima (AESA)
- AB Energy España
- Abener Energía, S.A.
- Agente Del Mercado Eléctrico, S.A. (Ame)
- Aiguasol
- Air Industrie Thermique España, S.L.
- Álabe Sociedad De Cogeneración (Acciona Energía)
- Alarde Sociedad De Energía, S.A.
- Axima Sistemas E Instalaciones, S.A.
- Barloworld Finanzauto
- Baxi Calefacción S.L.U.
- Besel, S.A.
- Cepsa Gas Comercializadora S.A.
- Cepsa Gas Licuado, S.A.
- Cofely España, S.A.U. (Elyo)
- Cummins Power Generation, Ltd
- Eficiencia Energética, S.A.
- Efficient Home Energy S.L. (Ehe)
- Elca Fricalanz, S.L.
- Endesa

- Enel Union Fenosa Renovables, S.A.
- Energia Serveis i Noves Tecnologies, S.A.
- Fenice Instalaciones Ibérica, S.L.
- FNEnergía Soluciones Energéticas
- Gas Natural Soluciones, S.L.
- GE Energy
- GE Energy Jenbacher Gas Engines
- Gea Iberica, S.A.
- Ghesa Ingenieria Y Tecnologia, S.A
- Guascor Power S.A.U.
- Guascor Servicios, S.A.
- Hispasoleo Energias Renovables, S.L.
- Iberdrola Cogeneración, S.R.L.U.
- Iberese, S.A.
- Indar Electric, S.L.
- Infopower
- Ingeniería Estudios Y Proyectos NIP, S.A.
- Ingeniería Y Equipos para Cogeneracion S.L. (Centrax)
- La Energía, S.A.
- Lonjas Tecnología, S.A.
- Man Diesel España, S.A.
- Micropower Europe, S.L.
- MTU Ibérica Propulsión Y Energía, S.L.
- MWM Energy España, S.A.
- OTSI (Oficina Técnica de Servicios e Ingeniería, S.A.)
- Pasch Y Cía., S.A.
- Pígmaly
- Power Support
- Repsol Butano, S.A.
- Rolls Royce Marine España, S.A.
- Siemens, S.A.
- Sige Gestión Informática, S.L.
- Suris, S.L.
- Técnicas Reunidas, S.A.
- Transdiesel, S.L.
- Turbomach, S.A.U.
- Wärtsilä Ibérica, S.A

MÁS INFORMACIÓN SOBRE LA COGENERACIÓN

- *Informe "La energía en España 2008".* Secretaría de Estado de Energía del Ministerio de Industria. Capítulo 8: "Eficiencia energética, cogeneración y energías renovables":

http://www.mityc.es/energia/balances/Balances/LibrosEnergia/ENERGIA_2008.pdf

