

ANALYSIS OF SOLAR RETROFIT IN COMBINED CYCLE POWER PLANTS

El objetivo del estudio termodinámico realizado en este proyecto es determinar y maximizar la eficiencia de una central de ciclo combinado. Con otras palabras, deseamos estudiar, al mismo tiempo que poner en práctica, los métodos para incrementar la eficiencia de la planta reduciendo costes.

En la producción de electricidad las centrales de ciclo combinado están ampliamente estudiadas y desarrolladas. Una central de ciclo combinado consiste en la combinación de dos ciclos asociados a la producción de energía, Rankine y Brayton.

El ciclo Rankine consiste en un ciclo cerrado donde vapor a alta presión es expandido para producir energía en una turbina. El ciclo Brayton es un ciclo abierto en el cual el aire entra en un compresor para ser mezclado con fuel en una cámara de combustión. La mezcla de fuel y aire, a alta presión y temperatura, es expandida en una turbina produciendo energía. Ambos ciclos se combinan de modo en que la energía contenida en los gases a la salida de la turbina de gas sostiene el ciclo de vapor.

Las turbinas de gas son máquinas volumétricas. A altas temperaturas ambiente el flujo de aire y gas expandido a través de la turbina de gas decrece debido a que la densidad del aire es más baja. Esto implica la producción de menos potencia en la turbina de gas. En este caso, el ciclo de vapor está sobredimensionado debido al hecho de que está recibiendo menos energía que en las condiciones para las que fue diseñado.

En este estudio hemos propuesto un sistema solar de empuje para compensar la falta de energía procedente de la turbina de gas. Para ello aplicamos concentradores térmicos lineales. El sistema solar de empuje o retroalimentación entrega vapor adicional al ciclo de vapor ahorrando los costes de inversión de una nueva planta de potencia. Por este motivo el concepto puede ser económicamente ventajoso.

Durante el desarrollo del proyecto se han desarrollado y simulado diferentes modelos de centrales de ciclo combinado de una, dos y tres presiones. El software utilizado para ello es Epsilon Professional 8.0. Son analizados diferentes modos de operación bajo diferentes condiciones de carga.

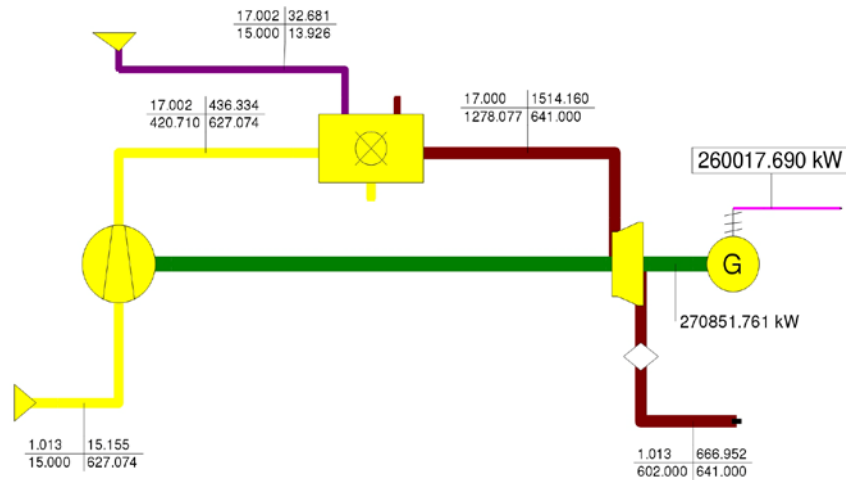
El ciclo combinado es desarrollado inicialmente en condiciones de diseño para ser luego evaluado su funcionamiento bajo otras condiciones de carga diferentes. El primer paso en el diseño de la central de ciclo combinado consiste en entender el funcionamiento de la turbina de gas por separado. En el diseño de la turbina de gas se ha utilizado el modelo 9FA de General Electric, con una relación de presiones igual a 17 y un flujo de gas expandido de 641 kg/s. Las condiciones de diseño elegidas son las condiciones ISO. Tras el diseño y simulación de la turbina de gas en condiciones nominales de

operación, se procede al estudio de su comportamiento ante cambios en las condiciones de carga. Este modo de operación se conoce como carga parcial.

GE Turbine 9FA 50Hz

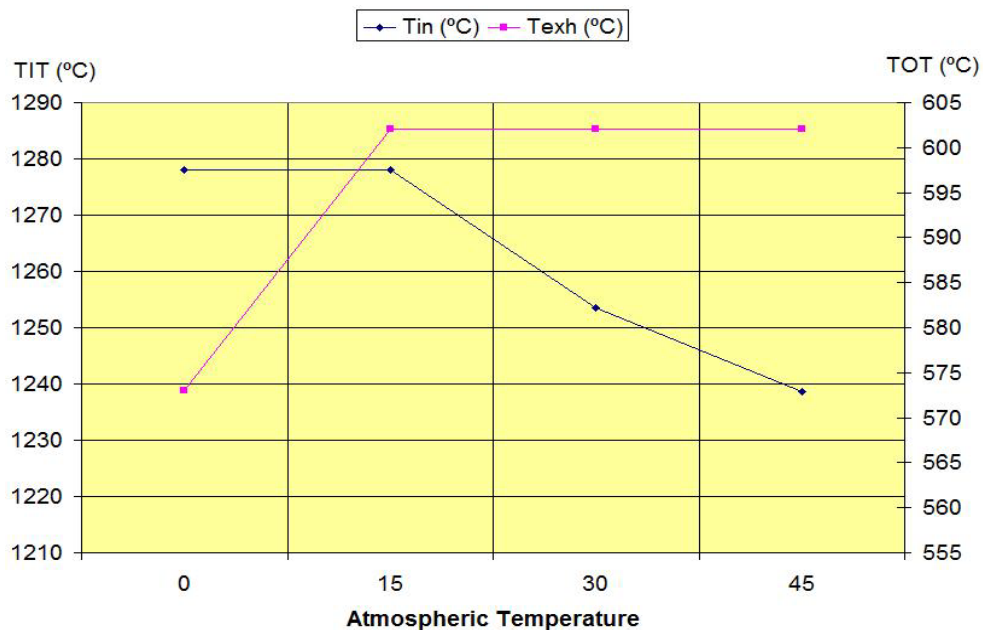
ISO Conditions

P	bar	H	kJ/kg
T	°C	M	kg/s



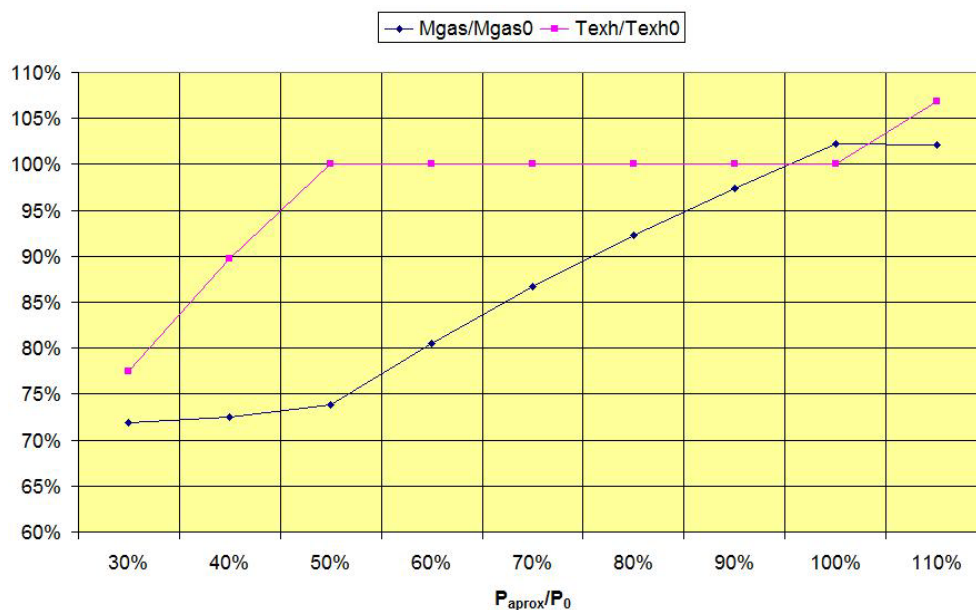
Se han estudiado dos posibles configuraciones de la turbina de gas funcionando en carga parcial. Cuando las condiciones ambientales cambian o cuando la potencia requerida por el ciclo de vapor es diferente que en condiciones de diseño.

Bajo diferentes condiciones ambientales el resultado obtenido se puede resumir en que cuando la turbina de gas trabaja a temperaturas más calientes que la temperatura de diseño, se produce una pérdida de eficiencia y la turbina de gas entrega menos potencia. A temperaturas más frías que la temperatura de diseño, la turbina de gas entrega más potencia ya que el flujo de gas expandido en la turbina es mayor en este caso al ser la densidad del aire menor. Para la simulación de este modo de operación en el software Epsilon se ha definido un criterio que establece la variación de las temperaturas en la turbina de gas. La variación de temperaturas se muestra en la siguiente gráfica.



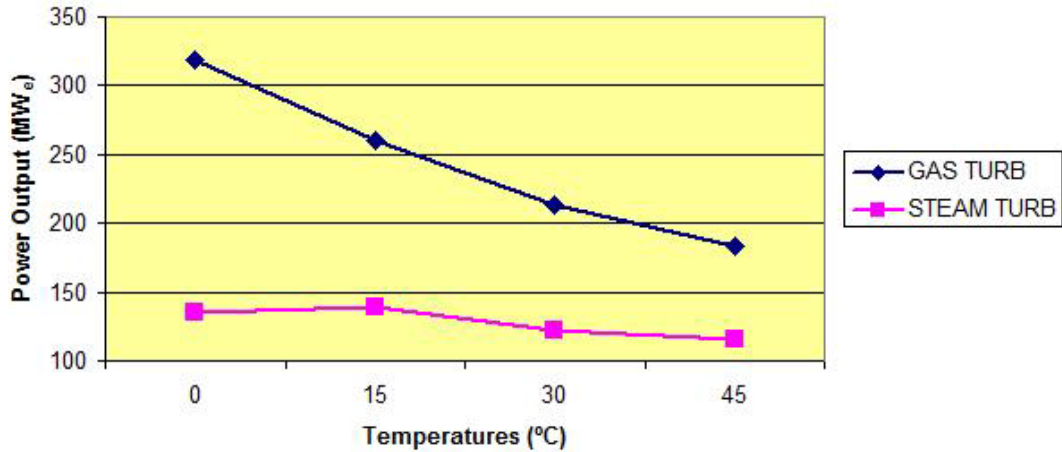
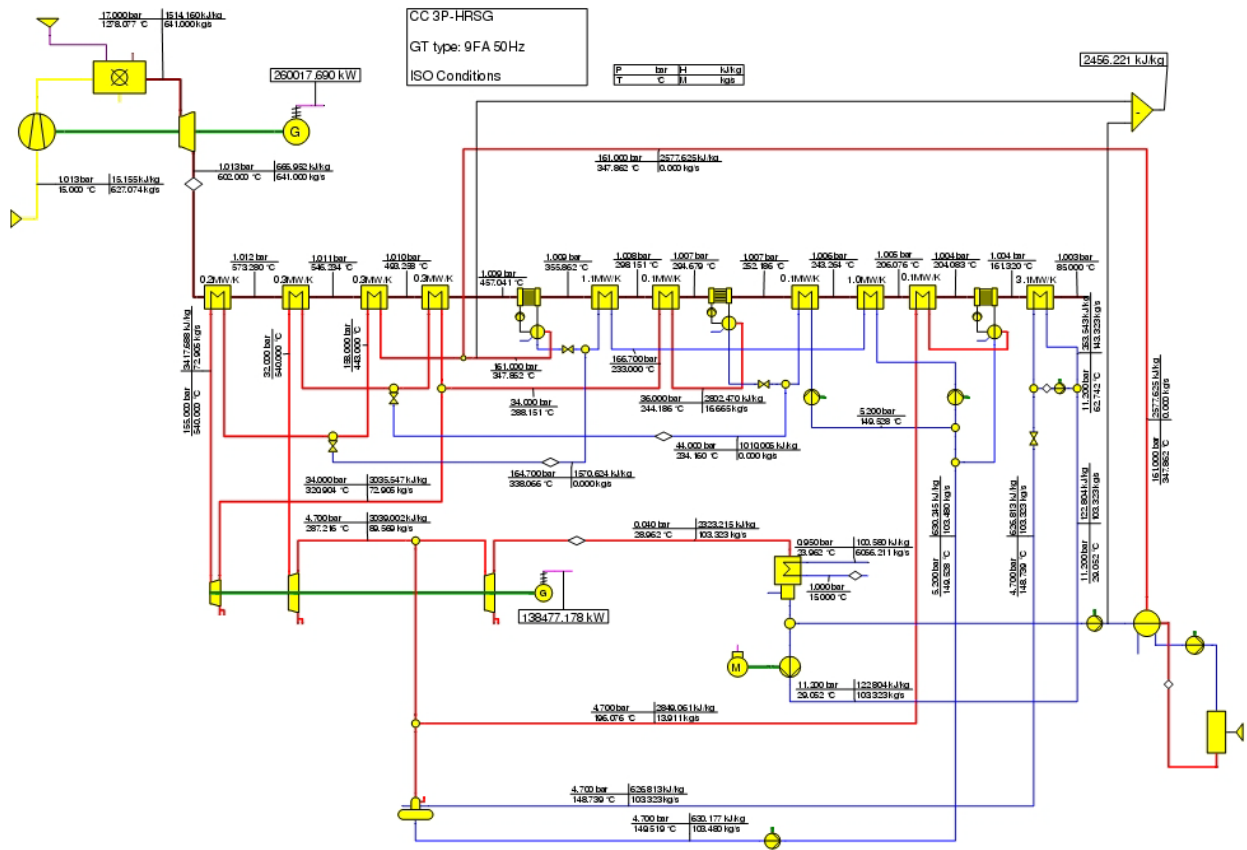
En condiciones ambientales más calientes que la temperatura de diseño, la temperatura a la salida de la turbina de gas debe permanecer constante ya que la energía transportada por los gases de escape de la turbina de gas es aportada al ciclo de gas en los intercambiadores del HRSG. Lo ideal es que el HRSG trabaje en unas condiciones próximas al diseño a pesar de que la turbina de gas lo haga en carga parcial. En condiciones ambientales más frías, es la temperatura a la entrada de la turbina de gas la que permanece constante.

En el caso en el que la potencia requerida de la turbina de gas sea menor que en condiciones de diseño, se ha establecido otro criterio que define la variación de las temperaturas en la turbina de gas mostrado en la gráfica siguiente. Al igual que en el caso anterior, se trata de mantener una temperatura constante a la salida de la turbina de gas.



Una vez completado el análisis del funcionamiento de la turbina de gas por separado se procede al acoplamiento del ciclo de vapor para obtener el ciclo combinado al completo. Aunque los ciclos de una y dos presiones también se han diseñado, en el proyecto se analiza con más detalle el de tres presiones por ser el más complejo y utilizado en la realidad.

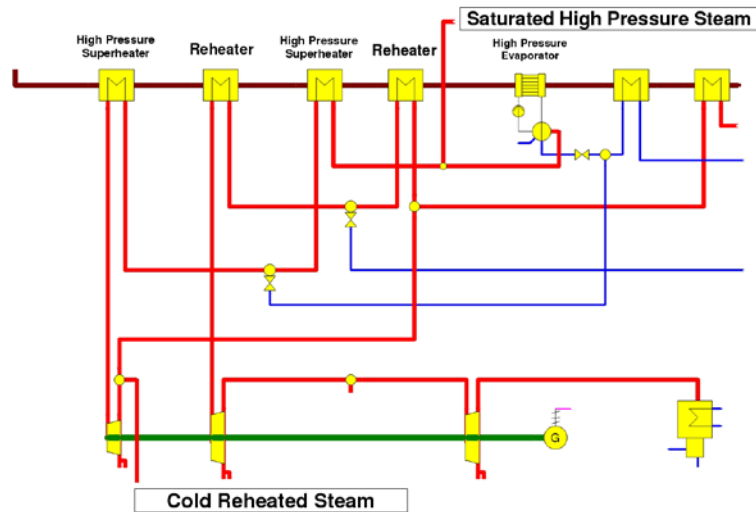
Del estudio conjunto de los dos ciclos se deduce que en condiciones de trabajo diferentes de las condiciones de diseño la potencia entregada por la central de ciclo combinado es siempre inferior a la entregada en condiciones nominales. Esto es debido a que la transferencia de calor en el HRSG decrece cuando la central trabaja a carga parcial. Este decrecimiento es debido a que, aunque la temperatura a la salida de la turbina de gas permanece constante, el flujo de gas es menor y por tanto el calor transferido en el HRSG al ciclo de vapor es menor también. Esto implica una generación de vapor menor y por tanto la potencia producida en la turbina de vapor es menor que en condiciones de diseño.



Como solución a esta pérdida de potencia en condiciones de trabajo de carga parcial se ha propuesto un sistema de empuje o retroalimentación de vapor en el ciclo de vapor que permita incrementar la potencia producida en la turbina de gas. Consiste en un campo de concentradores solares dotado de un sistema de generación directa de vapor que permite la inyección del mismo en la central térmica.

En el estudio tecnológico de los posibles sistemas de empuje a introducir en la central de ciclo combinado se han barajado dos configuraciones: aumentar la eficiencia de la planta mediante la inyección de vapor saturado a alta presión o mediante la inyección de vapor antes del recalentamiento. Los resultados

apuntan a un mejor rendimiento en el caso de la inyección de vapor saturado a alta presión por lo que será la solución adoptada.



Además de la inyección de vapor en aquellos casos en que la potencia entregada por la central es menor, se ha analizado la posibilidad de utilizar el sistema en todo el rango de temperaturas ambiente. El vapor procedente del campo de colectores solares es inyectado también en condiciones de diseño. Para ello hemos supuesto que la turbina de vapor admite un incremento de flujo expandido a través de ella sin suponer condiciones adicionales. En este caso la potencia obtenida es mayor para un mismo coste de inversión en el campo de colectores solares y por tanto el sistema es más rentable.

La solución elegida es analizada tanto técnica como económicamente comparando dos tipos de tecnologías concentradoras: Concentradores Cilindro Parabólicos y Concentradores Neumáticos Pre-tensados. Estos últimos están todavía en fase de prueba y han sido diseñados por la Universidad Técnica de Viena. A pesar de que los concentradores neumáticos tienen una peor eficiencia óptica, su precio es más económico lo que los hace candidatos para la construcción de nuestro proyecto. Además, el precio resultante en la producción de un kilowatio eléctrico hora es mucho menor que en el caso de los concentradores cilindro parabólicos.

Cases	Power	Techn.	CAPEX (€)	Land surface (m ²)	CoE(c€/kWh)
Solar Boosting 20° C < T < 45° C	6094.75	PPC	2154972	125706.7	4.836
	MWh	PTC	9842000	123025	22.091
Increased S. Boosting 0° C < T < 45° C	10018.71	PPC	2194823	128031.3	2.997
	MWh	PTC	10024000	125300	13.687

Teniendo en cuenta que la producción de un kilowatio eléctrico hora usando tecnologías convencionales cuesta entre 5 y 6 c€ podemos concluir que la tecnología propuesta es económicamente rentable y la construcción del proyecto sería viable.