



Universidad
Zaragoza

Trabajo Fin de Grado

Utilización de ciclos de CO₂ supercríticos para
producción de energía eléctrica con energía solar

Thermodynamics analysis of a solar driven supercritical
CO₂ cycle

Autor

Jorge Ruiz Huguet

Director

Luis Miguel Romeo Giménez

ESCUELA DE INGENIERÍA Y ARQUITECTURA
2016



Escuela de
Ingeniería y Arquitectura
Universidad Zaragoza

DECLARACIÓN DE AUTORÍA Y ORIGINALIDAD

(Este documento debe acompañar al Trabajo Fin de Grado (TFG)/Trabajo Fin de Máster (TFM) cuando sea depositado para su evaluación).

D./D^a. Jorge Ruiz Huguet

con nº de DNI 73000011N _____ en aplicación de lo dispuesto

en el art. 14 (Derechos de autor) del Acuerdo de 11 de septiembre de 2014, del

Consejo de Gobierno, por el que se aprueba el Reglamento de los TFG y TFM

de la Universidad de Zaragoza,

Declaro que el presente Trabajo de Fin de (Grado/Máster)

Grado _____, (Título del Trabajo)

Utilización de ciclos de CO₂ supercríticos para producción de
energía eléctrica con energía solar

es de mi autoría y es original, no habiéndose utilizado fuente sin ser citada
debidamente.

Zaragoza, a 20 de Junio de 2016

Fdo: Jorge Ruiz Huguet

Utilización de ciclos de CO₂ supercríticos para producción de energía eléctrica con energía solar

Resumen:

En el presente trabajo se ha estudiado cómo un fluido como el dióxido de carbono en estado supercrítico puede aplicarse a centrales térmicas de energía solar de concentración para producir energía eléctrica y mejorar el rendimiento actual de las centrales de este tipo.

El análisis se ha centrado en la simulación de un modelo a partir de los ciclos convencionales que utilizan vapor de agua y estudiar el comportamiento de la central durante distintas épocas del año y si el rendimiento de ésta mejora con respecto a las utilizadas hoy en día.

A la vista de los resultados queda demostrado cómo el CO₂ en estado supercrítico mejora la eficiencia de las centrales que utilizan esta tecnología obteniendo valores globales del 30%, muy superiores a los que se obtienen con este tipo de tecnología. Además, la potencia neta alcanzada de 50 MW compite con las de otras centrales con una superficie mucho mayor y será capaz de generar alrededor de 129 GWh anuales.

ÍNDICE

1. INTRODUCCIÓN	
1.1 Demanda energética mundial	7
1.2 Demanda energética en España	9
1.3 Energías renovables	10
2. ENERGÍA SOLAR DE CONCENTRACIÓN (ESTC)	
2.1 Aspectos básicos y tipos	13
2.2 Ejemplos de instalaciones de torre central	15
3. OBJETIVO Y ALCANCE	17
4. DISEÑO DEL MODELO	
4.1 Fundamentos físicos	
4.1.1 Fluidos supercríticos	18
4.1.2 CO ₂ en estado supercrítico	18
4.2 Radiación solar	20
4.3 Desarrollo del modelo	
4.3.1 Emplazamiento de la central térmica	21
4.3.2 Tipo de sistema de captación solar a utilizar	22
4.4 Proceso inicial	22
4.5 Resultados del primer modelo	27
5. ANÁLISIS Y OPTIMIZACIÓN DEL MODELO	29
6. ANÁLISIS ECONÓMICO	35
7. CONCLUSIONES	37
8. BIBLIOGRAFÍA	38
ANEXOS	

TABLA DE FIGURAS Y GRÁFICOS

Figuras

Figura 1. Evolución de las emisiones mundiales de CO ₂ , 1975-2015	7
Figura 2. Consumo de energía primaria mundial en el 2014	8
Figura 3. Comparación entre el consumo primario y final de energía en España en el 2014	9
Figuras 4. Reparto de las energías renovables en el consumo (año 2014)	10
Figura 5. Reparto de las energías renovables en la producción (año 2014)	10
Figura 6. Consumo de energía primaria 2014. Contribución por fuentes energéticas	11
Figura 7. Evolución del consumo de energías renovables, 1990-2014	11
Figura 8. Capacidad de energía solar térmica de concentración, 2004-2014	13
Figura 9. Esquema básico del Funcionamiento de una central	14
Figura 10. Posibles configuraciones de una planta solar térmica	15
Figura 11. Instalación PS10, Sanlúcar la Mayor	15
Figura 12. Funcionamiento central PS10	16
Figura 13. Diagrama explicativo Presión-Temperatura	18
Figura 14. Irradiancia solar, direcciones	20
Figura 15. Localización de centrales termosolares en España	21
Figura 16. Diagrama de flujo de la planta	23
Figura 17. Rendimiento & potencia neta/año	28
Figura 18. Energía concentrada en función de las horas de Sol	29
Figura 19. Variación de presiones dependiendo de la época del año	30
Figura 20. Rendimiento a día 25 de enero	31
Figura 21. Rendimiento a día 30 de marzo	31
Figura 22. Rendimiento a día 20 de junio	32
Figura 23. Rendimiento a día 8 de noviembre	32
Figura 24. Relación de compresión de los compresores y turbina	33
Figura 25. Desglose de la inversión inicial (%)	35

Tablas

Tabla 1. Propiedades críticas de fluidos característicos	19
Tabla 2. Valores medios para primera simulación	24
Tabla 3. Rendimiento & potencia neta/año	28
Tabla 4. Resultados finales y mejora con respecto a primeras iteraciones	31
Tabla 5. Comparativa final	33
Tabla 6. Partidas presupuestarias inversión inicial	35
Tabla 7. Energía eléctrica generada al año	36

1. INTRODUCCIÓN

Desde 1999, el protocolo de Kyoto estableció un calendario para reducir las emisiones de CO₂, dado el problema y los efectos que conlleva la emisión de este gas a la atmósfera, cómo el efecto invernadero y el cambio climático. De este modo, todo avance e investigación relacionados con este tema pueden evitar la emisión de una gran cantidad de toneladas de CO₂.

1.1 Demanda energética mundial

A nivel mundial, el año 2014 supuso grandes cambios que han supuesto acabar con la calma establecida durante los últimos años y que han tenido consecuencias importantes sobre los precios, las emisiones de dióxido de carbono y el mix global de combustibles, es decir, qué combustibles se han consumido más y qué porcentaje del consumo global suponen.

Uno de estos grandes cambios que a su vez es uno de los que más preocupan a la población mundial es el control sobre las emisiones de CO₂. Según la AIE (Agencia Internacional de la Energía) por segundo año consecutivo se ha conseguido que las emisiones globales de esta sustancia se mantengan estables y no sigan creciendo cómo así apuntaban los pronósticos. (Construible.es, 2016)

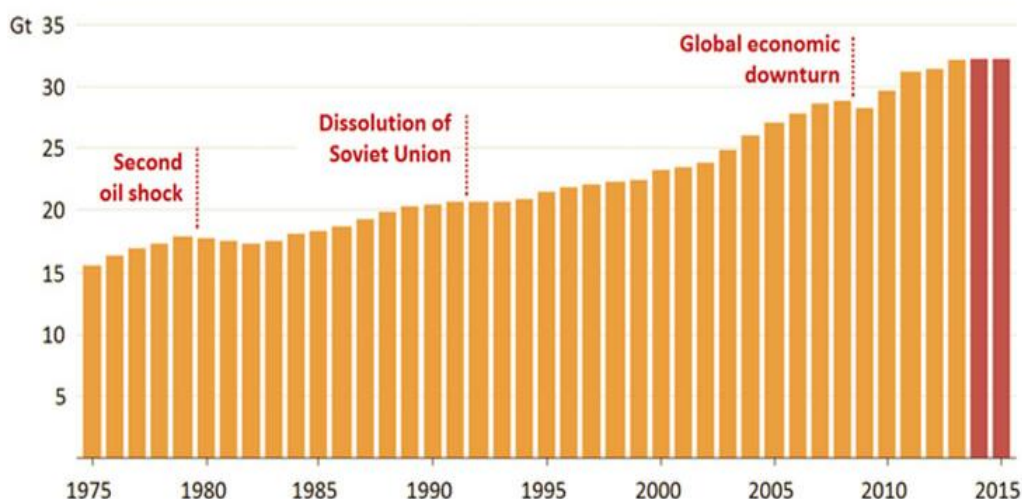


Figura 1. Evolución de las emisiones mundiales de CO₂, 1975-2015

Principalmente, esta estabilidad ha sido posible gracias a la atención continua sobre los problemas de índole medioambiental y climático. Esto supuso un gran número de medidas reguladoras en China y EEUU, principales potencias y líderes en emisiones de este tipo.

En China, las emisiones de dióxido de carbono se redujeron un 1,5% debido en su mayor medida a la reducción del carbón como fuente primaria de energía por segundo año consecutivo. Durante el 2015, el carbón en China generó menos del 70% de la electricidad del país, aproximadamente un 10% menos que en 2011. Por su parte, en Estados Unidos el uso del gas natural en detrimento del carbón conllevó una reducción del 2% en las emisiones de CO₂. (IEA, 2016)

Históricamente, el consumo de energía y el crecimiento de las emisiones han ido siempre ligados al crecimiento económico global. Sin embargo, se aprecia un cambio de tendencia porque, si bien es cierto que el consumo global crecerá anualmente en torno al 1.6% hasta 2035, esta relación de la que hablamos abandonará la línea exponencial que sí mantendrá el crecimiento económico de los países.

Esta afirmación puede contrastarse con los datos que la AIE facilita ya que sólo en 4 periodos de sus más de 40 años proporcionando información sobre las emisiones de CO₂, íntimamente ligadas al

consumo mundial de combustibles fósiles y energía (hasta la llegada de las energías renovables), éstas se han visto disminuidas, coincidiendo todas ellas con periodos de debilidad económica.

Sin embargo, en este último periodo la economía ha crecido por encima del 3% y este estancamiento llega en medio de la expansión económica existente según el FMI (Fondo Monetario Internacional), puesto que el PIB mundial creció un 3,4 y un 3,1% en 2014 y 2015, respectivamente.

Así pues, aunque asistimos a una etapa de expansión económica, el consumo mundial de energía primaria sólo creció un 0,9%, registrando la menor tasa de crecimiento desde finales de la década de los 90. (bp.com, 2015)

Sin embargo, en lo que respecta al mix energético mundial, es decir, la porción utilizada de cada combustible que ha sido utilizada para generar la energía global, el consumo de todos los combustibles creció hasta cifras record exceptuando la energía nuclear.

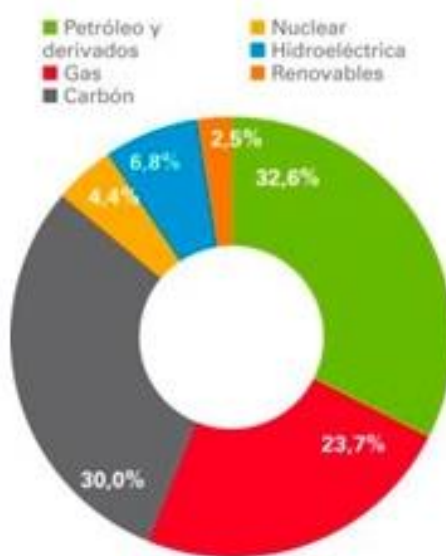


Figura 2. Consumo de energía primaria mundial en el 2014

De este modo, el petróleo se consolidó como el principal combustible del planeta representando un 32,6%. Sin embargo, perdió cuota de mercado por 15º año consecutivo. Por su parte, el carbón sufrió un estancamiento de su crecimiento (0,4%) debido especialmente por dos motivos: el suave invierno que tuvo Europa en el año 2014, lo que conllevó un débil crecimiento del gas natural (0,4%); pero sobre todo debido a las nuevas políticas y el cambio de tendencia en la economía productiva producidas en China. (bp.com, 2015)

Por otro lado, las energías renovables asumieron un tercio del crecimiento global de todas las fuentes primarias de energía aunque sólo representaron menos del 3% durante el año 2014.

Así pues, como se ha comentado antes las nuevas políticas llevadas a cabo por los países más desarrollados han conseguido estabilizar e incluso rebajar las emisiones de CO₂.

Por ejemplo, la Unión Europea presenta un descenso en el consumo del 3,9% respecto al año anterior, el más bajo desde 1985. Esta reducción se debe en su mayor parte a la mejora de la eficiencia, que con la caída de la intensidad energética en un 5,2% registró valores no vistos desde los años 70 y también

gracias al ya mencionado suave invierno de 2014 que contribuyó a que el consumo de gas natural y carbón se redujera en un 11,6 y 6,5% respectivamente. (bp.com, 2015)

1.2 Demanda energética española

Tras la recuperación del 2010, continúa en España la tendencia del descenso de la demanda energética de los últimos años, basándose en mayor medida a la bajada de la actividad. De este modo, el consumo de energía final durante el año 2014 fue un 2,7% menor que el registrado un año antes. ([MINETUR](http://minetur.es), 2015)

Sin embargo, este dato contrasta con el revelado por el BP Statistical Review 2015, en el cual se desvela que el consumo primario de energía se estabilizó durante el 2014, con apenas una reducción del 0,7% respecto del año 2013 y después de la fuerte caída registrada en el periodo 2012-2013.

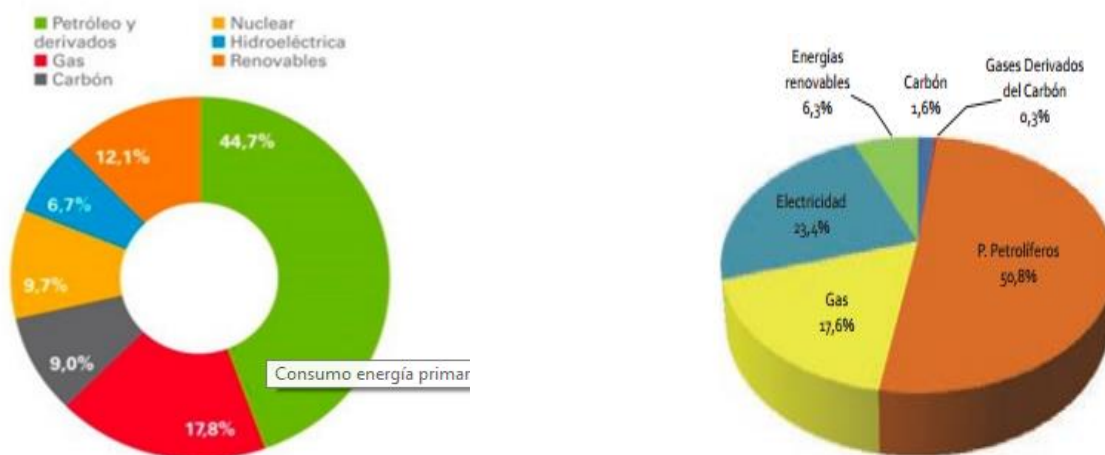


Figura 3. Comparación entre el consumo primario y final de energía en España en el 2014

Aunque el petróleo sigue siendo la principal fuente de energía con un 44,7% del total, durante este último periodo se observan algunos cambios interanuales e interesantes. Por ejemplo, el consumo de gas natural se redujo en 9,3 puntos porcentuales, si bien sigue siendo la segunda fuente dentro del mix energético. No ocurre lo mismo con el carbón, pues su consumo aumentó un 5,1% con respecto al año anterior, contradiciendo la tendencia europea con esta materia. Por su parte, las energías renovables supusieron el 12,1% de cuota, muy por encima de la media europea, pero su consumo se redujo en 1,4 puntos y reforzando esa impresión de estancamiento que éstas han tenido en los últimos años.

En cuanto a la producción interior de energía, ésta fue un 2,3% inferior a la del año anterior. Este hecho se debe principalmente a que el incremento en materia nuclear, hidroeléctrica, eólica y solar no pudieron contrarrestar la fuerte disminución de la producción de biomasa y carbón, que se cerró con una bajada del 10,5%. ([MINETUR](http://minetur.es), 2015)

Por su parte, la energía nuclear volvió a ser la más producida pero su incremento fue solo del 1%, mientras que la hidroeléctrica se incrementó en 6,3 puntos. El resto de energías renovables crecieron en conjunto.

1.3 Energías renovables

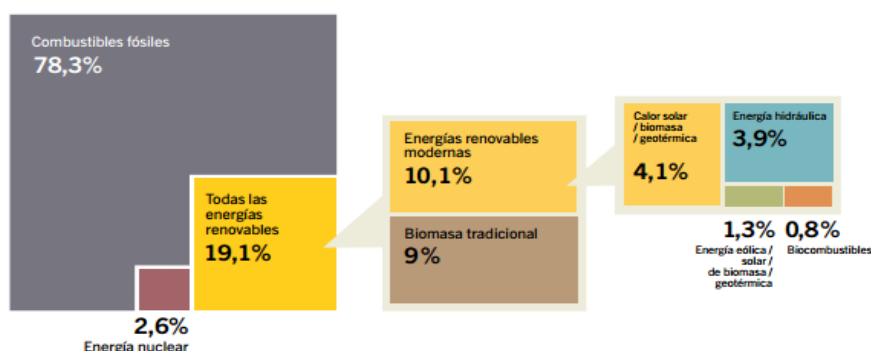
A nivel mundial hay una concienciación cada vez mayor sobre la importancia de las energías renovables y la eficiencia energética, las cuales son críticas no sólo para atender el cambio climático, sino también para crear nuevas oportunidades económicas y hacer llegar esta energía a miles de millones de personas que aún no disponen de servicios modernos para el suministro de electricidad.

A pesar de la rápida expansión de algunas de las energías renovables, el crecimiento de la capacidad de generación y las mejoras en la eficiencia energética se encuentran por debajo del porcentaje establecido por la iniciativa Energía Sostenible para Todos (SE4ALL en inglés) que insta a duplicar el nivel de uso de energías renovables, duplicar las mejoras mundiales en eficiencia energética y proporcionar un acceso universal a la energía para el año 2030. (*REN 21 Secretariat, 2015*)

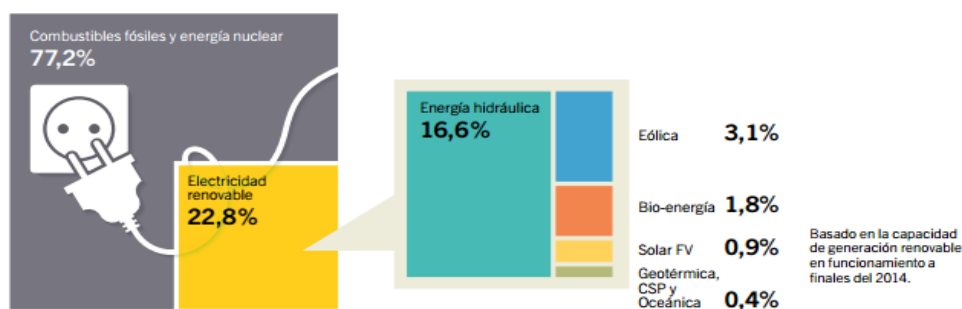
Las energías renovables son aquellas que se obtienen de fuentes naturales virtualmente inagotables, ya sea por la enorme cantidad de energía que contienen o porque son capaces de regenerarse de forma natural.

Además no contaminan, son la fuente de energía más limpia hasta el momento y son fáciles de desmantelar o finalizar su actividad, es decir, sus residuos no deben ser custodiados durante miles de años, como ocurre con la energía nuclear. Son responsables de generar una mayor autonomía al país, fomentan la creación de nuevos empleos y llevan al crecimiento de la economía.

Porción estimada de energía renovable para el consumo final de energía, 2013



Participación estimada de la energía renovable en la producción mundial de electricidad, finales del 2014



Figuras 4 y 5. Reparto de las energías renovables en el consumo y la producción (año 2014)

Durante el año 2014, las energías renovables continuaron su desarrollo a pesar del fuerte declive en los precios del petróleo durante el segundo semestre del año. Así pues, en el 2013, las energías renovables proporcionaron un 19,1% del consumo mundial de energía y su crecimiento y expansión continuaron durante el 2014. En este tiempo, las tecnologías que más crecieron fueron las eléctricas como la hidroeléctrica, eólica y solar fotovoltaica. (*bp.com, 2015*)

A finales de 2014, las energías renovables suponían el 27,7% de la capacidad generadora de energía en el mundo, o lo que es lo mismo, 22,8% del abastecimiento eléctrico mundial, generando a su vez más de 7,7 millones de puestos de trabajo. (*Noticias Universia España, 2015*)

En España, las caídas registradas en las demandas térmicas y eléctricas han supuesto un retroceso de la demanda primaria de energía tanto para las fuentes convencionales como para los recursos renovables (concretamente un 0,2% respecto del año anterior). Pese a ello, la cuota de mercado de los recursos renovables en términos de energía primaria se ha incrementado en otras dos décimas aproximadamente.

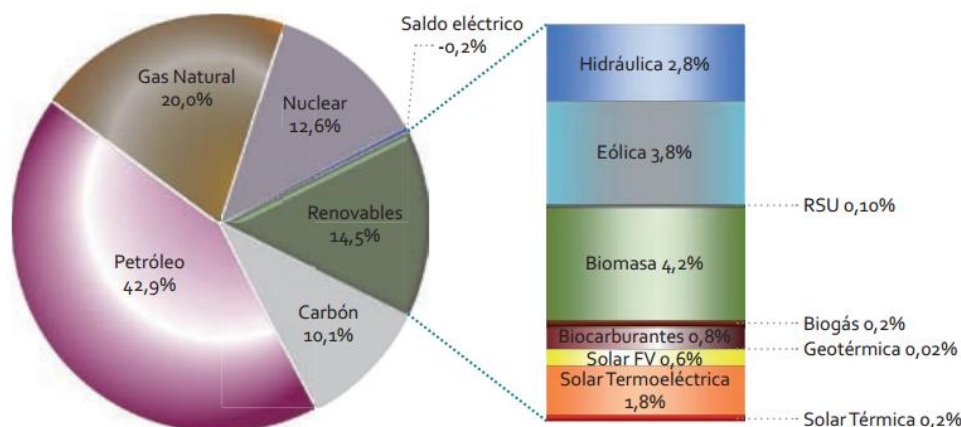


Figura 6. Consumo de energía primaria 2014. Contribución por fuentes energéticas

Aunque la mayoría de tecnologías renovables presentan reducciones en sus aportaciones a la demanda primaria, cuatro de ellas registraron subidas importantes. Liderando estos incrementos se sitúa la energía solar con un 16% respecto a 2013, destacando el aumento de las centrales solares termoelectricas (24,2%) y las instalaciones con captadores solares, que lo hicieron un 8,5%. Estos crecimientos los completan los biocarburantes (6,7%) y las tecnologías geotermicas (1,7%).

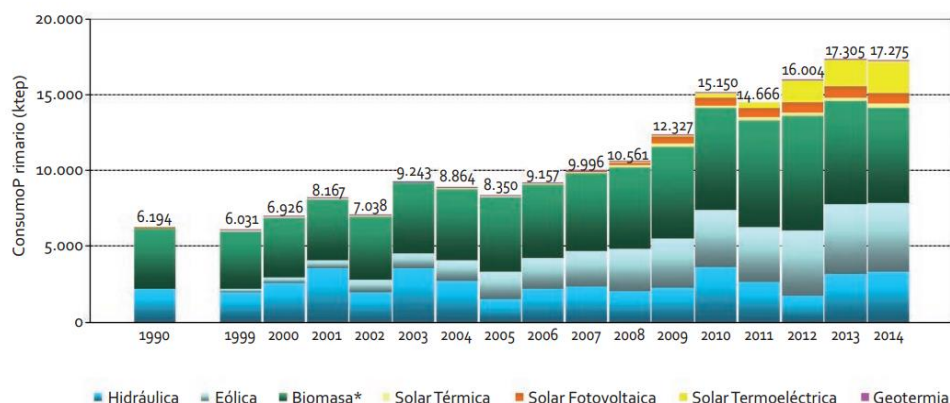


Figura 7. Evolución del consumo de energías renovables, 1990-2014

Resulta importante destacar el hecho de que desde el año 2000, el consumo primario de energías renovables se ha multiplicado un 250%, pasando de 7 a 17 toneladas equivalentes de petróleo.

También ha cambiado ostensiblemente la cesta de recursos renovables durante este comienzo de siglo, pues si en el año 2000 los biocombustibles y la energía hidráulica dominaban el suministro renovable, con un 57% y un 37% respectivamente, en 2014 hay un reparto mayor entre las diferentes tecnologías renovables. Incluso éstas primeras se han visto perjudicadas por la inclusión y expansión de otras como la eólica y solar termoeléctrica. ([MINETUR, 2015](#))

2. ENERGÍA SOLAR DE CONCENTRACIÓN (ESTC)

2.1 Aspectos básicos y tipos

Estos sistemas producen calor o electricidad mediante el uso de espejos que se encargan de concentrar la energía radiante del Sol a unas temperaturas que oscilan entre los 400 a 1.000 °C. Actualmente, las centrales térmicas de este tipo presentan potencias de 50MW a 280MW, pudiendo incluso ser mayores. Además existe la posibilidad de poder operar de forma híbrida conjuntamente con otros combustibles.

La energía solar térmica de concentración es una forma viable, a gran escala, de generar electricidad de manera limpia. Este factor es imprescindible, ya que a día de hoy se deberían haber alcanzado los valores máximos en emisiones globales de gases de efecto invernadero, para después éstas comenzar a bajar y aproximarse a cero para el año 2050. Esta tecnología no se agotará nunca, no contribuye al cambio climático y tiene ya ese grado de madurez para ser utilizada con garantías.

Por ejemplo, cada metro cuadrado de superficie de concentradores ESTC es suficiente para evitar de 200 a 300 kg de CO₂ al año. Si a esto sumamos el hecho de que la inversión se recupera a los cinco meses de finalizar su instalación, que pueden funcionar hasta 40 años y que muchos de los materiales con los que se construyen pueden reciclarse, estamos ante una opción atractiva para muchas instituciones.

Durante los últimos años, la industria de esta tecnología ha crecido hasta convertirse en una importante solución para la producción de electricidad pudiendo cubrir el 7% de las necesidades energéticas mundiales para 2030 y un cuarto para el año 2050.

Las previsiones indican que para esa fecha se podría contar con una potencia combinada de más de 830 GW, con desarrollos anuales de 41GW, lo que supondría entre el 3 y 3,6% de la demanda global para el año 2030 y entre el 8,5 y el 11,8% para mitad de siglo. ([GREENPEACE, SolarPACES Y ESTELA, 2016](#))

Uno de los aspectos que más hay que tener en cuenta si se desea construir una nueva planta es la ubicación de la misma. Las mejores regiones son aquellas sin mucha humedad, polvo o humo, cómo son las estepas, zonas de matorral o desiertos, localizadas a menos de 40 grados de latitud. Las zonas que cumplen con estos requisitos comprenden los Estados-sur occidentales de EEUU, América Central y del Sur, norte y sur de África, Oriente Medio, India, Australia, China y los países mediterráneos. Destacar el papel que tiene España en el desarrollo e implantación de esta tecnología, líderes en el sector junto con los Estados Unidos.

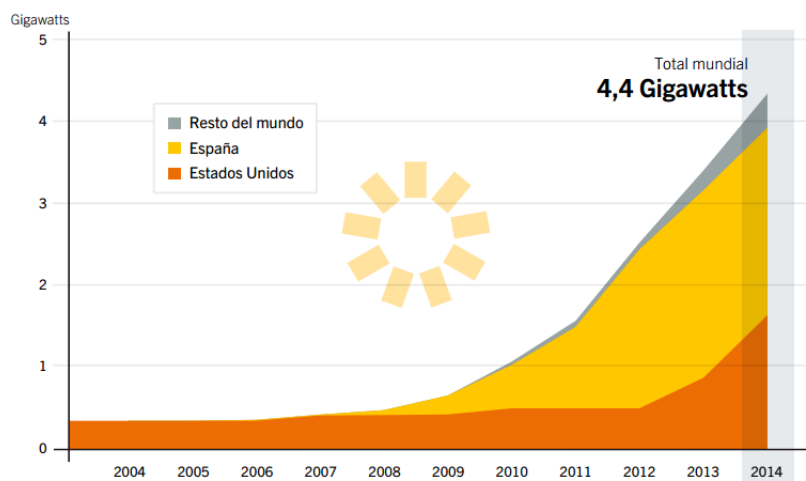


Figura 8. Capacidad de energía solar térmica de concentración, 2004-2014

Una central eléctrica termosolar transforma la radiación solar directa o radiación directa normal (DNI) en energía eléctrica mediante la conversión previa de la energía solar en térmica. De este modo, la radiación directa es captada por el sistema concentrador y dirigida sobre el sistema receptor, lugar donde la energía solar se transforma en térmica (incremento de la entalpía) de un fluido de trabajo (en nuestro caso CO₂ en estado supercrítico) para, acto seguido, pasar al bloque de potencia donde se transforma a su vez en trabajo y, éste en electricidad (por medio de un generador solidaria a la turbina).
(Ruiz (AICIA), Blanco (CENER) and Maraver (IDOM), 2011)

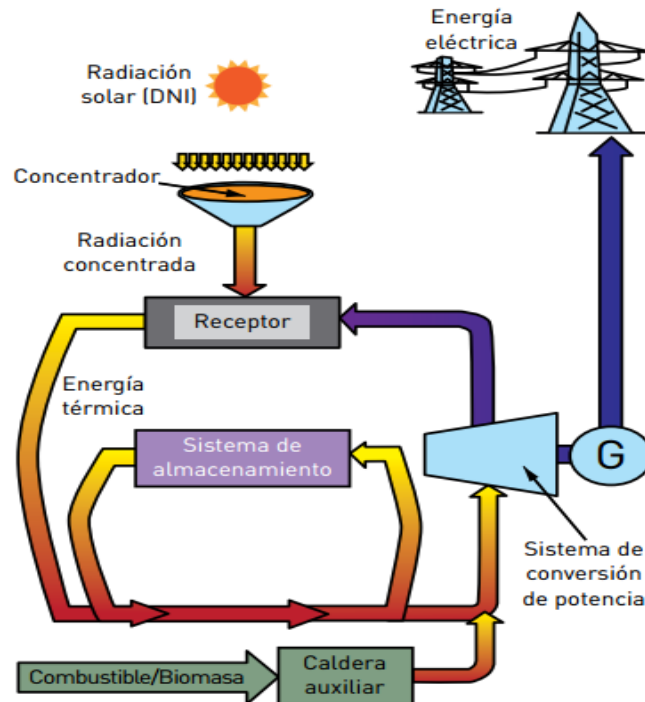


Figura 9. Esquema básico del Funcionamiento de una central

Se sabe que esta tecnología puede hibridarse, ya que si sólo funcionan con generación solar funcionan bien en las franjas horarias de mediodía en regiones con grandes demandas de refrigeración, como España y el estado de California, en los Estados Unidos. Es por esto por lo que se han desarrollado sistemas de almacenamiento capaces de mantener esa energía térmica en un medio líquido o sólido (sales fundidas, materiales cerámicos, hormigón) para extraerse posteriormente de noche y mantener el funcionamiento de la turbina. Esta ventaja puede resultar en una mejora de la disponibilidad anual de la planta de entre 1.000 y 2.500 horas anuales.

Existen 4 principales tecnologías de captación de la radiación solar directa, como son los canales parabólicos, los concentradores lineales de Fresnel, discos o cilindros parabólicos y los sistemas de receptor central o torre.

A día de hoy, el sistema que utilizan la mayoría de plantas y que, por consiguiente, más electricidad ha producido son los canales parabólicos, seguidos en un segundo plano por los sistemas de receptor central. Por su parte, los concentradores lineales de Fresnel salieron al mercado recientemente por lo que su efectividad aún no está testada. Por último, el disco parabólico suele aplicarse a pequeños sistemas independientes, sin conexión a red.

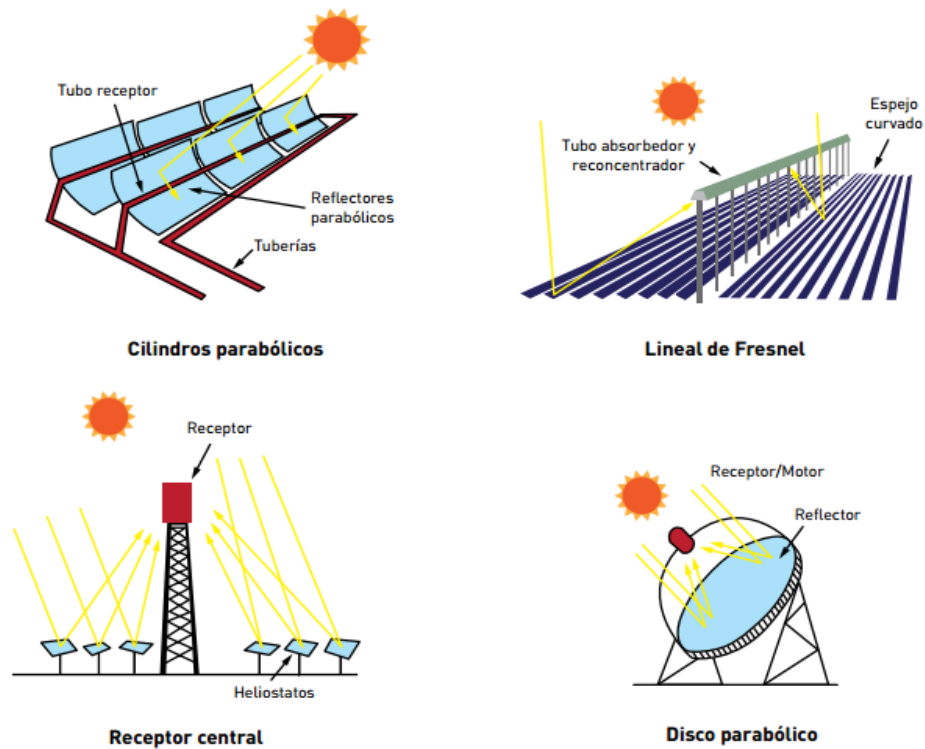


Figura 10. Posibles configuraciones de una planta solar térmica

2.2 Ejemplos de instalaciones de torre central

Un ejemplo de planta térmica solar de torre central sería la PS10, localizada en Sanlúcar La Mayor, provincia de Sevilla, y construida por la empresa española Abengoa.



Figura 11. Instalación PS10, Sanlúcar la Mayor

Esta instalación posee una potencia nominal de 11MW y puede funcionar de manera híbrida, quemando entre un 12-15% de gas natural. Genera 24,3 GWh cada año, que traducido al número de personas abastecidas de manera limpia, son aproximadamente unos 5.500 hogares.

Formada por 624 heliostatos, se extiende alrededor de 75.000 m². Estos heliostatos concentran la radiación sobre un receptor de 115 m de altura capaz de convertir hasta el 92% de la energía solar recibida. ([GREENPEACE, SolarPACES Y ESTELA, 2016](#))

El seguimiento de dos ejes que poseen los heliostatos permiten concentrar de la manera más eficiente la radiación sobre el receptor. El receptor concentra la radiación que le llega reflejada por acción del campo de heliostatos y éste transmite la energía solar a una serie de paneles de tubos por los que circula agua a presión. Gracias a este calor, el agua se transforma en vapor y es conducido a una turbina solidaria con un generador de una potencia nominal de 11MW.

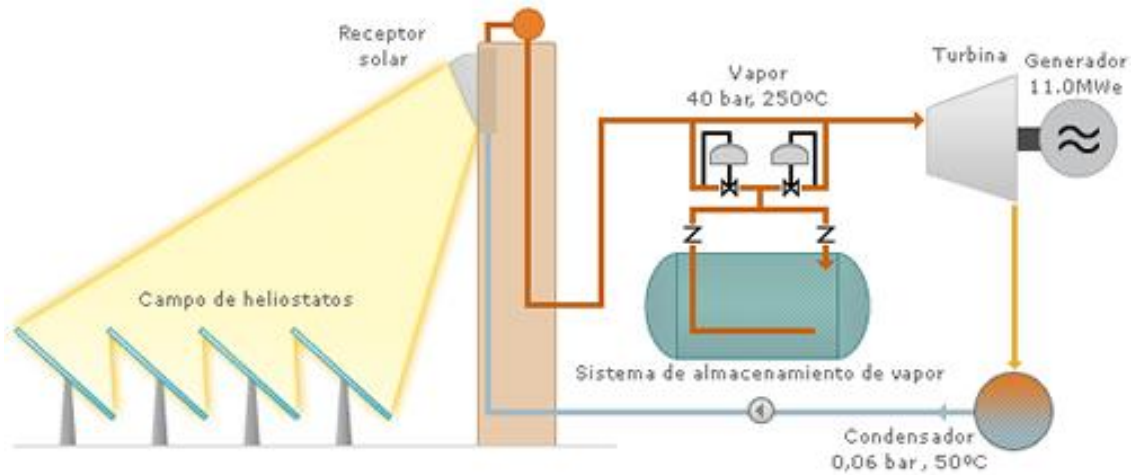


Figura 12. Funcionamiento central PS10

Otro ejemplo de este tipo lo encontramos en la PS20, construida en la misma ubicación, la plataforma solar de Sanlúcar La Mayor en la provincia de Sevilla.

Aunque su funcionamiento es similar, se podrían abastecer hasta 12.000 hogares, más del doble de los que podía asumir su "hermana pequeña". La PS20 está formada por 1.255 heliostatos y por una torre que alcanza una altura de 160 m. ([GREENPEACE, SolarPACES Y ESTELA, 2016](#))

Por último, destacar también la planta Gemasolar, en Fuentes de Andalucía, provincia de Sevilla. A diferencia de la PS10 y PS20, ésta añade un novedoso sistema de almacenamiento térmico utilizando sales fundidas como medio. Este sistema de almacenamiento permite continuar produciendo electricidad hasta 15 horas en ausencia de Sol, garantizando el suministro las 24 horas del día y adaptándose a la demanda.

Tiene una extensión de 185 hectáreas, equivalente a 260 campos de fútbol y su potencia nominal de 19,9 MW permite generar 110GWh anuales o lo que es lo mismo, abastecer a más de 25.000 hogares ahorrando la emisión de 30.000 toneladas de CO₂ al año. ([Torresol Energy Investments, S.A, 2010](#))

3. OBJETIVO Y ALCANCE

Objetivo

El objetivo del presente trabajo es el de elaborar un diseño de una central eléctrica de energía solar de concentración que opere con CO₂ en estado supercrítico como fluido de trabajo. A su vez se estudia si el rendimiento de esta central incrementa con estas especificaciones y, por consiguiente, si reduce las emisiones de CO₂ a la atmósfera.

Alcance

Se ha realizado un estudio bibliográfico consistente en diversas fuentes como revistas especializadas, artículos, prototipos, proyectos y trabajos ya existentes y el uso de la web con el fin de agrupar y contener la máxima cantidad de información para abordar los siguientes pasos de la mejor manera posible.

La parte principal del trabajo ha consistido en la simulación de distintos diseños y configuraciones para la producción de electricidad con energía solar de concentración. Para ello se ha utilizado el programa informático EES (Engineering Equation Solver), muy requerido en el área de la termodinámica y transferencia de calor, dado su alto número de funciones y herramientas especializadas para resolver problemas de este tipo.

De este modo lo que se quiere analizar es, mediante un análisis de sensibilidad, si variando distintos parámetros, como por ejemplo las presiones de alta y baja, responde el diseño propuesto y si el rendimiento aumenta o, por el contrario, disminuye.

4. DISEÑO DEL MODELO

4.1 Fundamentos Físicos

4.1.1 Fluidos supercríticos

Un fluido supercrítico es aquella sustancia que se encuentra bajo unas condiciones de presión y temperatura superiores a las de su punto crítico. Esto deriva en unas propiedades híbridas que presumiblemente se achacarían a líquidos o gases. Entre sus propiedades, destacan el hecho de que difunde como un gas y, por otra parte, puede hacer de disolvente como los líquidos.

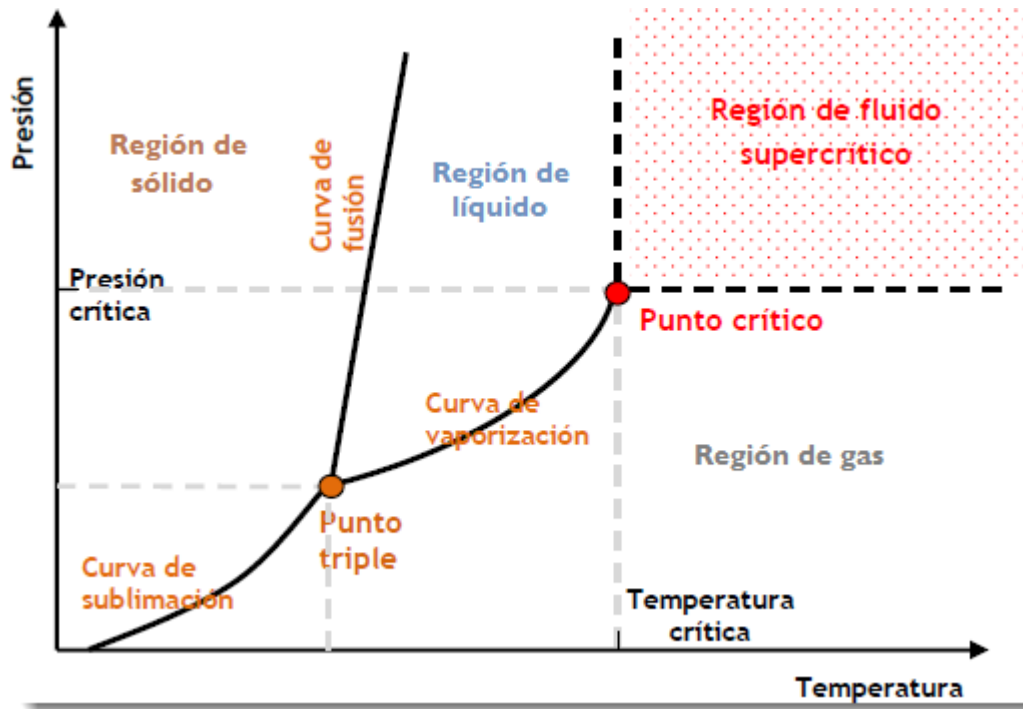


Figura 13. Diagrama explicativo Presión-Temperatura

Entre sus propiedades más características destacan la no existencia de interfase líquido-gas, una baja tensión superficial, lo que favorece una alta penetrabilidad a través de sólidos porosos; y una viscosidad mucho menor que la que presentan los líquidos, otorgando unas magníficas propiedades hidrodinámicas. Por último, añadir que las sustancias en este estado favorecen una rápida transferencia de materia debido a su alta densidad (propiedad característica de los líquidos) y una viscosidad y difusividad propias de los gases. (*Britannica, 2007*)

Está demostrado que adaptar los ciclos termodinámicos de las centrales convencionales a este tipo de fluidos, en especial el dióxido de carbono puede suponer un importante incremento en el rendimiento global del ciclo, haciéndolo más eficiente y, por lo tanto, reduciendo las emisiones. (*Iverson et al., 2013; Al-Sulaiman and Atif, 2015; Osorio, Hovsapian and Ordóñez, 2016; Padilla et al., 2015*)

4.1.2 CO₂ en estado supercrítico

El dióxido de carbono o CO₂ es el gas denso o fluido supercrítico más barato en la actualidad. No es tóxico ni inflamable y puede recuperarse fácilmente. Además, es el fluido que más aplicaciones industriales presenta actualmente, ya que sus condiciones críticas son más asequibles y manejables que las del resto y resulta estable.

Sustancia	Temp. Crítica (K)	Presión Crítica (MPa)	Densidad Crítica (g/cm ³)
Dióxido de Carbono	304,10	7,38	0,47
Agua	647,30	22,12	0,35
Metano	190,40	4,60	0,16
Propano	369,80	4,25	0,22
Etano	305,30	4,87	0,20
Acetona	508,10	4,70	0,28
Metanol	512,60	8,09	0,27
Propileno	364,90	4,60	0,23
Etileno	282,40	5,04	0,22

Tabla 1. Propiedades críticas de fluidos característicos

El dióxido de carbono se produce de forma natural por diversos procesos:

- Combustión u oxidación de materiales orgánicos
- Fermentación de azúcares
- Descomposición de los carbonatos bajo la acción del calor o ácidos

Además, industrialmente existen varias formas adicionales de recuperar el CO₂, obteniéndose como producto secundario o subproducto del proceso principal, por lo que su recuperación y obtención resulta barata. Alguno de estos procesos serían aquellos provenientes:

- De los gases de horno de calcinación
- De los procesos de fermentación
- De la reacción del vapor con el gas natural (fase de la producción comercial del amoníaco)

Hoy en día las aplicaciones principales del dióxido de carbono en este estado tan peculiar se centran en el campo de la alimentación y en la industria química y farmacéutica. Entre otras aplicaciones, aquella que destaca por encima del resto es la de utilizarlo como disolvente dada su elevada velocidad de extracción. Entre sus aplicaciones como disolvente resaltan las utilizadas para la obtención de:

- 1) Extractos herbales a partir de plantas aromáticas
- 2) Extractos de especias de colorantes alimentarios, aceites esenciales, etc,
- 3) Desalcoholización de bebidas
- 4) Descafeinización del café
- 5) Descontaminación de aguas residuales
- 6) Desengrasado de pieles

Posteriormente, la eliminación del disolvente resulta muy sencilla, ya que basta con reducir la presión a la que el fluido se ve sometido. Si la disminución en la presión es suficiente, el dióxido de carbono se eliminará de manera espontánea. Gracias a todo ello, el CO₂ ha conseguido sustituir a antiguos disolventes contaminantes utilizados anteriormente y ha tenido una buena aceptación dentro de la industria alimentaria. (*Científicas, 2008*)

4.2 Radiación solar

La radiación solar es el conjunto de radiaciones electromagnéticas emitidas por el Sol y son debidas a reacciones de fusión nuclear que producen una pérdida de masa que se transforma en energía. La magnitud que mide la radiación solar que llega a la Tierra es la irradiancia y mide la potencia por unidad de superficie que alcanza el planeta. Se distingue entre dos componentes: directa y difusa.

La radiación directa es la que llega directamente desde la dirección del Sol y se trata de la luz solar que no es desviada por nubes, polvo o humo suspendido en la atmósfera y que llega a la superficie terrestre en rayos paralelos para su concentración.

Por su parte, la radiación difusa es aquella que por diversos motivos ha sufrido cambios en su dirección por procesos de dispersión (nubosidad, partículas). Se considera venida de todas direcciones

Por último, la radiación solar global sería la suma de ambas. ([Hernández, 2014](#))

Los colectores de concentración utilizan únicamente la radiación directa ya que son sólo capaces de reflejar esta última y, por su parte, no pueden concentrar la radiación difusa debido a las múltiples direcciones que posee. ([GREENPEACE, SolarPACES Y ESTELA, 2016](#)).

En el [anexo 3](#) se encuentran de manera detallada la radiación directa a la que se encontrará sometida nuestra central en varios periodos distintos.

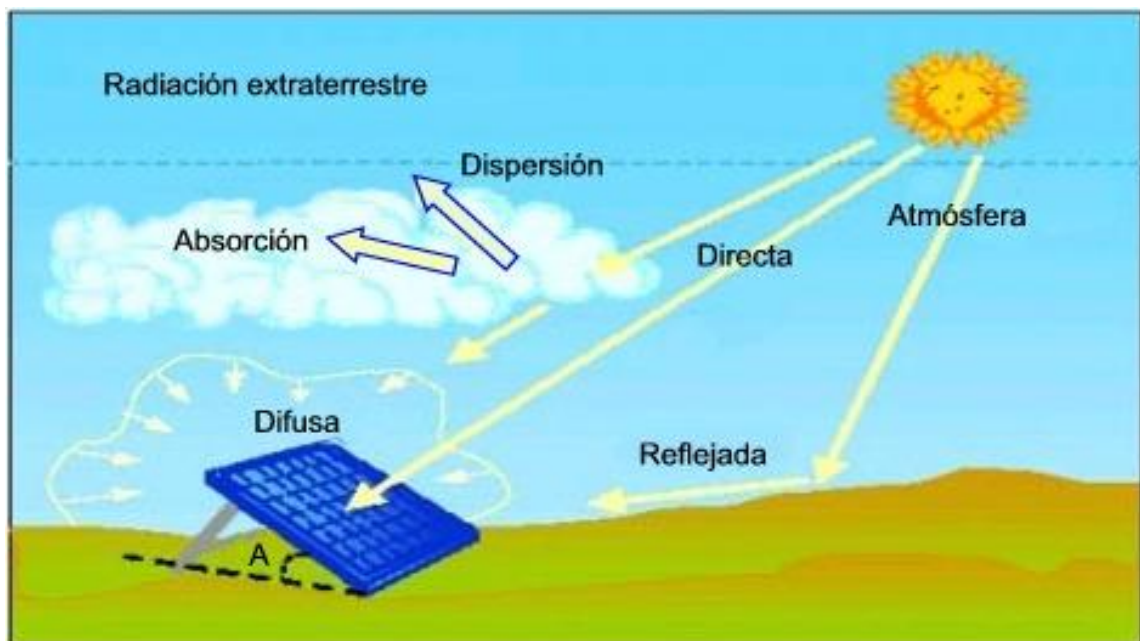


Figura 14. Irradiancia solar, direcciones

4.3 Desarrollo del modelo

4.3.1 Emplazamiento de la central térmica

Cómo ya se ha comentado con anterioridad, una de las partes más importantes del diseño es la localización y emplazamiento de la planta. Los lugares más idóneos deben tener muchas horas de Sol directo, al menos 2.000 kWh de radiación solar directa por metro cuadrado al año, llegando a los 2.800 kWh/m² que poseen las mejores regiones. Si se analiza un mapa mundial, aquellas zonas más propicias comprenderían gran parte del sur de los Estados Unidos, Irán, India, Australia, China y el sur de Europa, entre otras.

En estas regiones es suficiente un kilómetro cuadrado de superficie para generar del orden de 100 a 130 GWh de energía solar por año utilizando esta tecnología. Esta cantidad de energía es equivalente a la producida por una central convencional de gas o carbón, de potencia nominal igual a 50 MW trabajando a media carga. En los más de 40 años de ciclo de vida de las plantas ESTC.

Es por esto que países como Alemania, con una tasa de emisiones de CO₂ de 823 millones de toneladas (igual a las emisiones de dióxido de carbono de todo el continente africano) estén pensando seriamente importar electricidad producida por plantas de este tipo del norte de África y sur de Europa para hacer su sector energético algo más sostenible. ([GREENPEACE, SolarPACES Y ESTELA, 2016](#))

Analizando la geografía española y su climatología, aquellos lugares con una mayor predisposición a este tipo de proyectos estarían situados en el sur y centro de España, aunque también resultarían buenas opciones Extremadura, el archipiélago canario o Los Monegros, en Aragón.



Figura 15. Localización de centrales termosolares en España

Finalmente, la localización elegida es la capital de España, Madrid, que con una radiación solar media anual de 5 kWh/m²día, o lo que es lo mismo, unos 1.850 kWh/m² anuales, se sitúa por encima de la media española. ([Sancho Ávila et al., 2012](#))

El motivo por el cual la capital española ha sido la localización elegida se debe principalmente al hecho de la falta de proyectos de este tipo en esa área. Si bien es cierto que el sur de la península o las Islas Canarias presentan unos valores de irradiación superiores, ya existen un cierto número de plantas operativas que utilicen la energía solar de concentración y otras tantas en fase de construcción.

4.3.2 Tipo de sistema de captación solar a utilizar

Hasta hoy, el sistema favorito a la hora de construir una nueva planta de estas características es el sistema de canales parabólicos, ya que se tiene más información y las potencias nominales alcanzadas son las mayores registradas de todos los tipos (llegando incluso a los 80 MW). Además tienen la ventaja de poderse integrar en sistemas híbridos y de almacenamiento y su rendimiento global es del 21%.

Sin embargo, sus temperaturas de operación son limitadas, habiéndose alcanzado los 400 °C como máximo debido a que el fluido de trabajo ha sido siempre aceite térmico, limitado a temperaturas moderadas. Por tanto, deberemos descartar esta opción ya que nuestro modelo necesita de temperaturas superiores al cambiar de fluido de trabajo.

Por su parte, los concentradores lineales de Fresnel ofrecen unos rendimientos muy elevados alrededor del mediodía solar. Pero su reciente entrada al mercado hace que esta tecnología resulte incierta, probada y demostrada solamente en plantas que han llegado a 5 MW.

Por lo tanto, de los 4 sistemas que actualmente se encuentran en el mercado hemos reducido su búsqueda a dos. Sin embargo, se ha mencionado con anterioridad que los sistemas de disco parabólico se han integrado en pequeños sistemas independientes (máxima potencia testada de 25 kW) y sin conexión a red.

Por todo ello, se considera que el sistema más adecuado para nuestro diseño es el de receptor central o torre. Esta tecnología ofrece unas temperaturas operativas de incluso 1.000 °C (probado a 565 °C en escala de 10 MW) y unas grandes eficiencias de conversión a medio plazo. Además, dado que nuestro modelo presenta unos refrigeradores que funcionan por aire, éstos presentan un mejor funcionamiento con sistemas de refrigeración en seco. ([GREENPEACE, SolarPACES Y ESTELA, 2016](#))

Ligado al lugar de emplazamiento está el hecho de que esta tecnología es óptima para lugares llanos, por lo que se deberá prestar especial atención al lugar exacto dónde se ubique la central dado que la Comunidad de Madrid linda con distintas sierras y se encuentra entre dos sistemas, cómo son el Sistema Central y el Ibérico.

Finalmente añadir que la tecnología de torre ofrece buenas prestaciones de almacenamiento de energía a elevadas temperaturas y posibilidad de integrarse en un sistema híbrido.

4.4 Proceso Inicial

En este caso el modelo a seguir en esta etapa de diseño parte del mismo que tienen en la actualidad las centrales térmicas convencionales que funcionan con vapor de agua. Las modificaciones, en este caso, van encaminadas a la alimentación de energía y al fluido de utilización, que en este caso es el dióxido de carbono que, con sus propiedades, y las condiciones que éste necesita son totalmente distintas a las del vapor de agua.

De este modo, se podría decir que este diseño consta de las mismas etapas que una estación convencional salvo por el hecho de la fuente principal de energía (la caldera en las centrales térmicas con vapor de agua), que parte de la energía solar de concentración o torre. ([Iverson et al., 2013](#))

Habría que dimensionar además los intercambiadores para dotar de un mayor rendimiento al ciclo, ya que con una mayor diferencia de temperatura entre los focos caliente y frío ese rendimiento global se vería incrementado.

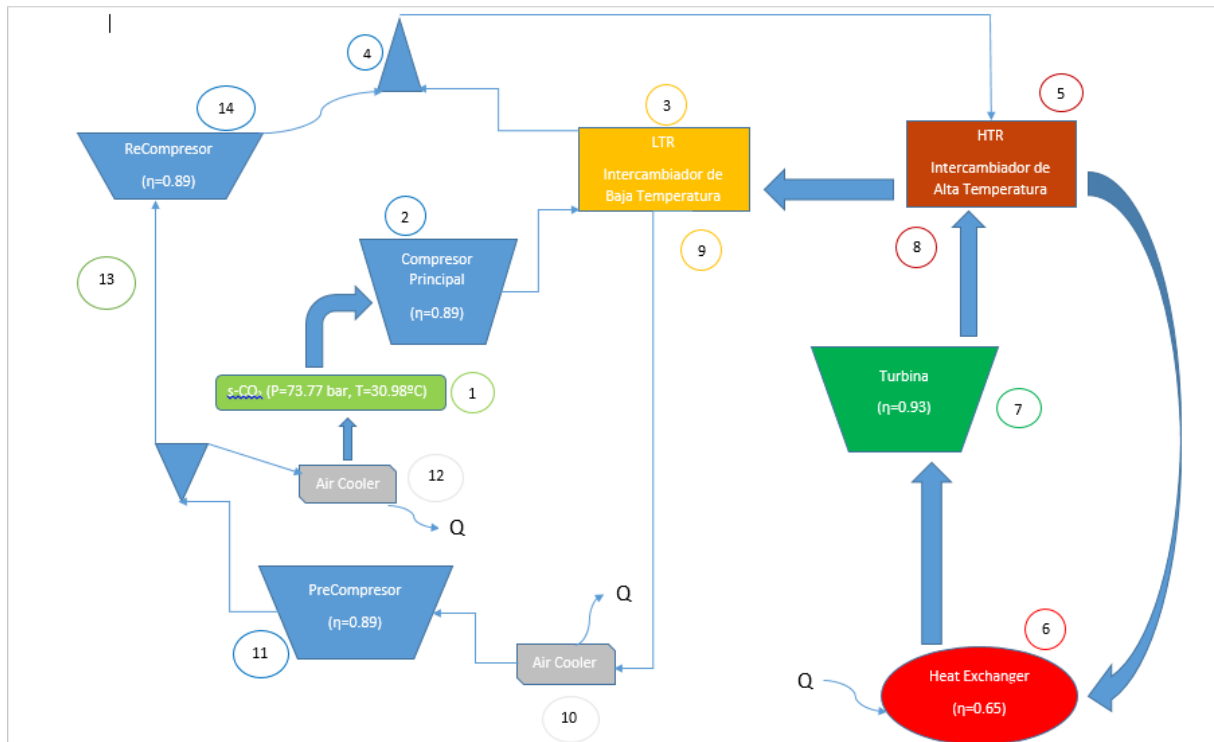


Figura 16. Diagrama de flujo de la planta

El programa de simulación utilizado es el EES (Engineering Equation Solver), muy requerido en la rama de la ingeniería mecánica, especialmente en el área de la termodinámica y transferencia de calor, dado su alto número de funciones y herramientas especializadas para resolver problemas de este tipo.

Se ha realizado un primer análisis con distintas variables a modo de constantes, ya que con éste primer ciclo lo que se busca es tener de manera aproximada unos resultados que puedan exponer y facilitar un posterior examen más a fondo en el que se varíen más variables con el fin de encontrar y maximizar el rendimiento.

En una primera aproximación se ha calculado el ciclo con una temperatura ambiente fija, cómo es la temperatura media mensual de la zona así como también se ha apostado por una irradiación media mensual. (Tabla 2)

Valores medios		
	Tamb (°C)	DNI (kW/m ²)
Enero	6,30	0,50
Marzo	11,20	0,44
Junio	22,20	0,60
Noviembre	9,90	0,43

Superficie del campo de heliostatos = 150.000 m²

Tabla 2. Valores medios para primera simulación

Dicho esto, se pasa a exponer las ecuaciones utilizadas para la simulación de la estación térmica:

Hora

$$Y = 0,1$$

T_{amb}

$$uHE = 0,65$$

$$uT = 0,9$$

$$uC = uPC = uRC = 0,89$$

$$QHE = Rad \text{ (kW)}$$

Se partiría en un primer término de unos inputs o constantes que nos ayudarán más adelante a calcular el resto de variables (temperaturas, entalpías,...). La constante “Hora” tendrá una función meramente informativa más adelante durante los análisis. El resto de variables hacen referencia a los rendimientos que tendrían tanto los distintos compresores (PreCompresor, Compresor Principal y ReCompresor), así como la turbina (uT) y el campo de heliostatos y receptor solar (uHE).

Éste último tiene en cuenta tanto el ángulo óptimo de los espejos para reflejar la radiación solar, cómo la capacidad de concentrar la energía que tiene el receptor. Este valor suele estar comprendido entre 0,6 y 0,7, por lo que se cree que un valor medio es una aproximación más que válida.

La temperatura ambiente (Tamb) es la temperatura media del mes en cuestión. Por último, la energía total absorbida y que será la encargada de calentar nuestro fluido (QHE) ha sido calculada de la siguiente manera: se multiplica la superficie útil del campo de heliostatos por la radiación media diaria y todo ello va dividido entre las horas de sol. Como resultado, se obtiene la energía total aprovechable para calentar el dióxido de carbono en kW.

De esta manera y con las constantes necesarias para realizar un modelo, pasamos a explicar de manera más detallada alguno de los pasos más característicos que se han llevado a cabo durante el diseño:

El estado 1 se corresponde con la entrada principal del fluido, en nuestro caso CO₂ en estado supercrítico, que le otorgan unas propiedades a caballo entre las de un líquido y las de un gas. Analizando el ciclo, se aprecia cómo la presión irá relacionada con la del estado 12 y la temperatura deberá ser prácticamente igual a la de (10).

$$p_1 = 0,99 * p_{12}$$

$$t_1 = t_{10}$$

El fluido es conducido al compresor principal (2). La metodología llevada a cabo para calcular las distintas propiedades del fluido a su paso por el compresor han sido las siguientes. Fijada la presión de entrada al compresor por la relación de éste, primero se calcula la entalpía isentrópica del fluido y conociendo su rendimiento es posible calcular la entalpía real. Después, estimadas dos variables de estado como la presión y la entalpía es posible calcular la temperatura.

$$h_2 = p_1 / r_{pMC}$$

$$h_2 = h_1 - \left[\frac{h_1 - h_{2s}}{u_c} \right]$$

Acto seguido el fluido, que posee una presión elevada es llevado al intercambiador de baja temperatura (3), el cual aprovecha el cruce del fluido antes y después de su paso por las calderas y la turbina para así incrementar la temperatura de éste. El método a seguir en estas estaciones consta de un balance de energía al LTR incluyendo todas sus entradas y salidas y considerándolo adiabático.

$$(1 - y) * (h_3 - h_2) = h_8 - h_9$$

Después el fluido es mezclado con una extracción anterior a la entrada principal de fluido (4). Se considera que ambas entradas poseen unas propiedades muy similares, aunque las propiedades del fluido a la salida sí que sufrirán cambios. Por ello, se realiza un balance de energía al mezclador.

$$P_4 = p_3$$

$$(1 - y) * h_3 + y * h_4 = h_{14}$$

Una vez que todo el caudal es reunido y mezclado es llevado al otro intercambiador (HTR), que al igual que el anterior aprovecha el fluido una vez ha pasado la caldera para transferir calor al que aún ha de pasar. La manera de calcular las variables de estado es idéntica a la llevada a cabo en (3).

$$h_4 + h_7 = h_5 + h_8$$

Aunque a estas alturas el fluido ya posee una presión y temperatura considerables es necesario su paso por la caldera (6). En esta estación es necesario fijar una presión de alta, así como una temperatura de entrada a la turbina para no alcanzar situaciones límite que puedan provocar riesgos innecesarios y optimizar la el rendimiento de la turbina.

$$u_{HE} * Q_{HE} = m * (h_6 - h_5)$$

$$t_6 = 560$$

$$p_6 = 250$$

En esta estación, el CO₂ alcanza los niveles adecuados y posee las condiciones necesarias para pasar por la turbina de la manera más efectiva posible para maximizar el rendimiento. La potencia de la turbina, de la misma manera como se ha actuado con el compresor, se obtiene a partir del rendimiento isentrópico de la misma.

$$p_7 = p_6 / r_{pT}$$

$$uT = \frac{h_6 - h_7}{h_6 - h_{7s}}$$

$$Wt = m * (h_6 - h_7)$$

Una vez el CO₂ ha cedido su energía a la turbina es conducido a los intercambiadores de alta y baja temperatura respectivamente (7 y 8). Al contrario que ocurría antes, ahora el fluido se encarga de ceder esa energía al caudal que pasará por la turbina. De esta forma aprovechamos al máximo el calor que aún posee el fluido para que la planta rinda mejor.

$$t_8 = t_4 + 30$$

$$t_9 = t_2 + 10$$

En estas estaciones se ha fijado unas diferencias de temperatura entre entradas y salidas de los intercambiadores para que en ningún caso se pueda invertir el proceso de éstos y funcionen correctamente, ya sea en condiciones frías, como en invierno, pero también cuando las temperaturas exteriores sean elevadas, como ocurre en los meses centrales del año.

Sin embargo, el fluido aún posee demasiada energía que resulta en muchas pérdidas y hace que el rendimiento global de la planta se vea reducido. Para subsanar esto, a la salida del LTR se coloca un refrigerador (9) y después debido a la baja presión un pre-compresor (10) que proporciona la presión necesaria al CO₂ y lo deja en condiciones para volver a comenzar el ciclo.

$$t_{10} = T_{amb} + 20$$

$$Q_{int1} = m * (h_9 - h_{10})$$

$$p_{11} = 100$$

$$r_{pPC} = \frac{p_{10}}{p_{11}}$$

Importante recalcar que la temperatura de (10) se puede ver un poco modificada en función de época del año en la que se encuentre la simulación, pues interesa que la temperatura de baja alcance un mínimo para no perder la condición de supercrítico durante todo el ciclo. Para tener constancia de que esto no ocurre, ya que tendría consecuencias fatales, se fija otra de las presiones características del diseño, como es la de (11) que se corresponde con la presión de salida del precompresor.

Por último, se realiza una extracción de caudal (11) en la que por un lado la mayor parte del caudal pasa por otro refrigerador (12) y vuelve a comenzar el ciclo ya explicado. La otra parte es llevada a una etapa de re-compresión (13) para luego ser de nuevo mezclado en (4).

$$Q_{int2} = m * (h_{12} - h_1)$$

$$P_{13} = p_{11}$$

$$P_{14} = p_3$$

$$u_{RC} = (h_{13} - h_{14s}) / (h_{13} - h_{14})$$

Se considerará una pérdida de carga del 1% en todos los conductos. Los códigos completos del programa informático se encuentran en el [Anexo 1](#).

A día de hoy los rendimientos globales de este tipo de tecnología solar ronda el 20% aproximadamente. Sin embargo, se cree que con dióxido de carbono en estado supercrítico estos valores aumentarían llegando a colocar la eficiencia total por encima del 40%.

Esto es posible gracias al s-CO₂, ya que al trabajar a unas temperaturas superiores el ciclo ganará en rendimiento y abaratará costes porque el almacenamiento a más temperatura es más económico.

El laboratorio Nacional de Energías Renovables estadounidense (NREL) está trabajando en ello y próximamente realizarán pruebas con la que será la mayor turbina de gas con s-CO₂ llegando a los 10 MW de potencia. ([Krammer, 2012](#))

En nuestro modelo no se pretende alcanzar dichos rendimientos porque para ello se necesitaría de unos medios y un tiempo mayores para conseguirlo. Pero sí que se trata de analizar en primera instancia cómo funcionaría una planta de este tipo con este novedoso fluido y conseguir que las eficiencias sí que se vean incrementados con respecto a los usuales.

Los datos, en una primera aproximación han sido tomados de artículos especializados y se han fijado en primera instancia para asegurar el funcionamiento del programa. Una vez la simulación actúa correctamente se pueden actualizar y disponer tal y como se ha explicado (temperaturas y presiones dependientes y balances de energía entre estados). ([Padilla et al., 2015](#))

4.5 Resultados del primer modelo

Se ha valorado realizar el diseño en función de cuatro periodos característicos como son enero, marzo, junio y noviembre. Con ello se desea aportar resultados de funcionamiento durante todo el año y ajustar las condiciones de operación óptimas.

Los datos de radiación solar han sido obtenidos mediante los informes mensuales sobre radiación solar que redacta AEMET ([Aemet, 2015](#)), mientras que tanto las temperaturas medias como las registradas en los días expuestos a modo de ejemplo fueron obtenidas en distintos portales meteorológicos especializados. Estos datos quedan recogidos en [Anexo 3](#).

De este modo, pasamos a presentar los resultados obtenidos de forma inicial:

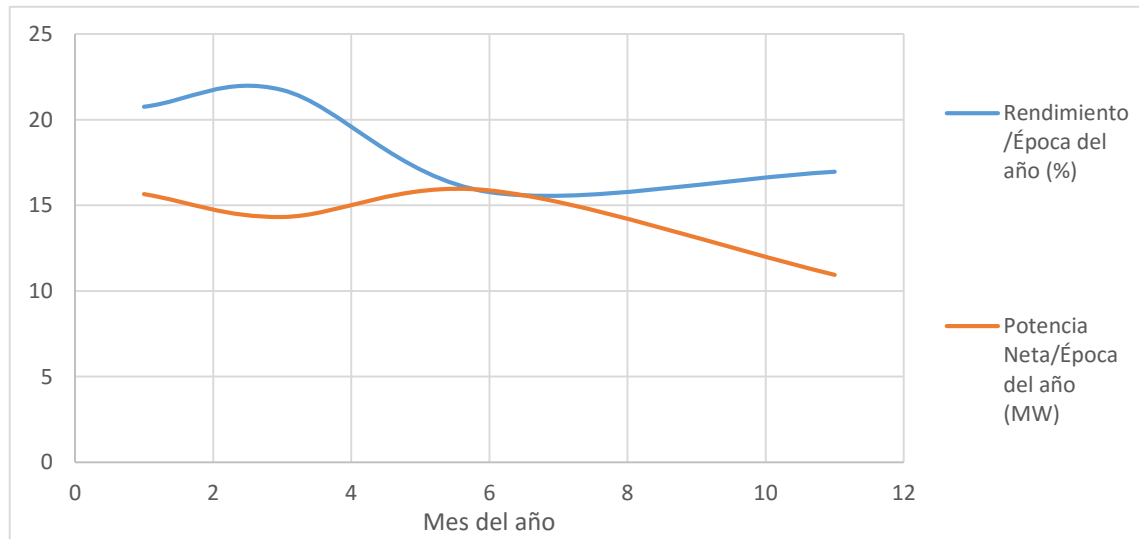


Figura 17. Rendimiento & potencia neta/año

	Tamb (°C)	Qmed (MW)	Wturbina (MW)	Wneta (MW)	Rendimiento
Enero	6,30	75,46	18,36	15,66	20,76
Marzo	11,20	65,90	16,32	14,323	21,74
Junio	22,20	100,67	23,24	15,88	15,77
Noviembre	9,90	64,51	13,36	10,94	16,96

Tabla 3. Rendimiento & potencia neta/año

Aunque los valores registrados hablando en términos de potencia puedan parecer competitivos con los reales de las centrales de este tipo hoy en día, los rendimientos no están ajustados, habiendo descuadres importantes entre las distintas estaciones del año. (Tabla3)

Además, el diseño con un fluido de trabajo novedoso debe aportar una ventaja con respecto a utilizar vapor de agua y alcanzar valores del 20% no sería suficiente para demostrar la efectividad del dióxido de carbono en estado supercrítico como fluido. Por lo tanto, es necesario un ajuste importante de las condiciones de trabajo para maximizar la eficiencia global de la central.

5. ANÁLISIS Y OPTIMIZACIÓN DEL MODELO

Una vez que nos aseguramos de que el diseño funciona sin mayores problemas es hora de buscar el máximo rendimiento posible de la planta. Para ello, se seleccionan tres variables que marcarán la modificación y evolución de las demás variables en función de éstas.

Para ello se cree conveniente seleccionar tres presiones que, por condiciones de diseño y motivos de seguridad hay que fijar para no sobrepasar ninguna situación límite o simplemente desfavorable. Estas presiones son:

- La presión de alta o de entrada a la turbina. Necesario fijar este valor para que la turbina alcance siempre unas condiciones óptimas.
- La presión de descarga o de salida de la turbina. Marcará la relación que tendrá la turbina de gas. A mayor diferencia de presiones, mayor será la potencia (siempre y cuando la temperatura esté en un rango adecuado).
- La presión de salida del precompresor. Es importante también asegurarse de que la presión no baje de un límite para que el fluido no pierda su condición de supercrítico.

Añadir también que después de la primera iteración con el programa es posible estimar la superficie que requerirá el campo de heliostatos. Para obtener datos que puedan contrastarse con otros reales, se cree conveniente que la superficie también deberá estar dimensionada de acuerdo a las centrales ya existentes. Éstas tienen una superficie que va desde los 100.000 m² hasta más de 500.000 m². De ello depende la radiación del lugar de emplazamiento y la potencia de diseño que se quiera construir.

En nuestro caso, se considera que una potencia nominal media de 20 MW refleja de forma adecuada la realidad. Para ello, se necesitará una superficie del campo de heliostatos de 150.000 m² aproximadamente. Puede resultar que una vez optimizado el diseño esta potencia se vea incrementada. Eso significará que hemos ganado en rendimiento.

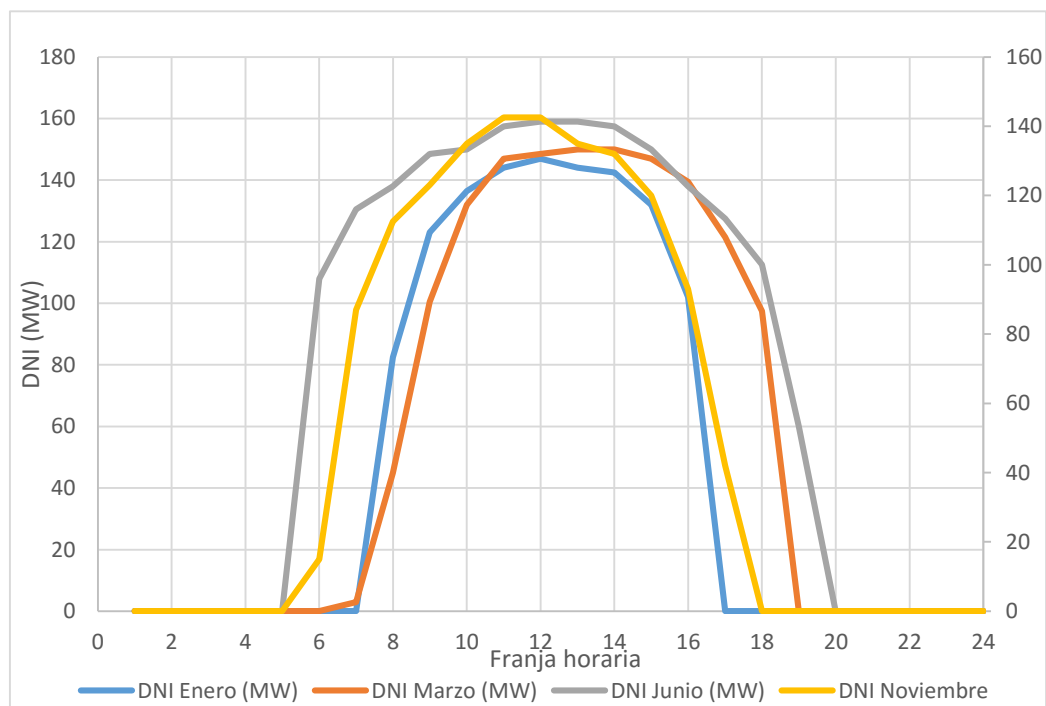


Figura 18. Energía concentrada en función de las horas de Sol

A la vista de la (Fig. 19) es clave destacar que la central estará en funcionamiento un número de horas distinto, en función de la época del año en la que nos encontremos. Así pues, en enero la planta funciona solamente durante 8 horas, mientras que en los meses estivales podrá hacerlo hasta 14 horas. En los periodos intermedios como primavera y otoño el tiempo estimado será aproximadamente de 12 horas.

Cómo se ha introducido antes, hay tres variables escogidas para optimizar el modelo y por motivos de seguridad o para asegurar el correcto funcionamiento de la planta durante todo el año. Es por ello que deben establecerse unos límites para no entrar en situaciones de riesgo o potencial fallo de la central.

De este modo, cabe reseñar que la presión máxima a la que se le permite entrar al fluido a la turbina nunca será mayor a 250 bar; cómo tampoco se permitirá que ésta alcance un valor por debajo de 75 bar en ningún punto del ciclo. Si esto último ocurriera, se podría perder la condición de supercrítico conllevando perder todas las ventajas de este estado provocando graves desajustes en la entalpía.

(Celsius-process.com, n.d.)

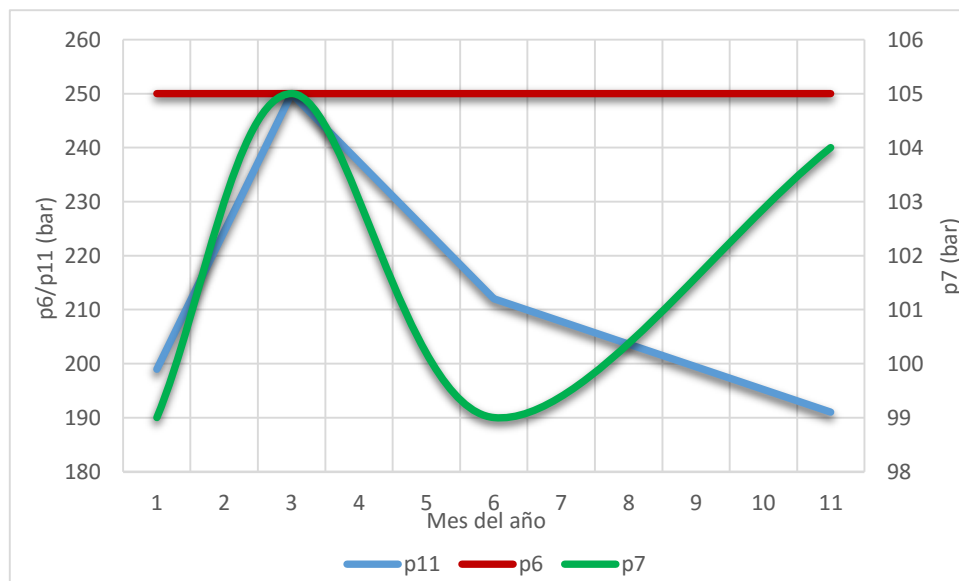


Figura 19. Variación de presiones dependiendo de la época del año

La presión de entrada a la turbina (p6) se mantiene constante durante todo el año. El análisis de sensibilidad realizado a esta variable concluye que cuanto mayor sea este valor, mejor rendimiento se obtiene. Por ello queda fijado al máximo establecido antes de comenzar el estudio.

El mes más crítico con las presiones es marzo (Fig. 20). Puede deberse al hecho de que el día escogido como ejemplo fuese más caluroso que la media del mismo mes, exigiendo más a los compresores (sobre todo al precompresor, p11). Sin embargo, después la tendencia para el resto del año es de bajada en la presión de salida del precompresor. Este hecho conlleva un mayor trabajo por parte de los otros compresores.

Similar es el comportamiento a la salida de la turbina (p7) con respecto a la presión de salida del precompresor. Pero al contrario cómo ocurría con ésta, la presión a la salida de la turbina tiende a crecer. La explicación puede deberse también a diferencias en las temperaturas medias e instantáneas del día ejemplificado.

UTILIZACIÓN DE CICLOS DE CO2 SUPERCRÍTICO PARA PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON ENERGÍA SOLAR

	Pneta (MW)	Rendimiento (%)	Δ Rend	Δ Pneta (MW)
Enero	21,71	28,77	8,01	6,05
Marzo	21,44	32,54	10,8	7,12
Junio	26,81	29,82	14,05	10,93
Noviembre	18,95	29,37	12,41	8
Media Anual	22,23	30,13		

Tabla 4. Resultados finales y mejora con respecto a primeras iteraciones

Finalmente, los resultados exponen que el rendimiento global durante el año estaría rondando el 30%, lo que supone mejorar en torno a un 10% las centrales de este tipo a día hoy. Aunque todos los resultados se encuentran cerca de ese porcentaje, el mes de marzo se encontraría más optimizado o que las condiciones propias de esa época son propicias para el s-CO₂.

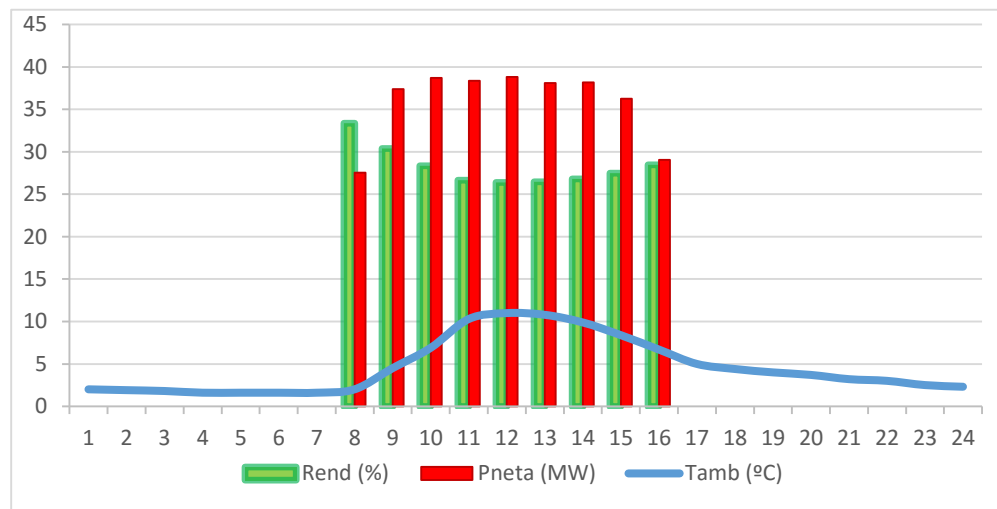


Figura 20. Rendimiento a día 25 de enero

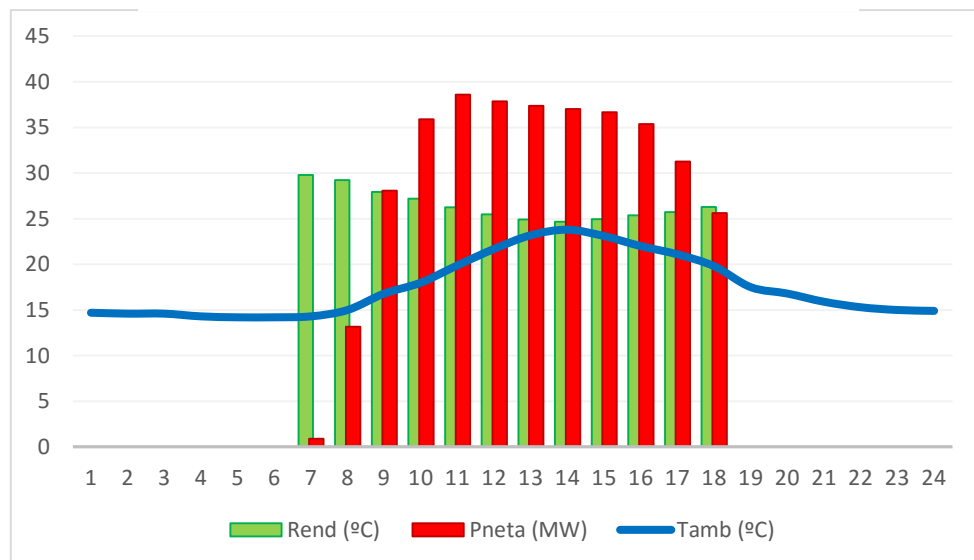


Figura 21. Rendimiento a día 30 de marzo

UTILIZACIÓN DE CICLOS DE CO₂ SUPERCRÍTICO PARA PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON ENERGÍA SOLAR

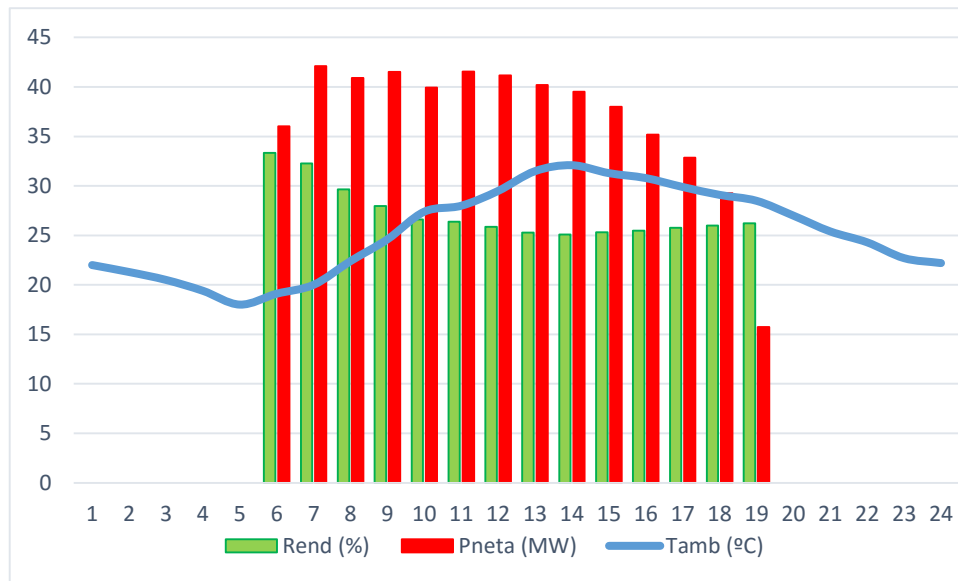


Figura 22. Rendimiento a día 20 de junio

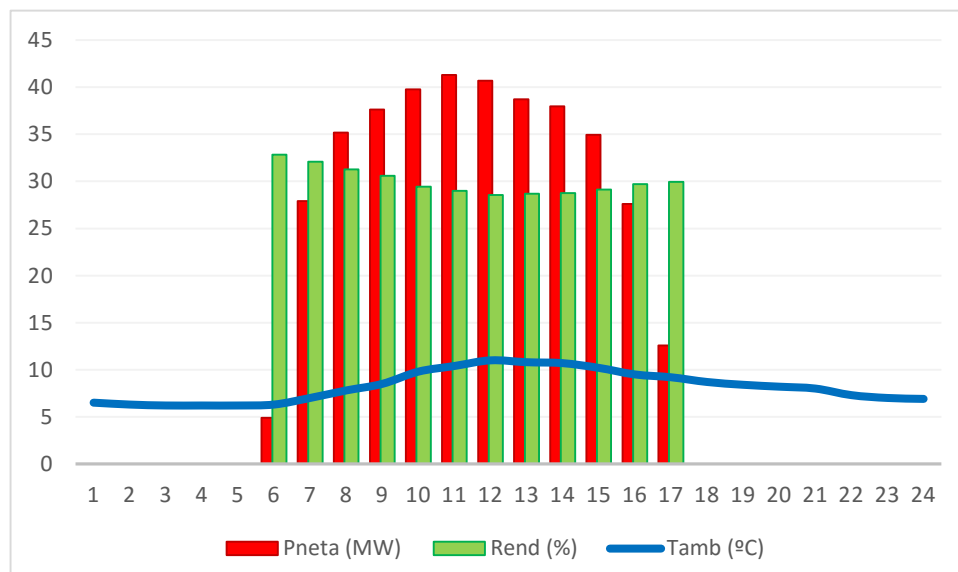


Figura 23. Rendimiento a día 8 de noviembre

Así pues, a la vista de los resultados finales obtenidos, tanto la potencia neta como el rendimiento global han sido muy superiores a las primeras previsiones, superando ampliamente el 20% de rendimiento global que tienen las centrales termoeléctricas.

Este tipo de gráficos son muy útiles para diseñar la turbina necesaria en esta planta. Durante el mes de junio se produce una potencia de pico que ronda los 41,6 MW. De este modo, la turbina empleada debería ser al menos de 45 MW de potencia nominal o incluso 50 MW si se desea tener un margen ante radiaciones muy altas en días muy rasos.

Además de diseñar la turbina, este tipo de gráficas son muy adecuadas para analizar el funcionamiento de la central desde que sale el Sol hasta que éste se pone. Éstas denotan que el rendimiento es superior a primeras horas del día cuando las temperaturas aún son bajas pero los valores de radiación ya ostentan valores moderados.

En contraste con lo citado anteriormente, dónde el mes de marzo registraba los mejores datos, si nos centramos en el día a examen solamente, el día de marzo es el que peor rendimiento alcanza, con respecto a los demás días. Reitera lo explicado anteriormente pues quiere decir que el día escogido fue singularmente caluroso dentro de lo que sería un día de marzo en la capital española.

En resumidas cuentas, la planta, una vez optimizada, trabajará de manera más eficiente a primeras horas de la mañana, cuando las temperaturas son más suaves pero los índices de DNI son suficientemente elevados. Por su parte, la potencia máxima se alcanzará a mediodía o en los momentos en los que la radiación directa sea máxima.

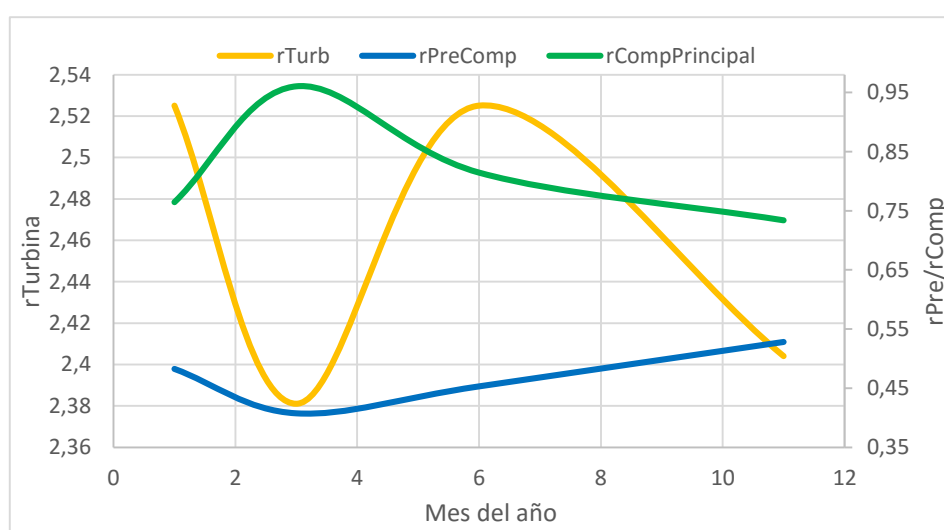


Figura 24. Relaciones de compresión de los compresores y turbina

	Mes	Rend (%)	Wneta (MW)	p6 (bar)	p7 (bar)	rpT	p10 (bar)	p11 (bar)	rpPC	rpMC
Enero	1	28,77	21,71	250	99	2,53	96,06	199	0,483	0,77
Marzo	3	32,54	21,44	250	105	2,38	101,91	250	0,41	0,96
Junio	6	29,82	26,81	250	99	2,53	96,06	212	0,45	0,81
Noviembre	11	29,37	18,95	250	104	2,41	100,9	191	0,53	0,73

Tabla 5. Comparativa final

Tanto en (Fig. 25) como en (Tabla 5) se puede ver claramente cómo trabajan los compresores principal y el precompresor y a la vez la descarga que realiza la turbina. Un valor mayor que la unidad indica que hay una disminución de la presión, mientras que si ésta se aproxima más a cero significa que está comprimiendo a mucha más presión.

De este modo y al contrario de lo que puede parecer si nos atenemos solamente al gráfico sin mirar los resultados, la turbina siempre trabaja con una relación parecida, si bien ésta es exigida más en los meses de enero y junio y no tanto en marzo y noviembre.

Por su parte, los compresores van ligados el uno con el otro, manteniendo una estrecha relación. Por ejemplo, el mes de marzo es el más crítico con el precompresor, coincidiendo con un trabajo mínimo que consume el compresor principal, operando en condiciones muy bajas, solamente para no hacer perder carga al fluido. Sin embargo, durante el resto del año, lo que se aprecia en la [\(Fig. 25\)](#) es el hecho de que cuando una de ambas sube la otra baja, resultando en una aproximación de valores e intentando compensarse la presión durante el ciclo completo.

Cabe reseñar que el recompresor colocado después de la extracción de caudal tendrá siempre un comportamiento muy parecido, ya que sus valores se encuentran fijados previamente, tanto a la entrada (por el precompresor) cómo a la salida (por el mezclador).

Por último, añadir que estos rendimientos obtenidos aún podrían ser mayores, cómo queda reflejado en el [Anexo 2](#), dónde se presentan las tablas utilizadas para el análisis. Sin embargo, por motivos de diseño y condiciones meteorológicas, las presiones fueron ajustadas y optimizadas para que funcionara durante todo momento sin problemas.

6. ANÁLISIS ECONÓMICO

Para acabar, se cree necesario realizar una aproximación económica para demostrar si el diseño planteado sería viable desde el punto de vista económico a día de hoy. Esta parte del estudio será sólo una estimación, dada la alta incertidumbre que posee la ESTC (en torno a un 12,5%). (*Ruiz (AICIA), Blanco (CENER) and Maraver (IDOM), 2011*)

La inversión inicial de esta tecnología depende en gran medida del sistema de captación de la energía solar y más concretamente de las estructuras que soportan los espejos o heliostatos, que suponen hasta el 43% de este sistema concreto. Es decir, la superficie destinada al campo de heliostatos tiene un gran impacto en el presupuesto inicial, por lo que dimensionarlo adecuadamente es crucial para hacerlo más económico e interesante a los inversores.

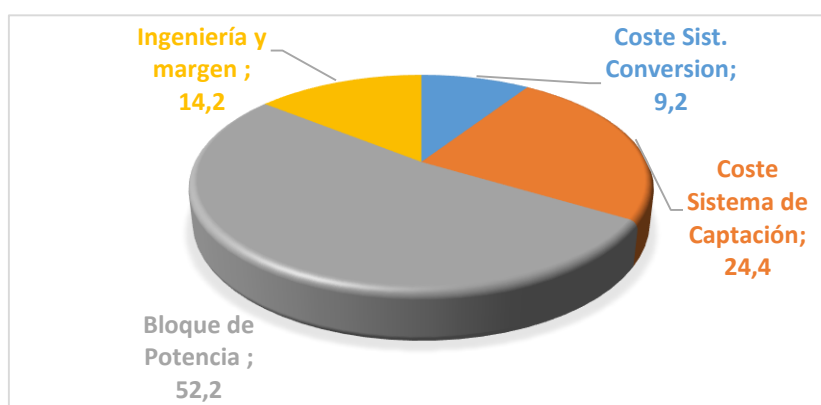


Figura 25. Desglose de la inversión inicial (%)

El coste aproximado de la central sería de 126,4 millones de euros, repartidos en varias partidas como puede verse en (Tabla 6). En este caso y, en contradicción con lo citado anteriormente, el bloque de potencia supone más de la mitad de la inversión, mientras que el sistema de captación sólo ocupa un 24,4%. Esto es debido al hecho de utilizar s-CO₂ como fluido pues es posible conseguir más potencia con menos superficie, por lo que ambas partidas invierten papeles y lo que sube una, lo baja la otra.

	Mill €
Coste Sist. Captación	30,78
Coste Sist. Conversión	11,62
Bloque de Potencia	66
Ingeniería y margen	18
Coste total	126,4

Tabla 6. Partidas presupuestarias inversión inicial

Suponiendo un ciclo de 20 años, amortizando un 10% (incluidos intereses) y con otro 10% para gastos de mantenimiento y de explotación, el coste anual de la planta sería de 25,28 millones de euros anuales.

Ahora, suponiendo que de los 365 días del año, la central estuviera operativa el 90% de esos días, es decir, 328 días, sería capaz de generar 129 GWh de energía eléctrica al año, repartidos por periodos (Tabla 7).

Este cálculo ha sido realizado de manera sencilla dividiendo a partes iguales el número de días totales para cada estación (invierno, primavera, verano y otoño), lo que supone 82 días. Acto seguido se multiplican los MWh/día generados en cada periodo por el número de días y se suman.

	Potencia/día (MWh)	Potencia Total (GWh)
Invierno	322,37	26,43
Primavera	357,75	29,33
Verano	513,9	42,14
Otoño	379,259	31,1
Total		129

Tabla 7. Energía eléctrica generada al año

Para que la central fuera rentable y se recuperara la inversión, el precio al que se tendría que vender la electricidad sería de 0.196 €/kWh. Este dato se encuentra alejado del precio medio al que se vendió la electricidad durante el año 2015, que fue de 0.0502 €/kWh. ([CMS, 2016](#))

Sin embargo, la energía solar tiene un sistema de primas por parte de las instituciones gubernamentales. En nuestro caso, para que la central fuera rentable debería alcanzar como mínimo un valor de 0,146 €/kWh. A partir de esta cantidad, la planta será económicamente viable.

Actualmente, todas las centrales que utilizan combustibles fósiles o emiten directamente gases como el dióxido de carbono a la atmósfera, deben abonar una cuota llamada EUA (European Union Allowances) o cuota de emisión. Aunque ahora el valor del EUA es de 7,68 €/t CO₂, se espera que en el medio plazo alcance los 30 o incluso 50 €/t CO₂. ([Sendeco2.com, 2016](#))

De este modo, para una central convencional de carbón, que emite unas 956 t/GWh, esto supondría que el coste final al que tendrían que vender la energía eléctrica se situaría entre 0,0792-0,098 €/kWh. Aunque seguiría siendo más barata esta forma de obtener energía eléctrica, la alternativa planteada en este trabajo ahorraría la emisión de más de 120.000 toneladas de dióxido de carbono a la atmósfera.

7. CONCLUSIONES

Se ha demostrado cómo, por un lado la energía solar de concentración ya está implantada actualmente y que, aunque no sea la principal alternativa a día de hoy para sustituir a los combustibles fósiles, tiene un muy buen potencial a medio y largo plazo. Por otro lado, el uso de una sustancia como el CO₂ para la producción de energía es algo en proceso de desarrollo aún. Sin embargo, a la vista de los resultados obtenidos, podría resultar en el fluido ideal a utilizar en este tipo de centrales, aumentando su rendimiento y eficiencia energética. Simplemente, ajustando los valores de algunas de las variables más importantes dentro del ciclo, como la temperatura a la entrada de la turbina y las presiones en entrada y salida de la turbina o del precompresor se consiguen mejoras ostensibles en el rendimiento global.

De este modo, el diseño presenta una central de una potencia nominal de 50 MW, capaz de generar 129 GWh al año y con un rendimiento global que ronda el 30%, diez puntos porcentuales por encima de lo que lo hacen las centrales actuales. Con este diseño, se ahorrarían la emisión de más de 123.000 toneladas de CO₂ a la atmósfera en tan sólo un año.

Finalmente, la posibilidad de añadir a esta tecnología un sistema de almacenamiento de energía puede hacer que éstas lleguen a funcionar de manera ininterrumpida durante todo el día pero también durante la noche, momentos en los que la radiación es cero.

Si bien es cierto que económicamente la producción de electricidad resulta más cara que con las fuentes convencionales (alrededor de 0,12 €/kWh), las instituciones gubernamentales apoyan este tipo de tecnología con primas haciéndolas competitivas y factibles para el consumo.

Por todo ello, estamos ante una tecnología aún en expansión y que, dadas las condiciones climatológicas de nuestro país y las mejoras continuas en materia de almacenamiento de energía y eficiencia energética, parece hecha a medida para convertirse en la principal fuente de energía eléctrica en un futuro en nuestro país.

8. BIBLIOGRAFÍA

- Iverson, B., Conboy, T., Pasch, J. and Kruizenga, A. (2013). Supercritical CO₂ Brayton cycles for solar-thermal energy. *Applied Energy*, 111, pp.957-970.
- Padilla, R., Soo Too, Y., Benito, R. and Stein, W. (2015). Exergetic analysis of supercritical CO₂ Brayton cycles integrated with solar central receivers. *Applied Energy*, 148, pp.348-365.
- AEMET, (2015). *RESUMEN MENSUAL DE LA RADIACIÓN SOLAR ENERO 2015*.
- AEMET, (2015). *RESUMEN MENSUAL DE LA RADIACIÓN SOLAR MARZO 2015*.
- AEMET, (2015). *RESUMEN MENSUAL DE LA RADIACIÓN SOLAR JUNIO 2015*.
- AEMET, (2015). *RESUMEN MENSUAL DE LA RADIACIÓN SOLAR NOVIEMBRE 2015*.
- Sancho Ávila, J., Riesco Martín, J., Jimenez Alonso, C., Sanchez de Cos Escuin, M., Montero Cadalso, J. and López Bartolomé, M. (2012). *Atlas de Radiación Solar en España utilizando datos del SAF de Clima de EUMETSAT*. AEMET.
- Ruiz (AICIA), V., Blanco (CENER), M. and Maraver (IDOM), A. (2011). *Evaluación del potencial de energía solar termoeléctrica. Estudio Técnico PER 2011-2020*. Madrid: IDAE.
- GREENPEACE, SolarPACES Y ESTELA, (2016). *Energía Solar Térmica de Concentración. Perspectiva Mundial 2009*.
- IEA, (2016). *World energy outlook 2015*.
- MINETUR, (2015). *La Energía en España*. Madrid.
- REN 21 Secretariat, (2015). *RENEWABLES 2015. GLOBAL STATUS REPORT*. Paris: Lisa Mastny (Worldwatch Institute).
- bp.com. (2015). *BP presenta el BP Statistical Review de 2015*. [online] Available at: http://www.bp.com/es_es/spain/prensa/notas-de-prensa/2015/bp-presenta-bp-statistical-review-2015.html.
- Noticias Universia España. (2015). *España es líder mundial en producción de energías renovables*. [online] Available at: <http://noticias.universia.es/cultura/noticia/2015/09/11/1131058/espana-lider-mundial-produccion-energias-renovables.html>.
- Krammer, S. (2012). *¿Puede el s-CO₂ aumentar el rendimiento de la CSP? | CSP Today Español*. [online] Es.csptoday.com. Available at: <http://es.csptoday.com/tecnolog%C3%ADa/%C2%BFpuede-el-s-co2-aumentar-el-rendimiento-de-la-csp>.
- Construible.es. (2016). *Las emisiones de CO₂ se mantienen estables por segundo año consecutivo - CONSTRUIBLE*. [online] Available at: <https://www.construible.es/noticias/las-emisiones-de-co2-se-mantienen-estables-por-segundo-ano-consecutivo>.
- Torresol Energy Investments, S.A, (2010). *Torresol Energy - Planta termosolar Gemasolar*. [online] Torresolenergy.com. Available at: <http://www.torresolenergy.com/TORRESOL/planta-gemasolar/es>.
- Científicas, S. (2008). *El CO₂ supercrítico revoluciona la industria alimentaria, cosmética, farmacéutica y química*. [online] Agenciasinc.es. Available at: <http://www.agenciasinc.es/Noticias/El-CO2-supercritico-revoluciona-la-industria-alimentaria-cosmetica-farmaceutica-y-quimica>.
- Britannica, (2007). *Definición de Fluido supercrítico - Meaning*. [online] Lahistoriaconmapas.com. Available at: <http://www.lahistoriaconmapas.com/historia/historia2/definicion-de-fluido-supercritico/>.
- Hernández, P. (2014). *RADIACIÓN DIRECTA, DIFUSA Y REFLEJADA*. [online] PedroJHernández. Available at: <https://pedrojhernandez.com/2014/03/08/radiacion-directa-difusa-y-reflejada/>.

- Celsius-process.com. (n.d.). *Celsius - Procesos*. [online] Available at: http://www.celsius-process.com/_es/quimica-verde.php.
- CMS, C. (2016). *Informe del mercado eléctrico*. [online] Nexusenergia.com. Available at: <http://www.nexusenergia.com/es-es/sala-de-prensa/material-comunicacion/informes-de-mercado.html>.
- Sendeco2.com. (2016). *Precios CO₂ - Sendeco2*. [online] Available at: <http://www.sendeco2.com/es/precios-co2>.
- Ecologistasenaccion.es. (2012). *El carbón dispara las emisiones de CO₂ en Aragón | Ecologistas en Acción*. [online] Available at: <http://www.ecologistasenaccion.es/article23815.html>.
- Al-Sulaiman, F. and Atif, M. (2015). Performance comparison of different supercritical carbon dioxide Brayton cycles integrated with a solar power tower. *Energy*, 82, pp.61-71.
- Osorio, J., Hovsopian, R. and Ordonez, J. (2016). Dynamic analysis of concentrated solar supercritical CO₂-based power generation closed-loop cycle. *Applied Thermal Engineering*, 93, pp.920-934.

ANEXOS

Anexo 1. Código utilizado

Enero

{Constantes}

Hora=0
y=0,1
Tamb=6,3[°C]
uHE=0,65
uT=0,90
uC=0,89
uPC=0,89
uRC=0,89
QHE=18110*150000/(10*3600)[W/m²]

{Condiciones Iniciales}

p[1]=0,99*p[12]
t[1]=t[10]
v[1]=v_crit(CarbonDioxide)
h[1]=Enthalpy(CarbonDioxide;T=t[1];P=p[1])
s[1]=Entropy(CarbonDioxide;T=t[1];P=p[1])
cp[1]=Cp(CarbonDioxide;T=t[1];P=p[1])

{Compresor Principal}

p[2]=p[1]/rpMC
h[22]=Enthalpy(CarbonDioxide;P=p[2];S=s[1])
h[2]=h[1]-((h[1]-h[22])/uC)
s[2]=Entropy(CarbonDioxide;P=p[2];h=h[2])
t[2]=Temperature(CarbonDioxide;P=p[2];h=h[2])
cp[2]=Cp(CarbonDioxide;T=t[2];P=p[2])
Wcp=m*(1-y)*(h[1]-h[2])

{LTR}

p[3]=0,99*p[2]
h[3]=Enthalpy(CarbonDioxide;T=t[3];P=p[3])
cp[3]=Cp(CarbonDioxide;T=t[3];P=p[3])

$$(h[3]-h[2])*(1-y)=h[8]-h[9]$$

{Mezclador}

p[4]=p[3]
(1-y)*h[3]+y*h[14]=h[4]
t[4]=Temperature(CarbonDioxide;P=p[4];h=h[4])
cp[4]=Cp(CarbonDioxide;T=t[4];P=p[4])

{HTR}

$$h[4]+h[7]=h[5]+h[8]$$

{Heat Exchanger}

$$p[5]=0,99*p[4]$$

$$h[5]=\text{Enthalpy}(\text{CarbonDioxide}; T=t[5]; P=p[5])$$

$$s[5]=\text{Entropy}(\text{CarbonDioxide}; T=t[5]; P=p[5])$$

$$cp[5]=\text{Cp}(\text{CarbonDioxide}; T=t[5]; P=p[5])$$

$$u_{HE} \cdot Q_{HE} = m \cdot (h[6] - h[5])$$

$$p[6]=0,99*p[5]$$

$$p[6]=250$$

$$t[6]=560$$

$$h[6]=\text{Enthalpy}(\text{CarbonDioxide}; T=t[6]; P=p[6])$$

$$s[6]=\text{Entropy}(\text{CarbonDioxide}; T=t[6]; P=p[6])$$

$$cp[6]=\text{Cp}(\text{CarbonDioxide}; T=t[6]; P=p[6])$$

{Turbina}

$$p[7]=99$$

$$rp_T = p[6]/p[7]$$

$$h[7]=\text{Enthalpy}(\text{CarbonDioxide}; P=p[7]; S=s[6])$$

$$u_T = (h[6] - h[7]) / (h[6] - h[77])$$

$$t[7]=\text{Temperature}(\text{CarbonDioxide}; P=p[7]; h=h[7])$$

$$W_t = m \cdot (h[6] - h[7])$$

$$cp[7]=\text{Cp}(\text{CarbonDioxide}; T=t[7]; P=p[7])$$

$$t[8]=t[4]+30$$

$$p[8]=0,99*p[7]$$

$$t[8]=\text{Temperature}(\text{CarbonDioxide}; P=p[8]; h=h[8])$$

$$cp[8]=\text{Cp}(\text{CarbonDioxide}; T=t[8]; P=p[8])$$

$$t[9]=t[2]+10$$

$$p[9]=0,99*p[8]$$

$$t[9]=\text{Temperature}(\text{CarbonDioxide}; P=p[9]; h=h[9])$$

$$cp[9]=\text{Cp}(\text{CarbonDioxide}; T=t[9]; P=p[9])$$

{Refrigerador 1}

$$p[10]=0,99*p[9]$$

$$t[10]=T_{amb}+25$$

$$h[10]=\text{Enthalpy}(\text{CarbonDioxide}; T=t[10]; P=p[10])$$

$$Q_{int1} = m \cdot (h[9] - h[10])$$

$$s[10]=\text{Entropy}(\text{CarbonDioxide}; T=t[10]; P=p[10])$$

$$cp[10]=\text{Cp}(\text{CarbonDioxide}; T=t[10]; P=p[10])$$

{Pre Compresor}

p[11]=199
 rpPC=p[10]/p[11]
 h[111]=Enthalpy(CarbonDioxide;s=s[10];P=p[11])
 uPC=(h[10]-h[111])/(h[10]-h[11])
 t[11]=Temperature(CarbonDioxide;P=p[11];h=h[11])
 cp[11]=Cp(CarbonDioxide;T=t[11];P=p[11])
 Wpc=m*(h[10]-h[11])

{Refrigerador 2}

p[12]=p[11]
 t[12]=t[11]
 h[12]=Enthalpy(CarbonDioxide;T=t[12];P=p[12])
 Qint2=m*(1-y)*(h[12]-h[1])
 cp[12]=Cp(CarbonDioxide;T=t[12];P=p[12])

{Extracción de Caudal}

p[13]=p[11]
 t[13]=t[11]
 h[13]=Enthalpy(CarbonDioxide;T=t[13];P=p[13])
 s[13]=Entropy(CarbonDioxide;T=t[13];P=p[13])
 cp[13]=Cp(CarbonDioxide;T=t[13];P=p[13])

{Re Compresor}

p[14]=p[3]
 rpRC=p[13]/p[14]
 h[144]=Enthalpy(CarbonDioxide;s=s[13];P=p[14])
 uRC=(h[13]-h[144])/(h[13]-h[14])
 t[14]=Temperature(CarbonDioxide;P=p[14];h=h[14])
 cp[14]=Cp(CarbonDioxide;T=t[14];P=p[14])
 Wrc=y*m*(h[13]-h[14])

{Air Cooler 1}

t[15]=30
 cp[15]=Cp(Air;T=Tamb)
 m[15]=Qint1/(cp[15]*(t[15]-Tamb))

{Air Cooler 1}

t[16]=15
 m[16]=Qint2/(cp[15]*(T[16]-Tamb))

{Cálculo UA LTR}

TmediaLTR=(t[2]+t[3])/2
 cpLTR=Cp(CarbonDioxide;T=TmediaLTR; P=p[2])
 Q_ltr=m*(h[3]-h[2])
 AT1ltr=t[8]-t[3]
 AT2ltr=t[9]-t[2]
 AT_ltr=(AT2ltr-AT1ltr)/(ln(AT2ltr/AT1ltr))
 UA_ltr=Q_ltr/AT_ltr

{Cálculo UA HTR}

$$\begin{aligned}T_{mediaHTR} &= (t[7] + t[8]) / 2 \\cp_{HTR} &= Cp(\text{CarbonDioxide}; T = T_{mediaHTR}; P = p[7]) \\Q_{htr} &= m * (h[5] - h[4]) \\AT_{1htr} &= t[7] - t[5] \\AT_{2htr} &= t[8] - t[4] \\AT_{htr} &= (AT_{2htr} - AT_{1htr}) / (\ln(AT_{2htr} / AT_{1htr})) \\UA_{htr} &= Q_{htr} / AT_{htr}\end{aligned}$$

{Cálculo UA Air Cooler 1}

$$\begin{aligned}AT_{1AC1} &= t[9] - t[15] \\AT_{2AC1} &= t[10] - T_{amb} \\ATAC1 &= (AT_{2AC1} - AT_{1AC1}) / (\ln(AT_{2AC1} / AT_{1AC1})) \\UAAC1 &= Q_{int1} / ATAC1\end{aligned}$$

{Cálculo UA Air Cooler 2}

$$\begin{aligned}AT_{1AC2} &= t[12] - t[16] \\AT_{2AC2} &= t[1] - T_{amb} \\ATAC2 &= (AT_{2AC2} - AT_{1AC2}) / (\ln(AT_{2AC2} / AT_{1AC2})) \\UAAC2 &= Q_{int2} / ATAC2\end{aligned}$$

{Potencia Neta y rendimientos}

$$\begin{aligned}W_{neta} &= W_t + W_{cp} + W_{pc} + W_{rc} \\u_{Total} &= W_{neta} / Q_{HE} \\Q_{total} &= Q_{int1} + Q_{int2}\end{aligned}$$

Marzo

{Constantes}

$$\begin{aligned}\text{Hora} &= 0 \\y &= 0,1 \\T_{amb} &= 11,2 [^{\circ}\text{C}] \\u_{HE} &= 0,65 \\u_T &= 0,90 \\u_C &= 0,89 \\u_{PC} &= 0,89 \\u_{RC} &= 0,89 \\Q_{HE} &= 19770 * 150000 / (12,5 * 3600) [\text{kW}/\text{m}^2]\end{aligned}$$

{Condiciones Iniciales}

$$\begin{aligned}p[1] &= 0,99 * p[12] \\t[1] &= t[10] \\v[1] &= v_{crit}(\text{CarbonDioxide}) \\h[1] &= \text{Enthalpy}(\text{CarbonDioxide}; T = t[1]; P = p[1]) \\s[1] &= \text{Entropy}(\text{CarbonDioxide}; T = t[1]; P = p[1]) \\cp[1] &= Cp(\text{CarbonDioxide}; T = t[1]; P = p[1])\end{aligned}$$

{Compresor Principal}

$$\begin{aligned}p[2] &= p[1]/rp_{MC} \\h[22] &= \text{Enthalpy}(\text{CarbonDioxide}; P=p[2]; S=s[1]) \\h[2] &= h[1] - ((h[1] - h[22])/0,89) \\s[2] &= \text{Entropy}(\text{CarbonDioxide}; P=p[2]; h=h[2]) \\t[2] &= \text{Temperature}(\text{CarbonDioxide}; P=p[2]; h=h[2]) \\cp[2] &= Cp(\text{CarbonDioxide}; T=t[2]; P=p[2]) \\W_{cp} &= (1-y) \cdot m \cdot (h[1] - h[2])\end{aligned}$$

{LTR}

$$\begin{aligned}p[3] &= 0,99 \cdot p[2] \\h[3] &= \text{Enthalpy}(\text{CarbonDioxide}; T=t[3]; P=p[3]) \\cp[3] &= Cp(\text{CarbonDioxide}; T=t[3]; P=p[3])\end{aligned}$$

$$(h[3] - h[2]) \cdot (1-y) = h[8] - h[9]$$

{Mezclador}

$$\begin{aligned}p[4] &= p[3] \\(1-y) \cdot h[3] + y \cdot h[14] &= h[4] \\t[4] &= \text{Temperature}(\text{CarbonDioxide}; P=p[4]; h=h[4]) \\cp[4] &= Cp(\text{CarbonDioxide}; T=t[4]; P=p[4])\end{aligned}$$

{HTR}

$$h[4] + h[7] = h[5] + h[8]$$

{Heat Exchanger}

$$\begin{aligned}p[5] &= 0,99 \cdot p[4] \\h[5] &= \text{Enthalpy}(\text{CarbonDioxide}; T=t[5]; P=p[5]) \\s[5] &= \text{Entropy}(\text{CarbonDioxide}; T=t[5]; P=p[5]) \\cp[5] &= Cp(\text{CarbonDioxide}; T=t[5]; P=p[5])\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}p[6] &= p[5] \cdot 0,99 \\u_{HE} \cdot Q_{HE} &= m \cdot (h[6] - h[5]) \\p[6] &= 250 \\t[6] &= 560\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}h[6] &= \text{Enthalpy}(\text{CarbonDioxide}; T=t[6]; P=p[6]) \\s[6] &= \text{Entropy}(\text{CarbonDioxide}; T=t[6]; P=p[6]) \\cp[6] &= Cp(\text{CarbonDioxide}; T=t[6]; P=p[6])\end{aligned}$$

{Turbina}

$$\begin{aligned}p[7] &= 105 \\p[7] &= p[6]/rp_T \\h[77] &= \text{Enthalpy}(\text{CarbonDioxide}; P=p[7]; S=s[6]) \\u_T &= (h[6] - h[7]) / (h[6] - h[77]) \\t[7] &= \text{Temperature}(\text{CarbonDioxide}; P=p[7]; h=h[7]) \\W_t &= m \cdot (h[6] - h[7]) \\cp[7] &= Cp(\text{CarbonDioxide}; T=t[7]; P=p[7])\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}p[8] &= 0,99 * p[7] \\t[8] &= t[4] + 35 \\t[8] &= \text{Temperature}(\text{CarbonDioxide}; P=p[8]; h=h[8]) \\cp[8] &= \text{Cp}(\text{CarbonDioxide}; T=t[8]; P=p[8])\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}p[9] &= 0,99 * p[8] \\t[9] &= t[2] + 12 \\t[9] &= \text{Temperature}(\text{CarbonDioxide}; P=p[9]; h=h[9]) \\cp[9] &= \text{Cp}(\text{CarbonDioxide}; T=t[9]; P=p[9])\end{aligned}$$

{Refrigerador 1}

$$\begin{aligned}p[10] &= 0,99 * p[9] \\t[10] &= T_{amb} + 20 \\h[10] &= \text{Enthalpy}(\text{CarbonDioxide}; T=t[10]; P=p[10]) \\Q_{int1} &= m * (h[9] - h[10]) \\s[10] &= \text{Entropy}(\text{CarbonDioxide}; T=t[10]; P=p[10]) \\cp[10] &= \text{Cp}(\text{CarbonDioxide}; T=t[10]; P=p[10])\end{aligned}$$

{Pre Compresor}

$$\begin{aligned}p[11] &= 250 \\p[11] &= p[10] / r_{pPC} \\h[11] &= \text{Enthalpy}(\text{CarbonDioxide}; s=s[10]; P=p[11]) \\u_{PC} &= (h[10] - h[11]) / (h[10] - h[11]) \\t[11] &= \text{Temperature}(\text{CarbonDioxide}; P=p[11]; h=h[11]) \\cp[11] &= \text{Cp}(\text{CarbonDioxide}; T=t[11]; P=p[11]) \\W_{pc} &= m * (h[10] - h[11])\end{aligned}$$

{Refrigerador 2}

$$\begin{aligned}p[12] &= p[11] \\t[12] &= t[11] \\h[12] &= \text{Enthalpy}(\text{CarbonDioxide}; T=t[12]; P=p[12]) \\Q_{int2} &= (1 - y) * m * (h[12] - h[1]) \\cp[12] &= \text{Cp}(\text{CarbonDioxide}; T=t[12]; P=p[12])\end{aligned}$$

{Extracción de Caudal}

$$\begin{aligned}p[13] &= p[11] \\t[13] &= t[11] \\h[13] &= \text{Enthalpy}(\text{CarbonDioxide}; T=t[13]; P=p[13]) \\s[13] &= \text{Entropy}(\text{CarbonDioxide}; T=t[13]; P=p[13]) \\cp[13] &= \text{Cp}(\text{CarbonDioxide}; T=t[13]; P=p[13])\end{aligned}$$

{Re Compresor}

$$\begin{aligned}p[14] &= p[3] \\h[14] &= \text{Enthalpy}(\text{CarbonDioxide}; s=s[13]; P=p[14]) \\u_{RC} &= (h[13] - h[14]) / (h[13] - h[14]) \\t[14] &= \text{Temperature}(\text{CarbonDioxide}; P=p[14]; h=h[14]) \\cp[14] &= \text{Cp}(\text{CarbonDioxide}; T=t[14]; P=p[14]) \\W_{rc} &= y * m * (h[13] - h[14])\end{aligned}$$

{Air Cooler 1}

$$\begin{aligned}t[15] &= 28 \\cp[15] &= Cp(Air; T=T_{amb}) \\m[15] &= Q_{int1} / (cp[15] * (t[15] - T_{amb}))\end{aligned}$$

{Air Cooler 1}

$$\begin{aligned}t[16] &= 24 \\m[16] &= Q_{int2} / (cp[15] * (T[16] - T_{amb}))\end{aligned}$$

{Cálculo UA LTR}

$$\begin{aligned}T_{mediaLTR} &= (t[2] + t[3]) / 2 \\cpLTR &= Cp(CarbonDioxide; T=T_{mediaLTR}; P=p[2]) \\Q_{ltr} &= m * (h[3] - h[2]) \\AT1ltr &= t[8] - t[3] \\AT2ltr &= t[9] - t[2] \\AT_{ltr} &= (AT2ltr - AT1ltr) / (\ln(AT2ltr / AT1ltr)) \\UA_{ltr} &= Q_{ltr} / AT_{ltr}\end{aligned}$$

{Cálculo UA HTR}

$$\begin{aligned}T_{mediaHTR} &= (t[7] + t[8]) / 2 \\cpHTR &= Cp(CarbonDioxide; T=T_{mediaHTR}; P=p[7]) \\Q_{htr} &= m * (h[5] - h[4]) \\AT1htr &= t[7] - t[5] \\AT2htr &= t[8] - t[4] \\AT_{htr} &= (AT2htr - AT1htr) / (\ln(AT2htr / AT1htr)) \\UA_{htr} &= Q_{htr} / AT_{htr}\end{aligned}$$

{Cálculo UA Air Cooler 1}

$$\begin{aligned}AT1AC1 &= t[9] - t[15] \\AT2AC1 &= t[10] - T_{amb} \\ATAC1 &= (AT2AC1 - AT1AC1) / (\ln(AT2AC1 / AT1AC1)) \\UAAC1 &= Q_{int1} / ATAC1\end{aligned}$$

{Cálculo UA Air Cooler 2}

$$\begin{aligned}AT1AC2 &= t[12] - t[16] \\AT2AC2 &= t[1] - T_{amb} \\ATAC2 &= (AT2AC2 - AT1AC2) / (\ln(AT2AC2 / AT1AC2)) \\UAAC2 &= Q_{int2} / ATAC2\end{aligned}$$

{Potencia neta y rendimientos}

$$\begin{aligned}W_{neta} &= W_t + W_{cp} + W_{pc} + W_{rc} \\u_{Total} &= W_{neta} / Q_{HE} \\Q_{total} &= Q_{int1} + Q_{int2}\end{aligned}$$

Junio

{Constantes}

Hora=0
y=0,1
Tamb=22,2[°C]
uHE=0,65
uT=0,90
uC=0,89
uPC=0,89
uRC=0,89
QHE=30200*150000/(14*3600)[kW/m²]

{Condiciones Iniciales}

p[1]=0,99*p[12]
t[1]=t[10]
v[1]=v_crit(CarbonDioxide)
h[1]=Enthalpy(CarbonDioxide;T=t[1];P=p[1])
s[1]=Entropy(CarbonDioxide;T=t[1];P=p[1])
cp[1]=Cp(CarbonDioxide;T=t[1];P=p[1])

{Compresor Principal}

p[2]=p[1]/rpMC
h[22]=Enthalpy(CarbonDioxide;P=p[2];S=s[1])
h[2]=h[1]-((h[1]-h[22])/0,89)
s[2]=Entropy(CarbonDioxide;P=p[2];h=h[2])
t[2]=Temperature(CarbonDioxide;P=p[2];h=h[2])
cp[2]=Cp(CarbonDioxide;T=t[2];P=p[2])
Wcp=(1-y)*m*(h[1]-h[2])

{LTR}

p[3]=0,99*p[2]
h[3]=Enthalpy(CarbonDioxide;T=t[3];P=p[3])
cp[3]=Cp(CarbonDioxide;T=t[3];P=p[3])

$$(h[3]-h[2])*(1-y)=h[8]-h[9]$$

{Mezclador}

p[4]=p[3]
(1-y)*h[3]+y*h[14]=h[4]
t[4]=Temperature(CarbonDioxide;P=p[4];h=h[4])
cp[4]=Cp(CarbonDioxide;T=t[4];P=p[4])

{HTR}

$$h[4]+h[7]=h[5]+h[8]$$

{Heat Exchanger}

p[5]=0,99*p[4]
h[5]=Enthalpy(CarbonDioxide;T=t[5];P=p[5])
s[5]=Entropy(CarbonDioxide;T=t[5];P=p[5])
cp[5]=Cp(CarbonDioxide;T=t[5];P=p[5])

$$u_{HE} \cdot Q_{HE} = m \cdot (h[6] - h[5])$$

p[6]=0,99*p[5]
p[6]=250
t[6]=560
h[6]=Enthalpy(CarbonDioxide;T=t[6];P=p[6])
s[6]=Entropy(CarbonDioxide;T=t[6];P=p[6])
cp[6]=Cp(CarbonDioxide;T=t[6];P=p[6])

{Turbina}

p[7]=99
p[7]=p[6]/rpT
h[7]=Enthalpy(CarbonDioxide;P=p[7];S=s[6])
uT=(h[6]-h[7])/(h[6]-h[77])
t[7]=Temperature(CarbonDioxide;P=p[7];h=h[7])
Wt=m*(h[6]-h[7])
cp[7]=Cp(CarbonDioxide;T=t[7];P=p[7])

t[8]=t[4]+30
p[8]=0,99*p[7]
t[8]=Temperature(CarbonDioxide;P=p[8];h=h[8])
cp[8]=Cp(CarbonDioxide;T=t[8];P=p[8])

t[9]=t[2]+10
p[9]=0,99*p[8]
t[9]=Temperature(CarbonDioxide;P=p[9];h=h[9])
cp[9]=Cp(CarbonDioxide;T=t[9];P=p[9])

{Refrigerador 1}

p[10]=0,99*p[9]
t[10]=Tamb+9
h[10]=Enthalpy(CarbonDioxide;T=t[10];P=p[10])
Qint1=m*(h[9]-h[10])
s[10]=Entropy(CarbonDioxide;T=t[10];P=p[10])
cp[10]=Cp(CarbonDioxide;T=t[10];P=p[10])

{Pre Compresor}

p[11]=212
p[11]=p[10]/rpPC
h[11]=Enthalpy(CarbonDioxide;s=s[10];P=p[11])
uPC=(h[10]-h[11])/(h[10]-h[11])
t[11]=Temperature(CarbonDioxide;P=p[11];h=h[11])
cp[11]=Cp(CarbonDioxide;T=t[11];P=p[11])
Wpc=m*(h[10]-h[11])

{Refrigerador 2}

p[12]=p[11]
t[12]=t[11]
h[12]=Enthalpy(CarbonDioxide;T=t[12];P=p[12])
Qint2=m*(h[12]-h[1])
cp[12]=Cp(CarbonDioxide;T=t[12];P=p[12])

{Extracción de Caudal}

p[13]=p[11]
t[13]=t[11]
h[13]=Enthalpy(CarbonDioxide;T=t[13];P=p[13])
s[13]=Entropy(CarbonDioxide;T=t[13];P=p[13])
cp[13]=Cp(CarbonDioxide;T=t[13];P=p[13])

{Re Compresor}

p[14]={p[13]/rpRC}p[3]
h[144]=Enthalpy(CarbonDioxide;s=s[13];P=p[14])
uRC=(h[13]-h[144])/(h[13]-h[14])
t[14]=Temperature(CarbonDioxide;P=p[14];h=h[14])
cp[14]=Cp(CarbonDioxide;T=t[14];P=p[14])
Wrc=y*m*(h[13]-h[14])

{Air Cooler 1}

t[15]=30
cp[15]=Cp(Air;T=Tamb)
m[15]=Qint1/(cp[15]*(t[15]-Tamb))

{Air Cooler 1}

t[16]=35
m[16]=Qint2/(cp[15]*(T[16]-Tamb))

{Cálculo UA LTR}

TmediaLTR=(t[2]+t[3])/2
cpLTR=Cp(CarbonDioxide;T=TmediaLTR; P=p[2])
Q_ltr=m*(h[3]-h[2])
AT1ltr=t[8]-t[3]
AT2ltr=t[9]-t[2]
AT_ltr=(AT2ltr-AT1ltr)/(ln(AT2ltr/AT1ltr))
UA_ltr=Q_ltr/AT_ltr

{Cálculo UA HTR}

TmediaHTR=(t[7]+t[8])/2
cpHTR=Cp(CarbonDioxide;T=TmediaHTR; P=p[7])
Q_htr=m*(h[5]-h[4])
AT1htr=t[7]-t[5]
AT2htr=t[8]-t[4]
AT_htr=(AT2htr-AT1htr)/(ln(AT2htr/AT1htr))
UA_htr=Q_htr/AT_htr

{Cálculo UA Air Cooler 1}

$$\begin{aligned}AT1AC1 &= t[9] - t[15] \\ AT2AC1 &= t[10] - T_{amb} \\ ATAC1 &= (AT2AC1 - AT1AC1) / (\ln(AT2AC1 / AT1AC1)) \\ UAAC1 &= Q_{int1} / ATAC1\end{aligned}$$

{Cálculo UA Air Cooler 2}

$$\begin{aligned}AT1AC2 &= t[12] - t[16] \\ AT2AC2 &= t[1] - T_{amb} \\ ATAC2 &= (AT2AC2 - AT1AC2) / (\ln(AT2AC2 / AT1AC2)) \\ UAAC2 &= Q_{int2} / ATAC2\end{aligned}$$

{Potencia Neta y Rendimientos}

$$\begin{aligned}W_{neta} &= W_t + W_{cp} + W_{rc} + W_{pc} \\ u_{Total} &= W_{neta} / Q_{HE} \\ Q_{total} &= Q_{int1} + Q_{int2}\end{aligned}$$

Noviembre

{Constantes}

$$\begin{aligned}Hora &= 0 \\ y &= 0,1 \\ T_{amb} &= 9,9 [^{\circ}C] \\ u_{HE} &= 0,65 \\ u_T &= 0,90 \\ u_C &= 0,89 \\ u_{PC} &= 0,89 \\ u_{RC} &= 0,89 \\ Q_{HE} &= 18580 * 150000 / (12 * 3600) [kW/m^2]\end{aligned}$$

{Condiciones Iniciales}

$$\begin{aligned}p[1] &= 0,99 * p[12] \\ t[1] &= t[10] \\ v[1] &= v_{crit}(\text{CarbonDioxide}) \\ h[1] &= \text{Enthalpy}(\text{CarbonDioxide}; T=t[1]; P=p[1]) \\ s[1] &= \text{Entropy}(\text{CarbonDioxide}; T=t[1]; P=p[1]) \\ cp[1] &= \text{Cp}(\text{CarbonDioxide}; T=t[1]; P=p[1])\end{aligned}$$

{Compresor Principal}

$$\begin{aligned}p[2] &= p[1] / r_{pMC} \\ h[22] &= \text{Enthalpy}(\text{CarbonDioxide}; P=p[2]; S=s[1]) \\ h[2] &= h[1] - ((h[1] - h[22]) / 0,89) \\ s[2] &= \text{Entropy}(\text{CarbonDioxide}; P=p[2]; h=h[2]) \\ t[2] &= \text{Temperature}(\text{CarbonDioxide}; P=p[2]; h=h[2]) \\ cp[2] &= \text{Cp}(\text{CarbonDioxide}; T=t[2]; P=p[2]) \\ W_{cp} &= (1-y) * m * (h[1] - h[2])\end{aligned}$$

{LTR}

$$\begin{aligned} p[3] &= 0,99 * p[2] \\ h[3] &= \text{Enthalpy}(\text{CarbonDioxide}; T=t[3]; P=p[3]) \\ cp[3] &= \text{Cp}(\text{CarbonDioxide}; T=t[3]; P=p[3]) \end{aligned}$$

$$(h[3]-h[2]) * (1-y) = h[8]-h[9]$$

{Mezclador}

$$\begin{aligned} p[4] &= p[3] \\ (1-y) * h[3] + y * h[14] &= h[4] \\ t[4] &= \text{Temperature}(\text{CarbonDioxide}; P=p[4]; h=h[4]) \\ cp[4] &= \text{Cp}(\text{CarbonDioxide}; T=t[4]; P=p[4]) \end{aligned}$$

{HTR}

$$h[4] + h[7] = h[5] + h[8]$$

{Heat Exchanger}

$$\begin{aligned} p[5] &= 0,99 * p[4] \\ h[5] &= \text{Enthalpy}(\text{CarbonDioxide}; T=t[5]; P=p[5]) \\ s[5] &= \text{Entropy}(\text{CarbonDioxide}; T=t[5]; P=p[5]) \\ cp[5] &= \text{Cp}(\text{CarbonDioxide}; T=t[5]; P=p[5]) \end{aligned}$$

$$u_{HE} * Q_{HE} = m * (h[6] - h[5])$$

$$\begin{aligned} p[6] &= 0,99 * p[5] \\ p[6] &= 250 \\ t[6] &= 560 \\ h[6] &= \text{Enthalpy}(\text{CarbonDioxide}; T=t[6]; P=p[6]) \\ s[6] &= \text{Entropy}(\text{CarbonDioxide}; T=t[6]; P=p[6]) \\ cp[6] &= \text{Cp}(\text{CarbonDioxide}; T=t[6]; P=p[6]) \end{aligned}$$

{Turbina}

$$\begin{aligned} p[7] &= 104 \\ p[7] &= p[6] / r_{pT} \\ h[7] &= \text{Enthalpy}(\text{CarbonDioxide}; P=p[7]; S=s[6]) \\ uT &= (h[6] - h[7]) / (h[6] - h[77]) \\ t[7] &= \text{Temperature}(\text{CarbonDioxide}; P=p[7]; h=h[7]) \\ Wt &= m * (h[6] - h[7]) \\ cp[7] &= \text{Cp}(\text{CarbonDioxide}; T=t[7]; P=p[7]) \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} t[8] &= t[4] + 30 \\ p[8] &= 0,99 * p[7] \\ t[8] &= \text{Temperature}(\text{CarbonDioxide}; P=p[8]; h=h[8]) \\ cp[8] &= \text{Cp}(\text{CarbonDioxide}; T=t[8]; P=p[8]) \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} t[9] &= t[2] + 10 \\ p[9] &= 0,99 * p[8] \\ t[9] &= \text{Temperature}(\text{CarbonDioxide}; P=p[9]; h=h[9]) \\ cp[9] &= \text{Cp}(\text{CarbonDioxide}; T=t[9]; P=p[9]) \end{aligned}$$

{Refrigerador 1}

$p[10]=0,99 \cdot p[9]$
 $t[10]=T_{amb}+22$
 $h[10]=\text{Enthalpy}(\text{CarbonDioxide}; T=t[10]; P=p[10])$
 $Q_{int1}=m \cdot (h[9]-h[10])$
 $s[10]=\text{Entropy}(\text{CarbonDioxide}; T=t[10]; P=p[10])$
 $cp[10]=Cp(\text{CarbonDioxide}; T=t[10]; P=p[10])$

{Pre Compresor}

$p[11]=191$
 $p[11]=p[10]/r_{pPC}$
 $h[111]=\text{Enthalpy}(\text{CarbonDioxide}; s=s[10]; P=p[11])$
 $u_{PC}=(h[10]-h[111])/(h[10]-h[11])$
 $t[11]=\text{Temperature}(\text{CarbonDioxide}; P=p[11]; h=h[11])$
 $cp[11]=Cp(\text{CarbonDioxide}; T=t[11]; P=p[11])$
 $W_{pc}=m \cdot (h[10]-h[11])$

{Refrigerador 2}

$p[12]=p[11]$
 $t[12]=t[11]$
 $h[12]=\text{Enthalpy}(\text{CarbonDioxide}; T=t[12]; P=p[12])$
 $Q_{int2}=m \cdot (h[12]-h[1])$
 $cp[12]=Cp(\text{CarbonDioxide}; T=t[12]; P=p[12])$

{Extracción de Caudal}

$p[13]=p[11]$
 $t[13]=t[11]$
 $h[13]=\text{Enthalpy}(\text{CarbonDioxide}; T=t[13]; P=p[13])$
 $s[13]=\text{Entropy}(\text{CarbonDioxide}; T=t[13]; P=p[13])$
 $cp[13]=Cp(\text{CarbonDioxide}; T=t[13]; P=p[13])$

{Re Compresor}

$p[14]=p[3]$
 $h[144]=\text{Enthalpy}(\text{CarbonDioxide}; s=s[13]; P=p[14])$
 $u_{RC}=(h[13]-h[144])/(h[13]-h[14])$
 $t[14]=\text{Temperature}(\text{CarbonDioxide}; P=p[14]; h=h[14])$
 $cp[14]=Cp(\text{CarbonDioxide}; T=t[14]; P=p[14])$
 $W_{rc}=y \cdot m \cdot (h[13]-h[14])$

{Air Cooler 1}

$t[15]=25$
 $cp[15]=Cp(\text{Air}; T=T_{amb})$
 $m[15]=Q_{int1}/(cp[15] \cdot (t[15]-T_{amb}))$

{Air Cooler 2}

$t[16]=25$
 $m[16]=Q_{int2}/(cp[15] \cdot (T[16]-T_{amb}))$

{Cálculo UA LTR}

$$\begin{aligned} T_{mediaLTR} &= (t[2] + t[3]) / 2 \\ cp_{LTR} &= Cp(\text{CarbonDioxide}; T = T_{mediaLTR}; P = p[2]) \\ Q_{ltr} &= m * (h[3] - h[2]) \\ AT1_{ltr} &= t[8] - t[3] \\ AT2_{ltr} &= t[9] - t[2] \\ AT_{ltr} &= (AT2_{ltr} - AT1_{ltr}) / (\ln(AT2_{ltr} / AT1_{ltr})) \\ UA_{ltr} &= Q_{ltr} / AT_{ltr} \end{aligned}$$

{Cálculo UA HTR}

$$\begin{aligned} T_{mediaHTR} &= (t[7] + t[8]) / 2 \\ cp_{HTR} &= Cp(\text{CarbonDioxide}; T = T_{mediaHTR}; P = p[7]) \\ Q_{htr} &= m * (h[5] - h[4]) \\ AT1_{htr} &= t[7] - t[5] \\ AT2_{htr} &= t[8] - t[4] \\ AT_{htr} &= (AT2_{htr} - AT1_{htr}) / (\ln(AT2_{htr} / AT1_{htr})) \\ UA_{htr} &= Q_{htr} / AT_{htr} \end{aligned}$$

{Cálculo UA Air Cooler 1}

$$\begin{aligned} AT1_{AC1} &= t[9] - t[15] \\ AT2_{AC1} &= t[10] - T_{amb} \\ ATAC1 &= (AT2_{AC1} - AT1_{AC1}) / (\ln(AT2_{AC1} / AT1_{AC1})) \\ UAAC1 &= Q_{int1} / ATAC1 \end{aligned}$$

{Cálculo UA Air Cooler 2}

$$\begin{aligned} AT1_{AC2} &= t[12] - t[16] \\ AT2_{AC2} &= t[1] - T_{amb} \\ ATAC2 &= (AT2_{AC2} - AT1_{AC2}) / (\ln(AT2_{AC2} / AT1_{AC2})) \\ UAAC2 &= Q_{int2} / ATAC2 \end{aligned}$$

{Potencia neta y Rendimientos}

$$\begin{aligned} W_{neta} &= W_t + W_{cp} + W_{pc} + W_{rc} \\ u_{Total} &= W_{neta} / Q_{HE} \end{aligned}$$

Las últimas líneas de cada modelo van dedicadas al cálculo del posible dimensionado de los intercambiadores y refrigeradores, calculando para ello, distintos parámetros como el caudal de aire necesario y el coeficiente UA. Tanto la temperatura del estado 15 como la del 16 son temperaturas aproximadas a la salida de los refrigeradores del caudal de aire. Estas temperaturas no influyen en los cálculos del ciclo principal, por lo que se puede estimar estos valores y no calcularlos detalladamente como el resto de estados.

Anexo 2. Tabla de resultados de los análisis

ENERO

En color amarillo quedan reflejados los valores óptimos con los cuales el rendimiento de la central sería máximo. Sin embargo, para garantizar el funcionamiento durante todo momento no pueden alcanzarse esos valores. Por lo tanto, se baliza en color rojo aquellos valores que permiten el correcto funcionamiento de la planta con un rendimiento mayor.

	Rend	Pneta (kW)	p6	p7	rpT	p10	p11	rpPC	rpMC
1	0,3088	23303	200	99	2,02	96,06	199	0,4827	0,9558
2	0,3037	22917	210	99	2,121	96,06	199	0,4827	0,9103
3	0,2986	22529	220	99	2,222	96,06	199	0,4827	0,8689
4	0,2962	22351	225	99	2,273	96,06	199	0,4827	0,8496
5	0,294	22188	230	99	2,323	96,06	199	0,4827	0,8311
6	0,2921	22041	235	99	2,374	96,06	199	0,4827	0,8134
7	0,2904	21913	240	99	2,424	96,06	199	0,4827	0,7965
8	0,2877	21708	250	99	2,525	96,06	199	0,4827	0,7646
9	0,2544	19198	250	77	3,247	74,71	199	0,3754	0,7646
10	0,2568	19378	250	80	3,125	77,62	199	0,3901	0,7646
11	0,2585	19509	250	83	3,012	80,53	199	0,4047	0,7646
12	0,2609	19688	250	86	2,907	83,45	199	0,4193	0,7646
13	0,2643	19943	250	89	2,809	86,36	199	0,434	0,7646
14	0,2691	20305	250	92	2,717	89,27	199	0,4486	0,7646
15	0,2757	20803	250	95	2,632	92,18	199	0,4632	0,7646
16	0,2844	21458	250	98	2,551	95,09	199	0,4778	0,7646
17	0,2523	19036	250	99	2,525	96,06	110	0,8733	0,4227
18	0,2578	19456	250	99	2,525	96,06	130	0,7389	0,4995
19	0,2641	19931	250	99	2,525	96,06	150	0,6404	0,5764
20	0,2719	20517	250	99	2,525	96,06	170	0,5651	0,6532
21	0,282	21282	250	99	2,525	96,06	190	0,5056	0,7301
22	0,2957	22313	250	99	2,525	96,06	210	0,4574	0,8069
23	0,313	23622	250	99	2,525	96,06	230	0,4177	0,8837
24	0,3315	25013	250	99	2,525	96,06	250	0,3842	0,9606
25	0,2877	21708	250	99	2,525	96,06	199	0,4827	0,7646

Tabla 1. Resultados del análisis de enero

MARZO

	Rend	Pneta (kW)	p6	p7	rpT	p10	p11	rpPC	rpMC
1	0,2524	16636	250	78	3,205	75,68	250	0,3027	0,9606
2	0,2561	16874	250	81,86	3,054	79,43	250	0,3177	0,9606
3	0,2608	17186	250	85,71	2,917	83,17	250	0,3327	0,9606
4	0,2684	17687	250	89,57	2,791	86,91	250	0,3476	0,9606
5	0,2805	18486	250	93,43	2,676	90,65	250	0,3626	0,9606
6	0,2974	19602	250	97,29	2,57	94,4	250	0,3776	0,9606
7	0,3138	20677	250	101,1	2,472	98,14	250	0,3926	0,9606
8	0,3254	21443	250	105	2,381	101,9	250	0,4075	0,9606
9	0,3254	21443	250	105	2,381	101,9	250	0,4075	0,9606
10	0,3237	21332	255	105	2,429	101,9	250	0,4075	0,9418
11	0,3219	21214	260	105	2,476	101,9	250	0,4075	0,9237
12	0,3201	21093	265	105	2,524	101,9	250	0,4075	0,9062
13	0,3182	20969	270	105	2,571	101,9	250	0,4075	0,8894
14	0,3163	20845	275	105	2,619	101,9	250	0,4075	0,8733
15	0,3144	20722	280	105	2,667	101,9	250	0,4075	0,8577
16	0,3126	20602	285	105	2,714	101,9	250	0,4075	0,8426
17	0,2548	16794	250	105	2,381	101,9	130	0,7837	0,4995
18	0,2585	17037	250	105	2,381	101,9	140	0,7277	0,5379
19	0,2625	17299	250	105	2,381	101,9	150	0,6792	0,5764
20	0,2669	17587	250	105	2,381	101,9	160	0,6368	0,6148
21	0,2717	17906	250	105	2,381	101,9	170	0,5993	0,6532
22	0,2771	18261	250	105	2,381	101,9	180	0,566	0,6916
23	0,2831	18654	250	105	2,381	101,9	190	0,5362	0,7301
24	0,3254	21443	250	105	2,381	101,9	250	0,4075	0,9606
25	0,3254	21443	250	105	2,381	101,9	250	0,4075	0,9606

Tabla 2. Resultados del análisis de marzo

JUNIO

	Rend	Pneta (kW)	p6	p7	rpT	p10	p11	rpPC	rpMC
1	0,3136	28186	220	99	2,222	96,06	212	0,4531	0,9257
2	0,3079	27678	230	99	2,323	96,06	212	0,4531	0,8854
3	0,3027	27208	240	99	2,424	96,06	212	0,4531	0,8485
4	0,2982	26807	250	99	2,525	96,06	212	0,4531	0,8146
5	0,2947	26487	260	99	2,626	96,06	212	0,4531	0,7833
6	0,292	26244	270	99	2,727	96,06	212	0,4531	0,7542
7	0,29	26063	280	99	2,828	96,06	212	0,4531	0,7273
8	0,2885	25928	290	99	2,929	96,06	212	0,4531	0,7022
9	0,2561	23017	250	78	3,205	75,68	212	0,357	0,8146
10	0,2582	23211	250	81	3,086	78,59	212	0,3707	0,8146
11	0,2607	23436	250	84	2,976	81,51	212	0,3845	0,8146
12	0,2643	23753	250	87	2,874	84,42	212	0,3982	0,8146
13	0,2693	24208	250	90	2,778	87,33	212	0,4119	0,8146
14	0,2765	24853	250	93	2,688	90,24	212	0,4257	0,8146
15	0,2863	25730	250	96	2,604	93,15	212	0,4394	0,8146
16	0,2982	26807	250	99	2,525	96,06	212	0,4531	0,8146
17	0,2723	24478	250	99	2,525	96,06	170	0,5651	0,6532
18	0,2771	24909	250	99	2,525	96,06	180	0,5337	0,6916
19	0,2827	25407	250	99	2,525	96,06	190	0,5056	0,7301
20	0,2891	25988	250	99	2,525	96,06	200	0,4803	0,7685
21	0,2966	26661	250	99	2,525	96,06	210	0,4574	0,8069
22	0,3051	27421	250	99	2,525	96,06	220	0,4366	0,8453
23	0,3142	28240	250	99	2,525	96,06	230	0,4177	0,8837
24	0,3236	29082	250	99	2,525	96,06	240	0,4002	0,9222
25	0,2982	26807	250	99	2,525	96,06	212	0,4531	0,8146

Tabla 3. Resultados del análisis de junio

NOVIEMBRE

	Rend	Pneta (kW)	p6	p7	rpT	p10	p11	rpPC	rpMC
1	0,3096	19976	200	104	1,923	100,9	191	0,5283	0,9174
2	0,3068	19793	210	104	2,019	100,9	191	0,5283	0,8737
3	0,3034	19571	220	104	2,115	100,9	191	0,5283	0,834
4	0,2998	19342	230	104	2,212	100,9	191	0,5283	0,7977
5	0,2965	19131	240	104	2,308	100,9	191	0,5283	0,7645
6	0,2937	18946	250	104	2,404	100,9	191	0,5283	0,7339
7	0,2913	18794	260	104	2,5	100,9	191	0,5283	0,7057
8	0,2895	18675	270	104	2,596	100,9	191	0,5283	0,6795
9	0,2624	16931	250	90	2,778	87,33	191	0,4572	0,7339
10	0,2664	17189	250	93	2,688	90,24	191	0,4724	0,7339
11	0,2719	17540	250	96	2,604	93,15	191	0,4877	0,7339
12	0,2789	17995	250	99	2,525	96,06	191	0,5029	0,7339
13	0,2875	18547	250	102	2,451	98,97	191	0,5182	0,7339
14	0,2968	19146	250	105	2,381	101,9	191	0,5334	0,7339
15	0,3056	19715	250	108	2,315	104,8	191	0,5487	0,7339
16	0,3132	20205	250	111	2,252	107,7	191	0,5639	0,7339
17	0,2737	17660	250	104	2,404	100,9	160	0,6307	0,6148
18	0,2794	18026	250	104	2,404	100,9	170	0,5936	0,6532
19	0,2858	18437	250	104	2,404	100,9	180	0,5606	0,6916
20	0,2929	18898	250	104	2,404	100,9	190	0,5311	0,7301
21	0,3007	19400	250	104	2,404	100,9	200	0,5046	0,7685
22	0,3089	19931	250	104	2,404	100,9	210	0,4805	0,8069
23	0,3173	20472	250	104	2,404	100,9	220	0,4587	0,8453
24	0,3256	21003	250	104	2,404	100,9	230	0,4387	0,8837
25	0,2937	18946	250	104	2,404	100,9	191	0,5283	0,7339

Tabla 4. Resultados del análisis de noviembre

A continuación, puede observarse el rendimiento que la central podría tener en condiciones de temperatura ambiente y radiación directa normal (DNI) media. (Tabla 5)

UTILIZACIÓN DE CICLOS DE CO₂ SUPERCRÍTICO PARA PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON ENERGÍA SOLAR

	Rend	Pneta (MW)	p6	p7	rpT	p10	p11	rpPC	rpPC
Enero	0,332	25,013	250	99	2,525	96,063	250	0,384	0,961
Marzo	0,325	21,443	250	105	2,381	101,901	250	0,408	0,961
Junio	0,332	29,819	250	99	2,525	96,062	249	0,386	0,957
Noviembre	0,329	21,193	250	100	2,501	97,031	250	0,388	0,961

Tabla 5. Resultados virtuales de la simulación

El resultado muestra cómo sólo es posible tener este comportamiento real durante el mes de marzo donde coinciden estos resultados con los comprobados realmente con las condiciones meteorológicas propias de un día de marzo.

Lo que más llama la atención es comprobar cómo la potencia máxima y, por tanto, el rendimiento máximo se alcanzaría limitando el uso del compresor principal a su mínima expresión, siendo útil casi exclusivamente para que no se produzca una caída de presión entre el precompresor y el sistema de captación solar.

Repito que estos valores sólo son válidos para unas condiciones meteorológicas determinadas (constantes durante todo el día) y con una radiación directa también constante.

Anexo 3. Condiciones climatológicas de los ejemplos utilizados

En este anexo se exponen brevemente las condiciones meteorológicas presentes durante los días escogidos para realizar la simulación del modelo. Cada uno se corresponde con una estación del año distinta, para que así el diseño sea lo más representativo posible. También se muestran la radiación y temperatura medias utilizadas para cada periodo.

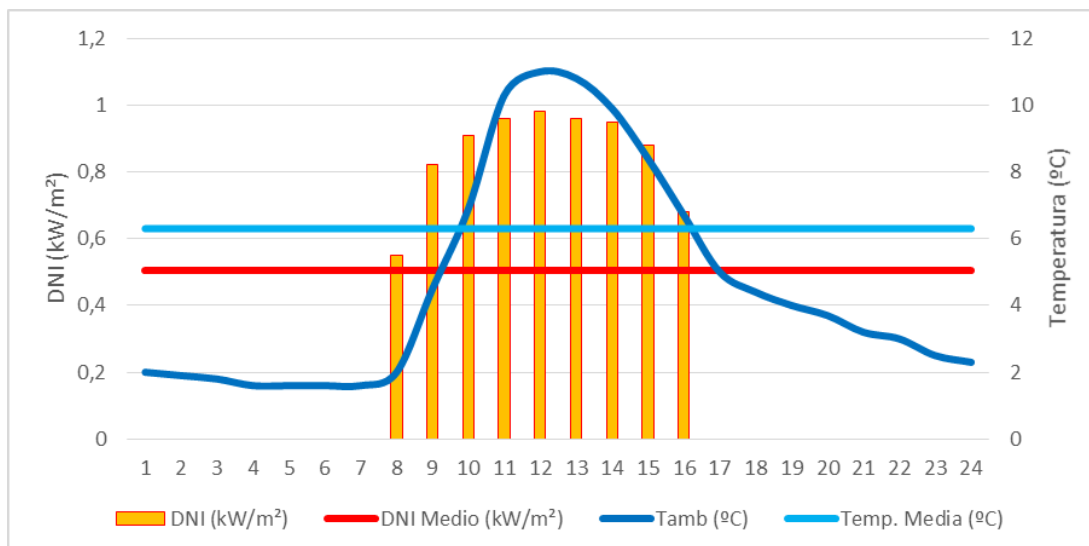


Figura 1. 25 de enero de 2015

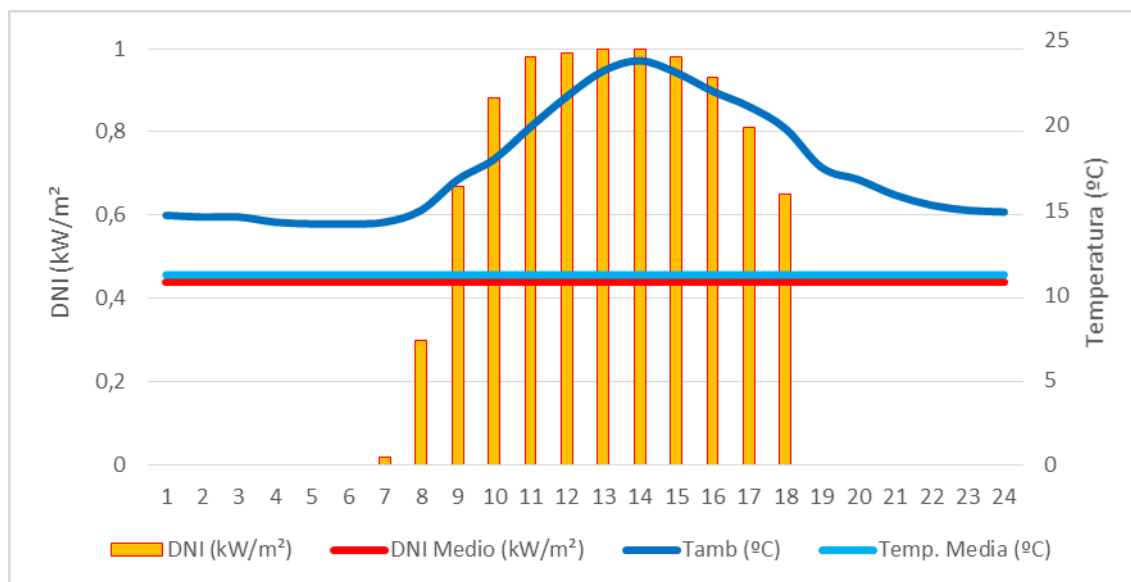


Figura 2. 30 de marzo de 2015

UTILIZACIÓN DE CICLOS DE CO2 SUPERCRÍTICO PARA PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON ENERGÍA SOLAR

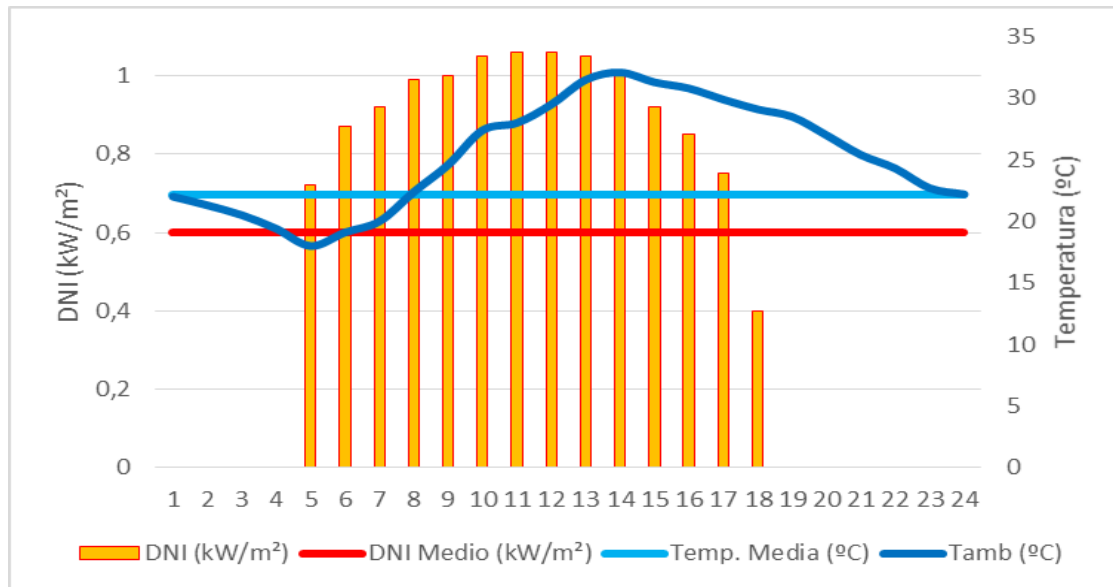


Figura 3. 20 de junio 2015

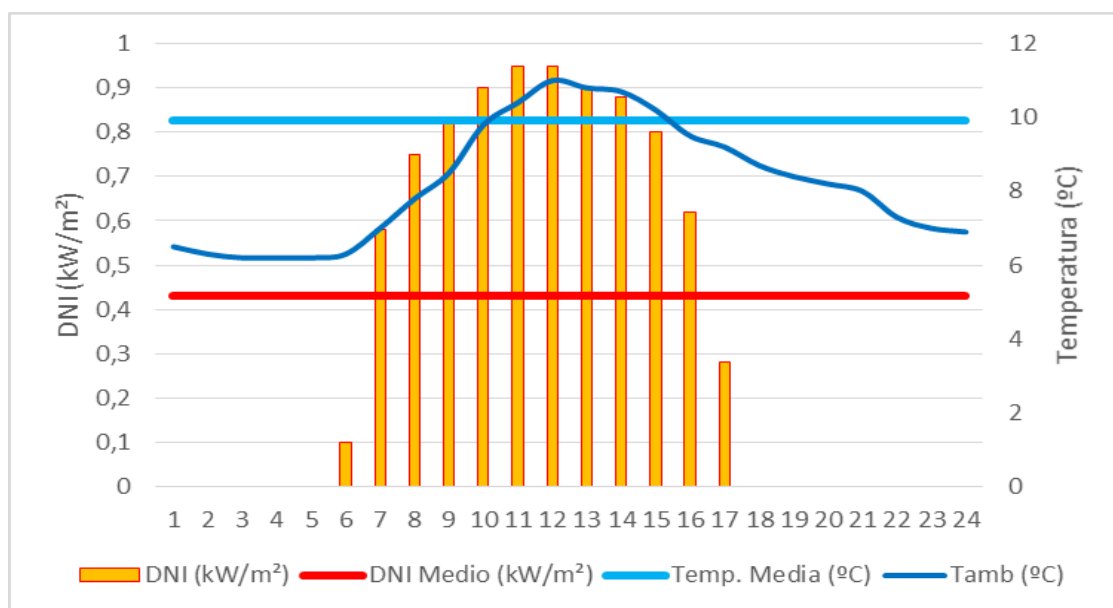


Figura 4. 8 de noviembre de 2015