



Escuela Universitaria de
Ingeniería
Técnica Industrial
Universidad Zaragoza



Proyecto Final de Carrera

ESTUDIO TÉCNICO Y ECONÓMICO DE UNA INSTALACIÓN SOLAR CON COLECTORES LINEALES FRESNEL

AUTOR

David Sánchez Tapia

DIRECTORA

Amaya Martínez Gracia

ESPECIALIDAD

Mecánica

CONVOCATORIA

Junio 2011





ÍNDICE

LISTADO DE FIGURAS.....	5
RESUMEN.....	7
 CAPÍTULO 1: INTRODUCCIÓN A LA ENERGÍA SOLAR TERMOELÉCTRICA.....	8
1.1 La energía solar	8
1.2 Energía solar termoeléctrica	11
1.2.1 Tipos de colectores solares.....	12
1.2.1.1 Colectores lineales Fresnel.....	12
1.2.1.2 Colectores cilindro-parabólicos (CCP)	13
1.2.1.3 Sistemas de torre central.....	14
1.2.1.4 Discos parabólicos	15
1.2.2 Situación de la Energía Solar Termoeléctrica en España	16
1.2.2.1 Cronología.....	16
1.2.2.2 Aspectos legislativos	17
1.2.2.3 Centrales en funcionamiento y previstas en España	21
 CAPÍTULO 2: TECNOLOGÍA DE CONCENTRACIÓN SOLAR MEDIANTE COLECTORES CILINDRO PARABÓLICOS.....	23
2.1 Introducción	23
2.2 Descripción de componentes del colector.....	26
2.2.1 La cimentación y la estructura soporte	26
2.2.1.1 LS-3.....	26
2.2.1.2 Solargenix	27
2.2.1.3 Eurotrough	27
2.2.2 El reflector cilindro parabólico.....	29
2.2.2.1 Chapa metálica	30
2.2.2.2 Vidrio	30
2.2.2.3 Plástico	30
2.2.3 El Tubo Absorbedor o Receptor	31
2.2.4 El sistema de seguimiento solar	33
2.3 Fluidos caloportadores utilizados en los colectores CCP.....	35



CAPÍTULO 3: GENERACIÓN DIRECTA DE VAPOR EN COLECTORES CILINDRO PARABÓLICOS 37

3.1	Introducción	37
3.2	Termodinámica básica de la Generación Directa de Vapor	38
3.2.1	Procesos básicos de Generación Directa de Vapor	39
3.3	Evolución de la generación directa de vapor en colectores cilindro parabólicos	42
3.3.1	El proyecto ATS.....	42
3.3.2	El proyecto HIPRESS	43
3.3.3	El proyecto GUDE	43
3.3.4	El proyecto PRODISS	44
3.3.5	El proyecto DISS.....	44
3.3.6	Proyecto INDITEP y la planta Puertollano GDV	47

CAPÍTULO 4: TECNOLOGÍA DE CONCENTRACIÓN SOLAR MEDIANTE COLECTORES LINEALES FRESNEL 51

4.1	Introducción	51
4.2	Componentes de un colector lineal Fresnel	53
4.2.1	Cimentación y estructura de soporte	53
4.2.2	Sistema de seguimiento solar	53
4.2.3	Reflector primario	53
4.2.4	Tubo absorbedor	55
4.2.5	Reflector secundario	56
4.3	Esquema de una planta de colectores Fresnel	58
4.4	Evolución de la tecnología de concentración solar mediante colectores lineales fresnel.....	58
4.4.1	Evolución en el diseño del colector.....	59
4.4.2	Instalaciones con colectores fresnel.....	59
4.4.2.1	El prototipo de Solarmundo en Bélgica	60
4.4.2.2	Liddel Solar Thermal Station	60
4.4.2.3	Kimberlina Solar Thermal Energy Plant	62
4.4.2.4	Lazo Fresdemo	63
4.4.2.5	La central de Puerto Errado (PE1 y PE2).....	64
4.4.2.6	Kogan Creek Solar Boost Project	67



CAPÍTULO 5: DIMENSIONADO BÁSICO DE UNA CENTRAL DE GENERACIÓN DIRECTA DE VAPOR..... 68

5.1	Introducción	68
5.2	Ventajas e inconvenientes (GDV vs HTF).....	68
5.3	Ventajas e inconvenientes (Fresnel vs CCP-GDV)	70
5.4	Dimensionado de una central con colectores lineales Fresnel.....	71
5.4.1	Ubicación geográfica. Análisis del potencial solar de un emplazamiento	72
5.4.1.1	Conceptos generales sobre radiación	72
5.4.1.2	Análisis y elección de los distintos emplazamientos	77
5.4.1.3	Elección final del emplazamiento	79
5.4.2	Potencia nominal. Dimensionado de la instalación	79
5.4.3	Tipo de colector y tubo absorbedor	80
5.4.4	Turbinas de vapor utilizadas.....	80
5.4.5	Apoyo fósil	80
5.4.6	Sistema de almacenamiento	81
5.4.7	Tamaño del campo solar	82
5.5	Análisis termodinámico del ciclo de potencia.....	89

CAPÍTULO 6: ANÁLISIS DE RESULTADOS Y ESTUDIO ECONÓMICO..... 103

6.1	Introducción	103
6.2	Análisis de resultados.....	103
6.3.	Estudio económico	105
6.3.1	Costes	106
6.3.1.1	Inversión inicial	106
6.3.1.2	Costes anuales de Operación y Mantenimiento	106
6.3.1.2	Gastos de seguro y de impuestos.....	106
6.3.2	Ingresos.....	107
6.3.3	Análisis de viabilidad económica	109
6.3.3.1	Introducción.....	109
6.3.3.2	Datos de partida	111
6.3.3.3	Resultados económicos	113
6.3.3.4	Estudio de sensibilidad económica.....	113
6.3.4	LEC (Levelized Energy Cost)	117



6.4	Comparativa ante una central CCP-GDV	119
-----	--	-----

CAPÍTULO 7: CONCLUSIONES..... 122

7.1	Introducción	122
7.2	Conclusiones del estudio realizado.....	123
7.3	Futuras líneas de I+D	123
7.4	Conclusión final del autor	124

BIBLIOGRAFÍA..... 125

ANEXO

	Hoja de características de la planta Puerto Errado 2	128
--	--	-----



LISTADO DE FIGURAS

Figura 1: Procedencia de las fuentes de energía renovables	8
Figura 2: Panel fotovoltaico	9
Figura 3: Lazo Fresdemo situado en la PSA	12
Figura 4: Funcionamiento de un colector cilindro-parabólico	13
Figura 5: Esquema de central de torre con sales fundidas utilizada en los proyectos Solar Two y Solar Tres	14
Figura 6: Vistas anterior y posterior del colector Eurodish en la PSA	15
Figura 7: Parámetros básicos de un colector CCP	23
Figura 8: Vista posterior de los colectores LS-2(izquierda) y LS-3 (derecha)	27
Figura 9: Vista posterior de la estructura Eurotrough	28
Figura 10: Estructura SKAL-ET instalada en la planta Andasol-1	29
Figura 11: Esquema del tubo receptor de un colector LS-3 (Solel Solar Systems)	32
Figura 12: Diseño del tubo de Siemens UVAC 2010	32
Figura 13: Diseño del tubo Schott PRT 70	33
Figura 14 Esquema de un CCP con disposición Norte-Sur	34
Figura 15: Diagrama T-S de un ciclo Rankine básico	38
Figura 16: Esquema de componentes y Diagrama T-S de un ciclo Rankine con recalentamiento intermedio	39
Figura 17: Esquema de los tres procesos básicos GDV, con sus ventajas e inconvenientes	41
Figura 18: Esquema simplificado de la planta DISS en la PSA	45
Figura 19: Planta DISS en la PSA	46
Figura 20: Esquema del campo solar de la planta DISS tras la ampliación del campo solar	48
Figura 21: Esquema general de la planta GDV pre-comercial diseñada en el proyecto INDITEP	49
Figura 22: Esquema simplificado de la planta Puertollano GDV	50
Figura 23 : Planta fresnel "Kimberlina", en California (Ausra Inc.)	51
Figura 24: Comparación entre una lente de Fresnel y una normal	52
Figura 25: Esquema simplificado de la trayectoria de los rayos solares	54
Figura 26: Reflector primario de la planta PE1	54
Figura 27: Mediciones de eficiencia óptica en la planta PE1	55
Figura 28: Tabla de características de un tubo absorbedor CSP10 Zytech	56
Figura 29: Esquema simplificado del reflector secundario en la planta PE1	56



Figura 30: Trazado de rayos en el colector secundario, los rojos llevan el 90% de la intensidad incidente porque han atravesado el cristal y los marrones el 81% porque han sido reflejados en el secundario. _____	57
Figura 31: Esquema de la planta Puerto Errado 1, en Calasparra (Murcia) _____	58
Figura 32: Esquema de la reflexión solar con inclinación alterna de los reflectores primarios _____	59
Figura 33: Instalación de Solarmundo _____	60
Figura 34: Planta Liddel en Australia _____	61
Figura 35: Vista aérea de la planta Kimberlina _____	62
Figura 36: Foto del colector FRESEMO en la PSA _____	63
Figura 37: Fotografía del campo solar de la planta PE1 _____	64
Figura 38: Limpieza automatizada de los espejos en la PE1 _____	65
Figura 39: Estado de las obras de la planta PE2 en Abril de 2011 _____	66
Figura 40: Vista aérea de la planta de carbón y esquema de la situación de la planta CLFR _____	67
Figura 41: Radiación que llega a la superficie de la Tierra _____	73
Figura 42: Gráficas de las medidas de radiación en un día sin nubes (izquierda) y otro con nubes (derecha). (Fuente: Junta de Andalucía) _____	74
Figura 43: Valores medios de radiación solar en el mundo _____	76
Figura 44: Valores medios anuales de radiación solar directa en el mundo _____	76
Figura 45 Mapa de las distintas zonas climáticas en España, según IDAE _____	77
Figura 46: Diagrama de rendimiento de un colector termosolar _____	83
Figura 47: Esquema de componentes de la planta PE2 _____	89
Figura 48: Diagrama de un ciclo Rankine básico _____	90
Figura 49: Ciclo termodinámico del agua en la central de estudio _____	91
Figura 50: Vista al detalle del punto 6 de equilibrio termodinámico de ambos flujos _____	92
Figura 51: Vista al detalle del punto 2 _____	93
Figura 52: Proceso adiabático irreversible que tiene lugar en las turbinas _____	93
Figura 53: Proceso de bombeo entre los puntos 6 y 7 _____	94
Figura 54: Tabla de propiedades termodinámicas del ciclo (programa EES) _____	95
Figura 55: Datos de Radiación en el emplazamiento introducidos en el programa EES _____	96
Figura 56: Gráfica de la RDN en el emplazamiento _____	96
Figura 57: Gráfica de la radiación útil en la central _____	98
Figura 58: Gráfica de la generación eléctrica mensual _____	104
Figura 59: Producción eléctrica total clasificada por horas _____	105
Figura 60: Precio medio de la electricidad 2007-2010 (OMEL) _____	108



RESUMEN

Este proyecto fin de carrera va a tratar sobre la generación directa de vapor en colectores solares y estudiará su viabilidad como fuente de generación eléctrica.

La novedad de este proyecto radica en que no existe actualmente ninguna planta comercial de generación directa de vapor. Tan solo existen lazos de pruebas y plantas de demostración que nos dan una idea de la viabilidad de estas tecnologías.

Así pues, parece especialmente interesante hacer una comparativa entre los sistemas de concentración, describiendo sus componentes y analizando las ventajas e inconvenientes de las distintas opciones.

En este proyecto se ha hecho especial hincapié en los colectores lineales Fresnel por ser la opción menos estudiada en la actualidad. Se ha dimensionado una planta de 45 MW con este tipo de tecnología, estudiando su viabilidad técnica y económica. También se ha hecho una comparativa frente a otros estudios de Generación Directa de Vapor en instalaciones de CCP.

Para hacer este estudio de la instalación de colectores fresnel se han analizado las plantas de demostración actualmente construidas y los proyectos de plantas futuras. También se ha hecho uso de herramientas informáticas como los programas Termograf y EES con el fin de analizar los ciclos termodinámicos que tienen lugar en dichas plantas.

En los dos últimos capítulos, el proyecto se centra en estudiar los resultados obtenidos y analizar las conclusiones extraídas de esos resultados.



CAPÍTULO 1: INTRODUCCIÓN A LA ENERGÍA SOLAR TERMOELÉCTRICA

1.1 La energía solar

Se conoce como energía solar al aprovechamiento por parte del ser humano de la radiación proveniente del Sol.

La energía solar constituye el germen para el nacimiento de todas las demás energías. El sol es la única fuente de la cual proceden todas las demás fuentes de energía que conocemos, desde los combustibles fósiles, la eólica, la biomasa, hasta la energía mareomotriz.

El tiempo de generación que tienen unas y otras es el que marca su división en fuentes de energía renovables y no renovables.

En la siguiente figura podemos ver un esquema de fuentes de energías renovables y su procedencia del Sol.

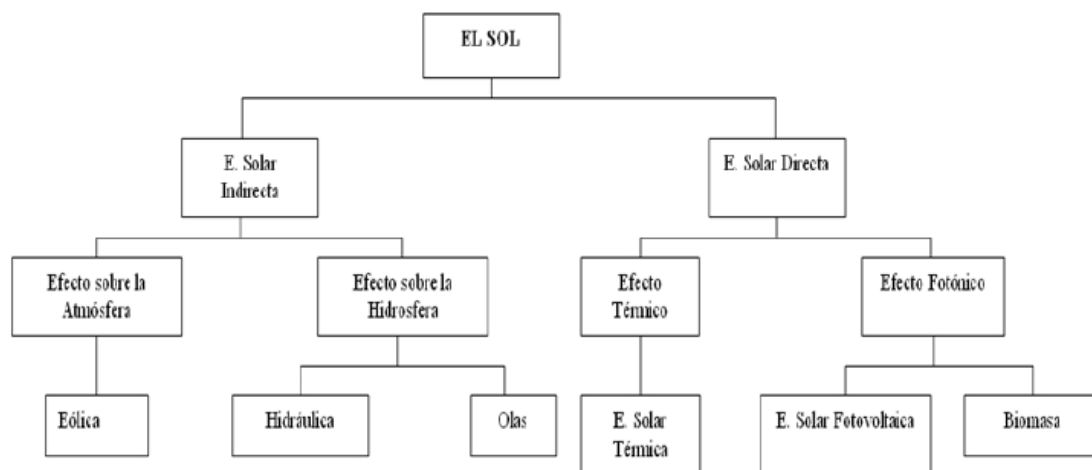


Figura 1: Procedencia de las fuentes de energía renovables

Como muestra la Figura 1, hay un grupo de energías que realiza el aprovechamiento directo de la energía proveniente del Sol. A este grupo es al que se conoce propiamente como Energía Solar.



Este aprovechamiento directo se puede llevar a cabo de muy distintas maneras, destacando tres importantes: la arquitectura bioclimática, la energía fotovoltaica y energía la solar térmica.

La **arquitectura bioclimática** consiste en el diseño de los edificios teniendo en cuenta las condiciones ambientales del entorno sobre el que se asentará. Trata de lograr un nivel de bienestar en su interior sin apenas necesidad de recurrir a sistemas de climatización.

Es aquella arquitectura que aprovecha al máximo las fuentes naturales de calor, luz o frescor y minimiza sus pérdidas por medio de elementos tales como la colocación sobre el terreno, la orientación o el aislamiento de sus muros.

La **energía solar fotovoltaica** se basa en la conversión en electricidad de la energía contenida en los fotones de luz cuando esta incide sobre un panel compuesto por materiales semiconductores (véase Figura 2).



Figura 2: Panel fotovoltaico

El funcionamiento de los paneles fotovoltaicos es el siguiente: cuando el conjunto queda expuesto a la radiación solar, los fotones contenidos en la luz transmiten su energía a los electrones de los materiales semiconductores. Éstos pueden entonces romper la barrera de potencial de la unión P-N y salir del semiconductor a través de un circuito exterior, produciéndose así corriente eléctrica.

El modulo más pequeño de material semiconductor con unión P-N y por lo tanto con capacidad de producir electricidad, es denominado célula fotovoltaica.



Existen fundamentalmente dos tipos de aplicaciones de la energía solar fotovoltaica: instalaciones aisladas de la red eléctrica y centrales de generación conectadas a la red.

La **energía solar térmica** consiste en aprovechar el calor que producen los rayos de Sol. Este aprovechamiento puede realizarse de distintas formas a través de diversas tecnologías.

Es preciso hacer una diferenciación entre la energía solar térmica de baja, media y alta temperatura.

La energía solar térmica de baja temperatura (<80°C) tiene su mayor aplicación en el Agua Caliente Sanitaria (ACS). Sin embargo, conviene destacar que existen otras posibles aplicaciones tales como calentamiento de piscinas, usos industriales, refrigeración y calefacción que cada vez son más demandadas.

Una instalación de Energía Solar Térmica de baja temperatura consta básicamente de los siguientes elementos, cuya función se describe a continuación:

- Sistema de captación: transforma la radiación solar incidente en energía interna del fluido que circula por su interior.
- Sistema de acumulación: almacena la energía interna producida en la instalación.
- Sistema de intercambio: realiza la transferencia de calor entre fluidos que circulan por circuitos diferentes.
- Sistema de transporte o de circulación: formado por tuberías y elementos de impulsión y aislamiento térmico adecuados, diseñados para transportar la energía producida.

La energía solar térmica de media y alta temperatura es la que nos atañe en este proyecto. Abarca temperaturas del fluido desde 100°C hasta más de 600°C.

Actualmente tenemos dos posibilidades de aprovechamiento de esta energía:

- 1) Térmico
- 2) Eléctrico



1) El aprovechamiento térmico, consiste en concentrar la radiación solar, aprovechando su energía térmica y sin hacer uso de turbinas que la transformen en energía eléctrica.

Dentro de este campo se pueden encontrar los hornos solares, los sistemas de desalación o los colectores que precalientan un fluido para utilizarlo en procesos industriales.

2) El aprovechamiento eléctrico de la energía solar se realiza gracias a las turbinas de vapor y da lugar a lo que llamamos la energía solar termoeléctrica. Este tipo de aprovechamiento es en el que se centra este proyecto y, por ello, se hará una explicación más detallada

1.2 Energía solar termoeléctrica

Para el aprovechamiento termoeléctrico de la radiación solar se dispone de varios tipos de colectores que conviene diferenciar. Para ello es preciso hacer referencia al concepto “factor de concentración”.

Dentro del colector se distinguen dos elementos, el receptor y el concentrador, con funcionalidades y ubicaciones distintas. El receptor es el elemento del sistema donde la radiación se absorbe y se convierte en energía térmica. El concentrador es el encargado de dirigir la radiación sobre el receptor.

Se pueden encontrar en los numerosos estudios sobre el tema, distintas definiciones de factor de concentración, aunque la más habitual es la de factor de concentración superficial, es decir, la razón entre el área de la apertura del concentrador respecto al área del receptor, ecuación (Winter et al., 1991):

$$C = \frac{A_0}{A_r}$$

Atendiendo a esta razón de concentración distinguimos los siguientes colectores solares:

- 1) Colectores lineares Fresnel (C= 20-60)
- 2) Colectores cilindro-parabólicos (C= 30-90)
- 3) Sistemas de torre central (C=200-1000)
- 4) Discos parabólicos Stirling (C=1000-5000)



Los dos primeros, colectores Fresnel y CCP, usan una tecnología de concentración lineal, esto es, concentran los rayos de Sol en una línea focal.

Los dos siguientes, de torre y disco Stirling, usan tecnología de concentración puntual, es decir, concentran los rayos solares en un solo punto.

1.2.1 Tipos de colectores solares

1.2.1.1 Colectores lineales Fresnel

De los cuatro tipos de centrales termoeléctricas: colectores cilindro-parabólicos (CCP), torre con campo de heliostatos, disco Stirling y colectores lineales Fresnel, teóricamente la eficiencia de los Fresnel es la más baja, pero también su coste es el menor. Esta tecnología de concentración se ideó para solventar los problemas de los CCP pero está poco desarrollada y aún no se han construido plantas comerciales.

Este colector utiliza como reflectores primarios largas líneas de espejos Fresnel planos (realmente tienen una ligerísima curvatura). Éstos siguen el movimiento del sol y concentran los rayos solares en un tubo absorbente lineal, que se eleva por encima de ellos y por el que circula agua. Esta agua se evapora y va a parar a la turbina donde se genera energía eléctrica. En la Figura 3 se puede ver un ejemplo de este tipo colector.



Figura 3: Lazo Fresdemo situado en la PSA

En capítulos posteriores de este proyecto se entrará mucho más en detalle en este tipo de tecnología.



1.2.1.2 Colectores cilindro-parabólicos (CCP)

Los colectores cilindro-parabólicos son la tecnología más ampliamente desarrollada dentro de la energía solar termoelectrica. Son también las que cuentan con mayor experiencia comercial.

Se componen de largos reflectores parabólicos que concentran los rayos de Sol en un tubo absorbente que se encuentra en el punto focal de la parábola. Por este tubo circula un fluido que puede ser agua o aceite. Este fluido atraviesa largas líneas de colectores, elevando su temperatura, hasta valores del orden de 450 °C. Un esquema simplificado de su funcionamiento se puede ver en la Figura 4.

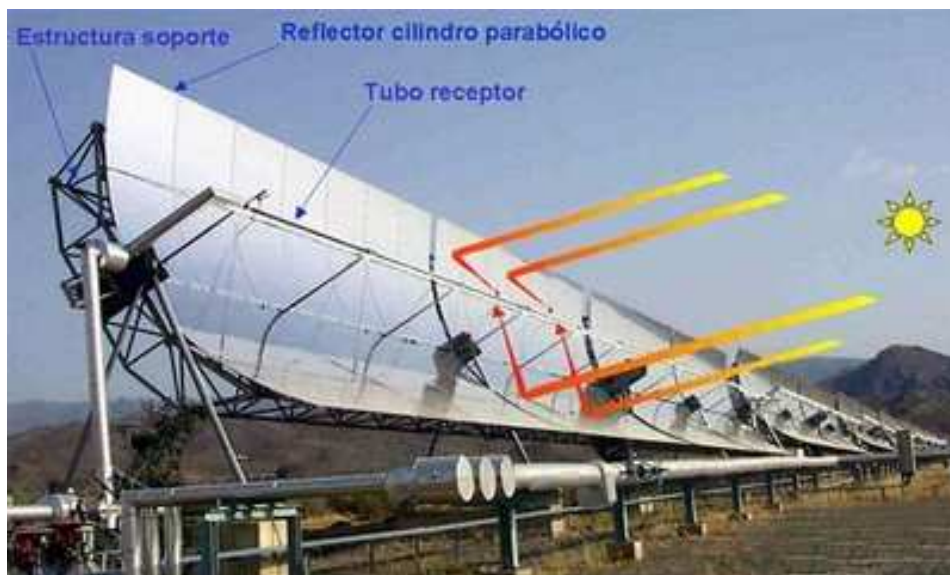


Figura 4: Funcionamiento de un colector cilindro-parabólico

Existen distintas disposiciones de una planta CCP, dependiendo del fluido utilizado. Así pues las de aceite necesitan un intercambiador de calor donde se consigue vapor de agua que será turbinado para obtener la energía eléctrica. En las de agua (Generación Directa de Vapor) no es necesario este intercambiador.

Se retomará el análisis de esta tecnología en capítulos posteriores de este proyecto, explicándola más detalladamente.



1.2.1.3 Sistemas de torre central

En las centrales de torre tenemos un gran campo espejos cuasi-planos denominados helióstatos, distribuidos en una superficie horizontal que actúan como sistema concentrador. Estos helióstatos captan y concentran la componente directa de la radiación solar sobre un receptor que se encuentra en la parte superior de una torre. En este receptor se produce la conversión de energía radiante en energía térmica.

El fluido de trabajo puede ser, entre otros, aire, vapor de agua, sodio fundido o sales fundidas, según la tecnología escogida. En las de vapor de agua, este mueve directamente una turbina. En los otros, el fluido transporta el calor a un intercambiador, que genera vapor de agua con el que se hace funcionar una turbina para conseguir electricidad. En la Figura 5 se puede ver un ejemplo simplificado de generación de vapor mediante sales fundidas.

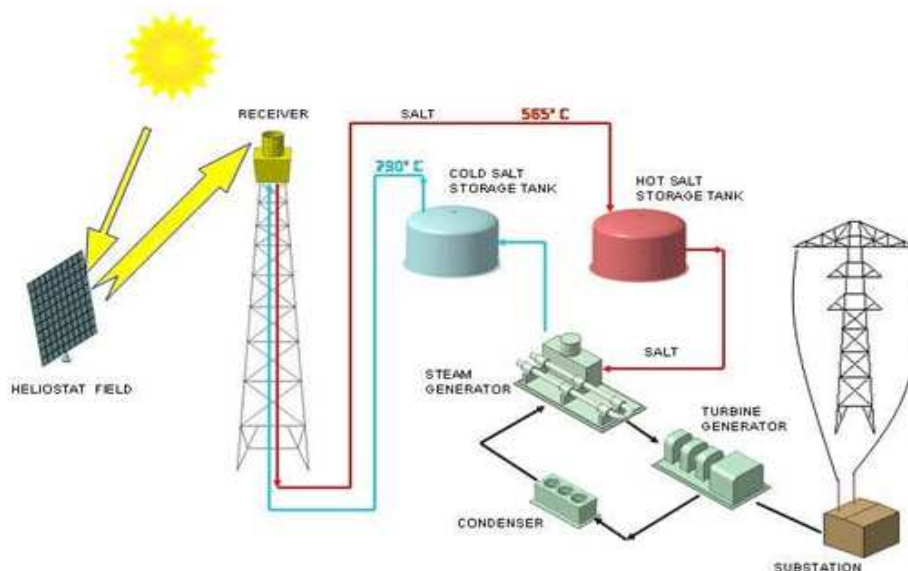


Figura 5: Esquema de central de torre con sales fundidas utilizada en los proyectos Solar Two y Solar Tres

La experiencia acumulada en este tipo de instalaciones ha servido para demostrar la viabilidad técnica del concepto y su capacidad para operar con altos flujos de radiación incidente que permiten trabajar a altas temperaturas (entre 250°C y 1100°C) e integrarse en ciclos más eficientes de forma escalonada, pasando desde ciclos Rankine con vapor de agua saturado hasta su integración en ciclos Brayton con turbinas de gas.

Este tipo de centrales admite fácilmente el funcionamiento híbrido en una gran variedad de opciones y tienen el potencial de generar electricidad con altos factores de capacidad mediante el uso de almacenamiento térmico, pudiéndose plantear ya en la actualidad sistemas superando las 4.500 horas equivalentes al año.



1.2.1.4 Discos parabólicos

Los discos parabólicos son espejos tipo paraboloide de revolución, que se mueven de forma que siempre están orientados al Sol.

Utilizan la tecnología de concentración puntual. En el punto focal del paraboloide se ubica un motor Stirling que transforma la radiación solar en energía eléctrica.

Este cuarto tipo es con el que se consiguen razones de concentración más altas, entre 1000 y 5000. También es con el que se consiguen mayores temperaturas de operación, entre 650°C y 800°C.

El fluido de trabajo puede ser helio, hidrógeno, aire o incluso metal líquido como el sodio.

En la Figura 6 se puede ver un tipo de colector de disco parabólico llamado Eurodish que actualmente se encuentra en pruebas en la Plataforma Solar de Almería.



Figura 6: Vistas anterior y posterior del colector Eurodish en la PSA



1.2.2 Situación de la Energía Solar Termoeléctrica en España

1.2.2.1 Cronología

De forma resumida, la historia de la energía termosolar en España empieza en la Plataforma Solar de Almería en los años 80. Con la llegada del Real Decreto 436/2004 se da un primer impulso al sector. Este Real Decreto, además de asegurar las condiciones económicas para la vida útil de la central, elevó el precio de la energía eléctrica producida.

El impulso definitivo a la energía termosolar se da a partir de la publicación del Real Decreto 661/2007, que favorece la creación de nuevas plantas y del que hablaremos posteriormente.

La última regulación en el sector se hace a través del necesario Real Decreto Ley 6/2009.

Actualmente, España es el mayor productor mundial de energía solar termoeléctrica con 432 MW de potencia instalada. Un total de 11 centrales en funcionamiento, cerca de 20 en construcción avanzada y un gran número de centrales en proyecto, atestiguan el gran desarrollo de este sector en nuestro país.

El conjunto de plantas inscritas en el registro de pre-asignación de retribución permitirá alcanzar una potencia cercana a 2500 MW en 2013.

La inversión realizada por las empresas para la puesta en marcha de las centrales asciende ya a cerca de 2.500 millones de euros. Esta cifra rondará los 15.000 millones de euros acumulados en 2013. Por entonces, se calcula que operarán en España un total de 60 centrales termosolares de diferentes tecnologías y tamaños.

España es hoy líder mundial en este sector y las empresas responsables están comenzando a participar en ambiciosos proyectos en muchas regiones del mundo (EE.UU., Norte de África, Oriente Medio, China, India, Australia...).

Además, a esta expansión de la energía termosolar, están contribuyendo también sus mayores fortalezas, como son su gestionabilidad y su capacidad de almacenamiento. Éstas son fundamentales para garantizar la estabilidad del sistema eléctrico español. De esta forma las centrales solares termoeléctricas son capaces producir energía incluso en horas sin radiación solar y de almacenar energía cuando no existe demanda en la red eléctrica.



1.2.2.2 Aspectos legislativos

Al estudiar las energías renovables, y más concretamente la energía solar termoeléctrica, es necesario analizar cuáles son los motivos de que no se haya apostado decididamente por esta energía limpia y se hayan primado, de un modo u otro, las contaminantes. La respuesta está en los elevados costes iniciales de capital, los mayores riesgos financieros, los tecnológicos y la forma en que ha estado regulado el sector.

Como resultado de las barreras existentes se hace imposible que las tecnologías solares termoeléctricas emerjan sin apoyo público. Por tanto, una legislación que cree incentivos continúa siendo necesaria para la competitividad de esta energía limpia, algo que no es exclusivo de las tecnologías solares de concentración. El papel de la administración es regulador. La existencia de barreras en el mercado supone la razón principal por la que las intervenciones políticas son necesarias para el desarrollo de las renovables. La administración debe hacer algo para evitar los efectos nocivos de la producción de energía de modo convencional.

La forma de aplicar estas medidas serían los incentivos a la producción o los acuerdos de compra de energía.

En California, a mediados de los ochenta del siglo XX, un acuerdo con el sector público local, en combinación con incentivos fiscales y de inversión, permitió la construcción de las conocidas plantas SEGS en apenas unos años. En España hace ya tiempo que funciona el Régimen Especial que prima las actividades energéticas menos contaminantes o renovables. La última de las regulaciones ha sido el **Real Decreto 661/2007** de 25 de mayo que incluye, como no podía ser de otro modo, la energía solar termoeléctrica.

1.2.2.2.1 Real Decreto 661/2007

El Real Decreto 661/2007 regula la producción de energía eléctrica en régimen especial donde se incluyen las renovables, entre ellas la energía solar termoeléctrica. Dota al sector de una cierta estabilidad necesaria para el cumplimiento de los objetivos previstos para el año 2020 tanto a nivel estatal como europeo.

Estos objetivos son bien conocidos por todos pero cabe recordarlos, se trata de la iniciativa 20-20-20.



La Unión Europea deberá reducir los gases de efecto invernadero en, al menos, un 20 % y debe incrementar hasta un 20 % la cuota de energías renovables en el consumo energético de aquí al año 2020.

Hablando de nuestro país, el Real Decreto 661/07 reemplaza y mejora al anterior Real Decreto 436/2004. Sin embargo, se permite que las instalaciones que así lo deseen puedan acogerse a la antigua regulación o se incorporen paulatinamente a la nueva.

En el segundo artículo del RD 661/07 se recoge el ámbito de aplicación del documento. De este modo podrán acogerse al régimen especial las instalaciones de producción de electricidad contempladas en el artículo 27.1 de la Ley 54/1997 de 27 de noviembre. Éstas se clasifican en una serie de categorías, grupos y subgrupos en función de las energías primarias utilizadas, tecnologías de producción y rendimientos energéticos. La energía solar termoeléctrica queda recogida en el grupo b.1 al utilizar como energía primaria la radiación solar y en el subgrupo 1.2 debido a que utilizan "únicamente procesos térmicos para la transformación de la energía solar, como energía primaria, en electricidad".

Por otro lado, en las instalaciones solares termoeléctricas podrán emplearse "equipos que utilicen un combustible para el mantenimiento de la temperatura del fluido trasmisor de calor para compensar la falta de irradiación solar que pueda afectar a la entrega prevista de energía" con lo que se abre la puerta a la hibridación de recursos fósiles, principalmente gas natural, y energía solar. Aunque puntualiza el documento que "la generación eléctrica a partir de dicho combustible deberá ser inferior, en cómputo anual, al 12 por ciento de la producción total de electricidad si la instalación vende su energía de acuerdo a la opción a) recogida en el artículo 24.1 de este real decreto". Por otro lado, el "porcentaje podrá llegar a ser del 15 por ciento si la instalación vende su energía de acuerdo a la opción b) del citado artículo 24.1".

El artículo 24.1 recoge los mecanismos de retribución de la electricidad producida en régimen especial y ofrece la elección entre la cesión de la electricidad "al sistema a través de la red de transporte o distribución, percibiendo por ella una tarifa regulada, única para todos los periodos de programación" y la venta "en el mercado de producción de energía eléctrica" recibiendo una prima complementaria.

La tarifa regulada consiste en "una cantidad fija, única para todos los periodos de programación y que se determina en función de la categoría, grupo y subgrupo al que pertenece la instalación, así como de su potencia instalada y, en su caso, antigüedad desde la fecha de puesta en servicio". La



prima a la que se refiere la primera opción del artículo 24 supone una "cantidad adicional al precio que resulte en el mercado organizado o el precio libremente negociado por el titular o el representante de la instalación".

Por otro orden de cosas, el RD661/07 establece como objetivo para la potencia instalada del subgrupo b.1.2 un valor de 500MW. Este supera ampliamente los 200MW del RD436/04, una cifra a todas luces insuficiente.

1.2.2.2 Real Decreto Ley 6/2009

Ante la rapidez con que se van alcanzando los objetivos de potencia instalada marcados en el Real Decreto 661/07 y con el fin de frenar la especulación, el Ministerio de Industria incluyó nuevas condiciones para que las plantas termosolares se pudiesen incluir en el régimen especial. Estas condiciones se plasman en el Real Decreto-ley 6/2009, de 30 de abril, por el que se adoptan determinadas medidas en el sector energético y se aprueba el bono social.

Este nuevo RDL obliga a que las instalaciones sean incluidas en un registro de pre-asignación. Para ello se exigen varias condiciones, siendo las siguientes las más representativas:

- disponer de recursos económicos propios o ajenos para acometer el 50% de la inversión de la instalación
- alcanzar acuerdos de compra con proveedores de equipos por un importe de al menos un 50% del coste total de todos los equipos de la planta
- depositar un aval de 100€/kW (esto es, 5M€ para una termosolar de 50MW)
- disponer de varios permisos y licencias críticos (licencia de obras de la administración local, punto de conexión en la red de transporte, punto de suministro de gas, informe favorable de aprovechamiento de agua)

La lista se confecciona por orden cronológico hasta cubrir el cupo, teniendo en cuenta para dicho cálculo la fecha más reciente de la documentación de cada petición.

Este Real Decreto Ley también hace referencia a otros aspectos del mercado energético. Entre sus capítulos podemos destacar: la financiación del déficit de tarifa, las bonificaciones en las facturas domésticas y la financiación en la gestión de residuos radiactivos.



1.2.2.2.3 Real Decreto 1565/2010.

El Real Decreto 1565/2010, de 19 de noviembre, por el que se regulan y modifican determinados aspectos relativos a la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial no genera grandes cambios en sus predecesores.

Sí contiene puntos interesantes para energía solar termoeléctrica, como el contenido en su disposición adicional tercera, que anuncia la posibilidad de establecer un régimen económico específico para instalaciones innovadoras de este tipo de tecnología. Esta disposición establece también, para plantas lo suficientemente innovadoras, una potencia techo de hasta 80 MW, superando de esta forma el techo de 50 MW establecido en el RD 661/2007 para instalaciones de régimen especial.

Otros puntos a tener en cuenta de este Real Decreto son:

- Obligatoriedad de funcionamiento de las plantas de EST en la opción de tarifa regulada durante su primer año de operación.
- Retraso en la entrada en operación de las plantas termosolares con respecto a la fecha prevista en la ordenación de los proyectos inscritos al registro de pre-asignación del RD 6/2009, lo que supondrá un ahorro para el sistema por diferimiento de costes.
- Limitación del número de horas equivalentes de funcionamiento con derecho a prima de las instalaciones, que van desde las 2350 horas equivalentes/año para la tecnología de disco Stirling hasta las 6450 horas equivalentes/año de las plantas de receptor central con capacidad de almacenamiento de 15 horas.

La Asociación Española de la Industria Solar Termoeléctrica (Protermosolar) ha mostrado su satisfacción con este Real Decreto



1.2.2.3

Centrales en funcionamiento y previstas en España

LOCALIZACIÓN DE CENTRALES TERMOSOLARES EN ESPAÑA

PROTERMO
SOLAR



● Operativas ● Construcción avanzada ● Preasignadas

	Nombre	Localidad	Potencia MW	Fase
OPERATIVAS	PS10	San Lúcar la Mayor	11	Fase
	ANDASOL 1	Alcalá	50	Fase
	PS20	San Lúcar la Mayor	20	Fase
	PUERTOLLANO IBERSOL	Puertollano	50	Fase 1
	PUERTO ERRADO 1	Cadiz	1,4	Fase 1
	LA RSCA	Alcalá	50	Fase 1
	ANDASOL 2	Alcalá	50	Fase 1
	EXTRESOL 1	Torre de San Miguel Seamero	50	Fase 1
	SOLNOVA 1	San Lúcar la Mayor	50	Fase 1
	SOLNOVA 3	San Lúcar la Mayor	50	Fase 1
CONSTRUCCIÓN AVANZADA	CENTRAL SOLAR TERMOLÉCTRICA LA FLORIDA	Alcalá	50	Fase 1
	PUERTO ERRADO 2	Puerto Errado	30	Fase 1
	ANDASOL - 3	Alcalá	50	Fase 1
	PL. TERMOLÉCTRICA DE MALJAS	Mijas	50	Fase 1
	PL. TERMOLÉCTRICA DE PALMA DEL RÍO II	Palma del Río	50	Fase 1
	PL. TERMOLÉCTRICA DE PALMA DEL RÍO I	Palma del Río	50	Fase 1
	CENTRAL SOLAR TERMOLÉCTRICA LA GEMESA	La Gemesa	50	Fase 1
	MANCHASOL 1	Alcalá de San Juan	50	Fase 2
	PLANTA TERMOSOLAR EXTRESOL 2	Torre de San Miguel Seamero	50	Fase 2
	GEMASOLAR	Fuente de Andalucía	17	Fase 2
PREASIGNADAS	SOLNOVA 4	San Lúcar la Mayor	50	Fase 2
	HELIOENERGY 1	Cádiz	50	Fase 2
	HELIOENERGY 2	Cádiz	50	Fase 2
	LEERUA 1	León	50	Fase 2
	TERMESOL 80	San José del Valle	50	Fase 3
	ARCOSOL 30	San José del Valle	50	Fase 3
	PL. TERMOSOLAR 980KW CASAS DE LOS PINOS	Villanueva	1	Fase 3
	PL. SOLAR TERMOLÉCTRICA	Espejo	50	Fase 1
	C. TERMOSOLAR "LA AFRICANA"	Fuente Palmera	50	Fase 1
	PL. TERMOLÉCTRICA DE CONBOL DRELLANA	Dreñana	50	Fase 1
PREASIGNADAS	HELIO 1	Puerto Lápiz	50	Fase 1
	HELIO 2	Puerto Lápiz	50	Fase 1
	C. SOLAR TERMOLÉCTRICA "ASTE-1A"	Alcalá de San Juan	50	Fase 2
	C. SOLAR TERMOLÉCTRICA "ASTE-1B"	Alcalá de San Juan	50	Fase 2
	SOLADOR 1	El Campio	50	Fase 2
	SOLADOR 2	El Campio	50	Fase 2
	PL. TERMOSOLAR DE MORÓN	Morón de la Frontera	50	Fase 2
	MANCHASOL 2	Alcalá	50	Fase 3
	PL. TERMOSOLAR DE OLIVENZA 1	Olivenza	50	Fase 3
	PL. TERMOSOLAR EXTRESOL - 3	Torre de San Miguel Seamero	50	Fase 3
PREASIGNADAS	C. SOLAR TERMOLÉCTRICA "ASTEXOL - 3"	Badajoz	50	Fase 3
	SOLAREN 1	Logroño	50	Fase 3
	SOLAREN 2	Logroño	50	Fase 3
	SOLAREN 3	Logroño	50	Fase 3
	TERMESOL 1	Navalvillar de Peña	50	Fase 4
	TERMESOL 2	Navalvillar de Peña	50	Fase 4
	TERMESOLAR BORGES, S.L.	Alcalá de San Juan	22	Fase 4
	EXTREMOSOL 1	Villanueva de la Serena	50	Fase 4
	SOLAREN 4	Logroño	50	Fase 4
	C. SOLAR TERMOLÉCTRICA CÁDIZES	Cádiz	50	Fase 4
PREASIGNADAS	CASABLANCA	Alcalá	50	Fase 4
	C. SOLAR TERMOLÉCTRICA ENRIQUETA VILLANA	Alcalá	50	Fase 4
	PL. TERMOSOLAR 8MW PUERTOLLANO	Puertollano	8	Fase 4
	PL. TERMOSOLAR 10MW PUERTOLLANO	Puertollano	10	Fase 4
	PL. TERMOSOLAR 10MW PUERTOLLANO	Puertollano	10	Fase 4
	PL. TERMOSOLAR 10MW PUERTOLLANO	Puertollano	10	Fase 4
	PL. TERMOSOLAR 10MW PUERTOLLANO	Puertollano	10	Fase 4
	PL. TERMOSOLAR 10MW PUERTOLLANO	Puertollano	10	Fase 4
	PL. TERMOSOLAR 14 MW PUERTOLLANO	Puertollano	12	Fase 4
	ARENAL	Morón de la Frontera	50	Fase 4

Total de Plantas 60



1.2.2.3.1 Centrales clasificadas por tecnologías:

CCP

En operación

ANDASOL1
ANDASOL2
PUERTOLLANO
LA RISCA
EXTRESOL
SOLNOVA1
SOLNOVA3
LA FLORIDA
SOLNOVA4

En construcción

ANDASOL3
MAJADAS
PALMA DEL RÍO 1
PALMA DEL RÍO 2
LA DEHESA
MANCHASOL1
EXTRESOL2
HELIOENERGY1
HELIOENERGY2
LEBRIJA1
TERMESOL-50
ARCOSOL-50

TORRE CENTRAL

PS10
PS20

GEMASOLAR

FRESNEL

PUERTO ERRADO 1

PUERTO ERRADO 2



CAPÍTULO 2:

TECNOLOGÍA DE CONCENTRACIÓN SOLAR

MEDIANTE COLECTORES CILINDRO PARABÓLICOS

2.1 Introducción

Un colector cilíndrico-parabólico es, básicamente, un reflector especular con forma de sección de cilindro cuya función es concentrar la radiación directa sobre un tubo absorbente, que se encuentra en su línea focal, por el que circula el fluido. El propósito del colector es elevar la temperatura de este fluido y, de este modo, convertir la radiación solar en energía térmica.

Un colector cilindro parabólico presenta unos índices de concentración de entre 30 y 80 soles (número de soles es sinónimo de razón de concentración).

Por otro lado, una instalación de producción de energía eléctrica que emplee esta tecnología presenta generalmente una potencia unitaria de entre 30 y 80MW.

Desde un punto de vista óptico, un colector cilindro parabólico está constituido por una superficie de espejo cilíndrica -cuya sección recta es una parábola- y por el mencionado receptor situado en su línea focal. En el esquema de la Figura 7 se pueden ver los parámetros básicos que definen a un colector CCP.

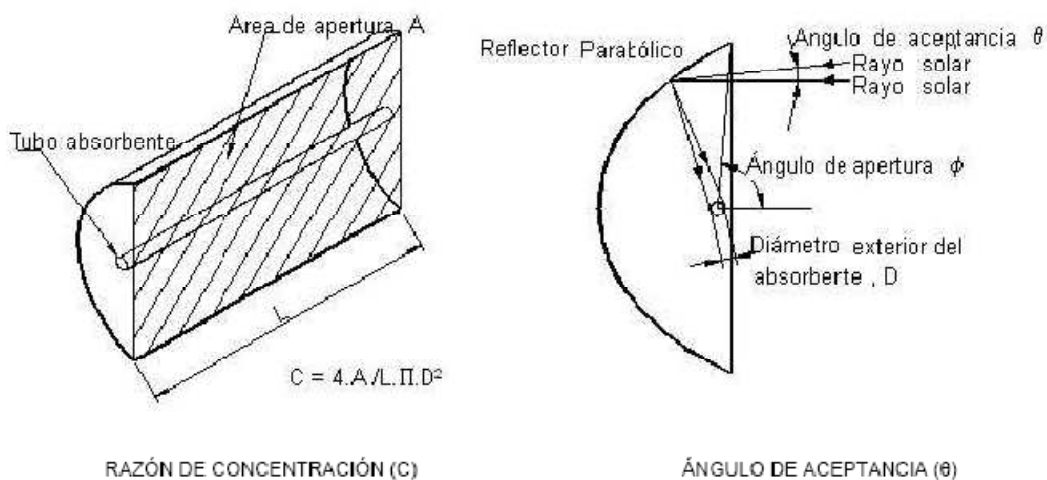


Figura 7: Parámetros básicos de un colector CCP



En los CCP convencionales se utiliza aceite térmico como fluido receptor. Una vez calentado hasta unas temperaturas que rondan los 400°C, éste es bombeado a una serie de intercambiadores de calor que van a generar vapor sobrecalentado que será convertido en energía eléctrica mediante un grupo de turbinas conectadas a un alternador en un ciclo de vapor convencional o ciclo combinado de vapor y gas.

La investigación en el campo de los colectores cilindro parabólicos se ha ido orientando hacia la producción de electricidad y al cabo de un tiempo surgió lo que es una prueba fiable de la madurez tecnológica de los colectores CCP: las plantas termosolares SEGS (Solar Electric Generating System), en California, con una extensión aproximada de 2.5 millones de metros cuadrados y una potencia neta total de 340 MW_e.

Estas plantas surgieron paralelamente con otros proyectos de demostración de producción de electricidad a partir de energía solar, principalmente en Europa (Eurelios en Italia, Themis en Francia, SSPS y CESA-1 en España). Todas estas plantas nacieron impulsadas por el aumento que experimentó el precio del petróleo en los años 70. No obstante, su posterior abaratamiento en los años 80 evidenció la necesidad de reducir los costes e incrementar la eficiencia de los sistemas solares con CCP para conseguir la competitividad necesaria frente a los sistemas convencionales basados en combustibles fósiles.

La tecnología utilizada en las plantas SEGS, y en la totalidad de plantas comerciales construidas hasta ahora, se denomina Heat Transfer Fluid (HTF). Esta técnica consiste en utilizar un medio de transferencia de calor (generalmente aceite sintético) que transporta la energía térmica que capta en los CCP hasta el bloque de potencia donde, mediante un intercambiador de calor, dicha energía es aprovechada para alimentar un ciclo de Rankine de agua-vapor.

Sin embargo, en este proyecto, la tecnología que se va a estudiar y comparar en detalle es la denominada Generación Directa de Vapor (GDV). Ésta consiste en utilizar agua como fluido de trabajo y generar en los propios colectores solares el vapor que se requiere para el proceso industrial. De esta manera, no hay necesidad de un fluido intermedio (aceite) ni del intercambiador de calor que requiere la tecnología HTF. Todo esto da lugar a una sensible reducción de costes y al aumento de la eficiencia global del sistema.

Esta tecnología se ha estudiado en diversos lazos de pruebas, pero éstos no han conducido a la implementación comercial de la tecnología por diversas cuestiones técnicas que resultan esenciales para que el proceso sea viable. Entre dichas cuestiones están los gradientes de temperatura y el estrés que se produce en los tubos absorbedores. También es necesario investigar



experimentalmente las diferentes formas en las que el vapor puede ser producido directamente en los CCP, el control y el almacenamiento.

Con el propósito de resolver estas y otras cuestiones, en 1996 se inició el proyecto Direct Solar Steam(DISS), en la Plataforma Solar de Almería (PSA), con un número limitado de colectores en los que el proceso GDV tenía lugar en condiciones solares reales, con flujos bifásicos agua-vapor a alta presión (Zarza, 2002).

En este proyecto se ahondará más adelante.



2.2 Descripción de componentes del colector

Desde el punto de vista estructural, este tipo de colectores se compone de cuatro elementos principales (Rabl, 1985):

1. La cimentación y la estructura soporte.
2. El reflector cilindro parabólico.
3. El tubo absorbedor o receptor.
4. El sistema de seguimiento solar.

2.2.1 La cimentación y la estructura soporte

La cimentación soporta los colectores y los fija al suelo de forma que el conjunto estructural soporte las cargas para las que fue diseñado. La carga que debe soportar depende de las dimensiones del colector y características estructurales, que se traducirán en un peso y en una carga de viento. El material que se utiliza en la cimentación suele ser hormigón armado.

Los colectores se pueden montar en posición horizontal o aprovechando la inclinación natural del terreno.

La misión de la estructura del colector es la de dar rigidez al conjunto de elementos que lo componen. En la actualidad, las estructuras utilizadas por los colectores cilindro parabólicos son todas metálicas, aunque se han empezado a investigar con otros materiales, como fibra de vidrio o materiales poliméricos.

Los apoyos o pilares sobre los que se asienta la estructura también son metálicos.

Para construir la estructura de la parábola se utilizan dos técnicas: la espacial y la de tubo de soporte central o torque tube. El colector LS-3, de Luz, utiliza la primera técnica, mientras que los LS-1, LS-2, Solargenix y Eurotrough utilizan el tubo de soporte central. (Dudley, et al., 1994)

2.2.1.1 LS-3

El LS-3 fue el que se utilizó en las plantas SEGS más recientes (SEGS-VII a SEGS-IX). El cambio del LS-2 al LS-3 fue un intento de abaratar el coste del



colector en grandes campos. Las diferencias entre uno y otro se pueden apreciar a primera vista en la Figura 8.



Figura 8: Vista posterior de los colectores LS-2(izquierda) y LS-3 (derecha)
(Fuente: http://www.nrel.gov/csp/troughnet/solar_field.html)

No obstante, la implantación del LS-3 no ha minimizado los costes de manufacturación tanto como se esperaba en un principio. Además, la resistencia a la torsión del conjunto es insuficiente y presenta problemas, lo que se traduce en peor eficiencia óptica del colector. (Montes, M.J., 2008)

2.2.1.2. Solargenix

El concepto de la estructura diseñada por Solargenix es similar al del colector LS-2, pero superior en términos de propiedades estructurales, peso, simplicidad de fabricación, resistencia a la corrosión, coste de fabricación y facilidad de instalación.

La última generación de este tipo de colectores, el Solargenix SGX-1, es el que se ha implementado en la planta termosolar Nevada Solar One, de 64 MWe.

2.2.1.3 Eurotrough

El colector Eurotrough está basado en los diseños de tubo central y tiene varias variantes. En lugar de montar un tubo helicoidal, es una estructura cuadrada longitudinal a modo de armazón soporte, donde se sufren los principales esfuerzos. De esta manera se reducen las presiones sobre los espejos y se disminuye el riesgo de rotura cuando hay viento.



Aumenta así el rendimiento óptico porque las deformaciones son menores. Es posible además montarlos en terrenos con hasta un 3% de inclinación. La estructura del Eurotrough puede ver en la Figura 9



Figura 9: Vista posterior de la estructura Eurotrough

El diseño del colector Eurotrough pertenece a un consorcio de empresas y laboratorios de investigación europeos (Inabensa, Fichtner Solar, Flabeg Solar, SBP, Iberdrola, Ciemat DLR, Solel, CRES).

Derivado de estos dos modelos, un grupo de empresas alemanas lanzaron una nueva generación de colector Eurotrough, el SKAL-ET. El SKAL-ET tiene un diseño industrial que permite reducir el coste del colector Eurotrough a un nivel aproximado de 200 €/m². Dicha reducción de costes se ha logrado mediante las siguientes características (Herrmann y Nava, 2008):

- Reducción el peso específico del colector a 28 kg/m², aproximadamente.
- Reducción el número de componentes con la consecuente mejora de la producción a gran escala y posibilidad de construcción in situ
- Reducción de los requisitos de operación y mantenimiento.
- Mejora de la rigidez del colector, lo que incrementa el rendimiento óptico (hasta el 80%) y permite operar en condiciones de viento más desfavorables, aumentando la producción anual.

Con todo esto el SKAL-ET es la estructura con más producción actualmente. Las plantas ANDASOL-1 y ANDASOL-2, en España, ya la utilizan



(ver Figura 10). También va a ser la estructura utilizada en una planta tipo ISCCS (Integrated Solar Combined Cycle Systems) que se instalará en Egipto.



Figura 10: Estructura SKAL-ET instalada en la planta Andasol-1

Colector	LS-1	LS-2	LS-3	Eurotrough	Solargenix
Estructura	Tubo soporte central (torque tube)	Tubo soporte central (torque tube)	Estructura espacial en "V"	Estructura espacial rectangular	Estructura espacial de aluminio
Apertura (m)	2.55	5	5.76	5.76	5
Distancia focal (m)	0.94	1.49	1.71	1.71	1.49
Longitud de un módulo (m)	6.3	8	12	12	8
Longitud de un colector (m)	50.2	49	99	150	49-65
Área de espejo por colector (m ²)	128	235	545	817	235-313
Diámetro del receptor (m)	0.04	0.07	0.07	0.07	0.07
Concentración geométrica	61:1	71:1	82:1	82:1	71:1
Mecanismo de accionamiento	Mecánico	Mecánico	Hidráulico	Hidráulico	Mecánico o hidráulico
Peso (kg/m ²)	n/a	29	33	29	24
Rendimiento óptico pico	71	76	80	80	80
Referencia	SEGS I y II	SEGS II-VII	SEGS V-IX	Andasol I y II	Nevada Solar One

Tabla 1: Parámetros de los principales colectores cilindro parabólicos
(Fuente: Montes Pita, M.J., 2008)

2.2.2 El reflector cilindro parabólico



La misión del reflector cilindro parabólico es, como su nombre indica, reflejar la radiación solar que incide sobre él y proyectarla de forma concentrada sobre el tubo absorbedor situado en la línea focal del reflector.

Para llevar a cabo la reflexión, se utilizan películas especulares de plata o aluminio depositadas sobre un soporte que le da suficiente rigidez. Estos medios soporte pueden ser chapa metálica, plástico o cristal (Zarza, 2002).

2.2.1.1 Chapa metálica

Son chapas de aluminio pulido de alta reflectividad especular (en torno al 80%). El material soporte es el mismo que actúa como elemento de reflexión de la radiación solar directa incidente. Tienen un bajo coste económico, pero su durabilidad es también reducida. La superficie del aluminio se deteriora a la intemperie con lo que disminuye la reflectividad y la eficiencia óptica.

2.2.1.2 Vidrio

Se utiliza un medio soporte de vidrio con bajo contenido en hierro y, sobre la cara posterior, se deposita una fina película de plata protegida por una película de cobre y otra de pintura epoxi. El resultado es un espejo bastante similar a los empleados en usos domésticos. Dependiendo de su espesor se discrimina entre espejo de vidrio grueso, con un espesor de unos 3 mm, y de vidrio delgado, en este caso de 1,5 mm.

El vidrio grueso precisa curvado en caliente antes de depositar la película de plata. El espejo de vidrio delgado tiene la suficiente flexibilidad como para ser curvado en frío y pegado directamente sobre una chapa metálica que es la que va a asegurar la forma adecuada del concentrador.

2.2.1.3 Plástico

El reflector se compone de una lámina de material plástico sobre la que se deposita una película de plata o aluminio. Lo que se obtiene al final es una fina lámina reflectante que puede adherirse sobre cualquier sustrato. La superficie parabólica la aporta una base más resistente sobre el que es adherida esa lámina.

Esta tecnología, sin embargo, presenta serios problemas. Por un lado, asociados a la durabilidad a la intemperie, ya que las partículas que el viento



transporta la deterioran en gran medida. Por otro, al grado de ensuciamiento, que es mayor que en los espejos de vidrio, afectando todo esto a la eficiencia óptica del dispositivo.

2.2.3 El Tubo Absorbedor o Receptor

Se ubica en la línea focal del colector cilindro parabólico, unido y sujeto a la estructura mediante unos brazos soporte. Su función es absorber la energía procedente de la radiación solar hasta el fluido caloportador. El tubo absorbedor es una parte fundamental de la instalación, de su óptimo funcionamiento depende, en gran medida, el buen rendimiento del colector.

El receptor lineal está constituido por dos tubos concéntricos: uno interior metálico, por el que circula el fluido calorífero, y otro exterior, de cristal. Entre ambos tubos se hace vacío.

Se dota al tubo metálico con un recubrimiento selectivo que le aporta una elevada absorptividad ($\sim 94\%$) de la radiación solar y una escasa emisividad en el espectro infrarrojo (~ 15). Las superficies selectivas que se utilizan son compuestos de cermet (cerámico + metálico).

El tubo de cristal que rodea al tubo interior metálico debe cumplir dos objetivos: proteger la superficie selectiva de las incidencias meteorológicas, y minimizar las pérdidas térmicas por convección. Este tubo suele llevar un tratamiento antirreflexivo para aumentar su transmisividad y el rendimiento óptico del colector.

Los extremos del tubo de vidrio se unen, mediante una soldadura vidrio-metal, a un fuelle metálico que va soldado por su otro extremo al tubo metálico interior. Entre ambos tubos se hace el vacío para que no se degrade la superficie selectiva, por lo que existe un espacio anular estanco entre el tubo interior metálico y el tubo exterior de vidrio.

Para conseguir el vacío, se conecta una bomba de vacío a una pequeña toma que existe en la cubierta de vidrio (oliva de evacuación), la cual se sella cuando se ha terminado la operación. En la Figura 11 se pueden preciar claramente todas las partes un tubo absorbedor.

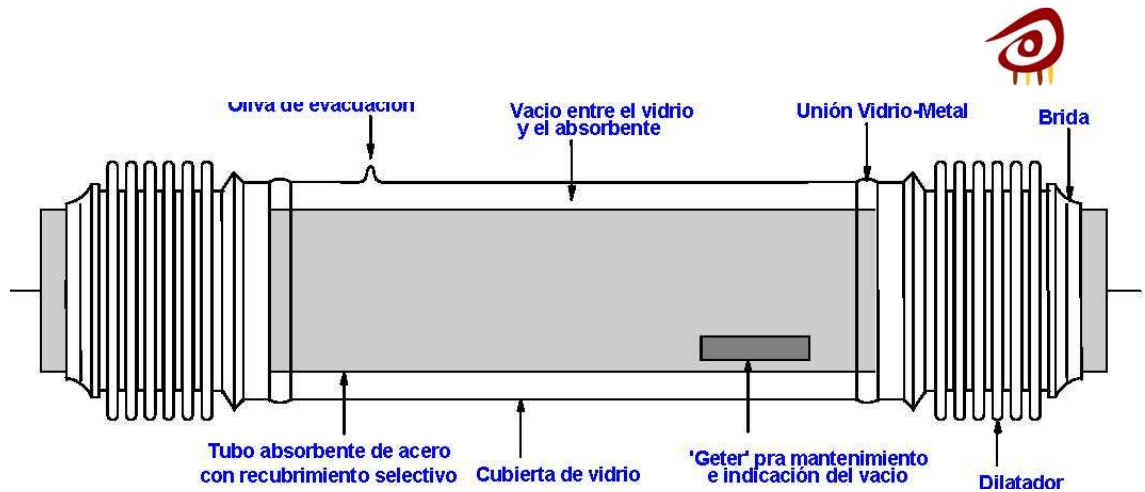


Figura 11: Esquema del tubo receptor de un colector LS-3 (Solel Solar Systems)
(Fuente: Flabeg Solar Internacional, <http://www.flabeg.com/index.html>)

En la actualidad existen dos modelos comerciales de tubo absorbedor para plantas solares termo-eléctricas: el de la empresa alemana Schott y el de la empresa israelí Solar Solar Systems (ahora recién adquirida por Siemens).

El SIEMENS UVAC 2010 utiliza diferentes recubrimientos selectivos cermet, eliminando el riesgo de oxidación por pérdida de vacío. Incorpora además un revestimiento interno reflectante que protege el interior de la soldadura vidrio-metal durante condiciones de operación de bajos ángulos solares.

Con este nuevo modelo, Siemens garantiza un absorptividad de sus tubos mayor o igual del 96% y una emisividad menor o igual del 9% a 400°C.



Figura 12: Diseño del tubo de Siemens UVAC 2010

El fabricado por la empresa alemana SCHOTT se denomina Schott PTR 70.



El PTR 70 incorpora un novedoso recubrimiento antirreflectante, que es resistente de forma duradera a la abrasión y, al mismo tiempo, deja pasar más del 96% de la radiación solar. Este recubrimiento presenta un grado de absorción de aproximadamente el 95% y emite un máximo de 10% de radiación térmica a una temperatura de aprox. 400 °C, un valor de emitancia que correspondería a unas pérdidas de 250-350 W/m.



Figura 13: Diseño del tubo Schott PRT 70

2.2.4 El sistema de seguimiento solar

Para un óptimo aprovechamiento de la radiación solar, los colectores deben estar orientados adecuadamente en cada momento del día. Para conseguir esto se debe dotar al campo solar de un sistema de seguimiento que garantice la mejor captación de la componente directa de la radiación solar.

Las posibilidades son las siguientes:

- Disposición Este-Oeste del colector, que realiza el seguimiento cenital(N-S) del Sol. De esta forma se tiene poca recepción en amaneceres y atardeceres de todo el año, pero máxima captación durante los mediodías.
- Disposición Norte-Sur del colector, que realiza el seguimiento acimutal(E-O) del Sol. Con ello, se obtiene una óptima captación a lo largo de todo el día durante los meses de verano, aunque poca captación durante el invierno.



La producción anual es mayor con la segunda, la orientación N-S del colector. Esto es, realizando el seguimiento E-O al sol desde que amanece hasta que anochece. Con esto, el 70% de la producción se genera en verano.

Así pues, esta es la disposición utilizada en todas las plantas solares CCP en funcionamiento y las que se encuentran en construcción. Se puede ver un esquema de esta orientación en la siguiente figura.

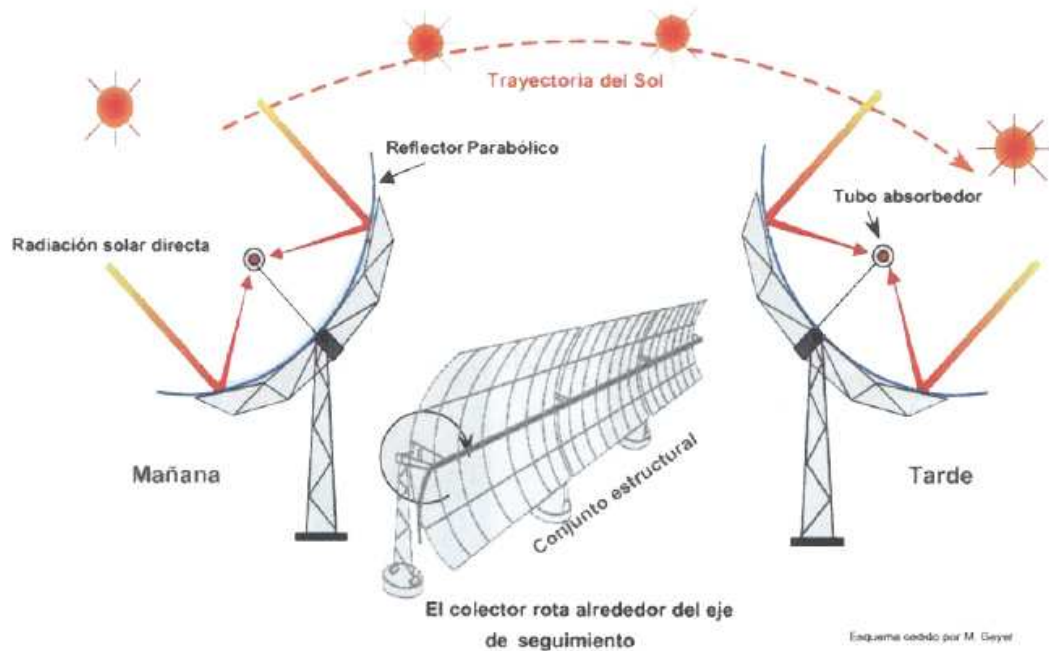


Figura 14 Esquema de un CCP con disposición Norte-Sur

La rotación de los módulos requiere de un mecanismo de accionamiento que mueva el colector con la posición del Sol. Este mecanismo puede ser hidráulico (el más habitual) o eléctrico.

Un único mecanismo modifica la posición de varios módulos concentradores conectados en serie, siendo operados éstos como un solo elemento.

El ensamblaje de varios colectores conectados en serie que se mueven con el mismo motor se denomina Solar Collector Assembly (SCA). Dependiendo del modelo, un SCA puede tener 8 módulos o 12 módulos, con longitudes de 100 o 150 metros respectivamente.



Una vez analizada la estructura de un colector, es conveniente hablar sobre otro aspecto importante en las instalaciones de energía solar termoeléctrica: los distintos fluidos de transferencia de calor que pueden ser empleados.

2.3 Fluidos caloportadores utilizados en los colectores CCP

Los colectores CCP necesitan un fluido de transferencia de calor que, al discurrir a través del tubo receptor, absorbe en forma de energía térmica la radiación procedente del Sol, y la traslada hasta el bloque de potencia. El tipo de fluido calorífero que se utiliza determina el rango de temperaturas de operación del campo solar y, consecuentemente, el rendimiento que se puede obtener en el ciclo de potencia.

La principal ventaja de la tecnología solar termoeléctrica es su capacidad para almacenar energía térmica de forma que pueda ser utilizada en períodos sin radiación solar directa. El almacenamiento térmico implica un gran sobredimensionamiento del campo solar y un sensible aumento del factor de capacidad anual de la planta. En condiciones de buena insolación, un campo de colectores CCP tiene un factor anual de capacidad del 25%. Con almacenamiento térmico, este factor de capacidad se puede incrementar hasta el 50% o incluso más.

Aunque se están desarrollando componentes para trabajar a más altas temperaturas, el nivel térmico más utilizado para trabajar con colectores cilindro parabólicos es 150 °C- 400 °C. Para temperaturas superiores, las pérdidas térmicas en este tipo de colectores son demasiado elevadas.

Cuando las temperaturas que deseamos alcanzar son moderadas (< 175°C), el agua desmineralizada como fluido de trabajo es una buena opción que no trae grandes problemas, ya que la presión de trabajo no es excesiva. Sin embargo, cuando trabajamos a temperaturas más elevadas (hasta 400°C) el aceite sintético es la mejor opción.

La explicación a esto radica en que las temperaturas altas implican muy elevadas presiones en las tuberías si el fluido de trabajo es agua. Esto es debido a la necesidad de mantener el agua a una presión superior, en todo momento, a la de saturación correspondiente a la temperatura máxima que alcance el agua en los colectores solares. Si no lo hiciéramos el agua se evaporaría y no sería posible una buena circulación.



Utilizando aceite sintético, las presiones requeridas son mucho menores, dado que su presión de vapor a una temperatura dada es mucho menor que la del agua. Trabajar a menores presiones hace posible usar materiales más económicos para las tuberías y simplifica en gran medida la instalación y sus medidas de seguridad.

De todos modos los aceites sintéticos tampoco son ideales para cualquier temperatura. Presentan siempre el inconveniente de la temperatura límite (400 °C) por encima de la cual se degradan. Hasta hace relativamente poco tiempo, esto no era un inconveniente, pues la superficie selectiva de los tubos no aguantaba temperaturas más altas. Sin embargo se están desarrollando componentes avanzados para los tubos que aguantan mayor temperatura. En tal caso, el fluido de trabajo ya no puede ser aceite, sino sales fundidas o agua-vapor.

Tanto si se utilizan sales fundidas como si el fluido utilizado es el aceite, la tecnología aplicada para producir electricidad se denomina Heat Transfer Fluid (HTF).

Frente a esta tecnología, la utilización de agua directamente en los tubos absorbedores ha sido siempre una opción a tener en cuenta, a pesar del inconveniente de las altas presiones.

Esta tecnología, denominada Generación Directa de Vapor (GDV), va a ser el tema en el que, a partir de este punto, se va a centrar el proyecto



CAPÍTULO 3:

GENERACIÓN DIRECTA DE VAPOR EN COLECTORES CILINDRO PARABÓLICOS

3.1 Introducción

Los sistemas de Generación Directa de Vapor en plantas de colectores cilindro parabólicos consiste en la utilización de agua como fluido que circula por el tubo absorbedor. Esta misma agua es la que se turbiné para obtener electricidad y, con esto, se elimina la necesidad de un fluido intermedio de transferencia de calor en el campo solar.

La generación directa de vapor incrementa el coste del sistema de tuberías, ya que la presión óptima del fluido de trabajo (vapor) se sitúa por encima de los 100 bar, sin embargo, la inversión global de la planta se reduce. Esto es debido a la eliminación de los cambiadores de calor intermedios para la generación de vapor, así como todos los elementos asociados al circuito del fluido de transferencia de calor (en el caso del aceite, sistema anti-incendios, tanque de expansión, sistemas calefactores para el tanque de almacenamiento, etc.)

El rendimiento global se ve incrementado por varios factores: la ausencia del generador de vapor intermedio, las menores pérdidas térmicas y las mayores temperaturas y presiones de trabajo que se consiguen en el ciclo de potencia.

Esta tecnología, supone, respecto de la convencional, un incremento del 7% en el rendimiento anual y una reducción del 9% en los costes del sistema solar, por lo que resulta una reducción del 10% en el coste equivalente de energía (LEC, Levelized cost of Energy). Estos datos se obtuvieron en un estudio para una planta de 10 MW_e operando en unas condiciones concretas (Svoboda et al., 1997). Las variaciones efectivas dependerán de cada caso concreto

La generación directa de vapor se ha estudiado y probado en la Plataforma Solar de Almería (PSA), en el proyecto DISS (Direct Solar Steam).

Aunque todavía quedan cuestiones sin resolver asociadas a esta tecnología, los resultados del proyecto DISS son bastante prometedores (Zarza et al., 2002), y actualmente se produce vapor a 100 bar en colectores LS-3, como se verá más adelante.



3.2 Termodinámica básica de la Generación Directa de Vapor

El agua, en su transcurso por la planta termoeléctrica, atraviesa distintos estados siguiendo un ciclo termodinámico conocido como ciclo Rankine.

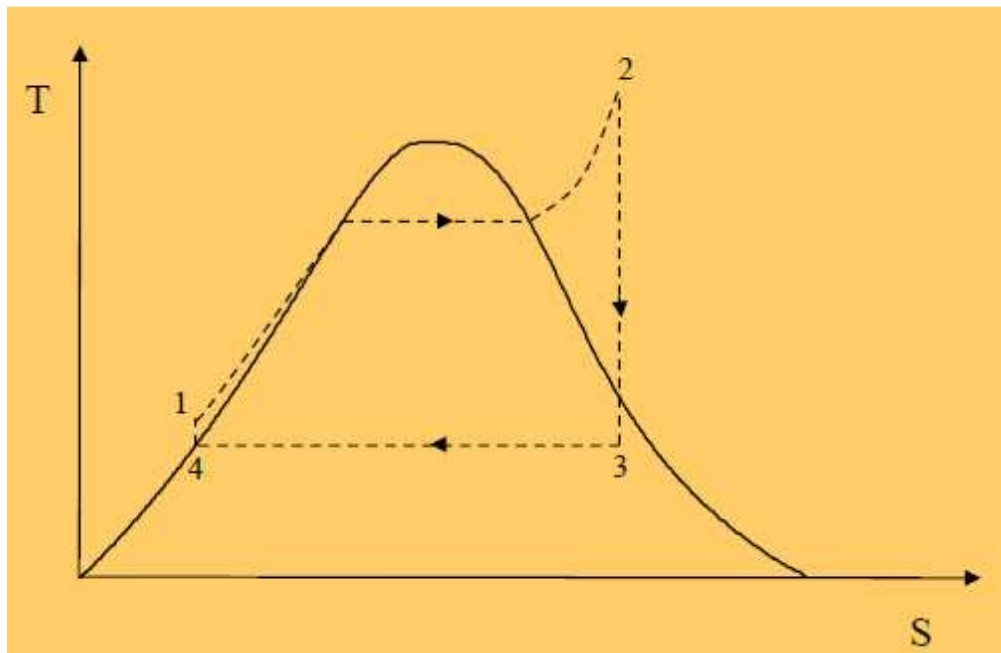


Figura 15: Diagrama T-S de un ciclo Rankine básico

En la Figura 15 podemos apreciar un ciclo Rankine básico, donde el agua pasa por cuatro estados termodinámicos diferentes. Pasa en primer lugar por el generador de energía térmica (los lazos colectores del campo solar) donde el agua recibe el aporte energía térmica que provoca su evaporación y sobrecalentamiento hasta la máxima temperatura de trabajo (punto 2 de la Figura 15). Posteriormente el vapor generado se dirige hacia la turbina de donde se expande generando la energía mecánica necesaria para mover el generador eléctrico (punto 3). A la salida de la turbina el agua se dirige al condensador, donde se produce de nuevo el paso a fase líquida del agua (punto 4). Finalmente, el agua es conducida a una bomba encargada de subir su presión hasta la necesaria en la entrada del colector (punto 1).

Éste que se acaba de explicar es un ciclo Rankine básico, sin recalentamiento. Pero, para muchas aplicaciones se realiza un recalentamiento del vapor de agua, turbinándolo dos veces en diferentes



turbinas, una de alta y una de baja presión, es lo que se denomina ciclo Rankine con recalentamiento intermedio.

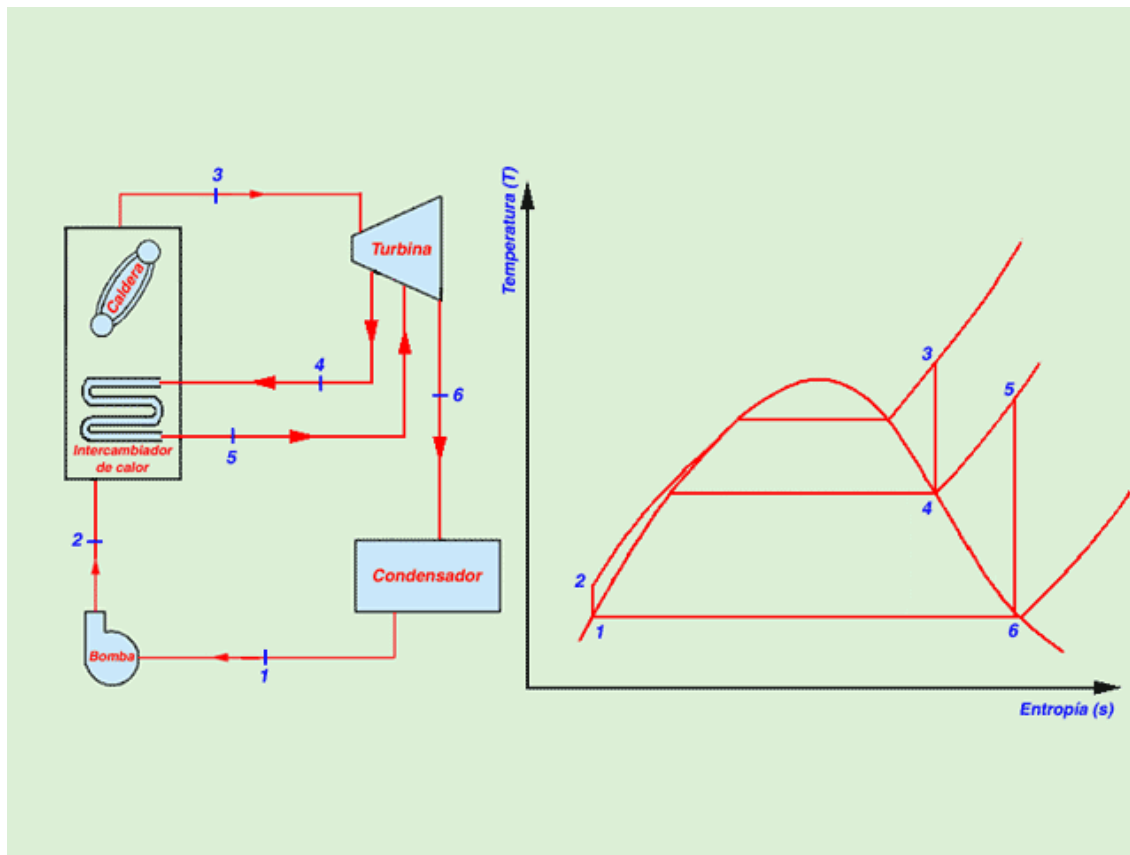


Figura 16: Esquema de componentes y Diagrama T-S de un ciclo Rankine con recalentamiento intermedio

Este recalentamiento se puede realizar una o varias veces, turbinándolo en tantas ocasiones como recalentamientos le realicemos al vapor.

3.2.1 Procesos básicos de Generación Directa de Vapor

La Generación Directa de Vapor puede llevarse a cabo mediante tres procesos básicos, cada uno de los cuales con diferentes requerimientos en la configuración del campo solar. Estos procesos básicos se denominan:

- I) Un-Solo-Paso
- II) Inyección
- III) Recirculación



I) Un-Solo-Paso

En el proceso Un-solo-paso toda el agua de alimentación se introduce al comienzo de la fila de colectores. De este modo el agua se precalienta, evapora y se sobrecalienta en un proceso sin interrupción, desde la entrada hasta la salida de la fila. Así pues, el caudal másico de vapor sobrecalentado que se produce coincide completamente con el caudal másico que entra al comienzo (véase Figura 17: Esquema de los tres procesos básicos GDV, con sus ventajas e inconvenientes)

Este proceso es el de menor coste y mayor simplicidad, ya que no requiere elemento auxiliar alguno. También es el que posee mayor rendimiento global, ya que se reducen las cargas parásitas.

Sin embargo, el proceso de Un-Solo-Paso también es el que presenta más dudas sobre la estabilidad y controlabilidad del flujo bifásico en el interior de los tubos receptores. Esta configuración requiere un sistema de control muy eficiente que permita mantener constantes la presión y temperatura del vapor a la salida del campo solar aunque haya transitorios importantes en la irradiancia solar directa o cambios en la temperatura del agua de entrada.

II) Inyección

En este proceso únicamente una parte del agua de alimentación es introducida al principio de la fila de colectores y el resto se inyecta, en pequeñas cantidades, a lo largo de la fila de colectores (véase Figura 17). Gracias a esto se consigue una excelente controlabilidad del proceso y una cierta estabilidad de los parámetros del vapor sobrecalentado, incluso con fuertes variaciones de la radiación solar directa (Lippke, 1994)

Los inconvenientes básicos del proceso de inyección son la mayor complejidad del sistema y el consecuente aumento de la inversión. Este proceso también tiene algunas restricciones en cuanto al caudal mínimo de operación, ya que éste se ha de mantener en todo momento por encima de un valor límite para evitar gradientes de temperatura demasiado elevados.

III) Recirculación

Esta tercera opción es la más conservadora. En este caso se sitúa un separador agua/vapor al final de la zona de evaporación en la fila de colectores. El caudal de agua de alimentación es superior al caudal de vapor sobrecalentado que se desea producir, de forma que sólo una fracción del agua que entra al circuito es convertida a vapor. El vapor es separado del



agua en el separador de manera que el agua sobrante es recirculada a la entrada del campo solar por una bomba de recirculación (véase Figura 17). El exceso de agua existente en el tramo de precalentamiento y evaporación garantiza una velocidad adecuada en todo momento en el tubo absorbedor.

Su buena controlabilidad es la principal ventaja de esta opción, pero la bomba de recirculación y el exceso de agua aumentan las cargas parásitas del sistema, lo que se traduce en una disminución del rendimiento de la planta.

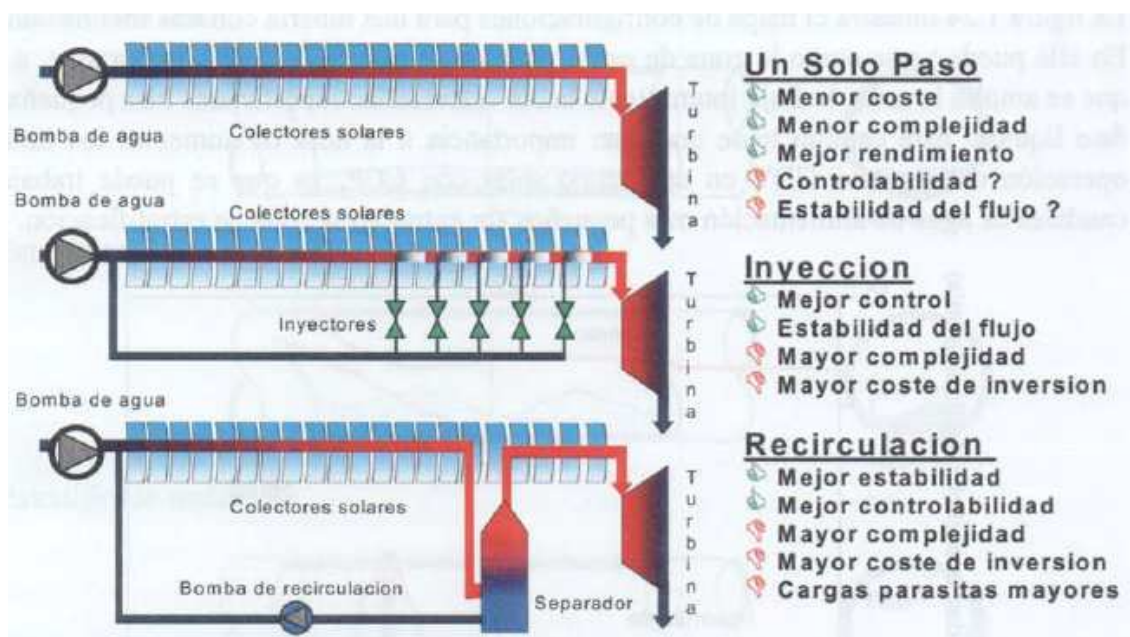


Figura 17: Esquema de los tres procesos básicos GDV, con sus ventajas e inconvenientes



3.3 Evolución de la generación directa de vapor en colectores cilindro parabólicos

Las primeras experiencias con colectores cilindro-parabólicos fueron las realizadas por los americanos J. Ericsson en 1870 y F. Schumann en 1912. En ellas utilizaban la generación directa como método de generación de energía mecánica útil. No obstante, en ambos casos se quedó sin continuidad comercial debido a la falta de competitividad con el carbón, combustible habitual en esa época.

En el siglo XX, al incrementarse el precio del petróleo, se retomó la investigación en sistemas solares de apoyo a procesos industriales y, posteriormente, como sistemas generadores de electricidad.

Así pues, a finales de la década de los años setenta y a principio de los ochenta del siglo XX se acometió el diseño e instalación de las primeras centrales eléctricas termosolares con CCP como la planta DCS en la Plataforma Solar de Almería y las primeras plantas SEGS en California. Todas ellas usaban la tecnología HTF.

La inexistencia de datos experimentales referentes al proceso GDV a alta presión y temperatura introducía unas incertidumbres técnicas que hacían desaconsejable la implementación de esta tecnología. Era necesaria una implementación de los tubos absorbedores, mejorando mucho su resistencia a tan elevadas presiones. Éste fue el principal motivo por el que se optó por la tecnología HTF en lugar de la GDV en estas primeras plantas comerciales.

Sin embargo, las compañías energéticas no olvidaron las ventajas que supondría la implementación de la tecnología GDV si se superaban las barreras que presentaba. Por esta razón, compañías como LUZ International siguieron investigando e implementando dicha tecnología en diversos estudios. Estos estudios fueron el germen de diversos proyectos relacionados con la tecnología GDV.

Así pues, es conveniente conocer estos proyectos de implementación de la tecnología GDV.

3.3.1 El proyecto ATS

Aunque las plantas SEGS implementadas por Luz entre los años 1984 y 1991 usaban aceite como fluido calorífero en el campo solar, Luz analizó en 1988 el potencial que tenía la generación directa de vapor en los colectores, con el fin de seguir abaratando costes (Dagan et al., 1992).



Los estudios económicos mostraron que la sustitución de la tecnología HTF por la tecnología GDV podía suponer una reducción del 20%, incluso 30% si se llevaban a cabo algunas mejoras en los componentes y diseño global de la planta termosolar. Basándose en estos resultados y en las conclusiones favorables de unos estudios previos realizados por la Universidad de Tel-Aviv (Barnea, 1987), que ponían de manifiesto la estabilidad del flujo bifásico, Luz inició un programa de investigación y desarrollo denominado Advanced Trough System (ATS), que tenía por objetivo final construir nuevas plantas termosolares, basadas en la generación directa de vapor y en un nuevo diseño de colector, de mayores dimensiones y con el eje inclinado 8° sobre la horizontal.

El proyecto comenzó con 2 primeras fases de estudio y mediciones en instalaciones de prueba. Desafortunadamente, durante la tercera fase del proyecto, la quiebra de Luz, en 1991, paralizó la implementación de una planta termosolar.

3.3.2 El proyecto HIPRESS

La instalación HIPRESS fue utilizada por el ZSW (Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung, Alemania) entre 1993 y 1994 para estudiar el proceso GDV y elaborar un mapa experimental de las configuraciones que adopta el flujo bifásico agua-vapor en tuberías inclinadas 8° . Estas configuraciones son: intermitente, anular y estratificado. Los resultados obtenidos sirvieron para los futuros proyectos. (Müller y Lippke, 1993).

3.3.3 El proyecto GUDE

En 1992, el Grupo de Generación de Energía de SIEMENS (KWU) promovió el proyecto con el objetivo principal de estudiar los parámetros termohidráulicos del proceso de generación directa de vapor.

Los datos experimentales obtenidos durante el proyecto GUDE permitieron incrementar de forma importante el conocimiento que hasta el momento se tenía del proceso GDV. Se comprobó que los parámetros más importantes que afectan a la transferencia de calor entre la pared interna del tubo y el fluido son: título de vapor, caudal másico, presión de trabajo y perfil del flujo de calor sobre el tubo, inferior o lateral.

Gracias a los datos experimentales obtenidos en el proyecto GUDE, el DLR pudo ajustar las correlaciones teóricas para la simulación de los perfiles de temperatura que aparecían en los tubos absorbedores.



3.3.4 El proyecto PRODISS

Los experimentos que se llevaron a cabo en el proyecto GUDE fueron realizados en condiciones estacionarias. Por ello, una vez finalizado, se acometió un nuevo proyecto, el PRODISS, cuyo objetivo fundamental era investigar la influencia que diversos tipos de transitorios ejercen sobre el flujo bifásico.

En dicho proyecto se estudiaron tres tipos de transitorios: de presión, de caudal y de entalpía (variando el título de vapor).

Se obtuvieron resultados y conclusiones muy esclarecedoras que deben ser tenidos en cuenta para el sistema de control en una instalación real (Geskes y Eck, 1999).

3.3.5 El proyecto DISS

Dentro de los proyectos llevados a cabo en GDV, el proyecto DISS (Direct Solar Steam) es posiblemente, el más importante porque demostró la viabilidad de esta nueva tecnología para colectores cilindro parabólicos.

El proyecto nació con el objetivo de desarrollar un importante avance en las plantas termosolares con colectores cilindro parabólicos mejorados y generación directa de vapor en los propios tubos absorbedores. Como paso previo al proyecto, se hizo una recopilación escrita (Dagan et al., 1992) de todo lo aprendido por la empresa Luz Internacional durante las fases 1 y 2 del proyecto Advanced Trough System (ATS). Asimismo, se hizo un análisis económico, que puso de manifiesto que la implementación de la tecnología GDV podría reducir el coste de la electricidad generada en un 30% respecto a las plantas SEGS existentes. Se esperaba conseguir esta importante reducción de costes mediante tres objetivos parciales (Zarza et al., 2002):

1. Desarrollo e implementación de componentes mejorados para los colectores cilindro parabólicos: superficies selectivas con mejores propiedades ópticas y térmicas (mayor absorptividad y menor emisividad), espejos más baratos y de mejor reflectividad, estructuras soportes más ligeras y sistemas de seguimiento del Sol más precisos.
2. Sustitución del aceite térmico por agua-vapor.



3. Introducción de procesos de operación y mantenimiento mejorados para el funcionamiento global de la planta: optimización del acople entre el campo solar y el bloque de potencia, implementación de procedimientos optimizados de arranque y parada, etc.

Durante la Fase I del proyecto DISS (1996-1998), se diseñó e implementó una planta experimental en la Plataforma Solar de Almería (PSA). Durante la Fase II del proyecto (1999-2001), dicha planta se utilizó para la experimentación de la generación directa de vapor; entre otras cosas, se investigó sobre los tres modos básicos de operación que hemos visto con anterioridad: un-sólo-paso, inyección y recirculación. Su configuración básica se puede ver en la siguiente figura.

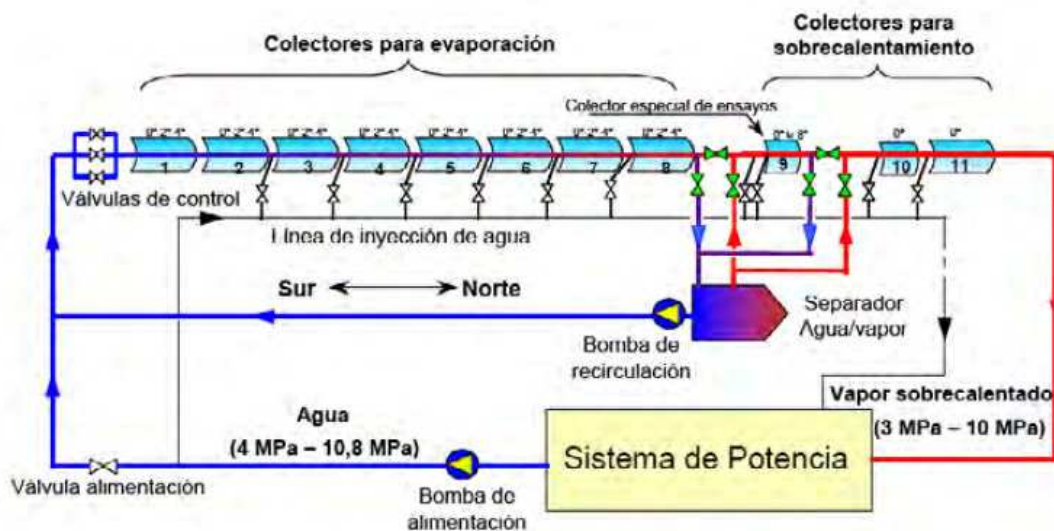


Figura 18: Esquema simplificado de la planta DISS en la PSA

La planta DISS es la primera instalación construida en el mundo para el estudio bajo condiciones solares reales de todos aquellos procesos en los que se genere un flujo bifásico agua/vapor en colectores cilindro-parabólicos.

Diseño

La planta consta de dos subsistemas: el Campo Solar con colectores cilindro-parabólicos, y el Sistema de Potencia. En el Campo Solar, el agua de alimentación es precalentada, evaporada y convertida en vapor sobrecalentado conforme circula por los tubos absorbentes de una fila de colectores cilindro-parabólicos de 665 m de longitud y 3.838 m² de superficie de captación solar. El caudal nominal de vapor sobrecalentado que puede producir el sistema es de 1 kg/s



El Sistema de Potencia es el lugar donde el vapor sobrecalentado producido por el campo solar es condensado, procesado y utilizado de nuevo como agua de alimentación para el campo solar (funcionamiento en ciclo cerrado).

Esta instalación en su conjunto posee un alto grado de flexibilidad de operación, pudiendo trabajar hasta 100 bar de presión en función de las necesidades. (Habitualmente se trabaja en tres niveles diferentes de presión, 30, 60 y 100 bar.) Además, está dotada de una completa gama de instrumentos que permiten una total monitorización del sistema.



Figura 19: Planta DISS en la PSA

Ya se ha dicho al inicio de este tema que el proyecto DISS tenía el doble objetivo de mejorar componentes y demostrar la viabilidad técnica del proceso GDV. Así, el primer objetivo parcial era desarrollar colectores cilindro-parabólicos mejorados. El diseño del colector desarrollado para la planta DISS se basó en el colector LS-3, desarrollado por Luz para las últimas plantas SEGS, que había mostrado un buen funcionamiento. Los módulos cilindro parabólicos son idénticos a los del diseño LS-3. Cada módulo está compuesto por 28 unidades de espejo (reflectores) situados en 7 filas transversales a lo largo del módulo, con cuatro espejos por fila.

Uno de los componentes que se diseñó especialmente para los colectores DISS fue el tubo absorbedor. Los tubos utilizados fueron fabricados por Soler Solar Systems utilizando la tecnología desarrollada por Luz para tubos absorbedores. Cada tubo absorbedor DISS tiene una longitud de 4.08 m y se une a los tubos adyacentes mediante un cordón de soldadura de 2 mm de ancho realizado mediante soldadura de argón. El tubo de acero está cubierto con una superficie selectiva, que posee una absorptividad nominal del 95% y una emisividad del 15% a 300°C.

Operación y mantenimiento



La planta DISS operó durante más de 2000 horas, desde enero de 1999 hasta diciembre del año 2000, en los modos de un-solo-paso y recirculación; durante el año 2001 el modo que se adoptó fue el de inyección.

En estos años de operación conviene destacar los siguientes aspectos:

- 1) Errores en el seguimiento del Sol: se requiere una resolución más alta en los encoders y una muy precisa alineación norte-sur de la fila de colectores.
- 2) Buen funcionamiento de las juntas rotativas: aguantaron bien durante todo el período de experimentación, trabajando a 400°C y 125 bar.
- 3) Mejoras en los tiempos de arranque y parada de la instalación: inicialmente se tardaba alrededor de 6 horas en el arranque, pero este tiempo se consiguió reducir al 50%
- 4) Buen control de la temperatura y presión de vapor

3.3.6 Proyecto INDITEP y la planta Puertollano GDV

Tras el proyecto DISS, el siguiente paso lógico debía ser la optimización del proceso GDV y de sus componentes esenciales (separadores agua/vapor, juntas rotativas, esquemas de control, etc.), a la vez que se podía acometer el diseño de detalle de una primera central eléctrica termosolar pre-comercial que funcione con generación directa de vapor en el campo solar.

Por estas razones, el proyecto INDITEP (Zarza et al., 2006) poseía cuatro objetivos básicos:

- 1) Realizar el diseño de detalle de una primera planta GDV comercial de 5 MWe
- 2) Optimizar y desarrollar componentes avanzados para hacer la tecnología GDV más competitiva (separadores agua/vapor compactos y económicos, almacenamiento térmico para GDV, etc.).
- 3) Caracterizar bajo condiciones solares reales los componentes más importantes para campos solares GDV.
- 4) Realizar un completo estudio socio-económico de la tecnología GDV, para analizar su potencial y las políticas de apoyo necesarias para su implementación comercial a gran escala.



Entre las actividades llevadas a cabo por la PSA dentro del proyecto INDITEP cabe destacar la mejora del campo solar de la planta experimental DISS con el fin de aumentar hasta 1 kg/s el caudal nominal de vapor a 100bar/395°C. Para ello se aumentó su área de captación. Dos colectores cilindro parabólicos del modelo ET-100 se conectaron en serie a la fila de 11 colectores del proyecto DISS, tal y como se muestra en la Figura 20(colectores A y B).

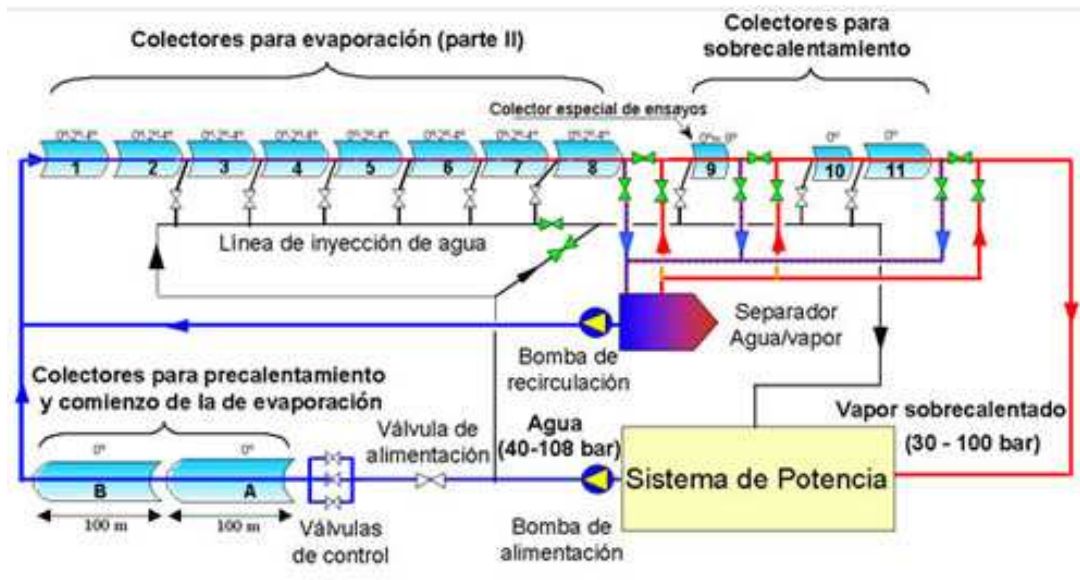


Figura 20: Esquema del campo solar de la planta DISS tras la ampliación del campo solar

Dentro de los cuatro objetivos del proyecto INDITEP cabe centrarnos en el primero, el diseño de detalle de una planta GDV comercial de 5 MWe.

Relativo a este tema, la PSA realizó la simulación del comportamiento anual de la planta solar termoeléctrica con generación directa de vapor cuyo diseño conceptual se hizo en el año 2003 (González, 2003). Para ello, los modelos del campo solar y del bloque de potencia de la planta, realizados por la PSA e IBERINCO respectivamente, fueron implementados en TRNSYS y se simuló el comportamiento de la planta en su conjunto a partir de los datos meteorológicos correspondientes a un año tipo de la PSA.

La Figura 21 muestra el esquema general simplificado de la planta GDV pre-comercial diseñada dentro del proyecto INDITEP. La potencia eléctrica bruta es de 5,47 MW, mientras que la potencia eléctrica neta del bloque de potencia es de 5,17 MW, con un rendimiento neto de 24,9%. El campo solar se compone de siete filas paralelas, compuesta cada una de ellas por diez colectores ET-II de 100 metros. Dentro de cada fila, la sección de evaporación y la de sobrecalentamiento se encuentran separadas por un separador agua/vapor. El área total de apertura del campo solar es de 38.385 m², con una potencia térmica pico de 25 MW (Zarza et al., 2006)

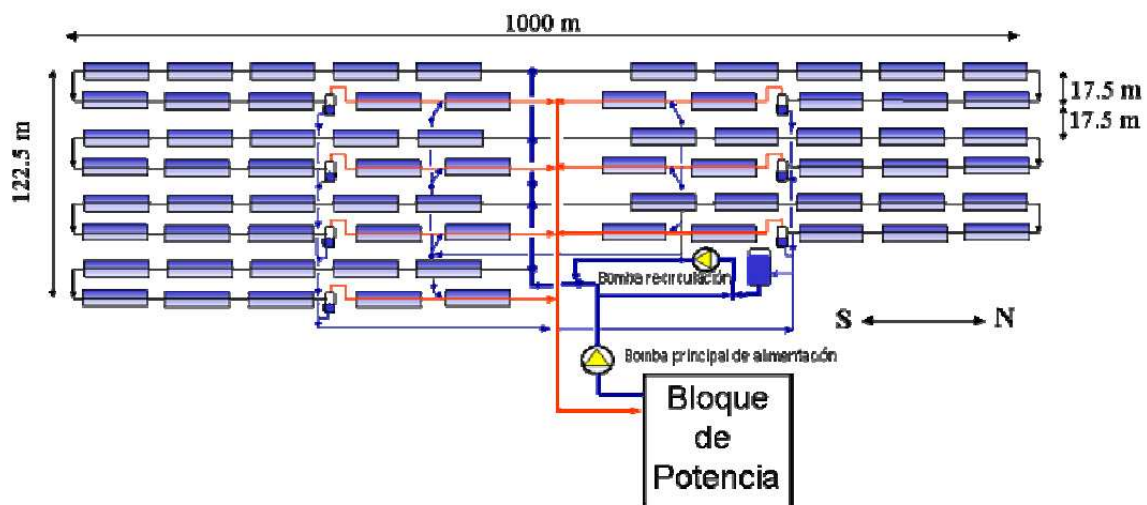


Figura 21: Esquema general de la planta GDV pre-comercial diseñada en el proyecto INDITEP

Una vez finalizado el proyecto INDITEP comenzó el proyecto ALMERÍA GDV en Enero 2006, con el fin de crear una planta pre-comercial de 5MWe en la PSA.

Durante los primeros meses se realizó un plan de negocio que llegó a la conclusión de que una planta GDV de solo 5MWe no puede resultar rentable desde un punto de vista meramente comercial, por su pequeño tamaño y sus altos costes de mantenimiento. Esto llevó a reducir el tamaño de la planta hasta una potencia de 3 MWe, de modo que, aunque dicha planta tampoco resulte económicamente atractiva, se reduce de forma importante la inversión requerida sin merma de la validez de los resultados que en ella se obtengan.

Así pues se redujo la extensión del campo solar y se rehízo el proyecto para 3MWe de potencia.

Durante el año 2007 y 2008 el consorcio de empresas buscó financiación con ayudas públicas que dieron resultados infructuosos. Con lo que tuvo que acometerse el proyecto con recursos propios. Tras esta decisión, lo siguiente era conseguir la conexión a la red necesaria para la planta.

Puesto que la única opción para poder evacuar desde la PSA los 3 MWe de la planta GDV era construir una nueva línea de media tensión, los socios del proyecto no tuvieron más remedio que desistir de construir la planta GDV en la PSA, ya que el extracoste de la nueva línea eléctrica hacía inviable económicamente el proyecto.

Tras considerar diversas opciones de nuevos emplazamientos, los socios se decantaron por ubicar la planta GDV en el término municipal de Puertollano (Ciudad Real) junto a la planta solar termoeléctrica Ibersol de 50 MWe existente en dicho municipio. Ello obligó al cambio de nombre del



proyecto, pasándose a denominar "PUERTOLLANO GDV" en vez de "ALMERIA GDV".

El comienzo de las obras está previsto el comienzo de las obras para octubre de 2010 y la puesta en marcha para mediados del año 2012. El coordinador del proyecto es Iberdrola Renovables.

La actualización del presupuesto para este proyecto, llevada a cabo a finales del año 2009, ha dado la cifra de 20,8 millones de euros. Salvo la ubicación física de la planta, que se ha movido desde la PSA (Almería) a Puertollano (Ciudad Real), todas las demás características de esta planta GDV se siguen manteniendo. El esquema general propuesto para esta planta GDV es el mostrado en la figura siguiente.

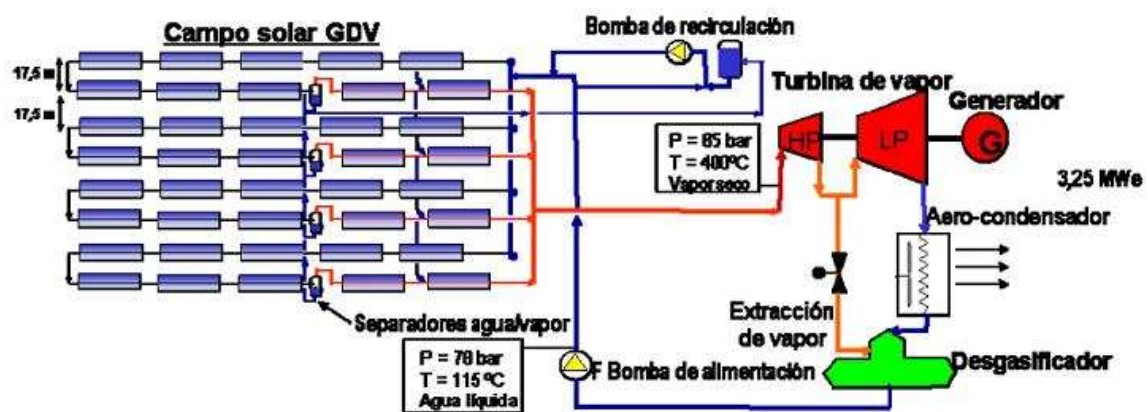


Figura 22: Esquema simplificado de la planta Puertollano GDV.



CAPÍTULO 4:

TECNOLOGÍA DE CONCENTRACIÓN SOLAR MEDIANTE COLECTORES LINEALES FRESNEL

4.1 Introducción

La concentración Solar mediante colectores lineales fresnel se basa en el mismo principio que la generación directa de vapor mediante colectores cilindro-parabólicos. Unos espejos cuasi-planos adecuadamente orientados reflejan la radiación solar hacia un tubo absorbedor, por el que circula agua que se calienta hasta altas temperaturas, se convierte en vapor y llega a unas turbinas que producen electricidad.

La diferencia principal radica en la forma del colector, como se puede ver en la Figura 23. Los colectores lineales fresnel se componen de largas filas de espejos planos (con una ligerísima curvatura) que actúan como lentes fresnel y un tubo absorbedor que se encuentra a una considerable altura (de 7 a 10 m. por encima).



Figura 23 : Planta fresnel "Kimberlina", en California (Ausra Inc.)



Las lentes Fresnel son más delgadas que las convencionales porque en lugar de conseguir la desviación de los rayos mediante la diferencia de grosor del cristal entre los extremos y el centro, lo realiza con diferentes perfiles concéntricos. De esta manera, si en lugar de concentrar los rayos del sol con un gran espejo curvo lo hacemos con muchos espejos delgados y planos, con diferente orientación, tanto la estructura como los espejos son más fáciles de construir.

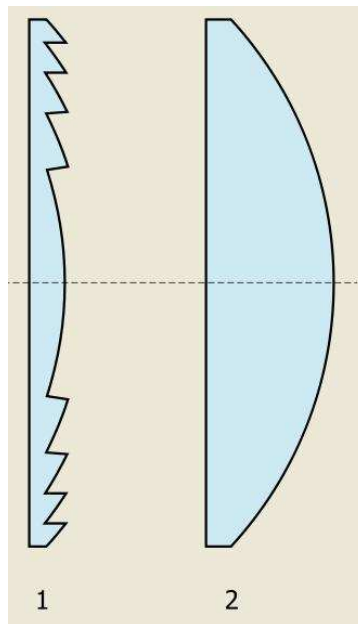


Figura 24: Comparación entre una lente de Fresnel (1) y una normal (2)

Los muchos espejos alargados que conforman el reflector primario giran durante el día siguiendo al sol, para concentrar la luz en un tubo absorbente que se encuentra encima de ellos. Este tubo está protegido por un cristal delantero y un espejo trasero que ayuda a aprovechar los rayos más oblicuos.

Así pues, un colector linear fresnel está formado por los siguientes componentes (Mills y Morrison, 1999):

1. Cimentación y estructura de soporte
2. Sistema de seguimiento solar
3. Reflector primario
4. Tubo absorbedor
5. Reflector secundario



4.2 Componentes de un colector linear Fresnel

4.2.1 Cimentación y estructura de soporte

Es simple y ligera, construida mediante perfiles estándar de acero galvanizado.

En los sistemas Fresnel, esta estructura, tiene un diseño que disminuye los costes, el trabajo de limpieza y el peligro de avería en condiciones climáticas adversas.

Para que el colector esté bien orientado es imprescindible que los cimientos no se muevan y la estructura de metal que lo sujeta esté bien fija. Por eso se excava para tener una base de cemento armado en la que se sujetan los perfiles de acero galvanizado. Tras montar la estructura, que suele tener el reflector primario a 1m de suelo y el secundario a una distancia entre 7 y 10m, se estabiliza con barras y tirantes.

Después se montan los espejos y se comprueba que focalizan correctamente, entonces se puede terminar de asegurar la estructura con lechada anti-contracciones en las uniones de las columnas con el suelo. (Rolf Bernhard et al., 2008)

4.2.2 Sistema de seguimiento solar

Cada línea de espejos tiene una inclinación, pero al realizar el seguimiento del sol a lo largo del día todas realizan el mismo movimiento relativo. Por eso se pueden girar varias filas con un solo motor, que también se accionará cuando hay fuerte viento (espejos horizontales), granizo (verticales) o limpieza (también verticales para poder pasar entre filas). Los cojinetes se hacen asimétricos para que el centro de gravedad del espejo coincida con el eje, y en general todos los engranajes se someten a pruebas de resistencia en ambientes con mucho polvo y arena.

En la planta PE1, se utiliza un motor DC de 40W para conducir 250m² de campo solar (Selig, 2009)

4.2.3 Reflector primario



Los espejos alargados que conforman el reflector primario giran durante el día siguiendo al sol. Son los encargados de reflejar y concentrar la luz del Sol en el tubo absorbente que se encuentra encima de ellos, como se puede ver en la siguiente figura.



Figura 25: Esquema simplificado de la trayectoria de los rayos solares

La principal razón por la que los espejos fresnel son más baratos que los CCP radica en la forma de uno y otro. Un espejo plano es mucho más sencillo de producir que uno curvado y, por lo tanto, su coste es menor. La ilustración de la Figura 26 da una idea de su simplicidad respecto a un CCP.



Figura 26: Reflector primario de la planta PE1



No obstante, investigaciones demuestran que los espejos fresnel funcionan mejor si tienen una ligerísima curvatura ($R=30\text{m}$). La eficiencia óptica puede llegar a mejorar hasta un 13%. Esta curvatura se puede conseguir a través del curvado en frío, gracias a un sistema de vacío en el mismo lugar de montaje.

Para asegurar que la superficie del espejo tiene la curvatura requerida, podemos ayudarnos de un scanner en 3D mediante *fringe reflection technique*, que proyecta líneas paralelas sobre la superficie a medir y recibe la luz reflejada gracias a una cámara digital. Cada línea está identificada y la anchura de su reflejo da idea de la inclinación de la superficie. (Haberle, 2003)

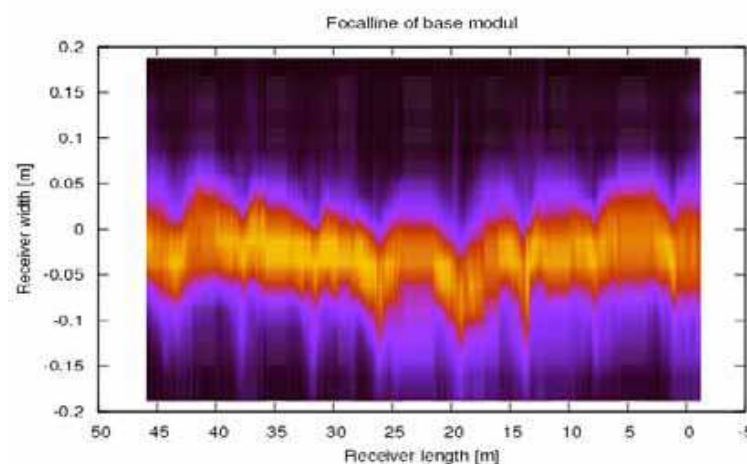


Figura 27: Mediciones de eficiencia óptica en la planta PE1

4.2.4 Tubo absorbedor

El tubo absorbedor está protegido por un cristal delantero y un espejo trasero (reflector secundario) que ayuda a aprovechar los rayos más oblicuos.

Por el interior del tubo circula agua, que entra en estado líquido y atraviesa el colector, evaporándose y llegando a alcanzar los 270°C .

Un tubo absorbedor debe diseñarse atendiendo a los siguientes criterios:

- La transferencia de calor entre el absorbedor y el agua que circula por él debe ser la máxima posible. Esto se consigue gracias a la utilización de un material y un espesor adecuados. Un buen material es el acero 304 (AISI), con alto porcentaje de Cromo y Níquel.



- La distribución de Temperaturas a lo largo del tubo debe ser uniforme. La distribución no uniforme causaría una acelerada degradación del material.

Las características de estos tubos dependen del fabricante. En la figura siguiente podemos ver un ejemplo.

CLFR tubo absorción

Material	304 (AISI) / X5CrNi189 (DIN)	
Longitud	1980 ± 2 mm	
Diámetro	70.5 + 0.5/-0.0	
Espesor del tubo de acero	4 + 0.5/-0.0	
Curvatura	≤1 mm/m	
Grado de elipse	≤0.40 mm	
Plano de las terminaciones	≤0.20 mm	
Angulo lateral	45° × 2 mm	
Longitud de terminaciones sin recubrimiento	15 mm	
Rectitud	2 mm/meter	
Recubrimiento	Absorción	93 % ~ 95 %
	Emisión	10 % ~ 13 %
Novatec test de dureza de 300 horas a 350°C		



Figura 28: Tabla de características de un tubo absorbedor CSP10 Zytech

4.2.5 Reflector secundario

Se trata de un espejo que envuelve al tubo absorbente y trata de aprovechar los rayos más oblicuos para así mejorar el rendimiento del sistema.



Figura 29: Esquema simplificado del reflector secundario en la planta PE1



Una gran diferencia de los LFC respecto a los CCP es que no hay vacío ni soldaduras vidrio-metal en el tubo absorbente. El tubo está dentro de una cavidad para evitar las pérdidas por convección pero hay aire y por tanto pérdidas por conducción. Y para que las dilataciones del tubo (que pueden llegar a suponer 6 metros si el tubo es de 1km) no afecten a la estructura, éste se sujeta con perfiles U a la cavidad.

La luz pasa por un vidrio de transmitancia cercana al 95%, para lo cual hay que darle tratamiento antirreflejante. Luego puede llegar directamente al tubo o reflejarse en el espejo secundario que es de mejor calidad y está más limpio que el primario, de modo que refleja el 95%. La forma de este reflector trata de que todos los rayos que le lleguen se reflejen hacia el colector.

En la Figura 30 se puede apreciar un trazado de rayos en el colector secundario, diferenciados por su temperatura.

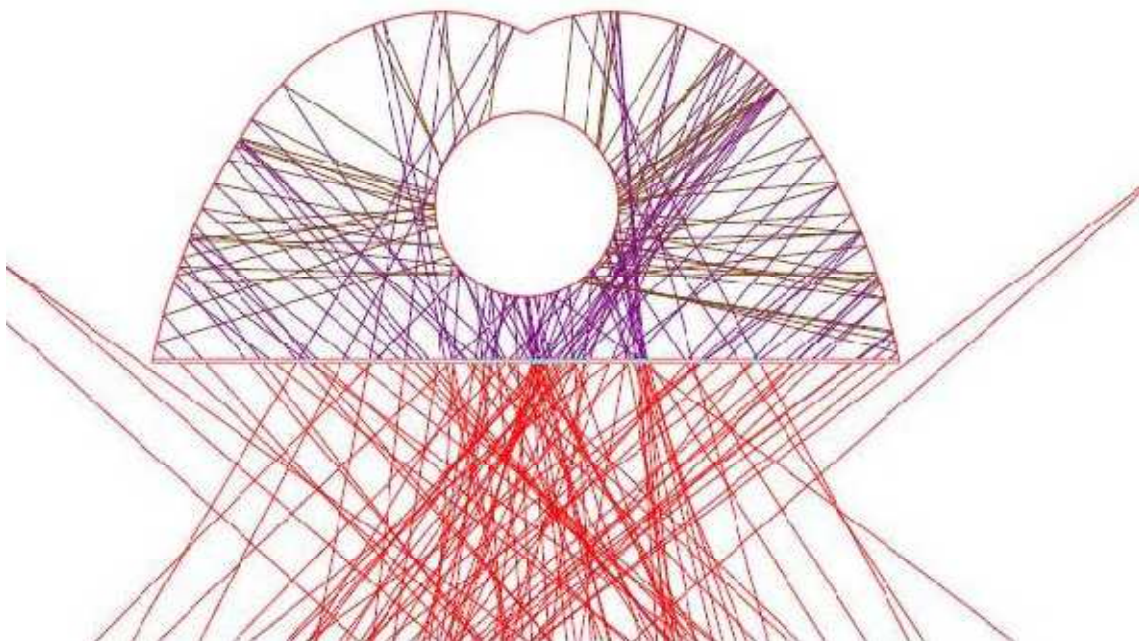


Figura 30: Trazado de rayos en el colector secundario, los rojos llevan el 90% de la intensidad incidente porque han atravesado el cristal y los marrones el 81% porque han sido reflejados en el secundario.



4.3 Esquema de una planta de colectores Fresnel

Aparte del colector, una instalación lineal fresnel evidentemente cuenta con otros elementos necesarios para la producción de energía eléctrica. El esquema de una planta de esta tecnología es muy similar al de una planta de generación directa de vapor con CCP, visto con anterioridad.

El recorrido que hace el agua a través de toda la instalación es el siguiente:

El agua que atraviesa el campo solar (1) llega a un separador (2) donde el poco líquido restante vuelve a entrar al colector empujado por la bomba de recirculación (9). Si la capacidad de generar electricidad está cubierta, ese vapor pasará a un almacén (3) para poder seguir generando cuando no haya tanta radiación. Si no, llega a una turbina (4) que acciona un generador eléctrico (5). Esta electricidad pasa por unos transformadores antes de llegar a la red (10). El fluido termina de enfriarse en un condensador por aire (6) y llega al tanque de alimentación (7) donde se acumula el agua y se deja que repose para que salgan las posibles burbujas de aire. Y de ahí la bomba de alimentación (8) hace que el agua comience otra vez el ciclo.

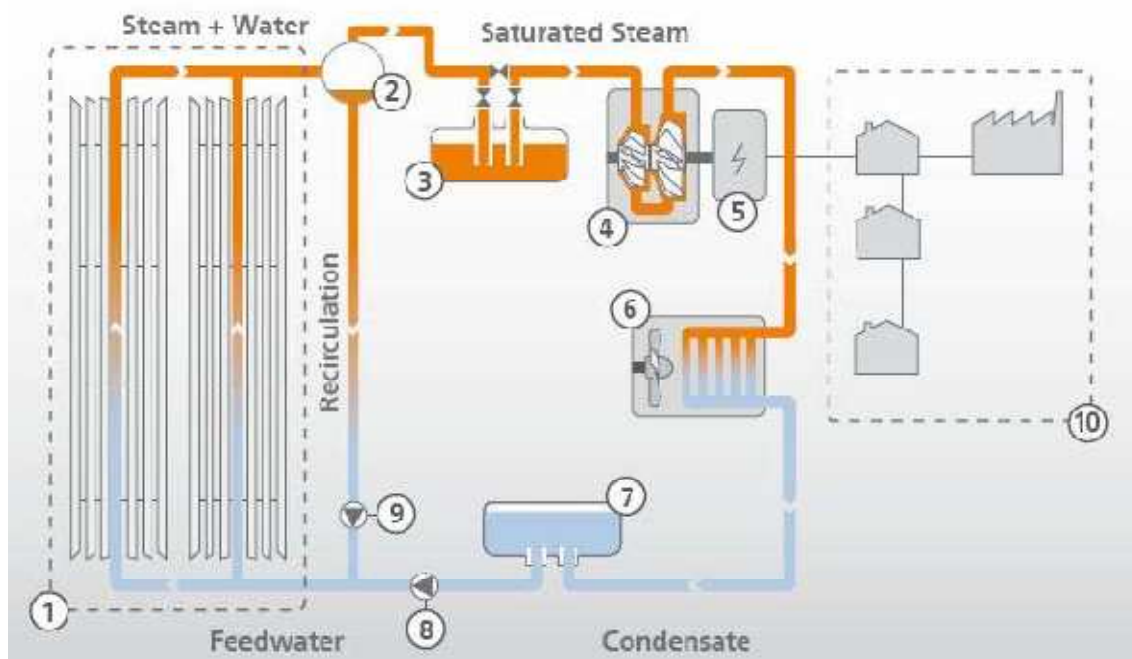


Figura 31: Esquema de la planta Puerto Errado 1, en Calasparra (Murcia)

4.4 Evolución de la tecnología de concentración solar mediante colectores lineales fresnel



4.4.1 Evolución en el diseño del colector

El primer proyecto de colector lineal fresnel se construyó en Francia en el año 1961. Desde entonces pasaron muchos años hasta que se retomó el interés y la investigación en esta tecnología (Mills, 2004).

Tuvo que ser en la década de los 90 cuando Australia retomó la investigación y el desarrollo de la tecnología Fresnel. En el año 1995, la Universidad de Sidney patentó un nuevo sistema de colector lineal fresnel al que denominó CLFR (Compact Linear Fresnel Reflector).

Esta tecnología se basa en disponer varios tubos absorbedores en paralelo dentro de un mismo campo solar. Los reflectores primarios pueden alternar su inclinación para reflejar los rayos a uno u a otro tubo colector como se ve en la Figura 32. De esta forma se consigue aprovechar mejor el terreno, colocando los reflectores primarios más juntos sin que se den sombra unos a otros.

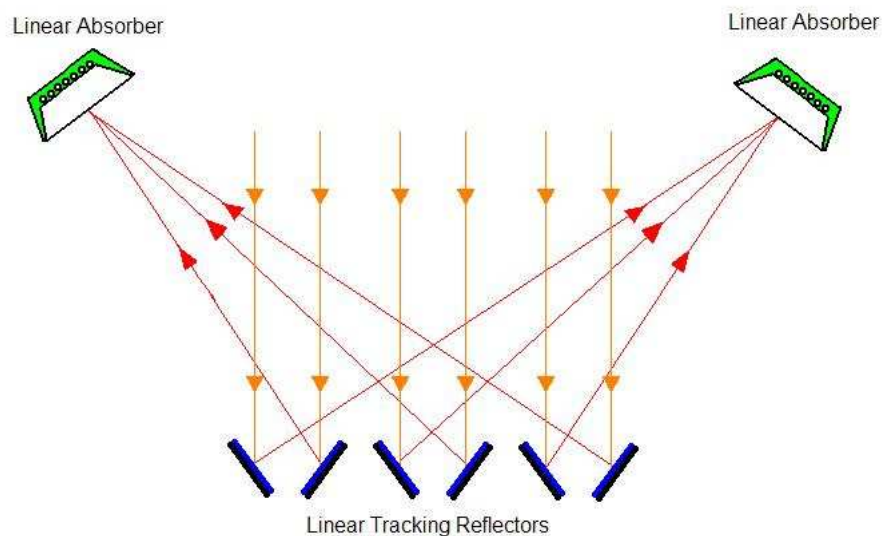


Figura 32: Esquema de la reflexión solar con inclinación alterna de los reflectores primarios

En la última década, el progreso ha sido muy lento pero diversos estudios han implementado el diseño de los colectores, consiguiendo mejores eficiencias ópticas, gracias a la mejora del tubo absorbedor y la incorporación del reflector secundario (Mills y Morrison, 1999).

4.4.2 Instalaciones con colectores fresnel



4.4.2.1 El prototipo de Solarmundo en Bélgica

Para conocer los posibles problemas de la construcción de un LFR, en 1999 se construyó uno de 2500 m² en Bélgica, a pesar de que allí no hay mucho sol. Se trataba de conocer las técnicas y materiales ideales, pero rara vez se ha puesto en funcionamiento y los resultados son de modelos por ordenador, no medidos en planta. Su eficiencia óptica con radiación perpendicular es del 61%, contando con las pérdidas térmicas si funcionase a 400°C, la eficiencia del colector queda en 55% (Haberle et al., 2003).

Contando con las variaciones diarias y anuales resulta un 34,5% y al añadir la generación eléctrica: $\eta_{\text{anual}}=11\%$.

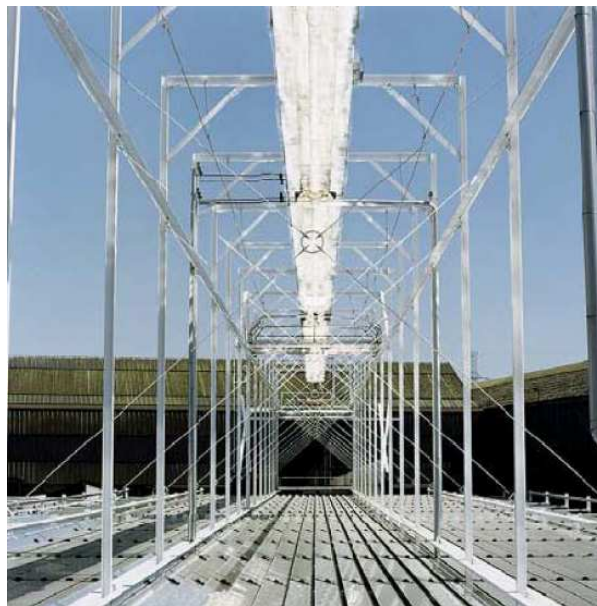


Figura 33: Instalación de Solarmundo

4.4.2.2 Liddel Solar Thermal Station



Figura 34: Planta Liddell en Australia

Se la puede considerar la primera planta comercial con tecnología fresnel en el mundo. Se sitúa en Nueva Gales del Sur (Australia) y fue construida por la compañía Ausra.

No se trata de una planta termoeléctrica en sí misma, sino que es una planta de apoyo, adyacente a la central térmica de carbón de la empresa Macquarie Generation's.

La primera fase se completó en 2004, cubriendo un área de 1300 m² (aprox. una piscina olímpica). En 2005 comenzó la 2ª Fase finalizada en 2008, que actualmente genera 9 MWt.

La estación precalienta el agua a 285°C, para suministrarla a las turbinas de la central térmica, lo que supone un ahorro en el consumo de carbón. (Lovegrove y Dennis)

El proyecto final contempla ampliar la planta en un futuro, hasta completar una instalación capaz de producir 25 MWe.

Algunas características de este proyecto:

- 1) El agua circula a 7,5m de altura
- 2) Los reflectores tienen 600m longitud de y 1,6m de anchura
- 3) Se calcula que podría suministrar 100-125 MWe por km²
- 4) El LEC de la central conjunta sería de 0.063 €/kWh
- 5) Período de amortización: 5 años



Por ahora la planta solar de Liddell se ha quedado en la fase de demostración, generando únicamente 9MWt.

4.4.2.3 Kimberlina Solar Thermal Energy Plant

Situada en Baskerfield, California. Ha sido construida y puesta en funcionamiento por la compañía Ausra en Marzo de 2008.

Se basa en la tecnología CLFR y consta de **3 líneas colectoras** (véase Figura 35: Vista aérea de la planta Kimberlina) que generan 25 MWt, conduciendo el vapor a una turbina que genera **5 MWe**.

La planta es capaz de producir 225.000 MW-hora cada año por kilómetro cuadrado. Los 40.000 m² que ocupa la planta actualmente son sólo la primera fase de prueba del proyecto, que contempla ser ampliado en un futuro.



Figura 35: Vista aérea de la planta Kimberlina

El campo solar ocupa 26.000m² y sus tres líneas colectoras tienen una longitud de 385m.

Aunque pretende ser ampliada en un futuro, la planta Kimberlina por ahora sigue operando en esta fase de demostración. Ausra pretendía construir una gran planta en California después de haber demostrado la viabilidad con la planta Kimberlina. El proyecto consistía en la construcción de la planta "Carrizo Energy Solar Farm", que ocuparía 260 hectáreas y produciría 177 MW.

Finalmente este proyecto quedó abandonado tras vender la compañía los terrenos donde iba a ser construida.



4.4.2.4 Lazo Fresdemo

El lazo FRESDEMO es una planta piloto para la demostración de la tecnología de concentración solar denominada 'Concentrador Lineal' Fresnel.

Se trata de un módulo de 100 m de longitud y 21 m de ancho, con una superficie total de espejo primario de 1.433 m². Esta superficie de espejo se distribuye en 1.200 facetas que están montadas sobre 25 filas paralelas que abarcan toda la longitud del lazo. Este lazo colector está diseñado para la producción directa de vapor a una presión máxima de 100 bar y una temperatura máxima de 450. *(Informe 08/09 - PSA)*



Figura 36: Foto del colector FRESDEMO en la PSA

En la actualidad, este lazo se conecta mediante tuberías a la instalación DISS (Direct Solar Steam) de la PSA, desde donde se le suministra vapor de origen solar a diferentes regímenes de presión y temperatura con el fin de realizar ensayos en tres regímenes de trabajo diferentes: precalentamiento, evaporación y sobrecalentamiento.



4.4.2.5 La central de Puerto Errado (PE1 y PE2)

La Puerto Errado 1 fue construida por Novatec Biosol en Calasparra (Murcia). Esta central tiene dos líneas de colectores de 16x980 m cada una, ocupa 18.000 m² de superficie especular y produce una potencia nominal de 1,4 MWe (9,3 MWt). Esta potencia eléctrica es obtenida mediante una turbina Siemens SST-120.



Figura 37: Fotografía del campo solar de la planta PE1

La producción que esperan al año en la planta es de 2000 MWh. La planta trabaja a presiones entre 35 y 55bar, y temperaturas de entrada de unos 70°C y de salida de 270°C. El fabricante detalla que la eficiencia óptica es del 67% en estos momentos, y se calcula que será de al menos 63.7% tras 25 años de funcionamiento.

Uno de los puntos que el fabricante resalta para “vender” su tecnología es la facilidad de limpieza y mantenimiento de los colectores. En la siguiente figura se aprecia la automatización de esta limpieza, con un robot, mucho más sencilla que en los colectores CCP.



Figura 38: Limpieza automatizada de los espejos en la PE1

La radiación solar se concentra en una línea focal a una altura de 7.40m, donde se encuentra el tubo absorbedor.

El sistema de refrigeración se realiza mediante condensadores de aire, lo que supone un considerable ahorro de agua.

La planta también cuenta con un sistema robotizado que limpia las distintas líneas de espejos y una caldera de energía solar que puede ser utilizada en plantas de energía solar, plantas de desalinización y en diversos procesos industriales.

Novatec Biosol ha desarrollado el sistema modular NOVA-1 que permite ser escalable desde 1 MW hasta cientos de ellos.

Cada uno de los módulos NOVA-1 cuenta con todos los componentes necesarios para la generación de vapor: cimientos, estructura soporte, reflectores primarios, unidades receptoras y sistema de seguimiento solar.

El módulo básico NOVA-1 consiste en 128 reflectores primarios, dispuestos en 16 filas paralelas, con un área de apertura de 513.6m². Los módulos básicos se unen longitudinalmente para formar una fila colectora.

Filas colectoras de las siguientes dimensiones pueden ser utilizadas para formar un campo solar de cualquier tamaño:

Mínima longitud de la fila: 5 módulos, 224 metros

Máxima longitud de la fila: 22 módulos, 985 metros

La planta Puerto Errado 1 (PE1) cuenta con 36 módulos NOVA-1 que ocupan 18.000 m².



Desde 2009, esta planta está conectada a la red local y vende electricidad a las localidades cercanas.

Pero la planta PE1 sólo se trata de una planta de demostración para otra que ya está siendo construida aneja a ella, la planta PE2 (Puerto Errado 2) que utilizará varios cientos de módulos, ocupará 300.000 m² y generará 30MWe.

Actualmente (mes de Mayo de 2011) se encuentra en fase de obras y se prevé que pueda entrar en operación en Marzo de 2012.



Figura 39: Estado de las obras de la planta PE2 en Abril de 2011



4.4.2.6 Kogan Creek Solar Boost Project

CS Energy y Areva están construyendo una gran planta CLFR en el suroeste de Queensland (Australia).

Tendrá una potencia nominal de 44MW que se añadirán a los 750 MW de la planta térmica de carbón aneja a ella.

Así pues, la Kogan Creek Solar Boost será una planta de apoyo que alimentará de agua al sistema para incrementar la eficiencia de la planta de carbón y disminuir su consumo fósil.

Los 44 MW de potencia nominal reportan unos 23 MW de potencia media, lo que se traduciría en 40 gigawatios hora de electricidad cada año.

Permitiría el abastecimiento de energía para 5000 hogares y consigue ahorrar el equivalente a 35600 toneladas de CO₂ al año.

Ocupará una extensión de 300000m². Su presupuesto es de 98.8 millones de \$ y entrará en operación en el año 2012.

En la siguiente figura vemos dónde se situará esta instalación aneja a la planta de carbón.



Figura 40: Vista aérea de la planta de carbón y esquema de la situación de la planta CLFR



CAPÍTULO 5:

DIMENSIONADO BÁSICO DE UNA CENTRAL DE GENERACIÓN DIRECTA DE VAPOR

5.1 Introducción

En los capítulos anteriores hemos hablado sobre la tecnología de los colectores cilindro-parabólicos y los colectores lineales fresnel, siendo ambas opciones métodos de obtención de electricidad a través de la generación directa de vapor. Así pues, conviene hacerse varias preguntas: ¿Cuál es la opción más atractiva? ¿Qué ventajas e inconvenientes presenta cada una de ellas? ¿Son mejores que la tecnología HTF? ¿Por cuál debemos apostar en un futuro? ¿Son competitivas con los combustibles fósiles?

El primero paso para tratar de dar respuesta a estas preguntas será enumerar las ventajas e inconvenientes que presentan las tecnologías GDV frente a la tecnología HTF, que ha sido la imperante hasta ahora en la energía solar termoeléctrica.

5.2 Ventajas e inconvenientes (GDV vs HTF)

Ventajas:

- 1) Al tener agua como fluido de trabajo, se eliminan tanto el riesgo de fugas contaminantes como el de incendio debido al aceite térmico.
- 2) Se puede aumentar la Temperatura máxima del ciclo de potencia por encima de los 400°C en las centrales termoeléctricas. Este límite venía impuesto por la rápida degradación del aceite sintético a altas temperaturas.
- 3) Permite la reducción del campo solar para una misma generación eléctrica. Eliminando el fluido intercambiador aumentamos el rendimiento global de la planta, reducimos sus instalaciones y eso supone una menor inversión.



4) Menor uso de material para la construcción del campo solar, con su consecuente reducción de costes. La tecnología fresnel utiliza 28kg/m² de campo solar, frente a los 135 kg/m² de un CCP.

5) Se simplifica la configuración de la planta. No sólo se elimina el intercambiador de calor sino también todos los sistemas auxiliares del circuito de aceite (sistema antiincendios, antifugas, sistema de purga y sistema de intertización). Esta simplificación supone una reducción sensible y muy beneficiosa en la cuantía de la inversión inicial.

6) Reducción en los costes de operación y mantenimiento. Esto es debido a que los circuitos de aceite térmico requieren una reposición anual del 4% del fluido. También requieren una protección anticongelante temperaturas ambiente bajas. El aceite térmico más utilizado es el denominado Therminol VP-1, que posee una temperatura de congelación de 12 °C y obliga a mantener en todo momento al aceite por encima de esa temperatura.

7) Las numerosas aplicaciones del vapor saturado, ya que puede enviarse directamente a una turbina de vapor para generar energía eléctrica; pero, además, se puede utilizar en numerosas industrias que usan calor, como la extracción de carbón, petróleo y gas, las plantas desaladoras y de cogeneración y en los procesos de manufacturación en las industrias de alimentación, papelería, textil y químicas, entre otras.

Inconvenientes:

- Necesidad de tuberías, válvulas y accesorios más fuertes, con paredes más gruesas que sean capaces de soportar unas mayores presiones de trabajo. Este aumento de la presión de trabajo aumenta el precio de los componentes.

- Si se opta por instalar los tubos absorbedores rígidamente, con los colectores girando alrededor de ellos, se requieren unas estructuras soporte más pesadas con el fin de conseguir una buena rigidez.

- Debido al flujo bifásico existente en el campo solar y a las diferentes propiedades termodinámicas que poseen el agua líquida y el vapor, los sistemas de control necesarios en un sistema GDV son más complejos y costosos que los empleados con HTF.



En los años 90, científicos de la PSA elaboraron un balance global estudiando y cuantificando económicamente ambas opciones.

Este balance resultó ser positivo para la Generación Directa de Vapor (Ajona y Zarza, 1994) y alentaba de forma clara al desarrollo de la tecnología GDV.

Dicho esto parece muy atractiva la opción GDV, pues así ha quedado demostrado en diversos estudios y en experiencias en centrales pre-comerciales.

Ahora bien, centrándonos en el agua como fluido de trabajo, tenemos dos tipos de colectores: los Fresnel y los CCP. Conviene compararlos pues, tratando de determinar las ventajas e inconvenientes de cada una de estas opciones.

5.3 Ventajas e inconvenientes (Fresnel vs CCP-GDV)

Ventajas

- Menores costes de construcción: se utiliza un diseño modular más rápido y sencillo con un montaje de alta precisión.
- Capacidad de producción escalable.
- Construcción automatizada de los componentes clave.
- Utiliza menos espacio que otras tecnologías al no requerir un terreno perfectamente llano.
- Visualmente menos intrusivo: los reflectores no superan los 1,2 m de alto.

Inconvenientes

- El colector Fresnel tiene un factor de concentración inferior al que se consigue con un colector cilindro-parabólico. Así pues se consiguen temperaturas menores de vapor y la eficiencia energética es menor.
- La tecnología Fresnel está menos estudiada que la CCP, la cual tiene un amplio desarrollo a lo largo de los años.



- Los espejos fresnel producen sombreamientos unos sobre otros en las primeras y en las últimas horas del día. Esto es debido a la proximidad entre las filas y ocasiona una pérdida de generación eléctrica en esas horas.

En el presente proyecto, se ha considerado que la mejor forma de establecer una comparación de la tecnología Fresnel con la CCP es dimensionar una planta Fresnel y contrastarla con los estudios que se han realizado sobre CCP.

5.4 Dimensionado de una central con colectores lineales Fresnel

Esta tecnología está dando sus primeros pasos para el desarrollo comercial y es tarea difícil encontrar en la bibliografía datos concretos sobre las plantas que se encuentran en funcionamiento. Del mismo modo, a diferencia de la tecnología CCP, no se pueden encontrar catálogos comerciales de sus elementos principales.

Únicamente dos compañías energéticas en el mundo están actualmente construyendo plantas CLFR. Estas compañías son: Areva Solar y Novatec Biosol.

Basándonos en los pocos datos que proporcionan estas compañías, en las experiencias de la PSA, así como en los datos teóricos, en las siguientes páginas se intentará hacer el dimensionado básico de una central CLFR. Se busca analizar y elegir los distintos elementos y parámetros que definirán la central termosolar de tecnología lineal Fresnel que se utilizará como modelo de estudio.

Los aspectos que se van a tratar abordan los siguientes campos:

- Ubicación geográfica
- Potencia nominal de la planta
- Tipo de colector
- Tubos absorbedores empleados en el campo solar
- Tamaño del campo solar
- Tamaño y tipo del sistema de almacenamiento



- Turbina de vapor utilizada
- Apoyo fósil

Como punto de partida nos centraremos en las centrales termoeléctricas Fresnel construidas en la actualidad y en los resultados de éstas.

5.4.1 Ubicación geográfica. Análisis del potencial solar de un emplazamiento

5.4.1.1 Conceptos generales sobre radiación

Para poder evaluar el recurso solar del cual se dispone al instalar una central termosolar es preciso conocer el período de tiempo que estará expuesto al Sol a lo largo del año y la intensidad con que llegará su energía.

Estos parámetros dependen de factores generales como la localización geográfica, y factores locales como la inclinación, orientación y obstáculos del emplazamiento.

Es preciso pues, antes de elegir un emplazamiento, explicar todos los factores que influyen en la energía recibida del Sol y las técnicas a utilizar para realizar una correcta evaluación del recurso solar disponible.

En primer lugar haremos referencia a dos conceptos a los que se hace referencia en numerosas ocasiones y cuyo significado conviene aclarar:

Irradiancia solar: Es la energía que incide por unidad de tiempo sobre una superficie de terreno determinada. Su valor está dado por unidad de tiempo por lo que hace referencia al concepto de potencia y la unidad empleada para referirnos a ella es el W/m^2 y sus múltiplos.

Irradiación o radiación solar: Se obtiene al integrar la irradiancia entre un determinado tiempo inicial y final, por lo tanto constituye la energía que incide sobre una determinada superficie. Tiene unidades de energía por lo que se expresa empleando las unidades de Wh/m^2 o J/m^2 y sus múltiplos.

Ahora se hará referencia a las distintas componentes que tiene la radiación global que llega a la Tierra. La radiación global es el resultado de la



unión de la radiación directa (HD), la radiación difusa (Hd) y la radiación reflejada (Hr).

$$H_g = H_D + H_d + H_r$$

Radiación directa: Su procedencia es directamente del Sol, así que no ha sufrido ningún tipo de modificación. Este tipo de radiación tiene una única dirección de incidencia y posee la particularidad de poder ser concentrada. Es la única componente que puede ser aprovechada mediante los colectores solares de concentración.

Radiación difusa: Su procedencia no es directa del Sol, ha sufrido cambios de dirección debido a las reflexiones y refracciones producidas al atravesar la atmósfera. La radiación difusa no dispone de un único ángulo de incidencia y, por tanto, no se puede concentrar.

Radiación reflejada: También llamada radiación de albedo. Es la componente que procede de la reflexión producida por los elementos de la superficie terrestre y el valor de esta reflexión dependerá del coeficiente de reflexión o coeficiente de albedo de cada tipo de superficie.

Por otro parte, hay que indicar que la radiación que llega a la superficie está condicionada por diversos factores climáticos y astronómicos.

Como **factores climáticos** nos referimos a los responsables de la atenuación del espectro de la radiación solar. Entre estos factores destacamos las nubes, el ozono y el vapor de agua, entre otros. Son estos fenómenos los que provocan que la radiación esperada en la Tierra no sea finalmente la que medimos en su superficie.

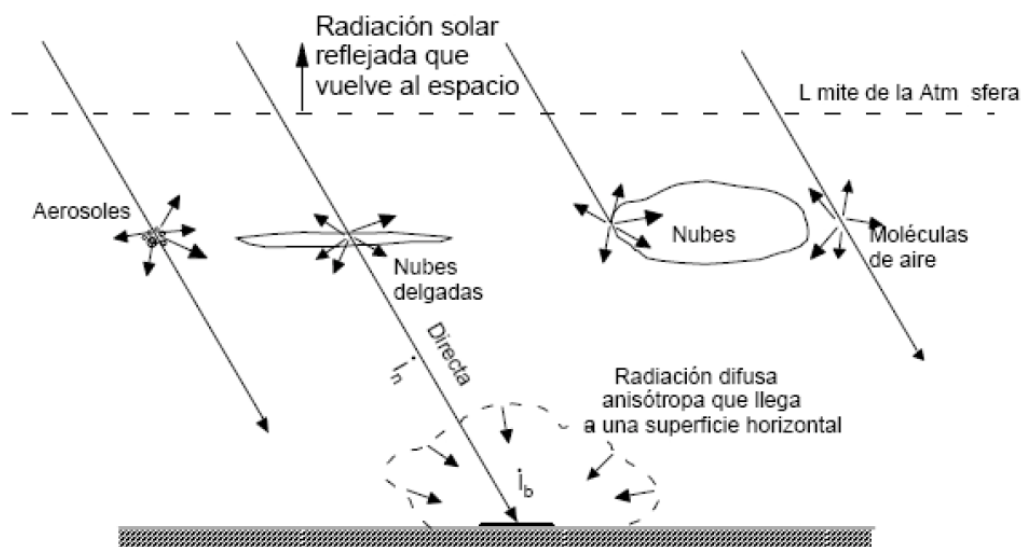


Figura 41: Radiación que llega a la superficie de la Tierra



Así pues, es evidente que las medidas de radiación variarán entre un día sin nubes y otro con nubes, como podemos ver en la siguiente figura.

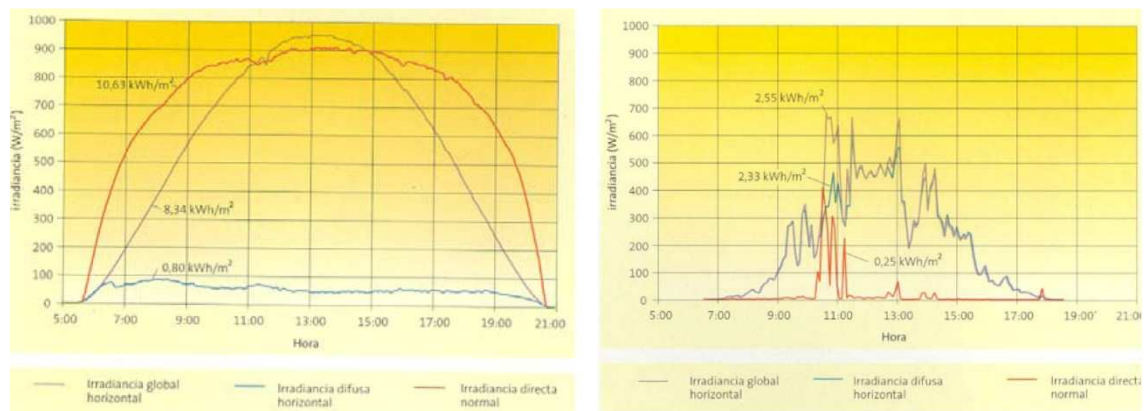


Figura 42: Gráficas de las medidas de radiación en un día sin nubes (izquierda) y otro con nubes (derecha). (Fuente: Junta de Andalucía)

Por **factores astronómicos** entendemos la localización del lugar donde midamos la radiación. La geometría de la Tierra respecto al sol, define el recorrido de la radiación a través de la atmósfera y el ángulo de incidencia de los rayos.

De esta manera, la posición del sol en cada emplazamiento y en cada instante está determinada por la altura solar y el azimuth, factores que condicionan la radiación recibida a cada momento.

Parece evidente que para emplazar y dimensionar cualquier central de generación energía es fundamental conocer la disponibilidad energética que tenemos en la zona, de forma cualitativa y cuantitativa.

En el caso de las centrales solares, esta disponibilidad energética hace referencia a la radiación solar, y más concretamente a su componente directa. Para conocer esta disponibilidad debe efectuarse lo que se conoce como un estudio de radiación.

Dicho estudio de radiación pretende conocer los datos de radiación en un emplazamiento y para ello es posible recurrir a distintas fuentes de información tales como:

- Estaciones meteorológicas
- Modelos matemáticos
- Atlas solares, tablas y bases de datos



En las estaciones meteorológicas, existen varios aparatos, unos más costosos que otros, que son utilizados para medir las diferentes componentes de la radiación solar. Los más utilizados son: el heliógrafo, que mide las horas de sol; el piranómetro, que mide la radiación global, el piranómetro de difusa, y el pirheliómetro, para medir la radiación directa.

Los modelos matemáticos permiten calcular la irradiancia solar que se recibe en cualquier situación de la superficie terrestre. Estos modelos pueden presentar una mayor o menor complejidad, asociada a su precisión.

Los atlas solares, las tablas y las bases de datos nos proporcionan la información recopilada por diversas fuentes sobre radiación solar.

Dentro de las bases de datos de datos son de destacar dos importantes y de fácil acceso: el PVGIS, para Europa y África; y el proporcionado por la NASA, para cualquier posición del planeta.

Estas bases de datos serán las consultadas a la hora de hacer el estudio de radiación de este proyecto.

Retomando el tema de la elección del emplazamiento idóneo, es evidente que una central termoeléctrica deberá localizarse en lugares donde podamos aprovechar en mayor medida la radiación solar. Como ya hemos explicado la única componente de la radiación solar que podemos aprovechar mediante los colectores solares de concentración es la llamada radiación directa. Así pues, es comprensible que se deberá emplazar la central en un lugar donde tengamos altos valores de radiación directa a lo largo del año.

Son especialmente idóneas en este sentido las regiones áridas del planeta, donde la poca nubosidad no interfiere la llegada de radiación.

Para hacer una buena elección se puede hacer alusión al concepto de cinturón solar, que es la región del planeta situada alrededor de los 40 grados latitud norte y los 35 grados latitud sur. Los países situados en esta zona tienen buenos valores de radiación directa y podrían ser un buen emplazamiento para centrales solares.

Según un informe de Greenpeace de 2009 las zonas que cuentan con mejores condiciones para la instalación de centrales son el Norte y Sur de África, los países mediterráneos, lugares desérticos de la India y Pakistán, Oriente Próximo y Oriente Medio, partes de Brasil y Chile, México, la zona Sur-Oeste de Estados Unidos y Australia.



Este informe de Greenpeace escoge las zonas que cuentan con una irradiación solar mayor de 2000 kWh/m²/año, definiendo como los mejores emplazamientos aquellos que cuentan con unos valores mayores de 2800 kWh/m²/año.

En las siguientes figuras podemos ver dos mapas de radiación solar que ilustran estas afirmaciones.

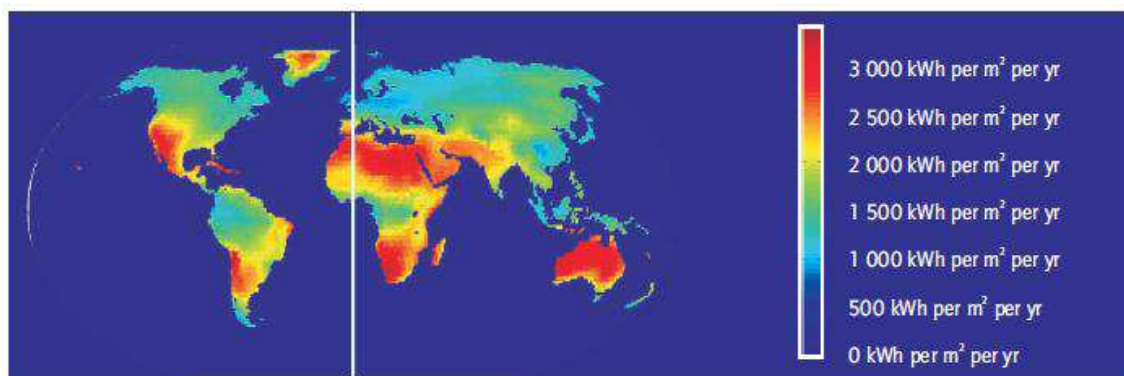


Figura 43: Valores medios de radiación solar en el mundo
(Fuente: International Energy Agency, 2010)

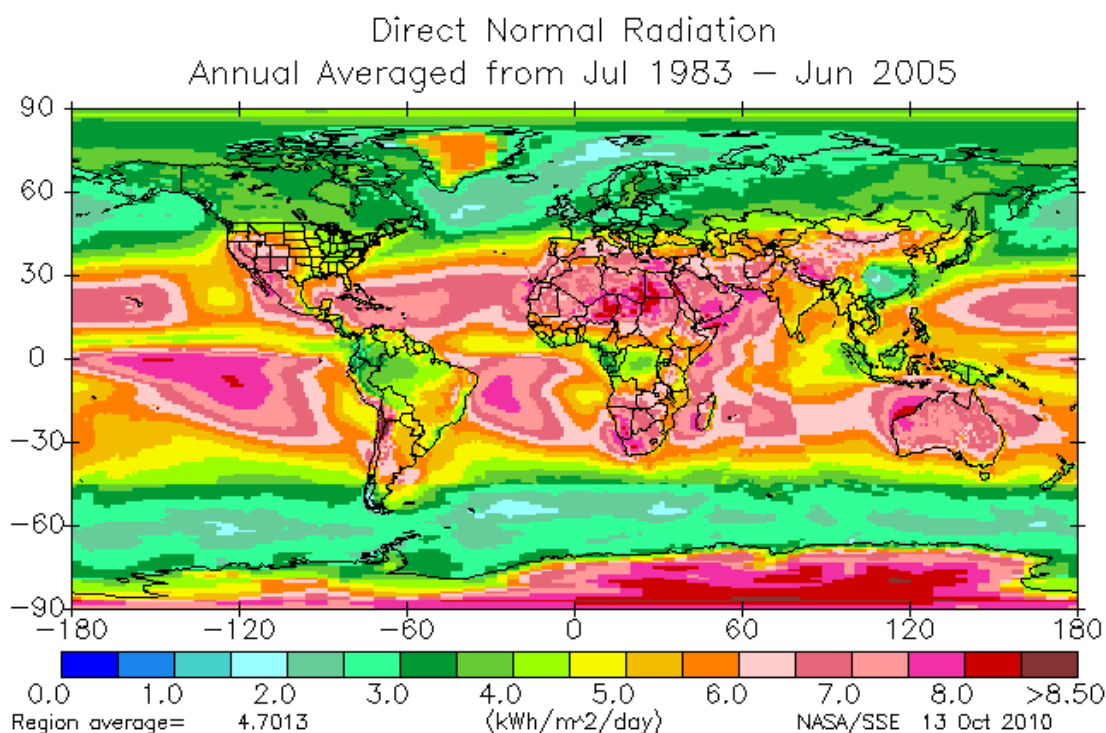


Figura 44: Valores medios anuales de radiación solar directa en el mundo
(Fuente: NASA)

En el caso concreto de querer situar la central en nuestro país podemos acudir a los mapas elaborados por IDAE (Instituto para la Diversificación y el ahorro Energético). En ellos se divide al país en cinco zonas climáticas



atendiendo a sus valores de irradiancia. Estos valores son los representados en la siguiente Tabla:

Zona climática	MJ/m²	kWh/m²
I	< 13,7	<3,8
II	13,7 - 15,1	3,8 - 4,2
III	15,1 - 16,6	4,2 - 4,6
IV	16,6 - 18	4,6 - 5
V	>18	>5

Tabla 2: Zonas climáticas en España, según IDAE

Atendiendo a esta clasificación, el IDAE elabora un mapa de España diferenciando sus cinco zonas climáticas, como se puede ver en la Figura 45.

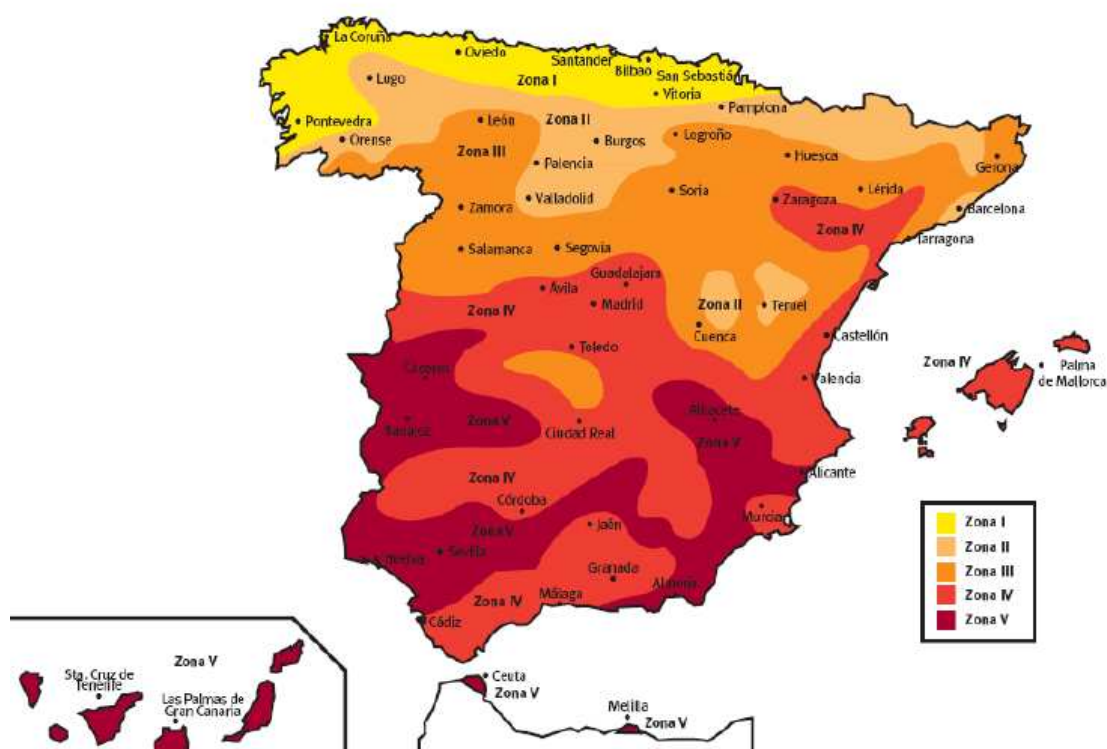


Figura 45 Mapa de las distintas zonas climáticas en España, según IDAE

5.4.1.2 Análisis y elección de los distintos emplazamientos



Se va a llevar a cabo un estudio sobre tres posibles emplazamientos de nuestra central termoeléctrica: ciudad de Zaragoza, la Plataforma Solar de Almería y en desierto del Sahara.

Para obtener los datos de radiación normal directa, acudiremos a las bases de datos NASA, disponibles para cualquier usuario a través de internet. En estas se proporcionan de manera clara los datos de radiación solar directa en cualquier emplazamiento.

NASA (<http://eosweb.larc.nasa.gov/sse/>)

1. Ciudad de Zaragoza,

Situación geográfica: 41° 65' latitud Norte y 0° 88' latitud Oeste.

Radiación normal directa (kWh/m²/día)

Mes	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Media de los últimos 22 años	3,42	4,97	5,85	5,67	5,95	6,90	7,32	6,42	5,50	4,14	3,50	2,95

Media anual: 5.22 kWh/m²/día

2. Plataforma Solar de Almería, Desierto de Tabernas

Situación geográfica: 37° 05' latitud Norte y 2° 21' Longitud Oeste.

Mes	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Media de los últimos 22 años	4,28	4,83	5,44	5,85	6,14	7,66	7,84	6,90	5,62	4,57	4,04	3,73

Media anual: 5.59 kWh/m²/día

3. Desierto del Sahara



Situación geográfica: 24° 30' latitud Norte y 22° 12' latitud

Esta ubicación corresponde a la zona Este de Libia. Se ha elegido esta zona debido a que es una de las escasas zonas del planeta donde, acorde con los datos de la NASA, la radiación solar directa media anual supera los 8.5 kWh/m²/día.

Mes	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Media de los últimos 22 años	6,56	7,81	8,00	8,58	9,34	10,3	9,97	9,50	8,90	8,44	7,75	6,98

Media anual: 8.52 kWh/m²/día

5.4.1.3 Elección final del emplazamiento

En la elección real del emplazamiento de una central termoeléctrica hay que atender a numerosos factores. Algunos de estos factores son: disponibilidad de agua, situación política del país, ayudas gubernamentales, conexión a la red, precio de los terrenos, etc.

Si se atendiera únicamente a los datos de radiación directa, el mejor emplazamiento para la central sería en el desierto del Sahara. No obstante, se ha decidido emplazar la central en nuestro país, más concretamente en el desierto de Tabernas (Almería). El impulso de nuestro país a las energías renovables hace aconsejable esta decisión, gracias a las primas que se le da a la industria termoeléctrica que favorecen la rentabilidad de las centrales.

5.4.2 Potencia nominal. Dimensionado de la instalación

Como ya se ha visto en apartados anteriores, por el momento no se han construido plantas fresnel en el mundo de potencia superior a 5MWe.

Actualmente se encuentran en construcción dos centrales a gran escala que está previsto que entren en operación en los próximos años, éstas son la Puerto Errado2 (30MW) en Calasparra (Murcia) y Kogan Creek (44MW) en Queensland (Australia).

Las ayudas en nuestro país para las centrales de energía renovable establecen el límite máximo de potencia nominal en 50 MW. Así pues, si se



desea que la central se beneficie de las primas en la venta de electricidad será necesario dimensionarla con una potencia nominal inferior a 50 MW.

En nuestro caso se ha creído conveniente dimensionarla con una potencia nominal de 45 MW.

5.4.3 Tipo de colector y tubo absorbedor

El tipo de colector que vamos a utilizar viene impuesto por los pocos datos comerciales de los que disponemos.

Para la central a estudiar se elegirá el sistema modular NOVA-1, creado por la empresa NOVATEC-BIOSOL para las centrales PE1 y PE2 situadas en Calasparra (Murcia).

El sistema modular NOVA-1 es el tipo de colector del que más datos disponemos y ya ha demostrado su eficiencia de manera práctica.

5.4.4 Turbinas de vapor utilizadas

Por las mismas razones anteriores, se van a elegir las turbinas de vapor que se están instalando en la planta PE2. Estas turbinas son de la compañía General Electric y proporcionan una potencia nominal de 15 MW cada una.

Así pues, para la potencia nominal de 45 MW que se desea en nuestra planta, serán requeridas 3 turbinas de 15 MW de la compañía General Electric.

5.4.5 Apoyo fósil

Se ha demostrado que el uso de combustibles fósiles, en un pequeño porcentaje, como apoyo al sistema de concentración solar consigue una mejora notable en el rendimiento de las plantas termosolares.

Algunas de las ventajas que proporciona el apoyo de combustible fósil son:

- Permite una generación eléctrica más regular, reduciendo las inestabilidades generadas por las intermitencias de la radiación solar.
- Aumenta la capacidad de producción eléctrica



- Consigue abaratar el coste de la energía eléctrica producida.

El porcentaje de energía generada por el apoyo fósil viene marcada por la normativa legal vigente. El REAL DECRETO 661/2007, del 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial, expone que existen dos posibilidades de venta para las plantas solares termoeléctricas: a tarifa regulada o mediante prima de referencia.

Dice también este Real Decreto que en estas instalaciones se podrán usar equipos que utilicen un combustible para el mantenimiento de la temperatura del fluido transmisor de calor para compensar la falta de irradiación solar que pueda afectar a la entrega prevista de energía.

La generación eléctrica a partir de dicho combustible deberá ser inferior, en cómputo anual al 12 por ciento de la producción total de electricidad si la instalación vende su energía de acuerdo con la opción de tarifa regulada, que estipula la posibilidad de ceder la electricidad al sistema a través de la red de transporte o distribución, percibiendo por ella una tarifa regulada, única para todos los períodos de programación, expresada en céntimos de euro por kilovatio hora.

Dicho porcentaje podrá llegar a ser el 15 por ciento si la instalación vende su energía de acuerdo a la opción prima de referencia, que posibilita vender la electricidad en el mercado de producción de energía eléctrica. En este caso, el precio de venta de la electricidad será el precio que resulte en el mercado organizado o el precio libremente negociado por el titular o el representante de la instalación, complementado en su caso, por una prima en céntimos de euro por kilovatio hora.

La planta Puerto Errado 2 que sirve como modelo de este proyecto no utiliza hibridación con combustible fósil y, por ese motivo, se ha considerado conveniente seguir la misma distribución en este proyecto. No obstante, como posibles mejoras, se contemplaría la posibilidad de contar con un 12% de apoyo fósil que mejore el rendimiento de la planta.

5.4.6 Sistema de almacenamiento

Uno de las mayores virtudes de las centrales solares termoeléctricas frente a otras fuentes de energía renovables es su capacidad de almacenamiento



Los sistemas de almacenamiento permiten a las centrales termosolares una generación de energía eléctrica más estable e independiente de la variabilidad del recurso solar.

Además, la economía, el rendimiento y las estrategias de operación de las plantas se ven enormemente favorecidas por esta posibilidad de almacenamiento al poder adaptarse mejor a las necesidades de la demanda del mercado eléctrico.

Con un sistema de almacenamiento sería aconsejable acudir al mercado eléctrico con discriminación horaria, pues el almacenamiento permitiría almacenar energía en horas-valle y vender la electricidad en horas-pico, donde el precio de la electricidad es más alto. De esta forma se conseguirían mayores beneficios y una planta más rentable.

No obstante, el poco desarrollo de la tecnología fresnel hace que todavía no se hayan proyectado centrales de este tipo con almacenamiento térmico. Esto probablemente es debido a que la temperatura alcanzada por el agua al paso por el colector fresnel no es tan elevada como en otras tecnologías de generación termoeléctrica, lo que no hace aconsejable su almacenamiento térmico.

Así pues, siguiendo el modelo de las plantas de Puerto Errado, la central que se está dimensionando en este proyecto tampoco dispondrá de almacenamiento térmico.

5.4.7 Tamaño del campo solar

En este punto se calcularán los datos necesarios para el dimensionamiento del campo solar como la potencia térmica necesaria, el área de superficie especular, el número de colectores, el número de filas y el flujo másico del sistema. Para calcular todos estos parámetros, en primer lugar es necesario hacer referencia a las condiciones nominales de trabajo en el emplazamiento escogido.



Condiciones en el emplazamiento escogido (Almería, España)	
Radiación solar directa (W/m ²)	850
Longitud (°)	2° 21' 19" W
Latitud (°)	37° 05' 27.8" N
Altitud (m)	366
Temperatura ambiente (°C)	25
Ángulo azimutal (°)	-10° 42' 46.8"
Ángulo cenital (°)	13° 51' 18"
Ángulo horario (°)	0
Declinación (°)	23.44
Ángulo de incidencia de la radiación solar (°) (N-S)	13° 39' 14.4"

Tabla 3: Condiciones nominales del emplazamiento

Para elaborar esta tabla, el instante que se ha tomado como referencia son las 12:00, hora solar, del solsticio de verano (21 de junio) en la ubicación de la Plataforma Solar de Almería (PSA).

Es conveniente, antes de comenzar el dimensionamiento de la central, hacer referencia a la eficiencia de los colectores solares.

Esta eficiencia puede definirse como la relación entre el calor solar que llega al emplazamiento y el calor útil que los colectores consiguen extraer. Esta diferencia entre uno y otro se debe a pérdidas ópticas y térmicas.

En la siguiente figura se puede ver un diagrama donde se diferencian estas pérdidas.

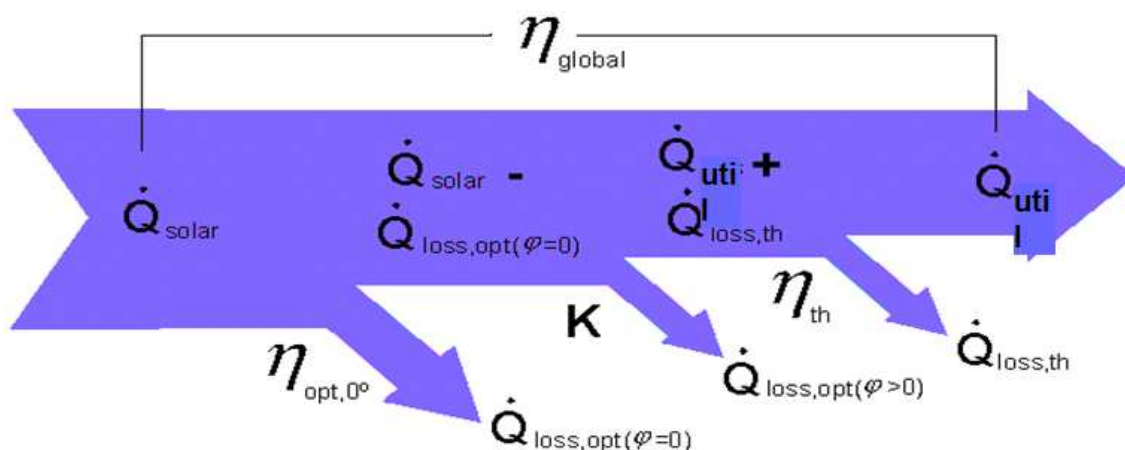


Figura 46: Diagrama de rendimiento de un colector termosolar

Potencia térmica necesaria

Para la instalación estudiada se ha considerado una eficiencia del bloque de potencia de 0.199. El dato se ha tomado de los proporcionados por



Novatec-Biosol para su planta de Puerto Errado. Esta eficiencia se traduce en que para conseguir una potencia eléctrica nominal de 45 MW, se necesitará una potencia térmica nominal de:

$$Q = \frac{P}{\eta_{bp}} = \frac{45 \text{ MW}}{0,199} = 226,131 \text{ MW}_t$$

Siendo:

Q: La potencia térmica necesaria de entrada al bloque de potencia para generar la producción bruta de energía eléctrica en la turbina

P: La producción eléctrica bruta de la turbina.

η : Eficiencia del ciclo de potencia. Este valor de eficiencia se ha extraído de los datos proporcionados por Novatec acerca de la planta PE-2.

Área del campo solar

Observando la anterior tabla 3, se obtiene que la radiación solar directa nominal en el emplazamiento presenta un valor de 850 W/m².

Según los datos del fabricante, los colectores NOVA-1 que se han elegido para nuestra central consiguen una potencia nominal de 502,3 W/m² para una radiación en el emplazamiento de 900 W/m². Así pues, el rendimiento térmico del campo solar será el siguiente.

$$\eta_{cs} = \frac{Q_0}{I} = \frac{502,3 \text{ W/m}^2}{900 \text{ W/m}^2} = 0.5581 = 55,81\%$$

De este modo, suponiendo un rendimiento constante, con el valor nominal de radiación en el emplazamiento escogido (850 W/m²), la instalación conseguirá aprovechar una potencia de:

$$Q = I_0 \times \eta = 850 \frac{\text{W}}{\text{m}^2} \times 0.5581 = 474,4 \frac{\text{W}}{\text{m}^2}$$

Para calcular la superficie especular que se necesitará será necesario dividir la potencia térmica que hemos calculado entre la potencia nominal por metro cuadrado que consiguen los colectores.

$$A = \frac{Q}{Q_d} = \frac{226,131 \text{ MW}_t}{474,4 \times 10^{-6} \text{ MW/m}^2} = 476667,4 \text{ m}^2$$

Siendo:

A: Área exacta del campo solar requerida para que al bloque de potencia le llegue la potencia nominal requerida en las condiciones atmosféricas óptimas.



Q_d : Potencia térmica nominal que devuelven los concentradores en las condiciones atmosféricas de diseño (datos del fabricante).

Número de colectores

A partir de esta área se puede calcular el número exacto de colectores que deberá tener nuestra central. Para ello se divide el área especular entre la apertura de cada colector.

$$N_c = \frac{A}{A_0} = \frac{450191'1 \text{ m}^2}{513,6 \text{ m}^2} = 928,1 \text{ colectores}$$

Siendo:

A: Área exacta calculada anteriormente

A_0 = Área de apertura de cada colector (datos del fabricante).

Se necesitarían 929 colectores en el campo solar para obtener la potencia nominal deseada. No obstante, se ha efectuado un redondeo del número de colectores a 946 con la intención de conseguir lazos de colectores de igual tamaño al distribuirlos en filas.

Número de filas

De acuerdo con el fabricante, estos colectores NOVA-1 han de disponerse en varias filas paralelas, de entre 5 y 22 colectores cada una. En la planta que se está dimensionando en este proyecto se ha decidido usar la distribución máxima de 22 colectores en cada fila. Así pues, para calcular el número de filas dividiremos los 946 módulos que necesitamos entre los 22 módulos que contiene cada una de éstas.

$$N_F = \frac{N_c}{N_{cf}} = \frac{946 \text{ colectores}}{22 \text{ colectores/fila}} = \mathbf{43 \text{ filas}}$$

Así pues, se dispondrán 43 filas de 22 módulos Nova-1, lo que dará una longitud de las filas de:

$$L = L_0 \times N_c = 44,8 \text{ m} \times 22 = 985,6 \text{ m}$$

Al redondear el número de colectores a 880 aumentará la superficie especular total y, por consiguiente, la potencia térmica nominal que devuelven estos concentradores. Es necesario calcular estos nuevos valores con las fórmulas previamente explicadas.



$$A = A_0 \times N_c = 513,6 \times 946 = \mathbf{485865.6 \text{ m}^2}$$

$$Q = A \times Q_d = 485865.5 \text{ m}^2 \times 474.4 \times 10^{-6} \frac{\text{W}}{\text{m}^2} = \mathbf{230,494 \text{ MW}_t}$$

$$P = Q \times \eta = 230,494 \text{ MW}_t \times 0.199 = \mathbf{45,868 \text{ MW}}$$

Flujo másico de agua

El flujo másico de diseño del fluido caloportador es una función de la potencia nominal suministrada por el campo solar Q y de las entalpías de diseño a la entrada y a la salida del campo H_e y H_s :

$$m = \frac{Q}{H_s - H_e} = \frac{230494 \text{ kWt}}{H_s - 592,953 \frac{\text{kJ}}{\text{kg}}}$$

Siendo:

m : Flujo másico de agua que debe circular por la instalación

H_s : Entalpía a la salida del campo solar ($T= 270^\circ\text{C} - P= 55\text{bar} - X= \dot{g}?$)

H_e : Entalpía a la entrada del campo solar ($T= 140^\circ\text{C} - P= 60\text{bar}$)

Para hallar la entalpía a la salida del campo solar, el necesario conocer el título de este estado termodinámico y para ello es necesario realizar un balance de masa en el circuito.

Balance de masa

Como se aprecia en el esquema de componentes de la figura 46, el vapor saturado que sale del campo solar todavía contiene algo de agua en fase líquida por lo que tiene que pasar por un separador de vapor antes de ser conducido hacia las turbinas.

Para hallar esta fracción de agua sin evaporar es necesario hacer el balance de masa y energía de los flujos másicos.

Así pues, el balance de masa en el separador se produce de la siguiente manera:



$$m_1 = m_2 + m_3$$

Siendo:

m_1 : flujo másico de agua que atraviesa el campo solar

m_2 : flujo másico de vapor que es conducido al almacén de vapor antes de ser turbinado

m_3 : flujo másico de agua líquida que es recirculada al comienzo de la fila de colectores

Una vez sale el vapor del separador se dirige a un tanque donde se almacena para dar un suministro constante a las turbinas. Desde este almacén el vapor de agua se dirige hacia las 3 turbinas, separándose en tres flujos másicos iguales, que una vez turbinados y condensados bajan a una temperatura de 40-70 °C y se bombean para unirse con el flujo de agua líquida recirculada.

Al unirse con el flujo de agua líquida recirculada a 270°C se produce un intercambio de calor entre ambas masas hasta alcanzar el estado de equilibrio. Este intercambio de calor se realiza de la forma siguiente.

$$m_1 \times h_1 = m_2 \times h_2 + m_3 \times h_3$$

Siendo:

m_1 , m_2 y m_3 : los flujos másicos arriba diferenciadas

h_1 , h_2 y h_3 : sus correspondientes entalpías.

Conocemos los estados termodinámicos de presión y temperatura de estos tres flujos másicos, y por tanto su entalpía es conocida también. Haciendo uso de las dos ecuaciones antes enunciadas podemos conocer la fracción de flujo que es turbinada y la fracción de flujo recirculada en estado líquido.

$$m_2 = 0.6077 m_1 \text{ (flujo másico turbinado [vapor])}$$

$$m_3 = 0.3923 m_1 \text{ (flujo másico recirculado [líquido])}$$

De este modo, se obtiene que el título de vapor a la salida del campo solar toma un valor de 0,6077.

Volviendo a la fórmula para hallar el flujo másico circulante por el campo solar se obtiene:



$$m = \frac{Q}{H_s - H_e} = \frac{230494 \text{ kWt}}{2159.49 \frac{\text{kJ}}{\text{kg}} - 592,953 \frac{\text{kJ}}{\text{kg}}} = 147,136 \text{ kg/s}$$

Así pues, dividiendo este flujo másico para el número total de filas, obtenemos que circula un flujo másico de 3,42 kg/s por cada fila de colectores.

Y los flujos másicos m_2 y m_3 tienen un valor de:

$m_2 = 90,58 \text{ kg/s}$ (flujo másico turbinado [vapor])

$m_3 = 58,484 \text{ kg/s}$ (flujo másico recirculado [líquido])



5.5 Análisis termodinámico del ciclo de potencia

En páginas anteriores de este proyecto ya se habló de la termodinámica básica de la Generación Directa de Vapor y de cómo el proceso termodinámico que siguen estas centrales se puede asemejar al denominado ciclo Rankine.

En el caso de la tecnología fresnel, este ciclo se realiza de la forma “con recirculación”, antes explicada, y sin recalentamiento intermedio. Esto es, toda el agua que circula por la fila de colectores atraviesa el tubo de principio a fin. La masa de agua sale en forma de vapor saturado y antes de llegar a las turbinas, se hace pasar por un separador, que desvía la masa líquida que ha permanecido sin evaporar y la bombea hasta el comienzo de la fila colectora, desde donde la atraviesa de nuevo.

Una vez turbinada la masa de vapor, se hace pasar por un condensador de aire frío para condensarlo nuevamente, llevarlo a un desaireador, y desde ahí bombearlo para volverlo a unir con el flujo líquido de recirculación

Este ciclo del agua se puede ver en la siguiente figura:

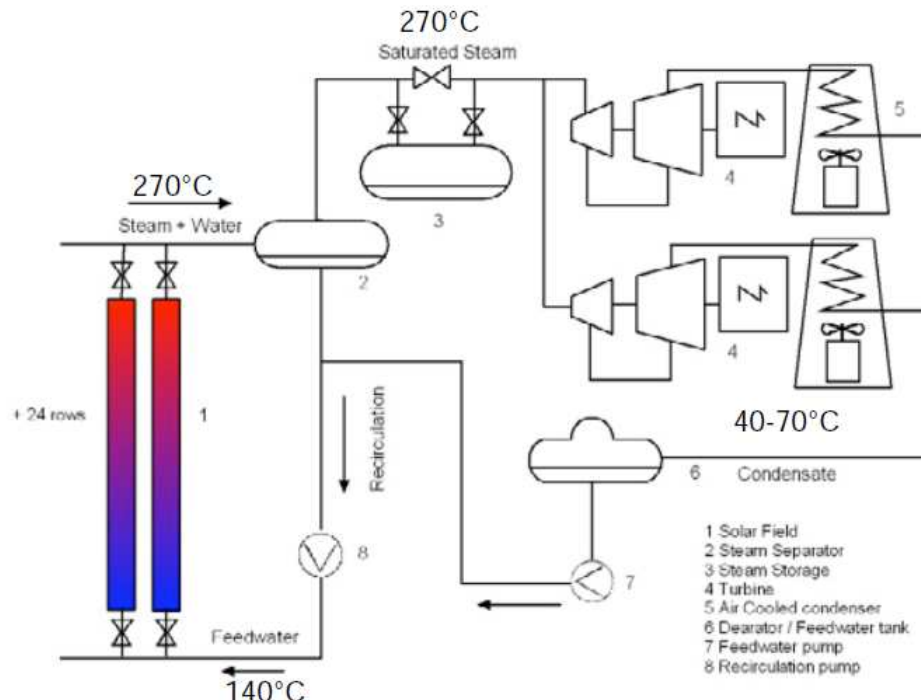


Figura 47: Esquema de componentes de la planta PE2



Análisis termodinámico del ciclo mediante Termograf

En este apartado se pretende analizar más a fondo el ciclo termodinámico que tiene lugar en estas plantas, considerando el cambio de estado termodinámico que sufre el agua al atravesar el circuito. Para ello, se ha creído oportuno utilizar el programa *Termograf*, herramienta muy útil para el análisis de ciclos termodinámicos.

Este programa se trata de un simulador termodinámico desarrollado por el Grupo de Didáctica de la Termodinámica de la Universidad de Zaragoza. Es un simulador muy completo, que permite resolver una amplia variedad de supuestos gracias a su versátil configuración. Está diseñado desde un punto de vista docente para facilitar la comprensión de conceptos, así pues su interfaz es muy intuitivo y permite la visualización gráfica de los procesos termodinámicos.

En la siguiente figura se puede observar la interfaz del programa con representando un ciclo Rankine básico sin sobrecalentamiento.

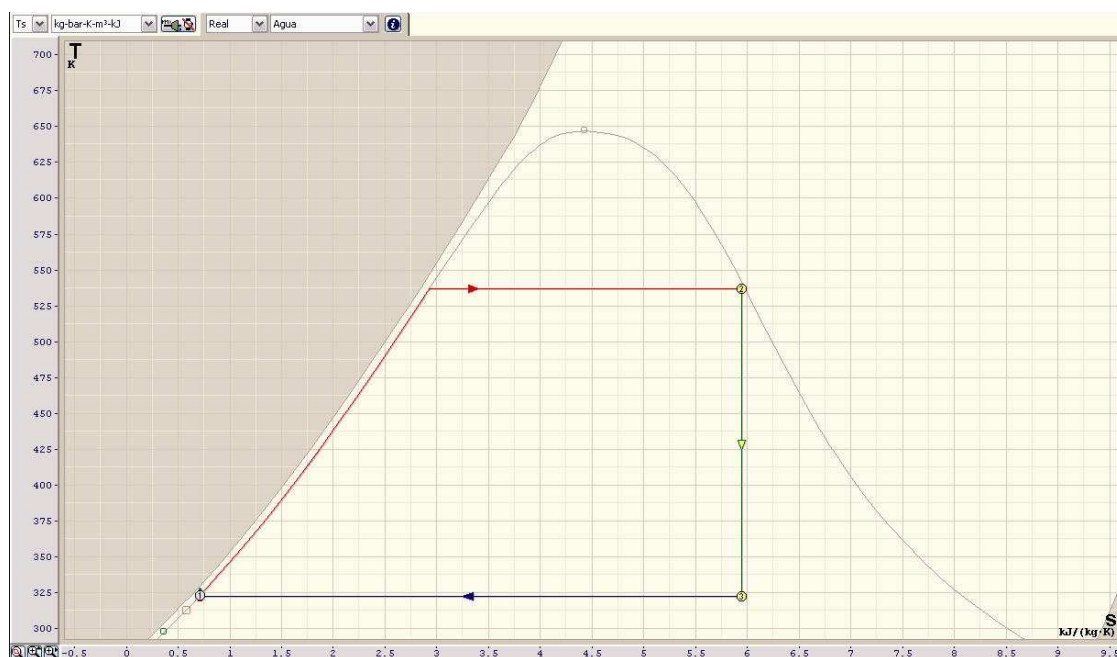


Figura 48: Diagrama de un ciclo Rankine básico

En el caso de estudio del presente proyecto, el ciclo que sigue el agua se puede asemejar a este ciclo pero con algunos cambios sustanciales:

- La turbina sigue un proceso adiabático irreversible, su rendimiento isentrópico en un caso real nunca puede ser la unidad. (Se ha considerado un rendimiento de 0,9)



- En el ciclo de estudio se realiza una extracción del agua que ha quedado sin evaporar al final del campo solar. Esta agua se vuelve a mezclar con el flujo de vapor turbinado y, posteriormente, condensado.

El ciclo termodinámico que resulta después de estas modificaciones se puede observar en la siguiente figura:

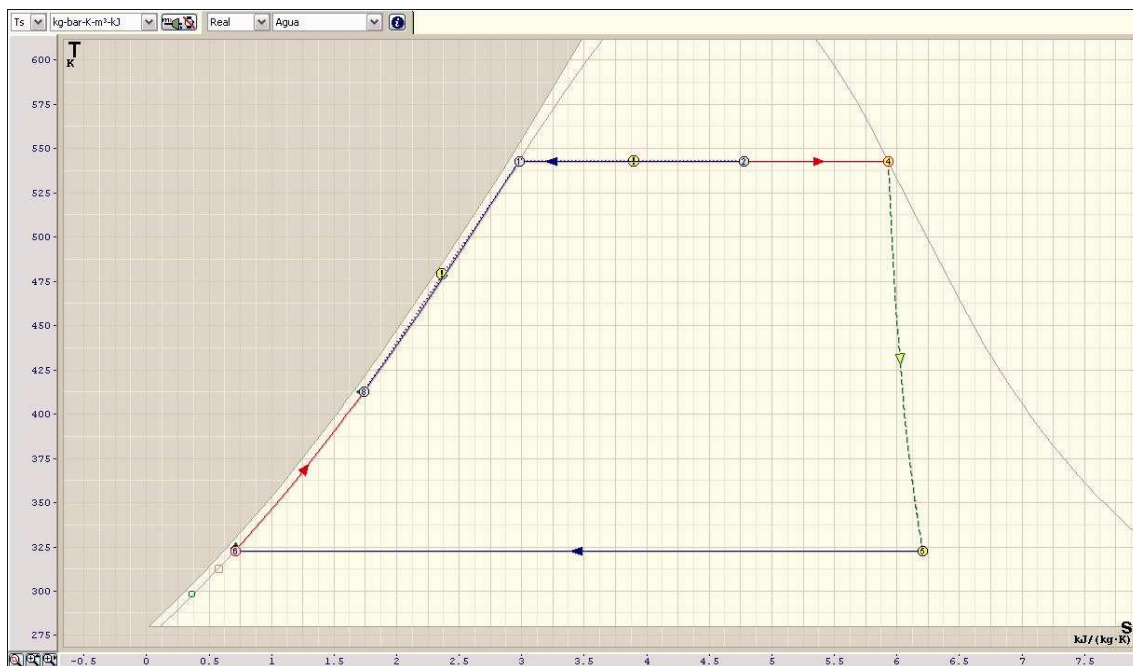


Figura 49: Ciclo termodinámico del agua en la central de estudio

El nuevo punto 8 que aparece en la figura representa el estado de equilibrio termodinámico al que llegan los flujos másicos anteriormente explicados después de unirse en la red de tuberías e intercambiar calor.

Se puede ver con más detalle en la siguiente figura.

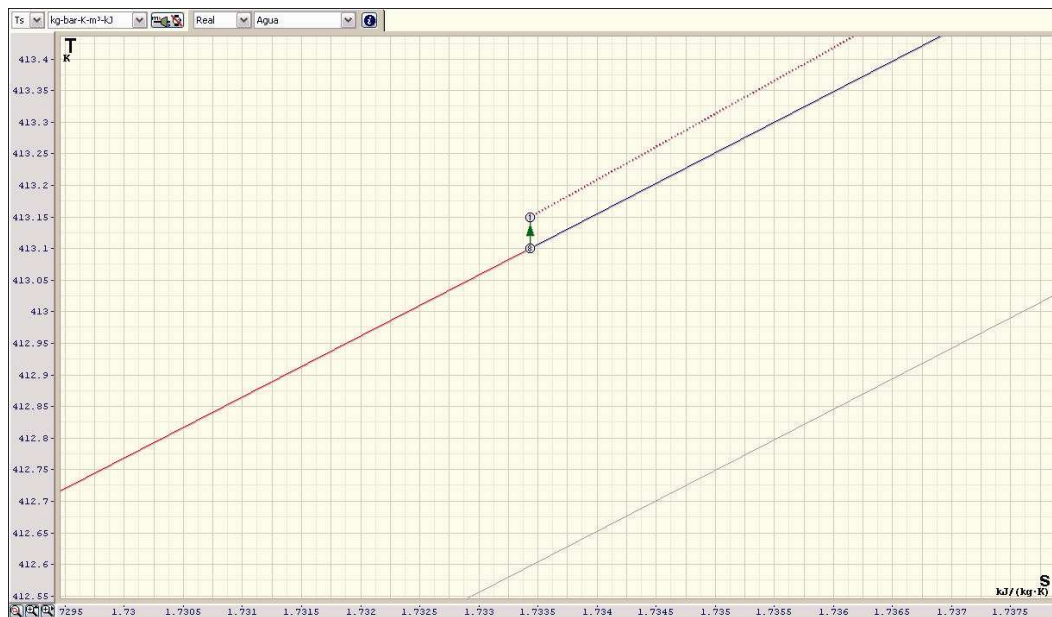


Figura 50: Vista al detalle del punto 6 de equilibrio termodinámico de ambos flujos

Desde este punto de equilibrio, el flujo másico total se bombea hasta el inicio del campo solar, representado por el punto 1.

El flujo atraviesa los tubos del campo solar y se calienta a una temperatura de 270°C. En su avance por el tubo absorbedor, el flujo tiene pequeñas pérdidas de presión que en este proyecto se han considerado de 5 bar. Así pues no se puede asemejar a un proceso isóbaro y se ha calificado como un entrada-salida entre los puntos 1 y 2 en el que el flujo de agua aumenta su temperatura hasta 270°C entrando en el domo y comenzando a transformarse en estado vapor, hasta un título de 0,6077. Este punto 2 representa la salida del campo solar y la llegada al separador de líquido-vapor.

La porción de flujo que no se transforma en vapor es recirculada al comienzo del campo solar donde se mezcla con el flujo turbinado, como se ha explicado antes. Estos intercambios de calores entre los dos flujos en el mezclador se han considerado como procesos isóbaros hasta el punto 7.

El punto 2, que representa la llegada al separador, se puede ver con más detalle en la siguiente figura.

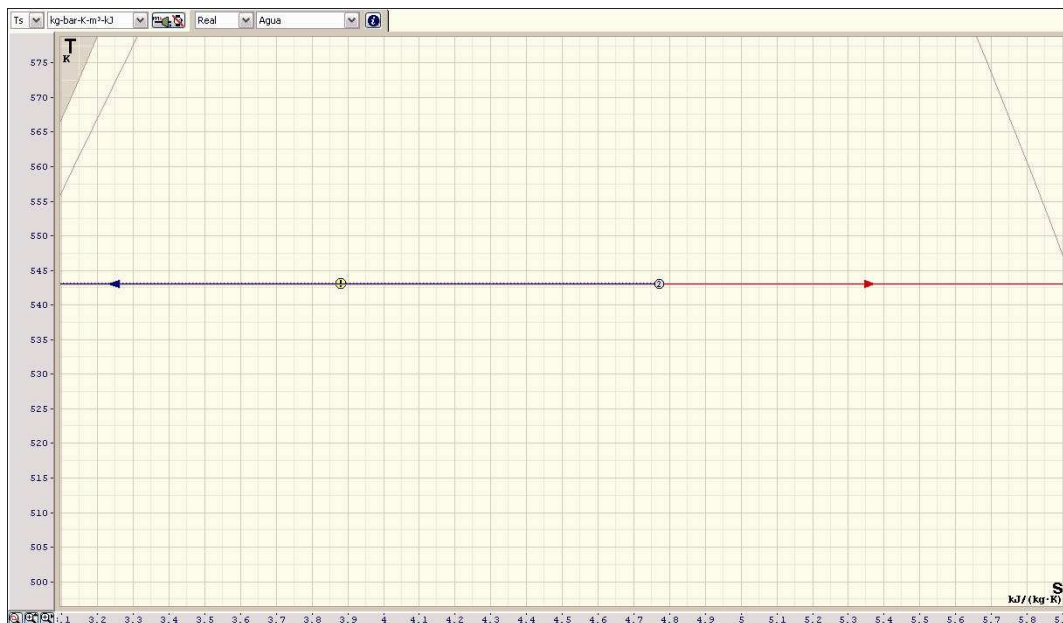


Figura 51: Vista al detalle del punto 2

El flujo másico de vapor que sale del separador se encuentra a 270°C , 55 bar y tiene un título de 1. Así pues se encuentra justamente en la curva de saturación (estado de vapor saturado). Este vapor es turbinado para extraer energía eléctrica en las tres turbinas de la central de estudio. Para esto se considera un proceso adiabático irreversible de rendimiento isoentrópico igual a 0,9.

La siguiente figura muestra al detalle este proceso que tiene lugar en las turbinas, entre el punto 4 y el punto 5.



Figura 52: Proceso adiabático irreversible que tiene lugar en las turbinas



En este punto 5 a la salida de las turbinas, el flujo másico se encuentra dentro del domo, con un título de 0,7465. Tras esto se conduce a un condensador donde se hace pasar completamente a estado líquido (punto 6) que se bombea hasta la presión de 55 bar (punto 7)) para unirse con el flujo recirculado que viene de la salida del campo solar a 270°C.

Los puntos 6 y 7 se pueden ver con más detalle en la siguiente figura:

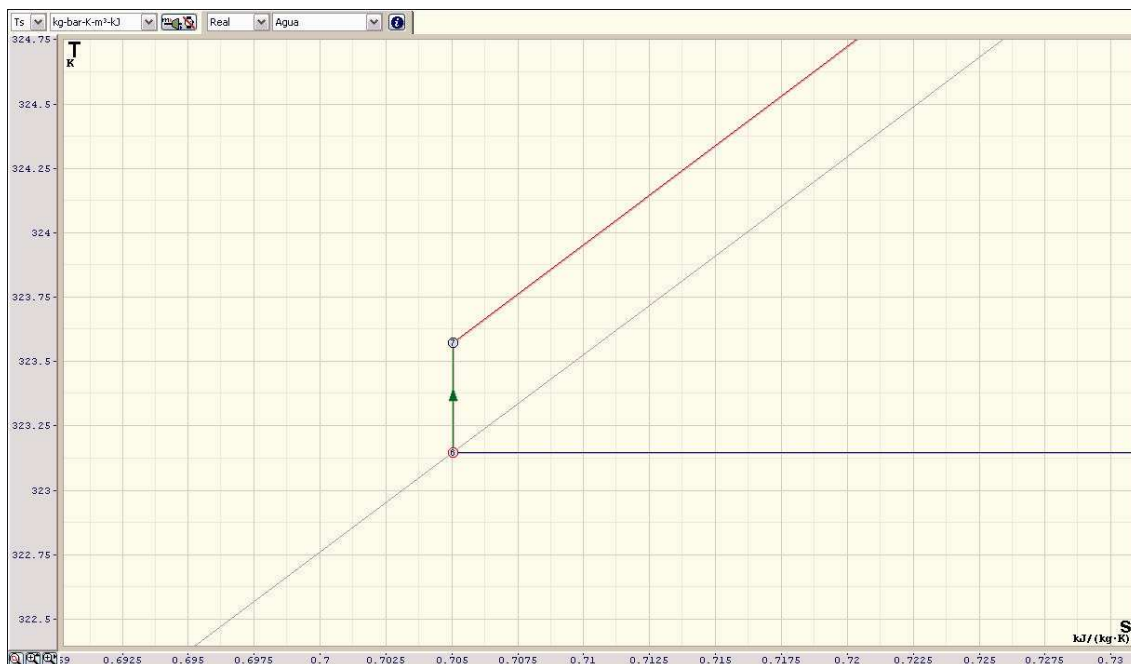


Figura 53: Proceso de bombeo entre los puntos 6 y 7

Desde este punto 7 el flujo másico es unido con el flujo recirculado del campo solar, con el que intercambia calor en un proceso isóbaro hasta llegar al estado de equilibrio, representado en el punto 8, con una temperatura de 140 °C.

Este punto de equilibrio ya se ha visto al detalle en la Figura 50 donde se puede ver que este flujo másico es bombeado hasta la presión de 60 bar para volver a comenzar el ciclo.

Los datos que se han tomado para representar este ciclo en el programa Termograf han sido los que se obtendrían en la central de estudio trabajando en régimen nominal. No obstante, la radiación estimada de 850 W/m² en el emplazamiento sólo es posible obtenerla en un día claro de verano, considerando el 21 de Julio como modelo de radiación ideal.



Así pues, si se quiere estimar la producción que conseguirá la instalación a lo largo de un año habrá que considerar la diferente radiación que llega a los colectores en función del día del año.

Para elaborar este estudio se ha hecho uso del software informático EES (Engineering Equation Solver).

Análisis termodinámico del la instalación mediante EES

En primer lugar se han definido los estados termodinámicos por los que pasa el agua a lo largo de la instalación. La tabla obtenida se puede ver en la siguiente figura:

Sort	¹ P_i [bar]	² T_i [C]	³ X_i	⁴ h_i	⁵ s_i
[1]	60	140		592,9	1,734
[2]	55	270	0,6077	2160	4,77
[3]	55	270	1	2789	5,929
[4]	55	270	1	2789	5,929
[5]	0,1238	50	0,7463	1987	6,204
[6]	0,1238	50	1	2591	8,075
[7]	55	50,42		215,8	0,7066
[8]	55	140		592,6	1,734

Figura 54: Tabla de propiedades termodinámicas del ciclo (programa EES)

Tras esto se ha evaluado la radiación que recibe el emplazamiento a lo largo de los 12 meses del año. Para ello se ha acudido a la base de datos PVGIS (<http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/>).

Esta base de datos permite obtener múltiples datos de radiación para el emplazamiento en cualquier punto de Europa o África. Dentro del amplio rango de posibilidades se encuentra obtener la media mensual de Radiación Directa para cada hora del día en el emplazamiento.

Para este proyecto se han tomado de la base de datos las radiaciones obtenidas con seguimiento a dos ejes, para posteriormente, minorarlas con los coeficientes oportunos. Hay que recordar que la instalación Fresnel tiene seguimiento a un solo eje (N-S).

Los datos de radiación (en W/m^2) introducidos en el programa EES se pueden ver en la siguiente figura:



TSV	2	Enero	3	Febrero	4	Marzo	5	Abril	6	Mayo	7	Junio	8	Julio	9	Agosto	10	Septiembre	11	Octubre	12	Noviembre	13	Diciembre
1		0		0		0		0		0		0		0		0		0		0		0		0
2		0		0		0		0		0		0		0		0		0		0		0		0
3		0		0		0		0		0		0		0		0		0		0		0		0
4		0		0		0		0		0		0		0		0		0		0		0		0
5		0		0		0		0		0		0		0		0		0		0		0		0
6		0		0		0		280		432		475		460		310		0		0		0		0
7		0		0		470		515		615		660		660		553		51		355		0		0
8		400		490		625		627		710		741		757		690		620		570		415		386
9		575		598		694		683		755		785		810		760		711		666		525		520
10		640		649		725		708		772		802		825		792		753		712		588		585
11		668		672		738		715		775		805		831		802		772		732		612		613
12		676		678		741		717		775		806		832		804		776		737		621		622
13		668		672		738		715		775		805		831		802		772		732		612		613
14		640		649		725		708		772		802		825		792		753		712		588		585
15		575		598		694		683		755		785		810		760		711		666		525		520
16		435		490		625		627		710		741		757		690		620		570		400		386
17		0		250		470		515		615		660		660		553		440		350		0		0
18		0		0		0		280		430		475		460		310		80		0		0		0
19		0		0		0		0		0		100		40		0		0		0		0		0
20		0		0		0		0		0		0		0		0		0		0		0		0
21		0		0		0		0		0		0		0		0		0		0		0		0
22		0		0		0		0		0		0		0		0		0		0		0		0
23		0		0		0		0		0		0		0		0		0		0		0		0
24		0		0		0		0		0		0		0		0		0		0		0		0

Figura 55: Datos de Radiación en el emplazamiento introducidos en el programa EES

La siguiente figura representa gráficamente los anteriores datos:

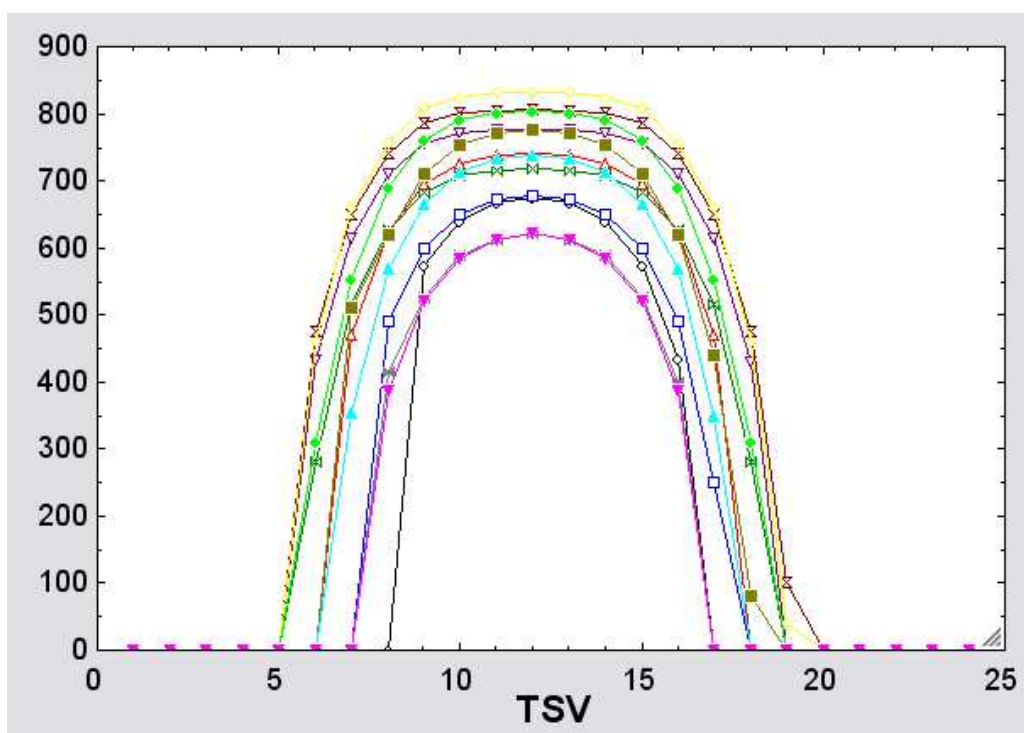


Figura 56: Gráfica de la RDN en el emplazamiento

Las figuras anteriores muestran la radiación que recibiría la instalación si dispusiera de seguimiento a dos ejes. Para evaluar la verdadera radiación incidente será necesario hacer uso de unos coeficientes que hacen referencia a la geometría Tierra-Sol en función de la hora del día y el momento del año.



Así pues, la radiación incidente útil dependerá de la altura solar, de la declinación y del ángulo horario.

$$R_{util}[i,j] = R_{DN}[i,j] \times \cos \theta [i,j]$$

$$\theta = \theta(\theta_z, \delta, \omega) = (\cos^2 \theta_z + \cos^2 \delta \sin^2 \omega)^{1/2}$$

Siendo:

R_{DN} : La radiación directa normal con seguimiento a dos ejes, obtenida con los datos del PVGIS

θ_z : Ángulo complementario de la altura solar

δ : Declinación solar

ω : Ángulo horario

Los valores de estos parámetros de la hora del día y del día del año en que nos encontremos, por lo que es necesario introducir nuevas tablas en el programa EES que contengan estos valores.

Para el ángulo horario (ω) los valores se han tomado de la siguiente fórmula para las 24 horas del día.

$$\omega[j] = 15 (hora[j] - 12)$$

Para la declinación solar (δ) los valores se han tomado de la siguiente fórmula (Duffie y Beckman, 1991) para los 12 meses del año, tomando como referencia el día 15 de cada mes.

$$\delta[i] = 23.45 \times \sin\left[\frac{360}{365} (dn [i] + 284)\right]$$

Siendo $dn[i]$ el número del día del año evaluado, como se ha dicho anteriormente, el día 15 de cada mes. De este modo $dn[i]$ toma los valores de 15, 46, 74, 105, 135, 166, 196, 227, 258, 288, 319 y 349.

Para el ángulo complementario de la altura solar (θ_z) los valores se han tomado de la siguiente fórmula (Duffie y Beckman, 1991) .

$$\theta[z] = \cos \varphi \times \cos \omega \times \cos \delta + \sin \varphi \times \sin \delta$$

Siendo:



φ : la latitud en grados del emplazamiento

δ : Declinación solar

ω : Ángulo horario

Con estos tres parámetros calculados para cada hora, en cada uno de los 12 meses del año, se acude a la fórmula antes presentada y se calcula la radiación útil que llega a la instalación objeto de estudio.

De este modo, se obtiene una matriz de 288 datos (12 meses x 24 horas). Muchos de los cuales tomarán el valor de 0 por tratarse de horas nocturnas, en las que no existe irradiación.

Estos valores se pueden ver en la siguiente gráfica del EES:

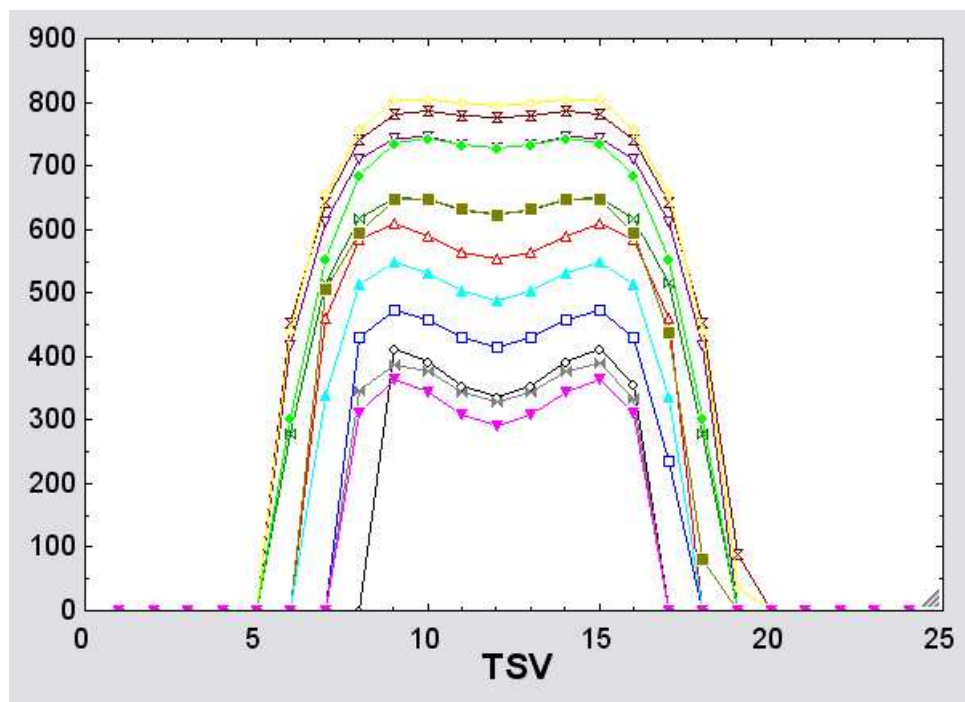


Figura 57: Gráfica de la radiación útil en la central

Con esta radiación útil en el emplazamiento, la instalación de estudio obtendrá la toda la energía térmica posible en función del rendimiento del campo solar. Dentro de este rendimiento, como se ha explicado anteriormente, entran en juego las pérdidas ópticas, térmicas y geométricas.

La potencia térmica obtenida en la central se ha calculado de la siguiente forma con el programa EES:



$$W_t^o [i, j] = \text{Rutil}[i, j] * \eta_{th} * \eta_{op} * \eta_{geom}$$

Siendo:

η_{bp} : El rendimiento del bloque de potencia

η_{op} : El rendimiento óptico de los colectores

η_{th} : El rendimiento térmico de la instalación colectora

η_{geom} : El rendimiento geométrico de los colectores

Una vez obtenida la potencia térmica aprovechable por unidad de superficie, es necesario multiplicar por el área especular de la central de estudio para hallar la potencia eléctrica total.

$$W_t [i, j] = W_t^o [i, j] * A [m^2] = W_t^o [i, j] * 485865.6 m^2$$

Así, se obtiene la matriz deseada de 288 de 12 columnas x 24 filas. En ella aparece representada la potencia conseguida cada hora por la central de estudio en cada uno de los 12 días representativos de cada mes.

Se ha copiado esta tabla en una hoja de Excel y se han sumado los elementos de cada columna, obteniendo la energía térmica conseguida a lo largo de cada uno de esos 12 días representativos. Multiplicando esos datos por los días que tiene cada mes, y sumando estos resultados se ha obtenido la potencia térmica total esperada a lo largo de un año.

La tabla Excel obtenida se puede ver en la siguiente página.

En ella, se han desechado los datos que se han considerado no aprovechables para la generación de energía. Para ello, se han establecido 2 criterios de eliminación:

- Las turbinas de vapor de la central no puede trabajar a un grado de carga inferior al 40% de su potencia nominal (230MWt). Así pues, se aprecia como en los meses de Noviembre, Diciembre y Enero se obtienen potencias inferiores a 100 MWt en muchas horas del día y por tanto se han desechado esos meses la instalación permanecerá parada, sin generar energía.
- En las dos primeras horas de sol y las dos últimas, los espejos reflectores fresnel producen elevado grado de sombreamiento unos sobre otros y no concentrarán la energía esperada en los cálculos anteriores, por lo que se ha decidido no tener en cuenta esas horas.



Hora\ Mes	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Total
1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	0	0	0	75307	113401	122540	119545	82602	0	0	0	0	0
7	0	0	124855	139572	165981	174020	177347	149895	137077	92125	0	0	0
8	0	116235	158638	167165	192316	200892	205265	185760	161216	138845	93843	84003	951398
9	111940	128362	164907	176034	201759	211800	217844	199759	175533	148684	105070	98437	1496320
10	106602	124254	159944	175173	201902	213450	218203	201751	175231	144019	101921	93545	1613927
11	96129	116437	153077	171019	198848	211408	216398	198965	171121	136112	92986	83342	1573385
12	91183	112709	149979	169242	197341	210520	215303	197400	168748	132424	89115	78570	1553666
13	96129	116437	153077	171019	198848	211408	216398	198965	171121	136112	92986	83342	1573385
14	106602	124254	159944	175173	201902	213450	218203	201751	175231	144019	101921	93545	1613927
15	111940	128362	164907	176034	201759	211800	217844	199759	175533	148684	105270	98437	1624682
16	96513	116235	158638	167165	192316	200892	205265	185760	161216	138845	90451	84003	1112614
17	0	63823	124855	139572	165981	174020	177347	149895	118262	90827	0	0	351367
18	0	0	0	75307	112876	122540	119545	82602	21683	0	0	0	0
19	0	0	0	0	0	24115	9758	0	0	0	0	0	0
20	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
22	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
24	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total día	0	722453	1105835	1548024	1786991	2059640	2108070	1769870	1373734	990054	0	0	
Total mes	0	20228684	34280885	46440720	55396721	61789200	65350170	54865970	41212020	30691674	0	0	410,256044



Como se aprecia en la tabla anterior, la instalación conseguirá aprovechar 410,25 GWh térmicos a lo largo de un año.

La energía eléctrica que la central de estudio conseguirá obtener depende del rendimiento del bloque de potencia. Éste, como se ha explicado antes, toma un valor de 0,199.

$$W_e [i,j] = W_t [i,j] * 0.199$$

De este modo, se ha elaborado otra tabla Excel con la generación eléctrica esperada en la central.

Con los cálculos realizados, la generación eléctrica que se espera obtener en la planta de estudio es de **81,641 GWh/año**.

Estos resultados se analizarán en el capítulo 6 del presente proyecto.

La tabla Excel de generación eléctrica mensual se puede ver en la siguiente página.



Hora\ Mes	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Total
1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	0	0	0	14986,093	22566,799	24385,46	23789,455	16437,798	0	0	0	0	0
7	0	0	24846,145	27774,828	33030,219	34629,98	35292,053	29829,105	27278,323	18332,875	0	0	0
8	0	23130,765	31588,962	33265,835	38270,884	39977,508	40847,735	36966,24	32081,984	27630,155	18674,757	16716,597	189328
9	22276,06	25544,038	32816,493	35030,766	40150,041	42148,2	43350,956	39752,041	34931,067	29588,116	20908,93	19588,963	297768
10	21213,798	24726,546	31828,856	34859,427	40178,498	42476,55	43422,397	40148,449	34870,969	28659,781	20282,279	18615,455	321171
11	19129,671	23170,963	30462,323	34032,781	39570,752	42070,192	43063,202	39594,035	34053,079	27086,288	18504,214	16585,058	313104
12	18145,417	22429,091	29845,821	33679,158	39270,859	41893,48	42845,297	39282,6	33580,852	26352,376	17733,885	15635,43	309180
13	19129,671	23170,963	30462,323	34032,781	39570,752	42070,192	43063,202	39594,035	34053,079	27086,288	18504,214	16585,058	313104
14	21213,798	24726,546	31828,856	34859,427	40178,498	42476,55	43422,397	40148,449	34870,969	28659,781	20282,279	18615,455	321171
15	22276,06	25544,038	32816,493	35030,766	40150,041	42148,2	43350,956	39752,041	34931,067	29588,116	20948,73	19588,963	323312
16	19206,087	23130,765	31588,962	33265,835	38270,884	39977,508	40847,735	36966,24	32081,984	27630,155	17999,749	16716,597	221410
17	0	12700,777	24846,145	27774,828	33030,219	34629,98	35292,053	29829,105	23534,138	18074,573	0	0	69922
18	0	0	0	14986,093	22462,324	24385,46	23789,455	16437,798	4314,917	0	0	0	0
19	0	0	0	0	0	4798,885	1941,842	0	0	0	0	0	0
20	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
22	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
24	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total día	0	143768	220061	308057	355611	409868	419506	352204	273373	197021	0	0	
Total mes	0	4025508	6821896	9241703	11023947	12296051	13004684	10918328	8201192	6107643	0	0	81,641



CAPÍTULO 6:

ANÁLISIS DE RESULTADOS Y ESTUDIO ECONÓMICO

6.1 Introducción

En este capítulo se van a presentar y analizar los resultados obtenidos en el capítulo 5. Posteriormente se realizará un análisis económico de la central, se comparará con otras instalaciones similares y se expondrán las conclusiones extraídas del proyecto.

6.2 Análisis de resultados

En primer lugar es conveniente recordar los parámetros que se han escogido para la central de estudio. Éstos se pueden ver en la siguiente tabla:

Emplazamiento	Tabernas (Almería)
Tipo de colector	NOVA-1 (Linear Fresnel)
Potencia de la planta	45 MW
Tamaño del campo solar	485865,6 m ²
Almacenamiento	No
Hibridación	No

Tabla 4: Características generales de la planta

Tras hacer el análisis termodinámico de la planta mediante los programas Termograf y EES y realizar los cálculos pertinentes se ha obtenido que la generación eléctrica esperada en la planta es de:

Producción eléctrica esperada	81,64 GWh/año
-------------------------------	---------------

Teniendo en cuenta que el consumo medio de los hogares españoles es de unos 3300 kWh/hogar al año (CNE, datos 2009), esta central podría cubrir la demanda eléctrica de unas **25000 viviendas**.



La generación de esta cantidad de electricidad a través de fuentes renovables, en sustitución de otras fuentes como los combustibles fósiles, supondría **evitar** emisiones en torno a **80.000 toneladas de CO₂ al año**. (Datos extraídos de la publicación del IDAE: *Factores de conversión de consumo o producción a energía primaria (ep) y factor de corrección*)

Haciendo una diferenciación entre la generación a lo largo de los diferentes meses del año, es evidente que la planta va a generar muchas más energía durante los meses de verano y su generación eléctrica será escasa durante los meses más fríos.

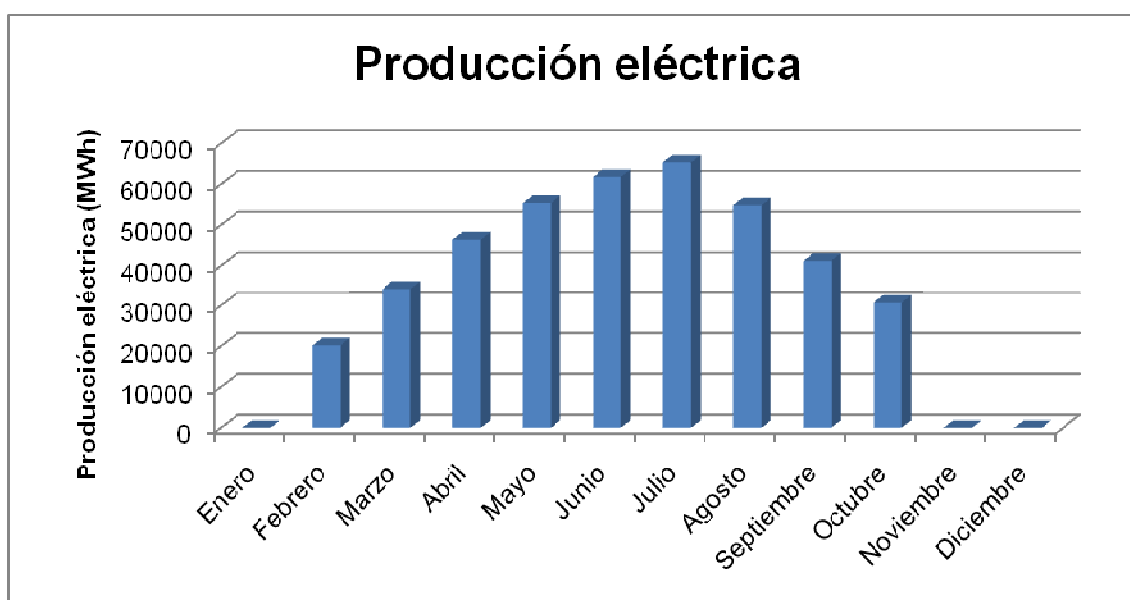


Figura 58: Gráfica de la generación eléctrica mensual

También resulta interesante ver la generación de electricidad a lo largo de las diferentes horas. Esto se puede apreciar en la siguiente gráfica:

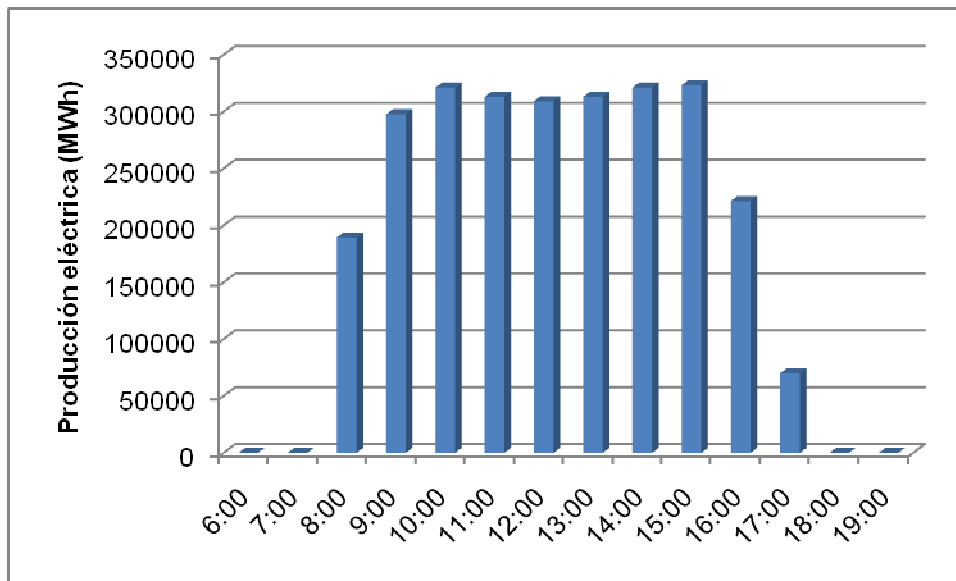


Figura 59: Producción eléctrica total clasificada por horas

Es conveniente hacer referencia a un concepto importante en las centrales de energía renovable, el factor de capacidad. Éste se define como la relación entre la energía generada anualmente y la que generaría si trabajase las 8760 horas del año a su máxima potencia.

De este modo, el factor de capacidad de la planta es:

Este valor del factor de capacidad es bastante bajo, pero al fin y al cabo es el esperado al tratarse de una central fresnel sin almacenamiento ni hibridación. Estas dos mejoras conseguirían elevar la producción eléctrica anual y, por tanto, su factor de capacidad aumentaría. En centrales termoeléctricas con almacenamiento e hibridación se consiguen factores de capacidad de entre el 40-45% (Zarza, 2004).

Haciendo una comparación con las previsiones de la planta Puerto Errado 2, realizadas por Novatec Biosol, su factor de capacidad rondaría el 19%. Valor muy similar al obtenido en este proyecto, al ser de plantas de características muy similares.

6.3. Estudio económico



6.3.1 Costes

6.3.1.1 Inversión inicial

La inversión inicial hace referencia a todo el capital necesario para la construcción de la central y su puesta en marcha.

La planta PE2, tomada como modelo, supuso una inversión de 120 millones de €, a razón de 4 millones por MW instalado. De este modo, basándonos en estos datos, la planta objeto de estudio, al disponer de 45 MW instalados supondría una inversión inicial de **180 millones de euros**.

No obstante, debido a la escalabilidad de esta tecnología, lo esperable sería que a plantas más grandes, menos inversión por cada megavatio instalado y la inversión fuera algo menor de los 180 millones de euros

6.3.1.2 Costes anuales de Operación y Mantenimiento

Los costes de operación y mantenimiento hacen referencia al gasto anual que se realiza en la planta para que la instalación se mantenga en operación y produciendo el máximo de energía posible.

Al no existir plantas comerciales con esta tecnología no se disponen de datos reales sobre los que hacer el estudio económico. No obstante, basándose en estudios realizados por Solar Heat & Power Europe GmbH, se ha considerado un gasto total anual en O&M de **1,3 millones de euros**. Esta estimación se realizó para una planta fresnel de 50 MW en el sur de España, así pues cabe esperar que sea un dato muy aceptable para considerar en la central de estudio objeto del proyecto.

En otros estudios consultados se estima el coste de O&M para una central fresnel entre 1,5-2 c€/kWh, lo que para la central de estudio supondría unos gastos anuales de entre 1,2 y 1,6 millones de €. (Bockamp, 2003)

6.3.1.2 Gastos de seguro y de impuestos

Otro gasto anual a tener en cuenta son los costes del seguro de la planta, estos costes de seguro para centrales termoeléctricas se pueden



estimar en 0,4% anual de la inversión inicial del proyecto. De este modo los **gastos en seguro de la planta ascenderían a 720.000 euros al año.**

Los impuestos que se aplicarán sobre la planta serán el impuesto de sociedades, el IBI y el IAE.

6.3.2 Ingresos

Los ingresos de una planta de generación de energía eléctrica vienen en función de la electricidad que genere y el precio de venta de ésta.

En España, el precio de venta de las energías renovables viene marcado por el Real Decreto 661/2007, como ya se ha explicado en el capítulo 1 del presente proyecto. Este decreto ha sufrido algunas modificaciones posteriores mediante el RD 6/2009 y el RD 1565/2010.

La última actualización del régimen retributivo de las energías renovables viene a través de la ORDEN ITC 3353/2011. En esta orden aparece la siguiente tarifa regulada para la Energía Solar Termoeléctrica.

Grupo	Subgrupo	Plazo	Tarifa regulada (c€/kWh)	Prima de referencia (c€/kWh)
b.1 Energía solar	b.1.2 Energía solar Termoeléctrica	Primeros 25 años	29,0916	27,4312
		A partir de entonces	23,2731	21,9449

El régimen retributivo de la producción de energía en Régimen Especial marca dos opciones de retribución de la electricidad generada a través de fuentes renovables. Las dos opciones son: la tarifa regulada y el precio del mercado eléctrico + prima.

Aparte de esto, el Real Decreto 661/2007 también contempla un complemento por reactiva por el mantenimiento de unos determinados valores de factor de potencia. Este complemento se fija como porcentaje, en función del factor de potencia con el que se entregue la energía del valor de 7.8441 c€/kWh. Con la revisión del ITC 3353/2011 se actualiza el valor de este complemento a 8,4681 c€/kWh.

Volviendo a las dos opciones, en este proyecto, se ha decidido hacer un estudio sobre cuál de las dos resultaría más atractiva considerando el valor medio del mercado eléctrico en los últimos años.



Para consultar la media de los últimos años se ha acudido a la página de OMEL de donde se ha obtenido la siguiente gráfica:

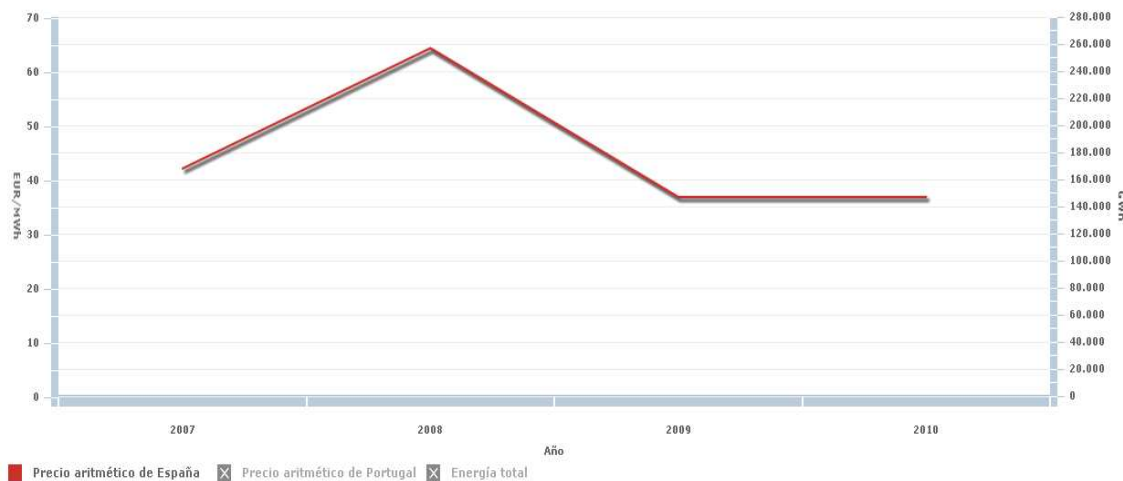


Figura 60: Precio medio de la electricidad 2007-2010 (OMEL)

La media aritmética de los últimos 4 años daría un precio medio con un valor de 45.17 €/MWh

De este modo, se obtiene una retribución de la energía de:

- Mercado eléctrico + prima

$$\text{Precio} = 4.517 \frac{\text{c€}}{\text{kWh}} + 27.4312 \frac{\text{c€}}{\text{kWh}} + 8,4681 \times 6\% \frac{\text{c€}}{\text{kWh}} = 32.4563 \frac{\text{c€}}{\text{kWh}}$$

- Tarifa Regulada

$$\text{Precio} = 29.0916 \frac{\text{c€}}{\text{kWh}} + 8,4681 \times 6\% \frac{\text{c€}}{\text{kWh}} = 29.5997 \frac{\text{c€}}{\text{kWh}}$$

Se puede ver como la opción de acudir al mercado eléctrico proporciona una retribución mayor a la electricidad generada, lo esperable sería que en el proyecto se acudiera a esta opción. No obstante, dadas las fluctuaciones en el precio del mercado, se ha considerado que es una opción que conlleva más incertidumbres y se ha optado por la elección de acudir a **tarifa regulada**, opción más conservadora.



6.3.3 Análisis de viabilidad económica

6.3.3.1 Introducción

Para este análisis se utilizarán los criterios de selección totales ya que éstos tienen en cuenta todos los flujos de caja así como en el momento en el que dichos flujos se obtienen. Los criterios que se tendrán en cuenta serán el VAN (Valor actual Neto), el TIR (Tasa interna de rentabilidad) y RBC (Relación Beneficio Coste).

El VAN o valor actual neto se define como el valor actualizado de los flujos de caja que promete generar a lo largo de su vida, este valor compara la inversión inicial (C_0) con los flujos de caja (C_n) actualizados a lo largo de la vida útil de la inversión. Tiene en cuenta el momento en el que tiene lugar dichos flujos de caja.

$$VAN = \sum_{t=1}^n \frac{V_t}{(1+k)^t} - I_0$$

Siendo:

V_t : Los flujos de caja en cada periodo t

I_0 : representa el desembolso inicial de la inversión

t : es el numero de periodos considerado

k : la tasa de descuento

Para que una inversión sea rentable el VAN debe ser positivo, es decir, los flujos que genera a lo largo de su vida sean mayores que la inversión inicial, entre varias inversiones elegiríamos aquella que tenga un mayor VAN.

Como se puede observar en la formula el VAN depende fuertemente de la tasa de descuento que se le aplique, por lo tanto una buena elección de la tasa de descuento hace que el cálculo de la viabilidad económica del proyecto sea fiable o no. La tasa de descuento se puede definir como el rendimiento mínimo, esperado por debajo del cual la inversión no debe realizarse. Existen varias estrategias a la hora de la elección de dicha tasa, que son las siguientes:



Coste de oportunidad: Es lo que dejaría de percibir si invirtiera ese dinero en otro proyecto

Coste financiero: En grandes empresas, el departamento financiero es el encargado de decidir el tipo de interés o tasa de descuento mínima que se exige a los proyectos que se realizan en la empresa, siendo práctica habitual asemejar dicha tasa al coste medio de financiación de la empresa.

Inflación: Cuando la única premisa impuesta es la no pérdida de dinero, como es el caso que nos ocupa, la tasa a la que se tendrá que actualizar es la inflación prevista para cada uno de los periodos que componen la duración de mi proyecto. El principal problema es que en grandes periodos de tiempo la estimación de dicha inflación es un poco complicada de realizar.

La Relación Beneficio Coste pone de manifiesto el beneficio que se obtiene por unidad de inversión necesaria. Cuanto mayor sea esta relación mejor situado estará el proyecto en la escala de selección. Este criterio se utiliza para poder comprar proyectos no homogéneos y que por tanto, con el criterio VAN no se puede comparar, y se define como:

$$RBC = VAN / Inversión Inicial (I_0)$$

El TIR o Tasa de Interna de Rentabilidad se define como el valor de la tasa de interés o tasa de descuento que hace el VAN nulo y expresa la rentabilidad porcentual que se obtiene por el capital invertido. Coincide con la máxima rentabilidad que podría dar el proyecto.

$$VAN = \sum_{t=1}^n \frac{V_F t}{(1 + TIR)^t} - I_0 = 0$$

Siendo:

V_F : es el flujo de Caja en el periodo t .

I_0 : representa el desembolso inicial de la inversión

Como se ha dicho anteriormente para comprobar la viabilidad del proyecto planteado se hará uso del VAN y el TIR. El mínimo de rentabilidad exigido por el inversor para compararlo con el TIR puede ser elegido de la tasa de descuento a la que se quieren actualizar los rendimientos futuros. De esta



manera, si el proyecto tiene una TIR mayor que la tasa de descuento, el VAN será positivo.

6.3.3.2 Datos de partida

Para realizar el balance económico del proyecto se han utilizado los siguientes datos de partida:

- Se ha estimado un incremento del IPC del 3% anual. Observando las variaciones de los últimos se ha considerado que el incremento medio ronda esta cifra.
- El impuesto de sociedades se ha cifrado en el 25%
- Se ha estimado una vida útil de la planta de 20 años. (En teoría la vida útil será mayor, pero se ha realizado un estudio conservador)
- Se ha considerado que la eficiencia óptica de los colectores disminuye a razón del 0,1% anual, por lo que la producción eléctrica disminuirá ligeramente cada año.
- La tasa de descuento para el cálculo del VAN se ha considerado del 5%
- El porcentaje de amortización anual de la inversión se ha cifrado en el 7% anual.
- Se ha considerado una financiación ajena del 80%, siendo el 20% restante aportado con fondos propios. El interés del préstamos bancario se ha tasado en el 6% anual.

Con estos datos de partida se ha construido una tabla de cálculo Excel que analiza los movimientos económicos de la planta a lo largo de sus 20 años estimados de vida útil. De esta forma se estudian los flujos de caja anuales y se calculan los tres criterios antes explicados: el VAN, el TIR y la RBC.

La tabla resultante se puede ver en la siguiente página.



	2011	2012	2013	2014	...	2030	2031
Concepto	0	1	2	3	...	19	20
+ Ingresos directos de la explotación		24.164.919,59 €	24.744.273,54 €	25.337.517,50 €	...	37.016.360,79 €	37.908.828,04 €
- Costes directos de la explotación		5.000.000,00 €	5.150.000,00 €	5.304.500,00 €	...	8.512.165,31 €	8.767.530,27 €
= Beneficio bruto		19.164.919,59 €	19.594.273,54 €	20.033.017,50 €	...	28.504.195,48 €	29.136.297,77 €
- Amortizaciones		12.600.000,00 €	12.600.000,00 €	12.600.000,00 €	...		
= BAIT		6.564.919,59 €	6.994.273,54 €	7.433.017,50 €	...	28.504.195,48 €	29.136.297,77 €
- Intereses		8.640.000,00 €	7.776.000,00 €	6.912.000,00 €	...	- €	- €
= BAT		- 2.075.080,41 €	- 781.726,46 €	521.017,50 €	...	28.504.195,48 €	29.136.297,77 €
- Impuestos		- €	- €	130.254,37 €	...	7.126.048,87 €	7.284.074,44 €
= Beneficio neto		- 2.075.080,41 €	- 781.726,46 €	390.763,12 €	...	21.378.146,61 €	21.852.223,33 €
+ Amortizaciones		12.600.000,00 €	12.600.000,00 €	12.600.000,00 €	...	- €	- €
- Desembolso inversión	36.000.000,00 €	14.400.000,00 €	14.400.000,00 €	14.400.000,00 €	...	- €	- €
= Cash flow	- 36.000.000,00 €	- 3.875.080,41 €	- 2.581.726,46 €	- 1.409.236,88 €	...	21.378.146,61 €	21.852.223,33 €
Cash flow acumulado	- 36.000.000,00 €	- 39.875.080,41 €	- 42.456.806,87 €	- 43.866.043,75 €	...	164.246.127,09 €	186.098.350,42 €



6.3.3.3 Resultados económicos

Los resultados obtenidos son los siguientes:

VAN	69.192.800,23 €
TIR	12,58%
RBC	1,9220

Esta Tasa Interna de Rentabilidad es bastante atractiva para muchos inversores por lo que se considera que el estudio que ha obtenido resultados positivos.

Además de estos datos expuestos arriba, también es indicador importante el Payback, o Período de Recuperación de la Inversión, que en este caso resulta en 12 años.

Una vez hecho el estudio de viabilidad es especialmente interesante ver como varían estos indicadores económicos en función de los datos de partida introducidos en nuestra tabla Excel. Para ello se ha realizado un estudio de sensibilidad económica.

6.3.3.4 Estudio de sensibilidad económica

En los datos de partida antes expuestos, la tarifa regulada, el IPC y el interés bancario se han considerado fijos. No obstante, estos valores pueden variar con las fluctuaciones del mercado y es interesante estudiar cómo afectan a la inversión de estudio.

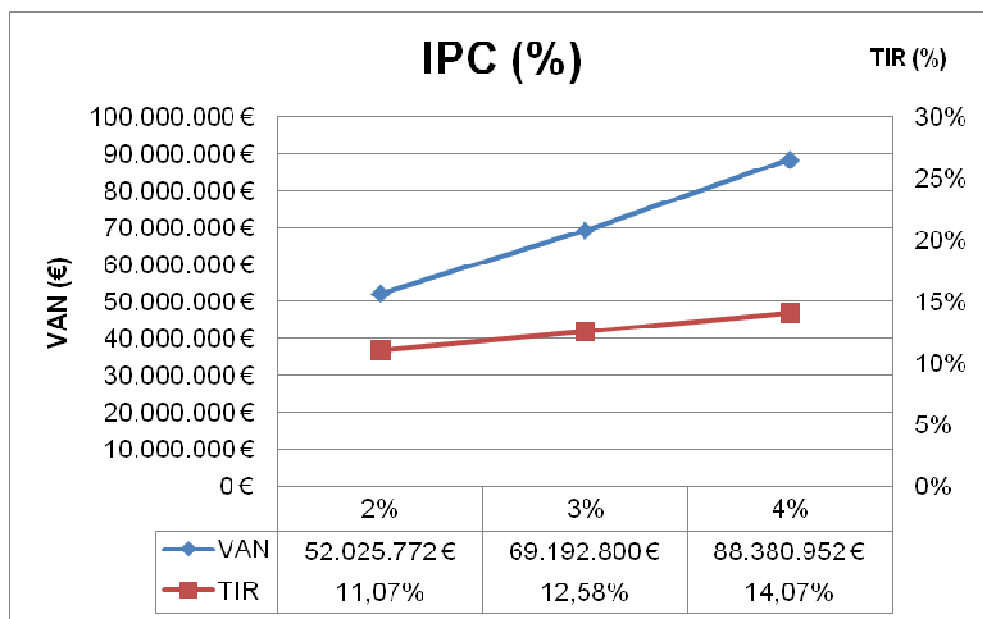
Otro análisis interesante sería estudiar cómo varían los indicadores de rentabilidad de la inversión si se modifica el porcentaje de financiación ajena.

Estos análisis de sensibilidad se estudian en las cuatro páginas siguientes.



6.3.3.4.1 Variación del IPC

El dato que se ha cogido en el análisis de viabilidad ha sido 3 % que es el IPC medio durante los últimos 10 años. Se ha considerado interesante analizar en este análisis de sensibilidad como varían los índices de rentabilidad del proyecto si el IPC se moviera entre un 2 y un 4%. En la gráfica que se expone a continuación se puede observar como varían el VAN y el TIR en este rango.



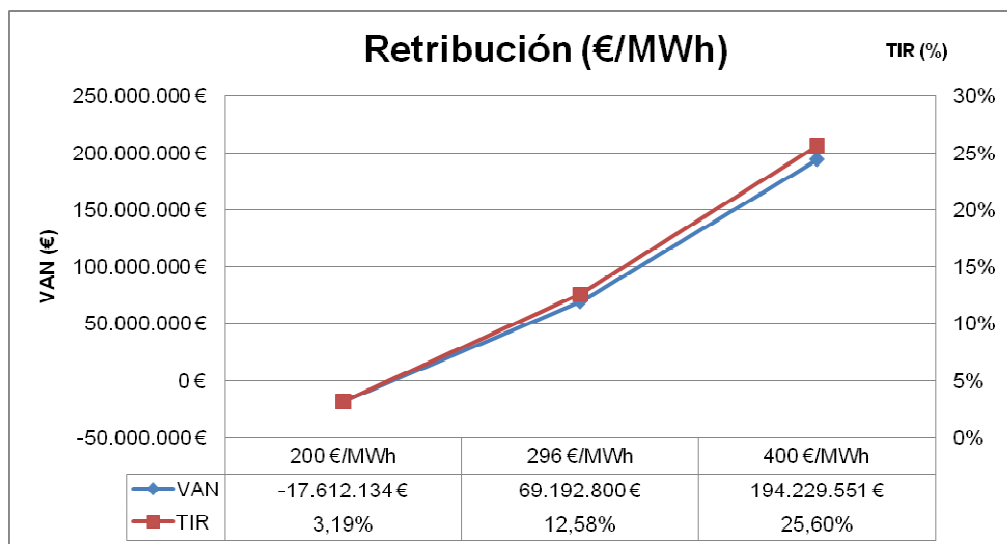
Como se puede observar a mayor subida del IPC mayor rentabilidad de la instalación. Los cambios en el TIR son muy pronunciados, pero sí que lo son más en el VAN.



6.3.3.4.2 Variación del régimen retributivo

Se ha considerado interesante analizar la variabilidad de nuestra inversión si hubiera otros marcos regulatorios que retribuyeran la producción eléctrica más barata o más cara.

En la siguiente gráfica se puede apreciar esta sensibilidad a los cambios en la retribución.



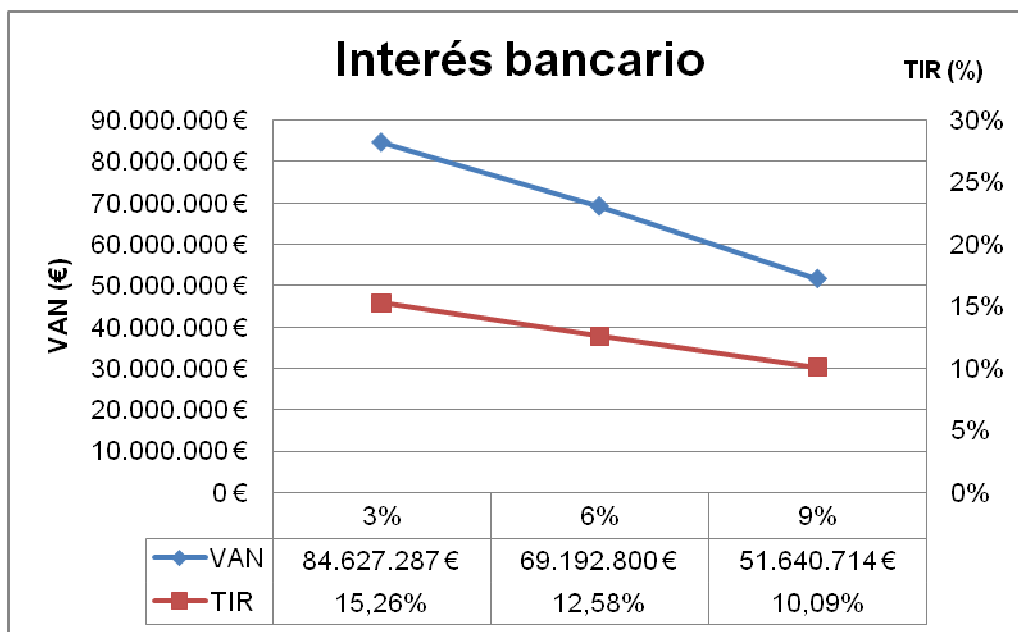
Como se puede ver en la gráfica, las centrales solares termoeléctricas dependen en gran medida del apoyo estatal. Si la tarifa regulada se bajara hasta un precio de 200€/MWh, el VAN de la central sería negativo y por lo tanto la instalación no sería rentable. Con un precio de mercado eléctrico español actual en torno a los 45€/MWh es evidente la necesidad de primas que retribuyan a este tipo de generación eléctrica.



6.3.3.4.3 Variación del interés bancario

El dato inicial suponía un tipo de interés del 6% en el préstamo que nos concede el banco. Se ha analizado un incremento y un decremento de este valor en un 3%.

Los resultados se pueden apreciar en la siguiente gráfica.



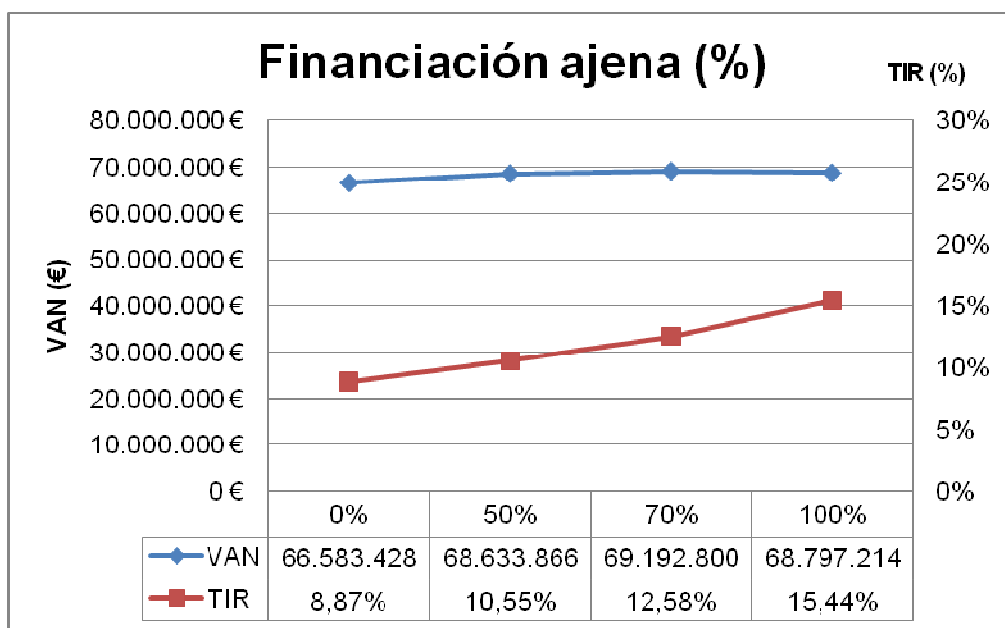
Es evidente que el proyecto de estudio sería más rentable si el interés bancario fuera menor. No obstante, a un interés muy alto, del 9%, el proyecto estudiado seguiría siendo rentable, pues su TIR se mantendría por encima del 10%.



6.3.3.4.4 Variación del porcentaje de financiación ajena

La inversión inicial del proyecto se sitúa en 180 millones de euros. Unos costes semejantes difícilmente se podrían afrontar con la autofinanciación. No obstante, con el fin de realizar un análisis de sensibilidad más completo se ha considerado también esta opción.

La gráfica que muestra las variaciones de los índices de rentabilidad con respecto a la financiación se puede ver en la siguiente figura



El VAN prácticamente permanece invariable, pero el TIR sí muestra una importante subida conforme aumentamos el porcentaje de financiación ajena.

Vemos en la gráfica cómo es preferible la opción de acudir al banco para financiar nuestra instalación en un alto porcentaje, incluso llegando a un 100% donde el nivel del TIR sube de manera súbita. Esto puede ser debido a los costes de oportunidad de nuestro capital y a otros aspectos como los tipos impositivos en nuestros beneficios.

No obstante, aún con la autofinanciación, opción poco atractiva, el nivel de TIR se mantiene cercano al 9%, valor aceptable que indica que la instalación puede ser rentable aún con el 100% de fondos propios.

6.3.4 LEC (Levelized Energy Cost)



Otro punto interesante a la hora de analizar la viabilidad económica de una central de energía es el LEC.

El LEC se define como el coste anual dividido por la producción media anual prevista. Para calcularlo se considera el coste de capital para la vida útil de la planta, el coste anual de operación y mantenimiento, y el coste anual de combustible fósil utilizado.

$$LEC = \frac{f_{cr} \times C_{in} + C_{op} + C_{fuel}}{E_p}$$

Siendo:

f_{cr} : factor de amortización anual (Se ha considerado un factor de amortización del 7%, que entra dentro del rango establecido en la tabla de coeficientes de amortización del RD 1777/2004 (Grupo 151))

C_{in} : Coste de la inversión inicial

C_{op} : Costes de operación y mantenimiento anual

C_{fuel} : Coste del combustible utilizado anualmente

Sustituyendo los valores del presente proyecto en la fórmula se obtiene:

$$LEC = 17,883 \text{ c€/kWh}$$

El LEC es un buen indicador para comparar la viabilidad económica de distintas alternativas de producción de energía eléctrica. La siguiente tabla permite comparar el LEC obtenido con el de distintas fuentes de energía renovable.

Solar fotovoltaica	Solar térmica	Eólica	Mini-hidráulica	Biomasa	Ciclo combinado
27-51 c€/kWh	10-20 c€/kWh	3.5-8.5 c€/kWh	4-15 c€/kWh	4-15 c€/kWh	2.9-6.4 c€/kWh

Tabla 5: LEC de las tecnologías de producción eléctrica a partir de fuentes renovables (Castro Gil, 2006)

Se observa cómo el valor obtenido para la central de estudio entra dentro del rango estimado para Solar Térmica. Este rango de precios de la



solar térmica es todavía elevado comparado con otras fuentes como renovables la hidráulica, la biomasa y la eólica (la más competitiva). No obstante, tiene un LEC mucho más bajo que la fotovoltaica, lo que la convierte en la opción más interesante económicamente para aprovechar el recurso solar.

Volviéndonos a centrar el LEC obtenido para la instalación de estudio es interesante compararlo con otras centrales termosolares. Las centrales más modernas como Andasol 2 o PS20 consiguen un valor de LEC en torno a 15 c€/kWh, no muy lejos del obtenido en este proyecto.

No obstante, este valor obtenido no hay que tomarlo al pie de la letra ya que puede estar influenciado por unas estimaciones demasiado optimistas en lo que se refiere a costes de O&M y en electricidad generada anualmente. Dado que no existen centrales comerciales en operación, este proyecto se ha basado en las estimaciones realizadas por empresas del sector que pueden pecar de irreales.

No obstante, sí que existen estudios científicos que consideran que una central fresnel mejoraría el LEC de una central CCP. Diversos artículos muestran que las centrales Fresnel comerciales mejorarían esta cifra de 0,15 c€/kWh de las actuales CCP, e incluso bajarían de 0,10 c€/kWh si se emplazaran en lugares con muy altos valores de radiación como Egipto (Bockamp, 2003).

6.4 Comparativa ante una central CCP-GDV

Los Colectores Cilindro Parabólicos son el tipo de concentrador solar más estudiado y utilizado en la actualidad. No obstante, como se ha visto en capítulos anteriores, la totalidad de las plantas solares construidas hasta el momento utilizan como fluido absorbedor un aceite (tecnología HTF) y no el agua (tecnología GDV) que es la opción que se está estudiando en este proyecto.

Las pocas pruebas y experiencias que se han realizado con la Generación Directa de Vapor en Colectores Cilindro-Parabólicos han sido analizadas en el capítulo 3 del presenta proyecto y dan una buena idea de la viabilidad futura de esta tecnología.

Al carecer de plantas comerciales, en este proyecto se ha decidido tomar como modelo de comparación la central CCP-GDV propuesta en la tesis doctoral de María José Montes Pita, titulada "Análisis y propuestas de sistemas solares de alta exergía que emplean agua como fluido calorífero".



En el cuarto capítulo de la mencionada tesis se analizan distintas posibilidades de configuración en una central CCP de 50 MW de Generación Directa de Vapor. En este proyecto, se va a tomar como modelo de comparación la configuración sin almacenamiento, ni hibridación, ya que es la misma hipótesis que se ha seguido en la central fresnel.

El emplazamiento de esta central está en el mismo lugar que la instalación Fresnel con la que se pretende comparar, el desierto de Tabernas (Almería).

Según los estudios realizados en esta tesis, la potencia térmica que requiere el ciclo de potencia de esta central para funcionar en condiciones nominales es de 133.7 MW_{th} .

La presión y temperatura de entrada a la turbina se sitúan en 100 bar y 500°C . El bloque de potencia tiene un número de extracciones igual a 4, como se puede observar en el diagrama de flujo de la siguiente figura:

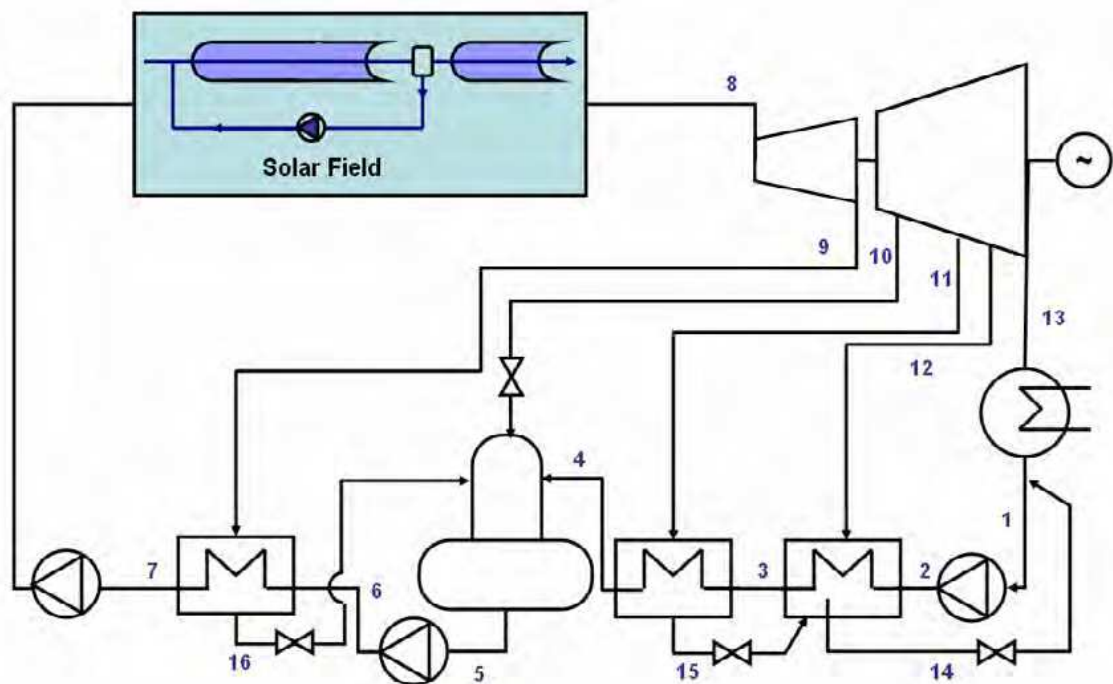


Figura 55: Diagrama de flujo de la central CCP-GDV



Para una planta sin hibridación ni almacenamiento se consideró un valor óptimo un múltiplo solar igual a 1.25. Con este sobredimensionamiento del campo, el precio del kWh_e se minimiza.

La producción eléctrica anual estimada para esta planta es de **122,8 GWh**.

$$\text{LEC} = 12.0248 \text{ c€/kWh}$$

Como se puede apreciar al compararla con la central fresnel estudiada la generación de electricidad es sensiblemente superior en la central CCP. Esto es debido al mayor rendimiento óptico de los colectores y las mayores temperaturas alcanzadas por el agua al recorrer el campo solar. No obstante, esta mayor generación también implica mayores costes de inversión, tanto inicial como de operación y mantenimiento a lo largo de su vida útil. De todos modos, el LEC calculado en esta tesis tiene un valor increíblemente bajo frente a las plantas HTF en operación. Sería muy interesante comprobar su viabilidad en centrales reales.



CAPÍTULO 7: CONCLUSIONES

7.1 Introducción

Las tecnologías de concentración solar se encuentran en pleno desarrollo tecnológico y comercial en la actualidad. En los primeros capítulos del presente proyecto se ha podido seguir la evolución que ha seguido a lo largo de los años y como se está consiguiendo su competitividad frente a otras tecnologías de generación. En palabras de Manuel Sánchez Ortega, consejero delegado de Abengoa, *"La solar termoeléctrica es una energía que en un horizonte de tres a cinco años va a ser competitiva en precio de producción con otras energías renovables más usadas actualmente."* Otro aspecto que remarca Sánchez Ortega es el mejor "pro" de la solar termoeléctrica, su gestionabilidad, *"A veces se la compara con la eólica, pero cada megavatio eólico tiene que tener el respaldo de otro tipo de energía, normalmente de la producida en centrales de ciclo combinado, porque no es predecible ni almacenable. Dos problemas que la energía termosolar no tiene."*

Según un estudio de Estela, la tecnología solar termoeléctrica sería competitiva económicamente con los ciclos combinados de gas natural a partir del 2020, debido a las mejoras tecnológicas y las economías de escala, así como a la predicción de precios crecientes de los combustibles fósiles.

De esta manera parece evidente que en un país como España, con buenos datos de radiación de solar, hay que apostar por este tipo de energía. Debería ser una pieza clave en futuro mix energético de España, así como en las regiones más soleadas del planeta.

En el abanico de tecnologías que aprovechan la energía solar termoeléctrica los colectores fresnel son la opción menos estudiada. La menor eficiencia de este tipo de colectores ha hecho que se desarrollen comercialmente otras tecnologías como los colectores cilíndrico parabólicos o los de torre central dejando de lado una opción muy interesante como son los lineales fresnel.

No obstante, esta menor eficiencia antes mencionada se trata de compensar con menores costes de inversión y menos gastos anuales en operación y mantenimiento debido a la mayor simplicidad de los colectores.



7.2 Conclusiones del estudio realizado

En el presente capítulo de este proyecto se han obtenido unos resultados económicos que no distan mucho de las centrales termoeléctricas actuales de tecnología HTF. No obstante, como se ha dicho, no hay que tomar estos datos como plenamente fiables ya que están basados en estimaciones teóricas y precisan de la necesaria experiencia comercial. La construcción y futura entrada en operación de la central Puerto Errado 2 puede proporcionar los datos necesarios para evaluar la fiabilidad de estas aproximaciones teóricas.

En la parte final del capítulo 6 se han comparado las dos vías de Generación Directa de Vapor, analizando el estudio de María José Montes Pita sobre GDV en Colectores Cilindro Parabólicos. Esta segunda opción sale ganando en electricidad generada y en valor de LEC, por lo que parece una opción más atractiva. No obstante, también se trata de un estudio con datos teóricos y sin aplicación en plantas reales, por lo que no ha de significar la superioridad de una tecnología sobre la otra.

Otro punto a tener en cuenta es que en este proyecto se ha analizado la viabilidad de estas centrales como fuente de generación eléctrica, pero un campo muy interesante de aplicación de los colectores fresnel sería el del precalentamiento de vapor para centrales térmicas convencionales. Con esto se conseguiría aumentar el rendimiento de las centrales y disminuir el consumo de combustible. Proyectos como el Kogan Creek Solar Boost Project, expuesto en el capítulo 2, entrarán pronto en operación y demostrarán la viabilidad, o no, de esta tecnología.

7.3 Futuras líneas de I+D

Las plantas fresnel de Puerto Errado son un primer paso hacia la comercialización de esta tecnología. En el futuro se debe estudiar la inclusión de mejores como los sistemas de almacenamiento térmico y la hibridación. Estos sistemas mejorarían su eficiencia global y permitirían una mayor generación de energía. Los estudios han demostrado que la inversión que suponen estos sistemas revierte luego en mejores resultados económicos para la planta. La inclusión de almacenamiento térmico es especialmente interesante ya que éste permitiría a la central guardar energía en horas valle y venderla en horas pico, con lo que generaría unos ingresos mayores por KWh producido. Las centrales CCP más modernas en operación, y las que se están construyendo actualmente, ya disponen de estos sistemas.



Al ser las primeras centrales comerciales con esta tecnología, los costes de inversión no son tan bajos como deberían ser. La estandarización de los procesos de producción de los componentes y su fabricación a gran escala reducirían en gran medida las inversiones necesarias para la construcción de estas centrales. Con esto, sumado a los bajos costes de operación y mantenimiento de las centrales, el valor del LEC se conseguiría disminuir hasta unos valores muy competitivos.

Otro aspecto a mejorar en los colectores Fresnel es su eficiencia. La empresa Novatec, en colaboración con el DLR y Schott Solar, está trabajando en el desarrollo un nuevo tipo de colector, que han llamado SuperNova, que pretende conseguir vapor de agua en el colector a temperaturas de 450°C, frente a los 280°C actuales. Esto mejoraría en gran medida la eficiencia del ciclo de potencia y conseguiría una mayor generación de electricidad.

7.4 Conclusión final del autor

Es necesario aprovechar al máximo los recursos de los que disponemos, y la clave está en realizarlo de la manera más eficiente posible. Estudios como el presentado en este proyecto pretenden ahondar en la necesidad de aprovechar mejor el mayor recurso del que disponemos, el Sol. De él nace el gran abanico de energías renovables y de nosotros depende el saber beneficiarnos de este obsequio.

Aún queda mucho camino por recorrer pero los pasos son los adecuados. Cada día se instalan más centrales de energías renovables en el mundo y éstas cada vez son más eficientes. La sociedad está concienciada y los apoyos son necesarios, pues es de vital importancia avanzar hacia un mix energético mundial más sostenible. Este trayecto es largo y difícil pero es la única opción para nuestro futuro.

Ya estamos en el buen camino, ahora hay que seguir caminando.



BIBLIOGRAFÍA

Ajona, J I. y Zarza, E., 1994, "Benefits Potential of Electricity Production with direct Steam Generation in Parabolic Troughs."

Barnea, D., 1987, "A unified model for predicting flow-pattern transitions for the whole range of pipe inclinations". International Journal of Multiphase Flow

Bockamp et al. , 2003, "Solar thermal power generation"

Castro Gil, M. 2006. "Energía solar térmica de media y alta temperatura". ProgenSA. Promotora general de estudios, S.A.

Dagan, E.; Müller, M.; Lippke, F., 1992, "Direct Solar Steam Generation in Parabolic Trough Collectors". Informe técnico DISS R-03/92, Plataforma Solar de Almería, Almería (España).

Dudley, E.V. et al., 1994, "SEGS LS-2 Solar Collector (Test Results)", Report No. SAND94-1884, Sandia National Laboratories, California (EEUU).

Duffie, J. y Beckman, W., 1991, Solar engineering of thermal processes

Geskes, P. y Eck, M., 1999, "Fluctuation flow patterns and pipewall temperatures in horizontal absorber pipes with direct steam generation under changing conditions", Journal de Physique IV, vol. 9, pp. 490 – 495.

González, L., 2003, "Manual de "Dimensionado Planta-DSG". Herramienta para el diseño de plantas de colectores solares cilindro-parabólicos con Generación Directa de Vapor".



Häberle, Andreas et al., 2003, The Solarmundo line focussing Fresnel collector. Optical and thermal performance and cost calculations.

Herrmann, U. y Nava, P., 2008, "Performance of the SKAL-ET collector of the Andasol power plants". In Proceedings of 14th International SolarPACES Symposium on Solar Thermal Concentrating Technologies, Las Vegas, EEUU

Lippke, F., 1995, "Simulation of the Part-Load Behaviour of a 30 MWe SEGS Plant", Report No. SAND95-1293, SNL, Albuquerque, NM.

Lovegrove, K. y Dennis M., 2006, "Solar thermal energy systems in Australia"

Mills, D., 2004, "Advances in solar thermal electricity technology".

Mills, David R. y Morrison, Graham L., 1999, "Compact linear Fresnel reflector solar thermal powerplants".

Montes, M.J. 2008, "Análisis y propuestas de sistemas solares de alta exergía que emplean agua como fluido calorífero" Tesis Doctoral

Montes, M.J. et al., 2008, "Thermofluidynamic model and comparative analysis of parabolic trough collectors using oil, water/steam or molten salt as heat transfer fluids". En: Proceedings of 14th International SolarPACES Symposium on Solar Thermal Concentrating Technologies, Las Vegas (EEUU).

Müller, M. y Lippke, F., 1993, "Lab-scale high-pressure water/steam test loop for research on two phase flow phenomena in parabolic trough solar power plants with direct steam generation; thermodynamics and first operational results". In Proceedings of 6th International Symposium on Solar Thermal Concentrating Technologies.

Rabl, A., 1985, "Active solar collectors and their applications". Ed. Oxford University Press, New York (EEUU). ISBN: 0195035461



Rolf Bernhard, H. et al., 2008, "Linear Fresnel Colector demonstration on the PSA part 1 - Design, construction and quality control

Selig, M. , 2009, "PE1 - First fresnel solarpower plant in operation Experiences and Outlook"

Svoboda, P., et al., 1997, "Comparision of direct steam generation vs. HTF technology for parabolic trough solar power plants: performance and cost". In Proceedings of ASME International Solar Energy Conference, Washington, EEUU

Zarza, E., 2002, "Generación directa de vapor con colectores solares cilindro parabólicos. Proyecto Direct Solar Steam (DISS)", Tesis Doctoral, Universidad de Sevilla, España

Zarza, E., et al., 2006, "INDITEP: The first pre-commercial DSG solar power plant", Solar Energy, 80(10), pp. 1270-1276.

Zarza, E. et al., 2008, "Almería GDV: The first solar power plant with direct stem generation". In Proceedings of 14th International SolarPACES Symposium on Solar Thermal Concentrating Technologies, Las Vegas, EEUU.



ANEXO

Hoja de características de la planta Puerto Errado 2

Basic information on the solar thermal power plant PE 2	
Company	TuboSol PE 2 S.L.
Product name	NOVA-1
Type	28 rows of linear Fresnel collectors, 2 conventional steam turbines and generators
Solar field length	940 m
Solar field width	590 m
Primary mirror height	1,15 m
Receiver height	7,40 m
Aperture width (= sum of primary mirror width)	12 m
Net Aperture surface	302'000 m ²
Primary mirror	3 mm thick glass silver coated, bonded galvanized sheet steel elements, fully automatic manufactured
Receiver	Upper side insulated with 60 mm fibre glass wool, no vacuum
Supporting structure	Steel frame and guy wires, galvanized
Tracking	single-axis, with two lifting cylinders each for 128 primary mirrors
Optical efficiency (based on direct radiation)	New: 67 % after 25 years: $\geq 63.7\%$
Operating temperature	up to 270 ° C
Operating pressure	up to 70 bar
Monitoring / Controlling	Internet / TCP IP
Thermal peak performance per m ² of primary mirror aperture surface at 900 W/m ² direct irradiation	502,3 W _{th} /m ²
Thermal peak performance of the power plant	151 MW _{th}
Electrical peak performance of the power plant	30 MW _{el}
Projected power production	~50'000 MWh/a