

GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍA INDUSTRIAL

## TRABAJO FIN DE GRADO

### *ANÁLISIS TÉCNICO Y ECONÓMICO DE UNA PLANTA TERMOSOLAR DE TORRE CENTRAL*

**Alumno:** Rincón Rementería, Diego

**Director:** De La Peña Aranguren, Víctor

**Curso:** 2018-2019

**Fecha:** Bilbao, 09/07/2019

*No podemos darnos el lujo de la indecisión,  
las medidas a medias o los enfoques  
graduales. Nuestra meta debe ser una  
transformación.*

**Ban Ki-Moon**

## TABLA DE CONTENIDO

RESUMEN TRILINGÜE .....	5
LISTA DE TABLAS, FIGURAS Y GRAFICAS .....	7
Lista de Gráficos .....	7
Lista de Tablas.....	7
Lista de Figuras.....	7
1. INTRODUCCION.....	9
1.1. SITUACIÓN ENERGETICA MUNDIAL.....	11
1.2. SITUACIÓN ENERGÉTICA EN ESPAÑA .....	13
1.3. PROTOCOLO DE KIOTO Y EMISIONES “ZERO” .....	16
2. OBJETIVOS Y ALCANCE.....	20
3. ALTERNATIVAS .....	21
3.1. CENTRALES DE ENERGIA SOLAR TERMICA.....	22
3.1.1. Colectores estáticos .....	25
3.1.2. Colectores con seguimiento .....	26
3.2. TIPOS.....	26
3.2.1. Colector Fresnel.....	26
3.2.2. Colector Cilindro Parabólico.....	29
3.2.3. Disco Stirling.....	31
3.2.4. Torre Central Termosolar .....	34
4. TORRE CENTRAL TERMOSOLAR. DESCRIPCION DE LA PLANTA.....	38
4.1. DESCRIPCION DE EQUIPOS .....	39
4.1.1. Campo de heliostatos .....	39
4.1.2. Receptor Solar.....	42
4.1.3. Torre.....	46
4.1.4. Sistema de control.....	46
4.1.5 Sistema de almacenamiento térmico.....	46
4.1.6 Sistema de producción de potencia.....	48
4.1.7 Sistema Auxiliar.....	49
4.2 RENDIMIENTO DE LOS EQUIPOS.....	49
4.2.1. Rendimiento del campo de heliostatos .....	49
4.2.2. Rendimiento del receptor .....	54
4.2.3 Rendimiento global de la instalación.....	54
5. ELECCIÓN DE EQUIPOS E INVERSIÓN NECESARIA .....	56

5.1. CARACTERÍSTICAS DE LA CENTRAL.....	56
5.2. INVERSIÓN A REALIZAR.....	59
5.2.1. SISTEMA DE CAPTACIÓN DE LA ENERGÍA SOLAR.....	60
5.2.2. Sistema de conversión de la energía solar en energía térmica .....	61
5.2.3 Sistema de almacenamiento de la energía térmica .....	63
5.2.4. Bloque de potencia.....	63
5.2.5 Ingeniería y margen epc .....	64
6. ESTUDIO ECONÓMICO.....	65
7. CRONOGRAMA .....	2
8. CONCLUSIONES .....	2
ANEXO DE SUPERÍNDICES .....	3
LISTADO DE REFERENCIAS .....	4

## RESUMEN TRILINGÜE

### RESUMEN

El presente Trabajo de Fin de Grado tiene como objetivo el estudio tanto técnico como económico de una planta termosolar de torre central.

En una primera fase del proyecto se tratan temas como la sostenibilidad del planeta y la necesidad pasmosa que tiene el ser humano de empezar a consumir la denominada energía limpia.

En la segunda fase, el trabajo se centra en la energía termosolar y los distintos tipos de plantas que la componen, para en una tercera fase centrarse en las plantas de torre central con una explicación detallada de los equipos que componen dichas instalaciones. Esta es sin duda una de las partes más importantes del proyecto.

Por último en la cuarta y última fase, se acomete un estudio económico a gran escala de una planta de referencia de 20MW para obtener una primera aproximación de los costes de inversión y tiempo de retorno de dicha instalación.

### LABURPENA

Graduko azken lan honen helburua zentral dorre eguzkitermiko planta baten ikerketa tekniko eta ekonomikoa egitea da.

Gure planetaren iraunkortasuanren inguruan arituko gara lehenengo alde honetan, energía garbiaren erabilera modu oroko batean martxan jartzeko dugun beharra aipatuz.

Jarraituko dugu energia eguzkitermiko eta osatzen duten planta ezberdinak aztertzen. Lan honen hirugarren zatian dorre zentraleko plantak osatzen duten instalazioen ekipoen azalpen zakanogoak egiten zaiatu gara. Beraz, alde hau izan daiteke proiektu osoaren atal nagusia.

Amaitzeko, erreferentzi moduan 20MW planta bat hartuta bere ikerketa ekonomikoa modu orokorrean egiten saiatu gara, inbertsio kostuengan lehenengo urbilketa bat izateko eta instalazio horren errotorno denbora adierazteko.

## ABSTRACT

The objective of this Final Degree Project is the technical and economic study of a central tower thermosolar plant.

In the first phase of the project are discussed issues such as the sustainability of the planet and the overwhelming need that humans have to start consuming the so-called clean energy.

In the second phase, the work focuses on solar thermal energy and the different types of plants that make it up, for a third phase to focus on the central tower plants with a detailed explanation of the equipment that makes up these facilities. This is undoubtedly one of the most important parts of the project.

Finally, in the fourth and final phase, a large-scale economic study of a 20MW reference plant is undertaken to obtain a first approximation of the investment costs and return time of said installation.

## LISTA DE TABLAS, FIGURAS Y GRAFICAS

### LISTA DE GRÁFICOS

<i>Gráfico 1: Desglose de coste de la inversión total de la central</i> .....	60
<i>Gráfico 2: Desglose de los costes de inversión de captación de la energía solar de la central</i> .....	61
<i>Gráfico 3: Desglose de costes de inversión del sistema de conversión de la energía solar en térmica de la central</i> .....	62
<i>Gráfico 4: Desglose de los costes de inversión del bloque de potencia de la central</i> .....	64

### LISTA DE TABLAS

<i>Tabla 1: Comparación de emisiones de CO2 de distintos combustibles</i> .....	13
<i>Tabla 2: Características principales de la central</i> .....	58
<i>Tabla 3: Características técnicas principales de la central</i> .....	59
<i>Tabla 4: costes totales de inversión de la central</i> .....	59
<i>Tabla 5: Costes de inversión del sistema de captación de la energía solar de la central (Millones de euros)</i> .....	61
<i>Tabla 6: Costes de inversión del sistema de conversión de energía solar en energía térmica de la central (Millones de euros)</i> .....	62
<i>Tabla 7: Costes de inversión del sistema de almacenamiento de la energía térmica de la central (Millones de euros)</i> .....	63
<i>Tabla 8: Costes de inversión del bloque de potencia de la central (Millones de euros)</i> .....	64

### LISTA DE FIGURAS

<i>Figura 1: Variación de emisiones de CO2 producidos por la quema de biomasa (Dr Josep Marti, El Periódico de Catalunya)</i> .....	10
<i>Figura 2: Evolución del consumo energético mundial según el tipo de fuente (Ó Saladie)</i> .....	11
<i>Figura 3: Consumo de Energía Primaria Mundial en 2017 (BP España)</i> .....	13
<i>Figura 4: Evolución de la dependencia energética en España (IDAE)</i> .....	14
<i>Figura 5: Consumo de energía primaria en España en 2017 (APPA, Asociación de Empresas de Energías Renovables)</i> .....	15
<i>Figura 6: Producción interior de energía primaria en 2015 (Ministerio de Energía y Turismo, Gobierno de España)</i> .....	15
<i>Figura 7: Evolución de la capacidad termosolar en España (Grupo T-Solar)</i> .....	16
<i>Figura 8: Estado de los países respecto al protocolo de Koto (NewsLab)</i> .....	17
<i>Figura 9: Capacidad global de concentradores termosolares (www.tsolar.com)</i> .....	23
<i>Figura 10: Generación de energía eléctrica en España 2018 (DiarioRenovables)</i> .....	23
<i>Figura 11: Localización de las centrales termosolares en España (Opex Energy)</i> .....	24
<i>Figura 12: Configuraciones de receptores. De izq. a dcha.: horizontal, 2 receptores inclinados en una misma estructura y receptores a ambos lados de los espejos (Abbas,2013)</i> .....	27
<i>Figura 13: Sistema de lentes Fresnel con varias torres (Kalogirou,2016)</i> .....	28
<i>Figura 14: Sección de receptor trapezoidal para tecnología fresnel (Martinez-val, 2011)</i> .....	28

<i>Figura 15: Concentrador en CCP (Centrales Termosolares, UPV/EHU)</i> .....	29
<i>Figura 16: Receptor (Centrales Termosolares, UPV/EHU)</i> .....	30
<i>Figura 17: Disco Stirling (Proyecto de Generación de Energía con Disco Parabolico-Stirling, Gustavo Zabalza 2010)</i> .....	32
<i>Figura 18: Receptor de tipo solo-solar (Izquierdo Millan, 2014)</i> .....	33
<i>Figura 19: CENTRAL termosolar de Torre Central (Opex Energy)</i> .....	34
<i>Figura 20: Heliostato de 120 m2 diseñado por Solúcar S.A para la planta Ps10</i> .....	35
<i>Figura 21: Torre Central Ps10, Abengoa (Microgal TV)</i> .....	37
<i>Figura 22: Esquema de una planta de Torre Central termosolar</i> .....	39
<i>Figura 23: Componentes de un heliostato (bibing.us.es, 2013)</i> .....	40
<i>Figura 24: Disposiciones típicas de un campo de heliostatos. A la izqda. campo Norte y a la drcha. campo circular (bibing.us.es, 2013)</i> .....	41
<i>Figura 25: Comparación de energía que llega al receptor entre plantas con heliostatos fijos y plantas de geometría variable (CTAER)</i> .....	42
<i>Figura 26: Receptor cilíndrico externo (Izquierdo Millan, 2015)</i> .....	43
<i>Figura 27: Receptor de cavidad (Izquierdo Millan, 2015)</i> .....	44
<i>Figura 28: Receptor volumétrico (Izquierdo Millan, 2015)</i> .....	44
<i>Figura 29: Sistema de almacenamiento termico de lecho de rocas (Kalogirou, 2016)</i> .....	47
<i>Figura 30: Variación de la temperatura respecto de la energía necesaria (Sistemas de Almacenamiento Térmico Estacional, Ulster University)</i> .....	47
<i>Figura 31: Factor coseno (bibing.us.es, 2013)</i> .....	50
<i>Figura 32: Distribución del valor medio anual del factor coseno en un campo Norte (bibing.us.es, 2013)</i> .....	51
<i>Figura 33: Pérdidas debidas a la sombra que genera un heliostato sobre otro (bibing.us.es, 2013)</i> .....	51
<i>Figura 34: Pérdidas debidas al bloqueo que genera un heliostato sobre el otro (bibing.us.es, 2013)</i> .....	52
<i>Figura 35: Atenuación atmosférica (bibing.us.es, 2013)</i> .....	53
<i>Figura 36: Rendimiento global de una instalación de torre central (bibing.us.es, 2013)</i> .....	55
<i>Figura 37: Radiación directa normal. mapa d e radiacion directa anual (IDAE)</i> .....	56

## 1. INTRODUCCION

La industrialización global y el crecimiento exponencial de los países en vías de desarrollo, hacen que la demanda de energía mundial lejos de decrecer o estabilizarse no pare de aumentar. La importancia que la energía tiene en nuestra sociedad es capital y su producción es responsable directa de que la sociedad se sustente tal y como la conocemos hoy en día. La luz artificial, el calor utilizado para calentamiento o el combustible de nuestros medios de transporte son posibles gracias a la capacidad para generar, transportar y transformar las distintas formas de energía. De todas las formas de energía conocidas, la energía eléctrica es la que cobra mayor importancia gracias a su capacidad para ser transportada y transformada y es por ello que la gran mayoría de energía que se produce hoy en día es energía eléctrica.

En la segunda mitad del siglo XIX empieza el consumo de energía proveniente del carbón, si bien no fue hasta en los primeros años del siglo XX cuando sufrió un aumento considerable. Hasta entonces prácticamente la totalidad de la energía consumida provenía de la biomasa. La biomasa es considerada una fuente de energía limpia y renovable, si bien es emisora de CO<sub>2</sub> y CO en su combustión incluso en mayores cantidades que el gas natural o el fuelóleo pero en menores que el carbón en el caso del CO<sub>2</sub> (*ver Tabla 1*). Esta consideración es debida a que su emisión está más que controlada, a partir de su acondicionamiento para obtener los parámetros idóneos en cuanto a humedad, temperatura y densidad. Por ello la tendencia de emisiones de CO de la biomasa ha decrecido a niveles prácticamente despreciables (*ver Fig.1*) y las emisiones de CO<sub>2</sub> se consideran básicas para el restablecimiento del ciclo y favorecer la fotosíntesis. Además gran cantidad de biomasa proviene del aprovechamiento de residuos forestales que ayudan a evitar posibles incendios.

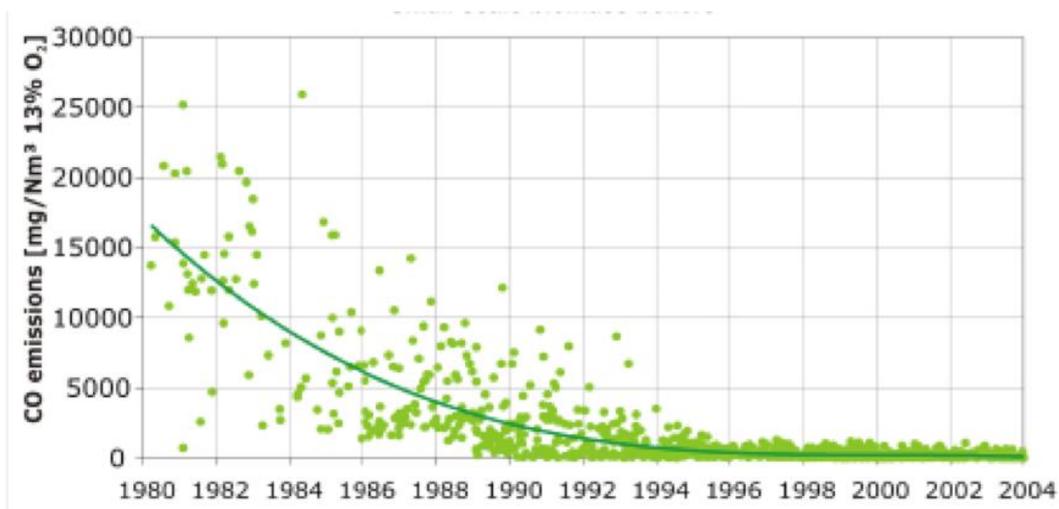


FIGURA 1: VARIACIÓN DE EMISIONES DE CO PRODUCIDOS POR LA QUEMA DE BIOMASA (DR JOSEP MARTI, EL PERIÓDICO DE CATALUNYA)

Junto con el *boom* del carbón, llegó la aparición de otras fuentes de energía como la hidroeléctrica, el petróleo o el Gas Natural. Todas ellas emitían menos cantidad de CO<sub>2</sub> (la hidroeléctrica es considerada “emisiones cero”) que el carbón, si bien esto era algo que no preocupaba en la sociedad del momento.

A mediados del siglo XX y tras la Segunda Guerra Mundial, clara precursora de los avances en energía nuclear, nacen las primeras plantas de uso comercial. La energía nuclear está considerada prácticamente como una energía limpia respecto a la emisión de gases de efecto invernadero además de ser capaz de producir una alta cantidad de GWh, sin embargo genera residuos altamente radiactivos y de gran permanencia de los cuales no sabemos deshacernos. No fue hasta el último tercio del siglo XX cuando aparecieron el resto de energías renovables como la solar o la eólica y con ellas la preocupación por el denominado *Cambio Climático* o el agotamiento de las fuentes tradicionales (*ver Fig.2*).

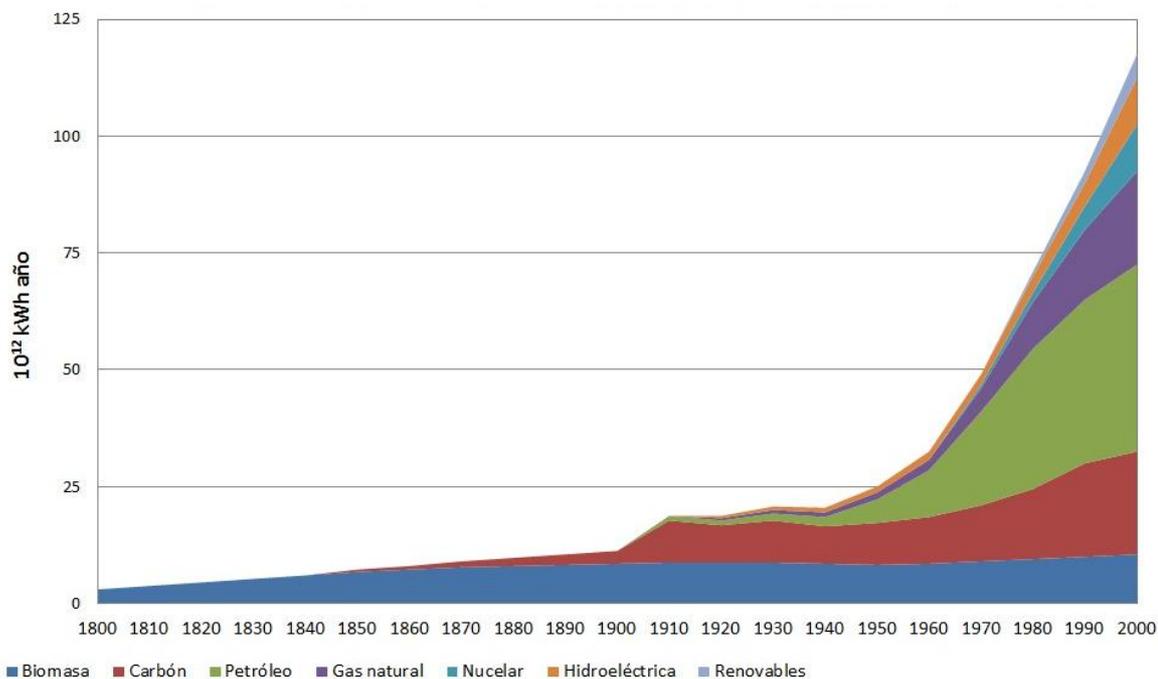


FIGURA 2: EVOLUCIÓN DEL CONSUMO ENERGÉTICO MUNDIAL SEGÚN EL TIPO DE FUENTE (Ó SALADIE)

## 1.1. SITUACIÓN ENERGÉTICA MUNDIAL

La energía es básica para mantener los niveles y estándares de vida de los que hoy día disfrutamos y por ello, desgraciadamente, se ha convertido en uno de los principales factores que mueven los intereses sociopolíticos de los países y rigen la geopolítica mundial.

Cada país debe de abastecer a toda su población de electricidad y combustibles para el transporte y el desarrollo de sus industrias así como para su uso comercial en los hogares. Sin embargo no todos los países gozan de los mismos recursos energéticos. Es por ello por lo que muchos países se ven obligados a importar ya sea combustibles fósiles, o electricidad de la red. Debido a estas tensas relaciones internacionales y en la búsqueda particular del máximo beneficio, diversas naciones se ven enroladas en conflictos bélicos de importancia mundial. Un claro ejemplo de esto puede verse hoy día entre EEUU y la OPEP (*Organización de Países Exportadores de Petróleo*). La OPEP es una organización formada por países exportadores de petróleo en 1960

(Bagdad, Irak), que posee cerca del 40% de la producción mundial de petróleo y del 80% de las reservas mundiales de petróleo. Gracias a ello y a su gran influencia en el mercado del petróleo pueden decidir libremente si reducir o aumentar su nivel de producción, o los precios del barril provocando así una manipulación en el mercado de la energía. Ahora EEUU con su presidente a la cabeza se plantea la aprobación de la *Ley NOPEC* que catalogue a esta organización como cartel criminal y juzgarla en base a ello, lo que podría provocar un desplome del dólar estadounidense debido al veto saudí a esta moneda para la compra de su barril <sup>(1)</sup>.

Teniendo en cuenta los mencionados problemas y la comentada distribución de producción de energía, el desarrollo de fuentes de energía más sostenibles, que no produzcan conflictos entre países y menos contaminantes, es ya no una solución sino un brote de esperanza para el desarrollo del ser humano y la sostenibilidad del planeta. Aun así, a día de hoy, las energías renovables (contando la hidroeléctrica) apenas copan el 10% de la producción total de energía a fecha de 2017 (*ver Fig.3*), siendo el petróleo la principal fuente de energía seguida muy de cerca por el carbón, dos grandes contaminantes de CO<sub>2</sub> que agravan la terrible y dramática situación en la que se ve envuelto este nuestro planeta. El gas completa el pódium de las principales fuentes de energía si bien la combustión del gas natural produce menos gases de efecto invernadero que el propio petróleo y el carbón. Además es un combustible que se quema de forma más limpia, eficiente y segura, que no produce dióxido de azufre (causante de la lluvia ácida) ni partículas sólidas. Sin embargo, los escapes de gas natural que se producen en los pozos suponen un aporte muy significativo de gases de efecto invernadero, ya que el metano equivale a 23 veces el efecto invernadero que el dióxido de carbono según el IPCC (*ver Tabla 1*).

Combustible	Emisión de CO <sub>2</sub> (kg/kWh)
Gas Natural	0,68
Gas Natural (ciclo combinado)	0,54
Fuelóleo	0,70
Biomasa (leña, madera)	0,82
Carbón	1,00

TABLA 1: COMPARACIÓN DE EMISIONES DE CO2 DE DISTINTOS COMBUSTIBLES

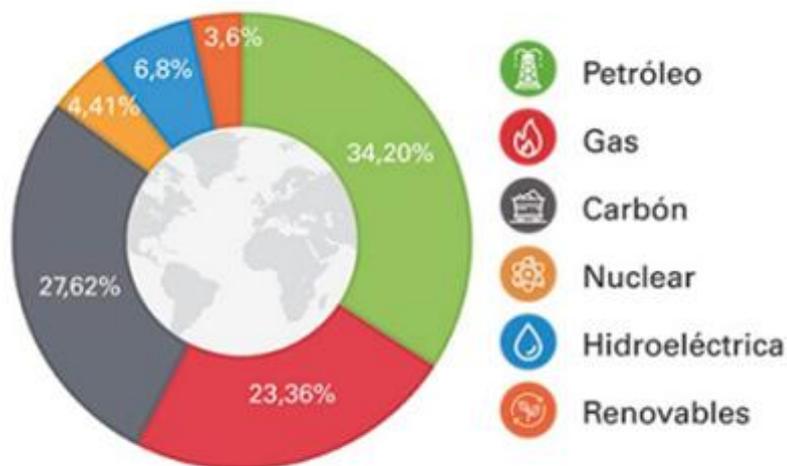


FIGURA 3: CONSUMO DE ENERGÍA PRIMARIA MUNDIAL EN 2017 (BP ESPAÑA)

## 1.2. SITUACIÓN ENERGÉTICA EN ESPAÑA

España es un país extremadamente dependiente de importaciones energéticas para el correcto desarrollo y funcionamiento de todas las personas que vivimos en el (ver Fig.4). Esto se ha debido principalmente a que la existencia de recursos fósiles en la península es muy escasa. Sin embargo, el mundo se encuentra en constante cambio y evolución, y la explotación de recursos como el carbón, el petróleo o el gas natural que antaño se veía con buenos ojos debido a la riqueza que generaban se han convertido hoy en una preocupación de dimensiones considerables. Las fuentes de energía renovables priman en casi todas las sociedades y es ahí donde España goza de un abundante abanico de recursos como el sol, el viento, el agua y un vasto territorio con condiciones óptimas para fomentar la biomasa y los biocombustibles.

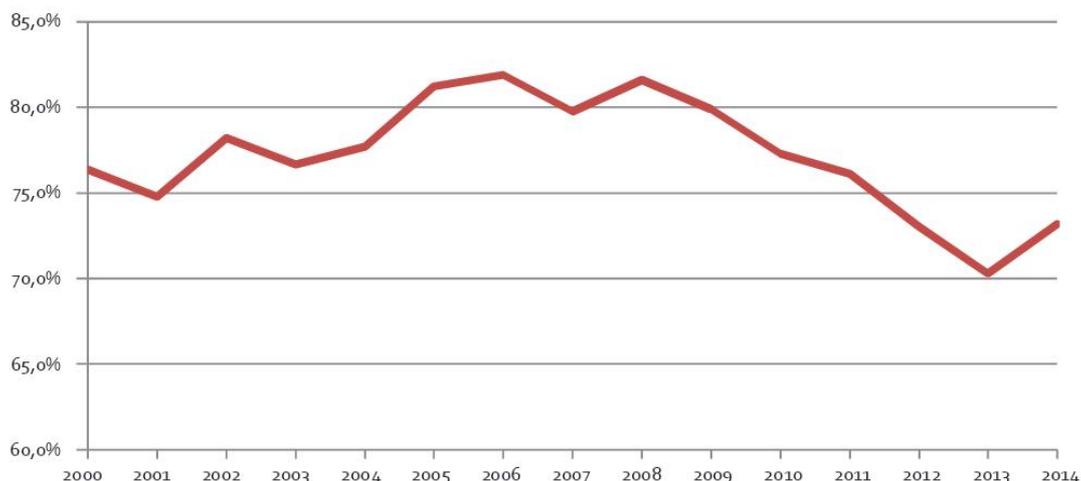


FIGURA 4: EVOLUCIÓN DE LA DEPENDENCIA ENERGÉTICA EN ESPAÑA (IDAE)

Reducir la dependencia energética del país apostando más todavía por las energías renovables propias es básico para alcanzar los objetivos comprometidos con la Unión Europea para 2030 (conseguir que la penetración de las energías renovables llegue al 27%) así como los acuerdos derivados de la COP21 y la COP22.

A día de hoy España se encuentra relativamente lejos de conseguirlo ya que el petróleo es la principal fuente de energía con cerca del 45% del *mix* total (ver Fig.5). Dato que contrasta con la producción de energía primaria interna debido al propio petróleo y al gas natural, que juntos apenas llegaban al 0,9% (ver Fig.6).

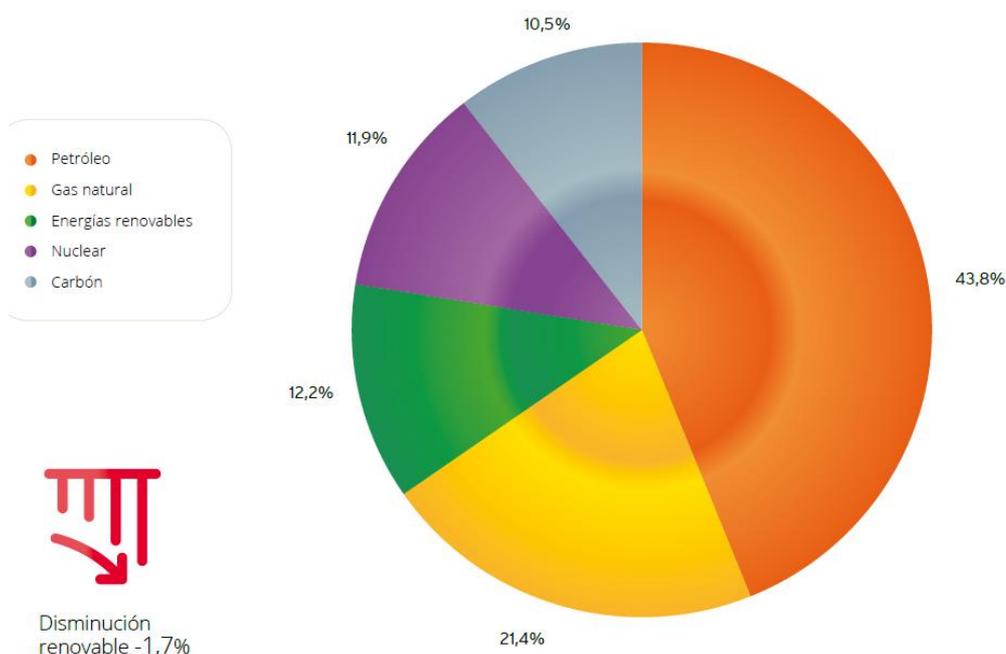


FIGURA 5: CONSUMO DE ENERGÍA PRIMARIA EN ESPAÑA EN 2017 (APPA, ASOCIACIÓN DE EMPRESAS DE ENERGIAS RENOVABLES)

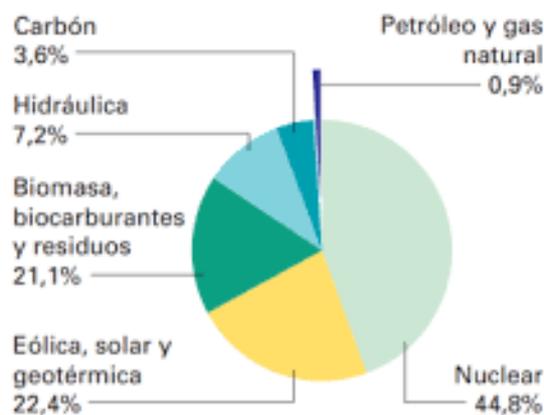


FIGURA 6: PRODUCCIÓN INTERIOR DE ENERGÍA PRIMARIA EN 2015 (MINISTERIO DE ENERGÍA Y TURISMO, GOBIERNO DE ESPAÑA)

Fijándonos en el tema que nos ocupa, la energía solar (fotovoltaica y termosolar) ha aumentado de forma considerable en la última década, ya que ha pasado producir apenas nada a suponer cerca del 3% de la energía total consumida en España. Gracias a este salto brusco ha sido la energía renovable que más ha crecido con un incremento mayor al 15%.

La energía termosolar, más concretamente, también ha sufrido incrementos en esta última década pero necesitan de más horas de utilización e investigación para ser realmente fuentes importantes de energía (ver Fig.7).

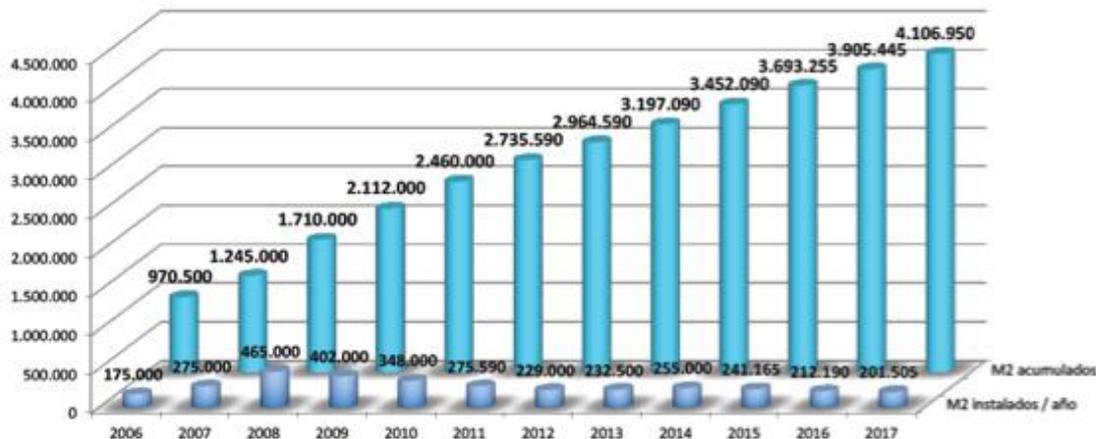


FIGURA 7: EVOLUCIÓN DE LA CAPACIDAD TERMOSOLAR EN ESPAÑA (GRUPO T-SOLAR)

### 1.3. PROTOCOLO DE KIOTO Y EMISIONES “ZERO”

Hace ya algo más de 20 años se firmaba el tratado de Kioto, en el que por primera vez las naciones firmantes reconocían el riesgo asociado a las emisiones de gases de efecto invernadero y la necesidad de controlarlas. Se definieron por primera vez unos objetivos de reducción obligatorios, cuantificados y específicos. En ese primer periodo de compromiso solo los países que eran parte de la OCDE y aquellos que se encontraban en transición hacia una economía de mercado (Rusia y los Estados Bálticos) debían de reducir sus emisiones. Se impusieron límites a seis gases principales: dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>), metano (CH<sub>4</sub>), óxido nitroso (N<sub>2</sub>O), hidrofluorocarbonos (HFC), perfluorocarbonos (PFC) y hexafloruro de azufre (SF<sub>6</sub>).

El Protocolo de Kioto está firmado y ratificado por una gran cantidad de países (ver Fig.8), sin embargo las emisiones de gases de efecto invernadero acumuladas han aumentado en más de un 50%, pasando de 22 a 36 miles de millones de toneladas de equivalentes de CO<sub>2</sub> <sup>(2)</sup>.

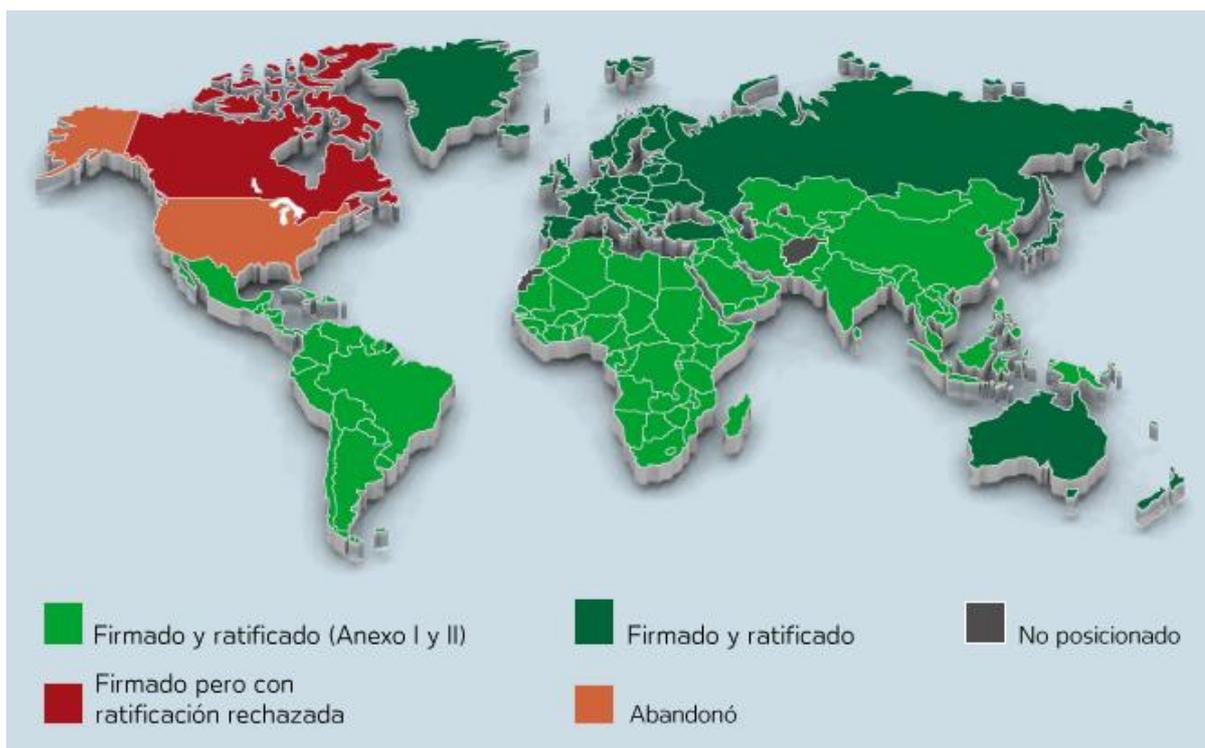


FIGURA 8: ESTADO DE LOS PAISES RESPECTO AL PROTOCOLO DE KIOTO (NEWSLAB)

Cabria pensar que esta subida desmesurada de los gases de efecto invernadero es debida al no cumplimiento del compromiso pactado por los países firmantes. Sin embargo, tan solo 9 países incumplieron sus objetivos, uno de ellos España. El resto no solo cumplieron con el objetivo marcado sino que llegaron incluso a reducir sus emisiones en un 24%, gracias entre otras cosas a la crisis económica global que contribuyó a ralentizar el ritmo de crecimiento de las emisiones. El problema entonces es, que ni EEUU ni Canadá se encontraban entre los países firmantes, países ambos dos que aumentaron notablemente sus emisiones. Como lo califico Amanda Rosen en la revista *Politics and Policy* el Protocolo de Kioto fue el acuerdo equivocado en el momento oportuno. El momento era el oportuno porque en ese momento, 20 años atrás, la ciencia del cambio climático estableció claramente que la temperatura promedio de la superficie terrestre estaba aumentando de una manera clara que no podía explicarse invocando solamente fenómenos naturales, que la emisión de gases de efecto invernadero por la actividad humana era responsable de esta tendencia al calentamiento climático y que los modelos permitían predecir los cambios en el clima y el nivel del mar asociados a emisiones futuras. Actuar sobre las emisiones de una forma mucho mas

decidida en aquel momento hubiera requerido un esfuerzo muy inferior al que ahora se necesita. La solución era claramente equivocada porque, como se ha constatado, no se ha solucionado nada a pesar de que técnicamente se cumplió el protocolo.

No obstante, en las últimas décadas se está produciendo un esfuerzo para reducir las consecuencias medioambientales del desarrollo económico de los países con cumbres como COP21 de París y la COP22 de Marrakech, donde se intentan alcanzar acuerdos de carácter internacional para establecer un sistema energético más eficiente y de menos emisiones de CO<sub>2</sub> sin alterar el panorama de las crecientes necesidades mundiales de energía.

Como ya se ha mencionado con anterioridad, el uso de la energía va a aumentar en más de un tercio hasta 2050, debido principalmente al desarrollo de países como China o India y a regiones de África, Oriente Medio y el Sudeste Asiático. En cambio, las regiones del mundo más desarrolladas como la Unión Europea (-15%), Japón (-12%) y Estados Unidos (-3%) van a sufrir un descenso de la demanda energética gracias a las tendencias económicas estructurales y demográficas de la actualidad, y a una marcada mejora de la eficiencia energética.

Según las predicciones de IEA (*International Energy Agency* son sus siglas en inglés), las energías renovables superarán al carbón como la principal fuente de electricidad antes incluso del año 2050 y alcanzarán el 50% en la Unión Europea, en torno al 30% en China y Japón y más del 25% en Estados Unidos y la India. Las preferencias por las políticas favorables a opciones energéticas de bajas emisiones se ven reforzadas por las tendencias de los costes, ya que la extracción del petróleo y del gas es cada vez más cara, mientras que los costes de las renovables y de las tecnologías de uso final más eficiente siguen bajando.

Uno de los principales acuerdos que se quiere lograr hoy en día es el objetivo del “límite de 2 grados”. Mediante dicho objetivo se busca limitar el calentamiento global a un máximo de 2 grados a finales de siglo. Sin embargo, tras un periodo de estabilización las emisiones de CO<sub>2</sub> han aumentado en los últimos años y según un informe de la ONU para el Medio Ambiente<sup>(3)</sup> si continúan las tendencias actuales el calentamiento global a final de siglo será de 3°C e irá en aumento de ahí en adelante.

Por último, otro de los grandes objetivos de la Unión Europea es el de emisiones cero para 2050. Se trata de un plan de la Comisión Europea (CE) para convertir a la Unión Europea (UE) en líder mundial en la innovación, la digitalización y la descarbonización mediante cero emisiones de CO<sub>2</sub>. En palabras de Violeta Bulc<sup>(4)</sup>, comisaria europea de Transportes; "Las emisiones cero en 2050 son una realidad", "El mensaje importante aquí es que estamos en movimiento para la descarbonización y decididos a eliminar cuanto antes los efectos negativos de las emisiones contaminantes" y "estoy segura de que, para llegar a emisiones cero, habrá al menos un 20 por ciento de energías que vengan de cosas que hoy todavía no conocemos". Para ello, un factor importante es la reducción de gases de efecto invernadero en la agricultura ya que representan aproximadamente el 30 % del total de las emisiones de gases de efecto invernadero, principalmente debido al uso de fertilizantes químicos, plaguicidas y desechos animales. Además, esta tasa seguirá aumentando como consecuencia del incremento de la demanda de alimentos por parte de una población mundial que no para de aumentar. Por ello la IAEA (*Organismo Internacional de Energía Atómica*)<sup>(5)</sup> tiene un programa para el uso de tecnología nuclear en la agricultura donde aseguran que los isótopos estables y los radioisótopos pueden utilizarse para desarrollar módulos de tecnología que ayuden a reducir de manera sostenible esas emisiones, mejorar la eficiencia en el uso de los recursos e incrementar la productividad agrícola y pecuaria.

## 2. OBJETIVOS Y ALCANCE

El principal objetivo de este trabajo es hacer un análisis completo de una planta termosolar de torre central que incluya tanto un estudio de todos y cada uno de los equipos que la conforman así como una aproximación real de la inversión necesaria para una planta tipo y su rentabilidad. También se realizara una primera aproximación a los diferentes tipos de plantas termosolares existentes para la generación de energía, así como un pequeño análisis de la situación mundial y nacional con respecto a la necesidad de generar energía de forma limpia y no contaminante.

La motivación para la realización de este trabajo surge de la necesidad que tiene hoy en día el mundo entero, y sobre todo España, de reducir sus emisiones de CO<sub>2</sub> y demás compuestos dañinos para este nuestro planeta tanto en la generación de energía como en la industria en general. Esto, unido al hecho de que España es a día de hoy un país dependiente energéticamente lo que puede generar ciertas inestabilidades políticas que en nada benefician a la sociedad, hace que el uso de energías renovables y más aun de la radiación solar de la cual gozamos en abundancia en gran parte de nuestro país se convierta en algo no únicamente beneficioso sino necesario para el futuro.

Si bien es cierto que la mayoría de energía producida hoy en día es energía eléctrica, la cual es la base de nuestra sociedad, existen diversas aplicaciones en la industria que no precisan de energía eléctrica sino de energía térmica y precisamente ahí radica la importancia de la energía termosolar de concentración. A diferencia de otras renovables como la eólica o la hidráulica, la energía termosolar de concentración utiliza energía como fuente primaria lo que posibilita su uso sin tener que pasar por la energía eléctrica.

### 3. ALTERNATIVAS

El Sol es de vital necesidad para la existencia de vida tal y como la conocemos hoy en día en nuestro planeta. Es el responsable del ciclo del agua y de la fotosíntesis entre otras muchas, y prueba de su importancia es la cantidad de religiones que se han desarrollado en torno a él en distintas civilizaciones que dejaron huella en este nuestro planeta. Desde los griegos hasta los egipcios, pasando por los Incas hasta los aztecas todos ellos han guardado una estrecha relación con el astro rey.

Así; las técnicas para aprovechar su energía han ido evolucionando. Primero como energía pasiva, más adelante se desarrollaron técnicas para aprovechar la energía solar térmica y finalmente se añadió la energía solar fotovoltaica.

En lo referente a la energía solar pasiva, los griegos fueron los primeros en diseñar sus casas para aprovechar la luz del sol y disponer así de claridad y calor al mismo tiempo. Más tarde los romanos crearon los primeros invernaderos donde cultivar plantas exóticas o semillas que traían a Roma. Además, el filósofo y matemático Arquímedes se aprovechaba de la radiación solar para concentrarla en un punto mediante la utilización de espejos y así prender fuego a los barcos enemigos. Esta técnica se siguió perfeccionando hasta el punto de que en el siglo XVIII el francés Lavoisier crea un horno solar, concentrando la radiación solar mediante dos potentes lentes, capaz incluso de fundir metales.

En el mismo siglo XVIII nace la energía solar térmica gracias al suizo Horace Bénédict De Saussure, inventor del heliometero (su desarrollo posterior dio lugar a los instrumentos que hoy día se utilizan para medir la radiación solar) y el colector solar, el cual tiene una importancia capital en el desarrollo de de la energía solar térmica de baja temperatura. Así en 1865 Auguste Mouchot ideó la primera máquina de vapor solar que consistía en generar vapor mediante un colector solar y mover un motor mediante su presión.

La energía solar térmica consiste básicamente en la transformación de la energía de la radiación solar en energía interna del fluido de transporte por medio de un colector solar. Este dispositivo ya mencionado, absorbe la energía procedente del sol convirtiéndola así en calor, que a su vez lo transfiere al fluido que circula por él. Dicho fluido caliente puede ser almacenado para su uso posterior o ser utilizado de forma directa.

No fue hasta finales del siglo XIX cuando se creó la primera célula fotovoltaica. Profesor y alumno de la Universidad King College de Londres descubrieron que cuando exponían selenio a la luz este generaba electricidad. Este efecto fotovoltaico ya había sido previamente descubierto por Becquerel 40 años antes al darse cuenta experimentando con una pila electrolítica con electrodos de platino que al exponerla al sol subía la corriente. Las primeras células solares disponibles comercialmente aparecieron en la segunda mitad del siglo XX, aunque con un coste muy elevado.

Ahondando en el tema que nos ocupa y como previamente se ha mencionado, los colectores solares son la base de la energía solar térmica. Por ello, una forma de clasificar estos colectores es según los grados de libertad bien del concentrador o del mismo receptor. Diferenciamos entre colectores estáticos y colectores con sistema de seguimiento solar.

### 3.1. CENTRALES DE ENERGIA SOLAR TERMICA

España es hoy en día el líder mundial en centrales de energía solar térmica (CSP, *Concentrated Solar Power* sus siglas en inglés) tanto en potencia instalada (2303,9MW) como en capacidad tecnológica. Junto con Estados Unidos hasta el año 2015 se repartían casi el 90% de la capacidad total instalada (ver *Fig.9*), fecha a partir en la cual distintos países como Marruecos o Sudáfrica se han sumado a este tipo de instalaciones.

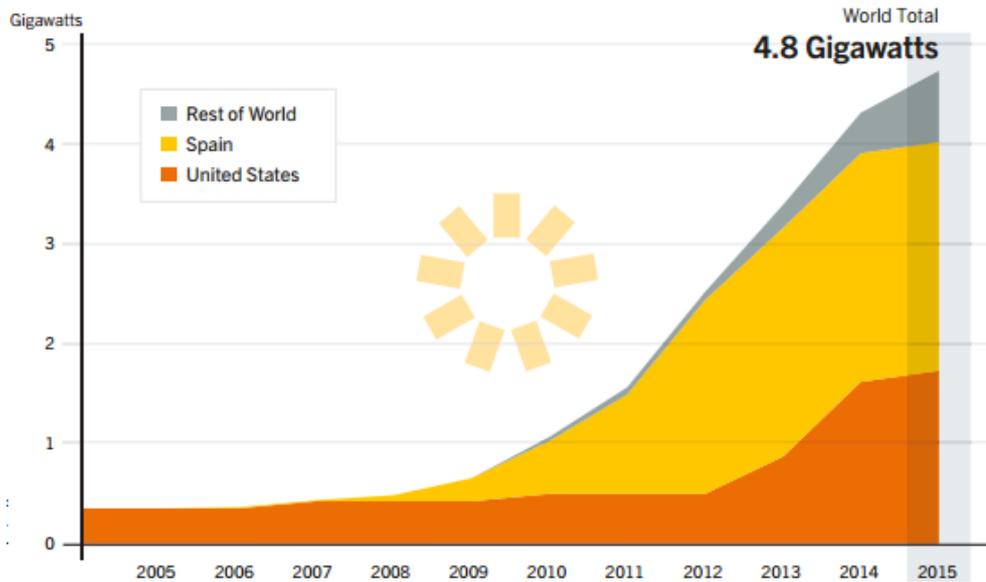


FIGURA 9: CAPACIDAD GLOBAL DE CONCENTRADORES TERMOSOLARES (WWW.TSOLAR.COM)

Aun así, la energía solar térmica es la que menos contribuye a la generación de electricidad. Según datos de la REE (Red Eléctrica de España), este tipo de energía cubrió menos de un 1.8% de la demanda eléctrica de la península en 2018<sup>(6)</sup> (ver Fig.10); disminuyendo del 2.2% del año anterior.

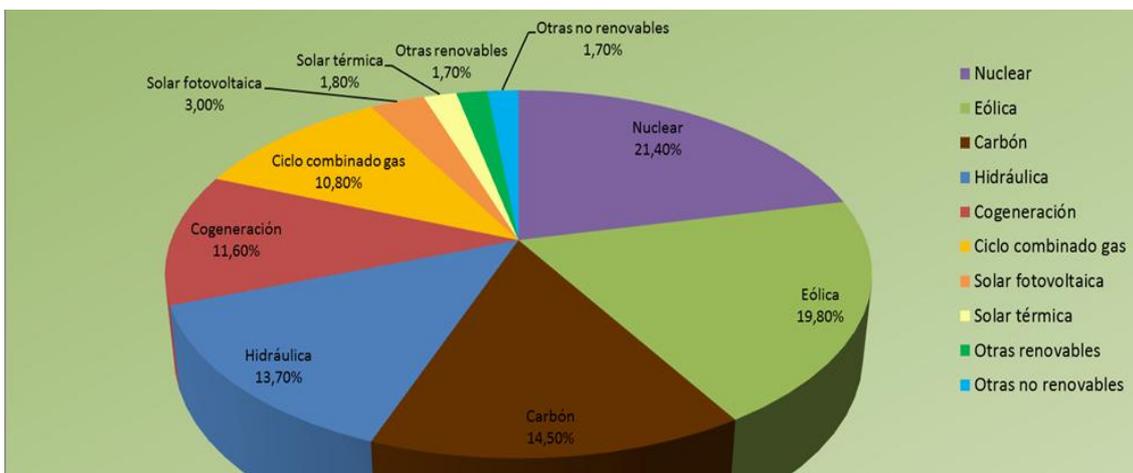


FIGURA 10: GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN ESPAÑA 2018 (DIARIORENOVABLES)

Si bien es cierto que la energía solar termoeléctrica podría suministrar el 6% de la demanda de electricidad global en 2030 y alcanzar el 12% en 2050, si se dan las condiciones adecuadas, según se recoge en el informe *Energía Solar Termoeléctrica, Perspectiva Mundial 2016* elaborado por Greenpeace Internacional, SolarPaces y Estela (Asociación Europea de la Industria Solar Termoeléctrica). La energía solar termoeléctrica permite un mayor equilibrio a menor costo, como la eólica. Puede satisfacer tanto la demanda pico como la carga base. Es además una fuente de electricidad que no emite gases efecto invernadero y que se adapta perfectamente a diversas zonas del mundo con fuerte irradiación solar.

A fecha de Marzo 2019 hay 50 centrales operativas en España <sup>(7)</sup> concentradas todas ellas en la zona sur peninsular (ver Fig.11).



FIGURA 11: LOCALIZACIÓN DE LAS CENTRALES TERMOSOLARES EN ESPAÑA (OPEX ENERGY)

### 3.1.1. COLECTORES ESTÁTICOS

Se destacan tres grandes grupos:

1. **Colectores planos.** Es el tipo de colector más utilizado en la actualidad, y consta de una superficie o placa plana absorbente por la que circula el fluido térmico a calentar. Estos colectores pueden estar protegidos por una caja aislada cubierta por un cristal de alta transmitancia en la parte superior y así aprovechar mejor el efecto invernadero o a la intemperie. La temperatura del fluido es aproximadamente de 80°C.
2. **Colector parabólico compuesto.** Consta de 2 secciones de una parábola que enfrentadas entre sí concentran toda la radiación en un absorbedor que se encuentra colocado en el punto focal de las parábolas. Puede alcanzar temperaturas de hasta 240°C.
3. **Colectores de tubo de vacío.** Son tubos de vidrio a los que se les aplica el vacío. El vidrio interior se trata a base de metal pulverizado para aumentar la absorción de radiación. Existen 3 sistemas diferentes: de flujo directo; con un funcionamiento idéntico al de los colectores solares planos, en los cuales el fluido calorportador circula por el tubo expuesto al sol y se calienta a lo largo de todo el recorrido (sistema más eficiente de captación solar), de flujo indirecto con *heat pipe*; es una evolución del tubo de flujo directo para eliminar el problemas del sobrecalentamiento en el cual se utiliza un fluido que se evapora al calentarse ascendiendo así hasta un intercambiador ubicado en el extremo superior del tubo, donde una vez allí se enfría y vuelve a condensarse transfiriendo así el calor al fluido principal, y de flujo indirecto sin *heat pipe*; los cuales utilizan exclusivamente cristal, sin cobre como el modelo con *heat pipe*, lo que reduce los costes de fabricación y mantenimiento (mayor eficiencia que los tubos con *heat pipe*).

### 3.1.2. COLECTORES CON SEGUIMIENTO

Se clasifican básicamente en dos tipos: colectores de concentración y colectores de no concentración.

La diferencia radica en que los no concentradores poseen la misma área de interceptación que de absorción de la radiación solar, mientras que los concentradores disponen de un sistema de seguimiento que refleja los rayos solares en otra superficie de menor área. Para ello se interpone un dispositivo óptico entre la fuente de radiación y la superficie absorbente, logrando así que se concentre una gran cantidad de radiación en un pequeño punto pudiendo reducirse el área receptora, y en consecuencia las pérdidas por radiación y convección de esta superficie. De esta forma se puede definir el ratio de concentración como la relación entre el área concentradora y el área receptora. Debido al mayor rendimiento de los colectores con sistema de seguimiento solar, la mayoría de colectores concentradores tienen este sistema.

## 3.2. TIPOS

A continuación, se analizarán cuatro de los colectores de concentración solar más utilizados en la actualidad, para después focalizarnos en el que nos ocupa este trabajo (torre central).

### 3.2.1. COLECTOR FRESNEL

Los colectores lineales Fresnel consisten una serie de espejos planos que formando una fila concentran los rayos solares en un receptor colocado en una estructura ajena a la de los espejos. En lo referente al sistema de seguimiento, los espejos tienen capacidad de rotación de movimiento uniaxial que permite seguir los rayos de sol corrigiendo así el enfoque hacia el receptor.

Los receptores están formados por un tubo recubierto de un absorbente que en su conjunto se monta sobre una estructura fija. De esta manera el tubo queda situado a una altura considerablemente superior a la de los espejos.

Existen diferentes configuraciones del receptor y por ello diferenciamos entre configuración horizontal, dos receptores inclinados en la misma estructura y receptores a ambos lados de los espejos (ver Fig.12).

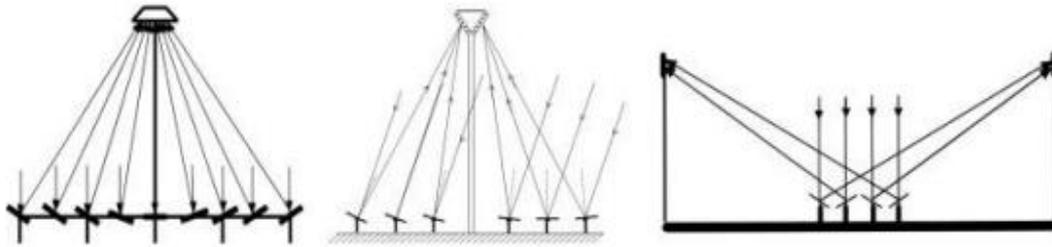


FIGURA 12: CONFIGURACIONES DE RECEPTORES. DE IZQ. A DRCHA.: HORIZONTAL, 2 RECEPTORES INCLINADOS EN UNA MISMA ESTRUCTURA Y RECEPTORES A AMBOS LADOS DE LOS ESPEJOS (ABBAS,2013)

Las centrales que utilizan colectores Fresnel son las que tienen menor uso de suelo. En consecuencia el factor de llenado de este tipo de instalaciones es bastante alto, lo que es un gran punto a favor.

$$\text{Factor de llenado} = \frac{\text{Superficie ocupada por los espejos}}{\text{Superficie total de suelo utilizada}}$$

Además otra de las grandes ventajas de este tipo de tecnología es que las conexiones del sistema de tuberías no tienen que ser flexibles, debido a que el movimiento lo realizan los espejos siendo fijos los receptores. Esto implica que la selección del fluido abarca un alto espectro de opciones como aceites, aguas o sales fundidas entre otros.

Sin embargo no todo son ventajas y también se presentan diversos problemas. Los más importantes son los llamados efectos de bloqueo (*blocking*) y sombreado (*shading*) de los espejos entre sí. Esto reduce la eficiencia óptica de los colectores Fresnel. Para ello existen dos posibles soluciones; la primera es aumentar la altura de la torre de recepción, logrando así que los espejos puedan tener una inclinación menor y hacer menos sombra a los espejos adyacentes pero que aumenta el coste de la instalación

debido a la mayor altura de la torre, y la segunda es la construcción de varias torres, pudiendo así los espejos reflejar la radiación a dos torres distintas e instalarse una mayor densidad de espejos en el mismo espacio (ver *Fig.13*).

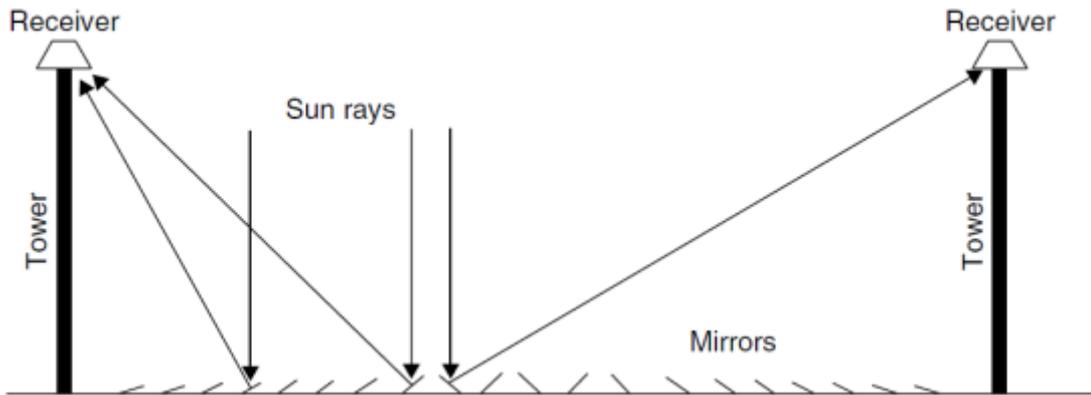


FIGURA 13: SISTEMA DE LENTES FRESNEL CON VARIAS TORRES (KALOGIROU,2016)

Por ello este tipo de tecnología es de especial interés para zonas con espacio limitado, como pueden ser las zonas urbanas, o cuando se quiere hibridar con alguna planta de producción ya existente.

Análogamente los colectores Fresnel son una tecnología con alto potencial de desarrollo existiendo hoy en día avances que se encuentran en fase experimental. El principal y en el que la mayoría de empresas del sector coinciden es el uso de receptores de cavidad trapezoidal (ver *Fig.14*), que mejoran el rendimiento evitando pérdidas por radiación directa con el cielo.

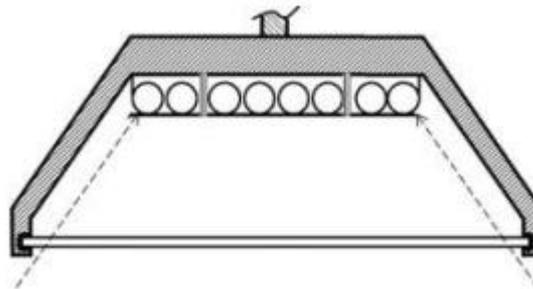


FIGURA 14: SECCIÓN DE RECEPTOR TRAPEZOIDAL PARA TECNOLOGÍA FRESNEL (MARTINEZ-VAL, 2011)

Otra variable sobre la que se investiga es sobre el uso de varios tubos en vez de uno único. Las últimas corrientes aseguran que el uso de varios tubos garantiza una mejor transmisión de calor al fluido debido a mayores velocidades del propio fluido a igual flujo de masa.

Por último; las investigaciones se centran en la forma de los espejos a utilizar en este tipo de instalaciones. A día de hoy la gran mayoría utilizan espejos planos, debido en parte a la mayor sencillez de fabricación, sin embargo espejos ligeramente curvos aumentarían la concentración en el receptor.

Con todo ello se puede concluir que la tecnología de colectores Fresnel se encuentra aún en fase experimental y tiene aun un amplio margen de desarrollo, investigación y mejora.

### 3.2.2. COLECTOR CILINDRO PARABÓLICO

Los colectores de cilindro parabólico (CCP) están formados por un concentrador (módulos que conforman un conjunto formado por espejos) con forma de parábola que refleja la luz solar en tubo absorbo colocado en el eje focal longitudinal (ver *Fig.15*). El fluido de trabajo que circula por el interior del tubo se calienta, trasformando así la radiación solar en calor. El soporte del concentrador, generalmente metálico, lleve acoplado el sistema de seguimiento solar de un solo eje. Este tipo de colectores pueden alcanzar temperaturas del fluido térmico de hasta 400°C.

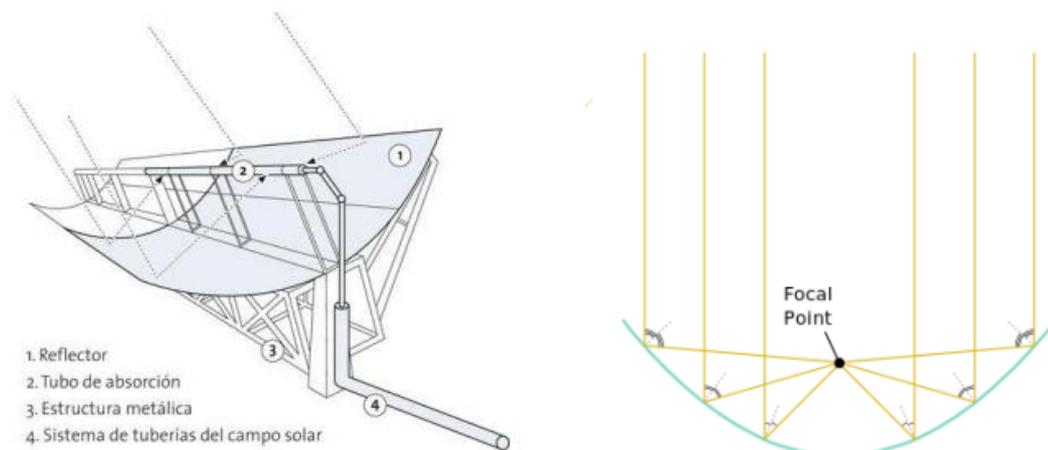


FIGURA 15: CONCENTRADOR EN CCP (CENTRALES TERMOSOLARES, UPV/EHU)

El módulo espejo-tubo se encuentra sujetado por una estructura, generalmente de acero, con un eje que permite el movimiento relativo del propio módulo. La elección de la colocación de la estructura es de vital importancia, ya que en función de ella la captación de sol y posterior producción de energía será mayor en invierno o en verano. Una alineación de forma que quede el eje de giro orientado en la dirección norte-sur, siguiendo al sol de Este a Oeste, producirá mayor cantidad de energía en verano; mientras que orientando dicho eje en la dirección este-oeste y siguiendo así al sol de Norte a Sur, nos da una mayor producción en invierno.

El tubo absorbedor es uno de los elementos principales de cualquier CCP. Consta de dos tubos concéntricos, uno metálico interior por el cual circula el fluido de trabajo, y otro exterior de cristal cuya función es reducir las pérdidas por convección y proteger al tubo de interior de inclemencias climatológicas (ver *Fig.16*). Entre ambos tubos se practica el vacío, reduciendo así las pérdidas por convección. Además, el tubo interior se pinta o se recubre con un adhesivo de alta absorptividad y baja emisividad para evitar las pérdidas por radiación. El fluido de trabajo más empleado a día de hoy es el aceite térmico, aunque ya se está investigando con fluidos que alcancen mayores temperaturas y aumente así la eficiencia global de la instalación, como las sales fundidas o el agua-vapor.

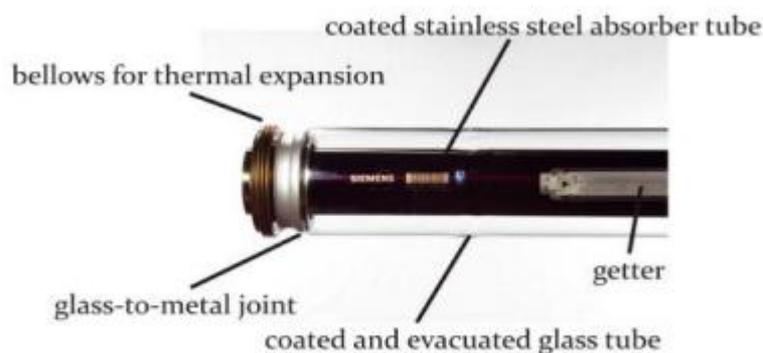


FIGURA 16: RECEPTOR (CENTRALES TERMOSOLARES, UPV/EHU)

Sin embargo los que se llevan la mayor parte de la investigación en este tipo de sistemas son los espejos. Su característica más importante es que deben tener una muy buena reflectividad del espectro solar. Actualmente el material más utilizado es el vidrio

recubierto de plata, si bien se está investigando con dos posibles alternativas que disminuyan los costes, como son el polímero recubierto de plata y espejos con la cara frontal de aluminio.

El CCP es la tecnología más desarrollada y más usada en el mundo entre todos los tipos de plantas termosolares. Esta considerada la de menor coste a gran escala de entre todas las tecnologías disponibles. Además en España se encuentran más de la mitad de los proyectos operacionales, resultando ser la primera potencia mundial en este tipo de tecnología.

Dicho lo cual la tecnología CCP también presenta diversos problemas entre los cuales cabe destacar que la radiación incidente en el tubo que sirve de transporte para el fluido térmico no afecta a más de  $180^\circ$  geométricos, siendo incluso menor este número en la mayoría de los casos. Ello provoca variaciones en la energía depositada por radiación generándose así un gradiente de temperaturas que degenera en uno de tensiones mecánicas no deseadas sobre los tubos.

### 3.2.3. DISCO STIRLING

El sistema de Disco Parabólico o Disco Stirling consiste en una única estructura formada por un concentrador parabólico en forma de disco el cual refleja la radiación solar en un receptor central situado en el punto focal de dicho disco parabólico (ver *Fig.17*). La radiación solar es absorbida por dicho receptor, que intercambia calor y calienta el gas en el motor Stirling. Este sistema difiere bastante respecto a los demás ya que únicamente se utilizan gases como fluido de trabajo y además se usan directamente en el funcionamiento del motor.

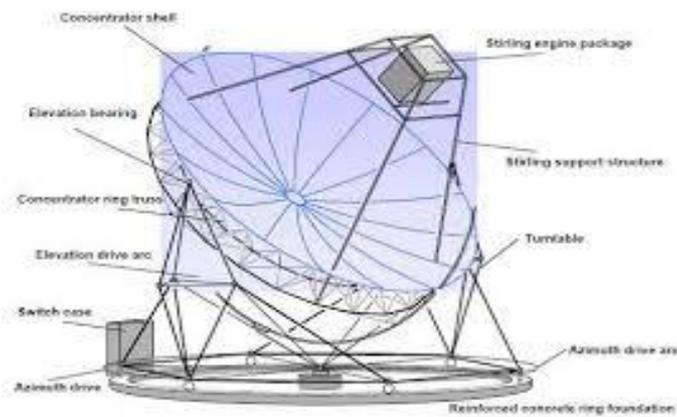


FIGURA 17: DISCO STIRLING (PROYECTO DE GENERACIÓN DE ENERGÍA CON DISCO PARABOLICO-STIRLING, GUSTAVO ZABALZA 2010)

El motor Stirling se basa en el Ciclo Stirling que es el ciclo termodinámico más eficiente en cuanto a transformación de calor en energía eléctrica. Apenas produce ruido y no hay combustión interna y a diferencia de otro tipo de motores, como el Otto o el Diesel, depende del calor externo que se suministra. Para mantener la radiación solar convenientemente enfocada durante todo el día, el concentrador parabólico gira sobre dos ejes a medida que el sol va cambiando de posición.

Dependiendo de las horas diarias de operación, pueden distinguirse dos tipos de receptores: unos de tipo sólo-solar, los cuales ven limitado su funcionamiento entre la salida y la puesta de sol (ver *Fig.18*), y otros de tipo híbrido, que disponen de un quemador de gas para las horas en las que no haya suficiente radiación solar.



FIGURA 18: RECEPTOR DE TIPO SOLO-SOLAR (IZQUIERDO MILLAN, 2014)

La tecnología Disco Stirling es la que mayor eficiencia tiene, debido a la localización tan cercana al receptor de la unidad de generación. Esto evita pérdidas de calor en el transporte del fluido de trabajo. Además, se trata de la tecnología que mayores temperaturas de trabajo alcanzan, llegando incluso hasta los 700°C y no utiliza agua para su sistema de refrigeración, lo cual es de vital interés para lugares desérticos con poca disponibilidad de agua. Asimismo, puede situarse en terrenos desiguales y planos inclinados.

Si bien es cierto que presenta un sinfín de ventajas también presenta grandes inconvenientes. Uno de ellos, y quizás el más importante, es la ausencia de capacidad de almacenamiento de la energía creada. Además, el concentrador parabólico es bastante más caro en comparación con otras tecnologías termosolares y precisa un mantenimiento meticuloso, teniendo que ser limpiado con asiduidad y revisado periódicamente para asegurar el buen funcionamiento del sistema.

Por ello solo existe un proyecto comercial, con el nombre de *Tooele Army Depot* y que se halla ubicado en Utah (Estados Unidos).

### 3.2.4. TORRE CENTRAL TERMOSOLAR

Se basan en un principio de funcionamiento muy simple: un conjunto de espejos fijos, llamados heliostatos, concentran los rayos solares en un único receptor situado en lo alto de una torre, denominada torre de potencia, donde se calienta el fluido de trabajo (ver *Fig.19*). Dicho fluido es calentado a altas temperaturas y alimenta al ciclo de potencia encargado de generar electricidad. Respecto al ciclo de potencia a emplear este tipo de tecnología presenta una gran ventaja ya que puede emplearse tanto el ciclo Rankine (agua-vapor) como el ciclo Brayton (gas). Por ello existe una gran variedad de fluidos térmicos así como del fluido del ciclo de potencia, siendo los más comunes las sales fundidas, el agua o ciertos metales fundidos como el sodio. Además en este tipo de plantas suele haber tanques de almacenamiento del fluido de trabajo tanto a bajas como a altas temperaturas. Esto se hace para que el sistema trabaje también en las franjas horarias en las que la radiación no es suficiente para la generación de electricidad, así como en días fríos.

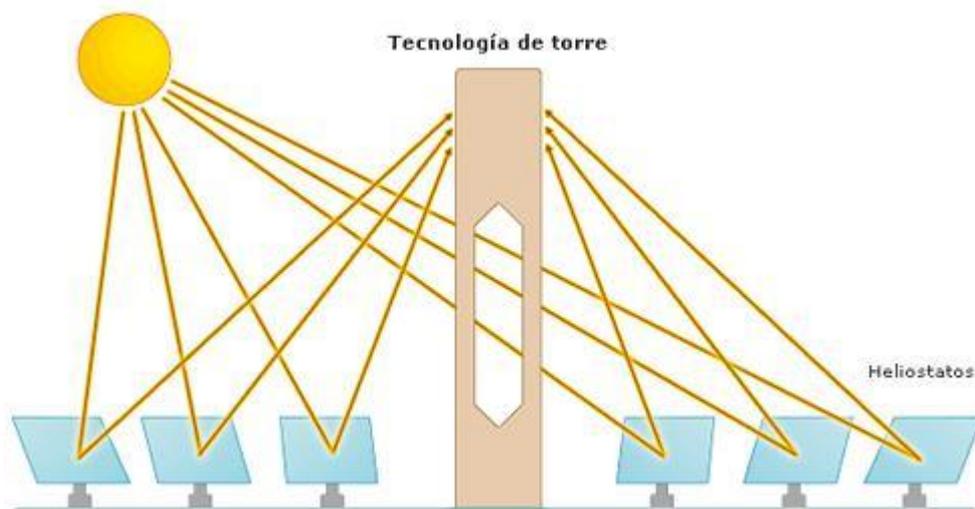


FIGURA 19: CENTRAL TERMOSOLAR DE TORRE CENTRAL (OPEX ENERGY)

Los heliostatos son los espejos encargados de reflejar la luz solar y concentrar el máximo de radiación en el punto determinado por el receptor. Están dispuestos de manera específica, y están dotados de un sistema de seguimiento solar de doble eje, anulando así la existencia de ángulo de incidencia y mejorando su eficiencia. Los espejos no son completamente planos, sino que tienen cierto cantedo y pueden tener diversas geometrías dependiendo fundamentalmente del tipo de receptor. Están generalmente fabricadas de vidrio, sobre el que se deposita una capa reflectante de plata o aluminio, junto con una capa de pintura por la parte posterior que la protege. Una de las grandes dificultades de diseño es conseguir coordinar sincronizadamente todos los paneles. Son uno de los componentes más importantes en este tipo de centrales, pudiendo llegar a representar hasta un 50% de la inversión. Este tipo de centrales precisan de grandes extensiones de terreno para colocar todos los heliostatos. Por ejemplo; las dimensiones de un heliostato pueden variar desde 1 m<sup>2</sup> hasta 150 m<sup>2</sup> (ver *Fig.20*), y las de la superficie de colocación de los espejos pueden variar desde 86 hectáreas para una central de 20 MW hasta 380 hectáreas para centrales de 100 MW.



FIGURA 20: HELIOSTATO DE 120 M<sup>2</sup> DISEÑADO POR SOLÚCAR S.A PARA LA PLANTA PS10

Los receptores absorben la radiación solar reflejada en los heliostatos y la transfiere al fluido del receptor. La torre que sirve de soporte para el receptor, debe de tener una altura mínima de 100 m, con el fin de evitar sombras y bloqueos y facilitar la concentración del calor de los heliostatos. Dichos receptores pueden alcanzar temperaturas de hasta 1000°C, lo que permite la posibilidad de plantear el uso de ciclos combinados. El receptor es sin duda el componente más importante de la instalación y

de su configuración depende, entre otras cosas, el rendimiento de la central. Caben dos posibilidades en cuanto al tipo de intercambio de calor que tiene lugar en el receptor: receptor de intercambio directo; cuando el fluido es expuesto directamente a la radiación y la absorbe, y de intercambio indirecto; cuando existe algún componente intermedio que transforma la radiación en calor para después transmitírsela al fluido de trabajo por convección.

El rango de concentración de este tipo de centrales oscila entre 600 y 2000, además de que las pérdidas en el receptor son mucho menores que en cualquier otro tipo de instalación solar debido a que su área es mucho más reducida. Esto hace que las pérdidas más importantes sean las correspondientes a la reflexión de los espejos.

Este tipo de plantas también presentan diversos inconvenientes, siendo el clima uno de los principales ya que dichas instalaciones han de construirse en zonas con muchas horas de radiación solar al año, y precisan de bastas extensiones con el mínimo relieve posible para facilitar el diseño y la convergencia en un punto de los rayos reflejados. Además, se necesita disponer de fuentes de agua próximas y de canales de distribución de la energía producida.

Cabe destacar que este tipo de tecnología no sirve solo para producir energía eléctrica, a día de hoy se han desarrollado otro tipo de aplicaciones, como las conocidas como “horno solar”. Uno de estos tipos de hornos se puede encontrar en Odeillo (Francia) y se usa para la investigación del comportamiento de materiales a altas temperaturas. España cuenta con una de las primeras plantas termosolares de tipo comercial: la Ps10 de 11 MW, desarrollada por la compañía Abengoa (ver *Fig.21*). Además de esta, en España existen más plantas operativas como son la Ps20 y Gemasolar, además proyectos para desarrollos futuros donde las empresas de ingeniería alemanas tienen una posición líder. En Jülich (Alemania) funciona desde 2008 una central experimental que representa un referente mundial.



FIGURA 21: TORRE CENTRAL PS10, ABENGOA (MICROGAL TV)

## 4. TORRE CENTRAL TERMOSOLAR. DESCRIPCION DE LA PLANTA

El presente proyecto tiene como objetivo el análisis y estudio de una planta de torre central termosolar, ahondando tanto en su funcionamiento como en los equipos que la conforman.

La energía de una planta de estas características para poder producir la potencia útil fijada para el diseño se obtiene del sol. Para ello disponen de una serie de heliostatos con una colocación que puede ser variable y más adelante estudiaremos de tal manera que reflejan la luz solar que reciben en un receptor colocado en lo alto de la torre de potencia. Por este receptor circula, a través de cientos de pequeños tubos, el fluido térmico óptimo (agua, sales fundidas, sodio fundido...) que es el encargado de absorber el calor que llega al receptor y transportarlo hasta un tanque de almacenamiento caliente donde reside durante cierto tiempo. Almacenar el fluido caliente hace que la planta pueda funcionar también cuando no se absorba el calor necesario durante ciertas horas del día. A continuación, parte del fluido que llega al tanque caliente circula por un intercambiador de calor donde cede energía térmica bien al vapor o al dióxido de carbono, dependiendo de del ciclo (Rankine o Brayton) que utilice la planta, para producir la potencia requerida. Una vez el fluido térmico frío sale del intercambiador llega a un tanque donde se almacena hasta que vuelva de nuevo a la torre de potencia para continuar el ciclo. El vapor de agua o CO<sub>2</sub> mencionado anteriormente llega a la entrada de una turbina que, girando solidariamente con un alternador, hace que se produzca electricidad que es recogida por la red eléctrica. Después, dicho fluido, tras completar el ciclo de potencia, vuelve al intercambiador para alcanzar de nuevo las condiciones óptimas para la generación de energía (ver *Fig.22*).

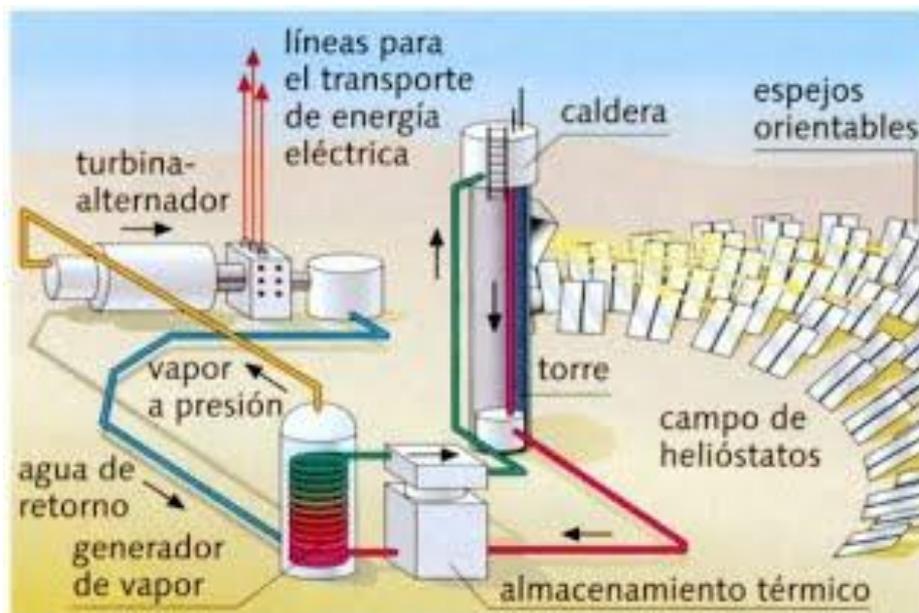


FIGURA 22: ESQUEMA DE UNA PLANTA DE TORRE CENTRAL TERMOSOLAR

## 4.1. DESCRIPCION DE EQUIPOS

El conjunto de equipos que conforma una planta de torre central termosolar podríamos clasificarlos en dos grupos: un primer grupo con los componentes principales de la instalación; donde se encuentran los heliostatos, el receptor, la torre y el sistema de control, y un segundo grupo donde se encuentran los demás componentes o subsistemas; como el sistema de almacenamiento térmico, el sistema de producción de potencia y el sistema auxiliar.

### 4.1.1. CAMPO DE HELIOSTATOS

El campo de heliostatos es de vital importancia para el buen funcionamiento de toda planta ya que son los encargados de captar la máxima radiación solar posible y concentrarla en el receptor solar. La Real Academia de la Lengua define heliostato como un “aparato que mediante un servomecanismo hace que un espejo siga el movimiento diurno del Sol, recogiendo así la máxima energía para su utilización calorífica”.

Los heliostatos constan de un conjunto de espejos, que actúan como superficie reflectante, denominados facetas. Cada faceta suele tener una ligera curva concava además de inclinarse respecto al plano de la estructura del soporte, para así conseguir un mejor enfoque de la radiación solar reflejada en el receptor (ver *Fig.23*). Estas estructuras disponen a su vez de un mecanismo de seguimiento solar (dos ejes de seguimiento: acimutal y de elevación) que permiten captar la máxima radiación posible. A día de hoy las superficies reflectantes más empleadas son las fabricadas en vidrio; sobre el que se deposita una capa reflectante de plata o aluminio junto con una capa de pintura por la parte posterior que hace de protección, y las fabricadas a base de películas poliméricas de alta efectividad, si bien la durabilidad de estas es mucho más limitada siendo esto un gran inconveniente. Por ello, los mayores avances tecnológicos en este campo, se han dado con los heliostatos de vidrio-metal habiéndose visto su precio drásticamente abaratado y optimizando sus componentes.

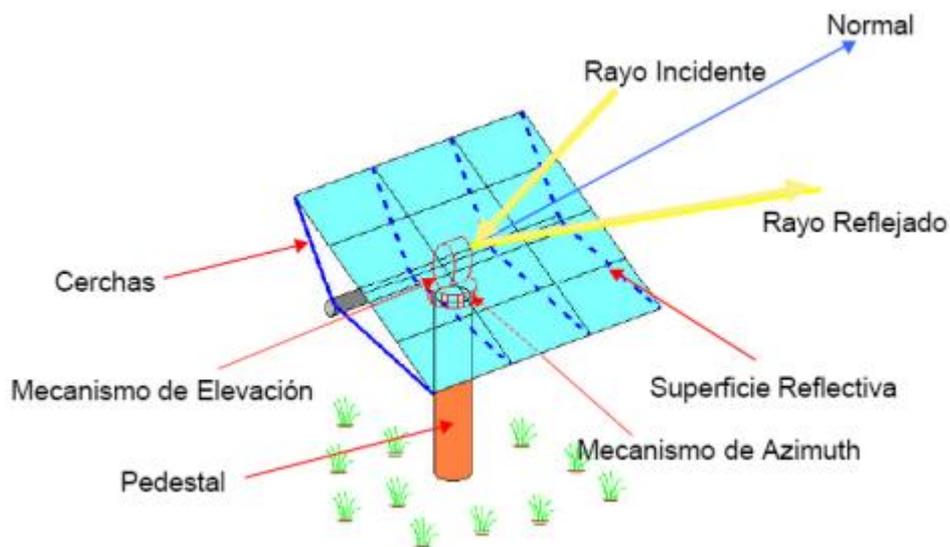


FIGURA 23: COMPONENTES DE UN HELIOSTATO (BIBING.US.ES, 2013)

La colocación del campo de heliostatos respecto a la torre central donde se ubica el receptor está condicionada principalmente por las características del terreno, el tamaño de la planta y la posición en la que se encuentra el propio receptor. Existen dos

disposiciones clásicas (ver *Fig. 24*): la conocida como campo circundante o circular; donde los heliostatos se disponen alrededor de la torre en forma de anillo, o a un lado de la torre (campo Norte o Sur, dependiendo de la latitud del emplazamiento). Una variante que sería de gran utilidad y solucionaría un sinnúmero de problemas sería la de la instalación de una planta de geometría variable, y esto cada vez está más cerca; ya que el CTAER (*Centro Tecnológico Avanzado de Energías Renovables*) se encuentra inmerso en la creación de un nuevo proyecto experimental de este tipo de tecnología <sup>(8)</sup>.

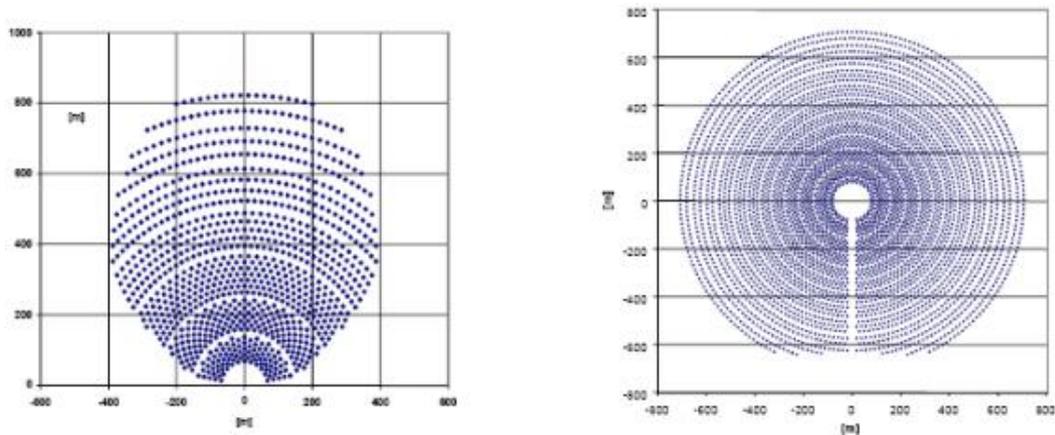


FIGURA 24: DISPOSICIONES TÍPICAS DE UN CAMPO DE HELIOSTATOS. A LA IZQDA. CAMPO NORTE Y A LA DRCHA. CAMPO CIRCULAR (BIBING.US.ES, 2013)

Con esta planta que se pretende levantar en Almería se busca la mejora del rendimiento de las centrales termosolares de torre central (ver *Fig.25*). Estos nuevos heliostatos, llamados “heliomoviles” se desplazan de forma automatizada mediante raíles circulares y concéntricos a la propia torre.

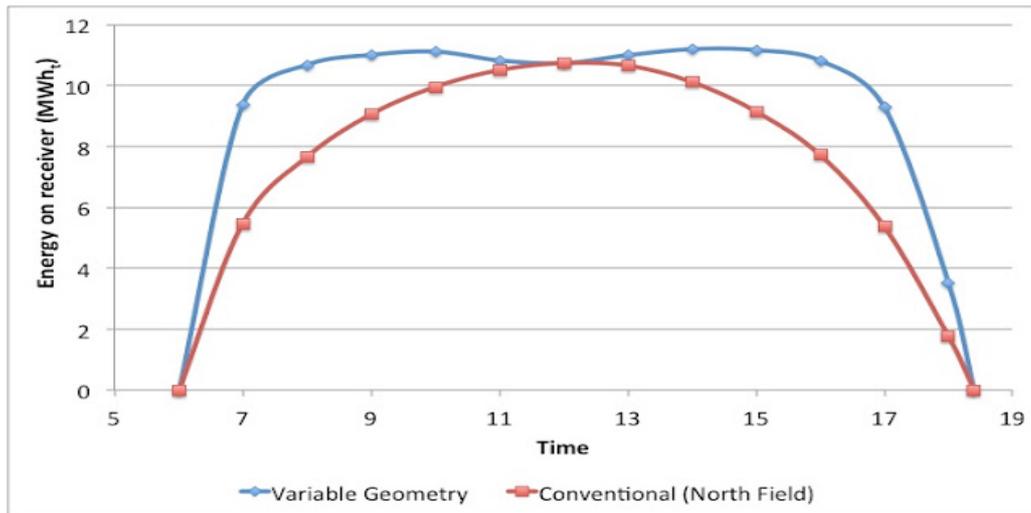


FIGURA 25: COMPARACIÓN DE ENERGÍA QUE LLEGA AL RECEPTOR ENTRE PLANTAS CON HELIOSTATOS FIJOS Y PLANTAS DE GEOMETRIA VARIABLE (CTAER)

De acuerdo con las nuevas investigaciones es de gran interés potencial el heliostato autónomo, desarrollado en España en la Plataforma Solar de Almería. Dicho heliostato se alimenta con la energía producida por un pequeño panel fotovoltaico que se encuentra ubicado sobre su estructura y se controla vía radio, lo que elimina la necesidad de cableados de potencia y control del campo de heliostatos, con la consiguiente reducción de costes que ello conlleva.

#### 4.1.2. RECEPTOR SOLAR

El receptor es sin duda el componente más importante de la instalación y su configuración es vital para el rendimiento de la instalación. Está situado en lo alto de la torre de potencia y es lugar donde se produce la conversión de la radiación solar concentrada en energía térmica, la cual se traduce en aumento de entalpía de un fluido. Las dimensiones del receptor deben conseguir un rendimiento termodinámico aceptable, y así tener un reparto de flujo de radiación incidente en su superficie lo suficientemente homogéneo como para que no se produzcan picos de flujo superiores a los que el material del receptor puede soportar sin perjudicar así su vida útil. Esto a su vez logra que el desbordamiento de radiación en los contornos del receptor, efecto que en inglés se denomina *spillage*, sea mínimo.

Existen dos posibilidades en cuanto al tipo de intercambio de calor que tiene lugar en el receptor. La primera, receptor de intercambio directo cuando el fluido es expuesto directamente a la radiación y la absorbe, y la segunda de intercambio indirecto cuando existe algún componente intermedio que transforma la radiación en calor para después transmitírsela al fluido de trabajo por convección. Al mismo tiempo, se puede hablar de 4 configuraciones típicas del receptor:

- **Receptor externo**

La radiación solar se absorbe en unos tubos situados en el exterior por los que circula el fluido de trabajo. Esta exposición al ambiente hace que se puedan producir pérdidas térmicas importantes y por tanto no se alcancen temperaturas superiores a los 600°C. Una limitación derivada de esta exposición al ambiente es que las relaciones de concentración con las que trabaja el receptor no pueden ser muy elevadas debido a que los tubos pueden llegar a fundirse. Pueden ser tanto cilíndricos como planos.

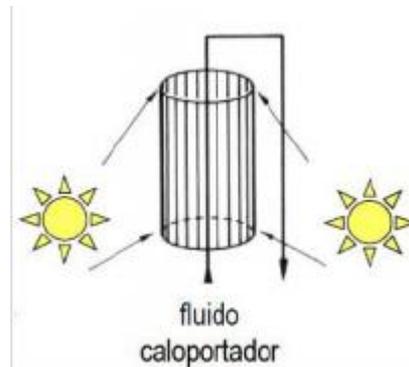


FIGURA 26: RECEPTOR CILÍNDRICO EXTERNO (IZQUIERDO MILLAN, 2015)

- **Receptor de cavidad**

Los tubos receptores se encuentran en el interior de una cavidad que los protege del exterior haciendo que las pérdidas se reduzcan. También circula un caudal menor por ellos por lo que la temperatura que alcanza el material es menor.

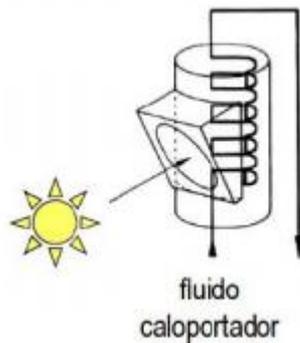


FIGURA 27: RECEPTOR DE CAVIDAD (IZQUIERDO MILLAN, 2015)

- **Receptor volumétrico**

Este tipo de configuración ha sido utilizada en diferentes proyectos europeos, usando como fluido de trabajo el aire. Los receptores volumétricos están formados por una estructura metálica o cerámica que puede tener diversas formas con una matriz volumétrica (matriz porosa) sobre la que incide la radiación reflejada, calentando de esta forma el aire que pasa por su interior. Su principal ventaja respecto a las configuraciones tradicionales es que al trabajar con aire y estar este en contacto con la pared que recibe la energía térmica, se consiguen temperaturas de operación mucho mayores.

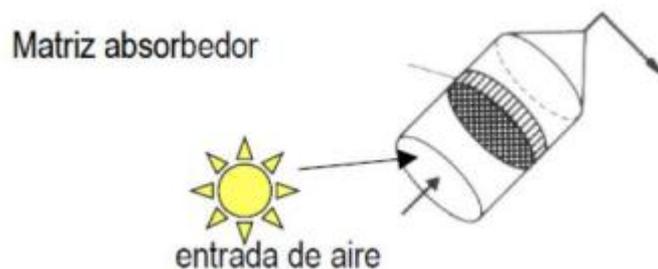


FIGURA 28: RECEPTOR VOLUMÉTRICO (IZQUIERDO MILLAN, 2015)

- **Receptor de lecho fluido**

En este receptor se utiliza como superficie receptora partículas de un material refractario que se encuentran en contacto directo con el fluido. Sus aplicaciones están más orientadas a la química solar que a la generación de electricidad.

En cuanto a los fluidos de trabajo empleados hasta hoy, podemos hablar fundamentalmente de cuatro:

1. Agua/Vapor: el más usado en la industria. A la salida del receptor el vapor puede alcanzar temperaturas de hasta 525 °C. Una de sus principales ventajas es que el vapor se expande directamente en la turbina sin necesidad del uso de intercambiadores para producir dicho vapor.
2. Sales fundidas: suelen ser mezclas de nitrato de sodio y potasio. Se trata de un fluido caloportador relativamente barato y no tóxico, y como fluido de almacenamiento térmico son estables hasta una temperatura aproximada de 565 °C y permanecen en estado líquido hasta los 245 °C, lo que las hace muy adecuadas como fluido de trabajo. Es importante evitar la solidificación de estas en tuberías, intercambiadores y depósito de almacenamiento.
3. Sodio líquido: se ha visto desarrollado principalmente en la industria nuclear. El sodio tiene unas excelentes propiedades de transferencia de calor permitiendo el empleo de receptores de menor tamaño que los que usan otros fluidos de trabajo. La operación con sodio es muy similar a la de sales fundidas, siendo estable en estado líquido hasta unos 540 °C y con punto de fusión alrededor de los 100°C. El principal inconveniente del sodio es su alta reactividad con el aire y el agua, por lo que las medidas de seguridad para evitar escapes de sodio a la atmósfera han de ser extremas. Es por esto, su alta peligrosidad, por lo que el empleo de sodio fundido (sodio líquido) está en desuso hoy en día.
4. Aire: es el último fluido de trabajo en incorporarse en receptores solares. Como se ha visto con anterioridad, su uso está ligado a los receptores volumétricos y su gran ventaja es la facilidad de operación y mantenimiento de los diferentes equipos, así como el alto valor de temperatura que puede llegar a alcanzar el aire a la salida del receptor, cerca de los 1200°C.

#### 4.1.3. TORRE

La torre puede ser construida en hormigón o en acero y su altura es uno de los parámetros de mayor importancia en el proceso de optimización del campo solar. Esto se debe a que siempre existirá un valor óptimo desde el punto de vista técnico, a partir del cual, un incremento en la altura de la torre perjudicaría al rendimiento de la instalación. Puede existir además, una altura óptima económica, que delimite una altura de torre inferior a la determinada por el óptimo técnico, ya que es posible llegar a una cierta altura a partir de la cual, el coste añadido a una altura superior no compense el ahorro provocado por una mejora en el rendimiento.

#### 4.1.4. SISTEMA DE CONTROL

La función principal del sistema de control es gobernar los arranques y paradas diarios, por lo que es fundamental para automatizar el funcionamiento de la planta. Es por ello que el diseño del sistema de control tiene que estar totalmente integrado en el proceso del diseño completo de la planta.

#### 4.1.5 SISTEMA DE ALMACENAMIENTO TÉRMICO

Uno de los principales inconvenientes de la energía solar es su discontinuidad en el tiempo, que además en los sistemas de concentración se agrava añadiendo una segunda restricción, ya que estos sistemas sólo aprovechan la radiación solar directa y por ello necesitan que no haya nubes. Para evitar este tipo de problemas se emplean sistemas de almacenamiento térmico.

Hasta ahora han existido tres tipos diferentes de sistemas de almacenamiento:

##### 1. **Sistemas basados en el calor sensible**

Este tipo de sistemas almacenan energía térmica mediante aceites térmicos o sales fundidas, ya que estos tienen unas propiedades óptimas para almacenar el calor sensible en un volumen concreto. Cuando se usan receptores volumétricos se suele emplear aire en vez de aceites o sales (ver *Fig. 29*).

Este aire se emplea conjuntamente con rocas que tienen una baja conductividad térmica. Este tipo de sistemas tienen un bajo costo y una alta estratificación.

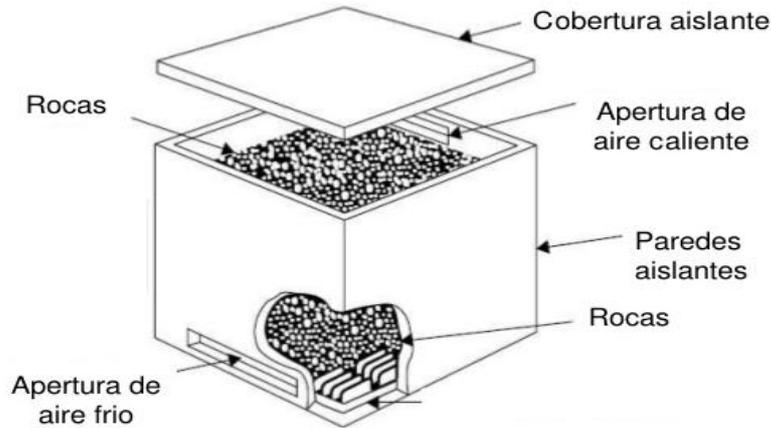


Figura 29: Sistema de almacenamiento térmico de lecho de rocas (Kalogirou, 2016)

## 2. Sistemas basados en el calor latente

Este sistema se basa en el calor latente asociado a los cambios de fase de cada sustancia (ver Fig.30). La temperatura a la cual se da el cambio de fase de la sustancia usada para el almacenamiento térmico, que es prácticamente constante, tendrá que ser compatible con los requerimientos de la planta; lo que quiere decir que tendrá que darse a una temperatura que permita la producción de vapor en las condiciones de diseño establecidas.

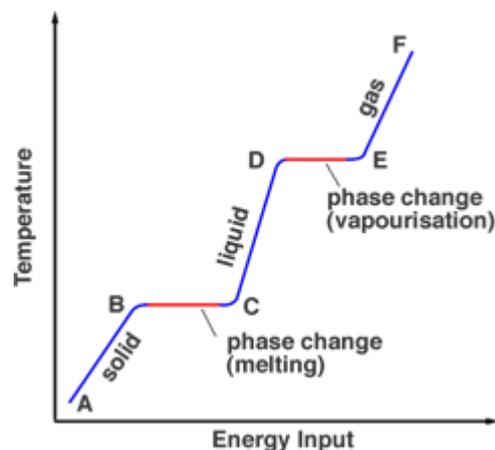


FIGURA 30: VARIACIÓN DE LA TEMPERATURA RESPECTO DE LA ENERGÍA NECESARIA (SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO TÉRMICO ESTACIONAL, ULSTER UNIVERSITY)

### 3. Sistemas basados en la energía termoquímica

Este sistema se basa en el calor acumulado al producirse ciertas reacciones químicas reversibles. Una gran ventaja de este tipo de sistemas es que el calor puede almacenarse a temperatura ambiente. Sin embargo, su principal problema radica en la escasez de elementos que existen con semejantes características a un precio razonadamente bajo como para considerarlos viables.

De todos los sistemas vistos, el más empleado es el basado en el calor sensible y puede implementarse bien como almacenamiento directo (el fluido que circula por el receptor es el mismo que el que circula por el medio de almacenamiento) o como almacenamiento indirecto (el fluido del receptor y del almacenamiento son diferentes).

#### 4.1.6 SISTEMA DE PRODUCCIÓN DE POTENCIA

El sistema de generación de energía eléctrica de este tipo de plantas ha sido habitualmente el ciclo Rankine; que consta básicamente de una turbina de vapor, un condensador, bombas de recirculación del vapor condensado y la caldera de producción de vapor la cual en una planta termosolar se sustituye total o parcialmente por el receptor solar. Es importante tener en cuenta que las condiciones no estacionarias debido a la variación de la intensidad de la radiación solar que se producen en las plantas termosolares de torre central, hacen que la turbina trabaje con rendimientos bajos repercutiendo en un gran desgaste de la propia turbina lo que obliga a realizar importantes labores de mantenimiento.

Debido a nuevas investigaciones se está empezando a trabajar con ciclos Brayton con CO<sub>2</sub> como fluido de trabajo. Dentro de estos ciclos Brayton se pueden implementar diversas variantes:

- **Ciclo Brayton simple:** compuesto por un compresor, una turbina, un condensador y el intercambiador de calor.
- **Ciclo Brayton regenerativo:** variante del ciclo simple al cual se le añade un regenerador a la salida del compresor.

- **Ciclo Brayton con pre-compresión:** variante del ciclo simple al cual se le añaden dos regeneradores y un compresor, dispuestos de igual manera que el ciclo regenerativo.
- **Ciclo Brayton con expansión por etapas:** ciclo que consta de dos turbinas.
- **Ciclo con recompresión:** ciclo que tiene la misma configuración que el ciclo por etapas pero que dispone únicamente de una sola turbina.

#### 4.1.7 SISTEMA AUXILIAR

Hay diversos elementos o sistemas que forman parte del sistema auxiliar de una planta termosolar de torre central pero que, en general, no difieren de los estrictamente necesarios en cualquier planta de potencia convencional. Estos componentes se encargan de proporcionar ayuda a los principales componentes de la planta para su correcto funcionamiento de una manera eficiente, fiable y segura. Algunos de estos componentes auxiliares pueden ser el sistema de aire comprimido, el sistema de protección de incendios, los equipos de refrigeración, el suministro y almacenamiento de agua o el suministro auxiliar de potencia.

## 4.2 RENDIMIENTO DE LOS EQUIPOS

Una vez conocidos los equipos que conforman este tipo de plantas, es importante analizar el rendimiento de alguno de ellos con el fin de realizar un balance de energía completo de la planta lo más certero y real posible.

### 4.2.1. RENDIMIENTO DEL CAMPO DE HELIOSTATOS

También conocido como rendimiento óptico, depende de la cantidad de energía térmica que es capaz de reflejar el campo de heliostatos de forma directa sobre el receptor solar. La necesidad de definir el concepto de rendimiento óptico nace de que no toda la radiación que llega a la superficie terrestre es reflejada por los heliostatos, ni toda la radiación reflejada por estos llega a su destino final.

Estas pérdidas que se originan pueden dividirse en distintos grupos según su origen:

- **Perdidas geométricas:** este tipo de pérdidas son debidas a la disposición geométrica de los heliostatos en torno a la torre, término que en inglés se conoce como *layout*.
  - Factor coseno. El factor coseno mide las pérdidas causadas por la inclinación del eje óptico del heliostato en referencia a la trayectoria de los rayos solares. Son proporcionales al coseno del ángulo de inclinación formado entre la normal del heliostato y los rayos solares (ver *Fig.31*). Este tipo de pérdidas son las más grandes que se pueden producir en una planta termosolar de torre central, y su valor ronda el 20 % de la potencia reflejada por el campo de heliostatos.

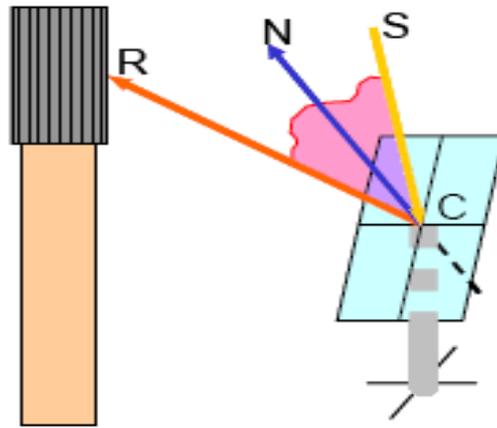


FIGURA 31: FACTOR COSENO (BIBING.US.ES, 2013)

Debido a que este factor depende de más de una variable, cada heliostato en cada instante del año tiene un factor coseno particular. Esto provoca que ante una radiación incidente igual para todos los heliostatos de una misma planta, el factor cosenos de todos y cada uno de ellos será diferente (ver *Fig.32*).

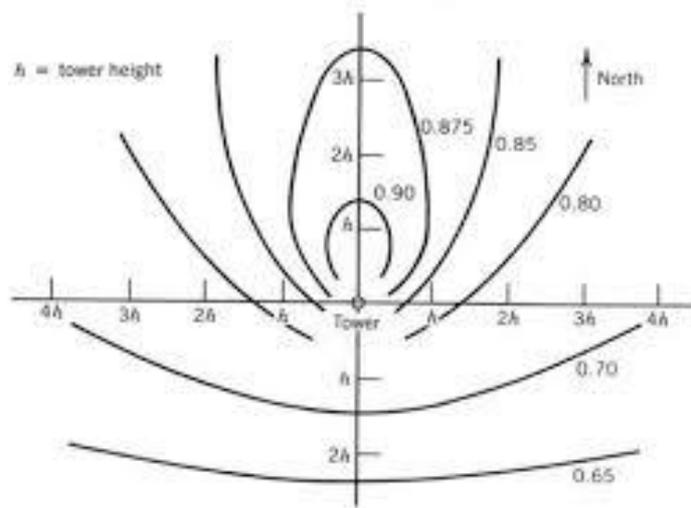


FIGURA 32: DISTRIBUCIÓN DEL VALOR MEDIO ANUAL DEL FACTOR COSENO EN UN CAMPO NORTE (BIBING.US.ES, 2013)

- Pérdidas por sombras. Se conocen como pérdidas por sombra todas aquellas pérdidas que se generan tanto por las sombras que producen unos heliostatos sobre otros como la proyectada por la torre u otros elementos sobre los propios heliostatos (ver Fig.33). Este tipo de pérdidas suelen rondar el 1% de la potencia reflejada por el campo de heliostatos.

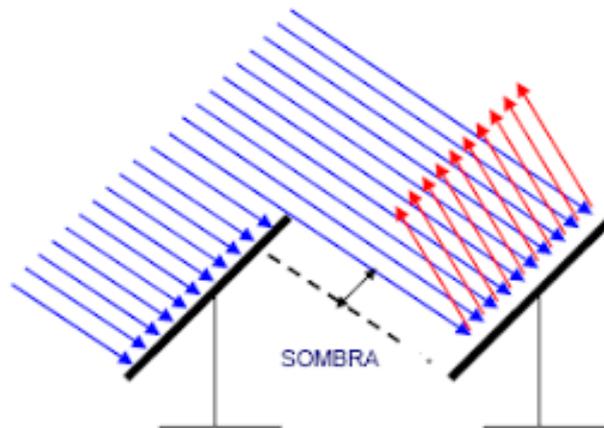


FIGURA 33: PÉRDIDAS DEBIDAS A LA SOMBRA QUE GENERA UN HELIOSTATO SOBRE OTRO (BIBING.US.ES, 2013)

- Pérdidas por bloqueos. Este tipo de pérdidas son un indicador de la fracción de radiación solar reflejada por los heliostatos que no alcanza el receptor al resultar bloqueada por heliostatos contiguos (ver Fig.34). El

valor promedio de este tipo de pérdidas ronda también el 1 % de la potencia reflejada por el campo de heliostatos.

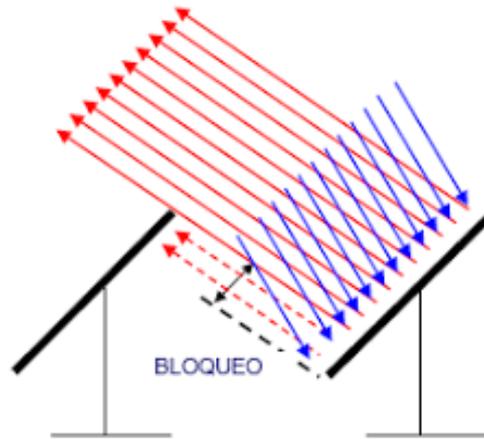


FIGURA 34: PÉRDIDAS DEBIDAS AL BLOQUEO QUE GENERA UN HELIOSTATO SOBRE EL OTRO (BIBING.US.ES, 2013)

- **Pérdidas por reflectividad:** Este tipo de pérdidas se producen debido a que no toda la radiación que incide en el heliostato es reflejada hacia la torre. Parte de esta radiación es absorbida por el propio vidrio y otra parte queda reflejada como radiación difusa que no llega al receptor. A la razón entre la radiación incidente y la radiación reflejada se le denomina reflectividad, y depende en gran medida tanto de la longitud de onda de la radiación incidente como del material de la superficie reflectante. También influyen factores del entorno como el polvo y la lluvia. Es por ello que la limpieza y el mantenimiento de los heliostatos es básico para mejorar el rendimiento de la central. Hoy en día existen espejos con reflectividades de hasta prácticamente el 95 %.
- **Pérdidas por atenuación atmosférica:** En el camino que va desde el heliostato hasta la torre, la radiación sufre una atenuación debida a procesos de absorción y dispersión por parte del agua y del dióxido de carbono presentes en la atmósfera (ver Fig.35).

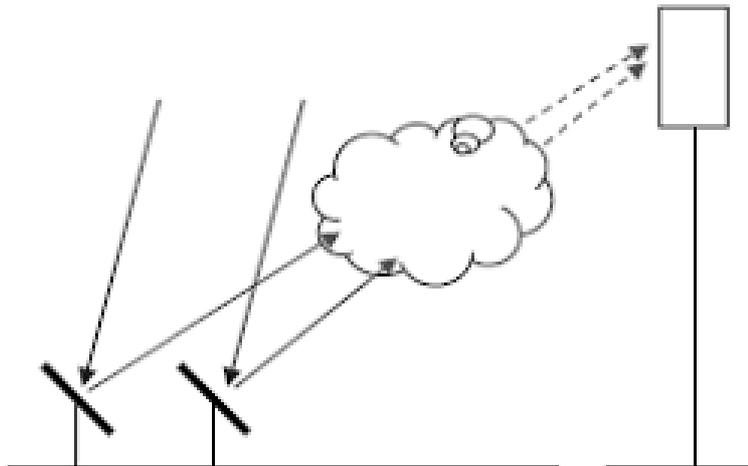


FIGURA 35: ATENUACIÓN ATMOSFÉRICA (BIBING.US.ES, 2013)

Esta atenuación es directamente dependiente de las condiciones atmosféricas a nivel de superficie y aumenta cuanto mayor es la distancia que recorre la radiación reflejada. El valor medio de este tipo de pérdidas para un campo completo de heliostatos suele rondar el 5 % de la potencia reflejada por el mismo.

- **Pérdidas por desbordamiento de flujo:** Se conoce como factor de desbordamiento a la fracción de la radiación que es reflejada por el campo de heliostatos y que no consigue alcanzar la superficie del receptor; conocido en inglés como *spillage*. La razón de su existencia es debida principalmente a errores en el seguimiento del movimiento del sol por parte de los heliostatos, así como a errores en la pendiente del suelo donde se construye dicho campo de heliostatos. Su valor oscila entre el 3% y el 5% de la radiación reflejada por el campo de heliostatos.
- **Pérdidas por suciedad:** Atendiendo a la lógica, la acumulación de suciedad sobre los heliostatos hace que parte de la radiación no salga reflejada y puedan cuantificarse pérdidas.
- **Pérdidas por aberración óptica:** Este tipo de pérdidas pueden producirse debido a pérdidas de energía térmica por culpa de rugosidades existentes en la superficie de los heliostatos, normalmente debidas a ondulaciones del cristal por defectos de fabricación o por el propio calor.

#### 4.2.2. RENDIMIENTO DEL RECEPTOR

Este rendimiento se calcula como el cociente entre la potencia térmica incidente sobre el receptor y la potencia térmica aportada por el correspondiente fluido de trabajo. Su valor se halla en torno al 90%. Las pérdidas que se producen en el receptor son las siguientes:

- **Pérdidas por radiación.** Dentro de este tipo de pérdidas pueden englobarse tanto las pérdidas por reflexión; dependientes de la absorptividad de la superficie absorbidora, y las pérdidas por emisión; dependientes de la temperatura y la emisividad de la superficie absorbidora.
- **Pérdidas por convección.** Se trata de las pérdidas producidas desde la propia superficie absorbidora al aire de los alrededores. Son dependientes de la diferencia de temperatura entre la superficie absorbidora y el ambiente.
- **Pérdidas por conducción.** Estas pérdidas producidas desde el absorbedor a los elementos de la estructura y auxiliares que se encuentran en contacto con el receptor. También vuelven a ser dependientes de la diferencia de temperatura entre el absorbedor y dichos elementos.

#### 4.2.3 RENDIMIENTO GLOBAL DE LA INSTALACIÓN

Teniendo en cuenta todas las pérdidas hasta ahora comentados y todos y cada uno de los rendimientos de los equipos que conforman la instalación, el rendimiento global de una planta termosolar se encuentra alrededor del 16%; es decir de toda la potencia térmica captada inicialmente por los heliostatos ese porcentaje se ve traducido finalmente en potencia eléctrica (ver *Fig.36*).

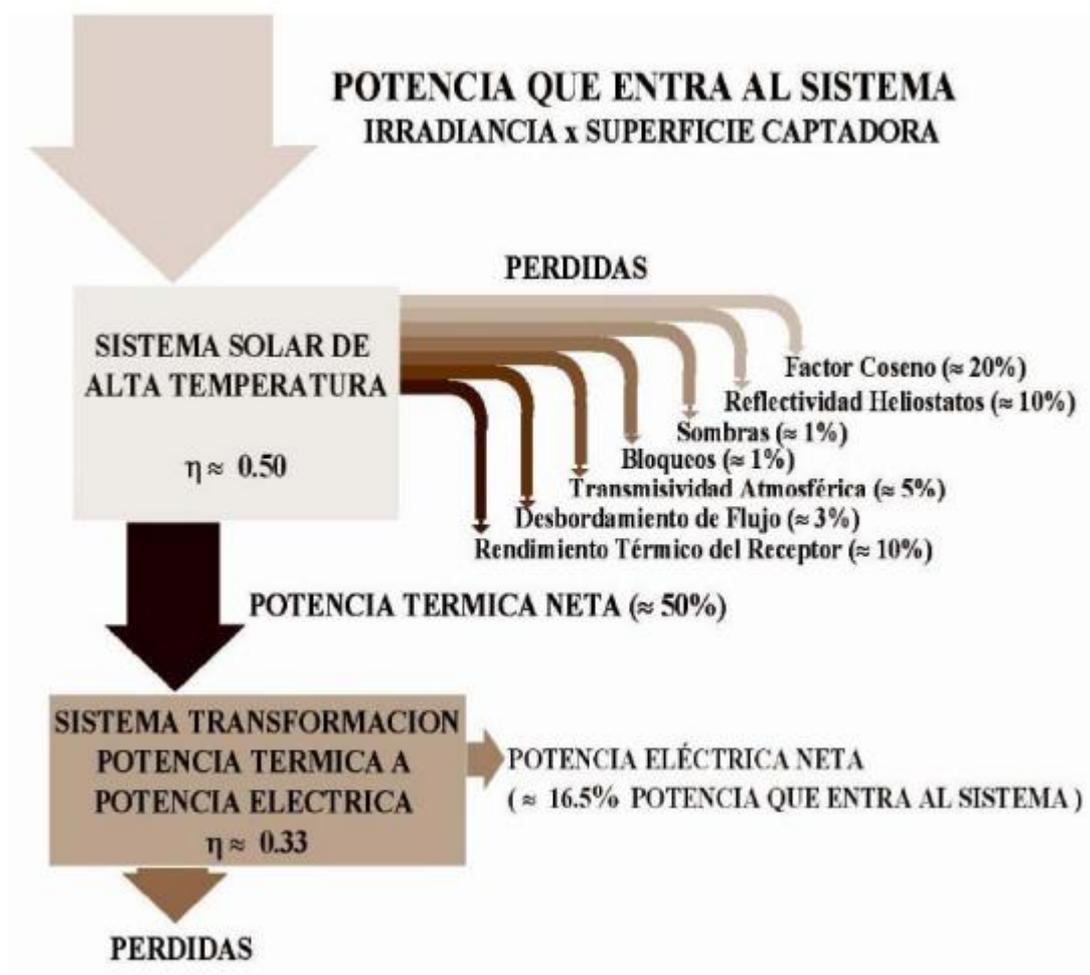


FIGURA 36: RENDIMIENTO GLOBAL DE UNA INSTALACIÓN DE TORRE CENTRAL (BIBING.US.ES, 2013)

## 5. ELECCIÓN DE EQUIPOS E INVERSIÓN NECESARIA

En las siguientes líneas se buscara hacer una elección y aproximación, con todo lo que ello conlleva en lo relativo a la inversión necesaria, lo más real posible a la implantación de una planta termosolar de torre de central de 20MW. A la hora de seleccionar los parámetros y equipos óptimos de la planta se busca que el coste de producción de energía eléctrica sea mínimo.

### 5.1. CARACTERÍSTICAS DE LA CENTRAL

Para ello lo primero de todo es la localización de la planta, donde la latitud es el parámetro más determinante. Así, es de vital importancia conocer la cantidad de KWh que inciden por m<sup>2</sup> en todos y cada uno de los distintos emplazamientos posibles (ver *Fig.37*).

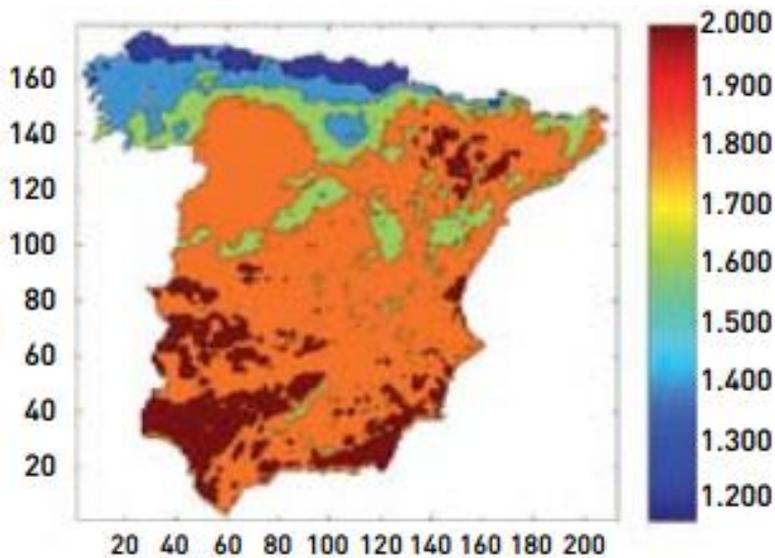


FIGURA 37: RADIACIÓN DIRECTA NORMAL. MAPA D E RADIACION DIRECTA ANUAL (IDAE)

Como puede apreciarse, en España, la mitad sur peninsular recibe una mayor cantidad de KWh por m<sup>2</sup> así como de horas de sol (de las cifras situadas en cada provincia, la cifra de la derecha indica la radiación directa anual en KWh por m<sup>2</sup>). Para la realización de este proyecto se elige como emplazamiento Extremadura, más concretamente la provincia de Cáceres, en un punto situado con latitud 39,7° y longitud

-6,8° (municipio de Mata de Alcántara). Tanto dicho mapa y sus valores finales como los datos técnicos y económicos de la central en cuestión que se emplearan más adelante se han obtenido del documento *Evaluación del potencial de la energía solar termoeléctrica* realizado por el IDAE en colaboración con empresas como IDOM, donde se describe una metodología específica para el cálculo de la radiación directa normal partiendo de mapas base, basada en la corrección del índice de claridad atmosférica. Así, se obtiene que para dicho emplazamiento el IDN anual (Irradiación Directa Normal) es de 2050 KWh por m<sup>2</sup>.

En lo referente a los parámetros de altura de la torre, configuración del campo de heliostatos y el número de heliostatos necesarios este proyecto se basa en una de las tres centrales instaladas en España a nivel comercial; concretamente en la central Gemasolar. Las otras dos centrales, PS10 y PS20, tienen una disposición de sus heliostatos de campo Norte y una tecnología de generación directa de vapor saturado con rendimientos y temperatura de trabajo bajas para el tipo de sistema de generación de energía que es. Por ello se opta por basarse en la central Gemasolar que consta de un campo circular de heliostatos y sales fundidas como fluido de trabajo tanto en el circuito del receptor como en el almacenamiento.

De acuerdo con estas consideraciones adoptadas, se presentan las características principales de la central (ver *Tabla 2*) y sus características técnicas (ver *Tabla 3*). Debido al escaso número de horas de utilización de dicho tipo de centrales termosolares, esta puede considerarse una tecnología poco madura si bien es comercializable. Es por ello que la estimación de los parámetros de funcionamiento de dicho tipo de centrales tiene un alto grado de incertidumbre.

Campo de heliostatos	
Dimensión de los heliostatos	120 m <sup>2</sup>
Disposición del campo	Circular
Reflectancia media anual de los espejos	0,90
Torre y receptor	
Altura de la torre	140 m

Tipo de receptor	Cilíndrico
Fluido de trabajo	Sales fundidas (sodio y potasio nitro oxigenados)
Rendimiento térmico del receptor	0,83
Ciclo de potencia	
Potencia nominal de la planta	20 MW
Rendimiento térmico-eléctrico	0,38
Sistema de almacenamiento	
Capacidad	6 horas
Medio de almacenamiento	Sales fundidas (sodio y potasio nitro oxigenados)

TABLA 2: CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES DE LA CENTRAL

Definición de la planta	
Potencia nominal	20 MW
Capacidad del sistema de almacenamiento	6 h
Nº de heliostatos	2.650
Área de captación	318.000
Superficie de terreno ocupada	185 ha
Factor de ocupación	0,17
Ciclo de vapor	
Potencia nominal de la turbina	20 MW
Rendimiento medio del bloque de potencia	0,38
Ubicación	
Latitud	39,7°
Longitud	-6,8°
IDN anual	2050 KWh/m <sup>2</sup>
Parámetros de funcionamiento	
Generación anual de electricidad neta	97,5 GWh

Rendimiento solar a eléctrico neto	0,1496
------------------------------------	--------

TABLA 3: CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS PRINCIPALES DE LA CENTRAL

## 5.2. INVERSIÓN A REALIZAR

Se presenta la inversión total que ha de realizarse de forma desglosada y así percibir de manera más visual la importancia de cada subsistema (ver *Tabla 4* y *Gráfico 1*).

Concepto	Importe (millones de euros)
Sistema de captación de la energía solar	57,66
Sistema de conversión de la energía solar en térmica	35,32
Sistema de almacenamiento de la energía térmica	5,5
Sistema de conversión de la energía térmica en eléctrica	26,4
Ingeniería y margen EPC	20,42
<b>TOTAL</b>	<b>124,88</b>

TABLA 4: COSTES TOTALES DE INVERSIÓN DE LA CENTRAL

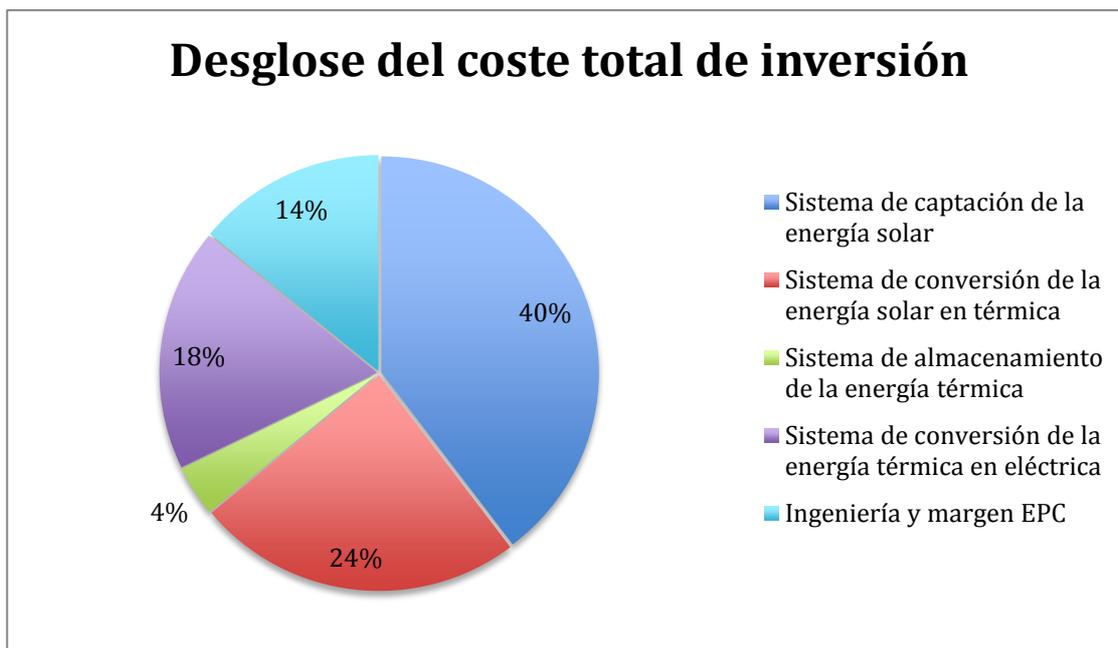


GRÁFICO 1: DESGLOSE DE COSTE DE LA INVERSIÓN TOTAL DE LA CENTRAL

Se aprecia que el sistema de captación solar y el sistema de conversión de la energía solar en térmica suponen un 64% de la inversión total de la central, siendo el sistema de almacenamiento el que menor porcentaje ostenta.

A continuación se muestra el desglose de los costes de inversión por cada subsistema.

#### 5.2.1. SISTEMA DE CAPTACIÓN DE LA ENERGÍA SOLAR

Es la parte de mayor coste de la partida total (ver *Tabla 5* y *Gráfico 2*). Es importante tener en cuenta que en función del tipo de planta estos costes pueden variar de forma significativa por ello este desglose únicamente será válido para una central de referencia como la elegida en líneas anteriores.

Sistema de captación de la energía solar	57,66
Espejos	3,82
Estructuras metálicas	26,7
Seguidores solares	18,55
Cimentación	2,23
Montaje	6,36

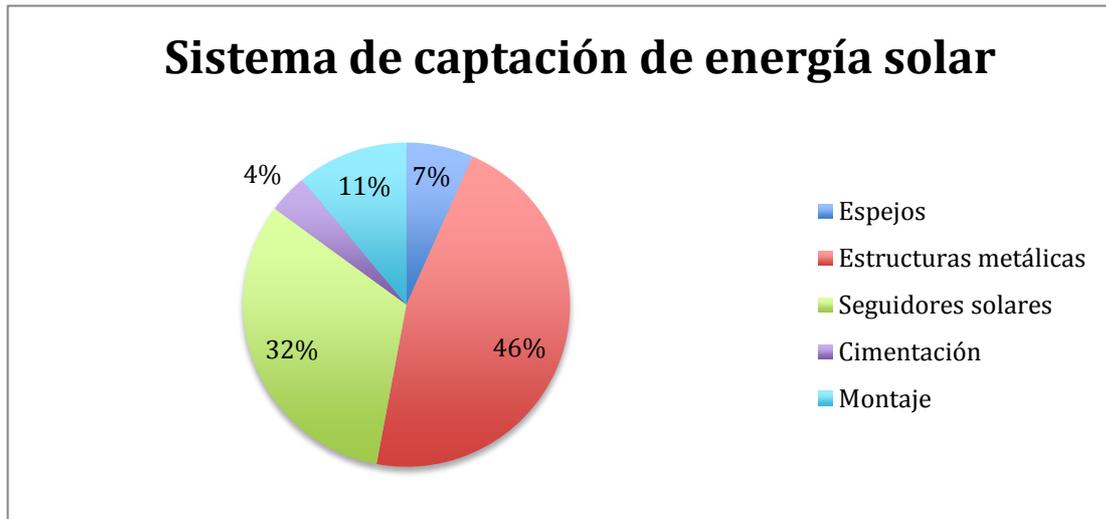


TABLA 5: COSTES DE INVERSIÓN DEL SISTEMA DE CAPTACIÓN DE LA ENERGÍA SOLAR DE LA CENTRAL (MILLONES DE EUROS)

Para el cálculo de dichos precios se han empleado las siguientes conversiones:

- Espejos: 12€/m<sup>2</sup>
- Estructuras metálicas: 84€/m<sup>2</sup>
- Seguidores solares: 7.000€/unidad
- Cimentación: 7€/m<sup>2</sup>
- Montaje: 20€/m<sup>2</sup>

GRÁFICO 2: DESGLOSE DE LOS COSTES DE INVERSIÓN DE CAPTACIÓN DE LA ENERGÍA SOLAR DE LA CENTRAL

Se observa que la fracción más importante del sistema de captación de la energía solar corresponde a la estructura de soporte de los heliostatos y supone un 46% del total. En segundo lugar se sitúan los mecanismos de posicionamiento que permiten el seguimiento solar con un 32%. Es curioso, como el coste de los espejos apenas llega al 7% siendo estos los principales elementos del sistema de captación de la energía solar.

### 5.2.2. SISTEMA DE CONVERSIÓN DE LA ENERGÍA SOLAR EN ENERGÍA TÉRMICA

Es el segundo sistema de mayor coste de inversión (ver *Tabla 6* y *Gráfico 3*). Para el caso que nos ocupa, el de torre central, el receptor es el único elemento del sistema y se haya situado en lo alto de una torre. Esto implica hacer diversas consideraciones como que la existencia de dicha torre añade nuevos costes de inversión tanto en materiales como en su propia construcción o que la necesidad de bombear sales

fundidas como fluido térmico y de almacenamiento implican equipos más potentes en el sistema mecánico de la instalación.

Sistema de conversión de la energía solar en energía térmica	35,32
Fluido de trabajo (sales fundidas)	4,19
Receptor solar	23,56
Sist. mecánico (tuberías,válvulas,montaje)	3,27
Obra civil: torre-receptor	4,3

TABLA 6: COSTES DE INVERSIÓN DEL SISTEMA DE CONVERSIÓN DE ENERGÍA SOLAR EN ENERGÍA TÉRMICA DE LA CENTRAL (MILLONES DE EUROS)

Para el cálculo de dichos precios se han empleado las siguientes conversiones:

- Fluido de trabajo: 0,72€/kg
- Receptor solar: 210€/kWt nominal del receptor
- Sistema mecánico: 29,17€/kWt nominal del receptor
- Obra civil:  $801.490 * e^{(0,012 * h)}$ €

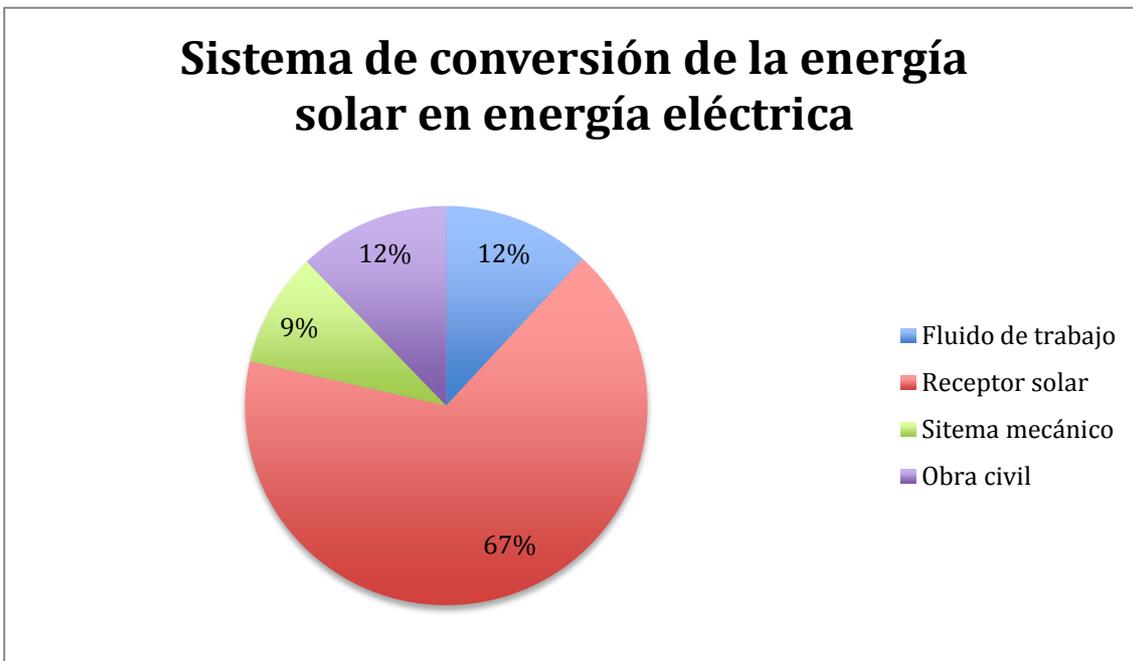


GRÁFICO 3: DESGLOSE DE COSTES DE INVERSIÓN DEL SISTEMA DE CONVERSIÓN DE LA ENERGÍA SOLAR EN ENERGÍA TÉRMICA DE LA CENTRAL

Se puede apreciar que el receptor solar es sin duda el componente más importante de este sistema, representando un 67% del coste total de dicho sistema

### 5.2.3 SISTEMA DE ALMACENAMIENTO DE LA ENERGÍA TÉRMICA

Al considerarse las sales fundidas también como fluido de almacenamiento, estas no aparecen en el desglose de costes de este sistema (ver *Tabla 7*). Sin embargo, cabe esperar que una gran parte de la cantidad de sales que han sido previamente consideradas sean debidas a la presencia de ellas mismas en este sistema de almacenamiento. Además, en este caso, no es necesario ningún intercambiador de calor, y por ello, los costes del sistema se abaratan considerablemente.

Sistema de almacenamiento de la energía térmica	5,5
Obra civil: tuberías y tanques	5,5

TABLA 7: COSTES DE INVERSIÓN DEL SISTEMA DE ALMACENAMIENTO DE LA ENERGÍA TÉRMICA DE LA CENTRAL (MILLONES DE EUROS)

Para el cálculo de dichos precios se han empleado las siguientes conversiones:

- Obra civil de tuberías y tanques + Resto de obra civil: 14,8€/kWhe de capacidad + 3,53e/kWhe de capacidad

### 5.2.4. BLOQUE DE POTENCIA

Es otro de los sistemas con mayor importancia y relevancia en lo que al coste total de la central se refiere (ver *Tabla 8* y *Gráfico 4*).

Bloque de potencia	26,4
Intercambiadores de calor sales-vapor	4,8
Equipos mecánicos	10,4
Sistemas auxiliares	7,2
Obra civil	4

TABLA 8: COSTES DE INVERSIÓN DEL BLOQUE DE POTENCIA DE LA CENTRAL (MILLONES DE EUROS)

Para el cálculo de dichos precios se han empleado las siguientes conversiones:

- Intercambiadores de calor: 240€/kW
- Equipos mecánicos: 520€/kW
- Sistemas auxiliares: 360€/kW
- Obra civil: 200€/kW

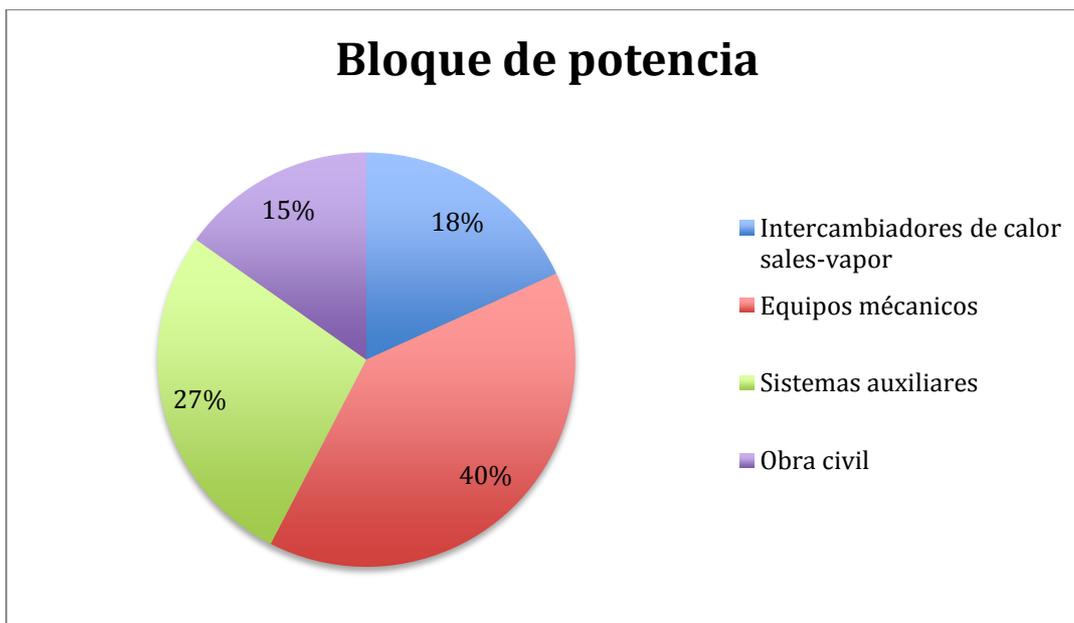


GRÁFICO 4: DESGLOSE DE LOS COSTES DE INVERSIÓN DEL BLOQUE DE POTENCIA DE LA CENTRAL

### 5.2.5 INGENIERÍA Y MARGEN EPC

Se supone un gasto en Ingeniería PeM de 1.465.275€ y un Margen EPC del 15% que asciende a 18.951.791€.

## 6. ESTUDIO ECONÓMICO

Lo primero que hay que mencionar, siempre basándonos en las centrales comerciales ya existentes, es que este tipo de plantas evitan la emisión a la atmósfera de aproximadamente 12.000 toneladas de CO<sub>2</sub>.

Como se ha mencionado con anterioridad, la planta de referencia es de 20MW de potencia y la inversión necesaria para su realización ronda los 124.880.000€. La energía solar se obtiene gracias a la ecuación siguiente:

$$Esol. \left[ \frac{kWh}{a} \right] = IDN \left[ \frac{kWh}{a * m^2} \right] \times Sespejos [m^2]$$

Siendo el IDN de valor 2050 y la Sespejos de 318.000m<sup>2</sup>. Para conocer la energía eléctrica anual generada bastará con multiplicar la energía solar obtenida por el rendimiento solar a eléctrico neto de valor igual a 0,1496, obteniéndose una cantidad de 97.524.240 kWh/a.

Si suponemos que el *pool* eléctrico fija el precio de venta de dicha energía eléctrica alrededor de los 0,50€/kWh y multiplicando este valor por la energía eléctrica anual generada se obtiene una venta de energía eléctrica de unos 48.762.120€/a.

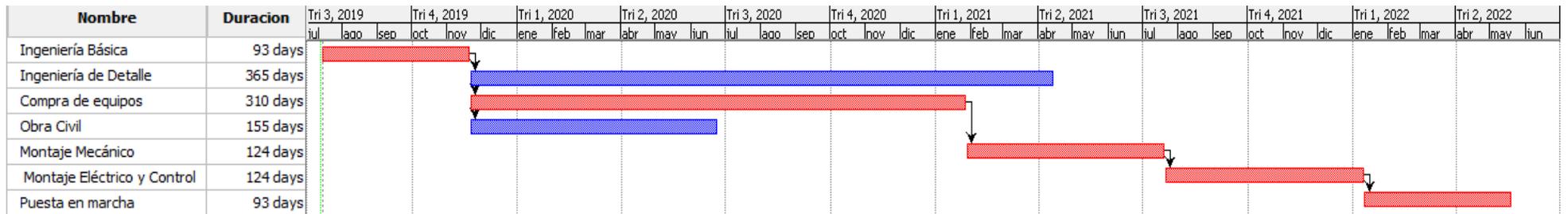
Por último, es necesario conocer el tiempo de retorno de la instalación que se puede aproximar como:

$$TR[años] = I[€] \div Ahorro Neto \left[ \frac{€}{a} \right]$$

Siendo el *Ahorro Neto* la resta entre la venta de energía eléctrica y los gastos de operación y mantenimiento, que se encuentran alrededor de los 30.000.000€/a debido al sueldo de los empleados, el mantenimiento (cada año aumenta el precio debido al desgaste de los equipos), seguros, permisos, intereses del préstamo y cánones. Así el tiempo de retorno de la instalación ronda los 6,65 años, un valor algo menor de los 10 años reales al tratarse de un cálculo teórico de un tipo de central de la cual todavía hay

un gran desconocimiento debido a las pocas horas de utilización y la consiguiente falta de datos.

## 7. CRONOGRAMA



Se detallan los plazos y el tiempo final de construcción de la central que ronda los 2 años y medio, siendo la Ingeniería de Detalle el hito de mayor duración, seguido muy de cerca por la compra de los equipos.

## 8. CONCLUSIONES

Es de obligatorio cumplimiento, si queremos preservar el mundo tal y como hoy en día lo conocemos, la realización de todos los acuerdos firmados para contener y remitir los efectos del denominado *Cambio Climático*. La situación es crítica, y una de las soluciones posibles es apostar por el desarrollo de tecnologías de generación de electricidad sostenibles.

En España, la energía solar, es una de las tecnologías con mayor potencial gracias a la gran cantidad de irradiación y de sol que recibimos; sobre todo en la mitad sur peninsular. Además, la tecnología de torre central es la que permite desarrollar mayor potencia y mejores rendimientos dentro de las opciones de central termosolar. Sin embargo, es una tecnología muy inmadura y con un alto grado de incertidumbre de la que se desconoce demasiado como para hacer un proyecto fácilmente viable. Por ello es de vital importancia apostar e investigar en este tipo de plantas, ya que solo así conseguiremos llegar a un objetivo final que nos permita la utilización de este tipo de centrales a gran escala.

Finalmente, y como ya se ha mencionado con anterioridad la cantidad anual de CO<sub>2</sub> que se consigue evitar mandar a la atmósfera, es lo suficientemente alta como para que si bien su rentabilidad no sea la más alta se apueste fuertemente por este tipo de centrales.

## ANEXO DE SUPERÍNDICES

(1)

<https://www.eleconomista.es/mercados-cotizaciones/noticias/9805776/04/19/La-ley-que-puede-dejar-muy-tocada-a-la-OPEP-cobra-fuerza-y-Arabia-Saudi-ya-planea-su-contrataaque.html>

(2)

[https://www.lespanol.com/ciencia/20180105/protocolo-kioto-logro-fracaso/272842718\\_12.html](https://www.lespanol.com/ciencia/20180105/protocolo-kioto-logro-fracaso/272842718_12.html)

(3)

<https://www.unenvironment.org/es/news-and-stories/comunicado-de-prensa/paises-deben-triplicar-esfuerzos-actuales-para-lograr>

(4)

<https://www.efe.com/efe/espana/economia/violeta-bulc-las-emisiones-cero-en-2050-son-una-realidad-la-ue/10003-3808409>

(5)

<https://www.iaea.org/es/temas/reduccion-de-los-gases-de-efecto-invernadero>

(6)

[https://www.ree.es/sites/default/files/11\\_PUBLICACIONES/Documentos/InformesSistemaElctrico/2018/Red-Elctrica-Infografia-Sector-Elctrico-Espa%C3%B1ol\\_paginado.pdf](https://www.ree.es/sites/default/files/11_PUBLICACIONES/Documentos/InformesSistemaElctrico/2018/Red-Elctrica-Infografia-Sector-Elctrico-Espa%C3%B1ol_paginado.pdf)

(7)

<https://www.protermosolar.com/la-energia-termosolar/el-sector-en-cifras/>

(8)

<http://www.mosingenieros.com/2012/09/primera-central-solar-de-geometra.html>

## LISTADO DE REFERENCIAS

- Introducción. Situación energética mundial, en España y protocolo de Kioto.

<http://www.ingenieros.es/noticias/ver/doce-anos-del-protocolo-de-kioto/6513>

[https://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2050\\_es](https://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2050_es)

<https://www.appa.es/la-energia-en-espana/>

<https://www.tsolar.com/es/noticias/evolucion-de-la-tecnologia-termosolar.html>

- Alternativas. Centrales solares térmicas y tipos.

*Diseño y Análisis de una central termosolar operando con sodio fundido*  
(Marcos Celador Lara, UCIII)

*Análisis de colectores lineales de concentración con distintos tipos de fluido*  
(Javier Casco Company, Universidad Politécnica de Madrid)

*Solar Energy Engineering. Processes and Systems* (Soteris A. Kalogirou, Elsevier)

*Centrales Termosolares* (Victor de la Peña Aranguren y Margarita Herranz Soler, UPV/EHU)

- Torre central termosolar. Descripción y rendimiento de los equipos.

[www.bibing.us.es](http://www.bibing.us.es)

*Sistemas de almacenamiento térmico estacional para personal técnico* (Miguel Ramírez, Ulster University)

*Performance comparison of different supercritical carbon dioxide Brayton cycles integrated with a solar power tower* (Al-Sulaiman and Atif, 2015).

- Elección de equipos e inversión necesaria.

<https://www.energias-renovables.com/termosolar/abengoa-solar-pone-en-marcha-la-ps20>

*Dimensionamiento y análisis de de producción anual de un sistema de receptor central (Manuel Romero Álvarez, CIEMAT)*

*Diseño de una planta termosolar de 10MW con receptor central (Marta Órtiz de Zárate Bautista, Universidad de Cantabria)*

*Evaluación del potencial de energía solar termoeléctrica (IDEA)*