



ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)
INGENIERO EN ORGANIZACIÓN INDUSTRIAL

ANÁLISIS ECONÓMICO DE VIABILIDAD DE UNA PLANTA TERMO-SOLAR

Autor: Víctor Caminero Ocaña
Director: Jaime de Rabago

Madrid
Mayo, 2014

DEDICATORIA

Quiero dedicar este proyecto a mis cuatro abuelos ya fallecidos, que lamentablemente ninguno ha podido ver como acababa su nieto los estudios en la universidad. Lo que más me llena de orgullo es que aunque en estos momentos no estén aquí sí que me vieron comenzarla con el convencimiento de que su nieto llegaría a este día.

ANÁLISIS ECONÓMICO DE VIABILIDAD DE UNA PLANTA

TERMO-SOLAR

Autor: Caminero Ocaña, Víctor.

Director: Rabago, Jaime de.

Entidad colaboradora: Universidad Pontificia Comillas.

RESUMEN DEL PROYECTO

INTRODUCCIÓN

A día de hoy nos encontramos en una sociedad donde el uso de las energías renovables es de vital importancia, no solo por su ahorro y eficiencia energética sino por lo que supone para un país o empresa hacer uso de ellas.

Cada vez más, la preocupación por el medio ambiente asume una mayor relevancia, y tanto las instituciones como las compañías de los países son conscientes de estos cambios sobre todo a partir de finales del siglo XX y principios del siglo XXI. Poco a poco las energías renovables han ido extendiendo su uso a lo largo del globo, desarrollándose innovaciones tecnológicas, logrando a través de estas una reducción del coste de desarrollo de las nuevas plantas de energías renovables, así como una mayor eficiencia y lo más importante, dando como resultado nuevos tipos de energías renovables a explotar.

De esta manera la energía termo-solar es una de las más novedosas dentro de las energías renovables y la más rentable de las pertenecientes a la energía solar. Con una amplia visión de futuro, este proyecto pretende dar a conocer más a fondo esta energía renovable, los diferentes tipos que existen y su viabilidad económica.

Actualmente la energía termo-solar se encuentra en pleno crecimiento, siendo España la mayor potencia de esta novedosa tecnología, aunque en pocos años será superada por los EE.UU, que ya tienen varias plantas en proyecto y otras en construcción.

METODOLOGIA

El procedimiento utilizado para la realización de este proyecto de ingeniería es cumplir cada uno de los objetivos del proyecto, manteniendo el orden siguiente:

- Documentación previa.
- Identificación de necesidades.
- Análisis de requisitos.
- Estudio técnico-tecnológico.
- Estudio económico-financiero.
- Selección final de alternativa y conclusiones.

Por normal general la mayoría de los proyectos de ingeniería tienen esta metodología. El motivo principal del éxito de esta, es que siempre lo más importante desde el principio es una buena documentación previa con el objetivo de tener una importante fuente de material para poder trabajar, con el fin de poder aplicar todos los datos recogidos para realizar todos hitos y objetivos del proyecto.

Con esta documentación, ya se puede identificar las necesidades para analizar posteriormente los requisitos, dando comienzo el planteamiento de diferentes alternativas y soluciones, realizando sus estudios tanto técnicos como económicos para decidir finalmente por una de esas alternativas, en este caso para concluir finalmente que tipo de planta termo-solar se va a desarrollar, donde y porque.

CONCLUSIONES

Las conclusiones de este proyecto han sido muy favorables pues todos los objetivos que se propusieron al principio se han cumplido y los mas importante, tras realizar el estudio económico/financiero de la planta diseñada se ha concluido que la planta es rentable y viable, empleando para ello dos indicadores económicos: VAN y TIR.

Hay que añadir que en el proyecto se ha detallado la legislación actual, los diferentes componentes y sistemas, la metodología para el desarrollo de este tipos de centrales, así como todos los factores y consideraciones que hay que tener en cuenta en el diseño de este tipo de instalaciones.

Por otro lado con la realización del proyecto se ha conseguido comprender y adquirir muchos conocimientos relacionados con la energía termo-solar y las centrales que hacen uso de esta de energía. A su vez hay que añadir también el conocimiento adquirido sobre la situación actual del mercado y las empresas líderes en estos sectores, en parte gracias a la investigación previa realizada.

Para finalizar este proyecto se ha caracterizado por su innovación, pues emprende el desarrollo de una planta termo-solar de 50 MW de potencia instalada de tipo torre central, de construirse sería la planta de mayor potencia desarrollada en España con esta tecnología. Además su construcción está planteada en las Islas Canarias, en las cuales a pesar de la gran cantidad de radiación solar recibida, aún no se ha construido ninguna central de este tipo.

Hay que resaltar que la construcción de este tipo de central con la alta inversión inicial necesaria en el contexto actual de crisis económica es muy difícil de llevar a cabo, no obstante con la realización de este proyecto se deja claro que quizá en otro contexto económico más positivo si es posible y podría realizarse en un futuro cercano.

ECONOMIC FEASIBILITY ANALYSIS OF A SOLAR THERMAL PLANT

Author: Caminero Ocaña, Víctor.

Supervisor: Rabago, Jaime de.

Collaborating institution: Universidad Pontificia Comillas.

ABSTRACT

INTRODUCTION

Nowadays the use of renewable energy is vital in our society, not only for its energy efficiency and savings but for what it means for a country or company to use them.

Increasingly, the concern for the environment assumes more relevance, and both institutions and companies of the countries are aware of these changes especially since the late XX century and early XXI century. Gradually renewable energy use have been spreading throughout the world , developing technological innovations achieved through these reduce the cost of developing new renewable energy plants , as well as increased the efficiency and the most important thing, resulting in new types of renewable energy to explode.

So the thermo solar energy is one of the newest renewable energy and more profitable than those belonging to the solar energy. With a broad vision, this project aims to learn more about this renewable energy, the different types that exist and their economic viability.

Currently the thermo solar energy is booming, Spain is the highest power of this new technology, but in a few years will be overtaken by U.S.A. , which already have several plants and other construction project .

METHODOLOGY

The method used for this engineering project is to meet each of the objectives of the project, keeping the following order:

- Prior Documentation.
- Identifying needs.
- Analysis of requirements.
- Technical- technological study.
- Economic - financial study.
- Final selection of alternative conclusions.

By general rule most of the engineering projects have this methodology. The main reason for the success of this is that always the most important from the beginning is a good background documentation in order to have a major source of material to work with, in order to implement all the data collected for all milestones and project objectives.

With this documentation, you can already identify the needs to analyze further the requirements, beginning the approach of different alternatives and solutions, having studied many technical and economic features to finally choose on one of these alternatives, in this case to finally conclude what type of solar thermal plant is to be developed, so as to develop the best solar thermal plant, where locate it, and why that option,

CONCLUSIONS

The conclusions of this project have been very favorable because all the proposed objectives have been met, and the most important, after making the financial / economic study of the designed plant it was found that the plant is profitable and viable, using this two economic indicators : NPV and IRR .

It should be added that the project has detailed the current legislation, the various components and systems, the methodology for the development of this types of plants as well as all the factors and considerations that must be taken into account in the design of this type facilities.

In addition with the project has managed to acquire and understanding a lot of knowledge related to the thermo solar energy and the plants that make use of this power. In turn we must add the acquired knowledge about the current market situation and the leading companies in these sectors, in part thanks to the previous research.

To finish, this project has been characterized by innovation, It has now launched the development of a solar thermal plant of 50 MW installed central tower type of plant would be built higher power developed in Spain with this technology. Further construction is raised in the Canary Islands; where despite the large amount of solar radiation received, has not yet built any plant of this type.

It should be noted that the construction of this type of plant with the high initial investment required in the current economic crisis is very difficult to carry out, however with this project perhaps in another economic context more positive if it is possible and could be done in the near future.



UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)
INGENIERO EN ORGANIZACIÓN INDUSTRIAL

ÍNDICE DE LA MEMORIA



Índice de la memoria

Capítulo 1	Introducción	3
1.1	Introducción a las energías renovables	3
1.2	tecnologías existentes	5
1.3	Motivación del proyecto	14
1.4	Objetivos	15
1.5	Metodología	17
Capítulo 2	Energía termo-solar	19
2.1	Breve historia	19
2.2	Tipos	21
2.3	Situación actual en España	28
2.4	Situación actual en el mundo	31
Capítulo 3	Descripción de una planta termo-solar	38
3.1	Introducción	38
3.2	Funcionamiento	39
3.3	Elementos del sistema	41
3.3.1	Campo solar	42
3.3.2	Torre y receptor	46
3.3.3	Sistema de almacenamiento	49
3.3.4	Sistemas de control	52
3.3.5	Ciclo de vapor	53
3.3.6	Sistema de conversión a la red	56
Capítulo 4	Planta termo-solar a desarrollar	58
4.1	Localización	58
4.2	Dimensionado campo solar	64



4.2.1 Dimensionar heliostatos	64
4.2.2 Altura torre.....	69
4.2.3 Orientación heliostatos.....	72
4.2.4 Posibles pérdidas	74
4.3 Dimensionado receptor solar.....	80
4.4 Desarrollo del ciclo de potencia.....	84
4.5 Almacenamiento	88
Capítulo 5 Estudio de viabilidad económica-financiera.....	91
5.1 Introducción.....	91
5.2 Ingresos de la central termo-solar.....	93
5.3 Coste de la inversión del campo solar.....	96
5.4 Coste de la inversión del almacenamiento de sales.....	105
5.5 Coste de la inversión de la isla de potencia	110
5.6 Estudio económico-financiero	114
6.6.1 Conceptos financieros	114
6.6.2 Costes extras	118
6.6.3 Fases de construcción y personal	121
6.6.4 Conclusiones y análisis de resultados	124
Referencias	133



Índice de ilustraciones

Ilustración 1. Esquema Aerogenerador.....	6
Ilustración 2. Campo o parque eólico	7
Ilustración 3. Paneles solares.....	8
Ilustración 4. Esquema planta fotovoltaica.....	9
Ilustración 5. Esquema energía solar térmica.	9
Ilustración 6. Esquema energía geotérmica.	10
Ilustración 7. Ejemplo planta energía mareomotriz.	11
Ilustración 8. Obtención de biomasa.	12
Ilustración 9. Esquema planta biomasa.....	13
Ilustración 10. Plantas en construcción en EE.UU.	19
Ilustración 11. Soluciones tecnológicas E. Termo-solar.....	21
Ilustración 12. Espejo cilindro parabólico	22
Ilustración 13. Esquema funcionamiento cilindro parabólico.	23
Ilustración 14. Planta Termo-solar receptor central.....	24
Ilustración 15. Concentradores lineales Fresnel	25
Ilustración 16. Discos parabólicos Stirling	26
Ilustración 17. Funcionamiento disco parabólico Stirling	27
Ilustración 18. Mapa de las Centrales termo-solares en España.....	29
Ilustración 19. Planta termosolar Shams-1.	37
Ilustración 20. Esquema funcionamiento planta termosolar	41
Ilustración 21. Heliostatos en una planta	42
Ilustración 22. Campo de heliostatos o campo solar.....	43
Ilustración 23. Configuración Circular y configuración norte.....	44
Ilustración 24. Planta con configuración circular.	45
Ilustración 25. Dos plantas termo-solares con esta configuración.....	45



Ilustración 26. Estructura metálica	46
Ilustración 27. Estructura de hormigón.....	47
Ilustración 28. Esquema de ambos sistemas	49
Ilustración 29. Sistema de almacenamiento.....	50
Ilustración 30. Esquema ciclo Rankine central termosolar.....	54
Ilustración 31. Esquema ciclo Rankine central termosolar con sales fundidas.....	54
Ilustración 32. Ejemplo de turbina en ciclo Rankine.....	56
Ilustración 33. Subestación eléctrica	57
Ilustración 34. Imagen aérea de la extensión de la central.....	59
Ilustración 35. Mapa de España con los diferentes niveles de radiación solar.	60
Ilustración 36. Localización de la planta y el aeropuerto Tenerife-Sur.	62
Ilustración 37. Vista aérea de los terrenos de la planta.....	63
Ilustración 38. Modelo de heliostato de la central termosolar.....	64
Ilustración 39. Geometría del campo solar.	66
Ilustración 40. Relación entre la potencia eléctrica de la planta en el punto de diseño y la potencia térmica en el receptor, para distintos MS.	67
Ilustración 41. Relación entre la potencia térmica del receptor y el área reflectante del campo solar.	68
Ilustración 42. Relación entre la potencia térmica del receptor y la altura de la torre considerando el tipo de campo solar.....	69
Ilustración 43. Foto a través de la cual se puede apreciar la inclinación del terreno.	70
Ilustración 44. Esquemas con las distintas componentes del vector.....	73
Ilustración 45. Dibujo explicativo del factor coseno	75
Ilustración 46. Dibujo explicativo de las sombras producidas sobre los heliostatos.....	76
Ilustración 47. Dibujo explicativo de los bloqueos producidos sobre los heliostatos.....	76
Ilustración 48. Dibujo explicativo de la atenuación atmosférica producida sobre los heliostatos..	77
Ilustración 49. Dibujo explicativo del desbordamiento producido en el receptor	78
Ilustración 50. Ejemplo de receptor cilíndrico externo.....	80
Ilustración 51. Esquema sobre el recorrido que realizan las sales a lo largo del receptor.	82
Ilustración 52. Dibujo de los diferentes vectores que intervienen a la hora de orientar los heliostatos.....	83
Ilustración 53. Diagrama T-s para el vapor	85



Ilustración 54. Esquema del sistema de almacenamiento.	88
Ilustración 55. Diagrama simplificado de una planta de torre de concentración.	91
Ilustración 56. Desglose inversión campo solar	124



Índice de tablas

Tabla 1. Tarifas actuales	28
Tabla 2. Centrales termo-solares en España	30
Tabla 3. Abreviaturas significado	31
Tabla 4. Potencia instalada en el año 2011	32
Tabla 5. Termo-solares en construcción	32
Tabla 6. Ejemplo anillos GEMASOLAR	71
Tabla 7. Dimensiones de los tanques	90
Tabla 8. Tarifas grupo termo-solar	94
Tabla 10. Inversión campo solar	96
Tabla 9. Tabla ingresos planta termo-solar	96
Tabla 12. Desglose canteo y ajuste	97
Tabla 11. Desglose heliostatos	97
Tabla 13. Desglose cableado	98
Tabla 14. Desglose obra civil	101
Tabla 15. Desglose cálculo torre	102
Tabla 16. Desglose Cálculo torre	103
Tabla 17. Desglose instrumentalización	104
Tabla 18. Inversión sistema de sales	105
Tabla 19. Desglose coste Depósitos	106
Tabla 20. Desglose generador de vapor	107
Tabla 21. Desglose equipos ciclo vapor	108
Tabla 22. Desglose compuesto Sódico	109
Tabla 23. Inversión isla de potencia	110
Tabla 24. Desglose equipos mecánicos	111
Tabla 25. Desglose equipos eléctricos	112
Tabla 26. Desglose obra civil isla de potencia	113
Tabla 27. Amortizaciones	116



UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)
INGENIERO EN ORGANIZACIÓN INDUSTRIAL

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 28. Inversión en € de gastos extras.	118
Tabla 29. Personal durante la construcción	121
Tabla 30. Empleados para el correcto funcionamiento.....	122
Tabla 31. Resumen de inversión.....	124
Tabla 32. Cálculo préstamo10%	125
Tabla 33. Cálculo préstamo20%	125
Tabla 34. Cálculo préstamo30%	125
Tabla 35. Estudio-económico financiero 1/3	127
Tabla 36. Estudio-económico financiero2/3	128
Tabla 37. Estudio-económico financiero 3/3	129



Capítulo 1 INTRODUCCIÓN

1.1 INTRODUCCIÓN A LAS ENERGÍAS RENOVABLES

Las energías renovables son todas aquellas energías que provienen de recursos naturales considerados inagotables. Lo que comenzó siendo una novedad y una primicia se ha convertido en la actualidad en una poderosa alternativa a las energías no renovables. Tal es así que actualmente existen gran cantidad de diferentes tipos de energías renovables, dependiendo del recurso natural que empleen los grupos más importantes son los siguientes:

- Energía Eólica.
- Energía Geotérmica.
- Energía Hidroeléctrica.
- Energía Mareomotriz.
- Energía Solar.
- Energía a través de la biomasa.
- Energía a través de los biocombustibles.

Posteriormente se analizarán con más detalle las diferentes tecnologías actuales más importantes.



Por otro lado la utilización de las energías renovables ha generado una serie de ventajas:

- No producen emisiones de CO₂ y otros gases contaminantes a la atmósfera.
- Son inagotables
- Evitan dependencia con el exterior.
- Han permitido que España desarrolle tecnologías propias.

Hasta la fecha el uso de las energías renovables se ha ido extendiendo a lo largo del mundo, haciéndose un mayor uso sobretodo en los países más desarrollados, entre otras cosas gracias a la creación de diferentes marcos regulatorios dentro de las leyes de energéticas de los países que favorecieron su implantación.

Aun así este incremento del uso de las energías renovables no es solo gracias a estas regulaciones, sino también porque con el paso del tiempo estas energías han ido mejorando sus tecnologías o se han desarrollado directamente otras nuevas que han aumentado de manera notoria la eficiencia de las plantas renovables demostrando que son una importante alternativa reduciendo también de una manera significativa sus costes.

Otro de los apartados importantes también superados o en vías de serlo es el impacto ambiental que generan las instalaciones de plantas renovables, entre otras razones por la gran cantidad de extensión de terreno necesaria para su desarrollo, ejemplos de esta gran extensión necesaria son los parques eólicos, la construcción de diferentes presas, el desarrollo de campos solares... por citar algunos.



1.2 ***TECNOLOGÍAS EXISTENTES***

La preocupación por el medio ambiente ha asumido tal relevancia que tanto las instituciones como las compañías de los países son conscientes de la necesidad de modificar el modelo energético existente realizándose una serie de cambios sobre todo a finales del siglo XX y principios del siglo XXI.

Debido a esto y tal y como se ha explicado anteriormente poco a poco las energías renovables han ido extendiendo su uso a lo largo del globo, desarrollándose innovaciones tecnológicas, dando como resultado nuevos tipos de energías renovables a explotar.

A continuación se van a explicar de manera breve y concisa algunas de las principales energías renovables existentes.

ENERGÍA EÓLICA

La energía eólica es la energía obtenida a través de la fuerza generada por el viento. El viento nace debido al movimiento de las masas de aire que se desplazan a lo largo del globo como consecuencia de la radiación solar, la diferencia de radiación solar entre unos puntos y otros de la Tierra, genera diferentes áreas térmicas que conduce a ese movimiento de la masa de aire.



La energía cinética generada por las corrientes de aire es transformada a través de turbinas eólicas en electricidad por medio de aspas o hélices que hacen girar un eje central conectado a su vez a un generador eléctrico. Se puede apreciar mejor el funcionamiento con la siguiente imagen:

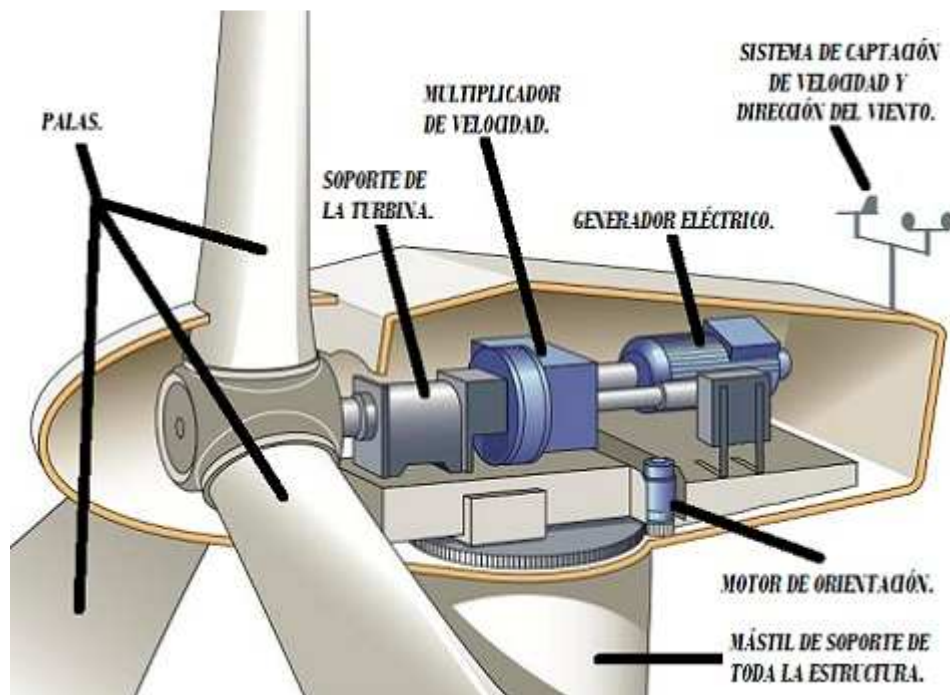


Ilustración 1. Esquema Aerogenerador. Fuente: Google Imágenes



El conjunto de todo este sistema es conocido como aerogenerador, para que resulte rentable, se agrupan en grandes grupos formando los conocidos como parques eólicos. De todas las aplicaciones que existen de la energía eólica, esta es la más extendida. Además es una energía limpia y también la menos costosa de producir, lo que explica la gran difusión que hay de esta tecnología.



Ilustración 2. Campo o parque eólico. Fuente: Google Imágenes

ENERGÍA SOLAR

La energía solar es obtenida por medio de la radiación solar que llega a la Tierra. Esta radiación dependiendo de la tecnología que se use, puede transformarse en otras formas de energía como energía térmica o energía eléctrica.

Una importante ventaja de la energía solar es que permite la generación de energía en el mismo lugar de consumo, un ejemplo es como en las nuevas edificaciones cada vez están más presentes tanto los paneles solares fotovoltaicos (luz) como los colectores solares (calor). Aunque la energía solar también presenta desventajas, la más significativa es que el nivel de radiación fluctúa de una zona a otra y de una estación del año a otra, añadiendo que hay que tener en cuenta también que para conseguir energía solar a gran escala se necesitan importantes extensiones de terreno.



Ilustración 3. Paneles solares. Fuente: Google Imágenes

Por lo tanto la energía solar se puede dividir en dos subtipos, dependiendo de la tecnología que se haga uso:

- Energía solar fotovoltaica.

Mediante el uso de paneles fotovoltaicos la energía lumínica puede transformarse en energía eléctrica. Estos paneles fotovoltaicos están formados por células solares asociadas entre sí y son las encargadas de la conversión directa de la radiación solar en energía eléctrica en forma de corriente continua.

La energía solar fotovoltaica tiene gran cantidad de aplicaciones, sobretodo el suministro eléctrico en zonas de difícil acceso para la red eléctrica o áreas de difícil abastecimiento; una de las aplicaciones más singulares es el uso en los satélites artificiales.

El esquema de funcionamiento es el siguiente:

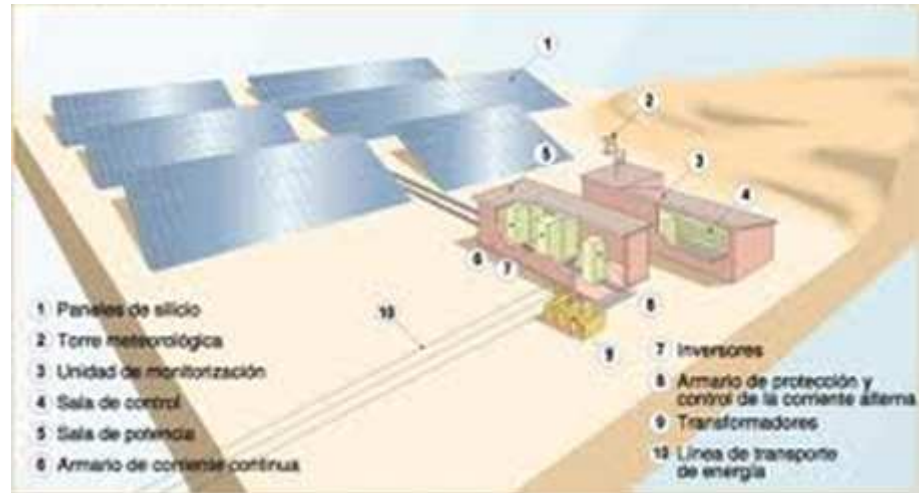


Ilustración 4. Esquema planta fotovoltaica. Fuente: Google Imágenes

- Energía solar térmica

En este caso la energía solar es transformada en energía térmica, existiendo diversas tecnologías para ello. Dependiendo de la tecnología utilizada se alcanza una mayor producción de energía térmica, dependiendo de la cantidad obtenida puede tener diferentes usos, o bien se emplea para calentar agua, produciendo agua caliente sanitaria para calefacción:

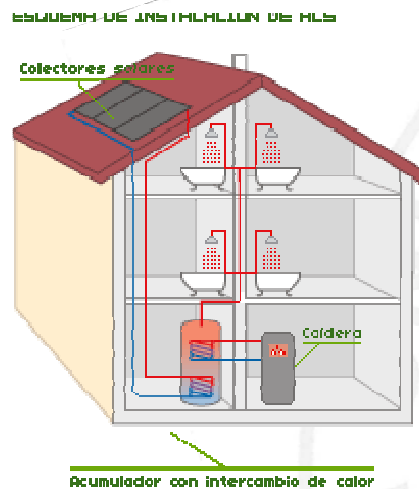


Ilustración 5. Esquema energía solar térmica. Fuente: Fuente: Google Imágenes

O bien generar gran cantidad de energía térmica para producir energía eléctrica, este tipo de energía solar es conocido también como termo-solar y va a ser la que se va a emplear en este proyecto por lo que se hace un análisis en mayor profundidad a lo largo del capítulo 2.

ENERGÍA GEOTÉRMICA

La energía geotérmica es aquella energía que es obtenida mediante el aprovechamiento del calor del interior de la Tierra.

En algunas partes de la Tierra las aguas subterráneas pueden alcanzar importantes temperaturas que provocan la generación natural de vapor, debido entre otras cosas a que parte del calor interno de la Tierra llega a la superficie y por lo tanto ese vapor sirve para accionar turbinas eléctricas o para calentar.

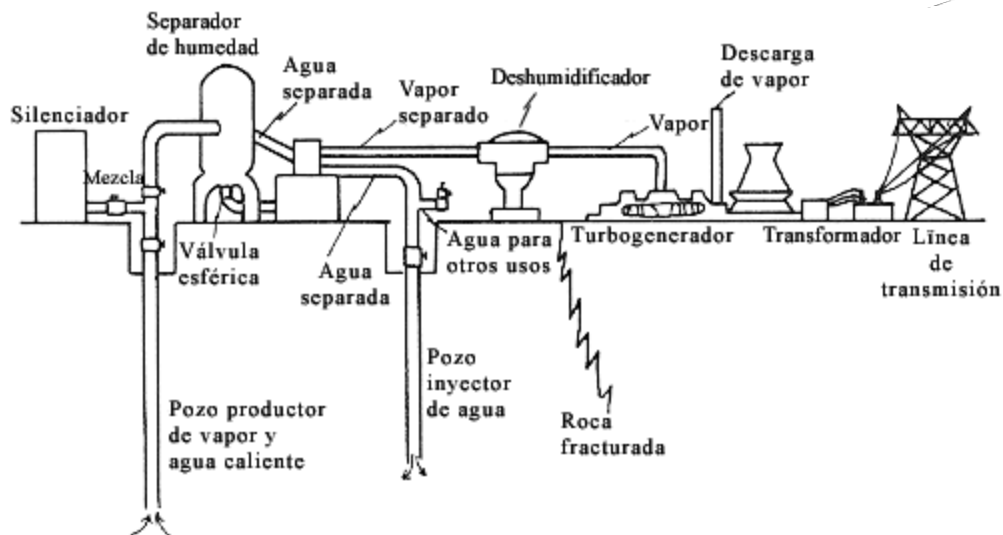


Ilustración 6. Esquema energía geotérmica. Fuente: Google Imágenes



ENERGÍA MAREOMOTRIZ

Parte de la radiación solar que llega a la Tierra es absorbida también por el mar, por lo tanto la energía mareomotriz tiene como origen el aprovechamiento de la energía térmica del mar basado en la diferencia de temperaturas entre la superficie del mar y las aguas profundas. Al igual que ocurre en la energía termo-solar vista anteriormente, se transforma la energía térmica en energía eléctrica utilizando el ciclo termodinámico denominado de Rankine.

En la imagen inferior se puede visualizar otro tipo de energía mareomotriz, la energía se genera con el movimiento de las mareas y corrientes de agua que hacen girar las aspas y cuya generación de energía eléctrica es parecida al explicado en la energía eólica.

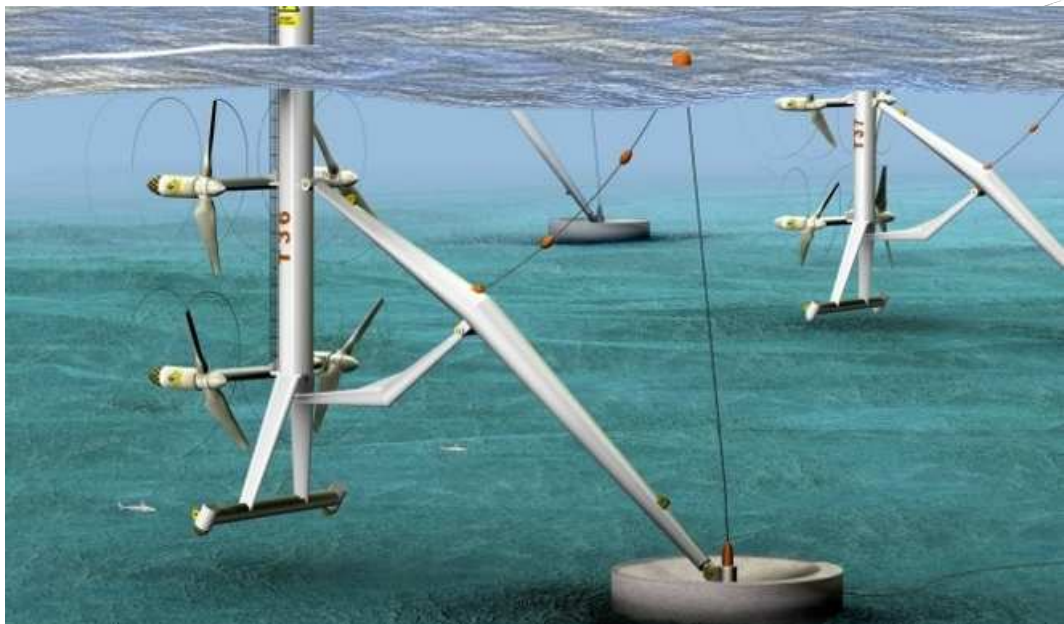


Ilustración 7. Ejemplo planta energía mareomotriz. Fuente: Google Imágenes



ENERGÍA BIOMASA

La energía de la biomasa es una energía renovable que aprovecha la materia orgánica que sea ha formado en algún proceso biológico o mecánico. Por lo general, la biomasa es obtenida de los residuos de las sustancias que constituyen los seres vivos:

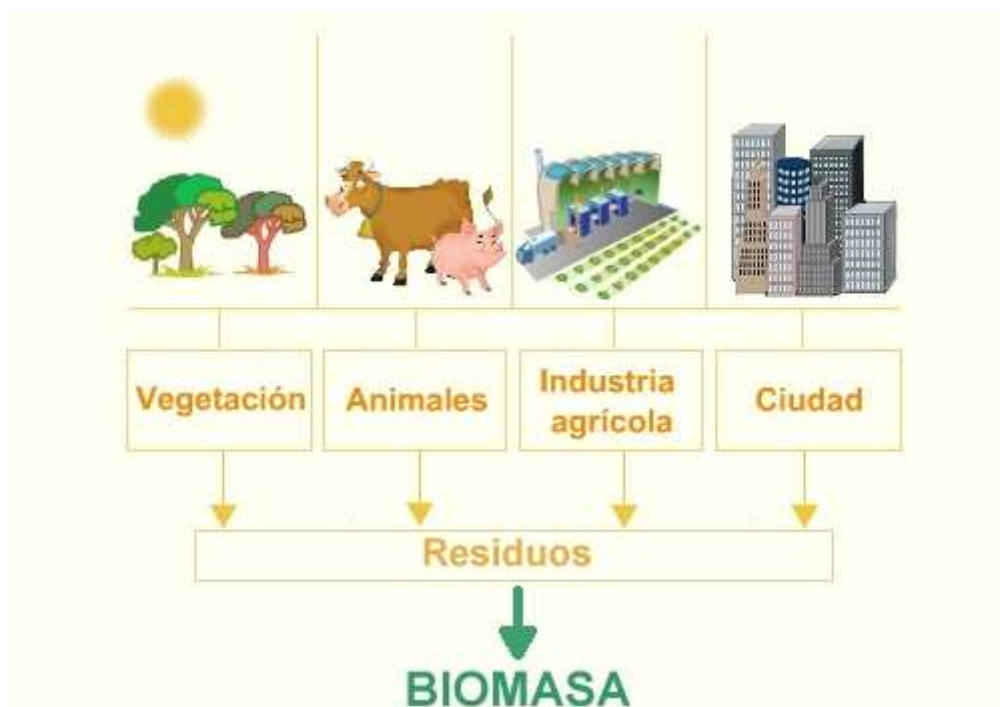


Ilustración 8. Obtención de biomasa. Fuente: Google Imágenes

Existen diferentes tipos de centrales de energía de biomasa, dependiendo el origen de esta o bien del tipo de energía que generen. Por el origen de la biomasa la clasificación es la siguiente:

- Biomasa natural.
- Biomasa residual.
- Biomasa seca y húmeda.

Y por el tipo de energía generada la clasificación es la siguiente:

- Biomasa térmica.
- Biomasa eléctrica.

En la imagen siguiente se puede ver el funcionamiento de una planta de biomasa que utiliza la paja para producir energía eléctrica.

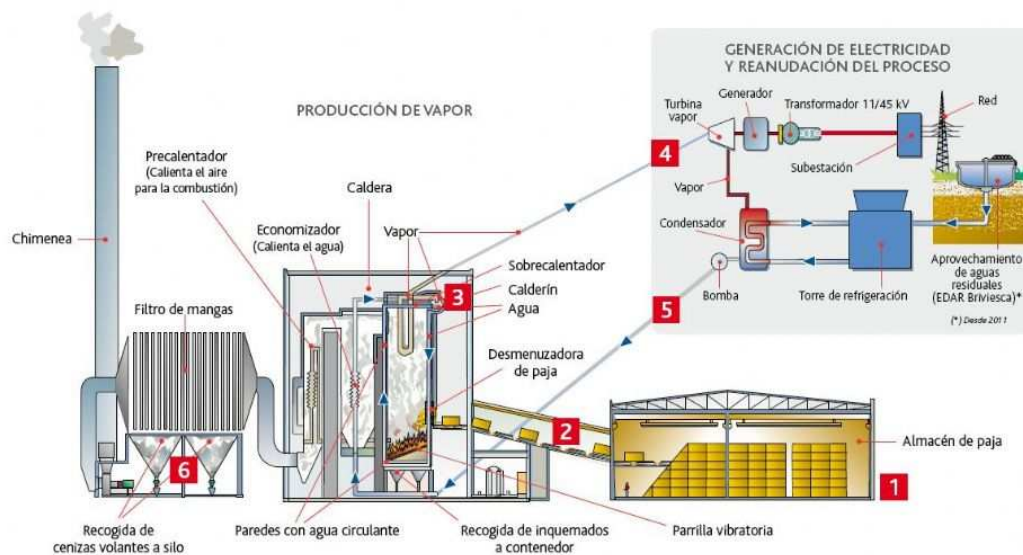


Ilustración 9. Esquema planta biomasa. Fuente: Google Imágenes



1.3

MOTIVACIÓN DEL PROYECTO

La motivación principal de este proyecto es la reivindicación del uso de las energías renovables, que gracias, en parte a los nuevos avances científicos-tecnológicos, están permitiendo que estas energías en un principio bastante costosas de desarrollar estén reduciendo sus costes y aumentando su eficiencia. Unido todo esto a la cada vez más creciente demanda de energía debido en parte al progresivo crecimiento industrial de los países emergentes.

Por ese motivo este proyecto ofrece la posibilidad de conocer en mejor medida en que consiste la energía termo-solar como alternativa a otras energías renovables y demostrar de esa manera que este tipo de energía solar es bastante más rentable y eficiente que las solares tradiciones, ya que para empezar no hace falta la instalación de los costosos paneles fotovoltaicos, que a día de hoy requieren una mayor inversión y su eficiencia está entre dicho.

De este modo se busca dar a conocer un nuevo tipo de energía renovable y con una importante visión de futuro., sobretodo en España.



1.4 ***OBJETIVOS***

En este contexto de energías renovables se ha desarrollado el proyecto; más en concreto en de la energía termo-solar, la cual se analizará y se explicará en mayor profundidad en el siguiente capítulo. Este proyecto propone desarrollar, construir y poner en servicio una planta termo-solar.

El proyecto incorpora una serie de objetivos que se detallarán a continuación:

- Explicar y exponer el concepto de energía termo-solar.

Se describirá en qué consiste la energía termo-solar, así como el funcionamiento de una planta que utilice este tipo de energía, los tipos que existentes en la actualidad y que lo hace peculiar respecto al resto de energías renovables solares.

- Analizar las posibles localizaciones del proyecto.

Una vez conocido, explicado y comprendido el concepto de energía termo-solar, se podrá conocer que ubicaciones son las más adecuadas para poder desarrollar el proyecto.



- Estudio sobre las posibles tecnologías a utilizar así como su implantación.

Es el uno de los dos objetivos principales del proyecto, ya que se busca estudiar las diferentes posibles soluciones tecnológicas de la planta termo-solar.

Por lo tanto este objetivo pretende dilucidar qué tipo de planta se instalará, con que tecnologías, que sistemas serán necesarios y en definitiva toda la parte técnica del proyecto, este objetivo estará íntimamente ligado al estudio económico-financiero.

- Estudio económico-financiero del proyecto para analizar su viabilidad.

Siendo uno de los objetivos funcionales del proyecto, la planta termo-solar que se quiere desarrollar debe de ser viable, por lo tanto este estudio se encargará de estudiar qué tipo de planta es más viable, dependiendo de su localización, así como saber cuál es la inversión necesaria del proyecto y cuando está sería recuperada.



1.5 *METODOLOGÍA*

Siempre que se desarrolle un proyecto se debe de planificar cómo se va a realizar, es decir, se debe de definir una metodología o modelo de trabajo. De este modo, esta metodología trata de lograr que el proyecto se lleve a cabo correctamente, cumpliendo con el plazo y el presupuesto previamente estimado.

La selección para la correcta realización del proyecto es una gestión ya estudiada a lo largo de la carrera, concretamente una metodología lineal o en cascada. Esta metodología consiste en que cuando finaliza una fase comienza la siguiente, retomando los datos facilitados por la fase anterior. En cada una de las fases se va avanzando el proyecto adquiriendo en cada una de ellas un nivel de detalle superior.

El procedimiento para la realización de este proyecto de ingeniería será cumplir cada uno de los objetivos descritos anteriormente, manteniendo el orden según se han ido explicando, es decir, será el siguiente:

- Documentación previa.
- Identificación de necesidades.
- Análisis de requisitos.
- Estudio técnico-tecnológico.
- Estudio económico-financiero.
- Conclusión final.



Casi todos los proyectos de ingeniería tienen esta metodología, ya que lo más importante desde el principio es una buena documentación previa con el objetivo de tener importante material para poder trabajar con este, a fin de que a partir de entonces se puedan realizar todos hitos y objetivos del proyecto.

Con esta documentación, ya se puede identificar las necesidades para analizar posteriormente los requisitos, dando comienzo el planteamiento de diferentes alternativas y soluciones, realizando sus estudios tanto técnicos como económicos para decidir finalmente como será la planta a desarrollar.



Capítulo 2 ENERGÍA TERMO-SOLAR

2.1

BREVE HISTORIA

La energía termo-solar es una de las energías renovables más novedosas y la más rentable de las pertenecientes a la energía solar. Con una amplia visión de futuro, este proyecto pretende dar a conocer más a fondo esta energía renovable, los diferentes tipos que existen y su viabilidad económica.

Actualmente la energía termo-solar es una de las energías que encuentra en mayor expansión, siendo España la mayor potencia de esta novedosa tecnología y unos de los países con mayor cantidad de patentes en relación a este tipo de energía, aunque en pocos años será superada por los EE.UU, que ya tienen varias plantas en proyecto y otras en construcción.



Ilustración 10. Plantas en construcción en EE.UU. Fuente: Google Imágenes



El desarrollo tecnológico de esta energía comenzó a lo largo de la década de los 70 construyéndose plantas sobretodo de receptor central, que es uno de los tipos de tecnologías que serán explicados en el siguiente apartado. En su mayoría estas plantas construidas a lo largo de esta década como en la siguiente, estaban consideradas como experimentales, ya que entre otras razones generaban muy poca energía eléctrica.

A finales de la década de los 80 y a principios de los 90 se desarrollo una nueva tecnología, los colectores cilindro-parabólicos. La sencillez de esta tecnología provoco que la mayoría de las nuevas plantas que surgieron a lo largo de la década de los 90 hicieran uso de esta tecnología, lo que supuso un mayor impulso para la energía termo-solar, no solo a nivel de que se crearon nuevas plantas termo-solares, sino que también se invirtió en investigación para mejorar la eficiencia de las plantas como para el desarrollo de nuevas tecnologías posteriores. Un dato importante a tener en cuenta es que gran cantidad de de las plantas termo-solares consideradas en su momento como experimentales siguen produciendo actualmente electricidad.

También es importante mencionar que a partir del siglo XXI se realizaron importantes cambios en los marcos regulatorios a fin de favorecer el uso de la energía termo-solar. En España este importante cambio se produjo en el año 2004; lo permitió acometer proyectos de tamaño comercial en el país, desde entonces en España se han construido gran cantidad de plantas termo-solares hasta pasar a ser el país con más potencia instalada del mundo.

Posteriormente y ya a lo largo de la década del 2000 se desarrollaron otras dos soluciones tecnológicas que hasta hace relativamente poco no se comenzaron a comerciar, esta tecnologías son los concentradores lineales Fresnel y el disco parabólico Stirling.

2.2

TIPOS

A lo largo de la historia se han ido desarrollando nuevas soluciones tecnológicas; hasta la fecha existen cuatro tipos de tecnología:

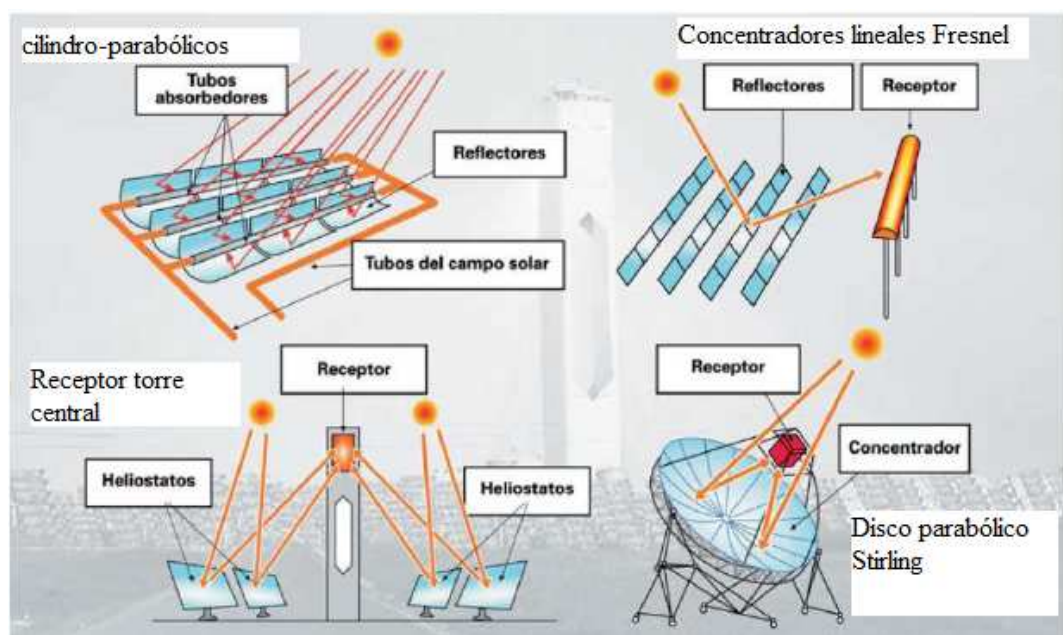


Ilustración 11. Soluciones tecnológicas E. Termo-solar. Fuente: www.abengoasolar.com

Cada una con sus propias características, fases de desarrollo, eficiencia. Las más extendidas son las cilindro-parabólicos y las de receptor central ya que las otras dos son de desarrollo más reciente y acaban de introducirse a nivel comercial.



CILINDRO PARABÓLICOS

Es el tipo de tecnología más extendida, consiste en importantes extensiones de terreno con gran cantidad de espejos cilíndricos. Cada uno de estos espejos o colectores siguen al sol desde el Este al Oeste durante el día con el fin de recibir continuamente radiación, a su vez según reciben la radiación esta es reflejada sobre un tubo receptor colocado en la parte superior del espejo, es decir en la línea focal de la parábola que forma el espejo.



Ilustración 12. Espejo cilindro parabólico. Fuente: Google Imágenes

Dentro del tubo receptor se encuentra el absolvedor, que es un líquido de transferencia térmica, este líquido consigue alcanzar temperaturas que rondan los 400°C que son aprovechados para generar vapor de agua y mover una turbina dentro de un ciclo convencional, generando entonces energía eléctrica a través de la energía térmica generada en los espejos cilíndricos.

En esquema siguiente se puede analizar y ver el funcionamiento de este tipo de energía termo-solar:

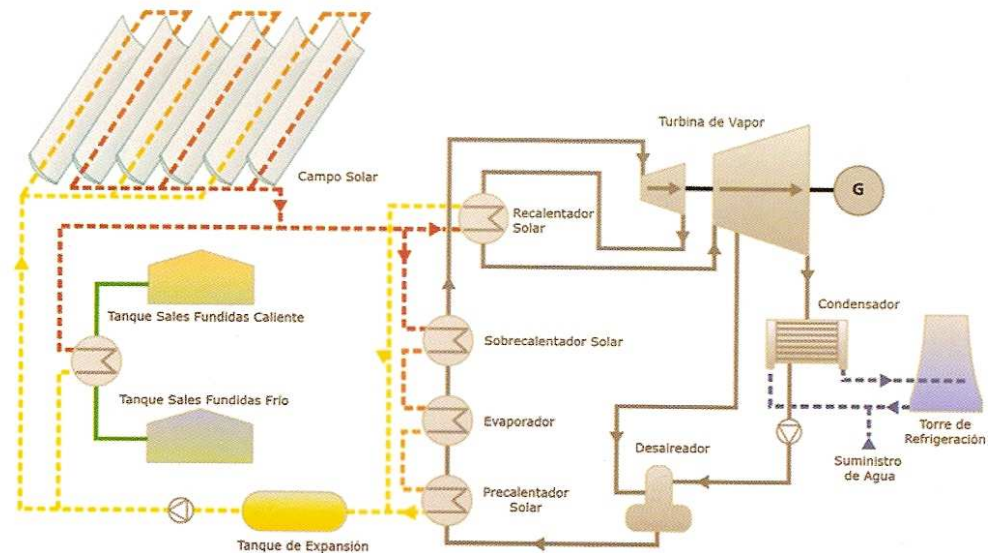


Ilustración 13. Esquema funcionamiento cilindro parabólico. Fuente: Google Imágenes

RECEPTOR CENTRAL

Como se explicó en la breve introducción histórica, la tecnología de receptor central o de torre con campo de heliostatos es la más antigua de las cuatro existentes. A pesar de que su uso decayó algo tras el desarrollo de los cilindros parabólicos, actualmente está emergiendo de nuevo con fuerza y representará un porcentaje significativo de las futuras plantas.



El principal motivo por los que esta tecnología está emergiendo de nuevo, a pesar de que es más compleja su construcción, es que es más eficiente que los cilindros parabólicos sobre todo a medida que las plantas van teniendo más Megavatios instalados, es decir, tienen mayor capacidad de generar energía eléctrica. Otra razón es que a medida que las instalaciones tienen más potencia instalada, los campos de cilindros parabólicos requieren mayores extensiones de terreno que una planta de torre central. Este favorecimiento de desarrollo de plantas cada vez más grandes es debido a las modificaciones en las leyes reguladoras han ido elevando el límite de MW instalados.



Ilustración 14. Planta Termo-solar receptor central. Fuente: www.torresolenergy.com

Su funcionamiento es similar a los canales cilindros parabólicos pero en vez este caso existe un campo de heliostatos que apuntan todos a su vez al receptor central situado en lo alto de una torre. La explicación se realizara con más nivel de detalle en el capítulo 3 ya que esta es la tecnología elegida para la planta a desarrollar.



CONCENTRADORES LINEALES FRESNEL

Esta tecnología es de las últimas en ser desarrollada cuyo objetivo es ser la alternativa a bajo coste de los sistemas del canal parabólico y su funcionamiento es bastante parecido. Los concentradores lineales Fresnel están compuestos por largas filas paralelas de espejos no muy grandes que pueden girar alrededor de su eje. Esto permite concentra la radiación solar sobre un receptor , es decir parecido a los canales parabólicos Su capacidad de concentración es relativamente baja y por lo tanto trabajan a temperaturas inferiores a las del cilindro parabólicos, limitando de esa manera su rendimiento energético.



Ilustración 15. Concentradores lineales Fresnel. Fuente: Google Imágenes



DISCO PARABOLICO STIRLING

Los sistemas de discos parabólicos con motores Stirling es una de las soluciones tecnológicas más novedosas. Cada uno de los disco parabólicos se componen de un reflector o un conjunto de estos con forma de paraboloide, un receptor situado en el foco del reflector, un motor y un sistema de generación eléctrica, es decir, cada uno de los discos parabólicos produce electricidad de manera independiente.



Ilustración 16. Discos parabólicos Stirling. Fuente: Google Imágenes

El funcionamiento es el siguiente; la radiación solar incide sobre los reflectores y estos a su vez la concentran sobre el receptor. Este receptor absorbe entonces toda la energía térmica y se transfiere al motor Stirling, el cual transforma la energía térmica en mecánica mediante la compresión del fluido de trabajo cuando este está frío, calentándolo y expandiéndolo a través de una turbina o pistón, en donde se pone en marcha un generador eléctrico.



Una de las principales ventajas de esta tecnología es la eliminación del uso del agua en la generación de energía, sin olvidar que al ser un equipo individual son fáciles de acoplar en terrenos con desnivel. Por otro lado la principal desventaja es que los discos parabólicos no son adecuados para su utilización en grandes centrales.

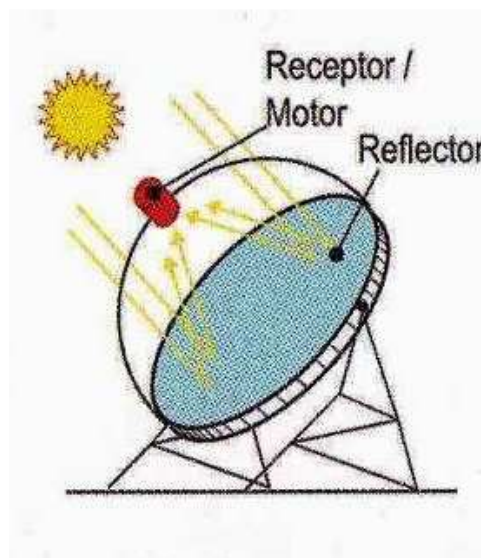


Ilustración 17. Funcionamiento disco parabólico Stirling. Fuente: www.solarweb.net



2.3

SITUACIÓN ACTUAL EN ESPAÑA

Durante la primera década del siglo XXI se comenzó una política con el fin de fomentar las energías renovables, para ello se modificaron las leyes energéticas con el objetivo de establecer un marco legislativo favorable que permitiera la viabilidad económica de las centrales solares termoelectricas. Esas modificaciones realizadas en el año 2004 convirtieron a España en el primer país del sur de Europa en introducir un sistema de financiación de ‘tarifas o primas’. Las tarifas actuales fueron fijadas mediante el Real Decreto 661 de 2012:

Grupo	Subgrupo	Potencia	Plazo	Tarifa regulada c€/kWh	Prima de referencia c€/kWh	Limite Superior c€/kWh	Limite Inferior c€/kWh
b.1	b.1.1	P≤100 kW	primeros 30 años	48,8743			
		100 kW<P≤10 MW	primeros 30 años	46,3348			
		10<P≤50 MW	primeros 30 años	25,4997			
	b.1.2		primeros 25 años	29,8957	28,1894	38,1751	28,1936
			a partir de entonces	23,9164	22,5515		

Tabla 1. Tarifas actuales. Fuente: Real decreto 661 año 2012

La regulación española establece que el grupo b.1 está formado por las energías renovables de origen solar, y este a su vez se subdivide en dos:

- b.1.1 es el subgrupo asignado a la energía fotovoltaica.
- b.1.2 es el subgrupo asignado a la energía termo-solar.

De este modo, la energía termo-solar empezó un importante impulso en España, favoreciendo la reducción de la dependencia energética y posicionándose como una tecnología muy relevante en plan energético de los próximos años. A partir de ese momento se pusieron en marcha varios proyectos a fin de construir nuevas plantas termo-solares.



La primera planta fue inaugurada en el año 2007, con la tecnología de torre y receptor central y proporcionando una potencia de 11 MW conocida como PS10 en la provincia de Sevilla.

Desde entonces las grandes empresas eléctricas y constructoras realizan importantes inversiones en instalaciones con gran potencia instalada e importantes extensiones de terreno, localizadas en su mayoría al sur de España tal y como se podrá observar en el mapa inferior:

LOCALIZACIÓN DE CENTRALES SOLARES TERMOÉLECTRICAS EN ESPAÑA



Ilustración 18. Mapa de las Centrales termo-solares en España. Fuente: www.protermosolar.com

Tal y como se puede ver en la siguiente tabla la tecnología más extendida con diferencia son los canales parabólicos, aunque cada vez mas ganando mayor relevancia las otras tecnologías sobre todo las de receptor central con torre.



UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)
INGENIERO EN ORGANIZACIÓN INDUSTRIAL

Planta Termo-solar

Nombre	Población	Provincia	Estado	Tecnología	Potencia (MW)
PS10	Sanlúcar la Mayor	Sevilla	Conectada	TVS	10
Andasol 1	Aldeire	Granada	Conectada	CCP	50
PS20	Sanlúcar la Mayor	Sevilla	Conectada	TVS	20
Puerto Errado I	Calasparra	Murcia	Conectada	Fresnel	1,4
Andasol 2	Aldeire y La Calahorra	Granada	Conectada	CCP	50
Ibersol Puertollano	Puertollano	Ciudad Real	Conectada	CCP	50
Extresol-1	Torre de Miguel Sesmero	Badajoz	Conectada	CCP	50
La Risca	Alvarado	Badajoz	Conectada	CCP	50
Extresol-2	Torre de Miguel Sesmero	Badajoz	Conectada	CCP	50
Solnova 1	Sanlúcar la Mayor	Sevilla	Conectada	CCP	50
Solnova 3	Sanlúcar la Mayor	Sevilla	Conectada	CCP	50
La Florida	Badajoz	Badajoz	Conectada	CCP	50
Solnova 4	Sanlúcar la Mayor	Sevilla	Conectada	CCP	50
La Dehesa	La Garrovilla	Badajoz	Conectada	CCP	50
Majadas	Majadas	Cáceres	Conectada	CCP	50
Manchasol-1	Alcázar de San Juan	Ciudad Real	Conectada	CCP	50
Palma del Río II	Palma del Río	Córdoba	Conectada	CCP	50
Gemasolar	Fuentes de Andalucía	Sevilla	Conectada	TS	20
Manchasol-2	Alcázar de San Juan	Ciudad Real	Conectada	CCP	50
Lebrija 1	Lebrija	Sevilla	Conectada	CCP	50
Palma del Río I	Palma del Río	Córdoba	Conectada	CCP	50
Andasol 3	Aldeire/la Calahorra	Granada	Conectada	CCP	50
Helioenergy 1	Écija	Sevilla	Conectada	CCP	50
Arcosol-50	San José del Valle	Cádiz	Conectada	CCP	50
Astexol II	Badajoz	Badajoz	Conectada	CCP	50
Termosol-50	San José del Valle	Cádiz	Conectada	CCP	50
Aste 1A	Alcázar de San Juan	Ciudad Real	Conectada	CCP	50
Aste 1B	Alcázar de San Juan	Ciudad Real	Conectada	CCP	50
Helioenergy 2	Écija	Sevilla	Conectada	CCP	50
Puerto Errado II	Calasparra	Murcia	Conectada	Fresnel	30
Solacor 1	El Carpio	Córdoba	Conectada	CCP	50
Solacor 2	El Carpio	Córdoba	Conectada	CCP	50
Helios 1	Puerto Lapice	Ciudad Real	Conectada	CCP	50
Morón	Morón de la Frontera	Sevilla	Conectada	CCP	50
Solaben 3	Logrosán	Cáceres	Conectada	CCP	50
Guzmán	Palma del Río	Córdoba	Conectada	CCP	50
La Africana	Posadas	Córdoba	Conectada	CCP	50
Olivenza 1	Olivenza	Badajoz	Conectada	CCP	50
Extresol-3	Torre de Miguel Sesmero	Badajoz	Conectada	CCP	50
Helios 2	Puerto Lapice	Ciudad Real	Conectada	CCP	50
Orellana	Orellana	Badajoz	Conectada	CCP	50
Solaben 2	Logrosán	Cáceres	Conectada	CCP	50
Termosolar Borges	Borges Blanques	Lleida	Conectada	CCP + HB	22,5
Solaben 1	Logrosán	Cáceres	Conectada	CCP	50
Termosol 1	Navalvillar de Pela	Badajoz	Conectada	CCP	50
Enerstar	Villena	Alicante	Conectada	CCP	50
Termosol 2	Navalvillar de Pela	Badajoz	Conectada	CCP	50
Solaben 6	Logrosán	Cáceres	Conectada	CCP	50
48					2.204
Casablanca	Casablanca	Cáceres	Construcción	CCP	50
Arenales	Morón de la Frontera	Sevilla	Construcción	CCP	50
2					100
Central Solar Termoelectrica Alcázar	Alcázar de San Juan	Ciudad Real	Preasig/Innovación	TS	50
1					50
51					2.354

Tabla 2. Centrales termo-solares en España: Fuente: www.protermosolar.com



Abreviatura	Tecnología
TVS	Torre Vapor Saturado
TS	Torre con Sales
CCP	Canales Parabólicos
CCP+HB	Canales Parabólicos + Hibridación con Biomasa
DP	Disco Parabólico
FRESNEL	Fresnel

Tabla 3. Abreviaturas significado. Fuente: www.protermosolar.com

Como se ha podido observar en la tabla la construcción de plantas termo-solares ha sido muy importante, entre el periodo comprendido entre 2006 y 2013 se han conectado a la red cerca de 50 nuevas centrales.

2.4

SITUACIÓN ACTUAL EN EL MUNDO

Al igual que ocurrió en España en su momento ahora son cada vez más los países interesados en la energía termo-solar. Para ello se han iniciado importantes modificaciones en sus respectivas legislaciones para el desarrollo de plantas renovables haciendo uso de las diferentes soluciones tecnológicas ofrecidas en la energía termo-solar.

El país donde más interés ha despertado este tipo de energía y donde más proyectos hay actualmente en construcción es en los EEUU, otros países o zonas muy interesados son India, los Emiratos Árabes, Argelia, Marruecos... en definitiva el norte de África al igual que oriente medio.



Tal y como se ha mencionado anteriormente la potencia mundial actual en energía termo-solar es España, a continuación se pueden ver un par de tablas que muestran en primer lugar como era la situación de la energía termo-solar en el mundo en el año 2011, en una clasificación por países respecto a su potencia instalada:

Termosolar en operación		
PAIS	POTENCIA (MW)	% MUNDIAL
España	1581	72,85
Estados Unidos	509,66	23,48
Egipto	20	0,92
Argelia	20	0,92
Marruecos	20	0,92
India	5,5	0,25
Italia	5	0,23
Tailandia	5	0,23
Australia	4	0,18
Total Mundial	2170,16	

Tabla 4. Potencia instalada en el año 2011. Fuente: www.protermosolar.com

En la segunda tabla muestra la cantidad de nuevos MW que estaban en construcción en el mundo y se han puesto en funcionamiento a lo largo del 2013:

Termosolar en construcción		
PAIS	POTENCIA (MW)	% MUNDIAL
Estados Unidos	1312	56,23
España	774	27,27
India	500	17,62
Emiratos Árabes	100	3,52
China	92,5	3,25
Australia	44	1,55
México	15	0,52
Total Mundial	2837,5	

Tabla 5. Termo-solares en construcción. Fuente: www.protermosolar.com

La conclusión de estas dos tablas es que España sigue liderando el ranking de termo-solares aunque cada vez son más los países interesados en esta tecnología y en los siguientes años se acerquen mucho a las cifras españolas y incluso las superen, algunos de ellos se van a analizar a continuación.



AFRICA

África es uno de los continentes con más potencia y con un excelente recurso solar, sobretodo el norte de África y los países mediterráneos, es por ello que la mayoría de los proyectos se están desarrollando allí.

Marruecos al igual que España ha sido unos de los países más interesados en este tipo de energía renovable, ya en 1992 realizó una investigación sobre CSP en colaboración con la Unión Europea. Desde entonces se realizaron varias investigaciones en colaboración con diferentes instituciones. Finalmente los primeros proyectos se anunciaron a partir del año 2004 provocando el interés de la industria. En 2010 se inauguró unas de las centrales más grandes del mundo con una potencia 470MW en Beni Mathar, es importante mencionar que es una central hibrida generando 20 MW proveniente directamente de energía termo-solar, y el resto de la potencia es obtenida por dos turbinas de gas de 150 megavatios cada una y una turbina de vapor de 170 megavatios.

Argelia es otro de los países del norte de África interesados en esta energía, uno de los motivos es por la gran cantidad de recurso solar que tiene. Es por ello que el gobierno la intensificado la promoción de diferentes proyectos con el objetivo de que las renovables abastezcan entre el 10-15% de energía. En 2011 se inauguró una planta en Hassi R'mel, en pleno desierto argelino con 25MW utilizando para ellos la tecnología de colectores cilindro parabólicos. Por otro lado también se están poniendo en marcha otros dos proyectos que tendrán una potencia de 70MW cada uno.



Egipto, Túnez y Sudáfrica son el resto de países africanos que están promoviendo proyectos termo-solares y en general de energía renovables. Egipto es el único país de los nombrados anteriormente que si tiene ya una planta conectada, utiliza la tecnología de de colectores parabólicos y genera una potencia de 30 MW. Por el contrario tanto en Túnez como en Sudáfrica aun no se ha construido ninguna central pero si existen varios proyectos en vías de desarrollo.

AMERICA

Sin ningún tipo de duda el país que más plantas tiene instaladas, así como en construcción son los EEUU, actualmente es el segundo país con más potencia instalada y en pocos años superará a España.

La gran mayoría de los proyectos que se están construyendo o ya se han construido ha sido en los estados del suroeste, es decir, en California, Nevada, Nuevo México y Arizona, entre otros motivos porque han sido estos estados los que más han modificado la legislación para favorecer el uso de las energías renovables y sobretodo la termo-solar. Aunque también hay que tener en cuenta que los proyectos en construcción actuales han pasado por difíciles procesos de permisos y estructuras de financiación que no se hubieran conseguido sin los programas de apoyo federal. El importante problema de cara al futuro en EEUU es que el apoyo federal se ha paralizado por lo que las diferentes empresas e instituciones implicadas en los futuros termo-solares necesitaran vías de financiación alternativas.



A parte de EEUU el único país que también tienen plantas conectadas es México, la única planta que tiene hasta el momento es AGUA PRIETA II, en el estado de Sonora y con una potencia instalada de 12 MW. Actualmente también se están poniendo en marcha otros importantes proyectos, no solo en México, sino que también hay otros países interesados como Chile o Perú.

ASIA

En el continente asiático son dos los países interesados en la energía termo-solar, por un lado la India, la cual ya tiene cerca de 600 MW de potencia instalados y en funcionamiento a la que se ha sumado el gigante asiático China.

La India siempre ha tenido un importante interés por la energía termo-solar, tal es así que actualmente es la tercera potencia mundial, sola superada por España y EEUU. La mayoría de las plantas termo-solares se encuentran en el estado Rajasthan, situado al noroeste. Aun así, la India ha puesto en marcha un ambicioso plan por todo el país con lo que pretende triplicar la potencia instalada a lo largo de la década 2010-2020, lo que le hace país con una gran visión de futuro y donde muchas empresas españolas están dispuestas a invertir.

Por su parte China se interesó por la energía termo-solar hacia el año 2010, y tienen un objetivo claro, convertirse en el cuarto país con más potencia instalada para el año 2020. Desde el año 2011 se están desarrollando muchos proyectos en el país asiático, hacia el año 2015 tendrá una potencia instalada de 1 GW que se aumentaría hasta los 3GW para el año 2020. Una de las plantas más ambiciosas actualmente en construcción se encuentra en la provincia noroccidental de Qinghai con una potencia instalada de 50 MW. De cara al futuro China espera que el 15% de la energía consumida se pueda proporcionar a partir de energía termo-solar



AUSTRALIA

Caso aparte merece Australia ya que es el único país del continente de Oceanía que está interesado en la energía termo-solar entre otros motivos porque es uno de los países con mayor media anual de radiación solar junto con Egipto y Arabia Saudí. Desde el año 2008 se han promovido diferentes proyectos que hacen uso de la energía solar, hasta el momento la más utilizada ha sido la fotovoltaica aunque cada vez se hace más uso de la termo-solar, actualmente hay cerca de 50 MW de potencia instalada con varios proyectos en marcha con el objetivo de ampliar dicha cantidad.

ORIENTE MEDIO

Oriente Medio es la región del planeta donde hay más países interesados en la energía termo-solar, esto es debido porque junto al norte de África es de las zonas del mundo que más radiación solar recibe. Los países que más se han inclinado por esta tecnología son Irán, Emiratos Árabes Unidos, Israel o Arabia Saudí.

Arabia Saudí ha sido de los últimos países de la zona en sumarse a la energía termo-solar, pero lo ha hecho con bastante fuerza. En el año 2012 en la ciudad saudí de Riyadh se inauguró la que en su momento fue la mayor planta termo-solar del planeta Tierra, calculándose que producirá suficiente energía como para 40.000 personas. Para el año 2032 se pretende que la energía termo-solar tenga una cuota de 25 GW.



En los Emiratos Árabes Unidos se ha inaugurado recientemente (2013) la planta termo-solar más grande del mundo superando a la anteriormente mencionada construida en Arabia Saudí. Con el nombre Shams-1 está situada al sur de Abu Dhabi, en pleno desierto arábigo y haciendo uso de la tecnología de cilindro parabólicos tiene una potencia instalada de 100 MW.



Ilustración 19. Planta termo-solar Shams-1. Fuente: Google Imágenes

Israel por su parte realizó las primeras modificaciones de sus leyes energéticas en año 2006 favoreciendo el uso de las energías renovables. Debido a su situación geográfica el recurso natural más extendido es tal y como se ha mencionado anteriormente la radiación solar por lo que la mayoría de las nuevas centrales construidas desde entonces utilizan la energía solar. El objetivo es que para el año 2025 haya cerca de 2.000MW de potencia instalada. Actualmente existen dos centrales termo-solares con una potencia instalada de 125 MW y 80 MW, haciendo uso de una tecnología híbrida.



Capítulo 3 DESCRIPCIÓN DE UNA PLANTA

TERMO-SOLAR

3.1 INTRODUCCIÓN

A lo largo de este capítulo se explica en detalle el funcionamiento, así como los diferentes componentes de una planta termo-solar que hace uso de la tecnología elegida para el proyecto. En el capítulo anterior se ha hablado de que actualmente existen cuatro tipos de tecnologías, de estas tecnologías la planta a desarrollar en el proyecto utiliza la tecnología de receptor central.

Las razones de porque el proyecto hace uso de esta tecnología se enumeran a continuación:

- En España la tecnología más extendida son los canales cilindro-parabólicos, lo que hace más interesante al proyecto dando a conocer una tecnología menos utilizada.
- La planta termo-solar del proyecto tiene una potencia instalada de 50MW, en España aun no existe una planta de tanta potencia instalada que haga uso de la tecnología de receptor central, la máxima tiene 17MW instalados.




- Mayor eficiencia y capacidad de producción de esta tecnología que el resto de tecnologías, a medida de que las plantas van alcanzando mayores dimensiones.

3.2 ***FUNCIONAMIENTO***







En este punto se explicara con más nivel de detalle el funcionamiento de una planta termo-solar de receptor central.

El funcionamiento de una planta de receptor central es parecido al de los otros tipos ya que todos son sistemas termo-solares de concentración, es decir son un conjunto de elementos que transforman la radiación solar en energía térmica, y esta energía térmica es transformada posteriormente en electricidad o en calor, el cual puede ser almacenado para ser utilizado posteriormente.

En particular la tecnología de receptor central funciona de la siguiente manera;

- Existe un campo de heliostatos, los cuales son unos espejos móviles que captan la luz del sol (la radiación solar) y la reflejan sobre un absolvedor o receptor que se ubica en lo alto de una torre, la cual se localiza en el centro del campo de heliostatos, de ahí el nombre de esta solución tecnológica, que también recibe el nombre de torre central. 



- En el receptor situado en lo alto de la torre se encuentra circulando un fluido termo-conductor que o bien es agua o como en los nuevos sistemas, diferentes tipos de sales. A este fluido le es transmitido toda la radiación reflejada por los heliostatos, convirtiéndose de esa manera la energía solar en energía térmica al calentar el fluido por encima de los 500 C°.  
- El fluido ya calentado se encarga a su vez de transmitir el calor a otra parte de la central termo-solar para generar electricidad o bien a los depósitos para ser almacenado, en el caso de que la central tenga un sistema de almacenamiento. Este sistema de almacenamiento permite que la planta siga en funcionamiento varias horas después de la puesta del sol o en días nublados. 
- Si el fluido utilizado son sales fundidas es necesario un intercambiador de calor para transmitir ese calor y poder generar vapor saturado, permitiendo así mover la turbina. En el caso de que el fluido de trabajo sea directamente agua, el vapor de agua ya se ha generado en el receptor situado en la torre por lo que no necesitara ningún intercambiador y pasaría directamente a la turbina. Es importante que las pérdidas de calor en cada caso sean que estudiadas para intentar minimizadas con el fin de obtener un mayor rendimiento, ese fue el motivo del almacenamiento. 
- La generación de electricidad se realiza a través de un ciclo de vapor o Rankine, donde hay una turbina acoplada a un generador eléctrico. La turbina gira gracias al vapor de agua generado con la energía térmica proveniente de la radiación solar, al girar, esta energía se transforma en energía cinética y esta a su vez en energía eléctrica gracias al generador eléctrico  

- La energía eléctrica producida en el generador es posteriormente enviada al transformador que la introduce en la red eléctrica. ⚡ 8

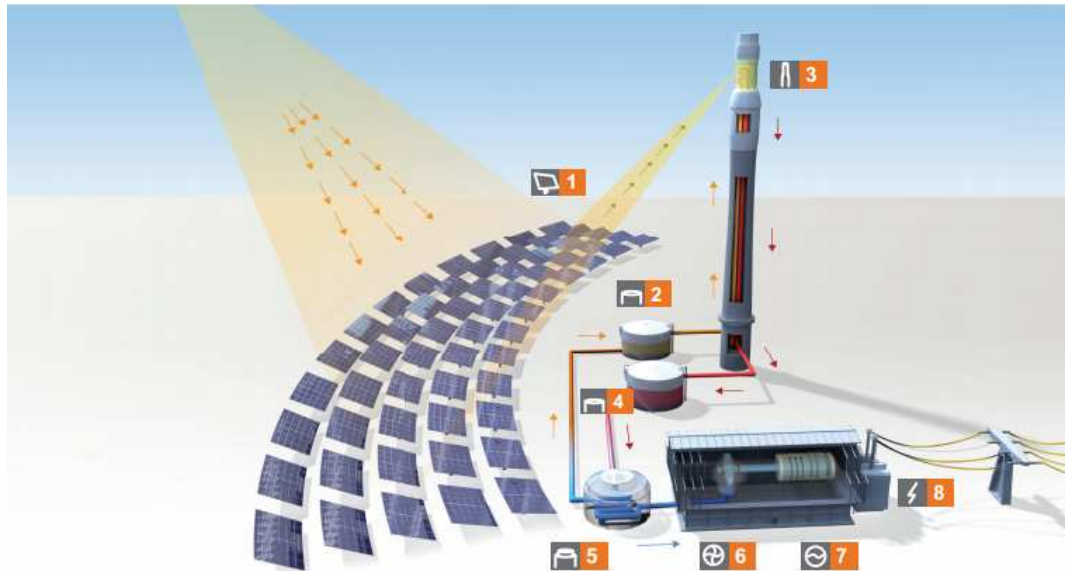


Ilustración 20. Esquema funcionamiento planta termo-solar. Fuente: www.torresoleenergy.com

3.3 ELEMENTOS DEL SISTEMA

Muchos de los elementos del sistema ya han sido mencionados anteriormente, en este capítulo se verán con un mayor detenimiento y se explicará su importancia en el conjunto del sistema para el correcto funcionamiento de una planta termo-solar de receptor central.



3.3.1 CAMPO SOLAR

El campo solar está formado por un conjunto de espejos llamados heliostatos. La función de los heliostatos es reflejar al receptor la radiación y la luz solar a lo largo de las horas diurnas. Para ello incorpora un mecanismo que le permite girar y seguir la posición del sol a lo largo día. Para proyectar la energía hacia el receptor el heliostato tiene una superficie reflectante similar a un espejo hecho a partir del vidrio. En los últimos años y con el objetivo de mejorar la eficiencia de esta, se han desarrollados innovaciones tecnológicas, aunque aún no se ha conseguido superar al vidrio, sobre todo por problemas relacionados con el mantenimiento y la durabilidad de las otras tecnologías. La superficie actual presenta por norma general el siguiente orden: una capa adhesiva, una capa protectora de cobre, una capa de plata reflectante, y una capa protectora superior de vidrio grueso.



Ilustración 21. Heliostatos en una planta. Fuente: Google Imágenes



Por otro lado el espejo está montado sobre una estructura metálica sencilla y ligera, de esa manera se consigue que sea económica y fácil de mover ya que la cual gira cada vez que se orienta el heliostato según la posición del sol. Para ser orientados los heliostatos tienen instalados un par de motores que les permiten girar con plena libertad. La mayoría de los heliostatos modernos están controlados por ordenadores, para ello se introducen la latitud y longitud de la posición del heliostato en la tierra, así como la hora y la fecha, mediante algoritmos matemáticos se calcula la dirección que deben adoptar.

Los heliostatos son uno de los elementos más significativos e importantes de la esta solución tecnológica junto con la torre donde se encuentra el receptor, tal es la relevancia de este elemento que por norma general el campo de heliostatos suele representar aproximadamente 40% del coste total de la planta termo-solar.



Ilustración 22. Campo de heliostatos o campo solar. Fuente: www.torresolenergy.com



CONFIGURACIONES DEL CAMPO SOLAR

La distribución de los helióstatos a lo largo del campo solar es cada vez más compleja a medida que se aumenta la potencia instalada y el tamaño de la planta. Actualmente se recurre a programas informáticos de cálculo que permiten optimizar, atendiendo a factores económico-técnicos, la superficie disponible y la potencia solar suministrada.

Los campos solares pueden presentar dos configuraciones dependiendo de la latitud donde vaya a ser construida la planta solar, aunque existen otros condicionantes más secundarios. Las dos configuraciones son:



Ilustración 23. Configuración Circular y configuración norte. Fuente:

www.nspoc.com

- Campo solar Circular. En general, para las latitudes bajas, es decir las plantas más cercanas a la línea del ecuador y, dado que el Sol está mucho tiempo muy alto en la bóveda celeste, es mejor un campo circular que uno norte, el problema de esta configuración es que va perdiendo eficiencia si se aleja su instalación de la línea del ecuador. Por ese motivo se desarrolló una segunda alternativa, aunque es más cara de llevar a cabo por lo que a ciencia cierta ambas configuraciones tienen sus ventajas e inconvenientes.



Ilustración 24. Planta con configuración circular. Fuente: Google Imágenes

- Campo solar Norte. Orientado sobre todo para centrales que van a ser construidas lejos del ecuador o dicho de otras palabras, cuanto más lejos se encuentra la central del ecuador, mayor es la eficiencia de un campo norte respecto a uno circular. Por el contrario, el campo norte por su configuración requiere que las torres sean más altas para evitar sombras y bloqueos de unos heliostatos a otros y por lo tanto, supone mayores costes que si el campo fuera de configuración circular para una misma potencia térmica en el receptor.



Ilustración 25. Dos plantas termo-solares con esta configuración. Fuente: Google Imágenes



3.3.2 TORRE Y RECEPTOR

La torre es el otro elemento que le hace identificable y peculiar a este tipo de plantas termo-solares, debido entre otros motivos a la gran altura que llega a alcanzar esta, superando fácilmente los 100 metros de altura. En la parte superior de la torre se encuentra situado el receptor, el objetivo por lo tanto de esa altura de las torres no es otro que estar a un cierto nivel por encima del campo solar o de los heliostatos para poder reducir así los posibles bloqueos y sombras y mejorar la eficiencia de la planta.

La elevada altura de la torre es lo que provoca la gran complejidad de este tipo de plantas a la hora de ser construida y el motivo por el que se fueran reduciendo los proyectos cuando se desarrollo la tecnología de los canales parabólicos. Hoy en día las torres construidas son o bien estructuras metálicas o reforzadas con hormigón.



Ilustración 26. Estructura metálica. Fuente: Google Imágenes



Ilustración 27. Estructura de hormigón. Fuente: Google Imágenes

El receptor como su propio nombre indica es el componente que recibe la radiación solar reflejada por los heliostatos, en su interior existen una serie de tubos por donde circula el fluido que se quiere calentar, bien sea agua o sales fundidas. Es decir es donde se transforma la energía solar en energía térmica que posteriormente será utilizada.

Pueden existir diversos tipos de receptor dependiendo de su geometría o bien de como se transmita el calor.

Por su geometría la clasificación es la siguiente:

- Receptores de cavidad. Este tipo de receptores tienen una abertura por la que penetran los rayos solares que son reflejados hacia allí por los heliostatos, en el interior, la cavidad permite que se logre una absorción solar de casi el 95 %, lo que hace de este sistema muy eficiente. Los elementos encargados de absorber la radiación son unos tubos negros por donde circula el fluido de trabajo.



Por otro lado los receptores de cavidad pueden ser de eje vertical o de eje horizontal, esto depende de si son utilizados cuando los heliostatos están muy próximos a la torre (vertical) u ofrecer mayores ventajas cuando la torre no sea de gran tamaño (horizontal).

Estos receptores además están orientados a los campos de heliostatos con una configuración norte explicada en el punto 3.3.1 porque la torre al estar situada en unos de los extremos del campo y no en el centro como en el caso de la configuración circular, no se encuentra rodeada de heliostatos, sino que estos se encuentran solo en uno de sus lados, el receptor entonces no tiene porque ser con volumen revolucionario, como los externos sino que se favorecen el uso de este tipo de receptor.

- Receptores externos. Son diseñados como volúmenes de revolución. Se pueden clasificar en planos, cilíndricos y semicilíndricos. En este caso los tubos absorbentes se disponen externamente, formando la superficie lateral del receptor. La desventaja que presenta este tipo de receptores frente a los de cavidad son las pérdidas térmicas que se producen al exterior lo que lleva consigo una pérdida de efectividad.

La principal ventaja es que al contrario que los receptores de cavidad, los externos sí que pueden ser instalados en las dos posibles configuraciones de campos de heliostatos. Sobre todo están orientados a los campos circulares ante la imposibilidad de instalar un receptor de cavidad, y hasta ahora es la única solución que se ha encontrado.

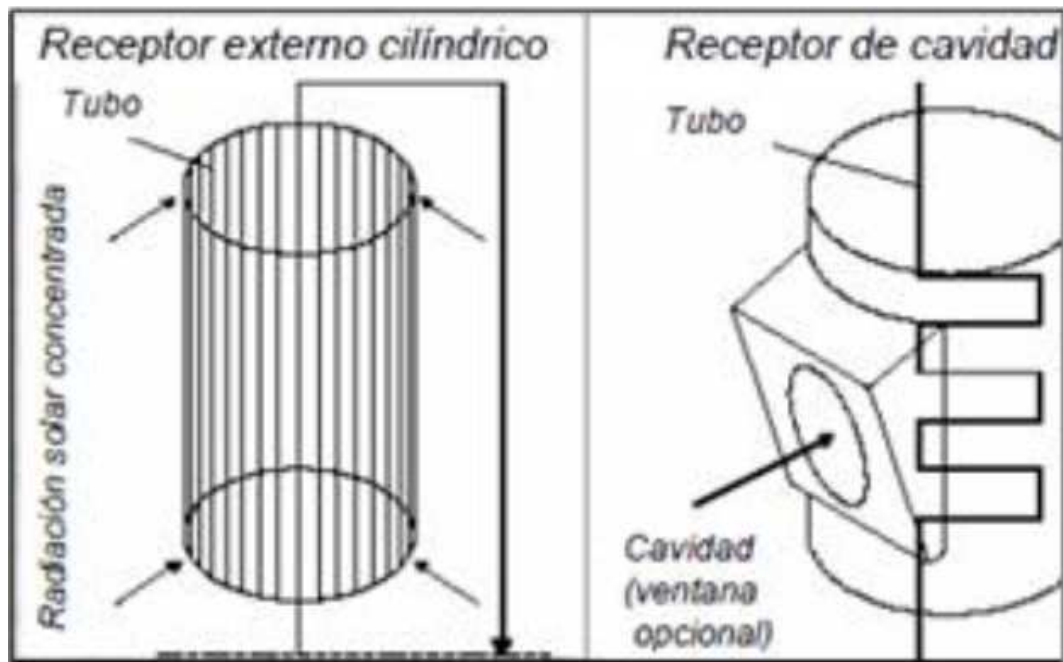


Ilustración 28. Esquema de ambos sistemas. Fuente: Google Imágenes

La otra clasificación existente de receptores es por el mecanismo de transferencia de calor:

- Receptores de absorción directa.
- Receptores de absorción indirecta.

3.3.3 SISTEMA DE ALMACENAMIENTO

El almacenamiento es una de las nuevas soluciones tecnológicas incorporadas recientemente a las plantas termo-solares. Como su propio nombre indica y valga la redundancia, permite almacenar el calor generado o energía térmica para ser utilizada en periodos de ausencia o alta variabilidad de la radiación solar, es decir, por la noche, días nublados...



Ilustración 29. Sistema de almacenamiento. Fuente: Google Imágenes

Al igual que ocurre con el receptor el almacenamiento puede tener diversas clasificaciones dependiendo de su capacidad o tipo de fluido almacenado, porque aunque se habla de que se almacena la energía térmica, realmente lo que se está guardando es el fluido calentado.

Por capacidad de almacenamiento la clasificación es la siguiente:

- Almacenamiento a corto plazo: está orientado sobre todo para períodos cortos, máximo de dos horas, sobre todo para días de nubosidad intermitente.



- Almacenamiento a medio plazo: en este caso este almacenamiento sí que tienen bastante más capacidad con una duración estimada de más de 12 horas lo que permite seguir la producción cuando hay inclemencias climáticas durante uno o varios días o mantener la potencia nominal de la planta en horario nocturno aumentando aun más si cabe la competitividad de las termo-solares permitiendo una mejor gestión de los recursos energéticos que es uno de los problemas que presentan las renovables ya que al ser recursos naturales no son controlados por la mano del hombre. Este tipo de almacenamiento cada vez está más desarrollado y son cada vez más las plantas que lo incorporan, este proyecto no es la excepción.
- Almacenamiento a largo plazo: es un tipo de almacenamiento aún en desarrollo y enfocado para largas variaciones estacionales. Están basados en el empleo de energía química.

La otra clasificación existente es por tipo de fluido almacenado, pudiendo ser:

- Vapor saturado. El principal inconveniente de este fluido es que solo puede ser almacenado durante un periodo reducido de tiempo en tanques cuyo tamaño está condicionado por la presión del vapor.
- Aceite térmico. En este caso para poder almacenar el aceite es necesario un sistema de doble tanque, por un lado el frío y en el otro el caliente. Otra alternativa es almacenarlo en un único tanque vertical con fuerte efecto termoclino, pero debido al alto precio de los aceites sintéticos hace excesivamente cara esta forma de almacenamiento.



- Sales fundidas: son mezclas eutécticas de nitritos y nitratos sódicos y potásicos. Este tipo de fluido es el más utilizado para ser almacenado por sus propiedades térmicas y su capacidad de almacenamiento. El tamaño de los tanques dependerán de la temperatura máxima del fluido captador de energía solar. Al igual que sucede con el aceite térmico existen dos tanques, uno para almacenar las sales antes de ser enviadas al receptor situado en lo alto de la torre, y un segundo tanque donde se almacenan las sales fundidas ya calentadas.

3.3.4 SISTEMAS DE CONTROL

Los heliostatos por norma general están formados por los siguientes sistemas, por un lado existe el espejo, la estructura y por ultimo un mecanismo de orientación que le permite seguir al sol durante las horas del día y así poder reflejar de la manera más eficiente la luz solar.

La mayoría de estos sistemas de control o mecanismos son electromecánicos que tienen en una misma carcasa los mecanismos de elevación y azimut. De este modo se puede garantizar la protección, rigidez y lubricación de ambos mecanismos.

El control de estos mecanismos se lleva a cabo desde ordenadores situados en el centro de control y son estos ordenadores mediante complejos algoritmos y cálculos matemáticos los encargados de gestionar y orientar los heliostatos, minimizando las posibles pérdidas solares, optimizando de esa manera el funcionamiento de la planta. Para ello tienen en cuenta:

- Posición del Sol.
- Posición de cada heliostato (en el campo solar y en relación al Sol).
- Modo de operación de cada heliostato.



- Detección de errores en la comunicación entre los helióstatos y el control central.
- Emergencias y generación de alarmas.

3.3.5 CICLO DE VAPOR

El ciclo de vapor es el componente vital para la generación de electricidad. Esto es debido a que es aquí donde la energía térmica proveniente del receptor es transformada en energía eléctrica para ser introducida a la red posteriormente. Este ciclo de potencia o vapor que tienen acoplado las centrales termo-solares es un ciclo Rankine aunque en algunas plantas termo-solares con una configuración de campo norte tienen instalado un Ciclo Brayton que puede llegar a ser algo más eficiente, aunque aumenta su complejidad.

Para poder describir correctamente el ciclo de potencia de las plantas termo-solares de receptor central, hay que tener en cuenta cuál es el fluido de trabajo que se utiliza, puesto que cada uno tiene un funcionamiento diferente dependiendo de si emplean agua o sales fundidas. El funcionamiento de ambos sistemas es prácticamente el mismo, pues son ciclos termodinámicos Rankine. La diferencia radica en que si se trabaja con agua, el vapor saturado es generado en el receptor al ser calentada el agua directamente. Este vapor es enviado a la turbina, donde se genera energía cinética a medida que va perdiendo la presión y enviado al condensador donde vuelve a su estado líquido, para que pueda ser introducido de nuevo en el generador de vapor.

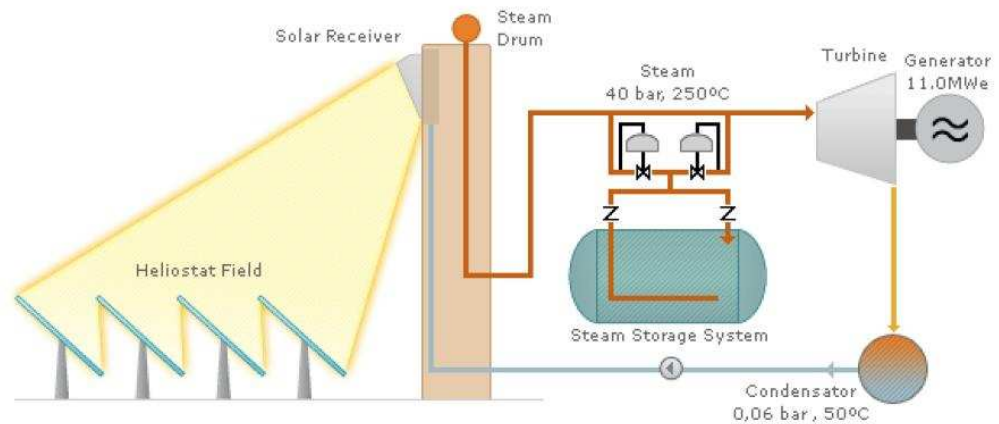


Ilustración 30. Esquema ciclo Rankine central termo-solar. Fuente: Google Imágenes

En caso de usar sales fundidas, son estas las que son calentadas en el receptor por lo que para poder generar vapor de agua será necesario tener instalado un intercambiador de calor, allí las sales pierden el calor y es transferido al agua, que es el fluido utilizado en el ciclo termodinámico generando de esa manera donde vapor saturado y funcionando ya como un ciclo de Rankine convencional.

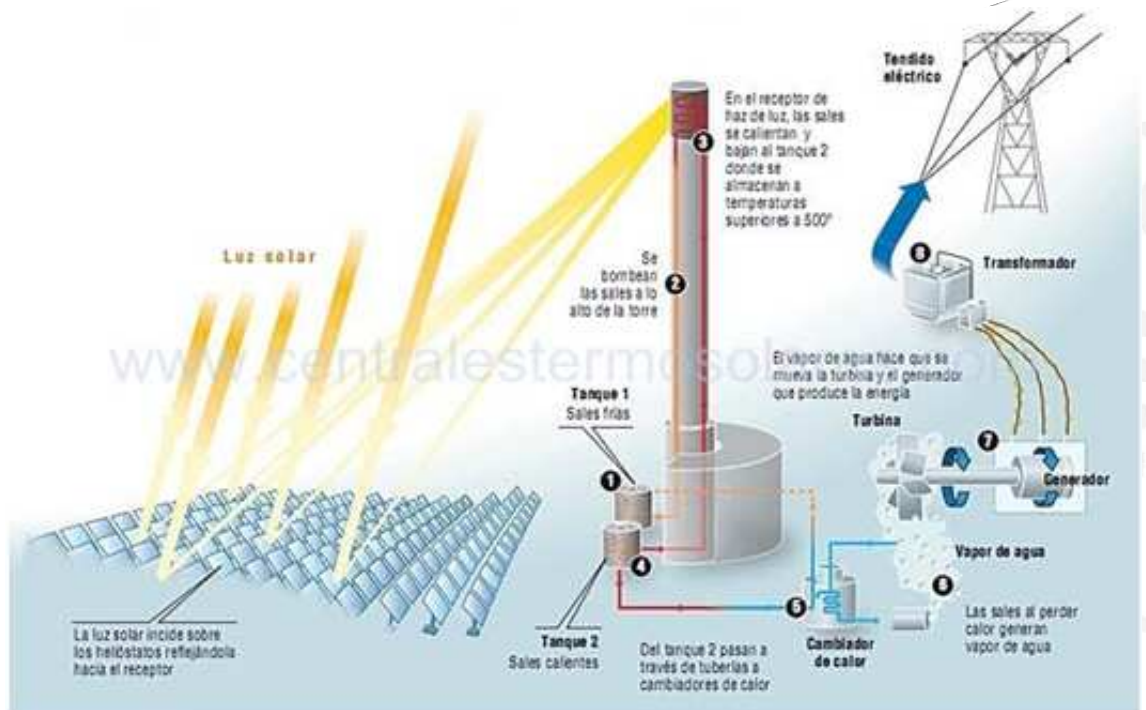


Ilustración 31. Esquema ciclo Rankine central termo-solar con sales fundidas. Fuente:

www.centralesternosolares.com



GENERADOR DE VAPOR

El generador de vapor o intercambiador de calor es en lugar donde llegan las sales calentadas previamente en el receptor. En el interior del intercambiador hay una gran cantidad de tubos por donde circulan las sales y de igual manera sucede con el agua (que es el flujo de trabajo del ciclo) permitiendo que se transfiera la energía térmica de las sales al agua y generando el vapor que será enviado a la turbina.

En el caso de que el fluido de trabajo fuera agua el generador de vapor estaría situado en el receptor en lo alto de la torre, ya que es allí donde gracias al calor proveniente de la radiación solar el agua es calentada directamente convirtiéndose en vapor.

TURBINA

La turbina de vapor es una turbo-máquina, a través de la cual se puede transformar la energía térmica del vapor generado en energía cinética, al mover este la turbina según va bajando la presión y su temperatura. Esta energía cinética es aprovechada posteriormente por un generador eléctrico para producir electricidad.



Ilustración 32. Ejemplo de turbina en ciclo Rankine. Fuente turboden

CONDENSADOR

Está situado al final de la turbina, aquí es donde el vapor de agua es condensado de manera que vuelva a su estado líquido inicial (agua) para que pueda ser recalentado en el intercambiador de calor, completando de esa manera el ciclo.

Es importante mencionar que en el condensador también son eliminados todos aquellos gases no condensables o nocivos mediante métodos químicos o físicos.

3.3.6 SISTEMA DE CONVERSIÓN A LA RED

El sistema de conversión es el encargado de generar la energía eléctrica a partir de la energía cinética proveniente de la turbina y adaptarla para que pueda ser puesta en la red. El sistema está formado por varios elementos que serán analizados a continuación:



GENERADOR ELÉCTRICO

Son máquinas con el objetivo de transformar la energía cinética en eléctrica. Para ello lo se emplea un campo magnético sobre los conductores eléctricos dispuestos sobre una armadura. Si entre los conductores y el campo se genera un movimiento relativo, se crea una fuerza electromotriz. Para crear el movimiento relativo es usada la energía cinética generada en la turbina

SUBESTACIÓN ELECTRICA

Es el lugar donde se produce la transformación de la tensión de red o del generador a una tensión adecuada a las necesidades. En la subestación se encuentra el transformador, es el elemento más importante ya que tienen la misión de convertir el valor de la tensión del generador en el valor de la tensión de la red donde es introducida la energía producida. Se debe tener especial cuidado con los aumentos de temperatura, de hecho los grandes transformadores de las centrales tienen sus propios sistemas de refrigeración para evitar estos posibles problemas.



Ilustración 33. Subestación eléctrica. Fuente: Google Imágenes



Capítulo 4 PLANTA TERMO-SOLAR A

DESARROLLAR

4.1 LOCALIZACIÓN

A la hora de elegir una localización para la construcción de una planta termo-solar hay que tener en cuenta una serie de condicionantes de cara a que el proyecto sea rentable, viable y posible su construcción. Los factores más determinantes son citados a continuación:

- Radiación solar.
- Necesidades de agua.
- Condiciones meteorológicas y climáticas.
- Disponibilidad de terrenos.

La localización finalmente elegida son las Islas Canarias, más en concreto la isla de Tenerife, entre los términos municipales de Granadilla de Abona y San Miguel de Abona con una extensión aproximada de 398 hectáreas. El ostensible tamaño de la central se puede apreciar mejor en la siguiente imagen, pudiéndose ver a su vez el tamaño en comparación con del aeropuerto Tenerife-Sur o el Teide.

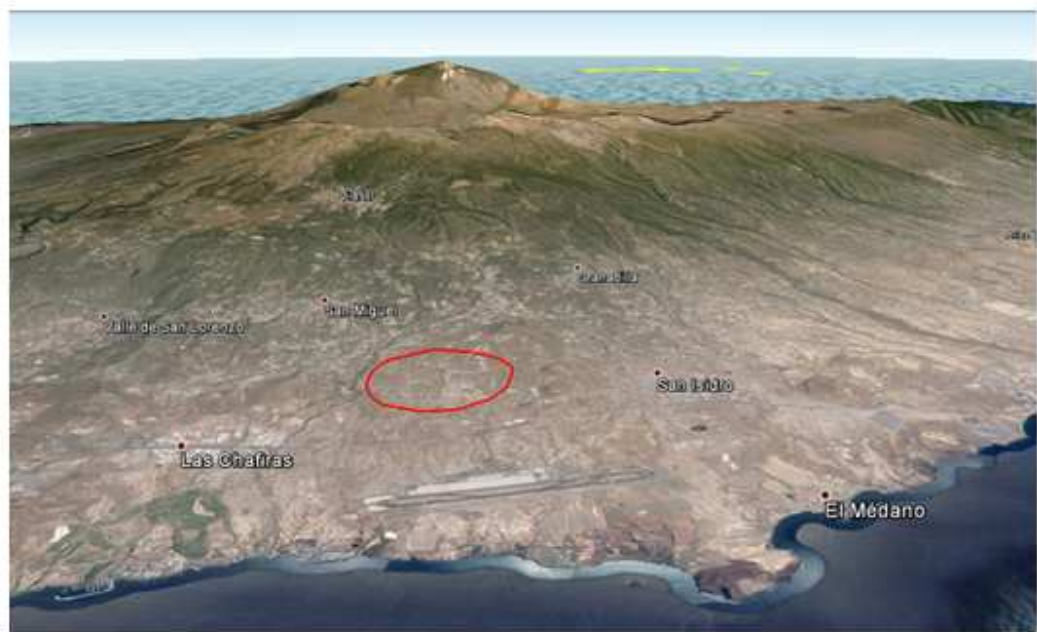


Ilustración 34. Imagen aérea de la extensión de la central. Fuente: elaboración propia.

El análisis del porque se ha optado por esta ubicación es explicado a continuación, factor por factor.

RADIACIÓN SOLAR

Es sin ninguna duda es el factor más importante, porque el rendimiento de la planta depende directamente de la radiación solar que sea proyectada hacia al receptor, el cual calienta las sales permitiendo la generación de electricidad tal y como se ha explicado anteriormente.

España es el país europeo con mayor media de radiación solar, por lo tanto es uno de los países donde una inversión de esta índole es más factible, sobretodo en la mitad sur del país, tal y como se puede apreciar en el siguiente mapa y donde además están situadas la mayoría de las centrales ya existentes.



Ilustración 35. Mapa de España con los diferentes niveles de radiación solar. Fuente Google imágenes.

Para interpretar mejor el mapa las zonas donde es factible la construcción de termo-solares están señaladas como zonas IV y V, que en referencia en colores son el marrón y el rojo. Para que un proyecto sea viable los lugares adecuados deben ofrecer entorno a los 2.000 kWh aproximadamente.

Por lo tanto y haciendo un análisis del mapa, una de las zonas donde es más aconsejable la construcción de una central termo-solar son las Islas Canarias cuya radiación media se sitúa alrededor de los 1900 kWh, sin olvidar que es una de las comunidades autónomas con mayor radiación solar de España en la cual aun no se han llevado a cabo proyectos de esta índole lo que favorecería su promoción.



NECESIDADES DE AGUA

El agua es un elemento básico para la planta termo-solar, entre otros motivos porque interviene de manera decisiva en el ciclo combinado o ciclo Rankine al ser el fluido de trabajo utilizado, o también al ser utilizada para la refrigeración de los diferentes equipos y sistemas.

A este uso hay que añadir el abastecimiento de agua necesario también para el uso sanitario de las instalaciones.

En el caso de la ubicación elegida en la isla de Tenerife el recurso de agua estaría asegurado pues aunque parte del agua necesaria podría provenir de los acuíferos cercanos de la zona (es un área agrícola), la mayoría lo haría a través de las diferentes desaladoras instaladas en la isla. En otras palabras las necesidades de agua estarían satisfechas

CONDICIONES METEOROLÓGICAS Y CLIMATICAS

Es importante que las inclemencias climáticas sean las menores posibles, es decir si la localización se encuentra en una zona con gran cantidad de radiación solar pero por el contrario a lo largo del año hay muchas precipitaciones o es una zona donde hay abundancia de nubosidad el rendimiento de la central baja notoriamente. No obstante, no es la única incidencia climática que plantea problemas: el viento y la humedad son otros factores a tener en cuenta que pueden conducir a un aumento de los costes de mantenimiento por ejemplo.



Por ese motivo las zonas más recomendables para la construcción de estas centrales son aquellas que tienen climas desérticos aunque nunca hay que olvidar que es importante cumplir con las necesidades de agua.

Estas condiciones climáticas se cumplen en gran medida en la ubicación elegida, ya que el sur de Tenerife es una de las zonas con menos precipitaciones de todas las islas (junto con Lanzarote y Fuerteventura), debido a que las precipitaciones y la nubosidad se quedan la mayoría en la parte norte de la isla gracias a la barrera natural creada por el Teide y la cordillera que le prosigue, a esto hay que añadir que la ubicación elegida es de las zonas donde menos viento sopla de toda la isla, por ese motivo se decidió construir en su momento también el aeropuerto nuevo aeropuerto Tenerife-Sur en esta ubicación como se puede apreciar en esta imagen.

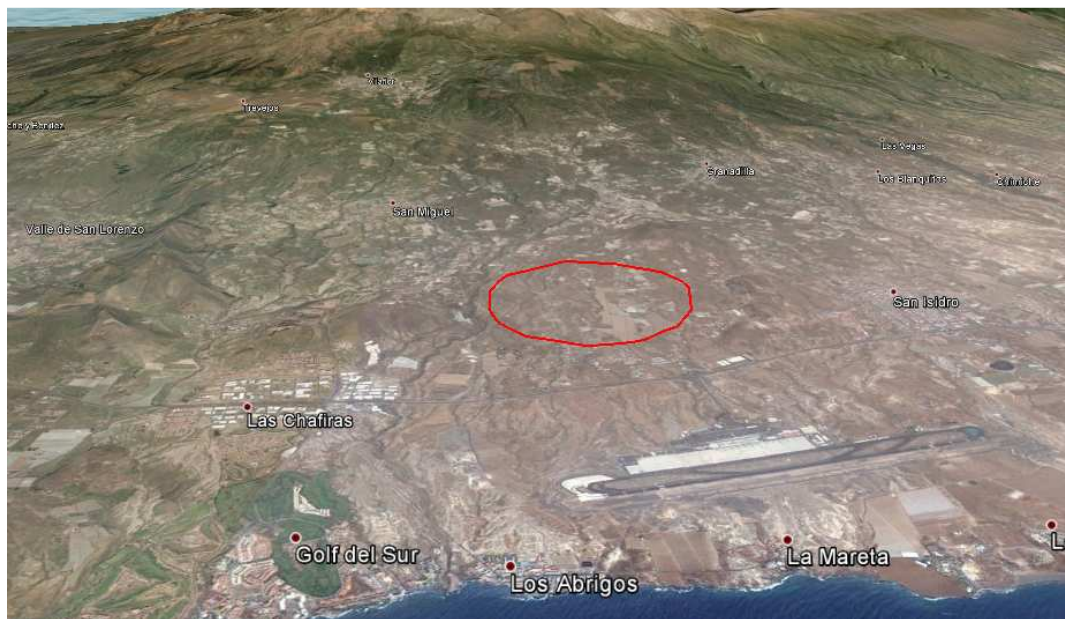


Ilustración 36. Localización de la planta y el aeropuerto Tenerife-Sur. Fuente: elaboración propia.



DISPONIBILIDAD DE TERRENOS

Como es lógico para poder construir un proyecto de tales dimensiones es preciso y necesario que existan los terrenos suficientes para que se pueda edificar la planta.

En el caso de la localización del proyecto es un área formada por un conjunto de parcelas no protegidas de hecho algunas eran utilizadas para agricultura, con una extensión aproximada de 398 hectáreas:



Ilustración 37. Vista aérea de los terrenos de la planta. Fuente: elaboración propia.



4.2

DIMENSIONADO CAMPO SOLAR

Realizar el dimensionamiento del campo solar en una planta termo-solar es un trabajo muy complejo entre otros motivos por la gran cantidad de datos y factores que se deben tener en cuenta.

4.2.1 DIMENSIONAR HELIOSTATOS

Lo primero que se debe de saber antes del dimensionado del campo solar es el modelo de heliostato que se va a instalar. Actualmente existen gran cantidad de modelos y proveedores de este tipo de sistemas, cada uno con sus propias características y limitaciones físicas.

Hay que tener en consideración que condiciones de funcionamiento van estar sometidos los helióstatos ya que no deben de ser las máximas que soportan, porque si no las condiciones límites de seguridad estarían entre dicho y habría riesgo de poder mantener intactas las estructuras y espejos. En el caso de esta planta termo-solar el modelos de heliostato elegido es el de 120 m² fabricado por SENER.



Ilustración 38. Modelo de heliostato de la central termo-solar. Fuente: Google Imágenes



Una vez que se conoce el tipo de heliostato que se va a instalar, se debe de proceder a llevar a cabo el dimensionado del campo solar para lo que hay que tener en cuenta diversos aspectos o condicionantes:

- La potencia instalada de la planta.
- La geometría y la superficie del heliostato elegido.
- La radiación recibida.
- La altura de la torre.
- El tipo de receptor a instalar.

Por ese motivo a la hora de realizar el dimensionado del campo solar son utilizados complejos programas o soluciones informáticas desarrollados por diferentes empresas que se encargan de parametrizar todos los factores y datos necesarios con el objetivo de dar una solución lo más óptima posible, tratando de minimizar los posibles fenómenos de sombras, apantallamientos y otro tipo de pérdidas que se analizaran posteriormente.

Actualmente los dos sistemas más utilizados en las centrales termo-solares españolas son SENSOL (desarrollado por SENER) y NSPOC (Nevada Solar Plants Optimization Code)

A la hora de dimensionar el campo solar hay que analizar cuál de las dos configuraciones (Norte o Circular) es la más adecuada para la localización de la planta. En este caso y debido a la cercanía de las Islas Canarias al ecuador la configuración ideal elegida es la Circular al ser más eficiente en estas latitudes que la Norte, Esta configuración implica también la elección de un receptor cilíndrico vertical.



Como es lógico los campos circulares no tienen exactamente esta geometría sino que cuanto más alejado se está del ecuador la tendencia es acumular más heliostatos en la zona norte (hemisferio norte) o sur (hemisferio sur), es decir normalmente los campos circulares suelen tener una forma ovalada.

En el caso de la localización de la planta en Tenerife cuyas coordenadas son $28^{\circ} 04' 20.31''$ de latitud norte y $16^{\circ} 35' 25.84''$ latitud sur, por lo que la geometría del campo es la siguiente:

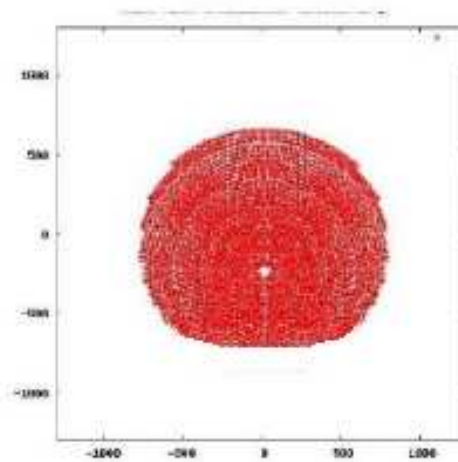


Ilustración 39. Geometría del campo solar. Fuente:

www.nspoc.com

Para poder dimensionar correctamente el campo solar se ha tenido en cuenta el siguiente gráfico extraído de un estudio sobre el dimensionamiento de las plantas termo-solares:

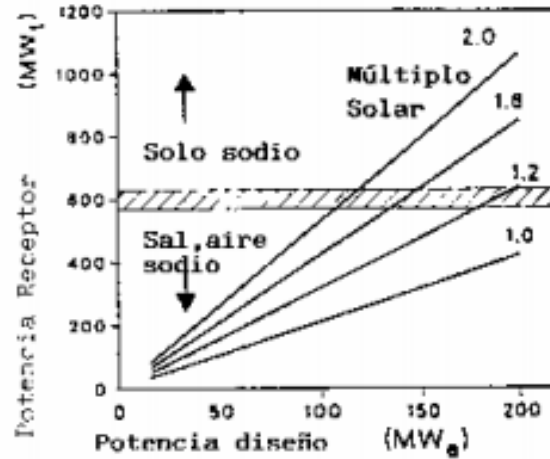


Ilustración 40. Relación entre la potencia eléctrica de la planta en el punto de diseño y la potencia térmica en el receptor, para distintos MS. Fuente: <http://api.eoi.es>

Como se puede apreciar en el gráfico, se establece una relación entre la potencia que tiene el receptor y la potencia de diseño de la central. En el caso de este proyecto la central termo-solar tiene una potencia de diseño de 50 MW. Sabiendo que el múltiplo solar en las islas canarias se sitúa entre 1,6 y 2, la potencia del receptor es de 280 MW. Este dato extraído de este gráfico es muy importante de cara al dimensionamiento del campo solar tal y como se explica a continuación.

Es posible observar en el siguiente gráfico, en general para potencias térmicas sobre el receptor inferiores a 600 MW, un campo Norte presenta siempre una mayor eficiencia y requiere menor número de helióstatos que un campo Circular. Desde el punto de vista económico, no obstante, merece estudiarse en cada caso la configuración óptima del campo por encima de los 10 MW, ya que muchas veces el campo circular reduce en gran medida la altura de la torre y reduce significativamente la distancia de las últimas filas del campo a la torre.



El siguiente paso a la hora de dimensionar el campo solar es saber cuántos heliostatos son necesarios en la planta solar, para esto existen numerosos estudios y formulas matemáticas a través de las cuales es posible conocer la cantidad de heliostatos a instalar en la planta. Con el siguiente grafico se calcula el área reflectante total:

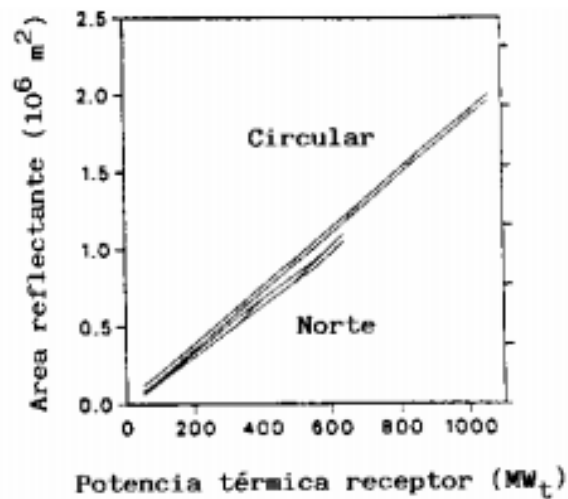


Ilustración 41. Relación entre la potencia térmica del receptor y el área reflectante del campo solar. Fuente: <http://api.eoi.es>

Es decir, interpretando el grafico, y tomando como referencia la potencia térmica del receptor de 280MW calculada anteriormente y el tipo de configuración de campo elegido se obtiene que la superficie reflectante necesaria para la potencia del receptor calculada anteriormente es de 490.000 m², como el modelo de heliostato tiene 120 m² serán necesarios 4084 heliostatos.

4.2.2 ALTURA TORRE

Para calcular la altura de la torre se han tenido en cuenta diversos estudios, por un lado un estudio sobre las centrales termo-solares donde se explica mediante una fórmula matemática y su correspondiente gráfico como obtener la altura de la torre teniendo en cuenta factores como:

- Configuración del campo solar
- Área del reflector solar

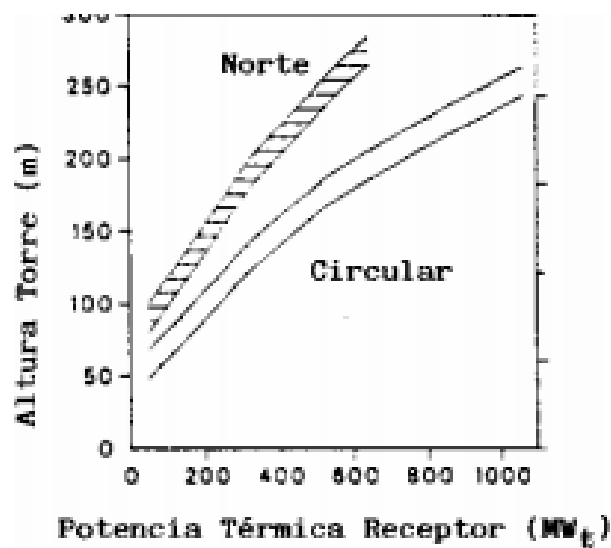


Ilustración 42. Relación entre la potencia térmica del receptor y la altura de la torre considerando el tipo de campo solar. Fuente: <http://api.eoi.es>

De esta manera y gracias al anterior gráfico se ha obtenido que la altura de la torre alcance una altura de 150 metros. Si a este estudio le añadimos un segundo estudio, esta vez sobre el terreno donde se va a construir la central muestra que existe desnivel de aproximadamente del 3 y 5%.



Esta inclinación se da hacia el norte, es decir la zona más cercana a la costa es la que cuenta con una menor altitud y a medida que el terreno adquirido va estando más hacia el norte su actitud va en aumento:



Ilustración 43. Foto a través de la cual se puede apreciar la inclinación del terreno . Fuente: elaboración propia.

Esta característica del terreno va a permitir reducir la altura proyectada de la torre en 9 metros respecto al estudio anterior alcanzando una altura de 141 metros. El motivo de esta rebaja de la altura está relacionado con el objetivo principal de la torre, que como se ha mencionado en anteriores capítulos consiste en instalar en lo alto el receptor.



Para comprender mejor esta reducción de altura hay que analizar unos de los factores definidos anteriormente: la configuración del campo solar. En la configuración del campo solar se define la extensión del campo de heliostatos, es decir a mayor cantidad de estos, mayor cantidad de anillos y una mayor distancia entre el receptor y los heliostatos situados en el último anillo. Como se puede apreciar en la siguiente tabla extraída de la central termo-solar Gemasolar.

Anillo	R (m)	AR (m)	AL (m)	NH
1	70	70	16,43167673	26
2	84,7885091	14,78850905	17,52712184	30
3	100,124741	15,33623161	18,0748444	34
4	116,008695	15,88395417	18,62256696	39
5	132,440372	16,43167673	19,17028951	43
6	149,419771	16,97939928	19,71801207	47
7	166,946893	17,52712184	20,26573463	51
8	185,021737	18,0748444	20,81345719	55
9	203,644304	18,62256696	21,36117974	59
10	222,814594	19,17028951	21,9089023	63
11	242,532606	19,71801207	22,45662486	67
12	262,79834	20,26573463	23,00434742	71
13	283,611797	20,81345719	23,55206997	75
14	304,972977	21,36117974	24,09979253	79
15	326,881879	21,9089023	24,64751509	83
16	349,338504	22,45662486	25,19523765	87
17	372,342852	23,00434742	25,7429602	90
18	395,894922	23,55206997	26,29068276	94
19	419,994714	24,09979253	26,83840532	98
20	444,642229	24,64751509	27,38612788	102
21	469,837467	25,19523765	27,93385043	105
22	495,580427	25,7429602	28,48157299	109
23	521,87111	26,29068276	29,02929555	112
24	548,709515	26,83840532	29,57701811	116
25	576,095643	27,38612788	30,12474066	120
26	604,029494	27,93385043	30,67246322	123
27	632,511067	28,48157299	31,22018578	127
28	661,540362	29,02929555	31,76790834	130
29	691,11738	29,57701811	32,31563089	134
30	721,242121	30,12474066	32,86335345	137
31	751,914584	30,67246322	33,41107601	141
SUMA		751,9145841		2647

Tabla 6. Ejemplo anillos. Fuente: www.torresolenergy.com



La consecuencia de todo lo comentado anteriormente, el aumento de la altura de la torre es para que todos los heliostatos puedan reflejar la radiación solar evitando la mayor cantidad de pérdidas posibles. Sin embargo al estar el terreno en desnivel y la torre se encuentra situada en la zona más baja, no hace falta tanta altura pues los heliostatos más alejados son los que a su vez se encuentran a mayor elevación favoreciendo de esa manera que los efectos de sombra y apantallamientos se vean notoriamente reducidos sin necesidad de elevar la altura de la torre.

4.2.3 ORIENTACIÓN HELIOSTATOS

Orientar los heliostatos es una tarea bastante compleja pues el objetivo final es que sean lo más eficientes posible, dependiendo de la posición que va adoptando el sol a lo largo del día, incluyendo también la diferencia de posición solar no solo por con el transcurso de las horas sino también por los meses y las diferencias entre unas estaciones u otras.

Las relaciones fundamentales que regulan para que los rayos que se reflejan se dirijan correctamente al receptor deben de satisfacer las leyes de la reflexión, para ello todos los ángulos solares, es decir tantos aquellos que llegan al heliostato (incidentes) como los que salen hacia el receptor (reflejados), respecto a la normal a cada superficie especular, tienen que ser iguales, estando situados los vectores que los definen, en cada instante, en un mismo plano: Para ello se aplica la siguiente fórmula que será analizada posteriormente:

$$\vec{n} = \frac{\vec{s} + \vec{t}}{|\vec{s} + \vec{t}|}$$

- El vector unitario \vec{s} representa la dirección de los rayos solares incidentes sobre el heliostato.
- El vector unitario \vec{t} representa la dirección de los rayos solares reflejados hacia el receptor.
- La normal al espejo en el centro geométrico del mismo se va a denominar por un vector unitario \vec{n} . la posición del Sol en el instante dado viene fijada por el vector \vec{s} apuntando hacia el centro del disco solar. Un espejo cualquiera viene localizado en el concentrador por el vector \vec{t} , tomando como referencia el foco puntual en el que se supone colocado el receptor de energía.

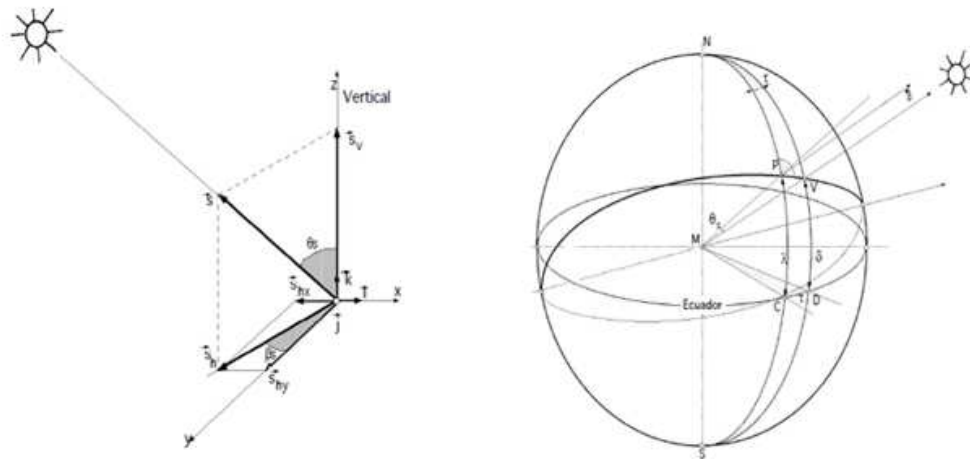


Ilustración 44. Esquemas con las distintas componentes del vector. Fuente: Google Imágenes

Para realizar el cálculo trigonométrico de estos vectores es indispensable usar MATLAB ya que es necesarios un extenso desarrollo pero aquí no se detallara. Normalmente a la hora de desarrollar un proyecto de estas características este tipo de cálculos se hacen con programas específicos creados por la propia empresa desarrolladora del proyecto.



4.2.4 POSIBLES PÉRDIDAS

Cuando se construye una central termo-solar a la hora de llevar a cabo el dimensionado del campo solar, los diferentes programas informáticos tienen como objetivo dar un resultado lo más optimizado posible reduciendo las siguientes pérdidas lo máximo posible:

- Pérdidas en la captación
- Pérdidas en la transmisión a través de la atmósfera
- Pérdidas en la captación de la radiación solar concentrada por el receptor.
- Pérdidas en la conversión foto-térmica.

PÉRDIDAS EN LA CAPTACIÓN

En los campos de heliostatos existen una serie de fenómenos que de producirse provocan pérdidas de la captación de la radiación. Las pérdidas en la captación pueden dividirse en dos grupos, por un lado pérdidas geométricas y por las otras pérdidas de reflectividad.

- Las pérdidas geométricas: son aquellas que tienen como origen la geometría del campo solar, dicho de otro modo son las dimensiones y posiciones relativas de los diferentes elementos que forman parte del sistema, es decir los helióstatos, la torre y el receptor junto con la posición del sol respecto a ellos. Por ese motivo las estaciones del año y el clima influyen de manera significativa en este tipo de pérdidas. Pueden distinguirse tres causas para estas pérdidas:

- Pérdidas originadas. por la reducción del área proyectada visible para el Sol. Estas pérdidas tienen como origen la inclinación del eje óptico del helióstato respecto a la trayectoria de los rayos solares. El método para cuantificar este efecto es conocido como el factor coseno, es decir, las pérdidas originadas son proporcionales al coseno del ángulo que forma la normal a la superficie del helióstato con respecto a los rayos solares. El factor coseno se encuentra en función del día para cada día y helióstato.

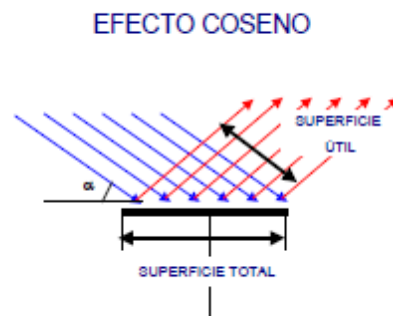


Ilustración 45. Dibujo explicativo del factor coseno Fuente: Google Imágenes

- Pérdidas por sombras. Dentro de este conjunto de pérdidas se encuentran tanto las producidas por los propios helióstatos unos sobre otros o también las sombras generadas por la torre y cualquier otro elemento sobre los helióstatos. El principal problema que ocasionan es la reducción del área reflectante utilizable, otro factor es la posición del Sol, la cual va a ir cambiando dependiendo la fecha y la hora que sea.

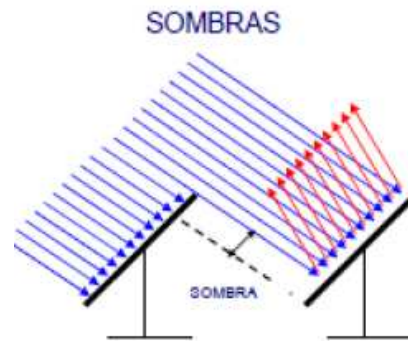


Ilustración 46. Dibujo explicativo de las sombras producidas sobre los heliostatos. Fuente: Google Imágenes

- Pérdidas por bloqueos. Este tipo de pérdidas cuantifican la fracción de radiación solar reflejada por los heliostatos que consigue llegar al receptor al ser está obstruida por la radiación reflejada por los heliostatos vecinos. Este tipo de pérdidas o efectos al igual que en las perdidas descritas anteriormente depende de la posición del Sol. Por ese motivo cuando se calculan las perdidas geométricas se deben de tener en cuenta que pueden haber efecto bloqueo como efecto de sobra.

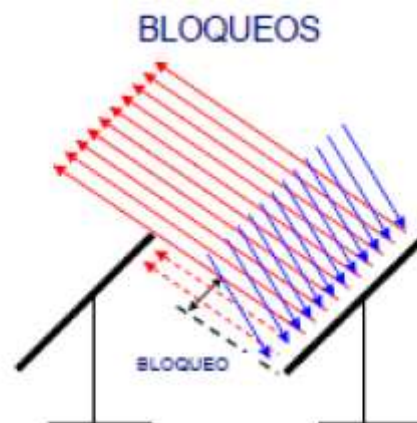


Ilustración 47. Dibujo explicativo de los bloqueos producidos sobre los heliostatos. Fuente: Google Imágenes

- Las pérdidas reflectividad. Este tipo de pérdidas se dan porque realmente y a pesar de estar diseñados para reflejar lo máximo posible, los heliostatos no reflejan la totalidad de la radiación solar que reciben sobre su superficie reflectante sino que hay un porcentaje que es absorbida por la misma. La capacidad de reflectividad de los heliostatos se sitúa como media en el 90%, valor que se va disminuyendo según aumenta la suciedad en la superficie.

PÉRDIDAS EN LA TRANSMISIÓN A TRAVÉS DE LA ATMÓSFERA.

Este tipo de pérdidas se dan cuando la radiación solar que ha sido reflejada por el heliostato sufre un debilitamiento, el motivo de este es principalmente por las condiciones atmosféricas que se están produciendo a nivel de superficie, un buen ejemplo es la niebla. Como es obvio estas pérdidas aumentan cuanto mayor sea la distancia a recorrer por parte de la radiación reflejada, es decir en los anillos externos este efecto tiene mayor impacto.

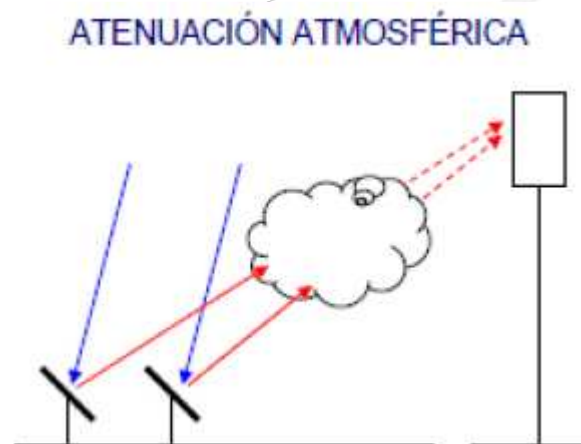


Ilustración 48. Dibujo explicativo de la atenuación atmosférica producida sobre los heliostatos.

Fuente: Google Imágenes



PÉRDIDAS EN LA CAPTACIÓN DE LA RADIACIÓN SOLAR CONCENTRADA POR EL RECEPTOR.

Estas pérdidas tienen como origen las imperfecciones que existen en las superficies reflectantes de los heliostatos, a lo que hay que añadir los posibles errores a la hora de direccionar los heliostatos hacia el receptor. Como consecuencia la radiación reflejada llega al receptor pero no alcanza correctamente la superficie absorbedora dando origen a un factor conocido como desbordamiento.

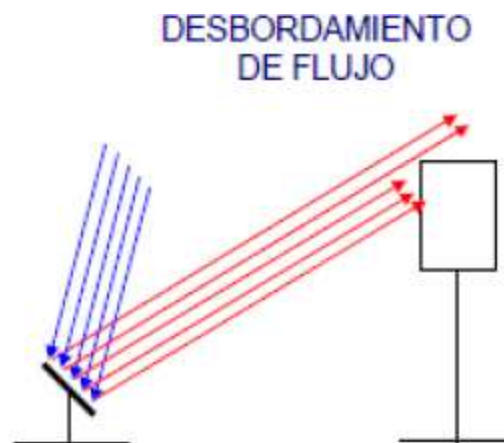


Ilustración 49. Dibujo explicativo del desbordamiento producido en el receptor. Fuente: Google Imágenes



PERDIDAS EN LA CONVERSIÓN FOTOTÉRMICA.

Estas pérdidas como su propio nombre indica se originan cuando la energía radiante procedente del sol es transformada en energía térmica. Estas pérdidas pueden ser a su vez de varios tipos dependiendo del factor por el cual se producen:

- Pérdidas por radiación: pueden desglosarse en pérdidas por reflexión, que dependen de la capacidad absorbidora de la superficie y pérdidas por emisión, que dependen de la temperatura y de la capacidad emisiva de la superficie.
- Pérdidas por convección: desde la superficie absorbidora al entorno. Son proporcionales a la diferencia de temperatura entre la superficie absorbidora y el ambiente.
- Pérdidas por conducción desde el absorbedor a los restantes elementos estructurales y auxiliares que integran el receptor. Estas pérdidas son también proporcionales a la diferencia de temperatura entre el absorbedor y estos elementos.



4.3

DIMENSIONADO RECEPTOR SOLAR

Como se ha visto en capítulo tres existen diferentes tipos de receptor, independientemente luego del tamaño y la capacidad que tengan. Este es un factor muy importante a la hora de dimensionar el receptor solar porque lo primero es saber el modelo elegido.

En el caso de este proyecto el receptor seleccionado es un receptor externo cilíndrico. El motivo principal por el cual se ha seleccionado este modelo es por la configuración del campo solar ya que al optar por un campo circular no es posible la instalación de otro tipo de receptor porque sino los heliostatos que se encuentran en la parte posterior a la torre no podrían reflejar los rayos hacia el receptor, ya que el único con una capacidad de 360° es un receptor cilíndrico externo.

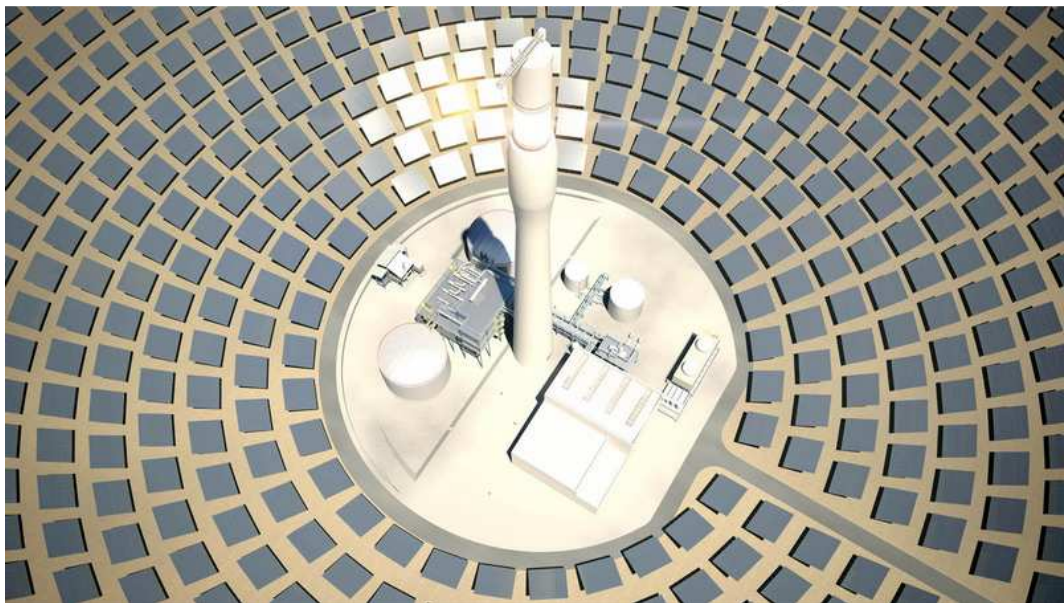


Ilustración 50. Ejemplo de receptor cilíndrico externo. Fuente: www.torresolenergy.com



Una vez se conoce el tipo de receptor se debe de saber cuál es la potencia térmica necesaria del receptor en relación con la potencia instalada de diseño de la central. Este cálculo ya se ha realizado previamente en el apartado 4.2 de la memoria para poder hacer el dimensionamiento el campo solar, empleando para ello un estudio sobre las centrales termo-solares. La potencia térmica calculada es de 280 MWt.

Este dato es fundamental para poder calcular posteriormente la altura de la torre, o el área reflectante total de todos los heliostatos. Pero no es el único dato que se puede calcular con la potencia térmica del receptor, pues este parámetro también es necesario para realizar un correcto dimensionamiento del receptor en lo que al Área de interceptación o Área de absorción se refiere. Es importante saber que para un determinado punto de diseño esta área es generalmente proporcional a esta potencia térmica, aunque para ello hay que asumir unas limitaciones del flujo solar.

Otras consideraciones para su dimensionamiento es que hay que tener en cuenta es que el receptor debe de ser capaz tanto de absorber la mayor parte posible de la radiación solar reflejada por los heliostatos, y por otro lado lograr que el fluido térmico alcance las temperaturas necesarias de diseño.

Con todo lo especificado anteriormente es imprescindible fijar los límites de flujo para dimensionar ya que no solo depende del tipo de fluido, sino que también otro dato importante es saber el material de los tubos que forman parte del receptor. Como se explico en el capítulo tres, los receptores están recorridos por una serie de tubos, a través de los cuales desplazándose las sales. Para comprender mejor el funcionamiento del sistema se ha elaborado el siguiente sistema:

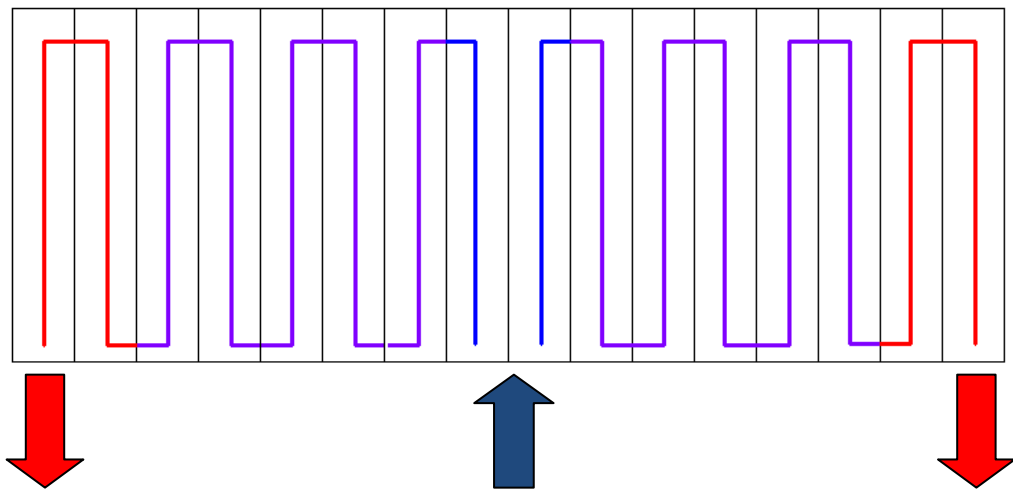


Ilustración 51. Esquema sobre el recorrido que realizan las sales a lo largo del receptor. Fuente: elaboración propia.

Con el siguiente gráfico y teniendo en cuenta el tipo de fluido que va a recorrer los tubos del receptor es posible saber el área de absorción del receptor, teniendo también en cuenta la potencia térmica de 280 MWt:

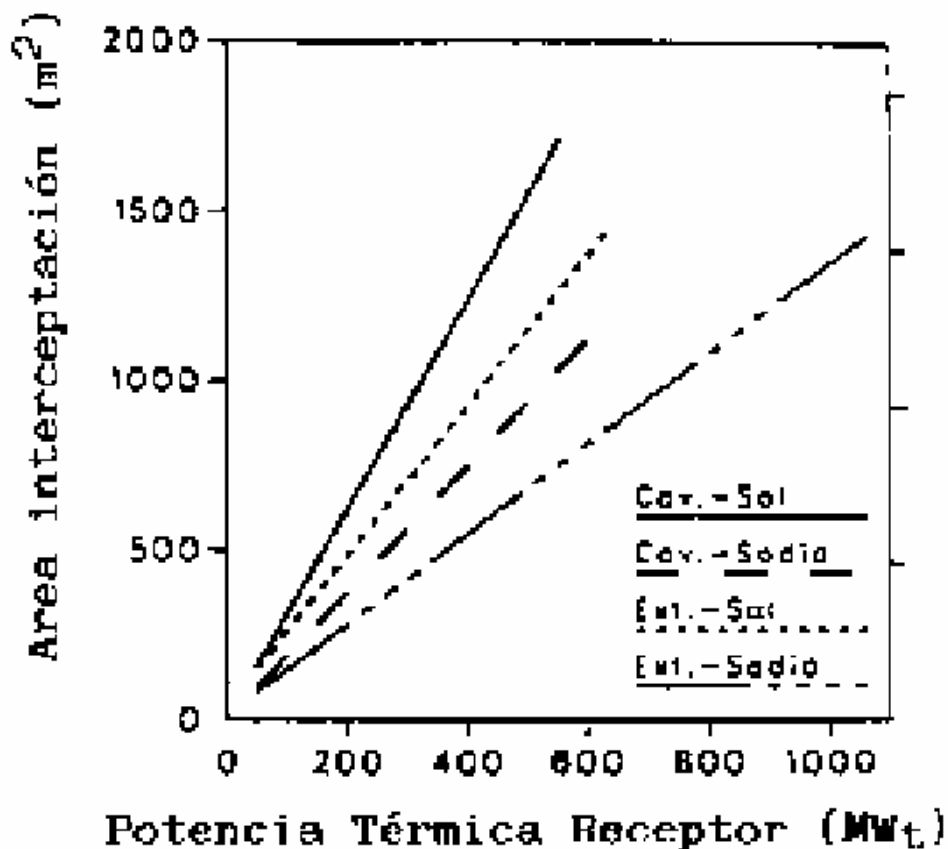


Ilustración 52. Dibujo de los diferentes vectores que intervienen a la hora de orientar los heliostatos. Fuente: <http://api.eoi.es>

Se obtiene que el área de interceptación sea de 600 m². La interpretación del gráfico se ha hecho de la siguiente manera; el tipo de receptor elegido es externo y el fluido de trabajo son sales fundidas por lo que de las cuatro opciones la adecuada para este proyecto es la tercera: “Ext-sal”. Por consiguiente y teniendo en cuenta la potencia térmica calculada anteriormente de 280 MWt es posible calcular el área de interceptación.



4.4 *DESARROLLO DEL CICLO DE POTENCIA*

Dimensionar el ciclo de potencia de una planta termo-solar de estas características es una labor bastante compleja que corresponde a un gran equipo de profesionales como ocurre en la mayoría de los proyectos. Por ese motivo el estudio del dimensionamiento de este punto se hace desde un punto de vista teórico, siendo necesarias idealizaciones para desarrollar modelos termodinámicos adecuados, estimando una serie de datos lógicos para garantizar el correcto funcionamiento de la planta, basándose también en datos orientativos de otros estudios o proyectos de este tipo.

Como ya se ha explicado el ciclo de potencia es el sistema encargado de transformar la energía térmica procedente del receptor situado en lo alto de la torre en energía eléctrica. Un ciclo de potencia convencional siempre está formado por tres elementos: una turbina, un condensador y un sistema de bombeo. En concreto para esta central termo-solar que utiliza sales fundidas, hay un cuarto elemento, un intercambiador de calor entre las sales y el agua que es el fluido del trabajo del ciclo de potencia.

El ciclo de potencia de la central es como cualquier ciclo Rankine, para simplificar la explicación técnica se ha supuesto un ciclo Rankine convencional aunque como es lógico para este tipo de plantas los cálculos son bastantes más complejos, la idea es similar o parecida pero a mayor escala. No obstante el estudio de modelos simplificados proporciona conclusiones cualitativas sobre el rendimiento de los equipos reales, es decir es posible de esa manera también conocer cómo afectan al rendimiento real cambios en los principales parámetros de funcionamiento. El diagrama T-s por lo tanto para el ciclo Rankine es el siguiente:

T-s diagram for steam

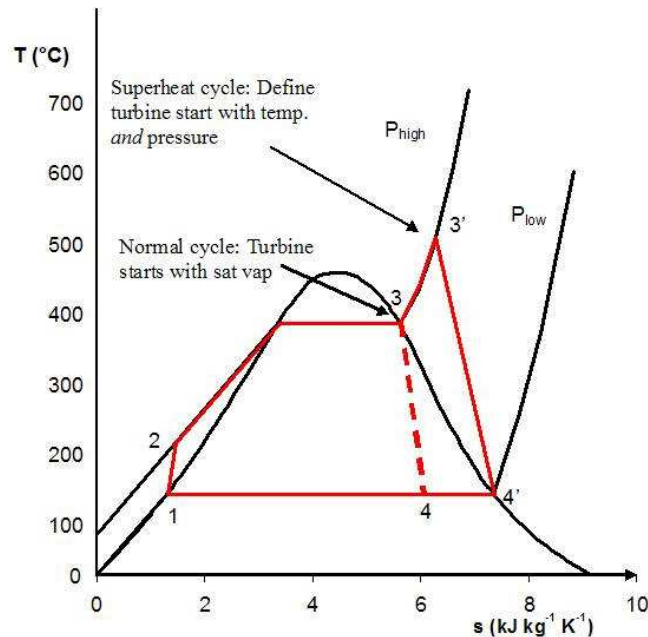


Ilustración 53. Diagrama T-s para el vapor. Fuente: Google Imágenes

Para poder analizar el ciclo habría que calcular todas las entalpías en cada uno de los puntos marcados en el esquema anterior. Este proyecto no va a tratar este tema o abordar, sino que lo va a estimar de una manera teórica tal y como se ha mencionado anteriormente. Una vez ya son conocidas cada una de las entalpías es posible estimar el rendimiento y la potencia media del ciclo, con las siguientes formulas matemáticas.

- Rendimiento

$$\eta = \frac{\frac{\dot{w}_t}{\dot{m}} - \frac{\dot{w}_t}{\dot{m}}}{\frac{\dot{Q}_g}{\dot{m}}} = \frac{(h_1 - h_2) - (h_4 - h_3)}{h_1 - h_4}$$

El rendimiento térmico indica la cantidad de energía recibida por el fluido de trabajo en el receptor que se convierte en trabajo neto producido.



- Potencia:

$$\overline{W}_{ciclo} = \dot{W}_t - \dot{W}_b$$

Es la diferencia entre la potencia desarrollada por la turbina y la potencia consumida por la bomba, determinándose la potencia neta de la planta.

En la mayoría de las centrales termo-solares el rendimiento del ciclo oscila entre el 0,35 y 0,40 por lo tanto para esta central se va estimar un rendimiento del 0,375 el cual es un dato situado en la media.

A la hora de estimar la potencia media es procedimiento más complejo ya que hay que tener en consideración las horas de funcionamiento al día, así como la potencia instalada de la central, es decir para este proyecto: 50 MW. Para este cálculo se han tenido en cuenta los datos recogidos de otros estudios que analizan el funcionamiento de la planta termo-solar GEMASOLAR.

Estos estudios estiman que la potencia media del ciclo de la planta GEMASOLAR es de 38MW a la hora, como son 11 horas de radiación solar al día o dicho de otro modo horas de funcionamiento, lo que hay que hacer es multiplicar ambos datos para saber cuánto se produce durante las horas en funcionamiento de la central. Esto supone una energía total del 418 MWh aproximados. Por consiguiente si se divide la energía entre las 24 horas que tienen un día, obteniendo que si la planta realmente produjera durante las 24 horas se produciría a lo largo de toda la jornada con una potencia de 17 MW que coincide con la potencia instalada que es la que tiene la planta GEMASOLAR.



Partiendo de lo explicado anteriormente sobre la planta GEMASOLAR, lo que se hace es adaptar los cálculos a la planta termo-solar que se está diseñando en este proyecto, a la hora de realizar los cálculos el orden es a la inversa.

Primeramente como lo que se desea es que durante toda la jornada se tenga una potencia de 50 MW que es la potencia instalada el punto de diseño, se hace el procedimiento a la inversa para conocer cuanta energía se genera a lo largo del día partiendo de los MW de potencia instalada y 24 horas que tiene un día:

$$50MW * 24h = 1200MWh$$

Con este cálculo se obtiene que la planta deba de ser capaz de generar 1200MW a lo largo de las 24 horas. Como realmente la central no está en funcionamiento las 24 horas ya que son 9 las horas de funcionamiento reales el siguiente paso es dividir la energía total generada entre esas 9 horas de funcionamiento:

$$1200MWh/9h = 133,33MW$$

De esta manera se concluye que el ciclo debe de tener una potencia media de 133,33 MW para cumplir con las especificaciones de diseño de la planta. Como se puede concluir una planta de 17 MW de potencia instalada con 11 horas de funcionamiento como es la GEMASOLAR necesita 38 MW de potencia de ciclo mientras que para la planta que se está diseñando en este proyecto de 50 MW de potencia instalada la potencia media del ciclo es bastante superior, casi 100 MW de potencia por hora.



4.5

ALMACENAMIENTO

Como se ha explicado en el capítulo tres, la incorporación de un sistema de almacenamiento en una central termo-solar garantiza que sea posible la producción de electricidad tanto de día como de noche, así como para aprovechar las horas del día las cuales por algo fenómeno meteorológico no sea posible producir como en condiciones normales.

El diseño del sistema de almacenamiento es el mismo que el usado en otras centrales termo-solares, es decir se utilizan dos tanques, un tanque caliente y un tanque frío. Otro de los objetivos de estos sistemas de almacenamiento también es mantener las sales directamente en éstos depósitos en vez de enviarlas directamente a los intercambiadores del proceso, almacenándose de este modo energía térmica para cuando sea necesario.

El funcionamiento del sistema de almacenamiento es muy sencillo, en el momento en que sea necesario un aporte de energía, lo que se hace es pasar las sales calientes que se encuentran almacenadas en tanque caliente al tanque frío a través del intercambiador del proceso constituido por distintas bombas de sales conectadas: Se puede comprender mejor con el siguiente esquema:

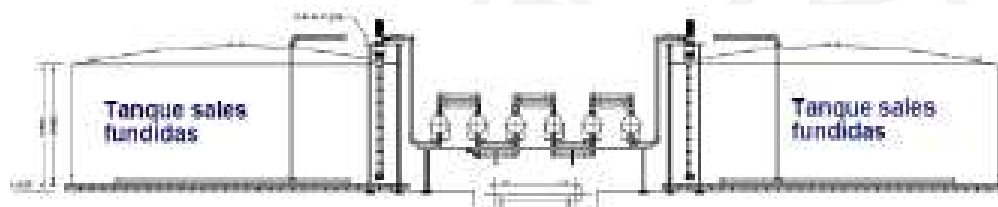


Ilustración 54. Esquema del sistema de almacenamiento. Fuente: Google Imágenes



Para poder dimensionar correctamente el tamaño de los depósitos es preciso saber antes cual van a ser las propiedades del fluido térmico que se va a usar, así como el rendimiento del ciclo Rankine y del intercambiador, junto con la capacidad que se quiere de almacenamiento y la potencia de diseño de la central. A continuación se va a explicar y analizar el procedimiento utilizado.

En primer lugar hay que calcular la capacidad máxima de almacenamiento energético con 15 horas de almacenamiento, para ello se emplea la siguiente fórmula matemática:

$$Q_{alm} = \frac{\dot{W}_{ciclo} * h_{alm}}{\eta_{ciclo} * \eta_{interc}}$$

Donde \dot{W}_{ciclo} es la potencia instalada en MW de la central termo-solar que se está diseñando, en este caso 50 MW. Por otro lado h_{alm} son las horas de almacenamiento de la central, se ha optado por 15 horas y para finalizar η_{ciclo} y η_{interc} son los rendimientos del ciclo y del intercambiador, respectivamente. De manera que sustituyendo los datos:

$$Q_{alm} = \frac{50MW * 15MW}{0,375 * 0,9} = 2220,445866 MWh = 7.993.605,116 Mj$$

En segundo lugar y tras calcular la capacidad energética de almacenamiento es necesario dimensionar la cantidad necesaria de compuesto sódico, en otras palabras saber los kg necesarios de sales fundidas. Para ello se emplea el factor de relación entre los Mj y los kg de sales elegidas para la central. Este factor es 2,286934484, es decir, hay que multiplicar los 7.993.605, 116 Mj por ese factor para saber la cantidad de sales en kg.

$$m_s = Q_{alm} * factor = 18.280.851,19 kg$$



En tercer lugar hay que dimensionar cada uno de los dos tanques que forman parte del sistema de almacenamiento. Primeramente se va a dimensionar el depósito de sales calientes empleando la siguiente fórmula:

$$V_{dep.caliente} = \frac{m_s}{\rho_{caliente}} = \frac{18.280.851,19 \text{ kg}}{1730, \text{ kg/m}^3} = 10562,7 \text{ m}^3$$

El motivo de porque se dimensiona cada depósito por separado es debido a que la densidad de las sales no es constante con la temperatura. Para el depósito de sales calientes la densidad es 1730 kg/m^3 , mientras que para el depósito de sales fría la densidad se aprecia a continuación:

$$V_{dep.frio} = \frac{m_s}{\rho_{frio}} = \frac{18.280.851,19 \text{ kg}}{1905, \text{ kg/m}^3} = 9593,2 \text{ m}^3$$

Para finalizar y una vez ya se conoce el volumen del punto de diseño de cada uno de los depositos, hay que ajustar el radio y la altura de manera que el volumen resultante sea ligeramente superior al del diseño. Los depositos tienen forma cilindrica, siendo la formula para calcular el volumen la siguiente:

$$V_{dep} = \pi * r_{deposito}^2 * h_{deposito}$$

En la siguiente tabla se muestran las dimensiones de los dos depositos:

Dimensionado tanques			
	Radio (m)	Altura(m)	Volumen(m3)
Tanque caliente	13	23	12205,18
Tanque frio	12,5	22	10793,75

Tabla 7. Dimensiones de los tanques. . Fuente: elaboración propia.

Capítulo 5 ESTUDIO DE VIABILIDAD ECONÓMICA-FINANCIERA

5.1 INTRODUCCIÓN

A lo largo de este capítulo se analiza la viabilidad de la planta así como la inversión necesaria para su construcción. Para un correcto análisis se ha subdividido la inversión en tres grandes grupos:

- Campo Solar.
- Sistemas de sales fundidas
- Isla de potencia.

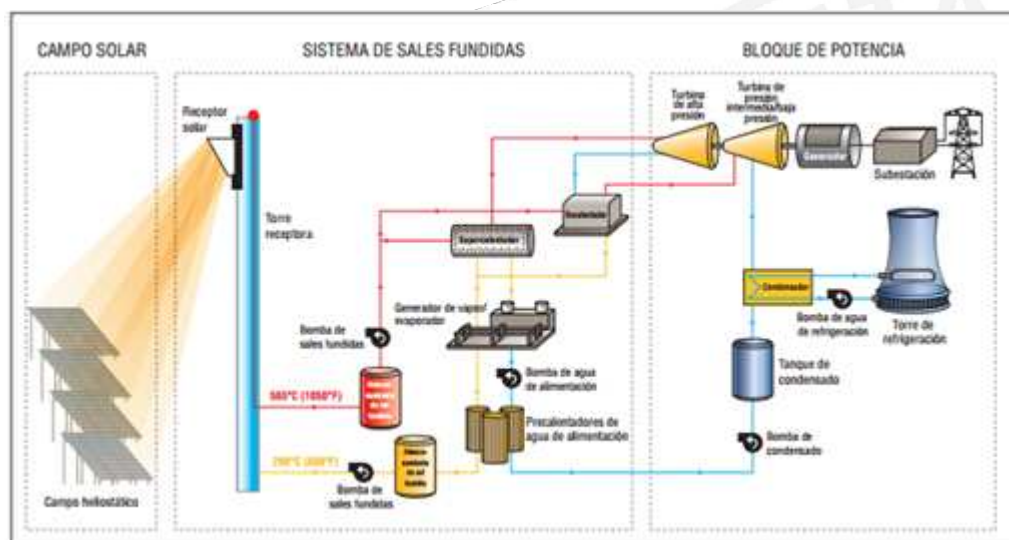


Ilustración 55. Diagrama simplificado de una planta de torre de concentración. Fuente:

Google imágenes



Debido al contexto actual de crisis económica un proyecto de esta envergadura necesita que sea un consorcio de empresas el interesado para poder desarrollarlo debido entre otros motivos a la complejidad del mismo y a la alta inversión inicial necesaria. La inversión total de un proyecto de tal envergadura puede dividirse a modo conceptual de la siguiente manera:

- Heliostatos suponen el 40% de la inversión
- Torre y receptor suponen el 10% de la inversión.
- Ciclo de potencia supone el 30% de la inversión.
- Almacenamiento supone el 10% de la inversión.
- Coste auxiliar supone el 10% de la inversión.



5.2 INGRESOS DE LA CENTRAL TERMO-SOLAR

Para estimar los ingresos de la central termo-solar primeramente hay que saber cuál es la legislación actual en España, la cual está regida por la Orden IET/3586/2011, publicada el 30 de diciembre sobre el real decreto Real Decreto 661/2007. Esto ya ha sido explicado en el punto 2.3 de la memoria a mayor nivel de detalle.

Existen dos maneras de elaborar la tarifa, o bien la opción de tarifa regulada o la opción de prima de referencia más mercado:

- Tarifa regulada:

$$P_{Final} = P_{Tarifa} + Comp_{Reactiva}$$

$$P_{Final} = 29,8957 \frac{c\text{€}}{kWh} + 8,7022 \frac{c\text{€}}{kWh} * 6\% = \mathbf{30,417 c\text{€/kWh}}$$

- Prima de referencia más mercado:

$$P_{Final} = P_{Mercado.Diario} + Prima + Comp_{Reactiva}$$

$$P_{Final} = 6 \frac{c\text{€}}{kWh} + 28,1894 \frac{c\text{€}}{kWh} + 8,7022 \frac{c\text{€}}{kWh} * 6\% = \mathbf{34,71612 c\text{€/kWh}}$$

De las dos opciones tarifarias en este proyecto se ha optado por la tarifa regulada que tienen unos valores estáticos, no así la prima mas referencia de mercado pues tal y como se puede observar en la formula hay que tener siempre presente el precio diario de la energía lo que complicaría mucho el proyecto teniendo en cuenta que además se quiere hacer un plan de negocio de cara al futuro.



A todo lo mencionado en el párrafo anterior hay que tener en cuenta que existen dos tarifas reguladas por plazo:

b.1.2	primeros 25 años	29,8957	28,1894	38,1751	28,1936
	a partir de entonces	23,9164	22,5515		

Tabla 8. Tarifas grupo termo-solar. Fuente: Real decreto 661 año 2012

En la fórmula de tarifa regulada solo se ha calculado para los 25 primeros años, para los años posteriores el precio es el siguiente:

$$P_{Final} = 23,9164 \frac{c\text{€}}{kWh} + 8,7022 \frac{c\text{€}}{kWh} * 6\% = \mathbf{24,438 c\text{€/kWh}}$$

Una vez conocido el precio de venta de la energía toca calcular cuanta energía se va a poder generar al año. Hay que considerar que la puesta en marcha de la central se hace de manera progresiva durante los 4 primeros años, con una capacidad del 59% para el primer año, de 77% para el segundo, de 86% para el tercero y de 92% para el cuarto respecto a su capacidad total proyectada, hacia el quinto año de funcionamiento la producción ya será del 100% de su capacidad total.

Los motivos de por los que el funcionamiento se hace de manera escalonada son varios:

- Durante los primeros años se hacen muchas pruebas de funcionamiento y mantenimiento de los equipos a fin de superar los posibles fallos de instalación de los equipos, así como posibles defectos de fabricación que obliguen a cambiar algunos heliostatos. Esto limita las horas de funcionamiento.



- Es posible que a lo largo de los primeros años no sea posible poner los equipos al 100% de su capacidad debido a la falta de rodaje o porque aun no se ha completado la formación de todo el personal necesario para la central.
- La imposibilidad de introducir toda la energía que es capaz de generar la planta en la red en un solo año, pues la demanda está cubierta por otras fuentes energéticas y generaría excesiva electricidad, saturando la red. Por ello es necesario que esta introducción se haga de manera gradual y progresiva para adaptar la red y las necesidades. Es posible que la central no solo abastezca de electricidad a la isla de Tenerife sino que también se vean beneficiadas otras islas, esto requiere la construcción de las infraestructuras necesarias.
- Hasta que haya mayores ajustes es posible que existan más pérdidas de calor y de rendimiento en ciclo de vapor que afectaran negativamente a la generación de energía.

Otro dato significativo es que hay que descontar a la energía producida es el consumo propio de la planta que supone entorno al 7% de la energía producida.

Con todo lo comentado y explicado a lo largo de este punto se obtiene la siguiente tabla donde se puede ver el desglose de los ingresos de la planta dependiendo del año, la energía producida al día, los días de funcionamiento al año y la energía total producida:



	INGRESOS en € (Kw/h*€/Kwh)	Energía Producida al dia(Kw/h)	Días de funcionamiento	Total al año
AÑO 1	35438968,37	647.280	180	116510400
AÑO 2	45949304,17	719.355	210	151064550
AÑO 3	65238761,81	857.925	250	214481250
AÑO 4	82449065,42	1.003.935	270	271062450
AÑO 5 HASTA AÑO 25	92142956,17	1.121.972	270	302932426,5
AÑO 25 EN ADELANTE	74030626,39	1.121.972	270	302932426,5

Tabla 9. Tabla ingresos planta termo-solar. Fuente: elaboración propia.

5.3 **COSTE DE LA INVERSIÓN DEL CAMPO SOLAR.**

A lo largo de este apartado se va a analizar la inversión que es necesaria realizar en el campo solar. El desglose de esta inversión es el siguiente:

CAMPO SOLAR	
Helióstatos	88.214.400
Canteo y ajuste de Heliostatos	4.900.800
Cableado y equipamientos	2.437.300
Terreno	29.850.000
Obra Civil	37.555.240
Torre	6.780.602
Receptor	20.306.451
Inst.&Control	5.267.200
TOTAL CAMPO SOLAR	195.311.993

Tabla 10. Inversión campo solar. Fuente: elaboración propia.

A continuación se va a explicar cómo se han calculado cada uno de los diferentes apartados del campo solar.



HELIOSTATOS, CANTEO Y AJUSTE

El modelo de heliostato elegido para el proyecto es del fabricante SENER. El cual tiene una superficie de 120 m², el precio actual en el mercado de los heliostatos se sitúa entre los 160 € - 240 € por m². En el proyecto se ha optado por el precio medio que esta entorno a los 180 € por m². A continuación se muestra la tabla con los cálculos realizados para obtener el coste total.

Calculo Heliostatos					
Area Refectante(m2)	Metros por heliostatos	Numero heliostatos	Precio €/m2	Numero necesario	Coste total (€)
490.000,00	120,00	4.083,33	180,00	4.084,00	88.214.400,00

Tabla 11. Desglose heliostatos. Fuente: elaboración propia.

Respecto al canteo y ajuste de heliostato se ha estimado un coste de 1200 € por heliostato. La suma total tanto de los heliostatos como del canteo y ajuste es de: 93.115.200 €

Canteo y ajuste		
Numero	Precio unitario (€)	Coste total (€)
4.084,00	1.200,00	4.900.800,00

Tabla 12. Desglose canteo y ajuste. Fuente: elaboración propia.



CABLEADOS Y EQUIPAMIENTOS

El dimensionamiento de todos los equipos necesarios así como cableados se han realizado de manera orientativa. En primer lugar y consultados a varios profesionales del sector se hizo una estimación de que para una planta termo-solar de este tamaño serían necesarias aproximadamente 1100 farolas para garantizar luminosidad y la seguridad en las 398 hectáreas que ocupan la central. Para el resto de datos, su estimación es una aproximación simulada de los equipos necesarios para esta central. Para aceptar la coherencia de este dimensionamiento se ha comparado el coste total obtenido con el de otros proyectos concluyendo que es un coste que se ajusta a los márgenes establecidos para cableados y equipamientos. El motivo por el cual se ha hecho de esta manera aproximada es la dificultad que entraña llegar a tanto nivel de detalle, pues para llegar a ese nivel serían necesarios a su vez varios estudios o proyectos sobre el cableado de este tipo de centrales. Para los precios de los diferentes ítems han sido consultadas varias empresas del sector. El coste de este apartado es de 2.437.300€.

Cableado y equipamientos			
Nombre	Cantidad	Precio (€)	Total (€)
Alumbrado (Farola)	1.100,00	2.118,00	2.329.800,00
Transformador (Unidad)	3,00	70.000,00	210.000,00
Cableado (Bobina de 2 metros)	10.000,00	185,00	1.850.000,00
Equipo Climatización (Unidad)	1,00	120.000,00	120.000,00
Cuadros (Unidad)	120,00	134,00	16.080,00
Sistema Ventilación (Unidad)	1,00	184.000,00	184.000,00
Equipos Auxiliares (Unidad)	1,00	100.000,00	100.000,00
Tubos (Unidades de 1 metro)	12.000,00	5,81	69.720,00
Equipos para control (Unidad)	125,00	780,00	97.500,00
Coste Total			2.437.300,00

Tabla 13. Desglose cableado. Fuente: elaboración propia.



TERRENO

Es uno de los ítems con mayor coste, entre otros motivos por el alto coste de las parcelas. El precio de adquisición de la parcela es el resultado de la negociación entre el gobierno canario, los dueños de las parcelas y los promotores del proyecto. El gobierno canario ha colaborado con el proyecto logrando una reducción del precio de compra con el fin de promover el uso de las energías renovables en su comunidad. Esta promoción de las energías renovables aparece mencionada en varios medios de comunicación así como en el BOE canario. El precio finalmente que se ha estimado es de 7,5 euros por metro cuadrado. El desarrollo de un proyecto de tales dimensiones pondría también a la vanguardia tecnológica a las islas canarias. El coste total asciende a 29.850.000 €.

Calculo Terreno			
Hectareas	Terreno en m2	Precio €/m2	Coste total (€)
398,00	3.980.000,00	7,50	29.850.000,00



OBRA CIVIL

Se ha contactado con empresas del sector de la construcción así como con distintos profesionales con el objetivo de orientar y diseñar un plan real de construcción de una central termo-solar de estas características, con cada una de sus fases de construcción, estimando también unos precios orientativos de toda la obra civil del campo solar. A la hora de aplicar los costes de cada una de las fases. El método para aplicar cada uno de los costes se hace por porcentaje de los terrenos totales, se comprende mejor con el siguiente esquema de la superficie total de los terrenos que son 3.981.000:

- Acondicionamiento parcela se aplica en el 80% de la superficie.
- Movimiento de tierras se aplica en el 80% de la superficie.
- Pilotes (anclaje heliostatos) tantos como cantidad total de heliostatos, es decir 4084.
- Cimentaciones, tuberías y válvulas se aplica en el 50% de la superficie.
- Canalizaciones eléctricas se aplica en el 50% de la superficie.
- Red de pluviales se aplica en el 60% de la superficie.
- Red de tierras se aplica en el 50% de la superficie.
- Viales se aplica en el 50% de la superficie.
- Cerramiento se aplica en el 50% de la superficie

Junto con la construcción del edificio de control y oficina así como la nave de tratamiento de agua el coste de la obra civil es de 37.555.240 €



Obra Civil Campo Solar			
Nombre	Cantidad	Precio (m2)	Total
Acondicionamiento parcela (m2)	3.184.000,00	0,03	95.520,00
Movimiento de tierras (m2)	3.184.000,00	6,80	21.651.200,00
Pilotes (anclaje heliostatos) (Unidad)	4.084,00	1.200,00	4.900.800,00
Cimentaciones, tuberías y válvulas (m2)	1.990.000,00	0,68	1.353.200,00
Canalizaciones eléctricas (m2)	1.990.000,00	1,16	2.308.400,00
Red de pluviales (m2)	2.388.000,00	1,29	3.080.520,00
Red de tierras (m2)	1.990.000,00	0,42	835.800,00
Viales (m2)	1.990.000,00	0,87	1.731.300,00
Cerramiento (m2)	1.990.000,00	0,15	298.500,00
Edificio de control y oficina (Unidad)	1,00	800.000,00	800.000,00
Nave de tratamiento de agua (Unidad)	1,00	500.000,00	500.000,00
Coste Total			37.555.240,00

Tabla 14. Desglose obra civil. Fuente: elaboración propia.



TORRE

El coste esta sacado de un estudio publicado en la bibliografía. Este estudio refleja una fórmula matemática para calcular el coste de la torre:

$$CTOW = CT1 * \left(\frac{HTOW}{H_1}\right)^\alpha$$

CTOW= Coste de la torre

CT1= Coste de una torre de referencia =4,51*10⁶ €

HTOW= Altura de la torre

H1= Altura de la torre de referencia = 130

α = Coeficiente exponencial= 1,5

En el caso de este proyecto la torre alcanza una altura de 141 metros por lo que el precio obtenido a través de esta fórmula es de 5.094.366,46 €. Sin embargo este coste se ve incrementado por dos motivos, el primero de ellos porque este estudio es del año 2007 por lo que desde entonces ha habido un incremento de los precios y por otro un sobrecoste por la construcción en las islas canarias (para poder llevar a los equipos de ingenieros, materiales, maquinaria). Con la suma de todos estos sobrecostes el precio tal alcanzado es de: 6.780.601 €

Torre	Incremento en un año (inflación)	Por 7 años	Coste sin extras por localización	Coste con localización
5.094.366,46	152.830,99	1.069.816,96	6.164.183,42	6.780.601,76

Tabla 15. Desglose cálculo torre. Fuente: elaboración propia.



RECEPTOR

El coste esta sacado de un estudio publicado en la hoja de referencia. El motivo del porque se ha recurrido también al mismo estudio de la torre es porque aunque actualmente existen bastantes fabricantes de receptores, no existen modelos comerciales sino que se fabrican según las especificaciones de la central. Es decir cada central tiene un receptor instalado fabricado específicamente para esa central, por lo que no hay una tarifa de precios. Este estudio refleja una fórmula matemática para calcular el coste del receptor:

$$CREC = CR1 * \left(\frac{AREC}{A_1}\right)^\gamma$$

CREC= Coste de la torre

CR1= Coste del receptor de referencia =7,33*10⁶ €

AREC= Área del receptor

A1= Altura de la torre de referencia = 240 m²

γ = Coeficiente exponencial= 0,8

La justificación es la misma que en el caso de la torre, de manera que en este proyecto el receptor tiene un área reflectante de 600 m² por lo que el precio obtenido a través de esta fórmula es de 15.256.537,53 €. Sin embargo este coste se ve incrementado por dos motivos, el primero de ellos porque este estudio es del año 2007 por lo que desde entonces ha habido un incremento de los precios y por otro un sobrecoste por la construcción en las islas canarias (para poder llevar a los equipos de ingenieros, materiales, maquinaria). Con la suma de todos estos sobrecostes el precio tal alcanzado es de: 20.306.451,45 €.

Receptor	Incremento en un año (inflación)	Por 7 años	Coste sin extras por localización	Coste con localización
15.256.537,53	457.696,13	3.203.872,88	18.460.410,41	20.306.451,45

Tabla 16. Desglose Cálculo torre. Fuente: elaboración propia.



INSTRUMENTALIZACIÓN & CONTROL

Para obtener el coste de este apartado se ha contactado con empresas especializadas en instrumentalización para este tipo de centrales. Se compone de dos ítems diferenciados, por un lado el controlador local, los cuales son unidades que van colocadas en cada uno de los heliostatos instalados en la central. Estos controladores son los encargados de informar al sistema de instrumentalización sobre todo los movimientos realizados por los heliostatos para ajustarse a la posición del Sol, también son los encargados de gestionar y dar las órdenes de funcionamiento provenientes del sistema al motor del heliostato de manera que se ajusten correctamente, en otras palabras, como su propio nombre indica, se encargan de controlar todos los movimientos del heliostato. Respecto al segundo ítem sobre la instrumentación total, es un dato meramente orientativo pues a ciencia cierta es complicado estimar el coste total de este apartado ya que se incluye el coste de instalar una serie de programas informáticos de control, junto con los equipos necesarios (ordenadores, simuladores y otra serie de aparatos de control). Por lo tanto se contactó con una empresa especializada de cara a obtener un precio orientativo de lo que puede costar este tipo de soluciones. El cálculo aproximado de este coste supone 5.267.200 €

Instrumentalización				
Nombre	Cantidad	Precio	Total	
Controlador local (Unidad)		4.084,00	800,00	3.267.200,00
Instrumentacion total (Unidad)		1,00	2.000.000,00	2.000.000,00
Coste Total				5.267.200,00

Tabla 17. Desglose instrumentalización. Fuente: elaboración propia.



5.4 *COSTE DE LA INVERSIÓN DEL ALMACENAMIENTO DE SALES*

A lo largo de este apartado se va analizar la inversión que es necesaria realizar en el almacenamiento de sales. El desglose de esta inversión es el siguiente:

SISTEMA DE SALES	
Depositos	10.309.604
Equipos ciclo vapor	5.728.450
Generador de vapor	4.674.490
Compuesto sodico	27.105.766
TOTAL ALMACENAMIENTO	47.818.310

Tabla 18. Inversión sistema de sales. Fuente: elaboración propia.



DEPÓSITOS

Son dos los depósitos de la central (un tanque caliente y otro frio) Están dimensionados para una capacidad de almacenamiento de hasta 15 horas suponiendo un volumen aproximado de 11.000 m³, siendo el tanque caliente ligeramente más grande que el frio. Esto ha sido explicado a mayor nivel de detalle en el capítulo 4 de la memoria. La capacidad de almacenamiento sirve posteriormente también para dimensionar los kilogramos necesarios de sales para la central termo-solar, pues a mayor capacidad de almacenamiento es necesario un mayor volumen lo que supone una mayor cantidad de sales necesarias. Dentro del precio de construcción de los depósitos está incluido también el coste del aislamiento y la instrumentalización. Como dato significativo el coste de los depósitos se ha visto reducidos los últimos años entre otro motivo por la mejora en los sistemas de aislamiento y en la proliferación de más fabricantes aumentando la competencia. El coste de este apartado es de 10.309.604,10 €

Depositos			
Nombre	Cantidad	Precio (€)	Total (€)
Tanque Caliente (m3)	12.205,18	370,00	4.515.916,60
Tanque Frio (m3)	10.793,75	370,00	3.993.687,50
Bombas sales (Unidad)	2,00	900.000,00	1.800.000,00
Coste Total			10.309.604,10

Tabla 19. Desglose coste Depósitos. Fuente: elaboración propia.



GENERADOR DE VAPOR

Este apartado se subdivide a su vez en otros tres ítems. El ítem con mayor relevancia en este apartado es el intercambiador que es en definitiva el encargado de generar el vapor al intercambiar el calor proveniente de las sales con el agua que es el fluido de trabajo del ciclo Rankine. El precio está estimado teniendo en cuenta el modelo del intercambiador, consultando a varios fabricantes, así como el coste de este ítem para otros proyectos de plantas termo-solares que usan también sales fundidas como fluido de trabajo y tienen de una misma potencia instalada, estimando un precio medio situado en 4.000.000. Los otros ítems son las válvulas y tuberías, como es lógico su dimensionamiento es de manera aproximada cumpliendo con unos márgenes lógicos, pues calcular exactamente las tuberías y válvulas necesarias de una planta de este tamaño suponen unos estudios externos al proyecto por la dificultad y la complejidad de este sistema de tuberías y valvulería, por lo que no se van a tratar en este proyecto y se da por válido este dimensionado. Tras consultar los precios de varios proveedores este apartado supone un coste de: 4.674.490 €

Generador de vapor			
Nombre	Cantidad	Precio	Total
Intercambiador (Unidad)	1,00	4.000.000,00	4.000.000,00
Tuberías (Unidades de 1 metro)	7.000,00	94,00	658.000,00
Válvulas (Unidad)	34,00	485,00	16.490,00
Coste Total			4.674.490,00

Tabla 20. Desglose generador de vapor. Fuente: elaboración propia.



EQUIPOS CICLO VAPOR

De la misma manera de cómo ocurre con el generador de vapor este apartado está formado a su vez por varios ítems, los más significativos son los dos precalentadores y el desgasificador. El cálculo del precio de ambos ítems ha sido complejo, pues tras consultar varias fuentes, por norma general la fabricación de estos equipos se suele hacer de manera personalizada acorde a la potencia instalada de la central acordando un coste por MW instalado, de ese modo se han estimado el precio. Junto a estos ítems también hay bombas de alimentación, tuberías y válvulas cuyo dimensionamiento también se ha hecho de una manera orientativa. El coste de este apartado es de: 5.728.450 €

Equipos ciclo vapor			
Nombre	Cantidad	Precio	Total
Bombas alimentación (Unidad)	30,00	90.000,00	2.700.000,00
desgasificador (Unidad)	1,00	522.000,00	522.000,00
precalentadores (Unidad)	3,00	77.000,00	231.000,00
Tuberías (Unidades de 1 metro)	4.800,00	94,00	451.200,00
Bombas (Unidad)	20,00	90.000,00	1.800.000,00
valvulas (Unidad)	50,00	485,00	24.250,00
Coste Total			5.728.450,00

Tabla 21. Desglose equipos ciclo vapor. Fuente: elaboración propia.



COMPUESTO SÓDICO

Para dimensionar la cantidad en kg necesaria de sales se han tenido en cuenta dos aspectos, por un lado la capacidad de almacenamiento de los depósitos de sales y la densidad de las sales empleadas. En capítulo 4 de la memoria se hizo el dimensionamiento tanto del almacenamiento como de las sales necesarias, obteniendo como resultado que son necesarias 18.280.851 kg más 5.000.000 de kg de reserva. Por consiguiente se obtiene que son necesarios 23.280.851 kg que suponen un coste de 20.952.766 €. Junto a este coste hay que sumar los diferentes sistemas auxiliares, tuberías. Alcanzando un coste para este apartado de 27.105.766 €

Compuesto Sódico			
Nombre	Cantidad	Precio	Total
Bombas de sales(Unidad)	14,00	400.000,00	5.600.000,00
Tuberías (unidad de 1 metro)	2.800,00	135,00	378.000,00
Sistema de expansión (Unidad)	1,00	175.000,00	175.000,00
Sales (kg)	23.280.851,19	0,90	20.952.766,07
Coste Total			27.105.766,07

Tabla 22. Desglose compuesto Sódico. Fuente: elaboración propia.



5.5 *COSTE DE LA INVERSIÓN DE LA ISLA DE POTENCIA*

A lo largo de este apartado se va analizar la inversión que es necesaria realizar en la isla de potencia de la central. El desglose de esta inversión es el siguiente:

ISLA DE POTENCIA	
Equipos mecanicos	31.147.825
Equipos electricos	7.896.410
Montaje	3.904.424
Obra Civil	4.600.000
TOTAL ISLA POTENCIA	47.548.659

Tabla 23. Inversión isla de potencia. . Fuente: elaboración propia.



EQUIPOS MECÁNICOS

Forman parte de este apartado todos los ítems necesarios para el funcionamiento mecánico del ciclo Rankine, es decir la turbina, generador eléctrico, condensador, el sistema de refrigeración. A estos ítems hay que sumar el coste de las válvulas, bombas y tuberías que se han dimensionado de la misma manera que en apartados anteriores. Con otras palabras, de manera aproximada pero cuyo coste es concordante con otros proyectos de características y dimensiones parecidas. Los modelos de turbina, generador, condensador y sistemas de refrigeración son modelos comerciales de diferentes proveedores cuyos precios han sido consultados, el conjunto de este apartado asciende a un total de 31.147.825 €.

Equipos Mecánicos			
Nombre	Cantidad	Precio	Total
Grupo Turbo-generador:			
Turbina SST-800 (Unidad)	1,00	15.000.000,00	15.000.000,00
Generador (Unidad)	1,00	7.000.000,00	7.000.000,00
Condensador (Unidad)	1,00	4.000.000,00	4.000.000,00
Sistema de refrigeración			
Torres de refrigeración (Unidad)	1,00	2.500.000,00	2.500.000,00
Bombas (Unidad)	25,00	90.000,00	2.250.000,00
Tuberías (Unidades de 1 metro)	4.000,00	94,00	376.000,00
Valvulas (Unidad)	45,00	485,00	21.825,00
Coste Total			31.147.825,00

Tabla 24. Desglose equipos mecánicos. Fuente: elaboración propia.



EQUIPOS ELÉCTRICOS

En este apartado están contenidos todo el equipamiento eléctrico y electrónico del ciclo Rankine, entre otros los sistemas de control, cableados y sistemas auxiliares. El problema que se ha presentado a la hora de dimensionar este coste es el mismo que en el cableado y equipamiento del campo solar, y nos es otro que la dificultad de calcular los equipos necesarios para este proyecto lo cual es imposible abordarlo en un solo proyecto. La solución a este problema ha consistido en hacer una estimación aproximada del coste de este apartado teniendo en cuenta otros estudios o proyectos y consultando algunos costes de modelos comerciales como es el caso de los transformadores, los tubos, el cableado o la instrumentación. Respecto a los dos sistemas, tanto auxiliares como esenciales de funcionamiento su fabricación o desarrollo es personalizada según el proyecto por lo que los costes de estos dos ítems tienen un precio por MW instalado, es decir dependiendo de la potencia de la planta su coste es mayor o menos. Esa es la manera en cómo se ha estimado estos costes. El coste de los equipamientos eléctricos se sitúa en torno a los 7.896.410 €.

Equipos Electricos			
Nombre	Cantidad	Precio	Total
Transformadores (Unidad)	4,00	70.000,00	280.000,00
S. esenciales funcionamiento (Unid)	1,00	1.480.000,00	1.480.000,00
S. Auxiliares (Unidad)	1,00	1.100.000,00	1.100.000,00
Cableado (Bobina de 2 metros)	8.500,00	185,00	1.572.500,00
Equipos de refrigeración (Unidad)	5,00	80.000,00	400.000,00
Instrumentación (Unidad)	1,00	3.000.000,00	3.000.000,00
Tubos (Unidades de 1 metro)	11.000,00	5,81	63.910,00
Coste Total			7.896.410,00

Tabla 25. Desglose equipos eléctricos. Fuente: elaboración propia.



OBRA CIVIL

La obra civil de la isla de potencia engloba la urbanización bloque de potencia, la construcción de la nave del bloque de potencia y las bancadas principales, todo esto suma un total de 4.600.000 €. Para estimar el coste de esta obra civil se consulto a diferentes profesionales del sector, los cuales dieron un coste orientativo para este tipo de construcciones.

Obra Civil				
Nombre	Cantidad	Precio	Total	
Urbanización bloque de potencia	1,00	800.000,00	800.000,00	800.000,00
Nave del bloque de potencia (Unidad)	1,00	2.000.000,00	2.000.000,00	2.000.000,00
Bancadas Principales (Unidad)	2,00	900.000,00	1.800.000,00	1.800.000,00
Coste Total				4.600.000,00

Tabla 26. Desglose obra civil isla de potencia. Fuente: elaboración propia.



5.6

ESTUDIO ECONÓMICO-FINANCIERO

Este punto va a constar de varias partes, por un lado se van a explicar varios conceptos previos para comprender mejor como valorar los resultados de un estudio económico financiero. Por otro lado se van a explicar y analizar una serie de costes extras que no forman parte directamente de la inversión de la central, pero si repercuten el estudio económico financiero. Un tercer punto que analiza las fases de construcción de la central así como el personal necesario para su construcción y mantenimiento. Para finalizar se publican los resultados esperados incluyendo una serie de conclusiones de manera que se analice la viabilidad del proyecto.

6.6.1 CONCEPTOS FINANCIEROS

Este apartado tiene el objetivo de explicar cómo se han calculado varios conceptos financieros que se han aplicado en el estudio financiero.

AMORTIZACIÓN

Por amortización se entiende la depreciación anual efectiva sufrida por el inmovilizado material e inmaterial debido a su aplicación al proceso productivo.

Es importante mencionar que para este tipo de proyectos existen dos períodos temporales que se deben de tener muy en cuenta, son la vida útil y el período de amortización. Estos periodos son especialmente significativos a la hora de realizar el estudio económico.



Respecto a la vida útil, como concepto se refiere al tiempo estimado de funcionamiento de la planta. Para este proyecto se ha estimado una vida de 30 años, realizando para este periodo el estudio económico. No obstante como ocurren en muchas instalaciones de este tipo, la vida suele ampliarse 10 años más a fin de rentabilizar la alta inversión necesaria.

En referencia a las amortizaciones del proyecto, solo se han aplicado dos tipos de amortización, a continuación se va a explicar cuáles son los ítems afectados y el método de cálculo utilizado

- La primera amortización es para los equipos de la central: del campo solar se incluyen los heliostatos y el receptor, del sistema de sales fundidas son amortizados los equipos ciclo vapor y el generador de vapor, y del último grupo perteneciente a la isla de potencia, los equipos mecánicos y eléctricos.
- La segunda amortización se aplica en edificaciones de la central: en este caso del campo solar se incluyen la obra civil y la torre, del sistema de sales fundidas tan solo los depósitos, y del último grupo perteneciente a la isla de potencia, la obra civil.

En la siguiente tabla se puede observar el porcentaje correspondiente a cada amortización y los años que dura esta. La columna más a la derecha corresponde a la cantidad de euros a pagar. Como se ha estimado que la vida de la central es de 30 años hasta los 18 años la cuantía es el resultado total de 22.313.206,81 €, pagando a partir de entonces la cuantía correspondiente solo a las edificaciones, es decir 1.777.363,38 €.



		coste al año:	
Maximo 18	Equipos Total para amortizar 13%	157.968.026	20.535.843,44
Maximo 68	Edificaciones para amortizar 3%	59.245.446	1.777.363,38
Total			22.313.206,81

Tabla 27. Amortizaciones. Fuente: elaboración propia.

VALOR ACTUAL NETO (VAN)

Se llama Valor Actual Neto, de una cantidad “S” a percibir al cabo de “n” años, con una tasa de interés “i”, a la cantidad que, si se dispusiera de ella hoy, generaría al cabo de “n” años la cantidad “S”. La fórmula matemática para calcular el VAN es la siguiente:

$$VAN = S/(1 + i)^n$$

En el caso de proyecto y como es normal en este tipo de proyecto lo que se hace es contar un primer desembolso para el total de la inversión y, en períodos posteriores tener unos flujos de caja (ingresos-gastos) que en general son variables. De manera que la formula anteriormente presentada queda de la siguiente manera:

$$VAN = FC_0 + FC_1/(1 + i) + FC_2/(1 + i)^2 + \dots + FC_n/(1 + i)^n$$

Donde FC_0 es la inversión total inicial, y FC_n es el flujo de caja del período k, i es la tasa de descuento, y n es el número de períodos (años) de la vida útil del proyecto.



TASA INTERNA DE RETORNO (TIR)

La Tasa Interna de Retorno es el valor de la tasa de interés que hace nulo el valor actual neto. Se expresa matemáticamente de la siguiente manera:

$$0 = FC_0 + \sum_{k=1}^n FC_k / (1 + TIR)^k$$

Para este tipo de interés el proyecto no genera ningún remanente, es decir, los ingresos sirven únicamente para costear las inversiones.

La interpretación que se puede hacer de la Tasa Interna de Retorno es como si fuera la tasa de interés compuesto que el proyecto de inversión es capaz de proporcionar, buscando de esa manera que fuera mayor a la tasa de descuento, lo que significaría que la inversión será en general viable. Entre dos proyectos comparables, siempre será más rentable el que tenga una TIR superior, ya que ésta expresa la rentabilidad porcentual que se obtiene del capital invertido. La tasa de descuento aplicada para este proyecto es del 9%. Por lo tanto el valor de la TIR deberá de ser superior a este dato, esto se analizara posteriormente.



6.6.2 COSTES EXTRAS

Dentro de estos costes se puede realizar una subdivisión, por un lado aquellos que forman parte de la inversión inicial y por otro lado aquellos que suponen un gasto anual.

INVERSIÓN INICIAL

Los costes que forman parte de la inversión inicial y que no han sido contabilizados anteriormente son las licencias y el personal necesario para la construcción de la central tal y como se puede apreciar en la tabla que viene a continuación. El análisis del personal necesario para la construcción se analiza a mayor nivel de detalle en siguiente punto 6.6.3

GASTOS EXTRAS	
Licencia	28.000.000
Personal construccion año 1	9.773.400
Personal construccion año 2	14408100
Personal construccion año 3	3.260.600
Total gastos extras	55.442.100

Tabla 28. Inversión en € de gastos extras. . Fuente: elaboración propia.



- Licencia. Este apartado supone el coste de todas las licencias necesarias para este tipo de proyectos. Para saber el coste de este apartado se han contactado con diferentes profesionales del sector así como distintas fuentes, como proyectos de este tipo de central. Dentro de este apartado se encuentran las siguientes licencias: Autorización administrativa ayuntamiento, declaración de impacto ambiental, apostillado proyecto, Arqueológica, Vías pecuarias, la licencia de obras y la de explotación. A todas estas licencias hay que sumar también el coste de las tramitaciones, los diferentes estudios para este tipo de proyectos así como la ingeniería necesaria. El coste para este apartado es de 28.000.000 €

GASTO ANUAL

Forman parte del gasto anual de la planta el personal necesario para su mantenimiento, así como los seguros y cánones. A lo que hay que añadir un último gasto en concepto de reparaciones y conservación. Todos estos gastos vienen explicados a continuación a excepción del personal de mantenimiento que se ve con mayor nivel de detalle en el punto 6.6.3.

- Seguros. Los seguros como en la mayoría de los proyectos de esta índole suponen un 10% aproximadamente de la inversión necesaria, es decir costaría en torno a los 3.500.000 €, en el caso de este proyecto se paga un mayor coste por los seguros por varios condicionantes:
 - Los riesgos del proyecto de construcción en las canarias.
 - Los tiempos de crisis.
 - Poder introducir en el mercado toda la energía eléctrica que es capaz de generar la planta.

Finalmente el precio de los seguros asciende a los 5.200.000 €



- Cánones. Los cánones como cualquier proyecto de construcción de una planta energética suelen suponer un coste de entre 1.000.000 y 3.000.000 dependiendo del lugar y la extensión utilizada. Ese coste es un conjunto de impuestos y cánones donde están incluidos: el canon urbanístico y el Impuesto de Construcciones, Instalaciones y Obras (ICIO). Estos ingresos económicos pueden llegar a ser percibirlos por los ayuntamientos locales antes de que las centrales empiecen a construirse. Otro canon importante es el correspondiente al pago del impuesto de bienes inmuebles de características especiales (BICE). Estas y otras tasas municipales como el Impuesto de Actividades Económicas seguirán generando importantes cantidades de dinero por lo menos, en los próximos 30 años a localidades que alberguen una planta termo-solar. En el caso de este proyecto el coste es de 1.800.000 €
- Reparaciones y conservación. Dentro de este gasto se costean todas las actividades relacionadas con la conservación y las posibles reparaciones de los equipos de la central. Para este tipo de plantas el coste anual se sitúa entre 3.500.000 € y los 4.000.000 €, fijando para el plan de negocio un gasto de 3.880.000 € con un incremento del 4% anual por inflación.



6.6.3 FASES DE CONSTRUCCIÓN Y PERSONAL

Tras consultar varios proyectos y estudios para este tipo de instalaciones, se ha estimado en tres años la duración de la construcción de una planta termo-solar de estas dimensiones. El personal necesario para la construcción de la planta viene desglosado en la siguiente tabla:

Empleados durante su construcción			
Tipo	Año -3		
	Numero	Salario al año(€)	Coste total al año(€)
Obreros	242,00	17.500,00	4.235.000,00
Técnicos	98,00	30.800,00	3.018.400,00
Ingenieros	40,00	63.000,00	2.520.000,00
Total	380,00		9.773.400,00
Tipo	Año -2		
	Numero	Salario al año(€)	Coste total al año(€)
Obreros	215,00	17.500,00	3.762.500,00
Técnicos	227,00	30.800,00	6.991.600,00
Ingenieros	58,00	63.000,00	3.654.000,00
Total	500,00		14.408.100,00
Tipo	Año -1		
	Numero	Salario al año(€)	Coste total al año(€)
Obreros	30,00	17.500,00	525.000,00
Técnicos	52,00	30.800,00	1.601.600,00
Ingenieros	18,00	63.000,00	1.134.000,00
Total	100,00		3.260.600,00

Tabla 29. Personal durante la construcción. Fuente: elaboración propia.

Durante el primer año de construcción (-3) se realizan la mayoría de las actividades relacionadas con la obra civil, es decir, en primer lugar se lleva a cabo el movimiento de tierras para preparar los terrenos para la posterior construcción de las infraestructuras necesarias. Estas infraestructuras son las carreteras, conductos o tuberías, y las edificaciones necesarias, donde por supuesto se incluye la construcción de la torre y se instalan los helióstatos. Por ese motivo la mayoría de los empleados para ese año serán obreros de la construcción, también serán necesarios casi 100 técnicos para la instalación de los heliostatos y un grupo de ingenieros de 40 personas.



El año siguiente (-2) es cuando más empleados están inmersos en la construcción de la central ya que durante este año se completara la instalación del campo solar con el correcto canteo y ajuste de los heliostatos así como la instalación de todo el equipamiento y cableado necesario. Por otro lado también se construye los tanques para el almacenamiento de sales así como la instalación de los calentadores y el intercambiador de calor. Para finalizar durante este año se instala el receptor en lo alto de la torre.

La construcción de la central tiene una duración de tres años. En el último año (-1) se lleva a cabo el montaje de toda la isla de potencia tanto los equipos eléctricos como los mecánicos, con la complejidad que ello supone. Destacar que es el año con menor número de empleados contratado.

Empleados durante el funcionamiento			
Tipo	Numero	Salario al año (€)	Coste total (€)
Operarios	34,00	19.600,00	666.400
Técnicos	32,00	29.400,00	940.800
Ingenieros	14,00	53.200,00	744.800
Total	80,00		2.352.000

Tabla 30. Empleados para el correcto funcionamiento. Fuente: elaboración propia.

Una vez ya puesta en marcha la central el equipo de trabajo estará formado por 80 empleados, divididos en ingenieros, técnicos y operarios. Este equipo se encargara del correcto funcionamiento de la central así como de las tareas de mantenimiento. Es importante mencionar que la producción energética también se podrá realizar en horario nocturno gracias a los tanques de almacenamiento por lo que se realizaran 3 turnos de trabajo, necesario por ese motivo una mayor cantidad de personal que otras centrales termo-solares que carecen de almacenamiento.



Por otro lado para el correcto funcionamiento de las centrales termo-solares es necesario un equipo de trabajo que es prácticamente el mismo independientemente de la cantidad de energía producida, es decir del tamaño de la central. Esto es debido entre otros motivos a que toda la gestión del funcionamiento se realiza desde una sala de control de manera centralizada e informatizada. Por lo que un equipo de 30 personas pueden controlar tanto una central con 300 heliostatos que con 3000. La complejidad solo aumenta en la tareas de mantenimiento que son llevadas a cabo por los operarios, en estos casos sí que es necesario una cantidad superior de personal pues deben de recorrer una mayor cantidad de terreno donde además hay un mayor número de heliostatos. La conclusión de lo explicado anteriormente es que a medida que las planta van teniendo un mayor tamaño van obteniendo una mayor eficiencia pues el número de personal no aumenta de manera proporcional al tamaño de la planta, sino que es un aumento menos significativo.



6.6.4 CONCLUSIONES Y ANÁLISIS DE RESULTADOS

A modo de resumen y con todo lo explicado anteriormente la inversión total de la planta queda en la simplificada de la siguiente forma:

RESUMEN		€
INVERSIÓN TOTAL CAMPO SOLAR		195.311.993
INVERSIÓN TOTAL SISTEMA DE SALES		47.818.310
INVERSIÓN TOTAL ISLA DE POTENCIA		47.548.659
INVERSIÓN TOTAL GASTOS EXTRAS		55.442.100
INVERSION TOTAL INSTALACIÓN		346.121.062

Tabla 31. Resumen de inversión. Fuente: elaboración propia.

Para comprender mejor el peso de cada apartado respecto de la inversión total se ha desarrollado el siguiente gráfico:

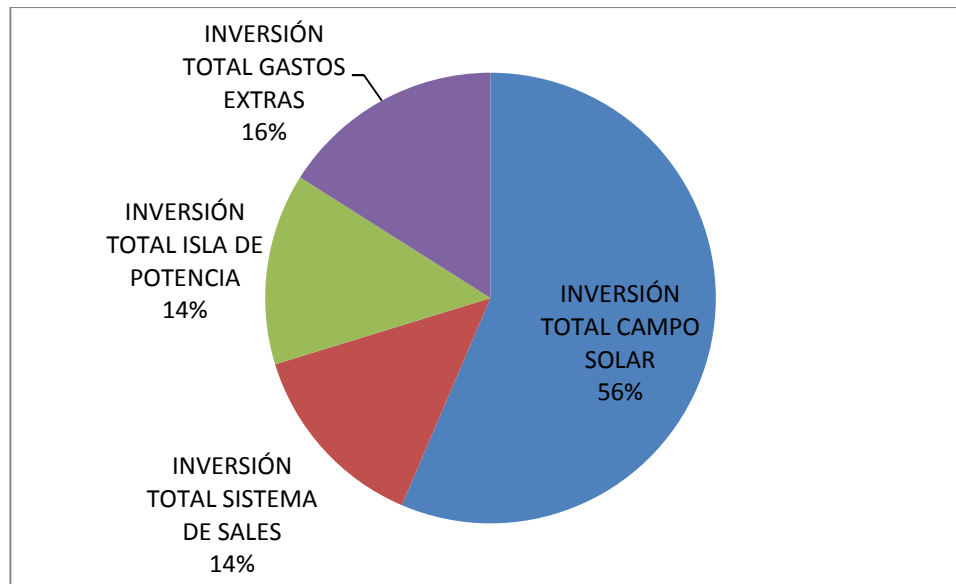


Ilustración 56. Desglose inversión campo solar. Fuente: elaboración propia.



De cara a la financiación del proyecto se han estimado tres posibles escenarios. En primer lugar que el 10% de la inversión total sean fondos propios, un segundo escenario plantea que esta inversión propia ascienda al 20% y un tercero del 30% de financiación propia. En las siguientes tablas se calcula el préstamo de cada uno de los escenarios

Fondos propios=> son un 10% de la inversion total		34.612.106,19		
Calculo del prestamo:				
Deuda	Tanto por ciento	Numero	tiempo	Anualidad
311.508.956	9,5	1	20	-35.349.006,84 €

Tabla 32. Cálculo préstamo10%. Fuente: elaboración propia.

Fondos propios=> son un 20% de la inversion total		69.224.212,37		
Calculo del prestamo:				
Deuda	Tanto por ciento	Numero	tiempo	Anualidad
276.896.849	9,5	1	20	-31.421.339,41 €

Tabla 33. Cálculo préstamo20%. Fuente: elaboración propia.

Fondos propios=> son un 30% de la inversion total		103.836.318,56		
Calculo del prestamo:				
Deuda	Tanto por ciento	Numero	tiempo	Anualidad
242.284.743	9,5	1	20	-27.493.671,98 €

Tabla 34. Cálculo préstamo30%. Fuente: elaboración propia.

Finalmente en este proyecto se va optar por el primer escenario, es decir un 10% de inversión propia. Lo que supone unos 34.612.106,19 €, mientras que se solicitaría un préstamo de 311.508.956 €, cuyas condiciones son una cuota anual, durante 20 años con un interés del 9%. El motivo de esta elección es la imposibilidad de los otros dos, pues se está hablando de pagar una inversión inicial situada en aproximadamente en 70 y 103 millones respectivamente tal y como se ha podido comprobar en las tablas anteriores. Esas cantidades actualmente son muy altas para afrontar por una empresa privada, ya de por si los 35 millones del 10% es una cantidad bastante elevada pero más realista. Por ese motivo y cuando es necesaria tanta inversión las empresas acuden a fondos privados o bancos para financiar el restante de la inversión que son los que realmente si tienen esa capacidad económica.



A continuación se muestra un detallado análisis económico de la planta termo-solar, en el cual es posible observar cuando se comienza a generar beneficios. Otros de los datos significativos que también muestra este análisis son los dos indicadores económicos que han sido explicados anteriormente, es decir el como el VAN y la TIR, que proporcionan información acerca de cómo de rentable será la planta.

A continuación se detalla el estudio financiero año por año cuyo periodo de tiempo abarca la construcción de la central (años -3,-2,-1) hasta el final de su vida útil (año 30) desde su puesta en marcha los años son contabilizados en positivo.



AÑO	-3	-2	-1	1	2	3	4	5	6	7	8
INGRESOS (venta de energía)											
Total ingresos				35.438.968	45.949.304	65.238.762	82.449.065	92.142.956	92.142.956	92.142.956	92.142.956
GASTOS											
Sueldos y salarios personal	9.773.400	14.408.100	3.260.600	2.352.000	2.446.080	2.543.923	2.645.680	2.751.507	2.861.568	2.976.030	3.095.072
Reparaciones y conservación				3.880.000	4.035.200	4.196.608	4.364.472	4.539.051	4.720.613	4.909.438	5.105.815
Equipos y sistemas	88.214.400	70.420.458	42.948.659								
Terrenos	29.850.000										
Permisos y licencias	28.000.000										
Seguros				5.200.000	5.200.000	5.200.000	5.200.000	5.200.000	5.200.000	5.200.000	5.200.000
Canones				1.800.000	1.800.000	1.800.000	1.800.000	1.800.000	1.800.000	1.800.000	1.800.000
Obra Civil	44.335.842	14.909.604									
E. B. I. T. D. A.											
Amortizaciones				22.313.207	22.313.207	22.313.207	22.313.207	22.313.207	22.313.207	22.313.207	22.313.207
Financiero				35.349.006	35.349.006	35.349.006	35.349.006	35.349.006	35.349.006	35.349.006	35.349.006
Total Gastos	200.173.642	99.738.162	46.209.259	70.894.213	71.143.493	71.402.744	71.672.365	71.952.771	72.244.394	72.547.681	72.863.100
BAI (I-G)				-35.455.244	-25.194.189	-6.163.982	10.776.700	20.190.185	19.898.562	19.595.275	19.279.857
IMPUESTOS							3233010,05	6057055,44	5969568,74	5878582,57	5783956,95
B.D.I.				-35.455.244	-25.194.189	-6.163.982	7.543.690	14.133.129	13.928.994	13.716.693	13.495.900
BENEFICIO ACUMULADO			-346.121.062	-35.455.244	-60.649.433	-66.813.415	-59.269.725	-45.136.596	-31.207.602	-17.490.909	-3.995.010
V.A.N	91.271.036,10 €										
T.I.R.	10%										

Tabla 35. Estudio-económico financiero 1/3. Fuente: elaboración propia.



UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)
INGENIERO EN ORGANIZACIÓN INDUSTRIAL

Planta Termo-solar

AÑO	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
INGRESOS (venta de energía)											
Total ingresos	92.142.956	92.142.956	92.142.956	92.142.956	92.142.956	92.142.956	92.142.956	92.142.956	92.142.956	92.142.956	92.142.956
GASTOS											
Sueldos y salarios personal	3.218.874	3.347.629	3.481.535	3.620.796	3.765.628	3.916.253	4.072.903	4.235.819	4.405.252	4.581.462	4.764.720
Reparaciones y conservación	5.310.048	5.522.450	5.743.348	5.973.082	6.212.005	6.460.485	6.718.905	6.987.661	7.267.167	7.557.854	7.860.168
Equipos y sistemas											
Terrenos											
Permisos y licencias											
Seguros	5.200.000	5.200.000	5.200.000	5.200.000	5.200.000	5.200.000	5.200.000	5.200.000	5.200.000	5.200.000	5.200.000
Canones	1.800.000	1.800.000	1.800.000	1.800.000	1.800.000	1.800.000	1.800.000	1.800.000	1.800.000	1.800.000	1.800.000
Obra Civil											
E. B. I. T. D. A.											
Amortizaciones	22.313.207	22.313.207	22.313.207	22.313.207	22.313.207	22.313.207	22.313.207	22.313.207	22.313.207	22.313.207	1.777.363
Financiero	35.349.006	35.349.006	35.349.006	35.349.006	35.349.006	35.349.006	35.349.006	35.349.006	35.349.006	35.349.006	35.349.006
Total Gastos	73.191.135	73.532.292	73.887.095	74.256.090	74.639.846	75.038.951	75.454.020	75.885.693	76.334.632	76.801.529	56.751.258
BAI (I-G)	18.951.821	18.610.664	18.255.861	17.886.866	17.503.111	17.104.005	16.688.936	16.257.263	15.808.324	15.341.427	35.391.698
IMPUESTOS	5685546,31	5583199,24	5476758,29	5366059,7	5250933,17	5131201,58	5006680,72	4877179,03	4742497,27	4602428,24	10617509,5
B.D.I.	13.266.275	13.027.465	12.779.103	12.520.806	12.252.177	11.972.804	11.682.255	11.380.084	11.065.827	10.738.999	24.774.189
BENEFICIO ACUMULADO	9.271.265	22.298.730	35.077.832	47.598.638	59.850.816	71.823.619	83.505.874	94.885.959	105.951.786	116.690.785	141.464.974

Tabla 36. Estudio-económico financiero2/3. Fuente: elaboración propia.



UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS
ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIERÍA (ICAI)
INGENIERO EN ORGANIZACIÓN INDUSTRIAL

Planta Termo-solar

AÑO	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
INGRESOS (venta de energía)											
Total ingresos	92.142.956	92.142.956	92.142.956	92.142.956	92.142.956	92.142.956	74.030.626	74.030.626	74.030.626	74.030.626	74.030.626
GASTOS											
Sueldos y salarios personal	4.955.309	5.153.522	5.359.662	5.574.049	5.797.011	6.028.891	6.270.047	6.520.849	6.781.683	7.052.950	7.335.068
Reparaciones y conservación	8.174.575	8.501.558	8.841.620	9.195.285	9.563.096	9.945.620	10.343.445	10.757.183	11.187.470	11.634.969	12.100.368
Equipos y sistemas											
Terrenos											
Permisos y licencias											
Seguros	5.200.000	5.200.000	5.200.000	5.200.000	5.200.000	5.200.000	5.200.000	5.200.000	5.200.000	5.200.000	5.200.000
Canones	1.800.000	1.800.000	1.800.000	1.800.000	1.800.000	1.800.000	1.800.000	1.800.000	1.800.000	1.800.000	1.800.000
Obra Civil											
E. B. I. T. D. A.											
Amortizaciones	1.777.363	1.777.363	1.777.363	1.777.363	1.777.363	1.777.363	1.777.363	1.777.363	1.777.363	1.777.363	1.777.363
Financiero	35.349.006										
Total Gastos	57.256.253	22.432.443	22.978.646	23.546.697	24.137.471	24.751.875	25.390.855	26.055.395	26.746.516	27.465.282	28.212.799
BAI (I-G)	34.886.703	69.710.513	69.164.310	68.596.259	68.005.486	67.391.081	48.639.771	47.975.231	47.284.110	46.565.344	45.817.827
IMPUESTOS	10466010,8	20913154	20749293,1	20578877,7	20401645,7	20217324,4	14591931,3	14392569,4	14185233	13969603,2	13745348,1
B.D.I.	24.420.692	48.797.359	48.415.017	48.017.381	47.603.840	47.173.757	34.047.840	33.582.662	33.098.877	32.595.741	32.072.479
BENEFICIO ACUMULADO	165.885.666	214.683.025	263.098.042	311.115.423	358.719.263	405.893.020	439.940.860	473.523.522	506.622.399	539.218.140	571.290.619

Tabla 37. Estudio-económico financiero 3/3. Fuente: elaboración propia.



CONCLUSIÓN FINAL

En esta conclusión final se tiene como objetivo dictaminar si la planta diseñada es viable o no. Para ello se han analizado los resultados obtenidos de los dos indicadores económicos VAN y TIR.

En primer lugar y antes de analizar los datos del VAN y la TIR la puesta en marcha se hace tal y como se ha comentado anteriormente de una manera escalonada alcanzando los máximos ingresos para el año 5 después de su construcción. Por otro lado durante los tres primeros años de vida la planta solo genera pérdidas, esto cambia a partir de del año 4 cuando la planta comienza a generar beneficios.

Como se puede observar en el análisis económico mostrado anteriormente el VAN (Valor Actual Neto) es mayor que cero ($VAN > 0$). Esto indica que la inversión produciría ganancias por encima de la rentabilidad exigida, con lo que el proyecto sería viable económicamente.

A lo comentado del VAN hay que añadir que la TIR por su parte indica que el proyecto es capaz de proporcionar una tasa de interés (10%) superior a la tasa de descuento (9%) lo cual se interpreta como que el proyecto es también viable.

Hay que añadir que en el proyecto se ha detallado la legislación actual, los diferentes componentes y sistemas, la metodología para el desarrollo de este tipos de centrales, así como todos los factores y consideraciones que hay que tener en cuenta en el diseño de este tipo de instalaciones.



Para un proyecto de esta envergadura y características es necesario analizar los posibles impactos ambientales tanto visuales como contaminantes, acústicos y daños en el ecosistema. La realización de este tipo de estudios es llevado a cabo normalmente por auditorías externas a la empresa o empresas promotoras del proyecto. A parte de analizar todos esos posibles impactos también analizan todas las posibles medidas preventivas y correctoras de manera que los efectos negativos sean mitigados, mejorando la calidad ambiental del proyecto haciendo asumibles los posibles costes ambientales.

A todo lo anterior a que sumar que la planta termo-solar es capaz de generar 1200 MWh al día lo que contribuye a mitigación del cambio climático, favoreciendo reducir la emisión de CO₂ a la atmosfera

Con todo lo explicado y analizado del proyecto se concluye que la central diseñada es viable tanto desde el punto de vista técnico, económico y medioambiental. Este Proyecto Fin de Carrera a cumplido con los objetivos fijados anteriormente a la realización del mismo dando a conocer la energía termo-solar, su funcionamiento, así como la realización del estudio tanto técnico como económico empleando también para ello datos de otras plantas termo-solares ya existentes de menores dimensiones.

Para finalizar hay que recalcar lo comentado en varios capítulos a lo largo de la memoria del proyecto; la construcción de este tipo de central con la alta inversión inicial necesaria en el contexto actual de crisis económica es muy difícil de llevar a cabo. Esto es debido a que actualmente la financiación para un proyecto de esta envergadura sería más difícil de conseguir que si este mismo proyecto se hubiera planteado para el año 2007. La alta inversión inicial obligaría a presentarse un consorcio de empresas lo que complicaría aun más el desarrollo de la central, pues serian muchos los agentes implicados haciendo más compleja la puesta en marcha. Otro de los problemas que presentan este contexto de crisis es también la



poca cantidad de licencias que actualmente son expedidas. No obstante la realización de este proyecto deja claro que quizá en otro contexto económico más positivo si es posible y podría realizarse en un futuro cercano.



REFERENCIAS

Páginas webs visitadas:

- [WWW001] www.wikipedia.com : Para consultar y buscar información para la realización del proyecto.
- [WWW002] www.protermosolar.com : Asociación Española Energía Termo-solar donde hay varios artículos interesantes de cara a poder usarlos en el PFC.
- [WWW003] www.ctaer.com : Para consultar y buscar información para saber en qué consiste la energía Termo-solar.
- [WWW004] www.idae.es/ : Consulta legislación Española.
- [WWW005] www.globalpricelist.com : Para consultar los precios de los dispositivos empleados a lo largo del proyecto.
- [WWW006] www.centralestermosolares.com : Funcionamiento centrales termo-solares.
- [WWW007] <http://api.eoi.es> : Pagina web donde se encuentra el estudio:
http://api.eoi.es/api_v1_dev.php/fedora/asset/eoi:45290/componete45289.pdf . Consultado para dimensionar la planta termo-solar.



- [WWW008] www.marioloureiro.net : Web consultada para la orientación de heliostatos.<http://www.marioloureiro.net/ciencia/EnerSolarTermica/SolarPROCESOSTERMO/Solar7.pdf>
- [WWW009] www.abengoa.com : Para consultar y buscar información para la realización del proyecto.
- [WWW010] www.nspoc.com : Configuración campo solar.
- [WWW011] www.torresolenergy.com/TORRESOL/planta-gemasolar/es : Para consultar y buscar información para la realización del proyecto.
- [WWW012] www.ieee.es : Instituto Español de Estudios Estratégicos. Hay varios artículos interesantes de cara a poder usarlos en el PFC.
- [WWW013] <http://deeea.urv.cat/public/PROPOSTES/pub/pdf/1503pub.pdf> : Proyecto Fin de carrera consultado para buscar información para la correcta realización del proyecto.
- [WWW014] <http://oa.upm.es> : Proyecto Fin de carrera para buscar información para la correcta realización del proyecto.
http://oa.upm.es/14008/1/PFC_MIGUEL_ANGEL_GUILLAM%C3%93N_L%C3%93PEZ.pdf
- [WWW015] <http://bibing.us.es/proyectos/abreproy/4900/fichero/3+-+Plantas+termosolares+de+concentraci%F3n.pdf> Proyecto Fin de carrera para buscar información para la correcta realización del proyecto.
-



- [WWW016] http://e-archivo.uc3m.es/bitstream/handle/10016/14397/PFC_Guillermo_Bueso_Losada.pdf;jsessionid=D6E05D683986E43AABF17ABF21CA59A1?sequence=1 Proyecto Fin de carrera para buscar información para la correcta realización del proyecto.
- [WWW017] www.sener-aerospace.com : Para buscar y consultar los precios de los heliostatos.
- [WWW018] www.ruhstrat.com/es/ : Para buscar y consultar los precios del alumbrado.
- [WWW019] <http://imefy.com/es/datos-imefy/> : Para buscar y consultar los precios de los transformadores.
- [WWW020] http://www.3m.com/intl/ES/Lista_Precios_Electricos_2012.pdf : Para buscar y consultar los precios del cableado
- [WWW021] www.disclima.com : Para buscar y consultar los precios de los equipos climáticos.
- [WWW022] www.preoc.es : Para buscar y consultar los precios sobre la obra civil del proyecto.
- [WWW023] www.abeinsa.com : Para buscar y consultar los precios sobre la obra civil del proyecto.
- [WWW024] www.mac-tpi.com : Para buscar y consultar los precios de los sobre los intercambiadores, desgasificadores y precalentadores.



- [WWW025] <http://www.tubinox.com/Productos/catalogo.asp> Para buscar y consultar los precios de las tuberías.
- [WWW026] http://guide.bssindustrial.co.uk/pdf/dblue_section_16.pdf Para buscar y consultar los precios de las válvulas.
- [WWW027] www.flowserve.com: Para buscar y consultar los precios de las bombas.
- [WWW028] www.energy.siemens.com : Para buscar y consultar los precios de la turbina.
- [WWW029] www.telemet.com : Para los equipamientos auxiliares.