

Proyecto Fin de Grado en Ingeniería en Tecnologías Industriales

Calor de procesos renovable en la industria del refino

Autor: Carlos Sánchez Narbona

Tutor: Cristina Prieto Ríos

**Dpto. de Ingeniería Energética
Escuela Técnica Superior de Ingeniería
Universidad de Sevilla**

Sevilla, 2022



Proyecto Fin de Grado
en Ingeniería en Tecnologías Industriales

Calor de procesos renovable en la industria del refino

Autor:

Carlos Sánchez Narbona

Tutor:

Cristina Prieto Ríos

Profesor Ayudante Doctora

Dpto. de Ingeniería Energética
Escuela Técnica Superior de Ingeniería

Universidad de Sevilla

Sevilla, 2022

Proyecto Fin de Grado: Calor de procesos renovable en la industria del refino

Autor: Carlos Sánchez Narbona

Tutor: Cristina Prieto Rios

El tribunal nombrado para juzgar el Proyecto arriba indicado, compuesto por los siguientes miembros:

Presidente:

Vocales:

Secretario:

Acuerdan otorgarle la calificación de:

Sevilla, 2022

El Secretario del Tribunal

A mi familia

A mis maestros

Agradecimientos

«Me gustaría agradecer a todas las personas que me han acompañado durante todos estos años hasta finalizar mis estudios, en especial a mi familia con su apoyo constante y paciencia.

También agradecer a todas las personas que me han ayudado para la realización de este proyecto, en especial a mi tutora.

Por último, a la Universidad de Sevilla, en especial a la facultad de ingenieros, por los maravillosos años que me han brindado»

Carlos Sánchez Narbona

Resumen

El consumo de energía mundial está en incremento, el consumo de combustible fósil por consiguiente sigue siendo la principal herramienta para el calor de procesos. Los problemas derivados gracias a los efectos de gases de efecto invernadero hacen que con ayuda de la tecnología avanzada se busquen soluciones alternativas a los combustibles fósiles para el calor de proceso. El presente proyecto busca desarrollar una solución para el calor de procesos que se produce en una refinería, introduciendo la energía termosolar. Como resultado se propone un campo solar con colectores cilindro-parabólicos y tanques de almacenamiento para las horas sin sol, llegando a ocupar un 50% del factor de capacidad, siendo un gran apoyo energético a las instalaciones actuales. Dicho proyecto se realizó a través del software informático SAM, permitiendo modelar el problema en concreto en una situación pseudoreal con los datos de años anteriores. Después de analizar los resultados económicos se concluye que el apoyo con tecnología termosolar es viable económicamente y supone una mejora en cuestión de reducción de GEI.

Agradecimientos	ix
Resumen	x
Índice	xii
Índice de Tablas	xiv
Índice de Figuras	xvi
Notación	xix
1 introducción	1
1.1 <i>Objetivo del Proyecto</i>	1
1.2 <i>Justificación de la solución. Marco regulatorio del PNIÉC [1]</i>	1
1.2.1 Alcance y detalles que afectan al proyecto.	2
1.2.2 Estudio Ambiental Estratégico.	4
1.3 <i>Energía solar térmica</i>	7
1.3.1 Introducción al calor de proceso y contexto industrial	7
1.3.2 Clasificación de los sistemas de energía solar térmica.	7
1.3.3 Tecnologías de los diferentes sistemas de energía solar térmica.	8
1.4 <i>Hoja de ruta.</i>	19
2 Caso Base	20
2.1 <i>Complejo industrial de Puertollano.</i>	20
2.1.1 Historia del complejo.	20
2.1.2 Instalaciones del complejo.	21
2.1.3 Proceso productivo.	22
2.2 <i>Cálculo de los costes para el caso base.</i>	23
3 Caso mejorado	24
3.1 <i>Presentación del caso.</i>	24
3.2 <i>Selección de equipos.</i>	25
3.2.1 Colectores cilindroparabólicos.	25
3.2.2 Tubo receptor.	25
3.2.3 Fluido térmico.	26
3.2.4 Almacenamiento.	26
3.2.5 Intercambiadores.	26
3.3 <i>Descripción del modelo.</i>	27
3.3.1 Presentación del System Advisor Model (SAM).	27
3.3.2 Elección del modelo a usar.	28
3.4 <i>Optimización del modelo.</i>	33
3.4.1 Distancia entre colectores.	33
3.4.2 Distancia entre lazos.	34
3.4.3 Número de colectores por lazo.	35
3.4.4 Radiación normal directa.	36
3.4.5 Temperaturas de entrada y salida a los lazos.	37
3.4.6 Múltiplo solar y horas de almacenamiento.	38
3.5 <i>Simulación con los valores optimizados.</i>	40

3.6	<i>Modelado de los Intercambiadores.</i>	42
3.6.1	Datos iniciales.	42
4	Análisis de resultados	48
5	Conclusiones	50
6	ANEXO 1: Código EES para cálculo de intercambiadores.	52
7	Bibliografía	57

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1.- Medidas que afectan al proyecto del PNIEC. [1]	3
Tabla 2.- Efectos que produce el proyecto. [1]	6
Tabla 3.- Propiedades principales de las marcas de cilindroparábolicos. [5]	25
Tabla 4.- Propiedades principales de las marcas de tubos receptores. [5]	26
Tabla 5.- Propiedades principales de los aceites térmicos. [5]	26
Tabla 6.- Condiciones ambiente aportadas por el SAM. [5]	30
Tabla 7.- Optimización del factor de capacidad dependiente del múltiplo solar y horas de almacenamiento en SAM. [5]	38
Tabla 8.- Optimización del LCOE dependiente del múltiplo solar y horas de almacenamiento en SAM. [5]	39
Tabla 9.- Valores mas importantes del intercambiador 2.	47
Tabla 10.- Costes fijos y operacionales de los dos casos.	48
Tabla 11.- Resultados económicos.	48

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.- Principales características del Escenario Tendencial y del Escenario Objetivo. [1]	3
Figura 2.- Objetivos de protección ambiental establecidos para el PNIEC. [1]	4
Figura 3.- Escala para la valoración de los efectos PNIEC. [1]	5
Figura 4.- Valoración global de los efectos ambientales del PNIEC. [1]	5
Figura 5.- Uso de la energía en varios sectores industriales. [2]	7
Figura 6.- Clasificación de los sistemas de energía solar térmica. [3]	8
Figura 7.- Vista de un colector de placa plana. [3]	9
Figura 8.- Vistas colector de tubos de vacío, a) vista transversal y b) Flujo calor. [3]	9
Figura 9.- a) CPC simétrica, b) CPC asimétrica. [3]	10
Figura 10.- Sistema reflector lineal fresnel. [3]	11
Figura 11.- Esquema torre de concentración. [3]	11
Figura 12.- Esquema del colector solar de disco parabólico. [3]	12
Figura 13.- Colector cilindro-parabólico.	12
Figura 14.- Esquema colector cilindro-parabólico. [3]	13
Figura 15.- Receptor de doble tubo. [4]	14
Figura 16.- Esquema de los componentes de un tubo absorbente. [4]	14
Figura 17.- Corte transversal de un dilatador de un tubo Schott. [4]	15
Figura 18.- Recubrimiento selectivo. [4]	16
Figura 19.- Orientaciones, a) Este – Oeste, b) Norte – Sur.	16
Figura 20.- Estructura soporte de captadores cilindroparabólicos. [4]	17
Figura 21.- Complejo Industrial de Puertollano. [6]	20
Figura 22.- Evolución años 90 en Puertollano. [6]	20
Figura 23.- Todas las instalaciones actuales en el complejo industrial de Puertollano. [6]	21
Figura 24.- Esquema de la instalación.	24
Figura 25.- Intercambiador de carcasa y tubo.	27
Figura 26.- Estructura del SAM. [5]	27
Figura 27.- Modelo seleccionado en SAM. [5]	28
Figura 28.- Subapartados SAM. [5]	28
Figura 29.- Mapa Solar en España.	29
Figura 30.- DNI disponible en la ubicación seleccionada. [5]	29
Figura 31.- Campo solar SAM. [5]	30
Figura 32.- Colectores cilindro-parabólicos SAM. [5]	31
Figura 33.- Listado de tubos receptores SAM. [5]	32
Figura 34.- Bloque de potencia en SAM. [5]	32

Figura 35.- Tanque de almacenamiento en SAM. [5]	33
Figura 36.- Esquema de distribución de los intercambiadores.	42
Figura 37.- Configuraciones comerciales de carcasa y tubos, 1 pase por carcasa, n pases por los tubos (conteo de tubos). [11]	43
Figura 38.- Especificaciones para tubos de acero comercial según norma BWG. [11]	44
Figura 39.- Valores de las constantes para flujo externo con baffles segmentados. [11]	45
Figura 40.- Coeficientes de ensuciamiento varios para intercambiadores. [11]	45
Figura 41.- Factor de corrección para DTLM, 1 paso por carcasa 2 pasos por tubos. [11]	45
Figura 42.- Estimación del costo del intercambiador 1. [12]	46
Figura 43.- Estimación del costo del intercambiador 1. [12]	47

GEI	Gases de efecto invernadero
PNIEC	Plan Nacional Integrado de Energía y Clima
SAM	System Advisor Model
HTF	Heat Transfer Fluid
TES	Thermal Energy Storage
UE	Unión Europea
DNI	Direct Normal Irradiance
LCOE	Coste Normalizado de la Energía
EES	Engineering Equation Solver
P_vapor	Presión de Vapor
M_molar	Masa molar
Rho	Densidad
Np	Número de pasos
Nt	Número de tubos
D_carcasa	Diámetro de carcasa
Visc	Viscosidad dinámica
Fensuciamiento	Factor de ensuciamiento
U	Coefficiente global de transferencia

1 INTRODUCCIÓN

La energía solar térmica consiste en aprovechar la energía proveniente del sol para el calentamiento de un fluido el cual se usará en el punto de suministro, ya sea para su uso desde calentamiento en viviendas de agua caliente sanitaria como en procesos industriales a altas temperaturas, como en nuestro caso con la tecnología de colectores cilindro-parabólicos donde dependiendo del HTF los rangos de temperaturas pueden llegar hasta altas temperaturas.

Tradicionalmente el calentamiento para procesos industriales se hacía con calderas de combustible, por ejemplo, el carbón, debido a los planes nacionales para los próximos 30 años la estrategia ha cambiado, dando lugar a nuevas formas menos dañinas para el medio ambiente, una de ellas, aprovechando la energía proveniente del sol.

Hablamos del PNIEC (Plan Nacional Integrado de Energía y Clima) 2021 – 2030 [1], en el que se pretende alcanzar los siguientes resultados para 2030:

- 23% de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) respecto a 1990.
- 42% de renovables sobre el uso final de la energía.
- 39,5% de mejora de la eficiencia energética.
- 74% de energía renovable en la generación eléctrica.

El objetivo claro es la descarbonización de España total para 2050, incluyendo la producción de energía eléctrica en España las energías renovables, como pueden ser la energía eólica, fotovoltaica e hidráulica. Para la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero se usarán procesos de calentamiento libre de emisiones como la energía solar térmica.

La energía solar térmica tiene limitaciones ya que la radiación solar se ve afectada por la situación meteorológica del lugar, al igual que otras fuentes de energías renovables como pueden ser la eólica, maremotriz o hidráulica, las cuales están condicionadas por la velocidad del viento, la altura de las olas, o la cantidad de pluviometría del lugar.

Para salvar estas limitaciones existen los sistemas de almacenamiento, en los que la energía sobrante que no usemos se acumula para cuando no haya producción por parte de las energías renovables. En nuestro caso queremos usar el calor proveniente del sol para el calor de proceso, por la noche no habría producción debido a que no hay radiación solar, por lo que aprovecharíamos la energía almacenada para seguir calentando el proceso.

1.1 Objetivo del Proyecto

El objetivo del Proyecto es la descarbonización del proceso industrial que se encuentra en la localidad de Cartagena, el complejo industrial de Puertollano. En este trabajo se ha estudiado la descarbonización de la unidad de furfural, unidad que actualmente utiliza un aceite térmico que se calienta en un horno que utiliza como combustible el fueloil.

Para ello se propondrá una estrategia en la que se sustituya de forma parcial o total el uso de dicho horno de cara a reducir notablemente el impacto ambiental. Para ello este trabajo plantea una instalación anexa de calentamiento de aceite térmico en una planta de concentración solar de tecnología de colectores cilindro-parabólicos, siendo estos los mas adecuados debido a las temperaturas que necesitamos para las corrientes de furfural. Para las horas donde la producción solar sea menor a la necesaria se buscará una solución con almacenamiento para aumentar aún mas el factor de capacidad, siendo el mínimo establecido en este proyecto de 50%.

Una vez se analicen los diferentes factores tanto económicos como técnicos se dará una propuesta de solución.

1.2 Justificación de la solución. Marco regulatorio del PNIEC [1]

Para este apartado hablaremos de el alcance del PNIEC y como afecta a nuestro proyecto, para posteriormente

hacer un análisis medioambiental con los factores que podrían influir en nuestro proyecto.

El PNIEC se divide en dos bloques, en el primero se detallan los objetivos nacionales, así como las políticas y medidas, aquí hablaremos de dos escenarios, el escenario “tendencial” (Estado actual, como avanzaría si no se tomaran medidas) y el escenario “objetivo” (Con los cambios adoptados).

1.2.1 Alcance y detalles que afectan al proyecto.

La documentación aportada por la Oficina Española de Cambio Climático y por la Dirección General de la Política Energética y Minas del ministerio para la transición energética incluye el avance del Plan Nacional de Energía y Clima 2021 – 2030 (PNIEC).

El PNIEC 2021 – 2030 es el instrumento de planificación propuesto por el Gobierno de España para cumplir con los objetivos y metas propuestos por la UE en el marco de la política energética y clima.

El plan viene exigido por el Reglamento (UE) 2018/1999 del Parlamento Europeo y del Consejo de 11 de diciembre de 2018 sobre la gobernanza de la Unión de la Energía y de la acción por el Clima, y por lo que se modifican los Reglamentos (CE) del Parlamento Europeo y del Consejo:

- N° 663/2009.
- N° 715/2009.

Las directivas del Parlamento Europeo y del Consejo:

- 94/22/CE.
- 98/70/CE.
- 2009/31/CE.
- 2009/73/CE.
- 2010/31/CE
- 2012/27/CE.
- 2013/30/UE.

Estas normativas sientan las bases para lograr los objetivos generales y específicos de la Unión de la Energía para 2030 y a largo plazo, en consonancia con el Acuerdo de París 2015 sobre el cambio climático.

En el Reglamento (UE) 2018/1999 se establece como límite el 31 de diciembre de 2019 y, posteriormente, el 1 de enero de 2029 y luego cada diez años, cada Estado comunicará a la Comisión un Plan Nacional Integrado de la Energía y Clima.

Además, el PNIEC es el marco para la futura autorización de proyectos legalmente sometidos a evaluación de impacto ambiental.

Los objetivos ambientales generales del PNIEC para 2030 en concordancia con la normativa de la UE son los siguientes:

- 23% de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) respecto a 1990.
- 42% de renovables sobre el uso final de la energía.
- 39,5% de mejora de la eficiencia energética.
- 74% de energía renovable en la generación eléctrica.

Para alcanzar el escenario objetivo se definen medidas a lo largo de cinco dimensiones establecidas desde la Unión de la Energía, que serían:

- Eficiencia Energética.
- Descarbonización.
- La Seguridad Energética.
- El Mercado Interior de la Energía y la Investigación.
- Innovación.

- Competitividad.

De los cuales en este apartado hablaremos de las medidas que afecten a nuestro proyecto:

Tabla 1.- Medidas que afectan al proyecto del PNIEC. [1]

DIMENSIÓN	MEDIDAS	JUSTIFICACION CON EL PROYECTO
1.- Descarbonización	1.1 Desarrollo de nuevas instalaciones de generación de energía eléctrica con renovables.	La energía sobrante generada por el campo solar irá destinada para la generación de energía eléctrica mediante un ciclo de potencia
	1.4 Apoyo al sector industrial	Sustitución de la generación de calor mediante carbón por la generación de calor mediante colectores cilindro-parabólicos.
	1.5 Marco para el desarrollo de las energías renovables térmicas	Sustitución de la generación de calor mediante carbón por la generación de calor mediante colectores cilindro-parabólicos.
	1.15 Reducción de emisiones de GEI en la generación de residuos	Sustitución de la generación de calor mediante carbón por la generación de calor mediante colectores cilindro-parabólicos.
2.- Eficiencia Energética	2.1 Medidas de cambio modal	Introducción de la tecnología de energía solar térmica mediante colectores cilindro – parabólicos.
	2.5 Mejoras de la tecnología y sistemas de gestión de procesos industriales	Renovación del proceso industrial para la generación de calor, introducción de sistema automatizado para la gestión de los excedentes energéticos (Generación de electricidad y para almacenamiento para la producción en las horas donde no hay energía disponible).
4.- Mercado Interior de la Energía	4.4 Integración del mercado eléctrico	Anteriormente no existía una generación de energía eléctrica, con el proyecto el sobrante se usa para la generación de energía eléctrica.

Parque de generación del Escenario Objetivo (MW)				
Año	2015	2020*	2025*	2030*
Eólica (terrestre y marítima)	22.925	28.033	40.633	50.333
Solar fotovoltaica	4.854	9.071	21.713	39.181
Solar termoeléctrica	2.300	2.303	4.803	7.303
Hidráulica	14.104	14.109	14.359	14.609
Bombeo Mixto	2.687	2.687	2.687	2.687
Bombeo Puro	3.337	3.337	4.212	6.837
Biogás	223	211	241	241
Otras renovables	0	0	40	80
Biomasa	677	613	815	1.408
Carbón	11.311	7.897	2.165	0
Ciclo combinado	26.612	26.612	26.612	26.612
Cogeneración	6.143	5.239	4.373	3.670
Fuel y Fuel/Gas (Territorios No Peninsulares)	3.708	3.708	2.781	1.854
Residuos y otros	893	610	470	341
Nuclear	7.399	7.399	7.399	3.181
Almacenamiento	0	0	500	2.500
Total	107.173	111.829	133.802	160.837

Figura 1.- Parque de generación del Escenario Objetivo. [1]

En la Figura 1 se observan las principales potencias objetivo, de las cuales, afectan en nuestro proyecto:

- **La reducción de emisiones de CO2:** debido a que ya no se usará fueloil para el calentamiento, por lo que la combustión no generará emisiones de GEI.
- **Energías Renovables:** introducción en el proceso industrial existente de la tecnología de energía solar

térmica, en específico de una instalación de colectores cilindro-parabólicos de concentración solar con un fluido térmico de alta temperatura, con un sistema automatizado de bypass para la producción de energía eléctrica mediante un ciclo de potencia con vapor.

- **Eficiencia Energética:** con la introducción del nuevo sistema mejorará la eficiencia energética.

Otra justificación es debido a que España debe reducir en los sectores industriales las emisiones de GEI en al menos un 26% [1] con respecto a 2005, cumpliendo también los objetivos de eficiencia energética y energías renovables.

1.2.2 Estudio Ambiental Estratégico.

Uno de los grandes objetivos del PNIEC es la protección ambiental, Como consecuencia de la aplicación del PNIEC pueden producirse efectos ambientales negativos no deseados en relación con los objetivos de protección ambiental, que van a requerir la implementación de medidas específicas para su prevención, corrección o compensación.

OBJETIVOS DE PROTECCIÓN AMBIENTAL ESTABLECIDOS PARA EL PNIEC	
Cambio climático	Reducir las emisiones de gases de efecto invernadero.
	Incentivar acciones de protección y fomento de sumideros de CO ₂ .
Calidad del aire	Reducir las emisiones de contaminantes a la atmósfera.
Geología y suelos	Contribuir a la conservación de suelos, minimizando su alteración.
	Evitar los procesos erosivos que suponen la pérdida de recursos edáficos.
Agua y sistemas acuáticos continentales	Prevenir el deterioro de las masas de agua (superficiales y subterráneas) y contribuir a alcanzar su buen estado.
	Procurar la conservación de los valores de los ecosistemas acuáticos continentales superficiales (ríos, lagos y humedales).
Biodiversidad, espacios naturales protegidos y Red Natura 2000	Minimizar la afección a la biodiversidad y al patrimonio natural (recursos genéticos, flora y fauna silvestres, hábitats y ecosistemas).
	Garantizar la conectividad ecológica, limitando la fragmentación territorial y las barreras a los desplazamientos de las especies.
	Minimizar la ocupación de espacios naturales protegidos y de la Red Natura 2000.
Medio marino	Prevenir el deterioro ambiental del medio marino.
	Evitar afecciones a las especies y hábitats marinos, especialmente aquellos considerados amenazados o en declive.
	Minimizar la ocupación en el medio marino de espacios naturales protegidos y de la Red Natura 2000.
Población y salud	Reducir las afecciones a la salud relacionadas con el medio ambiente.
	Reducir los niveles de pobreza energética.
Patrimonio cultural y paisaje	Limitar el deterioro de los recursos paisajísticos en el medio rural.
	Minimizar la afección a elementos del patrimonio histórico, cultural, arqueológico y etnográfico.
	Procurar la protección de los bienes de interés público (montes de utilidad pública, vías pecuarias).
	Favorecer la mejora del paisaje urbano.
Usos del suelo	Vigilar que los cambios de uso de suelo se producen de manera compatible con la conservación del medio ambiente.
	Favorecer el desarrollo económico y social en áreas rurales.
Residuos	Minimizar la producción de residuos, fomentando la reutilización y el reciclaje, atendiendo a los principios de la jerarquía de residuos, incluyendo el aprovechamiento energético de residuos urbanos, forestales y/ agrícolas.

Figura 2.- Objetivos de protección ambiental establecidos para el PNIEC. [1]

Los principales problemas medioambientales que pueden ser relevantes para la implementación del PNIEC son los siguientes:

- **Cambio climático y emisiones de GEI:** El cumplimiento de los actuales compromisos de mitigación bajo el acuerdo de París no es suficiente para limitar el calentamiento global a 1,5 °C, por lo que se detallan los riesgos entre limitar a 1,5 °C o 2 °C la subida media de temperatura global. [1]
- **Contaminación atmosférica:** Los principales contaminantes atmosféricos son, dióxido de azufre (SO₂), los óxidos de nitrógeno (NO₂), el monóxido de carbono (CO), el ozono (O₃), el material particulado (incluyendo metales, compuestos orgánicos e inorgánicos secundarios) y un elevado número de compuestos volátiles (COV). Las malas condiciones ambientales producen la mala dispersión de los contaminantes y partículas, si estas emisiones permanecen con el tiempo, agravan los problemas sanitarios y ambientales. [1]
- **Salud humana:** Se estima que, en 2010, las muertes prematuras debidas a la contaminación atmosférica alcanzaron las 14.042. Las que mas provocan efectos son las partículas finas (PM_{2.5}) y el

ozono (O₃) provocando problemas respiratorios, cardiovasculares y cerebrales. [1]

- **Incendios forestales:** Se producen normalmente en periodo estival y causadas por la especie humana, pero se ven favorecidas por el estado actual de la vegetación, falta de lluvia y temperatura media alta del planeta. Durante el año 2017 se detectaron 13.793 incendios afectando a un total de 178.233 de superficie forestal, de la cual un tercio correspondía a superficie arbolada. [1]
- **Erosión y desertificación:** Según el inventario nacional de erosión de suelos (MITECO) casi el 30% de la superficie española sufre procesos erosivos medios o altos, problema que está relacionado con los incendios forestales. El cambio climático incrementa la aridez y las temperaturas acentuando los procesos de degradación del suelo desencadenados por la erosión, el deterioro de sus propiedades físicas, químicas y biológicas o la pérdida de vegetación, y como consecuencia generan escenarios más favorables para los procesos de desertificación, acentuándose principalmente en las zonas de España con clima mediterráneo seco y semiárido. [1]
- **Riesgo de deterioro en el estado de las masas de agua:** En el caso de las masas superficiales, el 58% se encuentra en buen estado, para el caso de las masas subterráneas el 52,4% está en buen estado. Como consecuencia del cambio climático se prevé una disminución de las precipitaciones y un empeoramiento de la calidad del agua (eutrofización). [1]
- **Zonas de especial importancia medioambiental:** La amplitud de las medidas consideradas en el PNIEC, especialmente las relacionadas con la generación eléctrica con energías renovables y su integración en el sistema eléctrico, hace que exista un riesgo de ocupación de superficies protegidas que, en cualquier caso, deberá ser compatible con la conservación de los valores de cada espacio. [1]

1.2.2.1 Efectos de cada uno de los componentes en el medio ambiente:

La Figura 3 recoge de manera sintética la valoración de los probables efectos significativos sobre el medio ambiente, derivadas de la aplicación del PNIEC, atendiendo a la siguiente escala:

EFECTOS POSITIVOS (+)		EFECTOS NEGATIVOS (-)	
+	Efecto poco relevante a nivel estratégico	-	Efecto poco relevante a nivel estratégico
L	Ligero	C	Compatible
F	Favorable	M	Moderado
MF	Muy favorable	S	Severo
	No significativo	Cr	Crítico

Figura 3.- Escala para la valoración de los efectos PNIEC. [1]

PLAN NACIONAL INTEGRADO DE ENERGÍA Y CLIMA 2021-2030		Cambio climático	Calidad del aire	Geología y suelos	Agua y sistema acuáticos continentales	Biodiversidad (fauna, flora y hábitats terrestres)	Medio marino	ENP y Red Natura 2000	Paisaje, patrimonio cultural y bienes materiales	Población y salud	Usos del suelo, desarrollo social y económico	Generación de residuos	Consumo de recursos	Integración territorial	
COMPONENTES PRINCIPALES DEL PNIEC ⁵															
DESPLIEGUE E INTEGRACIÓN DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES	DESARROLLO DE ENERGÍAS RENOVABLES	Eólica terrestre (EO)	MF	MF	M	M	S	M	S	F	C	F	C	C	
		Solar fotovoltaica (FV)	MF	MF	M	M	M	C	S	F	F	-	C	C	
		Solar termoelectrica (ST)	F	F	C	C	C	M	C	M	L	L	-	C	C
		Hidráulica (HD)	+	+											
		Geotérmica (GT)	+	+	-	-	-								
		Eólica marina y energías del mar (EM)						M	C	M		+	-	-	
		Biomasa (BM)	F	M			F		+	+		F	+		
		Gases renovables y biocombustibles (GB)	F									+	+	+	
	Renovación tecnológica de las instalaciones (RR)	+	+										C	C	F
	INTEGRACIÓN DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES EN EL SISTEMA ENERGÉTICO	Redes de transporte y distribución (RT)					M	-	M	M	C		C	C	F
		Almacenamiento y gestión del suministro (AG)	F	+	-	-	M		-	M		+	+	-	F
		Desarrollo del autoconsumo energético (AC)	+	+											F
REDUCCIÓN DEL APORTE DE ENERGÍA PROCEDENTE DE FUENTES NO RENOVABLES	Desmantelamiento de centrales de carbón (RN)	MF	MF	C	F	C			F	MF	M (*)	C			
	Desmantelamiento de centrales nucleares (RN)			C	C				F		M (*)	MF	M		
TRANSFORMACIONES SECTORIALES (DESCARBONIZACIÓN Y EFICIENCIA)	Transporte (TT)	MF	MF						F	MF	+	C	C		
	Sector residencial, servicios y edificación (SR)	F	+						+		+	C	C		
	Sector industrial (SI)	F	F							F	+	C	C		
	Sector agrícola y ganadero (SA)	F	+	F	F	L						+	+		
	Sector forestal (SF)	F		F	F	F									
	Gestión de residuos (GR)	F	+							+		F		F	
	Gases fluorados (GF)	+													

Figura 4.- Valoración global de los efectos ambientales del PNIEC. [1]

Después de este exhaustivo análisis de cada uno de los efectos se podría sacar las siguientes conclusiones:

- 1.- Reducciones de las emisiones de gases de efecto invernadero: **Efecto positivo muy favorable.**
- 2.- Mejora de la calidad del aire y de sus efectos sobre la salud humana: **Efecto positivo muy favorable.**
- 3.- Deterioro temporal de la calidad del aire por el uso de la biomasa: **Efecto negativo moderado.**
- 4.- Deterioro temporal de la calidad del aire por obras de nuevas instalaciones renovables para la generación eléctrica y desmantelamiento de centrales térmicas de carbón y nucleares: **Efecto negativo compatible.**
- 5.- Ocupación, alteración del suelo y riesgo de procesos erosivos asociados a nuevas instalaciones e infraestructuras. Incluye posibles afecciones al patrimonio arqueológico: **Efecto negativo moderado.**
- 6.- Mejora de los suelos, de los recursos hídricos y de la biodiversidad en ámbitos agrarios y forestales: **Efecto positivo favorable.**
- 7.- Alteración de los hábitats naturales y seminaturales con especial incidencia sobre el grupo de las aves y los quirópteros: **Efecto negativo severo.**
- 8.- Riesgo de ocupación de espacios naturales protegidos y de la Red Natura 2000 por nuevas instalaciones de generación eléctrica eólica y solar, y por redes de transporte y distribución: **Efecto negativo moderado.**
- 9.- Modificación de los hábitats marinos con especial incidencia sobre la avifauna, riesgo de ocupación de espacios protegidos marinos protegidos: **Efecto negativo moderado.**
- 10.- Alteración del paisaje rural por nuevas instalaciones de generación eléctrica eólica y solar, y por redes de transporte y distribución: **Efecto negativo severo.**
- 11.- Mejora del “paisaje urbano” y reducción de la degradación del patrimonio cultural a causa del cambio modal en el transporte y de la limitación del acceso de vehículos privados a las ciudades: **Efecto positivo favorable.**
- 12.- Mejora local del paisaje como consecuencia del desmantelamiento de las centrales térmicas de carbón y de las centrales nucleares: **Efecto positivo favorable.**
- 13.- Impulso al desarrollo económico y social en áreas rurales derivado del despliegue de energías renovables: **Efecto positivo favorable.**
- 14.- Impacto sobre la actividad económica y el empleo asociados al cierre de las centrales térmicas de carbón y de centrales nucleares: **Efecto negativo moderado.**
- 15.- Aumento de la generación de residuos y consumo de recursos asociado al despliegue de energías renovables y a las transformaciones sectoriales: **Efecto negativo compatible.**
- 16.- Efectos globales a largo plazo de la reducción del parque nuclear (desnuclearización sobre el ciclo del combustible nuclear y la gestión de residuos radiactivos de alta actividad y los riesgos ambientales asociados): **Efecto positivo muy favorable.**
- 17.- Efectos asociados a la generación de residuos radiactivos en el desmantelamiento de las centrales nucleares: **Efecto negativo moderado.**
- 18.- Efectos de la mejora en la gestión de residuos sobre los efectos ambientales: **Efecto positivo favorable.**

Como conclusión vamos a comprobar los efectos ambientales que producirá el proyecto (Tabla 2) :

Tabla 2.- Efectos que produce el proyecto. [1]

Efectos Positivos	Efectos negativos
1.- Reducciones de las emisiones de gases de efecto invernadero: Efecto positivo muy favorable.	4.- Deterioro temporal de la calidad del aire por obras de nuevas instalaciones renovables para la generación eléctrica y desmantelamiento de centrales térmicas de carbón y nucleares: Efecto negativo compatible.
2.- Mejora de la calidad del aire y de sus efectos sobre la salud humana: Efecto positivo muy favorable.	5.- Ocupación, alteración del suelo y riesgo de procesos erosivos asociados a nuevas instalaciones e infraestructuras. Incluye posibles afecciones al patrimonio arqueológico: Efecto negativo moderado.
12.- Mejora local del paisaje como consecuencia del desmantelamiento de las centrales térmicas de carbón y de las centrales nucleares: Efecto positivo favorable.	14.- Impacto sobre la actividad económica y el empleo asociados al cierre de las centrales térmicas de carbón y de centrales nucleares: Efecto negativo moderado.
18.- Efectos de la mejora en la gestión de residuos sobre los efectos ambientales: Efecto positivo favorable.	15.- Aumento de la generación de residuos y consumo de recursos asociado al despliegue de energías renovables y a las transformaciones

1.3 Energía solar térmica

1.3.1 Introducción al calor de proceso y contexto industrial

Actualmente el 32-35% de la energía usada en el planeta es consumida en el sector industrial, como se observa en la Figura 5, la predicción es que esta tendencia vaya en crecimiento. Otro factor importante es que gran cantidad de esta energía consumida en el sector industrial forma parte de calderas y hornos que utilizan combustibles fósiles para el calor de procesos.

En la mayor parte de los procesos de calentamiento industrial la temperatura es inferior a 400 °C. Actualmente el 80% del consumo de energía proviene del gas natural o derivados del petróleo, el consumo global de energía puede aumentar drásticamente para 2030 en el sector industrial, debido a esto es por lo que los sistemas solares térmicos es una solución atractiva para reemplazar las fuentes de energía convencionales.

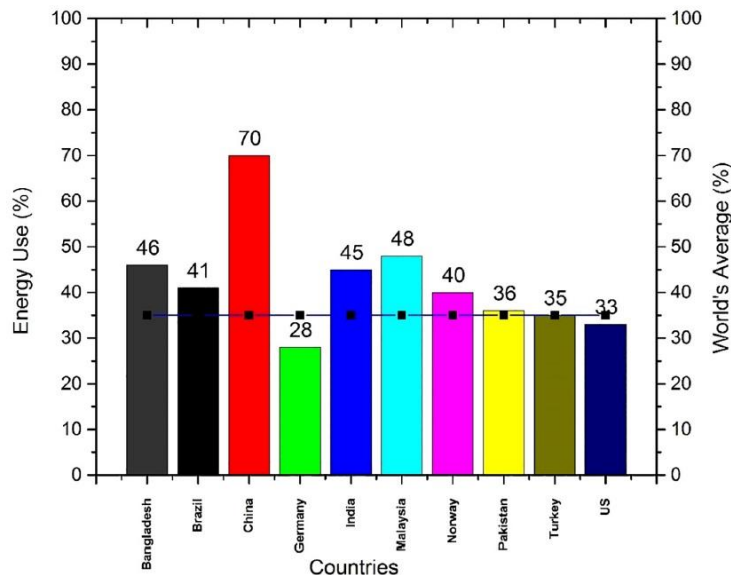


Figura 5.- Uso de la energía en varios sectores industriales. [2]

Algunas aplicaciones importantes para el calor de procesos industriales son:

- Secado.
- Esterilización.
- Pasteurización.
- Lavado.
- Enfriamiento.
- Teñido.
- Blanqueo.
- Desengrasado.
- **Calentamiento.**

Esta última es la de aplicación al proyecto, calentamiento de un HTF para su posterior uso de calentamiento del crudo.

1.3.2 Clasificación de los sistemas de energía solar térmica.

Los sistemas de energía solar térmica se pueden clasificar de diferentes formas, los diferentes sistemas son los siguientes:

- Colector de placa plana (FPC)
- Colector tubular de vacío (ETC)
- Estanque solar (SP)
- Chimenea solar (SC)
- Reflector lineal de Fresnel (LFR)
- **Colector cilindroparábólico (PTC)**
- Receptor central (CR)
- Colector de disco parabólico (PDC)

Para hacer una clasificación exhaustiva seguiremos la clasificación de la Figura 6:

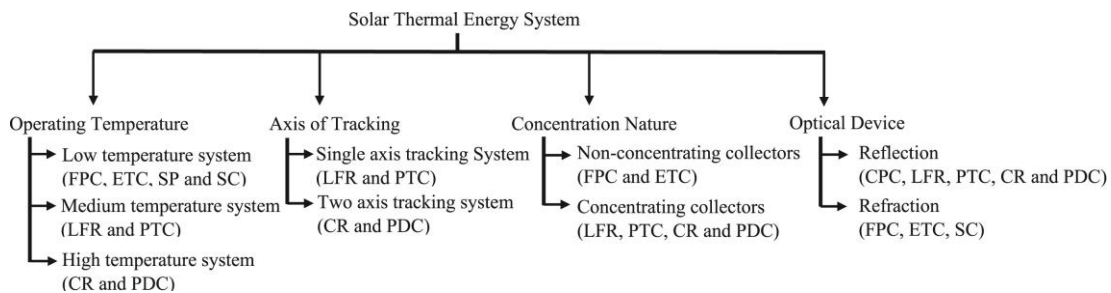


Figura 6.- Clasificación de los sistemas de energía solar térmica. [3]

La primera de las clasificaciones se basa en la temperatura de operación: baja temperatura (30 – 150 °C, con una eficiencia de 15 – 40%), media temperatura (150 – 400 °C, con una eficiencia de 50 – 60%), alta temperatura (>400 °C, con una eficiencia de 60 – 80%).

La segunda clasificación se basa en los ejes de giro, sobre un eje o sobre dos ejes de giro. En función de la naturaleza de la concentración, concentrados y no concentrados, todas ellas referenciadas con sus siglas en la Figura 6. Por último, la clasificación se hace en función de sistemas reflexivos y refractivos.

Para el proyecto necesitaremos una temperatura de operación de entorno a 350 °C, por lo que optamos por los colectores cilindro-parabólicos, en media temperatura.

1.3.3 Tecnologías de los diferentes sistemas de energía solar térmica.

1.3.3.1 Colector de placa plana

El colector de placa plana (FPC) consta de una placa absorbente recubierta de negro, una cubierta transparente, un fluido de transferencia de calor y una caja aislada, como se puede observar en la Figura 7.

La radiación solar incide sobre la placa, atraviesa la cubierta de vidrio e incide sobre la superficie absorbente cubierta con un revestimiento selectivo de alta absorbencia. Una gran parte de la radiación la absorbe la placa, por lo que se transfiere sobre el fluido que se encuentra dentro de los tubos absorbentes. La placa se encuentra bien aislada por el fondo y laterales para minimizar las pérdidas.

Su utilización se basa en calentamientos de media de unos 80 °C, por lo que es de baja temperatura.

Los materiales más usados para el acristalamiento son: Poliéster (Transmisividad $\approx 0,81$; Absorción $\approx 0,40$), Fluoruro de polivinilo (Transmisividad $\approx 0,89$; Absorción $\approx 0,84$), entre otros.

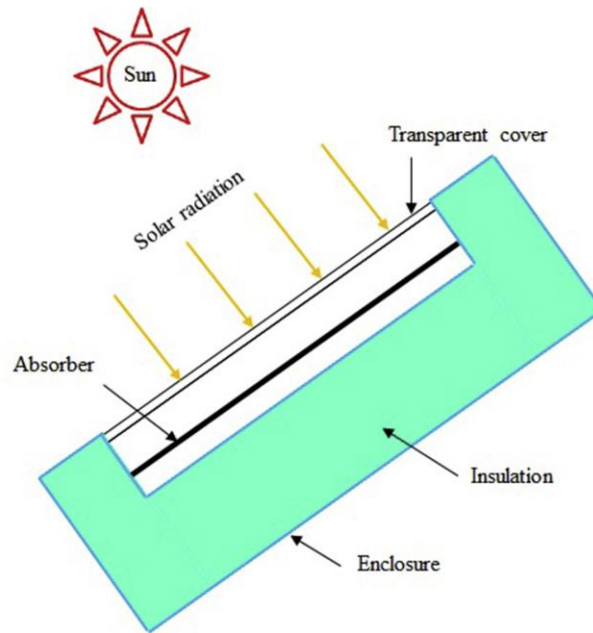


Figura 7.- Vista de un colector de placa plana. [3]

1.3.3.2 Colector solar de tubos de vacío.

Los colectores tubulares de vacío (ETC) están hechos de múltiples tubos de vidrio transparentes paralelos y cada tubo de vidrio contiene una placa absorbente y un tubo de transferencia de calor para recolectar la radiación solar absorbida, Figura 8.

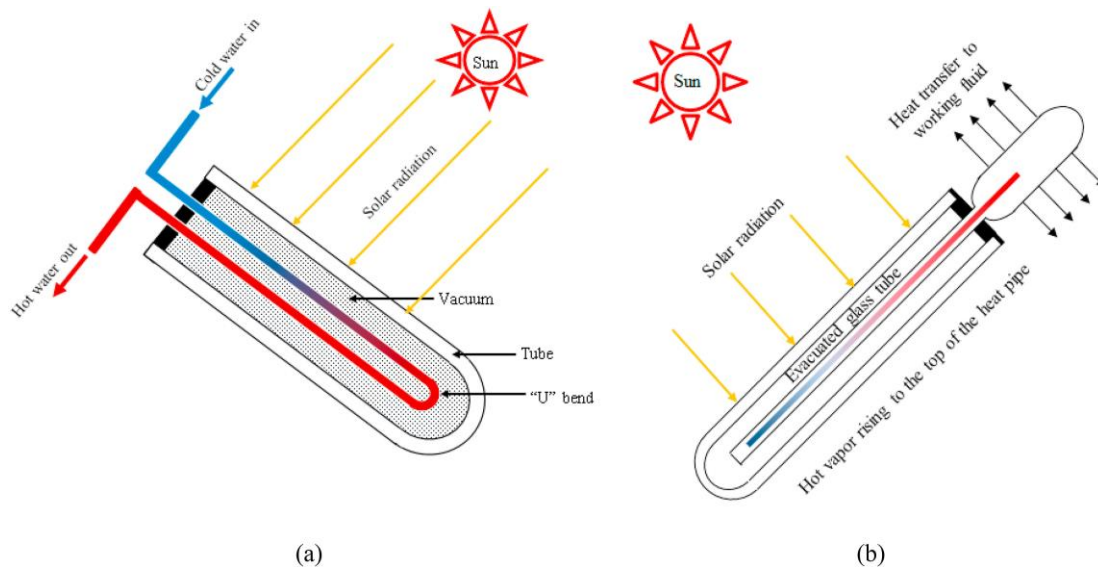


Figura 8.- Vistas colector de tubos de vacío, a) vista transversal y b) Flujo calor. [3]

El calor de la placa absorbente se transfiere al fluido de transferencia de calor y este se lo transfiere al fluido principal en el colector. El colector se encuentra bien aislado para minimizar las pérdidas de calor, el aire del interior de los tubos se evacua para minimizar las pérdidas debido a la convección por lo que da una mayor eficiencia y mas económicos según el estudio de [3] incluso con sus competidores de baja temperatura como son los FPC.

Estos colectores se pueden clasificar en dos, tubería de flujo directo y tubería de calor, en las tuberías de flujo directo el fluido térmico para por el tubo, en el caso de tuberías de calor existe un fluido intrínseco en el tubo que cede el calor al colector y este al fluido térmico, el rango de temperaturas es de 50 – 120 °C.

1.3.3.3 Concentrador parabólico compuesto.

El concentrador parabólico compuesto (CPC) el principio básico es concentrar la radiación solar de un área más grande a una superficie de absorción más pequeña con un requisito de seguimiento mínimo.

Las partes importantes de un CPC son el concentrador y el absorbedor, la característica principal de este tipo de colector consiste en que la radiación solar puede reflejar varias veces antes de incidir sobre el absorbedor. El concentrador se construye con un ángulo que va de 10° a 80° .

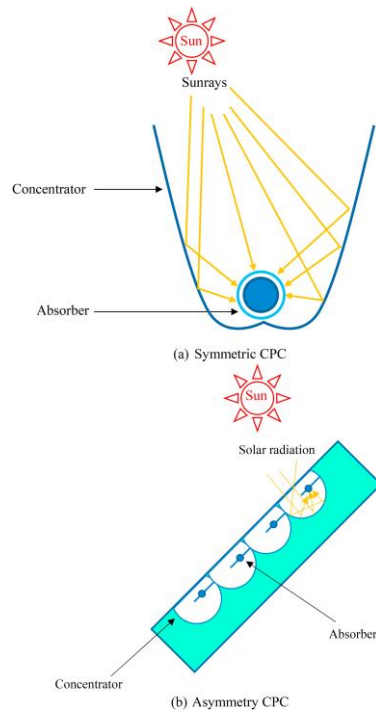


Figura 9.- a) CPC simétrica, b) CPC asimétrica. [3]

Una característica muy interesante de este tipo de colectores es que no requiere un seguimiento continuo, comprendiéndose su rango de temperaturas entre 100°C a 250°C , los dos tipos son los que se encuentran en la Figura 9, simétrica y antisimétrica. En la simétrica la geometría puede variar dependiendo de la aplicación.

1.3.3.4 Sistema reflector fresnel lineal

El reflector Fresnel lineal solar consta de una serie de espejos/reflectores curvos/planos paralelos largos y un receptor de cavidad focal Figura 10. Los reflectores están equipados con un sistema de seguimiento de un solo eje (este a oeste) para enfocar la radiación solar en el plano receptor aproximadamente 30 a 60 veces la intensidad solar normal, el receptor se coloca a la distancia focal para absorber la máxima cantidad de radiación posible.

El receptor consta de un banco de tubos paralelos de alta calidad cubiertos de un revestimiento selectivo y encerrados en una cavidad trapezoidal invertida aislada. La energía solar concentrada se transfiere al HTF.

El rango de temperatura va desde los 100°C hasta los 300°C , dada la simplicidad del diseño, es un buen sistema para costes bajos entre los rangos de temperatura ya mencionados, en cambio con los competidores de media temperatura la efectividad baja debido a las pérdidas por convección en el receptor.

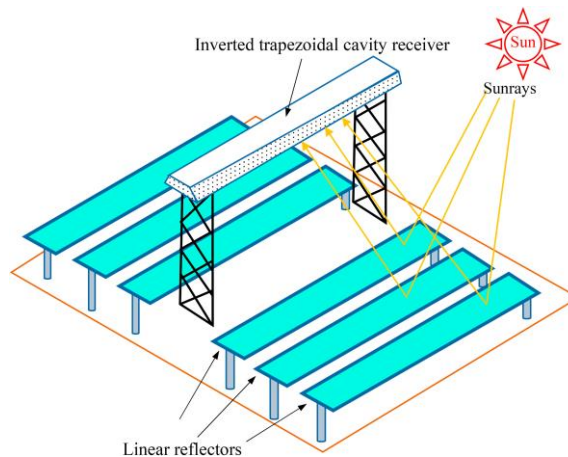


Figura 10.- Sistema reflector lineal fresnel. [3]

1.3.3.5 Receptor central

Un receptor central o torre de energía genera calor de alta temperatura a partir de la luz solar al enfocar la energía solar concentrada en un receptor central, como en Figura 11-

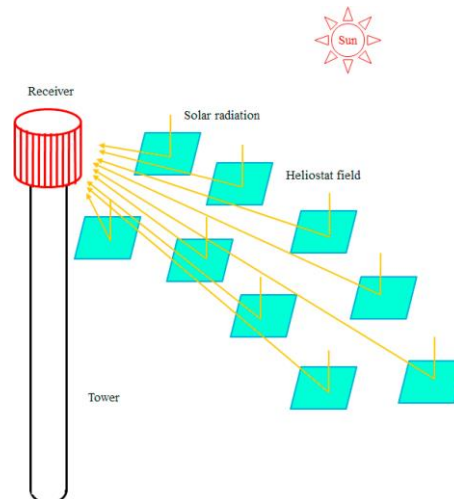


Figura 11.- Esquema torre de concentración. [3]

Este sistema usa una gran cantidad de espejos reflectables planos de dos ejes que concentran la radiación solar en una torre, estos espejos se llaman heliostatos, la torre se sitúa en medio del campo de heliostatos. La energía solar disponible en este tipo de sistemas es de 1.500 veces la radiación solar incidente [3].

Este tipo de sistemas es de alta temperatura $>400^{\circ}\text{C}$, los HTF mas usados para el sistema son, sales fundidas, aceites térmicos, agua etc... Por lo general este tipo de sistemas son usados para la conversión calor-electricidad, el fluido térmico se usa para calentar agua y producir vapor, posteriormente este se expande en una turbina para producir electricidad, el factor de conversión es de alrededor del 28%.

1.3.3.6 Colector solar de disco parabólicos

Un colector de plato parabólico consta de una matriz de espejos parabólicos en forma de plato para enfocar la radiación solar en un receptor ubicado en el punto focal de la parábola utilizando el sistema de seguimiento de dos ejes como se muestra en la Figura 12:

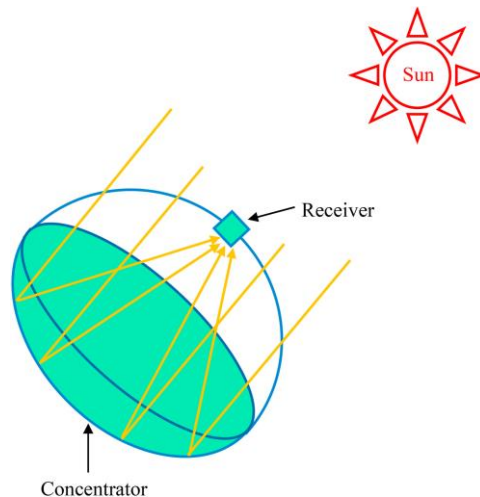


Figura 12.- Esquema del colector solar de disco parabólico. [3]

El HTF circula por el interior del receptor para absorber el calor de este, la relación de concentración varía entre 300 – 3.000. Este tipo de colector es de lo más eficiente dentro de la energía solar térmica, llegando a temperaturas de entre 500°C y 1.200°C.

1.3.3.7 Colector solar cilindroparabólico.

Puesto que es el elegido para el proyecto, se explicará más en profundidad, detallando los parámetros de cálculo para las futuras operaciones.

Un captador cilindro-parabólico (PTC) es el primer elemento que se encuentra la radiación y puede ser entendido como un tipo particular de intercambiador de calor que intercepta la energía radiante del Sol, la transforma en energía térmica y la transfiere a un fluido circulante por su interior que actúa como “fluido portador” de la energía térmica. [3]

Está formado por una superficie cilindro-parabólica que refleja la radiación directa del sol, concentrándola en un receptor tubular localizado en el foco de la parábola, por el que circula el fluido de transferencia de calor. [3]



Figura 13.- Colector cilindro-parabólico.

Este tipo de colector es apto para montar sobre suelo, incluso existe la posibilidad de instalar en altura, siempre que la estructura sobre la que descansa este preparada para el sobrepeso, no obstante, la instalación sobre alguna estructura encarece los precios.

Debido a la forma parabólica del reflector, la concentración en el foco es de unos 30 – 100 veces la intensidad normal. La concentración óptica hace que tan solo la radiación directa sea provechosa en este tipo de colectores, por lo que, obligatoriamente exige un seguimiento solar a lo largo del día continuo Este-Oeste.

En los campos de PTC, varios colectores se unen en serie formando filas o lazos, que a su vez se conectan en paralelo para así conseguir la potencia térmica deseada.

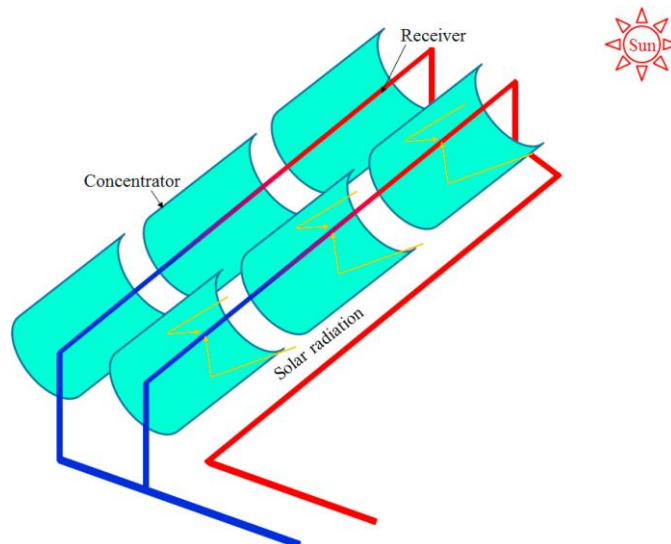


Figura 14.- Esquema colector cilindro-parabólico. [3]

Las componentes principales de un colector PTC son las siguientes:

- El reflector cilindro parabólico.
- El tubo absorbente.
- El fluido de transferencia de calor o fluido de trabajo HTF.
- El sistema de seguimiento del sol.
- La cimentación.
- La estructura soporte.
- Mecanismo.

Reflector cilindro parabólico: Se trata de un espejo curvado, con forma de parábola, que enfoca y redirige sobre su línea focal la radiación solar que atraviesa su plano de apertura. En dicha línea focal se encuentra el tubo por el que pasa el HTF donde se transforma dicha radiación en calor.

Estos espejos pueden ser de diferentes tamaños y materiales, además se fabrican de diferentes formas en función de la configuración escogida para cada tipo de proyecto.

Las superficies reflectantes se consiguen mediante películas de plata o aluminio que se depositan sobre un soporte que les da la rigidez necesaria. Los soportes más empleados son chapas metálicas, plástico y cristal.

El uso de chapas metálicas constituye un bajo coste debido a que solamente se precisa un pulido de chapa que hace de doble función, soporte y reflector. El más usado es el aluminio, pero tiene un problema, la exposición prolongada a las condiciones ambientales adversas hace que este tipo de soporte no sea muy adecuado debido a su baja durabilidad.

La utilización de materiales plásticos requiere la deposición de una película fina de plata o aluminio sobre una cara, de este modo el reflector queda compuesto por una lámina de plástico que puede adherirse a cualquier estructura soporte. De nuevo un gran problema es su exposición con el ambiente, resultado dañado por las partículas presentes en el aire, además de las temperaturas extremas, humedad y la radiación ultravioleta.

El espejo es similar a los de uso común, con la diferencia de que el vidrio que sirve como soporte para la partícula de plata es de bajo contenido en hierro, lo que aumenta su transmitancia. Los espejos de vidrio con partícula de plata pueden llegar a tener una transmitancia del 94%.

Hay dos tipos de vidrios sobre el que se deposita la película reflectante de plata o aluminio, vidrio grueso espesor de 3 mm (empleados en la actualidad, requieren doblado en caliente en líneas especiales de fabricación), vidrio delgado <3 mm (no se suele emplear, se dobla en frío para fijarlo directamente a la estructura).

Tubo absorbente: El tubo absorbente o receptor es un elemento esencial, encargado de convertir la radiación concentrada por los colectores en calor, transmitiéndola al HTF y del que depende en gran medida el rendimiento

global del colector.

Para temperaturas por debajo de los 300°C, el tubo absorbente puede ser un simple tubo de cobalto o cromo como recubrimiento, pero debido a que las temperaturas suelen superar este rango, se utilizan dos tubos concéntricos como los de la Figura 15.

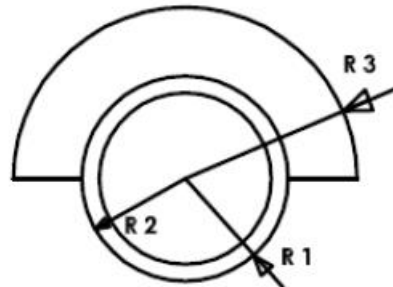


Figura 15.- Receptor de doble tubo. [4]

El interior de acero con un recubrimiento y el exterior de vidrio con dos muelles uno al principio y otro al final. En el medio por lo general se hace vacío, evitando así las pérdidas por convección. El tubo de acero tiene recubrimiento para así absorber la mayor radiación posible y convertirla en energía térmica, en cambio el tubo de vidrio tiene como función aislar la tubería al igual que el vacío previamente mencionado, además la tubería de vidrio está tratada con un material antirreflectante para aumentar el rendimiento óptico.

En la Figura 16 se observan los diferentes componentes de un tubo absorbente.



Figura 16.- Esquema de los componentes de un tubo absorbente. [4]

- **Cubierta de vidrio:** Para limitar las pérdidas por conducción se debe aislar el tubo metálico, como calorifugar el tubo no es viable, ya que impediría que la radiación incidiera sobre el tubo, se recubre de un vidrio fino, produciendo lo que comúnmente se denomina efecto invernadero, como anteriormente se mencionaba para aislar más aun, se crea vacío entre la cubierta de vidrio y el tubo metálico, reduciendo así las pérdidas por convección también, de esta forma se protege también el recubrimiento selectivo del tubo metálico.

Para reducir las pérdidas debidas a la reflexión del espejo del reflector, se trata al vidrio con anti reflectante, basado en un ataque químico ligero que también impide la permeación del vidrio.

El vidrio usado normalmente es el borosilicato (Vidrio Pyrex), sus características mas significativas son: una alta transparencia y unas pérdidas por reflexión bajas, su diámetro se encuentra entre 115 mm y su espesor es de unos 3 mm.

- **Tubo metálico central:** En la actualidad se fabrica de acero inoxidable y de un grosor de pared de unos 2 mm aprox. La radiación incide sobre el tubo metálico que a su vez cederá el calor sobre el HTF que circulará por su interior. Un diámetro aproximado podría ser de unos 70 mm.

Para una primera aproximación, teniendo en cuenta que cada tubo mide unos 4 metros y que el salto de temperatura que correspondería a un DNI de 900 W/m², es de unos 0,6 °C para elevar una temperatura de 50°C serian necesarios unos 70 tubos en serie.

- **Dilatador:** Uno de los puntos clave en la fabricación de los tubos absorbentes, ya que es el encargado

de realizar la estanquidad dentro de los tubos, de manera que el vacío no se pierda. Un fallo en la soldadura de esta pieza y supondrá el fallo crítico del tubo.



Figura 17.- Corte transversal de un dilatador de un tubo Schott. [4]

El dilatador tiene la función de contrarrestar la dilatación diferencial que se produce entre el vidrio y el tubo metálico debido al gradiente de temperaturas existente. El muelle permite un sello entre el vidrio y el metal y permiten la expansión térmica entre el absorbedor de metal y envoltura de vidrio, también permite que el absorbedor sobresalga más allá de la envoltura de vidrio, de forma que puede soldarse a tope para formar un receptor continuo. El espacio que existe entre muelles es ideal para fijar los soportes de apoyo del tubo absorbente.

La gran cantidad de fallos en los tubos viene dado por esta soldadura, lo que lleva asociado un gran coste de mantenimiento y reposición.

- **Recubrimiento:** El tubo absorbente por la parte exterior, la que recibe la radiación, tiene un recubrimiento selectivo de color negro – azulado, encargado de buscar la máxima absorción de radiación en el espectro ultravioleta y las mínimas pérdidas posibles por emisión en el espectro infrarrojo, básicamente el objetivo de este recubrimiento es hacer al tubo comportarse como un cuerpo negro lo mas parecido posible. El recubrimiento está compuesto de una serie de capas compuestas de cermet, obtenidos por sputtering o descomposición física (Proceso PDV), estas capas son una mezcla de materiales cerámicos y metálicos de cermets (ceramic metals):
 - **Capa metálica:** Está compuesta de Molibdeno, y confiere la baja emisividad requerida.
 - **Capa cermets:** Proporciona la absorción de la radiación solar, compuesta de una capa estratificada de Molibdeno y de alumina (Al_2O_3).
 - **Capa dieléctrica:** Actúa como antireflectante compuesta únicamente de alumina.

La composición total hace que se produzca el efecto invernadero, lo que hace aumentar la temperatura del fluido que circula por su interior, HTF, este material aumenta considerablemente la transmisión de energía.

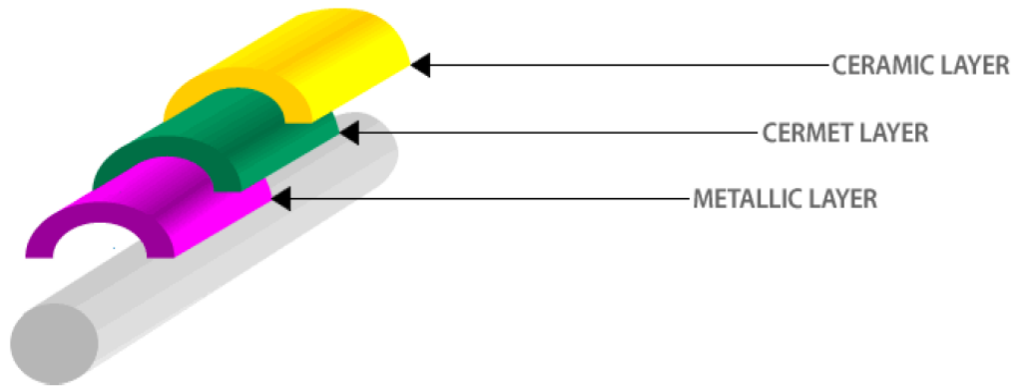


Figura 18.- Recubrimiento selectivo. [4]

Este recubrimiento selectivo le proporciona al receptor una elevada absorptividad (~94%) en el rango de la radiación solar y una baja emisividad en el espectro infrarrojo (~15%), lo que le proporciona un elevado rendimiento térmico. [4]

Fluido térmico (HTF): El fluido caloportador que circula por el interior del tubo receptor que utilizan los PTC, dependerá de la temperatura máxima de operación en el proyecto. Si las temperaturas son entre 200°C y 400°C se utilizarán aceites térmicos sintéticos. Si las temperaturas son menores de 200°C se puede usar agua desmineralizada, o una mezcla de Etileno-Glicol.

Esta distinción se debe a que cuando la temperatura aumenta, en el caso de agua como fluido térmico para mantener esa temperatura la presión necesaria es muy elevada, es decir, para mantener el agua a 300°C a la salida de los colectores, la presión en el circuito debería ser superior a 100 bar, lo que parece inviable. En cambio, para tener una temperatura de 300°C con un aceite térmico, la presión a mantener es de unos 10 – 15 bar. Esto abarata los precios de las tuberías y materiales, uno de los inconvenientes de los aceites térmicos es la necesidad de tener inertizada toda la línea por la que circula el aceite, para evitar posibles combustiones o contaminaciones por fuga.

Seguimiento del sol: Para la optimización de la instalación, es necesario que los colectores estén perfectamente perpendiculares al sol, debido a que estos funcionan únicamente con la radiación directa, este sistema sigue al sol desde que sale hasta que ya no hay energía para aprovechar. Cada sistema es independiente del resto del campo de colectores, esto permite la libertad de mantener y controlar la temperatura del campo.

Hay dos tipos, los eléctricos con un solo eje, que suele usarse en equipos pequeños y los hidráulicos para los lazos de colectores.

También es viable los dispositivos con dos ejes, los cuales cuentan con una mayor eficiencia, en cambio su mayor coste, mantenimiento y las pérdidas térmicas debido a que la longitud de tuberías pasivas dentro del colector son mayores hace que no se tenga en cuenta y todos se instalen sobre un eje.

La orientación del eje de rotación también es un factor a tener en cuenta, se elegirá Este-Oeste en lugares situados con latitud 30° - 45°, para los demás se situará Norte-Sur, esto aumentará la energía absorbida.

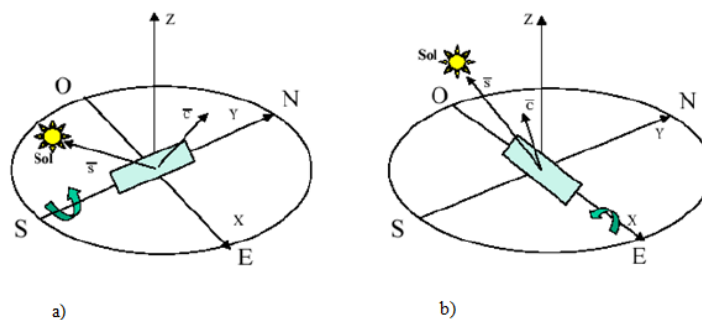


Figura 19.- Orientaciones, a) Este – Oeste, b) Norte – Sur.

Cimentación: Es la encargada de soportar los captadores y los fija al suelo de forma que soporte las cargas para las que fue diseñada, teniendo en cuenta todo tipo de factores, como cargas de viento, cargas en funcionamiento,

terreno en el que ira montado, etc... El material normalmente utilizado es el hormigón.

Un estudio geológico es muy importante a la hora de proyectar, debido a que, si una vez este en operación aparecen errores debido al terreno, supondrán sobrecostos asociados muy elevados.

Estructura soporte: Es la encargada de dar rigidez al conjunto de elementos que lo componen, a la vez que actuar de intermediario con la cimentación del colector. Para que cumpla las características debe tener las siguientes características:

- Resistencia a la flexión y torsion, evitando derribamientos por viento.
- Sencilla de montar/desmontar debido a posible trabajo de mantenimiento.
- Debe conseguir un alto rendimiento óptico, para que la mayor radiación alcance el tubo absorbente, obteniendo así la mayor efectividad posible.

El soporte del tubo absorbente es otro aspecto a tener en cuenta, ya que lo debe de mantener en en la línea focal para que funcione correctamente, también hay que tener en cuenta la dilatación que sufre el tubo debido a los cambios de temperatura, esto se arregla añadiendo una sujeción soporte unido a la estructura mediante una bisagra, permitiendo así el movimiento del tubo causado por la dilatación.



Figura 20.- Estructura soporte de captadores cilindroparabólicos. [4]

Mecanismo, conexiones entre partes fijas, móviles y entre colectores: Los campos de PTC, se unen los captadores en serie formando filas y a su vez lazos, el sistema móvil de captadores debe permitir que cada uno se mueva individualmente, por lo que el elemento de unión debe permitir el movimiento, absorbiendo las dilataciones térmicas de los tubos absorbentes. Pueden ser de dos tipos: tuberías flexibles, que se pueden curvar lo necesario hasta alcanzar la posición deseada o juntas rotativas, que además de permitir la rotación del colector, aceptan una pequeña inclinación de unos 15° con lo que absorben las dilataciones longitudinales.

Ecuaciones que gobiernan la tecnología PTC: La eficiencia (η) de los PTC puede expresarse como:

$$\eta_{pl} = \frac{Q_u}{SM \cdot I_{bn} \cdot L_{coll} \cdot W_{coll}} \quad (1)$$

Siendo:

- W_{coll} : apertura del colector (m)
- L_{coll} : longitud del colector (m)
- I_{bn} : radiación normal directa (W/m²)

Donde el múltiplo solar (SM):

$$SM = \frac{\text{Potencia térmica producida por el campo solar en el punto de diseño}}{\text{Potencia termica requerida por el bloque de potencia en funcionamiento nominal}} \quad (2)$$

El múltiplo solar se decidirá en función del proyecto, como veremos mas adelante. I_{bn} es la radiación solar normal, L_{coll} es la longitud del colector y W_{coll} es el área de apertura del colector. El calor útil (Q_u) de un PTC se puede calcular como:

$$Q_u = m \cdot C_p \cdot (T_{fo} - T_{fi}) = F_R \cdot (W_{coll} - D_{out}) \cdot L_{coll} \cdot [S - \frac{U_L}{CR} \cdot (T_{fi} - T_{amb})] \quad (3)$$

Siendo:

- M = caudal de HTF (kg/s).
- Cp = poder calorífico del HTF (J/kg·K).
- T_{fo} = temperatura de salida del colector (K).
- T_{fi} = temperatura de entrada del colector (K).
- Fr = factor de eliminación del calor del colector.
- S = flujo de energía solar en el receptor (W/m²·K).
- U_L = coeficiente global de transferencia (W/m²·K).
- Cr = ratio de concentración del colector.
- T_{fi} = temperatura de entrada al colector (K).
- T_{amb} = temperatura ambiente (K).

F_R es el factor de eliminación de calor del colector, el flujo de energía solar en el receptor (S) se determina conforme a la ecuación 4:

$$S = I_b \cdot \rho_{conc} \cdot \gamma(\tau\alpha)_{rec} \cdot K(\theta) \quad (4)$$

Siendo:

- $\gamma(\tau\alpha)_{rec}$ = transmisividad-absortividad del receptor.

El modificador del ángulo de incidencia K(θ) puede escribirse como:

$$K(\theta) = 1 - 6.74 \cdot 10^{-5} \cdot \theta^2 + 1.64 \cdot 10^{-6} \cdot \theta^3 - 2.51 \cdot 10^{-8} \cdot \theta^4 \quad (5)$$

Ratio de concentración del colector (CR):

$$CR = \frac{\text{Apertura del colector}}{\text{Diametro del receptor}} = \frac{W_{coll} - D_o}{D_o} \quad (6)$$

El factor de eliminación de calor del colector sería (FR)

$$FR = \frac{mC_p}{U_L \pi \cdot D_{out} \cdot L_{coll}} \cdot \left(1 - e^{\left[-\frac{F' \cdot U_L \cdot m D_o \cdot L_{coll}}{m \cdot C_p} \right]} \right) \quad (7)$$

Donde F' es la eficiencia de la película:

$$F' = \frac{1}{U_L \left[\frac{1}{U_L} + \frac{D_{out}}{D_{in} \cdot h_f} + \left(\frac{D_{out}}{2k_R} \ln \frac{D_{out}}{D_{in}} \right) \right]} \quad (8)$$

Siendo:

- D_{out} = diámetro exterior del tubo receptor (m)
- D_{in} = diámetro interior del tubo receptor (m)

El coeficiente de película h_f del tubo absorbedor con el fluido de trabajo es el siguiente:

$$h_f = \frac{N_u \cdot k_f}{D_{in}} \quad (9)$$

Donde N_u es el número de Nusselt y k_f es la viscosidad dinámica, propiedades del fluido de trabajo, el Nusselt se calculará con la siguiente correlación:

$$Nu = 0.023 Re^{0.8} \cdot Pr^{0.4} \quad (10)$$

Siendo:

- Re = número de Reynolds.

- Pr = número de Prandtl.

Estas son las ecuaciones que representan un colector cilindroparabólico, sin embargo a elección de este proyecto se decidió utilizar un software específico, que calcula el campo solar dependiendo de la ubicación de la planta, y teniendo en cuenta las condiciones climatológicas del lugar como es el System Advisor Model [5], un software de origen estadounidense encargado de simular todo el campo variando los parámetros, que posteriormente decidiremos en el capítulo 3 de este proyecto, además de todos los equipos necesarios para poner en funcionamiento la planta.

1.4 Hoja de ruta.

Una vez hemos expuesto el PNIEC [1] y toda la tecnología existente para una central termosolar, empezaremos exponiendo el caso actual, lo que hay instalado, calculando algunas variables para posteriormente analizarlas con el caso mejorado propuesto por el proyecto.

Posteriormente usaremos un simulador (SAM [5]) para hacer un modelo de la central termosolar, para luego optimizarla buscando el menor costo de la energía y mayor factor de capacidad, una vez encontremos una solución óptima modelaremos los intercambiadores.

Para terminar, compararemos los dos casos, analizando si la solución propuesta es viable tanto económica como técnicamente.

2 CASO BASE

El objetivo del proyecto es llegar a sustituir las emisiones de carbono a la atmósfera, tal y como indica el PNIEC [1], para ello debemos hacer un estudio tanto energético como económico, llegando a encontrar una opción mejor a la que existe actualmente, para ello se sustituirá la caldera de fuel oil por un campo solar de colectores cilindro-parabólicos, con almacenamiento para las horas sin sol.

Para el caso base tomaremos los datos actuales, el objetivo de este apartado es poner en contexto la instalación ya preexistente, así poder hacer cálculos de costes anuales y emisiones para posteriormente en el capítulo 3 comparar la instalación a proyectar en cuestión de gastos de operación, inversión y ahorros tanto anuales como ahorros en emisiones.

2.1 Complejo industrial de Puertollano.

2.1.1 Historia del complejo.

El complejo industrial de Puertollano posee unas extensas instalaciones y genera una gran variedad de productos. Es todo un referente dentro de la industria energética y química. [6]

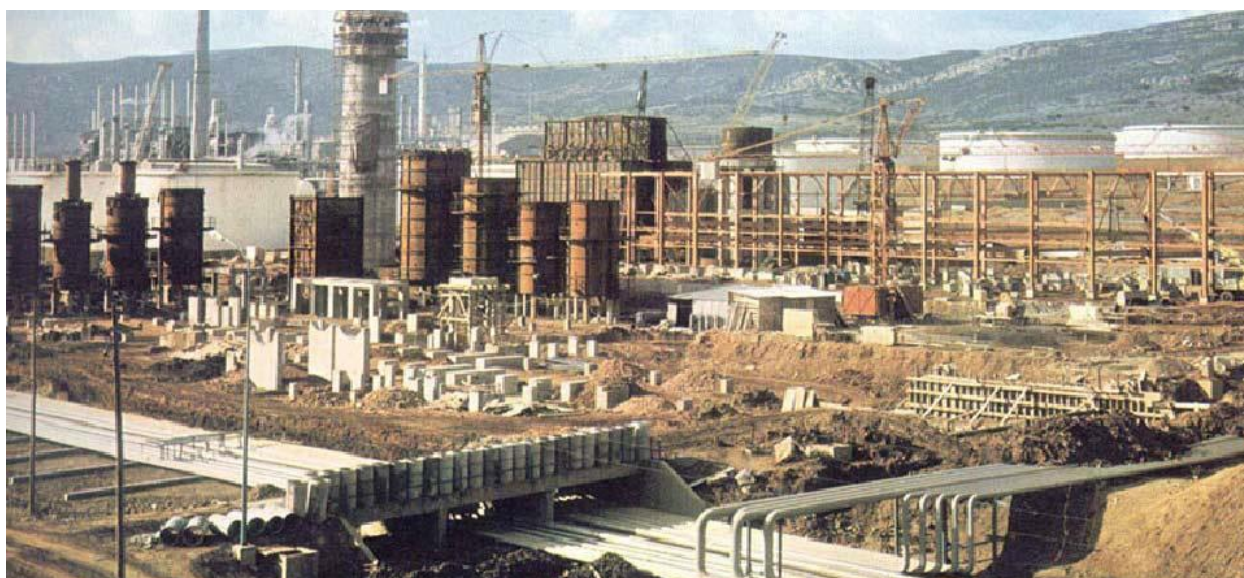


Figura 21.- Complejo Industrial de Puertollano. [6]



Figura 22.- Evolución años 90 en Puertollano. [6]

En el año 2000 se inaugura un nuevo oleoducto, procedente de Cartagena, que gracias a sus 358 km pudo sustituir al anterior que venía desde Málaga. Durante la primera década de los años 2000 se construye una nueva planta, el MildHydrocracker para aumentar la producción de destilados medios; se inician las obras del

recrecimiento de la presa de Montoro, aumentando su capacidad de embalse de agua a 102 millones de metros cúbicos.

En 2012 se concluye la construcción de un oleoducto reversible que conecta las refinerías de Puertollano y Cartagena y permite el intercambio de productos terminados entre ambas refinerías.

En 2013 el Complejo recibe la certificación de Sistema de Gestión Energética ISO 50.001. Durante los años sucesivos invierten 100 millones de euros para mejorar la eficiencia energética en el periodo 2010-2016 con el objetivo de reducir las emisiones de CO₂ en un 22%; y 25 millones de euros en la remodelación de área de Lubricantes, aumentando el rendimiento de los destilados, la eficiencia energética y la competitividad. [6]

Igualmente, en 2016 se impulsa el Plan de Competitividad de la Química con inversiones de 60 millones de euros para aumentar la competitividad y la eficiencia de la química, fabricando productos de mayor valor añadido.

Repsol continúa invirtiendo en sus instalaciones de Puertollano apostando por la innovación, la digitalización y la incorporación de las mejores tecnologías en sus procesos industriales. [6]

2.1.2 Instalaciones del complejo.

Las instalaciones que actualmente se encuentran activas en el complejo son las que se encuentran en la Figura 23. En la figura mencionada se observa la gran cantidad de instalaciones actuales, donde se encuentran toda la gama de derivados del petróleo, encargados de elaborar numerosos productos de uso diario en nuestra sociedad. Desde el gas propano o butano que dan calor a los hogares hasta el combustible necesario para que puedan funcionar millones de vehículos.

Las instalaciones más importantes son las siguientes:

- **Refino:** El complejo posee un completo e integrado esquema de refino, adecuado para la obtención de un gran número de gasóleos y gasolinas de gran calidad. El crudo del petróleo, la materia prima, llega a través de un oleoducto desde Cartagena. Capaz de procesar 7,5 toneladas al año.

Dentro de esta área destacan dos unidades de destilación de crudo, en las que se inicia la primera etapa de procesamiento de este material fraccionándolo y dividiéndolo en distintos compuestos, según su punto de ebullición.

Las unidades de destilación a vacío se encargan de procesar las fracciones más pesadas, para convertirlas así en compuestos más ligeros y útiles. Los residuos son procesados para obtener otros productos. [6]



Figura 23.- Todas las instalaciones actuales en el complejo industrial de Puertollano. [6]

Las unidades de hidrosulfuración y de recuperación de azufre permiten que éste sea extraído de todos los productos, tanto para adecuarlos a la normativa como para obtener azufre sólido, que se usa en varias industrias.

Esta instalación es la que nos interesa para el proyecto, ya que para la preparación del crudo con anterioridad a la destilación es necesario calentarlo, actualmente se hace con una caldera y como combustible carbón, el objetivo es proyectar una instalación con energías renovables capaz de sostener el 50% de la capacidad anual.

- **Química:** La división química esta estrechamente ligada con la de refino, capaz de fabricar una gama de mas de 170 productos con un gran número de especialidades.

La nafta, un derivado del petróleo, se obtiene en la destilación, que además de ser producto base de las gasolinas, esta sirve como materia prima de las plantas de olefinas, donde se obtienen diversos productos petroquímicos como el etileno, el propileno o el benceno.

Estos productos se usan en las plantas de química derivada para obtener nuevos productos que posteriormente se usarán para la fabricación de medicinas, material sanitario, productos cosméticos, limpieza, etc... [6]

- **Lubricantes:** La refinería de Puertollano es la única capaz de fabricar aceites lubricantes terminados, con una capacidad de 110.000 toneladas anuales.

Además de las unidades de producción necesarias, como las de destilación a vacío, desafaltado, hidroacabado y desparafinado, contando con un almacén de 20.167 m². [6]

- **Asfalto:** Con una capacidad de 500.000 toneladas anuales. Su materia prima son los componentes pesados que se producen en la destilación a vacío, específicamente el betún.

Se almacenan en tanques de 5.000 toneladas, en la zona de mezclas se incorpora el betún junto con otros aditivos, de ahí se aprovechan diferentes gamas que luego se comercializarán.

Un dato curioso es que han conseguido que 30.000 toneladas de asfalto producido se hagan a partir de los neumáticos usados. [6]

- **GLP:** En los gases licuados de petróleo (GLP) se recepciona, almacena, embotella y envía el producto tanto a otras factorías como al público. [6]

- **Almacenamiento:** Además de todas las unidades propias de cada proceso de producción, existen otras instalaciones destinadas a cumplir otro tipo de funciones. Todos nuestros parques de almacenamiento, por ejemplo, albergan todos los tipos de productos con los que trabajamos, independientemente de su uso y situación dentro del proceso de producción. Tienen una capacidad, en total, de unos 2.277.000 metros cúbicos. [6]

2.1.3 Proceso productivo.

Todo comienza con la llegada del crudo de petróleo a la terminal marítima de la refinería de Cartagena. Desde allí se envía el crudo a través del oleoducto que conecta los dos complejos. Una vez en Puertollano, se almacena en tanques hasta que llegue el momento de ser tratado.

El proceso de refino se inicia en las unidades de destilación, donde el crudo se calienta a altas temperaturas para dividirse en distintas corrientes, según su punto de ebullición, que tras su tratamiento en otras unidades darán lugar a los productos comerciales: Gases Licuados de Petróleo (GLP), queroseno, gasolinas, gasóleo, asfaltos y lubricantes, entre otros. El tratamiento en otras unidades tiene dos objetivos: en primer lugar, obtener productos en especificaciones de venta, y en segundo, transformar mediante las unidades de conversión corrientes de poco valor en productos de mayor valor añadido, como las gasolinas, queroseno y gasóleos.

Uno de los requisitos medioambientales más importantes es el contenido en azufre de nuestros productos y para su eliminación contamos con plantas de desulfuración, donde se extrae el azufre y se convierte en un producto final comercial. Por último, los compuestos pasan por los tratamientos necesarios para ser transformados en los productos finales, que son almacenados y distribuidos allí donde se necesiten.

Por lo tanto, la parte implicada en el proyecto es la parte inicial, una vez ha llegado el crudo por los oleoductos, y han sido enviados para su almacenamiento se precalientan, posteriormente se calientan a altas temperaturas, esta parte del proceso es en la que se hará mas incapie en los posteriores capítulos. [6]

2.2 Cálculo de los costes para el caso base.

Tras consulta a refinería, la unidad de furfural presenta el siguiente consumo:

- Duty estimado de 11 Gcal/h = 12.793 kW.

Este duty es el necesario para el calentamiento del furfural en sus dos corrientes, proporcionado por el informe del proyecto. Con este dato podremos calcular los kg de fuel oil usados para la demanda anual, y las emisiones a la atmósfera.

Teniendo la energía necesaria, podemos suponer algunas hipótesis simplificativas, para tener una referencia para los cálculos posteriores:

- **Exceso de aire = 0%**
- **Rendimiento global de la caldera = 75%** (Contabilizando todas las pérdidas)
- **Fuel oil 1% L** : Cp = 42 MJ/kg [7]; Precio = 1,123 €/L [8]; densidad = 0.92 Kg / dm³ [7]

Para el cálculo de los kilogramos de fuel oil necesarios en la instalación, usaremos la ecuación 11:

$$m_{fuel\ oil}(kg) = \frac{Q_{necesario}}{\bar{c}_{p\ fuel\ oil} \cdot \eta_{t\érmico\ global}} \cdot \frac{Segundos\ en\ un\ año}{1} = \frac{12.793}{42 \cdot 1000 \cdot 0.75} \cdot 60 \cdot 60 \cdot 24 \cdot 365 = 12.810.000\ kg \quad (11)$$

El coste asociado a estos kg de fuel oil sería de (12.810.000 kg / 0,92) * 1,123 €/L = 15.630.000 €.

Para el cálculo de las emisiones de gases de efecto invernadero sabemos que el Fuel oil importado produce 3,05 kg CO₂ / kg de Fuel oil [9], por lo que 12.810.000 kg de Fuel oil * 3,05 kg CO₂ / kg de Fuel oil = 39.070,5 ton de CO₂, valor que se reducirá notablemente con la importación del campo solar.

Si tenemos en cuenta un costo del 10% del coste operacional anual para preparación, mantenimiento y transporte del carbón, saldría un coste operacional anual de 17.193.000 € / año, sin tener en cuenta el coste de la inversión inicial para la caldera ya que este ya existía previamente.

Hay que tener en cuenta que en este valor no está añadido el coste de preparación, mantenimiento, bombeo del crudo, solamente es el valor necesario para el calentamiento hasta la temperatura necesaria para el correcto destilamiento del petróleo.

3 CASO MEJORADO

Para el caso mejorado usaremos el software System Advisor Modeller (SAM), con el cual simularemos el campo solar para obtener los datos necesarios para abastecer nuestro sistema de calentamiento a las condiciones propuestas, en este caso un 50% de factor de operación.

3.1 Presentación del caso.

La Figura 24 nos muestra un esquema básico de la instalación a proyectar con todas las partes importantes del proyecto, en el que se incorporará un campo solar de colectores cilindro-parabólicos, con almacenamiento de tanque frío y tanque caliente en serie. El campo utiliza, Therminol VP1 como fluido de transferencia, y sustituye a la caldera de fueloil encargada de calentar la corriente de furfural. Para el intercambio de calor del HTF con el furfural se incluirán dos intercambiadores de carcasa y tubo, uno para cada uno de los puntos de consumo final.

También existe la posibilidad de hacer un bypass en la corriente principal de HTF para las horas donde la producción sea mayor a la necesaria en los puntos de consumo.

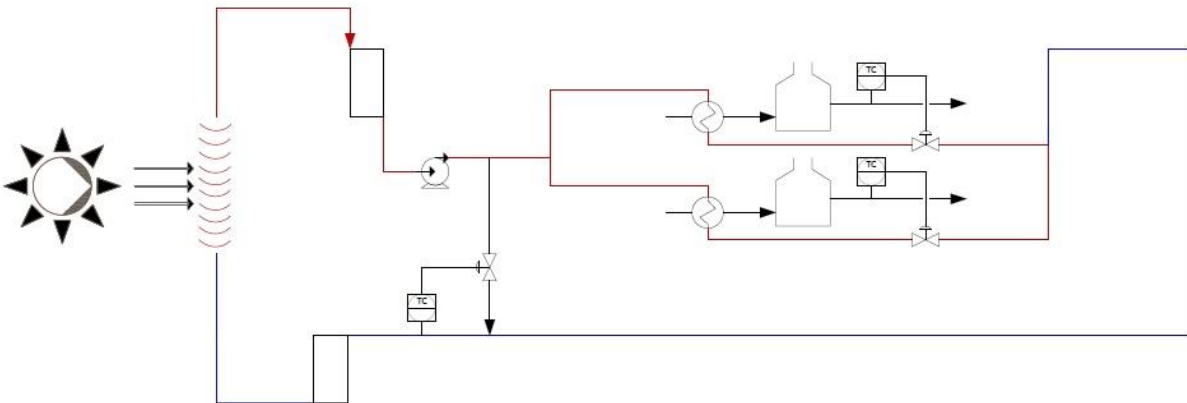


Figura 24.- Esquema de la instalación.

El proyecto lo podríamos dividir en tres partes diferenciadas como son:

- **El campo solar de concentración cilindroparabolica:** Es el encargado de convertir la energía del sol en calor, transmitiéndolo hacia el fluido térmico utilizado.
- **Almacenamiento:** Su función es muy importante y es la principal fuente de energía cuando el campo solar no tiene suficientemente potencia para abastecer los puntos de consumo, se tomará la decisión de cuanta energía se destinará para almacenaje y cuanta para los puntos de consumo.
- **Puntos de consumo:** Punto final del proyecto, donde se consumirá la energía producida por el campo, en este caso tenemos tres puntos de consumo, el principal que sería el encargado del calentamiento del furfural a dos temperaturas de entradas diferentes, para el cual se van a dedicar todos los recursos y para la generación de vapor, si existe viabilidad económica y técnica, para posteriormente expandirlo en una turbina y así generar energía eléctrica. Se instalará una válvula bypass para poder controlar en todo momento donde destinar la energía producida.

Una vez se conocen las partes principales podemos pasar a definir los objetivos y los datos principales proporcionados para poder empezar a simular en nuestro software:

- Duty estimado de 11 Gcal/h.
- Generación de vapor a 20 kg/cm²
- Definir un sistema de almacenamiento.

- Factor de operación del 50% anual.
- Se requiere establecer una estrategia de control entre el calor del hot-oil que se aprovecha en los hornos de refino y la generación de vapor, primando el sistema de hornos. Se fijará en función de la disponibilidad de energía en el campo solar.
- Analizar el impacto de las distintas temperaturas de salida del hot-oil del campo termosolar.
- Se requiere una temperatura mínima de llegada a los cambiadores de calor con hot-oil de 280°C.
- Se requiere un grado de recalentamiento del vapor de 30°C.

3.2 Selección de equipos.

En este capítulo seleccionaremos los equipos que posteriormente se utilizarán para en el programa de simulación.

3.2.1 Colectores cilindroparabólicos.

Los principales fabricantes son, EuroTrough, Luz, Solargenix y Siemens. En la Tabla 3 están las características principales de los modelos estudiados de cada una de las marcas anteriores.

	EuroTrough ET150	Luz LS-3	Solargenix SGX-1	Siemens SunField 6
Longitud (m)	150	100	100	95,2
Ancho (m)	5,75	5,75	5	5,776
Área de apertura (m ²)	817,5	545	470,3	545
Distancia focal (m)	2.1	2,1	1,8	2,17
Reflectancia	0,935	0,935	0,935	0,925
Factor de concentración	1	1	1	1

Tabla 3.- Propiedades principales de las marcas de cilindroparabólicos. [5]

La elección del equipo utilizado para el proyecto es indiferente ya que las características de todos ellos son muy parecidas, simulando en el programa, todos los modelos dan los mismos resultados, en este caso el equipo elegido para el campo solar es el EuroTrough, marca mundialmente conocida.

3.2.2 Tubo receptor.

Los principales fabricantes son Schott, Luz y Solel, de igual forma en la vamos a comparar las diferentes características de los principales modelos de los fabricantes.

	Schott PTR70 Vacuum	Luz Cermet Vacuum	Solel UVAC2 Vacuum
Transmisividad	0,963	0,935	0,96
Absorción	0,96	0,925	0,96
Eficiencia óptica	0,771	0,727	0,775

Pérdidas térmicas (W/m)	139,5	369,4	176,4
-------------------------	-------	-------	-------

Tabla 4.- Propiedades principales de las marcas de tubos receptores. [5]

Nuestra elección es el Schott PTR70 Vacuum debido a su alta transmisividad y bajas pérdidas térmicas.

3.2.3 Fluido térmico.

Para la elección del fluido térmico, partiremos de una base, debido a los rangos de temperaturas deseados, nos decantamos por un aceite térmico, existiendo varias posibilidades como son el Therminol VP1, Therminol 59 y Therminol 66.

	Therminol VP1	Therminol 59	Therminol 66
Rango de temperaturas (°C)	[400,12]	[315,-37]	[345,11]
Temperatura de autoignición (°C) DIN 51794	621	404	399
Pseudopresión crítica (bar)	33,1	22,3	24,3

Tabla 5.- Propiedades principales de los aceites térmicos. [5]

Una de las decisiones a tomar era la de las temperaturas consignas a la entrada y salida del campo solar, la temperatura a la salida del campo solar estará en torno a los 360 °C. Por descarte el Therminol VP-1 es el aceite térmico que usaremos a partir de ahora.

3.2.4 Almacenamiento.

La existencia de un almacenamiento térmico ofrece la posibilidad de producir más energía y, por lo tanto, llegar a el factor de operación requerido. La capacidad de almacenamiento se expresa en término de número de horas que la central es capaz de operar a su capacidad de diseño exclusivamente con la energía del almacenamiento.

Para el almacenamiento usaremos el método mas usado de tanque frío y tanque caliente, dentro de los tanques tendremos el mismo HTF que circula por el circuito principal, debido a las bajas temperaturas no podemos usar las sales fundidas. Con un sistema de automatización cuando el campo solar no es capaz de producir lo necesario para cumplir con las exigencias, el tanque caliente aporta la energía necesaria restante, de igual forma en momentos donde la producción de calor sea superior a la necesaria, el sistema aportará energía al tanque de almacenamiento.

3.2.5 Intercambiadores.

En este caso tenemos dos tipos de intercambiadores, uno para cada punto de consumo, en el caso del furfural usaremos un intercambiador de carcasa y tubo, luego se dimensionará para especificar mas los pasos por carcasa y los pasos por tubo. En el caso de la generación de vapor tendremos que dimensionar un intercambiador de cambio de fase.

- **Intercambiador de carcasa y tubo:** Es un dispositivo en el que dos fluidos, uno a través del lado de los tubos y otro a través del lado de la carcasa, circulando en diferentes condiciones de temperatura, intercambian calor a través de la pared de los tubos, sin contacto directo entre ellos.
- **Intercambiador de cambio de fase:** Para el caso de cambio de fase volveremos a usar el intercambiador de carcasa y tubo, lo importante es que en este caso se produce un cambio de fase dentro del intercambiador, por lo que el diseño será mas complejo ya que entra en juego el calor latente de vaporización.

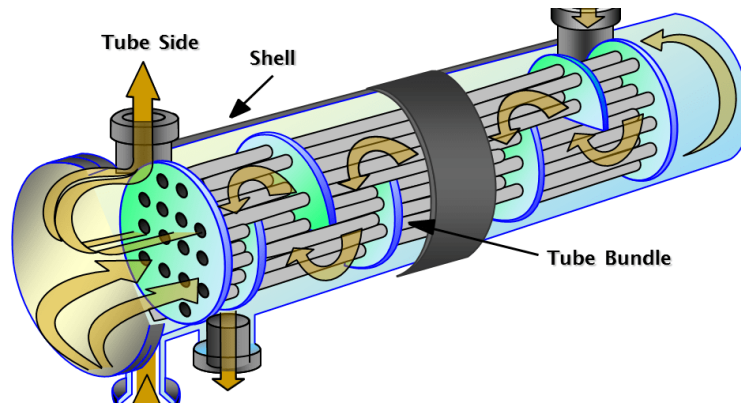


Figura 25.- Intercambiador de carcasa y tubo.

3.3 Descripción del modelo.

El modelo a usar es el de una central termosolar, donde veremos como afectan ciertos parámetros a la producción de calor. La tecnología será con colectores cilindroparabólicos.

En este apartado se describen los diferentes componentes de la planta, así como sus propiedades mas características. Luego el programa hará un análisis horario, mensual y anual de diferentes valores calculados.

3.3.1 Presentacion del System Advisor Model (SAM).

Este programa está dividido en tres partes: interfaz de usuario, motor de cálculo e interfaz de programación.

- **User Interface:** Nos permite fijar las variables que describen las características físicas de un sistema, los costes y las suposiciones financieras para un proyecto. También existe la posibilidad de simular de forma básica, pero además también tenemos la opción de una simulación mas avanzada para optimizar y estudiar la sensibilidad. Para el proyecto haremos optimización de los parámetros mas importantes.
- **Calculation engine:** Realiza los cálculos paso a paso automáticamente, cálculos financieros anuales para generar el cash flow del proyecto, así como otras medidas financieras.
- **Programming Interface:** Permite a programas externos interactuar con SAM. Ofrece la posibilidad de programar para ejecutar los valores de entrada leyéndolos directamente de la hoja programada, basándose en unos cálculos creados por el usuario o bien, para escribir los resultados en un archivo de texto.

Con Excel Exchange puede utilizarse Microsoft Excel para el cálculo de las variables de entrada, se crea una hoja de cálculo en la que podemos seguir haciendo cálculos.

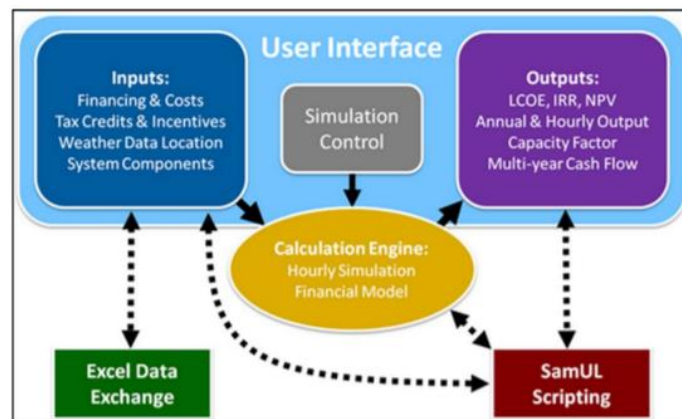


Figura 26.- Estructura del SAM. [5]

3.3.2 Elección del modelo a usar.

En todos los modelos a usar se realizan cálculos hora a hora de la energía térmica producida por el sistema, generando así un total de 8760 valores que representan la producción de energía térmica en un año. También, en algunos modelos, se realizan cálculos mensuales y anuales, de tal forma que todos ellos son utilizados por el modelo financiero para crear las suposiciones.

La concentración con colectores cilindroparábolicos ha sido el modelo elegido para nuestro proyecto. Para este tipo de proyectos el programa ofrece dos posibilidades:

- **Parabolic Trough (Empirical Model):** Su funcionamiento se basa en una serie de ecuaciones de ajuste basadas en el análisis de regresión de datos medidos en plantas termosolares de este tipo en Estados Unidos, por lo que la simulación esta limitada a simular sistemas semejantes a los medidos. Este modelo esta basado en otro anterior desarrollado para uso interno de NREL (National Renewable Energy Laboratory).
- **Parabolic Trough (Physical Model):** Este modelo se basa en el cálculo de la energía suministrada a la red por un campo solar de colectores cilindroparábolicos que suministra energía térmica a un sistema de generación, con sistema de almacenamiento opcional. Este modelo caracteriza el sistema con los principios de transferencia de calor y termodinámica, en lugar de medidas empíricas usadas en el Empirical Model. Sin embargo, este modelo añade mas incertidumbre, aunque sea mas flexible.

> Photovoltaic	> Power Purchase Agreement
> Energy Storage	> Distributed
> Concentrating Solar Power	Merchant Plant
Parabolic Trough - Physical	LCOE Calculator (FCR Method)
Parabolic Trough - Empirical	No Financial Model
Power Tower Molten Salt	
Linear Fresnel Molten Salt	
Linear Fresnel Direct Steam	
Generic Model	
Parabolic Trough - Heat	
Linear Fresnel Direct Steam - Heat	

Figura 27.- Modelo seleccionado en SAM. [5]

El modelo elegido para los cálculos es el Parabolic Trough Empirical, LCOE Calculator, para el cálculo financiero, donde posteriormente introduciremos los datos, ya que lo que nos interesa es un modelo que nos de el cálculo térmico.

Una vez hecha la preselección del modelo podemos iniciarlo y empezar a introducir los primeros datos importantes, que tendrán unos subapartados como en la Figura 28.

Trough (empr), LCOE Calculator
Location and Resource
Solar Field
Collectors (SCAs)
Receivers (HCEs)
Power Block
Thermal Storage
Parasitics
Grid Limits
Financial Parameters

Figura 28.- Subapartados SAM. [5]

3.3.2.1 Localización y recursos.

Uno de los factores a tener en cuenta para la construcción de nuestra central solar es su localización. Las ubicaciones mas favorables para ellos son las de clase V, que reciben al menos 2.000 kWh/m² de radiación directa anual.

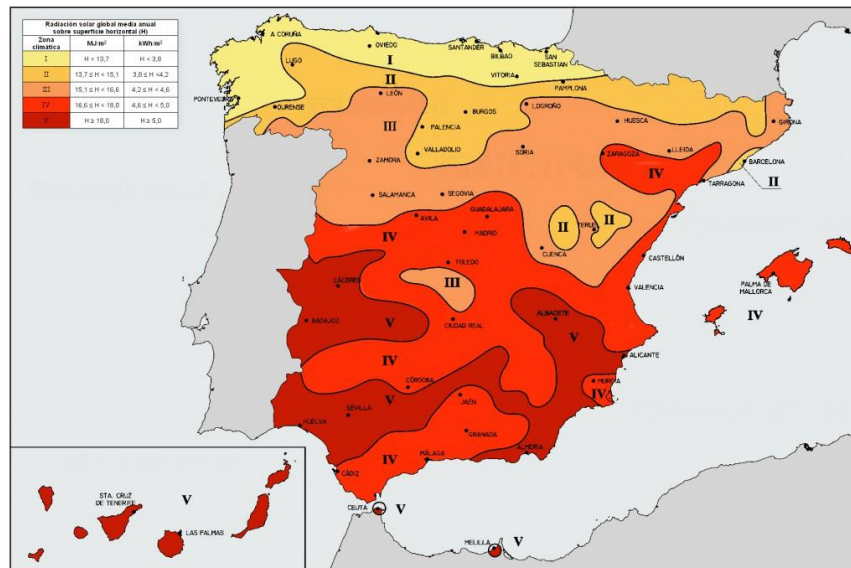


Figura 29.- Mapa Solar en España.

Las mejores ubicaciones debido a la mayor radiación solar se sitúan en el sur de España, es por esto que la mayoría de las centrales se encuentran ubicadas allí.

Además de este factor, también existen otros relevantes como la situación del terreno, ya que este debe ser lo mas llano posible; viabilidad del proyecto, necesidad de espacio para su instalación, ya que requiere bastante área efectiva; cercanía de fuente de combustible, en el caso de las que tengan una caldera de apoyo. Todos estos factores hay que analizarlos para ver la viabilidad del proyecto.

Para nuestro proyecto el cual se encuentra en Puertollano, se encuentra en zona climatica IV, con espacio suficiente y viabilidad del proyecto positiva.

El programa usa los datos proporcionados por una base de datos, proveniente de “The ASHRAE International Weather for Energy Calculations”.

Para el cálculo el programa usa la DNI, ya que es la que incide sobre la superficie normal del colector y puede concentrarse. En la se ve como varía la radiación directa normal a lo largo del año 2019 (Año que se ha elegido),

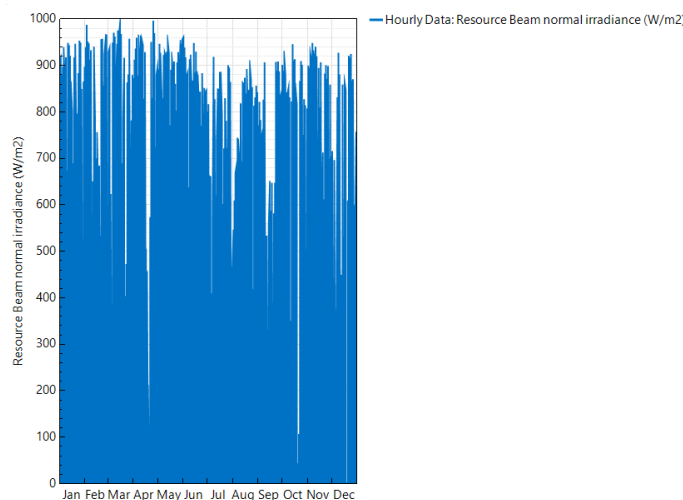


Figura 30.- DNI disponible en la ubicación seleccionada. [5]

Se puede ver como tiene valores bajos correspondientes a las horas donde no hay sol y valores altos que superan

los 900 W/m², estos valores corresponden a las horas del día de mayor radiación como es el mediodía.

Las condiciones ambientales aportadas por el SAM son las siguientes:

País	España
Ciudad	Puertollano
Elevación (m)	530
Latitud (°)	38.69
Longitud (°)	-0.02
DNI (kWh/m ² /día)	5.51
DHI (kWh/m ² /día)	1.47
Temperatura media (°C)	17.2
Velocidad media del viento (m/s)	3.7

Tabla 6.- Condiciones ambiente aportadas por el SAM. [5]

3.3.2.2 Diseño del Sistema.

En esta pestaña encontramos las variables y opciones que describen el tamaño de nuestro campo solar, así como también las propiedades del bloque de potencia, en nuestro caso solo nos interesa los 11Gcal/h que debemos entregar al furfural en dos puntos de consumo diferentes, por lo que lo simularemos para que la necesidad térmica sea de este valor aproximado, así los datos aportados por el SAM nos darán un factor de operación aproximado para este caso, que luego mas tarde modificaremos para obtener lo necesario.

Los principales valores son los de la Figura mostrada a continuación.

Field Layout

- Option 1: Solar Multiple: 6
- Option 2: Solar Field Area: 887875 m²
- Distance Between SCAs in Row: 1 m
- Row Spacing, Center to Center: 15 m
- Number of SCAs per Row: 4
- Deploy Angle: 10 deg
- Stow Angle: 170 deg

Heat Transfer Fluid

- Solar Field HTF Type: Therminol VP-1
- Field HTF Min Operating Temp.: 12 °C
- Field HTF Max Operating Temp.: 400 °C
- Solar Field Inlet Temp.: 280 °C
- Solar Field Outlet Temp.: 380 °C
- Solar Field Initial Temp.: 100 °C
- Piping Heat Loss at Design Temp.: 10 W/m²
- Piping Heat Loss Coefficient 1: 0.001693
- Piping Heat Loss Coefficient 2: -1.683e-05
- Piping Heat Loss Coefficient 3: 6.78e-08
- Solar Field Piping Heat Losses: 8.7 W/m²
- Minimum HTF Temp.: 50 °C
- HTF Gallons per Area: 0.614 gal/m²

Solar Multiple (Design Point)

Calculated Values

- Solar Multiple: 6
- Aperture Reflective Area: 112,872 m²

Solar Multiple Reference Conditions

- Ambient Temp.: 25 °C
- Direct Normal Radiation: 950 W/m²
- Wind Velocity: 5 m/s

Reference Condition (SM=1)

- Exact Aperture Reflective Area: 18398.70 m²
- Exact Number of SCAs: 39.12

Values From Other Pages

- Aperture Area per SCA: 470.3 m²/SCA
- HCE Thermal Losses: 28.2 W/m²
- Optical Efficiency: 0.771
- Design Turbine Thermal Input: 12.793 MWt

Orientation

- Collector Tilt: 0 deg
- Collector Azimuth: 0 deg
- Tilt: horizontal=0, vertical=90
- Azimuth: equator=0, west=90, east=-90

Land Area

- Solar Field Land Area: 82 acres
- Non-Solar Field Land Area Multiplier: 1.4
- Total Land Area: 115 acres

Figura 31.- Campo solar SAM. [5]

Primero vemos como tenemos la opción 1 y opción 2, esto significa que puedes cambiar entre seleccionar el múltiplo solar o el área del campo solar, en nuestro caso elegimos el múltiplo solar ya que posteriormente

optimizaremos este valor para que el factor de operación sea el mas cercano al 50%.

- **Field Layout:** Los valores que modificaremos son los de múltiplo solar y números de colectores por bucle.
- **Heat Transfer Fluid:** El fluido térmico utilizado es el Therminol VP-1, las condiciones de temperatura mínima y máxima están predefinidas, los valores de temperatura de entrada y temperatura de salida son los valores que nos interesan para optimizar. Los demás valores usaremos los ya establecidos.
- **Condiciones de referencia del campo solar:** Estos valores los cambiamos, utilizamos los valores aportados por el SAM, Tabla 6.

Los demás valores son predefinidos y no haría falta retocar nada, en conclusión, de este subapartado los parámetros mas importantes a optimizar son los de campo solar, numero de colectores por bucle, y las temperaturas de entrada y salida al campo solar.

3.3.2.3 Colectores cilindroparabólicos.

El apartado de colectores nos deja elegir sobre una amplia gama de ellos, como vimos en el apartado 3.2.1, nuestra elección es del EuroTrough ET150, y en la Figura 32 se observan los datos mas característicos obtenidos a través de una librería ya implementada en el programa.

Si algún dato no correspondiera con la realidad, podríamos buscar los valores del fabricante e implementarlos, en este caso los datos del programa concuerdan con los del fabricante.

Solar Collector Assembly (SCA) Library

Filter: Name

Name	SCA Length	Aperture	Aperture Area	Focal Len	IAM Coefficient F0	IAM Coefficient F1	AM Coeff
EuroTrough ET150	150	5.75	817.5	2.1	1	0.0506	-0.1763
Luz LS-2	50	5	235	1.8	1	0.0506	-0.1763
Luz LS-3	100	5.75	545	2.1	1	0.0506	-0.1763
Solargenix SGX-1	100	5	470.3	1.8	1	0.0506	-0.1763
AlbiansaTrough AT150 (Manufacturer Specifications)	150	5.774	817.5	1.71	1	0.0506	-0.1763
Siemens SunField 6	95.2	5.776	545	2.17	1	-0.0753	-0.03698

Solar Collector Assembly (SCA) Properties

Use library values

SCA Length	100 m	Tracking Error and Twist	0.994
SCA Aperture	5 m	Geometric Accuracy	0.98
SCA Aperture Reflective Area	470.3 m ²	Mirror Reflectance	0.935
Average Focal Length	1.8 m	Mirror Cleanliness Factor (avg)	0.97
Incidence Angle Modifier Coef. F0	1	Dust on Envelope (avg)	0.98
Incidence Angle Modifier Coef. F1	0.0506	Concentrator Factor	1
Incidence Angle Modifier Coef. F2	-0.1763	Solar Field Availability	0.99

Figura 32.- Colectores cilindro-parabólicos SAM. [5]

3.3.2.4 Recibidores (Tubo receptor).

De igual forma que en el apartado anterior, el programa tiene una gran librería de tubos receptores implementados, que podemos modificar como queramos. La diferencia con los colectores es que en este caso nos deja seleccionar hasta 4 tubos receptores para hacer comparaciones entre sus parámetros mas importantes.

Heat Collection Element (HCE) / Receiver Library

Filter: Name

Name	Broken	Bellows	Transmissivity	Absorption	Unaccounted	A0	A1	A2	A3	A4	A5
Solel UVAC2 Broken Glass	1	0.971	1	0.9	1	116.25	-0.97124	-0.010638	2.93E-05	7.35E-07	-100.51
Solel UVAC2 Hydrogen	0	0.971	0.96	0.96	1	9.2419	1.3648	0.0010516	4.80E-06	9.26E-08	-3.7595
Solel UVAC3 Vacuum	0	0.971	0.96	0.96	1	0.6364	0.1136	-0.0008	4.99E-06	6.59E-08	-0.5162
Solel UVAC3 Lost Vacuum	0	0.971	0.96	0.96	1	-1.971	0.8408	-0.0005	4.44E-06	2.81E-08	-3.543
Solel UVAC3 Broken Glass	1	0.971	1	0.9	1	-9.486	0.3045	-0.0005	1.64E-05	7.56E-07	19.508
Solel UVAC3 Hydrogen	0	0.971	0.96	0.96	1	7.962	1.364	0.0012	4.11E-06	8.33E-08	-2.559
2008 Schott PTR70 Vacuu...	0	0.963	0.963	0.96	1	4.05	0.247	-0.00146	5.65E-06	7.62E-08	-1.7
2008 Schott PTR70 Lost ...	0	0.963	0.963	0.96	1	50.8	0.904	0.000579	1.13E-05	1.73E-07	-43.2
2008 Schott PTR70 Broke...	1	0.963	1	0.8	1	-9.95	0.465	-0.000854	1.85E-05	6.89E-07	24.7
2008 Schott PTR70 Hydr...	0	0.963	0.963	0.96	1	11.8	1.35	0.00075	4.07E-06	5.85E-08	-4.48

Figura 33.- Listado de tubos receptores SAM. [5]

3.3.2.5 Bloque de potencia.

Este apartado es uno de los mas importantes para nuestro caso, debido a que hay que adaptarlo para que los datos de producción de calor sean los necesarios para nuestro caso de calor de proceso, donde en todo caso queremos que el calor necesario a la entrada de la turbina sea de 12,793 MWt. En apartados posteriores observaremos como en el análisis de los datos arrojados por el programa este valor se cumple en la generación de energía térmica por nuestro campo solar.

En primer lugar, la elección de la turbina es indiferente, debemos cuadrar los datos de Design Gross Output y el factor de conversión para que como se observa en la figura 38 el Design Cycle Thermal Input sea el valor deseado, este es nuestro calor necesario que producir para la central.

Este sistema se podría optimizar en mayor medida, teniendo en cuenta diferentes pérdidas por horas incluso por periodos estacionales. En nuestro caso tomaremos como punto de partida unas pérdidas constantes durante todo el tiempo del 4%, dato que no nos indica nada debido a que lo que nos interesa es el calor generado y no la potencia eléctrica producida por la turbina.

Plant Characteristics

Design Gross Output: 4.828 MWe
 Estimated Gross to Net Conversion Factor: 0.9
 Estimated Net Output at Design: 4.3 MWe

Parasitic losses typically reduce net output to approximately 90 % of design gross power

System Availability

Edit losses... Constant loss: 4.0 %
 Hourly losses: None
 Custom periods: None

System availability losses reduce the system output to represent system outages or other events.

Power Cycle Library

Filter: Description

Description	Type	Efficiency	Max Output	Min Output	Startup Energy	TEF0	TEF1	TEF2	T
APS Ormat 1MWe 300C	Recuperated ORC Wet Cooling	0.2071	1.15	0.25	0.05	-0.1594	0.9262	1.1349	-
Dry Cooled SEGs 80 MWe Turbine	Steam RH Dry Cooling	0.3774	1.15	0.25	0.2	-0.037726	1.0062	0.076316	-
Siemens 400C HTF	Steam RH Wet Cooling	0.3736	1.15	0.25	0.2	-0.0298	0.7219	0.7158	-
Nexant 500C HTF	Steam RH Wet Cooling	0.4076	1.15	0.25	0.2	-0.0253	1.0262	0	0

Power Cycle Properties

Use library values:

Description from Library: Dry Cooled SEGs 80 MWe Turbine
 Steam RH Dry Cooling

Design Cycle Thermal Input: 12.793 MWt
 Frac of thermal power for startup: 0.2

Rated Cycle Conversion Efficiency: 0.3774
 Boiler LHV Efficiency: 0.9

Max turbine over design operation*: 1.15
 Max. Thermal Input: 14.683 MWt

Min turbine operation*: 0.25
 Min. Thermal Input: 3.593 MWt

	F0	F1	F2	F3	F4
Cycle Part-load Therm to Elec	-0.037726	1.0062	0.076316	-0.044775	0
Cycle Part-load Elec to Therm	0.03737	0.98823	-0.064991	0.039388	0
Cooling Tower Correction	1.00873	0.00435842	-0.0002510	-9.02e-07	4.82e-08

Temp. Correction Mode: Dry-bulb Basis

* Fraction of Design Point

Figura 34.- Bloque de potencia en SAM. [5]

3.3.2.6 Tanque de almacenamiento.

En la Figura 35 se encuentran los parámetros que podemos variar en el caso de los tanques de almacenamiento de energía, en este caso uno de los valores importantes es las horas de almacenamiento, para nuestro caso hemos elegido el sistema a dos tanques y con Therminol VP1, debido a que los rangos de temperatura entran dentro de nuestros límites, las demás variables como la eficiencia y las pérdidas se dejan con los valores predeterminados.

Las variables de la parte derecha son invariables debido a que están predefinidas por otros apartados o por las elecciones previamente tomadas.

Thermal Energy Storage (TES)	
Equivalent Full Load Hours of TES	10 hours
Storage System Configuration	Two Tank
Storage Fluid Type	Therminol VP-1
Turbine TES Adj. - Efficiency	0.985
Turbine TES Adj. - Gross Output	0.998
Initial Energy as Fraction of Maximum	0 MWht
Tank Heat Losses	0.97 MWt
Maximum Energy Storage	127.93 MWht
Design Turbine Thermal Input	12.793 MWt
Max. Power To Storage	80.914 MWt
Max. Power From Storage	14.906 MWt
Heat Exchanger Duty*	0.000
Storage HTF min operating temp	12 °C
Storage HTF max operating temp	400 °C

Figura 35.- Tanque de almacenamiento en SAM. [5]

3.4 Optimización del modelo.

Una vez se ha presentado el modelo a usar con los parámetros a optimizar, usaremos la herramienta incluida en el programa SAM para la parametrización de las variables más significativas, siempre buscando el menor coste de la producción de energía, pero con un valor del factor de capacidad igual o superior a 50%, esta optimización es muy importante para abaratar los costes de la instalación, cada una de las parametrizaciones las repetiremos para las dos variables condicionantes en nuestro caso, para finalmente hacer una última con el múltiplo solar y las horas de almacenamiento.

3.4.1 Distancia entre colectores.

La primera variable a tener en cuenta es la distancia entre colectores de un mismo lazo, para la parametrización se ha tenido en cuenta una distancia desde 1 metro hasta 10 metros, el parámetro inferior es debido a que necesita de un espacio para los mecanismos que controlan la orientación de cada uno de los colectores.

Una vez realizada la simulación se han obtenido los siguientes resultados, ilustrados en el Gráfico 1 y Gráfico 2.

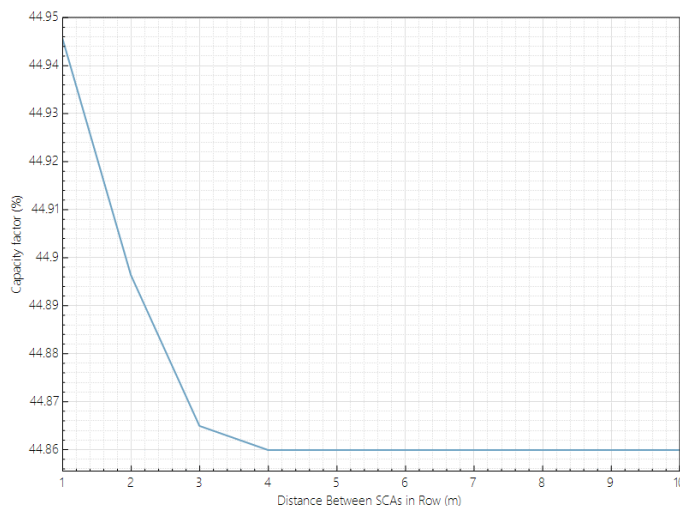


Gráfico 1.- Factor de capacidad frente a distancia entre colectores de un mismo lazo simulado en SAM. [5]

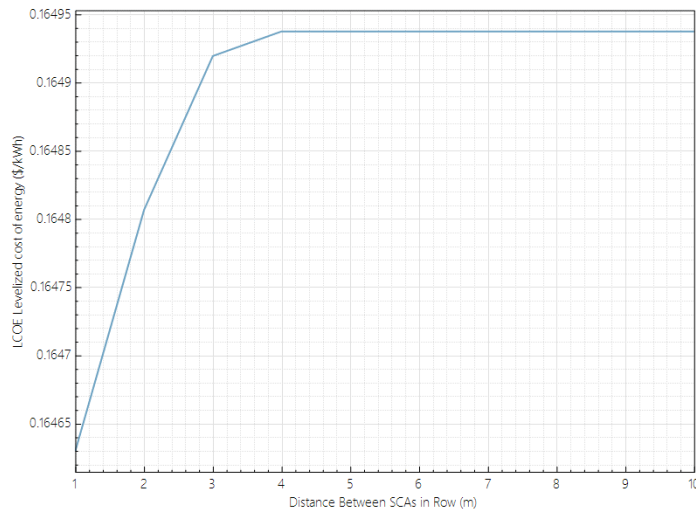


Gráfico 2.- LCOE frente a distancia entre colectores de un mismo lazo simulado en SAM. [5]

La tendencia en los dos gráficos es muy significativa, el factor de capacidad baja cuando aumenta la distancia entre los colectores y el LCOE sube cuando se aumenta la distancia, por lo que la estrategia en este caso es la menor distancia entre colectores, esta tendencia es debido a que al aumentar la distancia aumentan las pérdidas térmicas debido a que se produce un salto térmico.

3.4.2 Distancia entre lazos.

Para esta variable habría que tener en cuenta de cuanta área efectiva disponemos para separar mas o menos la fila de colectores, de igual forma que el apartado anterior la tendencia es logarítmica, en la cual llega un punto el cual por mas que aumentes las distancias entre las filas los valores no cambian, usaremos este punto crítico para nuestro modelo, es decir, no tendremos en cuenta la limitación que supondría no tener una suficiente superficie para realizar la instalación.

Como límite inferior impondremos 10 metros de centro a centro ya que es lo mínimo debido a la geometría de los colectores utilizados, como límite superior 40 metros, obteniendo los siguientes resultados:

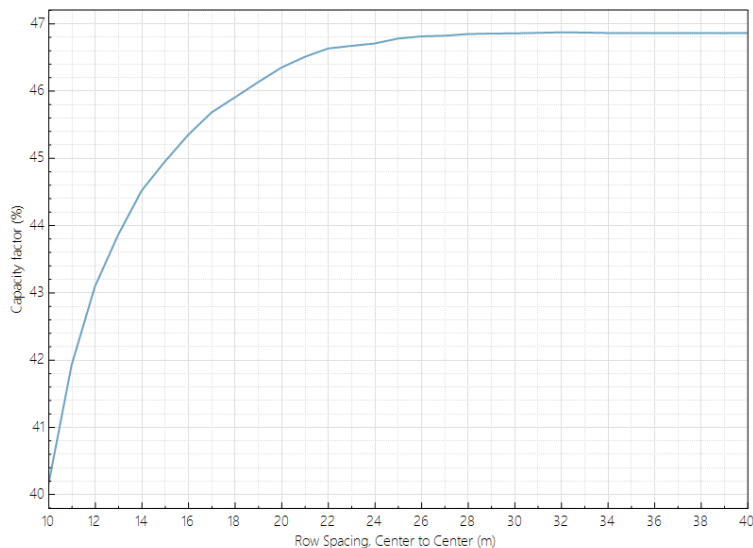


Gráfico 3.- Factor de capacidad frente a distancia entre lazos simulado en SAM. [5]

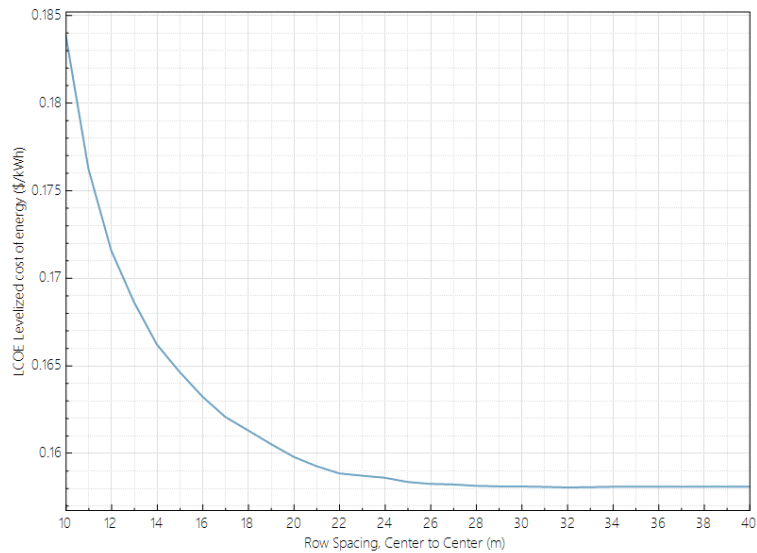


Gráfico 4.- LCOE frente a distancia entre lazos simulado en SAM. [5]

En el Gráfico 3 la tendencia es logarítmica ascendente cuando aumentamos la distancia, esto es debido a que cuando las filas de colectores se encuentran a bajas distancias a partir de ciertas horas se producen sombras entre filas y baja su efectividad, en este caso con el tipo de colector que hemos usado para la simulación (EuroTrough ET150) el punto donde ya no deja de subir el factor de capacidad está en los 26 metros de distancia.

En el caso del LCOE la tendencia en el Gráfico 4 es descendente, por la misma razón que en el caso del factor de capacidad, el precio de la energía desciende, el cambio de tendencia de nuevo se produce a los 26 metros de distancia entre lazos.

La conclusión a la que llegamos es que como en nuestro caso no tenemos limitación de superficie pondremos la distancia entre los lazos a 26 metros para aumentar el factor de capacidad y disminuir el precio de producción de energía.

3.4.3 Número de colectores por lazo.

El número de colectores por lazo está especialmente ligado a las temperaturas de entrada y salida a cada uno de los lazos y al caudal que circula por el tubo receptor, un gran salto de temperaturas y pocos colectores produciría la necesidad de un gran caudal de HTF, en nuestro caso buscaremos un salto de temperaturas de 100 °C, por lo que simularemos con este salto de temperaturas buscando el número de colectores por lazo óptimo.

Los resultados son los siguientes:

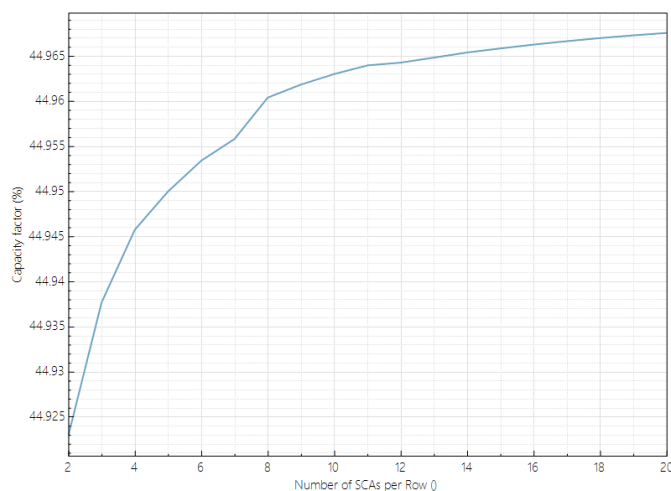


Gráfico 5.- Factor de capacidad frente a número de colectores por lazo simulado en SAM. [5]

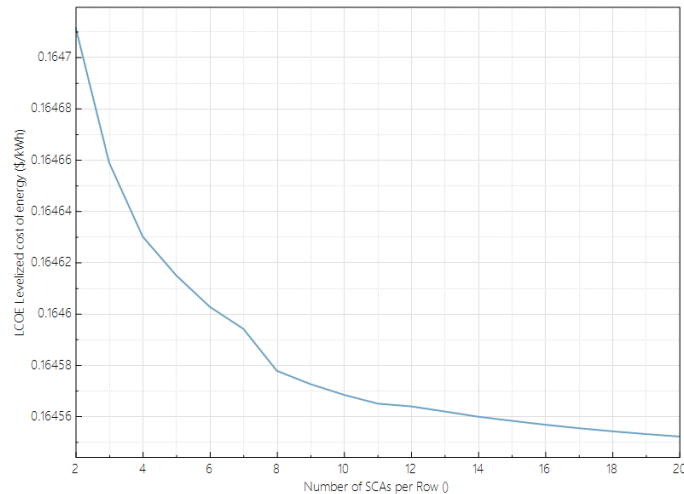


Gráfico 6.- LCOE frente a número de colectores por lazo simulado en SAM. [5]

El salto significativo tanto para el LCOE como para el factor de capacidad observado en el Gráfico 5 y Gráfico 6 es mínimo, por lo que en este caso a partir de 8 colectores por lazo la diferencia empieza a ser casi inapreciable, lo tomaremos como punto de partida.

3.4.4 Radiación normal directa.

Esta variable no tiene mucho sentido parametrizarla, debido a que estos datos el SAM los toma de una base de datos horarios en la ubicación señalada de Puertollano, aun así, se ha introducido para poner en contexto la importancia de la radiación normal directa y el porque la zona climática es muy importante para la correcta ubicación de una instalación térmica.

En el Gráfico 7 se ha introducido también la variable de la temperatura ambiente, que de igual forma que la radiación el programa lo asignará horariamente desde una base de datos, se puede observar como la dependencia con la temperatura es mínima, totalmente contrario a el caso de la radiación donde es muy dependiente llegando desde el 35% con 500 W/m² hasta los 45% con 900 W/m², de igual forma el coste de producción de energía baja significativamente al aumentar la radiación normal directa, dicho esto se comprueba la importancia de la ubicación de las instalaciones.

España es uno de los puntos geográficos mas ricos en radiación normal directa y es por ello por lo que tenemos ya construidas y en construcción centrales como las situadas en Sevilla PS10 y PS20, en este caso son centrales de torre de 10 y 20 MW respectivamente.

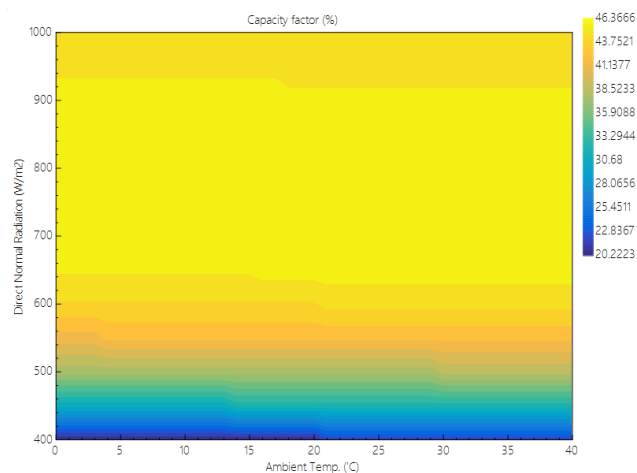


Gráfico 7.- Factor de capacidad frente a radiación normal directa y temperatura ambiente simulado con SAM. [5]

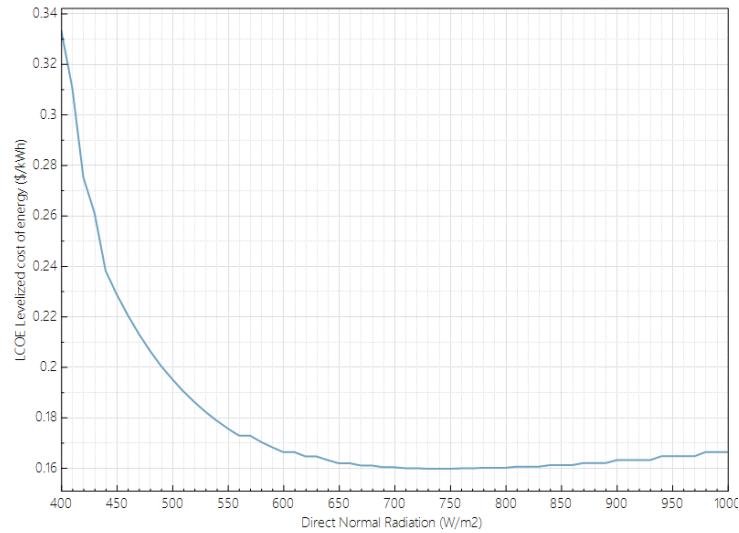


Gráfico 8.- LCOE frente a radiación normal directa simulado con SAM. [5]

3.4.5 Temperaturas de entrada y salida a los lazos.

Una vez optimizadas las variables de los apartados anteriores es necesario imponer las temperaturas de entrada y salida a nuestros lazos, teniendo en cuenta que la diferencia de temperatura siempre va a ser de 100 °C y que necesitamos una temperatura de 280 °C mínimo en nuestro intercambiador para el calentamiento del crudo, siendo esta temperatura inviable ya que el intercambiador debido a su efectividad no podría llegarle 280 °C.

Teniendo en cuenta lo comentado anteriormente la temperatura de salida mínima será de 300 °C y máxima de 390 °C esta máxima es debido a que a partir de 400 °C el Therminol VP1 empieza a degradarse y perder sus propiedades, para la entrada a los lazos usaremos desde 200 °C hasta 290 °C

Los resultados son los siguientes:

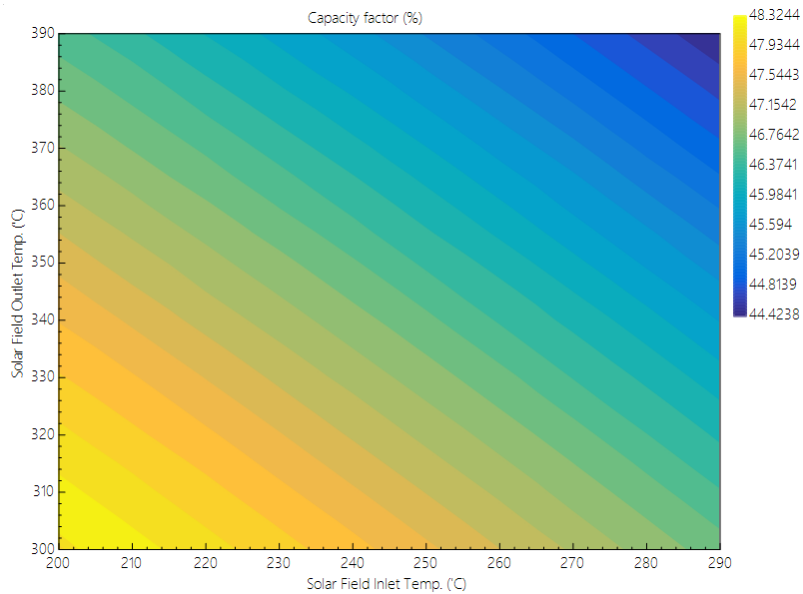


Gráfico 9.- Factor de capacidad frente a temperatura de entrada y salida de los lazos, simulado con SAM. [5]

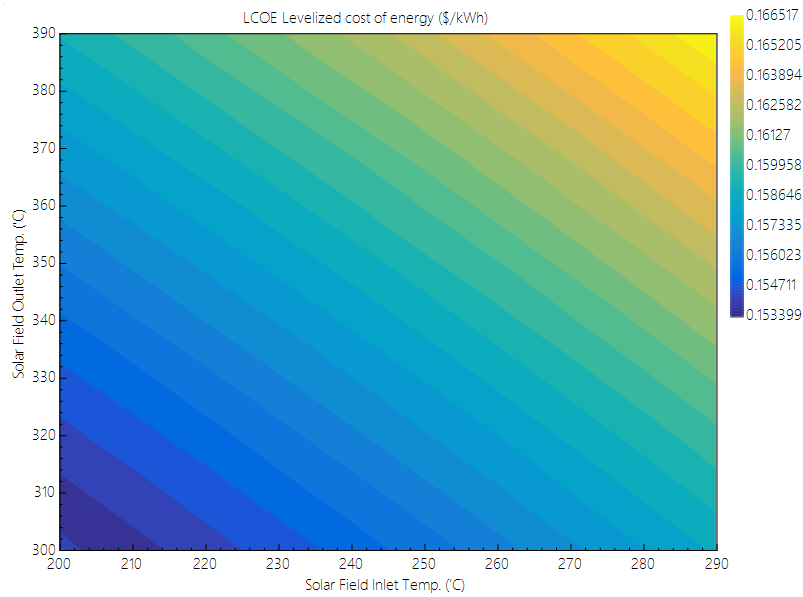


Gráfico 10.- LCOE frente a temperatura de entrada y salida de los lazos, simulado con SAM. [5]

En el Gráfico 9 se observa como al aumentar la temperatura el factor de capacidad cae variando un 4% desde los mínimos hasta los máximos, de igual forma el LCOE aumenta conforme esta diferencia de temperatura aumenta.

El limite impuesto en el proyecto es de 280 °C de temperatura mínimo a la entrada del intercambiador teniendo en cuenta que desde la salida del lazo hasta que entre en el intercambiador tendremos pérdidas térmicas y para no dejar la instalación al limite establecido, se toma la decisión de 260 °C de entrada al lazo y 320 °C a la salida del mismo, abaratando así costes del intercambiador no contemplados en el coste económico calculado por el proyecto pero que es un gran coste inicial y de mantenimiento para que nuestra instalación funcione correctamente.

3.4.6 Múltiplo solar y horas de almacenamiento.

Al empezar a optimizar la primera parametrización realizada fue la del múltiplo solar y horas de almacenamiento, para ello se realizó con los parámetros base que te daba el programa en principio, variando únicamente el bloque de potencia, tipo de colector y tubo receptor.

En la tabla Tabla 7 se puede observar como para un mismo múltiplo solar y unas mismas horas de almacenamiento en el caso optimizado tiene cerca de 5 puntos mas, lo que reduciría notablemente los costes siendo esta una gran mejora.

Múltiplo Solar	Horas de Almacenamiento	Factor de Capacidad	Múltiplo Solar (Optimizado)	Horas de Almacenamiento (Optimizado)	Factor de Capacidad (Optimizado)
5.5	10	46.2908	5.5	10	50.9557
6	10	47.3901	6	10	52.1063
6.5	10	48.4057	6.5	10	52.9082
7	10	49.2092	7	10	53.49

Tabla 7.- Optimización del factor de capacidad dependiente del múltiplo solar y horas de almacenamiento en SAM. [5]

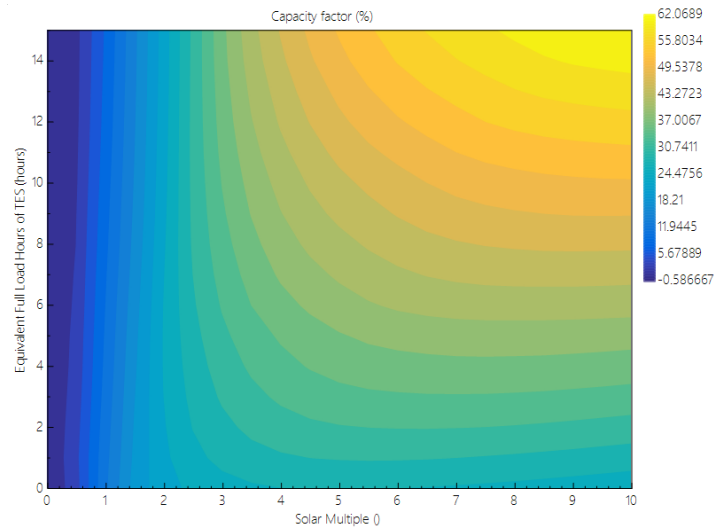


Gráfico 11.- Horas de almacenamiento y múltiplo solar frente a factor de capacidad simulado en SAM. [5]

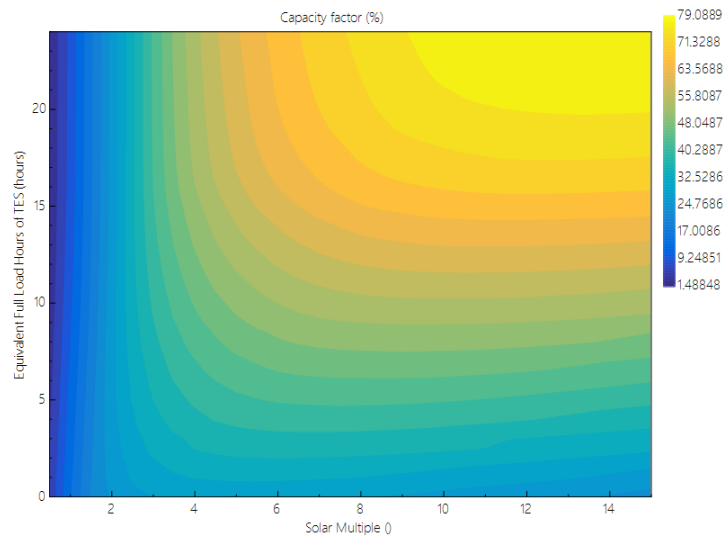


Gráfico 12.- Horas de almacenamiento y múltiplo solar frente a factor de capacidad simulado en SAM, caso optimizado. [5]

En el Gráfico 11 y Gráfico 12, nos confirma que las optimizaciones previamente realizadas para cada uno de los apartados anteriores hace que el factor de capacidad aumente con los mismos valores de una aproximación inicial.

Para el caso del LCOE tenemos la Tabla 8 con la optimización para un mismo valor tenemos una mejora de 0,02.

Múltiplo Solar	Horas de Almacenamiento	LCOE	Múltiplo Solar (Optimizado)	Horas de Almacenamiento (Optimizado)	LCOE (Optimizado)
5	10	0.16463	5.5	10	0.145916
5.5	10	0.159963	6	10	0.14277
6	10	0.156345	6.5	10	0.140691
6.5	10	0.153148	7	10	0.139097

Tabla 8.- Optimización del LCOE dependiente del múltiplo solar y horas de almacenamiento en SAM. [5]

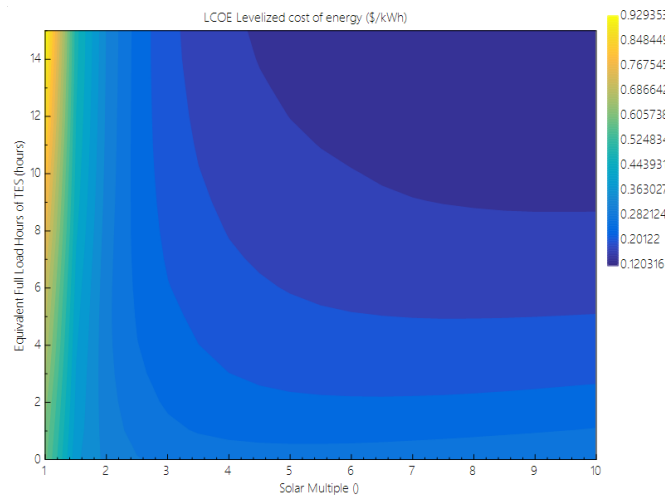


Gráfico 13.- Horas de almacenamiento y múltiplo solar frente a LCOE simulado en SAM. [5]

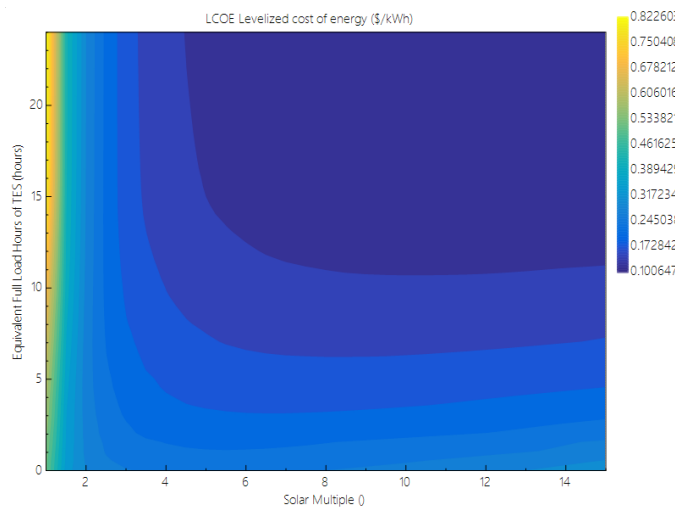


Gráfico 14.- Horas de almacenamiento y múltiplo solar frente a LCOE simulado en SAM, caso optimizado. [5]

En el caso del LCOE la diferencia no es tan notable como en el caso del factor de capacidad, en todo caso debemos decidir un valor para el múltiplo solar y otro para las horas de almacenamiento, con los valores proporcionados por SAM y teniendo en cuenta que tenemos la restricción del factor de capacidad que debe ser mayor o igual a 50%, se toma la decisión de un múltiplo solar de 5.5 y un valor de horas de almacenamiento de 10 horas, obteniéndose así como se observa en la Tabla 7 y Tabla 8 un factor de capacidad de 50.9557% y un LCOE de 0.145916 \$/kWh.

3.5 Simulación con los valores optimizados.

Una vez se ha optimizado el proceso podemos simular el programa para ver los valores y graficas mas significativas.

La tendencia es clara, el pico de potencia incidente se encuentra en junio, inicio del verano, cuando mas horas de sol hay, por lo que se requerirá de menor aporte energético del almacenamiento. En contraposición como se puede observar en el Gráfico 15 los meses de invierno la potencia incidente no llega a 60 MWt, de ahí la necesidad de las 10 horas de almacenamiento para llegar al 50% de factor de capacidad.

Mas evidente aún es en el Gráfico 16, debido a las pocas horas de sol en invierno hay muchas horas de producción 0, y no llegando a poder llenar el almacenamiento para su uso.

En el Gráfico 17 se observa claramente como en los meses de verano la producción es constante excepto 2-3

horas diarias, en cambio en invierno llega a las 10 horas sin producción.

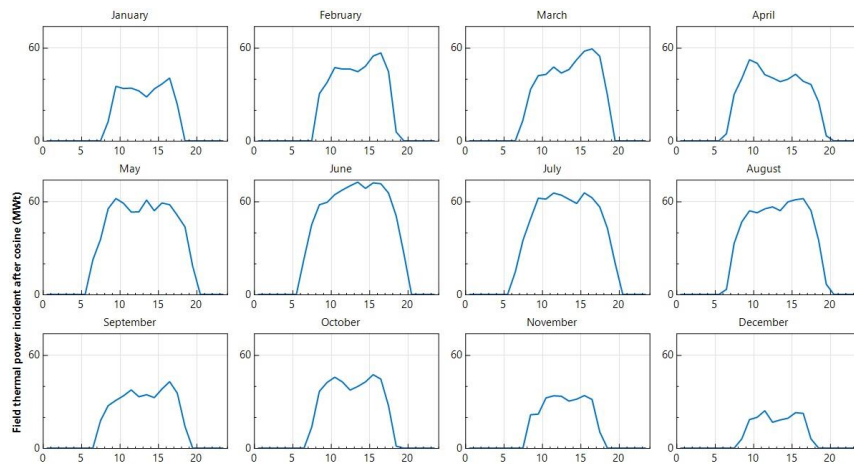


Gráfico 15.- Distribución por horas de la potencia incidente en el campo solar. [5]

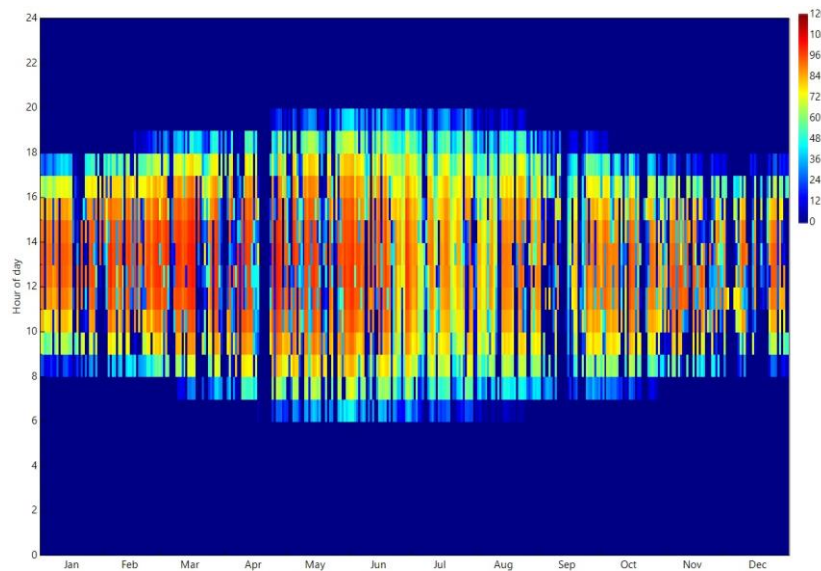


Gráfico 16.- Mapa de calor de energía incidente MWt. [5]

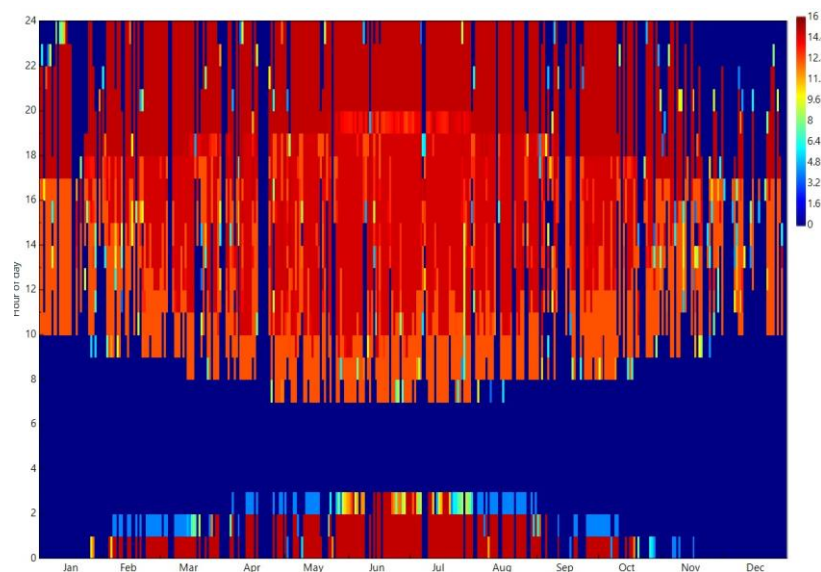


Gráfico 17.- Mapa de calor de energía producida con TES. [5]

3.6 Modelado de los Intercambiadores.

Para el modelado de los intercambiadores de calor se ha usado el EES, el código se encuentra en el Anexo 1.

3.6.1 Datos iniciales.

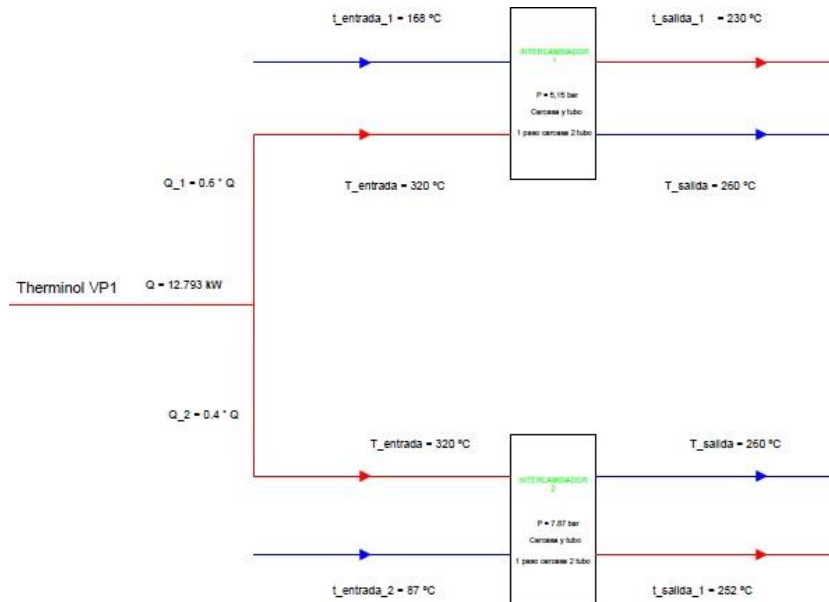


Figura 36.- Esquema de distribución de los intercambiadores.

En la Figura 36 tenemos los datos iniciales, complementados con los datos aportados por el SAM modelamos cada uno de los dos intercambiadores para los dos puntos de consumo.

3.6.2 Intercambiador 1

El intercambiador 1 recibe el 60% del calor producido por la central, en este caso no se produce cambio de fase ya que el furfural a presión atmosférica tiene una temperatura de ebullición de $162 \text{ }^\circ\text{C}$, teniendo en cuenta que los intercambios de calor en fase gaseosa son del orden de 10 veces menor que en fase líquida, se opta por presurizar el furfural hasta una presión la cual no se produzca cambio de fase y todo el intercambio sea en fase líquida, se modelará un intercambiador de carcasa y tubo, con los cálculos realizados se da elección a un paso por carcasa y dos por tubos.

La elección por la que el furfural se hace pasar por los tubos es la siguiente:

- ✓ Al ser un fluido tóxico el furfural conviene conducirlo por los tubos ya que se evitarán posibles fugas.
- ✓ El furfural es un fluido corrosivo, minimizando así los costes de producción de este.
- ✓ Los fluidos a presión deben ir por los tubos.
- ✓ El factor de ensuciamiento es mayor en el caso del furfural, el fluido que va por los tubos rectos es más fácil de limpiar que en el caso de la coraza, minimizando así los costes de mantenimiento.

Los datos iniciales son los siguientes:

- ✓ Presión del furfural = 1 bar
- ✓ Temperatura del furfural a la entrada = $168 \text{ }^\circ\text{C}$
- ✓ Temperatura del furfural a la salida = $230 \text{ }^\circ\text{C}$
- ✓ Q necesario = $0.6 \cdot Q$ total

En primer lugar, calculamos las propiedades del Therminol VP1, que serán análogas para los dos intercambiadores, estos datos los calculamos con la base de datos del EES.

Calculamos las propiedades del furfural, con las correlaciones aportadas por [10], en el caso del furfural el EES no tiene base de datos, por lo que para simplificar los cálculos se ha optado por calcular las propiedades con el o-Xylene ya que tiene un comportamiento parecido.

Antes de empezar a calcular el área del intercambiador empezaremos resolviendo la ecuación 12 para saber el caudal necesario de furfural, resultando ser:

$$Q_{generado} * 0.6 = q_{entrada_1} * cp_{entrada_{final}} * (t_{salida_1} - t_{entrada_1}); q_{entrada_1} = 40,79 \frac{kg}{s} \quad (12)$$

- $Q_{generado}$: calor necesario (kW).
- q : caudal de entrada de la corriente de furfural (kg/s).
- cp : poder calorífico de la corriente de furfural (kJ/kg·K).
- t_{salida} : temperatura de salida corriente de furfural (K).
- $t_{entrada}$: temperatura de entrada corriente de furfural (K).

Para la elección de los diámetros de los tubos y carcasa se ha usado la Figura 38 y Figura 37.

Carcasa ID pulg	1-P	2-P	4-P	6-P	8-P
Tubos de ¾ pulg, pitch de 1 pulg y arreglo triangular					
8	37	30	24	24	
10	61	52	40	36	
12	92	82	76	74	70
13 1/4	109	106	86	82	74
15 1/4	151	138	122	118	110
17 1/4	203	196	178	172	166
19 1/4	262	250	226	216	210
21 1/4	316	302	278	272	260
23 1/4	384	376	352	342	328
25	470	452	422	394	382
27	559	534	488	474	464
29	630	604	556	538	508
31	745	728	678	666	640
33	856	830	774	760	732
35	970	938	882	864	848
37	1074	1044	1012	986	870
39	1026	1176	1128	1100	1078

Figura 37.- Configuraciones comerciales de carcasa y tubos, 1 pase por carcasa, n pases por los tubos (conteo de tubos). [11]

De la Figura 38 hacemos la elección de un diámetro exterior de ¾ de pulgada, siendo este de los mas comunes con un BWG de 20 lo que nos da unos datos iniciales tal que:

- ✓ $di_1 = ¾$ de pulgada. (diámetro interior de tubos).
- ✓ $de_1 = 0,682$ pulgadas. (diámetro exterior de tubos).
- ✓ $BWG_1 = 20$.

Para la elección del número de tubos nos dirigimos a la Figura 37 con tubos de ¾ de pulgada, pitch de 1 pulgada y arreglo triangular, esta última elección es debido a que para intercambiadores con tubos interiores de grandes dimensiones se necesitaran menos tubos que el arreglo cuadrado por lo que su coste será menor.

Tenemos un paso por la carcasa y dos pasos por los tubos, con un diámetro de carcasa de 13 ¼ de pulgada, obtenemos 106 tubos.

De (pulg)	BWG	Di pulg	De pulg	BWG	Di pulg
1/4	22	0,194	1 1/4	7	0,890
	24	0,206		8	0,920
	26	0,214		10	0,982
3/8	18	0,277	11	1,010	
	20	0,305	12	1,032	
	22	0,319	13	1,060	
	24	0,331	14	1,084	
1/2	16	0,370	16	1,120	
	18	1,402	18	1,152	
	20	0,430	20	1,180	
	22	0,444	10	1,232	
5/8	12	0,407	12	1,282	
	13	0,435	14	1,334	
	14	0,459	16	1,370	
	15	0,481	2	1,760	
	16	0,495	13	1,810	
	17	0,509	2 1/2	9	2,204
	18	0,527			
3/4	19	0,541			
	20	0,555			
	10	0,482			
	11	0,510			
	12	0,532			
	13	0,560			
	14	0,584			
	15	0,606			
	16	0,620			
	17	0,634			
7/8	18	0,652			
	20	0,682			
	10	0,607			
	11	0,635			
	12	0,657			
	13	0,685			
	14	0,709			
1	16	0,745			
	18	0,777			
	20	0,805			
	8	0,670			
	10	0,732			
	11	0,760			
	12	0,782			
13	0,810				
14	0,834				
15	0,856				
16	0,870				
18	0,902				
20	0,930				

Figura 38.- Especificaciones para tubos de acero comercial según norma BWG. [11]

Una vez tenemos los caudales y las dimensiones de los tubos podemos calcular los coeficientes de convección por el lado de los tubos y por el lado de las carcassas, para el lado de los tubos se ha usado la correlación de Dittus-Boelter para flujo turbulento, interno de conducto circular forzado, completamente desarrollado.

$$Nud_1 = 0.023 * Re_1^{\frac{4}{5}} * Pr_1^{0.4} \quad (13)$$

$$hi_1 = \frac{(Nud_1 * k_1)}{di_1} = 23.012 \frac{W}{m^2 * K} \quad (14)$$

- Nud = número de Nusselt.
- Re = número de Reynolds.
- Pr = número de Prandlt.
- h = coeficiente de película (W/m²·K).
- k = viscosidad dinámica (Pa·s)

Para el lado de la carcassa se ha usado una ecuación para la estimación del coeficiente convectivo, lado carcassas con baffles segmentados.

$$Nud_{1c} = jh_{1c} * Pr_{1c}^{\frac{1}{3}} * \left(\frac{mu_{1c}}{mu_{s1c}}\right)^{0,14} \quad (15)$$

$$jh_{1c} = \exp(C1_{1c} * (\ln(Re_{1c}))^2) + C2_{1c} * \ln(Re_{1c}) + C3_{1c} \quad (16)$$

Siendo los factores C1, C2 y C3 los encontrados en la Figura 39, para una segmentación de baffles del 35% y arreglo triangular y cuadrado.

% de corte baffle	Arreglo triangular y cuadrado	Arreglo cuadrado rotado	
15	C ₁ =0,004966 C ₂ =0,4386 C ₃ =-0,2684	C ₁ =0,004966	C ₂ =0,4386
		C ₃ =-0,2684	Re<1000
		C ₁ =-0,002873	C ₂ =0,6201
25	C ₁ =0,004579 C ₂ =0,4451 C ₃ =-0,4822	C ₃ =-1,1715	Re>1000
		C ₁ =0,004579	C ₂ =0,4451
		C ₃ =-0,4822	Re<1000
35	C ₁ =0,006531 C ₂ =0,7055 C ₃ =-1,8417	C ₁ =-0,003541	C ₂ =0,6363
		C ₃ =-1,5736	Re>1500
		C ₁ =0,004638	C ₂ =0,4389
45	C ₁ =0,004638 C ₂ =0,4389 C ₃ =-0,5339	C ₃ =-0,5339	Re<1500
		C ₁ =0,006206	C ₂ =0,4134
		C ₃ =-0,5447	Re<1500
45	C ₁ =0,006206 C ₂ =0,4334 C ₃ =-0,5447	C ₁ =-0,003052	C ₂ =0,6306
		C ₃ =-1,6390	Re>1500
		C ₁ =0,006206	C ₂ =0,4134

Figura 39.- Valores de las constantes para flujo externo con baffles segmentados. [11]

$$ho_1 = \frac{Nud_{1c} * k_{1c}}{de_{qu_{1c}}} = 6.087 \frac{W}{m^2 * K} \quad (17)$$

Los factores de ensuciamiento se han elegido de la Figura 40, para el Therminol VP1 usaremos el fuel oil n° 2 y para el furfural usaremos el factor de los crudos, una media.

Queroseno	0,000352-0,000528
Gasóleo liviano	0,000352-0,000528
Gasóleo pesado	0,000528-0,000881
Soluciones de soda cáustica	0,000352
Asfalto	0,000881
Fuel oil n° 2	0,000352
Fuel oil n° 6	0,000881
Aceite de transformadores	0,000176
Lubricante de máquina	0,000176
Aceite para templado	0,000705
Crudos, -30 a 175 °C	0,000352-0,000881
Crudos, 175 a 230 °C	0,000528-0,001057

Figura 40.- Coeficientes de ensuciamiento varios para intercambiadores. [11]

Una vez tenemos los coeficientes de película internos y externos del intercambiador de calor, sus dimensiones y los factores de ensuciamiento podemos calcular el coeficiente global de transferencia de calor U.

$$U_1 = \frac{1}{\frac{de_1}{di_1 * hi_1} + F_{ensuciamientoglobal} + \frac{1}{ho_1}} = 696,6 \frac{W}{m^2 * K} \quad (18)$$

El factor de corrección se calcula a partir de los cálculos de P y R en el intercambiador con las temperaturas, con un paso por carcasa y dos por tubos en este caso nos da un valor de 0,8.

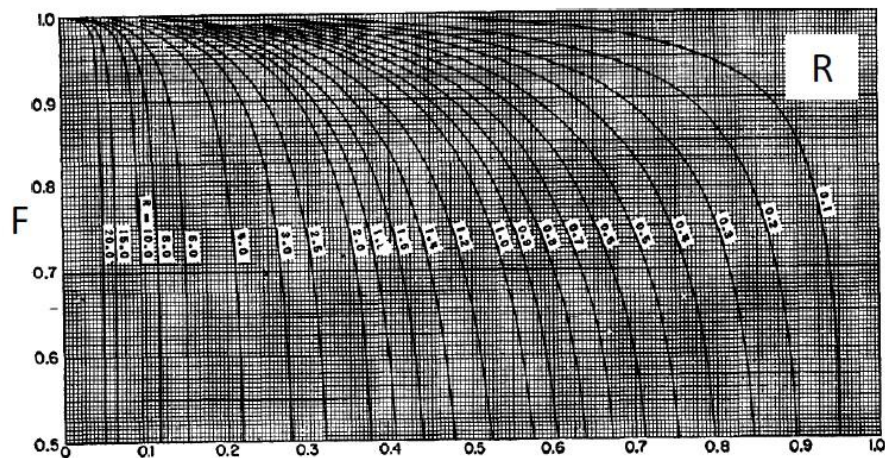


Figura 41.- Factor de corrección para DTLM, 1 paso por carcasa 2 pasos por tubos. [11]

Con el método F-DTLM calculamos el área necesaria para el intercambiador, y una vez tengamos esa área podemos calcular el valor del intercambiador.

$$DTLM_1 = \frac{\text{delta}_{T_{11}} - \text{delta}_{T_{21}}}{\ln\left(\frac{\text{delta}_{T_{11}}}{\text{delta}_{T_{21}}}\right)} \quad (19)$$

$$\text{delta}_{T_{11}} = T_{\text{entrada}} - t_{\text{entrada}_1}; \text{delta}_{T_{21}} = T_{\text{salida}} - T_{\text{salida}_1} \quad (20)$$

$$A_{\text{final}_1} = \frac{(Q_{\text{generado}} * 0,6)}{(F_{1c2T_1} * \left(\frac{U_1}{1000}\right) * DTLM_1)} = 183,2 \text{ m}^2 \quad (21)$$

Siendo:

- F1C2T1 : factor de corrección para DTLM, 1 paso por carcasa 2 pasos por los tubos.

Para el cálculo del coste del intercambiador usaremos la herramienta que nos ofrece [12], permitiéndonos estimar el precio del intercambiador debido a diferentes factores como se puede comprobar en la Figura 42.

Heat Exchanger Cost Estimate - An interactive JavaScript equipment capital cost estimating aid (order-of-magnitude). These costs are helpful during a project's early development and budgeting. The actual cost of a piece of equipment depend upon many factors. You should exercise caution in use of this educational content.

Exchanger Type:

Area should be between 1500 and 6000 ft^2

Area : ft^2

Material:

Internal Pressure:

Cost 2014 US \$: **253400**

F.O.B. Gulf Coast U.S.A.

Figura 42.- Estimación del costo del intercambiador 1. [12]

Marcaremos carcasa y tubo, con un área de 183,2 m², el material usado es el acero inoxidable 316, usado comunmente para evitar la posible corrosión producida por el furfural debido a su adición de molibdeno y una presión interna (tubos) en torno a 150 psi, lo que nos arroja un valor de 253.400 \$ que habrá que sumar a la inversión inicial del proyecto calculado a partir del SAM.

3.6.2 Intercambiador 2.

El intercambiador 2 es el encargado de consumir el 40% de la energía calorífica producida por los colectores, debido a que en el rango de temperatura se produciría cambio de fase se opta por presurizar el furfural para que no se produzca, llevandolo hasta los 7,87 bares de presión.

El método de cálculo es exactamente igual que en el intercambiador 1 exceptuando la elección de las dimensiones de la carcasa que en este caso será en la Figura 37, con dimensiones de carcasa de 10 pulgadas, lo que conlleva a 52 tubos en arreglo triangular.

Los resultados están comprendidos en la Tabla 9.

q_entrada_2	10,18 kg/s
hi_2	11.408 W/m ² K
ho_2	6.637 W/m ² K
U_2	680 W/m ² K

A_final2	132,7 m ²
----------	----------------------

Tabla 9.- Valores mas importantes del intercambiador 2.

De igual forma que en el intercambiador 1 la estimación de los costes es la siguiente, el costo del intercambiador 2 es de 218.000 \$, más barato que el intercambiador 1 debido a que el área necesaria es menor, esto se debe a que la potencia requerida por el intercambiador 1 es mayor.

Heat Exchanger Cost Estimate - An interactive JavaScript equipment capital cost estimating aid (order-of-magnitude). These costs are helpful during a project's early development and budgeting. The actual cost of a piece of equipment depend upon many factors. You should exercise caution in use of this educational content.

Exchanger Type:

Area should be between 1400 and 6000 ft²

Area : ft²

Material:

Internal Pressure:

Cost 2014 US \$: **218000**

F.O.B. Gulf Coast U.S.A.

Figura 43.- Estimación del costo del intercambiador 1. [12]

4 ANÁLISIS DE RESULTADOS

Para el caso de los intercambiadores se ha usado el software EES, esto nos permite optimizar también el cálculo del área del intercambiador, para ello se han tomado valores normalizados para los tubos y carcasas, se ha comprobado que aunque para los intercambiadores nos interesaba que la temperatura de llegada a ellos por parte del HTF sea lo máximo posible, la inversión inicial que haría falta en la parte del campo solar proporcionado por SAM [5] era mucho mayor que a la diferencia que existe en la variación de precio de los intercambiadores, siendo esta una parte poco importante a la hora de la inversión inicial. De igual forma que pasaba con el caso del SAM, el EES nos permite cambiar variables como el tipo de HTF y temperaturas rápidamente sin necesidad de tener que hacer un cálculo completo desde 0, la única limitación es la elección de los diámetros y tipo de intercambiador que, si es un cálculo que habría que realizar a mano, ya que no se puede implementar, en conclusión, se ha buscado la solución de áreas mas óptimas dentro de las limitaciones que tenemos.

Para concluir haremos un análisis económico de los dos casos, para ver si la solución propuesta aparte de ser viable en el caso de impacto ambiental también es viable económicamente.

Tenemos el caso base ya instalado y el caso mejorado incluyendo todos los equipos, con la inversión inicial y los costes operacionales, para ello compararemos cada uno de los casos en un periodo de 20 años, una inflación del 9% y un tipo de interés del 10%.

Para ello usaremos el método del Valor Presente Neto (VPN), en el que compararemos los dos tipos de inversiones:

$$VPN = SVP * (Ingresos - Gastos anuales) - Costes iniciales \quad (22)$$

$$SVP = \sum_{k=1}^{20} \frac{1}{(1+ieff)^k} \quad (23)$$

$$1 + ieff = \frac{1+interes}{1+inflación} \quad (24)$$

Usaremos ingresos 0 ya que no tenemos datos suficientes como para poder estimar los ingresos que se obtienen.

Para el caso base solo tendremos coste operacional, es decir no tendríamos un coste de inversión inicial ya que la instalación ya existe.

Para el caso modificado tenemos un factor de operación del 50%, es decir, necesitamos un aporte del 50% del coste operacional de la caldera de fuel oil, además, necesitaremos un capital inicial para el campo solar y para los intercambiadores, lo que supondrá un gran desembolso inicial, pero recortando en costes operacionales.

Los datos de inversión y costes operacionales se han sacado directamente del SAM [5], con nuestro modelo implementado.

Los datos iniciales entonces serían:

	Caso base	Caso mejorado
Inversión inicial	0	25.590.000 €
Costes operacionales	15.630.000 €	8.103.000 €

Tabla 10.- Costes fijos y operacionales de los dos casos.

Una vez resueltas las ecuaciones 22, 23 y 24 para cada uno de los casos llegamos a los siguientes datos:

	Caso Base	Caso Mejorado
VPN	-284.000.000	-173.000.000

Tabla 11.- Resultados económicos.

Como se puede observar en la Tabla 11 el caso mejorado económicamente es mas viable, siendo esta una gran mejora, otro factor a tener en cuenta económicamente es que actualmente nos encontramos con una inflación que no para de crecer, devaluando el valor del dinero, por lo que nos interesa una inversión inicial ahora y ahorrarnos en costos operacionales.

Adicionalmente las emisiones de gases de efecto invernadero se reducirían en un 50% lo que contribuye en gran parte al objetivo del proyecto y del PNIEC [1], la conclusión es que tanto económicamente como técnicamente el proyecto en un principio es viable, teniendo en cuenta las limitaciones de las herramientas que se han tenido en cuenta a la hora de hacer los cálculos.

5 CONCLUSIONES

En primer lugar, se ha mostrado en este proyecto la necesidad de la reducción de emisión de gases de efecto invernadero para el cumplimiento del PNIEC [1].

Seguidamente se han expuesto todas las tecnologías termosolares disponibles, llegando a la conclusión de que la más óptima en nuestro caso es la cilindro-parabólica debido a su madurez técnica y su menor costo conforme a sus competidores como la concentración solar en torre o fresnel.

Se ha modelado una solución donde parte del consumo energético de la unidad de furfural se ha suministrado con la planta solar. EN el modelado del campo se ha visto como la distancia entre los colectores debe ser lo menor posible para que no exista una pérdida de calor entre colectores y así maximizar la efectividad de nuestro campo solar.

Para que no haya pérdidas por sombra la distancia entre lazos debe ser lo suficientemente grande como para que no se hagan sombras de unas a otras, este valor es muy importante ya que, si existe pérdidas por sombra tanto el factor de capacidad que baja notablemente debido a que necesitaremos mas horas funcionando con el almacenamiento o mas horas funcionando con la caldera de fuel oil, resultado que no queremos.

Para el caso del número de colectores por lazo se llega a la conclusión de que no hace falta una gran cantidad de colectores por lazo en este caso, para un salto de temperatura de 100 °C como es el caso lo mas óptimo es un salto de unos 15°C por colector, reduciendo así los costes por bombeo y el caudal de HTF.

La radiación normal directa tiene una gran influencia sobre el factor de capacidad y la viabilidad del proyecto, esto quiere decir que es muy importante la ubicación de las centrales termosolares. España tiene las zonas climáticas mas óptimas para la instalación de estas centrales, por lo que seria muy importante aprovechar al máximo el territorio para avanzar a un futuro de energías limpias sustituyendo los métodos tradicionales, siendo esta una razón de peso para la ejecución de este proyecto. También afecta notablemente a la efectividad de los colectores-cilindroparabólicos, es muy importante el ángulo de incidencia y que el el sistema de seguimiento solar sea lo mas preciso posible ya que aumenta la efectividad considerablemente.

Las horas de almacenamiento y múltiplo solar son dos factores muy importantes a tener en cuenta ya que buscamos optimizar el proceso para que el factor de capacidad supere el 50%. Todos los valores previamente expuestos hacen que necesitemos menos múltiplo solar, lo que disminuye el campo solar, necesitaremos menos terreno para nuestra instalación, lo que disminuirá el costo inicial de la instalación, las horas de almacenamiento en cambio son necesarias para las horas en las que el sol no incide y necesitamos producir, aumentando así el factor de capacidad y la inversión inicial para unos tanques mas grandes, capaces de dar mas horas de funcionamiento.

Lo mas rentable tanto técnica como económicamente era usar unas temperaturas de salida lo mas bajas posibles, aumentando así el factor de capacidad de la central y disminuyendo el precio por kWt.

En conclusión, para la parte de optimización del campo solar se ha buscado optimizar los valores buscando un factor de capacidad superior al 50% y un valor de producción de energía lo mínimo posible, teniendo en cuenta que a todo esto habría que sumarle el costo inicial de unos nuevos intercambiadores para la parte de HTF y furfural.

Al haber usado un software informático nos ha dado la posibilidad de buscar el caso mas óptimo para nuestro caso, pudiendo cambiar todo tipo de variables y maquinaria, como puede ser diferentes tipos de HTF, diferentes tipos de colectores y tubos receptores, llegando incluso a poder comprobar como variaría la producción de energía solar térmica si por ejemplo los tubos receptores no tuvieran un mantenimiento. En nuestro caso hemos buscado el caso mas óptimo y no hemos entrado en casos en los que se rompiera un tubo receptor o los colectores se ensuciaran mas.

Económicamente, teniendo en cuenta que una instalación termosolar tiene de media una vida útil entre 20-30 años y habiendolo analizado a 20 años en el apartado de análisis, los resultados son bastante optimistas para la realización del proyecto, aunque debemos tener en cuenta que hay algunas variables que no se han introducido

en la inversión inicial como podría ser el sistema para coexistir tanto la central termosolar con colectores como la caldera de fueloil. En conclusión, aproximadamente con los cálculos realizados tendría un ahorro a los 20 años de unos 100 millones de euros.

6 ANEXO 1: CÓDIGO EES PARA CÁLCULO DE INTERCAMBIADORES.

" INTERCAMBIADOR CARCASA Y TUBO "

" DATOS DE ENTRADA FLUIDO TERMICO, PARTE PROVENIENTE DE COLECTORES "

Q_generado = 12793 [kW]

" DATOS DE ENTRADA FLUIDO TERMICO, PARTE PROVENIENTE DE THERMINOL-VP1 "

T_entrada = 320 [°C]

T_salida = 260 [°C]

T_calorica = (T_entrada + T_salida) / 2

CP_entrada = Cp(Therminol_VP1; T=T_calorica)

Q_generado = Q_entrada * CP_entrada * (T_entrada - T_salida)

" DATOS DE ENTRADA FLUIDO TERMICO, PARTE PROVENIENTE DE FURFURAL A CALENTAR 60% "

t_entrada_1 = 168 [°C]

t_salida_1 = 230 [°C]

t_salida_1k = t_salida_1 + 273

t_calorica_1 = (t_salida_1 + t_entrada_1) / 2

t_calorica_1k = t_calorica_1 + 273 [K]

cp_entrada_1 = a_cp + b_cp + ((c_cp / t_calorica_1k) / y) ^ 2 + d_cp * ((e_cp / t_calorica_1k) / x) ^ 2

a_cp = 47,3

b_cp = 198,3

c_cp = 1040,6

d_cp = 109

e_cp = 472,6

x=cosh(e_cp / t_calorica_1k)

y=Sinh(c_cp / t_calorica_1k)

p_vapor1 = (exp(a_p2 + b_p2 / t_salida_1K + c_p2 * ln(t_salida_1K) + d_p2 * t_salida_1K ^ 2)) / 1000

a_p2 = 78,653

b_p2 = -8043

c_p2 = -8,1424

d_p2 = 4,509 * 10 ^ (-6)

cp_entrada_final = cp_entrada_1 * ((1 / M_molar) * (1 / 1000) * (1000)) "CAMBIO DE UNIDADES POR LA CORRELACION"

M_molar = 96,09 [g / mol]

Q_generado * 0,60 = q_entrada_1 * cp_entrada_final * (t_salida_1 - t_entrada_1)

" CÁLCULO INTERCAMBIADOR 1, SIN CAMBIO DE FASE 60% FURFURAL "

P_1 = (t_salida_1 - t_entrada_1) / (T_entrada - t_entrada_1)

R_1 = (T_entrada - T_salida) / (t_salida_1 - t_entrada_1)

F_1C2T_1 = 0,8

" CÁLCULO H INTERNA (TUBOS) "

$$Re_1 = (\rho_1 * v_{dot_1} * di_1) / (\text{visc}_1)$$

$$\rho_1 = \text{Density}(\text{o-Xylene}; T=t_{calorica_1}; P=p_{vapor1})$$

$$v_{dot_1} = q_{entrada_1} / (\rho_1 * A_{f1})$$

$$A_{f1} = (Nt_1 / Np_1) * (\text{PI} * (di_1^2)) / 4$$

$$di_1 = 0,0173228 \text{ [m]}$$

$$Np_1 = 2$$

$$Nt_1 = 106$$

$$\text{pitch}_1 = 0,0254$$

$$d_{carcasa_1} = 0,3302 + 0,00635$$

$$de_1 = 0,01905$$

$$\text{BWG} = 20$$

$$\text{visc}_1 = \text{Viscosity}(\text{o-Xylene}; T=t_{calorica_1}; P=p_{vapor1})$$

$$Pr_1 = (\text{visc}_1 * (\text{cp}_{entrada_final} * 1000)) / (k_1)$$

$$k_1 = (a_{k1} * t_{calorica_1k}) / (1 + (c_{k1} / t_{calorica_1k}) + (d_{k1} / t_{calorica_1k}^2))$$

$$a_{k1} = 8,3221 * 10^{(-3)}$$

$$b_{k1} = 0,4228$$

$$c_{k1} = 637,87$$

$$d_{k1} = 5,502 * 10^5$$

$$Nud_1 = 0,023 * (Re_1^{(4/5)}) * (Pr_1^{(0,4)})$$

$$hi_1 = (Nud_1 * k_1) / (di_1)$$

" CÁLCULO H EXTERNA (CARCASA) "

$$Re_{1c} = (\rho_{1c} * v_{dot_{1c}} * de_{1c}) / (\text{visc}_{1c})$$

$$\rho_{1c} = \text{Density}(\text{Therminol_VP1}; T=T_{calorica})$$

$$\text{visc}_{1c} = \text{Viscosity}(\text{Therminol_VP1}; T=T_{calorica})$$

$$v_{dot_{1c}} = (0,6 * Q_{entrada}) / (\rho_{1c} * A_{f1c})$$

$$A_{f1c} = B_{1c} * d_{carcasa_1} * (\text{pitch}_1 - de_1) / \text{pitch}_1$$

$$B_{1c} = d_{carcasa_1}$$

$$de_{1c} = 4 * ((\text{pitch}_1^2 / 2) * \sin(60)) - (0,5 * \text{PI} * de_1^2) / 4 / ((\text{PI} * de_1) / 2)$$

$$Pr_{1c} = (\text{visc}_{1c} * (\text{CP}_{entrada} * 1000)) / (k_{1c})$$

$$k_{1c} = \text{Conductivity}(\text{Therminol_VP1}; T=T_{calorica})$$

$$Nud_{1c} = jh_{1c} * (Pr_{1c}^{1/3}) * (\mu_{1c} / \mu_{s1c})^{0,14}$$

$$\mu_{1c} = \text{visc}_{1c}$$

$$\mu_{s1c} = \text{visc}_{1c}$$

$$jh_{1c} = \exp(C1_{1c} * (\ln(Re_{1c})^2) + C2_{1c} * (\ln(Re_{1c})) + C3_{1c})$$

$$C1_{1c} = 0,004638$$

$$C2_{1c} = 0,4389$$

$$C3_{1c} = 0,5339$$

$$ho_1 = (Nud_{1c} * k_{1c}) / de_{1c}$$

" FACTORES DE ENSUCIAMIENTO SACADOS DE TABLAS "

Fensuciamiento_interior1 = (0,000528 + 0,001057) / 2
Fensuciamiento_exterior1 = 0,000352
Fensuciamiento_global1 = (de_1 / di_1) * Fensuciamiento_interior1 + Fensuciamiento_exterior1

" CÁLCULO DE FACTOR DE TRANSFERENCIA "

$U_1 = (1 / (((de_1) / (di_1 * hi_1)) + Fensuciamiento_global1 + (1 / ho_1)))$

" CÁLCULO DEL AREA DEL INTERCAMBIADOR "

$Q_{generado} * 0,6 = F_{1C2T_1} * (U_1 / 1000) * A_{final_1} * DTLM_1$

$DTLM_1 = (delta_{T1_1} - delta_{T2_1}) / (\ln (delta_{T1_1} / delta_{T2_1}))$

$delta_{T1_1} = T_{entrada} - t_{entrada_1}$
 $delta_{T2_1} = T_{salida} - t_{salida_1}$

" DATOS DE ENTRADA FLUIDO TÉRMICO, PARTE PROVENIENTE DE FURFURAL A CALENTAR 40% "

$t_{entrada_2} = 87 [^{\circ}C]$
 $t_{salida_2} = 252 [^{\circ}C]$
 $t_{salida_{2K}} = t_{salida_2} + 273$
 $t_{calorica_2} = (t_{salida_2} + t_{entrada_2}) / 2$
 $t_{calorica_{2k}} = t_{calorica_2} + 273$

$p_{vapor2} = (\exp(a_{p2} + b_{p2} / t_{salida_{2K}} + c_{p2} * \ln(t_{salida_{2K}}) + d_{p2} * t_{salida_{2K}}^2)) / 1000$

$cp_{entrada_2} = a_{cp} + b_{cp} + ((c_{cp} / t_{calorica_{2k}}) / y_2)^2 + d_{cp} * ((e_{cp} / t_{calorica_{2k}}) / x_2)^2$

$x_2 = \cosh(e_{cp} / t_{calorica_{2k}})$
 $y_2 = \sinh(c_{cp} / t_{calorica_{2k}})$

$cp_{entrada_{final2}} = cp_{entrada_2} * ((1 / M_{molar}) * (1 / 1000) * (1000))$

$Q_{generado} * 0,40 = q_{entrada_2} * cp_{entrada_{final2}} * (t_{salida_2} - t_{entrada_2})$

" CÁLCULO INTERCAMBIADOR 2, SIN CAMBIO DE FASE 40% FURFURAL "

$P_2 = (t_{salida_2} - t_{entrada_2}) / (T_{entrada} - t_{entrada_2})$
 $R_2 = (T_{entrada} - T_{salida}) / (t_{salida_2} - t_{entrada_2})$

$F_{1C2T_2} = 0,85$

" CÁLCULO H INTERNA (TUBOS) "

$Re_2 = (rho_2 * v_{dot_2} * di_2) / (visc_2)$

$rho_2 = \text{Density}(o\text{-Xylene}; T=t_{calorica_2}; P=p_{vapor2})$
 $v_{dot_2} = q_{entrada_2} / (rho_2 * A_{f2})$

$A_{f2} = (Nt_2 / Np_2) * (PI * (di_2^2)) / 4$

$di_2 = 0,0173228 [m]$
 $Np_2 = 2$

$Nt_2 = 52$
 $pitch_2 = 0,0254$
 $dcarcasa_2 = 0,254$
 $de_2 = 0,01905$
 $BWG_2 = 20$
 $visc_2 = \text{Viscosity}(\text{o-Xylene}; T=t_{calorica_2}; P=p_{vapor2})$

$$Pr_2 = (visc_2 * (cp_{entrada_final2} * 1000)) / (k_2)$$

$$k_2 = (a_{k1} * t_{calorica_2k}) / (1 + (c_{k1} / t_{calorica_2k}) + (d_{k1} / t_{calorica_2k}^2))$$

$$Nud_2 = 0,023 * (Re_2^{(4/5)}) * (Pr_2^{(0,4)})$$

$$hi_2 = (Nud_2 * k_2) / (di_2)$$

" CÁLCULO H EXTERNA (CARCASA) "

$$Re_{2c} = (\rho_{2c} * v_{dot_{2c}} * de_{2c}) / (visc_{2c})$$

$\rho_{2c} = \text{Density}(\text{Therminol_VP1}; T=T_{calorica})$
 $visc_{2c} = \text{Viscosity}(\text{Therminol_VP1}; T=T_{calorica})$
 $v_{dot_{2c}} = (0,40 * Q_{entrada}) / (\rho_{2c} * A_{f2c})$

$$A_{f2c} = B_{2c} * dcarcasa_2 * (pitch_2 - de_2) / pitch_2$$

$$B_{2c} = dcarcasa_2$$

$$de_{2c} = 4 * ((pitch_2^2 / 2) * \sin(60)) - (0,5 * PI * de_2^2 / 4) / ((PI * de_2) / 2)$$

$$Pr_{2c} = (visc_{2c} * (CP_{entrada} * 1000)) / (k_{2c})$$

$$k_{2c} = \text{Conductivity}(\text{Therminol_VP1}; T=T_{calorica})$$

$$Nud_{2c} = jh_{2c} * (Pr_{2c}^{1/3}) * (\mu_{2c} / \mu_{s2c})^{0,14}$$

$$\mu_{2c} = visc_{2c}$$

$$\mu_{s2c} = visc_{2c}$$

$$jh_{2c} = \exp(C1_{2c} * (\ln(Re_{2c})^2) + C2_{2c} * (\ln(Re_{2c})) + C3_{2c})$$

$$C1_{2c} = 0,004638$$

$$C2_{2c} = 0,4389$$

$$C3_{2c} = 0,5339$$

$$ho_2 = Nud_{2c} * k_{2c} / de_{2c}$$

" FACTORES DE ENSUCIAMIENTO SACADOS DE TABLAS "

$$Fensuciamiento_interior2 = (0,000528 + 0,001057) / 2$$

$$Fensuciamiento_exterior2 = 0,000352$$

$$Fensuciamiento_global2 = (de_2 / di_2) * Fensuciamiento_interior2 + Fensuciamiento_exterior2$$

" CÁLCULO DE FACTOR DE TRANSFERENCIA 2 "

$$U_2 = (1 / ((de_2 / (di_2 * hi_2)) + Fensuciamiento_global2 + (1 / ho_2)))$$

" CÁLCULO DEL AREA DEL INTERCAMBIADOR 2 "

$$Q_{generado} * 0,40 = F_{1C2T_2} * (U_2 / 1000) * A_{final_2} * DTLM_2$$

$$DTLM_2 = (\text{delta_T1_2} - \text{delta_T2_2}) / (\ln (\text{delta_T1_2} / \text{delta_T2_2}))$$

$$\begin{aligned} \text{delta_T1_2} &= T_{\text{entrada}} - t_{\text{entrada_2}} \\ \text{delta_T2_2} &= T_{\text{salida}} - t_{\text{salida_2}} \end{aligned}$$

" CÁLCULO DE COSTES "

" COSTES INTERCAMBIADOR 1, <https://matche.com/equipcost/Exchanger.html> LOS DATOS LO SELECCIONAMOS DE ESTA PAGINA "

" DATOS: TIPO SHELL/TUBE, FIXED/U, LARGE; A = 183 M²; MATERIAL: ACERO INOXIDABLE 316 PARA EVITAR LA CORROSIÓN "

COSTOINTERCAMBIADOR_1 = 253400 [\$]

" DATOS: TIPO SHELL/TUBE, FIXED/U, LARGE; A = 132,7 M²; MATERIAL: ACERO INOXIDABLE 316 PARA EVITAR LA CORROSIÓN "

COSTOINTERCAMBIADOR_2 = 218000 [\$]

COSTOTOTALINTERCAMBIADORES = COSTOINTERCAMBIADOR_1 +
COSTOINTERCAMBIADOR_2

7 BIBLIOGRAFÍA

- [1] PNIEC, «BORRADOR ACTUALIZADO DEL PLAN NACIONAL INTEGRADO DE ENERGÍA Y CLIMA 2021-2030,» 2020.
- [2] M. H. N. R. Laveet Kumara, «Global advancement of solar thermal energy technologies for industrial process heat and its future prospects: A review,» *Elsevier*, vol. 195, 2019.
- [3] K. C. N. S. K. N. Ravi Kumar K., «Solar thermal energy technologies and its applications for process,» *Elsevier*, vol. 282, 2021.
- [4] I. L. Sánchez., «Estado del arte de tubos receptores para captadores cilindro-parabólicos. Comparación de modelos estáticos.,» 2015.
- [5] SAM, «SYSTEM ADVISOR MODEL,» [En línea]. Available: <https://sam.nrel.gov/>.
- [6] REPSOL, «REPSOL, PUERTOLLANO,» [En línea]. Available: <https://puertollano.repsol.es/>.
- [7] Repsol, «COMBUSTIBLE,» [En línea]. Available: https://www.repsol.es/content/dam/images-ecommerce/empresas/vvdd/gasoleo-industria/ficha_tecnica_fueloleos_tcm19-164642.pdf.
- [8] «INDEX MUNDI,» [En línea]. Available: <https://www.indexmundi.com/es/precios-de-mercado/?mercancia=fueloil&moneda=eur>.
- [9] G. d. Cataluña, «Guía práctica para el cálculo de emisiones de gases de efecto invernadero,» 2011.
- [10] W. Wiley-VCH Verlag GmbH & Co. KGaA, «Furfural and Derivatives,» ULLMANN'S, 2012.
- [11] P. P. Vargas, «El blog de los fenómenos de transporte,» [En línea]. Available: www.ftransp.wordpress.com.
- [12] «Matches,» [En línea]. Available: <https://matche.com/equipcost/Exchanger.html>.
- [13] «MATERIAL PROPERTIES,» [En línea]. Available: <https://material-properties.org/es/carbon-bituminoso-tabla-de-materiales-aplicaciones-precio/>.
- [14] «DESEMPEÑO DE LA TECNOLOGÍA CILINDRO PARABÓLICO CON DIFERENTES FLUIDOS DE TRANSFERENCIA DE CALOR, Y ALMACENAMIENTO TÉRMICO EN LA CIUDAD DE BELO HORIZONTE - BRASIL,» *research gate*, 2015.
- [15] S. d. e. d. m. ambiente, «EMISIONES DE GASES DE EFECTO INVERNADERO,» 2022.
- [16] I. D. Khalid Altayiba, «ANALYSIS AND ASSESSMENT OF USING AN INTEGRATED SOLAR ENERGY BASED SYSTEM IN CRUDE OIL REFINERY,» *ELSEVIER*, vol. 159, 2019.
- [17] A.-Q. A.-O. M. AbsiHalabi, «APPLICATION OF SOLAR ENERGY IN THE OIL INDUSTRY - CURRENT STATUS AND FUTURE PROSPECTS,» *ELSEVIER*, vol. 43, 2015.

- [18] N. H. M. P. M. R. S. Shahjadi Hisan Farjana, «SOLAR PROCESS HEAT IN INDUSTRIAL SYSTEMS - A GLOBAL REVIEW,» *ELSEVIER*, vol. 82, 2018.
- [19] E. Z. L. V. M. P. A. Fernandez Garcia, «PARABOLIC TROUGH SOLAR COLLECTORS AND THEIR APPLICATIONS,» *ELSEVIER*, vol. 14, 2010.
- [20] EASTMAN, «THERMINOL VP1 (HTF)».
- [21] EASTMAN, «THERMINOL,» [En línea]. Available: <https://www.therminol.com/>. [Último acceso: 11 07 2022].