

Trabajo Fin de Grado
Grado de Ingeniería de la Energía

Nuevos fluidos de transferencia en tecnología
cilindroparabólica

Autor: Juan Manuel Davis Macho

Tutor: Cristina Prieto Ríos

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

Sevilla, 2021



Trabajo Fin de Grado
Grado en Ingeniería de la Energía

Nuevos fluidos de transferencia en tecnología cilindroparabólica

Autor:

Juan Manuel Davis Macho

Tutor:

Cristina Prieto Ríos

Profesora Ayudante Doctor

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

Sevilla, 2021

Trabajo Fin de Grado: Nuevos fluidos de transferencia en tecnología cilindroparabólica

Autor: Juan Manuel Davis Macho

Tutor: Cristina Prieto Ríos

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

Presidente:

Vocales:

Secretario:

Acuerdan otorgarle la calificación de:

Sevilla, 2021

El Secretario del Tribunal

Agradecimientos

Me gustaría agradecer a mis compañeros de carrera, los cuales se han convertido en amigos muy especiales, con quienes he creado un vínculo de por vida. Gracias a su ayuda, he podido superar muchos obstáculos a lo largo de estos años y, a su vez, disfrutar de momentos inolvidables en la universidad.

A mis profesores, por enseñarme de la mejor forma los amplios conocimientos que he adquirido y, en particular a mi tutora Cristina Prieto, por guiarme, ayudarme y darme la oportunidad de realizar este trabajo.

A María, por estar a mi lado en esta última etapa universitaria, confiar en mí, valorarme y acompañarme en tantos momentos duros de estudio.

A mi familia, por todo el apoyo e interés que me han dado en todo momento, por estar tanto en los buenos como en los malos momentos.

En especial, a mis padres, quienes han sido el pilar fundamental de mi educación. En el mundo científico, existen un conjunto de valores muy importantes como la constancia, el esfuerzo, la humildad y el sacrificio, que me han sabido enseñar desde pequeño, por lo que estoy enormemente agradecido y me siento muy afortunado. Sin ellos, jamás podría haber llegado donde estoy ahora.

A mi padre, quien siempre me ha enseñado a no rendirme, a sacrificarme y esforzarme para conseguir todos mis objetivos.

A mi madre, por haberme inculcado el gran hábito de estudio tan necesario para realizar esta carrera y por estar conmigo en todo momento.

Juan Manuel Davis Macho

Sevilla, 2021

Resumen

El recurso solar es la fuente de energía renovable más importante de nuestro planeta, puesto que es inagotable, eficiente y se encuentra disponible en casi todo el mundo, en especial en nuestro país. España cuenta actualmente con un número muy reducido plantas solares de concentración capaces de aportar significativamente energía al mercado eléctrico.

Para una correcta transición energética nacional, es de vital importancia ampliar e innovar en esta tecnología, ya que es capaz de aportar energía eléctrica a partir del recurso solar, incluso en periodos donde éste no está disponible, como la noche o días nublados.

Por tanto, el presente trabajo está orientado hacia el estudio, análisis y simulación de dos centrales termosolares de tecnología cilindroparabólica, donde la única variante será el fluido caloportador empleado en cada una de ellas, además de las variantes en operación asociadas al cambio de fluido. En el Modelo A, se trabajará con DOWTHERM A, el aceite térmico convencional empleado en la industria, y en el Modelo B, se operará con un innovador fluido de transferencia basado en la silicona, llamado HELISOL 5A.

A su vez, se plasmarán descripciones y comparativas detalladas entre éstos, de la mano de sus distintas propiedades termodinámicas como de otros artículos de investigación desarrollados a lo largo de estos últimos años, para así concluir con una viabilidad técnica y económica de cada uno de ellos.

Abstract

The solar resource is the most important renewable energy source on our planet, since it is inexhaustible, efficient and is available almost everywhere in the world, especially in our country. Spain currently has a very small number of concentrating solar plants capable of significantly contributing energy to the electricity market.

For a correct national energy transition, it is vitally important to expand and innovate in this technology, since it can provide electrical energy from the solar resource, even in periods where it is not available, such as at night or cloudy days.

Therefore, the present work is oriented towards the study, analysis and simulation of two solar thermal power plants with parabolic trough technology, where the only variant will be the heat transfer fluid used in each of them, in addition to the variants in the operation associated with the fluid change. In Model A, it will work with DOWTHERM A, the conventional thermal oil used in the industry, and in Model B, it will operate with an innovative transfer fluid based on silicone, called HELISOL 5A.

At the same time, detailed descriptions and comparisons between them will be captured, hand in hand with their different thermodynamic properties as well as other research articles developed over the last few years, to conclude with a technical and economic feasibility of each one of them.

Índice

Agradecimientos	7
Resumen	10
Abstract	11
Índice de Ilustraciones	14
Índice de Tablas	17
Índice de Ecuaciones	18
1 Introducción	11
1.1 Antecedentes	11
1.2 Recurso solar	11
1.3 Energía solar fotovoltaica	15
1.4 Energía solar térmica de concentración	19
1.4.1 Sistemas de receptor central	20
1.4.2 Discos parabólicos	22
1.4.3 Concentración lineal fresnel	23
1.4.4 Concentración cilindroparabólica	25
2 Tecnología de concentración cilindroparabólica	25
2.1 Campo solar	25
2.1.1 Colectores cilindroparabólicos	25
2.2 Fluidos caloportadores	31
2.3 Sistema de almacenamiento	34
2.3.1 Clasificación	34
2.3.2 Sales solares	36
2.3.3 Tanques de almacenamiento	37
2.4 Sistema de expansión, tuberías y bombas	39
2.5 Sistema de regeneración y Ullage	39
2.6 Sistema de nitrógeno	40
2.7 Bloque de potencia	41
2.8 Modo de operación	42
2.9 Usos de nuevos fluidos caloportadores en las plantas cilindroparabólicas	43
3 Introducción a System Advisor Model (SAM)	44
4 Modelo A. Planta con DOWTHERM A	45
4.1 Descripción de la planta con aceite térmico como HTF	45
4.1.1 Descripción de DOWTHERM A	45
4.1.2 Propiedades DOWTHERM A	47
4.2 Proceso de simulación en SAM	52
4.2.1 Localización y recurso	52
4.2.2 Análisis paramétrico y diseño del sistema	56
4.2.3 Campo solar	62
4.2.4 Colectores y receptores	62
4.2.5 Ciclo de potencia	64
4.2.6 Almacenamiento térmico	64
4.2.7 Periodos de entrega y sistema de control	64
4.2.8 Otros	68
4.3 Resultados de la simulación en SAM	69
5 Modelo B. Planta con HELISOL 5A	78
5.1 Descripción de la planta con silicona como HTF	78

5.1.1	Descripción de HELISOL 5A	78
5.1.2	Propiedades de HELISOL 5A	80
5.1.3	Instalación de prueba PROMETEO	81
5.1.4	Formación de gases	84
5.1.5	Seguridad operacional	86
5.1.6	Datos de seguridad	87
5.2	<i>Proceso de simulación en SAM</i>	88
5.2.1	Localización y recurso	89
5.2.2	Diseño del sistema	89
5.2.3	Campo solar	89
5.2.4	Colectores y receptores	90
5.2.5	Ciclo de potencia	90
5.2.6	Almacenamiento térmico y sistema de control	90
5.2.7	Otros	90
5.3	<i>Resultados de la simulación en SAM</i>	90
6	Comparativas entre los fluidos	95
6.1	<i>Diferencias entre propiedades termodinámicas</i>	95
6.2	<i>Estudio de simulación ColSimp</i>	97
6.3	<i>Efectos de la formación de hidrógeno</i>	99
6.4	<i>Reacciones con la mezcla eutéctica de sales fundidas</i>	101
6.5	<i>Pruebas de fuego realistas y estándar</i>	102
6.6	<i>Simulaciones en SAM</i>	103
7	Conclusión	105
8	Bibliografía	106

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

Ilustración 1. Mapa de irradiación global horizontal de la Península Ibérica y Baleares. (Anon., 2021)	12
Ilustración 2. Mapa de irradiación global horizontal de las islas Canarias. (Anon., 2021)	12
Ilustración 3. Porcentaje de energía generada de forma renovable y no renovable en los últimos 5 años. (España, 2021)	13
Ilustración 4. Estructura de la generación eléctrica total en términos de energía y porcentaje en 2020. (España, 2021)	13
Ilustración 5. Generación de energía renovable en porcentaje en 2020. (España, 2021)	15
Ilustración 6. Campo solar formado por 5 módulos en serie con 3 hileras en paralelo. (Prostar, 2021)	16
Ilustración 7. Instalación típica de autoconsumo actual según RD 244/2019. (APEME, 2021)	17
Ilustración 8. Planta solar fotovoltaica Miramundo de 50 MW, Puerto Real, Cádiz. (ISASTUR, 2021)	17
Ilustración 9. Instalación fotovoltaica en vivienda aislada en Pontevedra. (Energía, 2021)	18
Ilustración 10. Generación eléctrica fotovoltaica entre 2016 y 2020. (España, 2021)	18
Ilustración 11. Generación eléctrica solar térmica entre 2007 y 2020.	19
Ilustración 12. PS10 y PS20, plantas de receptor central de Abengoa en Sanlúcar la Mayor, Sevilla.	21
Ilustración 13. Planta de receptor central y campo solar circular de Gemasolar. (Gemasolar, 2021)	21
Ilustración 14. Funcionamiento simplificado de Gemasolar. (Anon., 2021)	22
Ilustración 15. Disco Stirling con sus diferentes componentes. (KECK, 2021)	23
Ilustración 16. Prototipo de disco parabólico de PSA del proyecto hispano-alemán “EuroDISH”. (PSA, 2021)	23
Ilustración 17. Sistema Fresnel con sus componentes. (Fernando Lara, 2021)	24
Ilustración 18. Colector de demostración fresnellineal MAN instalado en la PSA. (PSA, 2021)	24
Ilustración 19. Imagen aérea de las tres plantas de Extrosol. (Sener, 2021)	25
Ilustración 20. Captación solar y transferencia de calor en los captadores cilindroparabólicos. (Abengoa, 2021)	26
Ilustración 21. Componentes de los captadores cilindroparabólicos. (Abengoa, 2021)	27
Ilustración 22. Materiales que constituyen el reflector o espejo de un colector. (Prieto, 2021)	27
Ilustración 23. Geometría del colector cilindroparabólico. (Prieto, 2021)	28
Ilustración 24. Parámetros determinantes en la pérdida óptica en el colector. (Prieto, 2021)	29
Ilustración 25. Formación de las pérdidas geométricas. (Prieto, 2021)	29
Ilustración 26. Pérdidas geométricas por bloqueo. (Prieto, 2021)	30
Ilustración 27. Pérdidas térmicas desglosadas por mecanismos de transmisión de calor.	31
Ilustración 28. Diagrama de Sankey. Potencia obtenida de la radiación solar, pérdidas y potencia útil. (Prieto, 2021). (Kalogirou, 2012)	31
Ilustración 29. Métodos de transmisión de calor para almacenamiento de energía. (Prieto, 2021)	35
Ilustración 30. Esquema de una planta termosolar con almacenamiento sales-indirecto.	35
Ilustración 31. Tanques caliente y frío de la central UTE EXTRESOL 1 en Torre de Miguel Sesmero en Badajoz, con 16.300 m ³ de capacidad.	38

Ilustración 32. Sistema de Regeneración y de Ullage en planta CSP. (Prieto, 2021)	40
Ilustración 33. Tanque de Hidrógeno en planta CSP. (Prieto, 2021)	40
Ilustración 34. Diagramas T-s y h-s del ciclo Rankine. (Anon., 2016)	41
Ilustración 35. Ciclo de Potencia de una planta CSP con almacenamiento térmico. (Cabrerizo, 2017)	42
Ilustración 36. Modo de operación diurno. (Prieto, 2021)	42
Ilustración 37. Modo de operación nocturno. (Prieto, 2021)	43
Ilustración 38. Composición química del aceite térmico. (Prieto, 2021)	46
Ilustración 39. Expansión volumétrica en función de la temperatura.	51
Ilustración 40. Gráficas de las propiedades termodinámicas de DOWTHERM A.	52
Ilustración 41. Diferentes modelos según la fuente de energía renovable de estudio.	53
Ilustración 42. Modelos de simulación según el tipo de concentración solar y modelo financiero.	54
Ilustración 43. Localización de la planta.	55
Ilustración 44. Datos del TMY de Sevilla.	55
Ilustración 45. Rango de múltiplo solar y número de horas de almacenamiento a simular.	56
Ilustración 46. Gráfica LCOE nominal en función del múltiplo solar y el número de horas de almacenamiento de SAM.	58
Ilustración 47. Energía neta anual producida en función del múltiplo solar en SAM.	59
Ilustración 48. Factor de capacidad en función del múltiplo solar de SAM.	59
Ilustración 49. Evolución LCOE nominal en función del múltiplo solar y el n° de horas de almacenamiento.	60
Ilustración 50. Parámetros del campo solar.	62
Ilustración 51. Características de los colectores EuroTrough.	63
Ilustración 52. Propiedades de los receptores.	63
Ilustración 53. Características ciclo de potencia.	64
Ilustración 54. Almacenamiento térmico.	64
Ilustración 55. Periodos de despacho de energía en el modelo Despacho Uniforme.	65
Ilustración 56. Periodos de despacho de energía del modelo Pico de Verano.	66
Ilustración 57. Periodos de despacho de energía del modelo Entrega a Plena Capacidad	67
Ilustración 58. Sistema de control de despacho de energía y horarios.	68
Ilustración 59. Degradación anual de la planta.	68
Ilustración 60. Producción de energía anual y flujos de caja después de impuestos del proyecto de Modelo A.	69
Ilustración 61. Menú de resultados de SAM.	70
Ilustración 62. Gráfica potencia eléctrica consumida y vertida a la red.	73
Ilustración 63. Gráfica del consumo desglosado de electricidad de la planta.	74
Ilustración 64. Gráficas de la irradiación solar y almacenamiento térmico.	75
Ilustración 65. Flujo de masa total y temperatura media del HTF.	76
Ilustración 66. Producción eléctrica horaria el 11 de febrero y el 29 de julio.	77
Ilustración 67. Perfiles de producción eléctrica y almacenamiento mensuales.	77
Ilustración 68. Rango de temperatura de los HTF de HELISOL. (WACKER, s.f.)	78

Ilustración 69. Estructura molecular de HELISOL 5A.	80
Ilustración 70. Vista aérea de la instalación de prueba PROMETEO con la línea de liberación de HTF. (Christoph Hilgert, 2016)	82
Ilustración 71. Serie de fotos tomadas durante la liberación de HELISOL 5A. (Christoph Hilgert, 2016)	83
Ilustración 72. Imagen infrarroja de la prueba de liberación y lectura de temperaturas. (Christoph Hilgert, 2016)	84
Ilustración 73. Formación de hidrógeno a partir de HELISOL 5A a 425 ° C, 450 ° C y 465 ° C. (Christoph Hilgert, 2016)	85
Ilustración 74. Gases disueltos en HELISOL 5A durante la prueba de validación. (Christoph Hilgert, 2016)	86
Ilustración 75. Prueba de llama de mecha. (Christoph Hilgert, 2016)	87
Ilustración 76. Diseño del sistema de la planta con HELISOL 5A.	89
Ilustración 77. Campo solar y propiedades introducidas en SAM de HELISOL 5A.	90
Ilustración 78. Producción eléctrica anual y flujos de cada después de impuestos del proyecto de Modelo B.	92
Ilustración 79. Energía producida y consumida por la red.	93
Ilustración 80. Desglose de consumo de la planta y carga y descarga del almacenamiento térmico.	93
Ilustración 81. Flujo de masa total y temperaturas de salida y entrada del HTF.	94
Ilustración 82. Perfiles de producción eléctrica y descarga de energía mensuales.	95
Ilustración 83. Comparativa de la Cp de ambos varios HTF. (WACKER, 2016)	96
Ilustración 84. Comparación de la inestabilidad y de la degradación entre los HTF en función del tiempo de operación. (WACKER, 2016)	97
Ilustración 85. Efecto visible de la degradación de los fluidos con la temperatura de operación.	97
Ilustración 86. Resultados de la validación del tipo de campo solar en ColSim CSP. (Theda Zoschke, 2018)	98
Ilustración 87. Efecto de la formación hidrógeno en la producción anual eléctrica operando con Therminol VP-1 y HELISOL 5A. (Theda Zoschke, 2018)	100
Ilustración 88. Formación de H ₂ en función de las horas de trabajo de los HTF en cuestión. (WACKER, 2016)	100
Ilustración 89. DSC- Mediciones de un DPO / BP puro y una mezcla de DPO / BP + sal fundida. (Christoph Hilgert, 2016)	101
Ilustración 90. DSC-Medición de HELISOL 5A puro y una mezcla de HELISOL 5A + sal fundida. (Christoph Hilgert, 2016)	102
Ilustración 91. Prueba de encendido por pulverización. (Christoph Hilgert, 2016)	103

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Estructura de la generación eléctrica total en porcentaje de junio y diciembre de 2020. (España, 2021)	14
Tabla 2. Fluidos caloportadores según el rango de temperaturas de utilización.	32
Tabla 3. Propiedades de los HTF más empleados en tecnología cilindroparabólica.	34
Tabla 4. Tabla comparativa de propiedades y sistemas entre DOWTHERM A y Sales Solares.	37
Tabla 5. Propiedades típicas de DOWTHERM A.	48
Tabla 6. Distintas propiedades termodinámicas de DOWTHERM A en líquido saturado en unidades del SI.	51
Tabla 7. Resultados tras la parametrización en SAM, simulaciones de la 1 a la 28.	57
Tabla 8. Resultados tras la parametrización de SAM, simulaciones de la 28 a la 52.	57
Tabla 9. Resultados de la parametrización en Excel.	61
Tabla 10. Tabla de resultados de la simulación con DOWTHERM A y valor actual de los ingresos de PPA.	69
Tabla 11. Producción de energía mensual en un año.	70
Tabla 12. Tabla de datos anuales.	71
Tabla 13. Tabla de datos horarios.	72
Tabla 14. Propiedades termodinámicas de HELISOL 5A. (Prieto, 2021)	80
Tabla 15. Propiedades termodinámicas extendidas de HELISOL 5A.	81
Tabla 16. Formación de gases por degradación de HELISOL 5A.	84
Tabla 17. Resumen de resultados de la simulación con HELISOL 5A y valor actual de los ingresos de PPA.	91
Tabla 18. Comparativa de propiedades termodinámicas entre ambos HTF.	95
Tabla 19. Resultados de la simulación de ColSim CSP. (Theda Zoschke, 2018)	99
Tabla 20. Tabla comparativa final de las simulaciones de ambos modelos en SAM.	104

ÍNDICE DE ECUACIONES

Ecuación 1. Área de abertura del colector.	28
Ecuación 2. Razón geométrica.	28
Ecuación 3. Diámetro exterior del tubo absorbedor.	28
Ecuación 4. Rendimiento óptico.	29
Ecuación 5. Área del espejo desaprovechada por la pérdida geométrica.	30
Ecuación 6. Distancia media entre la superficie de la parábola y receptor.	30
Ecuación 7. Coeficiente de transferencia.	33
Ecuación 8. Número de horas de almacenamiento de energía térmica.	38
Ecuación 9. Capacidad calorífica de almacenamiento de los tanques.	39
Ecuación 10. Número de Prandtl.	81
Ecuación 11. Número de Reynolds.	81
Ecuación 12. Fórmula de la entalpía.	81
Ecuación 13. Relación de viscosidades con la densidad.	81
Ecuación 14. Formación de gases por degradación en HELISOL 5A.	85

1 INTRODUCCIÓN

1.1 Antecedentes

El aumento del consumo energético en el planeta derivado del crecimiento y desarrollo poblacional del mundo ha provocado una dependencia directa y absoluta hacia las distintas medidas de obtención de energía. Los recursos tradicionales y más usados en la historia son los combustibles fósiles, los cuales son altamente valorados gracias a su transportabilidad, gran capacidad y facilidad de combustión y producción de energía. Estos combustibles no son recursos renovables, ya que, aunque son productos abundantes en el planeta, no pueden ser renovados en un tiempo considerable para que vuelvan a ser consumidos de forma sostenible. Lamentablemente, diversos estudios y evidencias han concluido que las emisiones de gases de estos combustibles a la atmósfera están provocando daños y problemas en el clima global de la tierra, en el medioambiente y en la biodiversidad, lo que se conoce como cambio climático.

En consecuencia, debemos cambiar drásticamente nuestra obtención de energía por fuentes más limpias como las energías renovables para poder frenar y mitigar los efectos del cambio climático. La Unión Europea tiene varios proyectos donde promueve planes para plantear una sociedad cada vez más descarbonizada y con menos emisiones de gases de efecto invernadero.

En la búsqueda de estos nuevos recursos energéticos, llegan las energías renovables, fuentes de energía a partir de recursos naturales y prácticamente sin emisiones de gases ya que son obtenidos de forma sostenible y descarbonizada como el viento, el sol, el agua de los ríos, embalses, mareas o biomasa. Estas fuentes son totalmente renovables debido a que siguen los ciclos naturales de nuestro planeta y pueden ser de enorme utilidad para obtener energía de forma sostenible y sin emisiones de gases contaminantes a la atmósfera. Las fuentes de energía renovables son capaces de satisfacer demandas de energía puntuales, pero para poder tener un sistema totalmente libre de emisiones, deben tener un mayor desarrollo, potencia, plantas instaladas y una gran interconexión entre ciudades y países para conseguir distribuir energía en periodos donde no haya recurso renovable y sí se produzca en otros puntos geográficos.

Debido a esto, vamos a centrarnos en la fuente renovable del recurso solar, en concreto, en las centrales termosolares. Pero antes, debemos distinguir las dos posibles tecnologías que utilizan el recurso solar: la energía solar fotovoltaica y la solar térmica.

1.2 Recurso solar

El recurso solar en España tiene un amplísimo potencial y una gran riqueza, ya que nuestro territorio nacional posee una vasta superficie donde inciden grandes cantidades de radiación solar, especialmente en el sur, al encontrarse más cerca del Ecuador.



Ilustración 1. Mapa de irradiación global horizontal de la Península Ibérica y Baleares. (Anon., 2021)

Observamos como debido a la situación geográfica, hay zonas donde existe más irradiación incidente que en otras, como en Andalucía, ya que, debido a su cercanía al ecuador, le incide mayor irradiación anual que en el norte de España, como en Cantabria.

La potencia solar está comprendida entre 0 y 1000 W/m² y la energía media anual en España comprende los 5,1 y los 6,2 kWh/m².

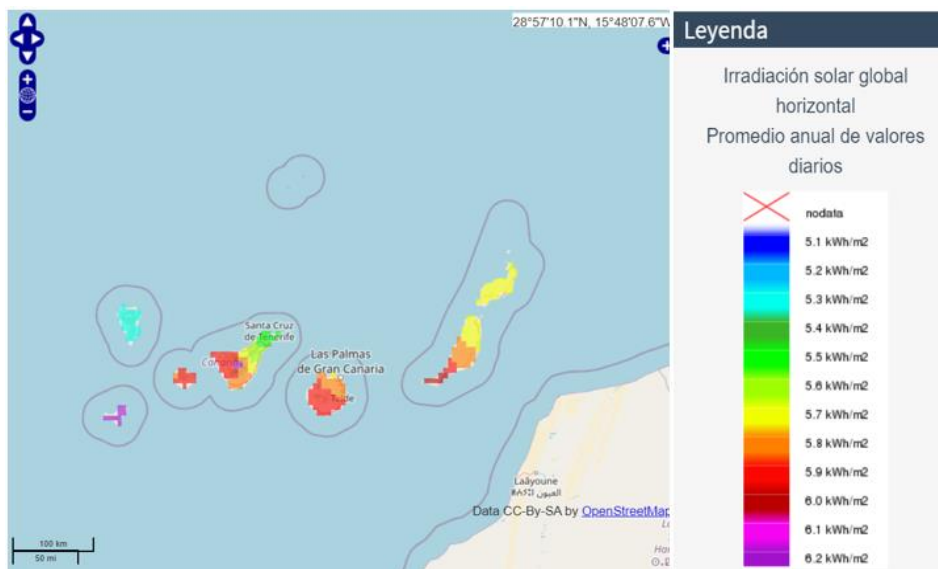
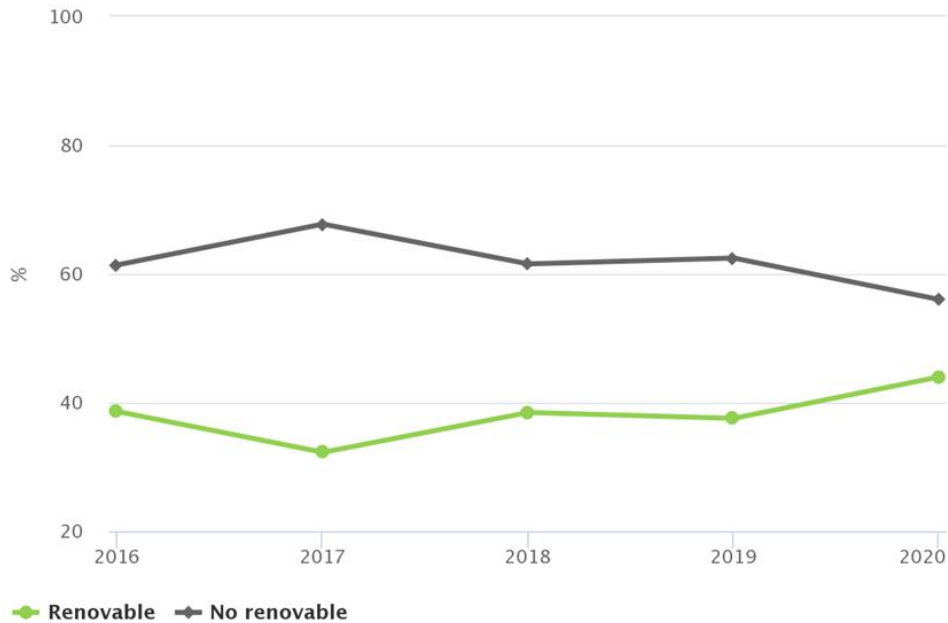


Ilustración 2. Mapa de irradiación global horizontal de las islas Canarias. (Anon., 2021)

Para justificar el desarrollo e innovación de estas tecnologías de energías solar, vamos a estudiar la evolución de la generación renovable y no renovable.

Podemos ver cómo, del total de la energía producida, se produjo un 44% renovable y 56% no renovable durante el año 2020.

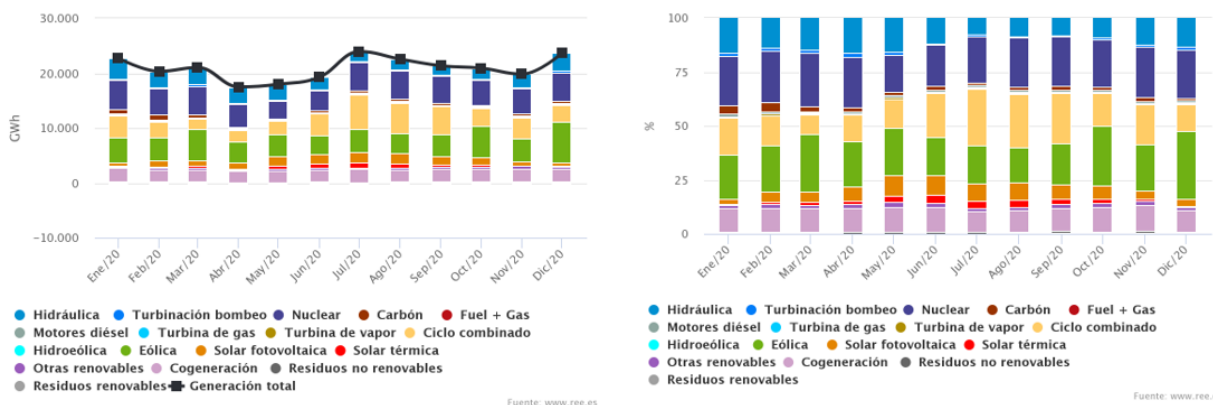


Fuente: www.ree.es

Ilustración 3. Porcentaje de energía generada de forma renovable y no renovable en los últimos 5 años. (España, 2021)

Como podemos observar, todavía necesitamos mucha más potencia instalada y desarrollo en las distintas tecnologías de energía renovable para poder hacer frente a los retos de transición energética de reducir las emisiones de CO₂ y dar paso a una sociedad cada vez más electrificada, con energía limpia y renovable. Debido a ello, es necesario y justificable, la implantación y el estudio de nuevas áreas de obtención de energía renovable, como es el desarrollo de la energía solar térmica de concentración. Más adelante, entraremos en detalle de todo el amplio recorrido de crecimiento que posee.

A continuación, analizaremos la evolución de la generación de las distintas fuentes de energía a lo largo del año 2020 y nos centraremos en las tecnologías de energía solar, la solar fotovoltaica y la solar térmica.



Fuente: www.ree.es

Fuente: www.ree.es

Ilustración 4. Estructura de la generación eléctrica total en términos de energía y porcentaje en 2020. (España, 2021)

Podemos observar la evolución de la generación de energía con todas las fuentes en España, mensualmente para el año 2020. En el caso que nos ocupa, la energía solar fotovoltaica alcanza su pico de generación en julio, con 1902 GWh y su mínimo en enero, con 625 GWh.

La energía solar térmica alcanza su máxima generación en julio, con 796 GWh y su mínima generación en diciembre, con 76 GWh. Como se aprecia, hay una gran diferencia de producción de energía entre la solar fotovoltaica y térmica, por lo que ésta última tiene un gran campo de desarrollo y crecimiento ya que la

potencia instalada nacional es muy baja en comparación con su gran potencial de obtención de energía.

A continuación, vamos a desglosar en detalle la generación eléctrica en dos meses con condiciones climáticas muy distintas y con diferente grado de demanda de energía en España en el año 2020. Estos meses son junio y diciembre.

06/2020	12/2020
Hidráulica: 11,7 %	Hidráulica: 13,4 %
Turbinación bombeo: 0,8 %	Turbinación bombeo: 1,3 %
Nuclear: 18,8 %	Nuclear: 22,3 %
Carbón: 1,9 %	Carbón: 1,3 %
Fuel + Gas: 0 %	Motores diésel: 0,9 %
Motores diésel: 0,9 %	Turbina de gas: 0,1 %
Turbina de gas: 0,1 %	Turbina de vapor: 0,5 %
Turbina de vapor: 0,4 %	Ciclo combinado: 12,8 %
Ciclo combinado: 20,8 %	Hidroeólica: 0 %
Hidroeólica: 0 %	Eólica: 31,4 %
Eólica: 17,3 %	Solar fotovoltaica: 3,1 %
Solar fotovoltaica: 9,3 %	Solar térmica: 0,3 %
Solar térmica: 3,7 %	Otras renovables: 1,8 %
Otras renovables: 2 %	Cogeneración: 9,7 %
Cogeneración: 11,3 %	Residuos no renovables: 0,8 %
Residuos no renovables: 0,8 %	Residuos renovables: 0,3 %
Residuos renovables: 0,2 %	

Tabla 1. Estructura de la generación eléctrica total en porcentaje de junio y diciembre de 2020. (España, 2021)

El objetivo de esta comparación es apreciar un mes de condiciones favorables y uno de condiciones desfavorables para la producción de energía con tecnologías de recurso solar.

Durante el mes de junio, podemos apreciar que la solar fotovoltaica y la térmica, contribuyen un 9,3 y un 3,6 % respectivamente, lo que nos indica que ambas poseen un gran potencial de crecimiento, ya que, en los meses de verano, es cuando más radiación solar incide y España es un país muy rico en recurso solar, por lo es un gran incentivo para aumentar la potencia instalada de esta energía solar. Dicha energía sería la que sustituyera al alarmante 20,8 % de los ciclos combinados o los 11,3 % de cogeneración, ya que son grandes emisores de CO₂ y fuentes de combustibles fósiles, precisamente las que debemos de mitigar y sustituir por fuentes de energía renovables y alternativas.

En el mes de diciembre, es normal que la producción de energía sea considerablemente menor debido a la escasa radiación que llega a la superficie de la tierra en invierno. Sin embargo, no es excusa para no instalar mas potencia en la energía solar ya que en un futuro se compensará con una mayor producción y desde luego, este déficit de recurso solar puede sustituirse con otras energías de origen renovable como la eólica e hidráulica, que están muy presentes en invierno debido a las condiciones meteorológicas. También debería de apoyarse la generación renovable con energía nuclear, ya que es una fuente energética que no emite CO₂, muy fiable y con producción de energía continua, lo que ayudaría en la descarbonización de la energía.

Por último, podemos ver la estructura de la generación renovable mensual durante el año 2020 en porcentaje.

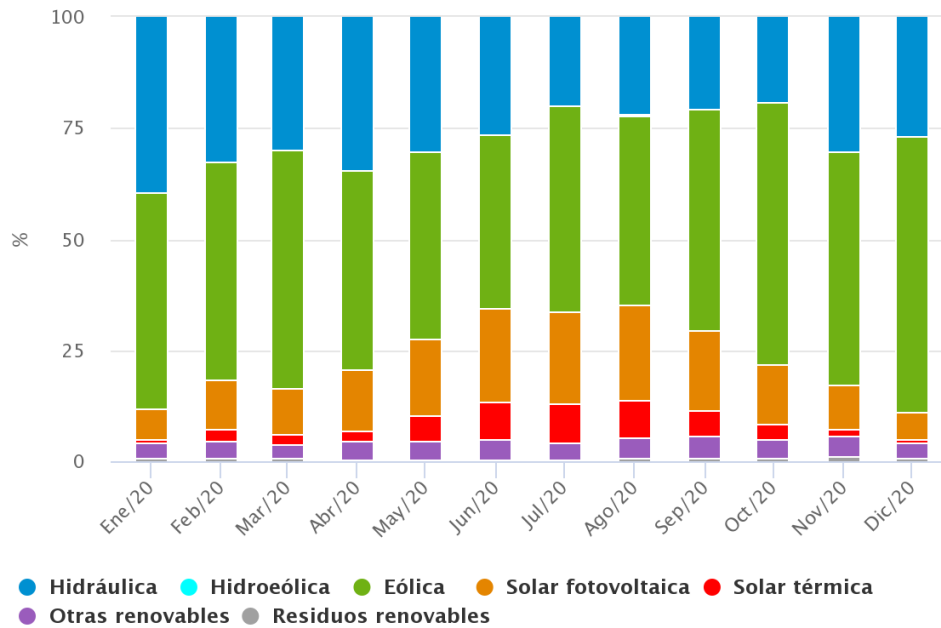


Ilustración 5. Generación de energía renovable en porcentaje en 2020. (España, 2021)

En la imagen se muestra como la mayor aportación de renovable viene de la energía eólica, seguido de la hidráulica, luego la solar fotovoltaica, por la solar térmica y por último, por otras renovables.

1.3 Energía solar fotovoltaica

Es una tecnología que es capaz de producir directamente electricidad, mediante flujo de electrones por medio de semiconductores, cuando estos son iluminados por un haz de fotones procedentes de la radiación solar. Esta radiación solar que se aprovecha consta de longitudes de onda cortas, de menos de 1 μm . Los principales elementos de las instalaciones fotovoltaicas son los módulos fotovoltaicos, los cuales pueden ser de distintos materiales, tamaños y tecnología.

Destacan los módulos policristalinos, monocristalinos, de Teloruro de Cadmio, los de Silicio Amorfo, entre otros. También pueden existir módulos bifaciales, los cuales consisten en tener incorporados células fotovoltaicas en la parte delantera y trasera del panel, de forma que puede captar la radiación que le llega desde la orientación contraria. Estos módulos son muy útiles si se quiere captar la mayor cantidad de radiación difusa posible proveniente de la parte de atrás del módulo, preferiblemente incorporando algún elemento con alta reflectividad.

Los módulos fotovoltaicos se caracterizan diferentes parámetros como el número de células, la potencia de cada módulo, su rendimiento, tolerancia y distintos coeficientes de potencia, temperatura e intensidad, así como parámetros eléctricos como tensiones e intensidades máximas, en circuito abierto o en cortocircuito.

Los distintos módulos fotovoltaicos que conforman una instalación están conectados entre sí mediante cables de corriente continua, agrupándose en módulos en serie e hileras en paralelo, lo que conforma el campo solar.

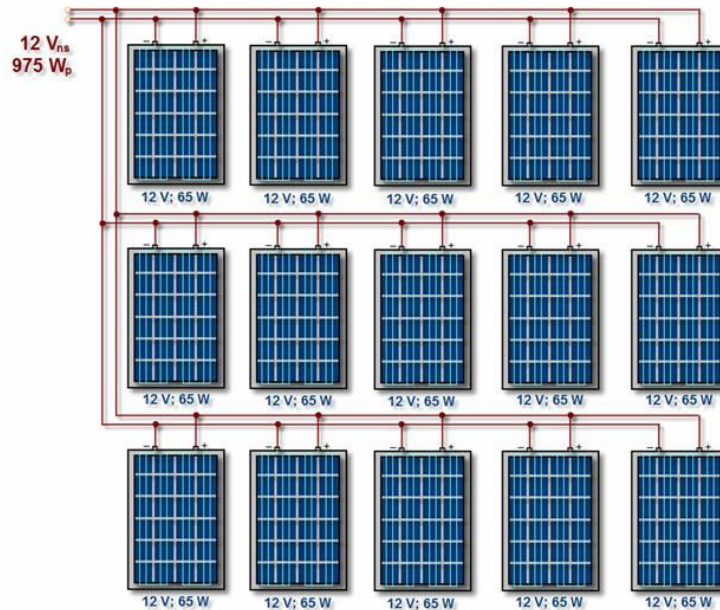


Ilustración 6. Campo solar formado por 5 módulos en serie con 3 hileras en paralelo. (Prostar, 2021)

Cuando se conectan un conjunto de paneles en serie se denomina hilera o string. Al ocurrir esto, se suman las tensiones de todos los paneles creando una tensión única que funciona para toda la hilera. Cuando se conectan un conjunto de hileras en paralelo, se suman las intensidades de todas las hileras y se mantiene constante la tensión de las hileras.

Es muy importante la orientación e inclinación de los módulos ya que estos parámetros determinarán la cantidad de radiación solar que se podrá captar, por lo que se deben hacer un estudio exhaustivo de las condiciones meteorológicas del emplazamiento, dependiendo de su latitud, longitud y recurso solar, para obtener un resultado óptimo para la captación de radiación. En el hemisferio norte, la orientación más favorable para obtener la máxima radiación solar es la orientación sur, aunque depende de las condiciones del emplazamiento. Las sombras son un factor clave y muy limitante a la hora de producir energía mediante captación solar, ya que, en los paneles fotovoltaicos, un sombreado parcial puede perjudicar a toda la instalación.

Los módulos fotovoltaicos pueden tener distintos ejes. Un eje fijo, por lo que el módulo siempre está en la misma orientación e inclinación. Un eje móvil, el cual puede mover y orientar el panel según avanza el Sol en el firmamento, siguiendo su trayectoria.

También hay módulos con dos ejes móviles, los cuales hacen un seguimiento un poco más preciso que los de un eje. Sin embargo, para aplicaciones de autoconsumo o pequeñas instalaciones, es preferible un sistema de eje fijo, ya que, para pequeños consumidores, el coste de instalar seguimiento en los ejes elevará el coste de la instalación y puede perder fiabilidad, ya que puede fallar el sistema de seguimiento y es inviable que el consumidor esté en constante revisión del equipo, por lo que los sistemas de seguimiento solar se prefieren en grandes instalaciones, donde el objetivo principal es captar la mayor radiación solar y existen técnicos y operarios encargados de velar por el funcionamiento de todos los equipos.

Los módulos del campo solar van conectados por cables de corriente continua a un equipo denominado inversor, el cual convierte la energía eléctrica procedente de los módulos de corriente continua a corriente alterna, para poder ser distribuida. Algunos parámetros de los inversores son su potencia máxima, su límite por temperatura o "Derating", su rendimiento y sus intensidades y tensiones máximas admisibles y de cortocircuito.

Existen varios tipos de instalaciones fotovoltaicas. Una instalación en una vivienda de autoconsumo y venta de excedente. En ella, los cables de corriente alterna van desde el inversor al cuadro general de protección y mando, y desde el cual, se distribuye la electricidad al contador de la vivienda y a la red eléctrica.



Ilustración 7. Instalación típica de autoconsumo actual según RD 244/2019. (APEME, 2021)

Si la instalación es una planta fotovoltaica, esta cuenta con varios transformadores a los que les llega la electricidad por cables de corriente alterna desde los inversores. Estos transformadores son necesarios debido a que se debe adecuar la tensión e intensidad de la electricidad producida y gracias a ello, son capaces de distribuir la energía eléctrica a la red eléctrica y a las subestaciones de evacuación.



Ilustración 8. Planta solar fotovoltaica Miramundo de 50 MW, Puerto Real, Cádiz. (ISASTUR, 2021)

La empresa energética OPDEnergy desarrolló la planta solar fotovoltaica Miramundo en Puerto Real, la cual cuenta con una potencia instalada de 50 MW de potencia y tiene capacidad para garantizar el suministro energético de cerca de 30.000 hogares.

La planta, que ocupa una superficie de 111 hectáreas, cuenta con 133.000 módulos fotovoltaicos, alrededor de 1.507 seguidores solares a un eje y 18 inversores fotovoltaicos de 2,5 MVA, así como una subestación y una línea subterránea de 1,3 km para la evacuación de energía a la red general. Se estima que la puesta en funcionamiento de esta planta evitará la emisión de 40.000 toneladas anuales de CO₂ a la atmósfera. (Martín, 2021)

Si la instalación fotovoltaica se encuentra en una vivienda aislada, donde no es posible tener acceso a la red eléctrica o se prefiere optar por la independencia eléctrica de ésta, serán necesarios equipos auxiliares para almacenar la energía durante breves periodos de tiempo o cuando el recurso solar no este disponible, como en días nublados o de noche. Este mecanismo de almacenamiento de energía son las baterías, las cuales van conectadas al inversor y a un regulador, cuyo objetivo es proteger a la batería de sobretensiones para evitar su posible inutilización y controlar el estado de carga de ésta.



Ilustración 9. Instalación fotovoltaica en vivienda aislada en Pontevedra. (Energía, 2021)

Para proporcionar seguridad tanto a los equipos que forman la instalación solar fotovoltaica como al personal encargado de su mantenimiento y correcta operación, es necesario proporcionar una serie de elementos de protección para la detección y eliminación de incidentes, y que aseguren una explotación correcta de la instalación. Los equipos encargados de protección contra intensidades y cortocircuitos en los diferentes equipos son los fusibles o interruptores. Estos deben tener la suficiente intensidad y tensión de cortocircuito y sobrecarga para evitarlos, lo que se mide en su poder de corte.

Para proteger a las personas, es necesario equipos propios como los interruptores diferenciales. Los interruptores diferenciales proporcionan protección a las personas contra descargas eléctricas, evitando el paso de corriente de intensidad peligrosa por el cuerpo humano (la peligrosidad de los efectos que se pueden producir depende de la intensidad de la corriente y de su duración, pero el valor límite de la intensidad segura para una persona es de 30 mA según el reglamento eléctrico de baja tensión), tanto en el caso de contactos directos como contactos indirectos y también proporcionan protección a las instalaciones ya que detectan las fugas a tierra midiendo la corriente que circula por los conductores, en el caso de fallo de aislamiento o equipos defectuosos.

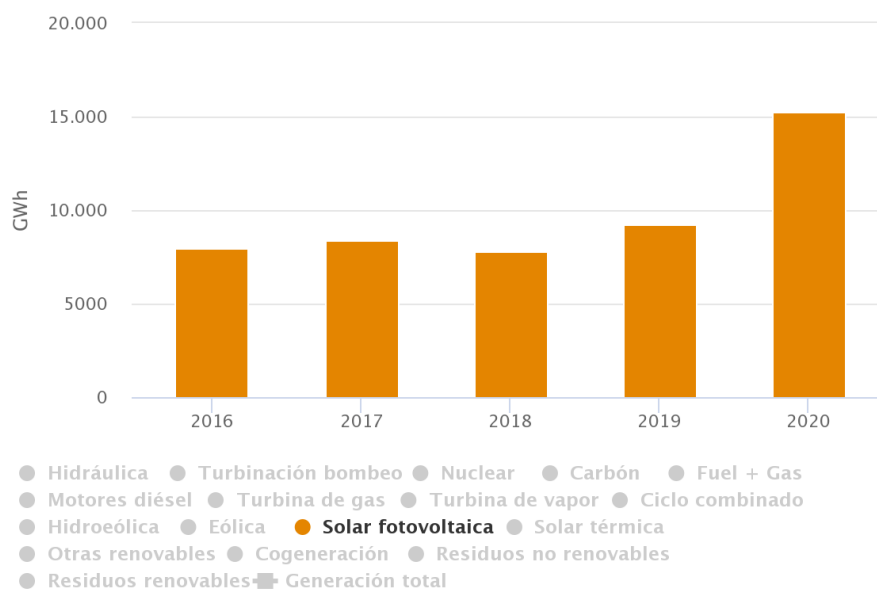


Ilustración 10. Generación eléctrica fotovoltaica entre 2016 y 2020. (España, 2021)

Entre los años 2011 y 2017, el desarrollo en las nuevas instalaciones fotovoltaicas sufrió un parón, pero parece que la tendencia empezó a revertirse a partir de 2018.

La tecnología ha ido mejorando estos últimos años, aunque no se realizaron muchas instalaciones de energía fotovoltaica en España. Esto ha sido debido a que a nuestro alrededor no se ha dejado de lado esta fuente de energía y se ha seguido investigando, desarrollando y fabricando más placas solares. Así, el precio medio de las placas solares ha pasado de los casi 3,3 €/Wp a mediados de 2007, a menos de 0,5 €/Wp a en 2018.

Todo ello empujado por el crecimiento del sector en China, y en Europa, ha sido Alemania la responsable de mantener el interés por la energía solar fotovoltaica, ya que es el país de la Unión Europea con mayor potencia instalada de esta tecnología, de 50.000 MW en 2020. (ISE, 2021)

1.4 Energía solar térmica de concentración

El recurso solar puede ser encontrado en toda la superficie del planeta, por lo que se han desarrollado distintas tecnologías para su aprovechamiento. Una de ellas es la tecnología solar térmica de concentración, cuyo objetivo principal es transformar la radiación solar en energía térmica mediante distintos fluidos caloportadores y convertirla en energía eléctrica para su uso y distribución. Los fluidos caloportadores son capaces de calentar el vapor de agua, que, tras un ciclo de potencia, produce la electricidad.

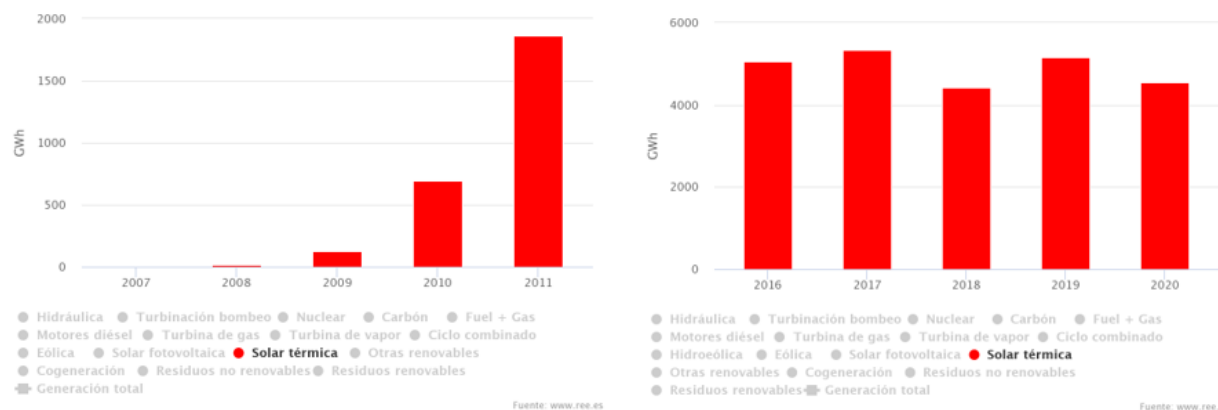


Ilustración 11. Generación eléctrica solar térmica entre 2007 y 2020.

Podemos apreciar la evolución histórica en España, donde antes del año 2008 era inexistente. En los años 2008, 2009 y 2010 se empezó a instalar potencia mediante la construcción de centrales y con un desarrollo más maduro de la tecnología, se consiguió llegar a una energía producida aceptable y competitiva en el mercado eléctrico para 2011.

A partir de ese año, la energía generada no ha dejado de crecer, obteniendo ahora una estabilidad en torno a los 5.000 GWh de producción eléctrica en 2020.

Esta tecnología presenta muchas ventajas ya que es una forma de obtención de energía de forma sostenible con el medioambiente, únicamente se emitirían emisiones de CO₂ si se necesitaran calderas auxiliares para cubrir las demandas energéticas en determinados picos del año como en algunos días de invierno, donde el recurso solar es considerablemente pobre.

Como durante la noche, no hay radiación solar, una tecnología que se centra en la captación de luz solar no podría ser viable en intervalos nocturnos, como la solar fotovoltaica.

Sin embargo, una gran diferencia que poseen las centrales termosolares es que pueden disponer de un sistema de almacenamiento de energía, el cual permite cubrir la demanda en periodos nocturnos o de poca radiación solar como intervalos nublados. También, son capaces de hibridarse con otras tecnologías como con calderas auxiliares ya mencionadas, o con módulos fotovoltaicos para obtener una mayor producción de electricidad o satisfacer las propias necesidades energéticas de la central. Las plantas termosolares poseen un elevado coste inicial, el cual se ve amortizado a medida que avanza el tiempo y la central genera beneficios, especialmente si

esta cuenta con buenos sistemas de mantenimiento, seguimiento, control y diseño.

Otra diferencia notable en cuanto a la energía solar fotovoltaica es el mecanismo de captación solar de las centrales termosolares. Hoy en día, existen cuatro sistemas de captación solar según la temperatura del fluido caloportador que se alcance, el tamaño y el diseño de la central. Éstas son los sistemas de receptor central, los discos parabólicos, los captadores lineales tipo Fresnel y los captadores cilindroparabólicos.

Se procederá a la descripción e introducción de cada una de las tecnologías, haciendo especial énfasis en los captadores cilindroparabólicos y en el funcionamiento de su tipo de central termosolar, ya que es la tecnología de estudio del presente trabajo.

1.4.1 Sistemas de receptor central

La característica principal de estas centrales es la concentración de la radiación solar en un receptor central, el cual está situado en lo alto de una torre central. La radiación solar es reflejada por el campo de heliostatos, el cual está formado por heliostatos, espejos móviles que son capaces de optimizar la reflexión de la luz y dirigirla al receptor mediante sistemas de seguimiento de dos ejes.

El funcionamiento de este tipo de planta de energía renovable es sencillo, el receptor solar central calienta un fluido caloportador que genera vapor a alta temperatura. El vapor generado se utiliza posteriormente para mover una turbina de vapor. Gracias a la turbina de vapor se obtiene un trabajo mecánico en forma de energía cinética (un eje en rotación) que, gracias a un generador eléctrico, se convertirá en energía eléctrica.

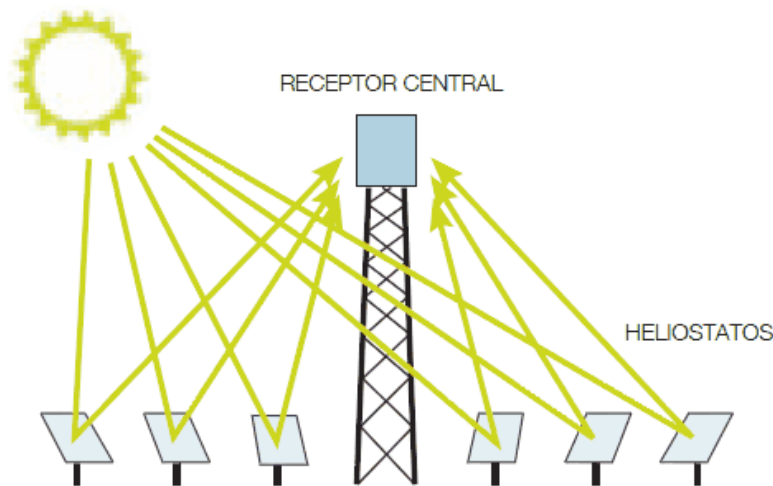


Ilustración 14. Funcionamiento básico sistema receptor central. (Aramendia, 2021)

Los heliostatos pueden ser de distintos materiales y diseños. Entre los materiales, se encuentran los de cristal-metal y los de membrana estirada. El diseño de los heliostatos puede ser cuadrado, rectangular, circular u otras figuras geométricas como pentagonal.

Dependiendo de la disposición de los heliostatos, el campo de heliostatos puede ser de dos tipos.

El campo polar consiste en una organización de heliostatos de modo que estén orientados a una misma dirección respecto la torre central.

Existen dos tipos de campo de heliostatos, el campo polar, el cual está orientado al norte o sur, depende de la ubicación del emplazamiento y el campo solar circular, el cual rodea a la torre central.



Ilustración 12. PS10 y PS20, plantas de receptor central de Abengoa en Sanlúcar la Mayor, Sevilla.

En la imagen se pueden observar dos importantes centrales termosolares con receptores central con campo de heliostatos polar.

La más pequeña y lejana del observador corresponde a la PS10, la primera central solar térmica comercial de torre central y campo de heliostatos instalada en el mundo. Tiene una potencia de 11 MW, su campo de heliostatos es polar, formado por 624 heliostatos y su superficie es de 60 hectáreas. (Solar, 2021)

La central más grande y cercana al observador corresponde a la PS20, la cual es la segunda central térmica solar comercial de torre central en el mundo. Esta planta cuenta con 20 MW de potencia, un campo de heliostatos polar, formado por 1255 heliostatos y su superficie consta de 85 hectáreas. (Enerlia, 2021)

Ambas centrales son propiedades de Abengoa, en concreto, de Abengoa Solar y se encuentran situadas en Sanlúcar la Mayor, Sevilla.

Estas plantas son un claro ejemplo de desarrollo, innovación y éxito en la producción de energía solar térmica y abre la puerta a la implementación y viabilidad de nuevas centrales basadas en esta tecnología por todo el mundo.



Ilustración 13. Planta de receptor central y campo solar circular de Gemasolar. (Gemasolar, 2021)

Otra central térmica de sistema de receptor central de gran éxito, pero con campo de heliostatos circular es Gemasolar, de la cuál vemos su campo de heliostatos en la ilustración superior.

Gemasolar es la primera planta a escala comercial del mundo que aplica la tecnología de un receptor de torre central y almacenamiento térmico con un solo fluido térmico (sales fundidas).

La relevancia de esta planta radica en su singularidad tecnológica, ya que allanó el camino hacia una nueva tecnología más eficiente para la generación de energía termosolar, brindando mayores perspectivas de reducción de precios en el futuro. También aporta importantes beneficios medioambientales gracias a la utilización de un único termofluido, de base inorgánica, inocuo para el medioambiente, y cuyo manejo se restringe a una mínima porción del área ocupada por la planta.

La planta cuenta con una potencia de 17 MW, un campo de heliostatos circular, formado por 2650 heliostatos, cuya extensión es de 195 hectáreas. En cuanto al almacenamiento térmico, el tanque de almacenamiento de sales calientes puede almacenar energía para una generación autónoma de 15 horas sin luz solar.

La planta trabaja de la siguiente forma:

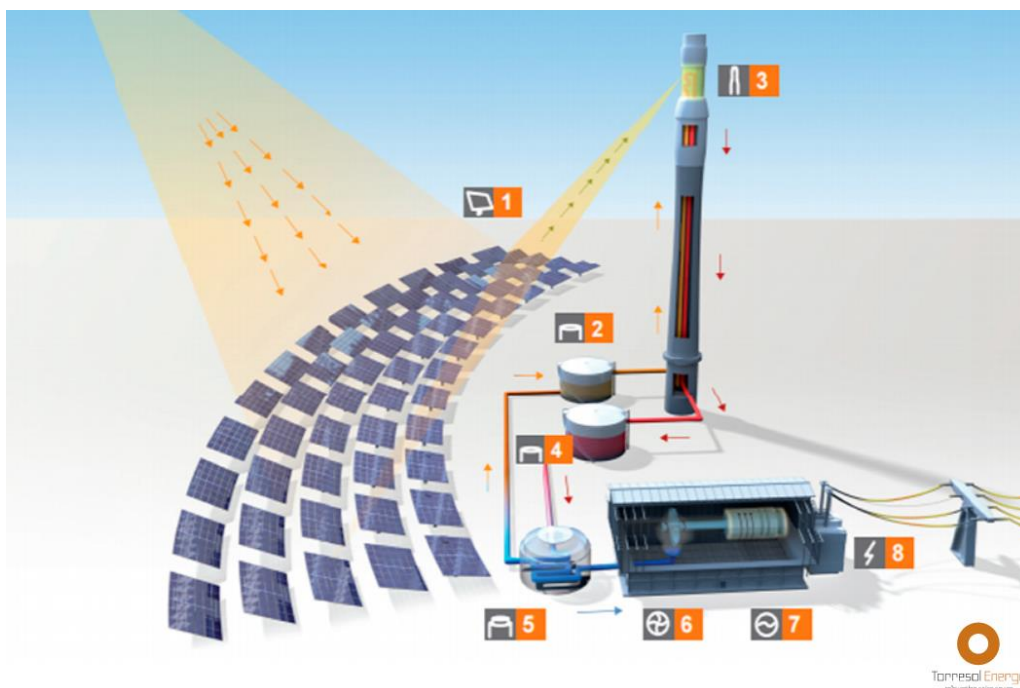


Ilustración 14. Funcionamiento simplificado de Gemasolar. (Anon., 2021)

La radiación solar incide en el campo de heliostatos que son reflejados hacia la torre de receptor central (1). A su vez, las sales fundidas a 290 °C son bombeadas desde el tanque frío de almacenamiento al receptor (2). Tras estas dos etapas, la radiación llega al receptor y en su interior, las sales fundidas son capaces de calentarse hasta 565 °C antes de empezar a ser almacenadas en el tanque caliente (3). El tanque de almacenamiento caliente es capaz de mantener la energía térmica acumulada por las sales fundidas a alta temperatura (4). Luego, las sales fundidas calientes son transportadas al sistema de generación de vapor, donde aportarán calor al agua, reduciendo la temperatura de las sales y generando vapor (5). El calor transferido transforma el agua en vapor a alta presión (6) que es capaz de ser turbinado para comenzar la generación de electricidad (7) y poder ser distribuida a la red eléctrica (8).

1.4.2 Discos parabólicos

Los discos parabólicos son sistemas que concentran la radiación solar en un único punto donde se sitúa un receptor solar y un motor Stirling o una microturbina que se acopla a un alternador. El fluido localizado en el receptor es capaz de calentarse hasta temperaturas muy elevadas comprendidas entre los 650 y 800 °C, obteniendo así una cierta energía en forma de calor.

El motor Stirling se trata de un motor térmico de combustión externa, por lo que es capaz de transformar la

energía térmica recibida en un giro mecánico, de forma que el motor Stirling está acoplado a un generador eléctrico y así, ser capaz de producir energía eléctrica. Cada unidad es independiente y productora de electricidad, con intervalos de 5 a 25 MW eléctricos de potencia unitaria. (Delgado, 2021)

La central termosolar canaliza toda la energía eléctrica producida por cada unidad de discos parabólicos y la convierte para adaptarla a la tensión y características óptimas para ser vertida a la red.

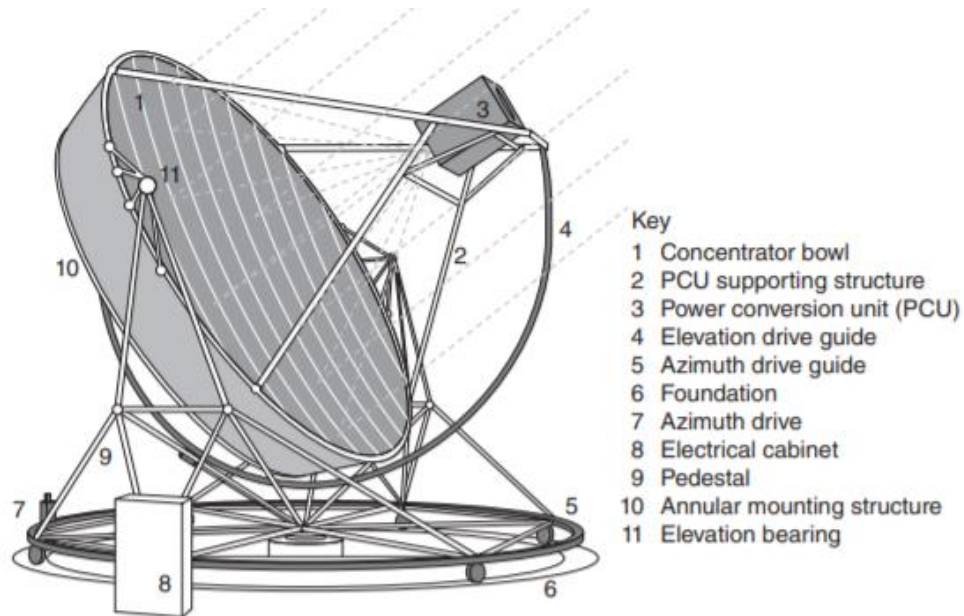


Ilustración 15. Disco Stirling con sus diferentes componentes. (KECK, 2021)



Ilustración 16. Prototipo de disco parabólico de PSA del proyecto hispano-alemán “EuroDISH”. (PSA, 2021)

1.4.3 Concentración lineal fresnel

Este tipo de tecnología consiste en concentrar la radiación solar en un tubo de un solo eje mediante una multitud de espejos planos colocados en filas paralelas, con un cierto ángulo de inclinación.

El objetivo de colocar espejos es simular la curvatura de los cilindroparabólicos para captar mas radiación solar. Los espejos planos son menos costosos debido a su simplicidad geométrica en comparación con los espejos cilindro parabólicos y por este mismo motivo, tienen una instalación más sencilla. Al solo tener un eje de movimiento, para realizar el seguimiento del sol se simplifica la concentración de energía, por lo que estos

sistemas tienen un menor rendimiento que la tecnología de captadores cilindroparabólicos.

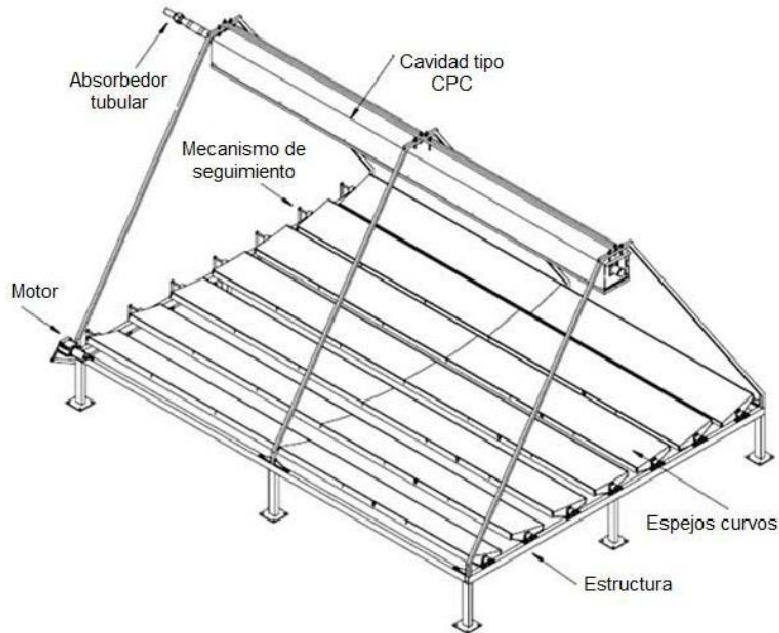


Ilustración 17. Sistema Fresnel con sus componentes. (Fernando Lara, 2021)

Un ejemplo de un sistema de concentración lineal Fresnel en España es el FRESDEMO de PSA.

El lazo FRESDEMO es una planta piloto para la demostración de la tecnología de concentración solar denominada “Concentrador Lineal” Fresnel. Esta planta experimental pertenece actualmente al CIEMAT, sin embargo, los grupos Solar Power Group y Man Ferrostaal están autorizados para trabajar y desarrollar nuevos ensayos en la planta junto con los operarios de la PSA.

Se trata de un módulo de 100 m de longitud y 21 m de ancho, con una superficie total de espejo primario de 1.433 m². Este lazo colector está diseñado para la producción directa de vapor a una presión máxima de 100 bar y una temperatura máxima de 450°C.

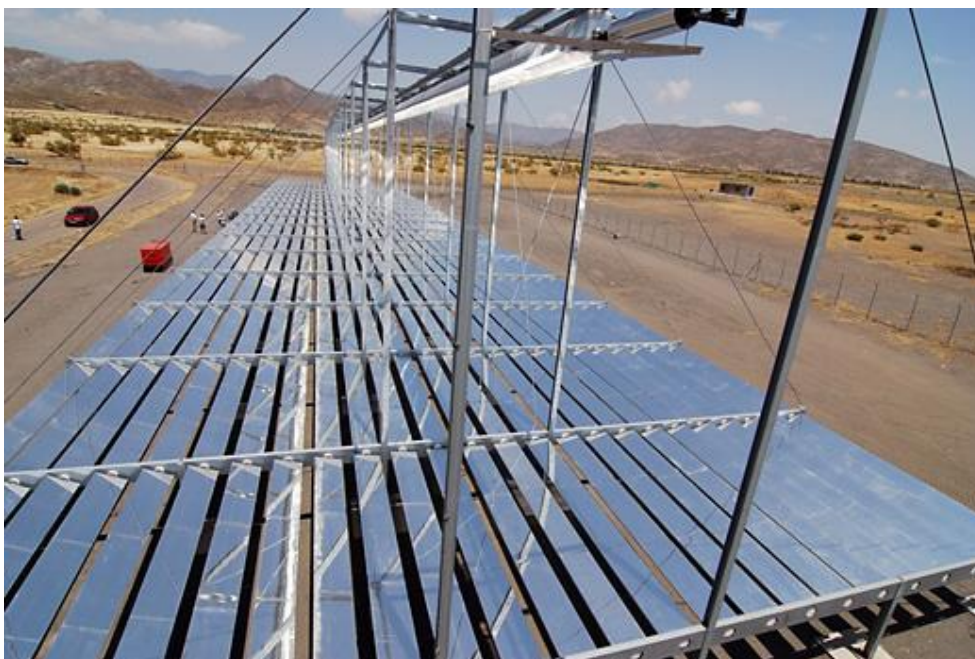


Ilustración 18. Colector de demostración fresnellineal MAN instalado en la PSA. (PSA, 2021)

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

1.4.4 Concentración cilindroparabólica

La tecnología cilindroparabólica se basa en la captación de radiación solar mediante colectores en forma cilindroparabólica, de forma que pueden concentrar los rayos solares en unos tubos receptores por donde circula un fluido caloportador. La radiación incide y se concentra en los tubos, donde se le transmite energía térmica al fluido caloportador y éste, es bombeado para transferir su calor a un sistema de almacenamiento de energía, el cual es capaz de despacharla para producir vapor y con ello, energía eléctrica.

A continuación, se procederá a la descripción detallada y exhaustiva de la tecnología, así como de sus componentes y modo de funcionamiento.

2 TECNOLOGÍA DE CONCENTRACIÓN CILINDROPARABÓLICA

2.1 Campo solar

2.1.1 Colectores cilindroparabólicos

En España, podemos encontrar las plantas termosolares de CCP de Extresol 1,2 y 3 situadas en Badajoz.

El complejo Extresol está formado por tres plantas termosolares idénticas de 50 MWe, Extresol 1, Extresol 2 y Extresol 3, con captadores cilindroparabólicos SENERtrough, tecnología patentada por SENER. Las tres centrales fueron puestas en marcha en los años 2009, 2010 y 2012 respectivamente.



Ilustración 19. Imagen aérea de las tres plantas de Extrosol. (Sener, 2021)

Estas plantas cuentan con la tecnología propia de SENER, el sistema de almacenamiento térmico con sales fundidas, así como el campo solar de captadores SENERtrough.

Las plantas cuentan con una superficie de espejos de 510.000 m², conformando una superficie de 198 hectáreas, con una potencia nominal de campo solar de 262 MWt, capacidad de almacenamiento de 1010 MWht durante 7 horas y una potencia nominal de cada turbina de 50 MWe. Los datos anteriores son unitarios para cada planta y dado que las plantas son idénticas, los resultados totales de las tres plantas serán el triple de los proporcionados. (Sener, 2021)

Los colectores cilindro parabólicos (CCP) son captadores solares de concentración, que transforman la radiación solar directa en energía térmica, calentando un fluido de trabajo trabajo o Heat Transfer Fluid. El CCP consiste en un concentrador cilindro parabólico que refleja la radiación solar directa sobre la línea focal de la parábola, en la que se sitúa el receptor, el cual se trata de un tubo absorbedor. Estas centrales son las más extendidas en la actualidad.



Ilustración 20. Captación solar y transferencia de calor en los captadores cilindroparábólicos. (Abengoa, 2021)

La radiación concentrada sobre el tubo absorbente consigue que el fluido caloportador aumente su temperatura y transmita la energía térmica al intercambiador. La temperatura máxima de operación de la tecnología es de 500 °C, ya que empieza a no ser rentable a partir de esa temperatura, desde la cual se prefiere trabajar con los sistemas de receptor central.

Los sistemas de CCP están formados por cuatro componentes principales:

- La cimentación y la estructura soporte.
- El reflector cilindro parabólico.
- El tubo absorbedor o receptor.
- El sistema de seguimiento solar.

El tubo absorbedor es colocado justo en el foco del colector, cuyo fluido de transferencia se elige acorde a la temperatura de trabajo del ciclo de potencia.

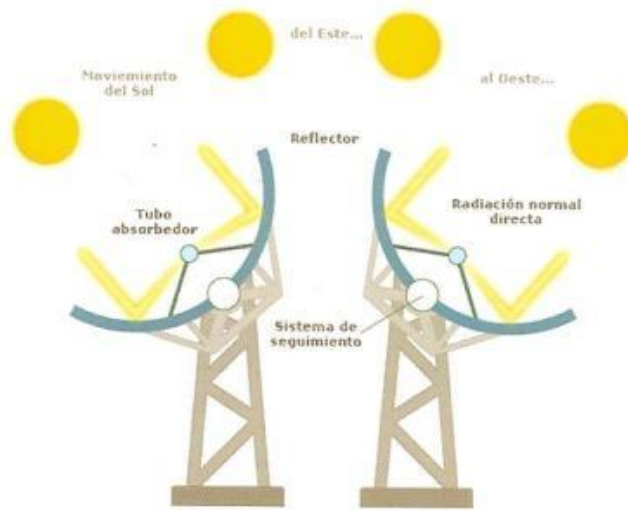


Ilustración 21. Componentes de los captadores cilindroparabólicos. (Abengoa, 2021)

El reflector o espejo del colector está compuesto por diversos materiales con el objetivo de maximizar su obtención y reflexión.

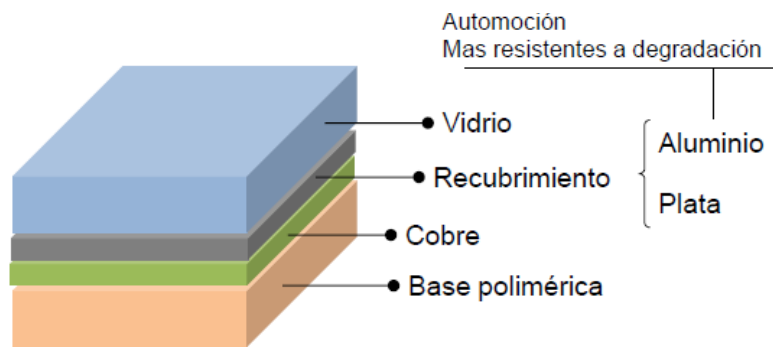


Ilustración 22. Materiales que constituyen el reflector o espejo de un colector. (Prieto, 2021)

Los requerimientos de los receptores deben ser:

- Poseer altas propiedades ópticas.
- Alta reflectividad y especularidad.
- Bajo mantenimiento y coste.
- Alta durabilidad y evitar la degradación.

Cuanta mayor concentración de rayos en el tubo, mayor transferencia de energía térmica habrá al fluido caloportador y esto dependerá del área de apertura del colector. En el mercado hay gran variedad de colectores con distintas aberturas y se elegirán de acuerdo con las necesidades de la planta.

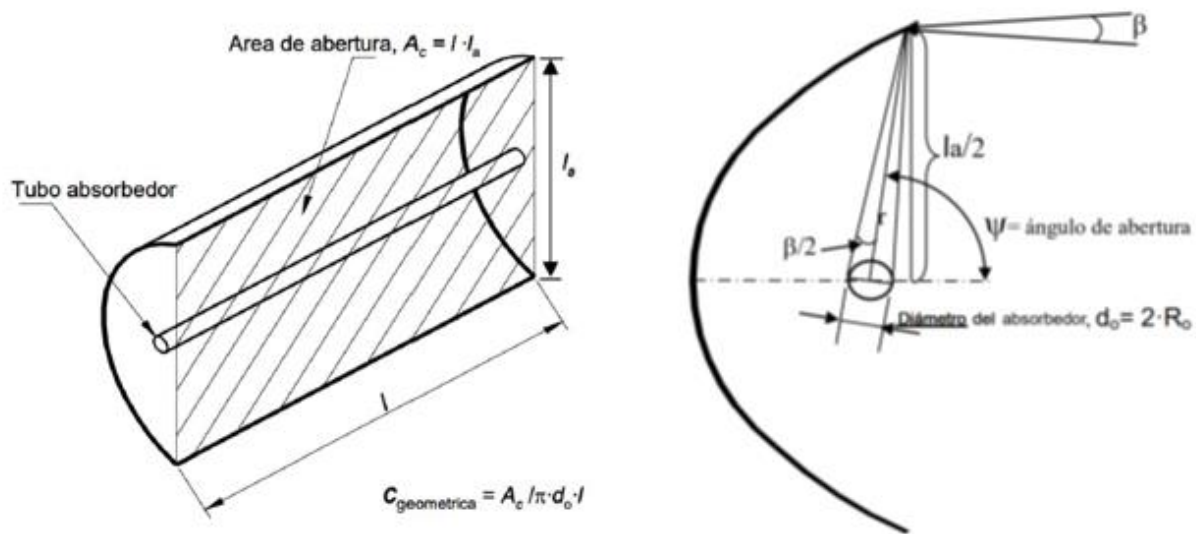


Ilustración 23. Geometría del colector cilindroparábólico. (Prieto, 2021)

En las imágenes superiores podemos observar los diferentes parámetros que definen la geometría de un colector cilindroparábólico.

- l_a : Longitud del colector.
- l : Anchura del colector.
- A_c : Área de apertura del colector.

$$A_c = l * l_a$$

Ecuación 1. Área de apertura del colector.

- $C_{geométrica}$: La razón de concentración geométrica, es la razón entre el área de apertura o captación del captador y el área total del tubo absorbedor metálico.

$$C_{geométrica} = \frac{A_c}{\pi * d_o * l} = \frac{l_a * l}{\pi * d_o * l} = \frac{l_a}{\pi * d_o}$$

Ecuación 2. Razón geométrica.

- β : Ángulo de aceptación. Es el ángulo máximo que puede ser creado por dos rayos en un plano transversal a la apertura del captador de manera que intercepten el tubo absorbedor después de ser reflejados por los espejos cilindroparábólicos
- d_o : Diámetro exterior del tubo absorbedor.

$$d_o = 2 * R_o$$

Ecuación 3. Diámetro exterior del tubo absorbedor.

- R_o : Radio del absorbedor.
- Ψ : Ángulo de apertura.

En el proceso de obtención térmica de la radiación solar directa en los colectores, aparecen una serie de pérdidas, las cuales son:

- Pérdidas ópticas: Estas pérdidas están producidas ya que la totalidad de los rayos reflejados no inciden sobre el tubo absorbedor debido a la forma de la parábola del colector.

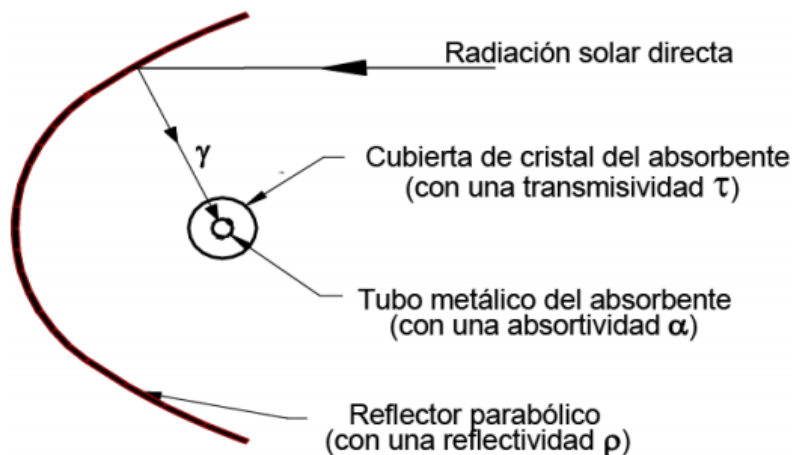


Ilustración 24. Parámetros determinantes en la pérdida óptica en el colector. (Prieto, 2021)

La reflectividad proporcionada ρ está en torno al 94-95%, ya que su máxima reflectividad es 96%, debido a que es la reflectividad de la plata, principal elemento reflectante del colector.

Para maximizar la reflectividad y como medidas preventivas, es necesario que los espejos estén limpios, es conveniente limpiarlos entre 1 y 2 veces por semana y es necesario que sea con agua desmineralizada.

Debido a que el tubo de acero del receptor se calienta, éste transmite una radiación y para no que no se produzcan pérdidas de calor por convección, el tubo de acero se recubre con un tubo de vidrio y se crea una capa de vacío para minimizar las pérdidas convectivas. Es importante que la transmisividad τ del tubo sea la más elevada posible, entre el 92 y 96% también la absorptividad α , entre 90 y 96% y el valor máximo de interceptación γ sea del 95%.

Rendimiento óptico: Representa la cantidad de radiación solar directa que incide en el tubo absorbedor respecto a toda la radiación solar directa captada por el colector. El rendimiento óptico podemos calcularlo como el producto de la reflectividad ρ , la transmisividad τ , la absorptividad α y la interceptación γ .

$$\eta = \rho * \tau * \alpha * \gamma$$

Ecuación 4. Rendimiento óptico.

- Pérdidas geométricas: Son aquellas que se crean debido a que la parábola puede deformarse y los rayos no inciden con exactitud en el tubo absorbedor. Éstas pueden producirse por las pérdidas

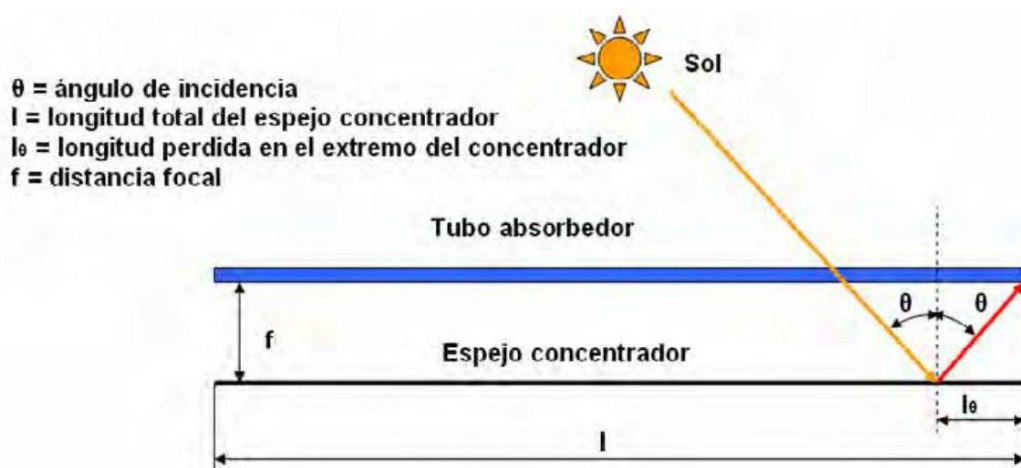


Ilustración 25. Formación de las pérdidas geométricas. (Prieto, 2021)

inherentes al colector y las pérdidas debidas a la posición relativa entre filas de colectores.

A_e : Área del espejo que se desaprovecha por el fenómeno de la pérdida geométrica.

$$A_e = W * I_\theta = W * f_m * \tan(\theta)$$

Ecuación 5. Área del espejo desaprovechada por la pérdida geométrica.

W: Ancho de la parábola.

I_θ : Longitud de la pérdida en el extremo del concentrador.

f: Distancia focal.

f_m : Distancia media entre la superficie de la parábola y el receptor.

$$f_m = f + \frac{f * W^2}{48 * f^2}$$

Ecuación 6. Distancia media entre la superficie de la parábola y receptor.

Las pérdidas por factor coseno son las pérdidas que se producen cuando el ángulo de incidencia es muy alto, es decir, cuando el Sol se encuentra muy agachado.

Existen también pérdidas geométricas de bloqueo. Éstas son producidas a causa de que los rayos solares inciden de forma que el colector solar anterior tapa parte de la radiación e impide que le llegue al colector del lazo posterior. Los lazos son el número de líneas de colectores que conforman el campo solar.

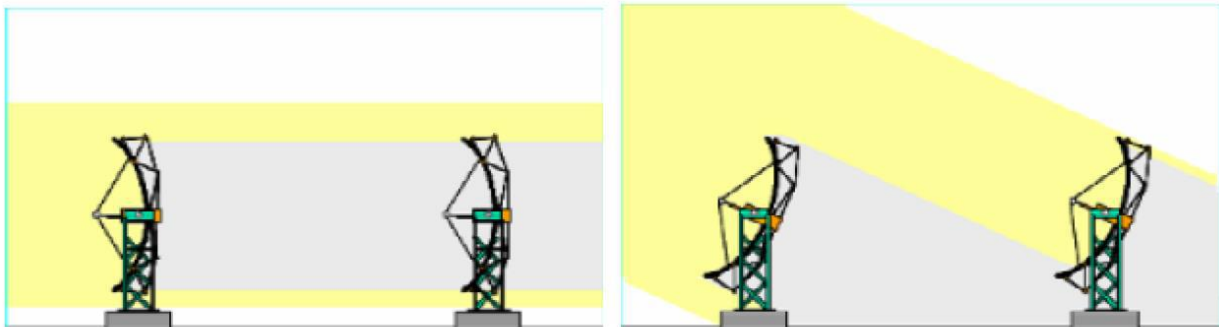


Ilustración 26. Pérdidas geométricas por bloqueo. (Prieto, 2021)

- Pérdidas térmicas: Existen diversas pérdidas térmicas ya que se produce transmisión de calor por los tres mecanismos tanto en el tubo absorbedor como en las tuberías.

En el interior del tubo, existe convección forzada ya que el fluido circula con una velocidad determinada. Luego, a través del tubo se produce conducción. Posteriormente, del tubo al vacío se transfiere el calor por radiación. Después, por la zona exterior del tubo se produce conducción y finalmente entre el tubo y el aire exterior existe conducción libre y radiación. Estos diversos mecanismos de transferencia podemos verlos representados en la siguiente imagen con resistencias térmicas entre las zonas anteriormente nombradas.

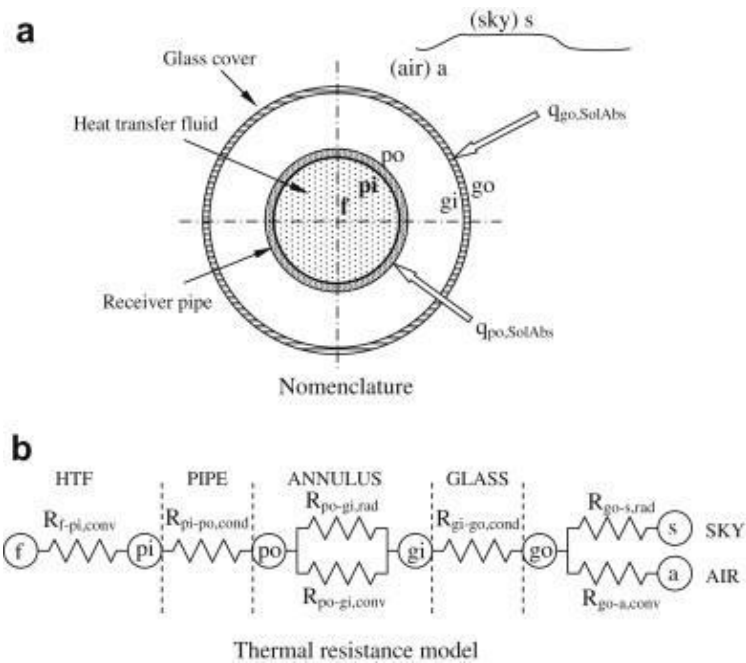


Ilustración 27. Pérdidas térmicas desglosadas por mecanismos de transmisión de calor.

Una vez definidas todas las pérdidas térmicas de los colectores, podemos representar el siguiente diagrama de Sankey.

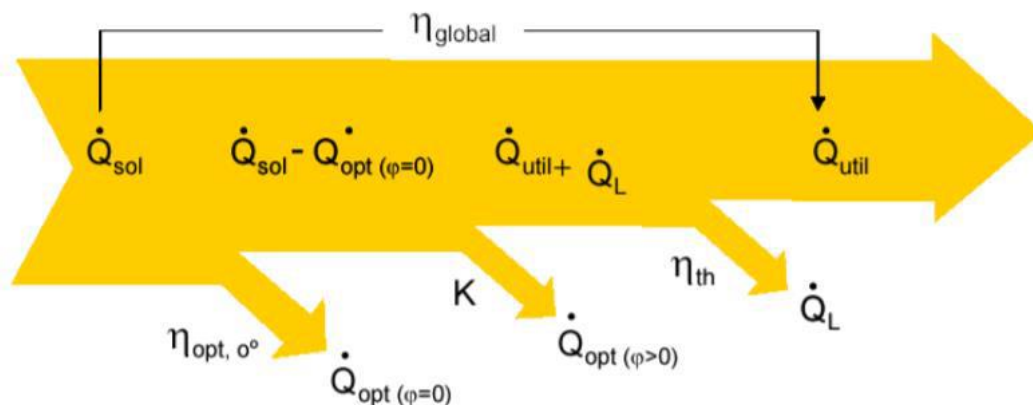


Ilustración 28. Diagrama de Sankey. Potencia obtenida de la radiación solar, pérdidas y potencia útil. (Prieto, 2021). (Kalogirou, 2012)

Podemos observar como la radiación bruta es la potencia recibida de la radiación solar. Tras producirse las pérdidas ópticas, geométricas y térmicas, obtenemos la potencia útil que es transmitida al fluido caloportador para su aprovechamiento en la planta.

2.2 Fluidos caloportadores

Un fluido de trabajo o fluido caloportador, en inglés Heat Transfer Fluid (HTF), es un fluido que se utiliza para captar la energía térmica, la cual es transportada en el fluido mediante tuberías y varios intercambiadores. La energía térmica procedente del HTF es transmitida al vapor de agua mediante varios mecanismos, el cual es convertido en electricidad en el bloque de potencia. (Alonso, 2021)

La selección del fluido caloportador para cada proceso depende de cómo se apliquen sus propiedades. En la industria solar ya existen en modo comercial los aceites minerales, aceites sintéticos, silicona, sales solares, metales líquidos y nuevas sales que están en desarrollo. El diseño, operación y mantenimiento de las plantas solares dependen directamente del fluido caloportador empleado.

El fluido caloportador puede ser o no el fluido de almacenamiento, del cual hablaremos más adelante. El fluido de transferencia es independiente de la tecnología, pero en un rango de temperaturas, los fluidos que trabajan entre como máximo entre 400 y 450°C se usan en la tecnología en cilindro parabólico, y para temperaturas más altas, se trabajan con sistemas de receptor central de torre.

Las características principales de los fluidos caloportadores son:

- Rango de utilización: El cual debe ser lo más elevado posible, permitiendo maximizar la eficiencia del ciclo de potencia y debe de tener una limitación indirecta a través de la presión de saturación.

Según el rango de temperaturas, los diferentes fluidos caloportadores empleados en las centrales solares son:

Rango de temperaturas de utilización	Fluidos caloportadores
> 400°C	Gases de combustión, vapor recalentado, aire, sales y metales fundidos.
400°C – 200°C	Gases de combustión, vapor recalentado, aire y fluidos caloportadores orgánicos.
200°C – 50°C	Vapor saturado, agua, agua sobrecalentada y aire.
50°C – 0°C	Agua y aire.
0°C – -30°C	Salmueras, glicoles, freones, NH ₃ , SO ₂ y CO ₂
-30°C – -100°C	Metano y propano.
< -100°C	Aire líquido, H ₂ y N ₂

Tabla 2. Fluidos caloportadores según el rango de temperaturas de utilización.

- Estabilidad térmica:

Si se producen fenómenos a alta temperatura, puede haber roturas de enlaces por descomposición. A su vez, puede producirse un deterioro fisicoquímico al variar la composición del HTF, debe evitarse el contacto con el oxígeno en los fluidos inflamables y no es recomendable sobrepasar la temperatura de cracking, la cual depende de cada fluido.

- Viscosidad:

La viscosidad es un parámetro importante, ya que se reduce la pérdida de carga si ésta es baja, lo que implica que se disminuya el tamaño del equipo de bombeo o el diámetro de la red de transporte y tuberías, en conclusión, una disminución del coste de bombear el HTF. A su vez, una baja viscosidad también favorece al arranque de la instalación en unas condiciones de temperatura ambiente.

Además, es un factor importante en el ahorro energético ya que basta un pequeño calentamiento para reducir el consumo de energía en el transporte del HTF.

- Conductividad térmica:

Una alta conductividad favorece la transferencia de calor y reduce los gradientes de temperatura en la

capa límite del fluido. Este parámetro es uno de los más importantes en los procesos donde no se produce un cambio de estado. Las conductividades son muy variables y dependen de cada fluido.

- Coeficiente de transferencia o de transporte:

Nos indica la cantidad de calor que almacena el fluido en una unidad de volumen por cada grado de diferencia térmica o de temperaturas. Éste es el producto del calor específico a presión constante por la densidad del fluido.

$$C_t = c)_{p=cte} * \rho)_{p=cte} \text{ (kcal/m}^3\text{°C)}$$

Ecuación 7. Coeficiente de transferencia.

Un elevado coeficiente de transferencia permite transportar mayor energía térmica con menos volumen de fluido, por lo que el tamaño de la red de transporte se reduce.

- Agresividad frente a los materiales:

Se deben evitar los HTF que sean agresivos contra los materiales de las tuberías, válvulas, diversos equipos, etc...Las sales y metales fundidas son altamente corrosivos a altas temperaturas.

- Punto de inflamación y temperatura de autoignición:

El punto de inflamación es la temperatura por encima de la cual se puede producir una inflamación del HTF en contacto con una llama y un oxidante, debido a la evaporación de volátiles.

La temperatura de autoignición es la temperatura a partir del cual se produce la ignición espontánea del fluido y ésta fija la temperatura de utilización del fluido.

- Toxicidad:

Los HTF empleados deben ser respetuosos con el medioambiente, tanto para evitar la contaminación de suelos, ríos o zonas de agua y aire. A su vez, deben evitar la toxicidad tanto para animales como para personas. Si se manejan fluidos tóxicos, se debe extremar la estanqueidad en los procesos de llenado y vaciado y se debe de tener en cuenta la normativa vigente.

- Dilatación:

La dilatación influye en el dimensionado del vaso de expansión y/o el depósito de almacenamiento ya que, dependiendo de ella, se requerirá más espacio para el almacenamiento o transporte del fluido y suele ser importante a la temperatura de trabajo del HTF.

En definitiva, el fluido caloportador ideal debería de cumplir con las siguientes propiedades:

Un punto de fusión bajo, punto de ebullición elevado, alta estabilidad térmica, baja presión de vapor a elevadas temperaturas, baja corrosión con aleaciones metálicas, mínima viscosidad, alta conductividad y capacidad calorífica para almacenar la energía.

A continuación, se mostrarán algunas propiedades de los HTF más empleados en la tecnología cilindroparábólica en una tabla comparativa:

HTF	Temperatura máxima (°C)	Capacidad calorífica (J/kg/K)	Conductividad térmica (W/m/K)	Volumen específico por capacidad térmica (kWh/m³/K)	Coste
Aceite mineral	300	2600	0.12	0.55	Bajo
Aceite sintético	400	2300	0.11	0.57	Alto
Aceite de silicona	430	2100	0.1	0.525	Alto

Sal de nitruro	450	1500	0.5	0.75	Medio
Sal de nitrato	565	1600	0.5	0.8	Bajo
Sal de carbonato	850	1800	2.0	1.05	Alto
Sodio líquido	850	1300	71.0	0.3	Medio

Tabla 3. Propiedades de los HTF más empleados en tecnología cilindroparabólica.

2.3 Sistema de almacenamiento

2.3.1 Clasificación

El sistema de almacenamiento es fundamental ya que es por lo que se distinguen y destacan las centrales termosolares, ya que son capaces de almacenar la energía térmica recibida durante el Sol para suministrarla durante la noche o periodos sin luz, de forma que no requiere de interrupciones en la producción, ofrece una demanda energética continua y es capaz de ajustarse al consumo y a la generación.

Los sistemas de almacenamiento pueden clasificarse en tres modos según su proceso de intercambio de calor, los cuales son: (Prieto, 2021) (Velázquez Alonso & Pérez-Lombard Martín de Oliva, 2021)

- Calor sensible: Consiste en transmitir energía en forma de calor desde un cuerpo u objeto mediante la variación de temperatura y sin afectar a su estructura molecular ni cambiando de fase. Se denomina sensible ya que es la forma de transmisión de calor que más fácilmente podemos percibir.
- Calor latente: Es el método por el que se transmite el calor latente asociado a cambios de fase y variaciones en la estructura molecular, lo que desprende calor que es aprovechado. Los cambios de fase pueden darse de sólido a líquido como de líquido a gas.

Estos sistemas de transmisión de calor en el almacenamiento pueden ser directos, si el fluido de almacenamiento es el mismo que el caloportador, o indirectos, si se requiere otro fluido o medio para captar el calor del fluido caloportador al de almacenamiento.

- Termoquímico: Este mecanismo está basado en la propagación del calor que se produce en algunas reacciones químicas reversibles, como en las exotérmicas, las cuales desprenden calor, y las endotérmicas, las cuales absorben calor. (Bravo, 2017)

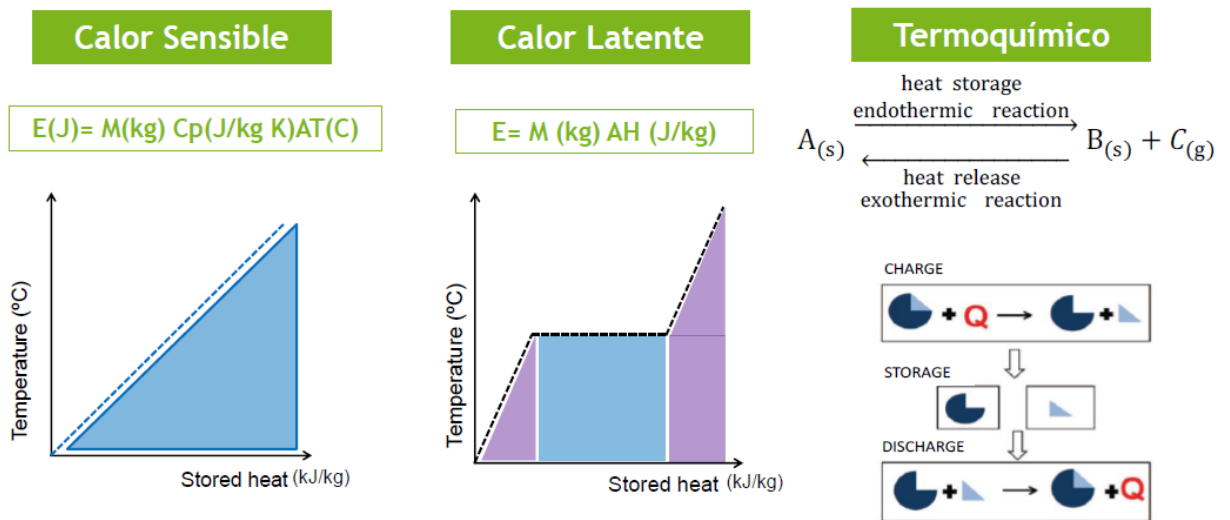


Ilustración 29. Métodos de transmisión de calor para almacenamiento de energía. (Prieto, 2021)

En las plantas termosolares se emplea el método de almacenamiento en sales-indirecto. Podemos destacar como características que emplean la transferencia de calor por calor sensible, que el fluido de transferencia es distinto al de almacenamiento, siendo aceite térmico y sales fundidas respectivamente y proporciona un salto térmico de 100°C aproximadamente.

Se trata de una tecnología probada, de bajo coste, con tanques no presurizados, pero con riesgo de congelación, por lo que es necesario trazar las líneas y se requiere un intercambiador entre el aceite térmico y las sales fundidas.

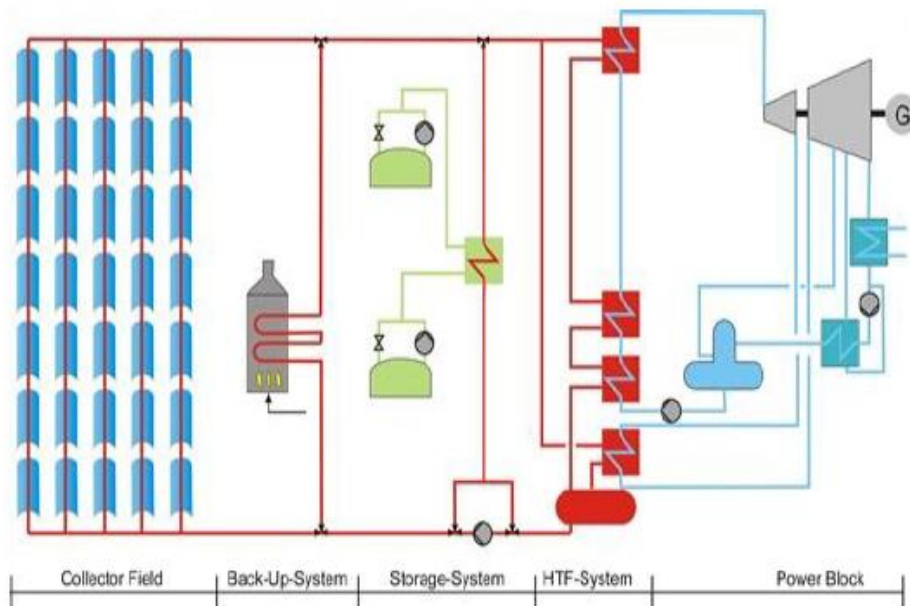


Ilustración 30. Esquema de una planta termosolar con almacenamiento sales-indirecto.

2.3.2 Sales solares

A continuación, se va a describir brevemente características de las sales solares y se mostrará una comparación con el aceite térmico:

Las sales solares son una mezcla no eutéctica que están compuestas por nitrato sódico (NaNO_3) en 60% y nitrato de potasio (KNO_3) en 40%. Al ser la mezcla no eutéctica, es mucho más barata que una mezcla eutéctica. Son una solución natural para el almacenamiento de energía térmica y también se usan como transferir calor.

Las plantas termosolares de concentración CSP equipadas son sales fundidas como sistema de almacenamiento permiten almacenar el exceso de calor y seguir operando durante las horas de tarde, noche y días nublados, lo que aumenta significativamente la capacidad de producir electricidad. La electricidad generada por el sistema térmico de almacenamiento es completamente distribuable, puede conectarse a la red en cualquier momento.

Dicho fluido presenta propiedades ventajosas como una alta densidad (1800 kg/m^3), un razonable calor específico ($1,5 \text{ J/kg } ^\circ\text{C}$), no es inflamable ni tóxica, permite trabajar con una temperatura de estabilidad de 560°C , es químicamente inerte lo cual indica que las sales no se degradan por oxidación y tiene la gran ventaja de tener una presión de vapor baja, por lo que no hace falta que la instalación esté presurizada al estar en estado líquido. Las sales trabajan en unas condiciones de 550°C y 130 bares.

Existen algunos inconvenientes, como que las sales tienen una baja conductividad ($0,5 \text{ W/m}^\circ\text{C}$) y estas empiezan a descomponerse a 600°C produciendo reacciones químicas y liberando compuestos como el ion oxígeno y nitrito, que a su vez producen NO_x . El ion oxígeno es altamente corrosivo, el nitrito puede provocar una bajada en la estabilidad térmica y la emisión de NO_x es muy peligrosa y está regulada, debido a ello es almacenada para su posterior tratamiento. Esta corrosión se da en la capa límite de los tubos.

A continuación, se muestra una tabla comparativa entre el DOWTHERM A como HTF y la Sal Solar como HTF, mostrando tanto sus propiedades termodinámicas como los sistemas requeridos para un correcto funcionamiento.

Propiedades / Componentes	DOWTHERM A	Sal Solar
Mezcla	Eutéctica	No eutéctica
T° estabilidad ($^\circ\text{C}$)	400	560
T° de congelación ($^\circ\text{C}$)	12	220-240
T° de ignición ($^\circ\text{C}$)	113	No es inflamable
Densidad (kg/m^3)	1056 a 25°C 679,5 a 400°C	1800 a 400°C
Calor específico ($\text{J/kg}^\circ\text{C}$)	2701 a 400°C	1500
Presión de vapor	10,6 bar y 400°C	2,5 bar y 565°C
Presurización de la instalación	Sí	No
Corrosividad	Casi nula	Alta, a partir de 400°C
Tóxico	Sí	No
Traceado	Moderado	Abundante

Posibilidad de drenar el campo solar	No	Si
Caldera auxiliar	Sí	No
Degradación por T°	Sí, a partir de 400°C	Si, a partir de 600°C
Degradación por oxidación	Si	Sí (necesidad de traceado continuo)
Cavitación	Sí	No
Sistema de nitrógeno	Sí	No
Sistema de expansión	Sí, muy grande	Sí, no tan grande
Variaciones de volumen	Alto	Alto
Sistema de Ullage y regeneración	Sí, para el carbón e hidrocarburos de alto y bajo peso molecular	Sí, para el NO _x
Sistema de almacenamiento caliente TES	Sí, la sal solar	Sí, directo con sal solar

Tabla 4. Tabla comparativa de propiedades y sistemas entre DOWTHERM A y Sales Solares.

Podemos concluir como DOWTHERM A es mejor fluido caloportador al tener más ventajas y ser más competitivo respecto a las sales fundidas, por lo que éstas se usan para el almacenamiento de energía o TES.

2.3.3 Tanques de almacenamiento

El sistema de almacenamiento o TES (Thermal Energy Storage) está conformado por dos tanques de almacenamiento de las sales, un tanque caliente y otro frío.



Ilustración 31. Tanques caliente y frío de la central UTE EXTRESOL 1 en Torre de Miguel Sesmero en Badajoz, con 16.300 m³ de capacidad.

Estos tanques son cilindros verticales, los cuales están inertizados con nitrógeno, requieren de gran aislamiento para minimizar las pérdidas, garantizar rendimiento y previamente se les realiza un estudio de fatiga térmica al estar sometidos a altas temperaturas. A su vez, deben ser resistentes a la corrosión debido a la alta corrosividad de las sales.

Las sales deben ser calentadas para evitar la estratificación (formación de capas o estratos) en los tanques y su congelación. Es por ello por lo que se emplean dos tipos de métodos:

- Traceado: Se calientan las sales en el interior del tanque, pero no es conveniente ya que el tanque posee un gran perímetro y es poco rentable.
- Calentadores: Son los sistemas capaces de calentar las sales a la entrada del tanque y son los más usados, como por ejemplo las calderas.

Cabe destacar que, en el fondo de los tanques, existen unos anillos de distribución, los cuales recirculan las sales por todo el tanque, lo que ayuda a homogeneizar las temperaturas, a la correcta circulación del fluido y a evitar aún más la solidificación al estar en constante movimiento.

En cuanto al volumen de los tanques, existen algunas consideraciones para tener en cuenta:

- Volumen activo: Es el volumen que ocupan las sales en los tanques y están definidas por las horas de almacenamiento.
- Volumen muerto: Es el nivel mínimo necesario de sales para garantizar la sumergencia y trabajabilidad de la bomba. Éste depende del tipo de bomba y del área del tanque.
- Volumen de equipos: Es el volumen que ocupan en el tanque los diferentes equipos y componentes como las tuberías o receptor.
- Los tanques tienen un volumen máximo de sales del 85%.

El número de horas de almacenamiento de los tanques viene determinado por la potencia, rendimientos del ciclo y del intercambiador y por la potencia calorífica almacenada:

$$h_{\text{almacenamiento}} = \frac{Q_{\text{almacenado}} * \eta_{\text{ciclo}} * \eta_{\text{intercambiador}}}{\dot{W}_{\text{ciclo}}}$$

Ecuación 8. Número de horas de almacenamiento de energía térmica.

Capacidad calorífica de almacenamiento del tanque:

$$Q_{almacenado} = \dot{m} * C_p * \Delta T$$

Ecuación 9. Capacidad calorífica de almacenamiento de los tanques.

Podemos observar que cuanto mayor sea la diferencia de temperatura entre el HTF y las sales, es decir, cuanta más calor se transmita, menor será la cantidad de volumen y de caudal de sales necesario para proporcionar el mismo calor almacenado en el tanque.

2.4 Sistema de expansión, tuberías y bombas

Debido a los cambios de temperatura entre la noche y el día es necesario un sistema de expansión. El tanque de expansión almacena esa diferencia de volumen, pero hay diferenciados dos tipos de tanques:

- Un tanque más pequeño, caliente y presurizado que gestiona el volumen del aceite en la planta en la operación diurna y nocturna. En este tanque, los gases contaminantes de bajo peso molecular se van al punto más alto, es decir, al tanque de expansión, donde se produce el venteo de estos.
- Unos tanques overflow que regulan la diferencia de volumen del aceite para llenarlo hidráulicamente hasta la temperatura fría de proceso, cuya finalidad es no penalizar la expansión del tanque pequeño.

El sistema de tuberías está parcialmente traceado y así impide que la temperatura baje de los 25°C para que no se congele el aceite. Aunque haya una caldera auxiliar para calentar el aceite, no llega a todas las zonas o algunas no tienen flujo, por eso se ponen las tuberías traceadas, para que siempre esté caliente. Las tuberías que tienen muchos cambios de temperatura se van a dilatar mucho, por eso se hace un estudio de estrés térmico de las tuberías.

Las liras se implementan para garantizar que la dilatación no vaya a romper las tuberías. En las tuberías se produce muy pocas pérdidas de temperatura por la noche ya que están muy bien aisladas.

Las bombas son los equipos encargados de impulsar los fluidos por toda la planta y tuberías, por lo que son de vital importancia. Existen diversos tipos de bombas según su funcionalidad:

- Principales: Se encargan del movimiento del fluido durante el funcionamiento de la planta. Trabajan con caudales elevados, aproximadamente de 560 kg/s para una central de 50 MW. Una bomba principal puede consumir 1 MW. Se necesitan N bombas en la instalación más 1 de mantenimiento.
- De caldera auxiliar: Trabajan con menor presión y caudal. Son las encargadas de mover el fluido a través del bloque de potencia y la caldera, pero no por el campo solar.
- Auxiliares: Protegen al bloque de potencia.
- De recirculación: Su finalidad es mover el fluido (sobre todo por las noches) por los circuitos para evitar la congelación y homogeneizar la temperatura.
- De circulación en tanques de expansión: Se encarga de mover el fluido si existe diferencia entre el tanque de rebose y expansión.
- De trasiego: Produce el movimiento del fluido caloportador a/de al camión cisterna.
- Sistema de depuración: Garantizan el retorno del fluido caloportador depurado.

2.5 Sistema de regeneración y Ullage

El sistema de regeneración y de Ullage sirve por si el aceite se degrada o descompone, ya que su finalidad es purificar el aceite.

Los gases contaminantes de bajo peso molecular son venteados al contener metano, benceno, fenol, etc... ese

venteo va a un condensador para que se condense y retorne el aceite al tanque de expansión que haya quedado en el venteo.

Después hay un segundo condensado donde se recogen los gases contaminantes de bajo peso molecular, los cuales son almacenados, vendidos o transportados fuera de la instalación. Lo poco que no se haya podido condensar va a unas cámaras de carbón activo que los limpian y así a la atmósfera solo se expulsa nitrógeno. Esto es lo que se conoce como el sistema de Ullage y de regeneración.



Ilustración 32. Sistema de Regeneración y de Ullage en planta CSP. (Prieto, 2021)

2.6 Sistema de nitrógeno

El sistema de nitrógeno garantiza el nitrógeno de la planta, inertiza el sistema evitando la oxidación y el cracking. El nitrógeno puede producirse en planta si está alejada o si hay algún punto de acceso cerca, puede ser comprado.

A continuación, podemos observar una ilustración del tanque de nitrógeno:



Ilustración 33. Tanque de Hidrógeno en planta CSP. (Prieto, 2021)

2.7 Bloque de potencia

El bloque de potencia es el sistema que se encarga de transformar la energía obtenida en forma de calor en energía eléctrica. Para ello, se utiliza un ciclo termodinámico, en concreto, el ciclo Rankine. Está destinado a la producción de vapor para el ciclo de potencia, auxiliares y sellos.

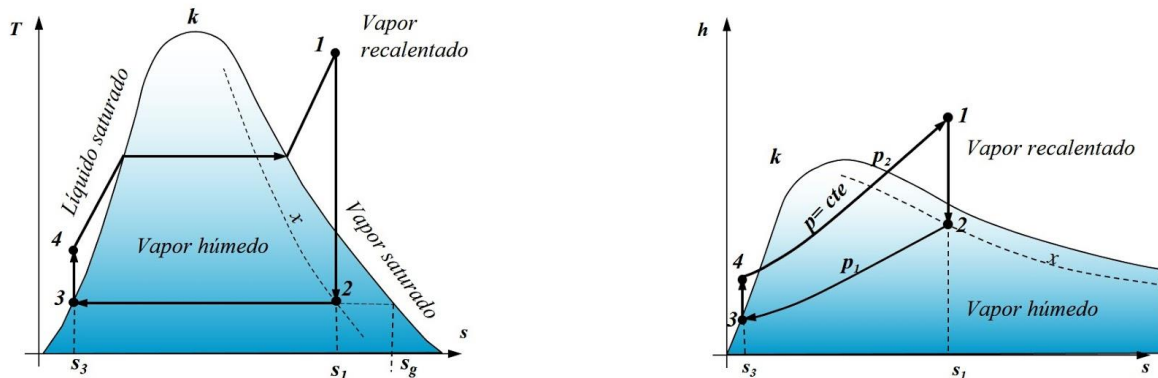


Ilustración 34. Diagramas T-s y h-s del ciclo Rankine. (Anon., 2016)

El ciclo Rankine es una adaptación del ciclo teórico de Carnot. El ciclo Rankine consta de cuatro etapas:

- 1- El fluido en forma de vapor recalentado se expande a la turbina de forma isentrópica (a la misma entropía).
- 2- Tras la expansión, se obtiene vapor húmedo que condensa completamente por el paso de la turbina hasta llegar a líquido saturado. En este proceso, se cede el calor residual al ambiente a presión constante en el condensador.
- 3- El líquido saturado es comprimido por una serie de bombas, elevando su presión y temperatura, de forma isentrópica.
- 4- El fluido vuelve a ser recalentado, aportándole calor a presión constante para volver a la entrada de la turbina y reiniciar el ciclo.

Su finalidad es convertir el calor del fluido caloportador en forma de trabajo, en nuestro caso electricidad.

Una caldera produce vapor de agua, el cual se evapora y condensa para así ser turbinado, donde se expande y genera trabajo mecánico en su eje, que está unido a un generador eléctrico, que produce la electricidad. El vapor a baja presión que sale de la turbina se introduce en el condensador, donde el vapor se condensa y cambia al estado líquido. Tras esto, una bomba se encarga de aumentar la presión del fluido en fase líquida para volver a introducirlo nuevamente en la caldera, cerrando de esta forma el ciclo.

Sus componentes principales son, un precalentador, un evaporador, un condensador, una turbina, un sobrecalentador y/o recalentador.

En la siguiente imagen podemos apreciar la disposición del campo solar, formado por los colectores cilindroparabólicos. A continuación, encontramos el almacenamiento térmico, formado por un intercambiador que permite el traspaso de energía térmica del HTF al fluido de almacenamiento, y los dos tanques de almacenamiento TES, uno frío y el otro caliente. Finalmente, podemos observar el ciclo de potencia, formado por los componentes nombrados anteriormente.

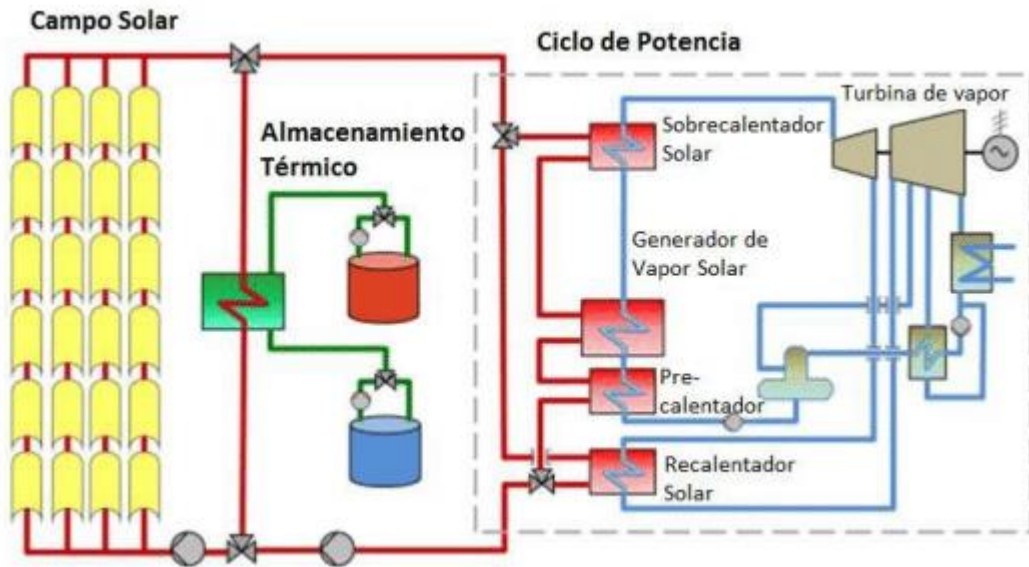


Ilustración 35. Ciclo de Potencia de una planta CSP con almacenamiento térmico. (Cabrerizo, 2017)

2.8 Modo de operación

El modo de operación en las plantas CSP es el siguiente:

Durante el día, el campo solar recibe la radiación procedente del Sol, la cual calienta el HTF en el interior de los tubos receptores de los colectores cilindroparabólicos. El HTF caliente puede ser bombeado hasta el intercambiador, donde transmite la energía calorífica al fluido de almacenamiento (MS: Molten Salts), el cual viaja hasta los tanques de almacenamiento caliente y frío, o ir directamente al ciclo de potencia para producir electricidad. Posteriormente, el HTF frío retorna a los tubos receptores para volver a ser calentado y así reiniciar el proceso.

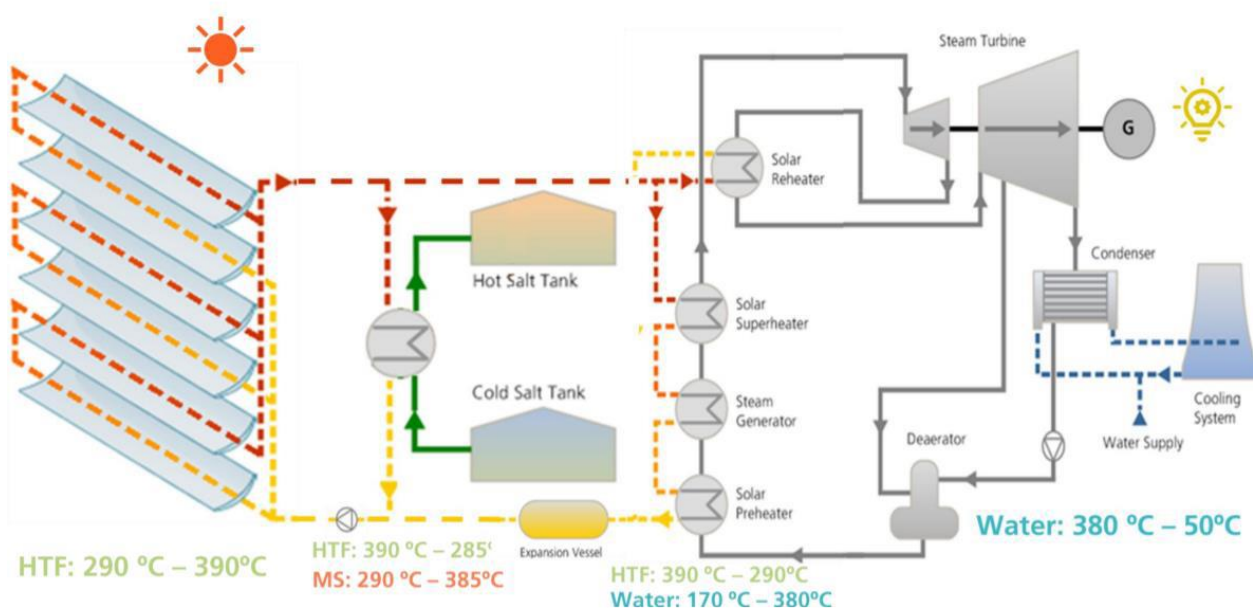


Ilustración 36. Modo de operación diario. (Prieto, 2021)

Por otro lado, durante la noche, se produce la descarga del fluido de almacenamiento de los tanques de almacenamiento, donde se convierte la energía calorífica almacenada en los tanques, produciendo energía eléctrica, para su uso, distribución y venta durante la noche o periodos sin luz solar, con el fin de suplir la demanda energética y generar más beneficio al ser una hora de demanda pico.

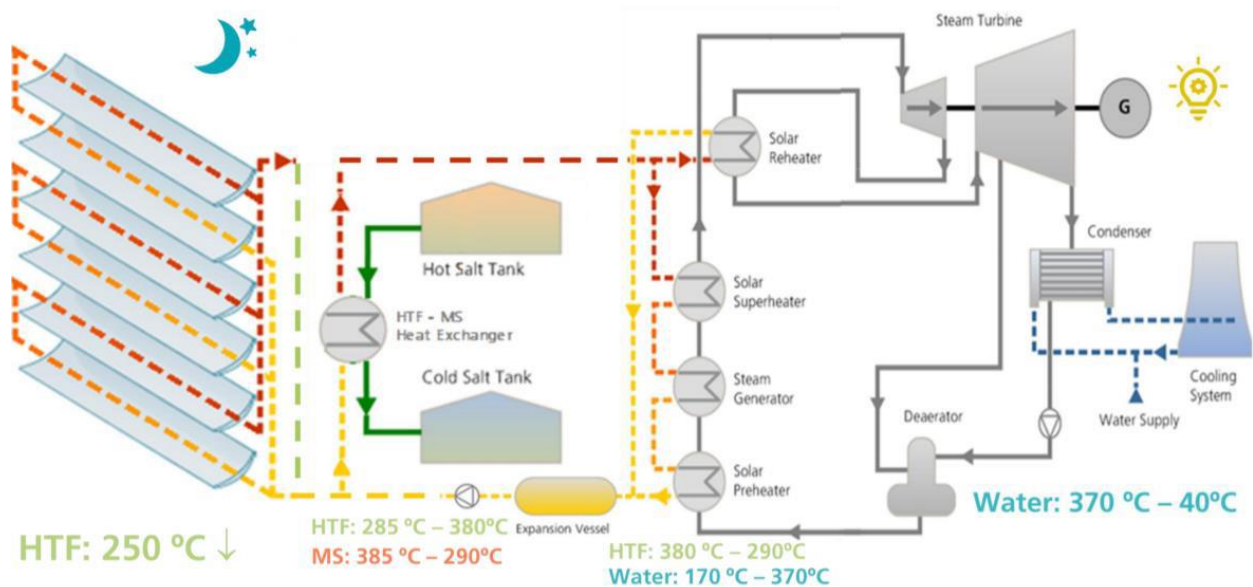


Ilustración 37. Modo de operación nocturno. (Prieto, 2021)

2.9 Usos de nuevos fluidos caloportadores en las plantas cilindroparabólicas

Para conseguir que las centrales termosolares cada vez contribuyan más a la generación de energía limpia y renovable de nuestro país y sean más competitivas en el mercado eléctrico, es necesario seguir investigando en su desarrollo.

Uno de los objetivos clave es conseguir operar con fluidos caloportadores más eficaces y con mejores propiedades, ya que son vitales para una buena transmisión del calor y del aprovechamiento del recurso solar, de forma que las plantas de CCP puedan maximizar su producción y reducir sus costes.

Los aceites térmicos son los líderes actuales en cuanto a HTF, sin embargo, presentan varias desventajas frente a otros novedosos fluidos caloportadores que podrían sustituirlos, como su toxicidad, punto de congelación, rango de operación, entre otros.

En este trabajo, nos centraremos en un innovador fluido de transferencia derivado de la silicona, el HELISOL 5A, el cual se detallará más adelante y se comparará con los aceites actuales.

Se describirán de la mano de artículos e investigaciones, sus propiedades de transmisión de calor, de toxicidad y seguridad, ignición, formación de gases, degradación, pruebas internacionales en diferentes emplazamientos y finalmente, se realizarán 2 modelos simulados de plantas CCP con ambos fluidos caloportadores, dejando el resto de las condiciones iguales, de forma que se pueda apreciar y comparar los resultados del uso de un HTF u otro.

El programa empleado para realizar estas simulaciones es SAM, el cual se explica a continuación.

3 INTRODUCCIÓN A SYSTEM ADVISOR MODEL (SAM)

System Advisor Model o SAM (NREL, s.f.) es el programa gratuito que se va a emplear para la comparativa entre los dos fluidos caloportadores que se analizarán.

Se trata de un modelo de asesor de sistemas, un modelo de software tecnoeconómico gratuito creado por el Laboratorio Nacional de Energías Renovables (NREL) de los Estados Unidos, el cual facilita la toma de decisiones para los profesionales de la industria de las energías renovables como:

- Gerentes de proyectos e ingenieros
- Analistas de políticas
- Desarrolladores de tecnología
- Investigadores

SAM puede modelar diversos tipos de sistemas de energía renovable: (NREL, 2021)

- Sistemas fotovoltaicos, desde pequeñas azoteas residenciales hasta grandes sistemas a gran escala.
- Almacenamiento de baterías con baterías de iones de litio, plomo-ácido o de flujo para aplicaciones delante o detrás del medidor.
- Sistemas de energía solar de concentración para la generación de energía eléctrica, incluidos colectores cilindroparabólicos, torres de energía de receptor central y Fresnel lineal.
- Calor de proceso industrial de sistemas cilindroparabólicos y lineales Fresnel.
- Energía eólica, desde turbinas individuales hasta grandes parques eólicos.
- Sistemas de mareas y olas de energía marina.
- Calentamiento solar de agua.
- Celdas de combustible.
- Generación de energía geotérmica.
- Combustión de biomasa para generación de energía.
- Sistemas fotovoltaicos de alta concentración.

Los modelos financieros de SAM son para los siguientes tipos de proyectos:

- Proyectos residenciales y comerciales donde el sistema de energía renovable está en el lado del cliente del medidor de servicio eléctrico (detrás del medidor), y la energía del sistema se usa para reducir la factura de electricidad del cliente, por lo que se compra y vende la energía a tarifas minoristas, para usos residenciales y comerciales.
- Proyectos de acuerdos de compra de energía (PPA) en los que el sistema está conectado a la red en un punto de interconexión y el proyecto obtiene ingresos a través de las ventas de energía. El proyecto puede ser propiedad y estar operado por un solo propietario o por una sociedad que implique un acuerdo de inversión o arrendamiento posterior.
- Propiedad de terceros, cuando el sistema está instalado en la propiedad del cliente o host y es propiedad de una entidad separada, el cual recibe una compensación por la energía generada por el sistema a través de un PPA o un contrato de arrendamiento.

Según el modelo seleccionado, el programa introduce unos parámetros por defecto, los cuales pueden ser modificados por el usuario en función de su criterio o de la finalidad del proyecto. En todo

modelo hay unas variables de entrada, llamadas “inputs”, en las que se deberán introducir datos como la ubicación del proyecto, tipos de equipos de la instalación, incentivos, sistema de control, capacidad de almacenamiento, etc... los cuales se expondrán posteriormente con detalle.

Cabe resaltar que SAM emplea modelos de sistemas de energías renovables basados en “TRNSYS” o TRAnsient SYstem Simulation, el cual es un simulador de sistemas transitorios, un software basado en gráficos flexibles que se usan para simular el comportamiento de los sistemas transitorios (TRNSYS, s.f.) y gracias a esto, permite la lectura y escritura de datos de archivos en diferentes programas y lenguajes de programación como:

- MATLAB
- Excel
- Python
- C ++
- Java
- JSON

La actualización de SAM empleada en el proyecto ha sido el SAM 2020.11.29.

4 MODELO A. PLANTA CON DOWTHERM A

4.1 Descripción de la planta con aceite térmico como HTF

A continuación, procederemos a realizar las simulaciones de las 2 plantas termosolares, empezando por el Modelo A, el cuál trabaja con el aceite térmico DOWTHERM A.

Ambos modelos están emplazados en la provincia de Sevilla y contarán con una potencia de 50 MWe. Uno de los objetivos principales de la tecnología CSP es cubrir la demanda de producción de energía eléctrica principalmente nocturna, gracias a su sistema de almacenamiento. La planta contará con 4 colectores y 4 receptores, descritos posteriormente. La temperatura del aceite térmico estará entre los 293 y 391°C y trabajará operará con un ciclo Rankine de potencia, con presión de 100 bares y con enfriamiento húmedo.

Todos estos parámetros serán desglosados en sus respectivos apartados.

4.1.1 Descripción de DOWTHERM A

Procedemos primero a analizar el fluido caloportador más empleado en las centrales solares de concentración cilindroparábolicas, los aceites térmicos. Se tratan de una mezcla eutéctica de hidrocarburos sintéticos, formado por 73,5% bifelino ($C_{12}H_{10}$) y 26,5% óxido difelínico ($C_{12}H_{10}O$).

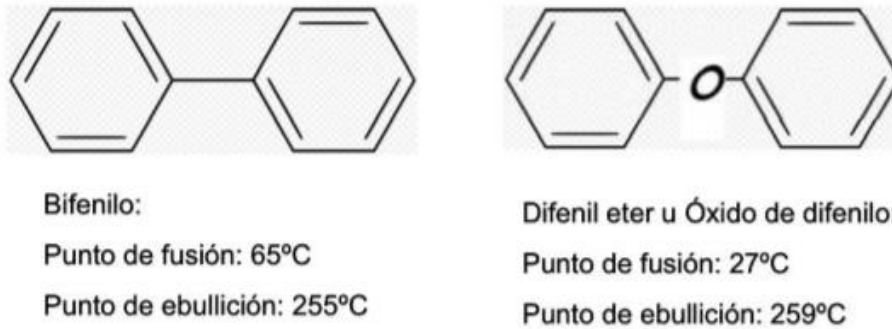


Ilustración 38. Composición química del aceite térmico. (Prieto, 2021)

Estos compuestos tienen prácticamente las mismas presiones de vapor, por lo que la mezcla se puede manipular como si fuera un solo compuesto.

Las áreas clave de enfoque a la hora de trabajar y elegir un fluido caloportador como el aceite térmico son: funcionamiento y diseño de la caldera, prevención de contaminación química y la oxidación del fluido con el aire.

- **Funcionamiento y diseño de la caldera:**

Un diseño ineficiente o mal funcionamiento de la caldera puede causar un sobrecalentamiento que resulte en una temperatura de degradación excesiva del fluido. Algunas áreas problemáticas que deben evitarse incluyen:

- Impacto de la llama
- Operar la caldera por encima de su capacidad nominal.
- Modificación de la mezcla de aire y combustible para reducir la altura y el patrón de la llama.
- Baja velocidad / alto flujo de calor en áreas que resultan en transferencia de calor excesiva en temperaturas de película.

- **Contaminación química**

Una preocupación principal con respecto a los contaminantes químicos en un fluido caloportador es su relativamente pobre estabilidad térmica a temperaturas elevadas. La degradación térmica de los contaminantes químicos puede ser muy rápida ya que puede llevar a ensuciar superficies de transferencia de calor y corrosión de los componentes del sistema. La severidad y la naturaleza de la corrosión dependen de la cantidad y el tipo de contaminante introducido en el sistema.

Otro punto para considerar puede ser si existe una fuga en el campo solar del aceite.

Debido a que el fluido entra a 280°C durante el día y sale a 390°C durante la noche, se produce un cambio de volumen, el cual se almacena en el tanque de expansión. Cuando el aceite se almacena y sube el volumen, el tanque ventea a la atmósfera y entran gases. El oxígeno es un contaminante del aceite por lo que se usa un gas inerte, como el nitrógeno, ya que no puede entrar oxígeno para evitar que se produzca la oxidación del aceite y así impedir que se formen mezclas inflamables. Este proceso se denomina atmósfera inerte.

En el fluido se produce degradación debido a la contaminación del aceite. Ésta se produce cuando un fluido con menor estabilidad térmica es adicionado como agua o fluidos hidráulicos. El resultado de la contaminación es la cavitación de las bombas del HTF. La contaminación también puede venir de un punto de mayor presión de operación que suele producirse en el generador ya que por él puede entrar agua al existir una fuga y al evaporarse, provoca la cavitación en las bombas.

- **Oxidación del aire**

Los fluidos de transferencia de calor orgánicos que operan a temperaturas elevadas son susceptibles a la oxidación del aire. El grado de oxidación y la velocidad de reacción dependen de la sustancia química y estructura del fluido caloportador, así como la temperatura y el grado de mezcla. Los subproductos indeseables de esta reacción pueden incluir ácidos carboxílicos que probablemente resulten en problemas operativos del sistema.

Deben tomarse medidas preventivas para asegurar que el aire se elimine del sistema antes de llevar el calor transferido al fluido hasta las temperaturas de funcionamiento. Se debe mantener una manta de gas inerte a presión positiva en todo momento en el tanque de expansión durante el funcionamiento del sistema.

La oxidación provoca la formación de ácidos carboxílicos como los lodos, los cuales provocan que se obstruyan los filtros, se erosionan las bombas, hay depósitos en los asientos de válvulas, son catalizadores de la reacción de oxidación y se reduce el punto de inflamación.

Otro parámetro para tener en cuenta en los aceites térmicos es la degradación térmica.

- **Degradación**

Es importante que el aceite no tenga ningún componente metálico, como el cobre, porque podrían catalizar una rotura. También se produce degradación por temperatura o cracking, en especial a partir de los 400°C, ya que se rompen los anillos de bifelino y del óxido difelínico. Esto provoca que se produzcan sustancias tóxicas como carbón, hidrocarburos de bajo peso molecular (low boilers) e hidrocarburos de alto peso molecular (high boilers).

Muchos de los hidrocarburos de bajo peso molecular se quedan en fase gaseosa y pueden provocar cavitaciones y bajada del punto de inflamabilidad. Los productos pesados afectan en la viscosidad del fluido ya que será mucho más viscoso (una variación del 15% respecto al valor original de considera aceptable) y se producirán problemas de bombeo y deposiciones, por lo que habrá ensuciamiento en los intercambiadores de calor de la instalación, por lo que la transferencia de calor disminuirá y habrá más pérdida de carga.

La degradación térmica se da en el borde de los tubos donde está la zona más caliente y en la caldera auxiliar. Como el fluido corre el riesgo de que se congele, suele haber una caldera auxiliar para que no baje de los 12°C, la cual es la temperatura de congelación. La temperatura de la capa límite debe de ser lo más baja posible y es necesario reducir su espesor usando flujo turbulento, por eso el caudal que se transporta en el campo solar y en los lazos tiene que mantenerse en flujo turbulento y la pérdida de carga ha de ser baja.

4.1.2 Propiedades DOWTHERM A

El aceite térmico seleccionado para el estudio es el DOWTHERM A, del fabricante The Dow Chemical Company. A continuación, se describen brevemente las propiedades del fluido. (Company, 1997)

Typical Properties of DOWTHERM A Fluid[†]

Composition: Diphenyl Oxide/Biphenyl Blend

Color: Clear to Light Yellow

Property	SI Units
Freeze Point	12.0°C
Atmospheric Boiling Point	257.1°C
Flash Point ¹	113°C
Fire Point ²	118°C
Autoignition Temperature ³	599°C
Density @ 25°C (75°F)	1056 kg/m ³
Surface Tension in Air @	
20°C (68°F)	40.1 Dynes/cm
40°C (104°F)	37.6 Dynes/cm
60°C (140°F)	35.7 Dynes/cm
Estimated Critical Temperature	497°C
Estimated Critical Pressure	31.34 bar
Estimated Critical Volume	3.17 l/kg
Average Molecular Weight	
Heat of Combustion	36,053 kJ/kg

[†] Not to be construed as specifications¹ SETA² C.O.C.³ ASTM E659-78

Tabla 5. Propiedades típicas de DOWTHERM A.

DOWTHERM A se puede usar en sistemas que emplean fase líquida o fase vapor. Su rango de aplicación habitual es de 15 ° C a 400 ° C, y su rango de presión es de atmosférico a 10,6 bar. Ha sido empleado en sistemas de transferencia de calor en la industria desde hace más de 60 años y es el producto preferido para un amplio rango de aplicaciones de transferencia de calor indirecta.

Al ser una mezcla eutéctica, es más estable en su punto de solidificación frente a otros componentes independiente. No se descompone fácilmente a altas temperaturas, se puede utilizar de forma eficaz tanto en sistemas de fase líquido o vapor, aunque posee una presión de vapor alta, por lo que el sistema deberá de estar presurizado.

Procederemos a describir más exhaustivamente las propiedades termodinámicas y químicas de DOWTHERM A y posteriormente, se plasmarán en una tabla para visualizarlas mejor.

- Viscosidad

La viscosidad de DOWTHERM A es baja y solo cambia ligeramente entre el punto de fusión del producto y su funcionamiento superior la temperatura. Como resultado, se minimizan los problemas en la puesta en marcha. La baja viscosidad en todo el todo el rango operativo da como resultado una transferencia de calor muy eficiente y, por tanto, puesta en marcha adecuada y reducción de los problemas de bombeo.

- Transferencia de calor

El fluido puede usarse en aplicaciones de transferencia de calor en fase vapor desde 257 °C a 400 °C y en fase líquida desde 15 °C hasta 400 °C, el cual es su rango de aplicación habitual.

Su presión de vapor es de 0,24 bar a 200 °C y 10,6 bar a la temperatura máxima recomendada de uso, la cual es de 400 °C. Posee un punto de congelación de 12 °C y puede ser usado sin sistema de traceado de

vapor en instalaciones protegidas de la intemperie. La temperatura de película máxima recomendada es de 425 °C y posee una estabilidad térmica hasta temperaturas de 400 °C.

- **Radiación**

En cuanto a la radiación, el fluido es estable hasta dosis de 1.010 rads. A dosis más altas, comienza a ocurrir una polimerización similar a la degradación térmica.

- **Corrosión**

DOWTHERM A, tanto en forma líquida como en forma de vapor, no es corrosivo para los metales y aleaciones comunes. Incluso en altas temperaturas, los equipos generalmente exhiben un excelente servicio vida y muchos de los sistemas todavía se utilizan después de 30 años de servicio continuo.

El acero es el material más predominante, aunque son aceros de baja aleación como aceros inoxidable. La mayoría de los problemas de corrosión son causados por productos químicos introducidos en el sistema durante la limpieza o por fugas del proceso. La severidad y la naturaleza del problema dependerá de las cantidades y tipo de contaminación involucrado.

- **Inflamabilidad**

DOWTHERM A es un material combustible, pero tiene punto de inflamación relativamente alto, de 113 ° C, un punto de ignición de 118 ° C, y una temperatura de autoignición de 599 ° C. El límite inferior de inflamabilidad es 0,6% (volumen) a 175 ° C, mientras que el límite superior es 6,8% a 190 °C.

Una fuga en el sistema de vapor a la cámara de combustión de un horno resultaría únicamente en la quema de los vapores. El porcentaje de dióxido de carbono normalmente presente no permitirá la formación de una mezcla explosiva. Otra fuga en el sistema de líquido al compartimiento de un horno daría como resultado la quema del líquido y la producción de una gran cantidad de humo negro debido a una combustión incompleta.

Los vapores de DOWTHERM A no representan un peligro de inflamabilidad grave a temperatura ambiente porque la concentración de saturación está muy por debajo del límite inferior de inflamabilidad. Si se usan y mantienen adecuadamente, las instalaciones que empleen DOWTHERM A no deben presentar riesgos de inflamabilidad inusuales.

- **Consideraciones para la salud**

○ Inhalación.

Los estudios en animales indican que el fluido DOWTHERM A tiene un orden bajo de toxicidad por inhalación. Estudios limitados en ratas, conejos y cobayas no mostraron efectos significativos de exposiciones de 7 a 10 ppm, 7 horas al día, 5 días a la semana durante 6 meses.

Estas fueron las concentraciones de vapor más altas que se pudieron mantener sin condensación ni empañamiento. DOWTHERM A tiene un olor llamativo que se vuelve bastante desagradable, incluso irritante para los ojos y la nariz, en concentraciones por debajo de 7 ppm.

○ Ingestión.

La administración oral de DOWTHERM A a ratas de laboratorio ha revelado un bajo orden de toxicidad sistémica. Estudios limitados no muestran toxicidad significativa en ratas que recibieron dosis orales diarias, 5 días a la semana durante 1 a 6 meses, de 100 mg / kg de líquido DOWTHERM A. Se observaron efectos hepáticos y renales a dosis más altas.

○ Contacto visual.

El contacto con DOWTHERM A, tanto en forma líquida como en forma de vapor, puede ser doloroso, pero poco irritante para los ojos y no causará lesiones en la córnea. Siempre que exista la posibilidad de una contaminación ocular grave, se deben usar máscaras faciales o gafas de protección para los trabajadores y así evitar las molestias que pudieran resultar del contacto directo. Se recomiendan gafas de seguridad para el uso diario.

- Contacto con la piel.

La exposición única a DOWTHERM A en forma líquida no irrita la piel. Sin embargo, el contacto prolongado o repetido con la piel puede causar irritación y, por lo tanto, debe evitarse. El líquido que se ha utilizado a altas temperaturas durante períodos prolongados puede provocar irritación de la piel o dermatitis.

No es probable que el producto se absorba en cantidades tóxicas.

- **Consideraciones ambientales**

- Estabilidad.

DOWTHERM Un fluido tiene una DBO a 5 días de 1,70 partes / parte, el 62% de su demanda teórica de oxígeno. Es un producto biodegradable y no persistente en el medioambiente. No hay evidencia de que se formen productos nocivos como resultado de la biodegradación. Una vez que sus bacterias se aclimatan, un sistema de tratamiento de desechos debe lograr un alto grado de eliminación de líquido antes de que el efluente de las aguas residuales llegue al cuerpo de agua receptor.

- Movimiento.

La solubilidad en agua de este material es muy baja, solo 14 ppm a temperatura ambiente, y si se mezclan con agua en cantidades que exceden este límite, el medio se depositará en el fondo. La turbulencia y la presencia de otros materiales pueden afectar la condición física de la solución.

- Bioconcentración.

Los estudios han demostrado que ambos componentes del fluido DOWTHERM A (bifenilo y óxido de difenilo) se bioconcentran en la trucha, pero que cuando estas truchas se exponen al agua dulce, los compuestos desaparecen de sus tejidos en un tiempo relativamente corto. Si este material se vierte en un cuerpo de agua, puede bioconcentrarse en los peces, pero a un nivel significativamente más bajo que los compuestos como el bifenilo policlorado. Además, debido a la velocidad con la que el material se elimina de los tejidos y se biodegrada, es poco probable que plantee un problema grave.

A continuación, se proporcionan los valores y gráficas correspondientes a las propiedades del fluido en cuestión.

TEMP °C	VAPOR PRESS. bar	VISCOSITY mPa sec	SPECIFIC HEAT kJ/kg K	THERMAL COND. W/mK	DENSITY kg/m ³	TEMP °C	VAPOR PRESS. bar	VISCOSITY mPa sec	SPECIFIC HEAT kJ/kg K	THERMAL COND. W/mK	DENSITY kg/m ³
12	0.00	5.52	1.550	0.1400	1065.9	225	0.48	0.33	2.148	0.1059	883.5
15	0.00	5.00	1.558	0.1395	1063.5	230	0.54	0.32	2.162	0.1051	878.7
20	0.00	4.29	1.573	0.1387	1059.6	235	0.61	0.31	2.176	0.1043	873.8
25	0.00	3.71	1.587	0.1379	1055.7	240	0.69	0.30	2.190	0.1035	868.9
30	0.00	3.25	1.601	0.1371	1051.7	245	0.77	0.29	2.204	0.1027	864.0
35	0.00	2.87	1.616	0.1363	1047.8	250	0.87	0.28	2.218	0.1019	859.0
40	0.00	2.56	1.630	0.1355	1043.8	255	0.97	0.27	2.231	0.1011	854.0
45	0.00	2.30	1.644	0.1347	1039.8	257.1	1.01	0.27	2.237	0.1008	851.9
50	0.00	2.07	1.658	0.1339	1035.8	260	1.08	0.27	2.245	0.1003	849.0
55	0.00	1.88	1.673	0.1331	1031.8	265	1.20	0.26	2.259	0.0995	843.9
60	0.00	1.72	1.687	0.1323	1027.8	270	1.33	0.25	2.273	0.0987	838.7
65	0.00	1.58	1.701	0.1315	1023.7	275	1.48	0.24	2.288	0.0979	833.6
70	0.00	1.46	1.715	0.1307	1019.7	280	1.63	0.24	2.302	0.0971	828.3
75	0.00	1.35	1.729	0.1299	1015.6	285	1.80	0.23	2.316	0.0963	823.0
80	0.00	1.25	1.744	0.1291	1011.5	290	1.98	0.22	2.330	0.0955	817.7
85	0.00	1.17	1.758	0.1283	1007.4	295	2.17	0.22	2.344	0.0947	812.3
90	0.00	1.09	1.772	0.1275	1003.2	300	2.38	0.21	2.359	0.0939	806.8
95	0.00	1.03	1.786	0.1267	999.1	305	2.60	0.20	2.373	0.0931	801.3
100	0.01	0.97	1.800	0.1259	994.9	310	2.84	0.20	2.388	0.0923	795.8
105	0.01	0.91	1.814	0.1251	990.7	315	3.10	0.19	2.403	0.0915	790.1
110	0.01	0.86	1.828	0.1243	986.5	320	3.37	0.19	2.417	0.0907	784.4
115	0.01	0.82	1.842	0.1235	982.3	325	3.66	0.18	2.432	0.0899	778.6
120	0.01	0.77	1.856	0.1227	978.1	330	3.96	0.18	2.448	0.0891	772.8
125	0.02	0.73	1.870	0.1219	973.8	335	4.29	0.17	2.463	0.0883	766.9
130	0.02	0.70	1.884	0.1211	969.5	340	4.64	0.17	2.479	0.0875	760.9
135	0.03	0.67	1.898	0.1203	965.2	345	5.00	0.17	2.494	0.0867	754.8
140	0.03	0.64	1.912	0.1195	960.9	350	5.39	0.16	2.511	0.0859	748.6
145	0.04	0.61	1.926	0.1187	956.6	355	5.80	0.16	2.527	0.0851	742.3
150	0.05	0.58	1.940	0.1179	952.2	360	6.24	0.15	2.544	0.0843	735.9
155	0.06	0.56	1.954	0.1171	947.8	365	6.69	0.15	2.561	0.0835	729.4
160	0.07	0.53	1.968	0.1163	943.4	370	7.18	0.15	2.579	0.0827	722.8
165	0.08	0.51	1.982	0.1155	938.9	375	7.68	0.14	2.597	0.0819	716.1
170	0.09	0.49	1.996	0.1147	934.5	380	8.22	0.14	2.616	0.0811	709.2
175	0.11	0.47	2.010	0.1139	930.0	385	8.78	0.14	2.636	0.0803	702.2
180	0.13	0.46	2.023	0.1131	925.5	390	9.37	0.13	2.657	0.0795	695.0
185	0.15	0.44	2.037	0.1123	920.9	395	9.99	0.13	2.678	0.0787	687.7
190	0.18	0.42	2.051	0.1115	916.4	400	10.64	0.13	2.701	0.0779	680.2
195	0.21	0.41	2.065	0.1107	911.8	405	11.32	0.12	2.725	0.0771	672.5
200	0.24	0.39	2.079	0.1099	907.1	410	12.03	0.12	2.751	0.0763	664.6
205	0.28	0.38	2.093	0.1091	902.5	415	12.78	0.12	2.779	0.0755	656.5
210	0.32	0.37	2.107	0.1083	897.8	420	13.56	0.11	2.809	0.0747	648.1
215	0.37	0.35	2.120	0.1075	893.1	425	14.38	0.11	2.842	0.0739	639.4
220	0.42	0.34	2.134	0.1067	888.3						

Tabla 6. Distintas propiedades termodinámicas de DOWTHERM A en líquido saturado en unidades del SI.

En la tabla se muestran distintas propiedades del fluido asociadas a un rango de temperaturas entre 12 y 425°C, en intervalos de 5°C, lo que nos da una amplia información sobre su capacidad como fluido caloportador.

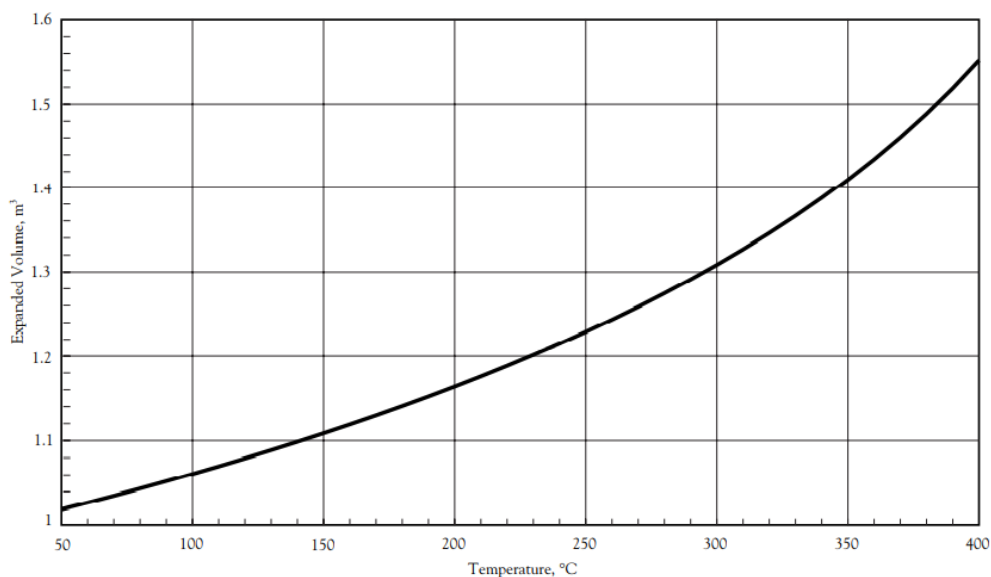


Ilustración 39. Expansión volumétrica en función de la temperatura.

En la ilustración anterior se muestra la expansión de DOWTHERM A en m^3 en función de la temperatura. La base del ensayo se realiza a $25\text{ }^\circ\text{C}$ y corresponde a 1 m^3 . A medida que aumenta la temperatura, podemos ver como aumenta el volumen del fluido hasta que, a $400\text{ }^\circ\text{C}$ tenemos una expansión de aproximadamente $1,55\text{ m}^3$.

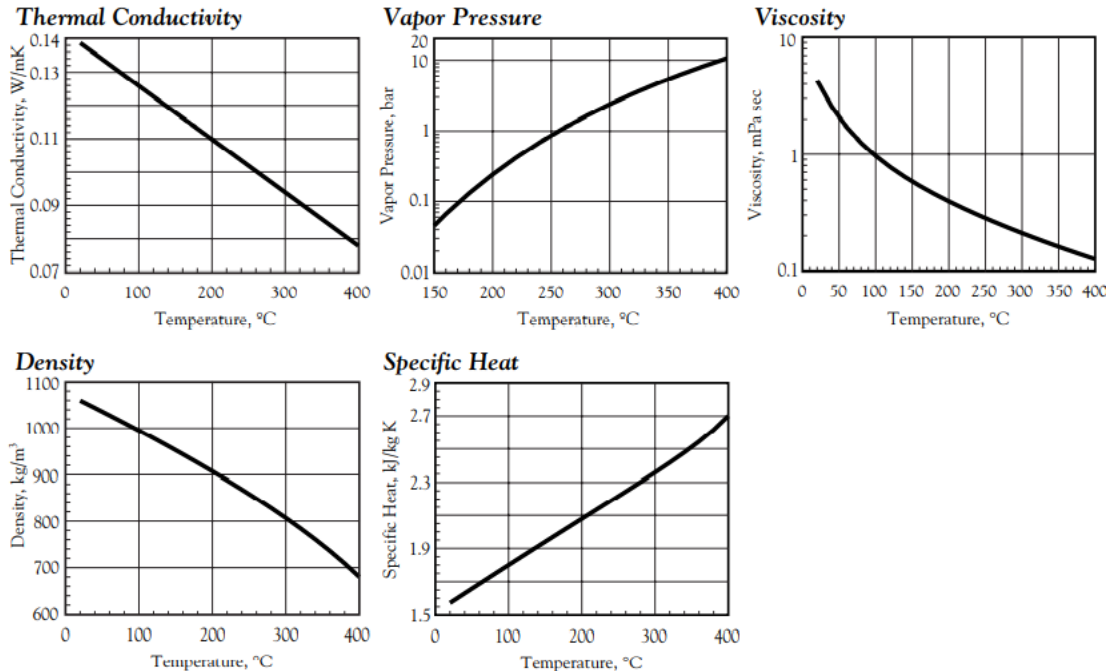


Ilustración 40. Gráficas de las propiedades termodinámicas de DOWTHERM A.

Observamos la variación en gráficas de las propiedades principales de DOWTHERM A como la conductividad térmica, presión de vapor, viscosidad, densidad y calor específico, todas en función de la temperatura en $^\circ\text{C}$ y en unidades del Sistema Internacional.

4.2 Proceso de simulación en SAM

4.2.1 Localización y recurso

SAM es un programa que permite simular diversas fuentes de energía renovable, tales como fotovoltaica, concentración solar, energía maremotriz, eólica, geotérmica, etc...como se comentó anteriormente en la introducción a SAM.

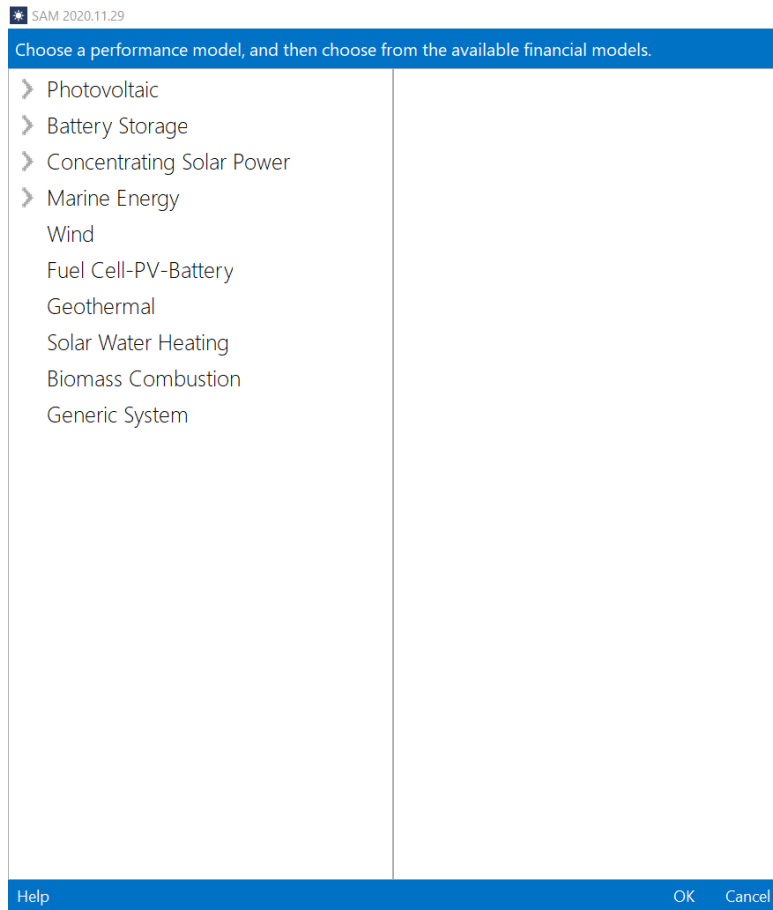


Ilustración 41. Diferentes modelos según la fuente de energía renovable de estudio.

Elegimos la opción de “Concentrating Solar Power” puesto que corresponde a la tecnología solar de concentración térmica. Tras esto, nos aparecen diversas ventanas según el tipo de concentración solar y el modelo financiero a simular.

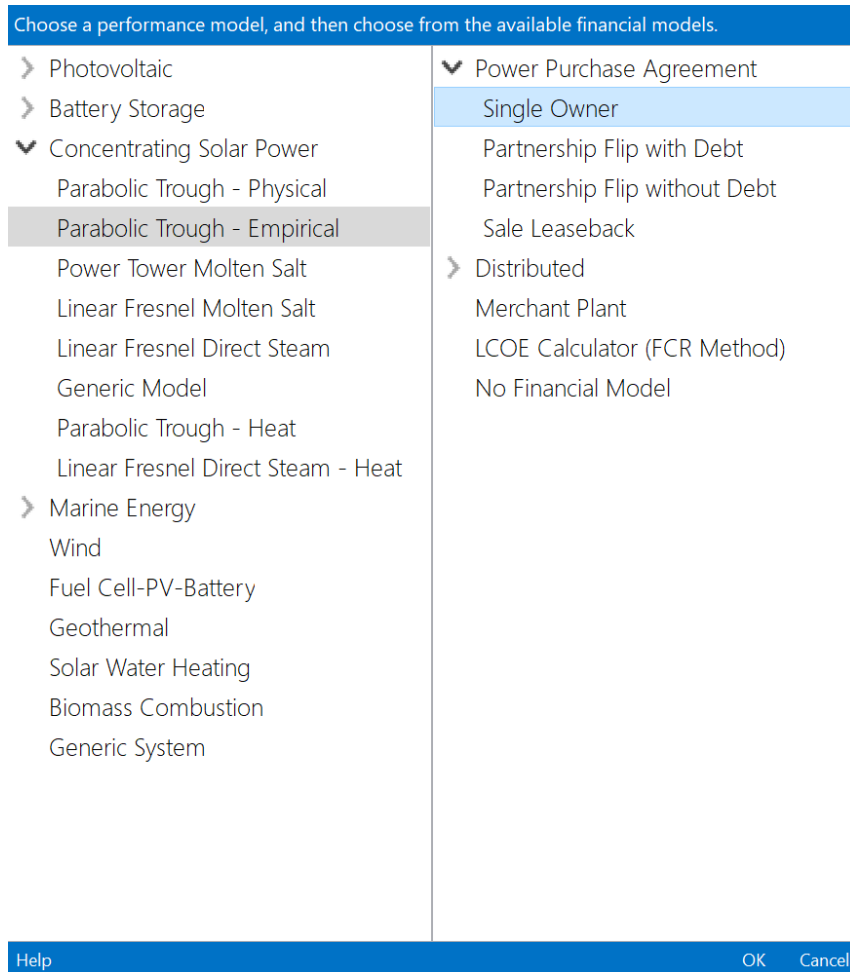


Ilustración 42. Modelos de simulación según el tipo de concentración solar y modelo financiero.

Para la concentración cilindroparábólica existen dos tipos de modelos: (NREL, s.f.)

- Modelo físico o “Physical Model”: El modelo de canal físico calcula la electricidad entregada a la red por un campo solar de canal parabólico que entrega energía térmica a un bloque de energía para la generación de electricidad, con un sistema de almacenamiento de energía térmica opcional.

El modelo físico caracteriza muchos de los componentes del sistema a partir de los primeros principios de la transferencia de calor y la termodinámica, más que a partir de medidas empíricas como en el modelo de sistema empírico. Si bien el modelo físico es más flexible que el modelo empírico, agrega más incertidumbre a las predicciones de desempeño que el modelo empírico.

- Modelo empírico o “Empirical Model”: El modelo de canal empírico modela el mismo tipo de sistema de canal parabólico que el modelo de canal físico, pero utiliza un conjunto de ecuaciones de ajuste de curvas derivadas del análisis de regresión de datos medidos de los proyectos SEGS en el suroeste de los Estados Unidos, por lo que está limitado a modelar sistemas compuestos por componentes para los que hay datos medidos.

Escogemos el modelo “Parabolic Trough Empirical” puesto que corresponde a la concentración cilindroparábólica de una planta con más precisión y menos incertidumbre y elegimos el modelo financiero de acuerdo de compra de energía o PPA, los cuales son proyectos que venden la electricidad a un precio con un contrato negociado, mediante un acuerdo de compra de energía.

De esta forma, escogemos el submodelo de “Single Owner” o propietario único, el cual se trata de una entidad propietaria del proyecto que tiene toda la responsabilidad fiscal y al que no hay que asignar beneficios fiscales a diferentes socios.

A continuación, se plasmará la base de datos meteorológicas correspondientes a la ubicación de la planta, la cual estará situada en Sevilla, en concreto, en la base meteorológica de la Escuela Técnica Superior de Ingeniería de Sevilla y sus datos de radiación serán los correspondientes a su TMY o Año Meteorológico Típico. Este TMY es un archivo en formato Excel, pero SAM es capaz de abrirlo y extraer su información para usarlo como localización y obtener los datos meteorológicos.

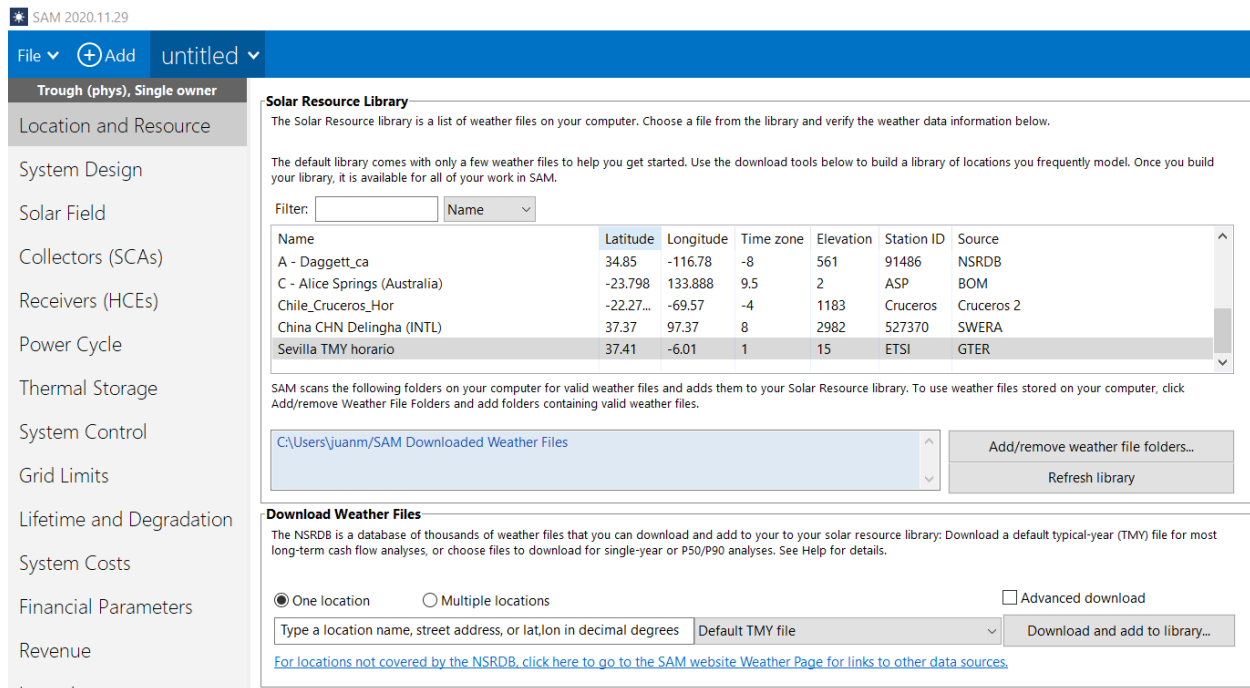


Ilustración 43. Localización de la planta.

Además, podemos observar los valores medios anuales calculados a partir del archivo meteorológico o TMY de Sevilla, así como las coordenadas, zona horaria, elevación, estación, etc...

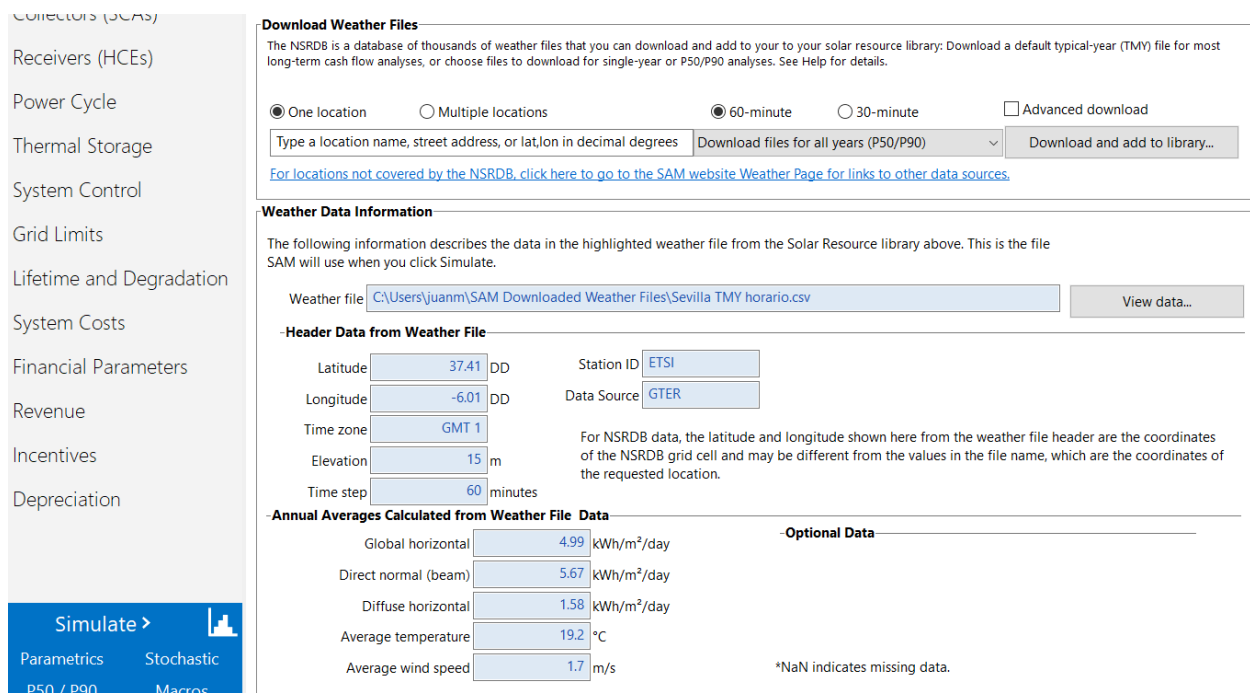


Ilustración 44. Datos del TMY de Sevilla.

4.2.2 Análisis paramétrico y diseño del sistema

Para introducir las dimensiones del campo solar existen dos métodos para determinarlas, mediante el área del campo solar en m^2 o mediante el múltiplo solar.

El múltiplo solar es considerado como el exceso de campo solar en relación con el que se requeriría para llegar a la potencia nominal. Un aumento del campo solar conlleva un incremento en la producción de energía eléctrica, sin embargo, un aumento excesivo podría generar un campo solar sobredimensionado, lo cual implicaría más costes asociados y la captación de una energía térmica más elevada de la que el bloque de potencia podría transformar, por lo que sería una energía en forma de vertido y, además, el LCOE se vería perjudicado debido a que los costes de implementación irían aumentando más que la generación de la planta.

Para hallar el óptimo múltiplo solar, recurrimos a la función de “Parametrics”, cuyo objetivo es realizar un análisis paramétrico comparando distintas variables y así obtener el múltiplo solar más eficiente.

En “Parametrics” debemos introducir en la variable de entrada “Inputs” fijado como el múltiplo solar y en “Outputs”, las cuales son las variables de salida, determinaremos los parámetros que mejor definan la eficiencia y competitividad de la planta.

Elegiremos un rango de múltiplo solar entre 1 y 4, con variaciones de 0,25, para así tener más precisión.

A su vez, también realizaremos una parametrización para hallar el número de horas óptimas de almacenamiento térmico, entre las que se escogerán un rango de entre 3 y 6 horas, ya que son los valores en las que operan las plantas de CSP con almacenamiento térmico en nuestra localización de Sevilla, y se irá incrementando en 1 hora para realizar las simulaciones.

El resultado de la parametrización nos dará el diseño más eficiente de una planta según su múltiplo solar y número de horas de almacenamiento.

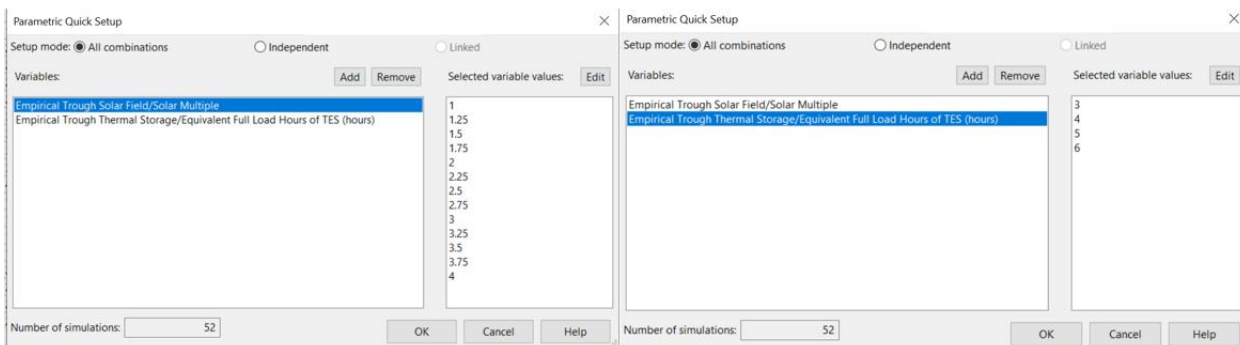


Ilustración 45. Rango de múltiplo solar y número de horas de almacenamiento a simular.

Las variables de salida más importantes en general para determinar una planta eficiente y competitiva serán el LCOE nominal (existe también el LCOE real, el cual tiene en cuenta la variación del dólar) cuya unidad viene en céntimos de euro/kWh, el factor de capacidad de la planta, medido en porcentaje % y la producción eléctrica anual neta medida en kWh. Introducimos estos parámetros en las variables de salida y procedemos a la simulación.

Tras la simulación, obtenemos los siguientes resultados:

	ui_solar_multiple ()	TSHOURS (hours)	lcoe_nom (cents/kWh)	capacity_factor (%)	annual_energy (kWh)
1	1	3	31.1874	13.5161	5.91415e+07
2	1.25	3	25.427	17.8742	7.82105e+07
3	1.5	3	22.086	22.0662	9.65534e+07
4	1.75	3	20.4215	25.4544	1.11379e+08
5	2	3	19.7358	27.9611	1.22347e+08
6	2.25	3	19.5864	29.7915	1.30356e+08
7	2.5	3	19.6816	31.2471	1.36726e+08
8	2.75	3	19.9493	32.3984	1.41763e+08
9	3	3	20.3211	33.3423	1.45893e+08
10	3.25	3	20.7672	34.1256	1.49321e+08
11	3.5	3	21.2782	34.7665	1.52125e+08
12	3.75	3	21.8347	35.301	1.54464e+08
13	4	3	22.4281	35.748	1.5642e+08
14	1	4	32.8405	13.4925	5.90381e+07
15	1.25	4	26.6563	17.8591	7.81448e+07
16	1.5	4	23.0469	22.083	9.66266e+07
17	1.75	4	20.9734	25.8225	1.12989e+08
18	2	4	20.0029	28.6849	1.25514e+08
19	2.25	4	19.6431	30.8309	1.34904e+08
20	2.5	4	19.6362	32.4493	1.41986e+08
21	2.75	4	19.7996	33.7683	1.47757e+08
22	3	4	20.0718	34.87	1.52578e+08
23	3.25	4	20.4381	35.7719	1.56524e+08
24	3.5	4	20.8755	36.5132	1.59768e+08
25	3.75	4	21.3623	37.1353	1.6249e+08
26	4	4	21.8683	37.695	1.64939e+08
27	1	5	34.4644	13.4828	5.89955e+07
28	1.25	5	27.8936	17.8402	7.8062e+07

Tabla 7. Resultados tras la parametrización en SAM, simulaciones de la 1 a la 28.

	ui_solar_multiple ()	TSHOURS (hours)	lcoe_nom (cents/kWh)	capacity_factor (%)	annual_energy (kWh)
25	3.75	4	21.3623	37.1353	1.6249e+08
26	4	4	21.8683	37.695	1.64939e+08
27	1	5	34.4644	13.4828	5.89955e+07
28	1.25	5	27.8936	17.8402	7.8062e+07
29	1.5	5	24.0337	22.074	9.65873e+07
30	1.75	5	21.6023	26.0756	1.14097e+08
31	2	5	20.334	29.2942	1.2818e+08
32	2.25	5	19.7853	31.7228	1.38807e+08
33	2.5	5	19.6405	33.5697	1.46888e+08
34	2.75	5	19.7013	35.0654	1.53433e+08
35	3	5	19.9183	36.2573	1.58648e+08
36	3.25	5	20.1931	37.3132	1.63268e+08
37	3.5	5	20.5595	38.1647	1.66994e+08
38	3.75	5	20.9779	38.8867	1.70153e+08
39	4	5	21.4264	39.5228	1.72937e+08
40	1	6	36.0991	13.4698	5.89388e+07
41	1.25	6	29.1207	17.8294	7.80145e+07
42	1.5	6	25.0197	22.0664	9.65542e+07
43	1.75	6	22.3552	26.1647	1.14487e+08
44	2	6	20.7713	29.7269	1.30074e+08
45	2.25	6	19.9958	32.4874	1.42152e+08
46	2.5	6	19.6794	34.6273	1.51516e+08
47	2.75	6	19.6624	36.2631	1.58674e+08
48	3	6	19.7816	37.634	1.64672e+08
49	3.25	6	20.0143	38.7613	1.69605e+08
50	3.5	6	20.3256	39.7039	1.73729e+08
51	3.75	6	20.6892	40.5121	1.77265e+08
52	4	6	21.088	41.2211	1.80368e+08

Tabla 8. Resultados tras la parametrización de SAM, simulaciones de la 28 a la 52.

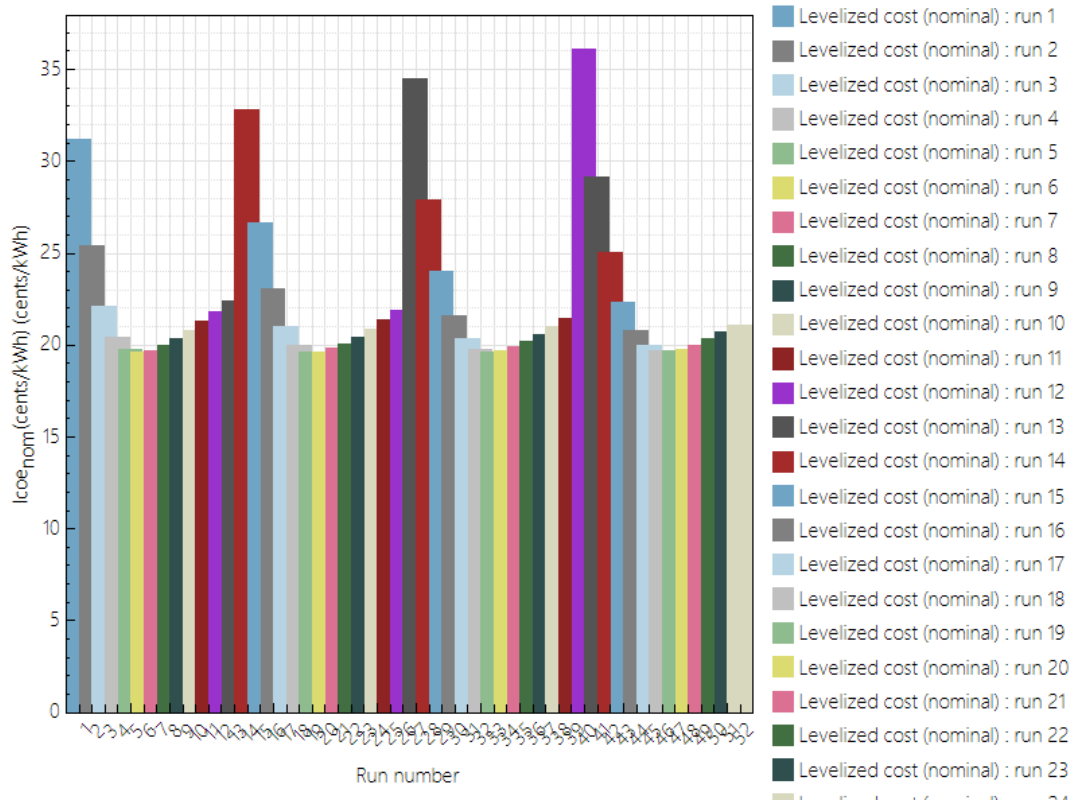


Ilustración 46. Gráfica LCOE nominal en función del múltiplo solar y el número de horas de almacenamiento de SAM.

La ilustración 46 se interpreta como la variación del LCOE según las simulaciones realizadas, las cuales conforman el eje x. Estas simulaciones vienen ordenadas y pueden apreciarse en las tablas 7 y 8 a la izquierda, de forma que la simulación 1 es la que tiene un múltiplo solar de 1 y un almacenamiento de 3 horas, la simulación 2 tiene un múltiplo solar 1,25 y un almacenamiento de 3 horas, la simulación 20 tiene un múltiplo solar de 2,5 y 4 horas de almacenamiento, y así sucesivamente. Este funcionamiento de gráficas de SAM se aplica también para las gráficas posteriores.

El LCOE o Levelized Cost of Energy es un indicador que refleja el valor del coste total actual de construir y operar una instalación generadora de energía a lo largo de toda su vida útil, de forma que cuanto menor sea, más barata será la instalación generadora de energía. Este indicativo es muy útil a la hora de comparar instalaciones de distintas fuentes de energía y es el principal factor a tener en cuenta. (VM, s.f.)

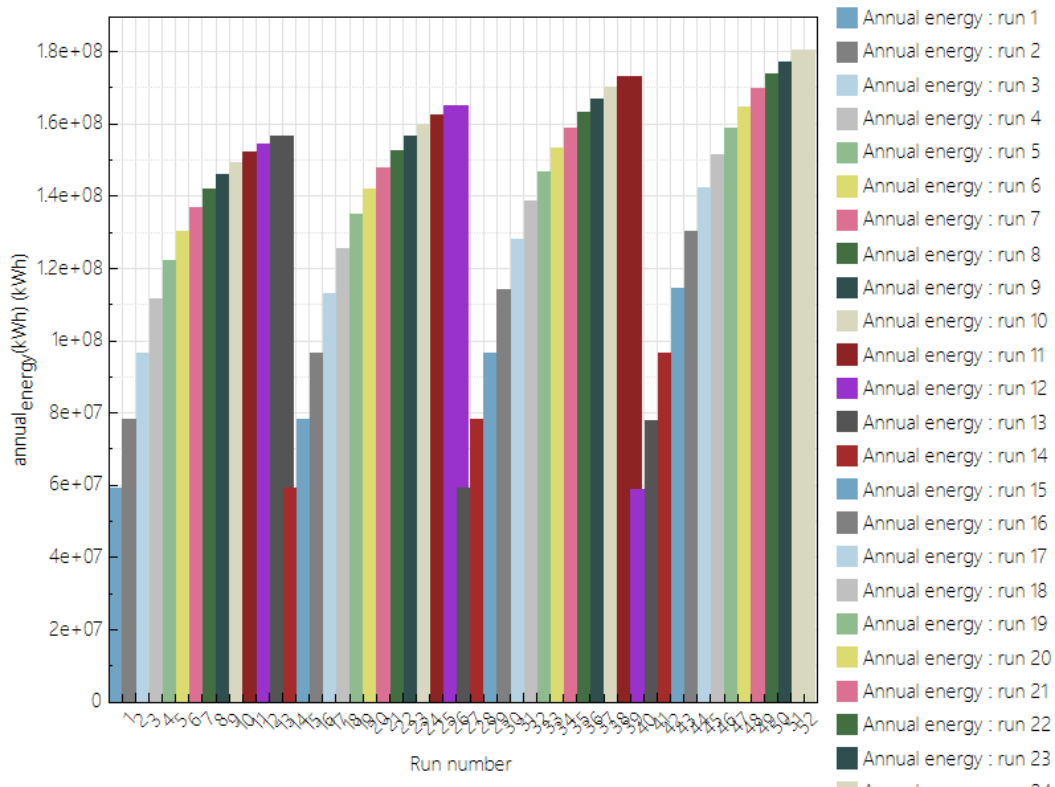


Ilustración 47. Energía neta anual producida en función del múltiplo solar en SAM.

La energía neta anual producida a la red siempre será menor que la energía anual bruta producida por la planta, ya que parte de la electricidad es empleada por la misma para realizar operaciones. Cuanta más energía produzca la planta, más rentable y eficiente será.

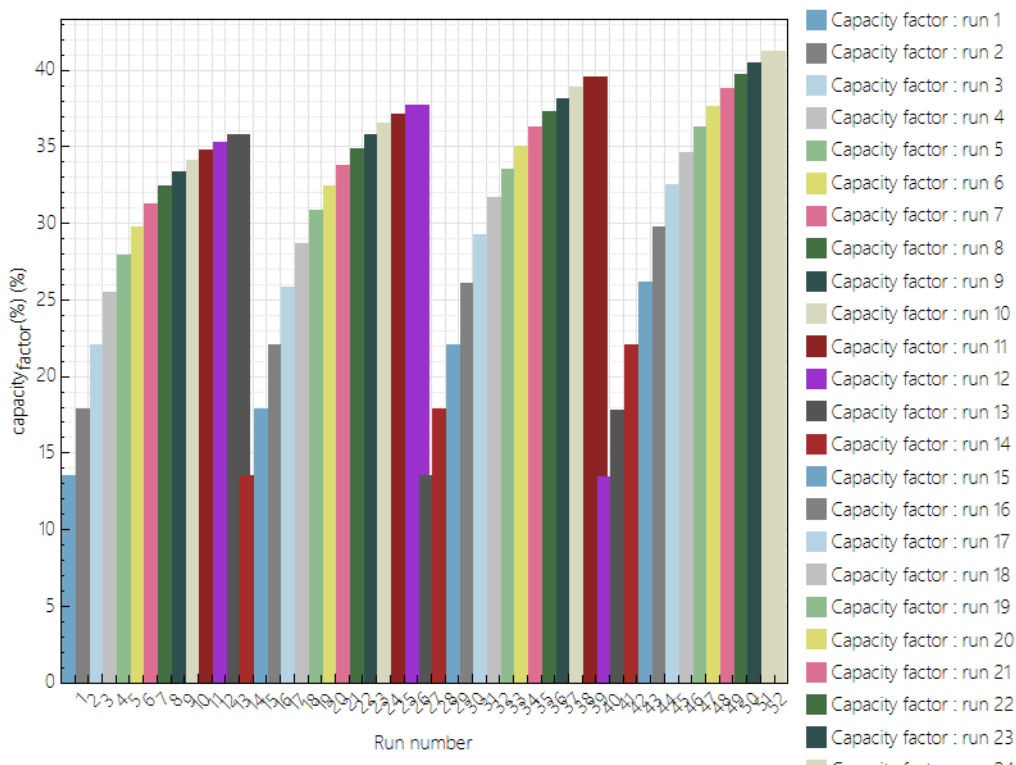


Ilustración 48. Factor de capacidad en función del múltiplo solar de SAM.

El factor de capacidad de una central termosolar es el cociente entre la energía generada durante un período de tiempo, el cual suele ser anual, y la energía generada si la planta hubiera trabajado a plena carga durante ese

mismo periodo de tiempo, es decir, durante el año completo. Este indicador mide la capacidad útil y las horas de operación de la planta en el año, de forma que cuanto mayor sea, más energía se generará y más eficaz será la planta. (Wikipedia, s.f.)

El factor de capacidad nunca podrá ser del 100% por los siguientes motivos:

- Operaciones de mantenimiento, fallos técnicos y paradas.
- Si la demanda de electricidad disminuye, la planta puede disminuir o parar la producción en algún período de tiempo.
- En el caso de las energías renovables, dependen de su intermitencia o irregularidad, como la energía solar, eólica o marina.
- Pérdidas debidas a los equipos de transmisión de calor o equipos eléctricos.

Para comparar mejor los números obtenidos, vamos a importar los datos a Excel para así poder graficarlos. Hay que tener cuidado ya que en SAM el símbolo de punto (.) está referido a la coma decimal (,) debido a esto, al pasarlo a Excel, éste interpreta el punto como miles, así que tenemos que ajustar los números para que sean correctos.

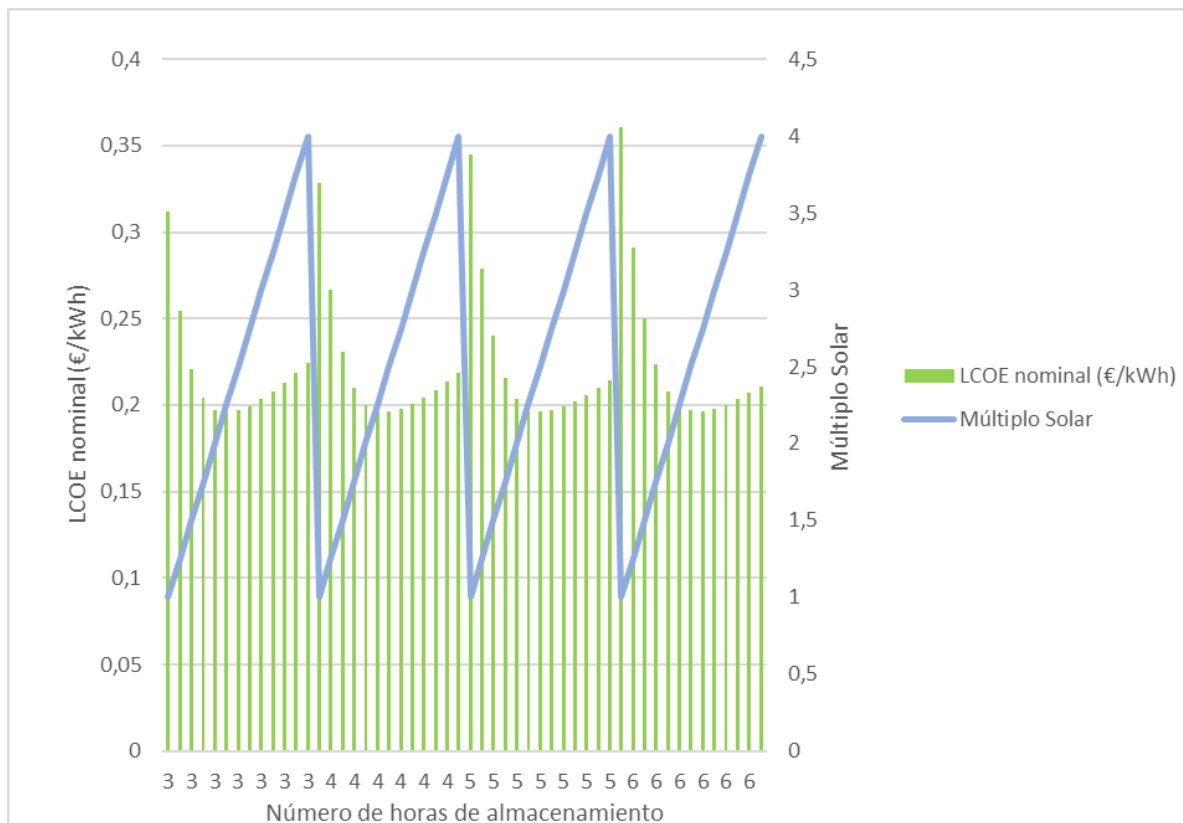


Ilustración 49. Evolución LCOE nominal en función del múltiplo solar y el nº de horas de almacenamiento.

Múltiplo Solar	Nº horas almacenamiento (h)	LCOE nominal (€/kWh)	Factor de Capacidad (%)	Energía Anual Neta (kWh)
1	3	0,311874	13,52	5,91E+07
1,25	3	0,25427	17,87	7,82E+07
1,5	3	0,22086	22,07	9,66E+07
1,75	3	0,204215	25,45	1,11E+08
2	3	0,197358	27,96	1,22E+08
2,25	3	0,195864	29,79	1,30E+08
2,5	3	0,196816	31,25	1,37E+08
2,75	3	0,199493	32,40	1,42E+08
3	3	0,203211	33,34	1,46E+08
3,25	3	0,207672	34,13	1,49E+08
3,5	3	0,212782	34,77	1,52E+08
3,75	3	0,218347	35,30	1,54E+08
4	3	0,224281	35,75	1,56E+07
1	4	0,328405	13,49	5,90E+07
1,25	4	0,266563	17,86	7,81E+07
1,5	4	0,230469	22,08	9,66E+07
1,75	4	0,209734	25,82	1,13E+08
2	4	0,200029	28,68	1,26E+08
2,25	4	0,196431	30,83	1,35E+08
2,5	4	0,196362	32,45	1,42E+08
2,75	4	0,197996	33,77	1,48E+08
3	4	0,200718	34,87	1,53E+08
3,25	4	0,204381	35,77	1,57E+08
3,5	4	0,208755	36,51	1,60E+08
3,75	4	0,213623	37,14	1,62E+07
4	4	0,218683	37,70	1,65E+08
1	5	0,344644	13,48	5,90E+07
1,25	5	0,278936	17,84	7,81E+06
1,5	5	0,240337	22,07	9,66E+07
1,75	5	0,216023	26,08	1,14E+08
2	5	0,20334	29,29	1,28E+07
2,25	5	0,197853	31,72	1,39E+08
2,5	5	0,196405	33,57	1,47E+08
2,75	5	0,197013	35,07	1,53E+08
3	5	0,199183	36,26	1,59E+08
3,25	5	0,201931	37,31	1,63E+08
3,5	5	0,205595	38,16	1,67E+08
3,75	5	0,209779	38,89	1,70E+08
4	5	0,214264	39,52	1,73E+08
1	6	0,360991	13,47	5,89E+07
1,25	6	0,291207	17,83	7,80E+07
1,5	6	0,250197	22,07	9,66E+07
1,75	6	0,223552	26,16	1,14E+08
2	6	0,207713	29,73	1,30E+08
2,25	6	0,199958	32,49	1,42E+08
2,5	6	0,196794	34,63	1,52E+08
2,75	6	0,196624	36,26	1,59E+08
3	6	0,197816	37,63	1,65E+08
3,25	6	0,200143	38,76	1,70E+08
3,5	6	0,203256	39,70	1,74E+08
3,75	6	0,206892	40,51	1,77E+08
4	6	0,21088	41,22	1,80E+08

Tabla 9. Resultados de la parametrización en Excel.

Para determinar el valor óptimo del diseño de la planta, nos centraremos en el LCOE nominal, ya que es la variable más importante a tener en cuenta, al representar directamente el coste en euros por kWh de energía, por lo que cuanto menor sea, más económica y rentable será la planta.

Como podemos observar en la gráfica y tabla anteriores, el mínimo valor de LCOE nominal en €/kWh es en el múltiplo solar 2,25, y en el número de horas de almacenamiento de 3 horas. Observamos como según se incrementa el múltiplo solar a partir de 2,25, vuelve a aumentar el LCOE al estar sobredimensionado el campo solar, por lo que escogemos éste ya que es el más rentable y eficiente. Otros parámetros importantes son el factor de capacidad, el cual para el múltiplo solar dado es de 29,79 % y la energía anual neta producida es de $1,30 \cdot 10^8$ kWh.

4.2.3 Campo solar

Tras haber hallado el óptimo del múltiplo solar, lo introducimos y proseguimos con los siguientes elementos.

En cuanto al apartado de campo solar, hay varios parámetros que podemos modificar para determinar las características del campo solar.

Elegimos como fluido caloportador el Therminol VP-1, ya que sus propiedades termodinámicas son prácticamente iguales al DOWTHERM A. En cuanto al HTF, podemos observar valores predeterminados como las temperaturas máximas y mínimas del HTF en el campo solar, la temperatura de protección para evitar la congelación y el caudal máximo y mínimo por lazo.

Existe otro apartado muy importante el cual es la configuración de lazos de la planta. Elegimos un número de colectores y receptores (SCA/HCE) por lazo de 4, con una distancia entre colectores de 1 metro y una distancia entre lazos de 15 metros.

También existen otros apartados relacionados con los parámetros del campo solar como la orientación de los colectores, las condiciones de referencia y el punto de diseño del campo solar.

Field Layout	
<input checked="" type="radio"/> Option 1:	Solar Multiple <input type="text" value="2.25"/>
<input type="radio"/> Option 2:	Solar Field Area <input type="text" value="887875"/> m ²
	Distance Between SCAs in Row <input type="text" value="1"/> m
	Row Spacing, Center to Center <input type="text" value="15"/> m
	Number of SCAs per Row <input type="text" value="4"/>
	Deploy Angle <input type="text" value="10"/> deg
	Stow Angle <input type="text" value="170"/> deg

Heat Transfer Fluid	
Solar Field HTF Type	<input type="text" value="Therminol VP-1"/>
Field HTF Min Operating Temp.	<input type="text" value="12"/> °C
Field HTF Max Operating Temp.	<input type="text" value="400"/> °C
Solar Field Inlet Temp.	<input type="text" value="293"/> °C
Solar Field Outlet Temp.	<input type="text" value="391"/> °C
Solar Field Initial Temp.	<input type="text" value="100"/> °C
Piping Heat Loss at Design Temp.	<input type="text" value="10"/> W/m ²
Piping Heat Loss Coefficient 1	<input type="text" value="0.001693"/>
Piping Heat Loss Coefficient 2	<input type="text" value="-1.683e-05"/>
Piping Heat Loss Coefficient 3	<input type="text" value="6.78e-08"/>
Solar Field Piping Heat Losses	<input type="text" value="10.0522"/> W/m ²
Minimum HTF Temp.	<input type="text" value="50"/> °C
HTF Gallons per Area	<input type="text" value="0.614"/> gal/m ²

Solar Multiple (Design Point)	
Calculated Values	
Solar Multiple	<input type="text" value="2.25"/>
Aperture Reflective Area	<input type="text" value="487,434"/> m ²
Solar Multiple Reference Conditions	
Ambient Temp.	<input type="text" value="25"/> °C
Direct Normal Radiation	<input type="text" value="950"/> W/m ²
Wind Velocity	<input type="text" value="5"/> m/s
Reference Condition (SM=1)	
Exact Aperture Reflective Area	<input type="text" value="216095"/> m ²
Exact Number of SCAs	<input type="text" value="264.337"/>
Values From Other Pages	
Aperture Area per SCA	<input type="text" value="817.5"/> m ² /SCA
HCE Thermal Losses	<input type="text" value="31.3918"/> W/m ²
Optical Efficiency	<input type="text" value="0.767256"/>
Design Turbine Thermal Input	<input type="text" value="148.555"/> MWt

Orientation	
Collector Tilt	<input type="text" value="0"/> deg
Collector Azimuth	<input type="text" value="0"/> deg
Tilt: horizontal=0, vertical=90	
Azimuth: equator=0, west=90, east=-90	

Land Area	
Solar Field Land Area	<input type="text" value="313"/> acres
Non-Solar Field Land Area Multiplier	<input type="text" value="1.4"/>
Total Land Area	<input type="text" value="439"/> acres

Ilustración 50. Parámetros del campo solar.

4.2.4 Colectores y receptores

En cuanto a la elección de colectores, en la librería de SAM existen varios modelos bastante competitivos, pero en este proyecto se elegirán los colectores EuroTrough ET150 ya que son los más usados en la industria por sus características, las cuales son:

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
AlbiasaTrough 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	150 m	Tracking Error and Twist	0.99
SCA Aperture	5.75 m	Geometric Accuracy	0.98
SCA Aperture Reflective Area	817.5 m ²	Mirror Reflectance	0.935
Average Focal Length	2.1 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

Ilustración 51. Características de los colectores EuroTrough.

Para las propiedades de los colectores, podemos elegir usarlas de la librería de valores predeterminados. Cada lazo tiene 4 colectores, por lo que todos serán del mismo tipo.

En el apartado de receptores, escogemos el 2008 Schott PTR70 Vacuum, cuyas propiedades son:

Heat Collection Element (HCE) / Receiver Properties

	Receiver 1	Receiver 2	Receiver 3	Receiver 4
Name from Library	Apply Library 2008 Schott PTR7	Apply Library 2008 Schott PTR7	Apply Library 2008 Schott PTR7	Apply Library none
Condition from Library	Vacuum	Lost Vacuum	Broken Glass	none
<input type="checkbox"/> Broken Glass	<input type="checkbox"/> Broken Glass	<input type="checkbox"/> Broken Glass	<input checked="" type="checkbox"/> Broken Glass	<input type="checkbox"/> Broken Glass
Percent of Solar Field:	0.985	0.01	0.005	0
Optical Parameters:				
Bellows Shadowing	0.963	0.963	0.963	0
Envelope Transmissivity	0.963	0.963	1	0
Absorber Absorption	0.96	0.96	0.8	0
Unaccounted	1	1	1	0
Optical Efficiency (HCE)	0.767705	0.767705	0.677893	0
Optical Efficiency (Weighted)	0.767256			
Heat Loss Parameters:				
Heat Loss Coeff A0	4.05	50.8	-9.95	0
Heat Loss Coeff A1	0.247	0.904	0.465	0
Heat Loss Coeff A2	-0.00146	0.000579	-0.000854	0
Heat Loss Coeff A3	5.65e-06	1.13e-05	1.85e-05	0
Heat Loss Coeff A4	7.62e-08	1.73e-07	6.89e-07	0
Heat Loss Coeff A5	-1.7	-43.2	24.7	0
Heat Loss Coeff A6	0.0125	0.524	3.37	0
Heat Loss Factor	1	1	1	0
HCE Heat Losses (W/m)	154.646	1161.04	3313.19	0
Thermal Losses (Weighted W/m)	180.503			
Thermal Losses (Weighted W/m ²)	31.3918			

Ilustración 52. Propiedades de los receptores.

Un elemento de recolección de calor (HCE) es una tubería de metal contenida en un vacío dentro de un tubo de vidrio que atraviesa la línea focal del colector parabólico en forma de canal. Los sellos y fuelles aseguran que se mantenga el vacío en cada tubo. Los revestimientos antirreflectantes en el tubo de vidrio maximizan la cantidad de radiación solar que ingresa al tubo y los recubrimientos absorbentes de radiación solar selectivos en el tubo de metal maximizan la transferencia de energía de la radiación solar a la tubería. (NREL, s.f.)

Las variables de receptores (HCE) describen las propiedades de hasta 4 tipos de HCE que pueden formar el campo solar. Esto hace posible modelar un campo solar con HCE en diferentes estados, donde cada conjunto de propiedades se aplica a uno de los tipos de HCE.

4.2.5 Ciclo de potencia

En el ciclo de potencia, elegiremos la potencia de la turbina, así como su tipo y el método de trabajo de ésta.

La potencia bruta de la turbina será de 55,5 MWe y su factor de conversión será de 0,9, de forma que la turbina proporcione una potencia neta de 50 MWe.

El tipo de turbina empleada será Siemens 400C HTF, con un método de enfriamiento húmedo. Las restantes características, obtenidas de la biblioteca de valores, se muestran a continuación:

Plant Characteristics

Design Gross Output: 55.5 MWe

Estimated Gross to Net Conversion Factor: 0.9

Estimated Net Output at Design: 50.0 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: Siemens 400C HTF Steam RH Wet Cooling

Design Cycle Thermal Input: 148.555 MWt Frac of thermal power for startup: 0.2

Rated Cycle Conversion Efficiency: 0.3736 Boiler LHV Efficiency: 0.9

Max turbine over design operation*: 1.15 Max. Thermal Input: 169.735 MWt

Min turbine operation*: 0.25 Min. Thermal Input: 46.3844 MWt

	F0	F1	F2	F3	F4
Cycle Part-load Therm to Elec	-0.0298	0.7219	0.7158	-0.5518	0.143
Cycle Part-load Elec to Therm	0.044964	1.1829	-0.56388	0.46719	-0.13009
Cooling Tower Correction	1	0	0	0	0

Temp. Correction Mode: Wet-bulb Basis

* Fraction of Design Point

Ilustración 53. Características ciclo de potencia.

4.2.6 Almacenamiento térmico

Para el almacenamiento térmico, introduciremos el número de horas de almacenamiento óptimo que nos ha salido en el análisis paramétrico, 3 horas.

La configuración será de dos tanques para almacenar energía, por medio del fluido de Hitec Solar Salt o sal solar. Los restantes parámetros del almacenamiento son:

Thermal Energy Storage (TES)

Equivalent Full Load Hours of TES: 3 hours	Maximum Energy Storage: 445.664 MWht
Storage System Configuration: Two Tank	Design Turbine Thermal Input: 148.555 MWt
Storage Fluid Type: Hitec Solar Salt	Max. Power To Storage: 185.693 MWt
Turbine TES Adj. - Efficiency: 0.985	Max. Power From Storage: 150.515 MWt
Turbine TES Adj. - Gross Output: 0.998	Heat Exchanger Duty*: 1.25
Initial Energy as Fraction of Maximum: 0 MWht	Storage HTF min operating temp: 238 C
Tank Heat Losses: 0.97 MWt	Storage HTF max operating temp: 593 C

Ilustración 54. Almacenamiento térmico.

4.2.7 Periodos de entrega y sistema de control

En el apartado de ingresos, podemos escoger los periodos de entrega de energía de la planta según los factores TOD.

Los factores TOD son multiplicadores que se aplican a los precios de PPA. En la opción de “TOD factors by schedule” definen los factores TOD para periodos de los días de la semana y del fin de semana, según la hora del día y cada mes en forma matricial. Se escoge siguiendo un calendario. La opción de “TOD factors by time step” asigna un factor a cada periodo de tiempo de simulación.

En nuestro caso, escogeremos los factores TOD en forma de calendario, “TOD factors by Schedule”, de forma que existen varios modelos, de los cuales se van a comentar algunos para entender su funcionamiento:

- Despacho de energía uniforme: Consta de un solo periodo durante todas las horas del año, de forma que la planta siempre entrega la misma cantidad de energía e independientemente de la hora y del mes a la red eléctrica.

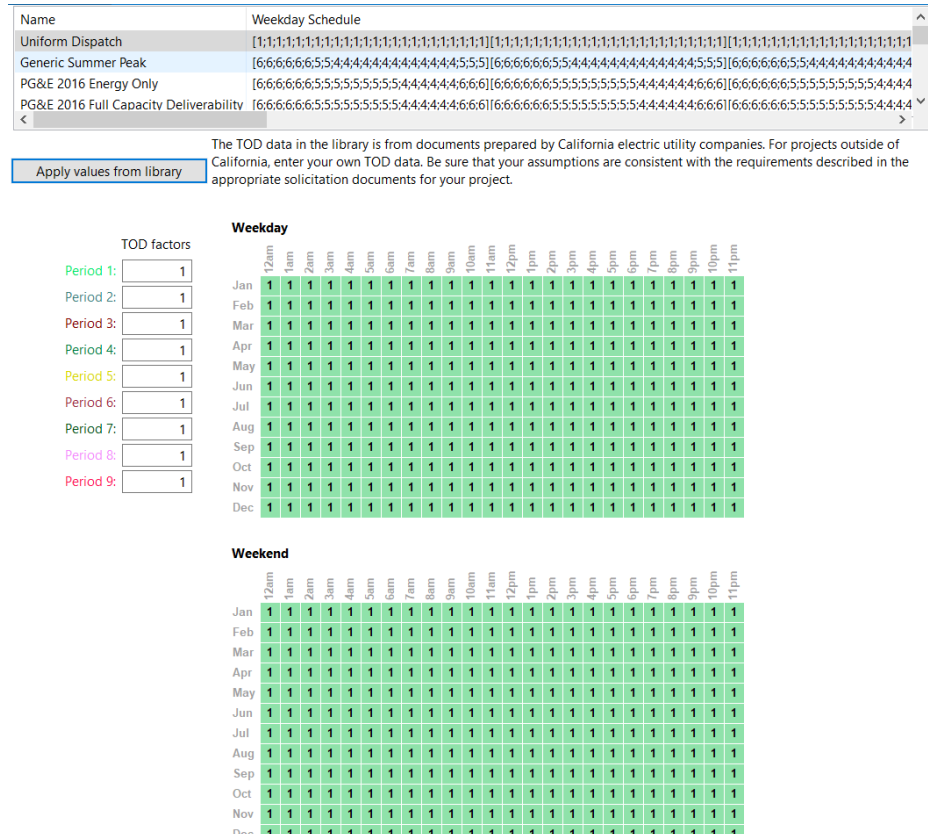


Ilustración 55. Periodos de despacho de energía en el modelo Despacho Uniforme.

- Pico de verano: Este modelo consiste en entregar la máxima energía eléctrica durante los meses de verano, conformados de junio a septiembre y durante los días de la semana, conformado por las horas de las 12 am a las 17 pm, de forma que pueda suplirse la alta demanda de energía en estos periodos y gracias a la cantidad de recurso solar disponible, la planta CSP puede ofertar la energía necesaria.

Fundamentalmente, se descarga en el periodo 1 durante las horas indicadas anteriormente, pero en el periodo 2 también existe un despacho de energía importante. En el horario de fin de semana, como la demanda energética es menor, basta con crear un periodo 3 de forma que siempre se suministre una cantidad de energía de forma constante. El resto del año, se aplican el resto de los periodos donde se disminuye el despacho de energía.

Generic Summer Peak	[6;6;6;6;6;5;5;4;4;4;4;4;4;4;4;4;4;4;4;4;4;5;5;5]
PG&E 2016 Energy Only	[6;6;6;6;6;5;5;5;5;5;5;5;4;4;4;4;4;4;6;6;6]
PG&E 2016 Full Capacity Deliverability	[6;6;6;6;6;5;5;5;5;5;5;5;4;4;4;4;4;6;6;6]

The TOD data in the library is from documents prepared by California electric utility companies. For projects outside of California, enter your own TOD data. Be sure that your assumptions are consistent with the requirements described in the appropriate solicitation documents for your project.

Apply values from library

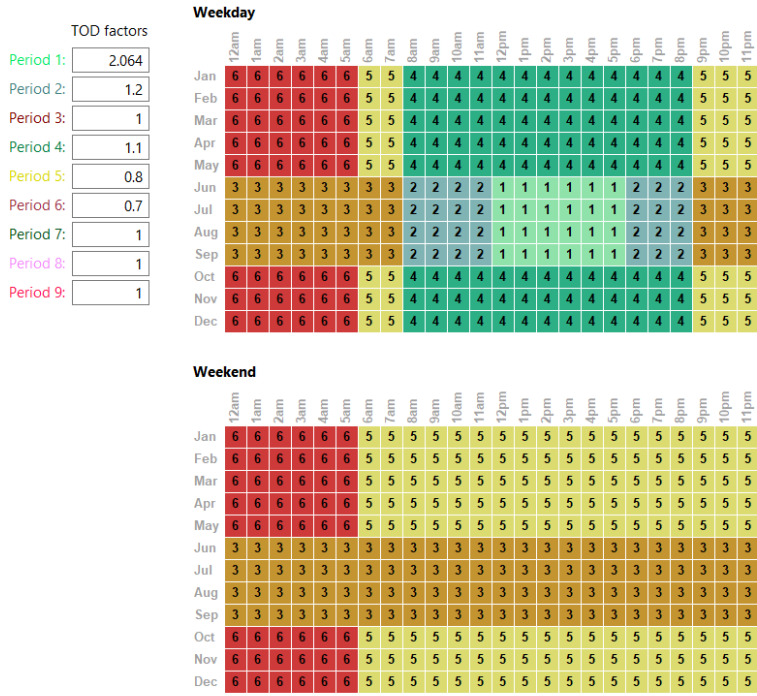


Ilustración 56. Periodos de despacho de energía del modelo Pico de Verano.

Este método es el que utilizaremos para nuestras simulaciones debido a que es el más representativo para nuestra localización en Sevilla.

- Entrega a plena capacidad: La entrega se produce de forma que se intenta maximizar la producción durante todo el año, tanto en los días de la semana como en el fin de semana, de forma que existen 9 periodos de despacho de la energía dependiendo de las horas del día para conseguir suplir la demanda energética cuando sea necesario. Los 9 periodos están muy desglosados, de forma que puedan adaptarse a las horas del día según el mes del año.

Durante el periodo 1, se produce el mayor despacho de energía para cubrir la alta demanda en verano, y durante los meses de invierno, se recurre a los periodos 4, 5 y 6 de forma que disminuyen su capacidad de entrega de energía.

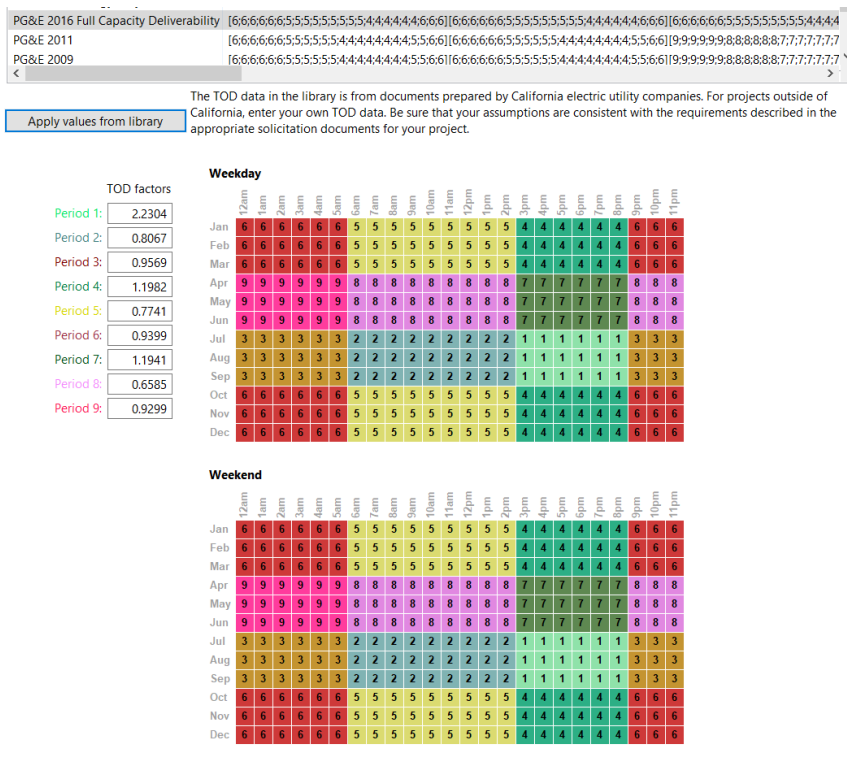


Ilustración 57. Periodos de despacho de energía del modelo Entrega a Plena Capacidad

Las variables de control de despacho de almacenamiento térmico determinan cómo se despacha la energía desde el TES, qué nivel de carga operan el bloque de energía y la caldera de respaldo opcional, y las veces que se aplican los multiplicadores de precio de energía de PPA opcionales.

Las variables de control de despacho de almacenamiento tienen cada una 6 valores, uno para cada uno de los 6 períodos de despacho posibles en el modelo del pico de verano. Determinan cómo SAM calcula los flujos de energía entre el campo solar, el sistema de almacenamiento de energía térmica y el bloque de energía. La fracción de relleno fósil se utiliza para calcular la energía de una caldera de respaldo.

La fracción de envío de almacenamiento con energía solar (w/ solar) es la fracción de la capacidad máxima de almacenamiento de TES que indica el nivel mínimo de carga que el sistema de almacenamiento puede descargar mientras el campo solar está produciendo energía. Un valor de cero siempre enviará el TES en cualquier hora asignada al período de envío dado; un valor de uno nunca enviará el TES.

Así mismo, la fracción de envío de almacenamiento sin energía solar (w/o solar) tiene el mismo método que la anterior pero cuando no hay recursos solares disponibles.

La fracción de salida de la turbina es la fracción de carga térmica del punto de diseño al bloque de potencia antes de las correcciones de eficiencia de temperatura y carga parcial. Estos valores permiten al usuario enviar el ciclo de energía al nivel deseado de acuerdo con el período de tiempo de envío.

También podemos observar y modificar el horario de despacho de energía almacenada diario y de fin de semana por periodos según cada hora de cada mes del año, pero simularemos los valores predeterminados por SAM.

Dispatch Control

	Storage dispatch		Turb. out.	Fossil fill
	w/ solar	w/o solar	fraction	fraction
Period 1:	0.1	0.1	1.05	0
Period 2:	0.1	0.1	1	0
Period 3:	0.1	0.1	1	0
Period 4:	0.1	0.1	1	0
Period 5:	0.1	0.1	1	0
Period 6:	0.1	0.1	1	0
Period 7:	0.1	0.1	1	0
Period 8:	0.1	0.1	1	0
Period 9:	0.1	0.1	1	0

Storage dispatch fractions apply to the maximum energy storage.

Turbine output and fossil fill fractions apply to the design turbine thermal input.

Use the weekday and schedule matrices to specify the month and hour of day for each of the nine periods.

Copy schedule from TOD Factors page

Weekday Schedule

	12am	1am	2am	3am	4am	5am	6am	7am	8am	9am	10am	11am	12pm	1pm	2pm	3pm	4pm	5pm	6pm	7pm	8pm	9pm	10pm	11pm
Jan	6	6	6	6	6	6	5	5	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	5	5	5
Feb	6	6	6	6	6	6	5	5	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	5	5	5
Mar	6	6	6	6	6	6	5	5	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	5	5	5
Apr	6	6	6	6	6	6	5	5	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	5	5	5
May	6	6	6	6	6	6	5	5	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	5	5	5
Jun	3	3	3	3	3	3	3	3	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	2	2	2	3	3	3
Jul	3	3	3	3	3	3	3	3	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	2	2	2	3	3	3
Aug	3	3	3	3	3	3	3	3	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	2	2	2	3	3	3
Sep	3	3	3	3	3	3	3	3	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	2	2	2	3	3	3
Oct	6	6	6	6	6	6	5	5	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	5	5	5
Nov	6	6	6	6	6	6	5	5	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	5	5	5
Dec	6	6	6	6	6	6	5	5	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	5	5	5

Weekend Schedule

	12am	1am	2am	3am	4am	5am	6am	7am	8am	9am	10am	11am	12pm	1pm	2pm	3pm	4pm	5pm	6pm	7pm	8pm	9pm	10pm	11pm
Jan	6	6	6	6	6	6	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Feb	6	6	6	6	6	6	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Mar	6	6	6	6	6	6	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Apr	6	6	6	6	6	6	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
May	6	6	6	6	6	6	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Jun	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
Jul	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
Aug	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
Sep	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
Oct	6	6	6	6	6	6	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Nov	6	6	6	6	6	6	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
Dec	6	6	6	6	6	6	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5

Ilustración 58. Sistema de control de despacho de energía y horarios.

4.2.8 Otros

- Vida útil y degradación: Se ha tenido en cuenta un factor de degradación anual de 0,1% cada año de la planta.

Annual Degradation for Single-year Simulation

Annual AC degradation rate %/year

Applies to the system's total annual AC output.

In Value mode, the degradation rate is compounded annually starting in Year 2. In Schedule mode, each year's rate applies to the Year 1 value. See Help for details.

Ilustración 59. Degradación anual de la planta.

- Costes del sistema: El programa SAM emplea este apartado para calcular los costes de inversión, mantenimiento y operación de la planta, por lo que estos valores serán predeterminados.
- Límites de red: SAM utiliza el límite de interconexión y las entradas de restricción para ajustar el valor calculado para la salida de potencia de CA del sistema en cada intervalo de tiempo de cada hora aplicando un factor de ajuste al valor de salida de potencia de CA. Esto supone que el sistema real tiene un mecanismo para ajustar la salida de energía para cumplir con estos límites de la red.

Para estas simulaciones, no se va a habilitar la función de límite de interconexión, por lo que no habrá limitaciones de energía a la hora de entregarla a la red.

- El periodo de simulación está previsto para 25 años, con una inflación de 2,5% cada año y con un IRR de 11%

4.3 Resultados de la simulación en SAM

Después de introducir todos los parámetros de la planta a simular con DOWTHERM A, obtenemos los siguientes resultados:

Metric	Value
Annual energy (year 1)	130,356,288 kWh
Capacity factor (year 1)	29.8%
PPA price (year 1)	16.86 ¢/kWh
PPA price escalation	1.00 %/year
Levelized PPA price (nominal)	21.03 ¢/kWh
Levelized PPA price (real)	16.71 ¢/kWh
Levelized COE (nominal)	19.59 ¢/kWh
Levelized COE (real)	15.57 ¢/kWh
Net present value	\$18,213,202
Internal rate of return (IRR)	11.00 %
Year IRR is achieved	20
IRR at end of project	12.86 %
Net capital cost	\$275,231,968
Equity	\$113,478,368
Size of debt	\$161,753,600

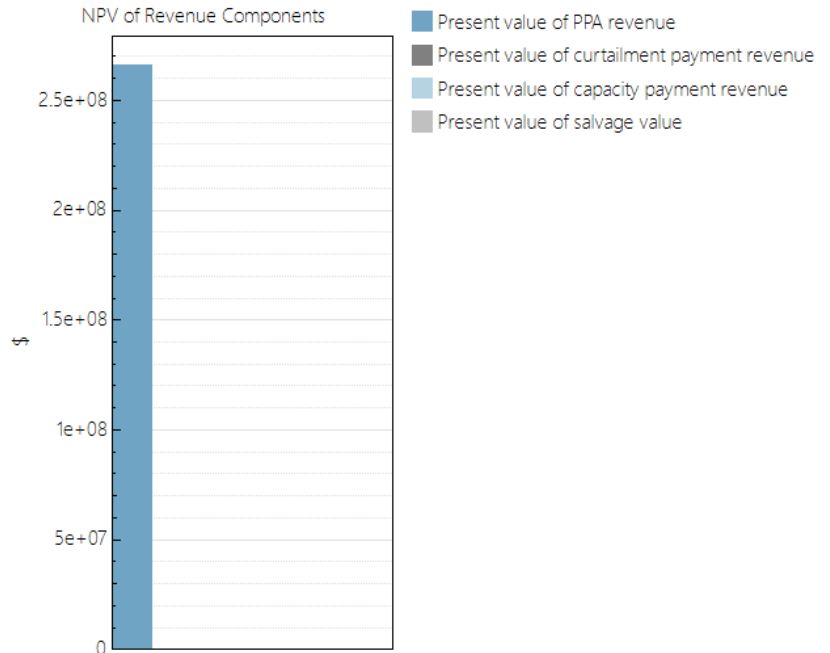


Tabla 10. Tabla de resultados de la simulación con DOWTHERM A y valor actual de los ingresos de PPA.

Como podemos observar en la tabla de resultados, algunos valores llamativos financieros son el precio nivelado del PPA del primero año, de 21,03 céntimos de dólar/kWh, el LCOE nominal, de 19,59 céntimos de dólar/kWh, el LCOE real, de 15,57 céntimos de dólar/kWh, una tasa de retorno o IRR del 11%, un periodo de amortización de 20 años y coste neto de capital de 275.231.968 dólares.

A su vez, vemos otros parámetros de producción como la energía producida en el primero año, de 130.356.288 kWh y un factor de capacidad del 29,8 %.

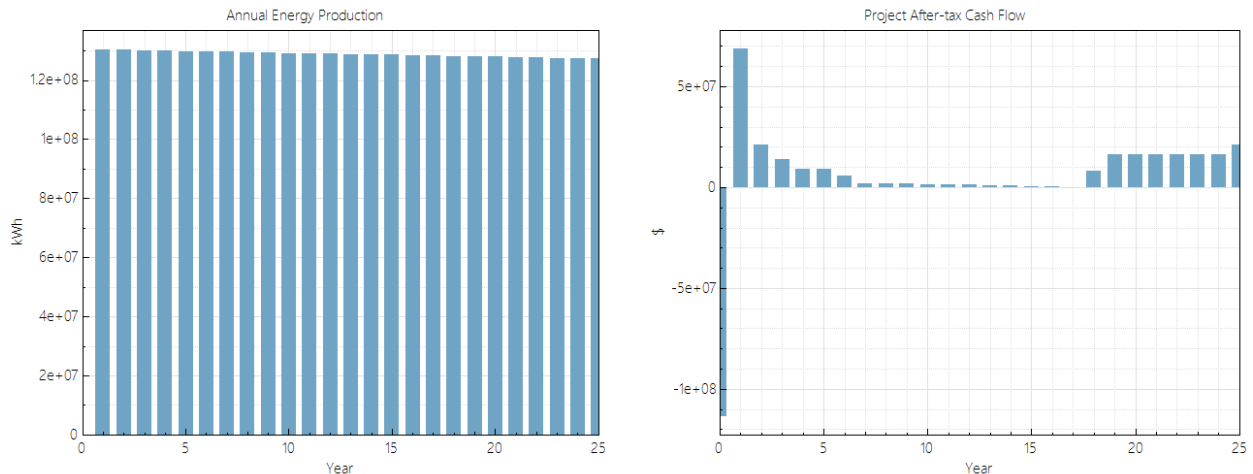


Ilustración 60. Producción de energía anual y flujos de caja después de impuestos del proyecto de Modelo A.

Como podemos observar, la producción de energía anual va decayendo con el paso de los años, siendo el primero año su máximo de 130.356.288 kWh, debido al deterioro de la planta, provocado por ensuciamientos en los colectores y/o receptores, ensuciamiento en los intercambiadores, obstrucción de bombas, bajada de rendimiento de la turbina y ciclo de potencia, etc...

En cuanto a los flujos de caja, vemos como al iniciar el proyecto se produce una deuda de 161.753.600 dólares como parte de la inversión inicial, pero a medida que la planta empieza a producir energía, se va compensando esta deuda ya que empieza a generar beneficio económico.

Los resultados proporcionados anteriormente son un resumen de la simulación, ya que SAM proporciona muchos más parámetros, los cuales los divide por apartados de su menú.

[Summary](#) [Data tables](#) [Graphs](#) [Cash flow](#) [Time series](#) [Profiles](#) [Statistics](#) [Heat map](#) [PDF / CDF](#) [Notices](#)

Ilustración 61. Menú de resultados de SAM.

En la opción de “Data Tables”, permite crear una tabla de datos de series de tiempo a partir de los modelos financieros y de desempeño. Estos datos pueden plasmarse como valores simples, valores mensuales, anuales y horarios.

Un ejemplo de valores mensuales es la producción de energía mensual en kWh que se muestra:

Month	Monthly energy (kWh)
Jan	3.81075e+06
Feb	6.15183e+06
Mar	9.11081e+06
Apr	1.15092e+07
May	1.6387e+07
Jun	1.82633e+07
Jul	2.01423e+07
Aug	1.81558e+07
Sep	1.27779e+07
Oct	7.70426e+06
Nov	3.76013e+06
Dec	2.58303e+06

Tabla 11. Producción de energía mensual en un año.

Con estos valores podemos apreciar como en los meses de verano, existe una mayor producción de energía debido a la mayor incidencia del sol y número de horas de sol.

Con respecto a valores anuales, se presentan en 26 valores puesto que el proyecto a simular desde el inicio de la producción es de 25 años más 1 año de construcción. SAM proporciona gran cantidad de parámetros que podemos obtener, de los cuáles los más significativos podrían ser:

Copy to clipboard Save as CSV... Send to Excel Clear all

Search

Annual Data

	Energy from grid (kWh)	Energy to grid (kWh)	Net energy to grid (kWh)	PPA price (cents/kWh)	Size of debt (\$)
1	0	0	0	0	0
2	-4.51029e+06	1.34867e+08	1.30356e+08	16.8609	1.45666e+07
3	-4.50578e+06	1.34732e+08	1.30226e+08	17.0295	1.3682e+07
4	-4.50128e+06	1.34597e+08	1.30096e+08	17.1998	1.28502e+07
5	-4.49677e+06	1.34462e+08	1.29966e+08	17.3718	1.20679e+07
6	-4.49228e+06	1.34328e+08	1.29836e+08	17.5455	1.13323e+07
7	-4.48779e+06	1.34194e+08	1.29706e+08	17.7209	1.06407e+07
8	-4.4833e+06	1.34059e+08	1.29576e+08	17.8981	9.99039e+06
9	-4.47881e+06	1.33925e+08	1.29447e+08	18.0771	9.37902e+06
10	-4.47434e+06	1.33791e+08	1.29317e+08	18.2579	8.80428e+06
11	-4.46986e+06	1.33658e+08	1.29188e+08	18.4405	8.26398e+06
12	-4.46539e+06	1.33524e+08	1.29059e+08	18.6249	7.75611e+06
13	-4.46093e+06	1.3339e+08	1.2893e+08	18.8111	7.27874e+06
14	-4.45647e+06	1.33257e+08	1.28801e+08	18.9992	6.83007e+06
15	-4.45201e+06	1.33124e+08	1.28672e+08	19.1892	6.40841e+06
16	-4.44756e+06	1.32991e+08	1.28543e+08	19.3811	6.01214e+06
17	-4.44311e+06	1.32858e+08	1.28415e+08	19.5749	5.63977e+06
18	-4.43867e+06	1.32725e+08	1.28286e+08	19.7707	5.28987e+06
19	-4.43423e+06	1.32592e+08	1.28158e+08	19.9684	4.96113e+06
20	-4.42979e+06	1.3246e+08	1.2803e+08	20.1681	0
21	-4.42536e+06	1.32327e+08	1.27902e+08	20.3697	0
22	-4.42094e+06	1.32195e+08	1.27774e+08	20.5734	0
23	-4.41652e+06	1.32063e+08	1.27646e+08	20.7792	0
24	-4.4121e+06	1.3193e+08	1.27518e+08	20.987	0
25	-4.40769e+06	1.31799e+08	1.27391e+08	21.1968	0
26	-4.40328e+06	1.31667e+08	1.27263e+08	21.4088	0

Tabla 12. Tabla de datos anuales.

En la tabla se muestran los datos de la energía consumida de la red, la energía bruta y neta proporcionada a la red, el precio de PPA y el tamaño de la deuda en los 26 años de la planta.

Podemos observar como la energía consumida de la red es negativa puesto que, es utilizada y comprada por la planta para realizar algunas funciones.

También cabe destacar que la energía bruta producida a la red es ligeramente mayor que la neta producida, puesto que existen algunas pérdidas. A su vez, la energía vertida a la red es mucho mayor que la que consume la planta de la red, del orden de 100 veces mayor.

Además, destacamos el precio de PPA en el año 2, en el cual la planta empieza su producción, es el precio más barato de compra de energía, puesto que es cuando se produce más energía. A medida que pasan los años y la planta se deteriora, se produce menos energía, por lo que ya cuesta más obtenerla y sube el precio del PPA. La deuda de la planta también está representada y vemos como la planta está amortizada para el año 20.

En los datos horarios, existen igualmente muchísimos parámetros a consultar para las 8.760 horas del año, desglosado en cada hora de cada día del año.

Summary [Data tables](#) Graphs Cash flow Time series Profiles Statistics Heat map PDF / CDF

Copy to clipboard Save as CSV... Send to Excel Clear all

Search

Hourly Data

	Resource Beam normal irradiance (W/m2)	Field thermal power total incident (MWt)
Jan 1, 12:00 am	0	0
Jan 1, 01:00 am	0	0
Jan 1, 02:00 am	0	0
Jan 1, 03:00 am	0	0
Jan 1, 04:00 am	0	0
Jan 1, 05:00 am	0	0
Jan 1, 06:00 am	0	0
Jan 1, 07:00 am	0	0
Jan 1, 08:00 am	0	0
Jan 1, 09:00 am	0	0
Jan 1, 10:00 am	1	0.487434
Jan 1, 11:00 am	1	0.487434
Jan 1, 12:00 pm	0	0
Jan 1, 01:00 pm	6	2.92461
Jan 1, 02:00 pm	76	37.045
Jan 1, 03:00 pm	333	162.316
Jan 1, 04:00 pm	10	4.87434
Jan 1, 05:00 pm	0	0
Jan 1, 06:00 pm	0	0
Jan 1, 07:00 pm	0	0
Jan 1, 08:00 pm	0	0
Jan 1, 09:00 pm	0	0
Jan 1, 10:00 pm	0	0
Jan 1, 11:00 pm	0	0
Jan 2, 12:00 am	0	0
Jan 2, 01:00 am	0	0
Jan 2, 02:00 am	0	0
Jan 2, 03:00 am	0	0
Jan 2, 04:00 am	0	0
Jan 2, 05:00 am	0	0
Jan 2, 06:00 am	0	0
Jan 2, 07:00 am	0	0
Jan 2, 08:00 am	0	0

Tabla 13. Tabla de datos horarios.

Este apartado puede ser muy útil para observar la cantidad de luz solar que incide en cada hora de cada mes del año, puesto que en invierno hay menos horas de sol que en verano y estudiar cuanta potencia térmica capta el campo solar a cada hora según la incidencia solar.

A su vez, en el apartado Time Series o series temporales, nos permite estudiar y comparar distintos parámetros representados en gráficas y en modo horario, pudiendo cambiar la escala a diario y mensual.

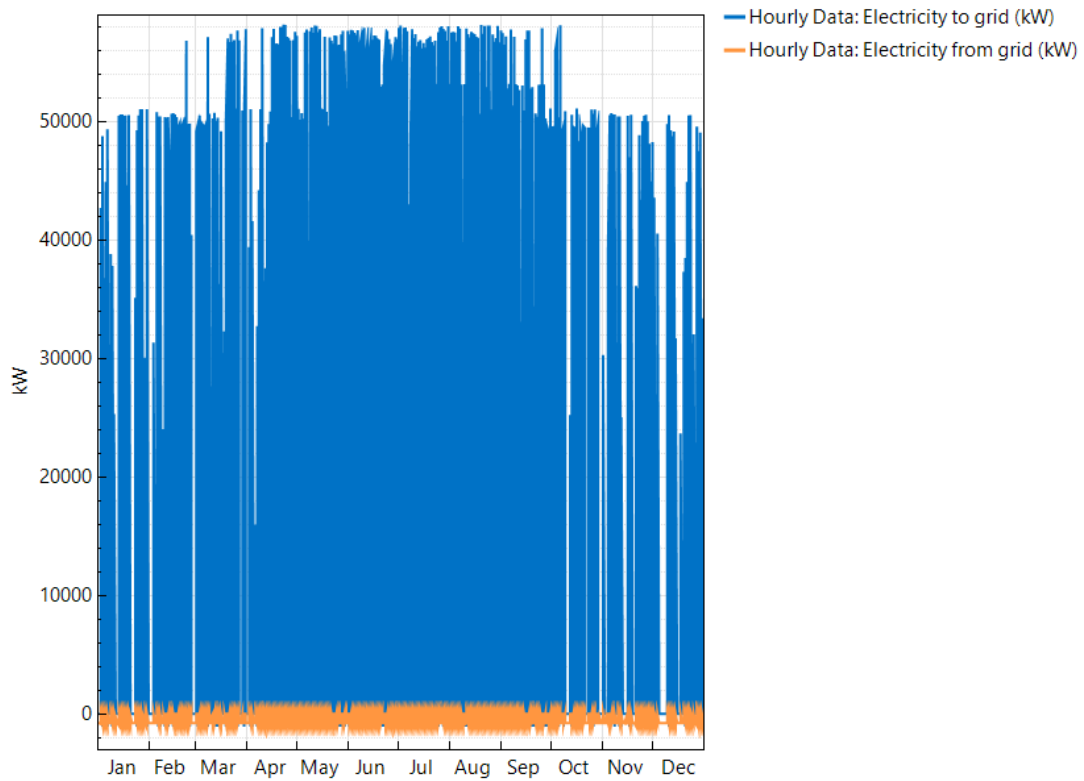


Ilustración 62. Gráfica potencia eléctrica consumida y vertida a la red.

Apreciamos como es considerablemente mayor la energía producida por la planta para la red eléctrica que la consumida por ella. Vemos en los meses de verano se producen los picos de producción, debido al gran recurso solar disponible y al despacho de energía programado para suplir la demanda de pico de verano, el cual llega a un máximo de 55 MW de producción.

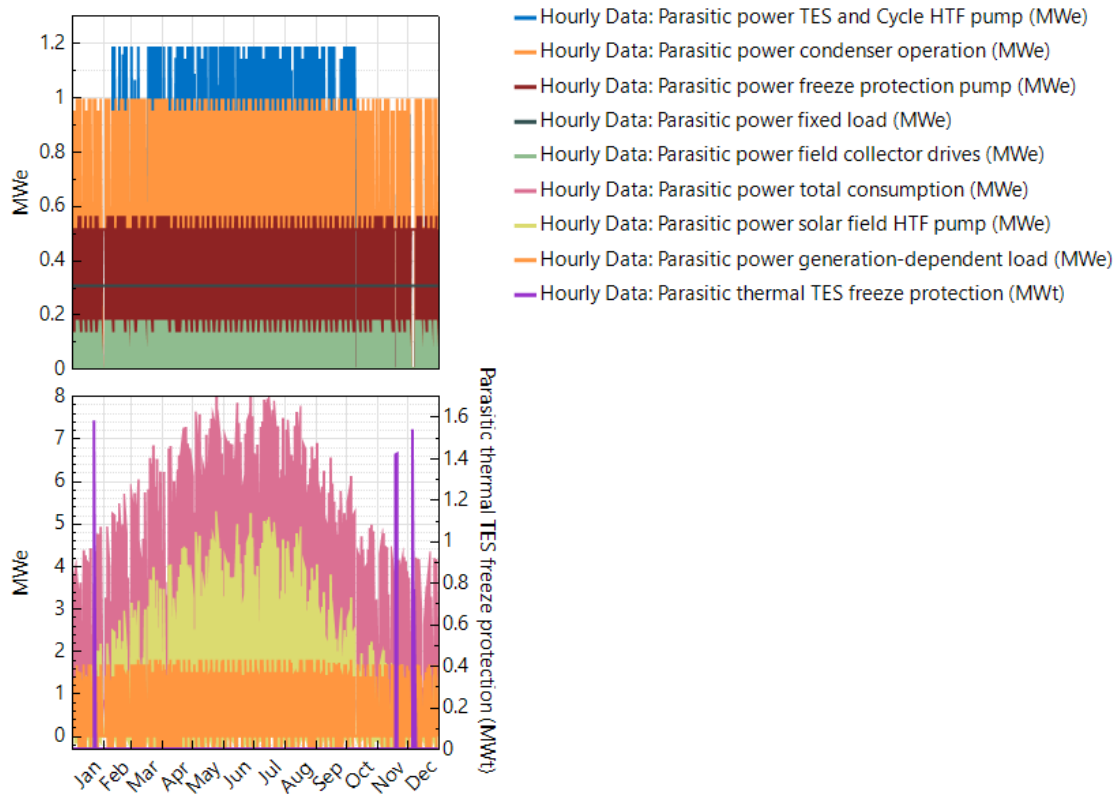


Ilustración 63. Gráfica del consumo desglosado de electricidad de la planta.

En este apartado, podemos graficar la distribución del consumo de electricidad de la propia planta, desglosado por “Parasitics”.

En la gráfica superior, se muestra la potencia empleada para el bombeo de los fluidos de almacenamiento TES y HTF, cuyo máximo consumo está en torno a 1,2 MWe, las operaciones del condensador, del orden de 1 MWe, el bombeo anticongelante de los líquidos, de 0,5 MWe, los mecanismos de los colectores en el campo solar, de 0,2 MWe y una carga fija de potencia de 0,3 MWe constante durante todo el año.

En la gráfica inferior se muestran otros consumos de electricidad más elevados, como la potencia eléctrica consumida en total, que alcanza su máximo en los meses de verano, en torno a 8 MWe y su mínimo en invierno, sobre los 4 MWe, el consumo de electricidad en el bombeo del HTF en el campo solar, de entre 5 y 2 MWe, la carga dependiente de la generación, de 1,75 MWe y el consumo en la protección de anticongelación del campo solar, cuyos máximos se alcanzan en los meses de invierno y suponen entre un 7,5 y 7 MWe.

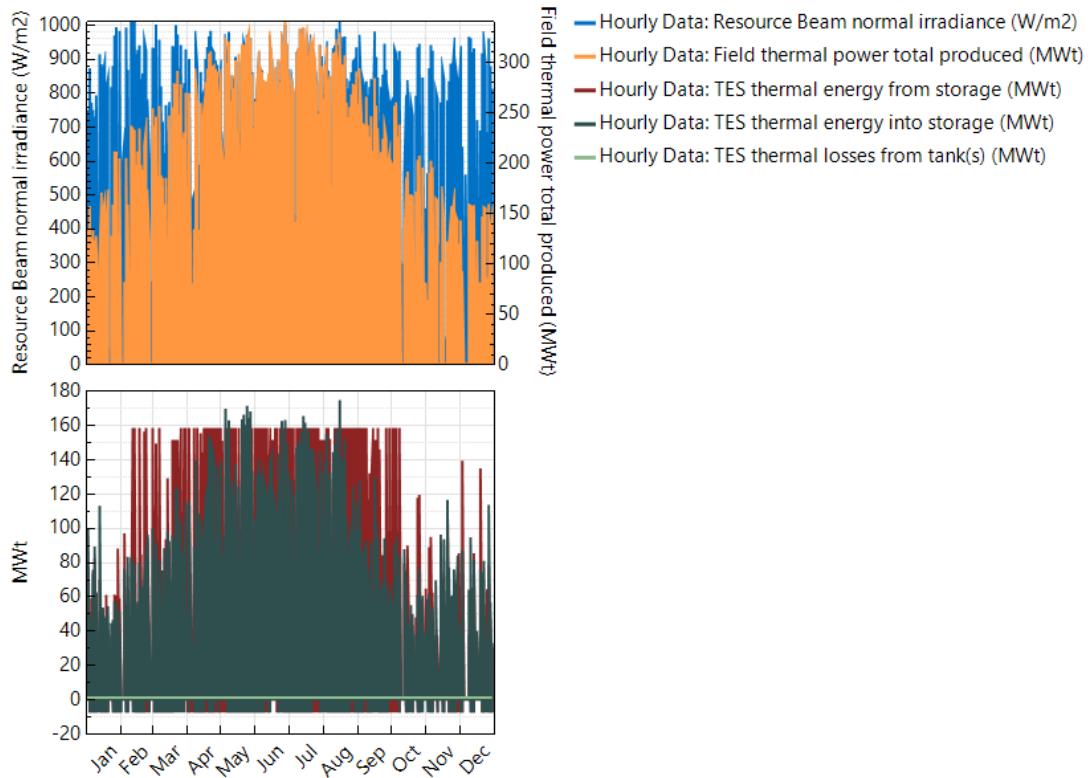


Ilustración 64. Gráficas de la irradiación solar y almacenamiento térmico.

En la anterior imagen, apreciamos dos gráficas.

En la superior, se plasma la irradiación normal solar en W/m^2 que incide durante todo el año y es comparado con la potencia térmica que produce el campo solar. Vemos como en los meses de verano es capaz de transferir y captar más potencia térmica de la radiación solar que en los meses de invierno, la cual no se aprovecha eficientemente.

En la inferior, está representada en color rojo oscuro la potencia térmica que es almacenada en los tanques y en verde oscuro la energía que es proporcionada por los tanques de almacenamiento. Apreciamos como en verano se almacena mucha más energía que la que se oferta a la red y en invierno la energía almacenada es menor debido a la menor irradiación solar.

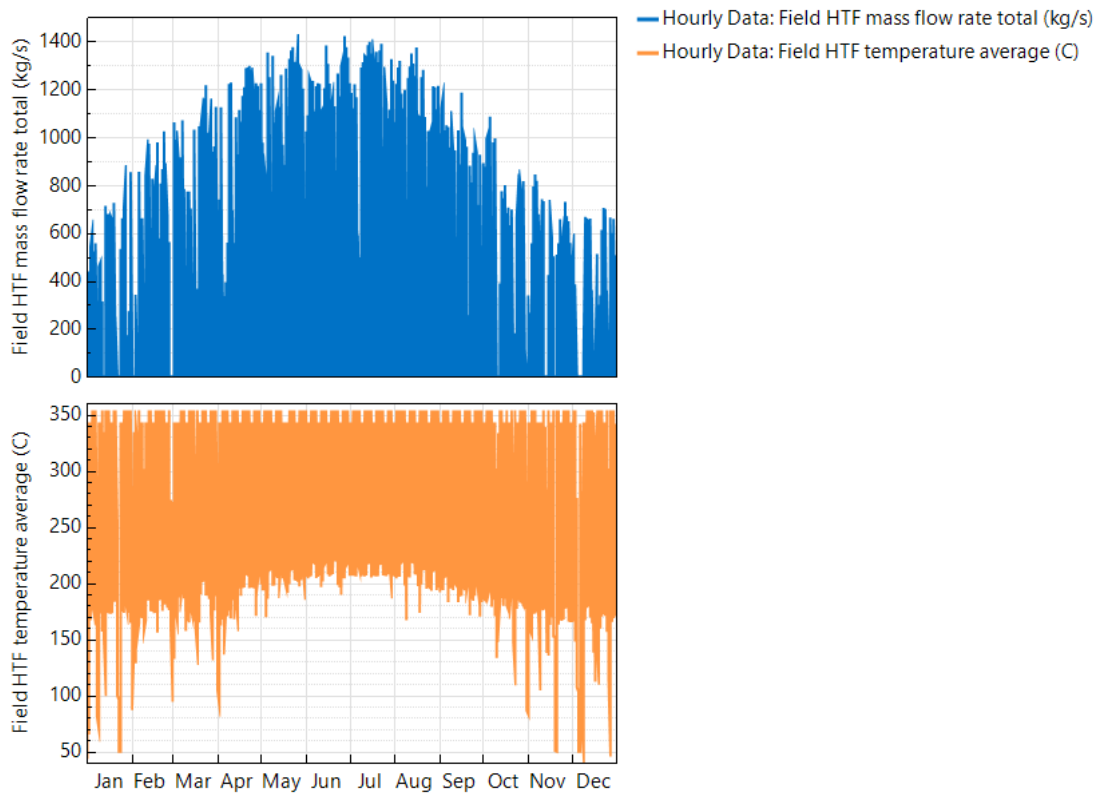


Ilustración 65. Flujo de masa total y temperatura media del HTF.

En los meses de verano vemos como existe un mayor flujo de masa del HTF ya que la planta genera más energía eléctrica al haber mayor recurso solar y en invierno es cuando menos flujo másico existe por el mismo motivo.

La temperatura del HTF como media se encuentra controlada durante todo el año entre 350 °C y 200 °C, pero existen picos de caída en la temperatura, en especial en noches o días muy fríos de invierno, donde peligra el posible congelamiento del HTF. Debido a esto, vemos como son fundamentales los sistemas de protección de anticongelamiento y porque consumen tanta potencia eléctrica, ya que tienen que elevar la temperatura del HTF rápidamente para evitar la solidificación de este.

En este apartado y como se mencionó anteriormente, puede ampliarse para visualizar parámetros en cualquier periodo temporal del año, desde meses, días y horas. Por ejemplo, podemos ver con detalle la producción eléctrica horaria de dos días del año con recurso solar distintos como en febrero y julio.

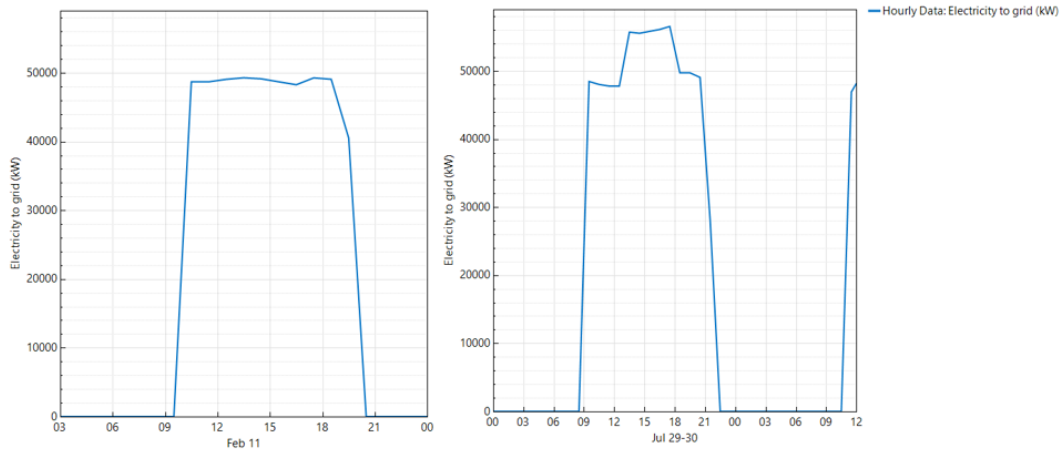


Ilustración 66. Producción eléctrica horaria el 11 de febrero y el 29 de julio.

La producción eléctrica en el 11 de febrero tiene como máximo 50 MW de potencia eléctrica y el 29 de julio, sobre unos 55 M. Puede parecer incoherente que en febrero y julio se envíe casi la misma cantidad de energía, sin embargo, la diferencia sustancial está en el número de horas en las que la planta entrega la electricidad.

En febrero, la planta es capaz de producir electricidad entre las 9 am y las 21 pm, no obstante, en julio, es capaz de producir desde las 8 am hasta pasadas las 22:30 pm del día siguiente, lo que significa una entrega de energía a la red mucho mayor al tener más horas de producción.

Éste es el verdadero potencial de las plantas de CSP, ya que son capaces de suplir la demanda energética a partir del recurso solar incluso durante las horas nocturnas.

Por último, existe el apartado “Profiles” que nos permite obtener perfiles mensuales de cada parámetro. Los más importantes a representar son la producción eléctrica a la red y la descarga de almacenamiento térmico al ciclo de potencia para la producción de electricidad.

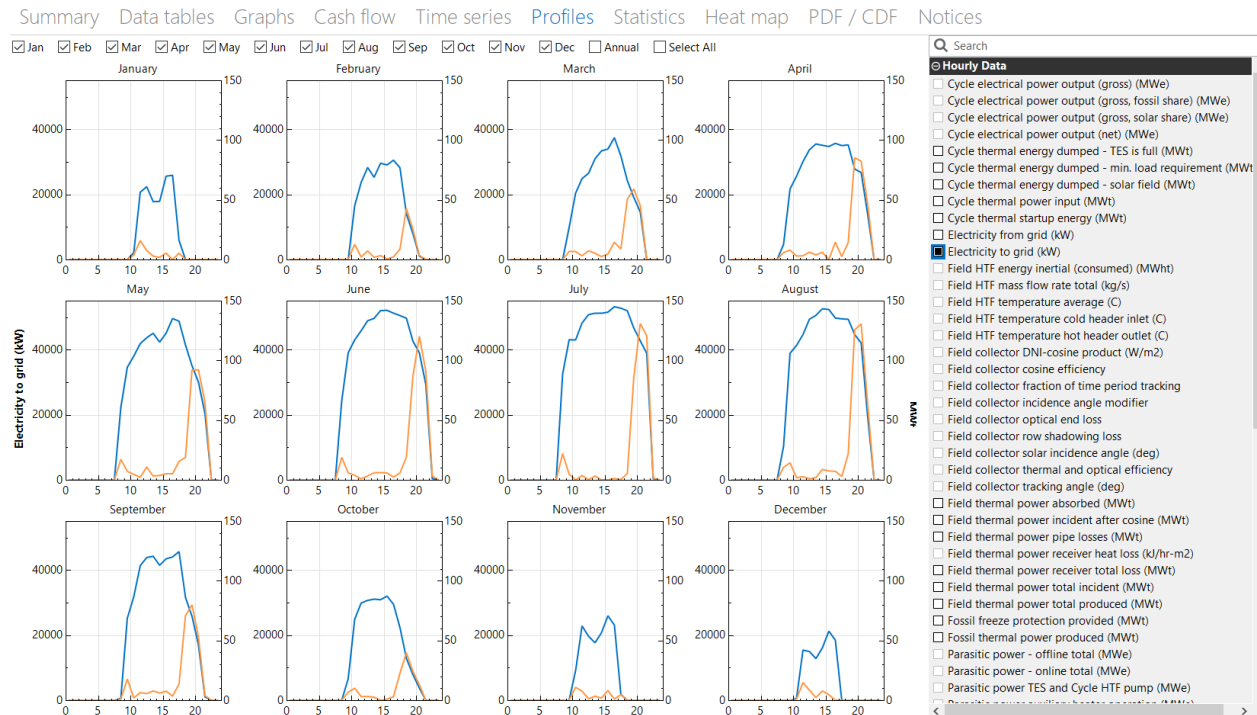


Ilustración 67. Perfiles de producción eléctrica y almacenamiento mensuales.

5 MODELO B. PLANTA CON HELISOL 5A

5A

5.1 Descripción de la planta con silicona como HTF

Para la simulación de la planta termosolar con HELISOL 5A, se usarán los mismos parámetros que la planta de DOWTHERM A, con el objetivo de comparar las dos plantas lo más exhaustivamente posible y bajo las mismas condiciones de localización, operación, almacenamiento y equipos instalados.

El calor representa 2/3 de la demanda de energía industrial y casi 1/5 del consumo mundial de energía. Ya sea generando calor de proceso para calentar materias primas en procesos químicos, para secado y limpieza o para convertir la energía del Sol, generando electricidad o vapor directo, existe una gran demanda de fluidos de transferencia de calor confiables y eficientes en el mercado industrial.

5.1.1 Descripción de HELISOL 5A

Los fluidos de transferencia de calor HELISOL ofrecidos por WACKER satisfacen estas necesidades porque son fluidos de silicona altamente estables, diseñados específicamente para aplicaciones de alta temperatura y para calefacción/refrigeración. Proporcionan excelentes beneficios económicos: operación eficiente, bajo mantenimiento y control preciso de la temperatura.

Con un rango de temperatura de funcionamiento de $-40\text{ }^{\circ}\text{C}$ a $425\text{ }^{\circ}\text{C}$ y gran versatilidad debido a su estructura química, los fluidos de transferencia de calor HELISOL tienen un perfil de propiedades sobresaliente, que los distingue de los materiales orgánicos como los aceites minerales y los fluidos de transferencia de calor aromáticos.

Los fluidos de transferencia de calor HELISOL que se manipulan y mantienen correctamente pueden utilizarse durante muchos años antes de que sea necesario reemplazarlos.

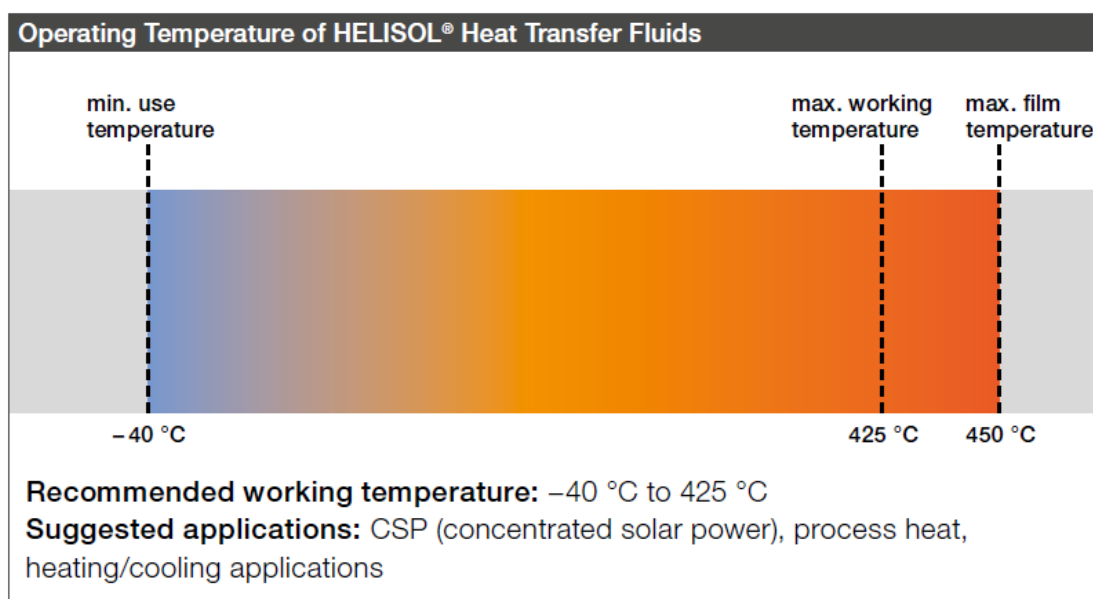


Ilustración 68. Rango de temperatura de los HTF de HELISOL. (WACKER, s.f.)

Ventajas generales de los HTF de HELISOL:

- Excepcional estabilidad térmica: Ideal para aplicaciones de muy alta temperatura por encima de la

barrera de 400 ° C. Se pueden esperar muchos años de funcionamiento confiable, incluso cuando operan continuamente al límite superior de temperatura recomendado.

- Punto de fluidez muy bajo: Proporciona capacidad de bombeo suficiente a temperaturas frías, especialmente adecuado para uso durante todo el año en climas más fríos.
- Punto de congelación extraordinariamente bajo: Una gran ventaja en comparación a otros HTF es el punto tan bajo de solidificación que posee, haciendo que no se requieran sistemas de anticongelante en los procesos para que correcto funcionamiento, ya que tiene un punto de congelación de – 65°C.
- Rango de temperatura muy amplio: Rendimiento eficiente y confiable en un amplio rango de uso óptimo de entre - 40°C a 425°C
- Menos riesgos para la salud y el medioambiente: Los fluidos de transferencia de calor HELISOL son polidimetilsiloxanos y no contienen ningún ingrediente peligroso. No se conocen reacciones peligrosas si se almacena correctamente.
- Potencial de ensuciamiento bajo: En general, los fluidos a base de silicona resisten la formación de sólidos y el ensuciamiento del sistema, lo que proporciona un servicio confiable a largo plazo y una posible reducción de los costos de mantenimiento.

El fluido de transferencia de calor (HTF) a base de silicona llamado HELISOL 5A ha sido objeto de investigación continua en proyectos de investigación nacionales e internacionales desde 2012. Últimamente, ha recibido el premio a la Innovación SolarPACES después de que se lograra una primera aplicación comercial con Royal Tech CSP Ltd en la ciudad de Yumen, China. (Christoph Hilgert, 2016)

El nuevo HTF tiene propiedades adecuadas para aplicaciones de colectores cilindroparabólicos y ha demostrado claramente su aplicabilidad a largo plazo en diferentes bucles de prueba a temperaturas de funcionamiento de 425 ° C en China y en Europa. Este aumento sustancial de la temperatura en la tecnología cilindroparabólica va de la mano con un hidrógeno aceptable en su tasa de formación, un punto de congelación por debajo de - 40 ° C y una alta eficiencia, seguridad ocupacional y ambientalmente aceptable, todo ello a un costo aceptable.

Desde abril de 2018 está disponible una norma española nacional, que fue elaborada en base a la aplicación de la mezcla comúnmente utilizada de óxido de difenilo y bifenilo (DPO / BP) o aceite térmico.

Por lo tanto, para la calificación de HELISOL 5A, existen dos normas nacionales alemanas de CSP no relacionadas, las cuales son, DIN 51522 (para HTF) y DIN 51529 (para HTF usado) y que se utilizaron como referencia. Estas normas comprenden la calificación de exámenes y requisitos que el HTF bajo investigación debe someterse o cumplir para su aprobación.

Según las propiedades químicas y sus condiciones, algunos de los exámenes no sirven para HTF a base de silicona. Así, los exámenes inadecuados fueron sustituidos por los adecuados, que se desarrollaron junto con el proceso de calificación de HELISOL 5A.

Al menos en términos de HTF sintético, se hizo evidente que las actividades de calificación responsable deben incorporar el hecho de que los HTF usados difieren significativamente de sus condiciones iniciales.

Este hecho conduce a la necesidad de analizar el HTF usado y, en consecuencia, puede tener un impacto en los resultados del HTF usado en términos de desempeño termodinámico, pero también en confiabilidad de operación, salud ocupacional y seguridad ambiental.

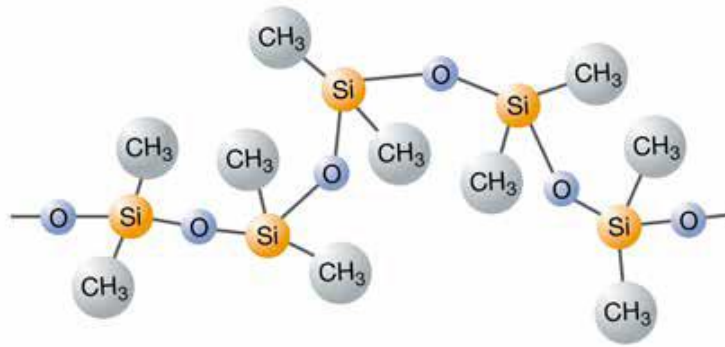


Ilustración 69. Estructura molecular de HELISOL 5A.

La viabilidad técnica específica de un nuevo HTF para aplicaciones de colectores cilindroparabólicos se puede lograr cumpliendo una variedad de requisitos con el fin de garantizar un funcionamiento confiable a largo plazo del HTF que incorpora la propia instalación contenedora.

Las investigaciones de laboratorio correspondientes se han realizado de forma independiente en laboratorios de WACKER, DLR y otros lugares. Estas actividades comprenden el análisis de propiedades fisicoquímicas como el punto de congelación y ebullición, la presión de vapor, la densidad, la capacidad calorífica o la variación de entalpía, la conductividad térmica y la solubilidad de gases como el nitrógeno, en el rango de temperatura de 20 ° C hasta 425 ° C. El envejecimiento térmico también es relevante ya que afecta la temperatura máxima de funcionamiento del HTF.

Además de los datos del fluido en condiciones ideales, se investigaron las propiedades de un entorno HTF usado típico para evitar cambios indeseables que perjudiquen el funcionamiento de la planta o la durabilidad de los componentes. La funcionalidad de escala de bucle se demostró en la Plataforma Solar de Almería, mientras que las investigaciones relacionadas con la seguridad operativa fueron ejecutadas principalmente por DTM GmbH & Co. KG en cooperación con TÜV NORD Systems GmbH & Co. KG en otros lugares.

5.1.2 Propiedades de HELISOL 5A

A continuación, se van a plasmar las propiedades termodinámicas de HELISOL 5A, necesarias para introducirlas en el modelo de simulación ya que éste no está predeterminado en el programa SAM, por lo que se procederá a agregarlas manualmente.

Temperature-dependent inter- (bold) and extrapolated (standard) data after extended use:

Temperature [°C]	Vapour pressure [bar]	Density [g/mL]	Viscosity [mPa.s]	Specific heat capac. [kJ/kg.K]	Thermal conduct. [mW/m.K]	Prandtl-number Pr	Reynolds-number Re
-40	0.00	0.991	13.11	1.599	145.7	143.9	14803
0	0.00	0.947	5.65	1.680	133.1	71.3	33039
25	0.00	0.919	3.67	1.730	125.7	50.5	49492
50	0.00	0.893	2.50	1.779	118.6	37.5	70843
100	0.03	0.844	1.27	1.875	105.6	22.5	131932
150	0.20	0.798	0.71	1.969	94.0	14.9	222917
200	0.78	0.751	0.43	2.060	83.8	10.6	345435
250	2.16	0.699	0.28	2.149	75.1	8.1	494544
300	4.83	0.638	0.20	2.235	67.8	6.5	659033
350	9.24	0.569	0.15	2.319	61.9	5.5	821100
400	15.8	0.498	0.11	2.400	57.4	4.8	965796
425	20.0	0.465	0.10	2.440	55.7	4.5	1027699
450	24.8	0.438	0.09	2.479	54.3	4.3	1081128

Tabla 14. Propiedades termodinámicas de HELISOL 5A. (Prieto, 2021)

Observamos que tenemos varias propiedades que son función de otras, por ejemplo: (Hernández, s.f.)

- Prandtl: Indica un número adimensional proporcional al cociente de la velocidad de difusión de la cantidad de momento, es decir, la viscosidad, y la difusividad térmica.

$$Pr = \frac{v}{\alpha} = \frac{\mu * C_p}{k}$$

Ecuación 10. Número de Prandtl.

Donde, v= viscosidad cinemática (m²/s); α=difusividad térmica (m²/s); μ=viscosidad dinámica (Pa*s); C_p= Calor específico (J/(kg*K)) y k=conductividad térmica (W/(m*K)).

- Reynolds: Es un número adimensional que relaciona las fuerzas inerciales entre las fuerzas viscosas presentes en el fluido.

$$Re = \frac{\rho * u * D_{int}}{\mu}$$

Ecuación 11. Número de Reynolds.

Donde, u=velocidad del fluido (m/s); ρ=densidad del fluido (kg/m³); μ=viscosidad dinámica (Pa*s) y D_{int}= diámetro interior de la tubería (m).

- Entalpía: Podemos expresar la entalpía como:

$$H = C_p * T$$

Ecuación 12. Fórmula de la entalpía.

Donde, para que la entalpía esté en kJ/kg, el C_p debe estar en kJ/(kg*K) y la temperatura en Kelvin, K.

- Viscosidad dinámica: Es la resistencia a la fluencia o movimiento de un fluido, de forma que cuanto más viscoso sea, más denso será. Podemos relacionarla como el cociente entre la viscosidad cinemática y la densidad:

$$\mu = \frac{v}{\rho}$$

Ecuación 13. Relación de viscosidades con la densidad.

Tras aplicar estas relaciones entre propiedades en Excel, obtenemos:

Temperatura (K)	Temperatura (°C)	Presión de Vapor (bar)	Capacidad Calorífica Específica (kJ/(kg*K))	Densidad (kg/m ³)	Viscosidad Dinámica (Pa*s)	Viscosidad Cinemática (m ² *s)	Conductividad Térmica (W/(m*K))	Entalpía (J/kg)	Prandtl	Reynolds
233	-40	0,00	1,599	991	0,01311	0,00001323	0,1457	372567	143,9	14803
273	0	0,00	1,680	947	0,00565	0,00000597	0,1331	458640	71,3	33039
298	25	0,00	1,730	919	0,00367	0,00000399	0,1257	515540	50,5	49492
323	50	0,00	1,779	893	0,00250	0,00000280	0,1186	574617	37,5	70843
373	100	0,03	1,875	844	0,00127	0,00000150	0,1056	699375	22,5	131932
423	150	0,20	1,969	798	0,00071	0,00000089	0,0940	832887	14,9	222917
473	200	0,78	2,060	751	0,00043	0,00000057	0,0838	974380	10,6	345435
523	250	2,16	2,149	699	0,00028	0,00000040	0,0751	1123927	8,1	494544
573	300	4,83	2,235	638	0,00020	0,00000031	0,0678	1280655	6,5	659033
623	350	9,24	2,319	569	0,00015	0,00000026	0,0619	1444737	5,5	821100
673	400	15,80	2,400	498	0,00011	0,00000022	0,0574	1615200	4,8	965796
698	425	20,00	2,440	465	0,00010	0,00000022	0,0557	1703120	4,5	1027699
723	450	24,80	2,479	438	0,00009	0,00000021	0,0543	1792317	4,3	1081128

Tabla 15. Propiedades termodinámicas extendidas de HELISOL 5A.

Estas variables con sus respectivas unidades son la que serán introducidas en la simulación de la planta con silicona.

5.1.3 Instalación de prueba PROMETEO

Para analizar el comportamiento real de HELISOL 5A, a continuación, se plasma una instalación de prueba, la cual estudia y expone la viabilidad del producto derivado de la silicona como fluido caloportador competitivo en el mercado. (Christoph Hilgert, 2016)

La instalación de prueba PROMETEO consta de dos colectores cilindroparabólicos alineados este-oeste

“Ibertrough” con ocho módulos de canal de 12 m de largo cada uno (un ancho de apertura de 7.334 mm, longitud focal de 2.172 mm) y el resto de la planta. PROMETEO fue construido en 2010 y remodelado en 2016. Esto último sucedió con el fin de permitir un funcionamiento continuo en condiciones de funcionamiento con temperaturas de fluido de hasta 450 ° C.

Para ello, se instalaron nuevos conjuntos de realización de rotación y expansión (REPA) de Senior Flexonics y elementos recolectores de calor (HCE) de 70 mm de diámetro de RIOGLASS.

Se integró un tanque intermedio adicional diseñado por TSK Flagsol entre la salida del colector y el equilibrio de la planta. Esta llamada línea de retención, almacena HTF durante un tiempo variable de aproximadamente 4 a 9 minutos, lo que representa el tiempo de residencia del HTF que fluye a través de un tubo colector típico en una planta de energía de 50 MWe.

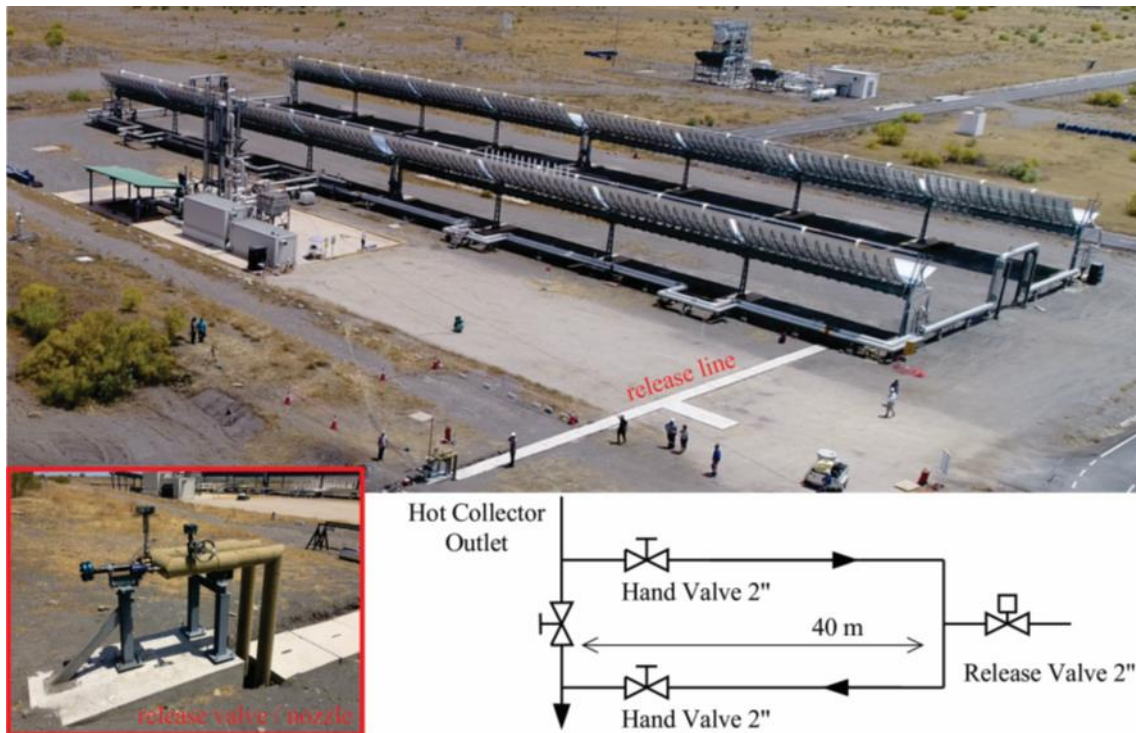


Ilustración 70. Vista aérea de la instalación de prueba PROMETEO con la línea de liberación de HTF. (Christoph Hilgert, 2016)

La ilustración de arriba trata de un conjunto de imágenes, donde la superior trata de la vista aérea de la instalación de prueba PROMETEO con la línea de liberación de HTF. En la parte inferior izquierda en marco rojo, se encuentra en primer plano la válvula de liberación y la boquilla, y en la parte inferior derecha, tenemos un diagrama de flujo de la línea de liberación.

HELISOL 5A se utilizó en la operación solar de la prueba PROMETEO a 425 ° C durante 480 horas, incluida la aplicación de operación a temperaturas más bajas y se acumularon 1.100 horas de funcionamiento solar. La operación diaria rara vez se vio interrumpida por problemas técnicos menores, derivados de la propia instalación PROMETEO.

Durante la operación, se mantuvo un volumen promedio de 3,5 m³ a 425 ° C dentro de la línea de retención, mientras que el volumen total caliente de la instalación asciende a 6,7 m³ (excluyendo el vaso de expansión e incluida la línea de retención).

En términos de presión, se operaron con los límites superior e inferior de la instalación. Esto da como resultado valores de presión de 27 bar (425 ° C) en la salida del colector o de 15 bar (425 ° C) en el mismo lugar. Especialmente la operación a 15 bar no condujo a la ebullición de HTF.

El HTF orgánico y a base de silicona en aplicaciones de centrales eléctricas de concentración cilindro parabólico puede causar incendios peligrosos en caso de fugas, en combinación con superficies calientes u otras fuentes de ignición. Se demostró que la temperatura de autoignición indicada en la hoja de datos técnicos,

que ha sido determinada por exámenes de laboratorio analíticos de acuerdo con DIN ° EN 14522, no coincide con los resultados correspondientes en los experimentos a escala de prueba.

Estos resultados han demostrado que HELISOL 5A no se autoinflama en condiciones normales de temperatura de trabajo (425 ° C) aunque el HTF líquido o gaseoso está en contacto con superficies calientes. Posteriormente, con base en los hallazgos anteriores, se simuló una ruptura de tubería en un entorno realista de la planta y en condiciones a gran escala.

Por lo tanto, se conectó un tubo de anillo aislado de 2 " a la línea de retorno, desde la salida del colector caliente de la prueba PROMETEO.



Ilustración 71. Serie de fotos tomadas durante la liberación de HELISOL 5A. (Christoph Hilgert, 2016)

En la imagen podemos observar detenidamente una serie de fotos tomadas durante los primeros 3 segundos de la prueba de liberación de HELISOL 5A a 420 ° C.

A una distancia de 40 metros de la instalación de prueba PROMETEO, se instala una válvula de liberación rápida (apertura y cierre, cada una en 0,2 segundos). Esta válvula se controla de forma remota y se cierra automáticamente en caso de pérdida de energía. En la salida del chorro, es posible montar boquillas de liberación intercambiables con diferentes diámetros ($\frac{3}{4}$ "y 2"). El área de liberación se limpió en términos de posibles cargas de incendio (biomasa, etc.). El suelo arenoso se alisó para poder eliminarlo fácilmente después de la prueba de liberación.

Para la prueba de descarga, se operó la instalación PROMETEO hasta que se alcanzó una temperatura HELISOL 5A de 420 ° C (± 3 K) en ambos lugares, la salida del colector y cerca de la válvula de descarga.

Luego, la válvula de liberación se activó de forma remota y se abrió una sección transversal de 2 "de diámetro al medioambiente durante 10 segundos hasta que se cerró de nuevo. En la figura 72 se muestran una serie de fotografías tomadas durante los primeros 3 segundos de la prueba de liberación hasta que se cumplieron las condiciones de estado estable.

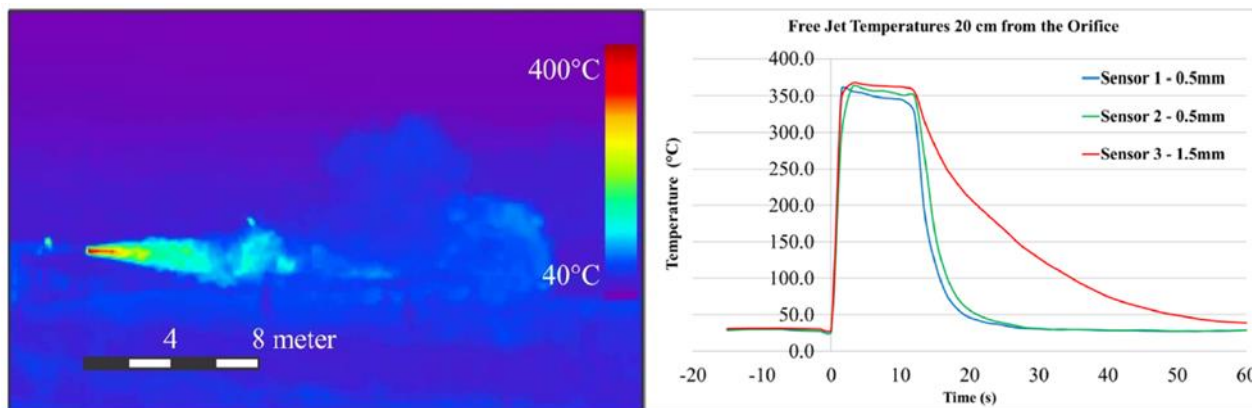


Ilustración 72. Imagen infrarroja de la prueba de liberación y lectura de temperaturas. (Christoph Hilgert, 2016)

En la imagen de la izquierda, vemos una fotografía infrarroja de la prueba de liberación tomada por una cámara THT70 y en la imagen de la derecha, una lectura de temperatura de tres termopares tipo K ubicados dentro del chorro libre durante la prueba de liberación HELISOL 5A a 420 °C.

Se tomó una serie de imágenes infrarrojas con una cámara de mano THT70, durante la prueba de liberación con el fin de evaluar las temperaturas diferenciales del HTF con fugas y expansión.

Con base en la ilustración 72, se puede afirmar que la temperatura inicial del sistema disminuye significativamente a lo largo del chorro abierto. A una distancia de aproximadamente 10 a 12 metros, la temperatura del vapor de HTF está cerca de la temperatura de la superficie del suelo circundante.

5.1.4 Formación de gases

Debido a los procesos de degradación, los productos gaseosos y de bajo punto de ebullición como el metano, etano e hidrógeno se forman a partir de polidimetilsiloxanos como HELISOL 5A. En los laboratorios, esta formación se puede analizar cuantitativamente mediante un experimento de envejecimiento térmico de algunos gramos de material de prueba, que se introducen en tubos de ensayo hechos de vidrio de borosilicato.

Los tubos de ensayo sellados solo tienen una permeación insignificante para los productos formados. Los tubos de ensayo se guardan durante intervalos de tiempo definidos dentro de un horno especial que permite el almacenamiento isotérmico.

Por lo tanto, la cantidad de gas por masa de fluido caloportador debe considerarse como la cantidad que realmente se ha formado a partir del HTF, dentro del período de tiempo considerado a una temperatura específica. La cantidad de productos de degradación gaseosos se determina abriendo el tubo de ensayo que incluye la muestra de HTF envejecida dentro de un recipiente de acero hermético, que es equipado con una válvula.

Gas	A en $\mu\text{mol}/(\text{g}\cdot\text{h})$	Ea en kJ/mol	n
Hidrógeno	$2,65 \cdot 10^{29}$	416,7	-0,81
Metano	$7,24 \cdot 10^{26}$	373,8	-0,26
Etano	$2,62 \cdot 10^{20}$	302,3	-0,25

Tabla 16. Formación de gases por degradación de HELISOL 5A.

Los gases contenidos se mezclan luego con una cantidad definida de gas y luego se transfieren a un microcromatógrafo de gases para el análisis de composición. Teniendo en cuenta el volumen, la presión, la temperatura y la composición de la mezcla de gases, se puede calcular la cantidad absoluta de cada gas. Así, se

obtienen los gases formados por masa de HTF. Los gases formados por HTF (b en $\mu\text{mol} / \text{g}$) se pueden describir con cinéticas de reacción de orden parcial.

$$b = (A e^{-E_a / RT} t^{(1-n)} + b_0 (1-n))^{1/(1-n)}$$

Ecuación 14. Formación de gases por degradación en HELISOL 5A.

Los parámetros en la ecuación anterior son la concentración inicial de gas (b_0 en $\mu\text{mol} / \text{g}$), la duración del envejecimiento (t en horas), la constante general del gas (R), la temperatura absoluta (T en K) y los parámetros cinéticos que comprenden un factor preexponencial (A en $\mu\text{mol} / (\text{g} \cdot \text{h})$), una energía de activación (E_a en kJ / mol) y un orden de reacción (n) de acuerdo con la tabla 16. Estos últimos son solo parámetros de reacción aparentes, ya que no describen ninguna reacción.

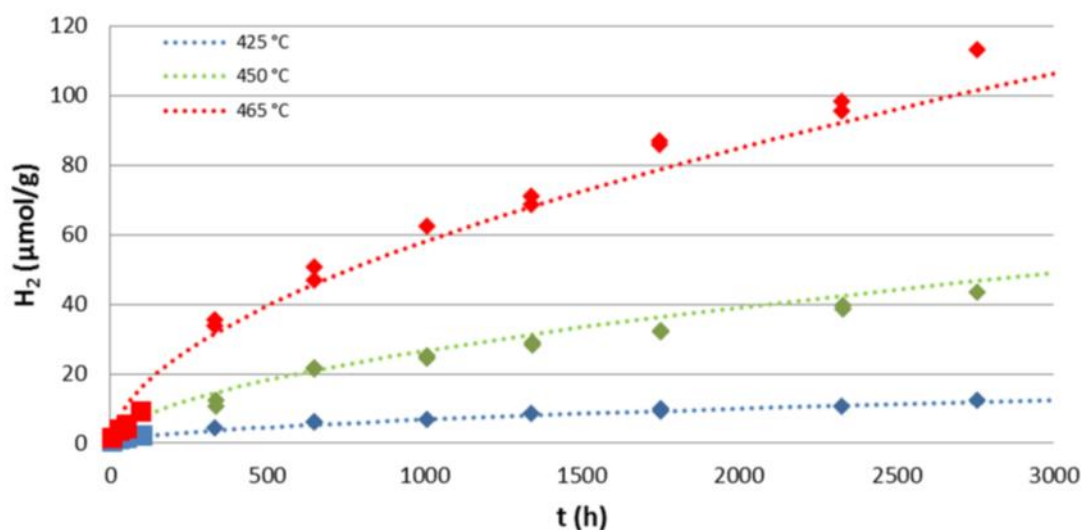


Ilustración 73. Formación de hidrógeno a partir de HELISOL 5A a 425 ° C, 450 ° C y 465 ° C. (Christoph Hilgert, 2016)

En la gráfica se observa la formación de hidrógeno a partir de HELISOL 5A a diferentes temperaturas, de 425 ° C, 450 ° C y 465 ° C en un experimento de laboratorio utilizando ampollas de borosilicato y una formación simulada de acuerdo con la ecuación 14 y la tabla 16.

Los gases formados se distribuyen entre el HTF líquido y los espacios de gas, de acuerdo con la solubilidad del gas, dando lugar a concentraciones considerablemente más bajas en comparación con la formación de gas por masa de HTF en ampollas de vidrio. Además, los gases se pueden eliminar de un sistema de CSP mediante procesos de ventilación, fugas y procesos de permeabilidad.

Se obtuvo una muestra representativa de HTF que incluye todos los gases disueltos cerrando la salida del cilindro de muestreo lleno antes de cerrar la entrada. Después de enfriar y desmontar el cilindro del dispositivo de muestreo, la muestra separada se analizó en el laboratorio. La cuantificación de los gases disueltos se basa en una combinación de medición de presión y análisis de composición mediante microcromatografía de gases.

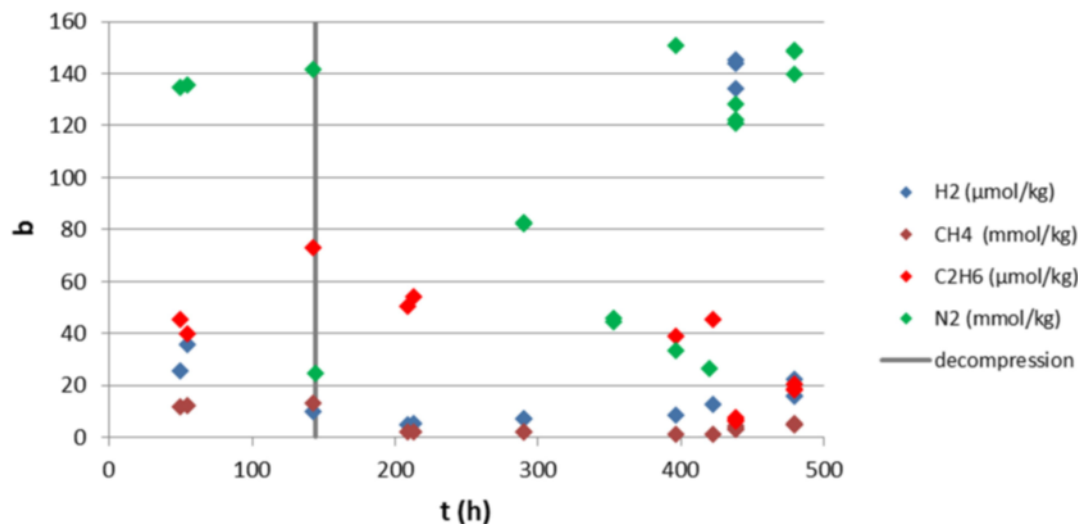


Ilustración 74. Gases disueltos en HELISOL 5A durante la prueba de validación. (Christoph Hilgert, 2016)

En la imagen podemos observar las diferentes formaciones de H_2 : hidrógeno, CH_4 : metano y C_2H_6 : etano, en la instalación de prueba de PROMETEO. La formación de estos gases conlleva siempre un peor funcionamiento y aplicación de los HTF, ya que éstos son altamente inflamables y pueden acarrear problemas si se producen fugas o se trabaja con alta temperatura. A su vez, la existencia de gases en los líquidos puede dificultar u obstruir las bombas que son empleadas en su proceso de bombeo por toda la central.

Después de 144 horas a 425°C , los gases disueltos fueron ventilados al ambiente descomprimiendo el circuito HTF a una temperatura de aproximadamente 20°C . Las concentraciones inicialmente altas cayeron considerablemente, como era de esperar. El nitrógeno se reponía después de la descompresión y luego se reducía gradualmente de nuevo, para verificar los posibles efectos en la operación de la planta como resultado de la baja presión del sistema. Incluso la presión más baja del sistema (15 bar a 425°C) se correlaciona con una concentración de nitrógeno de aproximadamente 30 mmol/kg , los cuales no causaron ningún problema de transferencia de calor o una ebullición indeseable del fluido.

5.1.5 Seguridad operacional

Las siguientes investigaciones fueron seleccionadas para evaluar la seguridad operacional de HELISOL 5A: (Christoph Hilgert, 2019)

- Persistencia de la llama de la mecha según DIN EN ISO 14935
- Reacción de HELISOL 5A y DPO / BP con sal fundida ($\text{NaNO}_3 / \text{KNO}_3$, 60/40% en peso)
- Prueba de ignición por pulverización según DIN EN ISO 15029
- Inflamabilidad en contacto con superficies calientes según DIN EN ISO 20823
- Prueba de simulación / liberación de rotura de tubo a $420^\circ\text{C} / 17\text{ bar}$

La determinación del tiempo de postcombustión de una mecha empapada en HTF se realizó de acuerdo con DIN EN ISO 14935.

La mecha empapada en HTF se expone en un extremo a una llama de encendido durante un período de tiempo definido de 2 segundos. Se mide el tiempo de post-llama y ambos HTF, HELISOL 5A y DPO/BP no pasaron la prueba. En ambos casos, toda la mecha se incendió y permaneció encendida durante más de 60 segundos.

El comportamiento al fuego de HELISOL 5A en comparación con DPO / BP puede describirse como menos energético, ya que la apariencia de la llama, la temperatura de la llama y la duración del fuego parecen ser más conservadoras. Esta observación se correlaciona con la comparación de la energía de combustión proporcionada en las fichas técnicas de los HTF (36 MJ/kg para DPO / BP, 26 MJ/kg para HELISOL 5A).

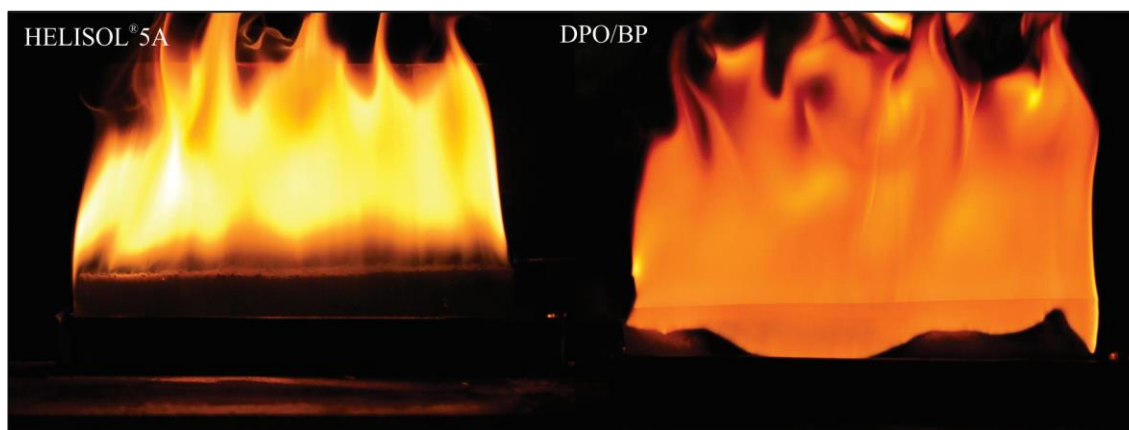


Ilustración 75. Prueba de llama de mecha. (Christoph Hilgert, 2016)

La prueba de llama de mecha se produjo según DIN EN ISO 14935, donde al lado izquierdo tenemos al HELISOL 5A y en el lado derecho a DPO / BP, donde ambas mechas se encontraban atrapadas.

Algunos de los productos quemados de HELISOL 5A (principalmente dióxido de silicio – SiO_2) se depositan sobre la mecha y forman una especie de barrera que gradualmente, tras unos minutos, se separa de la llama de la mecha empapada. Cuando la capa es lo suficientemente gruesa, la llama de HELISOL 5A deja de arder sin influencias externas.

5.1.6 Datos de seguridad

El nombre comercial del producto es HELISOL 5A, el cual se trata de un fluido caloportador empleado de forma industrial. Se trata de un polímero exento de registro, según el artículo 2 del Reglamento (CE) 1907/2006. (WACKER, 2021). El fabricante o proveedor es Wacker Chemie AG, con calle Hanns-Seidel-Platz 4 en D 81737 München.

En cuanto a la identificación de peligros, no se trata de una sustancia o mezcla peligrosa y no se requiere etiquetado conforme al SGA, clasificación de acuerdo con el Reglamento (CE) n.º 1272/2008. Su composición química es de polidimetilsiloxano y no contiene ingredientes peligrosos por encima del valor de corte ni sustancias extremadamente preocupantes (Reglamento REACH (CE) n.º 1907/2006, artículo 57) en cantidades $\geq 0,1\%$.

En lo referente a primeros auxilios, en caso de accidente o malestar consultar al médico (si es posible mostrarle la etiqueta). Después del contacto con los ojos, lavar rápidamente con abundante agua y si persiste la irritación, pedir consejo médico. Tras el contacto con la piel: lavar con abundante agua o agua y jabón. En caso de alteraciones cutáneas o dolor, acudir al médico (si es posible, mostrar la etiqueta o la ficha de seguridad). Después de la inhalación, hacer entrar aire fresco. Si se produce ingestión, permitir que la persona beba abundante agua a pequeños sorbos. No provocar el vómito.

Las medidas de lucha contra incendios son las siguientes:

Los medios extintores adecuados son de niebla de agua, polvo extintor, espuma resistente al alcohol, dióxido de carbono, arena y los que no resultan adecuados son el chorro de agua pulverizada o chorro de agua.

En caso de incendio, es posible que se produzcan gases inflamables o vapores peligrosos. La exposición a productos de combustión puede suponer un peligro para la salud. Los productos de descomposición peligrosos en caso de incendio son: óxidos de carbono, óxidos de silicio, hidrocarburos quemados incompletamente, gases de humo tóxicos. Para la lucha del personal contra incendios se requiere usar una máscara respiratoria independiente del aire ambiental y mantener alejadas las personas sin protección.

Precauciones relacionadas con el medioambiente son:

Evitar que penetre en las aguas, aguas residuales y en el suelo. Detener la fuga si puede realizarse sin peligro y contener el líquido derramado con el material adecuado (por ejemplo, tierra). Retener el agua contaminada/el agua utilizada para la extinción de incendios. Eliminación en recipientes etiquetados según prescripción. Al verter en aguas fluviales, alcantarilla o subsuelo, informar a las autoridades competentes. Recoger con medios mecánicos y eliminar de forma adecuada, sin agua.

En pequeñas cantidades: Efectuar la recogida y la eliminación reglamentaria con materiales neutros (no alcalinos/no ácidos).

Con cantidades grandes: Los líquidos se pueden recuperar utilizando dispositivos o bombas de succión. Si son inflamables, solamente se debe usar equipo eléctrico con la clasificación nominal adecuada. Eliminar el eventual sedimento residual que se desprenda con un producto de limpieza o biodegradable. Los fluidos de silicona son resbalosos; los derrames representan un riesgo a la seguridad, aplique arena u otro material granular inerte para mejorar la tracción.

Parte de la silicona no es biodegradable, es por ello por lo que su eliminación se trata por adsorción con lodos activados. Los polidimetilsiloxanos se pueden desintegrar, en cierto grado, mediante procesos abióticos. Su bioacumulación es improbable, es insoluble en agua y es absorbido por el suelo.

Para la correcta manipulación del HELISOL 5A se deben evitar la formación de aerosoles y se recomienda el uso de medidas de protección como llevar mascarilla, en caso de formación de aerosoles. Cuando se derrama esta sustancia aumenta el peligro de resbalar. En caso de exposición a neblina, proyección o aerosol, llevar una protección respiratoria personal apropiada y un traje protector. Equipo respiratorio adecuado: Media máscara filtrante, conforme a las normas reconocidas como EN 149. El tipo de filtro recomendado es la mascarilla FFP1 o filtro equivalente, conforme a las normas reconocidas como EN 149.

Las condiciones de almacenamiento son: observar la normativa local, conservarlo en envases herméticamente cerrados y en lugares secos y frescos. La temperatura máxima de almacenamiento y transporte es de 40°C y no se conocen reacciones peligrosas en caso de un almacenamiento adecuado.

Hay condiciones que deben evitarse, como una temperatura de funcionamiento, en ausencia de oxígeno y agua, así como de todo tipo de impurezas y la formación de productos peligrosos, ya que al utilizarse conforme a su destino previsto (hasta 425 °C), pueden formarse (en ausencia de oxígeno y tras un tiempo operativo relativamente largo) cantidades mínimas de metano, hidrógeno y silanos volátiles, que dan lugar a una nueva reducción del punto de inflamación.

En cuanto a su reactividad y estabilidad, al utilizarse hasta 425 °C, se forman cantidades en menos del 25% de una mezcla de siloxanos cíclicos D. Este hecho reduce el punto de inflamación a 50 °C, disminuye el límite inferior de explosividad e incrementa la presión de vapor.

5.2 Proceso de simulación en SAM

A continuación, se va a realizar la simulación en SAM con las propiedades del HELISOL 5A.

Ya que SAM no tiene como predeterminado el fluido, tenemos que introducir manualmente las propiedades termodinámicas. Para ello, es necesario elegir el modelo de simulación de “Parabolic Trough – Physical”, ya que este modelo de CSP consiste en analizar la planta a partir de las ecuaciones y propiedades termodinámicas de los fluidos. Se elegirá también el modelo financiero de “Single Owner” o dueño único, igual que en la simulación con DOWTHERM A.

Para realizar la comparación exhaustiva entre los dos fluidos, las condiciones de las plantas a simular serán las mismas, a excepción de las propiedades del HTF, ya que es el elemento de estudio y que varía.

5.2.1 Localización y recurso

Por tanto, la localización de la planta y su recurso solar serán las mismas que en la simulación anterior. Para verlas, basta con observar de nuevo las ilustraciones 43 y 44.

5.2.2 Diseño del sistema

En el diseño del sistema, aplicaremos también las mismas condiciones que la planta anterior. Tras realizar el análisis paramétrico, volvemos a introducir el múltiplo solar de 2,25 y un número de 3 horas de almacenamiento térmico.

Sin embargo, en las propiedades del HTF a la salida del lazo, podemos modificarlo y aumentar su temperatura, ya que las HELIOSOL 5A es capaz de trabajar a una elevada temperatura que DOWTHERM A, por lo que podemos aumentarlo a 420°C.

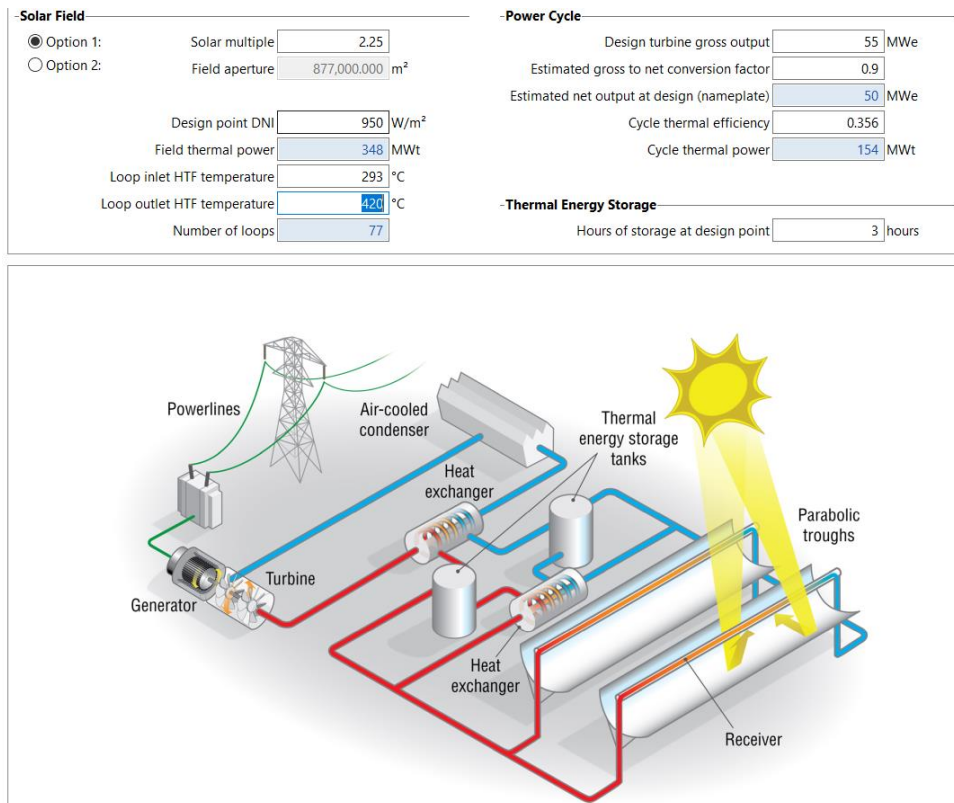


Ilustración 76. Diseño del sistema de la planta con HELIOSOL 5A.

5.2.3 Campo solar

En el campo solar, introduciremos los mismos datos que en la simulación anterior, salvo por la elección del fluido caloportador, del cual escribiremos las propiedades termodinámicas.

En el apartado de Heat Transfer Fluid, viene el HTF a definir y ya que no viene predeterminado por SAM el HELIOSOL 5A, le damos a User-defined.

Tras esto, podremos introducir tantos puntos de propiedades como deseemos, las cuales son:

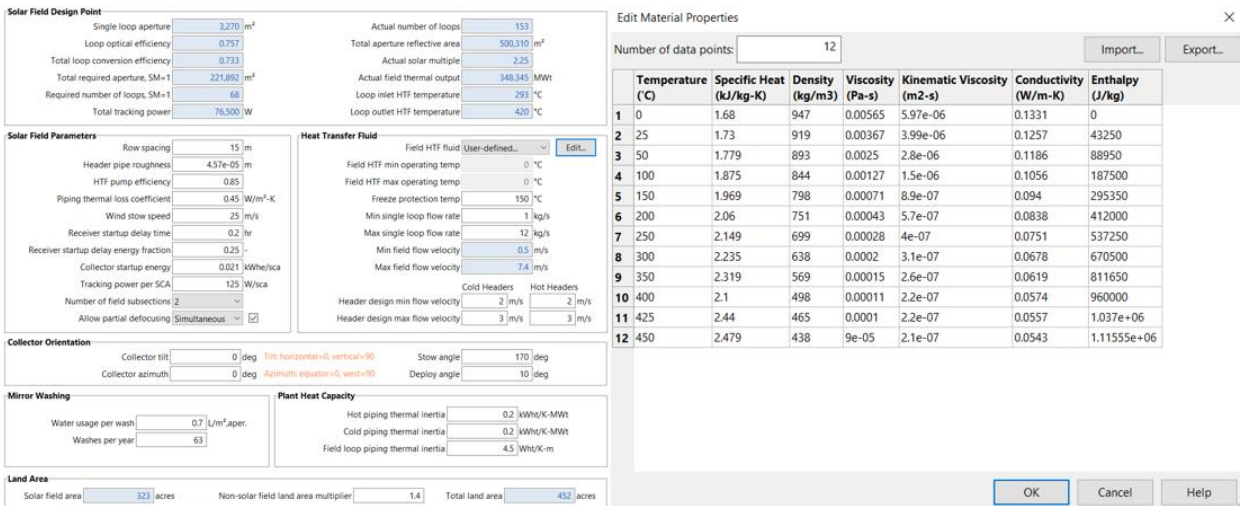


Ilustración 77. Campo solar y propiedades introducidas en SAM de HELISOL 5A.

Hay que destacar que en el apartado de HTF, viene la opción de variar la temperatura de protección de congelamiento, la cual está fijada en 150°C. Sin embargo, como el HELISOL 5A tiene como principal ventaja sobre el DOWTHERM A que no se congela, podemos poner la temperatura a 0°C.

Lamentablemente, SAM no puede procesar la simulación si bajamos la temperatura de congelación, por lo que un mecanismo de corrección que se puede realizar es simularlo con los 150°C de temperatura anticongelante y en la simulación, eliminar la energía eléctrica destinada a este proceso y añadirla a la producida por la planta, ya que se ahorraría este proceso.

5.2.4 Colectores y receptores

En cuanto a los colectores y receptores, se escogerán los mismos que en la simulación anterior, 4 colectores EuroTrough ET150 y 4 receptores Schott PTR70 2008. Las características de cada uno de ellos pueden volver a visualizarse en las figuras 51 y 52.

5.2.5 Ciclo de potencia

Del mismo modo, el ciclo de potencia también seguirá la misma metodología que el anterior, conformado por un ciclo Rankine, de potencia de la turbina bruta de 55 MW y con una potencia neta de 50 MW.

La presión de operación de la caldera es de 100 bares y el condensador está refrigerado por aire.

5.2.6 Almacenamiento térmico y sistema de control

De nuevo, volvemos a elegir las mismas variables de almacenamiento y control que en la simulación anterior. El sistema de despacho de energía vuelve a ser el Pico de Verano y con almacenamiento de 3 horas diarias. Podemos apreciar estos parámetros en las ilustraciones 54 y 58.

5.2.7 Otros

Finalmente, otros parámetros que podemos modificar son la degradación de la planta, que volverá a ser de 0.1% por año, la IRR, que será del 11%, el periodo de simulación, el cual está destinado para 25 años y en este modelo, tampoco se habilitará la opción de límite de interconexión, por lo que tampoco habrá limitaciones de energía a la hora de entregarla a la red.

5.3 Resultados de la simulación en SAM

Con los todos los datos anteriores, procedemos a la simulación en SAM y obtenemos los resultados que se muestran:

Metric	Value
Annual Net Electrical Energy Production	135,722,208 kWh-e
Annual Freeze Protection	1,048,161 kWh-e
Annual TES Freeze Protection	701,041 kWh-e
Annual Field Freeze Protection	347,120 kWh-e
Capacity factor	31.3%
Power cycle gross electrical output	152,890,240 kWh-e
First year kWh/kW	2,742 -
Gross-to-net conversion	88.8 %
Annual Water Usage	35,661 m ³
PPA price (year 1)	13.87 ¢/kWh
PPA price escalation	1.00 %/year
Levelized PPA price (nominal)	20.50 ¢/kWh
Levelized PPA price (real)	16.29 ¢/kWh
Levelized COE (nominal)	19.09 ¢/kWh
Levelized COE (real)	15.17 ¢/kWh
Net present value	\$18,555,696
Internal rate of return (IRR)	11.00 %
Year IRR is achieved	20
IRR at end of project	12.86 %
Net capital cost	\$280,284,160
Equity	\$115,569,648
Size of debt	\$164,714,528

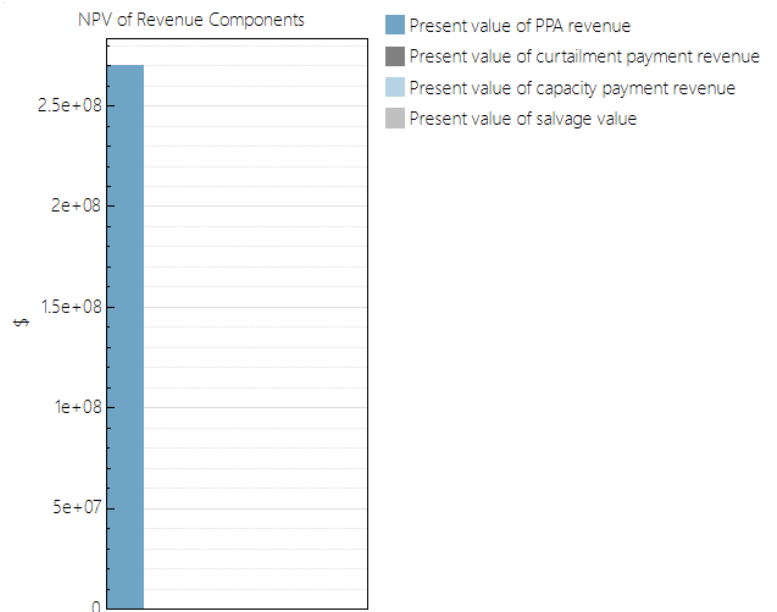


Tabla 17. Resumen de resultados de la simulación con HELISOL 5A y valor actual de los ingresos de PPA.

En la tabla de resultados, destacamos los valores del precio nivelado de PPA nominal de primer año, es 20,50 céntimos de dólar/kWh, el LCOE nominal, de 19,09 céntimos de dólar/kWh, de nuevo, una tasa de retorno de 11% la cual se alcanza en el vigésimo año y un coste neto de capital de 280.248.160 dólares.

Otros parámetros por observar son el factor de capacidad de la planta, de un 31,3% y una energía anual producida para el primer año de 135.722.208 kWh. Sin embargo, y como se comentó anteriormente, podemos observar que la planta consume anualmente energía eléctrica para el anticongelamiento del HTF.

Debido a que HELISOL 5A no se congela y se iba a tener en cuenta una temperatura de protección de anticongelamiento de 0°C, la planta podrá ahorrarse esa energía destinada al proceso de protección de la congelación del HTF y podrá sumarla a la producción neta que puede enviar a la red.

El proceso de anticongelamiento del campo solar es de 347.120 kWh, por lo que podemos sumárselo a la energía eléctrica anual neta producida a la red, por lo que quedaría en 136.069.328 kWh.

Hay que tener cuidado con no confundir la energía eléctrica que va destinada al anticongelamiento del HTF y la del TES, puesto que las sales solares sí corren el peligro de congelarse, por lo que es necesario este proceso.

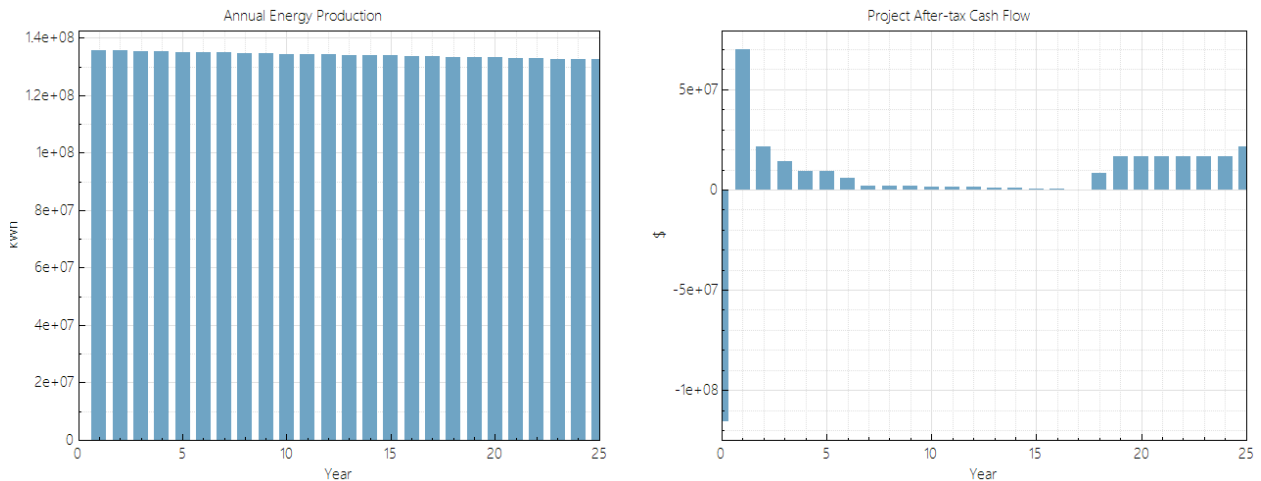


Ilustración 78. Producción eléctrica anual y flujos de cada después de impuestos del proyecto de Modelo B.

Como podemos observar, la producción de energía anual va decayendo con el paso de los años, debido al deterioro de la planta mencionado en la simulación anterior, provocado por ensuciamientos en los colectores y/o receptores, ensuciamiento en los intercambiadores, obstrucción de bombas, bajada de rendimiento de la turbina y ciclo de potencia, etc...

En cuanto a los flujos de caja, vemos como al iniciar el proyecto se produce una deuda de 164.714.528 dólares como parte de la inversión inicial, pero a medida que la planta empieza a producir energía, se va compensando esta deuda ya que empieza a generar beneficio económico.

Los valores anteriores son un resumen de resultados de la simulación, pero como se comentó con anterioridad, SAM tiene muchas más funciones y parámetros a analizar, los cuales están divididos por secciones en su menú.

La opción de "Data Tables", permite crear una tabla de datos de series de tiempo a partir de los modelos financieros y de desempeño. Estos datos pueden plasmarse como valores simples, valores mensuales, anuales y horarios.

En el apartado Time Series, o series temporales, podemos estudiar y comparar distintos resultados, pero esta vez, expresados en gráficas, pudiendo variar su escala de forma horaria, semanal o mensual durante un año.

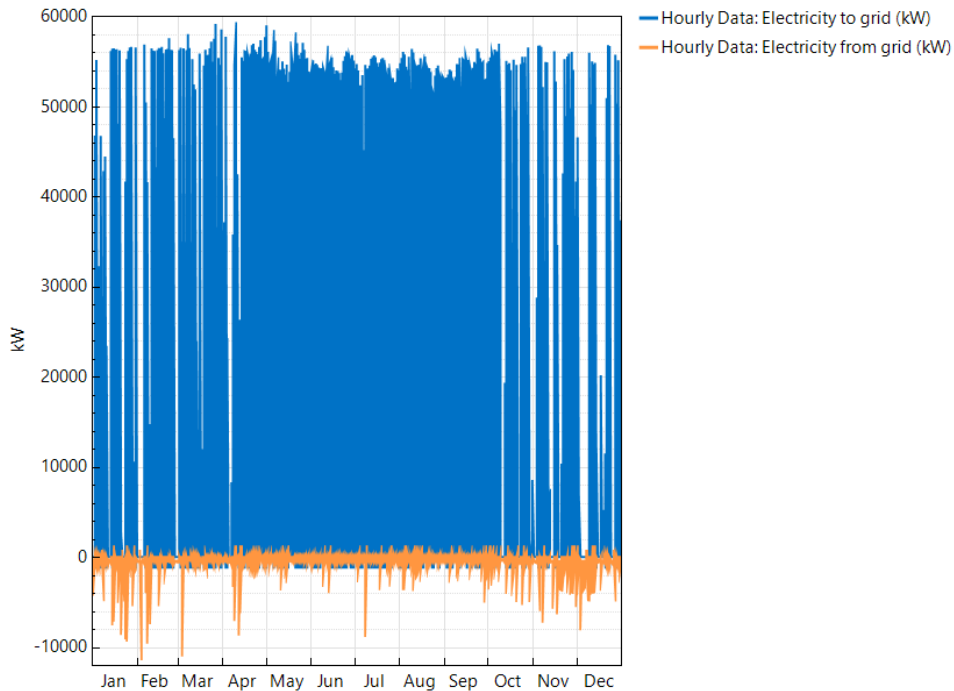


Ilustración 79. Energía producida y consumida por la red.

Apreciamos como en esta simulación, la producción eléctrica promedio en todo el año es mayor, ya que en los meses de invierno y verano se produce una gran cantidad de potencia similar, llegando a su máximo en unos 60 MW, pero en verano, observamos como la cantidad de energía despachada es mucho mayor, debido a la mayor disponibilidad del recurso solar y a que la planta tiene como modelo de despacho de energía el pico de verano.

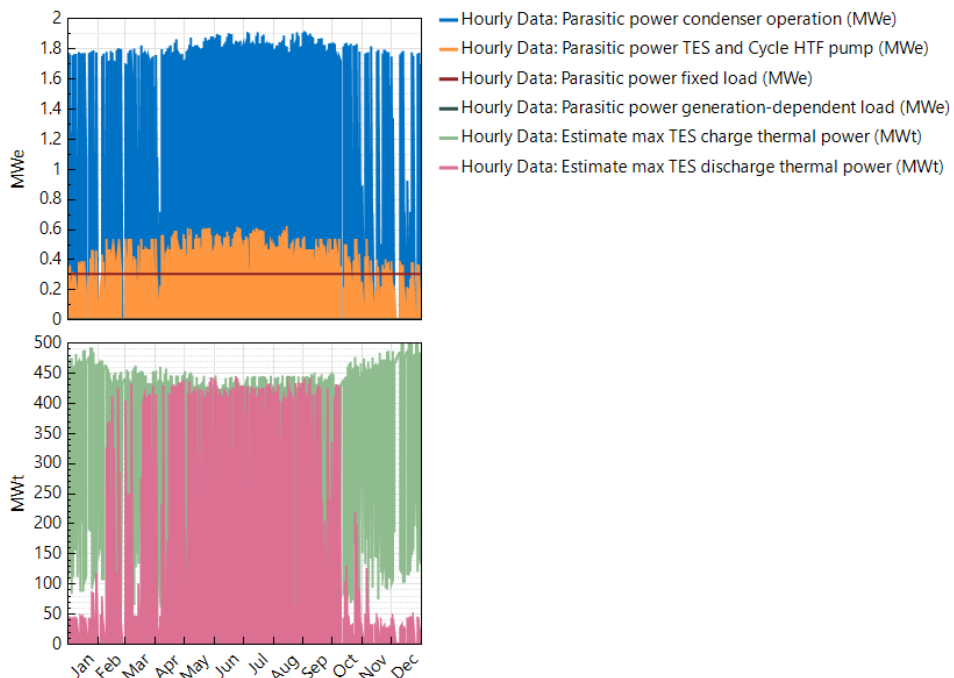


Ilustración 80. Desglose de consumo de la planta y carga y descarga del almacenamiento térmico.

En la gráfica superior, observamos los “Parasitics” o consumos de energía eléctrica de la propia planta. Estos están formados por el consumo de la operación del condensador, el cual consume unos 1,8 MWe, el consumo del bombeo del TES y HTF, el cual consume su pico en verano, de 0,6 MWe y en invierno un mínimo de 0,3 MWe. También apreciamos un consumo por la carga fija de potencia, fijada en 0.3 MWe.

En la gráfica inferior de la ilustración 80, apreciamos en color verde la carga estimada máxima de

almacenamiento térmico, el cual podemos observar que es constante en todo el año y de orden de 450 a 500 MWt. En color rosa, está representada la descarga de la energía térmica del almacenamiento, que se puede observar claramente que su máximo se produce en los meses de verano, de junio a septiembre y su valor es de aproximadamente 450 MW térmicos. En el resto de los meses, se descarga muy poca energía debido al escaso recurso solar disponible, aunque se descarga en torno a 50 MW de potencia térmica destinados al ciclo de potencia.

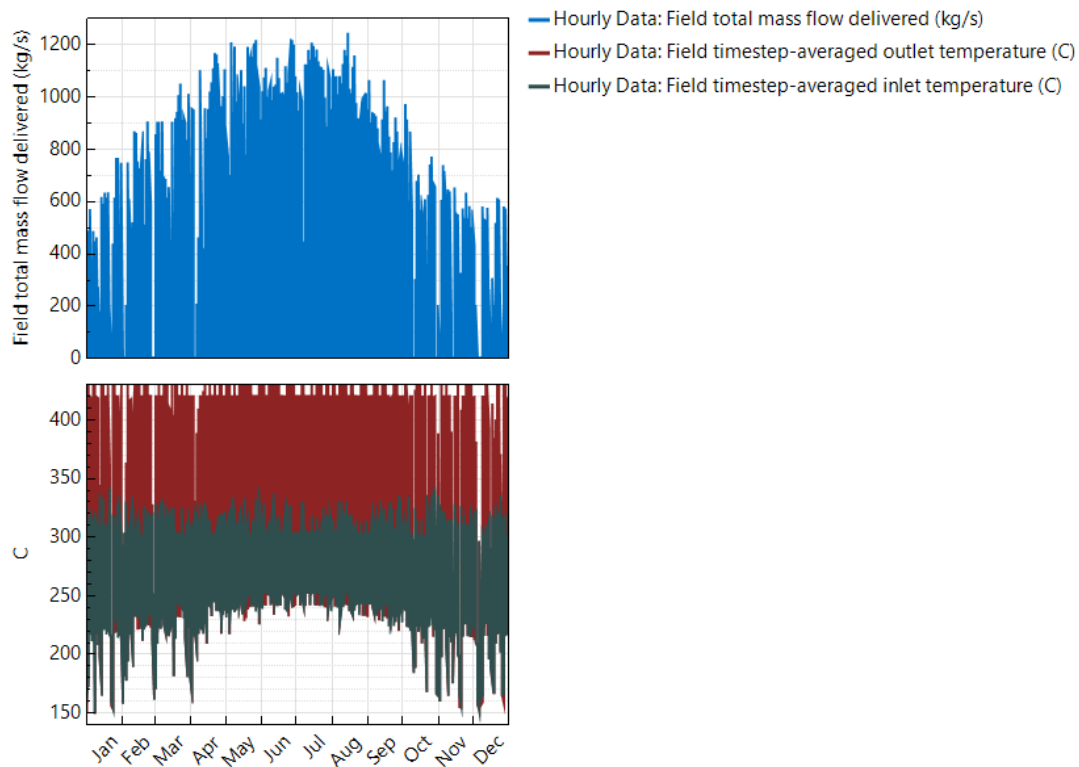


Ilustración 81. Flujo de masa total y temperaturas de salida y entrada del HTF.

En los meses de verano, vemos como existe un mayor flujo de masa del HTF ya que la planta genera más energía eléctrica al haber mayor recurso solar y en invierno es cuando menos flujo másico existe por el mismo motivo. En este caso, su máximo flujo másico es de 1.200 kg/s.

La temperatura del HTF a la salida del campo solar vemos que es de aproximadamente 420°C de máximo, ya que fue el dato que se introdujo al simularla, y en invierno, puede alcanzar valores de 150°C como mínimo, aunque podría alcanzar más y no habría riesgos de congelamiento, ya que, como comentamos antes, los 150°C de anticongelamiento podrían reducirse al no congelarse el HELISOL 5A. A su vez, vemos como en verano es el periodo donde el HTF tiene una temperatura más elevada en las horas de noche, ya que está en torno a los 220°C.

En esta sección de “Time Series” y como se mencionó y realizó en la simulación anterior, puede ampliarse la gráfica para visualizar parámetros en cualquier periodo temporal del año, desde meses, días y horas.

Finalmente, en el apartado de “Profiles”, se pueden apreciar perfiles mensuales en forma de gráfica según las variables que se quieran estudiar. Vamos a plasmar las más importantes, como son la producción eléctrica a la red y la descarga de energía térmica del almacenamiento al ciclo de potencia.

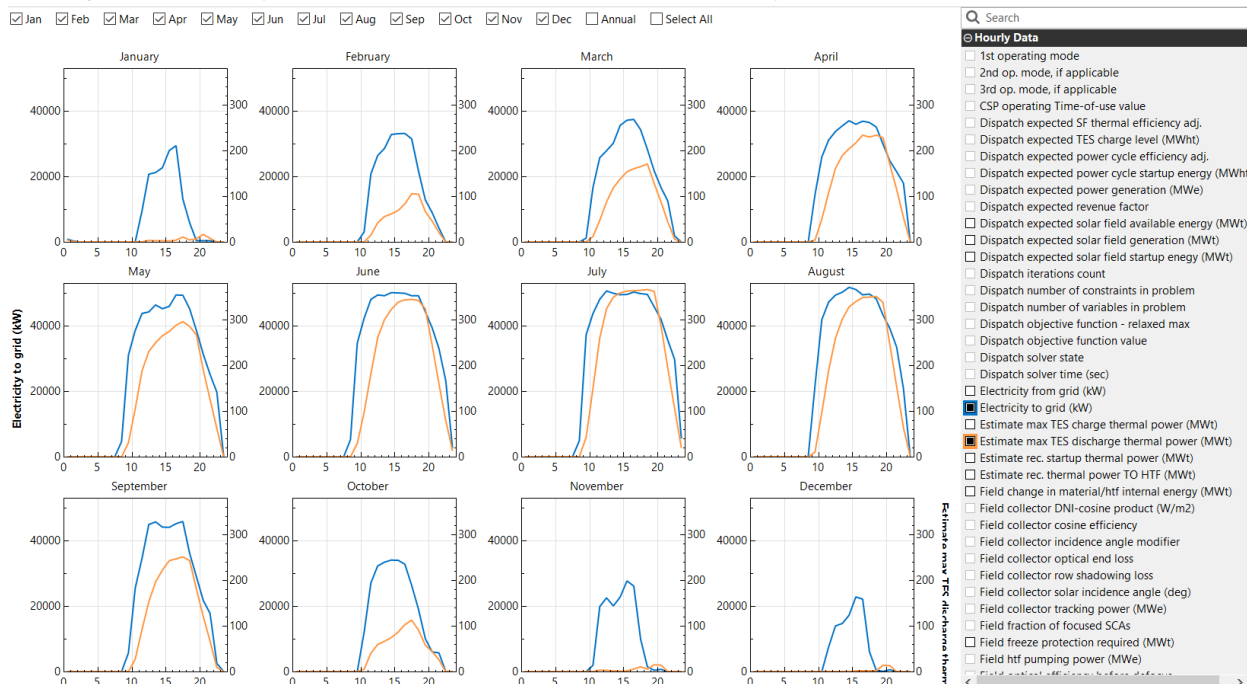


Ilustración 82. Perfiles de producción eléctrica y descarga de energía mensuales.

6 COMPARATIVAS ENTRE LOS FLUIDOS

A continuación, se mostrará una serie de datos y estudios comparativos entre Therminol VP-1 y HELISOL 5A, ya que es fundamental conocer su comportamiento en otras áreas y condiciones, de manos de profesionales y especialistas en el campo de los fluidos caloportadores y la energía solar de concentración cilindroparabólica.

6.1 Diferencias entre propiedades termodinámicas

La siguiente tabla muestra las propiedades termodinámicas de cada uno de los fluidos caloportadores a estudiar, en un rango de temperaturas comprendido entre los 0 y los 450°C. En color naranja, tenemos el aceite térmico DOWTHERM A y el color azul, el derivado de la silicona HELISOL 5A.

DOWTHERM A
 HELISOL 5A

Temperatura (°C)	Presión de vapor (bar)		Viscosidad dinámica (Pa*s)		Capacidad calorífica específica (kJ/(kg*K))		Conductividad térmica (W/(m*K))		Densidad (kg/m3)		Entalpía (J/kg)	
0	-	0,00	-	0,00565	-	1,680	-	0,1331	-	947	-	0
25	0,00	0,00	0,00371	0,00367	1,587	1,730	0,1379	0,1257	1056	919	39675	43250
50	0,00	0,00	0,00207	0,00250	1,658	1,779	0,1339	0,1186	1036	893	82900	88950
100	0,01	0,03	0,00097	0,00127	1,800	1,875	0,1259	0,1056	995	844	180000	187500
150	0,05	0,20	0,00058	0,00071	1,940	1,969	0,1179	0,0940	952	798	291000	295350
200	0,24	0,78	0,00039	0,00043	2,079	2,060	0,1099	0,0838	907	751	415800	412000
250	0,87	2,16	0,00028	0,00028	2,218	2,149	0,1019	0,0751	859	699	554500	537250
300	2,38	4,83	0,00021	0,00020	2,359	2,235	0,0939	0,0678	807	638	707700	670500
350	5,39	9,24	0,00016	0,00015	2,511	2,319	0,0859	0,0619	749	569	878850	811650
400	10,64	15,80	0,00013	0,00011	2,701	2,400	0,0779	0,0574	680	498	1080400	960000
425	14,38	20,00	0,00011	0,00010	2,842	2,440	0,0739	0,0557	639	465	1207850	1037000
450	-	24,80	-	0,00009	-	2,479	-	0,0543	-	438	-	1115550

Tabla 18. Comparativa de propiedades termodinámicas entre ambos HTF.

Como se puede observar, DOWTHERM A tiene valores menores de viscosidad dinámica, lo que indica que requiere una menor fuerza de aplicación para que el líquido pueda empezar a fluir, pero esto ocurre por debajo de los 250°C, valor a partir del cual HELISOL 5 tiene menor viscosidad. Como normalmente los fluidos de trabajo en las plantas CSP se encuentran entre 250 y 400°C, indica que el derivado de la silicona se ve favorecido en este aspecto, al oponer menor resistencia a la fluidez a la hora de operar en ese rango de temperaturas.

También tenemos que el aceite térmico posee una mayor densidad que el producto de silicona, lo que quiere decir que requiere más masa para ocupar el mismo volumen, lo que resultaría una desventaja frente a HELISOL 5A, ya que, al necesitar menos masa, la silicona podría operar de igual forma, pero con menor cantidad de HTF. Es apreciable que el HELISOL 5A posee una mayor presión de vapor que el aceite, por lo que esto puede traducirse en mayores instalaciones y costes en la planta para mantener una presión controlada y constante.

En cuanto a la capacidad calorífica específica, DOWTHERM A tiene una menor capacidad calorífica cuando la temperatura de operación es menor de 200°C, a partir de la cual, es superior respecto a la de HELISOL 5A, lo que quiere decir que el fluido basado en silicona traspasar mejor el calor por cada kilogramo de fluido, cuando se trabaja con temperaturas inferiores a ésta, como en las aplicaciones a baja temperatura.

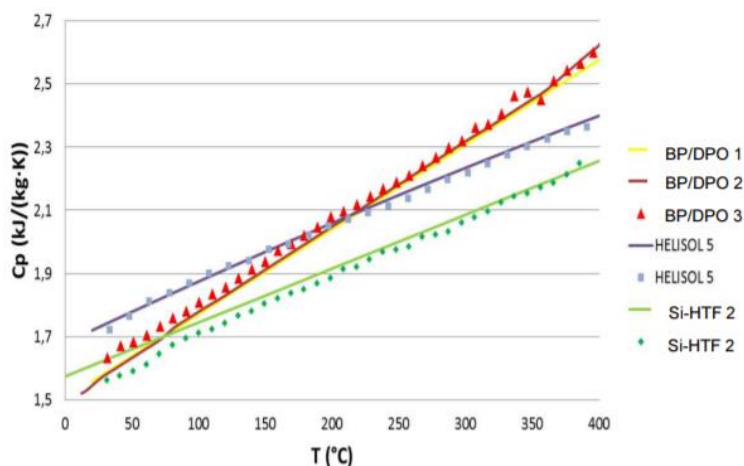


Ilustración 83. Comparativa de la Cp de ambos varios HTF. (WACKER, 2016)

De igual forma, la conductividad térmica de DOWTHERM A es mayor en todo su rango que la de HELISOL 5A, por lo que es capaz de transferir más calor por cada grado de temperatura y en una distancia de 1 metro de longitud. De la misma manera que la capacidad calorífica específica, la entalpía sigue el mismo proceso.

Cabe destacar que DOWTHERM A tiene una mayor limitación de rango operacional que HELISOL 5A, pudiendo verse en la tabla que el aceite térmico no posee propiedades a temperaturas menores de 12°C ni mayores a 450°C, a diferencia de la silicona.

A su vez, HELISOL 5A está formado por polidimetilsiloxanos transparentes, inoloros y no reactivos, con un rango de viscosidad de aproximadamente 5 y 35 mm²/s a temperatura ambiente, lo que hace que alcance gran estabilidad y resistencia a diversos factores como al tiempo en el que puede operarse con él, a diferencia de DOWTHERM A, el cual, a partir de varios meses, aumenta su viscosidad como motivo de su uso, lo que provoca mayor inestabilidad en sus propiedades de fluido caloportador.

En la misma medida, en el aceite térmico se produce una rápida degradación exponencial con el paso de los años a medida que se trabaja con el fluido, como se puede apreciar en la ilustración 84, en comparación con el derivado de la silicona, que, si bien también se degrada con el uso operacional, es mucho menor y más constante.

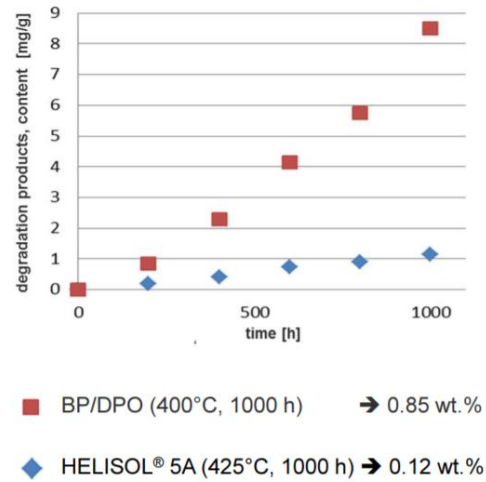
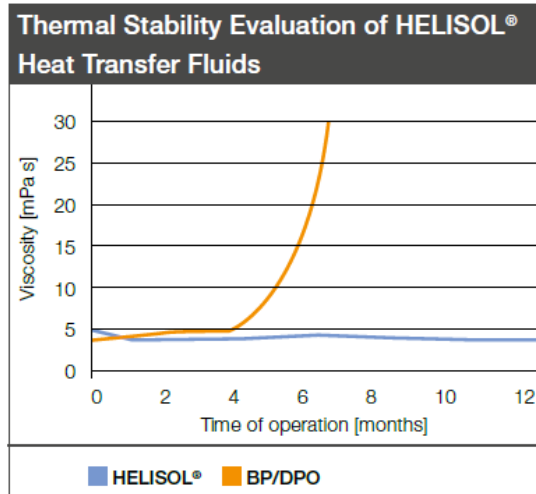


Ilustración 84. Comparación de la inestabilidad y de la degradación entre los HTF en función del tiempo de operación. (WACKER, 2016)

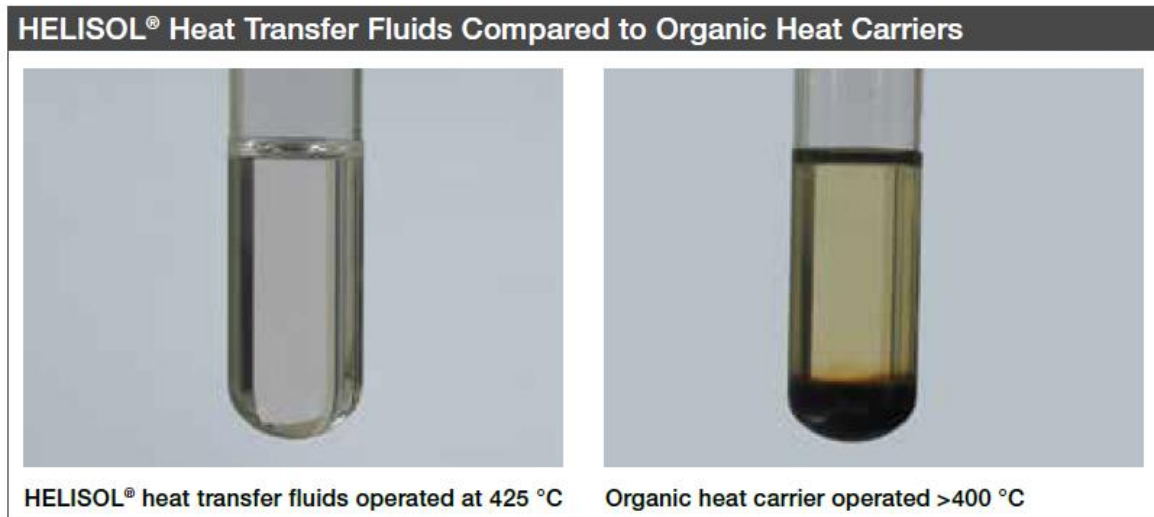


Ilustración 85. Efecto visible de la degradación de los fluidos con la temperatura de operación.

6.2 Estudio de simulación ColSimp

Se ha demostrado que existe una gran influencia de la formación de hidrógeno en el rendimiento eléctrico global de una planta cilindroparabólica operada con Therminol VP-1 y HELISOL 5A, el cual va a ser plasmado gracias a un estudio reciente y de acuerdo con el curso de un análisis de sensibilidad y una simulación de sistemas. (Theda Zoschke, 2018)

Los sistemas se simulan con la herramienta de simulación interna de Fraunhofer ISE, ColSim CSP, que también considera los efectos transitorios. Hay modelos detallados para el campo solar, tanques de almacenamiento, bombas, intercambiador de calor y un modelo de bloque de energía para simular el rendimiento del sistema y calcular el rendimiento térmico y eléctrico anual, así como el desenfoque y la energía del calentador de respaldo. A medida que se evalúan más el rendimiento del campo solar y las pérdidas de calor debidas a la formación de hidrógeno, se describe con más detalle el modelo de campo solar.

Las simulaciones del sistema se realizan para un sistema de referencia definido, operado en dos ubicaciones, Yumen, China y Upington, Sudáfrica, con ambos fluidos de transferencia de calor, Therminol VP-1 y HELISOL 5A. La planta de referencia tiene un bloque de potencia con una potencia neta de 50 MWe, al igual

que nuestras simulaciones en SAM.

El campo solar está formado por colectores cilindroparabólicos de tipo Euro Trough. El campo está diseñado para la ubicación de Yumen, Gansu, China y el fluido caloportador Therminol VP-1. El área de apertura se calculó en 601.680 m². Esto cumple con 184 bucles, si hay cuatro colectores Euro Trough por bucle. El diseño es el mismo para el otro fluido de transferencia de calor y la ubicación de Upington, Sudáfrica, para mejorar la comparabilidad. Esto significa que este sistema tiene un tamaño insuficiente para la ubicación de Sudáfrica, ya que la irradiación solar es más alta allí.

El objetivo de la evaluación de la simulación no es hacer declaraciones absolutas sobre el rendimiento de la planta en Sudáfrica, sino mostrar los resultados relativos para un diseño de sistema en una ubicación con una irradiación significativamente más alta que China. El punto de ajuste para la temperatura de salida del campo solar es 390 °C para Therminol VP-1 y 425 °C para HELISOL 5A.

Hay nueve horas de almacenamiento térmico incluidas en el sistema para amortiguar algo de energía durante los períodos nublados y para proporcionar funcionamiento nocturno. El sistema de almacenamiento es un almacenamiento de sales fundidas de dos tanques integrados indirectamente.

El tipo de campo solar ColSim CSP está validado con datos de medición del circuito de prueba Royal Tech ubicado en Mongolia Interior, China. Consta de 4 SCA del colector cilindroparabólico de Royal Tech y funciona con el fluido caloportador HELISOL 5A. La temperatura de salida del colector medida se compara con los resultados de la simulación para un día de muestreo en marzo. Primero, el modelo de simulación se adapta a la instalación de prueba de Royal Tech estableciendo el número correspondiente de colectores, los parámetros del colector y la ubicación de la planta. La irradiación solar, el flujo másico del campo solar medido y la temperatura de entrada del campo solar sirven como entradas para el modelo de simulación.

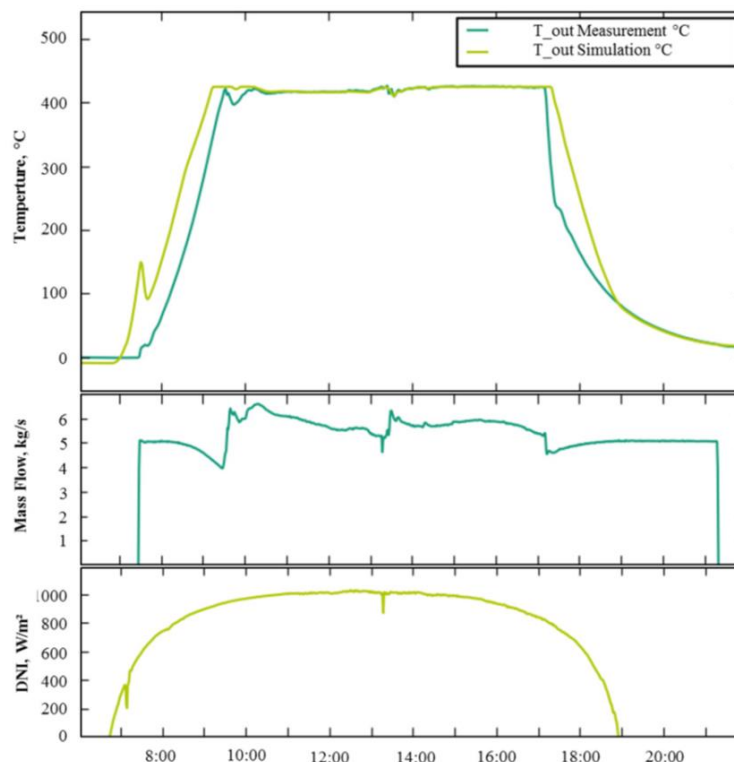


Ilustración 86. Resultados de la validación del tipo de campo solar en ColSim CSP. (Theda Zoschke, 2018)

La ilustración 86 muestra la temperatura de salida del HTF simulada frente a la temperatura de salida medida. Se observa que durante el funcionamiento en régimen permanente (sección B), la temperatura de salida se puede alcanzar correctamente. Durante la puesta en marcha y la parada (secciones A y C), la temperatura simulada se encuentra por encima de los datos medidos. Esto se debe al desenfoco parcial de algunos colectores durante el encendido y apagado de la planta de prueba para disminuir el gradiente de temperatura.

Dado que la información sobre la disponibilidad del colector no está incluida en la validación, este efecto no se considerará más en el estudio.

La validación muestra que el modelo de campo solar ColSim CSP puede simular el comportamiento del colector real con suficiente detalle.

	Yumen		Upington	
	Therminol VP-1	Helisol 5A	Therminol VP-1	Helisol 5A
Producción eléctrica (GWh)	183,19	189,12	281,74	291,68
Energía solar disponible (GWh)	1255,33	1255,33	1722,61	1722,61
Pérdidas por desenfoque (GWh)	71,53	75,97	144,08	156,25
Energía térmica para respaldo (MWh)	122,13	0,00	0,14	0,00

Tabla 19. Resultados de la simulación de ColSim CSP. (Theda Zoschke, 2018)

La tabla anterior muestra el rendimiento eléctrico anual, la energía solar disponible en los colectores, las pérdidas por desenfoque y la energía para el calentamiento de respaldo para ambas ubicaciones. Como se mencionó anteriormente, las simulaciones se realizan para un área de apertura de 601.680 m².

Debido a las temperaturas de operación más altas, el rendimiento eléctrico de la planta operada con HELISOL 5A es 3,2% mayor que la planta operada con Therminol VP-1 en la ubicación de Yumen, China y 3,5% más alta en la ubicación de Upington, Sudáfrica. La razón es la mayor eficiencia del bloque de potencia a un nivel de temperatura de trabajo más alto.

Las pérdidas por desenfoque son mucho mayores para las plantas en Sudáfrica, ya que el campo solar fue diseñado para las condiciones climáticas de Yumen. Por lo tanto, la planta está sobredimensionada y ha considerado un 37% más recursos solares en Upington de lo que debería. Las mayores pérdidas por desenfoque para HELISOL 5A ocurren en las mañanas y tardes, ya que se requiere una irradiancia directa normal más alta para iniciar la operación del campo solar, para así alcanzar el nivel de temperatura de HELISOL 5A.

La energía térmica de respaldo en Sudáfrica es despreciable. En la ubicación china, sin embargo, la energía térmica de respaldo es de 122,13 MWh para el sistema operado con Therminol VP-1, mientras que todavía es de 0 MWh para el sistema operado con HELISOL 5A. Aunque esta cantidad de energía no es significativa en comparación con el rendimiento anual del sistema, puede ser significativa para el diseño del sistema térmico de respaldo.

6.3 Efectos de la formación de hidrógeno

En la siguiente ilustración, podemos observar los efectos que tiene la formación de hidrógeno en el tubo absorbedor en cuanto a la producción eléctrica anual en GWh en HELISOL 5A y Therminol VP-1.

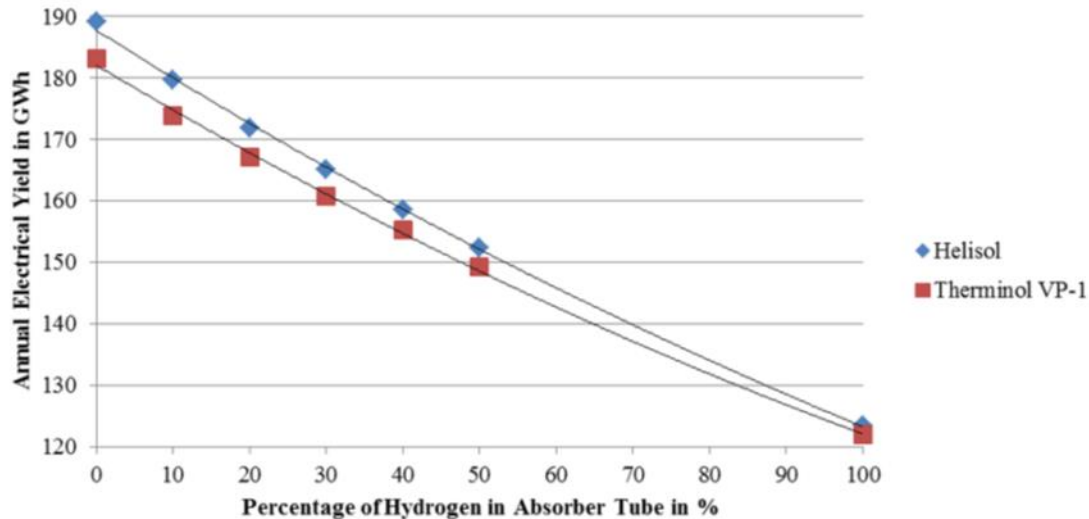


Ilustración 87. Efecto de la formación de hidrógeno en la producción anual eléctrica operando con Therminol VP-1 y HELISOL 5A. (Theda Zoschke, 2018)

El gráfico muestra que ya un porcentaje de hidrógeno del 10% conduce a una disminución en el rendimiento eléctrico del 5%. Con un porcentaje de hidrógeno del 30%, la disminución del rendimiento eléctrico es del 12%. La reducción no es lineal al porcentaje de hidrógeno en los tubos absorbentes, pero disminuye ligeramente con un porcentaje de hidrógeno más alto.

La curva de rendimiento de HELISOL 5A se encuentra por encima de la curva de Therminol VP-1 para todos los porcentajes de hidrógeno.

Sin embargo, la desviación disminuye para porcentajes de hidrógeno más altos, ya que la diferencia de temperatura entre el absorbente y el ambiente es mayor para HELISOL 5A y da como resultado pérdidas de calor mayores. Estos son aún menores que la ganancia en el rendimiento de electricidad debido al aumento en la eficiencia causado por el nivel más alto de temperatura. Como se espera que la formación de hidrógeno sea mucho menos significativa para el fluido de transferencia de calor a base de silicio HELISOL 5A, el beneficio se mostrará especialmente en el funcionamiento a largo plazo.

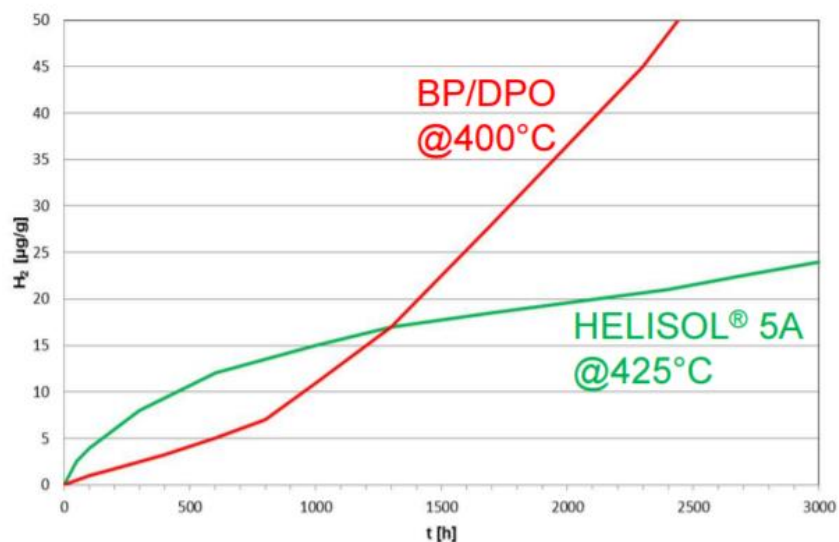


Ilustración 88. Formación de H₂ en función de las horas de trabajo de los HTF en cuestión. (WACKER, 2016)

Como se ha demostrado, las plantas operadas con HELISOL 5A mostraron mayores rendimientos anuales, principalmente porque el mayor nivel de temperatura conduce a un aumento en la eficiencia del bloque de potencia. Como hasta el momento no existen estudios detallados sobre la formación de hidrógeno para una planta operada con HELISOL 5A en operación a largo plazo, se realizó un análisis de sensibilidad sobre el

efecto del nivel de formación de hidrógeno sobre el rendimiento eléctrico.

Debido a los estudios realizados, se espera que la formación de hidrógeno a largo plazo sea mucho menor para HELISOL 5A, el beneficio será mucho más relevante después de algunos años de funcionamiento. Por lo que, el comportamiento de la formación de hidrógeno en el funcionamiento a largo plazo de las plantas HELISOL 5A debe analizarse más a fondo en futuras investigaciones.

6.4 Reacciones con la mezcla eutéctica de sales fundidas

A continuación, se mostrarán diversas reacciones de HELISOL 5A y DPO / BP con la mezcla eutéctica de sales fundidas ($\text{NaNO}_3 / \text{KNO}_3$, 60/40% en peso), es decir, con el fluido de almacenamiento TES más común de las plantas de CSP.

En caso de fugas entre el circuito que contiene HTF y el circuito de almacenamiento de calor, el HTF y el medio de almacenamiento (sal fundida) estarán en contacto directo. Por tanto, podría producirse una reacción exotérmica entre ambos compuestos.

Para analizar tal situación, la reacción de ambas mezclas de HELISOL 5A, así como DPO / BP con sales fundidas, se ha investigado mediante calorimetría diferencial de barrido (DSC) a temperaturas de hasta $700\text{ }^\circ\text{C}$ (en atmósfera de nitrógeno). Para comparar los resultados, cada HTF (DPO / BP, HELISOL 5A y sal fundida) se midió individualmente. Se tuvo que eliminar el agua de cristalización de las sales antes de realizar las mediciones.

Posteriormente, se determinó la influencia de la sal fundida en la descomposición de los dos HTF midiendo mezclas, una de cada compuesto. Como puntos de referencia, primero se determinaron las temperaturas de inicio de la descomposición exotérmica de los HTF puros (representados con flechas azules en la ilustración 89 y 90).

Si los HTF se tratan con sal fundida, se oxidarán a una cierta temperatura (ilustrado con flechas naranjas en la ilustración 89 y 90). Estos valores a los que se producen oxidaciones también se midieron y evaluaron en comparación con la temperatura de inicio mencionada anteriormente de los HTF puros.

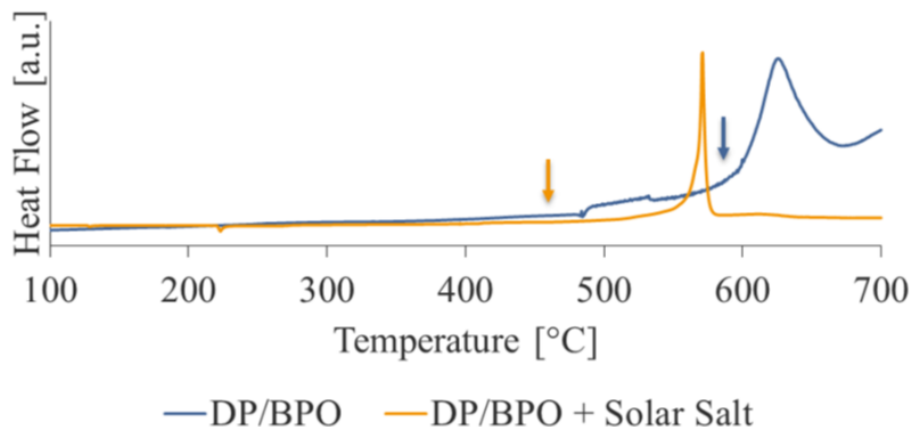


Ilustración 89. DSC- Mediciones de un DPO / BP puro y una mezcla de DPO / BP + sal fundida. (Christoph Hilgert, 2016)

En la gráfica se plasma la medición de un DPO / BP puro y una mezcla de DPO / BP + sal fundida, en atmósfera de N_2 , con un rango de temperatura de 100 a $700\text{ }^\circ\text{C}$; velocidad de calentamiento $3\text{ }^\circ\text{C} / \text{min}$ y con ambas temperaturas de inicio marcadas. Las características que se pueden ver a $125\text{ }^\circ\text{C}$ y $203\text{ }^\circ\text{C}$ pertenecen a reacciones endotérmicas de la sal fundida pura.

El portamuestras es un crisol DSC resistente a la presión, que elimina la posibilidad de pérdidas por evaporación. En presencia de sal fundida, la temperatura de inicio de la descomposición exotérmica de DPO / BP disminuye en comparación con el HTF puro, con una variación de temperatura de $110\text{ }^\circ\text{C}$, pasando de 574 a $464\text{ }^\circ\text{C}$.

Según la gráfica, la probabilidad de descomposición inmediata se considera alta una vez que el DPO / BP entra en contacto con la sal fundida, ya que la temperatura de manipulación durante la operación (395 ° C) difiere de la temperatura de inicio de descomposición (464 ° C) en menos de 100 K.

De manera similar, la temperatura de inicio para la descomposición exotérmica de una mezcla de HELISOL 5A y sal fundida también disminuye en comparación con el HTF puro, de 623 a 541°C, con una diferencia de 82°C.

A diferencia de la reacción con el DPO / BP, la probabilidad de descomposición inmediata después del contacto se considera baja. La temperatura durante el funcionamiento (425 ° C) difiere de la temperatura de inicio (541 ° C) en más de 100 K.

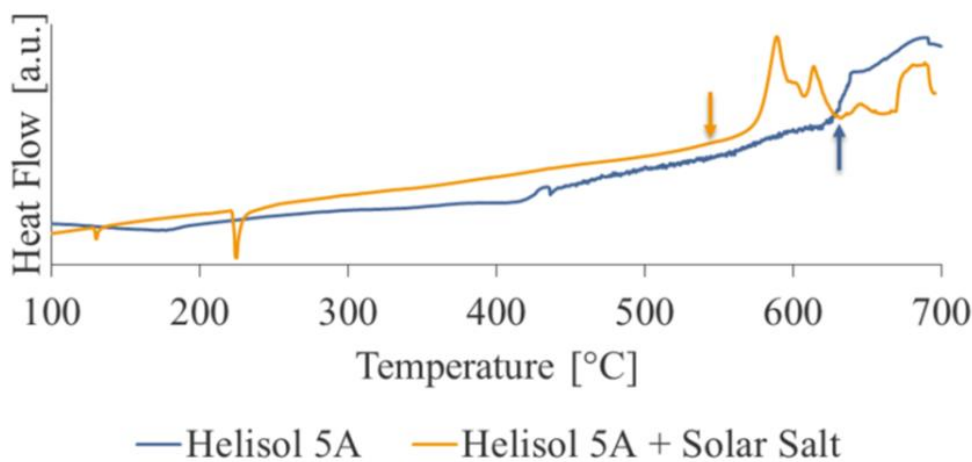


Ilustración 90. DSC-Medición de HELISOL 5A puro y una mezcla de HELISOL 5A + sal fundida. (Christoph Hilgert, 2016)

En la ilustración 90, se muestra HELISOL 5A puro y una mezcla de HELISOL 5A + sal fundida en atmósfera de N₂, con un rango de temperatura de 100 a 700 ° C, una velocidad de calentamiento 3 ° C / min y de nuevo, ambas temperaturas de inicio están marcadas. Las características que se pueden ver a 125 ° C y 203 ° C pertenecen a reacciones endotérmicas de la sal fundida pura, como en la prueba anterior con el aceite térmico.

En general, la descomposición térmica de ambas mezclas (HTF + sal fundida) ocurre a temperaturas más bajas que la descomposición térmica de los HTF puros. La máxima energía posible liberada cuando el HTF se oxida al reaccionar con la sal fundida se estimó basándose en el calor de combustión.

La energía liberada por el contacto de DPO / BP con la sal es de 36,0 MJ / kg, mientras que la de HELISOL 5A es solo de 26,3 MJ / kg (ambos medidos de acuerdo con la norma DIN 51900).

6.5 Pruebas de fuego realistas y estándar

Se llevó a cabo el ensayo de ignición por pulverización según EN 15029 (propagación de la llama e información cualitativa sobre el comportamiento al fuego de los fluidos) para ambos HTF. Según la especificación de la prueba, se utiliza una llama de encendido (1500 ° C) para encender un chorro de pulverización del HTF correspondiente. La prueba se realizó con presiones de 70 y 20 bar.

La prueba según DIN EN ISO 15029-1 se supera, si el tiempo de post-llama del fuego por pulverización y después de retirar la llama de encendido es de 30 segundos como máximo para 10 ensayos de encendido repetidos.

Ambos HTF no pasaron la prueba, pero se observó que HELISOL 5A es menos sensible a la ignición porque el tiempo de post-llama fue significativamente menor que el de DPO / BP. Además, se observó que el aceite térmico muestra una post-llama más energética que el fluido derivado de la silicona.

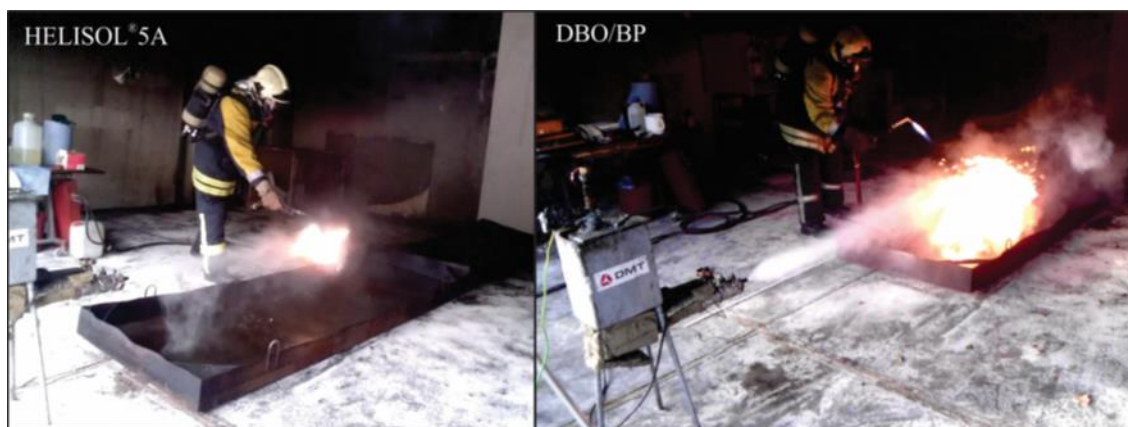


Ilustración 91. Prueba de encendido por pulverización. (Christoph Hilgert, 2016)

La prueba de encendido por pulverización se siguió según EN 15029, donde al lado izquierdo obtenemos el HELISOL 5A, el cual vemos que es mucho menos inflamable y explosivo, y lado derecho el DPO / BP en idénticas condiciones, donde observamos que tiene una combustión mayor.

Durante este experimento, un tubo de acero se calienta en el interior mediante un calentador de resistencia. La temperatura del tubo se puede ajustar por medio de un controlador de temperatura con una incertidumbre de ± 5 K. Verticalmente sobre el tubo de acero se instala un dispensador de líquido que libera gotas de HTF en el tubo de abajo. Comenzando con una temperatura del tubo por debajo de 400°C , la temperatura se incrementó gradualmente a 400°C - 425°C - 450°C - 475°C y 500°C . No se observó autoignición a 475°C ni a temperaturas inferiores.

6.6 Simulaciones en SAM

Finalmente, se va a comparar los resultados de los 2 modelos de plantas CSP que se han simulado en el programa de SAM, el modelo A, con DOWTHERM A y el modelo B, con HELISOL 5A mediante una tabla global comparativa de diferentes variables importantes y destacables.

Ambas plantas están simuladas bajo las mismas condiciones de operación, localización, recurso solar, múltiplo solar de 2,25, número de horas de almacenamiento de 3 horas, mismo tipo y número de colectores y receptores, igual modelo de despacho de energía y sistema de almacenamiento TES.

La única diferencia es el HTF empleado en las plantas y los parámetros que influyen en él.

	MODELO A, DOWTHERM A	MODELO B, HELISOL 5A
Producción eléctrica anual (kWh)	130.356.288	136.069.328
PPA primer año (céntimos de dólar/kWh)	15,49	13,87
Precio nivelado de PPA nominal (céntimos de dólar/kWh)	21,03	20,50
LCOE nominal (céntimos de dólar/kWh)	19,59	19,09
Factor de Capacidad (%)	29,8	31,3
Coste neto de capital (\$)	275.231.968	280.284.160
Coste de la deuda (\$)	161.753.600	164.714.528

Temperatura de HTF a la salida del campo solar (°C)	391	420
Temperatura de anticongelación del HTF (°C)	150	0
Máximo flujo de masa del HTF (kg/s)	14	12
Máxima producción eléctrica generada a la red en un día de verano (MWe)	60	55

Tabla 20. Tabla comparativa final de las simulaciones de ambos modelos en SAM.

Como podemos observar en la tabla comparativa de los modelos simulados, la planta que trabaja con HELISOL 5A produce mayor energía eléctrica anualmente, con una diferencia de 5.713.040 kWh más que la planta con DOWTHERM A.

Hay que destacar que todos los parámetros financieros más importantes reflejados, como el LCOE nominal y el precio nivelado de PPA, son ambos menores en la planta con silicona, lo cual son resultados muy favorables ya que indican que es más barata la producción de energía comparada con la planta de aceite térmico, por lo que resulta más rentable y competitiva.

Observamos también que el factor de capacidad es mayor en el Modelo B, lo que representa un mayor aprovechamiento del campo solar y de la energía térmica captada para su almacenamiento térmico y posterior transformación en energía eléctrica, ya que trabaja más horas del año que la planta del Modelo A al tener el factor de capacidad más elevado.

Sin embargo, podemos observar como la planta con HELISOL 5A tiene un coste neto de capital más cara que la de aceite térmico, cuya diferencia es de 5.713.040 dólares. Esto se debe a que el HELISOL 5A trabaja con una presión de vapor mayor, por lo que el coste constructivo de la planta es más elevado. Esta diferencia económica, a simple vista en contra del Modelo B, puede mitigarse si la planta CSP está financiada o subvencionada por entidades o gobiernos colaboradores y con interés en la innovación y desarrollo por este tipo de plantas de CSP.

Algunas otras propiedades extraídas de las gráficas son la temperatura de salida del HTF del campo solar, el cual es mayor en la silicona debido a su mayor rango de trabajo que el aceite térmico convencional, la temperatura anticongelante del HTF, donde se ha fijado en el Modelo A en 150°C y donde en el Modelo B puede introducirse como 0°C gracias a la anticongelación intrínseca del HELISOL 5A.

El flujo de masa máximo aproximado vemos como es menor en el Modelo B, lo que resulta beneficioso ya que requiere menos fluido caloportador para transportar la energía térmica del campo solar a los tanques de almacenamiento.

Finalmente, analizando el pico de producción máxima de un día de verano, la planta con silicona produce 5 MWe más que la planta con aceite térmico.

7 CONCLUSIÓN

Debido a todos los estudios y simulaciones anteriores, el producto derivado de la silicona, HELISOL 5A, ha demostrado su competitividad y rentabilidad ante otros fluidos caloportadores, especialmente frente al aceite térmico DOWTHERM A.

En este trabajo, se ha confirmado con diversas comparaciones y con los Modelos A y B, que las plantas termosolares CCP que operan con el fluido de silicona frente al aceite térmico convencional, han mostrado mejores resultados, tanto en producción eléctrica anual, LCOE nominal de la planta y factor de capacidad de ésta.

El innovador fluido caloportador HELISOL 5A, que tiene un amplio rango de trabajo, de entre - 40°C y 425°C, podría desempeñar un papel crucial en la reducción de la energía necesaria para la protección contra el congelamiento y en la reducción de la necesidad de hacer circular el fluido caloportador durante la noche, ya que su punto de congelación es extremadamente bajo, de - 65°C. DOWTHERM A, por otro lado, como líder del mercado de fluidos caloportadores sintéticos en plantas de energía solar térmica, presenta desventajas ante la silicona, ya tiene un punto de congelación de 12°C y un rango de temperaturas operacional de entre 60°C y 400°C.

De igual forma, en el aceite térmico se produce una rápida degradación con el paso de los años a medida que se trabaja con el fluido, en comparación con HELISOL 5A, el cual también se degrada con su uso operacional, pero éste es mucho menos acusado.

En cuanto a la formación de hidrógeno en las plantas con HELISOL 5A, se demostró que, si los colectores se llenaban de H₂ en el mismo porcentaje que las de aceite térmico, las plantas con derivado de silicona siempre producían mayor energía, independientemente del porcentaje de hidrógeno.

Con respecto a una posible reacción del HTF con la sal fundida del sistema de almacenamiento TES, la reacción exotérmica máxima de HELISOL 5A con la sal fundida es de aproximadamente 20% más baja en comparación con DPO / BP, siendo de 26,3 MJ/kg en la silicona y de 36,0 MJ/kg para el aceite, por lo una posible fuga con HELISOL 5A sería más segura. A su vez, gracias a las diferentes pruebas de fuego, el producto de WACKER ha mostrado ser menos inflamable y explosivo que DOWTHERM A.

A causa de que el producto derivado de la silicona es mucho más novedoso y desconocido en el sector industrial, puede dificultarse su obtención en comparación con los aceites térmicos convencionales. Sin embargo, con el paso de los años, puede irse reconociendo entre una gran cantidad de proveedores y estar igual de disponible que otros HTF cotidianos. WACKER es el principal administrador de este producto de HELISOL 5A, el cual puede encargarse a través de su página web y, además, cuenta con un contacto de venta y soporte en Barcelona, llamada Wacker Química Ibérica SA, por lo que, poco a poco y gracias a su viabilidad y competitividad, puede ir introduciéndose en el mercado.

Gracias a estas conclusiones, es necesario apostar por nuevos fluidos de transferencia en el sector industrial y en concreto en las centrales solares de concentración cilindroparabólicas, de forma que éstas puedan ser más eficientes y competitivas en el mercado eléctrico, pudiendo aumentar su producción a la red en periodos donde la demanda de energía sea muy elevada y no estén disponibles otras fuentes renovables, como el recurso eólico o hidráulico. El gran potencial de las plantas de CSP con almacenamiento, permite generar energía eléctrica a partir del recurso solar, incluso cuando éste no está disponible, hecho que la tecnología fotovoltaica no es capaz de realizar por sí misma, de modo que es una gran alternativa renovable, sin emisiones de CO₂, rentable y eficiente frente a centrales térmicas de carbón, gas natural o ciclos combinados.

En definitiva, las plantas de CSP poseen un grandísimo potencial de crecimiento, ya que aproximadamente sólo contribuyen a la energía eléctrica nacional en un 4% en su periodo de mayor capacidad de producción, Por tanto, para una transición energética descarbonizada y basada en energías renovables, es necesario seguir investigando e invirtiendo en este ámbito y en el desarrollo de la tecnología, tanto en sus componentes y elementos como en los fluidos caloportadores empleados en ellas.

8 BIBLIOGRAFÍA

- Abengoa, 2021. *Abengoa*. [En línea].
- Alonso, D. V., 2021. *Tecnología Energética, 3º GIE*. Sevilla: Universidad de Sevilla.
- Anon., 2016. *Termodinámica-esimeazc*. [En línea]
Available at: <https://termodinamica-esimeazc.blogspot.com/2016/10/ciclo-rankine.html>
- Anon., 2021. *ADRASE*. [En línea]
Available at: <http://www.adrase.es/acceso-a-los-mapas/mapa-zona-peninsula.html>
[Último acceso: 2 Marzo 2021].
- Anon., 2021. *Torresolenergy. Gemasolar*. [En línea]
Available at: <https://torresolenergy.com/en/gemasolar/>
- APEME, 2021. *APEME*. [En línea]
Available at: <https://enapeme.es/blog/es-noticia/el-autoconsumo-se-pone-de-moda>
- Aramendia, I., 2021. <http://inigoaramendia.blogspot.com>. [En línea]
Available at: <http://inigoaramendia.blogspot.com/2014/10/analisis-fluido-dinamico-de-copa.html>
- Bravo, I. L., 2017. *Termodinámica, 2º GIE*. s.l.:s.n.
- Cabrerizo, J. A. R., 2017. *Researchgate.net*. [En línea]
Available at: https://www.researchgate.net/figure/Figura-1-Esquema-de-una-planta-CSP-con-almacenamiento-termico-Entre-el-campo-solar-y-el_fig1_320404669
[Último acceso: 1 Agosto 2021].
- Christoph Hilgert, C. J. C. W. J. L. y. L. V., 2016. *Qualification of Silicone Based HTF for Parabolic Trough*, s.l.: s.n.
- Christoph Hilgert, C. J. C. W. J. L. y. L. V., 2019. *Qualification of Silicone Based HTF for Parabolic Trough*, s.l.: s.n.
- Compamy, T. D. C., 1997. *Product Technical Data Dowtherm A*, s.l.: s.n.
- Delgado, R., 2021. Centrales termosolares, tipos y posicionamiento en España.. *Revista Digital INESEM*.
- Energía, V., 2021. *VAGALUME energía*. [En línea]
Available at: <https://vagalume-energia.es/referencia/instalacion-de-autoconsumo-fotovoltaico-563-kwp-en-vivienda-2/>
- Enerlia, 2021. *Enerlia*. [En línea]
Available at: <https://web.archive.org/web/20100307030046/http://energelia.com/solar-termoelectrica/la-ps20-de-abengoa-supera-todas-las-pruebas-con-exit.html>
- España, R. E. d., 2021. *Red Eléctrica de España*. [En línea]
Available at: www.ree.es
- Fernando Lara, N. V. D. S. y. A. A., 2021. *Metodología para el Dimensionamiento y Optimización de un Concentrador Lineal Fresnel*, Universidad Autónoma de Baja California: s.n.
- Gemasolar, S., 2021. *SENER*. [En línea]
Available at: <https://www.energy.sener/es/proyecto/gemasolar>
- Hernández, E. d. C., s.f. *Mecánica de Fluidos, 2º GIE*, s.l.: s.n.
- ISASTUR, 2021. *ISASTUR*. [En línea]
Available at: <https://www.isastur.com/es/activity/view/15>
- ISE, I. F. d. S. d. E. S., 2021. *Fraunhofer ISE*. [En línea]
Available at: <https://www.ise.fraunhofer.de/en/renewable-energy-data.html>

- Kalogirou, S. A., 2012. A detailed thermal model of a parabolic trough collector receiver. En: Limassol, Chipre: ELSEVIER, pp. 298-306.
- KECK, W. S. a. T., 2021. *Parabolic dish concentrating solar power (CSP) Systems*, Alemania: s.n.
- Martín, A., 2021. OPDEnergy finaliza la planta fotovoltaica de Miramundo en Puerto Real. *Diario de Cádiz*, 6 Marzo.
- NREL, 2021. *SYSTEM ADVISOR MODEL General Description version 2021*. [En línea] Available at: <https://www.nrel.gov/docs/fy18osti/70414.pdf>
- NREL, s.f. *SYSTEM ADVISOR MODEL, SAM*. [En línea] Available at: https://sam.nrel.gov/images/webinar_files/sam-webinars-2020-intro-to-sam.pdf
- Prieto, C., 2021. *Centrales Solares 4º GIE*. [En línea].
- Prostar, 2021. *www.prostarsolar.net*. [En línea] Available at: <https://www.prostarsolar.net/es/conexion-paralelo-de-placas-solares.html>
- PSA, 2021. *PSA*. [En línea] Available at: <http://www.psa.es/es/instalaciones/discos/eurodish.php>
- PSA, 2021. *PSA*. [En línea] Available at: <http://www.psa.es/es/instalaciones/fresnel/fresdemo.php>
- Sener, E., 2021. *Energy Sener*. [En línea] Available at: <https://www.energy.sener.es/proyectos/plantas-termosolares-ccp-extresol>
- Solar, A., 2021. *Abengoa Solar*. [En línea] Available at: https://web.archive.org/web/20120621195650/http://www.abengoasolar.com/corp/web/es/nuestras_plantas/plantas_en_operacion/espana/PS10_la_primera_torre_comercial_del_mundo.html
- Theda Zoschke, S. R. T. F. Q. H. y. Q. F., 2018. *Parabolic Trough Plant Performance in China with Focus on Comparison of Heat Transfer Fluids HELISOL 5A and Therminol VP-1*, s.l.: s.n.
- TRNSYS, s.f. <http://www.trnsys.com/>. [En línea].
- Velázquez Alonso, D. & Pérez-Lombard Martín de Oliva, L., 2021. *Instalaciones Térmicas 3º GIE*. s.l.:s.n.
- VM, E., s.f. [En línea] Available at: <https://www.energyavm.es/que-es-el-levelized-cost-of-energy-lcoe/>
- WACKER, 2016. *HELISOL- ein Siliconöl basierter Wärmeträger für CSP Kraftwerke*, s.l.: s.n.
- WACKER, 2021. *Hoja de Datos de Seguridad (1907/2009/CE)*, s.l.: s.n.
- WACKER, s.f. *HELISOL® - HEAT TRANSFER FLUIDS FOR INDUSTRIAL APPLICATIONS*, s.l.: s.n.
- Wikipedia, s.f. [En línea] Available at: https://es.wikipedia.org/wiki/Factor_de_planta