

Trabajo Fin de Grado

Grado en Ingeniería de Tecnologías Industriales

Análisis de las implicaciones del tamaño de los heliostatos en las características y el desempeño de un sistema de receptor central

Autor: Manuel Alfredo Cortés Román

Tutores: Manuel Antonio Silva Pérez, Sara Moreno Tejera

Departamento de Ingeniería Energética  
Escuela Técnica Superior de Ingeniería  
Universidad de Sevilla

Sevilla, 2024





Trabajo Fin de Grado  
Grado en Ingeniería de Tecnologías Industriales

# **Análisis de las implicaciones del tamaño de los heliostatos en las características y el desempeño de un sistema de receptor central**

Autor:

Manuel Alfredo Cortés Román

Tutores:

Manuel Antonio Silva Pérez

Profesor Titular de Universidad

Sara Moreno Tejera

Profesor Ayudante Doctor

Departamento de Ingeniería Energética

Escuela Técnica Superior de Ingeniería

Universidad de Sevilla

Sevilla, 2024

## AGRADECIMIENTOS

*A mi familia, por darme tanto cariño, por estar siempre en los buenos y sobre todo en los malos momentos.*

*A mi madre, Carmen, por su eterno e inmenso apoyo. Gracias por tu cariño y ayuda constante durante el desarrollo de esta compleja carrera que es la ingeniería.*

*A mi padre, Alfredo, por estar siempre animándome y dándome muy buenos consejos. Gracias por ofrecerte siempre a solucionarme cualquier problema.*

*A mi hermana, Carmen, por prestarse constantemente a ayudar y regalarme tantos buenos momentos. Gracias por ser la hermana que todo el mundo sueña con tener.*

*A mi tía, Teresa, por su gran generosidad, afecto y apoyo. Gracias por tu continua atención y tus grandes e importantes consejos.*

*A mis mejores amigos, por ser un pilar fundamental en mi infancia y en mi adolescencia. Gracias por llenar mi vida de increíbles momentos y por estar cuando lo he necesitado.*

*A mi tutor y profesor don Manuel Antonio Silva Pérez, por su gran labor como docente y su atención durante mis últimos años de grado y principios del máster.*

## RESUMEN

Este Trabajo Final de Grado se centra en el estudio y análisis de las implicaciones que suponen el tamaño de los heliostatos, tanto en las características físicas como en las prestaciones energéticas de sistemas de receptor central, en función de la potencia térmica de la instalación.

Bajo este objeto de estudio, la metodología utilizada en este trabajo se ha basado mayoritariamente en la búsqueda sistemática y el cotejo de bibliografía específica, así como de diversos documentos técnicos, monografías e informes científicos, entre otros recursos. Dicho rastreo se ha llevado a cabo mediante el uso de bases de datos especializadas para este campo de estudio, siguiendo criterios de búsqueda en terminología anglosajona fundamentalmente. Tras una investigación en profundidad de éstos, se ha seleccionado la información más pertinente y relevante para el desarrollo de la memoria. Además, para el correspondiente análisis de los datos, se ha procedido al empleo del programa “*System Advisor Model*” (en lo sucesivo, SAM), el cual ha facilitado en gran medida la comprensión y extracción de conclusiones finales firmes.

La estructura del trabajo responde al proceso metodológico seguido en el mismo. De este modo, en el apartado dedicado a la exposición y estudio de datos, se expone y analiza parcialmente toda la información recopilada de forma ordenada, siguiendo el criterio de mayor a menor generalidad en los diferentes puntos y subpuntos tratados. A continuación, en el apartado de análisis se realiza el estudio comparativo entre los diferentes datos e información obtenidos y los casos reales volcados en el programa SAM, además de contemplar otras variables destacadas como la evolución de las tendencias con respecto a los tamaños de los heliostatos, las alturas de las torres, los tamaños de los campos solares, los precios de heliostatos y los rendimientos energéticos conseguidos. Finalmente se encuentran los apartados de conclusiones, en el que se hace una recapitulación de las nociones, resultados y análisis obtenidos durante la culminación de toda la memoria, y el apartado de bibliografía que recoge todos los recursos utilizados a lo largo de la ejecución y desarrollo de este Trabajo Final de Grado.

## **ABSTRACT**

This Final Degree Project is focused on the study and analysis of the implications of the heliostat size, both in the physical characteristics and in the energy performance of central receiver systems, depending on the thermal power of the installation.

Under this object of study, the methodology used in this work has been based mainly on the systematic search and collation of specific bibliography, as well as various technical documents, monographs and scientific reports, among other resources. This search was carried out through the use of specialized databases for this field of study, mainly following search criteria in Anglo-Saxon terminology. After an in-depth research, the most relevant and pertinent information for the development of the report has been selected. In addition, for the corresponding data analysis, the “System Advisor Model” (SAM) program was used, which greatly facilitated the understanding and drawing of firm final conclusions.

The structure of the work responds to the methodological process followed. Thus, in the section dedicated to the presentation and study of data, all the information collected is presented and partially analyzed in an orderly fashion, following the criterion of greater to lesser generality in the different points and sub-points dealt with. Next, in the analysis section, a comparative study is made between the different data and information obtained and the real cases dumped in the SAM program, in addition to contemplating other important variables such as the evolution of trends with respect to heliostat sizes, tower heights, solar field sizes, heliostat prices and energy yields achieved. Finally, there are the conclusion sections, in which there is a recapitulation of the notions, results and analysis obtained during the completion of the entire report, and the bibliography section that includes all the resources used throughout the execution and development of this Final Degree Project.

# ÍNDICE

<b>1. INTRODUCCIÓN</b> .....	<b>13</b>
<b>2. OBJETIVOS Y METODOLOGÍA</b> .....	<b>14</b>
<b>3. LAS CENTRALES TERMOSOLARES DE RECEPTOR CENTRAL</b> .....	<b>15</b>
<b>4. ELEMENTOS RESEÑABLES DE LAS CENTRALES TERMOSOLARES</b> .....	<b>27</b>
<b>4.1. LOS HELIOSTATOS Y SUS CARACTERÍSTICAS</b> .....	<b>27</b>
4.1.1. TAMAÑOS .....	31
4.1.2. OTRAS CARACTERÍSTICAS RESEÑABLES .....	36
4.1.2.1. FORMAS.....	36
4.1.2.2. PRECIOS.....	41
4.1.2.3. CALIDAD ÓPTICA/ERROR ÓPTICO O IMAGE ERROR [ $\sigma$ /mrad].....	51
4.1.2.4. LIMPIEZA.....	54
<b>4.2. TORRE Y RECEPTOR Y SUS CARACTERÍSTICAS</b> .....	<b>55</b>
<b>5. METODOLOGÍA DE LAS SIMULACIONES EN SAM</b> .....	<b>61</b>
<b>6. RESULTADOS</b> .....	<b>62</b>
6.1. Planta de 10 MWe .....	62
6.2. Planta de 100 MWe .....	66
<b>7. DISCUSIÓN DE LOS RESULTADOS</b> .....	<b>69</b>
7.1. Planta de 10 MWe .....	69
7.2. Planta de 100 MWe .....	76
<b>8. CONCLUSIONES</b> .....	<b>82</b>
<b>9. BIBLIOGRAFÍA</b> .....	<b>85</b>

## ÍNDICE DE IMÁGENES

Imagen 1. Esquema de funcionamiento de una instalación termosolar de torre [56].....	13
Imagen 2. Instalaciones de ensayo en la P.S.A. [9]. .....	17
Imagen 3. Central Electrosolar de Almería [11]. .....	17
Imagen 4. <i>Central Small Solar Power Systems</i> [10]. .....	18
Imagen 5. Planta termosolar <i>Solar Two</i> [13]. .....	19
Imagen 6. Planta experimental construida por la Academia de Ciencias de China (Pekín) [12]. ..	21
Imagen 7. Planta PS20 construida por Abengoa Solar [14]. .....	23
Imagen 8. Plataformas PS10 y PS20 [15]. .....	23
Imagen 9. Heliostatos de 1.14 m <sup>2</sup> de <i>eSolar</i> [16]. .....	24
Imagen 10. Planta Gemasolar construida por <i>Torresol Energy</i> [17]. .....	24
Imagen 11. Central de <i>BrightSource</i> en el desierto de California, Ivanpah [18]. .....	25
Imagen 12. Planta <i>Crescent Dunes</i> cerca de Tonopah [19]. .....	26
Imagen 13. Diferentes diseños de heliostatos de distintos años [29]. .....	28
Imagen 14. Pérdidas que tienen los heliostatos [31]. .....	30
Imagen 15. Heliostatos de las plantas PS10 y PS20 [37]. .....	37
Imagen 16. Heliostatos de la planta Gemasolar [38]. .....	37
Imagen 17. Heliostato pentagonal de la P.S.A. [40]. .....	37
Imagen 18. Heliostatos hexagonales de 1.82 m <sup>2</sup> en Pekín [37]. .....	38
Imagen 19. Heliostato circular desarrollado por SAIC [41]. .....	38
Imagen 20. Heliostatos circulares pequeños del programa <i>SolMat</i> [41]. .....	39
Imagen 21. Área [m <sup>2</sup> ] y radio [m] de diferentes formas de heliostatos [42]. .....	40
Imagen 22. Eficiencias ópticas de dos tipos de heliostatos [42]. .....	40
Imagen 23. Heliostato <i>Stellio</i> de <i>Schlaich Bergermann Partner</i> (SBP) [40]. .....	43
Imagen 24. Heliostatos de <i>Vast Solar</i> [39]. .....	43
Imagen 25. Heliostato DLR en la central termosolar de Jülich [46]. .....	44
Imagen 26. Heliostato DLR sándwich de carrusel [39]. .....	44
Imagen 27. Heliostato con paneles sándwich y núcleo de poliestireno expandido [39]. .....	45
Imagen 28. Heliostato fabricado por NREL [39]. .....	45
Imagen 29. Heliostato de 2.2 m <sup>2</sup> de STERG [39]. .....	46

Imagen 30. Camión de limpieza de Gemasolar, propiedad de Torresol Energy © SENER, propiedad de Tecnología de Limpieza de ECILIMP [55]. ..... 54

Imagen 31. Objetivos de calibración de distintas torres [23]..... 55

## ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Algunas instalaciones de prueba y plantas piloto entre 1981 y 2017 [12].	18
Tabla 2. Diferentes tamaños de heliostatos desde 1970 hasta 2023 [m <sup>2</sup> ].	33
Tabla 3. Distintas centrales termosolares y tamaños de heliostatos.	35
Tabla 4. Tabla de costos del heliostato ATS y SAIC [\$/m <sup>2</sup> ] [47].	47
Tabla 5. Resumen de diversos datos de costos de heliostatos de distintos estudios realizados [47].	48
Tabla 6. Precio del heliostato Helio40 [\$/m <sup>2</sup> ] en función de las unidades producidas [53].	50
Tabla 7. Algunos datos ópticos sobre el heliostato CSIRO [47].	51
Tabla 8. Algunos datos sobre la óptica del Stello de SBP [40].	51
Tabla 9. Datos sobre el heliostato Sanlúcar 120 [54].	52
Tabla 10. Algunos datos sobre calidades ópticas de heliostatos [52].	53
Tabla 11. Distintas plantas termosolares de receptor central con las alturas de sus torres [m].	58
Tabla 12. Receptores de diferentes plantas.	59
Tabla 13. Resultados de la planta de 10 MWe.	62
Tabla 14. Resultados de la planta de 10 MWe.	62
Tabla 15. Resultados de la planta de 100 MWe.	66
Tabla 16. Resultados de la planta de 100 MWe.	66

## ÍNDICE DE GRÁFICOS

Gráfico 1. Costos estimados de una planta de receptor central.....	16
Gráfico 2. Valor del factor coseno según la posición que tomen los heliostatos [4].....	30
Gráfico 3. Diferentes tamaños de heliostatos desde 1970 hasta 2023 [m <sup>2</sup> ].....	32
Gráfico 4. Tamaños [m <sup>2</sup> ] de heliostatos fabricados y planeados [36].....	34
Gráfico 5. Tendencia de tamaños de heliostatos desde 1965 hasta 2015 [12]. .....	36
Gráfico 6. Costo ajustado [\$/m <sup>2</sup> ] de un heliostato frente al área [m <sup>2</sup> ] [43]. .....	41
Gráfico 7. Costo [\$/m <sup>2</sup> ] frente al área de un heliostato [33]. .....	42
Gráfico 8. Área [m <sup>2</sup> ] y volumen de producción de heliostatos de Gemasolar frente al costo específico [\$/m <sup>2</sup> ] [52]. .....	50
Gráfico 9. Precio [M€] frente a la altura [m] de la torre de referencia del proyecto <i>Phoebus</i> [4]..	56
Gráfico 10. Evolución de las alturas de las torres de diferentes plantas de receptor central (1976-2023) [m]. .....	57
Gráfico 11. Energía anual, LCOE y eficiencia térmica frente al tamaño del heliostato, planta 10 MWe heliostato pequeño. ....	63
Gráfico 12. Energía anual, LCOE y eficiencia térmica frente al tamaño del heliostato, planta 10 MWe heliostato mediano. ....	64
Gráfico 13. Energía anual, LCOE y eficiencia térmica frente al tamaño del heliostato, planta 10 MWe heliostato grande. ....	65
Gráfico 14. Energía anual, LCOE y eficiencia térmica frente al tamaño del heliostato, planta 10 MWe heliostato muy grande. ....	65
Gráfico 15. Energía anual, LCOE y eficiencia térmica frente al tamaño del heliostato, planta 100 MWe heliostato pequeño. ....	67
Gráfico 16. Energía anual, LCOE y eficiencia térmica frente al tamaño del heliostato, planta 100 MWe heliostato mediano. ....	67
Gráfico 17. Energía anual, LCOE y eficiencia térmica frente al tamaño del heliostato, planta 100 MWe heliostato grande. ....	68
Gráfico 18. Energía anual, LCOE y eficiencia térmica frente al tamaño del heliostato, planta 100 MWe heliostato muy grande. ....	68
Gráfico 19. Altura de la torre frente al área de heliostatos, planta 10 MWe. ....	69
Gráfico 20. Diámetro del receptor frente al área de heliostatos, planta 10 MWe. ....	70
Gráfico 21. Precio [M€] frente a altura torre [m] [4]. .....	71
Gráfico 22. Energía anual frente al área de heliostatos, planta 10 MWe. ....	72

Gráfico 23. Terreno ocupado frente al área de heliostatos, planta 10 MWe. ....	72
Gráfico 24. Área reflectiva frente al área de heliostatos, planta 10 MWe. ....	73
Gráfico 25. Costes de financiación frente al área de heliostatos, planta 10 MWe. ....	74
Gráfico 26. LCOE nominal frente al tamaño de heliostatos, planta 10 MWe.....	75
Gráfico 27. Coste de heliostatos frente al tamaño de heliostatos planta 10 MWe. ....	75
Gráfico 28. Altura de la torre frente al tamaño de heliostatos, planta 100 MWe.....	76
Gráfico 29. Inversión frente al área de heliostatos, planta 100 MWe. ....	77
Gráfico 30. Energía anual frente al área de heliostatos, planta 100 MWe. ....	77
Gráfico 31. Terreno ocupado frente al área de heliostatos, planta 100 MWe. ....	78
Gráfico 32. Área reflectiva frente al área de heliostatos, planta 100 MWe. ....	79
Gráfico 33. Costes de financiación frente al tamaño de heliostatos, planta 100 MWe. ....	80
Gráfico 34. LCOE nominal frente al tamaño de heliostatos, planta 100 MWe.....	81
Gráfico 35. Coste de heliostatos frente al área de heliostatos, planta 100 MWe. ....	81

# 1. INTRODUCCIÓN

La energía solar termoeléctrica es un campo de estudio que ha venido despertando un gran interés a lo largo de años recientes, puesto que al tratarse de una energía renovable y limpia como es la radiación solar – una radiación que se capta, se concentra y se transforma–, permite conseguir calor a alta temperatura, transfiriéndose mediante intercambiadores a un fluido caloportador. Éste, con ayuda de otro intercambiador, producirá vapor de agua que se expandirá en una turbina para, finalmente, obtener electricidad. El proceso que acabamos de mencionar es posible llevarlo a cabo con distintos tipos de plantas termosolares que existen en la actualidad, como son las plantas de cilindro/canal parabólico, las de reflector lineal de Fresnel, las de disco parabólico de Stirling y, por último, las de torre o receptor central.

En este Trabajo Final de Grado se pondrá el foco de atención en los heliostatos, especialmente en la influencia que tiene su tamaño en las características físicas y prestaciones energéticas de la planta solar. El estudio se centrará en aquellos heliostatos que se encuentren en las centrales termosolares de concentración de receptor central o de torre, en las que los captadores serán heliostatos que ocupan una gran superficie de terreno y reflejan la radiación solar –solamente la radiación directa, no la difusa– sobre un receptor situado en la parte superior de una torre, por lo que estos heliostatos necesitarán orientarse para seguir en todo momento la trayectoria del sol y captar la radiación directa reflejándola sobre el receptor.

Más adelante tendremos ocasión de observar detenidamente los tamaños que suelen tener los heliostatos y sus formas, así como información relevante sobre sus precios, su calidad óptica y su limpieza, ya que en función de las dimensiones de éstos, su localización en la planta y la potencia de la misma, habrá parámetros como el rendimiento, la altura de la torre, el factor coseno, el desbordamiento, la ocupación de terreno y el múltiplo solar, entre otros, que tomarán distintos valores [1].

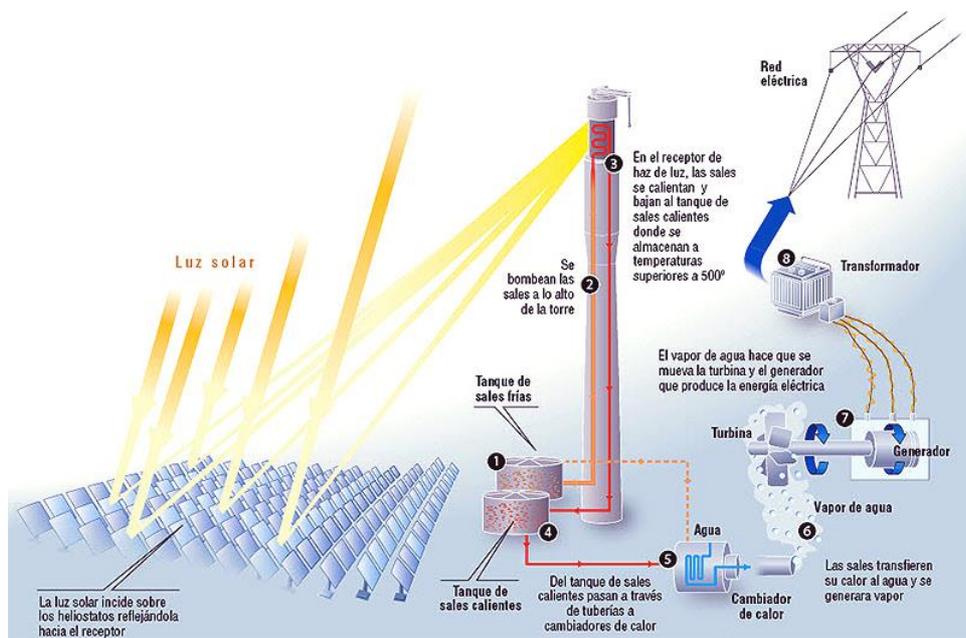


Imagen 1. Esquema de funcionamiento de una instalación termosolar de torre [56].

## 2. OBJETIVOS Y METODOLOGÍA

El objetivo principal que se persigue en este Trabajo Final de Grado es estudiar y analizar las implicaciones del tamaño de los heliostatos en las características físicas y las prestaciones energéticas de sistemas de receptor central, en función de la potencia térmica de la instalación o el tamaño del campo solar. De este objetivo general, se desprenden los siguientes objetivos específicos:

- Descubrir y determinar cómo afecta el tamaño de los heliostatos en la extensión del campo solar, la altura de la torre, las dimensiones del receptor central, el *Levelized Cost of Energy* (en lo sucesivo, LCOE) y la energía anual producida, entre otras variables.
- Investigar y concluir la incidencia del tamaño del heliostato en la eficiencia energética de sistemas de receptor central.
- Observar la repercusión que tiene el tamaño del campo solar o la potencia térmica de la instalación determinada en estas variables que se pretenden estudiar.

Por tanto, nuestro trabajo constará de dos partes diferenciadas que seguirán metodologías diversas. En la primera parte que corresponde a los Apartados 3 y 4, se ha seguido una metodología basada en la búsqueda sistemática y revisión bibliográfica específica de centrales termosolares comerciales y de proyectos propuestos a corto plazo, teniendo en cuenta el tamaño de los heliostatos –pequeño, mediano y grande–, el costo de éstos, sus formas, la potencia del campo solar y las pérdidas existentes. Las principales bases de datos utilizadas han sido NREL, *OSTI.GOV*, *CSP.guru*, *ResearchGate*, *Scopus*, *ScienceDirect*, *Dialnet*, *e-REDING*, *Google Académico*, *PRISMA*, entre otras. También se han cotejado noticias o páginas web relevantes para nuestro estudio como *Reuters Events*, *SolarPACES*, *Everett Collection*, *Empresarios Agrupados*, *Evwind*, *PV Magazine*, *Idom*, *EuropaPress*, *El Periódico de la Energía*, *YUMPU*, *SBP*, *Helio Noticias*, *DLR* y *SNL*. Los criterios de búsqueda se han centrado principalmente en palabras clave como ‘*heliostat*’, ‘*size*’, ‘*cost*’, ‘*central tower plant*’ o ‘*CSP*’; donde el idioma utilizado mayoritariamente ha sido el inglés.

En cuanto a la segunda parte, que corresponde a los Apartados 6, 7 y 8, se hará uso del programa SAM para simular plantas reales de 10 y 100 MWe optimizadas –con distintos tamaños de heliostatos, precios, etc.– con el propósito de examinar y comparar los principales parámetros entre ellas, para poder obtener los argumentos conclusivos que sustenten la hipótesis de partida del estudio planteado. La metodología y el procedimiento utilizados en estas simulaciones serán recogidas paso a paso en el Apartado 5.

### **3. LAS CENTRALES TERMOSOLARES DE RECEPTOR CENTRAL**

Las centrales termosolares de torre o de receptor central se conforman mayoritariamente por una torre central –dentro de la cual se encuentra el receptor–, un intercambiador de calor, un sistema de almacenamiento térmico opcional, un generador de vapor tras el que se encuentra una turbina, y por último un campo de heliostatos que rodea la torre central total o parcialmente. Esta tecnología solar termoeléctrica permite la producción de electricidad incluso en horas sin radiación solar, lo que solventa el problema de interrupciones en la producción de electricidad generado por ejemplo con la energía solar fotovoltaica.

Poniendo el foco en España, la mitad meridional cuenta con niveles normales de radiación directa que rondan los 1800-2200 kWh/m<sup>2</sup> al año –los niveles medios diarios son de aproximadamente 4-6 kWh/m<sup>2</sup>– y que son suficientes para la instalación de centrales eléctricas termosolares, razón por la cual el país ha sido un referente mundial en investigación para el desarrollo de la energía solar termoeléctrica. Junto a las Políticas de Fomento de las Energías Renovables, éstos dos factores han sido fundamentales para el enorme desarrollo que ha vivido este sector durante varios años; si bien en la actualidad, el desarrollo del sector termoeléctrico en España ha pasado a ser precario [2].

Desde un punto de vista económico, las centrales termosolares tienen un costo elevado. A continuación, se muestra en el Gráfico 1 una estimación de los distintos costes que existen a la hora de llevar a cabo una planta de receptor central actualmente. Como se puede apreciar, el mayor de ellos es el costo de los heliostatos, el cual corresponde aproximadamente casi a la mitad del costo total en las plantas termosolares de receptor central. Por tanto, en base a lo expuesto, se puede concluir que las plantas de “Torre Solar” tienen importantes beneficios como es la posibilidad de almacenar energía; pero también presentan algunos inconvenientes, como la gran superficie que ocupan y la alta inversión inicial necesaria [3].

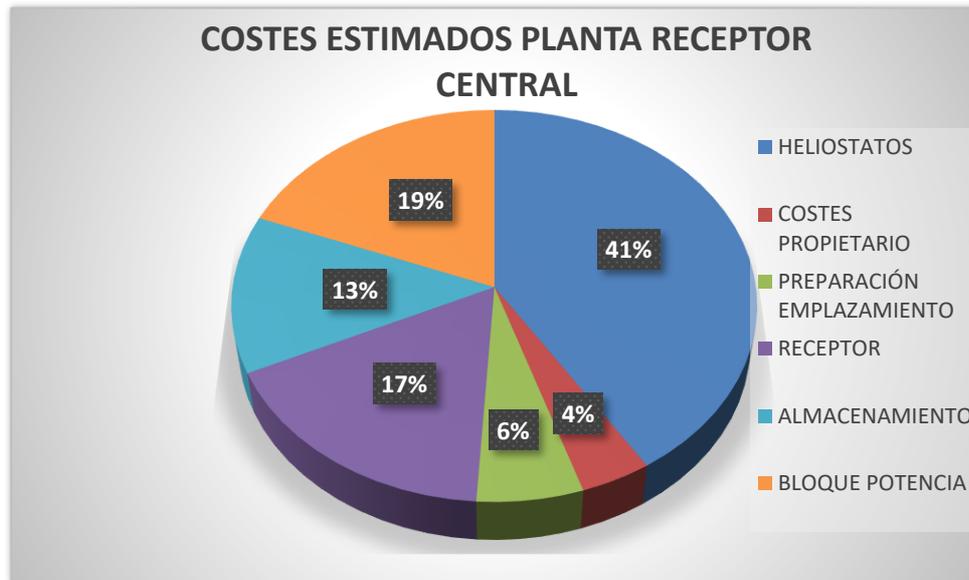


Gráfico 1. Costos estimados de una planta de receptor central.  
Fuente de elaboración propia con apoyo de fuente [4].

En lo que respecta a la distribución del campo de heliostatos, existen dos tipos muy comunes de plantas comerciales termosolares: el campo envolvente/circundante y el campo polar. Por un lado, los campos envolventes se caracterizan porque los heliostatos se sitúan alrededor de la torre central formando un círculo o casi círculo. Los campos polares, por otro lado, vienen determinados al estar situados los heliostatos en un sector de un círculo alrededor de la torre receptora [5].

La consideración evidente en relación con la limitación en el tamaño de las plantas de energía solar termoeléctrica de torre es la atenuación atmosférica, también conocida como factor de extinción. En el caso de plantas de gran tamaño, los rayos reflejados deben recorrer una distancia considerable para llegar al receptor y como se sabe, la energía solar se reduce aproximadamente en un tercio en distancias de unos pocos kilómetros, por lo que el impacto de la extinción es mayor a nivel del suelo [6]. Consecuentemente, se debe considerar invertir en heliostatos que estén más alejados del receptor, lo que implicaría una mayor inversión en infraestructura [7].

Procedemos ahora a abordar en nuestro estudio algunas centrales termosolares piloto y comerciales que han tenido una alta repercusión en el sector termoeléctrico de centrales de torre. Primeramente, se muestran y comentan a continuación algunos ejemplos conocidos en España, ordenados por cronología, de plantas termosolares piloto.

La P.S.A. o Plataforma Solar de Almería surgió a finales de 1970 como iniciativa de la A.I.E. (Agencia Internacional de la Energía) y se encuentra en el desierto de Tabernas, cuya parcela es de 103 hectáreas. En ella se han hecho ensayos –como plantas piloto– de sistemas de receptor central como es el CESA I y la SSPS-CRS de 7 MWt y 2.7 MWt respectivamente [8].



Imagen 2. Instalaciones de ensayo en la P.S.A. [9].

El CESA I o Central Electro Solar de Almería está compuesto por 300 heliostatos rectangulares hechos de vidrio-metal de  $39.6 \text{ m}^2$  cada uno y con una extensión de  $330 \times 250 \text{ m}$ . La torre es de hormigón y de  $80 \text{ m}$  de altura, como se puede observar seguidamente en la Imagen 3 [10].



Imagen 3. Central Electrosolar de Almería [11].

La SSPS-CRS o *Small Solar Power Systems*, por su parte, está formada por 81 heliostatos rectangulares de 39.3 m<sup>2</sup> de superficie, y por un segundo campo con 20 heliostatos de 52 m<sup>2</sup> y 65 m<sup>2</sup> en la zona norte como apoyo. La torre metálica es en este caso de 43 m de altura [10].



Imagen 4. *Central Small Solar Power Systems* [10].

Superando las fronteras nacionales, a nivel mundial hubo una destacable variedad de instalaciones de prueba y plantas piloto entre los años 1981 y 2017, que se recogen en la siguiente Tabla 1. Gracias a estas instalaciones, se ganó mucha experiencia con distintos tipos de heliostatos y fluidos de trabajo, como el aceite, el vapor de agua, la sal fundida y el sodio.

	IEA-CRS (Spain)	Solar Two (USA)	CESA 1 (Spain)	Themis (France)	MSEE (USA)	SES 5 (CIS-USSR)	Weiz-mann (Israel)	Badalang (China)	Vast Solar (Australia)
Net turbine rating	0.5 MW <sub>e</sub>	10 MW <sub>e</sub>	1.2 MW <sub>e</sub>	2.5 MW <sub>e</sub>	0.75 MW <sub>e</sub>	~	0.5 MW <sub>e</sub>	1 MW <sub>e</sub>	1.1 MW <sub>e</sub>
Thermal power	7.7 MW <sub>th</sub>	56 MW <sub>th</sub>	7.7 MW <sub>th</sub>	8.9 MW <sub>th</sub>	5.5 MW <sub>th</sub>	5 MW <sub>th</sub>		7.5 MW <sub>th</sub>	6 MW <sub>th</sub>
Irradiance	720 W/m <sup>2</sup>	950 W/m <sup>2</sup>	700 W/m <sup>2</sup>	1040 W/m <sup>2</sup>	~1000 W/m <sup>2</sup>	800 W/m <sup>2</sup>			
Reflector area	3655 m <sup>2</sup>	81,344 m <sup>2</sup>	11,880 m <sup>2</sup>	10,740 m <sup>2</sup>	7845 m <sup>2</sup>	40,584 m <sup>2</sup>	3500 m <sup>2</sup>	10,000 m <sup>2</sup>	5 × 3000 m <sup>2</sup>
Field area	~2 ha	35 ha	7.7 ha	~2 ha					10 ha
Target height	43 m	76 m	60 m	106 m	61 m	80 m	80 m	108 m	5 × 27 m
Receiver	Cavity	External cylinder	Cavity	Cavity	Cavity	External	CPC + cavity 'porcupine'	Partial cavity	Billboard
Heat transfer fluid	Sodium	Molten salt	Water/steam	Molten salt	Molten salt	Water/steam	Beam down air	Molten salt	Liquid sodium
Storage capacity		107 MWh <sub>t</sub>				n.a.	n.a.		3 h
Or heat to provide	1.0 MWh <sub>e</sub>		3.5 MWh <sub>e</sub>	12.5 MWh <sub>e</sub>	2.5 MWh <sub>e</sub>	1.5 MWh <sub>e</sub>			
Service period	1981–85	1996–99	1983–84	1983–	1984–85	1985–	2001–	2012–	2017–

Adapted and updated from Lovegrove, K., Luzzi, A. (2002). Solar thermal power systems, Encyclopedia of physical science and technology, 3rd ed., Vol. 15, Academic Press, San Diego, CA, pp. 223–235.

Tabla 1. Algunas instalaciones de prueba y plantas piloto entre 1981 y 2017 [12].

Una de las plantas con la que se obtuvo mayor aprendizaje experiencial respecto a las centrales de receptor central fue construida entre 1981 y 1982 en el desierto de Mojave, en Estados Unidos, lo que supuso un gran logro internacional al convertirse en la primera planta piloto precomercial. Comenzó su vida como *Solar One*, para posteriormente reconfigurarse y relanzarse como *Solar Two*, la cual se puede observar en la Imagen 5.



Imagen 5. Planta termosolar *Solar Two* [13].

Todo comenzó en el año 1973, cuando los investigadores Vant-Hull y Hildebrand de la Universidad de Houston recibieron financiación de la Fundación Nacional de Ciencias para llevar a cabo un estudio sobre la viabilidad de los sistemas de energía solar térmica basados en transmisión óptica. Este estudio culminó con la construcción de *Solar One*, una planta piloto de 10 MWe conectada a la red eléctrica de Edison, en el sur de California. Esta instalación era un prototipo a escala reducida de un sistema receptor central optimizado de 100 MWe, el cual usaba vapor como fluido de trabajo y estaba diseñado para operaciones comerciales. En general, *Solar One* cumplió la mayoría de sus objetivos previstos en el período de prueba inicial de dos años (1982–1984), aunque siguió funcionando durante tres años más en un modo de producción de energía (1984–1987), hasta que finalmente se agotó el presupuesto económico de apoyo concedido para la referida experiencia piloto [12].

Resulta aquí interesante analizar cuáles fueron los problemas que afrontó la planta en esta primera fase. Primeramente, al generarse vapor en el receptor a más de 500 °C y a alta presión, se requería el uso de tuberías con paredes muy gruesas, las cuales estaban sujetas a grandes gradientes térmicos y, en consecuencia, a altas tensiones térmicas que limitaron la cantidad de flujo. Igualmente, el paso de las nubes por razones meteorológicas hacía que hubiera cambios significativos en la potencia del receptor, dificultando el control de este. Por otra parte, el uso del sistema de almacenamiento en lecho estratificado alivió en modo parcial los problemas comentados anteriormente, pero su uso también resultó difícil. Es importante destacar el alto coste que supone almacenar directamente vapor a tan alta temperatura y presión cuando se trabaja a gran escala. Debido a estas consideraciones, se inició la búsqueda de un medio monofásico que pudiera utilizarse tanto en el receptor como para el almacenamiento directo.

Por otro lado, se descubrió que la sal  $\text{NaNO}_3\text{-KNO}_3$ , gracias a su alto calor específico, presentaba buenas propiedades en lo que respecta a la transferencia de calor y punto de ebullición. Además, al no ser tóxica, se detectó que podría ser un fluido más conveniente en comparación con el sodio líquido puro, pues a pesar de tener mejores propiedades de transferencia de calor, resultaba más caro y difícil de manejar [12].

Estas conclusiones fueron respaldadas por los resultados obtenidos en diversas plantas piloto de prueba, principalmente a pequeña escala, que operaron en la década de los años ochenta. Como respuesta, se realizaron cambios en el campo de heliostatos, la torre y la turbina de la instalación llamada *Solar One*, que fue reconfigurada como *Solar Two*. Estos cambios se realizaron con el objetivo de mejorar el rendimiento y la eficiencia de la planta piloto. Asimismo, se agregaron 10000 m<sup>2</sup> de nuevos heliostatos de 95 m<sup>2</sup>, fundamentalmente en el lado sur, para superar los problemas de iluminación desigual del receptor observados en *Solar One*.

La baja presión de la sal en comparación con el vapor permitió que se usaran tubos receptores de paredes mucho más delgadas en *Solar Two* en contraste con *Solar One*, ya que la turbina de *Solar Two* operaba únicamente con el vapor generado tras usar la sal caliente almacenada. Esta reducción del estrés térmico y la mejoría de las características de la transferencia de calor de la sal, permitieron una densidad de flujo permisible del receptor mucho más alta, hasta 1 MW/m<sup>2</sup>—y en diseños futuros hasta 1.5 MW/m<sup>2</sup>— que favoreció el uso de un receptor mucho más pequeño que el que se venía utilizando en *Solar One*. El receptor debía ser precalentado cada mañana, previo llenado para evitar posibles obstrucciones en los tubos, ya que era drenado todas las noches para no llegar al punto de congelación de la sal (220°C) [12].

El tiempo de funcionamiento de *Solar Two* fue reducido, debido principalmente a las siguientes problemáticas que se fueron produciendo. En primer lugar, el generador de vapor falló a causa de la inadecuada circulación de la sal que derivó en un estrés térmico excesivo de un área localizada y, tras alcanzar los 500 ciclos aproximadamente, llegó al fallo. Cabe señalar que 500 ciclos térmicos en realidad representarían una vida útil muy larga para un generador de vapor de servicios públicos en condiciones normales de funcionamiento, lo que manifiesta los desafíos que suponen utilizar las soluciones comerciales existentes en los sistemas de *Concentrated Solar Power* (en lo sucesivo, CSP). En segundo lugar, los paneles del receptor se fueron deformando a lo largo de los años, lo que fue agotando el presupuesto operativo hasta que *Solar Two* cerró en el año 1999.

Con respecto al diseño de los heliostatos, entre los años 1990 y 2005 hubo significativos avances sobre la reducción de los costos y el aumento de su rendimiento. Además, se progresó y mejoró en los revestimientos de los receptores centrales y se investigó cómo reducir el punto de congelación de las sales fundidas y aumentar la temperatura de trabajo. Incluso se buscaron otros fluidos de trabajo. Sin embargo, este periodo significó también una época complicada para la energía solar, ya que para las plantas de demostración había que hacer grandes inversiones de capital y los años de operación se fueron limitando. A partir del año 2000, debido a diversos problemas como son el cambio climático, el calentamiento global, el pico del petróleo, la contaminación provocada por los combustibles fósiles, etc., varias organizaciones renovaron sus esfuerzos para implementar centrales termosolares de receptor central, si bien las circunstancias por las que pasaba la economía no facilitaron una financiación adecuada a pesar de contar con ayudas, incentivos y soporte económico gubernamentales. Un claro ejemplo fue Bechtel (Nexant), con su anteproyecto ‘Solar Tres’ del año 2000 y ‘Eskom’ del año 2002 [12].

A partir del año 2005 se percibe un progresivo cambio con respecto a la actividad de los receptores:

- Se mejoraron las instalaciones de prueba de los laboratorios de la *National Technology and Engineering Solutions of Sandia*, para la Administración Nacional de Seguridad Nuclear del Departamento de Energía de EE. UU., proporcionando instalaciones para la prueba y verificación de proyectos de pequeña escala. No se trata, sin embargo, de una novedad pues ésto ya se llevaba a cabo en anteriores instalaciones de pruebas.
- *Abengoa Solar New Technologies* estuvo operando una torre de investigación de 5 MW entre sus torres PS10 y PS20, como veremos a continuación.
- *Commonwealth Scientific and Industrial Research Organisation* (en adelante, CSIRO), en Australia, construyó dos pequeñas torres de alto flujo (600 kWt y 1.2 MWt) para el desarrollo de conceptos de alta temperatura en vapor, almacenamiento, combustibles solares y ciclos Brayton de aire y CO<sub>2</sub> supercrítico. Operaba entre los 1000 K y los 1600 K.
- En Jülich, Alemania, se diseñó una instalación de torre solar del campo norte para probar receptores de aire volumétricos abiertos al nivel de 1.5 MWe. Llegó a operar hasta los 650°C.
- La Academia de Ciencias de China (en adelante, A.C.C.) construyó una planta experimental/de demostración de 7.5 MWt a 75 km al norte de Pekín. Esta planta utilizaba heliostatos de 100 m<sup>2</sup> para iluminar un receptor de cavidad que producía vapor e incluía una unidad de almacenamiento (véase Imagen 6).
- La empresa australiana *Vast Solar* ha construido y está operando una planta de 6 MWt (1.1 MWe) que consta de cinco torres solares pequeñas, cada una con 700 heliostatos, y que utiliza sodio líquido como fluido receptor de transferencia de calor [12].



Imagen 6. Planta experimental construida por la Academia de Ciencias de China (Pekín) [12].

Ya en 2009, *BrightSource Energy* (empresa de tecnología de energía solar con sede en Oakland, California) estuvo construyendo una instalación mejorada en Coalinga de 29 MWt para la recuperación de petróleo. Utilizaba 3822 de los mismos espejos de dos caras para iluminar un receptor de vapor de panel plano en lo alto de una torre de 100 m para producir vapor de proceso. En ese mismo año, *eSolar* (también empresa californiana) puso en funcionamiento dos módulos de demostración de su planta comercial propuesta de 10 a 14 unidades. Uno utilizó un par de receptores de cavidad orientados al norte y al sur que producían vapor sobrecalentado, el otro un receptor que constaba de cuatro unidades de panel plano con el sobrecalentamiento del vapor cerca de las esquinas norte y sur. El campo utilizaba varios heliostatos pequeños de 1.14 m<sup>2</sup> montados de fábrica en estructuras de armadura y en su instalación de prueba/demostración, utilizaron 24000 heliostatos de este tipo, 6000 en cada campo norte y sur para cada receptor [12].

En 2010, existían ya varias empresas centradas en el desarrollo de proyectos comerciales de receptor central a gran escala, como Abengoa Solar en España y Sudáfrica, *eSolar* en EE. UU. e India, *BrightSource* en EE. UU. e Israel, *Solar Reserve* en EE. UU. y *Sener* y *Torresol Energy* en España. Y a partir de 2011, el módulo de demostración de segunda generación de una planta de sales fundidas de 100 MWe de diez módulos propuesta se comenzó a poner en marcha en Rajasthan (India). Ya en 2012 cada una de estas empresas tenía una planta de torre comercial, algunas en fase de construcción y otras ya en operación. Hoy en día, hay un número aún mayor de desarrolladores y contratistas de *Engineering, Procurement, and Construction* (en adelante, EPC) para receptores centrales, incluidos *ACWA Power* y *Vast Solar*, y en particular de China, organizaciones como *Supcon Solar*, *SEPCO III*, *North West Electric Power Design Institute*, *China Power Engineering Consulting Group Corporation*, *Shouhang High-Tech Energy Company* y *Shanghai Electric*.

La primera empresa que comenzó con la construcción y operación comercial fue Abengoa Solar en 2006, con su plataforma solar PS10 situada en Sanlúcar la Mayor (Sevilla, España). La PS10 tiene un receptor de cavidad hemisférico orientado al norte de 11 MWe a 100.5 m de elevación, que genera vapor saturado a 240 °C, utilizando 624 heliostatos de 120 m<sup>2</sup> y un total 75000 m<sup>2</sup> de espejos. El campo ocupa 55 hectáreas y la torre es de 125 m de altura. Después de PS10, surgió PS20 de 20 MWe (véase Imagen 7), que empezó a operar comercialmente en 2009. PS20 está compuesta de 1255 heliostatos de 120 m<sup>2</sup> y un total 150000 m<sup>2</sup> de espejos, así como un campo solar de 85 hectáreas. Tiene 45 hileras de heliostatos y la torre es de 165 m de altura, cuyo receptor solar se encuentra a 125 m de altura con geometría en cavidad y recirculación natural [12].



Imagen 7. Planta PS20 construida por Abengoa Solar [14].



Imagen 8. Plataformas PS10 y PS20 [15].

El uso de vapor saturado de baja presión y temperatura por parte de Abengoa, y el vapor sobrecalentado por *BrightSource*, entre otros (véase Imagen 11), permitió el uso de tubos de pared más delgada en el receptor, reduciendo así la tensión térmica en los tubos, por lo que se produjeron menores pérdidas térmicas, tomando como comparación *Solar One*. Además, la temperatura más baja resultó en una eficiencia de Carnot reducida y, por lo tanto, requirió una planta solar mucho más grande para lograr la misma producción de energía eléctrica. Debido precisamente a esa temperatura más baja, para proporcionar el mismo almacenamiento de energía, el sistema de almacenamiento debió ser mucho más grande en comparación con el tipo utilizado en *Solar Two*, requiriendo costosos intercambiadores de calor de vapor a sal y de sal a vapor.

*eSolar* adoptó un enfoque considerablemente diferente, utilizando una matriz compacta de heliostatos de  $1.14 \text{ m}^2$  montados conjuntamente para irradiar un receptor en lo alto de una torre no demasiado alta (véase Imagen 9). El concepto comercial se basaba en módulos que produjeran 50 MWt cada uno. Unas 10 a 14 unidades producirían un total de 500 a 700 MWt, proporcionando vapor a una turbina de 100 MWe con un factor de capacidad del 50 % al 75 %, respectivamente, utilizando almacenamiento en sales fundidas [16].



Imagen 9. Heliostatos de  $1.14 \text{ m}^2$  de *eSolar* [16].

*Torresol Energy* construyó la planta comercial de sales fundidas, Gemasolar, con 15 h de almacenamiento en sales fundidas que inició su producción comercial en el segundo semestre de 2011 (véase Imagen 10). La planta emplea 2650 heliostatos de  $15 \text{ m}^2$ , dando como resultado un receptor cilíndrico externo de 115 MWt impulsando una turbina de 19.9 MWe con el resto del calor enviado a almacenamiento (debido a las limitaciones españolas en ese momento) [12].



Imagen 10. Planta Gemasolar construida por *Torresol Energy* [17].

La empresa estadounidense *BrightSource* construyó una planta de 392 MWe, que consta de tres unidades individuales en Ivanpah, en el desierto de California (cerca de Las Vegas). En ella se usan heliostatos de 14 m<sup>2</sup>. La primera planta –de 126 MWe– se conectó a la red el 20 de septiembre de 2013. La segunda planta –de 133 MWe– entró en funcionamiento el 13 de febrero de 2014 y la tercera planta –también de 133 MWe– el 19 de mayo de 2016 (véase Imagen 11). *BrightSource* ahora también ha venido desarrollando desde 2019 un proyecto en Israel bajo el nombre de *Ashalim*, de 121 MWe, que comprende 50600 heliostatos de 20.8 m<sup>2</sup> y una torre de 250 m [12].



Imagen 11. Central de *BrightSource* en el desierto de California, Ivanpah [18].

*SolarReserve*, situada en EE. UU., obtuvo la licencia de la información de diseño patentada que *Rocketdyne* –ahora *Pratt & Whitney Rocketdyne*, una subsidiaria de *United Technologies Corporation*– había desarrollado en la construcción del receptor de sales fundidas, las bombas, las unidades de almacenamiento térmico y los generadores de vapor de *Solar Two*. De esta forma, construyeron una planta de sales fundidas de 110 MWe (565 MWt) con 10 h de almacenamiento y un factor de capacidad de aproximadamente el 50 % cerca de Tonopah, Nevada (véase Imagen 12). Esta planta, cuya primera torre a escala de servicios públicos en usar sales fundidas construida por *SolarReserve*, entró en funcionamiento en 2018 pero sufrió una serie de problemas técnicos que limitaron su potencia. Si bien la planta ha demostrado tener un buen rendimiento en su punto de diseño, varios problemas técnicos durante la puesta en marcha, en particular una fuga en el tanque de sal caliente, redujeron su disponibilidad y causaron dificultades financieras a las empresas involucradas [12].



Imagen 12. Planta *Crescent Dunes* cerca de Tonopah [19].

En 2019, la empresa saudí *ACWA Power* puso en funcionamiento la planta *NOOR III* en Ourazate, Marruecos. Este proyecto consta de 150 MWe y de sales fundidas (8 h de almacenamiento) y está compuesto por 1.3 millones de m<sup>2</sup> de área total de heliostatos. A finales de ese mismo año, en China se habían planificado, desarrollado e instalado nuevos proyectos de torres basados en el almacenamiento de sales y receptores centrales para un período de dos años. Nos referimos a proyectos como *SUPCON Delingha* 50 MW y *Shouhang Dunhuang* 100 MW, terminados ambos en diciembre de 2018; *Power China Gonghe* 50 MW, finalizado en septiembre de 2019; y *CEEC Hami* 50 MW, de diciembre de 2019 [20].

En conclusión, hoy en día se pueden encontrar unas 32 plantas de receptor central comerciales en operación, en países mayoritariamente soleados del mundo. Una lista actualizada que recoge éstos y otros detalles más específicos se puede consultar en el laboratorio nacional de EE. UU. dedicado a la investigación, desarrollo y promoción de tecnologías de energía renovable y eficiencia energética, el *National Renewable Energy Laboratory* (en adelante, NREL) [21].

## 4. ELEMENTOS RESEÑABLES DE LAS CENTRALES TERMOSOLARES

### 4.1. LOS HELIOSTATOS Y SUS CARACTERÍSTICAS

El heliostato es uno de los elementos más importantes en las plantas de receptor central, ya que su función principal es la de concentrar la radiación solar directa hacia un receptor solar situado en la parte superior de una torre central. Los de la generación actual están formados por una superficie reflectante, una estructura soporte, un mecanismo de accionamiento en azimut y en elevación –proporcionando el seguimiento solar en dos ejes–, un pedestal, la cimentación y un sistema de control. Además, principalmente existen dos tecnologías diferentes utilizadas en la fabricación de estos mismos:

- Tecnología de vidrio-metal: es la que más ha sido utilizada desde los orígenes de los heliostatos. En ella los espejos son de un grosor de aproximadamente de 2.5 mm.
- Tecnología de membrana metálica tensionada: en ella los espejos utilizados son de un espesor inferior a los de vidrio-metal ( $< 1$  mm) o películas reflectantes a base de plata fijada por deposición. Esta tecnología ha sido muy poco usada comercialmente, aunque facilite el movimiento de los heliostatos de menor peso, ya que los costos por metro cuadrado no se han visto reducidos y se desconoce su durabilidad.

El desarrollo de los heliostatos muestra una clara evolución desde los primeros, de pequeña superficie con una estructura pesada y rígida, a los más recientes de mayor tamaño, mucho más ligeros de peso y de más bajo costo con reflectores a base de espejos de alta reflectividad [27]. Los heliostatos deben ser lo suficientemente precisos para no degradar la imagen solar en exceso –el error óptico debería ser inferior a 2-3 mrad– y lo suficientemente rígidos para soportar la gravedad y las cargas del viento, manteniendo esta precisión. En 2007, se estimó que tales heliostatos costaban entre 150 y 200  $\$/m^2$ , y en 2018 se fijó por defecto en 140  $\$/m^2$  en SAM de NREL [28].

Con respecto al área, su valor óptimo es difícil de definir, pues implica una compensación entre muchos efectos, como las deflexiones del soporte del reflector bajo la gravedad y la carga del viento, las pérdidas por intercepción o por bloqueo y la cantidad de sistemas de control a construir, entre otros. Los heliostatos comerciales actuales varían de 1 a 150  $m^2$ . Sin embargo, se han desarrollado diseños de hasta 200  $m^2$ , llegando a alcanzar incluso los 300  $m^2$ .

Por otro lado, los sistemas de control y cableado convencionales que se sitúan a mayor distancia del receptor pueden presentar un impacto negativo en el coste debido al mayor espacio radial existente. Para optimizar el gasto económico, se hace necesario compensar la posición del límite exterior, las pérdidas de heliostatos y los costos asociados, lo que implica estudiar la influencia y las limitaciones que la utilización de estos sistemas ejerce sobre la eficiencia de la planta. Como ya se indicó en el Gráfico 1 del Apartado 3 de este Trabajo Final de Grado, los heliostatos son una parte muy relevante del coste total en las plantas receptoras centrales. Su estimación habitualmente supera el 40 % del coste total del sistema instalado, siendo el mecanismo de accionamiento y las facetas –o superficie reflectante– los elementos que más influyen en el costo.

En consecuencia, reducir significativamente el coste del heliostato es fundamental para lograr cierto grado de paridad económica entre las centrales solares y las centrales eléctricas. El impedimento fundamental que suponen los altos costos iniciales de instalación para el sistema ha supuesto un desafío para los desarrolladores de receptores centrales solares, en la competencia por el mercado de servicios públicos no subsidiados y hoy día sigue siendo un logro difícil de alcanzar. Su éxito dependerá en gran medida de la reducción del coste del campo de heliostatos, aunque se observa que un ciclo de turbina más eficiente también contribuye a una reducción de este.

Durante las últimas décadas, los diseños de heliostatos han sido principalmente de vidrio y aceros convencionales, o de azimut de elevación montados en pedestales. Las alternativas a éstos incluyen, entre otros, heliostatos agrupados, heliostatos de carrusel sobre rieles, reflectores de membrana estirada y recintos inflables [29]. Varios ejemplos representativos se plasman en la Imagen 13.

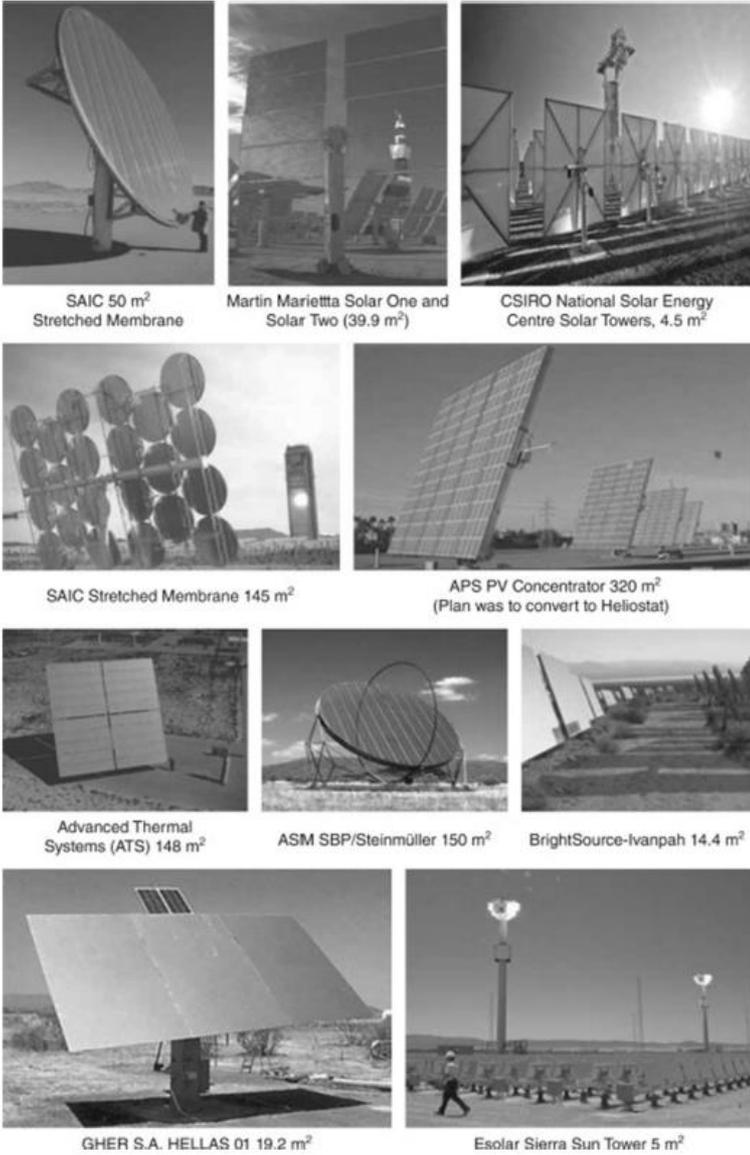


Imagen 13. Diferentes diseños de heliostatos de distintos años [29].

Ya se ha adelantado antes que, desde la década de 1970 hasta mediados de los 2000, hubo una tendencia general a aumentar el tamaño del heliostato; tendencia cuya evolución ha cambiado de sentido hacia aquellos más pequeños a partir de mediados de los 2000. En la actualidad, sin embargo, encontramos heliostatos de variedad de tamaños como estudiaremos en el siguiente punto de nuestro trabajo. En términos generales, la tendencia a preferir heliostatos más grandes durante los últimos años del s. XX se basó, en parte, en las supuestas ventajas de las “economías de escala”, como así parecen indicar destacados estudios. Otro de los beneficios previsible con este tipo de heliostatos era que sus costos fijos podrían distribuirse en un área más grande, lo permitiría reducir el costo por unidad de área. Quizás, otros factores también han podido influir en este sentido, como son la disponibilidad de unidades de transmisión personalizadas que ofrecen potencialmente un alto rendimiento y bajo costo, o la relajación de los criterios de diseño para lograr costes más bajos al aumentar el área del reflector al máximo permitido para una unidad de transmisión determinada. Estos estudios cubrieron principalmente diseños específicos y sus consideraciones de costo, aunque era escasa la literatura publicada sobre los aspectos del costo intrínseco por unidad de área [30].

Con respecto a las pérdidas que influyen en la eficiencia y generación de energía, éstas principalmente se basan en la distribución que tienen los heliostatos sobre el terreno/suelo del campo solar:

- Pérdidas por bloqueo: son las debidas a la disposición geométrica de los heliostatos en torno a la torre, lo que en inglés se denomina con el término *layout*.
- Pérdidas por reflectividad: sufridas cuando los heliostatos no reflejan la totalidad de la radiación solar que incide sobre su superficie reflectante, ya que parte de dicha radiación es absorbida por la misma.
- Pérdidas por atenuación atmosférica: causadas por procesos de absorción y dispersión de la radiación reflejada en su camino entre el heliostato y el receptor. Esta atenuación será mayor cuanto más alejado esté un heliostato de la torre.
- Pérdidas por desbordamiento de flujo (*spillage*): originadas por la dispersión del haz de rayos paralelos de la radiación incidente sobre el campo de heliostatos; también por las pequeñas desviaciones en el seguimiento al sol por parte de los heliostatos; errores ópticos en las superficies reflectivas; o por la necesidad de distribuir el flujo de radiación incidente en el receptor para evitar picos de flujo superiores a los que el material del receptor puede soportar.
- Pérdidas por factor coseno: generadas por pérdidas de radiación solar concentrada que ocurren debido al ángulo de incidencia que tiene el sol con respecto a los heliostatos. Como se puede observar en el Gráfico 2, la distribución de los heliostatos en el campo tiene una gran importancia en el factor coseno.

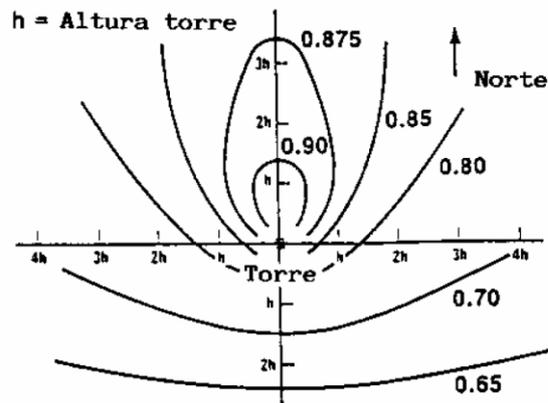


Gráfico 2. Valor del factor coseno según la posición que tomen los heliostatos [4].

Todas estas pérdidas comentadas anteriormente y las que se pueden ver en la Imagen 14, influyen en el rendimiento del campo solar o rendimiento óptico, que representa el cociente entre la energía que incide en el receptor y la que incide en el campo solar. Como es de esperar, el rendimiento óptico del campo solar aumentará si estas pérdidas descritas disminuyen.

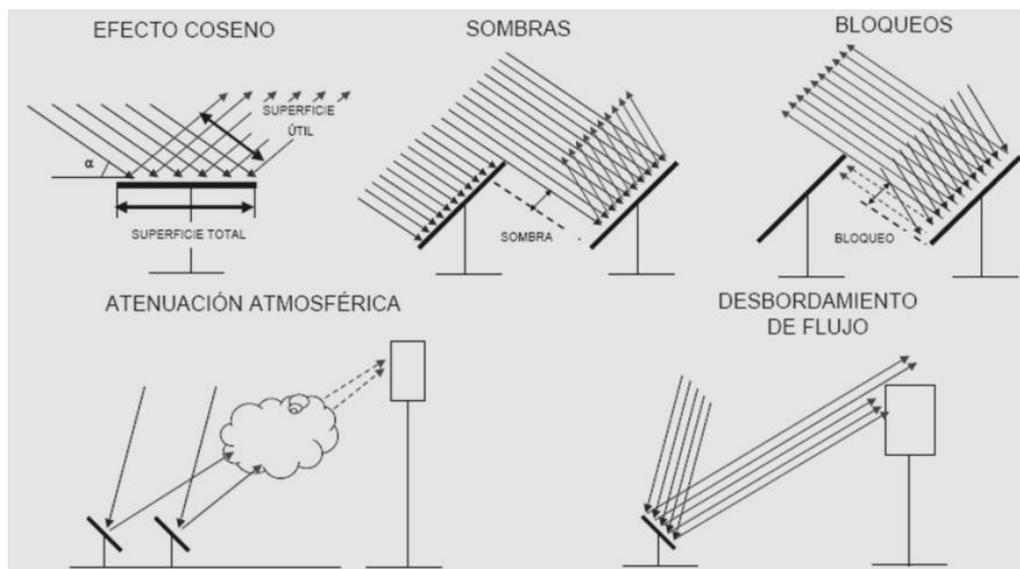


Imagen 14. Pérdidas que tienen los heliostatos [31].

#### 4.1.1. TAMAÑOS

El tamaño de los heliostatos es un parámetro muy relevante, aunque no hay una respuesta general sobre cuál es el óptimo. Es conocido que cuanto mayor es el tamaño de los heliostatos para la misma potencia instalada, mayor espacio habrá entre ellos para evitar posibles sombras y bloqueos, por lo que la última hilera de heliostatos estará aún más alejada de la torre, lo que implicará una reducción destacable en el rendimiento de la planta. Por ello, se ha de buscar una solución de compromiso entre el tamaño de los heliostatos y la distancia que éstos tienen hasta el receptor central [32].

Determinar hacia dónde tiende el tamaño de los heliostatos en la industria es una tarea muy complicada. Algunos desarrolladores de tecnología ampliaron sus heliostatos –Abengoa de 120 m<sup>2</sup> a 140 m<sup>2</sup>, *BrightSource* de 15.2 m<sup>2</sup> a 19.0 m<sup>2</sup> y *eSolar* de 1.14 m<sup>2</sup> a 2.2 m<sup>2</sup>–, tal vez para reducir el costo a través del uso menos conservador de componentes personalizados, por ejemplo el sistema de manejo. Sin embargo, la falta de una tendencia clara por parte de estos grandes desarrolladores de tecnología se evidencia en Abengoa, quienes estuvieron ofreciendo simultáneamente un heliostato de 140 m<sup>2</sup> y desarrollando uno de 18 m<sup>2</sup>. Igualmente, varias instituciones de I+D respetadas en la industria están desarrollando actualmente heliostatos muy pequeños –NREL 6 m<sup>2</sup>, DLR 8 m<sup>2</sup> y CSIRO 4.5 m<sup>2</sup>– como se verá a continuación en el apartado 4.2.2.2. de precios de heliostatos [33].

La Tabla 2 muestra la variación de los diferentes tamaños de heliostatos que ha habido desde 1970 hasta 2023 en algunas centrales termosolares, ya sean pilotos o comerciales, donde el promedio de tamaños se sitúa en 70 m<sup>2</sup>. Todos estos datos se representan en el Gráfico 3.

Si los supuestos de “economías de escala” y, en efecto, los costos fijos relativamente altos por heliostato son ciertos, entonces los heliostatos más grandes serían la opción preferida, pues en el costo fijo por heliostato están incluidos los costos electrónicos que suelen ser relativamente altos durante la parte inicial del desarrollo de éstos [34]. Durante la década de los ochenta en EE. UU. la opinión preeminente era que la rentabilidad de los heliostatos se veía favorecida por grandes tamaños. Opinión apoyada por los resultados obtenidos en los análisis de Sandia que se llevaron a cabo durante el año 2000, indicando que los heliostatos deberían ser de al menos 50 m<sup>2</sup>, y preferiblemente de 150 m<sup>2</sup>. Hubo otro estudio que se basó también en el incremento del tamaño de 50 a 150 m<sup>2</sup> del heliostato de membrana estirada, con el objetivo de disminuir los costos de éste, si bien se llegó a la conclusión de que no era determinante para reducir el costo [35].

### TAMAÑOS DE HELIOSTATOS (1970-2023)

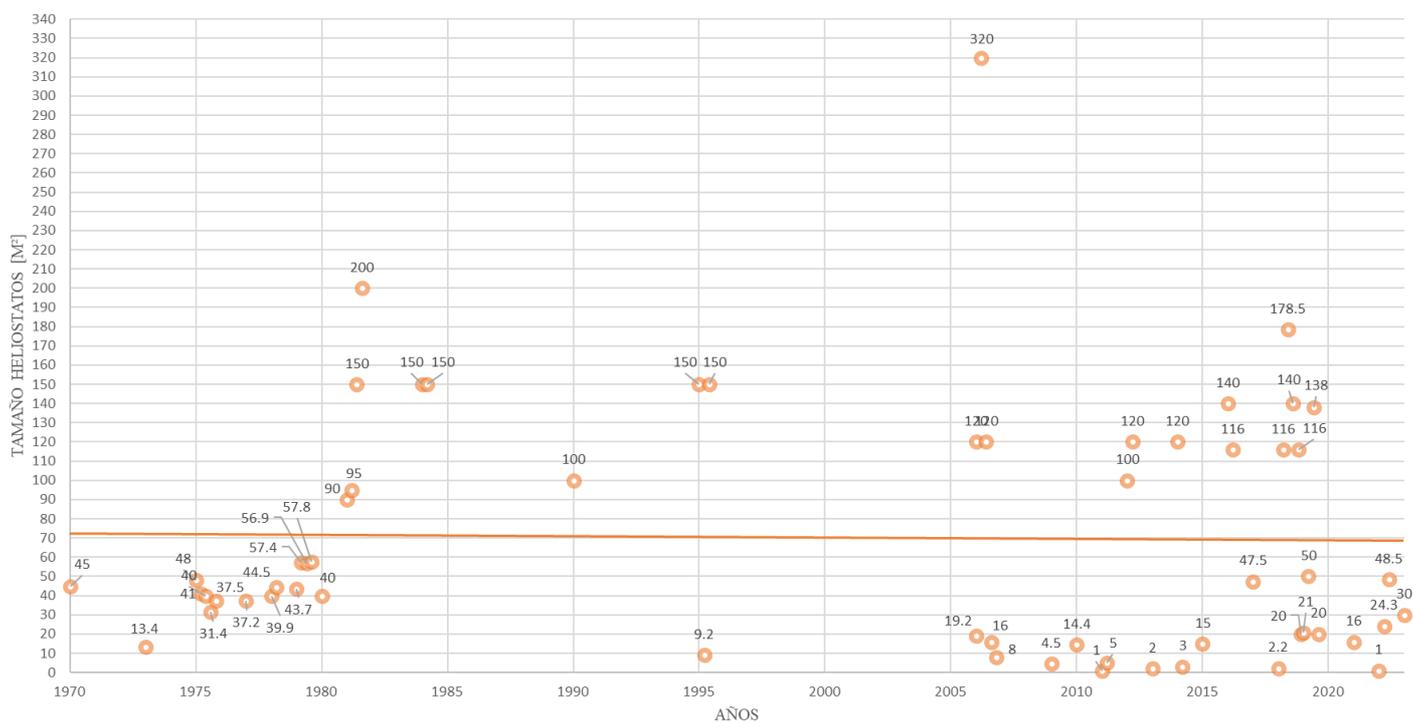


Gráfico 3. Diferentes tamaños de heliostatos desde 1970 hasta 2023 [m²].

Elaboración propia con apoyo de fuentes: NREL (2023) [21], CSP.GURU [64], Lovegrove & Stein [29].

<b>AÑOS</b>	<b>PROGRAMA</b>	<b>CONTRATISTA PRINCIPAL O LOCALIZACIÓN</b>	<b>TAMAÑO [m2]</b>
1970	Heliostatos Trombe	Francia	45
1973-1974	Fundación Nacional de Ciencia	Universidad de Houston/McDonnell Douglas	13.4
1975-1977	Planta piloto	Boeing	48
1975-1978	Estudio de sistema	Martin Marietta	41
1975-1979	Experimento	Honeywell	40
1975-1980		Universidad de Houston/McDonnell Douglas	31.4
1975-1981		Universidad de Houston/McDonnell Douglas	37.5
1977-1979	SNLA (Instalación de prueba)	Martin Marietta	37.2
1978-1979	Planta piloto	Martin Marietta	39.9
1978-1980		Universidad de Houston/McDonnell Douglas	44.5
1979-1981	Segunda generación	Boeing	43.7
1979-1982	Heliostato	Martin Marietta	57.4
1979-1983		Universidad de Houston/McDonnell Douglas	56.9
1979-1984		Arco (Northrup)	57.8
1980-1981	Planta piloto (Solar One)	Martin Marietta	40
1981-1986	Heliostato grande	Universidad de Houston/McDonnell Douglas	90
1981-1987		Arco	95
1981-1988		Arco	150
1981-1989		Solar Power Eng. Co.	200
1984-1986	SM (membrana estirada)	Solar Kinetics Inc	150
1984-1987		Science Applications	150
1990	SM (membrana estirada)	Science Applications International Corp.	100
1995	SM. pero con cristal	Solar 2/España	150
1995	USISTF gran concentración solar	Universidad de Houston/McDonnell Douglas/HiTek Services	9.2
1995	ASM-150	Steinmüller (Alemania)	150
2006	Gher S.A. Hellas 01	Gher S.A. (España)	19.2
2006-2007	Amonix PV convertido a heliostato	APS (Propuesto)	320
2006-2008	PS10 y PS20	Planta Solar (Abengoa. España)	120
2006-2009	Carpe Diem HelioCA 16	DLR	16
2006	SHP (Australia)	DLR-Jülich. Alemania	8
2009	CSIRO (Australia)	CSIRO	4.5
2010	BrightSource	Solar Energy Development Center. Rotem. Negev. Israel	14.4
2011	ACME Group	ACME. India	1
2011	eSolar Sierra Sun Tower	eSolar. Inc (Cinco de 1 m2)	5
2012	Badaling Dahan	CAS. China	100
2012	CRS Sales	Sevilla. España	120
2013	SUPCON Delingha 10 MW	SUPCON Solar. China	2
2014	Gemasolar	SENER	120
2014	Vast Solar	Jemalong (NSW. Australia)	3
2015	Ivanpah	Brightsource. EE. UU.	15
2016	Khi Solar One	Abengoa. Sudáfrica	140
2016	Shouhang Dunhuang Phase I	Shouhang. China	116
2017	Stellio	SBP	47.5
2018	Sundrop farms	eSolar	2.2
2018	Crescent Dunes	Solar Reserve. EE. UU.	116
2018	NOOR III	SENER. Marruecos	178.5
2018	Atacama I/Cerro Dominador (Híbrido)	EIG. Chile	140
2018	Shouhang Dunhuang Phase II	Shouhang. China	116
2018	SUPCON Delingha 50 MW	SUPCON Solar. China	20
2019	Ashalim Plot B/Megalim	Brightsource (25%). GE (25%). NOY (50%). Israel	21
2019	CEEC Hami	CEEC. China	50
2019	LuNeng Haixi	Luneng Group (State Grid). China	138
2019	China Qinghai Gonghe	HYDROCHINA and Northwest Engineering Corporation. China	20
2021	Yumen Xinneng/Xinchen	Yumen Xinneng Thermal Power Co., China	16
2022	Sierra SunTower	eSolar. EE. UU.	1
2022	Huidong New Energy Akesai (Híbrido)	Huidong New Energy Co., China	24.3
2022	Power China Ruoqiang (Híbrido)	Power China Ruoqiang, China	48.5
2023	Power China Toksun (Híbrido)	Toksun, China	30
2023	CTGR Qinghai Golmud (Híbrido)	Qinghai Golmud, China	115.75

Tabla 2. Diferentes tamaños de heliostatos desde 1970 hasta 2023 [m<sup>2</sup>].

Elaboración propia con apoyo de fuentes: NREL (2023) [21], CSP.GURU [64], Lovegrove & Stein [29].

Por otro lado, los heliostatos de pequeño tamaño tienen una ventaja a destacar: la calidad óptica suele ser mayor a menores superficies, además de que al tener menor área producen menos sombreado y bloqueo, aunque esto último también depende de la cercanía entre los heliostatos y su inclinación entre otros factores. Su producción en masa es viable, tienen fácil manejo e instalación y, al tener poca superficie, soportan menos cargas de viento. En cambio, los heliostatos grandes pueden aumentar la concentración solar, al mismo tiempo que disminuye su número a igual potencia, requisitos de control, piezas y materiales. Sin embargo, al tener mayor superficie sufren con mayor intensidad las cargas de viento. Actualmente se están abordando varios temas relacionados con las unidades de heliostatos, como el estudio de las cargas de viento, la conformación y dimensionado, los componentes, la fabricación y montaje, y la calificación o la limpieza de heliostatos.

Desde que se fabricaron los primeros prototipos en 1970, la elección del tamaño ha sido controvertida y existen modelos de heliostatos con una amplia variedad de tamaños. En el Gráfico 4 se exhibe el rango de tamaños de distintos tipos de heliostatos, que va desde modelos de 0.74 m<sup>2</sup> hasta uno de 200 m<sup>2</sup>. A continuación, en la Tabla 3 se muestran distintas plantas termosolares con distintos datos relevantes como por ejemplo el tamaño y número de los heliostatos, la altura de las torres, la potencia eléctrica de la planta, su ubicación y su estatus.

*T. Telsnig et al./Solar Energy 157 (2017) 187–200*

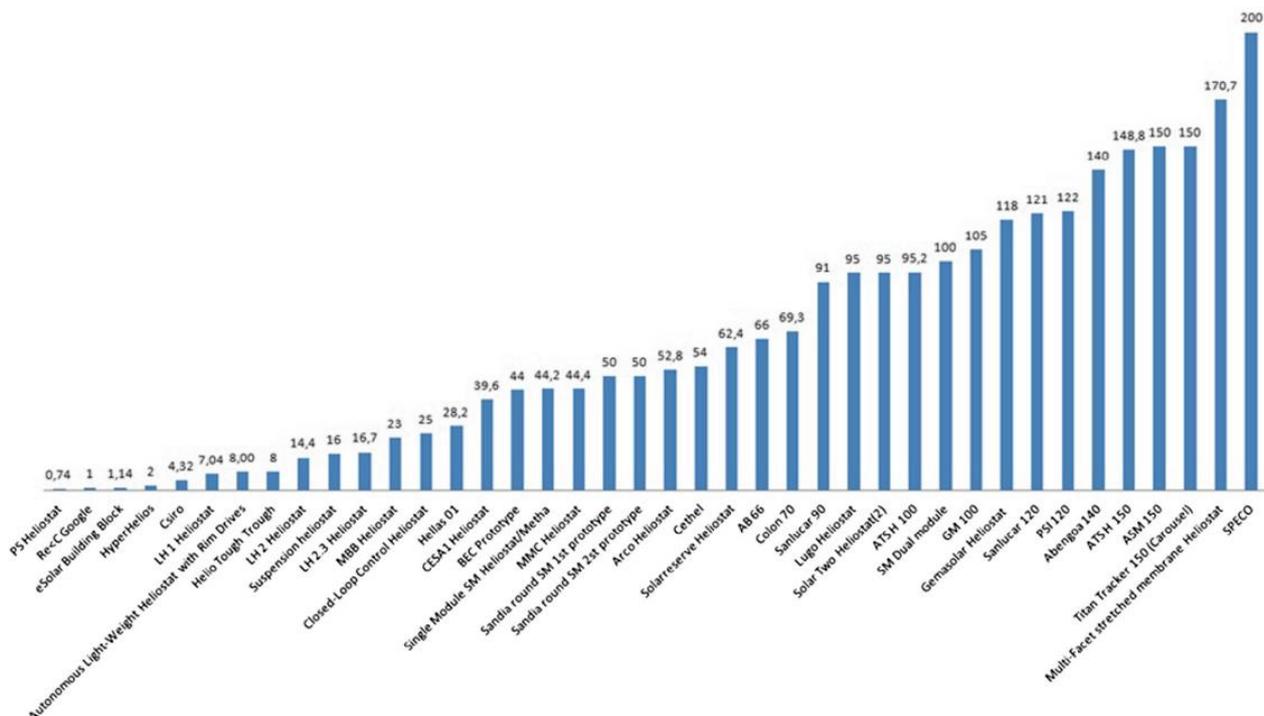


Gráfico 4. Tamaños [m<sup>2</sup>] de heliostatos fabricados y planeados [36].

Nombre	Fecha	Ubicación	Potencia (MW)	Nº Heliostatos	Área Heliostato (m <sup>2</sup> )	Área Campo Solar (m <sup>2</sup> )	Altura Torre (m)	Estatus
ACME Solar Tower	2011	India	2,5	14280	1	16222	46	Operativo
Ashalim Plot B / Megalim	2019	Israel	121	50600	21	1052480	240	Operativo
Atacama I / Cerro Dominador 110MW CSP + 100 MW PV	2018	Chile	110	10600	140	1484000	243	Operativo
Badaling Dahan 1 MW Tower	2012	China	1	100	100	10000	118	Operativo
CEEC Hami - 50MW Tower	2019	China	50	14500	50	696751	220	Operativo
Crescent Dunes Solar Energy Project	2015	EE.UU.	110	10347	116	1197148	195	Operativo
CRS Sales	2012	España	5	88	120	10560	55	Operativo
Gemasolar Thermosolar Plant / Solar TRES	2011	España	20	2650	120	304750	140	Operativo
Greenway CSP Mersin Tower Plant	2012	Turquía	1,4	510			60	Operativo
Ivanpah Solar Electric Generating System	2014	EE.UU.	377	173500	15	2600000	140	Operativo
Jemalong Solar Thermal Station	2017	Australia	1,1	3500		15000	30	Operativo
Jinta Zhongguang Solar 100 MW Tower + 600 MW PV	2023	China	100				195	En construcción
Jülich Solar Tower	2008	Alemania	1,5	2153	8	17650	60	Operativo
Khi Solar One	2016	Sudáfrica	50	4120	140	576800	200	Operativo
Lake Cargelligo	2011	Australia	3	620	10	6080		No operativo
LuNeng Haixi - 50MW Tower	2019	China	50	4400	138	610000	188	Operativo
National Solar Thermal Test Facility	1976	EE.UU.	5	222			63	Operativo
Noor Energy 1 / DEWA IV - 100MW tower segment	2022	Dubai	100	70000			260	En construcción
NOOR III	2018	Marruecos	150		178,5	1312000	247	Operativo
Planta Solar 10 - PS10	2007	España	11	624	120	75000	115	Operativo
Planta Solar 20 - PS20	2009	España	20	1255	120	1500000	165	Operativo
Power China Qinghai Gonghe - 50MW Tower	2019	China	50	25795	20	516000	210	Operativo
Redstone	2023	Sudáfrica	100					En construcción
SEDC	2008	Israel	6	1600			60	Operativo
Shouhang Dunhuang Phase I - 10 MW Tower	2016	China	10	1525	116	175375	138	Operativo
Shouhang Dunhuang Phase II - 100 MW Tower	2018	China	100	12121	116	1400000	263	Operativo
Sierra SunTower		EE.UU.	5	24360	1	27670	55	No operativo
Solar One	1982	EE.UU.	10	1818	40	72650	90	De baja
Solar Two	1995	EE.UU.	10					De baja
Sundrop CSP Project	2016	Australia	1,5	23712		51505	127	Operativo
SUPCON Delingha 10 MW Tower	2013	China	10	22500	2	63000	80	Operativo
SUPCON Delingha 50 MW Tower	2018	China	50	27135	20	542700	200	Operativo

Tabla 3. Distintas centrales termosolares y tamaños de heliostatos.

Elaboración propia en Excel e información de NREL [21].

Algunas centrales termosolares cuentan con una gran cantidad de heliostatos, como la central *Ivanpah Solar*, que tiene 173.500 heliostatos con un área de 15 m<sup>2</sup>, lo que supone un área del campo solar de 2.602.500 m<sup>2</sup>. En cambio, los heliostatos desarrollados para la planta NOOR III son de 178.5 m<sup>2</sup>. Esta tendencia de favorecer heliostatos más grandes se basa en la suposición de varias ventajas de las “economías de escala”, como ya se comentó en el apartado general (4.2.). Para un campo solar de potencia determinada, si se usan heliostatos de tamaño grande en vez de heliostatos pequeños, habrá menos unidades, ensamblajes estructurales, pedestales y cimientos. Además, también tienen una mejor mantenibilidad y operatividad comparado con los heliostatos pequeños. En el Gráfico 5 es posible apreciar la tendencia que han tenido los tamaños de los heliostatos desde 1965 hasta 2015, recalando que los heliostatos de tamaño muy reducido – menores a 10 m<sup>2</sup>– se están probando, experimentando y fabricando sobre todo desde el año 2007.

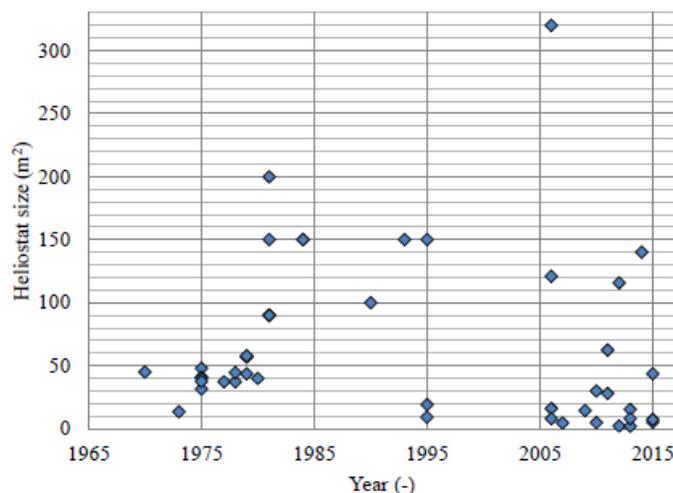


Gráfico 5. Tendencia de tamaños de heliostatos desde 1965 hasta 2015 [12].

A modo de resumen, el tamaño de los heliostatos es una cuestión que puede variar ampliamente y, que a su vez, depende de múltiples factores como son el diseño de la planta termosolar, la cantidad de radiación solar que se desea concentrar en un área determinada o las dimensiones del receptor, entre otros destacables. No hay ningún tamaño óptimo que se pueda generalizar para todas las plantas, pues éste variará según el emplazamiento, la energía anual que se pretenda conseguir, el presupuesto, la eficiencia del campo solar, así como otras variables que se deban tener en cuenta.

## 4.1.2. OTRAS CARACTERÍSTICAS RESEÑABLES

### 4.1.2.1. FORMAS

En la actualidad, no existe consenso general sobre la forma y el tamaño adecuados para un heliostato, debido a que las exigencias energéticas de las centrales termosolares y la inversión inicial son factores decisivos. Las diferentes formas de los heliostatos que se pueden encontrar varían desde formas cuadradas hasta superficies circulares, ya sea que estén en uso en plantas termosolares o bajo periodo de investigación. De entre todos los tipos que existen, el modelo que mayormente se ha difundido consiste en una superficie rectangular con un sistema de orientación de dos ejes denominado *Azimuth-Elevation*. La Imagen 15 y 16 muestran el heliostato de forma rectangular instalado en centrales como la PS10, la PS20 y Gemasolar.



Imagen 15. Heliostatos de las plantas PS10 y PS20 [37].



Imagen 16. Heliostatos de la planta Gemasolar [38].

Hay otros tipos de forma en los heliostatos como es el heliostato pentagonal, expuesto en la Imagen 17. Éste fue instalado para su investigación en 2014 en la Plataforma Solar de Almería a una distancia de 400 metros al norte de la torre CESA-1 [39].



Imagen 17. Heliostato pentagonal de la P.S.A. [40].

A veces, cuando se requiere una superficie reflectante grande, es necesario dividirla en superficies más pequeñas y ensamblarlas para obtener la forma deseada. El ensamblaje de éstas subsuperficies puede conllevar errores asociados a la propia superficie y a la conexión entre ellas. En la literatura científica, se han utilizado procedimientos basados en la deflectometría láser para medir estos inconvenientes en heliostatos compuestos por múltiples superficies reflectantes. Un claro ejemplo en el que se divide la superficie total en superficies menores es el del heliostato de 100 m<sup>2</sup> formado por 55 superficies reflectantes de forma hexagonal de 1.82 m<sup>2</sup>, que se encuentra en una planta de receptor central en Pekín de 1 MWe (véase Imagen 18) [39].



Imagen 18. Heliostatos hexagonales de 1.82 m<sup>2</sup> en Pekín [37].

Otra forma interesante que tienen los heliostatos es la forma circular, desarrollada por la *Science Application International Corporation* (en adelante, SAIC) durante el programa *SolMat* (véase Imagen 19) [39].



Imagen 19. Heliostato circular desarrollado por SAIC [41].

Durante el desarrollo programa *SolMat*, se propuso una optimización en la producción de heliostatos con el propósito de disminuir los costos. Para ello se presentaron modelos de superficie circular, así como módulos de espejos más reducidos –de 3 metros de diámetro– y fácil transporte. El heliostato resultante tenía 145 m<sup>2</sup> de superficie y estaba formado por 22 espejos (véase Imagen 20) [39].



Imagen 20. Heliostatos circulares pequeños del programa *SolMat* [41].

Aunque no corresponda específicamente con la forma de los heliostatos, es relevante tener en cuenta otros factores que están muy relacionados con ésta y, afectan determinadamente a las distintas eficiencias presentes en la planta. Las optimizaciones del campo de heliostatos han demostrado que cuanto menor es la distancia entre los heliostatos cercanos a la torre, mayor es la energía anual producida. Por tanto, debido al ángulo pronunciado de los heliostatos con respecto al receptor, las pérdidas por bloqueo apenas existen, teniendo en cuenta también que las pérdidas por derrame o intercepción y las que se producen por atenuación atmosférica se ven muy reducidas a medida que el heliostato se encuentra más cercano a la torre receptora.

Por otro lado, si se habla del espacio que hay entre los heliostatos, la distancia mínima que tiene que haber entre ellos se define por el radio del perímetro existente alrededor del borde de ellos, sumado a la distancia de seguridad que hay entre los mismos para que no exista colisión. Como se contempla en la Imagen 21, el perímetro de un heliostato disminuye para los heliostatos con más de cuatro puntos de borde. Los métodos de optimización han demostrado que la eficiencia general del campo se ve incrementada si los heliostatos se sitúan cercanos a la torre –donde la eficiencia potencial es más alta– se pueden colocar más próximos entre ellos [39].

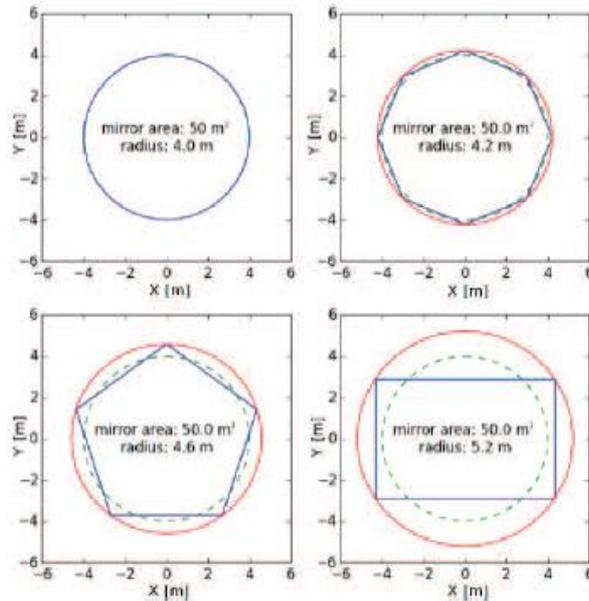


Imagen 21. Área [m<sup>2</sup>] y radio [m] de diferentes formas de heliostatos [42].

Los heliostatos vecinos en un campo de heliostatos tienen un rango de seguimiento similar, y por ende, una orientación semejante de sus ejes principales. Suponiendo que se colocan con perímetros adyacentes, todavía existiría un espacio entre ellos. Sin embargo, un heliostato con seguimiento de elevación de azimut puede girar libremente alrededor de su eje vertical mientras que, un heliostato con ejes inclinados en la posición horizontal sólo se puede inclinar en dos direcciones –suponiendo que ambos ejes estén horizontales o ligeramente inclinados–. Ésto conlleva una mayor reducción de la distancia mínima entre heliostatos vecinos, por lo que se ve mejorada la eficiencia del campo solar. Además, las optimizaciones de campo han demostrado un mayor rendimiento con el uso de heliostatos pentagonales en comparación con los de corte cuadrado, en términos de eficiencias de sombreado y bloqueo.

Precisamente, se llevaron a cabo dos optimizaciones separadas de campo escalonado radial realizadas con las mismas condiciones generales: distancia mínima entre heliostatos, número de heliostatos, geometría del receptor y datos solares. En la primera optimización se supuso un heliostato pentagonal de 48.9 m<sup>2</sup>, mientras que en la segunda uno de corte cuadrado con el mismo área reflectante. En la Imagen 22, se advierte una mejora del 0.9 % en la eficiencia de bloqueo gracias al uso de heliostatos pentagonales [39].

Field	Cosine Efficiency [%]	Shading Efficiency [%]	Blocking Efficiency [%]	Atmospheric Transmittance [%]	Spillage Efficiency [%]	COP [%]	heliostats
1	75.4%	94.6%	97.8%	92.5%	98.4%	63.4%	square-cut
2	75.2%	94.6%	98.6%	92.5%	98.4%	63.9%	pentagonal

Imagen 22. Eficiencias ópticas de dos tipos de heliostatos [42].

Sin embargo, el campo que tiene los heliostatos de forma cuadrada permite su colocación en la zona de campo sur, lo que se traduce en un posible aumento del 0.25 % en la eficiencia coseno. Todavía existe una ventaja general del 0.6 % utilizando heliostatos pentagonales en lugar de los de corte cuadrado, principalmente por razón de una mayor eficiencia de bloqueo. Todo ello resalta la relevancia que tiene la forma del heliostato para que su consideración sea analizada durante la optimización y diseño del campo solar [42].

**4.1.2.2. PRECIOS**

Actualmente el costo de los heliostatos en la mayoría de los proyectos que se encuentran en marcha no se muestra disponibles ni accesibles al dominio público. Por consiguiente, se hace necesario consultar otras fuentes aptas o idóneas para poder elegir con la mayor precisión posible los costos de referencia. Como es de esperar, el precio y el tamaño de un heliostato están íntimamente relacionados, si se analiza el Gráfico 6. En él se diferencia entre un heliostato pequeño de 25 m<sup>2</sup> y otro grande de 150 m<sup>2</sup>. Para un heliostato muy pequeño de 2-15 m<sup>2</sup>, su curva se verá representada en el Gráfico 7, cuyo precio aumenta considerablemente a medida que el tamaño baja de 25 m<sup>2</sup> y también, aunque en menor medida, cuando el tamaño es mayor de 25 m<sup>2</sup>. Ello nos permite concluir que el tamaño óptimo del heliostato no es solo 25 m<sup>2</sup>, sino que abarca muchos valores óptimos con relación a un precio bajo, que se elegirá dependiendo del espacio que haya en el campo solar, la distancia de separación entre heliostatos, el factor de sombras y bloqueos y la potencia del campo solar, entre otros [43].

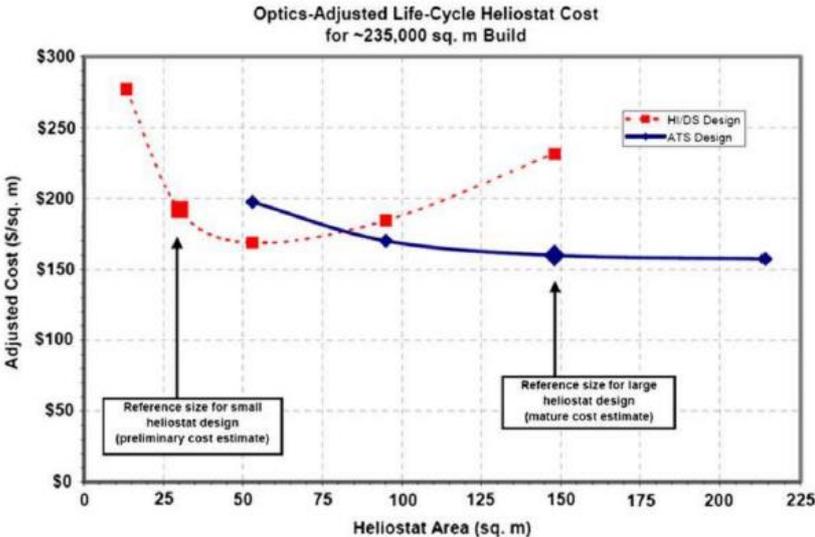


Gráfico 6. Costo ajustado [\$/m<sup>2</sup>] de un heliostato frente al área [m<sup>2</sup>] [43].

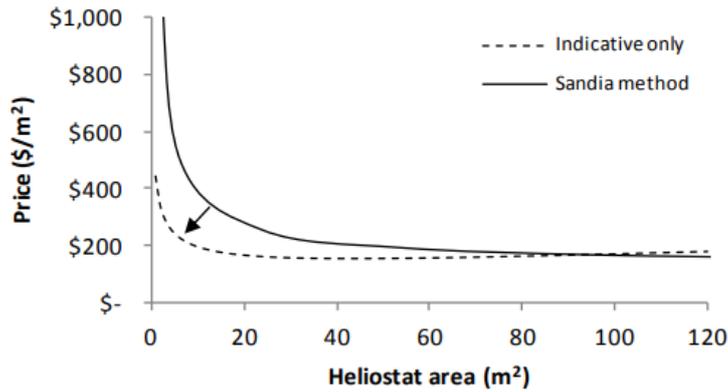


Gráfico 7. Costo [\$/m<sup>2</sup>] frente al área de un heliostato [33].

Sin embargo, a medida que el tamaño se reduce a una escala equivalente a otros productos básicos fabricados en masa, una serie de factores relacionados con la fabricación y el ensamblaje se vuelven más relevantes:

- Volumen de producción: un tamaño más pequeño significa más heliostatos, por lo tanto, mayores volúmenes de producción.
- Viabilidad de los procesos de ensamblaje estándar: componentes más adecuados para el ensamblaje automatizado como el uso de robots, sistemas de manipulación de materiales, edificios de montaje más pequeños o incluso sistemas de montaje transportables.
- Transporte más simple: logística más simple y fabricación fuera del sitio más factible.

Por estas ventajas se ve favorecida la fabricación de heliostatos a escala reducida, cuya tendencia es indicada por la línea discontinua indicativa del Gráfico 9. Hay otros factores que favorecen también a los heliostatos más pequeños y que no están relacionados con la fabricación y el ensamblaje. Entre ellos destaca la velocidad de viento de diseño más baja debido al gradiente de velocidad del viento y la mayor proximidad al suelo, junto con un rendimiento óptico mejorado – cuanto menor sea el tamaño del heliostato, mayor calidad óptica tendrá–. En consecuencia, ¿cuál es el tamaño óptimo del heliostato? La respuesta no es unánime pues, siempre que se adopte el enfoque de la ingeniería, el tamaño tenderá a evolucionar naturalmente hacia el óptimo durante el diseño del producto. El complejo problema de optimización se intentará resolver teniendo en cuenta diversas variables, pero sobre todo, que los costes y el LCOE sean los mínimos posibles que garanticen un correcto y eficiente funcionamiento de la planta solar [43].

A continuación, se muestran diferentes heliostatos de algunas empresas cuyos precios aproximados o costos objetivo han sido facilitados por éstas y se encuentran en el mercado, como por ejemplo el heliostato de 48 m<sup>2</sup> *Stellio* que fue presentado en 2015 por Balz, Göcke y Keck, entre otros autores (véase Imagen 23) y que ofrecía un costo objetivo del orden de 100 \$/m<sup>2</sup>.

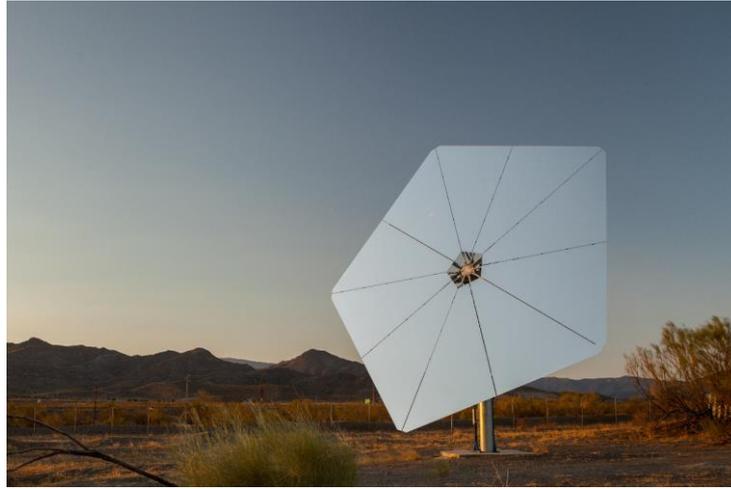


Imagen 23. Heliostato *Stellio* de *Schlaich Bergermann Partner* (SBP) [40].

La planta solar *CEEC Hami* es la primera en incorporar la novedosa tecnología *Stellio* desarrollada y patentada por *Masermic* y SBP. Este heliostato tiene una estructura pentagonal de 50 m<sup>2</sup> de superficies espejadas, y operación robótica a través de dos actuadores eléctricos lineales para azimut y elevación. Las características del *Stellio* permiten mejorar en un 10 % el rendimiento del campo solar gracias a su alta calidad óptica, seguimiento preciso, muy bajo nivel de astigmatismo, menor atenuación atmosférica y reducción del efecto de sombras y bloqueos entre heliostatos. También tiene un error de inclinación o *slope* < 1,5 mrad (en 2D) y un error de seguimiento < 0,5 mrad (en 1D) [44]. La planta solar cuenta con 45000 equipos electrónicos diseñados y fabricados por *Masermic*. Con ésto se consigue automatizar cada uno de los 15000 heliostatos del campo solar y favorecer la gestión de la arquitectura de la red de comunicaciones avanzada, que aporta velocidad y fiabilidad en la transmisión bidireccional de datos entre los heliostatos y el sistema de control del campo solar o SCS [45].

Por otra parte, los heliostatos de *Vast Solar* constan de un único espejo de 3.6 m<sup>2</sup> y unidades de elevación de azimut montadas en un pilón apisonado directamente en el suelo. Estos pilones están unidos entre sí mediante unas barras verticales que fijan los pilones a través de tubos para evitar la rotación y aumentar su estabilidad. *Vast Solar* puso un costo objetivo < 77 \$/m<sup>2</sup> a estos heliostatos [39].

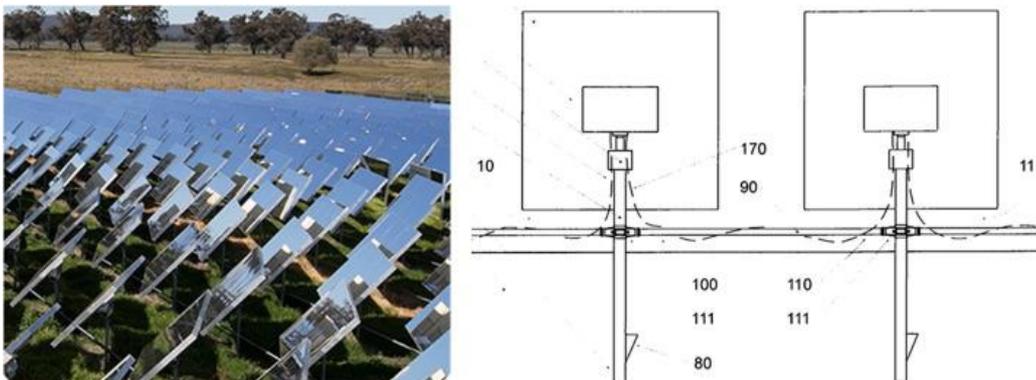


Imagen 24. Heliostatos de *Vast Solar* [39].

El Centro Aeroespacial Alemán o *Deutsches Zentrum für Luft und Raumfahrt* (en lo sucesivo, DLR) ha venido desarrollando diversos tipos de heliostatos. Entre ellos, el heliostato *rim drive* es un nuevo tipo de heliostato con un costo objetivo de 100 \$/m<sup>2</sup>. También desarrollaron otro con 9 m<sup>2</sup> de superficie que fue instalado en la torre de energía de Jülich, Alemania (véase Imagen 25).



Imagen 25. Heliostato DLR en la central termosolar de Jülich [46].

También está el heliostato DLR de carrusel, que fue fabricado para lograr un costo del campo de heliostatos por debajo de 75 \$/m<sup>2</sup>. El componente principal de este heliostato es un reflector tipo sándwich monolítico que tiene dos movimientos principales: el movimiento azimutal y el movimiento de elevación. El primero se realiza mediante un carrusel, mientras que el segundo se logra mediante un accionamiento lineal de bajo costo conectado al centro del panel. Además, se utiliza un sensor óptico para controlar estos movimientos, lo que reduce los requisitos de precisión de los componentes mecánicos. El panel está bien protegido en condiciones de tormenta, y las bajas cargas de viento reducen los requisitos y los costos del panel sándwich [39].



Imagen 26. Heliostato DLR sándwich de carrusel [39].

El *NASA Jet Propulsion Laboratory*, *L'Garde*, *TentGuild Engineering Co.*, y la Universidad Técnica de Graz llevaron a cabo una idea de heliostato de  $100 \text{ m}^2$  de superficie con paneles tipo sándwich de películas reflectoras cuya finalidad era que los costos fueran de aproximadamente  $100 \text{ \$/m}^2$ . Los paneles se deslizan entre rieles y son soportados por un marco tridimensional. Los espaciadores que hay entre los rieles y la estructura del marco equilibra las deformaciones que se producen debido a la soldadura que tiene la estructura. Estos paneles sándwich se componen de un núcleo de poliestireno expandido (EPS), una capa frontal, otra trasera de acero inoxidable, y una película de espejo como reflector [39].

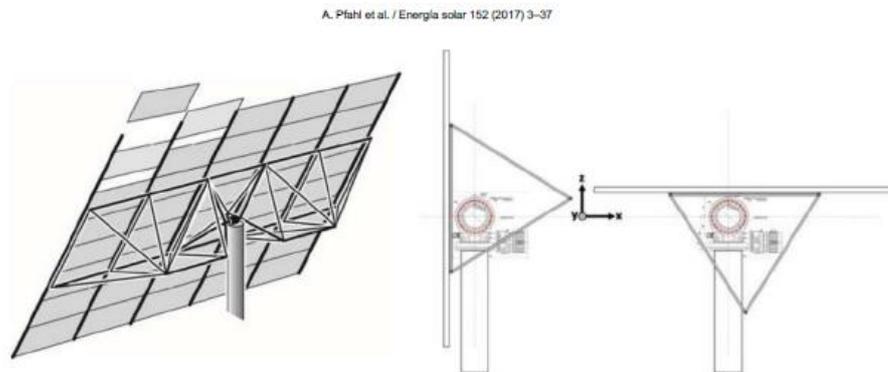


Imagen 27. Heliostato con paneles sándwich y núcleo de poliestireno expandido [39].

En 2012, el NREL inició la búsqueda de un heliostato que tuviera un bajo costo y cumpliera con un costo objetivo de  $75 \text{ \$/m}^2$  establecido por *Sunshot*. También se quería mantener por debajo de  $2.5 \text{ mrad}$  el error óptico total en ausencia de cargas de viento. El heliostato resultante empleó unos concentradores planos con una faceta de  $6 \text{ m}^2$  para que no tuviera que ser inclinado.

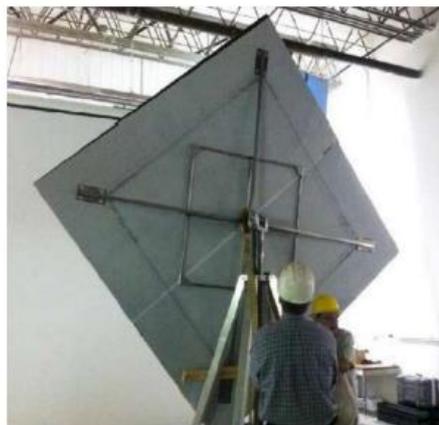


Imagen 28. Heliostato fabricado por NREL [39].

El Grupo de Investigación de Energía Solar Térmica de la Universidad de Stellenbosch (en adelante, STERG) ha desarrollado heliostatos de 2.2 m<sup>2</sup> con un eje horizontal principal y actuadores lineales para ambos ejes. Éstos se conectan en grupos de seis para evitar el posible movimiento del suelo y que tengan una correcta estabilidad. Se estima que, para altas tasas de producción, se puede alcanzar un costo de 100 \$/m<sup>2</sup> [39].



Imagen 29. Heliostato de 2.2 m<sup>2</sup> de STERG [39].

Tras esta exposición de diferentes tipos de heliostatos con sus costos objetivos, ahondaremos ahora en algunos análisis y estudios que indican las posibles tendencias sobre los costes de los heliostatos desde el año 2007, ordenados cronológicamente. En ese año, Sandia actualizó estudios anteriores de costes de heliostatos, con dos diseños de caso base: el heliostato *Advanced Thermal Storage* (ATS) de 148 m<sup>2</sup> –heliostato de vidrio/metal tipo pedestal– y el heliostato de segunda generación de Sistema de Almacenamiento de Energía en Concentración (SAIC) de 150 m<sup>2</sup> –con una sola membrana estirada montada en un pedestal–. Se dieron estimaciones para dos cantidades de producción: 5000 y 50000 unidades por. Los resultados en se resumen en la Tabla 4 [47].

Table 3. Summary of heliostat price estimates by Sandia in 2007 [7]

Type	5,000 per year	50,000 per year
ATS	164 USD/m <sup>2</sup>	126 USD/m <sup>2</sup>
SAIC	180 USD/m <sup>2</sup>	143 USD/m <sup>2</sup>

For these estimates, a breakdown of the costs in various categories was given for the ATS heliostat at 50,000 per year the breakdown is given in Table 4.

Table 4. Cost breakdown of ATS heliostat at 50,000 per year by Sandia in 2007 [7]

Item	Cost (USD/m <sup>2</sup> )
Geardrive	27.11
Mirror Module	23.06
Torque Tube Assembly	10.78
Truss Assembly	6.75
Cross Bracing	3.68
Controls and Cabling	1.9
Drive Motors and Limit Switches	1.78
Pedestal	16.96
Fabrication Direct Cost	92.02
Overhead/Profit (20%)	18.4
Total Fabrication Cost	110.42
Foundation	2.33
Field Wiring	7.4
Field Assembly and Checkout	6.34
Total Installed Cost	126.49

Tabla 4. Tabla de costos del heliostato ATS y SAIC [\$/m<sup>2</sup>] [47].

En 2010, Abengoa Solar llevó a cabo un estudio profundo y pormenorizado de una planta de energía de receptor central. Dicho trabajo incluyó estimaciones con base en dólares estadounidenses de mediados del 2008 del costo del campo solar. Los costos de heliostatos se basaron en los gastos de instalación en una superficie de 122 m<sup>2</sup> en las plantas termosolares PS10 y PS20, y se estimaron en 224 \$/m<sup>2</sup>, incluidos los cimientos y los controles, más 7.50 \$/m<sup>2</sup> adicionales para la distribución de energía eléctrica y el cableado de campo –potencia, control y puesta a tierra–. Un año más tarde, en 2011, en la hoja de ruta de la torre de energía de Sandia se identificó un costo de referencia de 200 \$/m<sup>2</sup>. Ésto se basó principalmente en las respuestas a un cuestionario confidencial que Sandia distribuyó a los desarrolladores de torres de energía, incluidos *Sener*, *Abengoa*, *eSolar*, *Brightsource* y *Pratt & Whitney*. Aunque en 2013, según NREL, los costos de los campos de heliostatos eran de aproximadamente 150 \$/m<sup>2</sup> [47]. A continuación, la Tabla 5 resume los diversos datos de costos comentados anteriormente.

Source	Original cost		Current cost*
	USD/m <sup>2</sup>	Date	USD/m <sup>2</sup>
NREL 2013	150	Apr-13	150.3
Sandia 2011	200	Mar-10	214.1
Abengoa 2010	224	Jun-08	238.5
Sandia 2007	126	Jun-06	144.7

\* Indexed to May 2013 using U.S. CPI data

Tabla 5. Resumen de diversos datos de costos de heliostatos de distintos estudios realizados [47].

En el análisis *Heliostat Cost Down Scoping Study - Project Management Plan* realizado en 2013 por la *Australian National University* se recogen las conclusiones a las que se llegaron en algunos estudios sobre costos de diferentes heliostatos, que para altas tasas de producción, se estimó en el rango de 150-200 \$/m<sup>2</sup>. También había otras iniciativas como la de *SunShot*, cuyo costo objetivo era de 75 \$/m<sup>2</sup> [47]. Posteriormente en ese mismo año, en el simposio de *SolarPACES*, hubo un panel de discusión sobre el tema “Desafíos y enfoques sobre la reducción de costes en CSP”. Entre las conclusiones clave de la sesión, se recalcó que el costo objetivo del LCOE cayera por debajo de los 100 \$/MWh para 2020, y así poder garantizar la supervivencia de la CSP. En EE. UU., los costes de la CSP rondaban en 2016 los 0.12-0.14 \$/kWh y se buscó una reducción del coste de heliostatos de alrededor del 50 % para lograr los objetivos del LCOE. En este sentido, algunas empresas vieron una vía abierta para conseguir unos costes de alrededor de 75 \$/m<sup>2</sup> en los próximos años [48].

La cantidad y variedad de ideas innovadoras para impulsar el campo de heliostatos y la reducción de costes ha permitido múltiples avances con respecto a los métodos de fabricación en los últimos años en la comprensión de las cargas dinámicas del viento y el impacto de la turbulencia, aunque a menudo estas estrategias no llegan a ser reveladas. Sin embargo, los proveedores comerciales de tecnologías de heliostatos han afirmado que, en los últimos años, los precios están alrededor de 100 \$/m<sup>2</sup> o incluso alrededor de 75 \$/m<sup>2</sup> [49]. Sandia concluyó que el heliostato ATS era la línea de base de bajo costo, el cual fue de 126.49 \$/m<sup>2</sup> para 50000 unidades al año y de 164 \$/m<sup>2</sup> para 5000 unidades al año. En la actualidad, los costos actuales de los heliostatos resultan difíciles de determinar debido a las altas sensibilidades comerciales, aunque sirven de referencia las estimaciones realizadas en 2017, que se situaban en torno a 150-200 \$/m<sup>2</sup> [50]. NREL utilizó como precio en SAM, 145 \$/m<sup>2</sup> (2017) y 140 \$/m<sup>2</sup> (2018), aunque afirmaron que probablemente esas cifras eran algo conservadoras. El objetivo más reciente es un costo de heliostato de aproximadamente 50 \$/m<sup>2</sup> para el año 2030 [51].

Volviendo a 2013, en EE. UU. los costos de construcción seguían siendo un importante desafío para los grandes heliostatos, ya que eran ensamblados en una instalación de propósito especial llamada *Heliostat Assembly Building* (HAB). La razón detrás de la fabricación de heliostatos de gran tamaño era su capacidad de ser construidos y ensamblados en fábricas, lo que implicaba un potencial significativo para reducir la mano de obra en el campo y optimizar el proceso productivo. Esta estrategia se inspiró en el éxito de la energía solar fotovoltaica, donde la fabricación en serie ha contribuido a la reducción de costos. Al aplicar este enfoque a los heliostatos, se esperaba lograr una mayor eficiencia y rentabilidad en la generación de energía solar térmica. En cambio, los heliostatos de 2.2 m<sup>2</sup> desarrollados por *eSolar* son lo suficientemente pequeños para

ser instalados manualmente y no necesitan un dispositivo de elevación, lo que reduce los costos de instalación. Este diseño innovador permite la vinculación de múltiples heliostatos, lo que contribuye a la reducción de costos. Además, el sistema de seguimiento individual de dos ejes de cada heliostato permite que el dispositivo aprenda de su cinemática para seguir el sol con un sensor incorporado en el plano superficial. Ello evita la necesidad de cimientos, zanjas y cableado en el campo de los heliostatos, reduciendo aún más los costos [23].

En 2014, según algunos autores como Kolb, Landman y Gauché, cuanto más pequeños son los heliostatos, mayores son sus costos por unidad de área y sus eficiencias ópticas, por lo que dan como resultado los mismos valores del LCOE debido a la menor altura de la torre, el área del receptor y el número de heliostatos. El uso de heliostatos más pequeños tiene la ventaja de permitir la utilización de actuadores eléctricos lineales económicos, lo que reduce los costes de instalación. Estos actuadores son una opción recurrente debido a su capacidad para convertir la energía eléctrica en movimiento físico. Durante el período inicial del desarrollo de heliostatos, los costos de las piezas electrónicas eran relativamente altos, y se esperaba que los heliostatos más grandes redujeran los costes fijos por unidad. Los costes electrónicos se han visto reducidos de manera considerable desde entonces y se están diseñando heliostatos de tamaños más pequeños [23].

A continuación, en el Gráfico 8 se muestra una estimación de costes de los heliostatos de la planta Gemasolar en función de su superficie y volumen de producción. El primer gráfico muestra que el costo específico total de los heliostatos crece exponencialmente cuando el área se sitúa por debajo de los 50 m<sup>2</sup>, especialmente debido al coste específico de los accionamientos, cuya participación puede superar el 50 %. Por encima de 50 m<sup>2</sup>, la parte de los cimientos pasa a ser insignificante, mientras que la de la estructura comienza a crecer y la de los motores a reducirse. El coste específico total alcanza un mínimo ligeramente superior de 185 \$/m<sup>2</sup> entre 200 m<sup>2</sup> y 250 m<sup>2</sup>, y vuelve a crecer lentamente en áreas más grandes. Por otro lado, el segundo gráfico evidencia que el costo específico total disminuye exponencialmente hasta el límite de 150 \$/m<sup>2</sup> a medida que aumenta el volumen de producción, mientras que no se observa ningún cambio notable en las diferentes partes del subcosto. En conclusión, el aumento del volumen de producción es más eficiente para reducir el costo del heliostato que la ampliación del área [52].

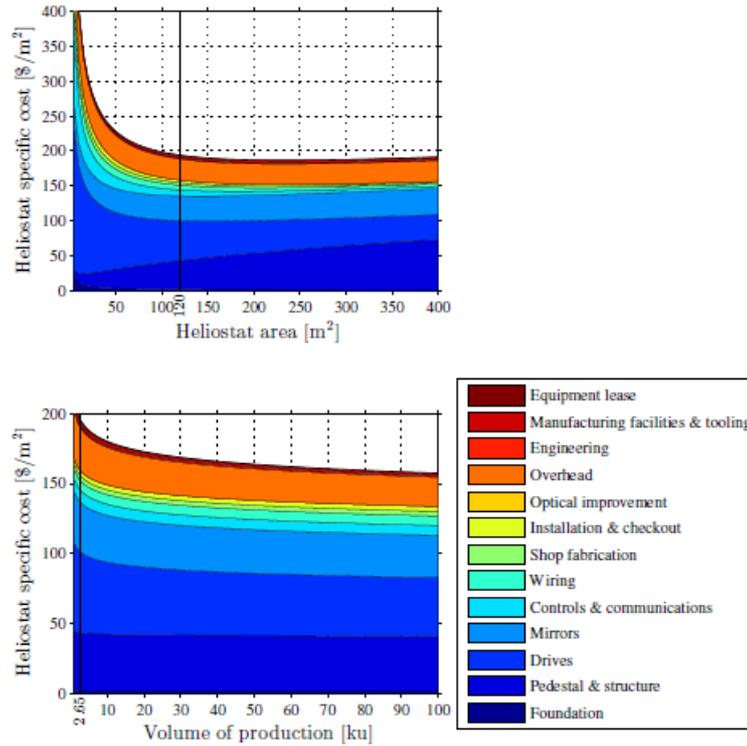


Figure 5.2 – Heliostat specific cost sensitivity against the heliostat area at a fixed production volume of 2650 [u], and against the volume of production at a fixed heliostat area of 120 [m<sup>2</sup>].

Gráfico 8. Área [m<sup>2</sup>] y volumen de producción de heliostatos de Gemasolar frente al costo específico [\$/m<sup>2</sup>] [52].

En la Tabla 6 también se puede apreciar la misma conclusión: a medida que se aumenta el volumen de producción del heliostato Helio40 de 2 m<sup>2</sup>, se reduce considerablemente el coste del heliostato y constituye una mejor solución que un incremento del tamaño de éste [53].

Design:	Cost	Production volumes
Helio40 Low Volume	US\$ 545/m <sup>2</sup>	40 m <sup>2</sup> p.a
Helio40 High Volume	US\$ 273/m <sup>2</sup>	10 000 m <sup>2</sup> p.a

Tabla 6. Precio del heliostato Helio40 [\$/m<sup>2</sup>] en función de las unidades producidas [53].

### 4.1.2.3. CALIDAD ÓPTICA/ERROR ÓPTICO O *IMAGE ERROR* [sigma/mrad]

La calidad óptica de los heliostatos es un parámetro que normalmente aumenta a medida que el tamaño del heliostato en cuestión disminuye. Los heliostatos deben ser lo suficientemente precisos para no degradar la imagen solar en exceso, es decir, que el error óptico debería ser inferior a 2-3 mrad. A continuación, se muestran en las Tablas 7, 8 y 9 algunos datos de errores o calidades ópticas de diferentes heliostatos. El heliostato CSIRO y Sanlúcar 120 tienen un error óptico de 1.2 y 3 mrad respectivamente, por lo que cumplen con el rango indicado anteriormente, aunque el heliostato Sanlúcar 120 se encuentra en el límite [47].

CSIRO HELIOSTAT DESIGN PARAMETERS	
Mirror Size	4.84 m <sup>2</sup> (2.2 m × 2.2 m), considerable up to 5.76 m <sup>2</sup> (2.4 m × 2.4 m)
Reflectivity	92 % solar weighted specular reflectivity.
Surface Error	Less than 1.2 mrad slope error (standard deviation of error of normal in one dimension)
Control Error	Less than 1.5 mrad (standard deviation of error of mirror normal in one axis)
Maximum Wind Rating	40 m/s (Structure and footing designed to meet AS1170.2; highest 50 year wind event in a non-cyclonic region is a gust speed of 44m/s. With a terrain/height multiplier of 0.91, the maximum design speed is 40 m/s.)
Operating Wind Rating	Structure has structural rigidity to maintain specified control error up to 15 m/s operating wind speed

Tabla 7. Algunos datos ópticos sobre el heliostato CSIRO [47].

Concentrator net reflective area	47.5 m <sup>2</sup>
Concentrator slope deviation (based on deflectometry measurement)	0.9 mrad / 0.87 mrad (rms in x / rms in y –direction) 1.18 mrad in both directions daily average (using beam characterization system ProHermes 2.A)
Tracking quality (1 $\sigma$ standard deviation)	<0.4 mrad / <0.6 mrad (minimum axis / maximum axis)
Power Consumption	15 W / 180 W (average / maximum)

Tabla 8. Algunos datos sobre la óptica del Stello de SBP [40].

<b>HELIOSTATO SANLUCAR 120</b>	
<b>Fabricante</b>	Abengoa Solar
<b>Dimensiones (ancho x alto)</b>	12,94 x 10,12 m
<b>Superficie neta</b>	120 m <sup>2</sup>
<b>Calidad óptica</b>	3 mrad
<b>Velocidad máxima de trabajo</b>	15m/s
<b>Velocidad límite de resistencia</b>	38,9m/s
<b>Materiales de construcción</b>	Acero galvanizado en caliente
<b>Superficie reflectata respecto al área total</b>	91,6%
<b>Calida de imagen</b>	1,4 mrad en los ejes X e Y a la normal de la superficie
<b>Error de seguimiento en elevación</b>	0,225 mrad en promedio
<b>Error de seguimiento en azimut</b>	0,65 mrad en promedio
<b>Posición de descanso</b>	8°
<b>Frecuencia de lavado</b>	4 días
<b>Uso de agua por lavado</b>	0,275 l/m <sup>2</sup>

Tabla 9. Datos sobre el heliostato Sanlúcar 120 [54].

Por último, se puede comprobar también en la Tabla 10, que el error óptico cumple de manera aproximada los límites que se indicaban de 2-3 mrad como máximo. Ejemplos de ello, entre otros, son el heliostato de la CESA-1 (3 mrad) que se sitúa en la P.S.A., y los heliostatos de *Solar One*, *Solar Two* y PS10 que tienen 3.34, 3.34 y 2.41 mrad respectivamente. Estos dos primeros se salen de los rangos comentados [52].

Table A.7 – List of heliostat fields sorted by ascending total reflective area (2b).

<i>Description</i>	<i>Land</i>		<i>Heliostats</i>								
	<i>A</i> [m <sup>2</sup> ]	<i>Slope</i> [°]	<i>N</i> [u]	<i>Mirr.</i> [u]	<i>A</i> [m <sup>2</sup> ]	<i>W</i> [m]	<i>H</i> [m]	<i>Tot. A</i> [m <sup>2</sup> ]	$\rho$ [%]	$\sigma_{Track}$ [mrad]	$\sigma_{Tot}$ [mrad]
CESA-1	82500	-	300	12	39.60	-	-	11880	90	1.70	3.00
Sunshine	-	-	807	-	16.00	-	-	12912	-	-	-
Jülich	160000	-	2153	1	8.36	-	-	17999	-	-	-
SEDC	-	-	1600	1	14.40	-	-	23040	-	-	-
Sierra Sun Tower	80937	-	24000	1	1.14	-	-	27264	-	-	-
SPP-5	-	-	1600	-	25.00	-	-	40000	-	-	-
Coalinga	404686	-	3822	2	15.61	4.27	3.66	59653	-	-	-
Solar One	-	-	1818	12	39.13	6.60	6.24	71138	90.3	2.10	3.34
PS10	598935	-	624	28	120.00	12.94	10.12	74880	0.94	1.30	2.91
Solar Two	-	-	1818	12	39.13	6.60	6.24	81400	90.3	2.1	3.34
			108	16	95.00	9.48	10.02		93.5	2.1	2.97
PS20	-	-	1255	-	120.00	12.94	10.12	150600	-	-	-
Gemasolar	1850000	-	2650	35	120.00	10.96	10.95	318000	-	-	-
Crescent Dunes	5309292	-	17300	-	62.50	-	-	1081250	-	-	-
Ivanpah	14164000	-	300000	2	14.08	-	-	4224000	-	-	-

147

Tabla 10. Algunos datos sobre calidades ópticas de heliostatos [52].

#### 4.1.2.4. LIMPIEZA

La eficiencia de las plantas CSP depende de la reflectancia de los espejos concentradores. Su reflectividad se puede reducir considerablemente por el proceso reversible de adhesión de partículas y polvo a las superficies, llamado ensuciamiento. El parámetro para cuantificar la pérdida de reflectancia inducida por la suciedad se denomina limpieza y se define como la relación entre la reflectividad de un reflector solar en relación con su reflectividad en estado limpio. Ésta es determinada a menudo con reflectómetros portátiles comparando la reflectancia del espejo sucio al de uno limpio. Además, cambia debido al tiempo y al emplazamiento de la planta, que varían a su vez por factores como el polvo, la deposición, la lluvia y limpieza de espejos. Por tanto, una reducción de la limpieza corresponde a la misma reducción en la eficiencia óptica global del heliostato [55].

En las campañas de medición para investigar la suciedad, se exponen muestras al medio ambiente y se mide la limpieza con regularidad. En un campo solar, se puede restaurar la reflectividad inicial del espejo limpio mediante la limpieza. Sin embargo, este proceso requiere mano de obra, agua, combustible y mantenimiento, así como inversión para los vehículos de limpieza. Estos vehículos pueden limpiar entre 10000 y 30000 m<sup>2</sup> de superficie de espejo por cada turno de 8 horas, y requieren de una a dos personas para su funcionamiento. Igualmente, si la limpieza se realiza durante el día, los heliostatos deben ser desenfocados, que resulta en una reducción temporal de la disponibilidad del campo solar. Por lo que los operadores de centrales eléctricas se enfrentan a una solución de compromiso entre mantener bajos los costos de limpieza y alta la eficiencia del campo solar.

Hay diversos tipos de limpieza, ya sea automática o semiautomática. Algunos prototipos están actualmente en desarrollo, como un motor impulsado por la gravedad –sistema de limpieza de labios en DLR–. Varios estudios comparan la eficacia de diferentes limpiezas como agua a presión, cepillos giratorios, limpieza con agentes y combinaciones de éstos [55].



Imagen 30. Camión de limpieza de Gemasolar, propiedad de Torresol Energy © SENER, propiedad de Tecnología de Limpieza de ECILIMP [55].

La limpieza puede ser necesaria con menos frecuencia en lugares de baja contaminación por polvo. La demanda de limpieza también depende de la configuración de la central eléctrica y la tecnología de limpieza aplicada. El asentamiento de polvo en las caras del espejo se puede reducir guardando los heliostatos en posición boca abajo durante la noche y boca arriba cuando se esperan lluvias significativas. Otra forma es implementando tecnologías que incluyen revestimientos de superficie de espejo antisuciedad y la aplicación de polvo activo o tecnologías repelentes como son la electrostática alterna, campos o vibraciones superficiales. Los métodos activos para mitigar el polvo en la investigación requieren una mayor inversión y costos de operación. Antes de su instalación, es necesario realizar un estudio de análisis de rendimiento para comparar estos costos con el aumento en los ingresos. Es importante evaluar si los beneficios económicos superan los gastos adicionales asociados con los métodos activos de mitigación de polvo [55].

## 4.2. TORRE Y RECEPTOR Y SUS CARACTERÍSTICAS

La torre de una central termosolar de receptor central está construida habitualmente de hormigón o estructuras metálicas. Ésta sirve de soporte al receptor, el cual debe situarse a cierta altura para reducir los efectos de sombras y bloqueos de los heliostatos, además de sostener elementos auxiliares. La torre también mantiene el sistema de tuberías con el aislamiento adecuado –reduce las pérdidas de calor por conducción y convección–, que es fundamental para transportar el fluido de transferencia de calor [22].

Así mismo, debe contener los objetivos ópticos –u objetivos de caracterización del haz– debajo del receptor que se utiliza para la calibración periódica de heliostatos individuales. Estos objetivos están revestidos con una pintura de color blanco y se diseñan para que puedan recibir el flujo de uno o dos heliostatos a la misma vez. Posteriormente, se mide el haz de luz reflejado del heliostato para determinar la precisión del seguimiento. La Imagen 31 muestra varias torres construidas por desarrolladores de torres de energía con sus objetivos de calibración encerrados en rectángulos discontinuos.



Imagen 31. Objetivos de calibración de distintas torres [23].

Al diseñar una torre para una central termosolar, es importante también tener en cuenta los costos, que aumentan considerablemente con la altura de la torre. Además, se debe considerar la sombra que proyecta la torre sobre el campo de heliostatos durante la operación y el paisaje de los alrededores. Si la altura de la torre es superior a 120 m, se recomienda que se fabrique con hormigón armado debido a los costos de construcción; mientras que, si la altura de la torre es inferior a 120 m, sería preferible una torre de celosía de acero [23].

A continuación, se muestra en el Gráfico 9 cómo aumenta el precio de una torre hecha de hormigón respecto a su altura. Para ello, tomaremos como referencia la torre utilizada en el proyecto *Phoebus*. En el precio de ésta están incluidos los costos de soplantes y conductos de aire [24].

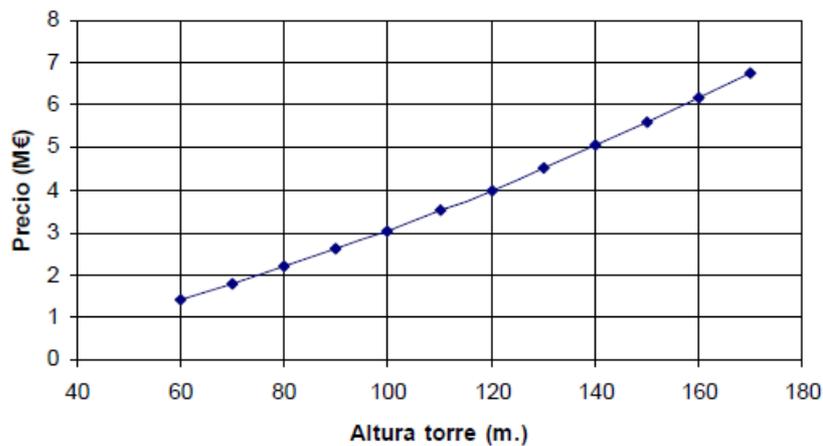


Gráfico 9. Precio [M€] frente a la altura [m] de la torre de referencia del proyecto *Phoebus* [4].

En el Gráfico 10, se observan las diferentes alturas que presentan las torres de las distintas centrales termosolares de receptor central a lo largo de casi cincuenta años hasta la actualidad, cuya tendencia es aleatoria. Por otro lado, en la Tabla 11 se recogen las plantas tratadas y su localización, a la vez que se diferencia entre campos polares o circundantes (P o C).

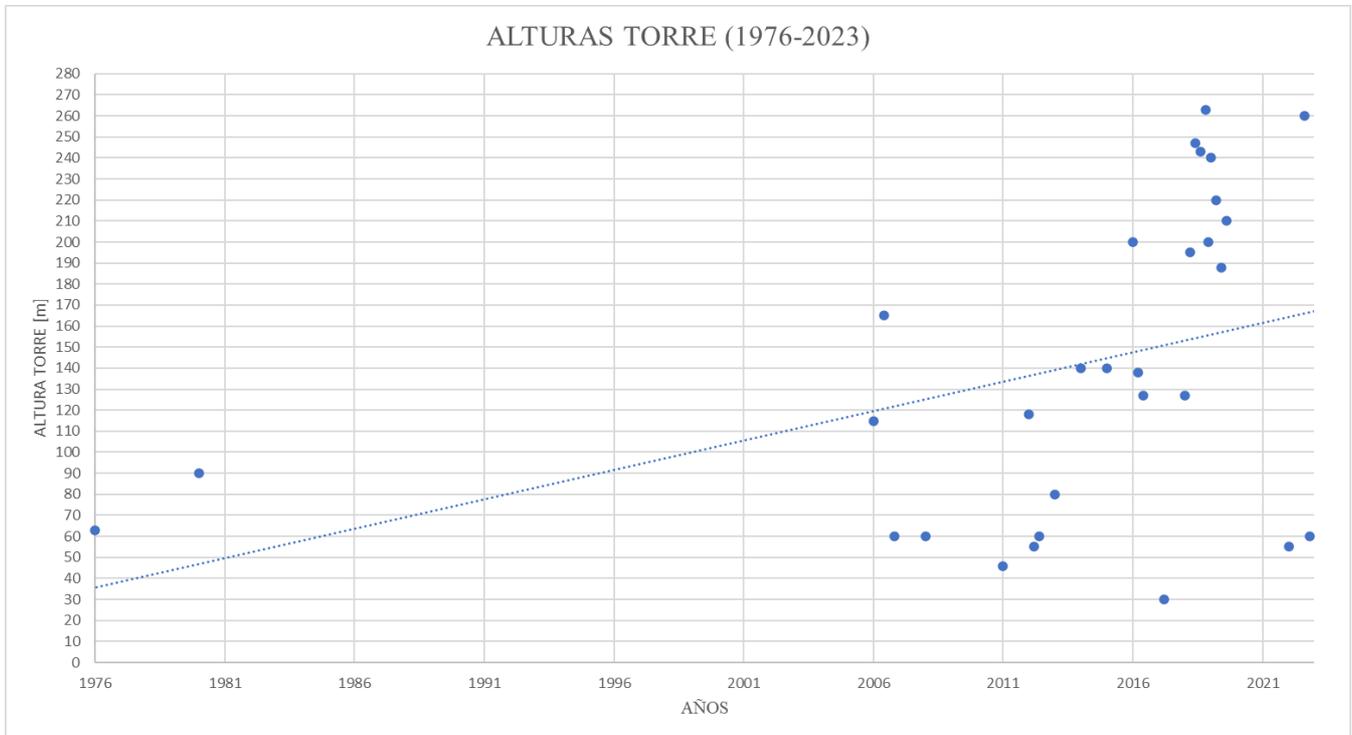


Gráfico 10. Evolución de las alturas de las torres de diferentes plantas de receptor central (1976-2023) [m].

Elaboración propia con apoyo de fuentes: NREL (2023) [21], CSP.GURU [64], Lovegrove & Stein [29].

Como se desprende de la Tabla 11, a medida que aumenta la altura de la torre y supera los 160 metros, lo frecuente es que se lleven a cabo campos circundantes en vez de polares, debido a que los primeros suelen permitir un mayor número de heliostatos y permiten garantizar que todos los heliostatos puedan enfocar la radiación solar correctamente sin bloqueos o sombras.

AÑOS	TIPO CAMPO	PROGRAMA	CONTRATISTA PRINCIPAL O LOCALIZACIÓN	ALTURA TORRE [m]
2017	P	Jemanlong Solar Thermal Station	Vast Solar, Australia	30
2023	P	Generation 3 Particle Pilot Plant Saudi	Saudi Electricity Company, EAU	52
2022	P	Sierra SunTower	eSolar. EE. UU.	55
2006	P	SHP (Australia)	DLR-Jülich. Alemania	60
2008	C	SEDC	Brightsource, Israel	60
2012	P	Greenway Mersin	Greenway CSP, Turquía	60
2022	P	Generation 3 Particle Pilot Plant Sandia	SNL, EE. UU.	60
1976	P	National Solar Thermal Test Facility	SNL, EE. UU.	63
2013	C	SUPCON Delingha 10 MW	SUPCON Solar. China	80
1980-1981	C	Planta piloto (Solar One)	Martin Marietta	90
2006-2008	P	PS10	Planta Solar (Abengoa. España)	115
2012	P	Badaling Dahan	CAS. China	118
2016	P	Sundrop CSP Project	Sundrop Farms, Australia	127
2018	P	Sundrop farms	eSolar	127
2016	C	Shouhang Dunhuang Phase I	Shouhang. China	138
2014	C	Gemasolar	SENER, España	140
2015	C	Ivanpah	Brightsource. EE. UU.	140
2006-2008	P	PS20	Planta Solar (Abengoa. España)	165
2019	C	LuNeng Haixi	Luneng Group (State Grid). China	188
2018	C	Crescent Dunes	Solar Reserve. EE. UU.	195
2023	C	Jinta Zhongguang Solar (Híbrido)	SUPCON Solar. China	195
2016	"C"	Khi Solar One	Abengoa. Sudáfrica	200
2018	C	SUPCON Delingha 50 MW	SUPCON Solar. China	200
2019	C	China Qinghai Gonghe	HYDROCHINA and Northwest Engineering Corporation. China	210
2019	C	CEEC Hami	CEEC. China	220
2019	C	Ashalim Plot B/Megalim	Brightsource (25%). GE (25%). NOY (50%). Israel	240
2018	C	Atacama I/Cerro Dominador (Híbrido)	EIG. Chile	243
2018	C	NOOR III	SENER. Marruecos	247
2023	C	Redstone	SEPCO III, África	250
2022	C	Noor Energy 1/DEWA IV	EAU, Dubai	260
2018	C	Shouhang Dunhuang Phase II	Shouhang. China	263

Tabla 11. Distintas plantas termosolares de receptor central con las alturas de sus torres [m].

Elaboración propia con apoyo de fuentes: NREL (2023) [21], CSP.GURU [64], Lovegrove & Stein [29].

Con respecto a los receptores de las plantas termosolares de torre, su objetivo es absorber la radiación proveniente del sol. Éstos se clasifican en receptores tubulares o volumétricos, atendiendo al proceso de intercambio de calor en la superficie absorbente, y en externos o de cavidad, en función de la configuración de su alojamiento. Si profundizamos sobre el proceso de intercambio de calor en la superficie absorbente, nos encontramos con los receptores tubulares que son los más comunes y ampliamente utilizados en la actualidad en las centrales comerciales. Se utilizan para altas temperaturas o presiones, por lo que permiten trabajar entre 700°C y 850°C de temperatura de salida para absorbedores metálicos, y más de 1000°C para absorbedores cerámicos. Los flujos máximos de radiación pueden llegar a sobrepasar los 1000 kW/m<sup>2</sup>. También se ha demostrado que son duraderos, de relativa facilidad de mantenimiento y poseen una buena escalabilidad, es decir, que son adecuados para proyectos a pequeña y gran escala.

Igualmente encontramos los receptores volumétricos, donde el calor solar ingresa dentro de una estructura o volumen y es absorbido por un material poroso. Éstos se utilizan para temperaturas más altas, pero con presiones limitadas. Los materiales por los que se forman son similares a los de los receptores tubulares, sin embargo, estos absorbentes volumétricos aún no están lo suficientemente desarrollados para ser utilizados comercialmente.

Si se habla de receptores con respecto a la configuración de su alojamiento, nos encontramos con los receptores externos, que son adecuados para campos envolventes si tienen forma cilíndrica, o para campos polares si están formados por un panel plano. Por otro lado, los receptores con cavidad tienen una pequeña abertura por donde entra la radiación solar concentrada, y debido a su geometría restringida, normalmente son empleados para campos polares. Por consiguiente, el campo de heliostatos depende también del tipo de receptor [25].

Seguidamente, en la Tabla 12, se puede apreciar cómo la mayoría de las centrales termosolares usan un receptor de tipo externo en lugar de uno de cavidad, debido a que se trata normalmente de centrales con una disposición circular de los heliostatos, y en consecuencia, son habitualmente de mayor potencia nominal.

Proyecto	País	Campo	Receptor	Año
PS10	España	Polar	Cavidad	2007
PS20	España	Polar	Cavidad	2009
SUPCON I	China	Circular	Externo	2013
Dunas Media Luna	EE.UU.	Circular	Externo	2015
Huanghe Qinghai	China	Circular	Externo	2017
Shouhang Dunhuang II	China	Circular	Externo	2018
SUPCON II	China	Circular	Externo	2018
NOOR III	Marruecos	Circular	Externo	2018
Redstone	Sudáfrica	Circular	Externo	2018
Hami	China	Circular	Externo	2019
Luneng Haixi	China	Circular	Externo	2019
Qinghai Gonghe	China	Circular	Externo	2019
Ashalim Parcela B	Israel	Circular	Externo	2019
Torre DEWA	E.A.U.	Circular	Externo	CU
Aurora	Australia	Circular	Externo	UD
MINOS	Grecia	Circular	Externo	UD

Tabla 12. Receptores de diferentes plantas.

Elaboración propia con apoyo de fuentes: [5], [21] y [25].

Dentro del receptor solar, se encuentra un fluido de transferencia de calor (cuyas siglas en inglés son HTF). El HTF absorbe el calor solar y lo transmite al fluido de trabajo de ciclo a través de algún tipo de intercambiador de calor; o bien, puede actuar como el propio fluido de trabajo. Su función puede ser llevada a cabo actualmente con agua/vapor o con sales fundidas, aunque se están investigando otros fluidos como el aire y los nanofluidos para lograr mayores temperaturas de operación en los receptores.

En cualquier caso, la temperatura máxima de funcionamiento del fluido de transferencia de calor es un parámetro muy importante para los receptores, ya que condiciona su diseño. Por tanto, cuando se logra calor a alta temperatura, éste se emplea para ejecutar directamente un bloque de potencia o indirectamente, almacenando esta energía por adelantado. Todas las plantas receptoras centrales comerciales y operativas emplean vapor para hacer funcionar un ciclo Rankine [26].

Centrándonos ahora en la potencia térmica y eléctrica de las centrales termosolares de torre o receptor central, la térmica es la que se refiere principalmente al receptor y la eléctrica es la generada gracias a la turbina:

- Potencia del receptor solar: es la cantidad de calor capturado y transferido al fluido térmico. Generalmente se sitúa en un rango de 50-300 MWt, o incluso mayor en las plantas comerciales. Las plantas más grandes pueden alcanzar potencias térmicas superiores a 500 MWt y su elección depende de la capacidad de generación de electricidad de la planta y las temperaturas que se requieran.
- Potencia eléctrica generada: puede variar ampliamente y depende de varios factores, incluyendo la capacidad de la planta, la eficiencia del ciclo termodinámico y la tecnología de generación eléctrica. Por lo general, las centrales termosolares comerciales pueden tener capacidades eléctricas en un rango situado de entre 10-250 MWe aproximadamente. Las plantas más grandes, como es la planta de Ivanpah, puede superar los 370 MWe –desde el punto de vista eléctrico, aunque esta planta se divide en tres desde el punto de vista solar– [21].

Es importante recordar que la potencia eléctrica generada depende de cómo se utilice el calor capturado por el receptor solar para impulsar una turbina y un generador eléctrico. Ello puede lograrse a través de diferentes ciclos termodinámicos, como el ciclo Rankine. La elección de este ciclo afectará a la eficiencia y a la potencia eléctrica generada. Además, la potencia generada por una central termosolar puede variar durante el día y a lo largo del año debido a las condiciones climáticas y el ángulo del sol. Por tanto, la potencia nominal es una medida promedio, y la planta puede operar por debajo o por encima de ella en función de las condiciones en un momento dado.

## 5. METODOLOGÍA DE LAS SIMULACIONES EN SAM

En el diseño metodológico que se ha llevado a cabo en este Trabajo Final de Grado, se distinguen dos partes bien diferenciadas ya explicadas en el Apartado 2. La primera de ellas se desarrolla en los puntos 3 y 4, donde se expone información obtenida mediante una exhaustiva búsqueda bibliográfica y estudio de informes, monografías e investigaciones extraídas de diferentes bases de datos. En los apartados 6, 7 y 8 se ha procedido a hacer una recopilación de los resultados obtenidos tras simulaciones llevadas a cabo en el programa SAM, así como el análisis de éstos, sus comparaciones y la extracción de conclusiones finales.

En estos últimos apartados, gracias a la herramienta SAM, se optimizan dos plantas de distinta potencia situadas en Sevilla –10 y 100 MWe, con 4 y 8 horas de TES respectivamente– cuyos valores se incorporan en el apartado “*System Design*”. Posteriormente, se introduce el TMY horario de esta localidad en “*Location and Resource*”. Luego, en el apartado “*Heliostat Field*” se selecciona el modo “*Optimize heliostat layout and tower dimensions*” para cuatro tamaños distintos de heliostatos en cada planta (15, 49, 120 y 180 m<sup>2</sup>) y para diferentes valores del múltiplo solar, que se indicarán en “*Parametrics Table*”. Tras ello, se escogerá para cada caso el múltiplo solar que conlleve el LCOE mínimo y se usará la Macro “*Optimize heliostat layout and tower dimensions*”, que hallará las dimensiones del receptor, altura de la torre y número de heliostatos óptimos para ese múltiplo solar. Seguidamente se simula la planta y se obtienen valores optimizados de distintos parámetros relevantes de las plantas en cuestión –LCOE, producción anual de la energía, altura de la torre, área de captación total, dimensiones del receptor, terreno ocupado por el campo solar, inversión, etc. para su posterior comparación–. El heliostato pequeño será similar al de *Ivanpah Solar* (15 m<sup>2</sup>), el mediano será semejante al de *Power China Ruoqiang* (49 m<sup>2</sup>), el grande a los de *Gemasolar* (120 m<sup>2</sup>) y el de tamaño muy grande a los de *NOOR III* (180 m<sup>2</sup>).

Además de ésto, se decide analizar también la influencia del tamaño de los heliostatos en las variables de diseño –área de captación, altura de la torre, dimensiones del receptor– de las dos plantas termosolares de receptor central estudiadas. Para ello, es necesario seguir los pasos que se detallan a continuación:

- Activar el modo “*Generate heliostat layout using current tower dimensions*” y fijar el múltiplo solar a un valor idéntico en los cuatro casos de tamaños de heliostatos. Por ejemplo, si salen múltiplos solares de 2, 2.2, 2.2 y 2.4 para los cuatro tamaños respectivamente, se escoge el valor de 2.2, ya que es el más común entre ellos y el que se sitúa en un punto intermedio.
- Hacer una tabla paramétrica en “*Parametrics quick setup*” en la que el múltiplo solar será el elegido previamente y se variará el tamaño de los heliostatos.

Al estar cada simulación optimizada para cada tamaño de heliostato, se prevé que en la simulación optimizada para el tamaño pequeño de 15 m<sup>2</sup>, el tamaño de heliostato que ofrecerá las mejores prestaciones energéticas será ese mismo, el de 15, ya que nos encontramos con unos valores de múltiplo solar, altura de la torre, dimensiones del receptor óptimos para dicho tamaño. Ello debe cumplirse en principio para el resto de las simulaciones de cada tamaño.

Para concluir, se hará un análisis de sensibilidad de forma similar al procedimiento comentado anteriormente en el que, en vez de mantener constante el valor del múltiplo solar, se conserva el tamaño del heliostato y variará el coste específico del heliostato en un rango de 100 \$/m<sup>2</sup> hasta 150 \$/m<sup>2</sup> en las tablas paramétricas con un paso de 10 unidades para cada tamaño optimizado. Ésto mostrará la influencia que tiene el coste específico en distintos parámetros como son el LCOE, los costes de financiación o el costo total de los heliostatos, entre otros.

## 6. RESULTADOS

A continuación, en este apartado, para el análisis de la influencia de las dimensiones de los heliostatos –cuatro tamaños distintos: 15, 49, 120 y 180 m<sup>2</sup>– sobre las características físicas y prestaciones energéticas de dos plantas termosolares de receptor central –10 y 100 MWe de 4 y 8 horas de TES respectivamente– situadas en Sevilla, se expondrán los resultados obtenidos con el programa SAM tras optimizar ambas centrales.

### 6.1. Planta de 10 MWe

Estudiando el caso de una central circundante de 10 MWe y 4 horas de TES (horas de almacenamiento a plena carga) en el programa SAM y dividiendo ésta en cuatro casos –heliostato pequeño de 15 m<sup>2</sup>, heliostato mediano de 49 m<sup>2</sup>, heliostato grande de 120 m<sup>2</sup> y heliostato muy grande de 180 m<sup>2</sup>–, se tiene que, tras las optimizaciones realizadas para conseguir el LCOE mínimo, los múltiplos solares resultan de 2, 2, 2.2 y 2.2 en orden de menor a mayor tamaño de los heliostatos. Hay que recordar que el múltiplo solar es el cociente entre la energía del campo solar y la energía de la turbina o también, dicho de otra manera, es la relación entre la potencia térmica del receptor en el punto de diseño y la potencia térmica nominal, por lo que cuanto mayor sea este, mayor será la temperatura que se puede conseguir en el receptor y mayor eficiencia tendrá la generación de electricidad. Los valores de los distintos parámetros a analizar para cada tamaño de heliostato junto a su múltiplo solar optimizado son los que se muestran en las siguientes tablas:

Área Heliostatos [m <sup>2</sup> ]	Área Reflectiva [m <sup>2</sup> ]	Terreno Ocupado [m <sup>2</sup> ]	Nº Heliostatos	Altura Torre [m]	Diam. Receptor [m]
15	106441,5	657898	7094	52	4,26
49	109300,2	662430,5	2229	53,34	4,28
120	110995,6	641144	925	55,7	4,98
180	109441,6	601161	608	60,78	5,03

Tabla 13. Resultados de la planta de 10 MWe.

Área Heliostatos [m <sup>2</sup> ]	Altura Receptor [m]	Inversión [\$]	LCOE [c\$/kWh]	Energía anual [GWh]	Factor Ocupación
15	5,85	70560000	19,16	29,9	0,162
49	6	71769944	19,26	30,4	0,165
120	5,65	73654864	19,84	30,2	0,173
180	6,32	75510872	20,38	30	0,182

Tabla 14. Resultados de la planta de 10 MWe.

Tras ésto, se decide analizar la influencia del tamaño de los heliostatos en las variables de diseño de la planta solar de torre central de 10 MWe, como son el rendimiento, el LCOE, la inversión, etc. Para ello, es necesario fijar el múltiplo solar a un valor idéntico en los cuatro casos de tamaños de heliostatos para poder ser comparados. En consecuencia, se decide tomar el valor de 2.2.

En primer lugar, se usa cada caso estudiado y optimizado anteriormente con el modo “Optimize heliostat layout and tower dimensions” para cada tamaño del heliostato. En cada uno de ellos se hará una tabla paramétrica en “Parametrics, quick setup” con todos los tamaños y con el modo “Generate heliostat layout using current tower dimensions” activado. Como se desprende de los resultados obtenidos para cada una de las cuatro simulaciones, se cumple la condición comentada anteriormente en todas, siendo el LCOE, la energía producida anualmente y la eficiencia, la mejor para el tamaño correspondiente a cada simulación:

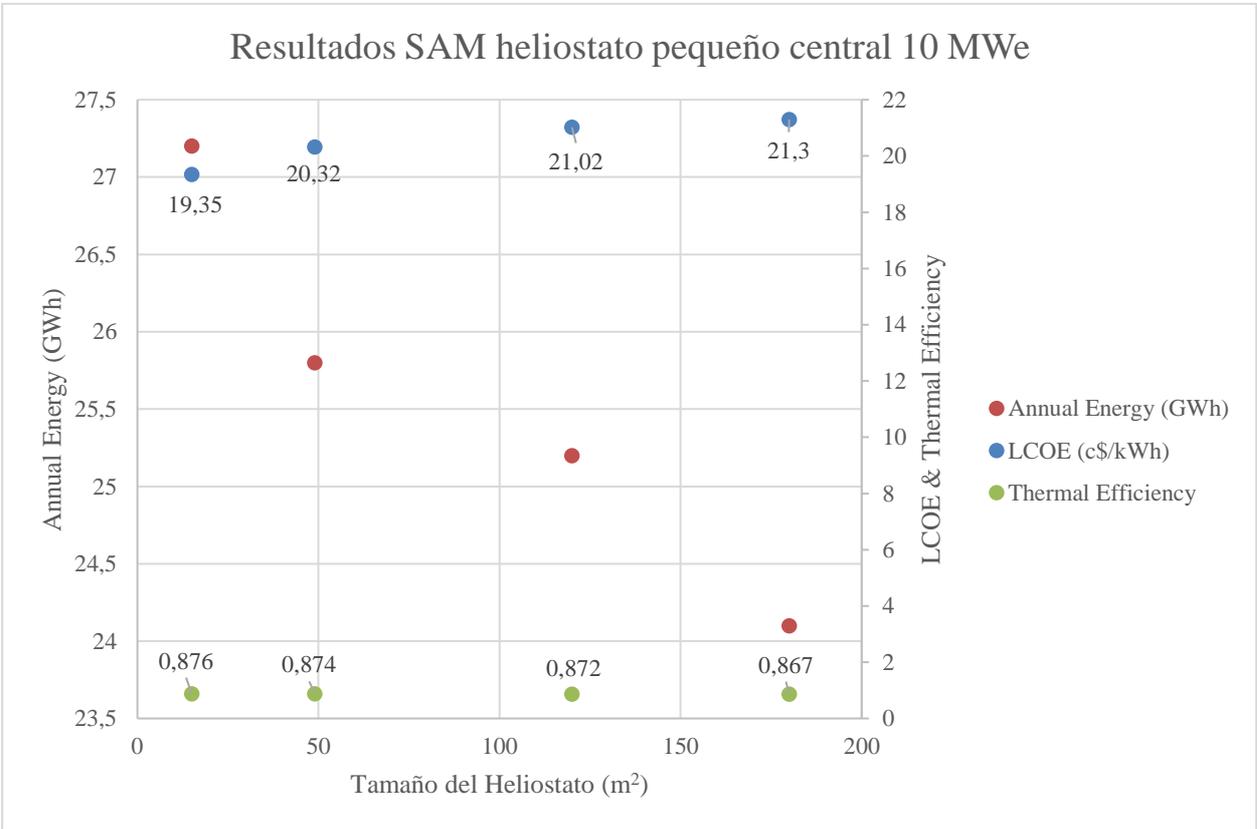


Gráfico 11. Energía anual, LCOE y eficiencia térmica frente al tamaño del heliostato, planta 10 MWe heliostato pequeño.

También puede apreciarse como la eficiencia anual del receptor incluyendo las pérdidas reflectivas se mantiene casi constante en todos los casos, variando los valores en un rango de entre el 86.7 y el 87.6 %; mientras que la energía anual producida en GWh sí varía, y lo hace entre valores de 24.1 y 27.2 GWh.

Para el caso del Gráfico 11, se observa que a medida que aumenta el tamaño del heliostato y a igualdad de múltiplo solar, altura de la torre, tierra ocupada por heliostatos, etc. el número de

heliostatos para el tamaño de 180 m<sup>2</sup> será mucho menor que el número de heliostatos del tamaño de 15 m<sup>2</sup>. Por otro lado, los primeros tendrán más pérdidas por sombras y bloqueos y un menor factor de ocupación. Así, ésta podría ser la respuesta a la bajada considerable de energía anual desde los 27.2 GWh con el heliostato pequeño hasta los 24.1 GWh del heliostato muy grande, y el aumento del LCOE de 19.3 hasta 21.3 c\$/kWh. Estos mismos resultados son extrapolables a los Gráficos 12, 13 y 14, para los tamaños de 49, 120 y 180 m<sup>2</sup> respectivamente.

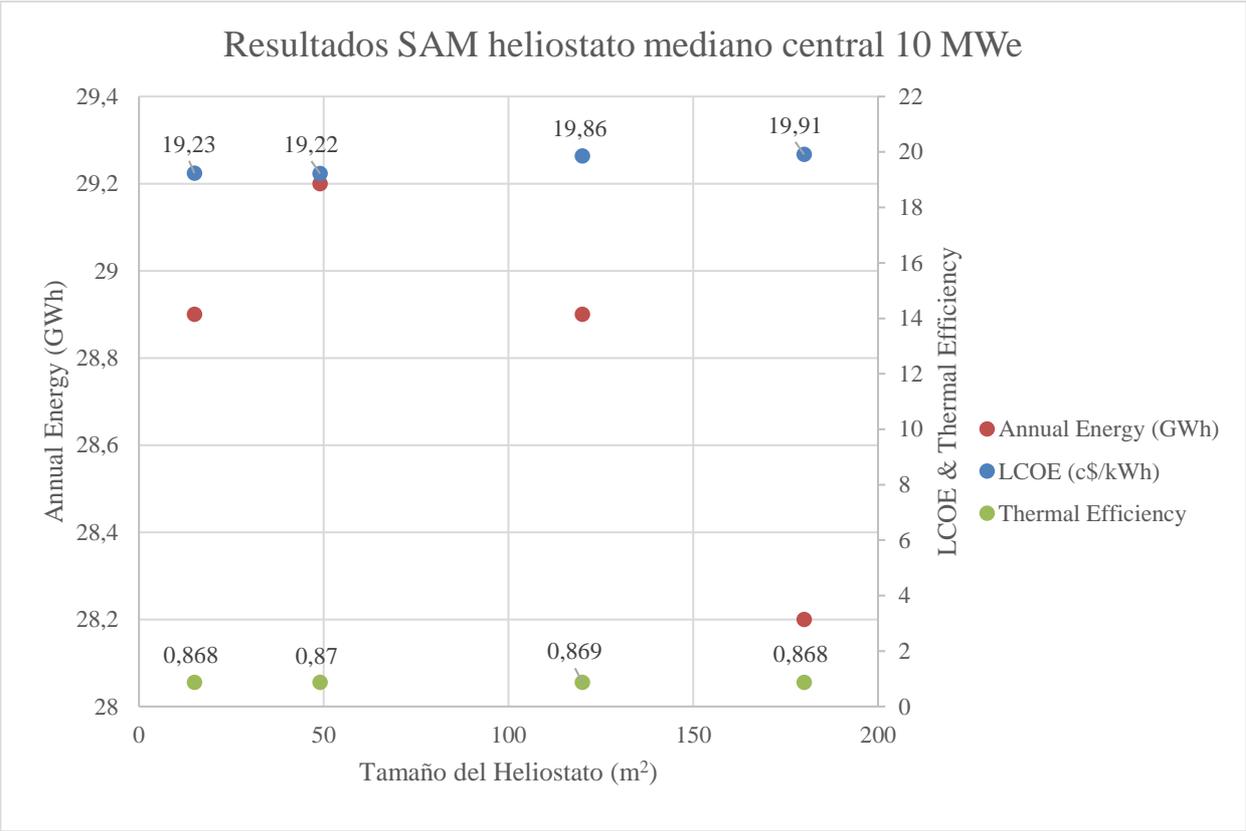


Gráfico 12. Energía anual, LCOE y eficiencia térmica frente al tamaño del heliostato, planta 10 MWe heliostato mediano.

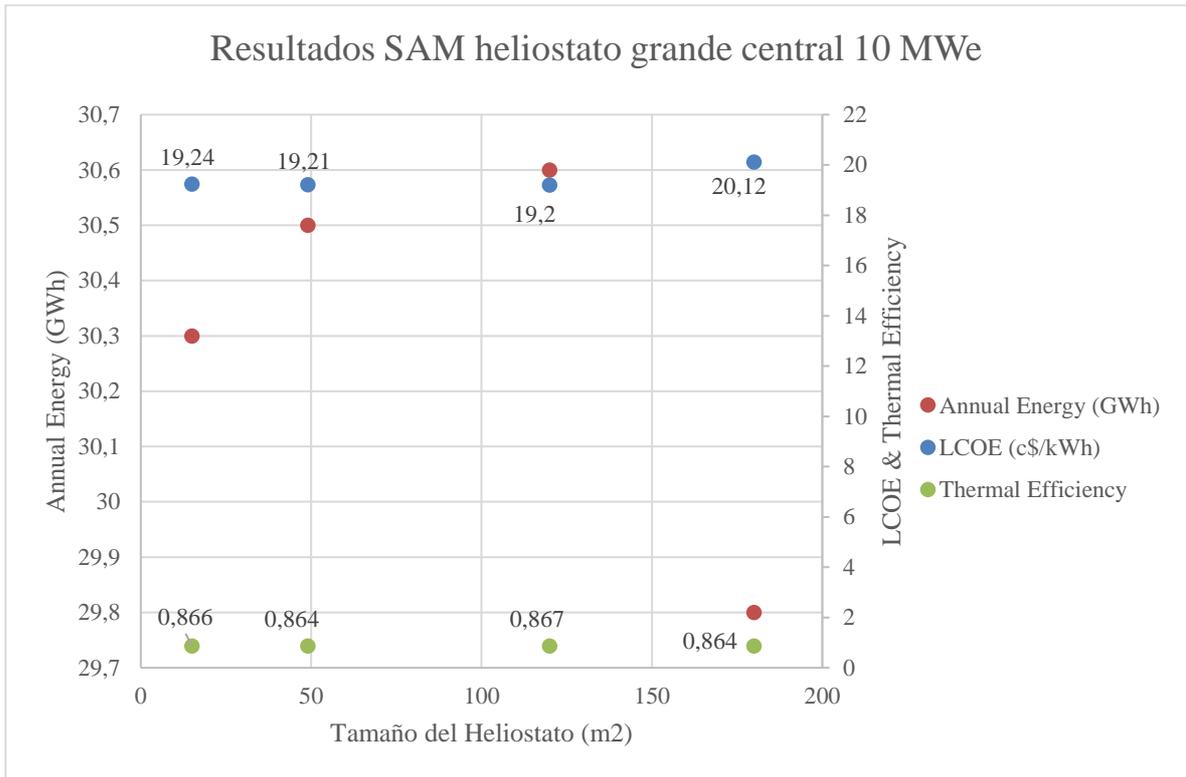


Gráfico 13. Energía anual, LCOE y eficiencia térmica frente al tamaño del heliostato, planta 10 MWe heliostato grande.

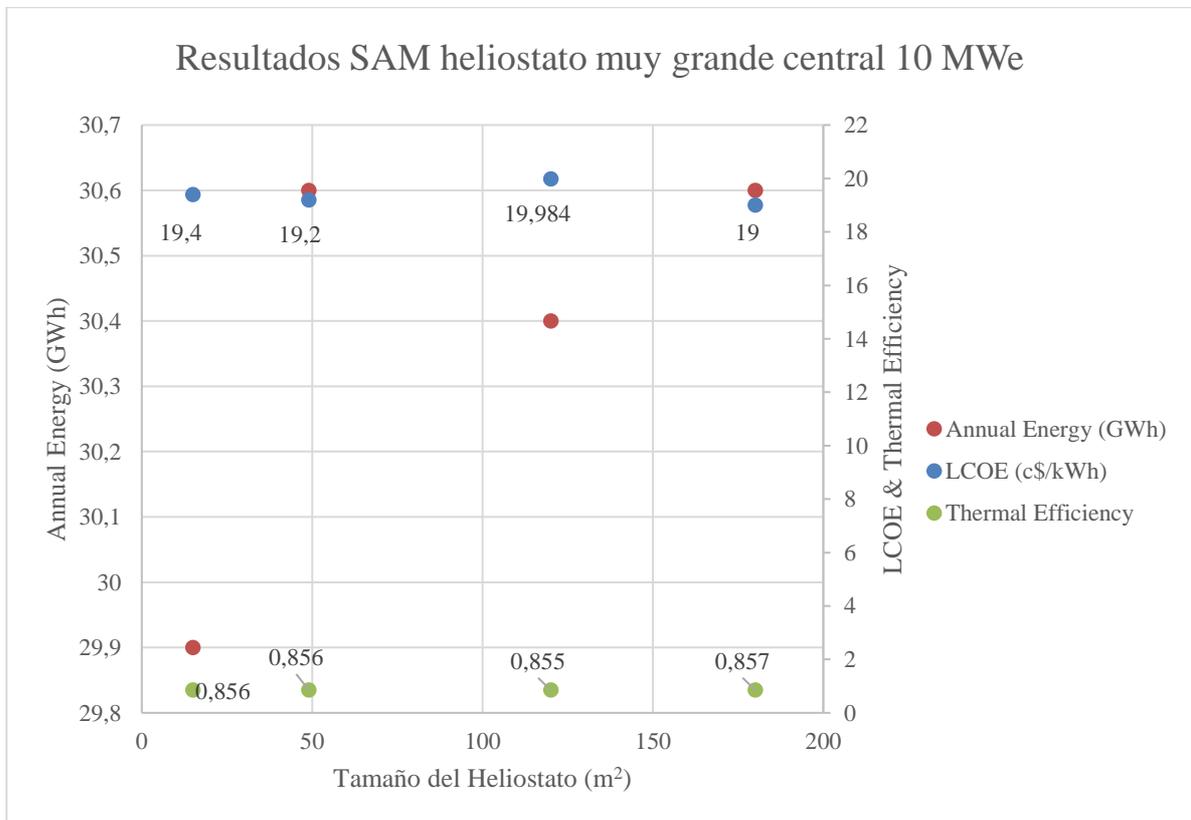


Gráfico 14. Energía anual, LCOE y eficiencia térmica frente al tamaño del heliostato, planta 10 MWe heliostato muy grande.

## 6.2. Planta de 100 MWe

Con respecto a la planta de 100 MWe, si se estudia el caso de una central circundante de 100 MWe y 8 horas de TES (horas de almacenamiento a plena carga) en el programa *System Advisor Model* y dividiendo en los mismos cuatro casos de tamaños de heliostatos se tiene que, tras las optimizaciones realizadas para conseguir un LCOE mínimo, los múltiplos solares salen de 2.2, 2.2, 2.4 y 2.4 en orden de menor a mayor tamaño de los heliostatos. Los valores de los distintos parámetros a analizar para cada tamaño de heliostato ligado a su múltiplo solar optimizado correspondientemente son los que se muestran en las siguientes tablas:

Área Heliostatos [m <sup>2</sup> ]	Área Reflectiva [m <sup>2</sup> ]	Terreno Ocupado [m <sup>2</sup> ]	Nº Heliostatos	Altura Torre [m]	Diam. Receptor [m]
15	1.072.201,90	6.460.792,00	71459	171	15,8
49	1.088.246,90	6.691.350,27	22896	169,27	16,78
120	1.089.076,90	6.610.046	9076	172	15,03
180	1.060.575,80	5.723.834	5892	190,38	15,45

Tabla 15. Resultados de la planta de 100 MWe.

Área Heliostatos [m <sup>2</sup> ]	Altura Receptor [m]	Inversión [M\$]	LCOE [c\$/kWh]	Energía anual [GWh]	Factor Ocupación
15	16,73	600,5	14,46	347,67	0,166
49	15,67	604	14,24	357,4	0,163
120	17,48	605	14,27	357,36	0,165
180	18,43	609	14,38	356,46	0,185

Tabla 16. Resultados de la planta de 100 MWe.

Tras ésto, se decide analizar la influencia del tamaño de los heliostatos en las variables de diseño de la planta solar de torre central de 10 MWe, como son el rendimiento, el LCOE, la inversión, etc. Para ello, es necesario fijar el múltiplo solar a un valor idéntico en los cuatro casos de tamaños de heliostatos para poder ser comparados. En consecuencia, se decide tomar el valor de 2.2.

Al igual que se hizo en el subapartado anterior, se usa cada caso estudiado y optimizado anteriormente con el modo “*Optimize heliostat layout and tower dimensions*” para cada tamaño del heliostato. En cada uno de ellos se hará una tabla paramétrica en “*Parametrics, quick setup*” con todos los tamaños y con el modo “*Generate heliostat layout using current tower dimensions*” activado. Como se desprende de los resultados obtenidos para cada una de las cuatro simulaciones, se cumple la condición comentada anteriormente en todas, siendo el LCOE, la energía producida anualmente y la eficiencia, la mejor para el tamaño correspondiente a cada simulación.

Las conclusiones a las que se llega son idénticas a las de la planta de 10 MWe.

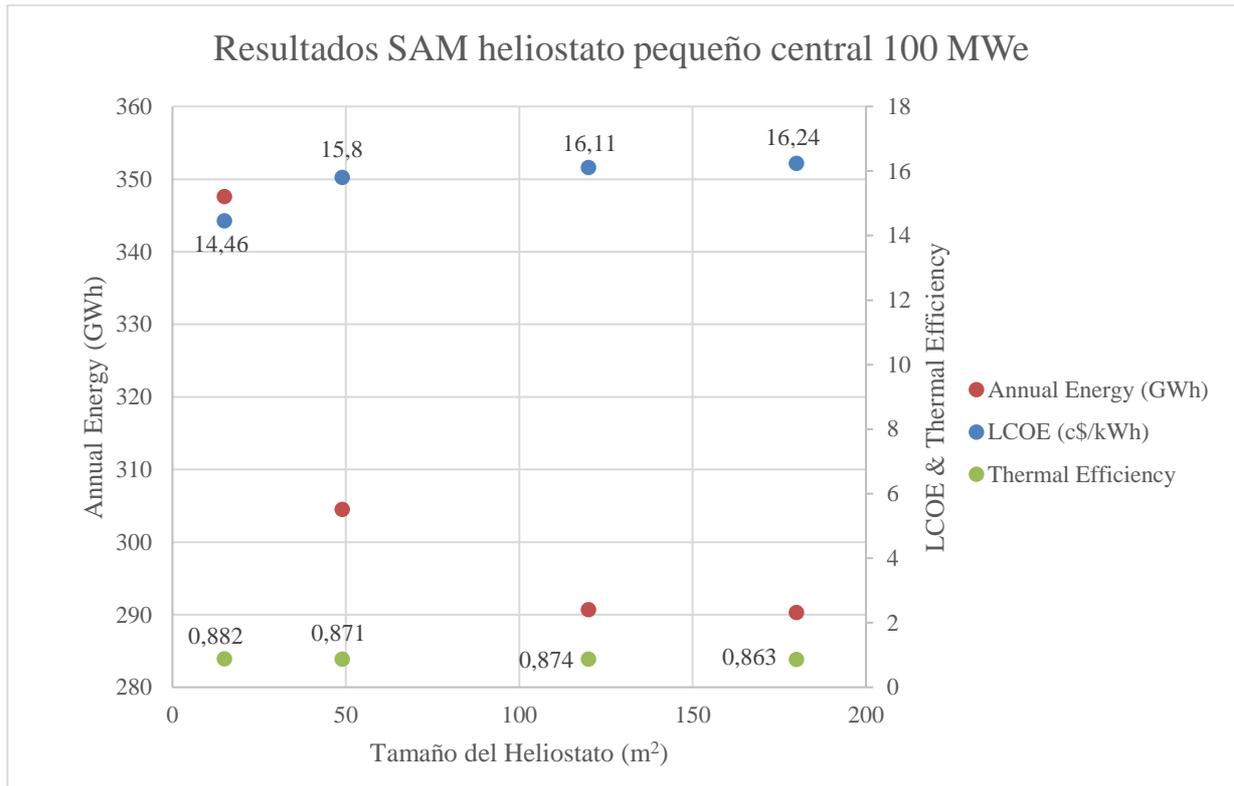


Gráfico 15. Energía anual, LCOE y eficiencia térmica frente al tamaño del heliostato, planta 100 MWe heliostato pequeño.

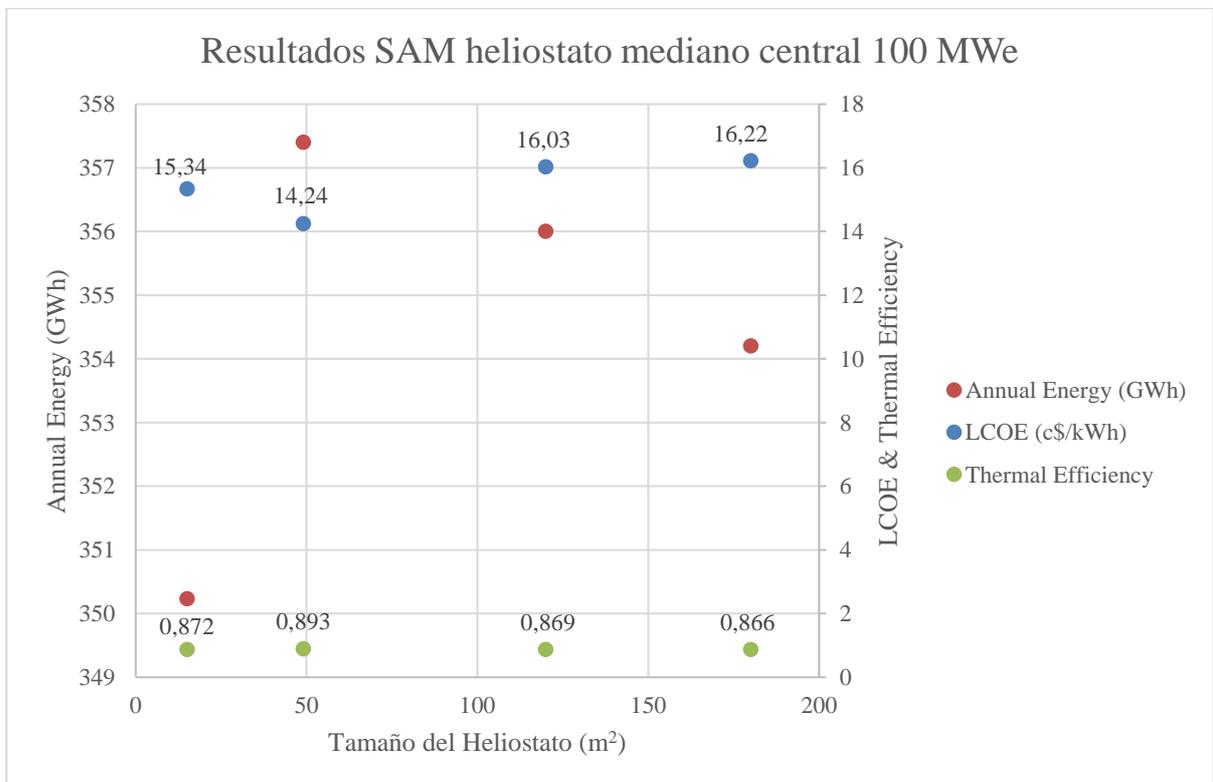


Gráfico 16. Energía anual, LCOE y eficiencia térmica frente al tamaño del heliostato, planta 100 MWe heliostato mediano.

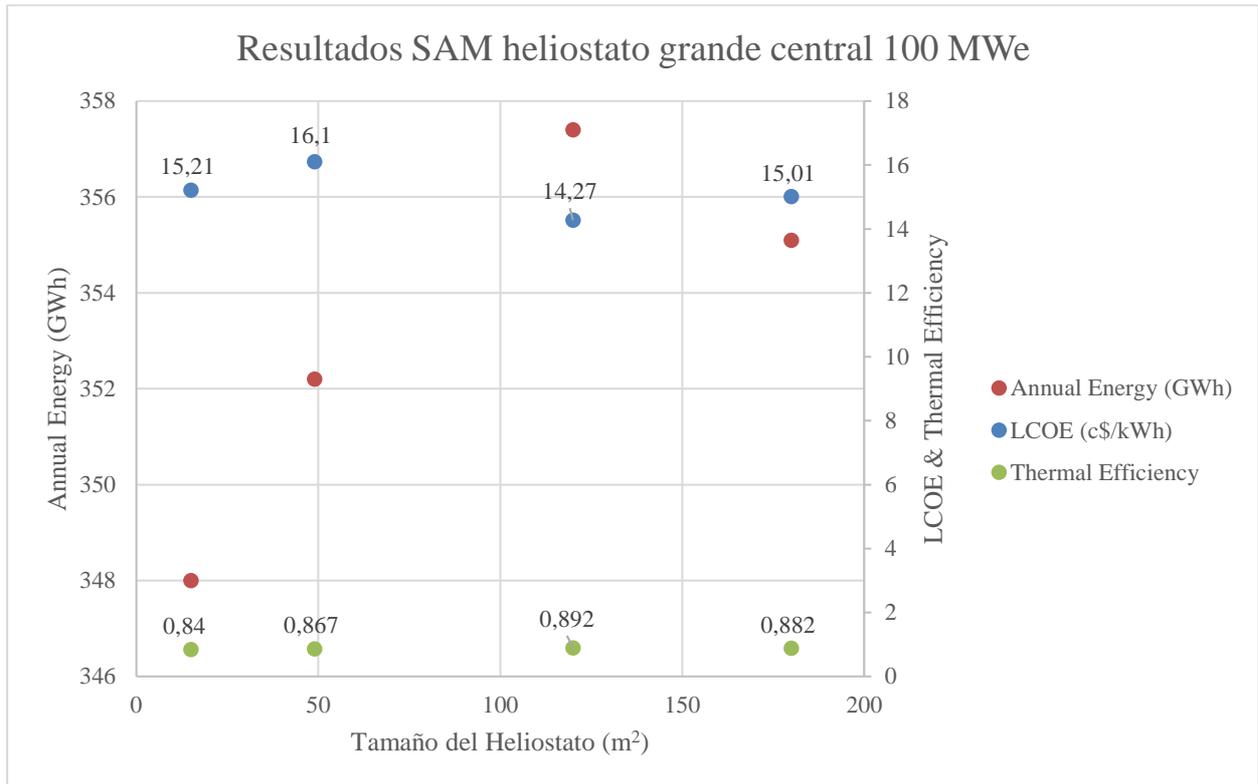


Gráfico 17. Energía anual, LCOE y eficiencia térmica frente al tamaño del heliostato, planta 100 MWe heliostato grande.

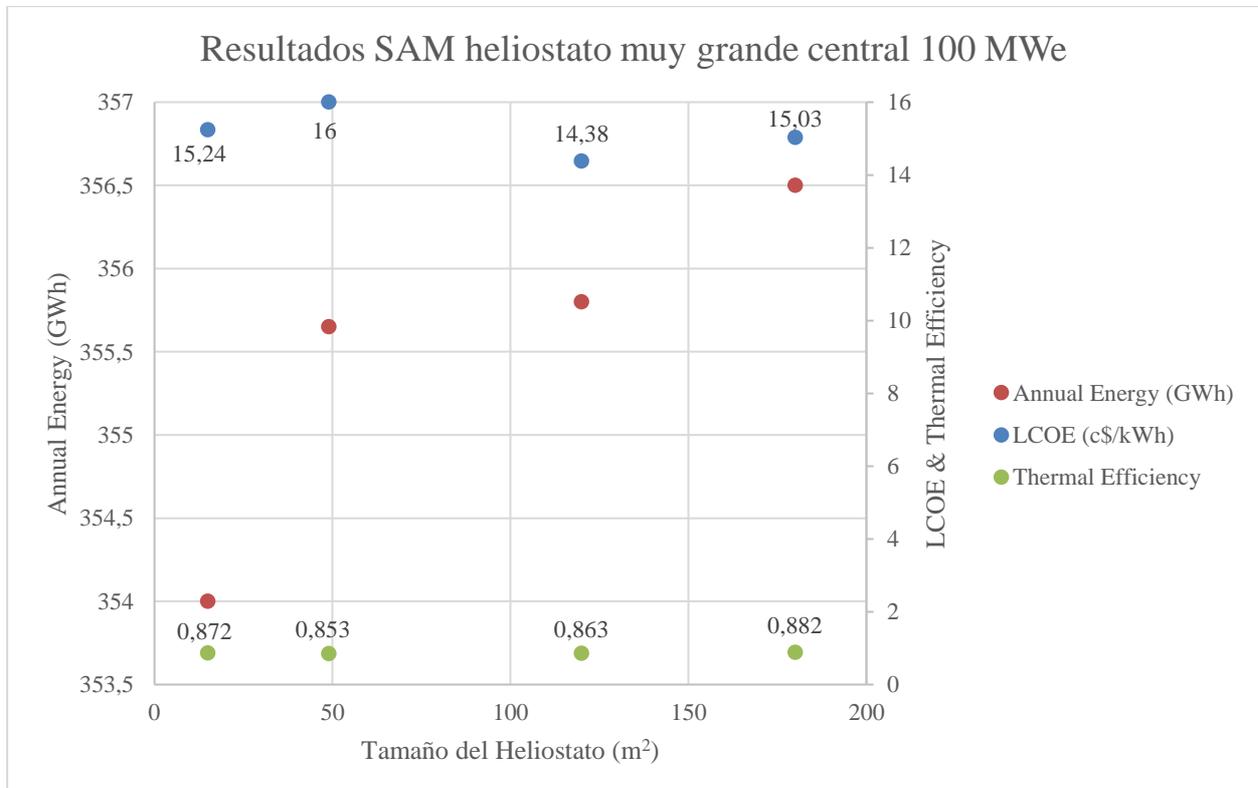


Gráfico 18. Energía anual, LCOE y eficiencia térmica frente al tamaño del heliostato, planta 100 MWe heliostato muy grande.

## 7. DISCUSIÓN DE LOS RESULTADOS

### 7.1. Planta de 10 MWe

En este apartado, se procederá a analizar los resultados obtenidos y se compararán entre ellos, para finalmente poder escoger las soluciones más competitivas, eficientes o económicas.

Si se representan los datos resultantes de las Tablas 13 y 14 de la planta de 10 MWe se concluye que, en el Gráfico 19, la altura de la torre depende del tamaño del heliostato y ésta aumenta al incrementarse el área de los heliostatos. Ésto podría deberse a que, al aumentar el tamaño de los heliostatos, tiende a crecer el factor de sombras y bloqueos (SHB), lo que es perjudicial para la eficiencia del campo, requiriendo torres más altas. Igualmente, al ser el tamaño del heliostato mayor, aumenta su separación y la distancia de éstos hasta la torre central, de ahí que la torre deba aumentar su altura también.

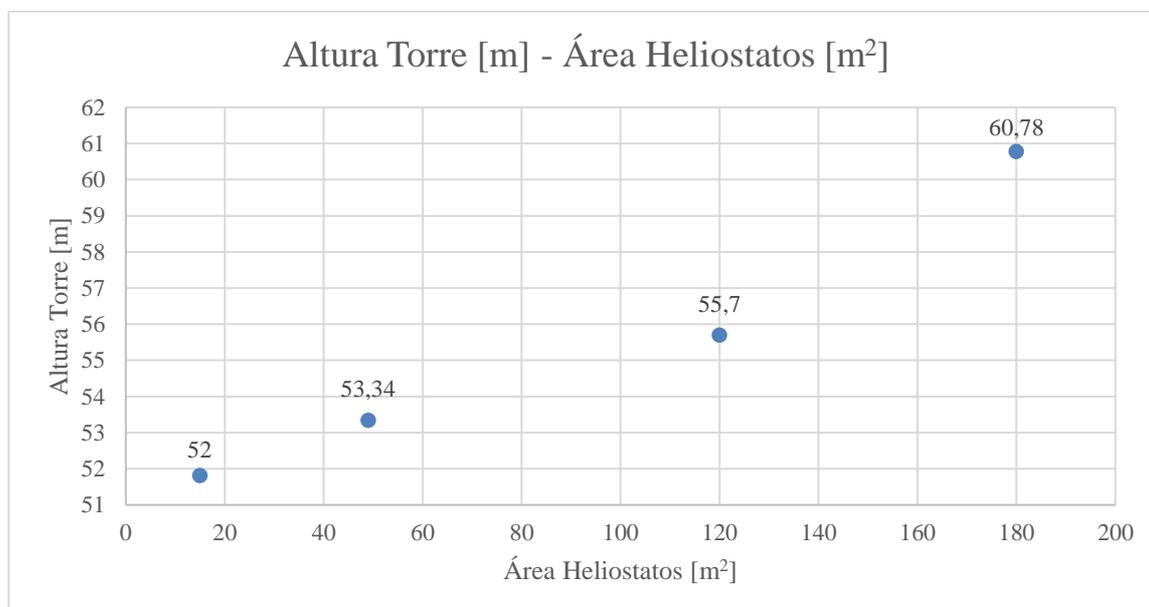


Gráfico 19. Altura de la torre frente al área de heliostatos, planta 10 MWe.

Como es conocido, el tamaño de los heliostatos influye indirectamente en la altura de la torre a través del factor de sombras y bloqueos e implícitamente en el área de captación, aunque no es el principal factor. Si se tiene un mejor rendimiento óptico, se necesitaría una menor área de captación para la misma potencia térmica. Cuanto más grandes sean los heliostatos, más tendrán que separarse entre ellos para que no aumente el factor SHB, por lo que la atenuación atmosférica podría aumentar. Con heliostatos pequeños (a igualdad de número de heliostatos) se reduciría el efecto de la atenuación atmosférica, ya que se podrían juntar más entre ellos y se situarían a una menor distancia de la torre central. Entonces a menor tamaño de heliostatos, más cerca pueden estar entre ellos. Y si se consigue mejorar el rendimiento óptico –ya sea reduciendo el SHB, la distancia de los heliostatos a la torre central, el coseno del ángulo de incidencia o la atenuación atmosférica– menor área de captación será necesaria para una misma potencia térmica objetivo en la planta.

De forma análoga ocurre con el Gráfico 20, donde se representa el diámetro del receptor. Este aumenta también al verse incrementado el área de los heliostatos. Ello se debe principalmente a que la imagen que reflejan los heliostatos más grandes es mayor que si fueran heliostatos más pequeños, y se necesitaría un diámetro de receptor mayor para que no se produzcan los efectos del *spillage* –radiación solar que no ha podido concentrarse correctamente en el receptor solar y que, como consecuencia, se dispersa en forma de pérdidas–.

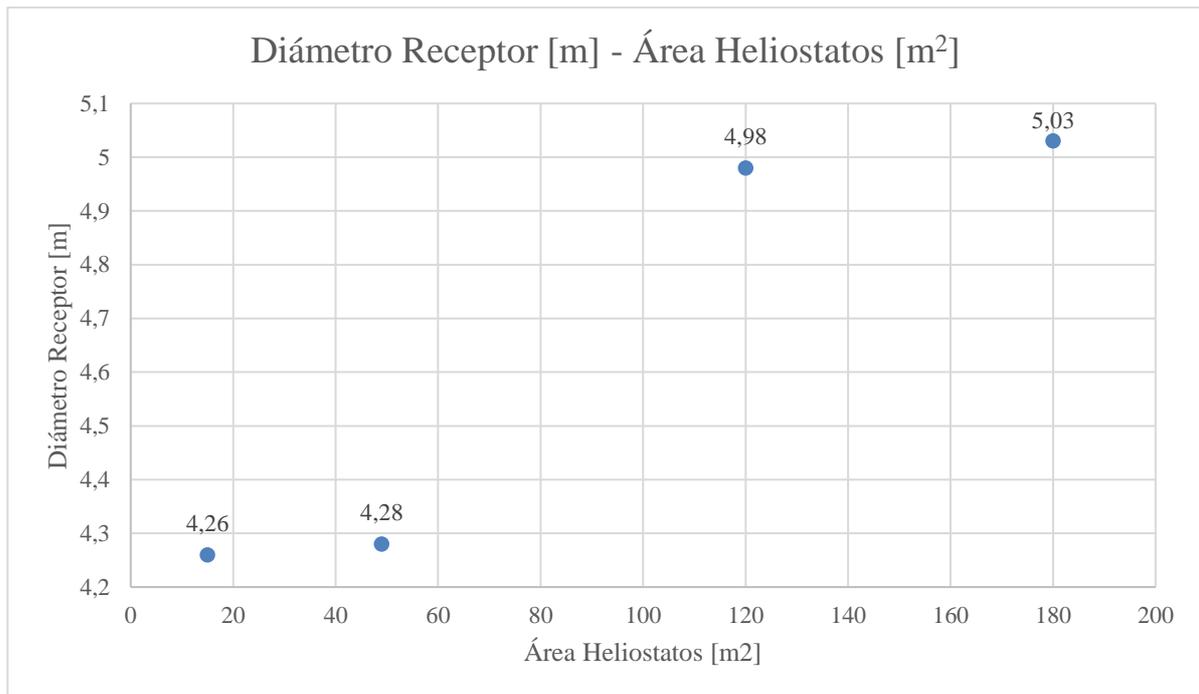


Gráfico 20. Diámetro del receptor frente al área de heliostatos, planta 10 MWe.

En las Tablas 13 y 14, se puede ver cómo la inversión aumenta a medida que el tamaño de los heliostatos lo hace también. La causa de ello se puede encontrar en muchos factores, entre los que se encuentra la altura de la torre, que, al aumentar, su precio también lo hace. Ésto se muestra en el Gráfico 21, el incremento del precio de una torre hecha de hormigón con su altura –la torre de referencia es la utilizada en el proyecto *Phoebus*–. En el precio de la torre están incluidos los costos de soplantes y conductos de aire.

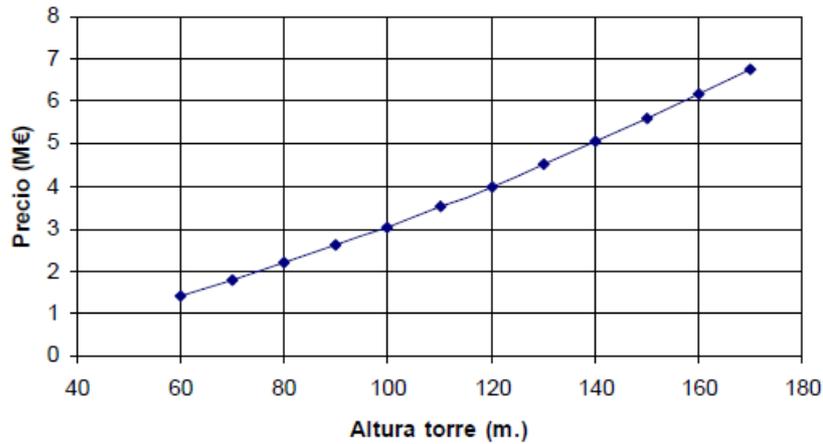


Gráfico 21. Precio [M€] frente a altura torre [m] [4].

Se debe resaltar que, si la altura de la torre es superior a 120 m, se recomienda que se fabrique con hormigón armado debido a los costos de construcción; pero si la altura de la torre es inferior a ese valor, es preferible una torre de celosía de acero [23]. También otros factores que influyen en el aumento de la inversión son:

- Receptor Solar: la tecnología del receptor y los materiales utilizados para su construcción afectan a los costes. Los receptores más eficientes y duraderos pueden tener un precio más alto, pero pueden ofrecer un mejor rendimiento a largo plazo.
- Turbina: convierte la energía térmica del fluido de transferencia de calor en energía eléctrica. La tecnología de la turbina, su capacidad de generación y su eficiencia pueden impactar en los costes. Las de grande tamaño y avanzadas pueden tener un coste inicial más alto, pero a su vez pueden incrementar la eficiencia y el rendimiento de la planta.
- Número de Heliostatos y Tamaño de Heliostatos: el número total de heliostatos necesarios y su tamaño son factores críticos que determinan la inversión. Cuantos más heliostatos se necesiten para cubrir un área determinada, mayor será la inversión en la adquisición, instalación y mantenimiento. Del mismo modo, heliostatos más grandes pueden ser más costosos de fabricar e instalar.

Al examinar detenidamente los Gráficos 22 y 23, comparten un comportamiento similar: la energía anual producida y el terreno ocupado aumentan desde el heliostato de pequeño tamaño al mediano, pero a partir de este hasta el de gran tamaño, disminuye.

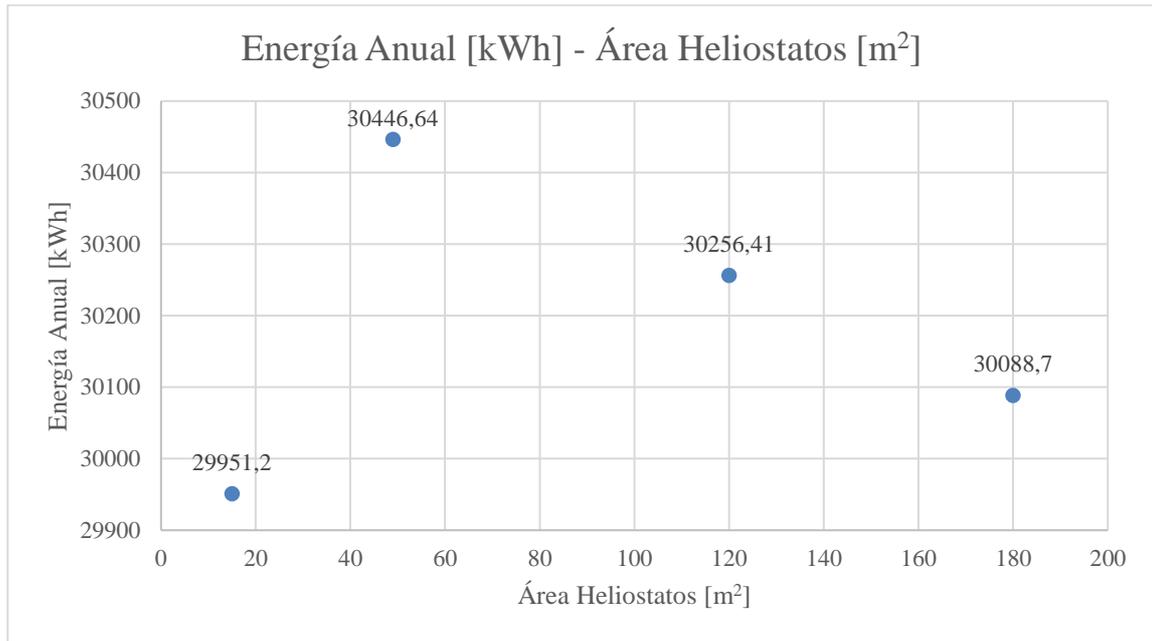


Gráfico 22. Energía anual frente al área de heliostatos, planta 10 MWe.

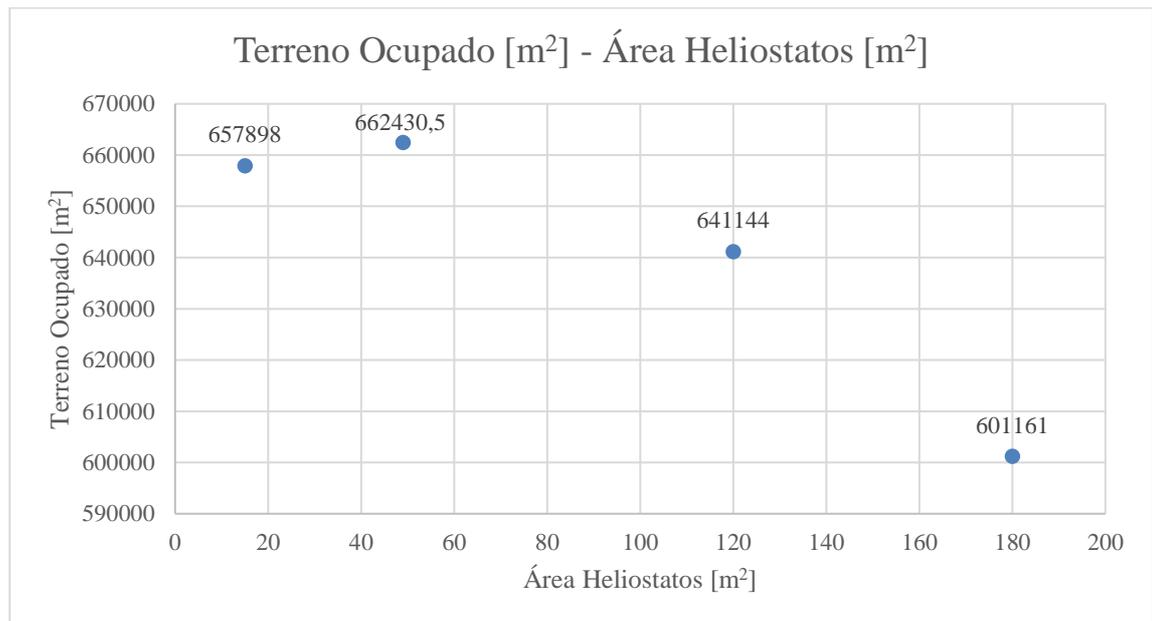


Gráfico 23. Terreno ocupado frente al área de heliostatos, planta 10 MWe.

Esta bajada tan pronunciada del terreno ocupado se debe principalmente a la altura de la torre, que aumenta a medida que el tamaño de los heliostatos lo hace también y ello conlleva que éstos puedan juntarse algo más de lo que permitía una torre más baja. Así mismo, influye también el número de heliostatos, el cual con respecto al tamaño grande baja considerablemente desde 7094 y 2229 (heliostatos pequeño y mediano respectivamente) hasta los 925 y 608 (heliostatos grandes y muy grandes).

Por último, analizando el Gráfico 24, se puede apreciar que el área reflectiva aumenta desde los heliostatos pequeños hasta el grande, pero a partir de este último hasta el de tamaño muy grande

disminuye. Ello podría ser causado fundamentalmente por la altura de la torre central y por el bajo número de heliostatos –aunque esto último es debido a que los heliostatos son más grandes–, ya que, por ejemplo, son 608 heliostatos frente a 7094 en el caso de los heliostatos pequeños de 15 m<sup>2</sup>, lo que supone un área reflectiva de 106441 m<sup>2</sup>, muy parecida a la de los heliostatos muy grandes (109441 m<sup>2</sup>) a pesar de tener un tamaño de heliostato mucho mayor (180 m<sup>2</sup>).

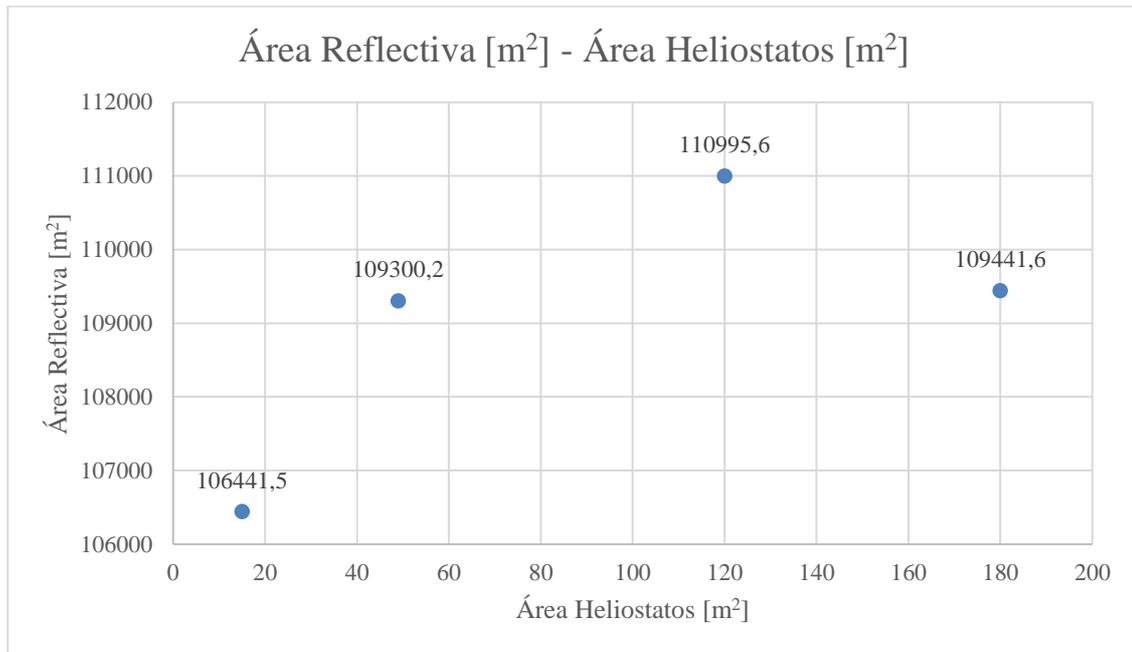


Gráfico 24. Área reflectiva frente al área de heliostatos, planta 10 MWe.

A continuación, se llevará a cabo un análisis de sensibilidad con los precios de los heliostatos por metro cuadrado, variando los mismos desde 100 hasta 150 \$/m<sup>2</sup> con un paso de 10 unidades para cada tamaño optimizado, y así poder determinar la influencia de éstos en los costes de financiación, el LCOE y el costo total de los heliostatos. Los resultados hallados se representan en los siguientes tres gráficos –costes de financiación en M\$, LCOE en c\$/kWh y costo total de los heliostatos en M\$–. Todos ellos se han representado para 6 valores distintos del precio unitario del heliostato como se comentó previamente. En el Gráfico 25, al aumentar el precio unitario del heliostato evidentemente aumenta el coste de financiación total para cada tamaño de heliostato. Si se quisieran minimizar los costos de financiación, se podría elegir el heliostato de 15 m<sup>2</sup> cuyo precio unitario es de 100 \$/m<sup>2</sup>, ya que el costo de financiación sería de 6.06 M\$ –el más pequeño con diferencia–. Además, analizando el Gráfico 26 y 27, se observa que su LCOE es el segundo más pequeño y su coste total de heliostatos es el mínimo. En conclusión, el heliostato de 15 m<sup>2</sup> es una solución muy conveniente para una planta de 10 MWe en la que el precio del heliostato es de 100 \$/m<sup>2</sup>.

En cambio, si resultara el coste de financiación de 7.10 M\$, se podría elegir entre un heliostato de 15 m<sup>2</sup> (140 \$/m<sup>2</sup>) o uno de 49 m<sup>2</sup> (100 \$/m<sup>2</sup>), que sería una solución competitiva. Algo similar ocurre si resultara un coste de financiación de 7.5 M\$ aproximadamente, habría que elegir entre un heliostato de 49 m<sup>2</sup> (130 \$/m<sup>2</sup>) y otro de 120 m<sup>2</sup> (100 \$/m<sup>2</sup>). Finalmente, si se pone el foco

de atención en un coste de financiación de 7.75 M\$, las opciones aumentan, pudiéndose elegir entre un heliostato de 49, 120 o incluso de 180 m<sup>2</sup> siendo sus precios unitarios de 150, 120 y 100 \$/m<sup>2</sup> respectivamente.

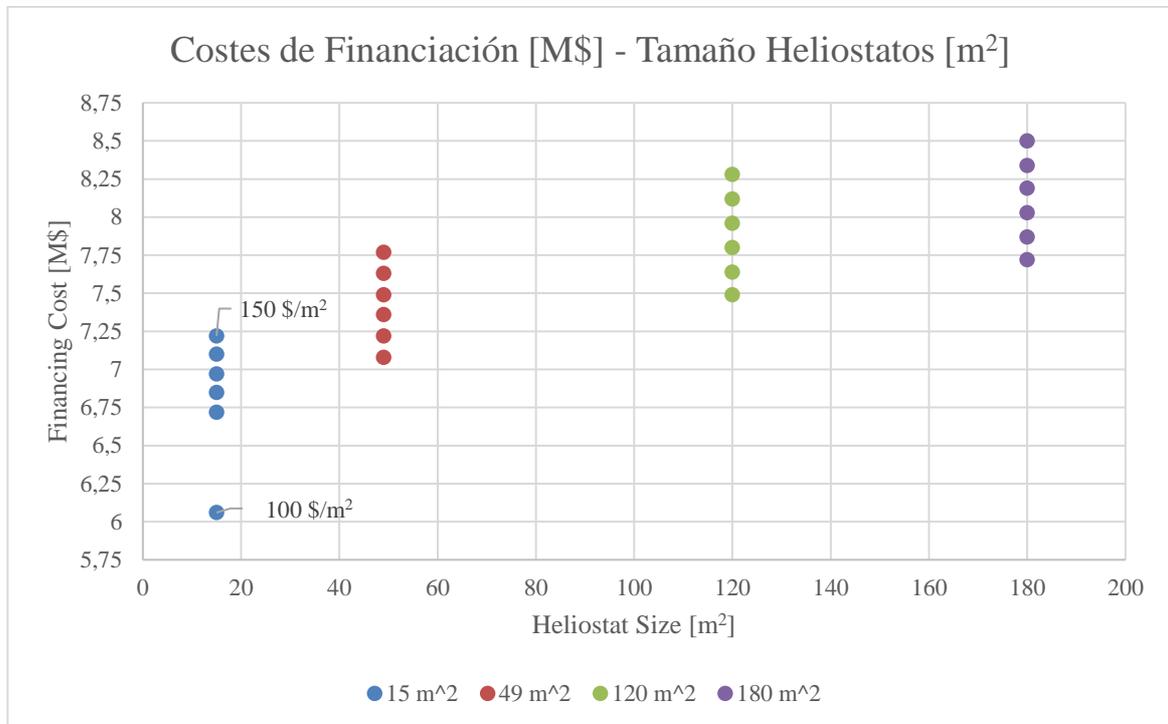


Gráfico 25. Costes de financiación frente al área de heliostatos, planta 10 MWe.

Analizando los gráficos 26 y 27, se llega a la conclusión de que, el coste total de heliostatos en los tres casos es de 14.5, 13.3 y 11 M\$ respectivamente; y que el LCOE es de 19.9, 19.6 y 19.5 c\$/kWh, por lo que el tamaño óptimo de heliostato en este caso de 7.75 M\$ de coste de financiación es el de 180 m<sup>2</sup>. Si se quisiera minimizar el LCOE nominal de la planta, habría que escoger el tamaño de 49 m<sup>2</sup> (precio unitario de 100 \$/m<sup>2</sup>), donde el LCOE es de 18.39 c\$/kWh, aunque el coste total de los heliostatos es de 9.67 M\$ y el coste de financiación de 7.08 M\$, cuyos valores no son los mínimos. Así que un caso muy competitivo sería el de heliostato de 15 m<sup>2</sup>, que con el mismo precio unitario de heliostato (100 \$/m<sup>2</sup>) que el anterior caso estudiado, se tendría el segundo menor LCOE con un valor de 18.54 c\$/kWh –0.15 c\$/kWh más caro que el caso anterior–, el menor coste total de heliostatos –8.64 M\$, aproximadamente 1 M\$ menor que el caso anterior– y de financiación –6.6 M\$, aproximadamente 0.5 M\$ menor que el caso anterior–.

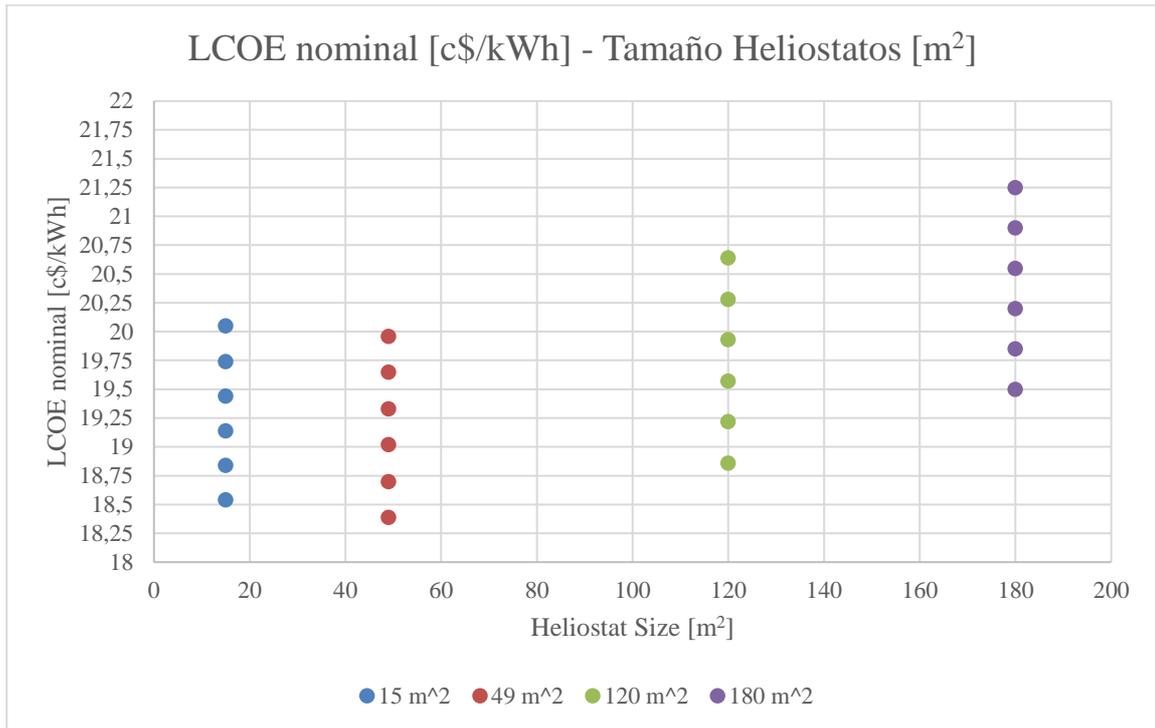


Gráfico 26. LCOE nominal frente al tamaño de heliostatos, planta 10 MWe.

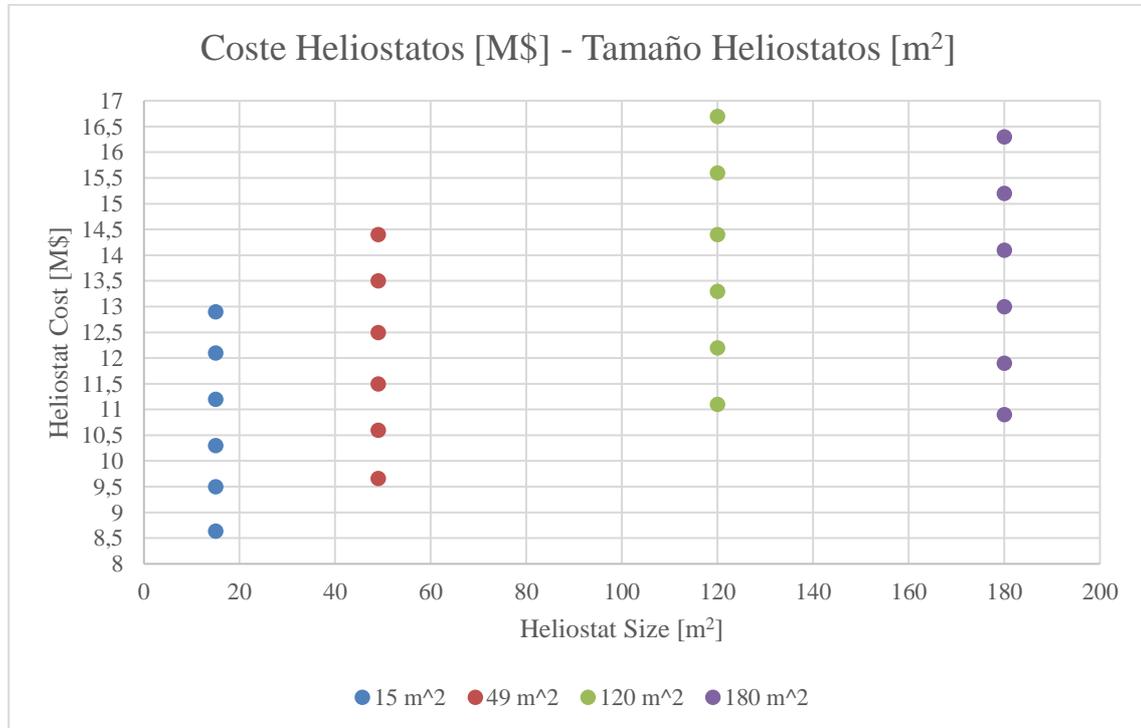


Gráfico 27. Coste de heliostatos frente al tamaño de heliostatos planta 10 MWe.

## 7.2. Planta de 100 MWe

Abordando ahora la central de 100 MWe, y representando las tablas de datos obtenidos (Tablas 15 y 16) se concluye que, en el Gráfico 28, la altura de la torre depende del tamaño del heliostato y ésta se incrementa al aumentar el área de 120 a 180 m<sup>2</sup>. Sin embargo, se mantiene casi constante al pasar entre los tamaños de 15, 49 y 120 m<sup>2</sup>, siendo ésta de 171, 169 y 172 metros respectivamente. Ésto podría deberse a que, al aumentar el tamaño de los heliostatos, tiende a crecer el SHB (factor de sombras y bloqueos), lo que es perjudicial para la eficiencia del campo y se necesitarían torres más altas. También, al ser el tamaño de heliostato mayor, deben estar más separados, y distanciarse de la torre central, de ahí que la torre deba incrementar su altura también.

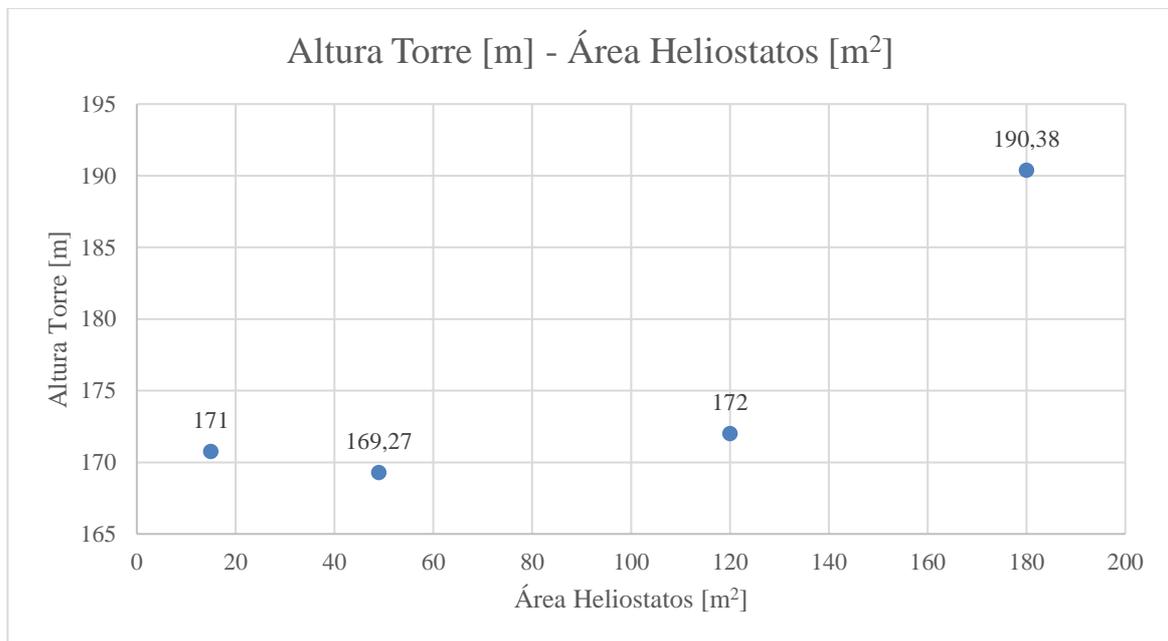


Gráfico 28. Altura de la torre frente al tamaño de heliostatos, planta 100 MWe.

Estudiando las Tablas 15 y 16, se puede llegar a la conclusión de cómo la inversión aumenta a medida que el tamaño de los heliostatos lo hace también. Ésto se representa en el Gráfico 29, y puede deberse a muchos factores, entre ellos la altura de la torre que al aumentar, su precio también lo hace, como se comentó en el caso de la planta de 10 MWe.

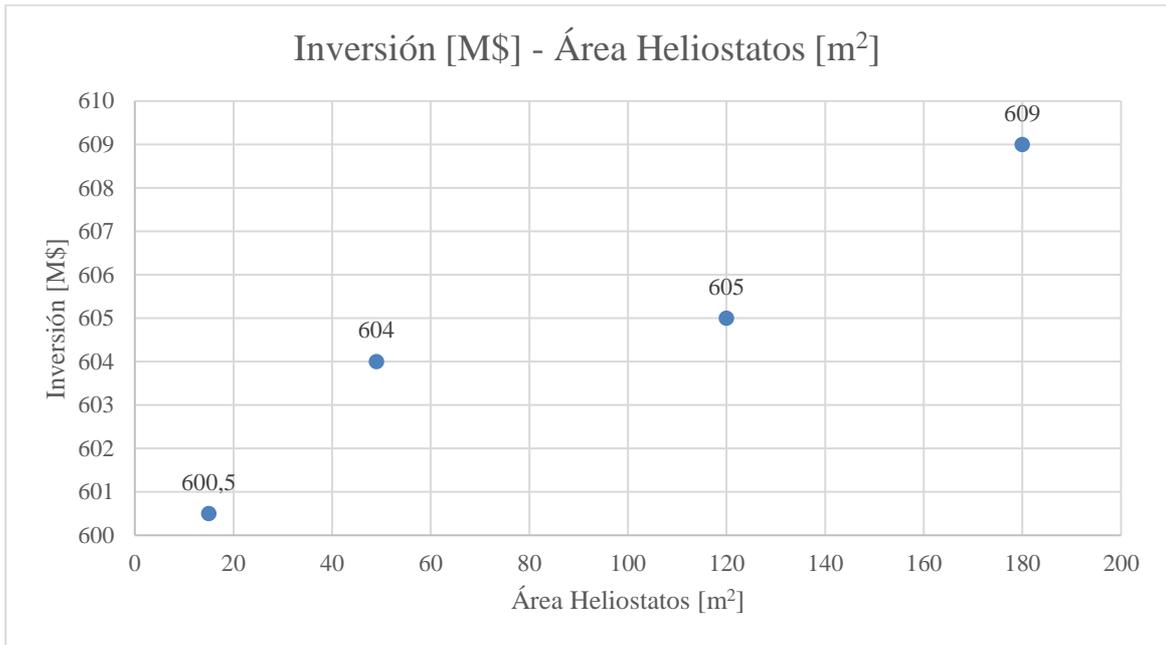


Gráfico 29. Inversión frente al área de heliostatos, planta 100 MWe.

Si se observa el Gráfico 30 y 31, comparten una tendencia similar: la energía anual producida y el terreno ocupado aumentan desde el heliostato pequeño al mediano pero a partir de este hasta el heliostato de 180 m<sup>2</sup>, disminuye.

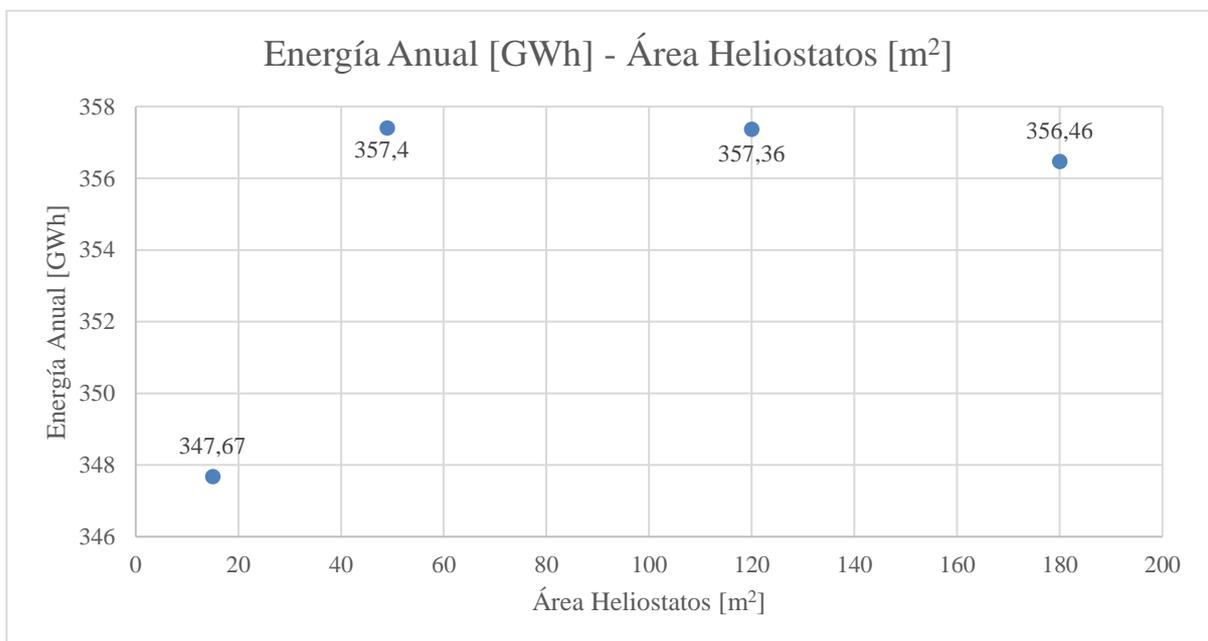


Gráfico 30. Energía anual frente al área de heliostatos, planta 100 MWe.

El Gráfico 31 nos permite cerciorarnos de que la bajada tan pronunciada en el terreno ocupado se justifica principalmente por la altura de la torre, que es mayor a medida que el tamaño de los heliostatos crece. Ello conlleva que los heliostatos puedan juntarse algo más de lo que se podría con una torre más baja.

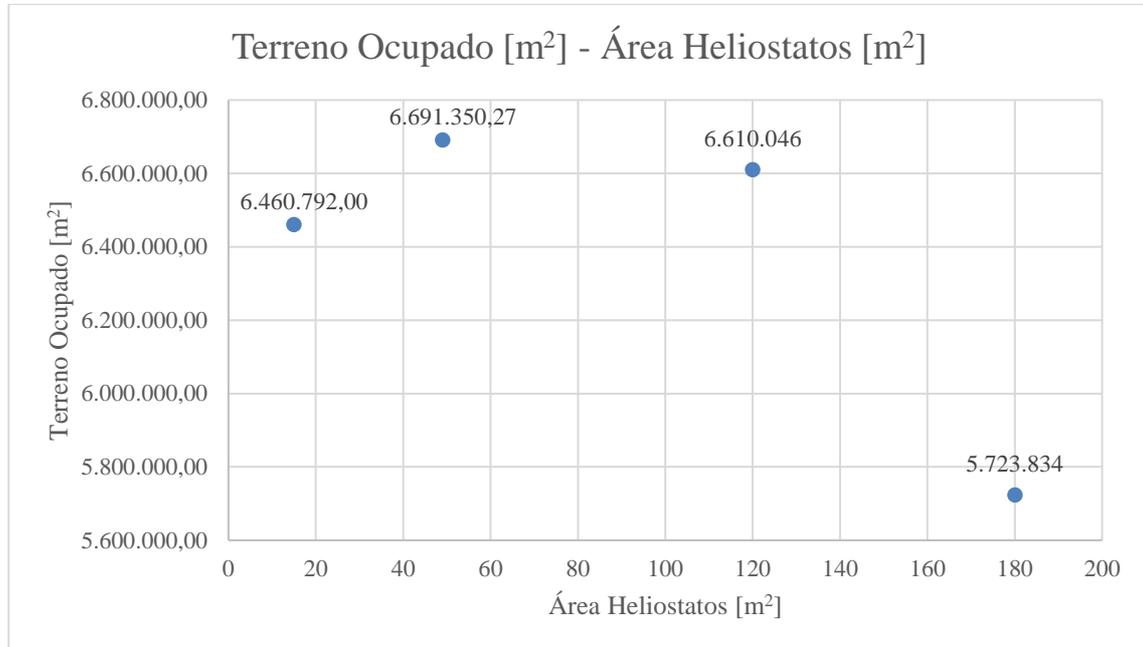


Gráfico 31. Terreno ocupado frente al área de heliostatos, planta 100 MWe.

Por último, analizando el Gráfico 32, se puede considerar que el área reflectiva aumenta desde los heliostatos pequeños hasta el grande; pero desde este último hasta el de tamaño muy grande, disminuye cerca de 30000 m<sup>2</sup>. Ello es causado por la altura de la torre central y por el bajo número de heliostatos –aunque esto último es debido a que los heliostatos son más grandes, principalmente–.

En términos comparativos entre las plantas de 10 y 100 MWe, hay varios puntos a destacar. Primeramente, los valores que corresponden al área reflectiva, el terreno ocupado, el número de heliostatos, la inversión y la energía anual se ven decuplicados para la planta de mayor tamaño. Algo similar sucede con la altura de la torre y las dimensiones del receptor, aunque en este caso los resultados se triplican. Sin embargo, el LCOE presenta una bajada de aproximadamente 5 c\$/kWh entre la planta pequeña y la mayor, lo cual es un efecto beneficioso en términos de energía. Mientras tanto, el factor de ocupación no manifiesta cambios significativos al permanecer prácticamente constante.

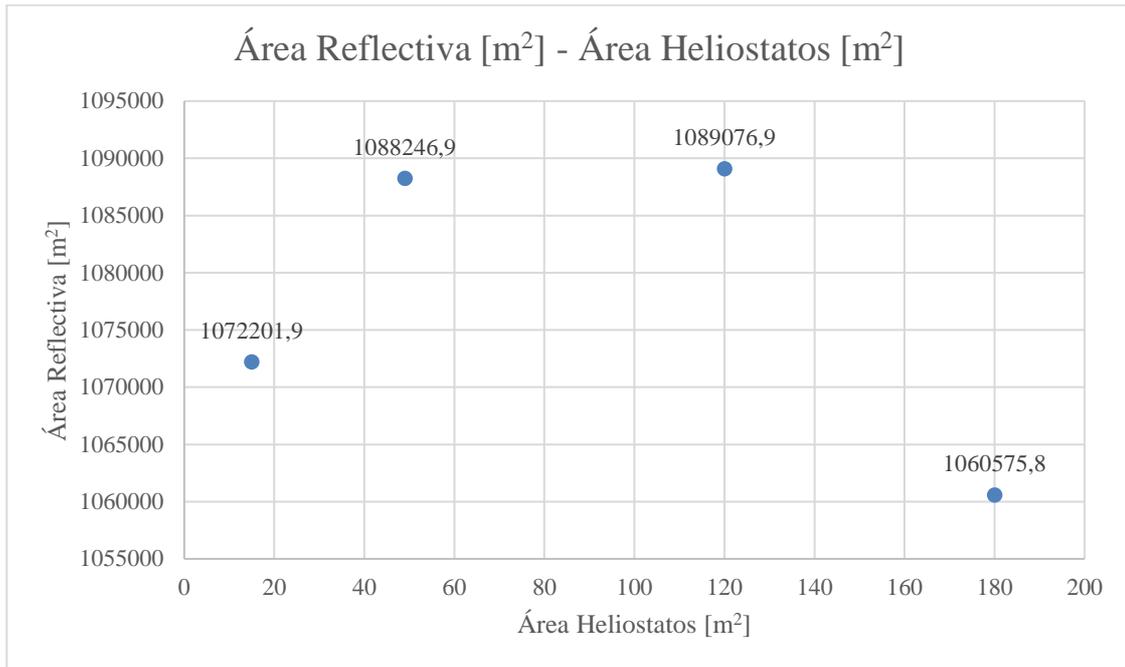


Gráfico 32. Área reflectiva frente al área de heliostatos, planta 100 MWe.

Con respecto al análisis de sensibilidad de la central de 100 MWe, se pone el foco de atención en el Gráfico 33, donde se aprecia que un aumento del precio unitario del heliostato conlleva un incremento del coste de financiación total para cada tamaño de heliostato. Si se quisieran minimizar los costos de financiación, se podría elegir entre el heliostato de 49 y el de 120 m<sup>2</sup>, cuyos precios unitarios son de 100 \$/m<sup>2</sup>; pues el costo de financiación sería de 64.2 y 64.3 M\$ respectivamente, las cuales son soluciones competitivas y alternativas la una de la otra. Aunque si se analiza más profundamente, el heliostato de 49 m<sup>2</sup> consigue un LCOE mínimo y el segundo costo total de heliostatos más pequeño (véase Gráfico 35), así que sería la solución óptima con respecto al mínimo LCOE y el mínimo costo de financiación en una planta de 100 MWe y con un coste de 100 \$/m<sup>2</sup> por heliostato.

Finalmente, centrándonos en el coste de financiación de 71 M\$, las opciones aumentan, pudiéndose elegir entre un heliostato de 49, 120 o incluso de 180 m<sup>2</sup> siendo sus precios unitarios de 140 \$/m<sup>2</sup>. Se aprecia que en estos heliostatos no varían mucho los valores del coste de financiación entre ellos, aunque sí lo hace el del heliostato de 15 m<sup>2</sup>, teniendo éste los mayores costes de financiación para cada coste unitario del heliostato.

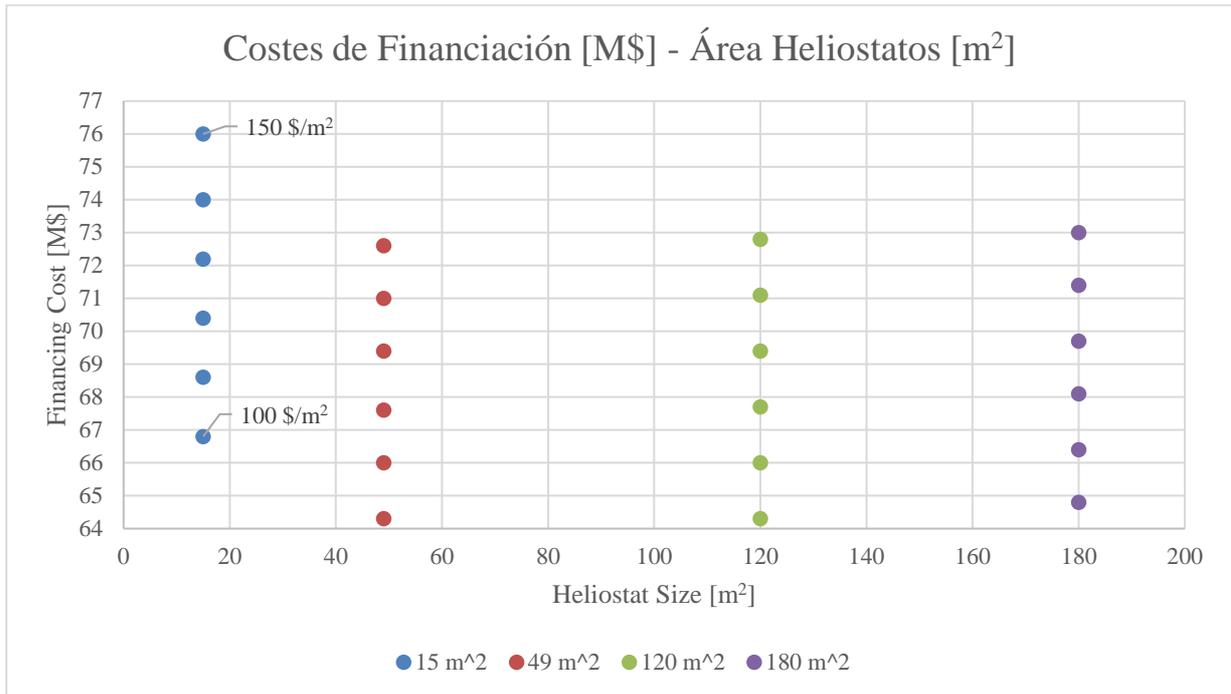


Gráfico 33. Costes de financiación frente al tamaño de heliostatos, planta 100 MWe.

Con respecto al Gráfico 34 en el que se representa el LCOE nominal, ocurre algo semejante, ya que los tamaños de heliostatos de 49, 120 y 180 m<sup>2</sup> se comportan de forma parecida, si bien a medida que sube el tamaño, aumenta el LCOE para cada costo específico de heliostato. Si se fija y se quiere conseguir un LCOE nominal de 14.36 c\$/kWh, se tienen dos opciones: heliostato pequeño de 15 m<sup>2</sup> con un coste unitario de 130 \$/m<sup>2</sup> o heliostato mediano de 49 m<sup>2</sup> con un coste unitario de 140 \$/m<sup>2</sup>, por lo que se decide optar por la solución más barata: el heliostato pequeño. En el proceso de minimización del LCOE nominal de la planta, habría que escoger el tamaño de 49 m<sup>2</sup> (precio unitario de 100 \$/m<sup>2</sup>), donde el LCOE es de 13.2 c\$/kWh y donde el coste total de los heliostatos y de financiación son también los mínimos valores, por lo que sería la elección más económica y la más óptima energéticamente.

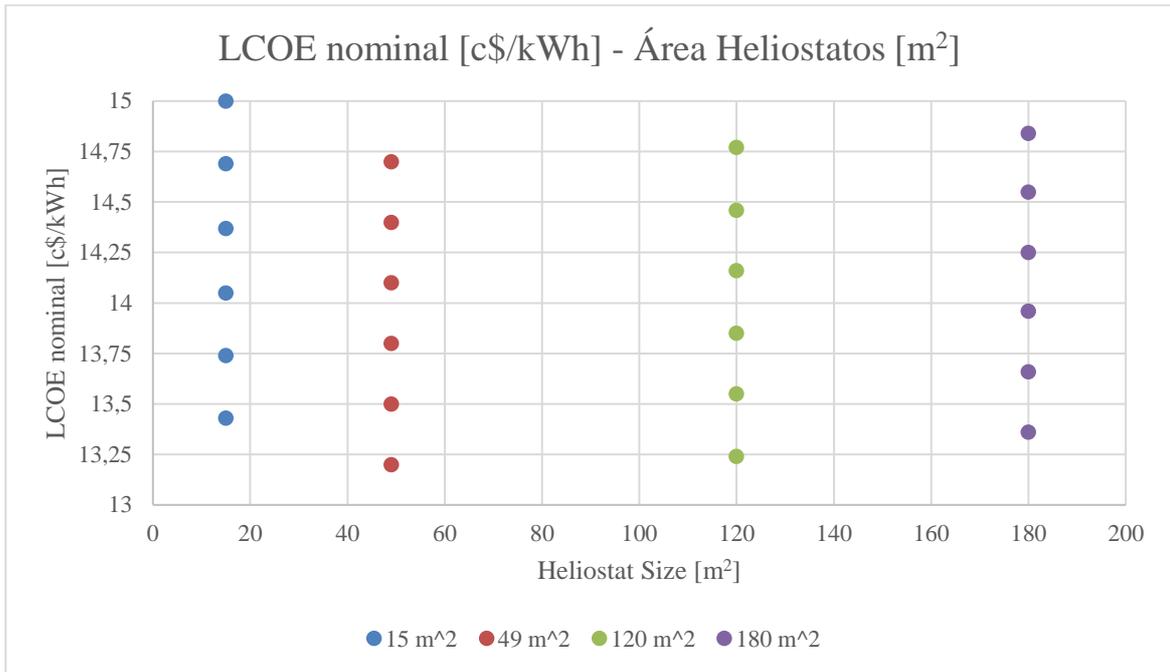


Gráfico 34. LCOE nominal frente al tamaño de heliostatos, planta 100 MWe.

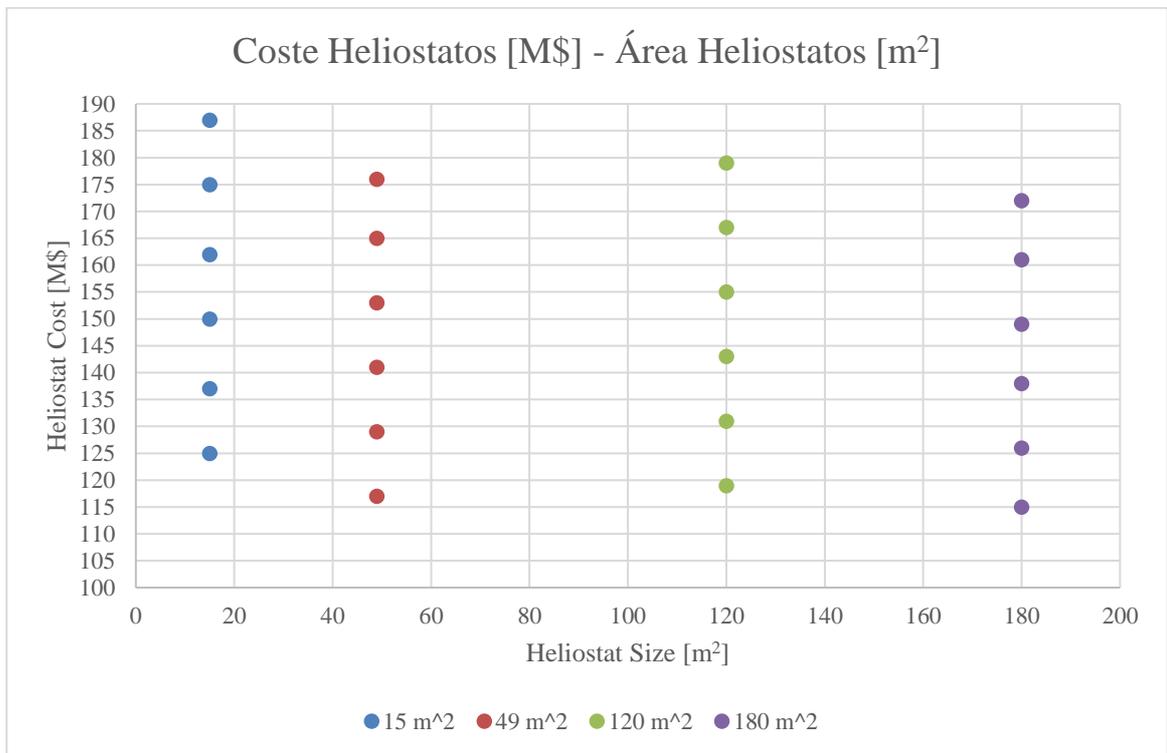


Gráfico 35. Coste de heliostatos frente al área de heliostatos, planta 100 MWe.

## 8. CONCLUSIONES

Tras el análisis de la exposición y el estudio de datos realizado, podemos extraer las siguientes conclusiones que se centrarán principalmente en el tamaño de los heliostatos y su influencia en las características físicas y energéticas de las centrales termosolares de torre; aunque también se recogen otros factores como son la configuración y el tamaño del campo solar, las pérdidas energéticas, la altura de la torre central y por último, las formas, los precios y la calidad óptica de los heliostatos.

Después de muchos estudios y optimizaciones realizadas, se ha demostrado que cuanto menor sea la distancia existente entre los heliostatos y la torre central, se obtienen generalmente eficiencias superiores y una mayor producción de energía al año –ya que se reducen las pérdidas ópticas y por atenuación atmosférica, entre otras– aunque esto tiene un límite. Hay que tener presente el factor de sombras y bloqueos que se ve incrementado a medida que la distancia entre heliostatos se ve reducida. Por ende, a igualdad de superficie [m<sup>2</sup>] total de heliostatos en una planta, si se colocan heliostatos de gran tamaño en vez de heliostatos de tamaño reducido, ocuparán más superficie del campo solar y por tanto, los heliostatos grandes se alejarán más de la torre central que los de tamaño pequeño. Así, el efecto de la atenuación atmosférica se ve aumentado y también el efecto de los bloqueos y sombras entre heliostatos si no se separan lo necesario, debido a que los heliostatos grandes producen sombras mayores.

La atenuación atmosférica o factor de extinción está íntimamente relacionada con el tamaño de las plantas de energía solar termoeléctrica de torre y a su vez, éstas están relacionadas con el tamaño de los heliostatos. Si el tamaño de la planta es demasiado grande, implica que los rayos reflejados por los heliostatos hacia el receptor de la torre deberán recorrer una amplia distancia y, como se ha podido estudiar y analizar en el Apartado 4, la energía solar producida se reduce cuanto mayor sea esta distancia. Por todo ello, hay que analizar y optimizar cada caso concreto a la hora de invertir en heliostatos que estén demasiado alejados del receptor central.

Otro aspecto de especial importancia es la influencia del factor coseno, que también se ve incrementado al igual que la atenuación atmosférica a medida que el tamaño de la planta solar crece. Si los heliostatos se colocan en campo sur, tendrán un factor coseno considerablemente más bajo que los que se encuentran en campo norte, y estarán más cerca de la torre, por lo que tendrán menores pérdidas por atenuación atmosférica y compensarán los aspectos geométricos negativos de su posición relativa al receptor central.

La forma del heliostato, como se vio en el Apartado 4.1.2.1., es otro factor importante a considerar y del cual se ha llegado a la conclusión, mediante algunos estudios e investigaciones, que los heliostatos de forma pentagonal tienen un mayor rendimiento en comparación con los heliostatos de corte cuadrado en términos de eficiencias de sombreado y bloqueo; aunque los heliostatos cuadrados y rectangulares son los que más se han utilizado a lo largo de la historia de estas centrales, ya que son de más fácil elaboración y más baratos o incluso del mismo precio a igualdad de tamaños, según los estudios.

Con respecto al costo de los heliostatos no se conoce una respuesta exacta, pues hoy en día el costo de los heliostatos de los proyectos que se están llevando a cabo no se encuentra a disposición en su gran mayoría para el dominio público. Ésto nos conduce a confiar en otras fuentes que haya disponibles para poder elegir lo más adecuadamente posible los costos de referencia, como por ejemplo estimaciones o estudios comparativos que se han hecho a lo largo de los años. Una conclusión a la que llegan muchos estudios es que, cuanto más pequeños son los heliostatos, mayores son sus costos por unidad de área, pero con mejores eficiencias ópticas generalmente. Por consiguiente, el LCOE se mantiene aproximadamente en el mismo valor debido a la disminución de la altura de la torre y el área del receptor. El uso de heliostatos más pequeños tiene la ventaja de permitir el uso de actuadores eléctricos lineales económicos, lo que reduce los costos de instalación. Aunque todo ello también depende del volumen de producción que se tenga, ya que a mayores volúmenes de producción, se reducen normalmente los costes de los heliostatos.

La calidad óptica de los heliostatos es un parámetro que normalmente aumenta a medida que el tamaño del heliostato en cuestión disminuye. Los heliostatos deben ser lo suficientemente precisos para no degradar la imagen solar en exceso, es decir, tener un error inferior a los 3 mrad aproximadamente, lo cual se cumple en la gran mayoría de heliostatos de los cuales se tienen datos acerca de sus errores ópticos.

Un aspecto relevante por considerar en las plantas termosolares de receptor central es la torre, puesto que los costos aumentan con la altura de ésta, así como la sombra que proyecta sobre el campo de heliostatos y el paisaje que la circuncida. Habría igualmente que destacar el rango de tamaños de las torres, que oscila entre los 50 y los 250 m. Como hemos venido analizando y se ha visto demostrado en el apartado anterior, la altura es muy sensible al tipo de campo de heliostatos utilizado y sus tamaños. A igual potencia, un campo norte va a presentar heliostatos mucho más alejados de la torre. Por esta razón, para evitar sombras y bloqueos serán necesarias torres más altas y consecuentemente, más caras.

Por otro lado, en base a las simulaciones llevadas a cabo en SAM para las plantas de 10 y 100 MWe situadas en Sevilla, se concluye una relación de dependencia entre el tamaño de los heliostatos y la altura de la torre. La tendencia más habitual es que al incrementarse el área de los heliostatos, también lo haga la altura de la torre a razón del factor de sombras y bloqueos (SHB) que tiene un impacto negativo en la eficiencia del campo, requiriendo torres de mayor altura. Además, para una misma potencia, si se instalan heliostatos de mayor tamaño en lugar de heliostatos de tamaño reducido, la separación entre ellos y su distancia hasta la torre central se incrementan, lo que conlleva un aumento de las pérdidas por atenuación atmosférica. Con heliostatos de pequeño tamaño e igualdad de número de heliostatos, se reduciría el efecto de la atenuación atmosférica porque la distancia entre ellos y a la torre sería menor. Así, consiguiendo mejorar el rendimiento óptico, menos área de captación será necesaria para una misma potencia térmica objetivo en la planta –ya sea reduciendo el SHB, la distancia de los heliostatos a la torre central, el coseno del ángulo de incidencia o la atenuación atmosférica–. El diámetro del receptor también aumenta con el tamaño de los heliostatos, debido a que los heliostatos más grandes reflejan una imagen mayor que los más pequeños. Ésto requiere de un receptor de mayor diámetro para mitigar las pérdidas por derrame o *spillage*. La inversión necesaria para la instalación de las plantas puede aumentar con el incremento del tamaño de los heliostatos. Ello puede deberse a diversos

factores, entre ellos la altura de la torre, que, al aumentar, su precio también lo hace; además del diseño del receptor y la disposición del campo.

Como conclusión, al pasar de una planta de 10 MWe a otra con 10 veces más potencia eléctrica instalada, la variación del área reflectiva, el número de heliostatos, el terreno ocupado, la inversión y la energía anual producida se ven aproximadamente decuplicados. Sin embargo, el LCOE se reduce en aproximadamente 5 c\$/kWh al aumentar diez veces la potencia eléctrica instalada de la planta. Esto es debido principalmente a las economías de escala y la optimización del uso de los recursos. Por otro lado, el factor de ocupación se mantiene casi constante debido a la escalabilidad del diseño del campo de heliostatos y las prácticas óptimas de disposición que no varían significativamente con el tamaño de la planta.

Sin embargo, la altura de la torre y las dimensiones del receptor sólo llegan a triplicarse, debido a las limitaciones técnicas, económicas y prácticas que éstos tienen. En concreto, a medida que la torre se hace más alta, la distancia que debe recorrer la luz solar reflejada desde los heliostatos se ve incrementada, por lo que las pérdidas por atenuación atmosférica pueden verse incrementadas. Los materiales empleados en la torre deben ser seguros, duraderos y resistentes tanto al propio peso de la torre como a las fuerzas externas y variables como el viento o los sismos. Además, cuanto mayor sea el receptor, más puede verse disminuida la eficiencia de transferencia de calor por problemas en la distribución del flujo de calor. Es más complejo mantener una temperatura uniforme en un receptor muy grande que en uno de tamaño estándar. Por otro lado, los receptores más grandes son más costosos y difíciles de fabricar, mantener y reparar. Por todas estas razones, entre otras existentes, la torre y el receptor central tienen un rango de dimensiones acotado.

Para reducir al máximo los costos de financiación de una planta termosolar de 10 MWe, es recomendable optar por heliostatos de 15 m<sup>2</sup>, cuyo precio unitario es de 100 \$/m<sup>2</sup>, ya que el costo de financiación sería de 6.06 M\$, el más pequeño con diferencia. Además, su LCOE es el segundo más bajo, muy cercano al mínimo, y su coste total de heliostatos es también el más reducido. En consecuencia, el heliostato de 15 m<sup>2</sup> es una solución muy económica y eficiente para una planta de 10 MWe en Sevilla, en la que el precio del heliostato alcanza el valor de 100 \$/m<sup>2</sup>. Si se quisieran minimizar los costos de financiación en la planta de 100 MWe, se podría optar entre un heliostato de 49 y otro de 120 m<sup>2</sup> cuyos precios unitarios son de 100 \$/m<sup>2</sup>. El costo de financiación sería de 64.2 y 64.3 M\$ respectivamente, siendo ambas soluciones competitivas y alternativas la una de la otra. No obstante, tras analizar profundamente los parámetros ligados a ambos heliostatos, se puede concluir que el heliostato de 49 m<sup>2</sup> tiene el LCOE mínimo y el segundo costo total de heliostatos más pequeño, por lo que se presenta como la solución óptima con respecto al mínimo LCOE y el mínimo costo de financiación en una planta de 100 MWe, con un coste de 100 \$/m<sup>2</sup> por heliostato.

## 9. BIBLIOGRAFÍA

- [1] Luna Carlosama, Carlos Fernando, «Concentradores termosolares para generación eléctrica», SENA, Neiva, 2016.
- [2] Efficiency for Energy, «Guía con las provincias y zonas de España con mayor irradiación solar», E4e, 2021. [En línea]. Available: <https://www.e4e-soluciones.com/blog-eficiencia-energetica/cual-es-el-lugar-con-mas-irradiacion-solar-de-espana>. [Último acceso: 27 09 2023].
- [3] Garrido García, Santiago, «Plantas de torre central, el campo de heliostatos y la torre central», de Plantas Termosolares de Torre Central, Madrid, Renovetec, 2012, pp. 22-50, 100-150.
- [4] Romero Álvarez, Manuel, «Dimensionamiento y análisis de producción anual de un sistema de receptor central», CIEMAT, Ed., Madrid, 2007/2008, pp. 9-60.
- [5] Sebestyén, Viktor, «Renewable and Sustainable Energy Reviews», ELSEVIER, n° 155, pp. 2-5, 2021.
- [6] Crespo, Luis; Ramos, Francisco, «Making Central Receiver Plants Modular, More Efficient and Scalable», AIP Publishing, n° 2303, pp. 1-7, 2020.
- [7] Van der Hoeven, Maria, «Technology Roadmap Solar Thermal Electricity», IEA International Energy Agency, n° 52, pp. 12-31, 2014.
- [8] Noticias de la Ciencia y la Tecnología, «Inauguración de nuevas instalaciones en la plataforma solar de Almería», Noticiasdelaciencia, 2013. [En línea]. Available: [https://noticiasdelaciencia.com/art/7366/inauguracion\\_de\\_nuevas\\_instalaciones\\_en\\_la\\_plataforma\\_solar\\_de\\_almeria](https://noticiasdelaciencia.com/art/7366/inauguracion_de_nuevas_instalaciones_en_la_plataforma_solar_de_almeria). [Último acceso: 04 02 2024].
- [9] HelioNoticias, «Salvar al mayor centro de investigación en energía termosolar, plataforma solar de Almería», 2017. [En línea]. Available: <https://helionoticias.es/salvar-al-mayor-centro-de-investigacion-en-energia-termosolar-plataforma-solar-de-almeria/> . [Último acceso: 30 07 2023].
- [10] Plataforma Solar de Almería, «Instalaciones P.S.A.», [En línea]. Available: [https://www.psa.es/es/instalaciones/receptor\\_central/crs.php](https://www.psa.es/es/instalaciones/receptor_central/crs.php) . [Último acceso: 01 08 2023].
- [11] Fernández Munguía, Sergio, «Precaria situación de la plataforma solar de Almería», DiarioRenovables, 2018. [En línea]. Available: <https://www.diariorenovables.com/2018/03/precaria-situacion-del-plataforma-solar-de-almeria.html> . [Último acceso: 25 05 2024].

- [12] Lovegrove, Keith; Stein, Wes, «Central tower concentrating solar power systems», de Concentrating Solar Power Technology, Ámsterdam, Elsevier, 2022, pp. 8-78.
- [13] Robert Ek, Bo, «Solar One», [En línea]. Available: <https://www.pinterest.se/pin/322359285802330790/>. [Último acceso: 03 12 2023].
- [14] Empresarios Agrupados, «PS20 Thermosolar Power Plant», EA, 2019. [En línea]. Available: <https://www.empresariosagrupados.es/en/renewable/ps20-thermosolar-power-plant-csp/>. [Último acceso: 06 11 2023].
- [15] Allouis, Alain, «Concentrated Solar Power (CSP)», Francia, pp. 9-25, 2014.
- [16] Fehrenbacher, Katie, «eSolar is looking to raise \$30 million in equity», EvWind, 2013. [En línea]. Available: <https://www.evwind.es/2013/03/28/esolar-is-looking-to-raise-additional-30-million-in-equity/31294>. [Último acceso: 13 10 2023].
- [17] Sánchez Molina, Pilar, «Q-Energy adquiere Torresol Energy, propietaria de tres plantas termoeléctricas en España», PV Magazine, 2020. [En línea]. Available: <https://www.pv-magazine.es/2020/09/17/q-energy-adquiere-torresol-energy-propietaria-de-tres-plantas-termoelectricas-en-espana/>. [Último acceso: 15 09 2023].
- [18] Mehos, Mark; Turchi, Craig; Vidal, Judith; Ho, Clifford; Kolb, William; Andraka, Charles; Kruizenga, Alan, «Concentrating Solar Power Gen3 Demonstration Roadmap», Livermore, California, pp. 12-21, 2017.
- [19] IDOM, «Crescent Dunes (110 MWe) Termosolar de torre central en Tonopah», 2015. [En línea]. Available: <https://www.idom.com/proyecto/termosolar-de-torre-central-crescent-dunes-usa/>. [Último acceso: 17 08 2023].
- [20] Vant-Hull, Lorin, «Central tower concentrating solar power systems», Concentrating Solar Power Technology, Ámsterdam, Elsevier, 2022, pp. 12-35.
- [21] National Renewable Energy Laboratory, «Concentrating solar power projects», NREL, [En línea]. Available: <https://solarpaces.nrel.gov/>. [Último acceso: 29 07 2023].
- [22] Duarte Torres, Luis Francisco; Piña Ortiz, Armando, «Estudio numérico de la transferencia de calor en un receptor de placa plana de un sistema termosolar de torre central», Hermosillo, Universidad de Sonora, 2021.
- [23] Sastry Pidaparathi, Arvind, «Heliostat Cost Reduction for Power Tower Plants», Stellenbosch University, ResearchGate, pp. 33-50, 2017.
- [24] Al-Soud, Mohammed; Hrayshat, Eyad, «A 50 MWe Solar Tower Plant for Jordan, Phase 1B, Feasibility Study», vol. 1 y 2, pp. 19-50, 1990.

- [25] Romero, Manuel; Steinfeld, Aldo, «Concentrating solar thermal power and thermochemical fuels», vol. 5, n° 92, pp. 23-45, 2012.
- [26] Newbery, David; Pollitt, Michael; Ritz, Robert; Strielkowski, Wadim, «Renewable and Sustainable Energy Reviews», ELSEVIER, n° 91, 2018.
- [27] La Energía Solar, «El heliostato», 2019. [En línea]. Available: <https://laenergiasolar.org/energia-termica-solar/central-termica-solar/heliostato/> . [Último acceso: 22 05 2024].
- [28] Lovegrove, Keith; Stein, Wes, «Design and optimization of central receiver systems», Concentrating Solar Power Technology, Ámsterdam, Elsevier, 2022, pp. 22-42.
- [29] Lovegrove, Keith; Stein, Wes, «Heliostat size optimization for central receiver solar power plants», de Concentrating Solar Power Technology (Second Edition), Ámsterdam, ELSEVIER, 2021, pp. 66-98.
- [30] Lovegrove, Keith; Stein, Wes, «Progress in the development of heliostats», de Concentrating Solar Power Technology, Ámsterdam, Elsevier, 2022, pp. 55-96.
- [31] Linares Hurtado, José Ignacio; de Francisco Fernández, Raquel; Moratilla Soria, Beatriz; Arenas Alonso, Antonio; González Gutiérrez, Leo Miguel; Ruiz Castelló, Pablo, «Energía Solar: Estado actual y perspectiva inmediata», Madrid: ICAI, 2007.
- [32] Telsnig, Thomas; Weinrebe, Gerhard; Finkbeiner, Jonathan; Eltrop, Ludger, «Life cycle assessment of a future central receiver solar power plant and autonomous operated heliostat concepts», ELSEVIER, pp. 98-200, 2017.
- [33] Coventry, Joe; Pye, John, «Heliostat Cost Reduction – Where to now?», ELSEVIER, n° 49, pp. 1-6, 2014.
- [34] Pitchumani, Ranga, «Concentrating Solar Power Program Review», SunShot U.S. Department of Energy, Arizona, 2013.
- [35] Kolb, Gregory; Jones, Scott; Donnelly, Matthew; Gorman, David; Thomas, Robert; Davenport, Roger; Lumia, Ron , «Heliostat Cost Reduction Study», SNL Sandia National Laboratories, [osti.gov](http://osti.gov), pp. 6-30, 2007.
- [36] Telsnig, Thomas; Weinrebe, Gerhard; Finkbeiner, Jonathan; Eltrop, Ludger, «Life cycle assessment of a future central receiver solar power plant and autonomous operated heliostat concepts», ELSEVIER, pp. 1-4, 2017.
- [37] Téllez, Félix, «Solar Thermal Electricity (STE) with Central Receiver Systems (CR)», CIEMAT, Madrid, 2015.

- [38] Europa Press, «Torresol inaugura el martes Gemasolar, la primera planta solar con almacenamiento en sales», 2011. [En línea]. Available: <https://www.europapress.es/andalucia/sevilla-00357/noticia-torresol-inaugura-martes-gemasolar-primera-planta-solar-almacenamiento-sales-20110929134413.html> . [Último acceso: 28 04 2024].
- [39] Pfahl, Andreas; Coventry, Joe; Röger, Marc; Wolfertsletter, Fabian; Vásquez-Arango, Juan Felipe; Gross, Fabian; Arjomandi, Maziar; Schwarzbözl, Peter; Geiger, Mark; Liedke, Phillip,, «Progress in heliostat development», ELSEVIER n° 152, pp. 11-60, 2017.
- [40] Balz, Markus; Göcke, Verena; Keck, Thomas; Von Reeken, Finn; Weinrebe, Gerhard; Wöhrbach, Markus, «Stellio – development, construction and testing of a smart heliostat», SolarPACES, Research Gate, pp. 2-7, 2016.
- [41] Kolb, Gregory; Jones, Scott; Donnelly, Matthew; Gorman, David; Thomas, Robert; Davenport, Roger; Lumia, Ron, «Heliostat Cost Reduction Study», SNL, osti.gov, n° 3293, pp. 12-53, 2007.
- [42] Arbes, Florian; Wöhrbach, Markus; Gebreiter, Daniel; Weinrebe, Gerhard, «Towards high efficiency heliostat fields», SolarPACES, Research Gate, n° 1850, pp. 2-10, 2017.
- [43] Kolb, Gregory; Jones, Scott; Donnelly, Matthew; Gorman, David; Thomas, Robert; Davenport, Roger; Lumia, Ron, «Heliostat Cost Reduction Study», SNL, osti.gov, n° 3293, pp. 21-46, 93-122, 2007.
- [44] Schlaich Bergermann Partner, «Stellio Heliostat», [En línea]. Available: <https://www.sbp.de/en/project/stellio-heliostat/> . [Último acceso: 17 05 2024].
- [45] Masermic, «Masermic», 2022. [En línea]. Available: <https://www.masermic.com/empresa/en/noticia.php?idnoticia=65>. [Último acceso: 05 05 2024].
- [46] Deutsches Zentrum für Luft und Raumfahrt, «Solartürme Jülich», [En línea]. Available:<https://www.dlr.de/de/forschungundtransfer/forschungsinfrastruktur/grossforschungsanlagen/solartuerme-juelich> . [Último acceso: 04 02 2024].
- [47] Coventry, Joe; Campbell, Jonathan; Xue, Yunpeng; Beath, Andrew, «Heliostat Cost Down Scoping Study», ASTRI, Research Gate, , n° 3261, pp. 4-14, 2013.
- [48] Coventry, Joe; Campbell, Jonathan; Xue, Yunpeng; Beath, Andrew, «Heliostat Cost Down Scoping Study», ASTRI, Research Gate, pp. 55-74, 2017.
- [49] Pfahl, Andreas; Coventry, Joe; Röger, Marc; Wolfertsletter, Fabian; Vásquez-Arango, Juan Felipe; Gross, Fabian; Arjomandi, Maziar; Schwarzbözl, Peter; Geiger, Mark; Liedke, Phillip, «Progress in heliostat development», ELSEVIER, n° 152, pp. 9-25, 2017.

- [50] Lovegrove, Keith; Stein, Wes , «Optimization, improvements, and applications», Concentrating Solar Power Technology, Elsevier, 2022, pp. 78-100.
- [51] Roca, José Antonio, «Un nuevo diseño de heliostato podría llevar los costes de la termosolar a mínimos históricos», El Periódico de la Energía, 2017. [En línea]. Available: <https://elperiodicodelaenergia.com/un-nuevo-diseno-de-heliostato-podria-llevar-los-costes-de-la-termsolar-a-minimos-historicos/>. [Último acceso: 24 12 2023].
- [52] Augsburger, Germain, «Thermo-economic optimisation of large solar tower power», École Polytechnique Fédérale de Lausanne, Suiza, 2013, pp. 68-176.
- [53] Larmuth, James; Landamn, Willem; Gauché, Paul, «A top-down approach to heliostat cost reduction», Stellenbosch University, SolarPACES, n° 1734, pp. 2-9, 2016.
- [54] Marínez González, Diva; Grimaldi Gómez, Francisca; Leal Olloqui, Macarena; Piñole Álvarez, María, «Análisis comparativo de una planta solar monotorre frente a configuraciones multitorre», Madrid: EOI, 2009/2010, pp. 40-68.
- [55] Helio Noticias, «Progreso en la reducción del consumo de agua en la termosolar», 2017. [En línea]. Available: <https://helionoticias.es/minwatercsp-esta-haciendo-un-buen-progreso-en-la-reduccion-del-consumo-de-agua-en-la-termsolar/>. [Último acceso: 08 06 2024].
- [56] TECPA, «Energía solar termoeléctrica», 2021. [En línea]. Available: <https://www.tecpa.es/energia-solar-termoelectrica/>. [Último acceso: 04 05 2024].
- [57] Espejo Marín, Cayetano, «Los nuevos paisajes de la energía solar: las centrales termosolares», Murcia, Nimbus, n° 25-26, pp. 25-70, 2010.
- [58] Sastry Pidaparathi, Arvind, «Heliostat Cost Reduction for Power Tower Plants», Stellenbosch University, ResearchGate, pp. 31-39, 2017.
- [59] Weinstein, Lee; Loomis, James; Bhatia, Bikram; Bierman, David; Wang, Evelyn; Chen, Gang, «Concentrating Solar Power», Chemical Reviews, n° 115, pp. 3-10, 2015.
- [60] Lovegrove, Keith; Stein, Wes, «Progress in the development of heliostats», Concentrating Solar Power Technology, Ámsterdam, Elsevier, 2021, pp. 88-96.
- [61] Sargent & Lundy LLC Consulting Group, «Assessment of Parabolic Trough and Power Tower Solar Technology Cost and Performance Forecasts», NREL, Chicago, 2003.
- [62] SANDIA, «SNL», 2014. [En línea]. Available: <http://prod.sandia.gov/techlib/access-control.cgi/2007/073293.pdf>. [Último acceso: 27 02 2024].

- [63] Cabanillas, Juan Pablo; García, Carlos, «Altenergymag», 2010. [En línea]. Available: <https://www.altenergymag.com/article/2010/07/low-cost-and-high-performance-heliostats/702/>. [Último acceso: 02 03 2024].
- [64] Thonig, Richard; Gilmanova, Alina; Lilliestam, Johan, «A database of concentrating solar power plants of the world for energy modellers and analysts.», [En línea]. Available: <https://csp.guru/> . [Último acceso: 29 05 2024].

