

# Trabajo de Fin de Grado

## Grado en Ingeniería de la Energía

### Análisis del impacto del error óptico del heliostato en el rendimiento de la captación en centrales termosolares de torre

Autor: María José Prieto Cruz

Tutores: Manuel Antonio Silva Pérez

María De Lourdes Garcia Rodriguez

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

Sevilla, 2024





Proyecto Fin de Carrera  
Ingeniería de la Energía

# Análisis del impacto del error óptico del heliostato en el rendimiento de la captación en centrales de torre

Autor:

María José Prieto Cruz

Tutores:

Manuel Antonio Silva Pérez

Profesor Titular de Universidad

María de Lourdes García Rodríguez

Catedrática de Universidad

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

Sevilla, 2024



*A mis padres*

*A Tara y Chloe*



# Agradecimientos

---

A mis padres, que siempre me han apoyado incondicionalmente en todas las decisiones que he tomado en la vida. Por ser partícipes y cómplices de cada etapa vivida y darme la mano siempre.

A ti papá, por darme esa visión crítica y analítica. Tu determinación, sabiduría y valores han conformado mi carácter y han sido fundamentales en mi formación académica y personal. Gracias por alentarme a perseguir mis metas y por mostrarme el valor del esfuerzo y la dedicación.

A ti mamá, por ofrecerme amor y paciencia infinita. Por realizar el baile de la felicidad después de cada aprobado y ofrecerme las palabras precisas en los momentos oportunos. Gracias por ser madre, hermana y amiga.

A ti, José Ángel, por ser y estar, en el mismo sitio o a miles de kilómetros de distancia. Por creer más en mí de lo que yo misma lo hacía. Por ser mi día a día. Por venir en avión de las islas solo para acompañarme y verme estudiar. Gracias por entenderme, animarme en los momentos difíciles y por celebrar mis logros conmigo.

Espero haber podido estar a la altura y que estéis orgullosos de mí, al menos una mínima parte de lo que yo lo estoy de ustedes.

A mis compañeros de clase, no hubiera sido lo mismo sin ellos. Ojalá reencontrarnos en la siguiente etapa de la vida.

No quiero finalizar sin hacer mención especial a Tara y Chloe. Vuestro amor incondicional no lo podría haber encontrado en ningún otro corazón que no fuera el vuestro. Ojalá poder acariciaros siempre.

*María José Prieto Cruz*

*Sevilla, 2024*





En las últimas décadas, España ha experimentado un proceso gradual de sustitución de fuentes de energía no renovables, como los combustibles fósiles, por fuentes de energía renovable en el sector eléctrico. Ha habido un notable crecimiento en la capacidad de generación eólica, así como en instalaciones fotovoltaicas, termosolares y sistemas que utilizan biomasa y sus derivados.

Las centrales termosolares con sistemas de almacenamiento son muy importantes para el sistema eléctrico debido a su capacidad para mejorar la estabilidad y fiabilidad de la red, ofrecer una fuente de energía limpia y sostenible, y proporcionar flexibilidad operativa. Su capacidad de almacenar energía térmica y generar electricidad durante las horas sin sol las hace especialmente valiosas para integrar más energías renovables en la red y reducir la dependencia de combustibles fósiles.

El principal objetivo es el estudio y análisis del impacto del error óptico del heliostato en el diseño y en el rendimiento de captación en centrales termosolares de torre a través de diferentes tamaños de heliostatos.

El diseño de la planta termosolar de torre se ha realizado tomando como emplazamiento la ciudad de Sevilla y con una producción bruta de 100 MW.

Para dicho estudio, se ha utilizado el programa System Advisor Model (SAM), herramienta utilizada para dimensionar, optimizar y analizar los parámetros más característicos de la planta con el error óptico (image error). Se realizan diferentes simulaciones para estudiar el error óptico en cada una de las situaciones propuestas y encontrar en cada una la mayor rentabilidad.

Estas simulaciones han consistido en mantener constante o modificar el campo de heliostatos, las dimensiones de la torre, el coste por metro cuadrado de heliostato y sus combinaciones entre ellas. Posteriormente, se procede a un análisis, comparación y conclusión de los datos obtenidos para cada tipo de tamaño de heliostato para estudiar cómo influye el rendimiento óptico en la rentabilidad de la planta termosolar.



In recent decades, Spain has experienced a gradual process of replacing non-renewable energy sources, such as fossil fuels, with renewable energy sources in the electricity sector. There has been notable growth in wind generation capacity, as well as in photovoltaic, solar thermal installations and systems that use biomass and its derivatives.

Solar thermal power plants with storage systems are very important for the electrical system due to their ability to improve the stability and reliability of the grid, offer a clean and sustainable source of energy, and provide operational flexibility. Their ability to store thermal energy and generate electricity during sunless hours makes them especially valuable for integrating more renewable energy into the grid and reducing dependence on fossil fuels.

The main objective is the study and analysis of the impact of the optical error of the heliostat design and optical performance in tower solar thermal power plants for different heliostat sizes.

The design of the thermosolar tower plant has been carried out taking the city of Seville as a location and with a nominal gross production of 100 MW

For this study, the System Advisor Model (SAM) program has been used, a tool used to size, optimize and analyze the most characteristic parameters of the plant with the optical error (image error). Different simulations are carried out to study the optical error in each of the proposed situations and find the highest profitability in each one.

These simulations have consisted of maintaining constant or modifying the heliostat field, the dimensions of the tower, the cost per square meter of heliostat and their combinations between them. Subsequently, an analysis, comparison and conclusion of the data obtained for each type of heliostat size is carried out to study how optical performance influences the profitability of the solar thermal plant.



# Índice

---

Agradecimientos.....	vii
Resumen .....	ix
Abstract.....	xi
Índice .....	xiii
Índice de Tablas .....	xv
Índice de Ilustraciones .....	xvii
Índice de gráficas .....	xix
Notación .....	xxi
<b>1 INTRODUCCIÓN .....</b>	<b>1</b>
1.1 <i>Sistemas de receptor central</i> .....	1
<b>2 OBJETIVOS .....</b>	<b>11</b>
<b>3 CONCEPTOS BÁSICOS .....</b>	<b>13</b>
3.1 <i>El rendimiento óptico</i> .....	13
3.1.1 Factor coseno .....	13
3.1.2 Pérdidas por sombras y bloqueos.....	15
3.1.3 Pérdidas por atenuación atmosférica.....	15
3.1.4 Pérdidas por suciedad.....	16
3.1.4.1 Reflectividad de los heliostatos.....	16
3.1.5 Pérdidas por desbordamiento o spillage.....	17
3.2 <i>Efectos de la distribución de heliostatos</i> .....	18
3.2.1 Tamaño de los heliostatos .....	20
<b>4 METODOLOGÍA .....</b>	<b>23</b>
<b>5 RESULTADOS .....</b>	<b>27</b>
5.1 <i>Optimización</i> .....	27
5.1.1 Heliostatos de tamaño grande .....	27
5.1.2 Heliostatos de tamaño mediano .....	28
5.1.3 Heliostatos de tamaño pequeño .....	29
5.1.4 Resumen y comparación de la optimización.....	31
5.2 <i>Análisis de la influencia de la calidad óptica del heliostato</i> .....	32
5.2.1 Análisis del efecto del error óptico con las dimensiones del campo de heliostatos y altura de la torre constantes .....	32
5.2.1.1 Tamaño de heliostatos grande.....	32
5.2.1.2 Tamaño de heliostatos mediano.....	33
5.2.1.3 Tamaño de heliostatos pequeño .....	33
5.2.2 Análisis del efecto del error óptico con el tamaño de la torre y dimensiones del receptor constantes.....	34
5.2.2.1 Tamaño de heliostatos grande.....	34
5.2.2.2 Tamaño de heliostatos mediano.....	37

5.2.2.3	Tamaño de heliostatos pequeño.....	41
5.2.2.4	Resumen y comparativa del efecto del error óptico con el tamaño de la torre y dimensiones del receptor constantes para cada tamaño de heliostatos.....	44
5.2.3	Relación entre calidad óptica y coste de los heliostatos .....	45
5.2.3.1	Tamaño de heliostatos grande .....	45
5.2.3.2	Tamaño de heliostatos mediano .....	48
5.2.3.3	Tamaño de heliostatos pequeño.....	50
5.2.3.4	Resumen y comparativa de la relación entre el coste de los heliostatos y calidad óptica en los diferentes tamaños de heliostatos.....	53
5.2.4	Análisis de las dimensiones de la torre y el receptor con el error óptico y coste por metro cuadrado optimizado .....	53
5.2.4.1	Tamaño de heliostatos grande.....	53
5.2.4.2	Tamaño de heliostatos mediano .....	55
5.2.4.3	Tamaño de heliostatos pequeño.....	56
5.2.4.4	Resumen y comparativa del efecto del error óptico sobre las dimensiones de la torre y el receptor	58
<b>6</b>	<b>ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS.....</b>	<b>59</b>
6.1.1	Análisis del efecto del error óptico con el campo de heliostatos, dimensiones del receptor y altura de la torre constantes.....	59
6.1.2	Análisis del efecto del error óptico con la altura de la torre y tamaño del receptor constantes para los diferentes tamaños de heliostatos .....	60
6.1.3	Análisis de la relación entre calidad óptica y coste de los heliostatos para cada tamaño de heliostatos .....	62
6.1.4	Análisis de las dimensiones de la torre y el receptor con un error óptico y coste por metro cuadrado optimizado. ....	64
<b>7</b>	<b>CONCLUSIONES.....</b>	<b>67</b>
	<b>Referencias.....</b>	<b>69</b>

# ÍNDICE DE TABLAS

---

<i>Tabla 1: Características de los diferentes tamaños de heliostatos</i>	23
<i>Tabla 2: Resultados para heliostatos de tamaño grande</i>	28
<i>Tabla 3: Resultados para heliostatos de tamaño mediano</i>	29
<i>Tabla 4: Resultados para heliostatos de tamaño pequeño</i>	30
<i>Tabla 5: Resumen optimización para los diferentes tamaños de heliostatos</i>	31
<i>Tabla 6: Coste de heliostatos y error óptico para conseguir un LCOE de 11.10 cents/kWh</i>	37
<i>Tabla 7: Coste de heliostatos y error óptico para conseguir un LCOE de 10.83 cents/kWh</i>	41
<i>Tabla 8: Coste de heliostatos y error óptico para conseguir un LCOE de 10.90 cents/kWh</i>	44
<i>Tabla 9: Resumen de los diferentes tamaños de heliostatos con las dimensiones de la torre y el receptor constantes</i>	45
<i>Tabla 10: Coste de heliostatos y error óptico para conseguir un LCOE de 11.10 cents/kWh para tamaño de heliostatos grande</i>	47
<i>Tabla 11: Propiedades en función del coste de heliostatos por metro cuadrado para tamaño de heliostatos grandes</i>	47
<i>Tabla 12: Coste de heliostatos y error óptico para conseguir un LCOE de 10.83 cents/kWh para tamaño de heliostatos mediano</i>	49
<i>Tabla 13: Propiedades en función del coste de heliostatos por metro cuadrado para tamaño de heliostatos mediano</i>	50
<i>Tabla 14: Coste de heliostatos y error óptico para conseguir un LCOE de 10.90 cents/kWh para tamaño de heliostatos pequeño</i>	52
<i>Tabla 15: Propiedades en función del coste de heliostatos por metro cuadrado para tamaño de heliostatos pequeños</i>	52
<i>Tabla 16: Resumen de los diferentes tamaños de heliostatos con el coste de heliostatos y calidad óptica</i>	53
<i>Tabla 17: Parámetros optimizados del receptor, la torre y el campo de heliostatos para tamaño grande</i>	53
<i>Tabla 18: Parámetros optimizados del receptor, la torre y el campo de heliostatos para tamaño mediano</i>	55
<i>Tabla 19: Parámetros optimizados del receptor, la torre y el campo de heliostatos para tamaño pequeño</i>	56
<i>Tabla 20: Parámetros optimizados de la torre, el receptor y el campo de heliostatos para cada tamaño de heliostato</i>	58
<i>Tabla 21: Comparativa de torre y receptor</i>	65





# ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

---

<i>Ilustración 1: Tecnologías CSP [1]</i>	1
<i>Ilustración 2: Heliostatos de la marca RioGlass [2]</i>	2
<i>Ilustración 3: Receptor exterior y de cavidad [3]</i>	3
<i>Ilustración 4: Receptor volumétrico y de lecho fluido [3]</i>	3
<i>Ilustración 5: Funcionamiento de una central de torre [4]</i>	4
<i>Ilustración 6: Vector normal en la bisectriz del ángulo formado entre el sol y el receptor [5]</i>	13
<i>Ilustración 7: Efecto coseno [6]</i>	14
<i>Ilustración 8: Valor medio anual del factor coseno en función de la altura de la torre para un campo en el hemisferio norte. [5]</i>	14
<i>Ilustración 9: Sombras y bloqueos entre heliostatos [9]</i>	15
<i>Ilustración 10: Atenuación atmosférica y gráfica de valores para una atmósfera despejada y atenuada [9]</i>	16
<i>Ilustración 11: Pérdidas por derrame [9]</i>	18
<i>Ilustración 12: Distribución campo de heliostatos orientado al Norte (PS10 y PS20, en la Plataforma Solar de Sanlúcar la Mayor) [10]</i>	19
<i>Ilustración 13: Distribución campo de heliostatos tipo circundante (Gemasolar, en Fuentes de Andalucía) [11]</i>	19
<i>Ilustración 14: Influencia altura de la torre en factor coseno [21]</i>	21
<i>Ilustración 15: Influencia de la altura de la torre en los bloqueos entre heliostatos [21]</i>	21
<i>Ilustración 16: Opciones de diseño en "Heliostat Field" en simulador SAM [21]</i>	26
<i>Ilustración 17: Optimización del diseño del campo y las dimensiones de la torre [21]</i>	26
<i>Ilustración 18: Posiciones de heliostatos tras optimizar el tamaño de la torre y el receptor</i>	26
<i>Ilustración 19: Campo de heliostatos después de optimizar las dimensiones de la torre y el receptor para tamaño de heliostatos grandes</i>	54
<i>Ilustración 20: Campo de heliostatos después de optimizar las dimensiones de la torre y el receptor para tamaño de heliostatos mediano</i>	56
<i>Ilustración 21: Campo de heliostatos después de optimizar las dimensiones de la torre y el receptor para tamaño de heliostatos pequeños</i>	57

---

# ÍNDICE DE GRÁFICAS

<i>Gráficas 1: Percentil 90 de la temperatura del bulbo húmedo [21]</i>	24
<i>Gráficas 2: Percentil 90 del DNI de Sevilla [21]</i>	24
<i>Gráficas 3: Múltiplo solar respecto al LCOE obtenido en SAM para heliostato de tamaño grande</i>	27
<i>Gráficas 4: Múltiplo solar respecto al LCOE obtenido en SAM para heliostato de tamaño mediano</i>	28
<i>Gráficas 5: Múltiplo solar respecto al LCOE obtenido en SAM para heliostato de tamaño pequeño</i>	30
<i>Gráficas 6: Variación del LCOE y la electricidad neta suministrada a la red con el error del heliostato para tamaño de heliostato grande</i>	32
<i>Gráficas 7: Variación del LCOE y la electricidad neta suministrada a la red con el error del heliostato para tamaño de heliostato mediano</i>	33
<i>Gráficas 8: Variación del LCOE y la electricidad neta suministrada a la red con el error del heliostato para tamaño de heliostato pequeño</i>	34
<i>Gráficas 9: Análisis del error óptico en función del área solar, el terreno ocupado por los heliostatos y el número de heliostatos de tamaño grande</i>	35
<i>Gráficas 10: Análisis del error óptico en función de la electricidad neta suministrada a la red y el LCOE de heliostatos de tamaño grande</i>	35
<i>Gráficas 11: Análisis del error óptico en función del coste de la instalación total y el número de heliostatos</i>	36
<i>Gráficas 12: Análisis del error óptico en función de la electricidad neta suministrada a la red y el número de heliostatos con una relación con altura de la torre de 10.5</i>	36
<i>Gráficas 13: Análisis del error óptico en función de la electricidad neta suministrada a la red y LCOE con una relación con altura de la torre de 10.5 con heliostatos de tamaño grande</i>	37
<i>Gráficas 14: Análisis del error óptico en función de la electricidad neta suministrada a la red y el LCOE de heliostatos de tamaño mediano</i>	38
<i>Gráficas 15: Análisis del error óptico en función del área solar, el terreno ocupado por los heliostatos y el número de heliostatos de tamaño mediano</i>	39
<i>Gráficas 16: Análisis del error óptico en función de la electricidad neta suministrada a la red y LCOE con una relación con altura de la torre de 10.5 con heliostatos de tamaño mediano</i>	40
<i>Gráficas 17: Análisis del error óptico en función de la electricidad neta suministrada a la red y el número de heliostatos con una relación con altura de la torre de 10.5 con heliostatos de tamaño mediano</i>	40
<i>Gráficas 18: Análisis del error óptico en función de la electricidad neta suministrada a la red y el LCOE de heliostatos de tamaño pequeño</i>	42
<i>Gráficas 19: Análisis del error óptico en función del área solar, el terreno ocupado por los heliostatos y el número de heliostatos de tamaño pequeño</i>	42
<i>Gráficas 20: Análisis del error óptico en función de la electricidad neta suministrada a la red y LCOE con una relación con altura de la torre de 10.5 con heliostatos de tamaño mediano</i>	43
<i>Gráficas 21: Análisis del error óptico en función de la electricidad neta suministrada a la red y el número de heliostatos con una relación con altura de la torre de 10.5 con heliostatos de tamaño pequeño</i>	43
<i>Gráficas 22: Estudio del LCOE de un error óptico de 1.8 mrad para tamaño de heliostatos grande</i>	46
<i>Gráficas 23: Error óptico y coste del metro cuadrado de heliostato en función del LCOE para tamaño de heliostatos grande</i>	46
<i>Gráficas 24: Estudio del LCOE de un error óptico de 1.8 mrad para tamaño de heliostatos mediano</i>	48

<i>Gráficas 25: Error óptico y coste del metro cuadrado de heliostato en función del LCOE para tamaño de heliostatos mediano</i>	49
<i>Gráficas 26: Estudio del LCOE de un error óptico de 1.8 mrad para tamaño de heliostatos pequeños</i>	51
<i>Gráficas 27: Error óptico y coste del metro cuadrado de heliostato en función del LCOE para tamaño de heliostatos pequeño</i>	51
<i>Gráficas 28: Comparativa del LCOE en función del error de imagen con el tamaño de heliostatos</i>	59
<i>Gráficas 29: Comparativa de la electricidad neta suministrada en función del error óptico con el tamaño de los heliostatos</i>	60
<i>Gráficas 30: Comparativa del LCOE en función del error óptico con el tamaño de la torre constante</i>	61
<i>Gráficas 31: Comparativa de la electricidad neta suministrada a la red en función del error óptico con el tamaño de la torre constante</i>	62
<i>Gráficas 32: Comparación LCOE y coste por metro cuadrado de heliostatos en función del error óptico</i>	63
<i>Gráficas 33: Comparación del área ocupada por heliostatos</i>	63
<i>Gráficas 34: Comparación electricidad neta suministrada a la red en función del coste y del error óptico</i>	64
<i>Gráficas 35: Comparación de altura de la torre</i>	65
<i>Gráficas 36: Comparación área de receptores</i>	66

# Notación

---

[1] CSP	Concentrating Solar Power ( <i>Concentración de energía solar</i> )
[2] TES	Thermal Energy Storage ( <i>Almacenamiento de energía térmica</i> )
[3] PT	Parabolic Trough ( <i>Cilindro parabólico</i> )
[4] FL	Linear Fresnel ( <i>Fresnel Lineal</i> )
[5] PD	Parabolic Dishes ( <i>Discos parabólicos</i> )
[6] CRS	Central Receiver System ( <i>Sistema de receptor central</i> )
[7] SAM	System Advisor Model
[8] LCOE	Levelized cost of energy ( <i>Costo Nivelado de Energía</i> )
[9] DNI	Direct Normal Irradiance ( <i>Irradiación directa normal</i> )



# 1 INTRODUCCIÓN

La tecnología basada en la concentración de energía solar o CSP (Concentrating Solar Power) [1] es una forma de generar electricidad mediante el uso de espejos, lentes o heliostatos que reflejan el haz directo de luz solar incidente sobre un punto o línea predeterminada. La energía solar concentrada se transmite a un fluido de trabajo que se calienta para posteriormente ser utilizado, bien para generar energía mecánica para impulsar un generador eléctrico o para almacenamiento térmico, TES (Thermal Energy Storage) [2].

Existen diferentes tecnologías de concentración de energía solar, aunque las más destacadas son:

- Sistemas de foco lineal
  - Cilindro parabólico (PT, de Parabolic Through) [3]
  - Fresnel Lineal (FL, Linear Fresnel) [4]
- Sistemas de foco puntual
  - Discos Parabólicos (PD, de Parabolic Dishes) [5]
  - Sistemas de receptor central o torre (CRS, de Central Receiver System) [6]

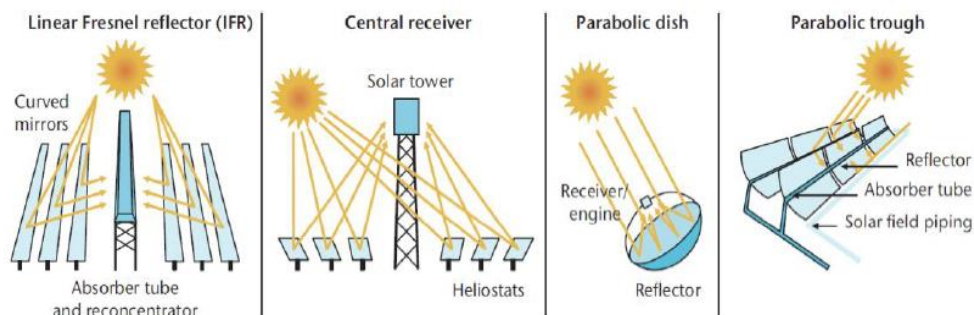


Ilustración 1: Tecnologías CSP [1]

## 1.1 Sistemas de receptor central

Las plantas de sistemas de receptor central destacan como una de las tecnologías más prometedoras dentro de la tecnología basado en el sistema de concentración solar (CSP) [1]. Su capacidad de almacenamiento de energía térmica y su amplio rango de temperaturas de operación contribuyen significativamente a la rentabilidad en la generación de energía eléctrica.

Las centrales de torre se descomponen en varios subsistemas esenciales para su funcionamiento. Estos subsistemas son:

- **Campo solar:** Parte de la central termosolar que recoge la radiación solar directa y concentra el rayo solar en un receptor ubicado en lo alto de la torre. En una central de torre, el campo solar está constituido por el conjunto de heliostatos que la integran. Su función es la concentración de la radiación solar directa incidente, hacia un blanco predefinido por medios reflectantes (en centrales de torre es el receptor), siguiendo el movimiento diario del Sol a través de sistemas de seguimiento solar. [5]

Los heliostatos están compuestos por una superficie reflectante (espejo) dispuestos sobre una estructura soporte, una cimentación en la base, unos mecanismos de movimiento y un sistema de control. Pueden ser de diversas geometrías y tamaños, dependiendo principalmente del tipo de receptor. Deben seguir la trayectoria del Sol, incluso en días meteorológicamente desfavorables.

Estos espejos forman un sistema único con un enfoque compartido, montados en una estructura, generalmente en forma de T, que incorpora un sistema de seguimiento solar para maximizar su eficiencia. El mecanismo que controla el movimiento de los heliostatos utiliza dos ejes (azimut y elevación), cuya rotación se programa según la posición solar en cada momento. Estos mecanismos representan la parte más costosa de la instalación.

El punto al que los heliostatos dirigen la radiación se conoce como "*aiming point*". El diseño espacial del campo de heliostatos ("*lay-out*") tiene un impacto significativo en el rendimiento de la planta.



*Ilustración 2: Heliostatos de la marca RioGlass [2]*

- **Receptor central:** Conjunto de componentes donde se transforma la radiación solar concentrada incidente en energía térmica. La radiación solar concentrada incidente por los heliostatos llega al receptor central donde a través de un fluido de trabajo, se convierte en energía térmica, que posteriormente se usa para calor de procesos, en forma de energía mecánica para producir electricidad a través de un ciclo de vapor o para almacenamiento térmico.

Existen diferentes configuraciones estructurales para el receptor. Las más habituales son el cilindro externo y receptor de cavidad.

- **Receptor de cilindro externo:** Este tipo de receptor se coloca en la parte superior de una torre y recibe la luz solar concentrada reflejada de los heliostatos. La superficie del receptor está optimizada para maximizar la absorción de energía solar y minimizar las pérdidas por convección y radiación. El diseño cilíndrico permite una exposición a la radiación solar desde todos los ángulos, por lo que este tipo de receptores se adaptan mejor a campos circundantes.

Un sistema que utiliza un receptor cilíndrico y un campo circundante tendrá un rendimiento moderado cerca del mediodía debido a la disminución del efecto coseno que experimentan los heliostatos más cercanos a la torre debido a la incidencia de los vectores solares en ángulos más perpendiculares. Sin embargo, a medida que el azimut del sol se aleja del medio día, el campo circundante tiende a mantener un valor promedio del coseno sobre el campo.

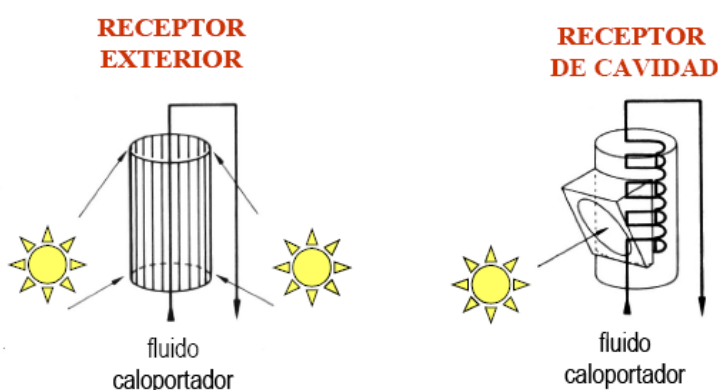
En resumen, los heliostatos más cercanos a la torre son los que mejor minimizan el efecto coseno al mediodía. Esto se debe a que la luz solar incide sobre ellos en ángulos más



perpendiculares, lo que aumenta la eficiencia de la reflexión hacia el receptor central. Para maximizar la eficiencia global de la planta termosolar, es crucial considerar tanto la disposición óptima de los heliostatos como la implementación de sistemas de seguimiento solar precisos.

- **Receptor de cavidad:** Un receptor de cavidad tiene una estructura similar a una cavidad cerrada, con una abertura para la entrada de la radiación solar concentrada. La cavidad puede tener distintas formas como cilindros, prismas o esferas y está orientada de tal manera que los rayos solares directos procedentes de los heliostatos inciden con un ángulo óptimo para minimizar las pérdidas por reflexión. La estructura cerrada de la cavidad reduce significativamente las pérdidas de calor por radiación y convección, ya que la mayor parte de la radiación reflejada y la convección queda contenida dentro de la cavidad.

En los receptores de cavidad el campo de heliostatos tiene una disposición polar, en el caso del hemisferio norte, situados al norte de la torre.



*Ilustración 3: Receptor exterior y de cavidad [3]*

Otros receptores menos comunes en centrales termosolares de torre son el receptor volumétrico y el receptor de lecho fluido, que no se abordarán en este estudio.



*Ilustración 4: Receptor volumétrico y de lecho fluido [3]*

- **Fluido caloportadores:** Se puede utilizar agua y sales fundidas (aunque se está investigando otros tipos de fluidos como el vapor, sodio líquido, aire o partículas sólidas) cada una adecuada para diferentes rangos de temperaturas y usos finales. Actualmente, la mezcla de sales fundidas es el fluido de trabajo usado en la mayoría de las centrales termosolares de torre por lo que serán las elegidas para el presente trabajo.

- **Sistema de almacenamiento o TES [2]:** Conjunto de equipos mecánicos, eléctricos y sustancias que permiten almacenar parte o totalidad de la energía suministrada por el campo solar para su posterior uso permitiendo desvincular parcial o totalmente la producción eléctrica de la central de la intensidad del recurso solar. Se almacena la energía térmica procedente del fluido de trabajo ya calentado del receptor. Este sistema típicamente emplea sales fundidas como medio de almacenamiento térmico, las cuales retienen el calor generado por los espejos concentradores para producir vapor y generar electricidad cuando sea preciso, favoreciendo así una operación continua y estable de la planta.
- **Bloque de potencia:** Conjunto de sistemas, equipos y componentes de la central termosolar donde se realiza la transformación de energía térmica en energía eléctrica, y que no estén incluidos en el campo solar ni en el sistema de almacenamiento térmico. Es la sección dedicada a la generación de electricidad a partir del calor concentrado en el fluido térmico de trabajo. El fluido térmico calentado en el receptor se utiliza para transferir el calor en un intercambiador a otro fluido secundario de trabajo. El fluido secundario suele ser agua, que se transforma en vapor en dicho intercambiador. El vapor es el encargado de impulsar la turbina, que transforma la energía térmica en energía mecánica. A través de un generador la energía mecánica se transforma en energía eléctrica que se integra en la red para su posterior distribución.

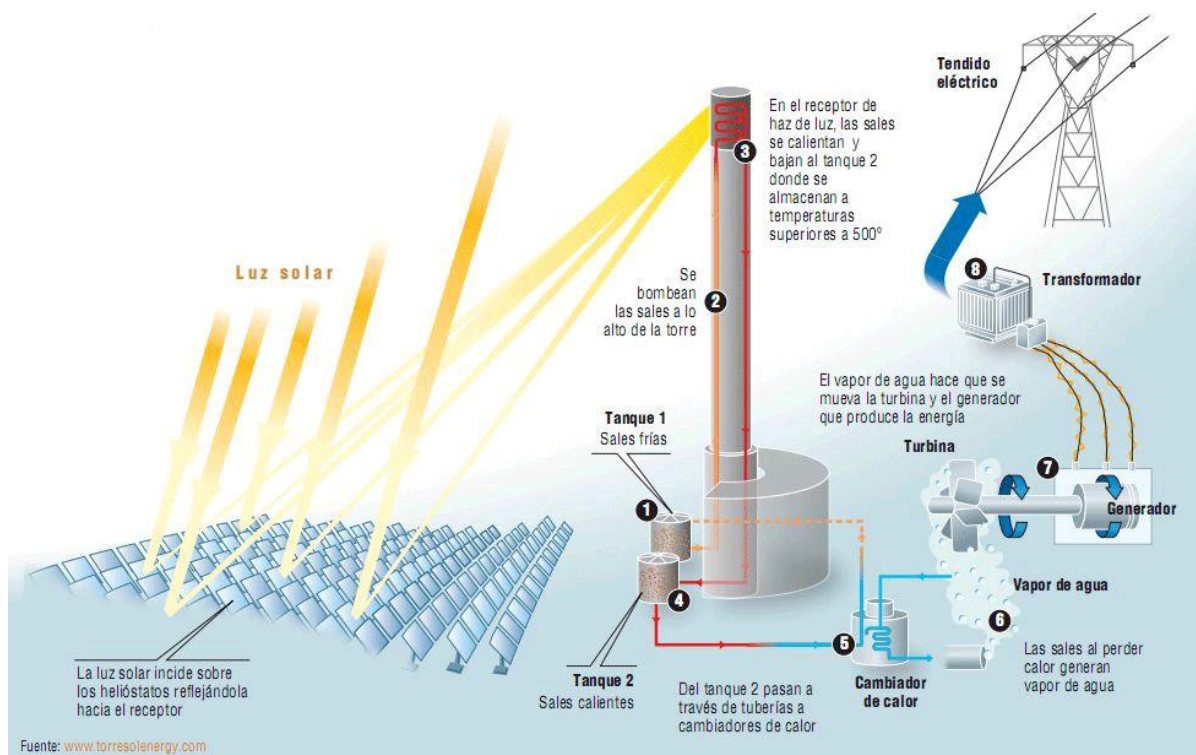


Ilustración 5: Funcionamiento de una central de torre [4]

## 2 OBJETIVOS

---

El error óptico de los heliostatos, que depende de varios parámetros y factores interrelacionados entre sí, tiene un impacto significativo sobre el funcionamiento del sistema de captación de un sistema de receptor central. Este proyecto tiene como objetivo el análisis del impacto del error óptico del heliostato en el rendimiento de la captación en centrales termosolares de torre. Para ello se realizan diferentes optimizaciones y simulaciones para las que se utilizan tres tamaños de heliostatos diferentes con el fin de analizar el efecto del error óptico.

El error óptico depende especialmente del factor coseno, pérdidas ocasionadas por sombras y bloqueos de los heliostatos, atenuación atmosférica y pérdidas por suciedad y desbordamiento del vector solar reflejado en el receptor.

Se utiliza el programa System Advisor Model (SAM) para dimensionar, optimizar y analizar los parámetros más característicos de la planta, enfocándose en analizar el impacto del error óptico para distintos tamaños de heliostatos.

Para ello se procede:

- A la optimización del múltiplo solar para el menor LCOE en cada tamaño de heliostatos a estudio.
- Al estudio del efecto del error óptico sobre el LCOE y la electricidad neta suministrada a la red con un sistema de captación fijado para cada tipo de tamaño de heliostatos.
- Al estudio del efecto del error óptico sobre el coste total de instalación, número de heliostatos, LCOE, electricidad neta suministrada a la red con el *lay-out* variable y las dimensiones de la torre y receptor constantes.
- A un análisis paramétrico en función del coste por metro cuadrado de heliostato asumiendo un rango de valores específicos para cada valor de error óptico.
- A la optimización de las dimensiones de la torre y el receptor una vez obtenido el error óptico óptimo para cada tamaño de heliostatos en función de su coste por metro cuadrado.

Además, se analizan los resultados obtenidos para entender las posibles tendencias que sigue el error óptico en cada tamaño de heliostato



## 3 CONCEPTOS BÁSICOS

### 3.1 El rendimiento óptico

El rendimiento óptico es uno de los principales causantes de la pérdida de la efectividad energética en una planta solar, por lo que se necesita un estudio exhaustivo de todos los parámetros que le afectan.

Estos parámetros a estudio son claves en el diseño de una planta termosolar de torre.

Estos factores son:

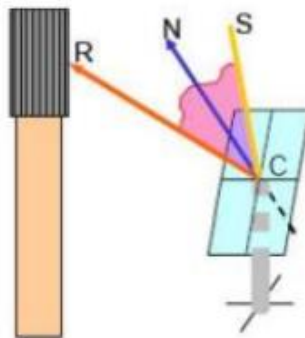
#### 3.1.1 Factor coseno

El efecto coseno es el resultado de la posición del sol y de la orientación de cada heliostato respecto a este. Conociendo las leyes ópticas de la reflexión

**1ª. ley:** El rayo incidente, el rayo reflejado y la normal, se encuentran en un mismo plano.

**2ª. ley:** El ángulo de incidencia es igual al ángulo de reflexión.

Se puede determinar el ángulo de incidencia sobre la superficie de un heliostato, que es igual al ángulo de reflexión. La normal al heliostato debe situarse en la bisectriz formada por el rayo incidente y reflejado.



*Ilustración 6: Vector normal en la bisectriz del ángulo formado entre el sol y el receptor [5]*

A medida que este ángulo que forma el vector solar con la normal del heliostato aumenta, el área efectiva del heliostato disminuye. El efecto coseno reduce la irradiancia que el heliostato puede captar, ya que la componente de la radiación solar perpendicular al espejo es el único que contribuye plenamente a la captación de energía.

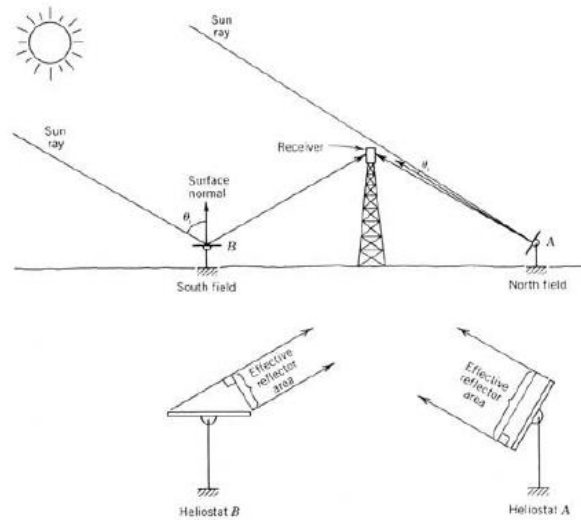


Ilustración 7: Efecto coseno [6]

Las pérdidas ocasionadas por este fenómeno están directamente relacionadas con el coseno del ángulo formado por el vector solar y la normal de cada heliostato, lo cual ejerce una influencia significativa en el diseño del *layout* de una planta de energía solar. En centrales solares ubicadas en el hemisferio norte, resulta beneficioso colocar una mayor cantidad de heliostatos al norte de la torre para minimizar las pérdidas asociadas con este efecto. En contraste, en el hemisferio sur, se prefiere ubicar los heliostatos en mayor medida al sur de la torre. [5]

La disposición de los heliostatos puede variar, ya sea con heliostatos rodeando la torre o distribuidos en una única dirección. En regiones de baja latitud, un diseño circular del campo de heliostatos es recomendable, mientras que en latitudes mayores se favorece la construcción en una sola dirección debido al impacto significativo del efecto coseno en los heliostatos cercanos a la línea ecuatorial. En campos de heliostatos de gran envergadura, la distribución tiende a ser circular para reducir la distancia al receptor y mitigar la atenuación atmosférica. Además, en estos casos, la altura de la torre suele ser menor.

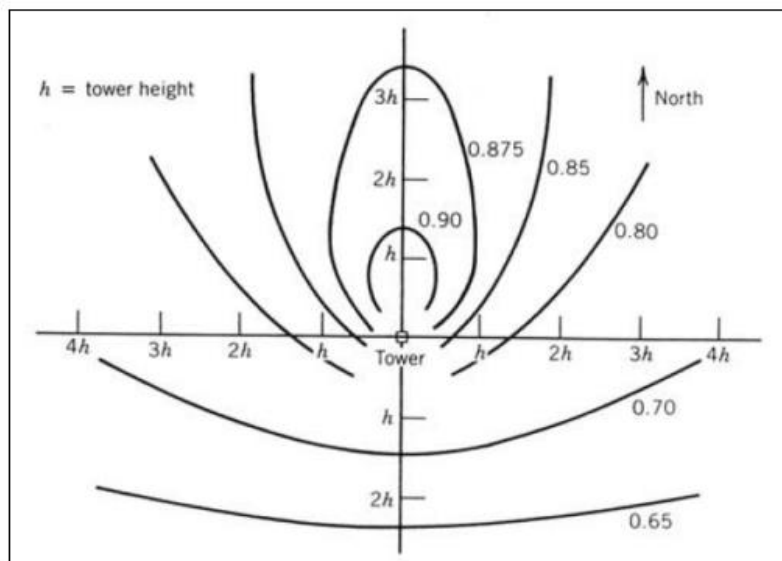


Ilustración 8: Valor medio anual del factor coseno en función de la altura de la torre para un campo en el hemisferio norte. [5]

Como se observa en la ilustración 8, el factor coseno es mayor en los heliostatos situados al norte de la torre. El sol en el hemisferio norte se mueve a través del cielo desde el este al oeste. Esto significa que el sol siempre está en el hemisferio sur del cielo. Como resultado, los heliostatos situados al norte de la torre tienen que inclinarse más para reflejar la luz del sol hacia la torre, ya que el sol está más bajo en su campo de visión en comparación con los heliostatos situados al sur. El factor coseno de los heliostatos situados al sur tienen un ángulo más directo hacia el sol, lo que reduce la influencia del efecto coseno. Estos heliostatos están en una mejor posición para reflejar la luz solar hacia la torre con ángulos más cercanos a la perpendicularidad, lo que maximiza la eficiencia de reflexión., siempre referido a campos situados en el hemisferio Norte.

Aun así, se pueden encontrar campos de heliostatos con diferentes distribuciones, siendo comunes los campos de heliostatos que rodean la torre, llamados circundantes (en anillos) o simplemente aquellos que se encuentran en una única dirección (campos polares).

### 3.1.2 Pérdidas por sombras y bloqueos

Las pérdidas por sombras son las provocadas por la sombra que generan unos heliostatos sobre otros. La radiación incidente procedente del sol no llega a todas las superficies de todos los heliostatos debido a que se crean sombras entre ellos. No son permanentes y varían dependiendo de la posición del sol en cada instante del día. Además, este fenómeno también puede suceder debido a la propia sombra que genera la torre receptora sobre el campo de heliostatos.

Las pérdidas por bloqueos son las acontecidas cuando los rayos reflejados por un heliostato no llegan al receptor porque otro heliostato los intercepta en su camino. Estas pérdidas también dependen de la posición del sol, de la distribución del campo de heliostatos y de la posición de la torre.

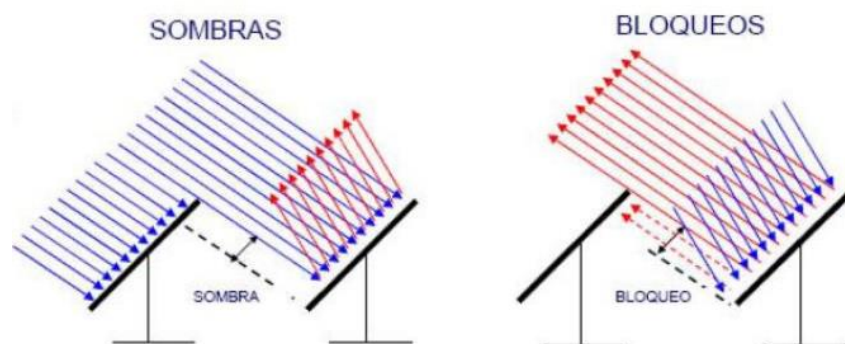


Ilustración 9: Sombras y bloqueos entre heliostatos [9]

### 3.1.3 Pérdidas por atenuación atmosférica

En el recorrido que hace la radiación, desde su llegada al heliostato hasta la llegada al receptor. La radiación reflejada por los heliostatos sufre una atenuación debida a la presencia de vapor de agua y aerosoles en los niveles bajos de la atmósfera (desde el nivel de suelo hasta la cota del receptor). Los heliostatos más alejados de la torre sufrirán más este efecto, por ello, este factor va a ser determinante para saber la distancia máxima hasta donde puede extenderse la central y diseño del campo.

El rendimiento medio debido a la atenuación atmosférica abarca un gran rango de valores dependiendo de la distancia desde los heliostatos al receptor (camino óptico), la visibilidad a diferentes kilómetros y la transmitancia atmosférica. A mayores distancias, la radiación solar que recorre a través de la atmósfera aumenta, la cantidad de materia (gases, aerosoles y partículas) que interactúa con la luz solar también aumenta. Esto causa un mayor grado de absorción y dispersión, aumentando la atenuación.

Por el contrario, la transmitancia atmosférica disminuye a mayores distancias. Por el mismo motivo que con la atenuación atmosférica, cuando la radiación solar viaja a través de una mayor distancia en la atmósfera, se encuentra con más gases, aerosoles y partículas en su camino. Esto provoca una mayor absorción y dispersión de la luz solar, lo que reduce la transmitancia.

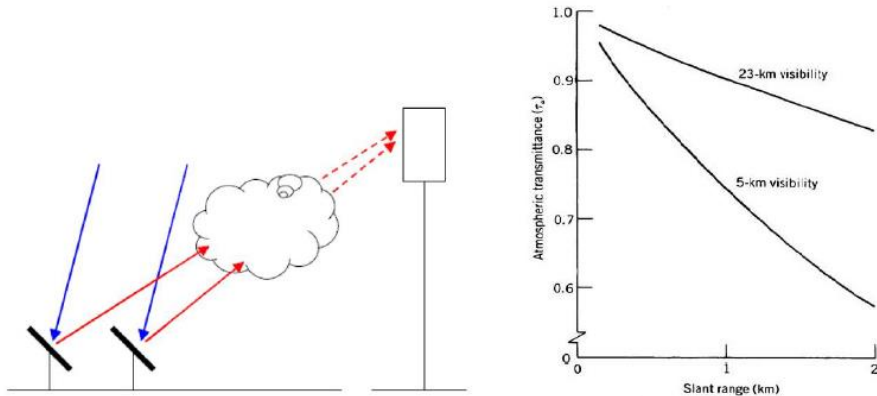


Ilustración 10: Atenuación atmosférica y gráfica de valores para una atmósfera despejada y atenuada [9]

### 3.1.4 Pérdidas por suciedad

Un aspecto importante es el ensuciamiento de los espejos y su efecto en la disminución del rendimiento. Debido a su puesta en la intemperie, la suciedad tiende a depositarse sobre la superficie de los heliostatos reduciendo su reflectividad. Para atenuar este efecto se deben realizar limpiezas periódicas de los heliostatos para mantener un nivel de reflectividad lo más alto posible. Este factor hay que tenerlo en cuenta a la hora de las simulaciones ya que las limpiezas suponen costes adicionales, pero no realizar la limpieza de los heliostatos provoca grandes pérdidas energéticas. Hay que realizar un análisis tecnoeconómico donde establecer la frecuencia de limpiezas para la pérdida no sustancial de energía.

#### 3.1.4.1 Reflectividad de los heliostatos

Los espejos tienen pérdidas por las irregularidades en la reflectividad de los heliostatos. Estas irregularidades pueden variar desde un 3% en espejos de plata con superficie frontal bien protegida hasta un 4-5% para espejos de vidrio blanco y un 10-15% para un vidrio más grueso con un alto contenido en hierro.

Una vez instalado, la reflectividad del espejo sin corrosión disminuye, debido al polvo depositado fácil de eliminar (para el que se suele utilizar para su limpieza un camión pluma) y a una película más adherida a la capa superficial del heliostato que es más difícil de eliminar (para el que se requiere un equipo de cepillado más costoso y lento). Existen otros métodos de limpieza alternativos como uso de robots de limpieza o drones, sistemas de limpieza en seco y procedimiento más innovadores como limpieza con ultrasonidos y nanotecnología. Además, la reflectividad del espejo puede disminuir por fallas en la fabricación, arañazos y rayaduras provocados por condiciones meteorológicas adversas, residuos de aves, oxidación entre otras circunstancias.

La reflectividad promedio optimizada debe usarse para determinar el tamaño requerido en el campo de heliostatos o no se cumplirán los objetivos de producción. Para determinarla se debe estudiar los menores costos de lavado con el costo añadido de heliostatos adicionales necesarios para alcanzar la energía estimada con el campo sucio. [8]



### 3.1.5 Pérdidas por desbordamiento o spillage

Estas pérdidas corresponden a la fracción de radiación reflejada por los heliostatos que no son interceptados por el receptor.

La presencia de nubes y atenuación atmosférica provoca que los rayos incidentes de radiación no lleguen de manera directa al heliostato y presenten una serie de pérdidas. Este rayo atenuado, al ser reflejado hacia el receptor, presenta la misma problemática al ser disminuido por la presencia de partículas en la atmósfera que provocan que el rayo reflejado se disperse en otras direcciones antes de llegar al receptor.

La luz solar puede ser dispersada o atenuada por partículas atmosféricas, lo que reduce la cantidad de radiación solar que llega a la superficie de la Tierra o, en el caso de la radiación concentrada por el campo de heliostatos, de la que llega al receptor. Estas partículas pueden incluir polvo, aerosoles, humo, contaminantes y gotas de agua en la atmósfera.

La luz solar puede ser atenuada de diferentes formas como pueden ser:

- **Dispersión Rayleigh:** Las partículas atmosféricas más pequeñas, como las moléculas de gas y las partículas de polvo fino, dispersan la luz a través del proceso de dispersión de Rayleigh. Esto significa que la luz se dispersa en todas las direcciones.
- **Absorción:** Algunas partículas atmosféricas pueden absorber parte de la radiación solar, convirtiéndola en calor en lugar de permitir que llegue a la superficie terrestre. Esto puede conllevar a una disminución de la intensidad de la luz solar que alcanza la superficie.
- **Dispersión Mie:** Las partículas más grandes, como las gotas de agua en las nubes y el humo, pueden dispersar la luz de manera diferente a las partículas más pequeñas. Este tipo de dispersión se conoce como dispersión de Mie. Puede causar un efecto de deslumbramiento o reducir la visibilidad.
- **Atenuación:** La luz solar también puede ser atenuada o bloqueada por la presencia de partículas densas en la atmósfera, como el humo de incendios forestales o la contaminación atmosférica. Estas partículas pueden reducir la visibilidad y disminuir la cantidad de luz solar que llega a la superficie terrestre.

En general, la cantidad de luz solar que se ve afectada por las partículas atmosféricas depende de varios factores, incluida la composición y la concentración de las partículas, así como la longitud de onda de la luz incidente. Las condiciones atmosféricas, como la humedad y la turbulencia, también pueden influir en la dispersión y absorción de la luz solar.

Aunque la atenuación y “*spillage*” son fenómenos distintos, están interrelacionados debido a que afectan a la eficiencia global del sistema. La atenuación reduce la cantidad de energía solar disponible para ser concentrada y utilizada, mientras que el desbordamiento representa una pérdida directa que podría haber sido capturada.

Para minimizar ambos efectos, se debe optimizar el diseño del campo solar, la ubicación y el tamaño de los heliostatos, así como las dimensiones y tipología del receptor. Se requiere encontrar un equilibrio para minimizar ambos efectos. Utilizar heliostatos de tamaño grande puede reducir el número de unidades y coste, pero puede aumentar el “*spillage*” si no se mantiene una alta precisión en el seguimiento, una limpieza periódica o una eficiente monitorización entre otros factores a tener en cuenta.

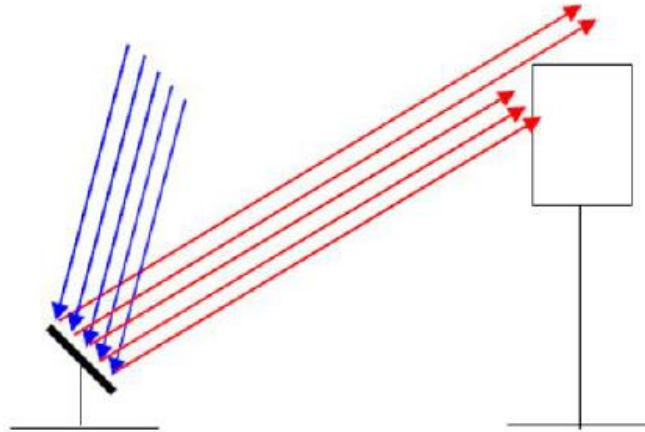
Reducir las pérdidas por desbordamiento es importante para maximizar la eficiencia y la producción de energía de una central de torre.

Además de la atenuación atmosférica, otros dos factores importantes que afectan el rendimiento óptico y al desbordamiento son la forma del sol (*sunshape*) y la radiación circunsolar.

La forma del sol se refiere a la distribución angular de la intensidad de la radiación solar debido a la estructura física del sol y su interacción con la atmósfera. La “*sunshape*” no es un punto perfectamente definido, sino que tiene una distribución que puede variar debido a fenómenos atmosféricos como la

dispersión. Esta distribución afecta la concentración de la luz solar en el receptor, ya que parte de la luz reflejada por los heliostatos puede no concentrarse perfectamente en el receptor.

La radiación circunsolar es la luz solar dispersada en la atmósfera que proviene de un anillo alrededor del sol, fuera del disco solar directo. Esta radiación aún se considera como parte del haz directo, pero proviene de un área más amplia alrededor del sol. Puede aumentar el “*spillage*” porque los heliostatos no solo reflejan la luz directa del sol, sino también esta radiación dispersa. Esto puede llevar a que una porción de la luz reflejada no llegue al receptor, reduciendo la eficiencia del sistema.



*Ilustración 11: Pérdidas por derrame [9]*

### 3.2 Efectos de la distribución de heliostatos

En un diseño radial escalonado de heliostatos, estos se colocan estratégicamente en líneas radiales y anillos concéntricos alrededor de una torre central. Esta disposición tiene como objetivo minimizar las pérdidas causadas por sombras y bloqueos entre los heliostatos. La separación entre heliostatos se mantiene constante, con puntos vacíos estratégicamente ubicados para evitar que un heliostato tenga vecinos directos en las cuatro direcciones más cercanas. Esto optimiza la captación de energía solar al reducir las interferencias entre heliostatos, lo que mejora la eficiencia del sistema.

A medida que los heliostatos se alejan de la torre central, la separación radial entre ellos debe aumentar. Esto se debe a que, desde su perspectiva, el receptor en la torre parece estar más cerca del horizonte. Aumentar la separación ayuda a minimizar las pérdidas por sombras y bloqueos entre los heliostatos, asegurando que cada uno pueda reflejar la luz solar hacia el receptor sin obstrucciones significativas.

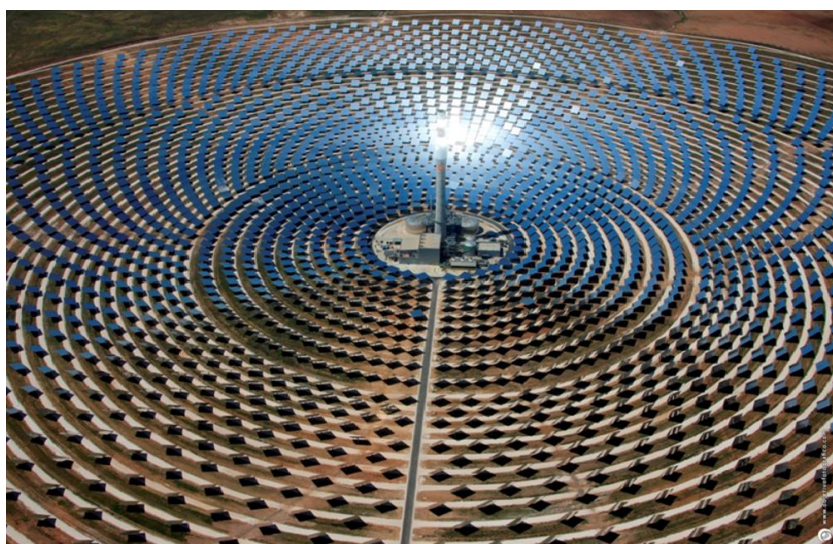
La distribución de heliostatos en campos solares varía según la latitud geográfica. En latitudes bajas, una disposición más circular suele ser más efectiva. En cambio, en latitudes más altas, una disposición más enfocada en una sola dirección optimiza la captación de energía debido al efecto coseno, que reduce la intensidad solar en ángulos más agudos respecto al sol.

En campos de heliostatos extensos, como los utilizados en plantas solares de gran tamaño, la distribución en anillos alrededor de la torre central es común. Esto se debe a que se reduce la distancia total que la luz solar debe recorrer desde los heliostatos hasta el receptor, disminuyendo así la atenuación atmosférica y mejorando la eficiencia global del sistema. Además, en estos diseños, la torre central puede ser más baja, lo que simplifica la construcción y reduce el coste.

Este tipo de diseño no solo optimiza la captación de energía solar, sino que también considera las condiciones geográficas y atmosféricas locales para asegurar un rendimiento óptimo del sistema solar de torre central.



*Ilustración 12: Distribución campo de heliostatos orientado al Norte (PS10 y PS20, en la Plataforma Solar de Sanlúcar la Mayor) [10]*



*Ilustración 13: Distribución campo de heliostatos tipo circundante (Gemasolar, en Fuentes de Andalucía) [11]*

El resultado neto es que, para plantas de gran tamaño, con potencias puntual de diseño dada, la energía anual recolectada es sustancialmente mayor para el campo circundante con un receptor cilíndrico, y por lo tanto, es superior en términos de costo por unidad de energía.

Lejos del receptor, el bloqueo de los heliostatos vecinos más cercanos a la torre controla predominantemente el espaciado radial de los heliostatos. La configuración RS (radialmente escalonado) soluciona este problema alejando el heliostato vecino radial más cercano una distancia de dos diámetros.

En un diseño de campo solar termosolar de torre, la distribución de heliostatos alrededor de la torre central debe considerar varios factores para optimizar la eficiencia. La huella de sombra anual proyectada por los heliostatos tiende a ser más circular y se extiende hacia los polos. Esto implica que los heliostatos más cercanos a la torre deben estar separados al menos por dos diámetros en azimut de sus vecinos para evitar bloqueos significativos. Además, los heliostatos distantes deben ubicarse de manera que maximicen la recepción de los rayos solares en el receptor, reduciendo sombras y maximizando la captación de luz solar. [9]

Cerca de la torre, los heliostatos operan casi horizontalmente al suelo para dirigir la luz directamente al receptor, lo que minimiza los bloqueos debido a la menor distancia oblicua entre el heliostato y el receptor. Sin embargo, las sombras generadas por la propia torre provocan que los heliostatos dispuestos cerca de la torre se vean perjudicados en determinadas horas del día. Esta zona permite un espaciado más amplio entre heliostatos, aunque se debe tener en cuenta la necesidad de evitar colisiones entre ellos debido a los diferentes mecanismos de seguimiento.

En contraste, la eficiencia del diseño radial escalonado se reduce alrededor de la torre debido a la rápida variación en la separación azimutal impuesta por los círculos de expansión. Para superar esto, se pueden considerar alternativas como una configuración hexagonal compacta cerca de la torre o agrupar heliostatos alrededor de la torre con círculos espaciados lo más cerca posible para facilitar el mantenimiento, como se observa en la planta Gemasolar. [11]

En términos de rendimiento, los heliostatos al norte de la torre pueden generar más energía debido al efecto coseno, que optimiza la incidencia solar. Sin embargo, aquellos situados a mayores distancias de la torre enfrentan mayores pérdidas debido a la atenuación atmosférica y la disminución en la interceptación de luz solar.

En resumen, un diseño de campo solar orientado al norte puede ser más eficiente inicialmente debido a las pérdidas menores relacionadas con el factor coseno. Esto permite dimensionar campos con menos heliostatos y una menor inversión inicial. No obstante, en centrales de torre con capacidades mayores, los beneficios del efecto coseno pueden verse limitados por una mayor atenuación atmosférica y una distancia media mayor entre heliostatos y receptor. En estos casos, un diseño circundante puede ofrecer una opción más viable para maximizar el rendimiento y la eficiencia del sistema.

### 3.2.1 Tamaño de los heliostatos

Conseguir un tamaño óptimo de los heliostatos no es tarea sencilla, debido a la implicación y compensación de múltiples factores como las deflexiones por las cargas del soporte del reflector debido a la gravedad, la carga del viento, el coste de los heliostatos entre otros. Además, el factor económico juega un papel muy importante en dicha elección, por lo que siempre se recurre a la solución tecno-económica más favorable.

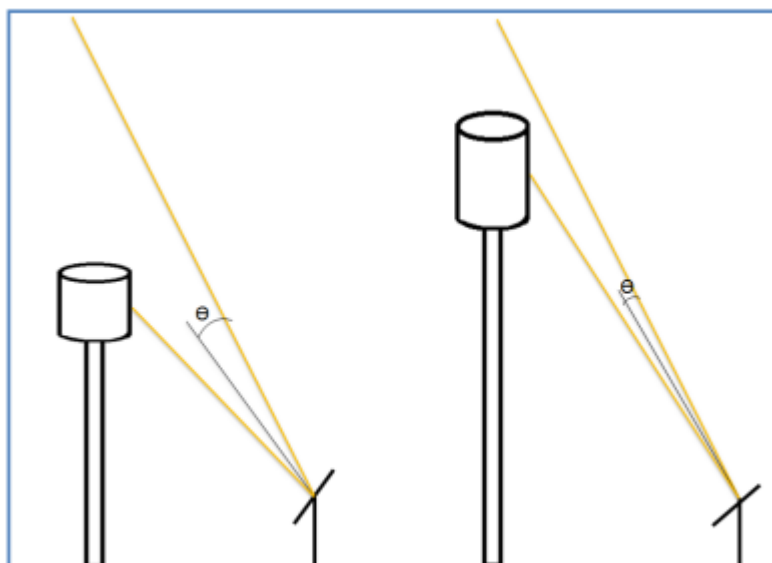
Los heliostatos comerciales suelen oscilar desde 1 a 150 m<sup>2</sup>, incluso llegando a diseños de 200 m<sup>2</sup> y menores a 1 m<sup>2</sup>. Finalmente, en los más usados suelen ser los de tamaño intermedio ya que poseen los beneficios y no tanto los inconvenientes de los tamaños extremos.

Los heliostatos que son ópticamente planos proyectan una imagen del sol desde cada punto, formando una imagen del espejo con efectos de umbra y penumbra que reflejan la luz solar. Cuando el tamaño angular del espejo visto desde el receptor es menor que el tamaño angular del sol, la intensidad de la imagen no se reduce significativamente en comparación con un espejo enfocado. Sin embargo, si el tamaño angular del espejo es mayor que la imagen proyectada del sol, la intensidad de un espejo plano se reduce considerablemente en comparación con un espejo enfocado, y el tamaño del punto reflejado aumenta.

Para contrarrestar esta degradación en la calidad del reflejo en espejos grandes y planos, se puede dividir en facetas y ajustarlas inclinando cada una de ellas, para superponer sus imágenes en el receptor. Además, cada faceta del espejo puede curvarse para enfocar mejor su haz de luz hacia la superficie del receptor, reduciendo así el tamaño del punto reflejado.

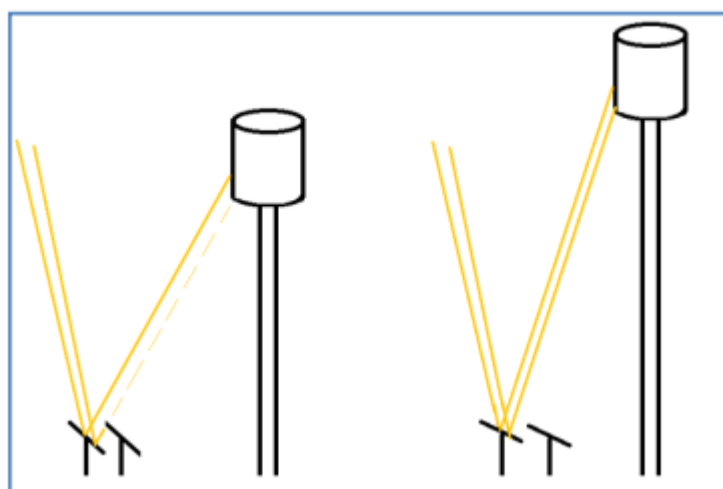
Dado que es más práctico doblar un vidrio en forma de cilindro que en forma de esfera, generalmente se enfoca únicamente en el eje longitudinal para optimizar la reflexión solar.

Para un haz solar que incide sobre un heliostato, se ha demostrado que el ángulo formado por la normal del heliostato y el rayo solar incidente es mayor en torres de menor altura, especialmente durante las horas cercanas al mediodía.



*Ilustración 14: Influencia altura de la torre en factor coseno [21]*

Por otra parte, las pérdidas por bloqueos también se pueden ver afectadas por la altura de la torre, ya que al aumentar la altura del receptor, se puede reducir las pérdidas por bloqueos y mejorar la eficiencia de captación solar aunque también conlleva desafíos adicionales en términos de costos y complejidad técnica.



*Ilustración 15: Influencia de la altura de la torre en los bloqueos entre heliostatos [21]*

Es importante destacar el efecto del factor de desbordamiento con las dimensiones de la torre y receptor. Al aumentar la distancia directa entre heliostatos y receptor, el enfoque de la radiación reflejada es más compleja, por lo que la probabilidad de que el haz llegue difuso al receptor es mayor.



## 4 METODOLOGÍA

Para realizar un estudio detallado del error óptico de los heliostatos en el rendimiento de la captación en centrales termosolares de torre se ha procedido a la utilización del programa System Advisor Model (SAM) [7].

En todos los casos se ha tomado una planta de referencia situada en Sevilla, con una potencia eléctrica bruta de 100 MW sin hibridación, con una tecnología de sistema de receptor central. Se utiliza como fluido de trabajo sales fundidas, formada un 60% por  $\text{NaNO}_3$  y un 40% por  $\text{KNO}_3$ . Las temperaturas de entrada y salida del HTF al receptor son de 292 y 565°C respectivamente.

Por su parte, el sistema de almacenamiento es de tipo directo, con un par de tanques, siendo también su fluido de trabajo las sales fundidas, formada un 60% por  $\text{NaNO}_3$  y un 40% por  $\text{KNO}_3$ . Su capacidad de almacenamiento es de 10 horas, con un ciclo Rankine sobrecalentado y una refrigeración del condensador evaporativa.

Para el estudio del efecto del error óptico de los heliostatos se va a realizar un análisis paramétrico de tres diferentes tamaños de heliostatos. Estas van a tener las siguientes características:

Tamaño	Pequeño	Mediano	Grande
Ancho (m)	4.9	7.1	11.5
Alto (m)	3.3	7.1	10.4
Razón área reflectante/perfil	0.94	0.97	0.97
Error de pendiente (mrad)	De 1.00 hasta 3.00 en pasos de 0.1		
Número de facetas horizontal	2	3	7
Número de facetas en vertical	1	3	5
Área activa del heliostato ( $\text{m}^2$ )	15.20	48.90	116.01

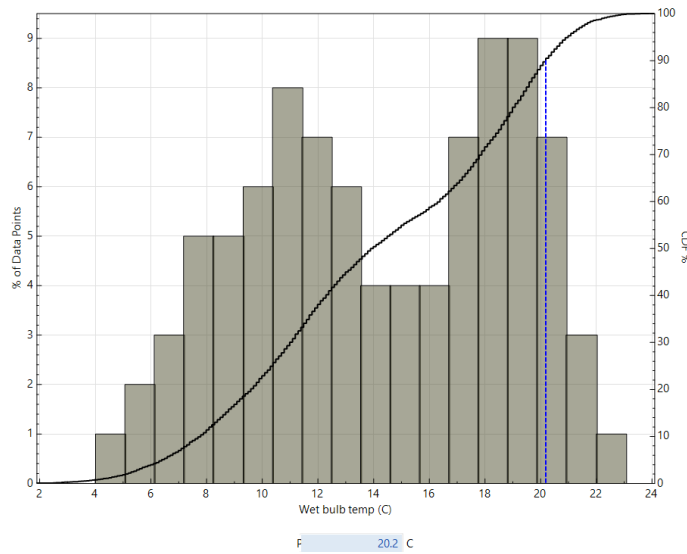
*Tabla 1: Características de los diferentes tamaños de heliostatos*

El programa System Advisor Model (SAM) [7] desarrollado por el Laboratorio Nacional de Energías Renovables (NREL), es un software avanzado que se especializa en predecir el rendimiento y los costos asociados en diferentes sistemas de energía renovable. No se limita solo a instalaciones de sistemas termosolares de concentración [8], sino que también abarca sistemas fotovoltaicos, eólicos y otros. Su propósito principal es ser útil tanto para tareas de diseño como de investigación, permitiendo modelar todos los aspectos relevantes de las instalaciones de generación y almacenamiento de energía.

En este contexto, SAM destaca en este trabajo por su módulo de optimización del campo de heliostatos. Este módulo tiene la capacidad de optimizar las dimensiones y la altura del receptor, así como el número y la distribución de heliostatos, con el objetivo de minimizar el Costo Nivelado de Energía (LCOE) [9]. Esta capacidad de optimización es crucial para mejorar la eficiencia y la rentabilidad de las instalaciones de energía solar concentrada.

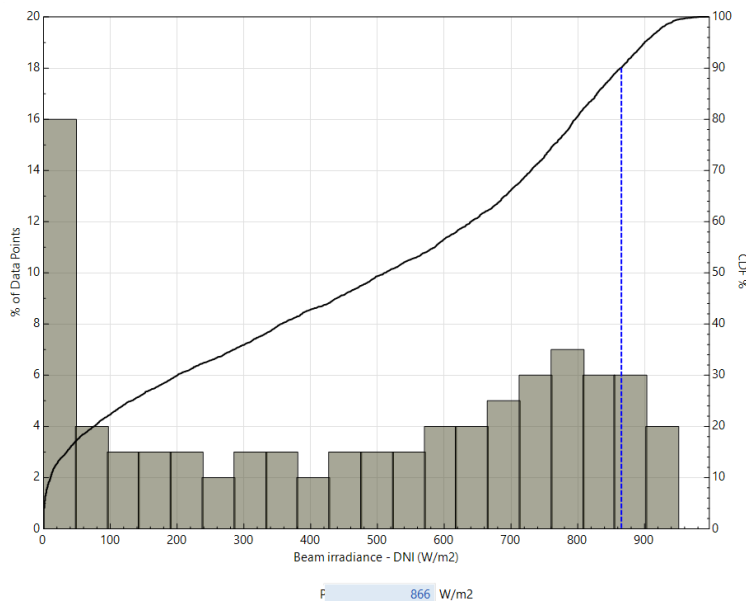
Se analiza el caso de un campo circundante con las características nombradas anteriormente.

Al encontrarnos con un ciclo Rankine sobrecalentado y una refrigeración del condensador evaporativa, calculamos la temperatura del bulbo húmedo en el percentil 90 de nuestra localización. Hay que aclarar que el concepto de percentil es una medida estadística que indica el valor para el que se encuentra un determinado porcentaje. Se utiliza el percentil 90, siendo la temperatura de ambiente de diseño la húmeda, que en nuestro caso es de 20.2 °C.



Gráficas 1: Percentil 90 de la temperatura del bulbo húmedo [21]

Lo mismo se realiza para la DNI (Direct Normal Irradiance) [10], el percentil 90 de Sevilla de la irradiancia de nuestra localidad de 866 W/m<sup>2</sup>.



Gráficas 2: Percentil 90 del DNI de Sevilla [21]

El múltiplo solar es el cociente entre la potencia térmica producida por el campo solar en el punto de diseño y la potencia térmica que el campo solar debe producir para que el bloque de potencia funcione a potencia nominal.

Para elegir el punto de diseño del campo solar, se necesitan principalmente valores de DNI, condiciones meteorológicas y temporales. En la mayoría de las ocasiones, después de este procedimiento, se realiza un análisis paramétrico en el que se evalúan el LCOE para diferentes potencias térmicas de diseño a través del concepto *múltiplo solar* (cociente entre la potencia térmica que produce el campo en el punto de diseño y la que necesita el ciclo de potencia para producir la potencia eléctrica nominal). Se elije el múltiplo solar que minimiza el LCOE; La evaluación del LCOE óptimo permitirá analizar la viabilidad de la planta con criterios económicos y financieros.



Una vez obtenido el múltiplo solar óptimo, se procede al análisis de diferentes valores y características de la central termosolar en función de distintos parámetros, observando como influyen en el error de óptico de los heliostatos, en tres tamaños de heliostatos diferentes.

Los análisis que se llevarán a cabo serán:

- Efecto del error óptico con las dimensiones del campo de heliostatos y altura de torre constantes
- Efecto del error óptico con el tamaño de la torre constante
- Sensibilidad del error óptico con el coste de los heliostatos
- Estudio de las dimensiones de la torre y el receptor con un error óptico y coste por metro cuadrado optimizado

Para ello se realizan análisis paramétricos o de sensibilidad en la pestaña “*parametrics*” de SAM. Con esta herramienta se introducen datos de entrada definidos, unos parámetros de salida a calcular y nos realiza la simulación para cada una de esas combinaciones. El error óptico siempre va a ser un valor de entrada, debido a que se busca ver su variabilidad en cada uno de los casos y con cada uno de los parámetros. Así obtenemos los resultados de todos los análisis correspondientes.

El error óptico (también conocido como error de pendiente) y el error en el rayo reflejado son conceptos diferentes relacionados con la precisión de los heliostatos en una planta termosolar.

El error óptico se refiere a la precisión con la cual los heliostatos reflejan la luz solar hacia el receptor (la propia desviación de superficie del espejo). Es esencialmente la diferencia entre la dirección ideal en la cual el heliostato debe apuntar para reflejar la luz solar y la dirección real en la cual está apuntando. El error en la pendiente puede deberse a varias razones, como deformaciones del espejo y variaciones en la geometría del heliostato, entre otros factores. Reducir el error en la pendiente es crucial para maximizar la eficiencia de captación de energía solar y minimizar pérdidas debido a la reflexión incorrecta de la luz solar.

Sin embargo, el error en el rayo reflejado se define como la precisión con la cual el rayo de luz reflejado por el heliostato alcanza el receptor. Implica la diferencia entre la dirección ideal del rayo reflejado (que debería llegar directamente al receptor) y la dirección real del rayo reflejado. El error de rayo reflejado es la desviación combinada del haz de luz reflejado, incluyendo el error de pendiente y otros factores como el seguimiento solar. Puede ser influenciado por la distancia entre el heliostato y el receptor, así como por las condiciones atmosféricas que pueden desviar el trayecto del rayo de luz. Se calcula como la suma cuadrática del doble de cada componente de error de cada eje individual, aunque SAM supone que ambos términos de error son iguales.

Ambos son importantes para asegurar un rendimiento óptimo en una planta termosolar, pero se refieren a aspectos distintos del proceso de captación y reflejo de la energía solar. [21] En la práctica, los dos errores deben minimizarse mediante técnicas de diseño preciso de heliostatos, algoritmos avanzados de seguimiento solar y mantenimiento regular para optimizar la eficiencia y la producción de energía en las plantas termosolares.

Una vez hallado el error de imagen óptimo en función del coste de los heliostatos, se procede a la optimización de las dimensiones de la torre y receptor.

El coste de la torre influye en el presupuesto total de la planta, ya que varía exponencialmente conforme aumenta la altura de esta. Es objeto de estudio debido a que puede existir un valor diferente para la altura óptima técnica y la altura óptima económica.

Las dimensiones del receptor serán las menores posibles para minimizar las pérdidas por convección y radiación, así como el coste, pero lo suficientes para no sobrepase el límite de flujo de radiación incidente en ningún punto de la superficie absorbente y minimizar el desbordamiento de la radiación incidente.

Con los nuevos parámetros optimizados de la central, se procede a escoger opciones de diseño de campo y torre durante la simulación en SAM.

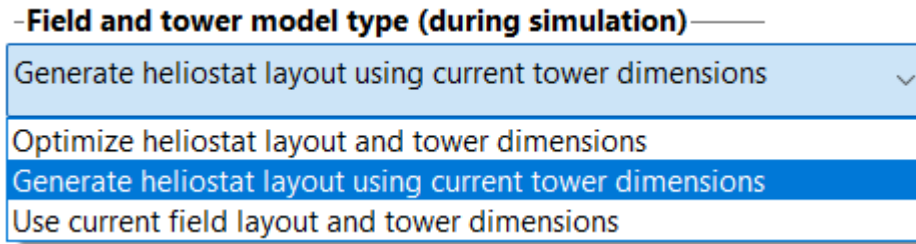
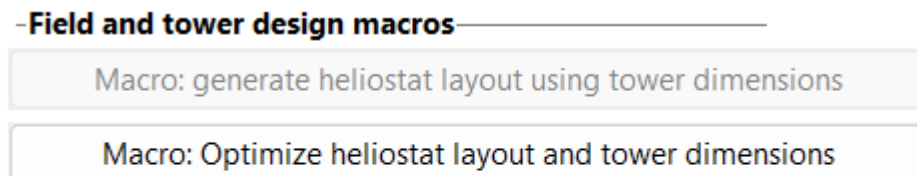


Ilustración 16: Opciones de diseño en "Heliostat Field" en simulador SAM [21]

En la primera simulación (apartado 5.2.1) se utiliza la tercera opción "Use current field layout and tower dimensions", siendo esta la más sencilla para las primeras parametrizaciones. Después, al mantener las dimensiones de la torre y el receptor (apartado 5.2.2 y 5.2.3), se utiliza la segunda opción para optimizar el campo de heliostatos "Generate heliostat layout using current tower dimensions". Finalmente, para optimizar el campo y las dimensiones del receptor (apartado 5.2.4) se utiliza la primera opción "Optimize heliostat layout and tower dimensions", para habilitar la siguiente opción:



Solar field geometry optimization calculates the number of heliostats above, and tower height, receiver height and diameter on Tower and Receiver page.

Ilustración 17: Optimización del diseño del campo y las dimensiones de la torre [21]

En este caso se elige la segunda opción "Macro: Optimize heliostat layout and tower dimensions". De esta forma, el programa puede optimizar el tamaño de la torre y receptor y el número de heliostatos. Esta opción calcula las posiciones de los heliostatos para la simulación.

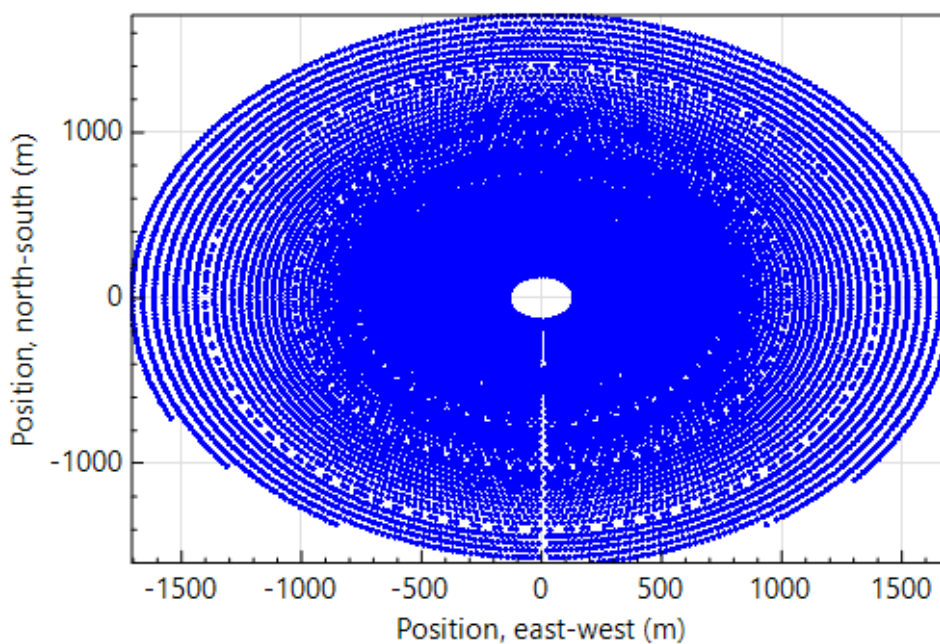


Ilustración 18: Posiciones de heliostatos tras optimizar el tamaño de la torre y el receptor

# 5 RESULTADOS

El error óptico de los heliostatos se refiere a las desviaciones de la trayectoria ideal de los rayos solares reflejados por los espejos de los heliostatos hacia el receptor de una central de torre solar. Este error puede afectar la eficiencia del sistema y la concentración de la energía solar en el receptor. El error óptico describe el error de la “pendiente” de la superficie del reflector o el ángulo que forma un vector normal al heliostato. Este se encuentra a lo largo de un solo eje de coordenadas, y SAM supone que el eje ortogonal comparte el mismo error de imagen.

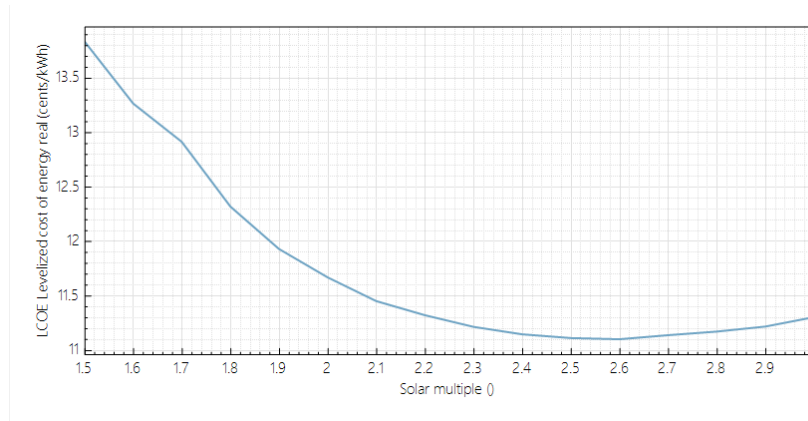
SAM aplica el valor a cada heliostato en el campo independientemente de su distancia a la torre. El error de imagen tiene en cuenta todas las fuentes de error, incluida la imprecisión en el seguimiento, el movimiento de los cimientos, la ondulación del espejo, los problemas de alineación de los paneles, la refracción atmosférica y el balanceo de la torre.

Se procede a un análisis de dicho error de 1 mrad a 3 mrad en pasos de 0.1 para su estudio de manera tecnológica y económica. Para ello se ha dispuesto una serie de gráficos para observar de manera visual cual podrían ser las tendencias y puntos óptimos de la instalación con el error de imagen de heliostato como parámetro a optimizar.

## 5.1 Optimización

### 5.1.1 Heliostatos de tamaño grande

Para heliostatos denominados “grandes” con las características descritas en la Tabla 1, se llega a la conclusión de la utilización de un múltiplo solar de 2.6, ya que es el valor indicado para un LCOE mínimo como se muestra en la gráfica 3.



Gráficas 3: Múltiplo solar respecto al LCOE obtenido en SAM para heliostato de tamaño grande

Como se observa en la parametrización, se obtiene un LCOE mínimo de 11.10 cents/kWh para un múltiplo solar de 2.6.

Una vez fijado el múltiplo solar -y consecuentemente el área de captación- el programa SAM determina la configuración de la instalación (el número de heliostatos y su disposición, altura de la torre y dimensiones del receptor) para obtener el LCOE mínimo. Son necesarios 12286 heliostatos de tamaño “grande” para alcanzar la potencia eléctrica bruta de la turbina en el punto de diseño.

Resultados para heliostatos de tamaño grande	
Número de heliostatos ( <i>ud</i> )	12286
Área de captación ( $m^2$ )	1425298.86
Área total del terreno ( <i>acres y hectáreas</i> )	2079.29 ac = 841.46 ha
Altura de la torre ( <i>m</i> )	194.23
Altura del receptor ( <i>m</i> )	20.46
Diámetro del receptor ( <i>m</i> )	16.92

Tabla 2: Resultados para heliostatos de tamaño grande

El rendimiento óptico del campo solar alcanza un valor del 51.13%:

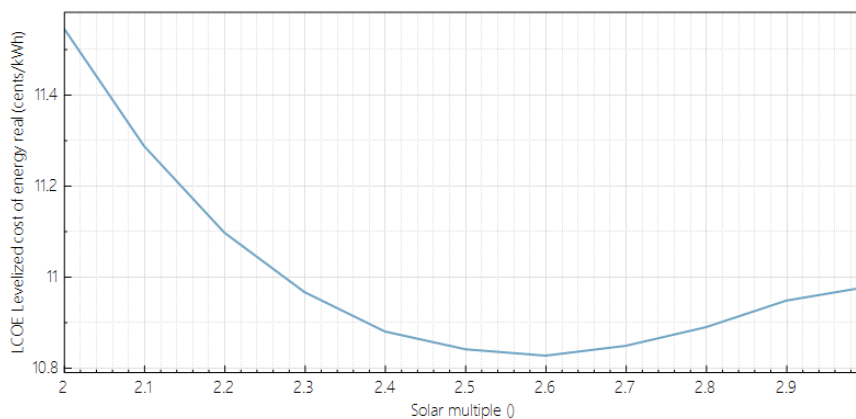
$$\eta_{campo\ solar} = \frac{\text{Receiver thermal output at design}}{DNI_{anual} \cdot \text{Área captación}} \cdot 100 = 51.13\%$$

Ecuación 1: Rendimiento óptico del campo solar para tamaños grandes de heliostatos

- *Receiver thermal output at design* = 631.068 MWt
- *DNI Sevilla* = 866 W/m<sup>2</sup>
- *Área captación* = 1425320 m<sup>2</sup>

### 5.1.2 Heliostatos de tamaño mediano

Para heliostatos denominados “medianos” con las características descritas en la Tabla 1, se llega a la conclusión de la utilización de un múltiplo solar de 2.6, ya que es el valor indicado para un LCOE mínimo como se muestra en la gráfica siguiente.



Gráficas 4: Múltiplo solar respecto al LCOE obtenido en SAM para heliostato de tamaño mediano

Como se observa en la parametrización, se obtiene un LCOE de 10.83 cents/kWh para un múltiplo solar de 2.6.

Una vez fijado el múltiplo solar -y consecuentemente el área de captación- el programa SAM determina la configuración de la instalación (el número de heliostatos y su disposición, altura de la torre y dimensiones del receptor) para obtener el LCOE mínimo. Son necesarios 28325 heliostatos de tamaño “mediano” para alcanzar la potencia eléctrica bruta de la turbina en el punto de diseño.

Resultados para heliostatos de tamaño mediano	
Número de heliostatos ( <i>ud</i> )	28325
Área de captación ( $m^2$ )	1385092.5
Área total del terreno ( <i>acres y hectáreas</i> )	2102.26 <i>ac</i> = 850.75 <i>ha</i>
Altura de la torre ( <i>m</i> )	187.73
Altura del receptor ( <i>m</i> )	20.08
Diámetro del receptor ( <i>m</i> )	18.95

Tabla 3: Resultados para heliostatos de tamaño mediano

El rendimiento óptico del campo solar alcanza un valor del 53.78%

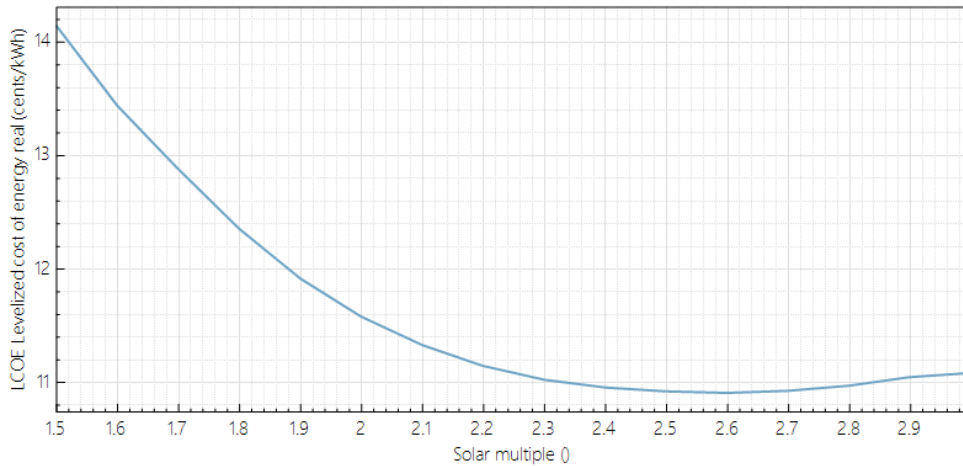
$$\eta_{\text{campo solar}} = \frac{\text{Receiver thermal output at design}}{\text{DNI}_{\text{anual}} \cdot \text{Área captación}} \cdot 100 = 52.61\%$$

Ecuación 2: Rendimiento óptico del campo solar para tamaño medianos de heliostatos

- *Receiver thermal output at design* = 631.068 MWt
- *DNI Sevilla* = 866  $W/m^2$
- *Área captación* = 1385092.5  $m^2$

### 5.1.3 Heliostatos de tamaño pequeño

Para heliostatos denominados “pequeños” con las características descritas en la Tabla 1, se llega a la conclusión de la utilización de un múltiplo solar de 2.6, ya que es el valor indicado para un LCOE mínimo como se muestra en la gráfica siguiente.



Gráficas 5: Múltiplo solar respecto al LCOE obtenido en SAM para heliostato de tamaño pequeño

Como se observa en la parametrización, se obtiene un LCOE de 10.90 cents/kWh para un múltiplo solar de 2.6. Una vez fijado el múltiplo solar -y consecuentemente el área de captación- el programa SAM determina la configuración de la instalación (el número de heliostatos y su disposición, altura de la torre y dimensiones del receptor) para obtener el LCOE mínimo. Son necesarios 90585 heliostatos de tamaño “grande” para alcanzar la potencia eléctrica bruta de la turbina en el punto de diseño.

Resultados para heliostatos de tamaño pequeño	
Número de heliostatos ( <i>ud</i> )	90585
Área de captación ( $m^2$ )	1376892
Área total del terreno ( <i>acres y hectáreas</i> )	2218.11 <i>ac</i> = 897.63 <i>ha</i>
Altura de la torre ( <i>m</i> )	186.89
Altura del receptor ( <i>m</i> )	20.46
Diámetro del receptor ( <i>m</i> )	16.72

Tabla 4: Resultados para heliostatos de tamaño pequeño

El rendimiento óptico del campo solar alcanza un valor del 52.92%:

$$\eta_{\text{campo solar}} = \frac{\text{Receiver thermal output at design}}{\text{DNI}_{\text{anual}} \cdot \text{Área captación}} \cdot 100 = 52.92\%$$

Ecuación 3: Rendimiento óptico del campo solar para tamaño pequeños de heliostatos

- *Receiver thermal output at design* = 631,068 MWt
- *DNI Sevilla* = 866 W/m<sup>2</sup>
- *Área captación* = 1376892 m<sup>2</sup>

#### 5.1.4 Resumen y comparación de la optimización

Haciendo una breve comparación entre los tamaños y los valores obtenidos se ve una clara diferencia en el número de heliostatos necesarios para minimizar el LCOE. Al ser los tamaños de los heliostatos más grandes, se necesita un menor número de heliostatos debido a que el área de captación es mucho mayor en cada uno de ellos. Aun así, se observa que el LCOE mínimo de todos los casos es el mediano, debido al equilibrio entre tamaño, número y eficiencia de los heliostatos.

Con un mayor número de heliostatos, la energía solar se distribuye de manera más uniforme en el receptor. Además, se pueden optimizar mejor las posiciones y orientaciones de cada uno de los heliostatos para minimizar las pérdidas por sombra y bloqueo. Un mayor número de heliostatos permite una configuración más dispersa y estratégica, lo que disminuye las áreas de sombra y bloqueo y maximiza la captación de luz solar. A su vez, el tener mayor número de unidades de heliostatos, aunque tengan una menor área de captación hace el sistema más resiliente ante fallos individuales. Por ello, el mejor rendimiento óptico se consigue con el tamaño de heliostatos pequeño.

	Tamaño grande	Tamaño mediano	Tamaño pequeño
<b>Número de heliostatos (<i>ud</i>)</b>	12286	28325	90585
<b>Área de captación (m<sup>2</sup>)</b>	1425298.86	1385092.5	1376892
<b>Área total del terreno (acres y hectáreas)</b>	2079.29 ac = 841.46 ha	2102.26 ac = 850.75 ha	2218.11 ac = 897.63 ha
<b>Altura de la torre (m)</b>	194.23	187.73	186.89
<b>Altura del receptor (m)</b>	20.46	20.08	20.46
<b>Diámetro del receptor (m)</b>	16.92	18.95	16.72
<b>Rendimiento óptico (%)</b>	51.13	52.61	52.92
<b>LCOE mínimo (cents/kWh)</b>	11.10	10.83	10.90
<b>Múltiplo solar óptimo</b>	2.6	2.6	2.6

Tabla 5: Resumen optimización para los diferentes tamaños de heliostatos

## 5.2 Análisis de la influencia de la calidad óptica del heliostato

### 5.2.1 Análisis del efecto del error óptico con las dimensiones del campo de heliostatos y altura de la torre constantes

Para contemplar el efecto que tiene el error óptico en cada uno de los tamaños de heliostatos, se procede a analizar el “lay-out”, las dimensiones de la torre y del receptor y la electricidad neta suministrada a la red y su LCOE.

El LCOE representa los ingresos medios por unidad de electricidad generada necesarios para recuperar el coste de la construcción y del funcionamiento de la planta generadora durante una vida financiera y ciclo útil supuestos. Por ello, como consecuencia de disminuir la producción neta de energía que suministra la planta, el LCOE aumenta debido a que los costes de producción de energía son mayores al disminuir la producción.

#### 5.2.1.1 Tamaño de heliostatos grande

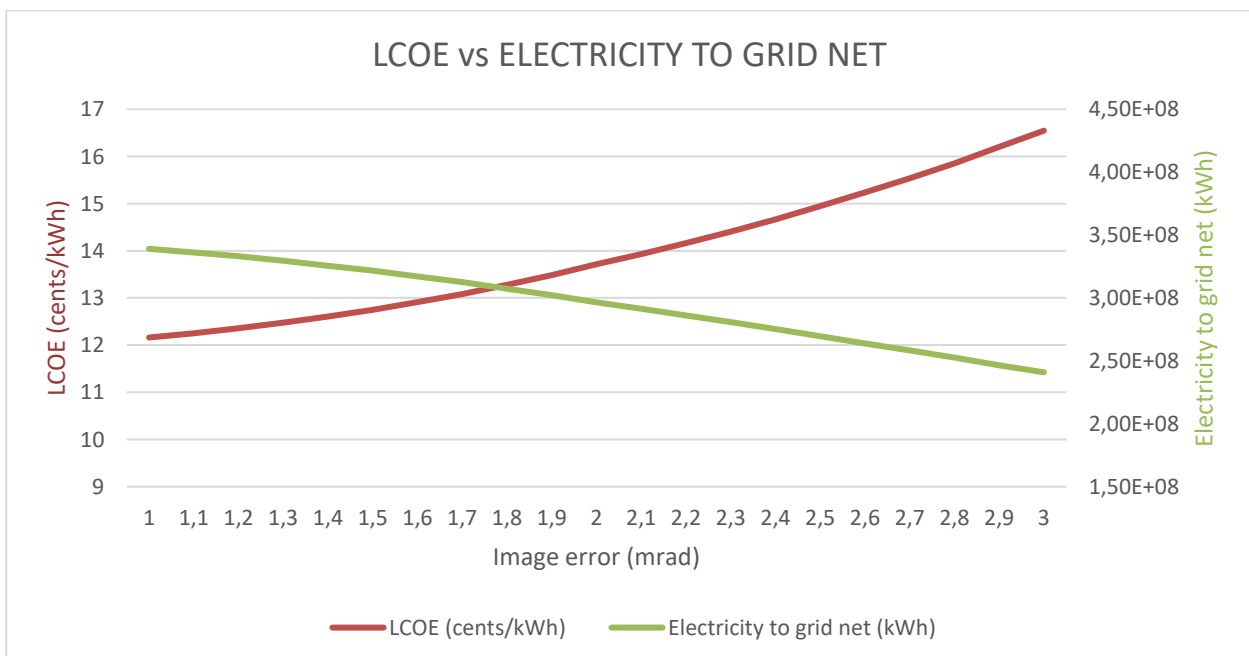
Se realiza el análisis paramétrico de la central termosolar de torre manteniendo el resto de las configuraciones de la planta, siendo el error óptico el objeto a estudio.

Se estudia en las siguientes gráficas el LCOE y la electricidad neta suministrada a la red.

La tendencia que sigue la electricidad neta suministrada a la red es descendente a medida que aumenta los valores de error óptico. Se puede determinar que, para cada aumento de décima de error óptico, la electricidad neta suministrada disminuye entre 2,5 GWh y 5 GWh (entre un 0.74% y un 1.48%) respecto a la décima anterior, como se muestra en la gráfica 6.

Sin embargo, el LCOE sigue trayectoria ascendente a medida que aumenta el error óptico, pero con rangos de valores más irregulares.

El resto de los parámetros como los costes directos, indirectos y de instalación se mantienen constantes debido a que la configuración del campo de heliostatos y tamaño de la torre es la misma.



Gráficas 6: Variación del LCOE y la electricidad neta suministrada a la red con el error del heliostato para tamaño de heliostato grande



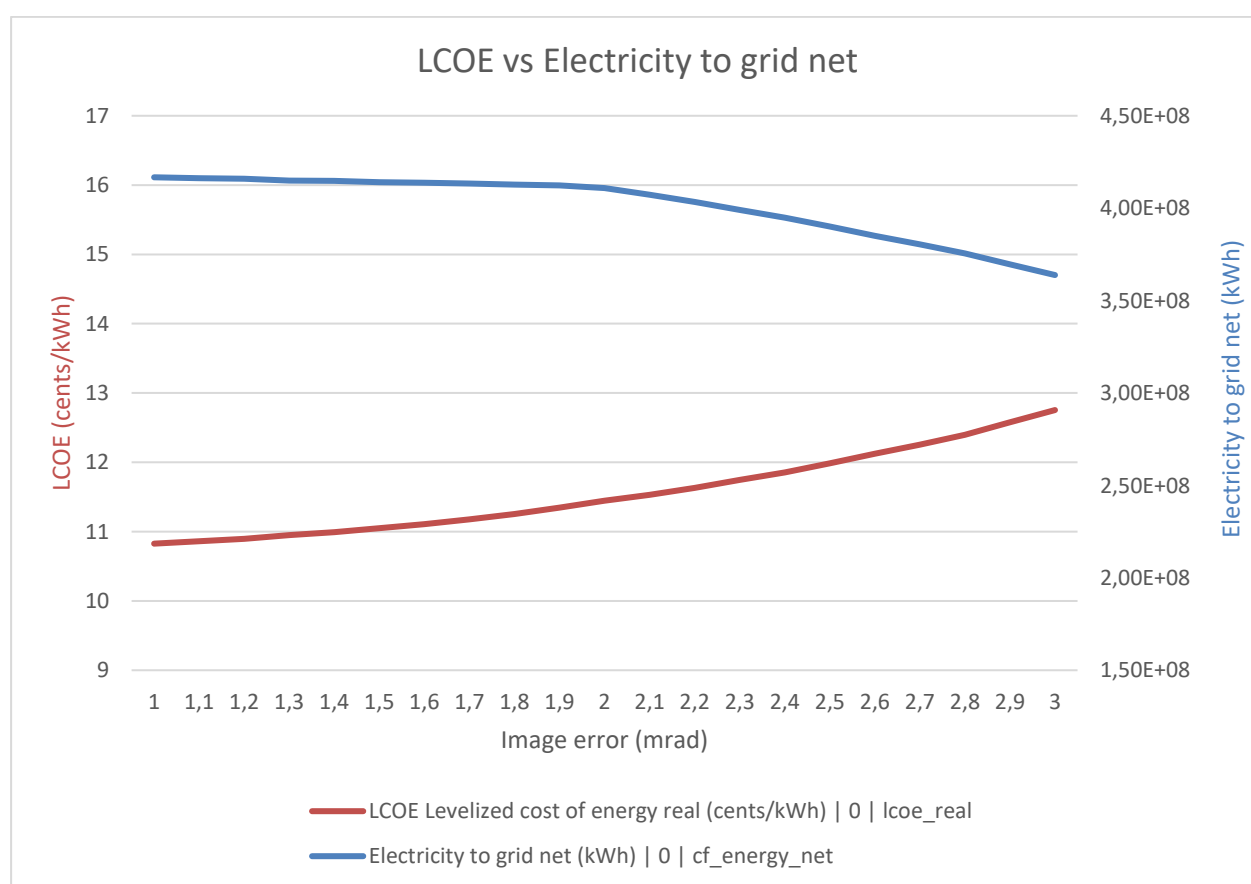
### 5.2.1.2 Tamaño de heliostatos mediano

Se realiza el análisis paramétrico de la central termosolar de torre manteniendo el resto de las configuraciones de la planta, siendo el error óptico el objeto a estudio.

Se estudia en las siguientes gráficas el LCOE y la electricidad neta suministrada a la red.

La tendencia que sigue la electricidad neta suministrada a la red es descendente a medida que aumenta los valores de error óptico. Se puede determinar que, para cada aumento de décima de error óptico hasta 2 mrad, la electricidad neta suministrada disminuye entre 0,230 GWh y 0,9 GWh (0.055% y 0.2158% respectivamente) respecto a la décima anterior, y a partir de un error de 2 mrad, la electricidad neta suministrada disminuye entre 1,49 GWh y 6 GWh. (0.36% y un 1.44% respectivamente) respecto a la décima anterior, como se muestra en la gráfica 7.

El resto de los parámetros como los costes directos, indirectos y de instalación se mantienen constantes debido a que la configuración del campo de heliostatos y tamaño de la torre es la misma.



Gráficas 7: Variación del LCOE y la electricidad neta suministrada a la red con el error del heliostato para tamaño de heliostato mediano

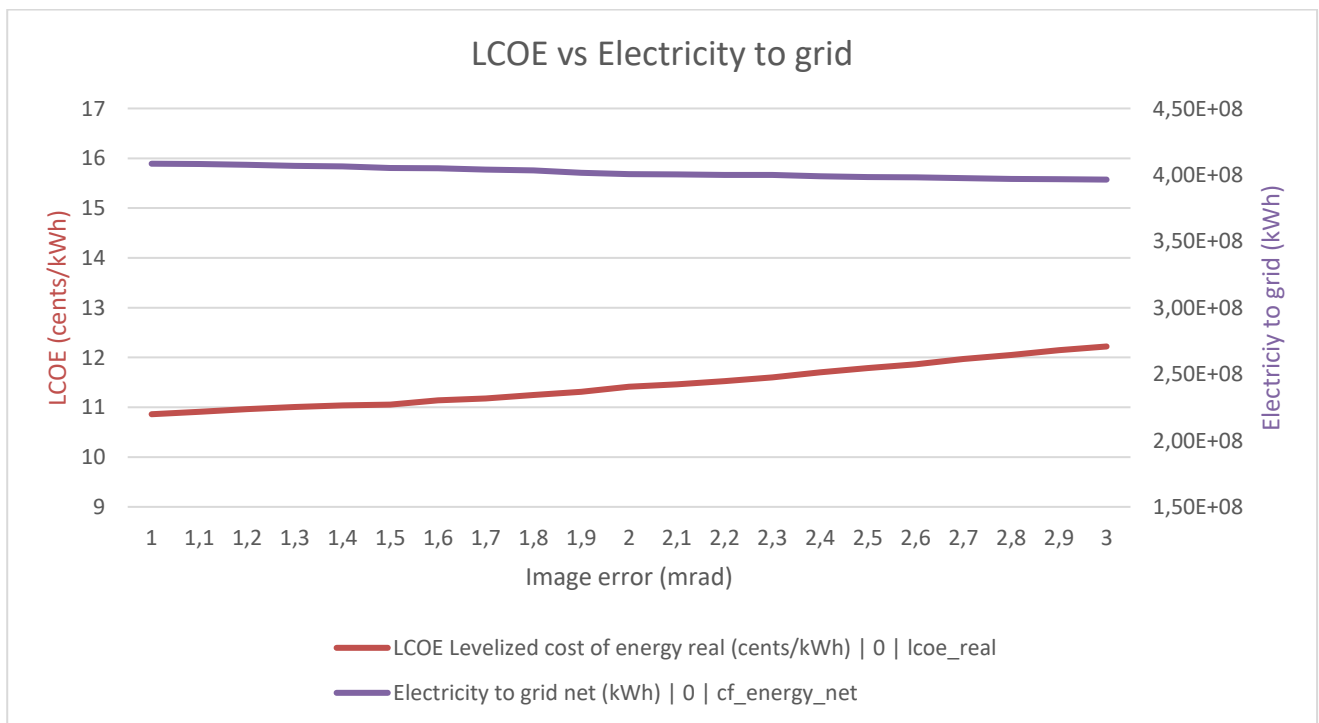
### 5.2.1.3 Tamaño de heliostatos pequeño

Se realiza el análisis paramétrico de la central termosolar de torre manteniendo el resto de las configuraciones de la planta, siendo el error óptico el objeto a estudio.

Se estudia en las siguientes gráficas el LCOE y la electricidad neta suministrada a la red.

La tendencia que sigue la electricidad neta suministrada a la red es descendente a medida que aumenta los valores de error óptico. En esta gráfica, se observa que disminuye desde un primer momento. Se puede determinar que, para cada aumento de décima de error óptico, la electricidad neta suministrada disminuye entre 0,018 GWh y 0,913 GWh (0.046% y 0.44% respectivamente) respecto a la décima anterior, como se muestra en la gráfica 8, aunque de forma muy irregular.

El resto de los parámetros como los costes directos, indirectos y de instalación se mantienen constantes debido a que la configuración del campo de heliostatos y tamaño de la torre es la misma.



Gráficas 8: Variación del LCOE y la electricidad neta suministrada a la red con el error del heliostato para tamaño de heliostato pequeño

## 5.2.2 Análisis del efecto del error óptico con el tamaño de la torre y dimensiones del receptor constantes

Se procede al análisis del error óptico con el tamaño de la torre y dimensiones del receptor constantes. Esto abarca el estudio de la precisión del seguimiento de los heliostatos y el diseño óptimo del campo solar. Para ello se realiza un estudio de diferentes parámetros que influyen directamente en diferentes rangos de valores de errores ópticos.

### 5.2.2.1 Tamaño de heliostatos grande

Se realiza el análisis paramétrico de la central termosolar de torre manteniendo ciertos parámetros para el análisis del error óptico.

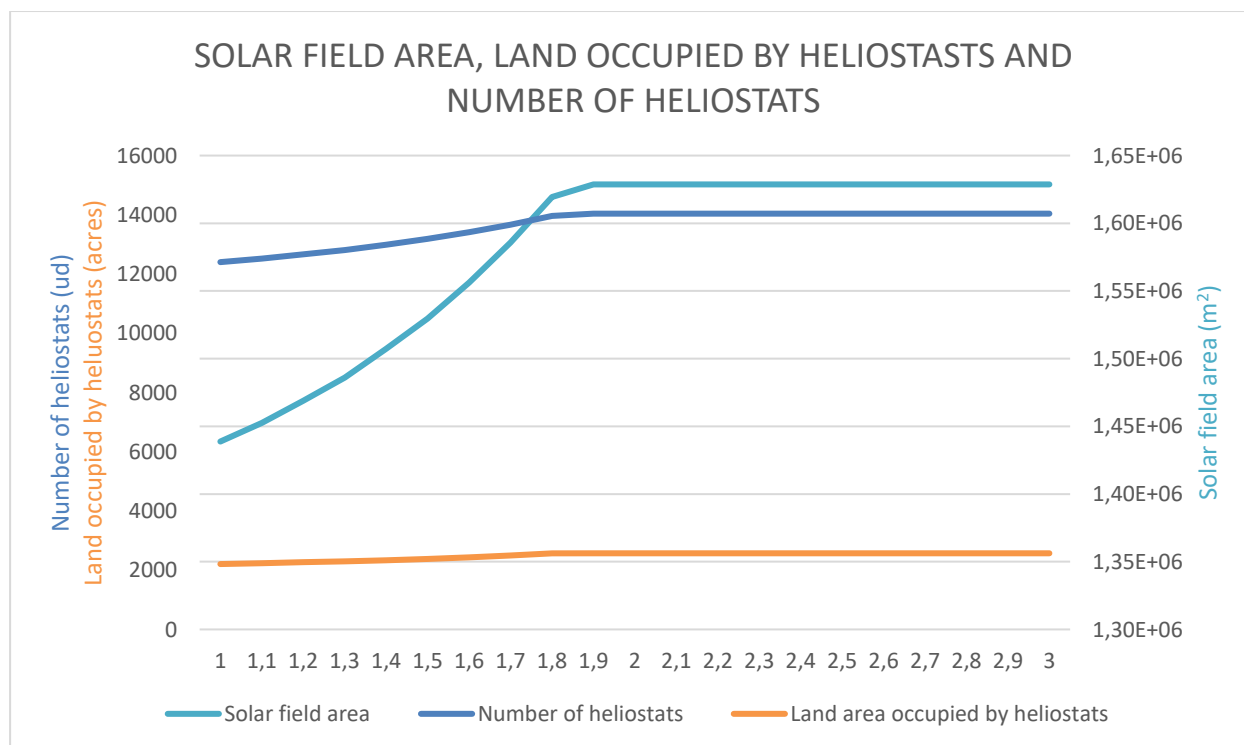
Los parámetros constantes son:

- Altura de la torre: 192,10 metros
- Altura del receptor: 23,70 metros
- Diámetro del receptor: 18,30 metros

El número y la distribución de heliostatos por lo tanto son variables. A medida que aumenta el error óptico, el

número de heliostatos aumenta para mantener la producción de energía, y consecuentemente también el terreno ocupado por los heliostatos.

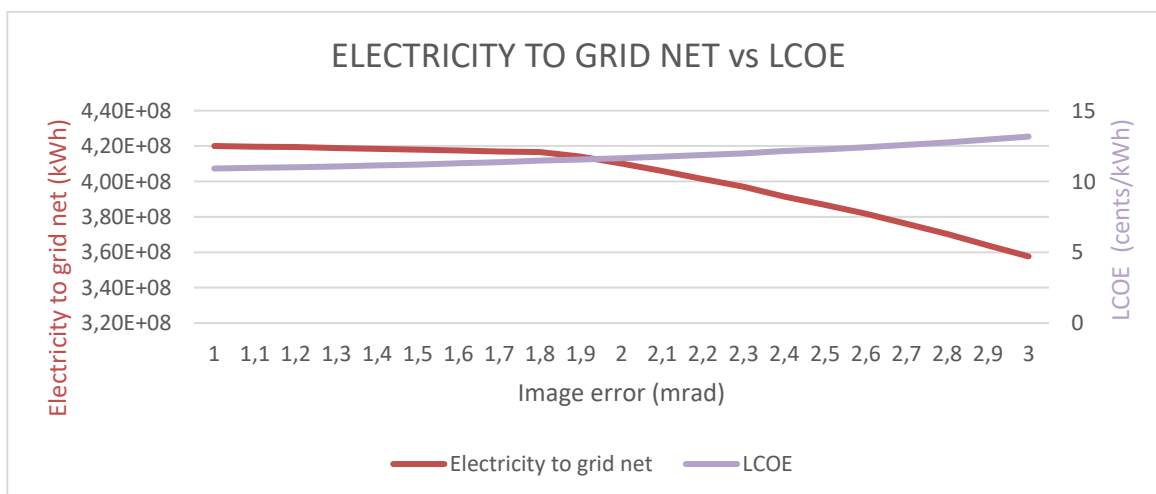
Como se muestra en la gráfica 9, a partir de 1.9 mrad, el número de heliostatos se mantiene constante. Esto es consecuencia de la restricción impuesta durante el proceso de diseño sobre la distancia máxima de los heliostatos a la torre, siendo en este caso de 9.5. Se ve influenciado en gran parte porque a partir de dicho parámetro, el LCOE aumenta de manera más acusada.



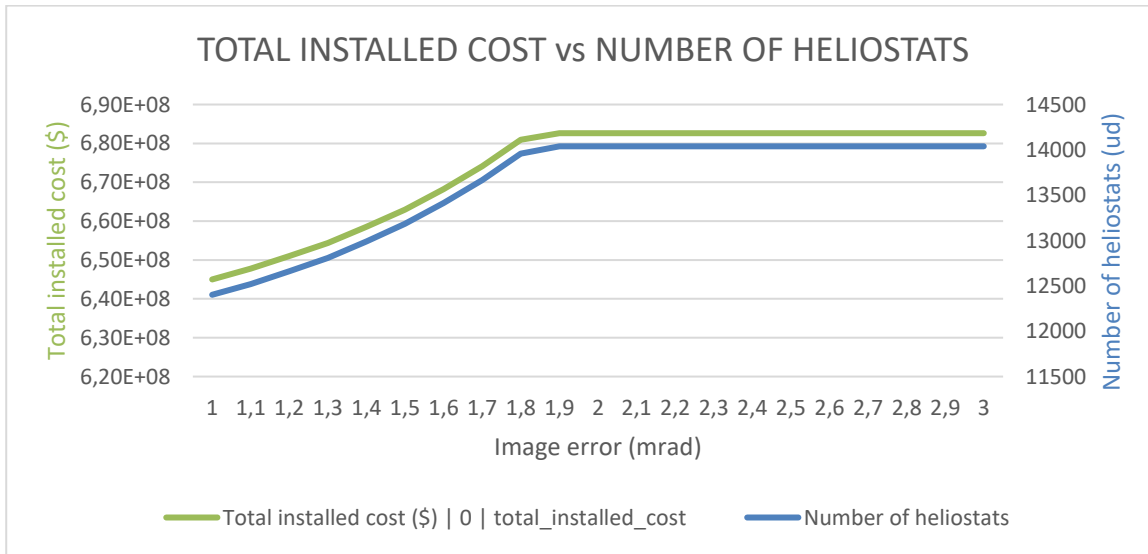
Gráficas 9: Análisis del error óptico en función del área solar, el terreno ocupado por los heliostatos y el número de heliostatos de tamaño grande

Se visualiza concretamente que a partir de 1.8 mrad de error óptico penaliza en el ámbito técnico y económico, por lo que no conviene trabajar en dicha zona.

A destacar que el LCOE aumenta característicamente a medida que la energía neta suministrada a la red disminuye, debido al máximo número de heliostatos a partir de 1.8 mrad de error óptico.



Gráficas 10: Análisis del error óptico en función de la electricidad neta suministrada a la red y el LCOE de heliostatos de tamaño grande

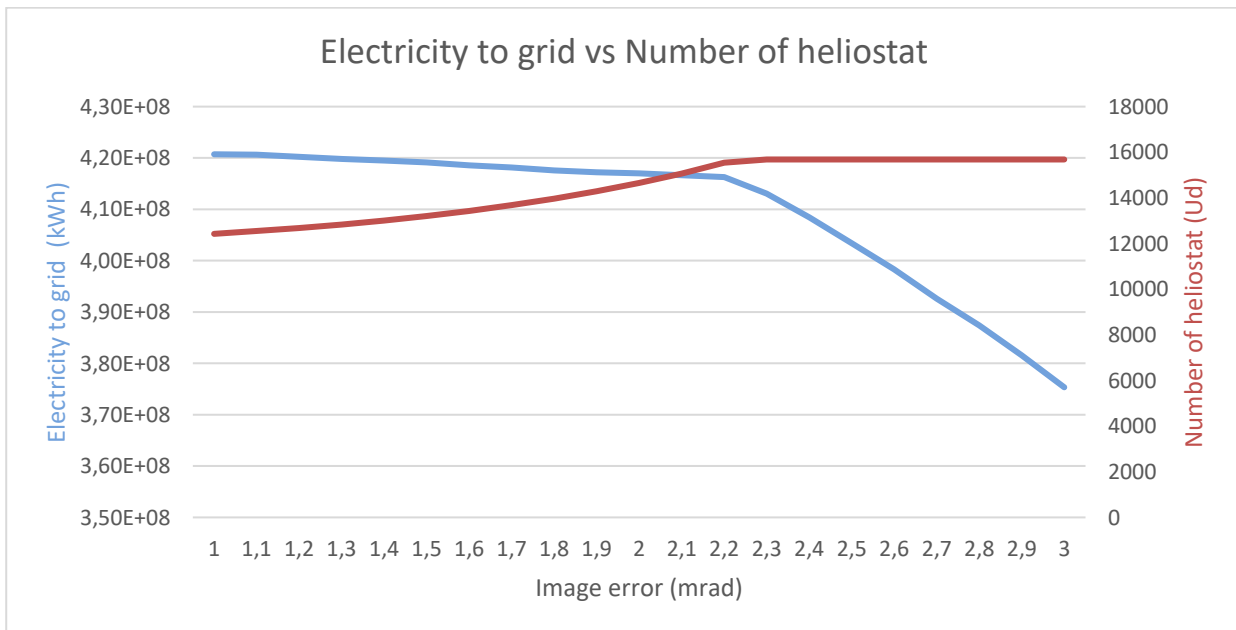


Gráficas 11: Análisis del error óptico en función del coste de la instalación total y el número de heliostatos

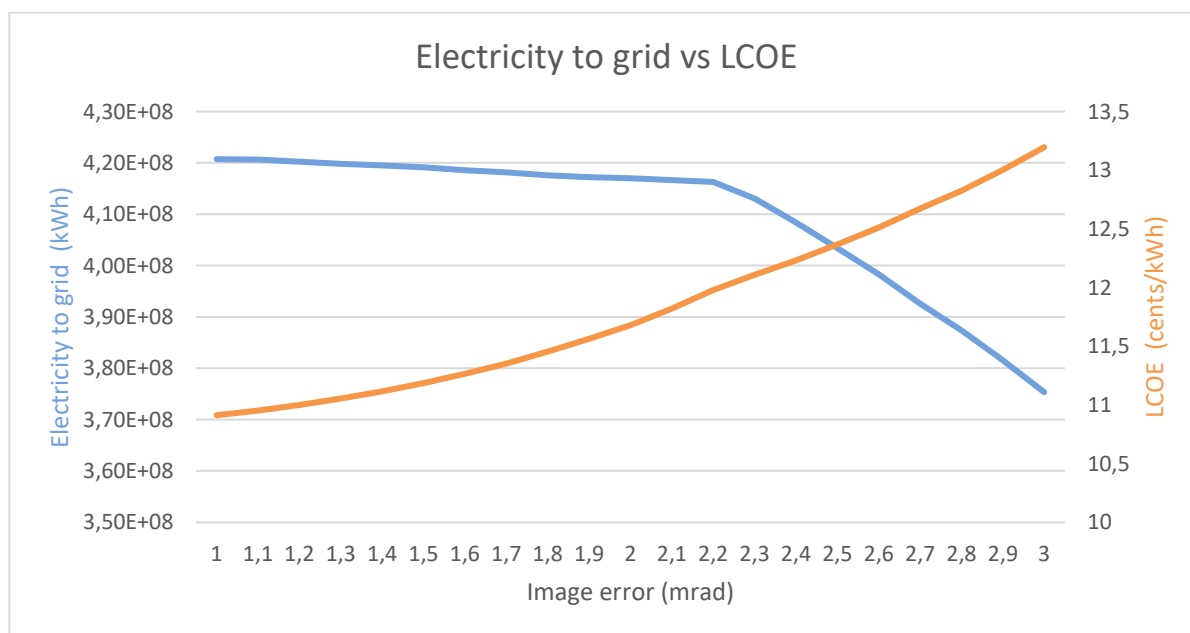
En todo este análisis, el coste de los heliostatos es el mismo para todo tipo de situaciones, no se tiene en cuenta la variación del coste en función del error óptico.

Como se observa en las gráficas 9, 10 y 11, las limitaciones a partir de 1.8 mrad son debidas a las restricciones impuestas sobre la distancia máxima de los heliostatos a la torre. La limitación y disponibilidad del terreno hace que exista un número máximo de heliostatos, y una distancia mínima entre ellos para un correcto funcionamiento.

El parámetro que contempla la máxima distancia de heliostatos a la torre entre la altura de la torre influye en la curva mostrada del número de heliostatos (gráfica 12). Esto es debido a que este parámetro limita el número de heliostatos que podemos implantar en un terreno determinado. Estudiando este caso, se procede a aumentar la relación con la altura de la torre a 10.5, obteniéndose así las siguientes gráficas.



Gráficas 12: Análisis del error óptico en función de la electricidad neta suministrada a la red y el número de heliostatos con una relación con altura de la torre de 10.5



Gráficas 13: Análisis del error óptico en función de la electricidad neta suministrada a la red y LCOE con una relación con altura de la torre de 10.5 con heliostatos de tamaño grande

Aumentando el parámetro que contempla la máxima distancia de heliostatos a la torre entre la altura de la torre a 10.5, se visualiza como el número de heliostatos asciende hasta alcanzar un valor de error de imagen de 2.3 mrad. Esto afecta principalmente a un aumento necesario del terreno disponible, que lleva consigo un mayor número de heliostatos y con lo cual un mayor número de área efectiva de heliostatos.

<u>Máxima distancia campo heliostatos a torre</u>	9.5	10.5
<u>Altura de torre</u>		
Número de heliostatos máximos (ud)	14039	15683
Tierra ocupada por heliostatos (acres)	2570.6	3188.23
Electricidad neta suministrada a la red máxima (error de imagen = 1 mrad) (GWh)	420	421
Electricidad neta suministrada a la red mínima (error de imagen = 3 mrad) (GWh)	358	375
Capital neto mínimo (error de imagen = 1 mrad) (millones de \$)	715	716
Capital neto máximo (error de imagen = 3 mrad) (millones de \$)	752	796

Tabla 6: Coste de heliostatos y error óptico para conseguir un LCOE de 11.10 cents/kWh

### 5.2.2.2 Tamaño de heliostatos mediano

Se realiza el análisis paramétrico de la central termosolar de torre manteniendo ciertos parámetros para el análisis del error óptico.

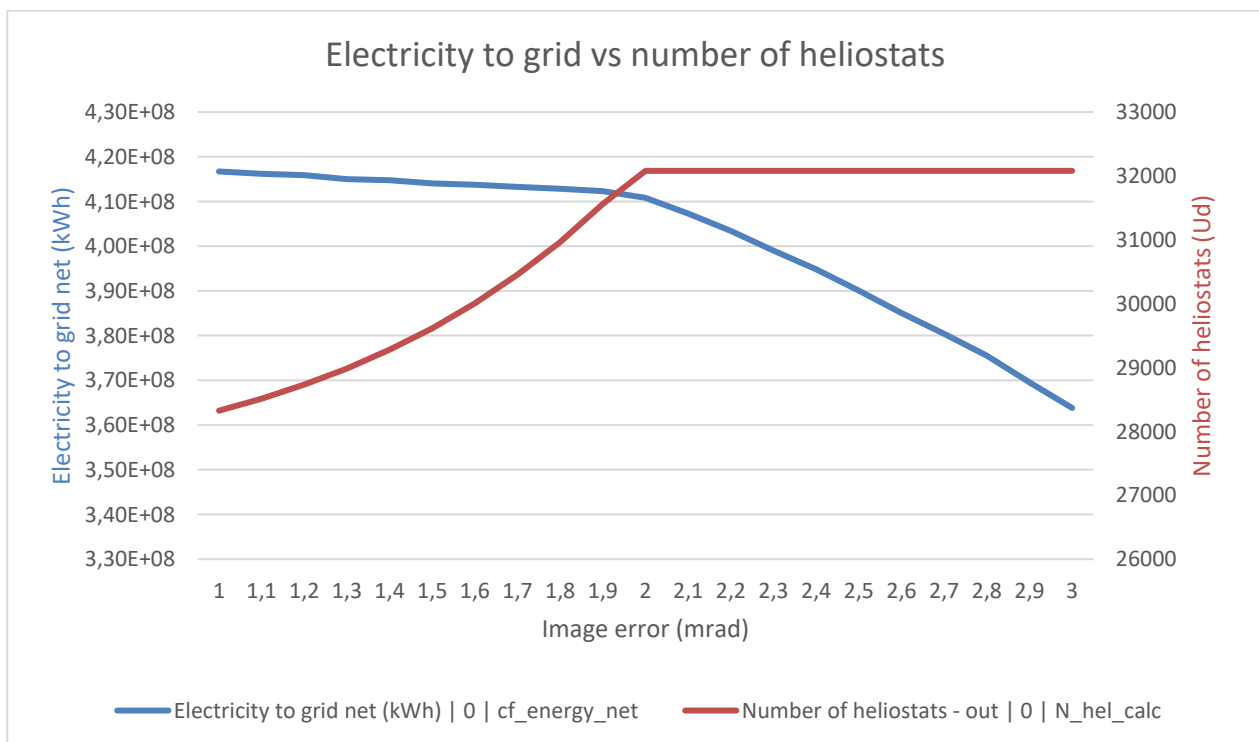
Los parámetros constantes son:

- Altura de la torre: 187.73 metros
- Altura del receptor: 20.08 metros
- Diámetro del receptor: 18.95 metros

El número y la distribución de heliostatos por lo tanto son variables. A medida que aumenta el error óptico, el número de heliostatos aumenta para mantener la producción de energía, y consecuentemente el terreno ocupado por los heliostatos. Aproximadamente, a partir 2 mrad de error óptico se obtiene un decrecimiento de la electricidad neta suministrada a la red debido a que el número de heliostatos se mantiene constante a partir de dicho valor. Esto se debe a las restricciones impuestas sobre la distancia máxima de los heliostatos a la torre que se impone en SAM, siendo en el caso a estudio, una relación de la altura de la torre de 9.5. Se ve influenciado en gran parte porque a partir de dicho parámetro, el LCOE aumenta de manera más acusada.

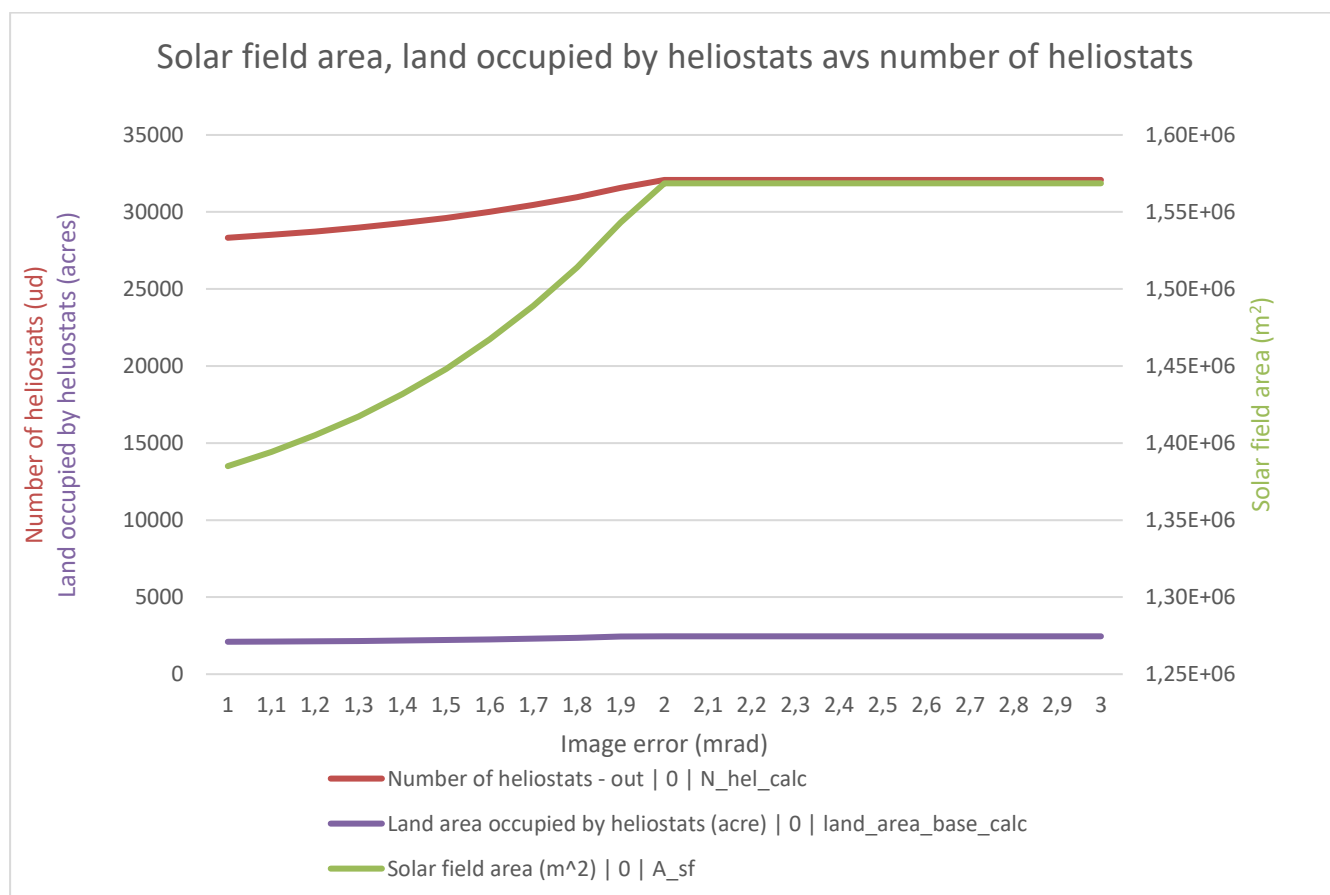
Se visualiza concretamente que a partir de 2 mrad de error óptico penaliza en el ámbito técnico y económico, por lo que no conviene trabajar en dicha zona.

A destacar que el LCOE aumenta característicamente a medida que la energía neta suministrada a la red disminuye debido al máximo número de heliostatos a partir de 2 mrad de error óptico.



Gráficas 14: Análisis del error óptico en función de la electricidad neta suministrada a la red y el LCOE de heliostatos de tamaño mediano

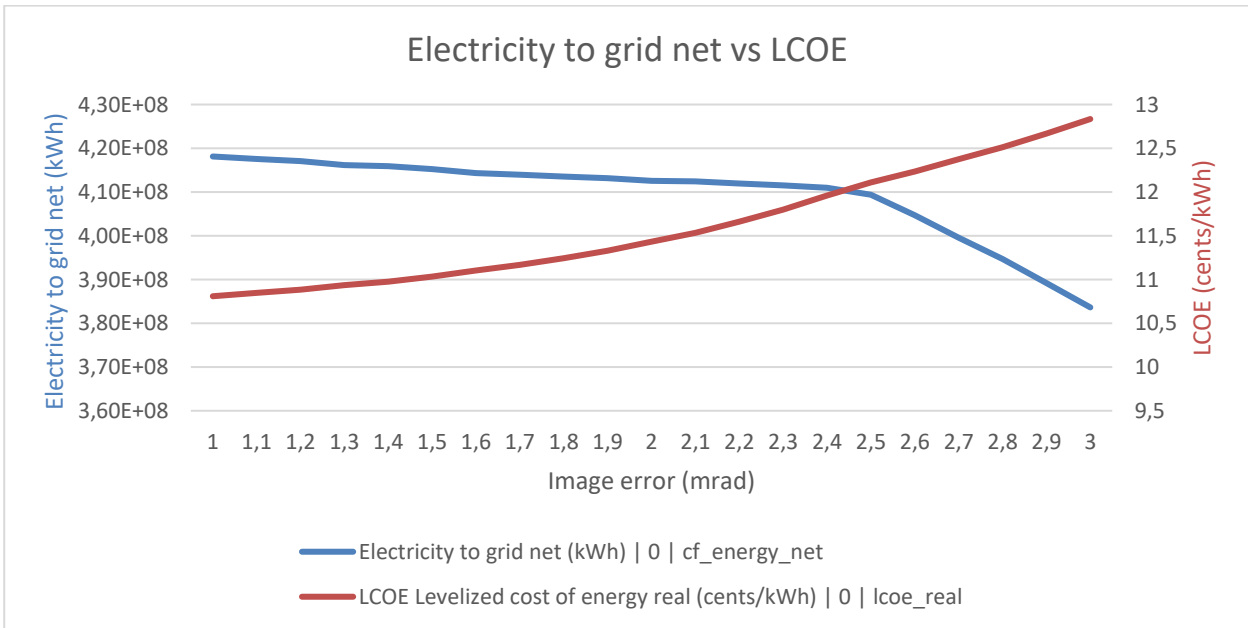
En todo este análisis, el coste de los heliostatos es el mismo para todo tipo de situaciones, no se tiene en cuenta la variación del coste en función del error óptico.



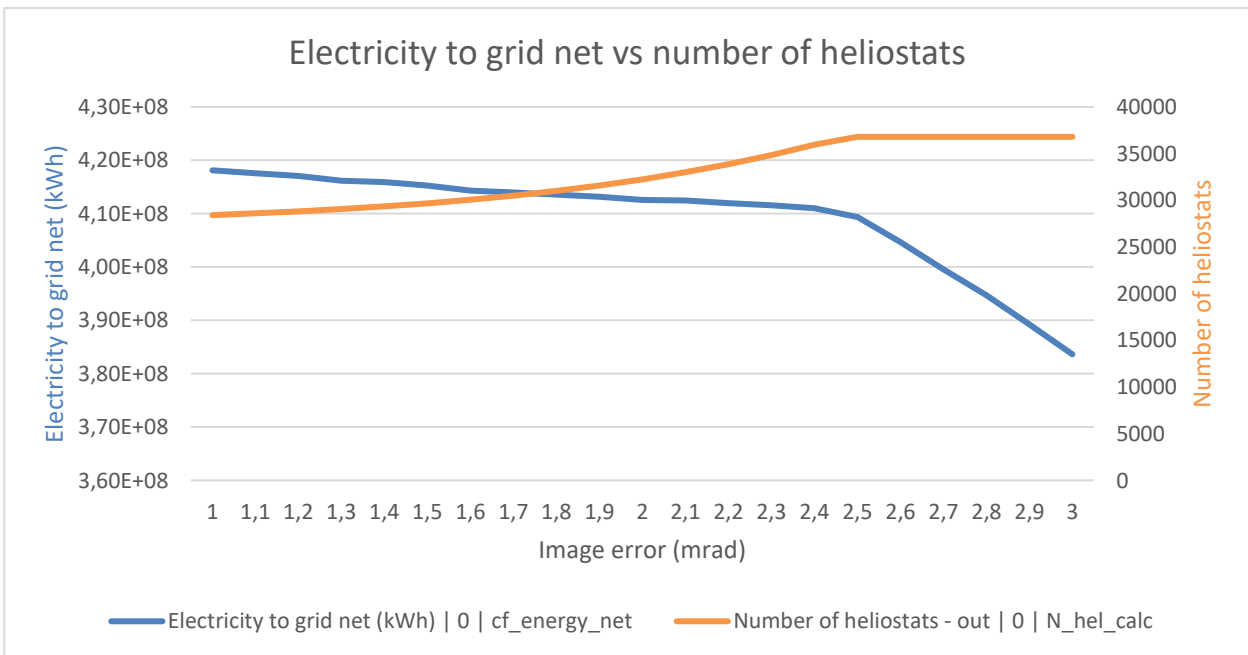
Gráficas 15: *Análisis del error óptico en función del área solar, el terreno ocupado por los heliostatos y el número de heliostatos de tamaño mediano*

Como se muestra en la gráfica 15, a partir de 2 mrad, el número de heliostatos se mantiene constante. Esto es consecuencia de la restricción impuesta durante el proceso de diseño sobre la distancia máxima de los heliostatos a la torre, siendo en este caso de 9.5. Se ve influenciado en gran parte porque a partir de dicho parámetro, el LCOE aumenta de manera más acusada.

El parámetro que contempla la máxima distancia de heliostatos a la torre entre la altura de la torre en la curva mostrada del número de heliostatos. Esto es debido a que este parámetro limita el número de heliostatos que podemos implantar en un terreno determinado. Estudiando este caso, se procede a aumentar la relación con la altura de la torre a 10.5, obteniéndose así las siguientes gráficas.



Gráficas 16: Análisis del error óptico en función de la electricidad neta suministrada a la red y LCOE con una relación con altura de la torre de 10.5 con heliostatos de tamaño mediano



Gráficas 17: Análisis del error óptico en función de la electricidad neta suministrada a la red y el número de heliostatos con una relación con altura de la torre de 10.5 con heliostatos de tamaño mediano

Aumentando el parámetro que contempla la máxima distancia de heliostatos a la torre entre la altura de la torre a 10.5, se visualiza como el número de heliostatos asciende hasta alcanzar un valor de error de imagen de 2.5 mrad. Esto afecta principalmente a un aumento necesario del terreno disponible, que lleva consigo un mayor número de heliostatos y con lo cual un mayor número de área efectiva de heliostatos.



<i>Máxima distancia campo heliostatos a torre</i>	9.5	10.5
<i>Altura de torre</i>		
Número de heliostatos máximos ( <i>ud</i> )	32079	36801
Tierra ocupada por heliostatos ( <i>acres</i> )	2455.93	3061.88
Electricidad neta suministrada a la red máxima (error de imagen = 1 mrad) ( <i>GWh</i> )	417	418
Electricidad neta suministrada a la red mínima (error de imagen = 3 mrad) ( <i>GWh</i> )	364	384
Capital neto mínimo (error de imagen = 1 mrad) ( <i>millones de \$</i> )	702	704
Capital neto máximo (error de imagen = 3 mrad) ( <i>millones de \$</i> )	739	791

Tabla 7: Coste de heliostatos y error óptico para conseguir un LCOE de 10.83 cents/kWh

### 5.2.2.3 Tamaño de heliostatos pequeño

Se realiza el análisis paramétrico de la central termosolar de torre manteniendo ciertos parámetros para el análisis del error óptico.

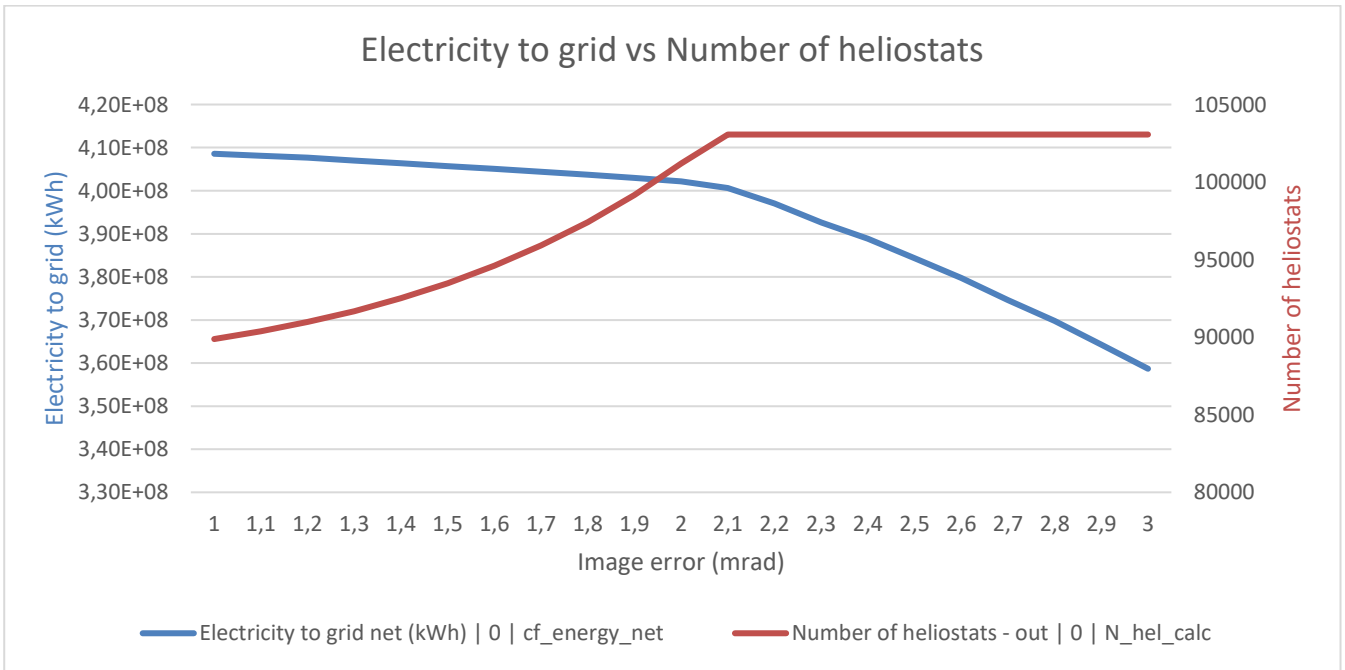
Los parámetros constantes son:

- Altura de la torre: 186.89 *metros*
- Altura del receptor: 19.38 *metros*
- Diámetro del receptor: 16.72 *metros*

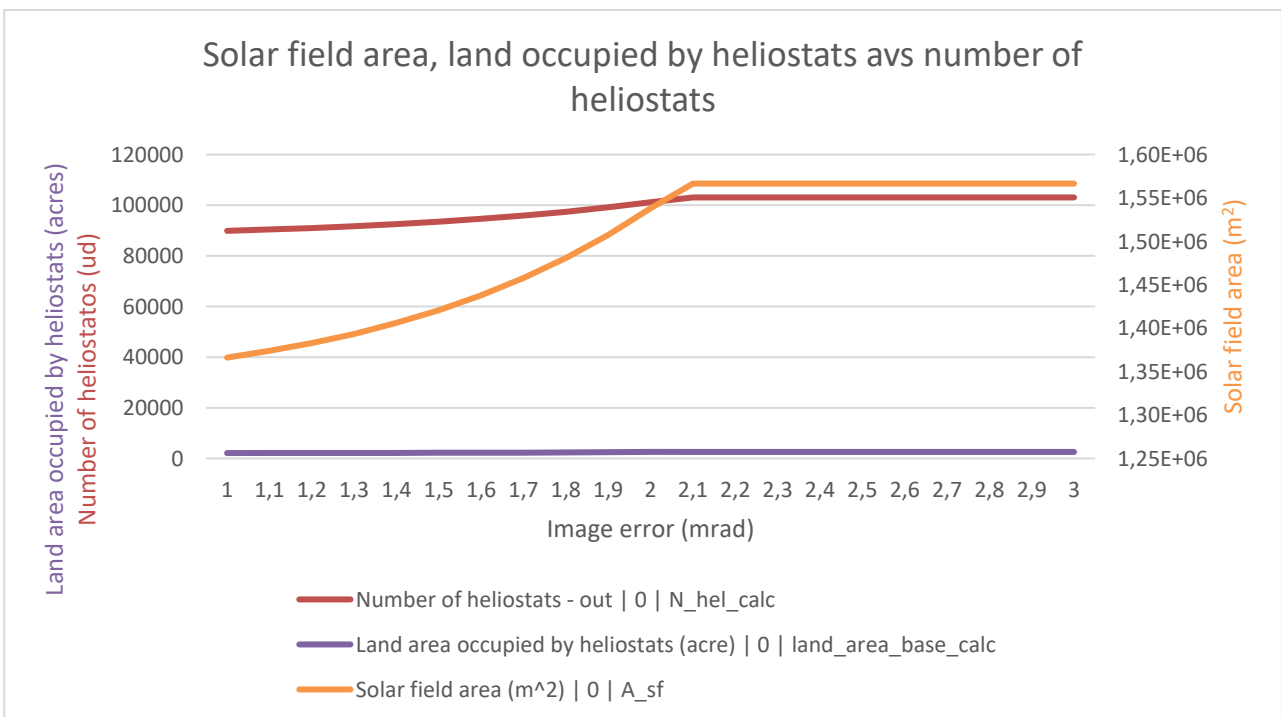
El número y la distribución de heliostatos por lo tanto son variables. A medida que aumenta el error óptico, el número de heliostatos aumenta para mantener la producción de energía, y consecuentemente el terreno ocupado por los heliostatos. Aproximadamente, a partir 2.1 mrad de error óptico se obtiene un decrecimiento de la electricidad neta suministrada a la red debido a que el número de heliostatos se mantiene constante a partir de dicho valor. Esto se debe a las restricciones impuestas sobre la distancia máxima de los heliostatos a la torre que se impone en SAM, siendo en el caso a estudio, una relación de la altura de la torre de 9.5. Se ve influenciado en gran parte porque a partir de dicho parámetro, el LCOE aumenta de manera más acusada.

Se visualiza concretamente que a partir de 2.1 mrad de error óptico penaliza en el ámbito técnico y económico, por lo que no conviene trabajar en dicha zona.

A destacar que el LCOE aumenta característicamente a medida que la energía neta suministrada a la red disminuye debido al máximo número de heliostatos a partir de 2.1 mrad de error óptico.



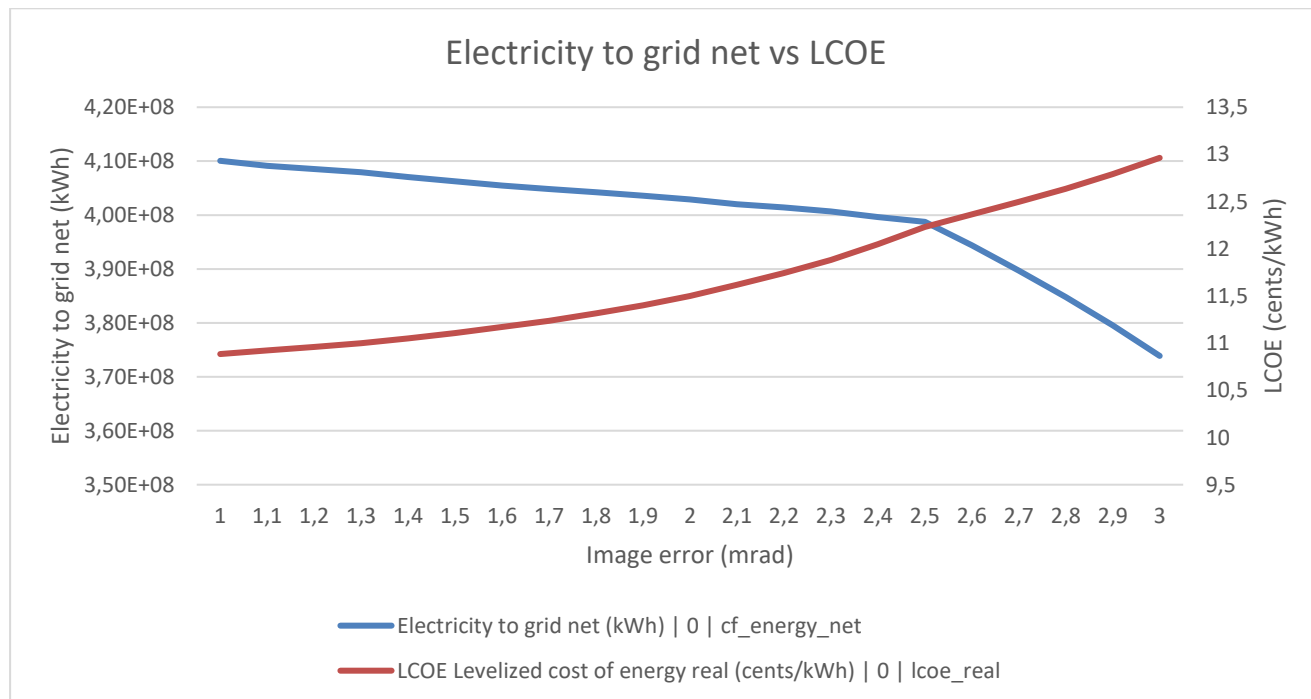
Gráficas 18: Análisis del error óptico en función de la electricidad neta suministrada a la red y el LCOE de heliostatos de tamaño pequeño



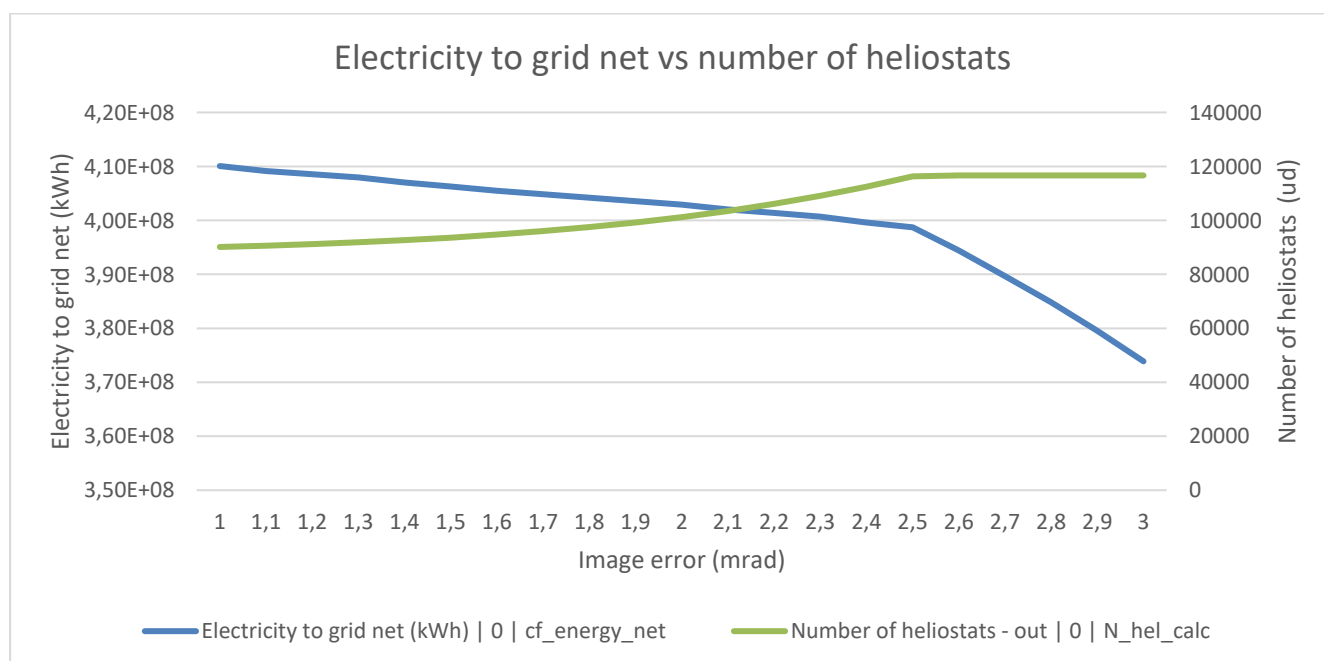
Gráficas 19: Análisis del error óptico en función del área solar, el terreno ocupado por los heliostatos y el número de heliostatos de tamaño pequeño

Como se muestra en la gráfica 19, a partir de 2.1 mrad, el número de heliostatos se mantiene constante. Esto es consecuencia de la restricción impuesta durante el proceso de diseño sobre la distancia máxima de los heliostatos a la torre, siendo en este caso de 9.5. Se ve influenciado en gran parte porque a partir de dicho parámetro, el LCOE aumenta de manera más acusada.

El parámetro que contempla la máxima distancia de heliostatos a la torre entre la altura de la torre en la curva mostrada del número de heliostatos. Esto es debido a que este parámetro limita el número de heliostatos que podemos implantar en un terreno determinado. Estudiando este caso, se procede a aumentar la relación con la altura de la torre a 10.5, obteniéndose así las siguientes gráficas.



Gráficas 20: Análisis del error óptico en función de la electricidad neta suministrada a la red y LCOE con una relación con altura de la torre de 10.5 con heliostatos de tamaño mediano



Gráficas 21: Análisis del error óptico en función de la electricidad neta suministrada a la red y el número de heliostatos con una relación con altura de la torre de 10.5 con heliostatos de tamaño pequeño

Aumentando el parámetro que contempla la máxima distancia de heliostatos a la torre entre la altura de la torre a 10.5, se visualiza como el número de heliostatos asciende hasta alcanzar un valor de error de imagen de 2.5 mrad. Esto afecta principalmente a un aumento necesario del terreno disponible, que lleva consigo un mayor número de heliostatos y con lo cual un mayor número de área efectiva de heliostatos.

<i>Máxima distancia campo heliostatos a torre</i> <i>Altura de torre</i>	9.5	10.5
Número de heliostatos máximos ( <i>ud</i> )	103065	116649
Tierra ocupada por heliostatos ( <i>acres</i> )	2592.27	3181.84
Electricidad neta suministrada a la red máxima (error de imagen = 1 mrad) ( <i>GWh</i> )	409	410
Electricidad neta suministrada a la red mínima (error de imagen = 3 mrad) ( <i>GWh</i> )	359	374
Capital neto mínimo (error de imagen = 1 mrad) ( <i>millones de \$</i> )	698	699
Capital neto máximo (error de imagen = 3 mrad) ( <i>millones de \$</i> )	739	786

Tabla 8: Coste de heliostatos y error óptico para conseguir un LCOE de 10.90 cents/kWh

#### 5.2.2.4 Resumen y comparativa del efecto del error óptico con el tamaño de la torre y dimensiones del receptor constantes para cada tamaño de heliostatos

El área de captación es mayor cuanto mayor es el tamaño de los heliostatos. Los heliostatos grandes tienden a usar el terreno disponible de manera más eficiente. Aunque hay menos unidades de heliostatos en la configuración de tamaño grande, cada uno cubre un área más grande, lo que aumenta la superficie total de captación sin necesidad de un incremento proporcional en el número de heliostatos. Los heliostatos más grandes pueden diseñarse y ubicarse de manera que minimicen las pérdidas por sombras y bloqueo entre ellos. Esto optimiza la cantidad de luz solar capturada y reflejada hacia la torre receptora, aumentando así la superficie efectiva de captación.

Las plantas con heliostatos grandes generan más electricidad cuando el error óptico es bajo (1 mrad), pero a medida que el error óptico aumenta (3 mrad), los heliostatos medianos se vuelven más eficientes en términos de electricidad neta suministrada.

Aunque los heliostatos medianos son más numerosos que los grandes, su área total de captación es menor. Debido a una combinación de factores relacionados con el diseño y la disposición de los heliostatos, así como con la eficiencia en la utilización del espacio disponible. Además, utilizan el menor terreno ocupado de los casos estudiados.

<i>Máxima distancia campo heliostatos a torre</i> <i>Altura de torre</i> <i>= 10.5</i>	Tamaño grande	Tamaño mediano	Tamaño pequeño
Número de heliostatos máximos ( <i>ud</i> )	15683	36801	116649
Tierra ocupada por heliostatos ( <i>acres</i> )	3188.23	3061.88	3181.84
Área de captación ( <i>m<sup>2</sup></i> )	1819384.83	1799568.9	1773064.8
Electricidad neta suministrada a la red máxima (error de imagen = 1 mrad) ( <i>GWh</i> )	421	418	410
Electricidad neta suministrada a la red mínima (error de imagen = 3 mrad) ( <i>GWh</i> )	375	384	374
Capital neto mínimo (error de imagen = 1 mrad) ( <i>millones de \$</i> )	716	704	699
Capital neto máximo (error de imagen = 3 mrad) ( <i>millones de \$</i> )	796	791	786

Tabla 9: Resumen de los diferentes tamaños de heliostatos con las dimensiones de la torre y el receptor constantes

### 5.2.3 Relación entre calidad óptica y coste de los heliostatos

Tecnológicamente, un error óptico menor siempre va a ofrecer una mejor concentración de radiación reflejada. Sin embargo, fabricar heliostatos con los menores errores ópticos posibles hacen que el coste de los heliostatos y por consecuencia el coste total se incremente. Por ello, es imprescindible en cualquier proyecto, analizar tanto el ámbito tecnológico como económico. En general, relajar las especificaciones de los heliostatos repercute en una reducción de costes a costa de un empeoramiento de sus prestaciones ópticas.

En el análisis que se ha presentado en los anteriores apartados no se tenía en cuenta la dependencia del coste de los heliostatos con su error óptico. Por ello se realiza a continuación un análisis de sensibilidad, para cada valor del error óptico, asumir un rango de costes específicos de heliostatos. Se considerará, para cada tipo de heliostato (grande, mediano y pequeño) un rango de costes específicos entre 100 y 150 \$/m<sup>2</sup> de superficie reflectante.

#### 5.2.3.1 Tamaño de heliostatos grande

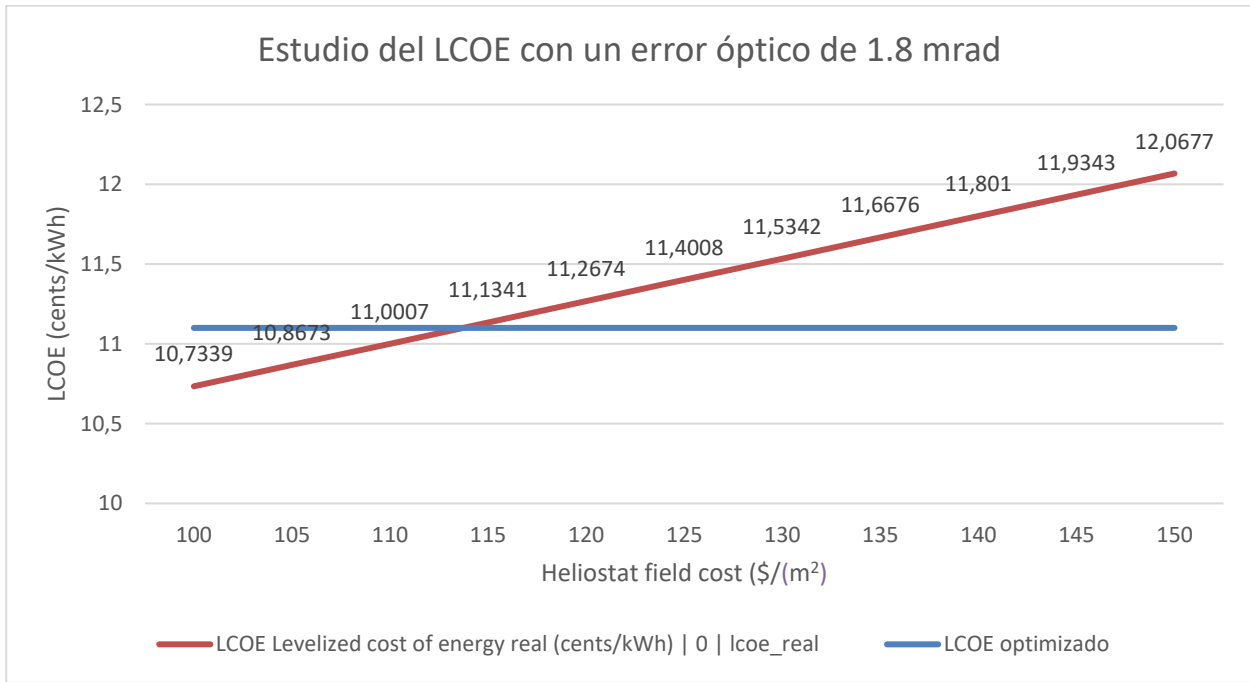
Para analizar el coste de los heliostatos en función del error óptico, tenemos como referencia el LCOE mínimo para el múltiplo solar optimizado con un coste de 127 \$/m<sup>2</sup> de superficie reflectante. Se obtuvo en el apartado 4.1.1 y su valor fue de 11.10 cents/kWh.

Se procede a la simulación en la cual se optimiza el campo de heliostatos, utilizando las dimensiones de la torre de los apartados anteriores, para cada combinación de error óptico y coste.

Para mantener el LCOE de referencia, se analiza el coste por metro cuadrado de heliostatos con intervalos de 5\$/m<sup>2</sup>. Para cada coste, se obtiene un error óptico máximo para el que se iguala el LCOE de la nueva situación con el de referencia.

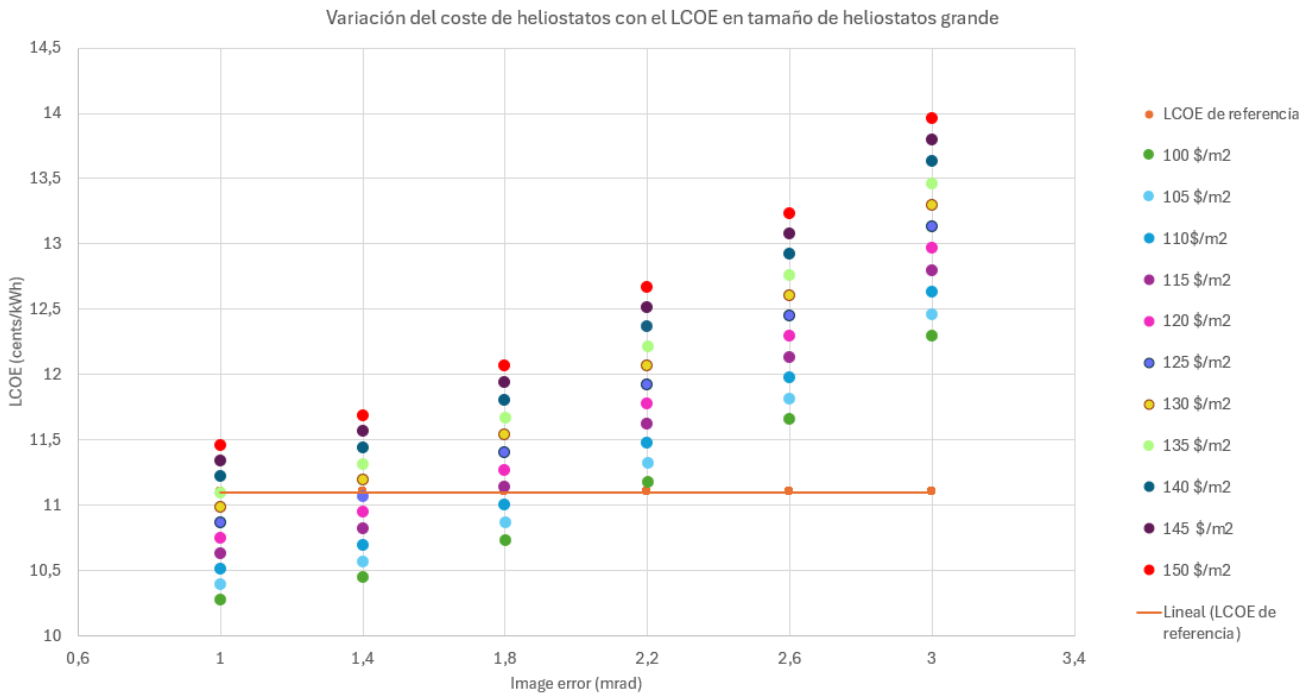
Escogemos el valor de error óptico de 1.8 mrad para entender mejor la evolución del LCOE con el coste de los heliostatos. Como se muestra en la gráfica 22, el LCOE evoluciona de forma lineal y constante con los diferentes precios de campo de heliostatos por metro cuadrado. Esto supone que, a mayor valor de precio por área de heliostatos, el LCOE aumenta a error óptico constante. Es evidente ya que, si sube el precio por cada metro cuadrado de heliostato, el LCOE subirá consecuentemente.

Con el resto de errores ópticos la evolución será similar para dichos valores.



Gráficas 22: Estudio del LCOE de un error óptico de 1.8 mrad para tamaño de heliostatos grande

En la gráfica 23 se observa con qué costo y error óptico, el LCOE estimado es igual al de referencia.



Gráficas 23: Error óptico y coste del metro cuadrado de heliostato en función del LCOE para tamaño de heliostatos grande

Se obtiene un LCOE igual a 11.10 cents/kWh con las siguientes combinaciones:

Coste de heliostatos ( $\$/m^2$ )	Error óptico (mrad)
100	2.13
105	2.01
110	1.88
115	1.76
120	1.59
125	1.44
130	1.23

Tabla 10: Coste de heliostatos y error óptico para conseguir un LCOE de 11.10 cents/kWh para tamaño de heliostatos grande

A partir de 135\$/m<sup>2</sup> de heliostato, el error óptico debería ser inferior a 1 para poder alcanzar un LCOE de 11.10 cents/kWh.

Una vez hayado los valores de error óptico para cada coste de heliostatos para el cual el LCOE obtenido es igual al LCOE de referencia, se estudia el campo de heliostatos optimizado para cada caso y su coste.

El coste total de los heliostatos necesarios en cada configuración aumenta a medida que aumenta el coste por metro cuadrado y a la vez disminuye el error óptico, a pesar de la reducción en unidades de heliostatos.

Coste de heliostatos ( $\$/m^2$ )	Error óptico (mrad)	Número de heliostatos	Coste exclusivamente de heliostatos (millones de \$)
100	2.13	15271	177
105	2.00	14768	180
110	1.88	14297	182
115	1.76	13863	185
120	1.59	13472	188
125	1.44	13104	190
130	1.23	12765	192

Tabla 11: Propiedades en función del coste de heliostatos por metro cuadrado para tamaño de heliostatos grandes

El coste total de los heliostatos tiende a aumentar a medida que disminuye el error óptico, debido a la dificultad que desempeña fabricar y construir un heliostato de mejores características ópticas.

En este caso, el coste exclusivamente de heliostatos mínimo se obtiene cuando el error óptico es de 2.13 mrad

con un coste de heliostatos de 100 \$/m<sup>2</sup>.

Una mejora adicional sería conseguir un error óptico menor en cada una de las combinaciones mostradas en la tabla 11. De esta manera, el LCOE obtenido en cada una de las combinaciones sería menor al LCOE de referencia, por lo que encontraríamos una alternativa más rentable. La dificultad vendría en encontrar heliostatos con menores errores ópticos a dicho coste por metro cuadrado.

**5.2.3.2 Tamaño de heliostatos mediano**

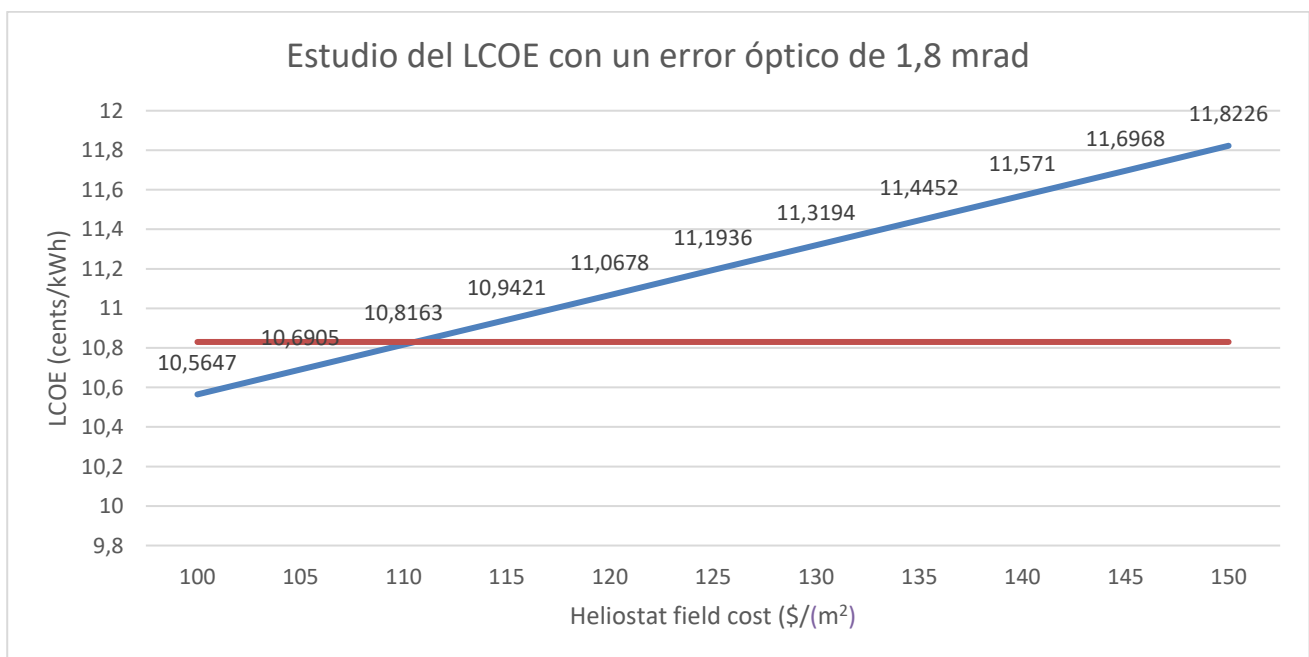
Para analizar el coste de los heliostatos en función del error óptico, tenemos como referencia el LCOE mínimo para el múltiplo solar optimizado con un coste de 127 \$/m<sup>2</sup> de superficie reflectante. Se obtuvo en el apartado 4.1.2 y su valor fue de 10.83 cents/kWh.

Se procede a la simulación en la cual se optimiza el campo de heliostatos, utilizando las dimensiones de la torre de los apartados anteriores, para cada combinación de error óptico y coste.

Para mantener el LCOE de referencia, se analiza el coste por metro cuadrado de heliostatos con intervalos de 5\$/m<sup>2</sup>. Para cada coste, se obtiene un error óptico máximo para el que se iguala el LCOE de la nueva situación con el de referencia.

Escogemos el valor de error óptico de 1.8 mrad para entender mejor la evolución del LCOE con el coste de los heliostatos. Como se muestra en la gráfica 24, el LCOE evoluciona de forma lineal y constante con los diferentes precios de campo de heliostatos por metro cuadrado. Esto supone que, a mayor valor de precio por área de heliostatos, el LCOE aumenta a error óptico constante. Es evidente ya que, si sube el precio por cada metro cuadrado de heliostato, el LCOE subirá consecuentemente.

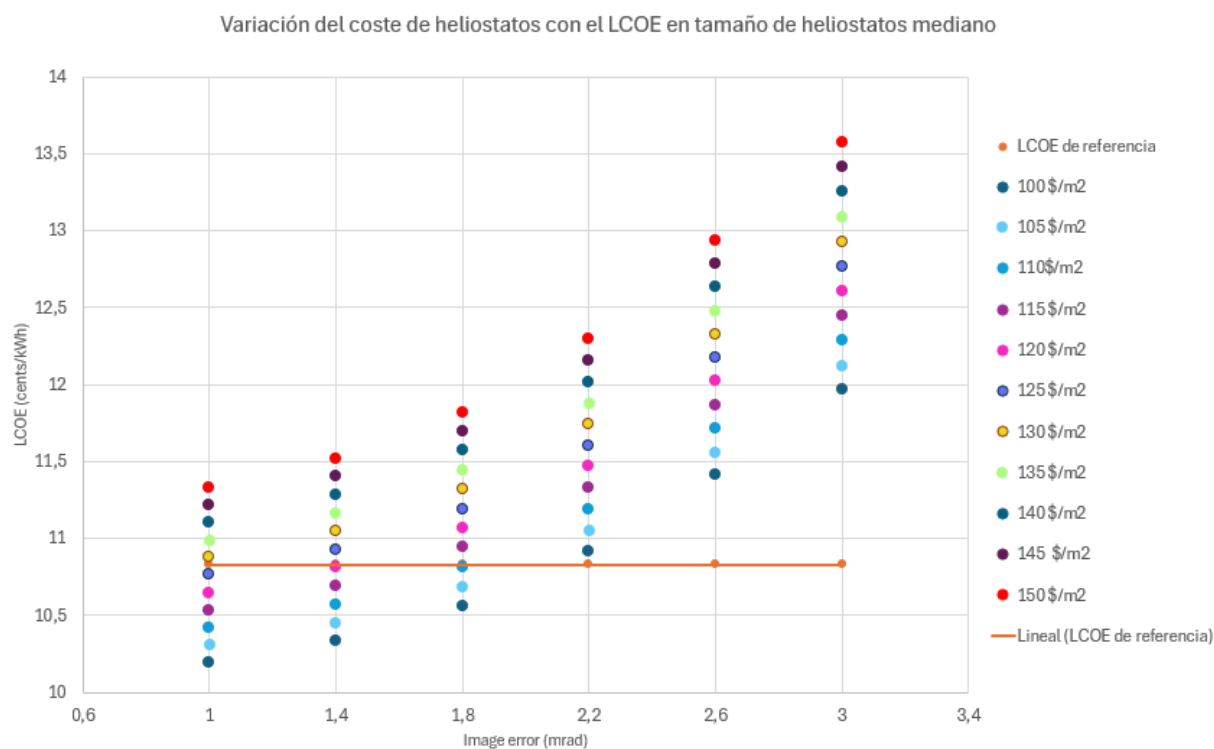
Con el resto de errores ópticos la evolución será similar para dichos valores.



Gráficas 24: Estudio del LCOE de un error óptico de 1.8 mrad para tamaño de heliostatos mediano

En la gráfica 25 se observa con qué costo y error óptico, el LCOE estimado es igual al de referencia.





Gráficas 25: Error óptico y coste del metro cuadrado de heliostato en función del LCOE para tamaño de heliostatos mediano

Se obtiene un LCOE igual a 10.83 cents/kWh con las siguientes combinaciones:

Coste de heliostatos (\$/m <sup>2</sup> )	Error óptico (mrad)
100	2.10
105	1.95
110	1.81
115	1.62
120	1.43
125	1.16

Tabla 12: Coste de heliostatos y error óptico para conseguir un LCOE de 10.83 cents/kWh para tamaño de heliostatos mediano

A partir de 130 \$/m<sup>2</sup> de heliostato, el error óptico debería ser inferior a 1 para poder alcanzar un LCOE de 10.83 cents/kWh.

Una vez hayado los valores de error óptico para cada coste de heliostatos para el cual el LCOE obtenido es igual al LCOE de referencia, se estudia el campo de heliostatos optimizado para cada caso y su coste.

El coste total de los heliostatos necesarios en cada configuración aumenta a medida que aumenta el coste por metro cuadrado y a la vez disminuye el error óptico, a pesar de la reducción en unidades de heliostatos.

Coste de heliostatos (\$/m <sup>2</sup> )	Error óptico (mrad)	Número de heliostatos	Coste exclusivamente de heliostatos (millones de \$)
100	2.10	33160	162
105	1.95	32101	165
110	1.81	31110	167
115	1.62	30263	170
120	1.43	29474	173
125	1.16	28787	176

Tabla 13: Propiedades en función del coste de heliostatos por metro cuadrado para tamaño de heliostatos mediano

El coste total de los heliostatos tiende a aumentar a medida que disminuye el error óptico, debido a la dificultad que desempeña fabricar y construir un heliostato de mejores características ópticas.

En este caso, el coste exclusivamente de heliostatos mínimo se obtiene cuando el error óptico es de 2.10 mrad con un coste de heliostatos de 100 \$/m<sup>2</sup>.

Una mejora adicional sería conseguir un error óptico menor en cada una de las combinaciones mostradas en la tabla 13. De esta manera, el LCOE obtenido en cada una de las combinaciones sería menor al LCOE de referencia, por lo que encontraríamos una alternativa más rentable. La dificultad vendría en encontrar heliostatos con menores errores ópticos a dicho coste por metro cuadrado.

### 5.2.3.3 Tamaño de heliostatos pequeño

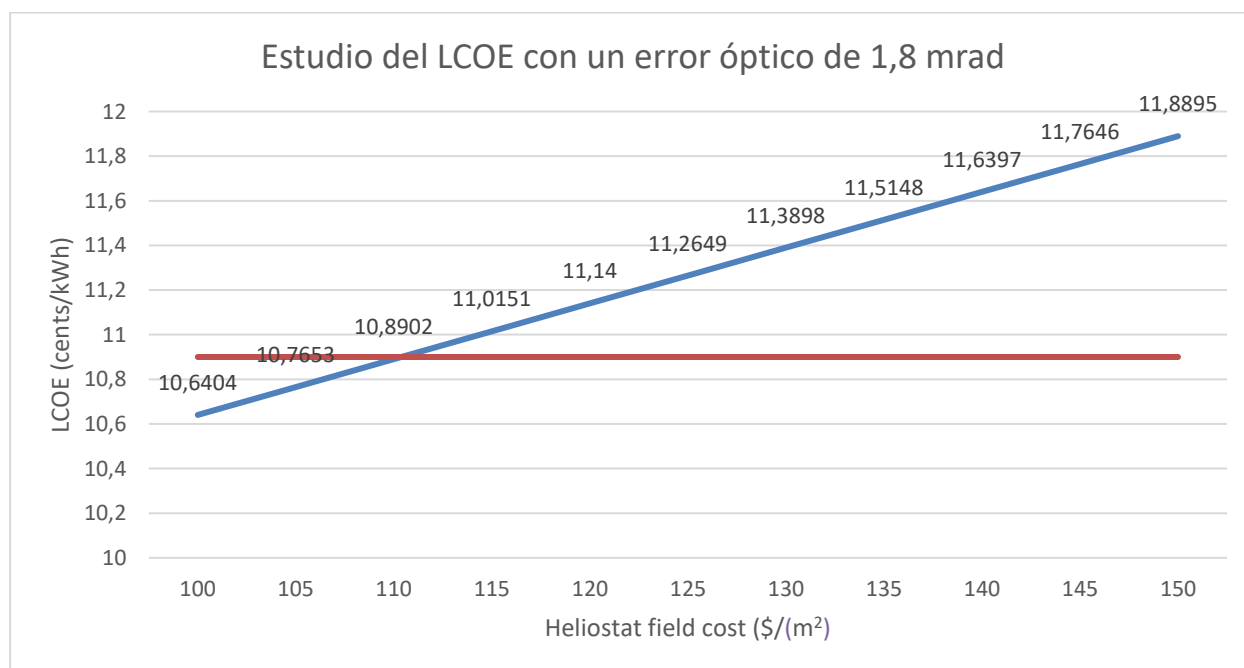
Para analizar el coste de los heliostatos en función del error óptico, tenemos como referencia el LCOE mínimo para el múltiplo solar optimizado con un coste de 127 \$/m<sup>2</sup> de superficie reflectante. Se obtuvo en el apartado 4.1.3 y su valor fue de 10.90 cents/kWh.

Se procede a la simulación en la cual se optimiza el campo de heliostatos, utilizando las dimensiones de la torre de los apartados anteriores, para cada combinación de error óptico y coste.

Para mantener el LCOE de referencia, se analiza el coste por metro cuadrado de heliostatos con intervalos de 5\$/m<sup>2</sup>. Para cada coste, se obtiene un error óptico máximo para el que se iguala el LCOE de la nueva situación con el de referencia.

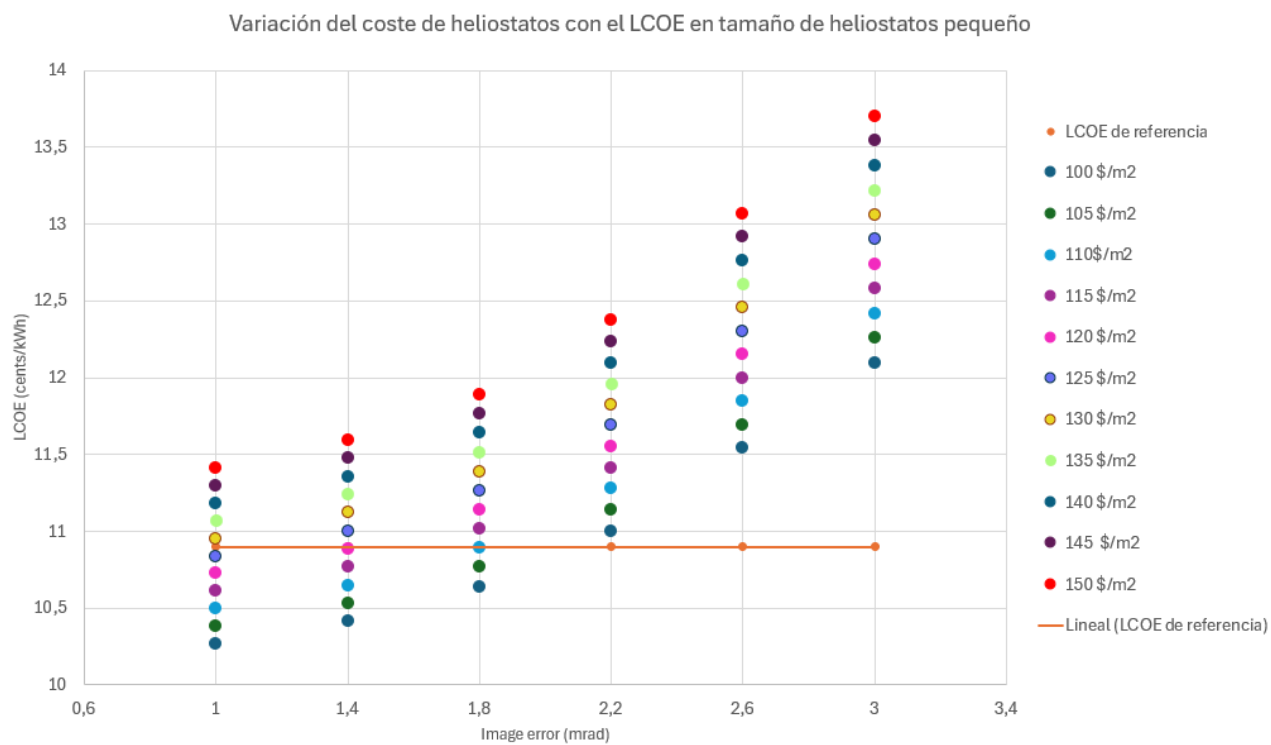
Escogemos el valor de error óptico de 1.8 mrad para entender mejor la evolución del LCOE con el coste de los heliostatos. Como se muestra en la gráfica 26, el LCOE evoluciona de forma lineal y constante con los diferentes precios de campo de heliostatos por metro cuadrado. Esto supone que, a mayor valor de precio por área de heliostatos, el LCOE aumenta a error óptico constante. Es evidente ya que, si sube el precio por cada metro cuadrado de heliostato, el LCOE subirá consecuentemente.

Con el resto de errores ópticos la evolución será similar para dichos valores.



Gráficas 26: Estudio del LCOE de un error óptico de 1.8 mrad para tamaño de heliostatos pequeños

En la gráfica 27 se observa con qué costo y error óptico, el LCOE estimado es igual al de referencia.



Gráficas 27: Error óptico y coste del metro cuadrado de heliostato en función del LCOE para tamaño de heliostatos pequeño

Se obtiene un LCOE igual a 10.90 cents/kWh con las siguientes combinaciones:

Coste de heliostatos (\$/m <sup>2</sup> )	Error óptico (mrad)
100	2.09
105	1.94
110	1.81
115	1.61
120	1.42
125	1.15

Tabla 14: Coste de heliostatos y error óptico para conseguir un LCOE de 10.90 cents/kWh para tamaño de heliostatos pequeño

A partir de 130 \$/m<sup>2</sup> de heliostato, el error óptico debería ser inferior a 1 para poder alcanzar un LCOE de 10.90 cents/kWh.

Una vez hayado los valores de error óptico para cada coste de heliostatos para el cual el LCOE obtenido es igual al LCOE de referencia, se estudia el campo de heliostatos optimizado para cada caso y su coste.

El coste total de los heliostatos necesarios en cada configuración aumenta a medida que aumenta el coste por metro cuadrado y a la vez disminuye el error óptico, a pesar de la reducción en unidades de heliostatos.

Coste de heliostatos (\$/m <sup>2</sup> )	Error óptico (mrad)	Número de heliostatos	Coste exclusivamente de heliostatos (millones de \$)
100	2.09	103656	158
105	1.94	100596	161
110	1.81	97723	163
115	1.61	95241	166
120	1.42	92914	169
125	1.15	91069	173

Tabla 15: Propiedades en función del coste de heliostatos por metro cuadrado para tamaño de heliostatos pequeños

El coste total de los heliostatos tiende a aumentar a medida que disminuye el error óptico, debido a la dificultad que desempeña fabricar y construir un heliostato de mejores características ópticas.

En este caso, el coste exclusivamente de heliostatos mínimo se obtiene cuando el error óptico es de 2.09 mrad con un coste de heliostatos de 100 \$/m<sup>2</sup>.

Una mejora adicional sería conseguir un error óptico menor en cada una de las combinaciones mostradas en la tabla 15. De esta manera, el LCOE obtenido en cada una de las combinaciones sería menor al LCOE de referencia, por lo que encontraríamos una alternativa más rentable. La dificultad vendría en encontrar heliostatos con menores errores ópticos a dicho coste por metro cuadrado.

### 5.2.3.4 Resumen y comparativa de la relación entre el coste de los heliostatos y calidad óptica en los diferentes tamaños de heliostatos

En todas las situaciones, el coste mínimo exclusivamente de heliostatos se obtiene con 100 \$/m<sup>2</sup>. Esto se consigue con el error óptico mayor de todas las combinaciones para el cual el LCOE de referencia es igual al LCOE simulado en esta situación.

Se observa que el menor coste total de heliostatos se obtiene con el tamaño de heliostatos pequeños, a pesar de contar con el mayor número de unidades. Además, el error óptico propuesto en este caso es el menor de los casos.

	Tamaño grande	Tamaño mediano	Tamaño pequeño
<b>Coste de heliostatos (\$/m<sup>2</sup>)</b>	100	100	100
<b>Error óptico (mrad)</b>	2.13	2.10	2.09
<b>Número de heliostatos (ud)</b>	15271	33160	103656
<b>LCOE (cents/kWh)</b>	11.10	10.83	10.90
<b>Coste exclusivamente de heliostatos (millones de \$)</b>	177	162	158

Tabla 16: Resumen de los diferentes tamaños de heliostatos con el coste de heliostatos y calidad óptica

### 5.2.4 Análisis de las dimensiones de la torre y el receptor con el error óptico y coste por metro cuadrado optimizado

Manteniendo las especificaciones de la planta inicial, se procede a estudiar cómo se modifican las dimensiones de la torre, el receptor y el campo de heliostatos. Para ello se han tomado los valores con mayor beneficio tecnológico en cada caso, siendo dichos parámetros el coste de cada m<sup>2</sup> de heliostato y su error óptico máximo para el mínimo LCOE.

#### 5.2.4.1 Tamaño de heliostatos grande

Conociendo el coste óptimo de los heliostatos con un valor de 100 \$/m<sup>2</sup> y un error óptico de 2.13 mrad, se procede finalmente al dimensionamiento de la torre y el receptor.

Los datos optimizados serían los siguientes:

Parámetros a estudio	Con optimización	Sin optimización
<b>Altura de la torre (m)</b>	168.60	192.01
<b>Diámetro del receptor (m)</b>	20.26	18.30
<b>Altura del receptor (m)</b>	21.05	23.70
<b>Número de heliostatos (ud)</b>	11702	12425
<b>Área de captación (m<sup>2</sup>)</b>	1357549.02	1441424.25
<b>LCOE obtenido (cents/kWh)</b>	11.05	11.10

Tabla 17: Parámetros optimizados del receptor, la torre y el campo de heliostatos para tamaño grande

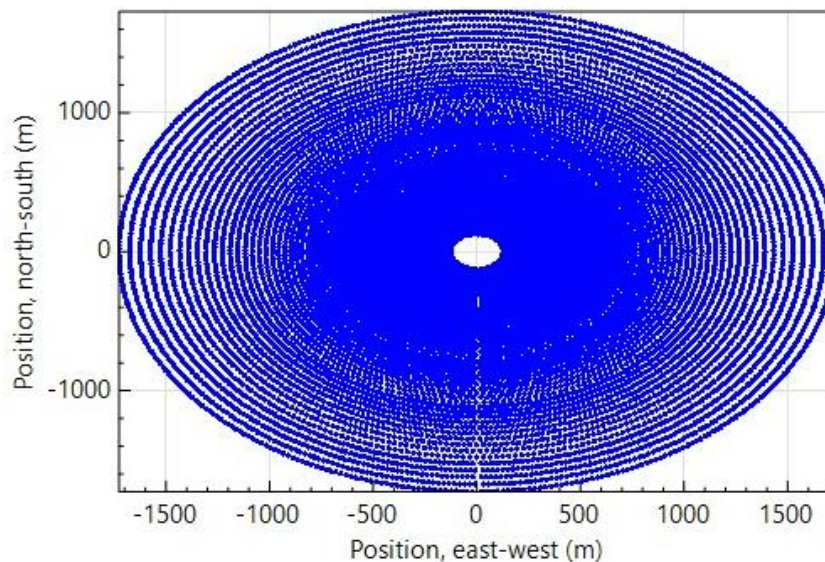
Al conseguir un error óptico de 2.13, se observa como la altura de la torre ha disminuido en más de 23 metros.

Al disminuir la altura de la torre, el coste propio de la torre también va a disminuir, favoreciendo una menor inversión ya que el valor de dicho importe suele tener gran relevancia en la inversión total de la planta.

El coste de la torre anteriormente tenía un valor de 25.4 millones de dólares. Sin embargo, con la nueva optimización de la altura de la torre, este disminuye a un coste de 18.9 millones de dólares, reduciendo la inversión entorno a 6.5 millones de dólares, suponiendo una disminución de un 25.51% del coste de la torre.

El número de heliostatos disminuye, pero el área del campo solar aumenta, debido a que la relación de la altura de la torre con la distancia a los heliostatos fue modificada a 10.5. Con ello se accede a un área solicitada mayor, pero, sobre todo, a mayores distancias de separación entre heliostatos, disminuyendo las pérdidas por sombras y bloqueos en mayor proporción que las pérdidas por atenuación atmosférica o desbordamiento. Además, al ser la altura de la torre menor, provoca menores pérdidas por sombras.

Para acotar las pérdidas por desbordamiento asociadas al aumento del tamaño de la imagen de los heliostatos más distantes, el diámetro del receptor, sin embargo, ha aumentado en casi 2 metros y la altura de este en más de dos metros. El coste del receptor aumenta en más de 13.2 millones de dólares, pasando de 79.6 a 92.8 millones de dólares por el aumento de área del receptor, aumentando en un 16.62%.



*Ilustración 19: Campo de heliostatos después de optimizar las dimensiones de la torre y el receptor para tamaño de heliostatos grandes*

El coste de los heliostatos disminuye drásticamente debido a la opción deliberada de tomar heliostatos de 100\$/m<sup>2</sup> y error óptico de 2.13, ya que suponen el menor coste. El presupuesto destinado a los heliostatos disminuye en más de 9 millones de dólares, ya que pasamos de un coste de 144 millones a menos de 135 millones de dólares. Esto supone una disminución del coste de los heliostatos de un 6.25%.

Con la variación de costes estudiados entre otros parámetros la planta termosolar de torre con un error óptico de 2.13 mrad, un coste de heliostatos de tamaño grande de 100 \$/m<sup>2</sup> y un campo de heliostatos (11702 unidades), un tamaño de la torre (altura de la torre 168.60 m) y el receptor optimizado (diámetro 20.26 m y altura 21.05 m), se obtiene un LCOE de 11.05 mrad.

### 5.2.4.2 Tamaño de heliostatos mediano

Conociendo el coste óptimo de los heliostatos con un valor de 100 \$/m<sup>2</sup> y un error óptico de 2.10 mrad, se procede finalmente al dimensionamiento de la torre y el receptor.

Los datos optimizados serían los siguientes:

Parámetros a estudio	Con optimización	Sin optimización
Altura de la torre (m)	182.02	187.73
Diámetro del receptor (m)	15.93	18.95
Altura del receptor (m)	22.93	20.08
Número de heliostatos	29032	33002
Área de captación (m <sup>2</sup> )	1419664.8	1613797.8
LCOE obtenido (cents/kWh)	10.51	10.83

Tabla 18: Parámetros optimizados del receptor, la torre y el campo de heliostatos para tamaño mediano

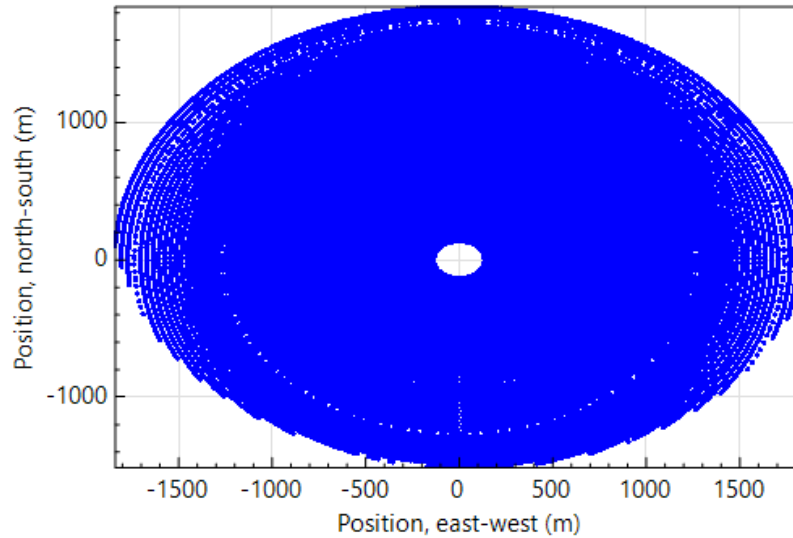
Al conseguir un error óptico de 2.10, se observa como la altura de la torre ha disminuido en más de 5 metros.

Al disminuir la altura de la torre, el coste propio de la torre también va a disminuir, favoreciendo una menor inversión ya que el valor de dicho importe suele tener gran relevancia en la inversión total de la planta.

El coste de la torre anteriormente tenía un valor de 27.9 millones de dólares. Sin embargo, con la nueva optimización de la altura de la torre, este disminuye a un coste de 21.4 millones de dólares, reduciendo la inversión entorno a 6.5 millones de dólares, suponiendo una disminución de un 23.30% del coste de la torre.

El número de heliostatos disminuye, pero el área del campo solar aumenta, debido a que la relación de la altura de la torre con la distancia a los heliostatos fue modificada a 10.5. Con ello se accede a un área solicitada mayor, pero sobre todo, a mayores distancias de separación entre heliostatos, disminuyendo las pérdidas por bloqueo. Además, al ser la altura de la torre menor, provoca menores pérdidas por sombras.

El diámetro del receptor, sin embargo, ha disminuido en 3 metros y la altura de este ha sido incrementada en más de 2 metros, debido a su influencia en la atenuación atmosférica y derrame óptico. Además, al haber una mayor extensión de terreno utilizado, y al disminuir la altura de la torre, la altura del receptor aumenta más de dos metros para poder abarcar la nueva disposición de los heliostatos en el terreno, más concéntricos y más uniformemente distribuidos. El coste del receptor disminuye en más de 17.5 millones de dólares, pasando de 89.6 a 72.1 millones de dólares por la disminución de área del receptor, aumentando en un 19.53%.



*Ilustración 20: Campo de heliostatos después de optimizar las dimensiones de la torre y el receptor para tamaño de heliostatos mediano*

El coste de los heliostatos disminuye drásticamente debido a la opción deliberada de tomar heliostatos de  $100\$/m^2$  y error óptico de 2.10, ya que suponen el menor coste. El presupuesto destinado a los heliostatos disminuye en más de 31 millones de dólares, ya que pasamos de un coste de 180.25 millones a menos de 149.29 millones dólares. Esto supone una disminución del coste de los heliostatos de un 17.17%.

Con la variación de costes estudiados entre otros parámetros la planta termosolar de torre con un error óptico de 2.10 mrad, un coste de heliostatos de tamaño mediano de  $100\$/m^2$  y un campo de heliostatos (29032 unidades), un tamaño de la torre (altura de la torre 182.02 m) y el receptor optimizado (diámetro 15.93 m y altura 22.93 m), se obtiene un LCOE de 10.51 mrad.

#### 5.2.4.3 Tamaño de heliostatos pequeño

Conociendo el coste óptimo de los heliostatos con un valor de  $100\$/m^2$  y un error óptico de 2.09 mrad, se procede finalmente al dimensionamiento de la torre y el receptor.

Los datos optimizados serían los siguientes:

Parámetros a estudio	Con optimización	Sin optimización
Altura de la torre (m)	201.34	186.89
Diámetro del receptor (m)	18.20	16.72
Altura del receptor (m)	19.27	19.37
Número de heliostatos	89202	90144
Área de captación ( $m^2$ )	1355870.4	1370188.8
LCOE obtenido (cents/kWh)	10.63	10.90

*Tabla 19: Parámetros optimizados del receptor, la torre y el campo de heliostatos para tamaño pequeño*

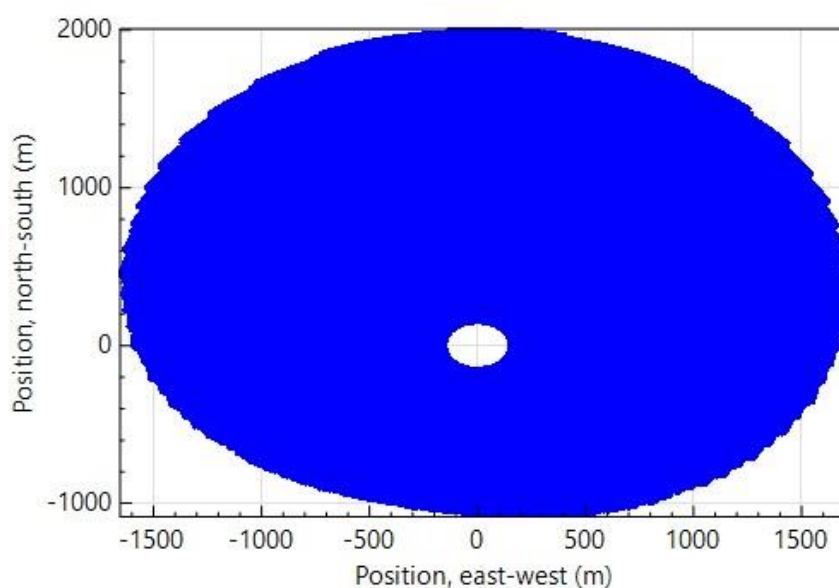


Al conseguir un error óptico de 2.09, se observa como la altura de la torre, a diferencia de los anteriores casos, ha aumentado en casi 15 metros. El coste propio de la torre, por lo tanto, va a aumentar. Esto se debe a que heliostatos de menores dimensiones, los factores de dispersión del haz de luz, la modificación de ángulos de incidencia, las sombras y bloqueos producidos, la distancia focal y la atenuación atmosférica, hace necesario que la altura de la torre aumente. Aunque suene contraproducente, se está optimizando la altura de la torre y el campo de heliostatos a la vez en este apartado de simulación del SAM.

El coste de la torre anteriormente tenía un valor de 24.4 millones de dólares. Sin embargo, con la nueva optimización de la altura de la torre, este aumenta a 26.6 millones de dólares, aumentando la inversión entorno a 2.2 millones de dólares, suponiendo un aumento de un 9% del coste de la torre.

El número de heliostatos y el área del campo solar disminuye. Al tener mayor número de heliostatos por tener dimensiones menores, la limitación del terreno y la relación de la altura de la torre con la distancia está más presente.

El diámetro del receptor, sin embargo, ha aumentado más de 2 metros y la altura de este ha disminuido en 10 cm, debido a su influencia en la atenuación atmosférica y derrame óptico. Además, al haber una menor extensión de terreno utilizado, y al aumentar la altura de la torre, el diámetro del receptor aumenta más de un metro para poder abarcar la nueva disposición de los heliostatos en el terreno, más concéntricos y más uniformemente distribuidos. El coste del receptor aumenta en más de 12.9 millones de dólares, pasando de 79.6 a 66.7 millones de dólares por la disminución de área del receptor, aumentando en un 19.34%.



*Ilustración 21: Campo de heliostatos después de optimizar las dimensiones de la torre y el receptor para tamaño de heliostatos pequeños*

El coste de los heliostatos disminuye drásticamente debido a la opción deliberada de tomar heliostatos de  $100\$/\text{m}^2$  y error óptico de 2.09, ya que suponen el menor coste. El presupuesto destinado a los heliostatos disminuye en más de 2 millones de dólares, ya que pasamos de un coste de 137 millones a menos de 135 millones de dólares. Esto supone una disminución del coste de los heliostatos de un 1.5%.

Con la variación de costes estudiados entre otros parámetros la planta termosolar de torre con un error óptico de 2.09 mrad, un coste de heliostatos de tamaño pequeño de  $100\ \$/\text{m}^2$  y un campo de heliostatos (89202 unidades), un tamaño de la torre (altura de la torre 201.34 m) y el receptor optimizada (diámetro 18.20 m y altura 19.36 m), se obtiene un LCOE de 10.51 mrad.

#### 5.2.4.4 Resumen y comparativa del efecto del error óptico sobre las dimensiones de la torre y el receptor

De los diferentes tamaños de heliostatos estudiados, la planta termosolar más rentable es la de heliostatos de tamaño mediano, con un LCOE de 10.51 cents/kWh. Además, el área de captación es la mayor de los tres casos.

La altura de la torre con los heliostatos de tamaño grande es la menor y sin embargo, las dimensiones del receptor menores se obtienen con el tamaño de heliostatos mediano.

	Tamaño grande	Tamaño mediano	Tamaño pequeño
<b>Altura de la torre (m)</b>	168.60	182.02	201.34
<b>Diámetro del receptor (m)</b>	20.26	15.93	18.20
<b>Altura del receptor (m)</b>	21.05	22.93	19.27
<b>Número de heliostatos (ud)</b>	11702	29032	89202
<b>Área de captación (m<sup>2</sup>)</b>	1357549.02	1419664.8	1355870.4
<b>LCOE obtenido (cents/kWh)</b>	11.05	10.51	10.63
<b>LCOE de referencia (cents/kWh)</b>	11.10	10.83	10.90
<b>Error óptico (mrad)</b>	2.13	2.10	2.09

Tabla 20: Parámetros optimizados de la torre, el receptor y el campo de heliostatos para cada tamaño de heliostato

## 6 ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS

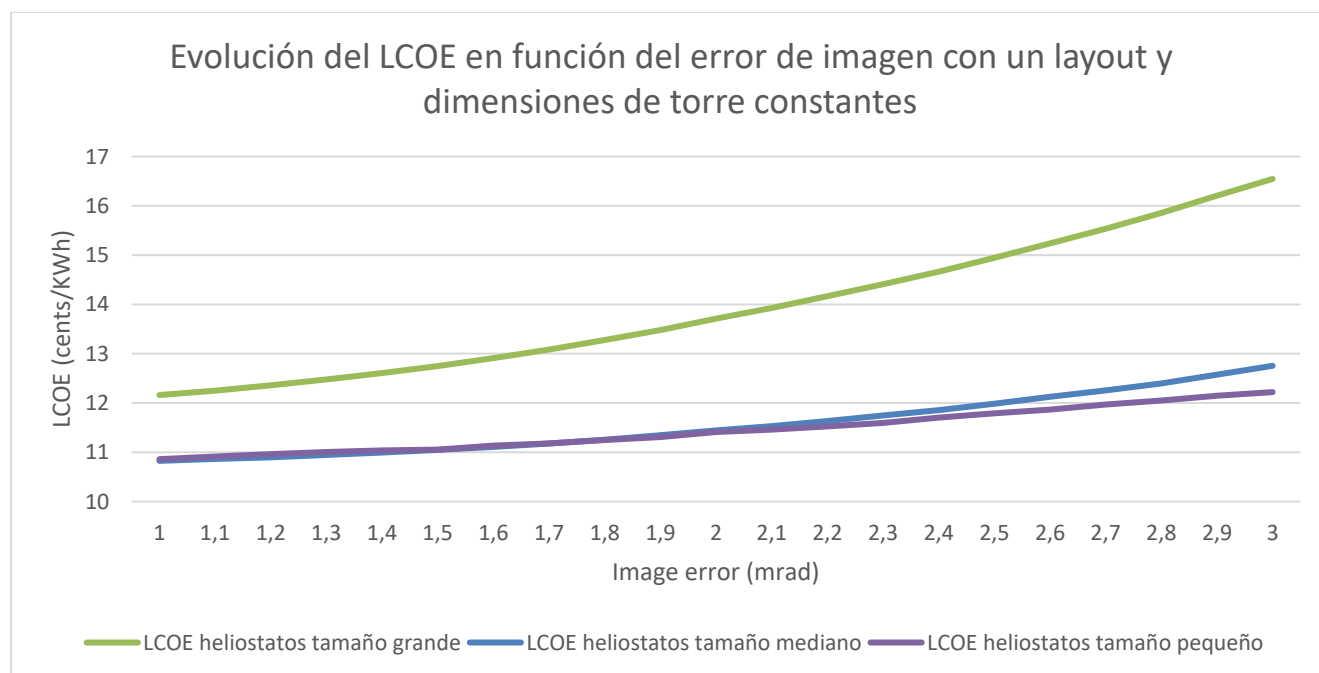
Una vez realizada todas las simulaciones sobre el análisis de la influencia de la calidad óptica del heliostato (análisis del LCOE en función del LCOE, altura de la torre y las dimensiones del receptor y el número de heliostatos entre otros parámetros), se pretende analizar los resultados obtenidos.

### 6.1.1 Análisis del efecto del error óptico con el campo de heliostatos, dimensiones del receptor y altura de la torre constantes

Los datos analizados en este apartado son los utilizados en el apartado 5.2.1 de este mismo documento.

Analizando el LCOE de los 3 tamaños de heliostatos en función del error óptico, se observa que, para todos los valores de errores ópticos representados, la planta termosolar con los heliostatos de tamaño grande presenta un LCOE mayor al de los tamaños de heliostatos mediano y pequeño.

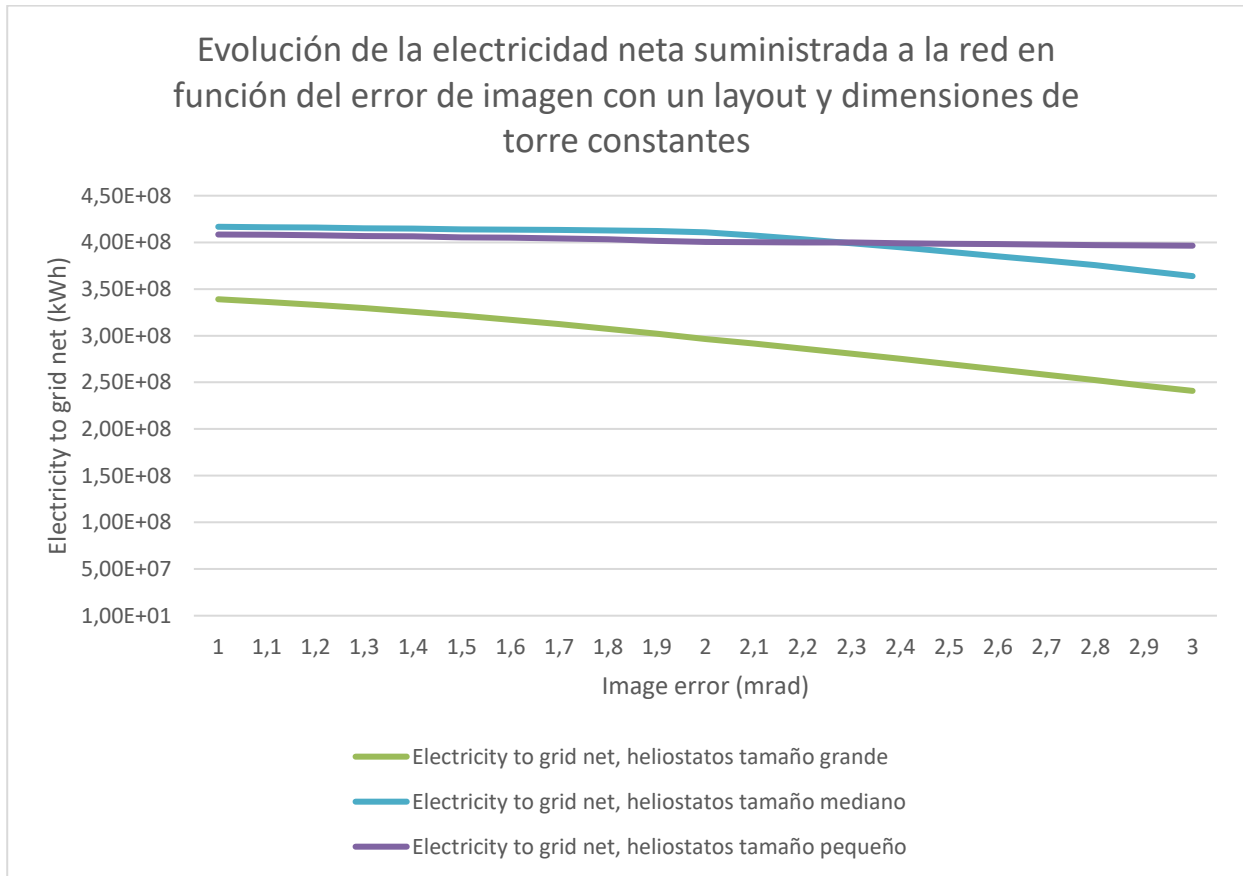
En cambio, la planta formada por los heliostatos tamaños de heliostatos medianos y pequeños prácticamente presentan el mismo LCOE en errores de imagen pequeños, siendo en algunos errores ópticos mayor el LCOE de la planta de heliostatos de tamaño pequeño. Sin embargo, a partir de un error óptico de 2 mrad el referido a los heliostatos de tamaño mediano supera al de heliostatos pequeños, como se muestra en la gráfica 28.



*Gráficas 28: Comparativa del LCOE en función del error de imagen con el tamaño de heliostatos*

Este sobrepaso se corresponde con el suministro de electricidad neta. La electricidad neta suministrada en la planta de heliostatos de tamaño pequeño se mantiene con una pendiente más constante mientras que la planta de heliostatos medianos (a partir de un error de imagen de 2 mrad) la electricidad neta suministrada va disminuyendo, justificando así el aumento del LCOE, como se muestra en la gráfica 29.

No obstante, la electricidad neta alcanzada por la planta diseñada con los heliostatos de tamaño grande es más de un 15% inferior a las suministradas por las plantas de tamaño de heliostatos medianos y pequeños, aumentando dicha diferencia a medida que aumenta el error óptico.



*Gráficas 29: Comparativa de la electricidad neta suministrada en función del error óptico con el tamaño de los heliostatos*

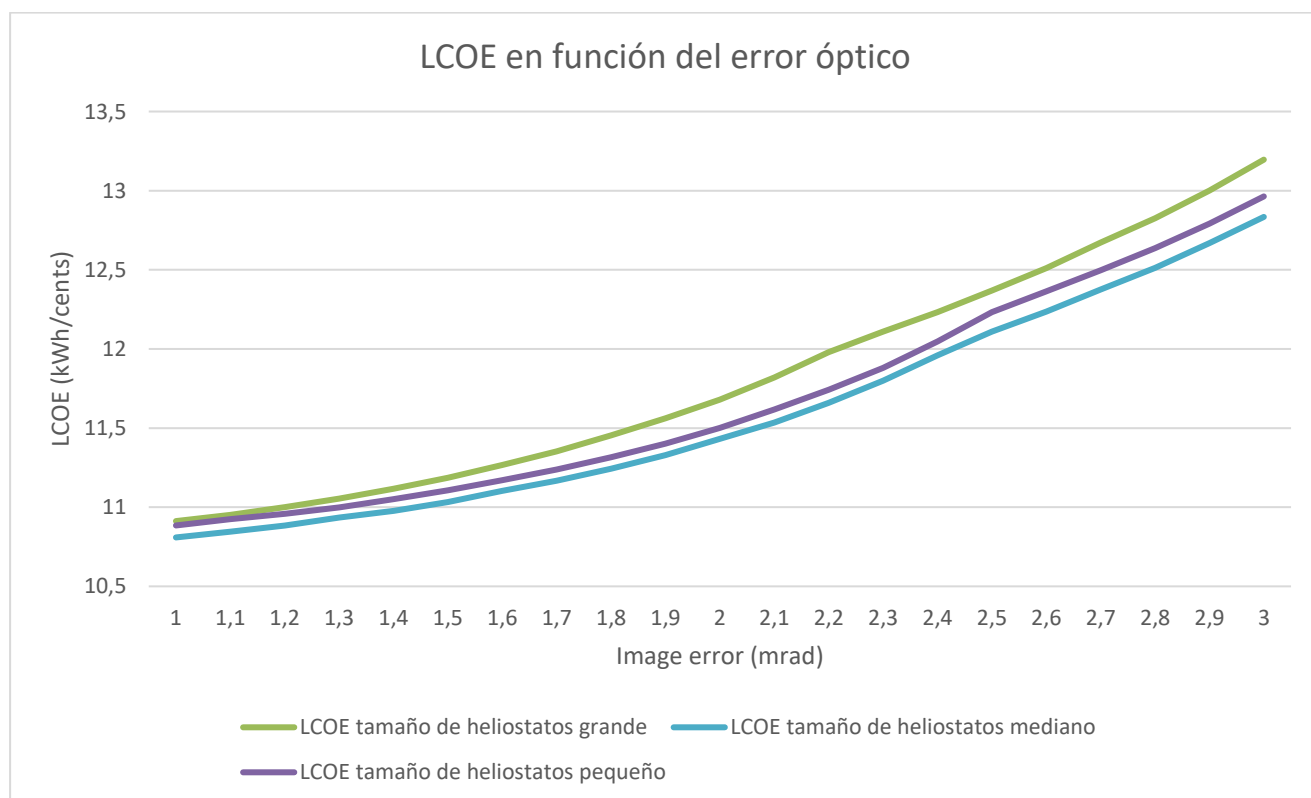
### 6.1.2 Análisis del efecto del error óptico con la altura de la torre y tamaño del receptor constantes para los diferentes tamaños de heliostatos

Una vez analizado en el apartado 6.1.2 el error óptico con el campo de heliostatos, las dimensiones del receptor y el tamaño de la torre constante, se procede a analizar el estudio de la precisión del seguimiento de los heliostatos y el diseño óptimo del campo solar.

Los datos analizados en este apartado son los utilizados en el apartado 5.2.2 de este mismo documento.

El LCOE aumenta exponencialmente a medida que lo hace en el error de imagen, siendo siempre el menor LCOE el de la planta de tamaños de heliostatos medianos. La planta de tamaño de heliostatos grandes siempre posee el LCOE mayor en todos los casos de error óptico.

Como se muestra en la gráfica 30, a partir de 2.35 mrad, el LCOE de los heliostatos de tamaño mediano y pequeño aumenta su diferencia entre ellos. Además, los máximos más acentuados en cada tipo de heliostato coinciden con puntos de inflexión mostrados en la gráfica 31, en el análisis de la electricidad neta suministrada.



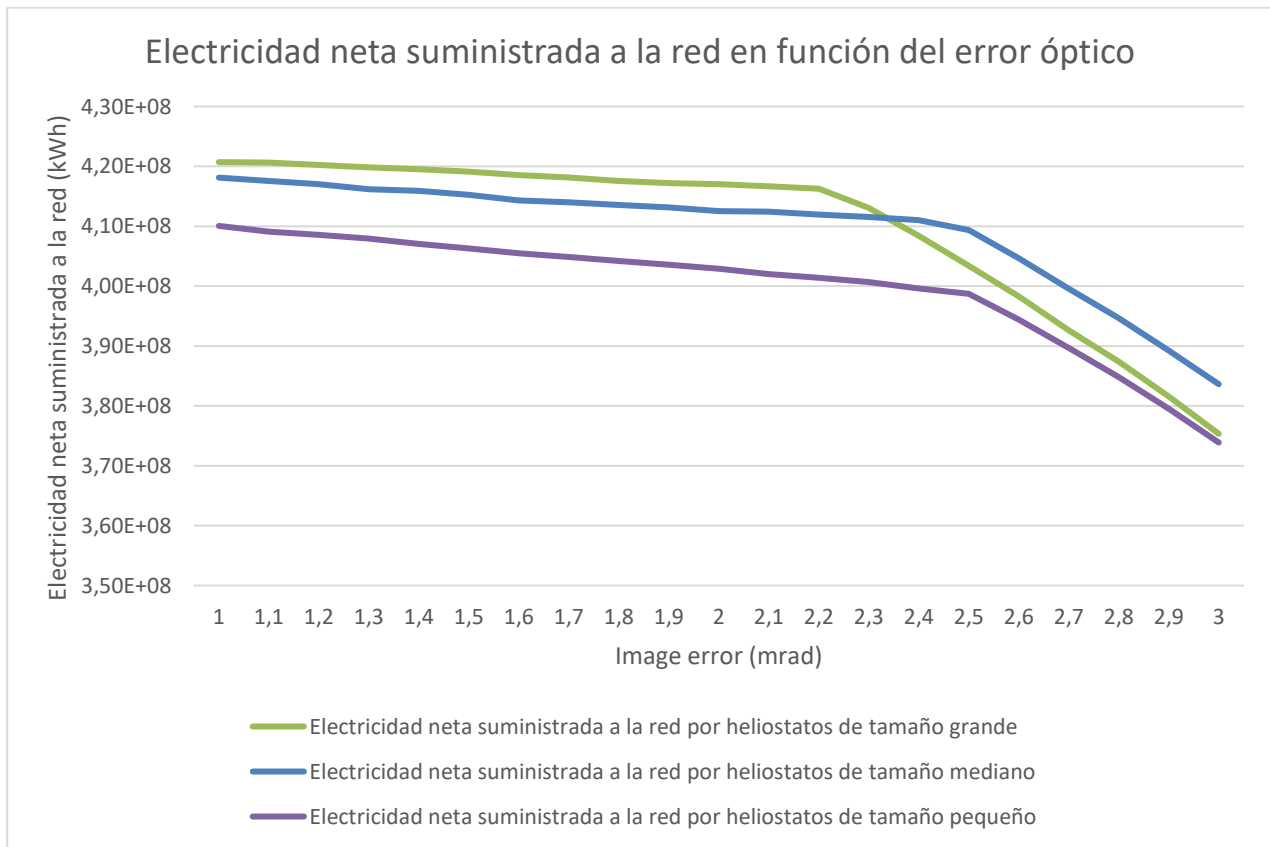
*Gráficas 30: Comparativa del LCOE en función del error óptico con el tamaño de la torre constante*

Al optimizar el campo solar para cada tamaño de heliostato, la electricidad neta suministrada en todos los casos aumenta respecto al caso del apartado 6.1.1. Se observa para cada tamaño de heliostatos existe un punto de inflexión diferente a partir del cual la electricidad neta suministrada desciende más acusadamente.

Estos puntos, obtenidos de la gráfica 31 son:

- 2.2 mrad para heliostatos de tamaño grande
- 2.47 mrad para heliostatos de tamaño mediano
- 2.52 mrad para heliostatos de tamaño pequeño

Sin optimizar el tamaño de la torre y las dimensiones del receptor, la planta de heliostatos a estudio que más electricidad neta suministra a menores errores ópticos (hasta 2.35 mrad) es la planta de heliostatos de tamaño grande. Sin embargo, a partir de 2.35 mrad la planta de heliostatos de tamaño mediano es la que más electricidad neta suministra. De esta manera, en errores ópticos de heliostatos más altos, la electricidad neta es mayor con heliostatos de tamaño mediano. Esto coincide con el incremento de diferencia del LCOE entre heliostatos de tamaño mediano y pequeño a errores ópticos mayores.

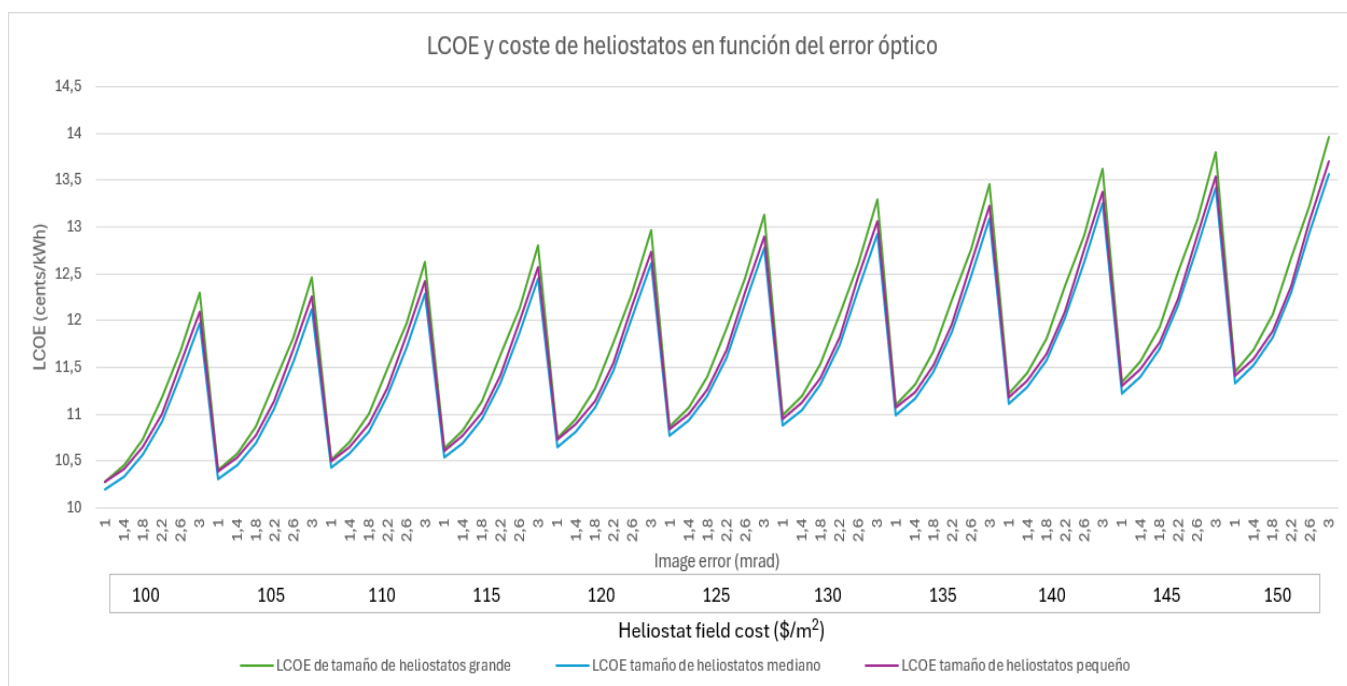


*Gráficas 31: Comparativa de la electricidad neta suministrada a la red en función del error óptico con el tamaño de la torre constante*

### 6.1.3 Análisis de la relación entre calidad óptica y coste de los heliostatos para cada tamaño de heliostatos

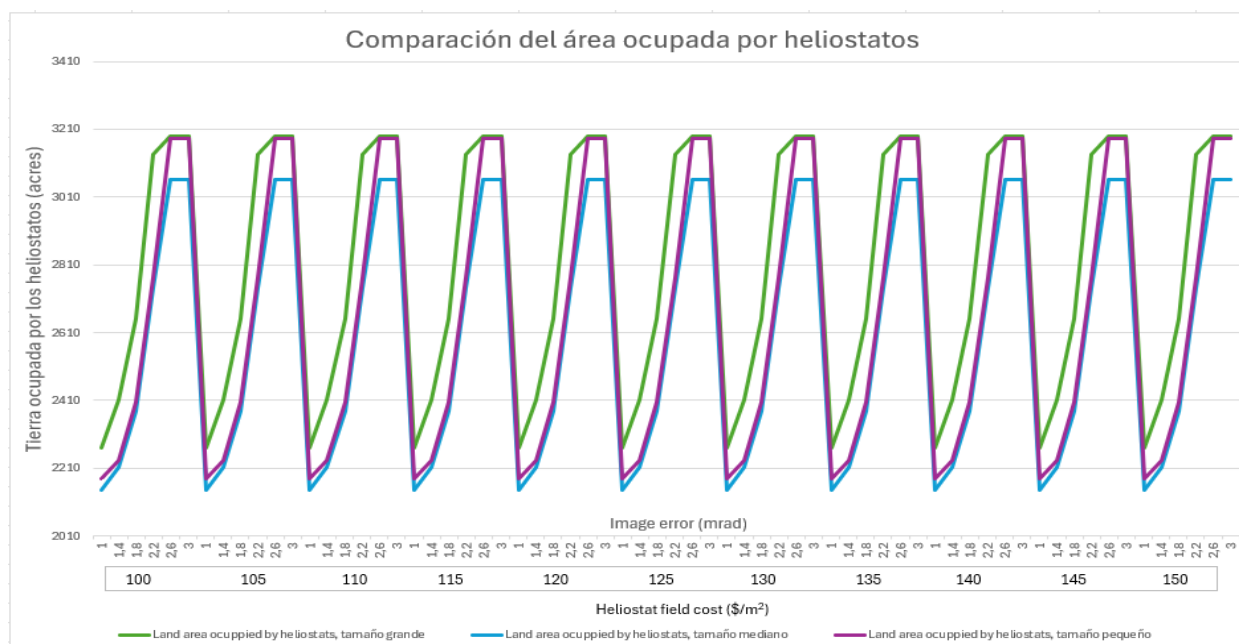
Se optimiza el campo de heliostatos para minimizar el LCOE para cada combinación de error óptico y coste por metro cuadrado, ya que anteriormente no se había tenido en cuenta el coste por metro cuadrado de heliostato. Los datos analizados en este apartado son los utilizados en el apartado 5.2.3 de este mismo documento.

De las tres opciones de tamaño posibles, la de tamaño mediano es la que se mantiene con un LCOE inferior. Sin embargo, la planta con heliostatos de tamaño pequeño está muy próximos en valores al LCOE del tamaño mediano, por lo que habría que estudiar la posibilidad del coste de inversión inicial como puede ser la construcción de la torre y el transporte y montaje de los heliostatos.



Gráficas 32: Comparación LCOE y coste por metro cuadrado de heliostatos en función del error óptico

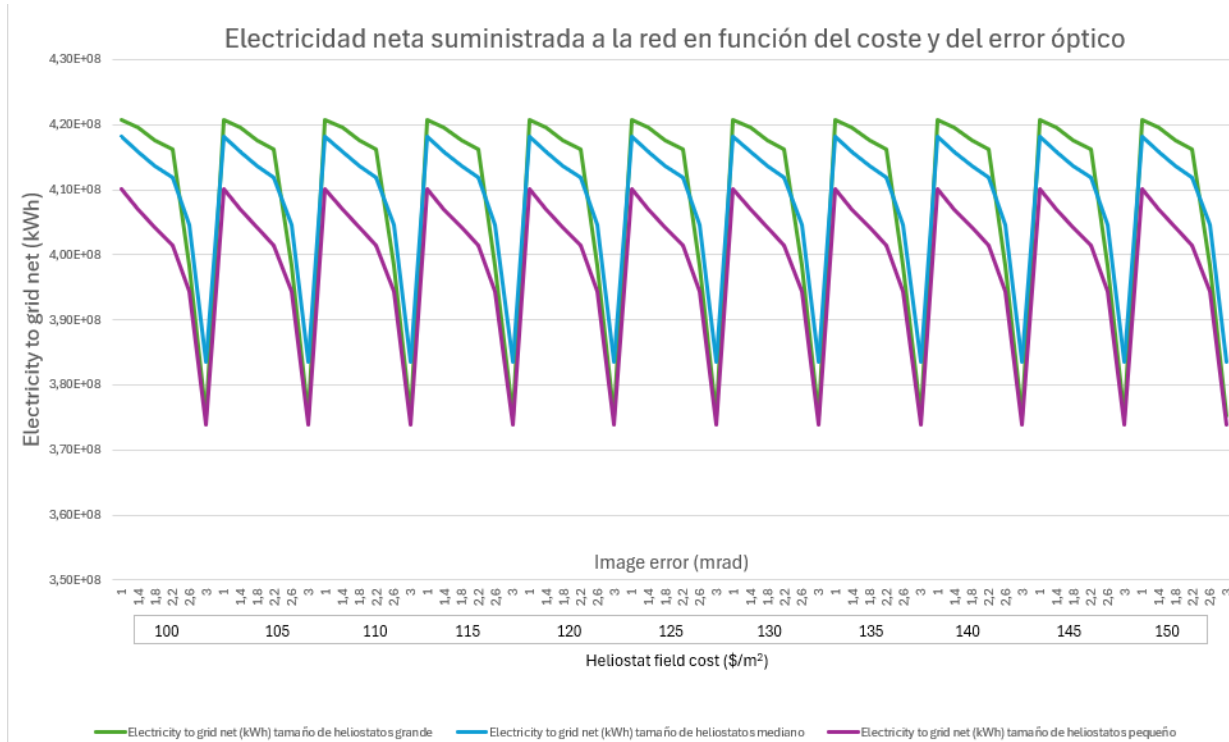
A su vez, la configuración que ocupa menor terreno por los heliostatos en todos los casos mostrados (gráfica 33) es la mediana, por lo que además de minimizar el LCOE, se minimiza el área utilizada. Al aumentar el número de unidades de heliostatos, tenemos que aumentar la altura de la torre para reducir los bloqueos producidos entre ellos. Debido a esto, también se producen mayores pérdidas térmicas en la torre, debido a que las sales térmicas utilizadas como fluido de trabajo deben realizar un mayor recorrido. Al aumentar la altura de la torre, el receptor se encuentra a mayor altura, por lo que las pérdidas convectivas ocasionadas por el viento en dicho receptor aumentan por la mayor velocidad del viento en alturas más elevadas.



Gráficas 33: Comparación del área ocupada por heliostatos

Cada tamaño de planta tenía un LCOE de referencia, y existían diferentes combinaciones de errores ópticos y costes por metro cuadrado de heliostatos para alcanzar dicho LCOE.

Se podría obtener un mayor beneficio, si para cada coste de heliostatos, se disminuyera el error óptico que igualaba el LCOE de referencia, de esta manera, el LCOE sería menor y por lo tanto la inversión más rentable.



Gráficas 34: Comparación electricidad neta suministrada a la red en función del coste y del error óptico

Como en los apartados anteriores, la electricidad neta suministrada a la red es mayor en heliostatos de tamaño grande al encontrarnos en errores ópticos menores. Sin embargo, en errores ópticos mayores a 2.6 en todas las situaciones de coste, la configuración que más electricidad neta suministra es la de heliostatos mediano.

Además, este cambio de tendencia en la mayor producción de electricidad neta se produce en valores de errores ópticos mayores respecto a los anteriores apartados. Es decir, la electricidad neta suministrada con heliostatos de tamaño grande (introduciendo el costo de los heliostatos) se mantiene por encima del resto de configuraciones hasta un valor de 2.6 mrad, siendo en el apartado 6.1.2 (gráfica 31) dicho valor de 2.35.

Sin embargo, este mayor suministro de electricidad neta en el tamaño de heliostatos grandes no disminuye lo suficiente el LCOE como para que sea el mínimo de los tres tamaños a estudio.

#### 6.1.4 Análisis de las dimensiones de la torre y el receptor con un error óptico y coste por metro cuadrado optimizado.

Se procede a analizar las dimensiones de la torre y el receptor (con el coste por metro cuadrado y el error óptico asociado del apartado 5.2.3) para una optimización de la planta termosolar para cada tamaño a estudio.

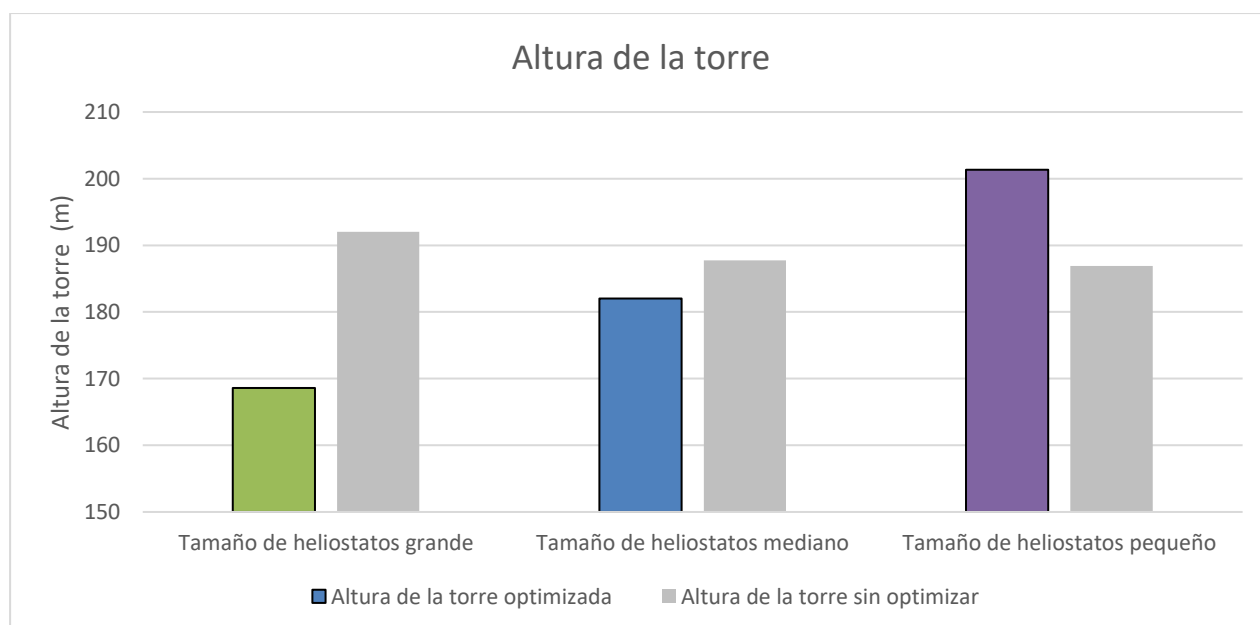
Los datos analizados en este apartado son los utilizados en el apartado 5.2.4 de este mismo documento.

El tamaño de la torre que más se reduce es la planta de tamaño de heliostatos grandes. Es de especial interés que a pese a reducir menor altura de torre en el tamaño de heliostatos mediano, el coste se reduce de manera similar en ambos casos.



“... optimización”	Tamaño de heliostatos grande		Tamaño de heliostatos mediano		Tamaño de heliostatos pequeño	
	Con	Sin	Con	Sin	Con	Sin
Altura de torre (m)	168.6	192.06	182.02	187.73	201.34	186.89
Coste de la torre (millones de \$)	18.9	25.4	21.4	27.9	26.6	24.4
% de aumento o reducción del coste de la torre	- 25.51%		- 23.3%		+ 9%	
Dimensiones receptor (m <sup>2</sup> )	1983.56	1887.63	1545.37	1758.61	1621.23	1455.85
Coste del receptor (millones de \$)	92.8	79.6	72.1	89.6	66.7	79.6
% de aumento o reducción del coste del receptor	+ 16.62		-19.53		+19.34	

Tabla 21: Comparativa de torre y receptor

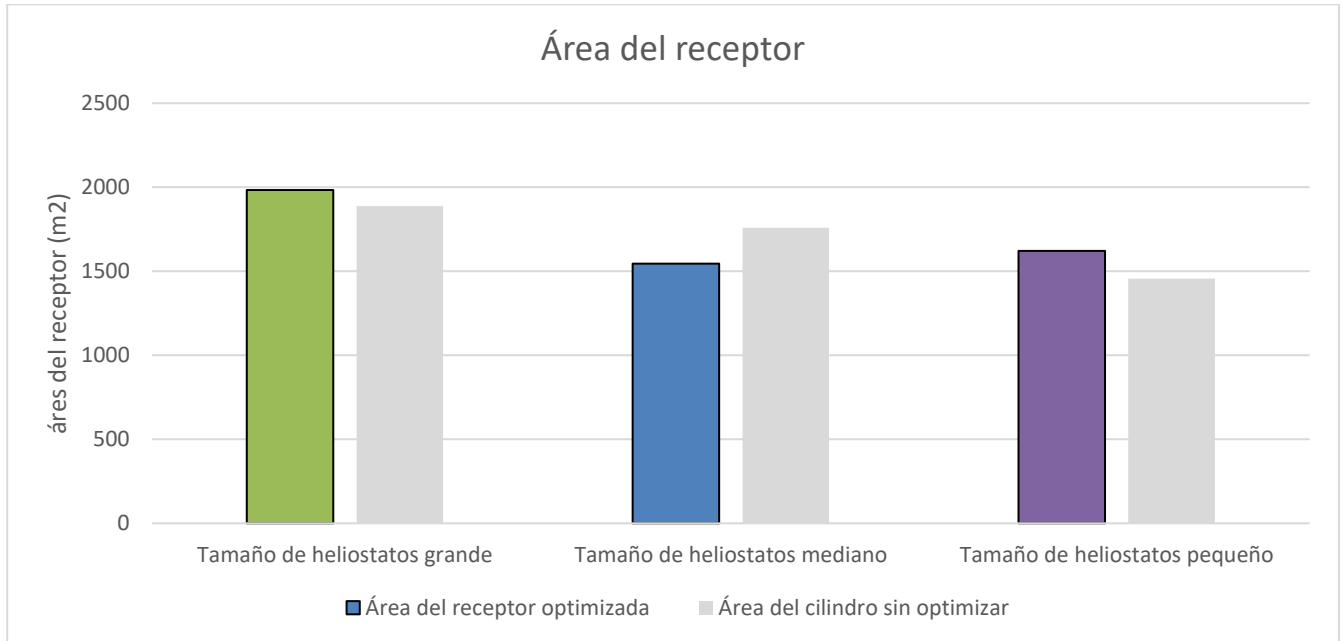


Gráficas 35: Comparación de altura de la torre

Teniendo una mayor altura de torre, la eficiencia del campo aumenta debido a que el factor coseno aumenta. Además, se reduce el ángulo de incidencia sobre todo en períodos estivales ya que la altura del sol es mayor.

El área del receptor sin embargo se mantiene en un rango de valores prácticamente similar en ambos casos comparándolos con su versión sin optimizar. Sin embargo, entre los tres tamaños si existe mayor variedad de valores, siendo las menores dimensiones las del tamaño de heliostatos mediano.

Sin embargo, el aumento de las dimensiones del receptor puede disminuir la densidad de potencia, reduciendo las pérdidas térmicas por radiación y convección, mejorando así la eficiencia térmica.



Gráficas 36: Comparación área de receptores

La relación entre el tamaño de los heliostatos y el área del receptor está influenciada por varios factores.

Los heliostatos medianos son más precisos y pueden concentrar la luz en un área más pequeña y, por lo tanto, se puede reducir el tamaño del receptor. Además, pueden distribuir la energía solar de manera más uniforme en el receptor al tener mayor número de unidades. Con heliostatos más grandes, la distribución de la energía puede ser menos homogénea, requiriendo un receptor más grande para distribuir la radiación. Heliostatos medianos tienden a tener un mejor rendimiento óptico que los grandes pero menor que los pequeños. Cuanto menor sea el tamaño de los heliostatos estos pueden ser controlados con mayor precisión. Esto permite un diseño de receptor más compacto que maximiza la captación de energía.

Con estas premisas, también debería haber una reducción de las dimensiones del receptor con heliostatos de tamaño pequeño, pero hay que tener en cuenta el número de unidades de heliostatos que hay en cada caso. Con heliostatos de mayor tamaño (en un mismo terreno disponible), estos pueden ser ubicados más densamente sin bloquearse entre ellos, lo que permite una mejor concentración de radiación en el receptor y una reducción del área necesaria. Aunque los heliostatos pequeños pueden ser más económicos individualmente, se requiere un mayor número mayor para alcanzar la misma capacidad de generación, lo cual puede aumentar los costos de instalación, mantenimiento y operación a largo plazo.

En resumen, al optimizar un campo solar con heliostatos medianos, se logra una mejor precisión y distribución de la energía solar, lo que permite reducir el tamaño del receptor. Con heliostatos más grandes o más pequeños, las limitaciones en precisión y distribución pueden requerir un receptor más grande para capturar eficientemente la energía solar redirigida.

## 7 CONCLUSIONES

Este trabajo se centró en analizar el impacto del error óptico del heliostato en el rendimiento de captación en centrales termosolares de torre, utilizando diferentes tamaños de heliostatos. Se realizaron simulaciones con el programa System Advisor Model (SAM) para observar cómo varía el error óptico en función de diferentes parámetros a estudio, buscando siempre encontrar la instalación más rentable.

Con una configuración en la que el campo de heliostatos, las dimensiones de la torre y el receptor se mantienen constantes, el error óptico afecta de manera directa al LCOE de la planta y la electricidad neta suministrada. Con esto, se obtiene que a medida que el error óptico aumenta, el LCOE también lo hace, siendo de manera más acusada en la planta con heliostatos de tamaño grande. Para errores de imagen menores, el LCOE es prácticamente similar en tamaños de heliostatos pequeños o medianos. Sin embargo, a partir de 2 mrad, el tamaño de heliostato pequeño es el más rentable en la planta a estudio con las características previamente definidas. Esto es debido a la constancia de la electricidad neta suministrada para todos los rangos de valores de error óptico en dicho tamaño de heliostato.

Con una configuración donde la optimización se produce en el campo solar (manteniendo las dimensiones del receptor y la torre constantes) se obtiene un LCOE menor en errores ópticos pequeños en los tamaños de heliostatos medianos y pequeños respecto a la configuración del campo de heliostatos sin optimizar. Sin embargo, los heliostatos de tamaño grande, la disminución del LCOE se produce tanto en errores ópticos pequeños como más grandes. En esta situación, el mínimo LCOE en todos los valores de error óptico estudiados es el de la planta con heliostatos de tamaño mediano.

Analizando los resultados de una combinación de errores ópticos y costes de heliostatos por metro cuadrado, se obtiene para cualquiera de estas combinaciones, que el LCOE mínimo siempre es el de la planta con heliostatos de tamaño mediano. Sin embargo, en errores ópticos entre 2 y 2.5 mrad, el LCOE de la planta con heliostatos pequeños es bastante similar. Además, el coste total de los heliostatos es menor en la planta de heliostatos pequeños.

Una vez analizado el menor coste total de heliostatos en cada tamaño, se estudia las dimensiones de la torre y el receptor con dichos errores ópticos optimizados, ya que conforman una parte significativa del costo total de la inversión. La configuración de heliostatos que más reduce su coste del receptor y la torre es la de la planta de heliostatos medianos. Esto corrobora que el LCOE menor se halle en la planta de heliostatos medianos, con un LCOE de 10.51 cents/kWh.

Con estos resultados, se observa que siempre se va a obtener mejor rentabilidad con errores ópticos menores en cualquiera de las configuraciones. Sin embargo, para llegar a obtener un LCOE real, hay que tener en cuenta costes como el área de heliostatos, el terreno utilizado, las dimensiones del tamaño y el receptor, el mantenimiento de la planta o su construcción. El error óptico es un factor bastante determinante en la rentabilidad y rendimiento de la planta por lo que es conveniente siempre realizar un análisis exhaustivo y analizar ventajas e inconvenientes de cada configuración desde un punto de vista técnico y económico.



## REFERENCIAS

- [1] Quesada-González, M., Santigosa-Rodríguez, E., & Almonacid-Fierro, G. (2019). Evaluation of a novel hybrid solar receiver for central tower plants. *Applied Thermal Engineering*, 149, 987-996.
- [2] Rioglass Solar. (n.d.). Espejos para heliostatos. Rioglass Solar. Recuperado en Abril de 2024, de <https://rioglass.com/es-es/productos/espejos-para-heliostatos.html>
- [3] Villafán-Vidales, H. I., Rodríguez-García, J. R., & Ávila-Marín, A. L. (2014). La energía solar termoeléctrica: Tecnología y aplicaciones. *ResearchGate*
- [4] GMD Solutions. Energía Termosolar III: Torre Solar. GMD Solutions.
- [5] Martín, C., & Romero, M. (2008). Sistemas de receptor central. Universidad de Sevilla.
- [6] Heiman, M. K., Solomon, B. D., & Killeen, L. J. (2020). Solar thermal energy. In *Transitioning to a Prosperous, Resilient, and Carbon-Free Economy* (pp. 157-178). Cambridge University Press.
- [7] Biggs, F., & Vittltoe, C.N. (1979). Helios model for the optical behavior of reflecting solar concentrators. *Sandia National Lab*.
- [8] Kattky, K. y Vant-Hull, L. (2012). Óptima reflectividad del objetivo para el lavado de heliostatos. *SolarPACES*.
- [9] García, L., Burisch, M., & Sanchez, M. (2015). Spillage estimation in a heliostats field for solar field optimization. *Energy Procedia*, 69, 1269-1276.
- [10] Abengoa Solar. (2005). Informe anual 2005. Abengoa.
- [11] Exera Energía. Gemasolar. Exera Energía. Recuperado en Abril de 2024, de <https://www.exeraenergia.es/gemasolar/>(<https://www.exeraenergia.es/gemasolar/>)
- [12] Lovegrove, K., & Stein, W. (2012). *Concentrating solar power technology. Principles, developments and applications*. Philadelphia, EE.UU. Woodhead Publishing Limited.
- [13] N.C. Cruz, J.L., Redondo, M., Berenguel, J.D., & Álvarez, P.M. (2017). Review of software for optical analyzing and optimizing heliostat fields. *Elsevier: Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Volumen 72, pág. 1001–1018.
- [14] Rabl, A. (1985). Active solar collectors and their applications. *New York, Oxford: Oxford University Press*.
- [15] Vant-Hull, L. (2012). Central tower concentrating solar power systems. *Technology approaches and potential*, pág. 240-283.
- [16] Cutler J. Cleveland (2013). *Solar Energy en C. Morris, Handbook of energy Elsevier: Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Volumen 1, pág. 405-450.
- [17] Díaz garrido, D. (2022). Nuevo procedimiento para calcular la eficiencia óptica del campo de heliostatos de una STP y reducir su tiempo de computación. *Trabajo fin de carrera: Universidad del País Vasco*.
- [18] Hottel, H. C. (1976). A simple model for estimating the transmittance of direct solar radiation through clear atmospheres. *Solar Energy*, Volumen 18(2), pág. 129-134.
- [19] Martínez Pelayo, M.J. (2007). Diseño y optimización del campo solar de un sistema de receptor central con sobrecalentamiento de vapor. *Trabajo fin de carrera: Escuela Técnica Superior de Ingenieros*.

[20] Xiudong Wei, Zhenwu Lu, Zhifeng Wang, Weixing Yu, Hongxing Zhang, Zhihao Yao (2010). A new method for the design of the heliostat field layout for solar tower power plant. *Elsevier: Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Volumen 35, pág. 1970-1975.

[21] NREL, «System Advisor Model,» [En línea]. Available: <https://sam.nrel.gov/>.

