

**UNIVERSIDAD COMPLUTENSE DE MADRID**  
**FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICAS**



**TESIS DOCTORAL**

Caracterización óptica y del apunte de heliostatos con sistema  
de seguimiento basado en movimientos de cabeceo y alabeo

MEMORIA PARA OPTAR AL GRADO DE DOCTOR

PRESENTADA POR

Alejandro Martínez Hernández

Directores

Manuel Romero Álvarez  
José González Aguilar

Madrid



**UNIVERSIDAD COMPLUTENSE DE MADRID**

**FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICAS**



**TESIS DOCTORAL**

**PROGRAMA DE DOCTORADO EN FÍSICA**

**Caracterización óptica y del apunte de heliostatos con sistema  
de seguimiento basado en movimientos de cabeceo y alabeo**

MEMORIA PARA OPTAR AL GRADO DE DOCTOR

PRESENTADA POR

Alejandro Martínez Hernández

DIRECTORES

Manuel Romero Álvarez

José González Aguilar

*No hay que ir para atrás ni para darse impulso*

**Lao-Tse**

*La paciencia es amarga, pero sus frutos son dulces*

**Jean-Jacques Rousseau**

*Cada día sabemos más y entendemos menos*

**Albert Einstein**

## Agradecimientos

En primer lugar, quiero agradecerles a mis directores de tesis, Manuel Romero Álvarez y José González Aguilar, el haberme dado la oportunidad de hacer la tesis doctoral con ellos en un área tan de mi interés como son las energías renovables. En total han sido más de 4 años en el Instituto IMDEA Energía durante los cuales he aprendido muchísimo y he adquirido multitud de competencias. Durante todo este tiempo también he conocido a multitud de compañeros, e incluso he tenido la suerte de coincidir con un buen amigo de la universidad. Les agradezco a todos el haber estado ahí y el haber formado parte de esta carrera de fondo que es la tesis doctoral.

También le estoy completamente agradecido a Carlos Armenta Déu, quien ha sido mi tutor en la universidad durante todo este tiempo. Quiero que sepas que muy posiblemente no estaría aquí de no ser por ti. Tus enseñanzas durante el master me marcaron y me hicieron apasionarme por las energías renovables. Gracias de veras.

Asimismo, quiero agradecerle a mi familia el apoyo que me ha dado durante todo este tiempo. En especial, quiero agradecerles a mis padres, Julio y María del Carmen, la formación que me han dado, sin la cual nunca habría podido llegar hasta aquí.

Igualmente, quiero darles las gracias a todos mis amigos de la universidad y, en especial, a David, con quien he tenido el placer de poder compartir largas veladas discutiendo sobre temas científicos. Sin duda, la tesis se habría hecho mucho más cuesta arriba de no ser por ti.

Me gustaría también mostrar mi agradecimiento a todas las personas que han contribuido para que los resultados científicos de esta tesis hayan podido salir adelante. En especial, quiero darles las gracias a Ricardo Conceição y a Iván Bravo Gonzalo, cuya ayuda y experiencia han sido de vital importancia.

Por último, pero no por ello menos importante, gracias a todas las fuentes de financiación que han hecho posible el desarrollo de esta tesis. En especial, gracias a la Comunidad de Madrid por el programa de empleo juvenil PEJD-2017-PRE/AMB-4951 y por la financiación recibida a través del proyecto ACES2030-CM (“Energía solar térmica de concentración en el sector del transporte y en la producción de calor y de electricidad.”, ref. S2018/EMT-4319), así como a la Unión Europea por la financiación recibida a través de los proyectos Sun-To-Liquid (“Integrated solar-thermochemical synthesis of liquid hydrocarbon fuels”, No. 654408) y SFERA-III (“Solar Facilities for the European Research Area”, No 823802).

# Índice

AGRADECIMIENTOS .....	VI
ÍNDICE .....	VII
LISTA DE FIGURAS.....	X
LISTA DE TABLAS .....	XVII
RESUMEN EN ESPAÑOL.....	XIX
RESUMEN EN INGLÉS .....	XXI
<b>1. INTRODUCCIÓN .....</b>	<b>1</b>
1.1. ENERGÍA SOLAR TÉRMICA DE CONCENTRACIÓN .....	2
1.1.1 <i>Sistemas de torre</i> .....	4
1.1.1.1 Tipos de heliostatos según su sistema de seguimiento .....	7
1.1.1.2 Instalación ACES .....	9
1.2. ALCANCE DE LA TESIS.....	11
1.3. ESTRUCTURA DE LA TESIS.....	12
REFERENCIAS .....	14
<b>2. PROGRAMA DE TRAZADO DE RAYOS DESARROLLADO EN MATLAB .....</b>	<b>17</b>
NOMENCLATURA .....	18
LETRAS GRIEGAS .....	18
SUBÍNDICES .....	18
2.1 INTRODUCCIÓN .....	19
2.2 FUNCIONAMIENTO DEL PROGRAMA DE TRAZADO DE RAYOS.....	20
2.2.1 <i>Sistemas de referencia y transformaciones</i> .....	21
2.2.2 <i>Discretización de las facetas y el receptor y aplicación del error óptico</i> .....	23
2.2.3 <i>Distribución solar</i> .....	25
2.3 VALIDACIÓN DEL PROGRAMA DE TRAZADO DE RAYOS .....	28
2.3.1 <i>Heliostatos individuales</i> .....	29
2.3.2 <i>Campo solar entero</i> .....	32
2.4 CONCLUSIONES .....	33
REFERENCIAS .....	35
<b>3. CARACTERIZACIÓN DEL APUNTE.....</b>	<b>37</b>
NOMENCLATURA .....	38
LETRAS GRIEGAS .....	38
SUBÍNDICES .....	39
3.1 INTRODUCCIÓN .....	40
3.2 DERIVA INTRÍNSECA .....	41
3.2.1 <i>Metodología</i> .....	41
3.2.2 <i>Resultados</i> .....	43
Efecto del ángulo de proyección de la distribución de flujo sobre el blanco .....	43
Efecto de la distancia focal.....	46
3.2.3 <i>Conclusiones</i> .....	48

3.3	DERIVA PRODUCIDA POR OTROS FACTORES .....	49
3.3.1	<i>Factores causantes de deriva</i> .....	49
	Errores de referencia .....	50
	Error de perpendicularidad .....	51
	Rotación del pedestal.....	51
	Inclinación del pedestal .....	52
	Error de canteo .....	52
	Error de intersección de los ejes .....	52
	Error de posicionamiento del heliostato.....	53
	Desfase temporal .....	53
3.3.2	<i>Metodología</i> .....	53
3.3.3	<i>Resultados</i> .....	54
	Deriva intrínseca .....	54
	Errores de referencia .....	55
	Error de perpendicularidad.....	56
	Rotación del pedestal.....	57
	Inclinación del pedestal .....	58
	Error de canteo .....	60
	Error de intersección de los ejes .....	60
	Error de posicionamiento del heliostato.....	62
	Desfase temporal .....	63
3.3.4	<i>Discusión de los resultados</i> .....	63
3.3.5	<i>Conclusiones</i> .....	66
3.4	CONCLUSIONES .....	67
	REFERENCIAS .....	69
<b>4.</b>	<b>CORRECCIÓN DEL APUNTE.....</b>	<b>71</b>
	NOMENCLATURA .....	72
	LETRAS GRIEGAS .....	73
	SUBÍNDICES .....	73
4.1	INTRODUCCIÓN .....	75
4.2	MÉTODO 1: CORRECCIONES DEPENDIENTES DEL TIEMPO .....	77
4.2.1	<i>Metodología</i> .....	77
	4.2.1.1    Medidas de inclinometría.....	79
	4.2.1.2    Ensayos de deriva .....	80
4.2.2	<i>Resultados</i> .....	82
4.2.3	<i>Conclusiones</i> .....	86
4.3	MÉTODO 2: DETERMINACIÓN DE LAS DESALINEACIONES DE LA ESTRUCTURA .....	87
4.3.1	<i>Metodología</i> .....	87
	4.3.1.1    Determinación de las posiciones de los heliostatos .....	88
	4.3.1.2    Medidas de inclinometría.....	91
	4.3.1.3    Ensayos de deriva .....	96
4.3.2	<i>Resultados</i> .....	99
4.3.3	<i>Conclusiones</i> .....	108
4.4	CONCLUSIONES.....	109
	REFERENCIAS .....	110

<b>5. CARACTERIZACIÓN ÓPTICA.....</b>	<b>112</b>
NOMENCLATURA .....	113
LETRAS GRIEGAS .....	113
5.1 INTRODUCCIÓN.....	114
5.2 DESCRIPCIÓN DEL MÉTODO.....	115
5.2.1 <i>Fundamentos</i> .....	115
5.2.2 <i>Algoritmo de reconstrucción de superficies</i> .....	116
5.2.3 <i>Determinación de los parámetros del ARS</i> .....	120
5.3 METODOLOGÍA.....	121
5.3.1 <i>Medidas experimentales</i> .....	121
5.3.2 <i>Aplicación del ARS</i> .....	122
5.3.3 <i>Validación del ARS</i> .....	123
5.4 RESULTADOS .....	124
5.4.1 <i>Validación del ARS con mapas de flujo sintéticos</i> .....	124
5.4.2 <i>Resultados experimentales</i> .....	131
5.5 CONCLUSIONES.....	133
REFERENCIAS .....	135
<b>6. CARACTERIZACIÓN DEL ENSUCIAMIENTO.....</b>	<b>137</b>
NOMENCLATURA .....	138
LETRAS GRIEGAS .....	138
SUBÍNDICES Y SUPERÍNDICES.....	138
6.1 INTRODUCCIÓN.....	139
6.2 METODOLOGÍA.....	140
6.3 RESULTADOS .....	142
6.3.1 <i>Heliostatos inclinados 3°</i> .....	142
6.3.1.1 Análisis anual.....	142
6.3.1.2 Transporte de largo alcance de polvo del desierto del Sahara.....	145
6.3.1.3 Efecto de la materia orgánica.....	147
6.3.1.4 Análisis de la propia faceta.....	152
6.3.1.5 Comparativa entre heliostatos.....	153
6.3.2 <i>Efecto del ángulo de inclinación</i> .....	155
6.3.2.1 Análisis anual.....	155
6.3.2.2 Modelo de ensuciamiento.....	157
6.4. CONCLUSIONES.....	160
REFERENCIAS .....	161
<b>7. CONCLUSIONES .....</b>	<b>165</b>
<b>ANEXO .....</b>	<b>169</b>
ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DEL INCLINÓMETRO SOLAR-2-45-2-RS485M .....	170
PLANOS DEL SOPORTE DEL INCLINÓMETRO SOLAR-2-45-2-RS485M.....	183
CARACTERIZACIÓN POR DEFLECTOMETRÍA DE LOS HELIOSTATOS.....	184
PUBLICACIONES BASADAS EN LA TESIS .....	188

## Lista de figuras

Figura 1.1. Distintas tecnologías CSP (Sánchez González, 2016). a) Concentrador cilindro parabólico. b) Concentrador lineal Fresnel. c) Disco parabólico. d) Sistema de torre central. ....	3
Figura 1.2. Sistema de torre central mostrando los 4 subsistemas que lo componen: campo de heliostatos, receptor, sistema de almacenamiento térmico y bloque de potencia (Sánchez González, 2016).....	5
Figura 1.3. Distintos tipos de heliostatos según su sistema de seguimiento. a) Acimut-elevación. b) Giro-elevación. c) Orientación polar. d) Cabeceo-alabeo.....	8
Figura 1.4. a) Diseño de la instalación ACES. b) Fotografía de la instalación ACES.....	10
Figura 1.5. Plataforma superior de la torre de la instalación ACES durante la realización de un ensayo del proyecto Sun-to-Liquid. a) Calentando el reactor. b) Reactor tras haber sido calentado a 1 400 °C.....	11
Figura 1.6. Esquema del FMAS y mapa de irradiancia adquirido por dicho sistema (Zoller <i>et al.</i> , 2022). ....	11
Figura 2.1. Esquema de los sistemas de coordenadas general y de la diana del programa de trazado de rayos en la instalación ACES.....	22
Figura 2.2. Mapas de flujo simulados del heliostato 6-5 para diferentes errores ópticos de la faceta: (a) 0 mrad, (b) 1 mrad y (c) 2 mrad. Cálculos realizados en el mediodía solar del solsticio de verano (14:17 del 21/06/2022) con DNI = 900 W/m <sup>2</sup> .....	24
Figura 2.3. Mapas de flujo simulados del heliostato 6-5 con (a) 2,17 y 2,22 mrad de error óptico en los ejes X e Y, respectivamente, y (b) empleando las MSE. ....	25
Figura 2.4. Mallado de la faceta del heliostato mostrando el cono de rayos que se traza desde cada uno de los elementos del mallado para dar cuenta de la forma solar. ....	25
Figura 2.5. a) Distribución de Buie y <i>limb-darkened</i> correspondiente a la radiación proveniente del disco solar. b) Distribución de Buie para 5 valores distintos de $\chi$ . ....	27
Figura 2.6. Simulaciones del heliostato 6-5 empleando las MSE. a, b) Empleando la distribución <i>limb-darkened</i> y trazando (a) 10 000 y (b) 1 000 000 de rayos por elemento. c, d) Empleando la distribución de Buie con $\chi = 10\%$ y trazando (c) 10 000 y (d) 1 000 000 rayos por elemento. ....	28
Figura 2.7. a, b) Mapas de flujo simulados del heliostato 5-5 usando (a) Matlab® y (b) TracePro®. La potencia total y el flujo pico obtenidos son: (a) 2,11 kW y 13,36 kW/m <sup>2</sup> , (b) 2,15 kW y 13,44 kW/m <sup>2</sup> . c) Mapas de flujo simulados superpuestos en el mismo gráfico para una mejor comparación. d) Mapa de flujo normalizado del mismo heliostato adquirido experimentalmente. ....	30

Figura 2.8. Número de rayos iniciales en función del tiempo de cálculo para simulaciones con (a) Matlab® y (b) TracePro®. El tiempo de cálculo cuando se usan y no se usan las MSE se representa en (a) con azul oscuro y azul claro y en (b) con naranja oscuro y naranja claro, respectivamente. .... 31

Figura 2.9. Mapas de flujo simulados con 128,44 millones rayos de todo el campo usando (a) Matlab® y (b) TracePro®. La potencia total y el flujo pico obtenidos son: (a) 280,24 kW y 2897,8 kW/m<sup>2</sup>, (b) 280,75 kW y 2826,3 kW/m<sup>2</sup>..... 32

Figura 2.10. Simulaciones con el mismo número de rayos alcanzando el receptor frente al tiempo de cálculo para (a) Matlab® (barras azules) y (b) TracePro® (barras naranjas). A modo de comparación, también se representa el número de rayos iniciales de ambos programas. .... 33

Figura 3.1. a) Distribución de los heliostatos en la instalación ACES marcando en rojo los empleados para el estudio de la deriva intrínseca. b) Geometría del heliostato 7-7 con el blanco en posición vertical. .... 43

Figura 3.2. Curvas de deriva intrínseca de los 4 heliostatos en función de la inclinación del blanco. La posición de la etiqueta con el ángulo de inclinación indica el inicio de la curva. Se muestran, a escala 1:500, los mapas de flujo simulados a ±4 h, ±2 h y 0 h respecto del mediodía solar para 0°, 45° y 90° de inclinación del blanco. a) Heliostato 1-4 (distintos ejes). b) Heliostato 3-5. c) Heliostato 5-6. d) Heliostato 7-7. .... 45

Figura 3.3. Mapas de flujo del heliostato 1-4 a mediodía solar con el blanco (a) vertical y (b) horizontal. .... 45

Figura 3.4. a) Curvas de deriva intrínseca de los 4 heliostatos en función de la distancia focal. La posición de la etiqueta con la distancia focal indica el inicio de la curva. Se muestran, a escala 1:500, los mapas de flujo simulados a ±4 h, ±2 h y 0 h respecto del mediodía solar para 14, 20 y 26 m de distancia focal. a) Heliostato 1-4 (distintos ejes). b) Heliostato 3-5. c) Heliostato 5-6. d) Heliostato 7-7. .... 46

Figura 3.5. Componente vertical del error de apunte intrínseco a mediodía solar de los 4 heliostatos en función de su distancia focal (rango 10-200 m). .... 47

Figura 3.6. a) Heliostato de la instalación ACES. Los ejes de cabeceo y alabeo están representados por flechas en rojo y amarillo, respectivamente. b) Causas de deriva debidas a desalineaciones angulares (valores no nulos de los ángulos  $\sigma_0$ ,  $\varepsilon_0$ ,  $\theta$ ,  $\gamma$  y  $\beta$ ). c) Deriva debida a un mal canteo de la faceta (valor no nulo del ángulo  $\eta$ ). La dirección de las flechas circulares en (b) y (c) indica la dirección de rotación para una desviación angular positiva con respecto a la geometría ideal. .... 49

Figura 3.7. a) Curvas de deriva intrínseca del heliostato 7-7 en los solsticios de verano e invierno. Los mapas de flujo simulados a  $\pm 4$  h,  $\pm 2$  h y 0 h con respecto al mediodía solar se muestran a escala 1:300. La posición de las etiquetas (verano/invierno) indica el inicio de la curva. b) Deriva en las direcciones X (azul) e Y (rojo). Las curvas de deriva en los solsticios de verano e invierno están desplazadas 1 hora debido a la diferencia entre los horarios de verano e invierno. .... 54

Figura 3.8. Curvas de deriva en (a) el solsticio de invierno y (b) el solsticio de verano debidas a un error de referencia del motor de alabeo. De izquierda a derecha, el error angular va de -20 mrad a 20 mrad. Las curvas se han ampliado 43 veces dentro de las elipses. La posición de la etiqueta dentro de la elipse indica el inicio de la curva..... 55

Figura 3.9. Curvas de deriva en (a) el solsticio de invierno y (b) el solsticio de verano debidas a un error de referencia del motor de cabeceo. Para el solsticio de invierno, se muestran las curvas de deriva para errores angulares inferiores a 5 mrad en valor absoluto. Cada etiqueta indica el error angular correspondiente a cada curva y su posición indica el inicio de la curva..... 56

Figura 3.10. Curvas de deriva en (a) el solsticio de invierno y (b) el solsticio de verano debidas a un error de perpendicularidad entre los ejes de cabeceo y alabeo. Cada etiqueta indica el error angular correspondiente a cada curva y su posición indica el inicio de la curva..... 57

Figura 3.11. Curvas de deriva en (a) el solsticio de invierno y (b) el solsticio de verano cuando el pedestal está rotado. Para el solsticio de invierno, se muestran las curvas de deriva para errores angulares inferiores a 5 mrad en valor absoluto. Cada etiqueta indica el error angular correspondiente a cada curva y su posición indica el inicio de la curva..... 58

Figura 3.12. Curvas de deriva en (a, c) solsticio de invierno y (b, d) solsticio de verano cuando el pedestal está inclinado. Cada etiqueta indica el ángulo de inclinación y la dirección de inclinación (O, oeste; S, sur; E, este; N, norte) correspondiente a cada curva y su posición indica el inicio de la curva. .... 59

Figura 3.13. Curvas de deriva en (a) solsticio de invierno y (b) solsticio de verano cuando la faceta tiene un error de canteo. Cada etiqueta indica el error angular correspondiente a cada curva y su posición indica el inicio de la curva. .... 60

Figura 3.14. Curvas de deriva en (a, c) solsticio de invierno y (b, d) solsticio de verano para varios valores de las distancias  $c$  y  $l$ . Las curvas se han ampliado dentro de las elipses y en su interior se indica el factor de ampliación. Cada etiqueta indica la longitud del parámetro correspondiente a cada curva y su posición indica el inicio de la curva..... 61

Figura 3.15. Curvas de deriva en (a) solsticio de invierno y (b) solsticio de verano cuando el heliostato tiene un error de posicionamiento. De izquierda a derecha, el error angular va de -20 mrad a 20 mrad. Las curvas se han ampliado 43 veces dentro de las elipses. La posición de la etiqueta dentro de la elipse indica el inicio de la curva..... 62

Figura 3.16. Curvas de deriva en (a) el solsticio de invierno y (b) el solsticio de verano cuando hay un desfase temporal. Cada etiqueta indica el error angular correspondiente a cada curva y su posición indica el inicio de la curva. .... 63

Figura 3.17. Desviación estándar de las curvas de deriva obtenidas con un error angular de 20 mrad y de la deriva intrínseca. (a) Componente horizontal (X) en los solsticios de invierno y verano. (b) Componente vertical (Y) en los solsticios de invierno y verano..... 66

Figura 4.1. Esquema representando como corregir el apunte de un heliostato con tan solo modificar su punto de apunte de  $R$  a  $-C$ ..... 78

Figura 4.2. Acoplamiento del inclinómetro uniaxial Bosch a la estructura del heliostato para medir la relación ángulo-elongación del motor (a) de cabeceo y (b) de alabeo. .... 80

Figura 4.3. Mapa de flujo adquiridos por el FMAS durante uno de los ensayos de deriva. A la izquierda se muestra la distribución de flujo de forma tridimensional, y a la derecha de forma bidimensional sobre el propio plano de la diana señalizando el centro de gravedad con un asa. .... 82

Figura 4.4. Polinomios de (a) cabeceo y (b) alabeo de 6º grado de uno de los heliostatos del campo..... 83

Figura 4.5. Residuo de los polinomios de ajuste a las medidas de inclinometría. a, c y e) Polinomios de cabeceo de 2º, 4º y 6º grado, respectivamente. b, d y f) Polinomios de alabeo de 2º, 4º y 6º grado, respectivamente..... 83

Figura 4.6. Curvas de deriva de los heliostatos de las filas 4 a 12 antes y después de haber corregido la deriva. En (a) se muestran las curvas sobre la diana y en (b) sus componentes horizontal (X) y vertical (Y) en función del tiempo..... 85

Figura 4.7. Correcciones dependientes del tiempo obtenidas para uno de los heliostatos del campo. a) Corrección del motor de alabeo. b) Corrección del motor de cabeceo..... 86

Figura 4.8. Imagen satelital de la instalación ACES mostrando la incorrecta alineación de las filas de heliostatos (flecha azul) con el eje Este-Oeste de la Tierra (flecha roja). .... 89

Figura 4.9. Foto mostrando como los heliostatos situados más lejos de la torre presentan una altura superior..... 89

Figura 4.10. Nivel de agua empleado para la determinación de las alturas de los heliostatos.. 90

Figura 4.11. a) Extremo del nivel de agua situado en el pilar de la torre donde se encuentra la marca de referencia. b) Extremo del nivel de agua situado en el heliostato a medir. .... 91

Figura 4.12. Inclinómetro usado para realizar las medidas de inclinometría. .... 91

Figura 4.13. a) Soporte diseñado para poder anclar el inclinómetro a la estructura del heliostato. b) Inclinómetro anclado a la estructura del heliostato con dicho soporte..... 92

Figura 4.14. Esquema mostrando la colocación del inclinómetro, el cual está representado por el rectángulo negro. El pedestal está visto desde arriba y los ejes de cabeceo y alabeo son los ejes  $X'$  e  $Y''$ , respectivamente. .... 93

Figura 4.15. Mapa de alturas de los heliostatos determinado con el nivel de agua. .... 100

Figura 4.16. Lecturas del inclinómetro en función del ángulo de (a) cabeceo y (b) alabeo en un heliostato ideal en el que los ejes del inclinómetro coinciden con los ejes de cabeceo y alabeo. .... 100

Figura 4.17. Lecturas del inclinómetro en función del ángulo de (a) cabeceo y (b) alabeo en un heliostato ideal en el que el eje  $Y'''$  del inclinómetro forma  $40^\circ$  con el eje de alabeo. .... 101

Figura 4.18. Distribuciones de frecuencias, en tanto por uno, de las direcciones de inclinación de las facetas que dan cuenta del error de canteo/referencia teniendo (a) y no teniendo en cuenta (b) los  $0,75^\circ$  de rotación del campo. .... 103

Figura 4.19. Diferencias observadas en las medidas de inclinometría al realizar estas con el inclinómetro en una u otra de las dos barras de la estructura del heliostato. .... 104

Figura 4.20. Diferencia entre el ángulo de alabeo efectivo,  $\varepsilon'$ , y el ángulo de alabeo,  $\varepsilon$ , en función de este último para los mismos 7 heliostatos de la Figura 4.19. .... 105

Figura 4.21. Curvas de deriva de los heliostatos (a) 8-6, (b) 8-7, (c) 8-8, (d) 8-9 y (e) 8-10 antes y después de haber corregido la deriva. A la izquierda se muestran las curvas sobre la diana y a la derecha sus componentes horizontal (X) y vertical (Y) en función del tiempo. .... 106

Figura 5.1. Diagrama de flujo del algoritmo de reconstrucción de superficies. .... 117

Figura 5.2. Superficie reflectante mallada haciendo zoom en uno de los elementos del mallado y mostrando su vector normal (verde) y los 8 vectores normales desviados (rojos) empleados para buscar la correcta orientación del elemento. .... 118

Figura 5.3. Diagrama que muestra cómo se comprueba la invariancia del patrón reflejado en 1D para el vector normal  $ni$  (en 2D el procedimiento sería similar, pero teniendo en cuenta los ocho elementos vecinos). Los vectores normales intermedios entre  $ni$  y  $ni \pm 1$  (vectores negros) se calculan por interpolación. El vector normal  $ni$  desviado (vector rojo) satisface el criterio, ya que su vector solar reflejado intercepta a la diana entre las intersecciones de los vectores solares reflejados correspondientes a los vectores normales intermedios (puntos negros), lo que hace que se conserve el patrón. .... 119

Figura 5.4. Esquema de la superficie reflectante mallada. Los triángulos azules representan elementos dentro de la superficie. Los puntos verdes corresponden a los vectores extrapolados. Los cuadrados rojos identifican los elementos empleados para calcular la media local de los elementos rodeados con un círculo negro. .... 120

Figura 5.5. Regiones de validez de los parámetros de la malla del espejo y de la diana en función de la distancia espejo-diana. Los parámetros utilizados en los resultados experimentales de la sección siguiente se indican con estrellas negras. .... 121

Figura 5.6. a) Distribución de los heliostatos de la instalación ACES mostrando en rojo los nueve heliostatos caracterizados con el ARS. b) Diana empleada para simular los mapas de flujo con los que se reconstruye la superficie. La diana está inclinada 45° con respecto a la vertical. .... 121

Figura 5.7. Diana móvil empleada para caracterizar la superficie de los heliostatos de la instalación ACES con el ARS. .... 122

Figura 5.8. a) Superficie del heliostato 6-5 determinada con deflectometría. b) Superficie reconstruida. (Los valores positivos indican que el vector normal está inclinado en el sentido negativo). .... 124

Figura 5.9. Diferencia de la desviación de la pendiente entre la superficie medida con deflectometría y la reconstruida del heliostato 6-5..... 125

Figura 5.10. RMS de la diferencia de la desviación de la pendiente entre la superficie medida con deflectometría y la reconstruida del heliostato 6-5 para 19 distancias heliostato-diana. .... 127

Figura 5.11. Puntos de intersección con la diana de los vectores solares reflejados en el centro de los elementos de la superficie de un concentrador esférico perfecto de 40 m de radio para distancias concentrador-diana de 2 m y 4 m. El círculo rojo que rodea cada punto azul representa la imagen del disco solar. La malla de la diana está representada con líneas negras. .... 127

Figura 5.12. Puntos de intersección con la diana de los vectores solares reflejados en el centro de los elementos de la faceta para las superficies reconstruidas del heliostato 6-5 a 6, 7 y 8 metros de distancia. Los puntos de intersección se corresponden con los nodos de la cuadrícula. Las zonas con una alta densidad de nodos están señaladas con flechas rojas..... 128

Figura 5.13. Coeficiente de correlación de Pearson en función del número de iteraciones durante el proceso de reconstrucción del heliostato 6-5. a) Límites del eje vertical entre 0,9 y 1. b) Límites del eje vertical entre 0,999 y 1..... 129

Figura 5.14. Mapa de flujo empleado para realizar la reconstrucción y mapa de flujo de la superficie reconstruida (a) al principio, (b) después de la iteración-s 5 y (c) al final del proceso de reconstrucción..... 129

Figura 5.15. a) Superficie del heliostato 12-6 determinada con deflectometría. b) Superficie reconstruida. (Los valores positivos indican que el vector normal está inclinado en el sentido negativo). .... 132

Figura 5.16. Diferencia de la desviación de la pendiente entre la superficie medida con deflectometría y la reconstruida con el ARS del heliostato 12-6..... 132

Figura 6.1. a) Distribución de los heliostatos de la instalación ACES mostrando en azul los 12 heliostatos con una inclinación de 3° y en rojo los heliostatos con una inclinación de 0°, 15° y 30°. b) Zonas de medición en cada heliostato. ....	141
Figura 6.2. Ratio de ensuciamiento diario de los doce heliostatos bajo estudio y precipitación acumulada diaria desde mayo de 2020 a mayo de 2021.....	142
Figura 6.3. Valor medio de las tasas de ensuciamiento mensuales de los 12 heliostatos bajo estudio.....	144
Figura 6.4. a) Histograma de la diferencia de ensuciamiento diaria y su correspondiente ajuste a la distribución gamma. b) Función de distribución acumulativa teórica y experimental.....	145
Figura 6.5. Imagen de satélite mostrando un transporte de largo alcance de polvo sahariano hacia la región estudiada. ....	146
Figura 6.6. SEM del evento de transporte de largo alcance de polvo del desierto sahariano correspondiente a julio de 2020. a) Imagen original. b) Imagen tras ser tratada con el software ImageJ. ....	147
Figura 6.7. Recuento de polen en Madrid de 1979 a 1993 (Subiza <i>et al.</i> , 1995). ....	148
Figura 6.8. Micrografías electrónicas de barrido del polen típico encontrado en la región. a) <i>Quercus sp.</i> b) <i>Pinus sp.</i> .....	149
Figura 6.9. Micrografías mostrando la cantidad de materia orgánica correspondiente a los meses de (a) Abril de 2021 y (b) Mayo de 2021.....	149
Figura 6.10. Histogramas del diámetro de las partículas de (a) enero, (b) abril, (c) julio y (d) octubre.....	151
Figura 6.11. Diagramas de caja para cada posición correspondientes a tres de los doce heliostatos estudiados. Los diamantes rojos representan la media anual de la ratio de ensuciamiento.....	152
Figura 6.12. Diagramas de caja anuales de los 12 heliostatos. Los diamantes rojos representan la media anual de la ratio de ensuciamiento.....	154
Figura 6.13. Ratio de ensuciamiento de los tres heliostatos con ángulos de inclinación de 0, 15° y 30° y precipitación acumulada diaria. ....	155
Figura 6.14. Depósito de suciedad en la zona central del heliostato colocado horizontalmente debido a la acumulación de agua y su posterior evaporación.....	156
Figura 6.15. Ratio de ensuciamiento medio interpolado de los heliostatos inclinados (a) 0°, (b) 15° y (c) 30°. Se muestran también las fotografías de dichos heliostatos. ....	159

## Lista de tablas

Tabla 1.1. Características principales de las diferentes tecnologías CSP (Kalogirou, 2009; Romero <i>et al.</i> , 2016). .....	2
Tabla 1.2 Listado de las primeras instalaciones termosolares de tipo torre (Romero-Álvarez y Zarza, 2007). .....	4
Tabla 2.1. Tiempo de computación en función del número de elementos por faceta empleados en la simulación de un único heliostato. Se utilizan las MSE con un punto por cada cuadrado de 10 cm (304 elementos), 5 cm (1 216 elementos) y 2,5 cm (4 864 elementos) de lado. La simulación realizada con TracePro® correspondiente a 4 864 elementos se abortó después de 1 818 000 s (21 días).....	30
Tabla 3.1. Parámetros relativos a los 4 heliostatos bajo estudio.....	43
Tabla 3.2. Parámetros asociados a cada factor causante de deriva. ....	50
Tabla 3.3. Posición del heliostato (coordenadas x e y) tras una rotación alrededor del eje Z del sistema de referencia general. Valores de x positivos (negativos) significan que la posición del heliostato se desplaza hacia el Oeste (Este). ....	62
Tabla 3.4. Media y desviación estándar de las curvas de deriva obtenidas con un error angular de 20 mrad para todos los factores causantes de la deriva.....	64
Tabla 3.5. Media y desviación estándar de la deriva intrínseca mostrada en la Figura 3.7.....	65
Tabla 4.1. Valor máximo aproximado del residuo de cada uno de los polinomios para cada uno de los motores. Se muestra, además, el correspondiente error angular asociado a dicho valor del residuo.....	84
Tabla 4.2. Valor medio y desviación estándar del error de perpendicularidad y de la inclinación y rotación del pedestal de todos los heliostatos del campo.....	102
Tabla 4.3. Valor medio y desviación estándar del error de apunte de las curvas de derivas de los heliostatos de la fila 8 antes y después de la calibración. ....	108
Tabla 5.1. Valores de los parámetros del ARS empleados para reconstruir la superficie de los 9 heliostatos.....	123
Tabla 5.2. Valores del RMS de la desviación de la pendiente y de las distancias focales de los 9 heliostatos correspondientes a la superficie medida por deflectometría y a la reconstruida. Se muestran también los valores del RMS de la diferencia entre ambas superficies, los cuales representan la incertidumbre global del ARS. ....	126
Tabla 5.3 Número de iteraciones-s requeridas para reconstruir la superficie, valores del RMS de la desviación de la pendiente y de su diferencia entre ambas superficies, y distancias focales de la superficie reconstruida del heliostato 6-5 para 12 distancias focales iniciales diferentes...	130

Tabla 5.4. Distancia focal y valores del RMS de la desviación de la pendiente del heliostato 12-6 obtenidos mediante deflectometría, mediante la superficie reconstruidas a partir del mapa de flujo sintético y mediante la superficie reconstruida a partir del mapa de flujo medido experimentalmente. También se muestran los valores del RMS de la diferencia de la desviación de la pendiente de las superficies reconstruidas. .... 133

Tabla 6.1. Valores máximos de la ratio de ensuciamiento y ratio de ensuciamiento final tras los transportes de largo alcance de polvo del desierto sahariano. .... 146

Tabla 6.2. Características geométricas de las partículas evaluadas mediante el software ImageJ. .... 150

Tabla 6.3. Ratio de ensuciamiento medio para cada estación del año, en %, de los doce heliostatos. .... 154

Tabla 6.4. Ratio de ensuciamiento medio,  $SR$ , desde agosto de 2020 hasta mayo de 2021 de los tres heliostatos inclinados  $0^\circ$ ,  $15^\circ$  y  $30^\circ$ , así como la diferencia relativa,  $\Delta$ , de los heliostatos inclinados  $15^\circ$  y  $30^\circ$  con respecto al horizontal. También se muestra la media de la desviación estándar diaria de las 5 medidas,  $\sigma SR$ , correspondiente a dicho periodo. .... 156

Tabla 6.5. Ajuste del modelo desarrollado a los heliostatos inclinados  $15^\circ$  y  $30^\circ$  junto con sus correspondientes parámetros estadísticos. .... 158

## Resumen en español

Esta tesis se centra en la caracterización óptica y del apunte de heliostatos con sistema de seguimiento basado en movimientos de cabeceo y alabeo, una tipología de seguidores que permite una importante reducción de costes a expensas de una mayor complejidad en las trayectorias de seguimiento y mayores retos en la precisión de apunte. El trabajo de tesis se ha llevado a cabo empleando los heliostatos del campo solar ACES, acrónimo de Alta Concentración de Energía Solar, ubicado en las instalaciones del Instituto IMDEA Energía en Móstoles, Madrid, España.

Los procesos industriales que hacen uso de energía solar concentrada a muy alta temperatura (p. ej. procesos químicos, metalúrgicos...) requieren elevadas concentraciones solares a fin de alcanzar eficiencias competitivas. Si bien los requisitos de concentración están muy por encima del actual estado del arte en las plantas termosolares dedicadas a la producción de electricidad, tales niveles de concentración se pueden alcanzar mediante campos de heliostatos de pequeña distancia focal y con un alto factor de empaquetamiento, pero, para ello, los heliostatos deben poseer una excelente calidad de apunte, una elevada calidad óptica, y una distancia focal efectiva lo más próxima posible a la distancia heliostato-receptor. Además de la importancia de los anteriores parámetros ópticos intrínsecos a la geometría del heliostato, la reflectancia juega un papel crítico también. Ésta depende del grado de ensuciamiento, el cual varía constantemente de un día para otro dependiendo de las condiciones meteorológicas, por lo que su caracterización y predicción mejoran la operación rutinaria de este tipo de instalaciones. En base a todo lo anterior, esta tesis se centra en los siguientes tres objetivos:

- Caracterización del apunte y desarrollo de técnicas de corrección del mismo en heliostatos con sistema de seguimiento basado en movimientos de cabeceo y alabeo empleados en instalaciones experimentales de elevadas prestaciones y con altos flujos de radiación.
- Desarrollo y validación de técnicas de caracterización óptica que permitan determinar in-situ los parámetros ópticos intrínsecos a la geometría del heliostato (como son la curvatura y el error óptico).
- Caracterización del ensuciamiento de heliostatos situados en un entorno urbano y análisis de su evolución diaria.

Los tres objetivos recién nombrados se abordan a lo largo de 6 capítulos. El capítulo 1 es una introducción sobre la energía solar térmica de concentración. En él se describen las principales tecnologías en que esta se divide, centrándose en los sistemas de torre central. El capítulo 2 presenta un programa de trazado de rayos basado en el método de Montecarlo desarrollado en Matlab®. Este programa permite simular el comportamiento óptico del campo solar ACES y es una de las principales herramientas utilizadas en la tesis. El capítulo 3 se centra en la caracterización del apunte de heliostatos con seguidor solar basado en movimientos de cabeceo y alabeo. Para ello se estudian en profundidad todas las posibles desalineaciones que la estructura de un seguidor solar de este tipo puede tener y se analiza el impacto de cada uno de

ellas en el apunte. El capítulo 4 presenta dos métodos que permiten mejorar el apunte de heliostatos y muestra los resultados obtenidos al aplicarlos a los heliostatos de la instalación ACES. El primer método se centra en corregir los errores de apunte sin importar las causas de los mismos y, el segundo, por el contrario, se basa en determinar dichas causas para corregir los errores de apunte. El capítulo 5 presenta una nueva técnica de caracterización óptica desarrollada que permite determinar la forma de cualquier concentrador solar a partir de un único mapa de flujo producido por este. La técnica se valida numéricamente y se aplica experimentalmente a algunos heliostatos de la instalación. Por último, el capítulo 6 aborda el tema del ensuciamiento, mostrándose el exhaustivo estudio llevado a cabo sobre la caracterización del ensuciamiento en la instalación ACES.

## Resumen en inglés

This thesis focuses on the optical and pointing characterization of heliostats with tilt-roll (also known as pitch-roll) tracking system, a kind of tracking systems with high potential in terms of cost reduction though at the expense of incrementing the complexity of the tracking trajectories and higher challenges for achieving a good pointing accuracy. The thesis has been performed employing the heliostats of the ACES solar field (Alta Concentración de Energía Solar), located at the Institute IMDEA Energy, in Móstoles, Madrid, Spain.

Very high temperature industrial processes carried out with concentrated solar energy (chemical, metallurgical processes...) require high solar concentrations in order to achieve competitive efficiencies. Although the concentration requirements are well beyond the current state of the art in solar thermal power plants dedicated to electricity production, such concentration levels can be achieved by using small heliostat fields with short focal length and a high packing density. However, heliostats must have high pointing and optical qualities and focal lengths as close as possible to the heliostat-receiver distance (slant range). In addition to these optical parameters, reflectance plays a critical role as well. This depends on the soiling degree, which varies constantly from a day to the next one depending on weather conditions. Therefore, soiling characterization and prediction improves the operation of this type of facilities. According to this, this thesis focuses on the following three objectives:

- Pointing characterization and development of pointing correction techniques in heliostats with tilt-roll tracking system used in high performance experimental facilities with high radiation fluxes.
- Development and validation of optical characterization techniques able to determine the optical parameters intrinsic to the heliostat geometry (such as curvature and optical error).
- Soiling characterization of heliostats located in an urban environment and analysis of their daily evolution.

The three objectives just mentioned are addressed in 6 chapters. Chapter 1 is an introduction to concentrating solar thermal power. It describes its main technologies and focuses on central tower systems. Chapter 2 presents a Monte Carlo ray tracing program developed in MATLAB® for simulating the optical behavior of the ACES solar field. This program is one of the main tools used in the thesis. Chapter 3 focuses on the pointing characterization of tilt-roll heliostats. For this purpose, all the misalignments that a tilt-roll solar tracker can suffer are deeply studied and the impact of each of them on the pointing is analyzed. Chapter 4 discusses two methods to improve the pointing accuracy of heliostats and shows the results obtained by applying them to the heliostats of the ACES facility. The first method focuses on correcting the pointing errors regardless of their causes. On the contrary, the second method is based on determining such causes in order to correct the pointing errors. Chapter 5 presents a new optical characterization technique developed. The technique is able to determine the shape of any solar concentrator by only employing a single flux map measurement. The technique is numerically validated and

experimentally applied to some heliostats of the solar field. Finally, Chapter 6 deals with soiling. It shows the exhaustive study carried out on the soiling characterization of ACES solar field.

# **1. Introducción**

## 1.1. Energía solar térmica de concentración

La energía solar térmica de concentración, también conocida como CSP, acrónimo del inglés *Concentrated Solar Power*, y más recientemente como CST, acrónimo de *Concentrated Solar Thermal*, se basa en el uso de sistemas ópticos (espejos o lentes) para concentrar la luz solar sobre un elemento en donde la energía solar concentrada se transforma en calor. La energía térmica será posteriormente utilizada para producir electricidad a través de un ciclo termodinámico o termopilas, alimentar un proceso térmico (p. ej. desalación) o bien llevar a cabo reacciones químicas (p. ej. dirigidas a la síntesis de combustibles gaseosos y líquidos, los llamados combustibles solares). Habitualmente, la CSP no engloba las tecnologías de conversión directa de la radiación solar concentrada como la fotovoltaica de concentración o CPV, del inglés *Concentrated Photovoltaics*.

Los sistemas ópticos de concentración solar basados en superficies reflectantes se clasifican en sistemas de foco puntual y foco lineal. Los primeros incluyen sistemas de tipo torre o receptor central y de disco parabólico, mientras que los segundos engloban los concentradores cilindro parabólicos y lineales Fresnel. Cada uno de ellos permite alcanzar niveles de concentración y temperaturas de operación diferentes. Las principales características de cada una de estas tecnologías se resumen en la Tabla 1.1. A día de hoy, las centrales solares termoeléctricas están mayoritariamente basadas en concentradores cilindro-parabólicos, seguidos por sistemas de torre central (Lovegrove y Stein, 2012).

Tabla 1.1. Características principales de las diferentes tecnologías CSP (Kalogirou, 2009; Romero et al., 2016).

Tecnología CSP	Seguimiento	Concentración	Capacidad (MW)	Eficiencia solar-eléctrica* (%)
Cilindro parabólico	Un eje	70-80	30-140	11-16
Torre central	Dos ejes	300-1 000	10-100	7-20
Lineal Fresnel	Un eje	25-100	10-200	9-11
Disco parabólico	Dos ejes	1 000-3 000	0,005-0,025	12-25

\*Existen nuevos ciclos termodinámicos en desarrollo que incrementan estos valores.

A continuación, se procede a describir brevemente cada una de estas tecnologías, las cuales se muestran en la Figura 1.1. El concentrador cilindro-parabólico consiste en una superficie reflectora curvada parabólicamente en uno de sus ejes en cuyo foco, que es donde se concentra la luz solar, se coloca un receptor lineal. El movimiento del sol se sigue solamente en un eje, el de elevación o el de acimut, dependiendo de la orientación del eje de rotación, por lo cual existen dos configuraciones: orientación este-oeste y orientación norte-sur.

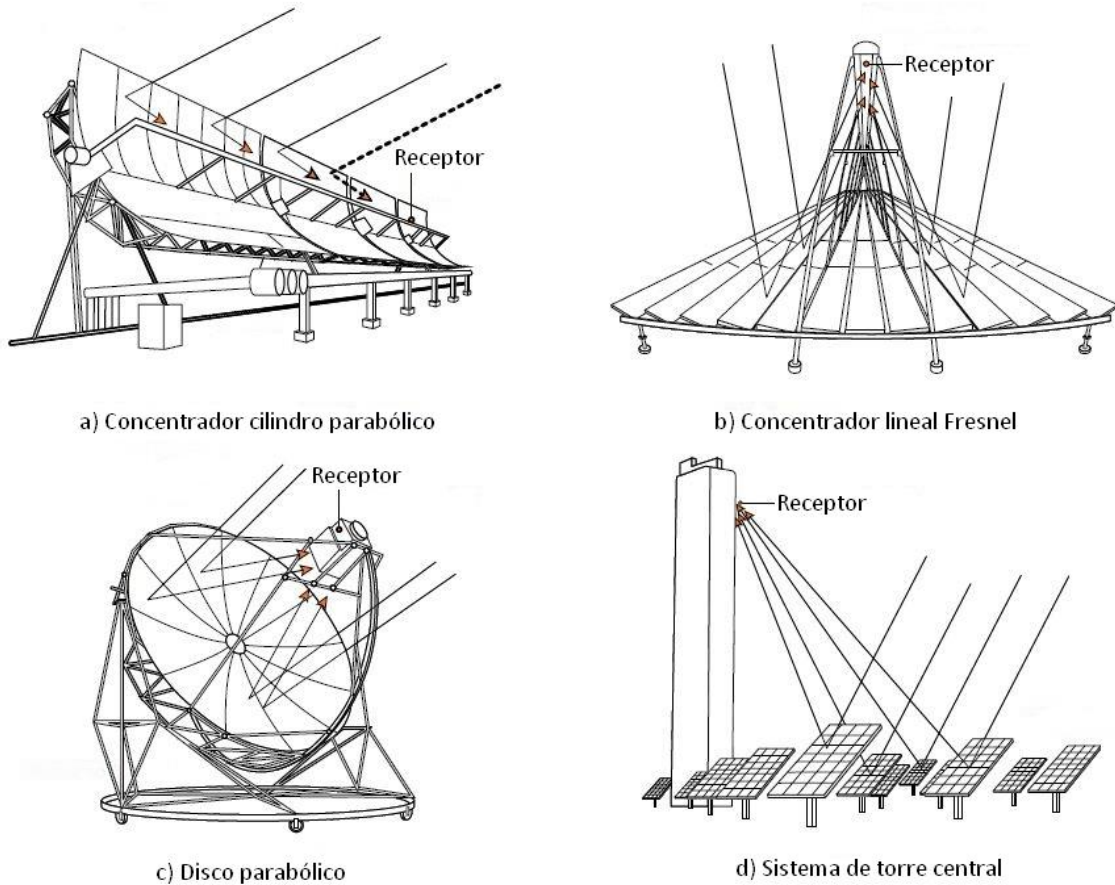


Figura 1.1. Distintas tecnologías CSP (Sánchez González, 2016). a) Concentrador cilindro parabólico. b) Concentrador lineal Fresnel. c) Disco parabólico. d) Sistema de torre central.

El concentrador lineal de Fresnel comparte el mismo principio que el cilindro-parabólico, pero en lugar de un espejo parabólico continuo, está formado por láminas de espejos planos, o ligeramente curvados, contenidos en el mismo plano y paralelos al receptor lineal. Los rangos de concentración del concentrador Fresnel son similares a los del cilindro-parabólico (ver Tabla 1.1), pero el concentrador Fresnel es ópticamente menos eficiente, principalmente por los efectos de sombreado y bloqueo y, especialmente, por el efecto coseno (Sharma *et al.*, 2015).

El concentrador de disco parabólico es un sistema de enfoque puntual a pequeña escala. Se compone de un único espejo paraboloide y un receptor situado en su punto focal. En ocasiones, en el receptor se suele montar un motor Stirling, por lo que a este sistema también se le denomina disco Stirling.

El sistema de torre (ST) o de receptor central (CRS, *Central Solar Receiver*) consiste en un campo de heliostatos que concentra la radiación solar sobre un receptor situado en la parte superior de una torre. Este trabajo se limita a los sistemas de torre central, el cual se describe con más detalle en la siguiente subsección.

### 1.1.1 Sistemas de torre

Los orígenes de esta tecnología se remontan a mediados del siglo XX. La primera edición de la revista *Solar Energy*, en 1957, abrió con el estudio de viabilidad de una central termosolar consistente en 1293 espejos móviles que se ubicaría en la Unión Soviética (Baum *et al.*, 1957). Un par de décadas más tarde, coincidiendo con la primera crisis del petróleo, se despertó en EE.UU. y Europa el interés por los ST (Hildebrandt y Vant-Hull, 1977). A finales de los años 70 tuvo lugar la construcción de un total de ocho centrales solares de torre distribuidas en distintos países que se han situado en el rango de 0,5 a 10 MWe y cuyo fin primordial ha sido la experimentación. Estas plantas fueron ensayadas a comienzos de los años 80. Cinco de ellas utilizaban sistemas agua/vapor (Solar One en California, 10 MWe; Shunshine en Japón, 1 MWe; Eurelios en Italia, 1 MWe; SES-5 en Crimea, 5 MWe; y por último CESA-1 en Almería-España, 1 MWe), una utilizaba sodio (SSPS-CRS en Almería, 0,5 MWe) y otras dos sales fundidas (Themis en Francia, 2,5 MWe y MSEE de 1 MW en EEUU). Si bien dichas instalaciones demostraron la viabilidad de la tecnología para la producción de electricidad, se trataba de plantas excesivamente pequeñas, los rendimientos obtenidos han estado por debajo de las expectativas de diseño en todos los casos y los costes han sido superiores al umbral de comercialidad. Solar One fue la única central que consiguió en aquel periodo completar campañas anuales de producción con resultados fiables, aunque inferiores a los esperados. Esta planta estaba formada por un campo de 1 818 heliostatos y un receptor central de vapor sobrecalentado. En 1995 se reconvirtió en Solar Two incorporando subsistemas y componentes para operar con sal fundida como fluido caloportador en lugar de agua/vapor. En la Tabla 1.2 se resumen las características de las primeras centrales de torre.

Tabla 1.2 Listado de las primeras instalaciones termosolares de tipo torre (Romero-Álvarez y Zarza, 2007).

Proyecto	País	Potencia (MWe)	Fluido de transferencia térmica	Medio de almacenamiento	Comienzo de las operaciones
SSPS	España	0,5	Sodio Líquido	Sodio	1981
EURELIOS	Italia	1	Vapor	Sal Nitrato/Agua	1981
SUNSHINE	Japón	1	Vapor	Sal Nitrato/Agua	1981
Solar One	EEUU	10	Vapor	Aceite/Roca	1982
CESA-1	España	1	Vapor	Sal Nitrato	1982
MSEE/Cat B	EEUU	1	Nitrato Fundido	Sal Nitrato	1983
THEMIS	Francia	2,5	Sal HI-TEC	Sal HI-TEC	1984
SPP-5	Rusia	5	Vapor	Agua/Vapor	1986
TSA	España	1	Aire	Cerámico	1993
Solar Two	USA	10	Nitrato Fundido	Sal Nitrato	1996

Como resultado de estos proyectos pioneros, han surgido muchas publicaciones e informes técnicos en la comunidad científica (Grasse *et al.*, 1991; Falcone, 1986; Mancini *et al.*, 1997). Un buen ejemplo de informes técnicos con acceso abierto lo ofrece el Laboratorio Nacional SANDIA en EE.UU. que, por ejemplo, ha compartido las lecciones aprendidas del proyecto Solar Two (Litwin y Park, 2002; Pacheco, 2002).

Las centrales solares termoeléctricas de torre comenzaron a desplegarse a principios de este siglo con importantes hitos llevados a cabo en España, como la primera central con agua/vapor (saturado), PS10 (Sanlúcar La Mayor, Sevilla) o la primera de sales fundidas, Solar Tres o Gemasolar, la cual posee 15 horas de capacidad de almacenamiento térmico (Lata *et al.*, 2010). Otros proyectos emblemáticos son Crescent Dunes e Ivanpah, ambos situados en Estados Unidos, las plantas Noor en Marruecos o la planta de Cerro Dominador en Chile, por poner unos ejemplos. En Merchán *et al.* (2022) puede encontrarse un detallado resumen del estado del arte actual de las centrales solares termoeléctricas de tipo torre, viéndose el gran despliegue que esta tecnología ha sufrido durante la pasada década y que se ha acompañado de una disminución del coste nivelado de la energía de las plantas ST de 0,38 \$/kWh en 2010 a 0,118 \$/kWh en 2020, según datos de IRENA (*International Renewable Energy Agency*) (IRENA, 2022).

Desde el punto de vista funcional, una central de torre consta de cuatro subsistemas: el campo de heliostatos, el receptor, el sistema de almacenamiento térmico y el bloque de potencia. Estos cuatro subsistemas se representan en la Figura 1.2.

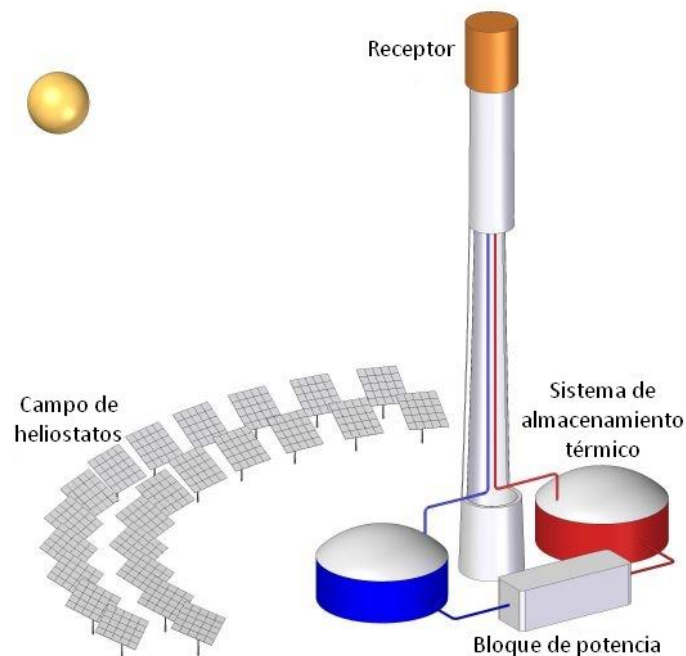


Figura 1.2. Sistema de torre central mostrando los 4 subsistemas que lo componen: campo de heliostatos, receptor, sistema de almacenamiento térmico y bloque de potencia (Sánchez González, 2016).

El campo de heliostatos consiste en cientos o miles de espejos dotados de dos grados de libertad que les permite orientarse de forma que reflejan la radiación solar directa hacia el receptor. Los heliostatos se orientan mediante un sistema de seguimiento solar de dos ejes, comúnmente basado en movimientos de acimut y elevación, aunque existen muchos otros tipos de seguidores, como el basado en movimientos de cabeceo y alabeo, que es analizado en detalle en este trabajo. En la siguiente subsección se muestran los tipos de seguidor solar más comunes.

El receptor se suele montar en la parte superior de la torre o, alternativamente, en el suelo en el caso de torres que incorporen un concentrador secundario encargado de reflejar la radiación hacia abajo (configuración “*beam-down*”). Una primera clasificación de los receptores solares se realiza en función de la fase del fluido caloportador, gases (atmosféricos y presurizados), fluidos supercríticos, líquidos o partículas (Ho e Iverson, 2014). El receptor de gas más común es el volumétrico atmosférico de aire, en el que se persigue promover el denominado efecto volumétrico. Por otro lado, los receptores de líquido (y vapor) adoptan la forma de receptores tubulares.

Los receptores tubulares consisten en un conjunto de tubos de paredes finas por los que circula el fluido caloportador. Este tipo de receptor suele estar formado por paneles planos formados por tubos conectados en paralelo por su parte superior e inferior. A su vez, estos paneles están conectados entre sí en serie y, opcionalmente, en paralelo si se requiere más de una vía de flujo. Los receptores tubulares externos adoptan dos geometrías básicas: plana y cilíndrica. En los receptores tubulares internos, los paneles están contenidos en una cavidad con una abertura hacia el campo.

La disposición principal del campo de heliostatos viene dictada por el tipo de receptor, que fija el ángulo de apertura. Los receptores planos y de cavidad conducen a campos polares, mientras que los receptores externos exigen campos de heliostatos envolventes o centrales. Dado que los heliostatos situados en posición opuesta al Sol tienen mejores ángulos de incidencia, estos campos de heliostatos están orientados hacia el norte/sur (en el hemisferio norte/sur), es decir, disponen de más heliostatos en el lado norte/sur con respecto a la torre.

En cuanto a los fluidos caloportadores se identifican seis grupos diferentes (Vignarooban *et al.*, 2015): agua/vapor, sales fundidas, aceites, productos orgánicos, metales líquidos y gases/aire. Las características requeridas a los fluidos caloportadores son alta conductividad térmica, bajo punto de fusión, alto punto de ebullición, baja viscosidad y baja corrosión. En este sentido, los fluidos caloportadores más comunes en los ST son el agua/vapor y las sales fundidas. Estas últimas tienen una alta capacidad calorífica, lo cual es apropiado para el almacenamiento térmico, pero por contra son corrosivas.

El tercer subsistema de los ST es el de almacenamiento de energía, que es opcional dependiendo de si la energía térmica recogida por el fluido caloportador se almacena o no. El sistema de almacenamiento térmico permite la producción de electricidad en ausencia de radiación solar (existencia de nubes y por la noche). Los ST permiten emplear un único lazo en el que el fluido

caloportador es también el fluido de almacenamiento (sales fundidas). La Figura 1.2 muestra el tanque frío (azul) y el tanque caliente (rojo) dispuestos de la forma correspondiente antes y después de que el fluido caloportador pase por el receptor.

El bloque de potencia constituye el último subsistema de una central ST. En el bloque de potencia se transforma la energía térmica del fluido caloportador en energía mecánica por medio de una turbina que está conectada a un alternador para así generar electricidad. Dependiendo del fluido caloportador, se utiliza una turbina de vapor o de gas para hacer funcionar el correspondiente ciclo termodinámico, Rankine o Brayton, respectivamente. Así, en el caso de los receptores de sales fundidas, el bloque de potencia incluye un intercambiador de calor que transfiere la energía térmica de las sales al agua produciendo vapor que alimentará un ciclo termodinámico Rankine.

#### 1.1.1.1 Tipos de heliostatos según su sistema de seguimiento

Los heliostatos son seguidores solares en los que el vector normal a la superficie reflectante debe bisecar el ángulo comprendido entre los vectores heliostato-sol (rayo incidente) y heliostato-receptor (rayo reflejado). Esto se logra mediante un sistema de seguimiento de doble eje, uno fijo, denominado eje primario, y otro que varía su orientación a lo largo del día, denominado eje secundario, siendo ambos ejes normalmente perpendiculares. Según sea la orientación de sus ejes los heliostatos se pueden clasificar en varios tipos, siendo los más comunes los siguientes: acimut-elevación, giro-elevación, orientación polar y cabeceo-alabeo (Lipps y Vant-Hull, 1978; Mousazadeh *et al.*, 2009; Chong y Wong, 2009).

Los grandes heliostatos comerciales son principalmente del tipo acimut-elevación. En ellos, el eje acimutal apunta al cenit y el eje de elevación se encuentra montado sobre el anterior y contenido en el plano definido por las facetas (Guo *et al.*, 2011; Guo *et al.*, 2013). Este tipo de seguidor es el más utilizado por ser el más económico, pero presenta un factor de empaquetamiento bajo (Schramek y Mills, 2004). Un ejemplo de este tipo de heliostato se puede ver en la Figura 1.3(a).

Otro tipo de heliostato es el de giro-elevación, también denominado alineado con el receptor. Este tipo de sistema de seguimiento tiene el eje de giro apuntando al receptor y el eje de elevación perpendicular a él (Chen *et al.*, 2006; Guo *et al.*, 2010; Koikari *et al.*, 2014), tal y como se muestra en la Figura 1.3(b). Una gran ventaja de este tipo de heliostato es que la orientación de los planos tangencial y sagital se mantiene constante con respecto a la superficie del reflector durante el seguimiento solar, lo que da lugar a una compensación parcial del astigmatismo, mejorando así la eficiencia óptica del heliostato (Zaibel *et al.*, 1995; Chen *et al.*, 2006). Por contra, esta configuración requiere una instalación y alineación muy precisas (Larmuth *et al.*, 2013).

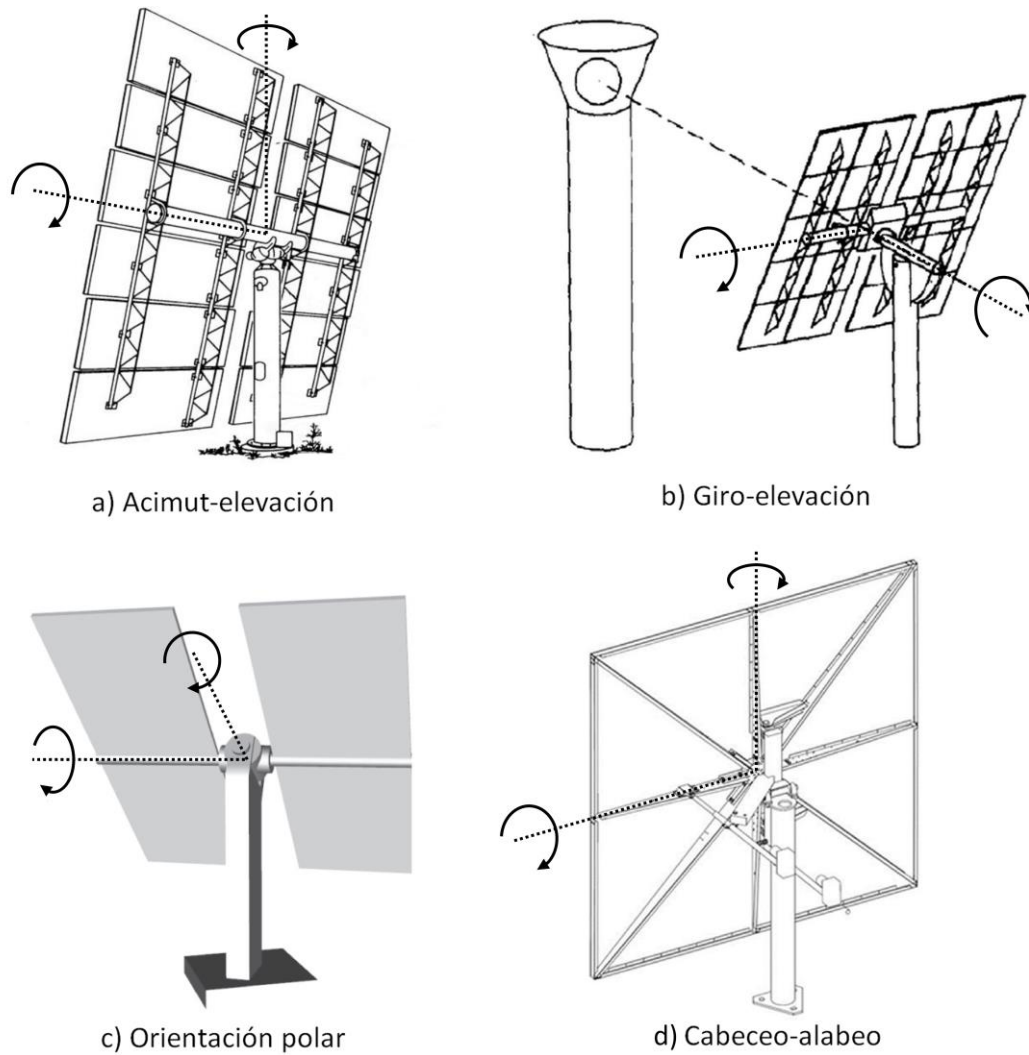


Figura 1.3. Distintos tipos de heliostatos según su sistema de seguimiento. a) Acimut-elevación. b) Giro-elevación. c) Orientación polar. d) Cabeceo-alabeo.

Por último, los otros dos tipos de heliostatos son el de orientación polar y el de cabeceo-alabeo, mostrados en las Figuras 1.3(c) y 1.3(d), respectivamente. En el de orientación polar, el eje fijo es paralelo al eje de rotación de la Tierra, lo que da lugar a una velocidad angular casi constante de dicho eje (Chen *et al.*, 2006, Torres-Roldán *et al.*, 2015). En cuanto al heliostato de cabeceo-alabeo, el eje de cabeceo, que es el fijo, se encuentra contenido en el plano horizontal y alineado con el eje Este-Oeste. Este tipo de heliostato permite una fácil integración de actuadores lineales, lo que proporciona una reducción de costes en heliostatos pequeños de unos pocos metros cuadrados, a la par que permite incrementar la densidad de empaquetamiento del campo solar (Schramek y Mills, 2004; Larmuth *et al.*, 2013). Este tipo de heliostato se empleó en el campo solar del Instituto IMDEA Energía ubicado en Móstoles, Madrid, España, alcanzando una densidad de empaquetamiento de en torno al 47% (Romero *et al.*, 2019).

### 1.1.1.2 Instalación ACES

En esta sección se describe la instalación ACES, acrónimo de Alta Concentración de Energía Solar, que es la planta ST en la que se ha desarrollado el trabajo de esta tesis. ACES se encuentra en el Instituto IMDEA Energía, ubicado en Móstoles, Madrid, España (40° 20' 21,5" N - 3° 52' 49,3" O). La instalación se construyó en 2016 en el marco del proyecto europeo HORIZON 2020 Sun-to-Liquid (*Integrated solar-thermochemical synthesis of liquid hydrocarbon fuels*, No. 654408). Consta de 169 heliostatos monofaceta de 3 m<sup>2</sup> cada uno, tiene una potencia térmica nominal de 250 kW, y permite alcanzar picos de irradiancia por encima de los 4 000 kW/m<sup>2</sup>. Tan alta concentración solar es posible gracias a la corta distancia focal de sus heliostatos, 20 o 30 metros dependiendo de su posición en el campo, así como al alto factor de empaquetamiento del campo, en torno al 47% (Romero *et al.*, 2019). El objetivo del proyecto Sun-to-Liquid era la producción de combustibles líquidos para el sector de la aviación a partir de CO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>O y energía solar concentrada. Para ello, se empleaba un reactor de 50 kW con una apertura de 16 cm de diámetro que operaba a temperaturas de hasta 1 400 °C. El reactor contenía una estructura reticulada de espuma de cerámica porosa de CeO<sub>2</sub> que convertía mediante un ciclo redox de dos etapas una mezcla de H<sub>2</sub>O y CO<sub>2</sub> en gas de síntesis. Este era a su vez transformado en queroseno en un proceso Fischer-Tropsch (Zoller *et al.*, 2022). El proyecto europeo Sun-to-Liquid demostró experimentalmente el proceso completo de generación de hidrocarburos líquidos en un ambiente relevante a escala piloto. Dicha generación combinada con técnicas de captura de CO<sub>2</sub> atmosférico conduce a la circularidad del transporte aéreo, ya que el balance global del proceso de generación y quemado del combustible es neutro en emisiones de carbono.

Los 169 heliostatos de la instalación ACES se encuentran distribuidos en 14 filas, tal y como se muestra en la Figura 1.4(a). De aquí en adelante nos referiremos a cualquier heliostato con la notación  $f$ - $n$ , donde  $f$  indica el número de fila desde la torre y  $n$  la posición del heliostato en la fila desde el este. Los heliostatos situados en las 8 primeras filas tienen una distancia focal nominal de 20 m, mientras que los de las 6 filas más alejadas de la torre tienen una focal nominal de 30 m. Los heliostatos presentan como base un seguidor solar de la empresa SatControl con movimiento en cabeceo y alabeo sobre el que se han montado facetas con espejos curvados de calidad solar (RioGlass Solar) de 1,6 m × 1,9 m de superficie, 3 mm de espesor y 94,3% de reflectancia. Las facetas están fijadas a la parte superior del seguidor mediante un bastidor consistente en varias costillas de metal. Estas poseen la curvatura correspondiente para dotar al espejo de la respectiva distancia focal. El espejo adquiere dicha curvatura debido a la deformación inducida por gravedad que surge al apoyarla sobre el bastidor, y es fijado a este mediante el empleo de una silicona bicomponente de curado rápido. El grado de curvatura del espejo es aproximadamente un orden de magnitud mayor que el utilizado tradicionalmente en plantas de este tipo, lo que permite obtener concentraciones solares muy superiores, y se encuentra en el límite teórico al cual se puede deformar un espejo de tales dimensiones. Medidas experimentales de deflectometría (Ulmer *et al.*, 2011) realizadas a varios heliostatos han mostrado que las facetas se relajan ligeramente tras su instalación, adoptando distancias

focales efectivas hasta un 15% mayores que la nominal, siendo esta relajación generalmente mayor en los heliostatos de focal más corta (20 m).

En cuanto a la torre, esta tiene una altura total de 18 metros y dispone de dos plataformas de ensayo ubicadas a 12 y 15 metros de altura. En la plataforma inferior se encuentra un blanco Lambertiano de 1,25 m × 1,25 m inclinado 45°, el cual puede verse en la Figura 1.4(b). Este blanco, por sus dimensiones, es idóneo para llevar a cabo la caracterización óptica y del apunte de los heliostatos. Por otro lado, en la plataforma superior se dispone de dos ventanas separadas 1,5 metros entre sí. En la ventana localizada al este hay un calorímetro que permite medir la potencia suministrada por el campo, mientras que la ventana localizada al oeste se emplea para llevar a cabo todo tipo de procesos termoquímicos. El diseño simétrico de ambas ventanas permite hacer la suposición de que la potencia medida en la ventana del calorímetro es prácticamente la misma que la que se entrega en la otra ventana.

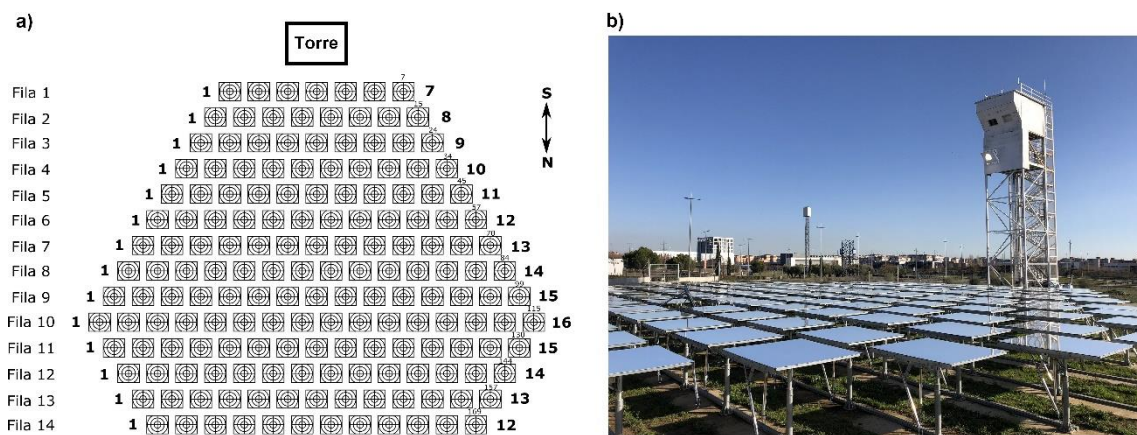


Figura 1.4. a) Diseño de la instalación ACES. b) Fotografía de la instalación ACES.

La Figura 1.5 muestra dos imágenes de la plataforma superior de la torre durante la realización de un ensayo del proyecto Sun-to-Liquid. En esta plataforma se encuentra, además, un dispositivo de medida de flujo desarrollado específicamente para dicho proyecto por el Centro Aeroespacial Alemán (DLR, *Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V.*). Dicho dispositivo, denominado FMAS (*Flux Mapping Acquisition System*) (Thelen et al., 2017), consiste en un blanco Lambertiano refrigerado por agua de 0,34 m × 0,34 m equipado con un sensor Gardon que puede moverse de una ventana a la otra por medio de un rail. Dicho blanco es monitorizado por una cámara, permitiendo obtener mapas de flujo sobre cualquiera de las dos ventanas. La Figura 1.6 muestra el esquema del FMAS, así como un mapa de irradiancia adquirido por dicho sistema.

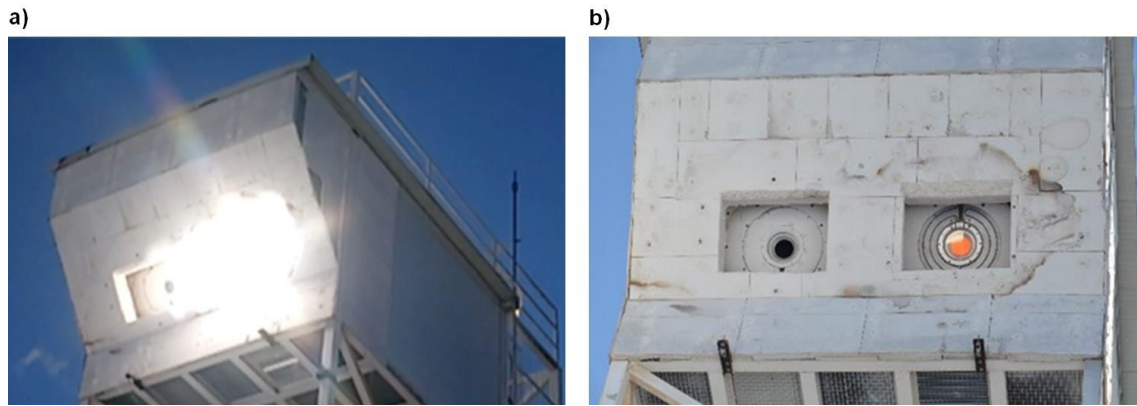


Figura 1.5. Plataforma superior de la torre de la instalación ACES durante la realización de un ensayo del proyecto Sun-to-Liquid. a) Calentando el reactor. b) Reactor tras haber sido calentado a 1 400 °C.

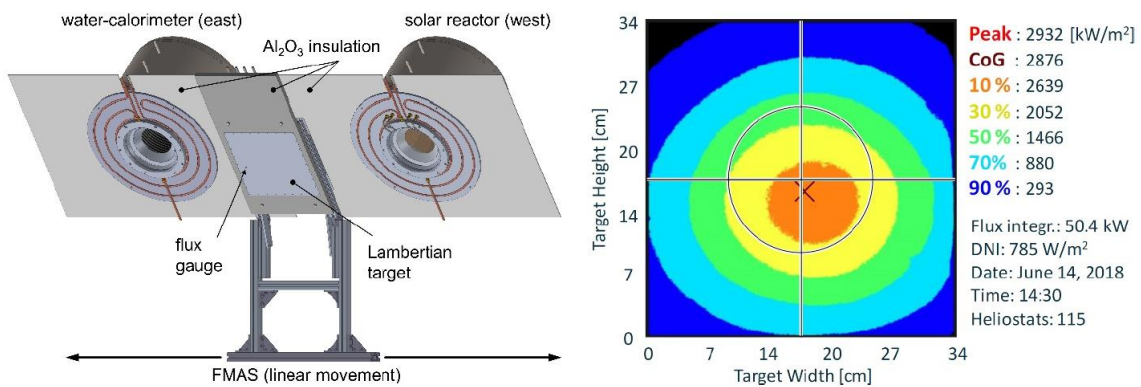


Figura 1.6. Esquema del FMAS y mapa de irradiancia adquirido por dicho sistema (Zoller *et al.*, 2022).

## 1.2. Alcance de la tesis

La integración de sistemas de energía solar de concentración en procesos industriales a muy alta temperatura, tales como la síntesis de combustibles e hidrógeno en la industria petroquímica o el proceso de clinkerización en la industria cementera, requieren instalaciones integradas en entornos industriales capaces de alcanzar muy altas concentraciones, elevadas prestaciones en apunte y rendimiento óptico, y económicamente competitivas. Tales niveles de concentración y rendimiento óptico se sitúan más allá del actual estado del arte en centrales termosolares y son posibles mediante campos de heliostatos optimizados para distancias focales cortas y con un elevado factor de empaquetamiento en cuanto al despliegue sobre el terreno. No obstante, la experiencia en este tipo de campos de heliostatos es escasa y, los pocos existentes, como es el caso del campo solar ACES, sirven como instalaciones experimentales singulares para el desarrollo de nuevas metodologías de caracterización y optimización de las prestaciones ópticas.

El objetivo principal de esta tesis doctoral es desarrollar metodologías de caracterización y apunte que permitan emplear heliostatos de alabeo-cabeceo, de gran interés por su elevado potencial de reducción de costes, lo cual lleva asociada una peor calidad estructural y de seguimiento, en aplicaciones que requieran muy altos flujos y temperaturas (superior a 2 000 kW/m<sup>2</sup> y por encima de 1 000 °C) en un entorno urbano con comportamiento específicos de ensuciamiento.

Como objetivos específicos, se propone:

- Analizar y establecer técnicas de corrección del apunte en heliostatos con sistema de seguimiento basado en movimientos de cabeceo y alabeo.
- Desarrollar metodologías y técnicas de caracterización óptica que permitan determinar in situ los parámetros ópticos intrínsecos a la geometría del heliostato (como son la curvatura y el error óptico).
- Establecer metodologías que permitan cuantificar el ensuciamiento de heliostatos situados en un entorno urbano y analizar su evolución diaria.

Todos los objetivos serán validados y aplicados en el campo solar de la instalación experimental singular ACES de IMDEA Energía a fin de mejorar sus prestaciones según el objetivo principal de la tesis.

### 1.3. Estructura de la tesis

Los objetivos recién enumerados se abordan de acuerdo a la siguiente estructura.

El capítulo 2 presenta un programa de trazado de rayos basado en el método de Montecarlo desarrollado en Matlab® ([Matlab](#)). Este programa permite simular la distribución de flujo del campo solar ACES sobre un receptor plano. El programa es validado cotejando sus simulaciones con las obtenidas mediante el programa de trazado de rayos comercial TracePro® ([TracePro](#)), así como con los mapas de flujo medidos experimentalmente en la instalación. Esta herramienta ha sido desarrollada específicamente para efectuar los cálculos por trazado de rayos y adaptada a las necesidades específicas de la instalación ACES, lo que la convierte en la herramienta perfecta para el trabajo desarrollado en la tesis.

El capítulo 3 se centra en la caracterización del apunte de heliostatos con seguidor solar basado en movimientos de cabeceo y alabeo. Para ello se estudian todas las posibles desalineaciones que la estructura de un seguidor solar de este tipo puede tener y se analiza el impacto de cada uno de ellas en el apunte. Esto último se lleva a cabo mediante el cálculo de las correspondientes curvas de deriva con el programa presentado en el capítulo anterior.

El capítulo 4 aborda dos métodos que permiten mejorar el apunte de heliostatos. El primero de ellos se centra en el cálculo de las correcciones dependientes del tiempo que deben aplicarse a ambos motores del seguidor solar para mejorar el apunte. Este método se centra en corregir los

errores de apunte sin importar el origen de los mismos. Por el contrario, el segundo método se basa en la determinación de aquellas desalineaciones de la estructura del heliostato causantes de los errores de apunte. En este capítulo no solo se presentan ambos métodos, sino que también se muestran los resultados obtenidos al aplicarlos a los heliostatos de la instalación.

El capítulo 5 presenta una nueva técnica de caracterización óptica desarrollada que permite determinar la forma de cualquier concentrador solar. La técnica se valida numéricamente empleando el programa de trazado de rayos expuesto en el capítulo 2 y se aplica a algunos heliostatos de la instalación.

Por último, el capítulo 6 aborda el tema del ensuciamiento, mostrándose el exhaustivo estudio llevado a cabo sobre la caracterización del ensuciamiento en la instalación ACES. Se analizan cuales son las principales causas de ensuciamiento, las diferencias entre unos heliostatos y otros dependiendo de su posición en el campo y el efecto del ángulo de inclinación del heliostato, entre otros factores. Además, se propone un modelo de ensuciamiento.

## Referencias

- Baum, V. A., Aparasi, R. R., Garf, B. A. (1957). High-power solar installations. *Solar Energy*, 1(1), 6-12.
- Chen, Y. T., Lim, B. H., Lim, C. S. (2006). General sun tracking formula for heliostats with arbitrarily oriented axes.
- Chong, K. K., Wong, C. W. (2009). General formula for on-axis sun-tracking system and its application in improving tracking accuracy of solar collector. *Solar Energy*, 83(3), 298-305.
- Falcone, P. K. (1986). A handbook for solar central receiver design (No. SAND-86-8009). Sandia National Lab.(SNL-CA), Livermore, CA (United States).
- Grasse, W., Hertlein, H. P., Winter, C. J., Braun, G. W. (1991). Thermal solar power plants experience. In *Solar Power Plants: Fundamentals, Technology, Systems, Economics* (pp. 215-282). Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg.
- Guo, M., Wang, Z., Liang, W., Zhang, X., Zang, C., Lu, Z., Wei, X. (2010). Tracking formulas and strategies for a receiver oriented dual-axis tracking toroidal heliostat. *Solar Energy*, 84(6), 939-947.
- Guo, M., Wang, Z., Zhang, J., Sun, F., Zhang, X. (2011). Accurate altitude–azimuth tracking angle formulas for a heliostat with mirror–pivot offset and other fixed geometrical errors. *Solar energy*, 85(5), 1091-1100.
- Guo, M., Sun, F., Wang, Z., Zhang, J. (2013). Properties of a general azimuth–elevation tracking angle formula for a heliostat with a mirror-pivot offset and other angular errors. *Solar energy*, 96, 159-167.
- Hildebrandt, A. F., Vant-Hull, L. L. (1977). Power with Heliostats: A central receiver illuminated by a field of heliostats can absorb 10 to 100 megawatts of sunlight at 600° to 1000° K. *Science*, 197(4309), 1139-1146.
- Ho, C. K., Iverson, B. D. (2014). Review of high-temperature central receiver designs for concentrating solar power. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 29, 835-846.
- IRENA (2022). Renewable power generation costs in 2022.
- Kalogirou, S. A. (2009). Solar thermal power systems. In *Solar Energy Engineering: Processes and Systems*, Chapter 10, pp. 521–552. Elsevier.
- Koikari, S., Amano, T., Onomura, T., Iemoto, M., Yoshida, K. (2014). Field-aligned heliostats and their application to central receiver system. *Solar energy*, 105, 575-589.
- Larmuth, J., Malan, K., Gauché, P. (2013). Design and cost review of 2 m<sup>2</sup> heliostat prototypes. Port Elizabeth.

Lata, J., Alcalde, S., Fernández, D., Lekube, X. (2010, September). First surrounding field of heliostats in the world for commercial solar power plants-Gemasolar. In 16th International SolarPACES Symposium.

Lipps, F. W., Vant-Hull, L. L. (1978). A cellwise method for the optimization of large central receiver systems. *Solar Energy*, 20(6), 505-516.

Litwin, R. Z., Pacheco, J. E. (2002). Receiver system: lessons learned from solar two (No. SAND2002-0084). Sandia National Labs., Albuquerque, NM (US); Sandia National Labs., Livermore, CA (US).

Lovegrove, K., Stein, W. (Eds.). (2012). *Concentrating solar power technology: principles, developments and applications*.

Mancini T.R., Kolb G.J, Prairie M. (1997), "Solar Thermal Power", In *Advances in Solar Energy: An Annual Review of Research and Development*, Vol. 11, edited by Karl W. Boer, American Solar Energy Society, Boulder, CO, pp. 1-42. ISBN 0-89553-254-9.

Matlab. [www.mathworks.com](http://www.mathworks.com)

Merchán, R. P., Santos, M. J., Medina, A., Hernández, A. C. (2022). High temperature central tower plants for concentrated solar power: 2021 overview. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 155, 111828.

Mousazadeh, H., Keyhani, A., Javadi, A., Mobli, H., Abrinia, K., Sharifi, A. (2009). A review of principle and sun-tracking methods for maximizing solar systems output. *Renewable and sustainable energy reviews*, 13(8), 1800-1818.

Pacheco, J. E., Bradshaw, R. W., Dawson, D. B., De la Rosa, W., Gilbert, R., Goods, S. H. (2002). Final test and evaluation results from the solar two project. SAND2002-0120, 1-294.

Romero-Alvarez M. Zarza E. (2007). Concentrating Solar Thermal Power. In *Handbook of Energy Efficiency and Renewable Energy*. F. Kreith and Y. Goswami (Eds.) Chapter 21. pp. 1-98. CRC Press Taylor and Francis Group, Boca Raton, Florida. ISBN 0-8493-1730-4.

Romero, M., González-Aguilar, J. Zarza, E. Concentrating solar thermal power. In *Energy efficiency and renewable energy handbook*, Chapter 42, edited by D. Y. Goswami, F. Kreith (ROUTLEDGE in association with GSE Research., Florida, USA, 2016), pp. 1237-1345.

Romero, M., González-Aguilar, J., Sizmann, A., Batteiger, V., Falter, C., Steinfeld, A., Zoller, S., Brendelberguer, S., Lieftink, D. (2019, November). Solar-driven thermochemical production of sustainable liquid fuels from H<sub>2</sub>O and CO<sub>2</sub> in a heliostat field. In *Proceedings of the ISES Solar World Congress*.

Sánchez González, A. (2016). Heliostat field aiming strategies for solar central receivers.

Schramek, P., Mills, D. R. (2004). Heliostats for maximum ground coverage. *Energy*, 29(5-6), 701-713.

Sharma, V., Nayak, J. K., Kedare, S. B. (2015). Effects of shading and blocking in linear Fresnel reflector field. *Solar Energy*, 113, 114-138.

Thelen, M., Raeder, C., Willsch, C., Dibowski, G. (2017, June). A high-resolution optical measurement system for rapid acquisition of radiation flux density maps. In *AIP Conference Proceedings* (Vol. 1850, No. 1, p. 150005). AIP Publishing LLC.

Torres-Roldán, M., López-Luque, R., Varo-Martínez, M. (2015). Design of an innovative and simplified polar heliostat for integration in buildings and urban environments. *Solar Energy*, 119, 159-168.

TracePro. [www.lambdare.com](http://www.lambdare.com)

Ulmer, S., März, T., Prah, C., Reinalter, W., Belhomme, B. (2011). Automated high resolution measurement of heliostat slope errors. *Solar Energy*, 85(4), 681-687.

Vignarooban, K., Xu, X., Arvay, A., Hsu, K., Kannan, A. M. (2015). Heat transfer fluids for concentrating solar power systems—a review. *Applied Energy*, 146, 383-396.

Zaibel, R., Dagan, E., Karni, J., Ries, H. (1995). An astigmatic corrected target-aligned heliostat for high concentration. *Solar Energy Materials and Solar Cells*, 37(2), 191-202.

Zoller, S., Koepf, E., Nizamian, D., Stephan, M., Patané, A., Haueter, P., Romero, M., González-Aguilar, J., Lieftink, D., de Wit, E., Brendelberguer, S., Sizmann, A., Steinfeld, A. (2022). A solar tower fuel plant for the thermochemical production of kerosene from H<sub>2</sub>O and CO<sub>2</sub>. *Joule*, 6(7), 1606-1616.

## **2. Programa de trazado de rayos desarrollado en Matlab**

## Nomenclatura

$I$ , intensidad solar normalizada

$M_{gd}$ , matriz de cambio de base del sistema de referencia general al de la diana

$M_{dg}$ , matriz de cambio de base del sistema de referencia de la diana al general

$\vec{n}$ , vector normal a cada elemento del mallado de la faceta

$\vec{P}_d$ , coordenadas del punto  $P$  en el sistema de referencia de la diana

$\vec{P}_g$ , coordenadas del punto  $P$  en el sistema de referencia general

$\vec{R}_g$ , coordenadas del centro de la diana en el sistema de referencia general

$R$ , radio

$\vec{u}_{xg}$ , eje X del sistema de referencia de la diana en el sistema de referencia general

$\vec{u}_{yg}$ , eje Y del sistema de referencia de la diana en el sistema de referencia general

$\vec{u}_{zg}$ , eje Z del sistema de referencia de la diana en el sistema de referencia general

## Letras griegas

$\gamma$ , variable que, junto a  $\kappa$ , se emplea para calcular la intensidad circumsolar normalizada en la distribución de Buie

$\theta$ , coordenada radial

$\theta_s$ , mitad del ángulo subtendido por el disco solar visto desde la Tierra

$\kappa$ , variable que, junto a  $\gamma$ , se emplea para calcular la intensidad circumsolar normalizada en la distribución de Buie

$\sigma_x$ , desviación estándar de la distribución gaussiana que da cuenta del error óptico en la dirección X

$\sigma_y$ , desviación estándar de la distribución gaussiana que da cuenta del error óptico en la dirección Y

$\chi$ , ratio circumsolar

## Subíndices

$d$ , sistema de referencia de la diana

$g$ , sistema de referencia general

## 2.1 Introducción

En las centrales solares de torre se requiere un conocimiento preciso de la eficiencia óptica del campo de heliostatos para así optimizar su diseño y obtener la máxima irradiancia en el receptor a un costo mínimo (Iriarte-Cornejo *et al.*, 2018). Con este propósito se recurre a análisis ópticos, muchos de ellos haciendo uso de programas comerciales basados en códigos de trazado de rayos (Jafrancesco *et al.*, 2018). Sin embargo, mucho de estos programas no están dedicados a las simulaciones de centrales solares de torre, sino que son herramientas genéricas con una gran variedad de opciones que se emplean para el diseño y simulación de elementos ópticos en muchas aplicaciones. Esto resulta en limitaciones, como por ejemplo tiempos de cálculo extremadamente largos cuando se necesita una caracterización precisa del rendimiento óptico del campo de heliostatos (Jafrancesco *et al.*, 2018). Por lo tanto, el desarrollo de software dedicado a simular centrales solares de torre es importante y de gran interés en la comunidad termosolar. De hecho, se ha realizado un gran esfuerzo durante los últimos años para desarrollar software específico dedicado a tales fines (García, P., 2008, Cruz *et al.*, 2017), lo que ha derivado en una amplia variedad de programas con diferentes características. Algunos de estos programas incluso incluyen una herramienta de optimización para diseñar el campo de heliostatos. Un ejemplo de ello es el software desarrollado por el Laboratorio Nacional de Energías Renovables (NREL), que ofrece no solo el análisis y simulación del rendimiento óptico del campo de heliostatos con SolTrace (Wendelin, 2003), sino también la posibilidad de optimizar el diseño del campo con SolarPILOT (Wagner y Wendelin, 2018). Sin embargo, aún queda trabajo por hacer en términos de velocidad de cálculo para lograr simulaciones precisas y en tiempo real de los campos de heliostatos. En este sentido, por ejemplo, STRAL, un programa de trazado de rayos desarrollado por DLR (Belhomme *et al.*, 2009), es capaz de realizar simulaciones precisas con una velocidad computacional relativamente elevada. Sin embargo, es comercializado por DLR (Cruz *et al.*, 2017), y por lo tanto no existe un código fuente abierto para descargar.

En Cruz *et al.* (2017) se puede encontrar un detallado resumen de los principales programas de simulación óptica en la comunidad termosolar. Algunos de estos programas son OTSun (Cardona y Pujol-Nadal, 2020), sbpRay (Gebreiter *et al.*, 2019), TieSOL (Armstrong *et al.*, 2011), SPRAY (Cruz *et al.*, 2017) y Tonatiuh (Blanco *et al.*, 2005). OTSun es un código abierto desarrollado en python que permite simular el comportamiento óptico tanto de sistemas solares térmicos como fotovoltaicos. sbpRay y TieSOL están enfocados principalmente a simular centrales solares de torre, y ambos se ejecutan en GPUs con código paralelizado, por lo que presentan tasas de trazado de rayos muy elevadas en comparación con otros programas. SPRAY es un programa de trazado de rayos desarrollado y comercializado por DLR que permite simular diferentes tipos de concentradores. El programa se creó a partir de MIRVAL, un programa desarrollado por el Laboratorio Nacional de Sandia a finales de la década de los 70 para simular el comportamiento óptico de heliostatos. En cuanto a Tonatiuh, se trata de un código abierto que comenzó siendo desarrollado por NREL en 2004 y continuó siendo desarrollado por el Centro Nacional de

Energías Renovables (CENER) desde 2006 hasta la actualidad. Tonatiuh permite simular todo tipo de sistemas de concentración solar y, debido a su flexibilidad y continuo desarrollo, se trata un programa con un futuro prometedor dentro de la comunidad termosolar.

En este capítulo se presenta un programa de trazado de rayos desarrollado en Matlab® ([Matlab](#)) diseñado y optimizado específicamente para evaluar con precisión el rendimiento óptico de los heliostatos del campo solar de IMDEA Energía. El programa desarrollado no solo reproduce a la perfección los resultados dados por el software comercial TracePro® ([TracePro](#)), sino que también acelera las simulaciones, lo que conduce a una mejora significativa en los tiempos de cálculo. Esta característica ha sido de especial importancia para poder abordar los análisis de los capítulos 3 y 5 de esta tesis en un tiempo razonable. Además, al tratarse de un programa personalizado, otorga una flexibilidad muy superior a cualquier otro programa comercial, a la par que permite una sencilla y plena integración con el resto de códigos utilizados en la tesis por haber sido desarrollado en el mismo entorno.

La estructura de este capítulo es la siguiente. En primer lugar, se explica el funcionamiento del programa de trazado de rayos. Después, se muestran los resultados que confirman su validación. Dicha validación se realiza cotejando las simulaciones del programa desarrollado con las del programa de trazado de rayos comercial TracePro® y con los mapas de flujo medidos experimentalmente en la instalación. Para finalizar, se muestran las conclusiones más relevantes.

## 2.2 Funcionamiento del programa de trazado de rayos

El programa de trazado de rayos desarrollado, basado en el método de Montecarlo, funciona mallando la superficie reflectante del heliostato en pequeños elementos y trazando rayos desde cada uno de ellos. Otros programas de trazado de rayos adoptan un enfoque más general trazando los rayos desde una fuente de luz que simula el sol. El inconveniente de esto es que una gran parte de los rayos se pierden en el suelo, a la par que conlleva calcular las reflexiones de aquellos rayos que sí impactan en las facetas de los heliostatos. Esto deriva en una disminución de la eficiencia computacional del programa, ya que requiere trazar más rayos iniciales y emplear más tiempo de cálculo en calcular las reflexiones sobre las facetas.

El diseño del campo de heliostatos se carga en el programa a través de un archivo que incorpora las posiciones (coordenadas  $x$ ,  $y$ ,  $z$ ) de cada heliostato en el campo. Para cada heliostato, el programa resuelve el sistema de ecuaciones del seguimiento solar teniendo en cuenta su geometría, su posición en el campo, la posición de la diana y el vector solar. Este último viene dado por la hora local del día, latitud y longitud por el algoritmo de Manuel Blanco ([Blanco-](#)

Muriel *et al.*, 2001)<sup>1</sup>. Una vez resuelto el sistema de ecuaciones, se orienta cada elemento reflectante y se desvía aleatoriamente un cierto ángulo su vector normal siguiendo una distribución gaussiana para dar cuenta del error óptico de la faceta. Si se conocen las desviaciones de los vectores normales, conocidas como matrices de errores de la pendiente (MSE, *Matrix of Slope Errors*), el software permite importarlas para obtener simulaciones más realistas. Tras orientar los vectores normales, los bloqueos y las sombras se calculan de manera similar a como se hace en (Belhomme *et al.*, 2009). Para aquellos elementos que no están bloqueados o sombreados se traza un cono de rayos. Cada rayo del cono se desvía de la dirección principal del vector solar reflejado de acuerdo con la distribución de forma solar empleada, y se le asocia una potencia que depende de su ángulo de desviación y de la potencia reflejada por el elemento de superficie al que pertenece.

El programa permite emplear dos distribuciones de forma solar: la distribución *limb-darkened* (Romero *et al.*, 2016), en la que se descarta la radiación circumsolar, y la distribución de Buie (Buie *et al.*, 2003), que permite emplear una ratio de radiación circumsolar específico.

Para cada rayo, se calcula su intersección con la diana, la cual está mallada en pequeños elementos que denominaremos píxeles. Por último, se suman las potencias recibidas por cada píxel, obteniéndose así el mapa de flujo. Cabe mencionar que el programa de trazado de rayos se ha programado para ser ejecutado en un único núcleo de la CPU. No obstante, el código podría paralelizarse, lo que llevaría a un incremento de la eficiencia computacional, especialmente si se usase una GPU (He *et al.*, 2017).

### 2.2.1 Sistemas de referencia y transformaciones

El programa de trazado de rayos hace uso de dos sistemas de referencia, el general, que tiene su origen en la base de la torre, y el de la diana, que tiene su origen en el centro de esta. La orientación del sistema de referencia general es fija y es la siguiente: el eje X es positivo hacia el Oeste, el eje Y es positivo hacia el Sur y el eje Z es positivo hacia el cenit. La orientación del sistema de referencia de la diana depende de la orientación de esta, la cual es establecida por el usuario. Para ello se establece la orientación de sus ejes X e Y, los cuales deben ser unitarios y ortogonales, y son los que definen el plano de la diana. En cuanto al eje Z, este se obtiene mediante el producto vectorial de los ejes X e Y, por lo que es perpendicular al plano de la diana. Para todos los casos expuestos en esta tesis, el eje X del sistema de referencia de la diana se corresponde con el eje X del sistema de referencia general, y el eje Y se encuentra contenido en el plano YZ del sistema de referencia general. Es decir, la diana siempre es un plano que contiene al eje Este-Oeste y que está más o menos inclinado, tal y como se muestra en la Figura 2.1.

---

<sup>1</sup> Existe una actualización del algoritmo más precisa de 2020, pero los residuos de la anterior siguen siendo despreciables, lo que justifica el seguir usándola.

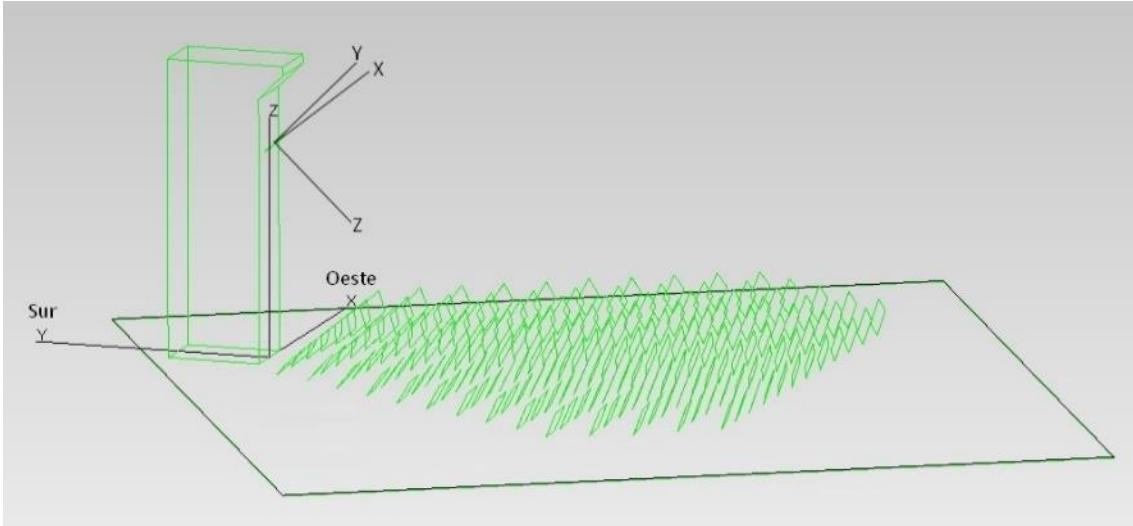


Figura 2.1. Esquema de los sistemas de coordenadas general y de la diana del programa de trazado de rayos en la instalación ACES.

A continuación, se indica cómo realizar la transformación de un sistema de referencia al otro. Para ello, primero se debe definir la posición del centro de la diana en el sistema de referencia general,  $\vec{R}_g$ . Dicha posición, al igual que la orientación de la diana, es establecida por el usuario.

$$\vec{R}_g = \begin{pmatrix} R_{gx} \\ R_{gy} \\ R_{gz} \end{pmatrix} \quad (2.1)$$

Si tenemos un punto,  $\vec{P}_g$ , definido en el sistema de referencia general, sus coordenadas en el sistema de referencia de la diana,  $\vec{P}_d$ , vienen dadas por:

$$\vec{P}_d = M_{gd}(\vec{P}_g - \vec{R}_g) \quad (2.2)$$

Y si tenemos un punto,  $\vec{P}_d$ , definido en el sistema de referencia de la diana, sus coordenadas en el sistema de referencia general,  $\vec{P}_g$ , vienen dadas por:

$$\vec{P}_g = M_{dg}\vec{P}_d + \vec{R}_g \quad (2.3)$$

En las anteriores expresiones  $M_{gd}$  es la matriz de cambio de base del sistema de referencia general al de la diana, y  $M_{dg}$  es la matriz de cambio de base del sistema de referencia de la diana al general. Estas matrices se obtienen a partir de los vectores asociados a los ejes del sistema de referencia de la diana. Estos vectores, en el sistema de referencia general, vienen dados por:

$$\vec{u}_{xg} = \begin{pmatrix} x_x \\ x_y \\ x_z \end{pmatrix}; \vec{u}_{yg} = \begin{pmatrix} y_x \\ y_y \\ y_z \end{pmatrix}; \vec{u}_{zg} = \vec{u}_{xg} \times \vec{u}_{yg} = \begin{pmatrix} x_y y_z - x_z y_y \\ x_z y_x - x_x y_z \\ x_x y_y - x_y y_x \end{pmatrix} \quad (2.4)$$

Con dichos vectores, la matriz  $M_{dg}$  viene dada por:

$$M_{dg} = (\vec{u}_{xg} \vec{u}_{yg} \vec{u}_{zg}) = \begin{pmatrix} x_x & y_x & x_y y_z - x_z y_y \\ x_y & y_y & x_z y_x - x_x y_z \\ x_z & y_z & x_x y_y - x_y y_x \end{pmatrix} \quad (2.5)$$

Y la matriz  $M_{gd}$  es la inversa de la anterior,  $M_{gd} = M_{dg}^{-1}$ . El hecho de utilizar el sistema de referencia de la diana simplifica sustancialmente los cálculos al calcular las intersecciones de los rayos con esta, ya que la coordenada Z está forzada a ser cero. Esto hace que el sistema de ecuaciones tenga dos incógnitas en vez de tres, lo que se traduce en un menor tiempo de cálculo, mejorándose así el rendimiento computacional del programa.

### 2.2.2 Discretización de las facetas y el receptor y aplicación del error óptico

Tanto las facetas como el receptor se mallan en pequeños elementos cuadrados. En el caso del receptor todos los elementos son coplanarios, ya que el programa ha sido diseñado para simular los mapas de flujo sobre una superficie plana. En cuanto a las facetas, cada elemento del mallado adopta la posición correspondiente a la geometría de esta, la cual se corresponde con una superficie esférica en el caso de los heliostatos de la instalación ACES. Para poder dar cuenta del error óptico de la faceta, el vector normal de cada elemento se desvía aleatoriamente un cierto ángulo siguiendo una distribución gaussiana. Dicha desviación se aplica de manera independiente a cada uno de los dos ejes principales de la faceta: el eje X, correspondiente al lado largo (1,9 m), y el eje Y, correspondiente al lado corto (1,6 m). Por lo tanto, para cada elemento del mallado de la faceta, su vector normal estando la faceta en posición horizontal viene dado, en el sistema de referencia general, por:

$$\vec{n} = \begin{pmatrix} \sigma_x \text{randn } R \\ \sigma_y \text{randn } R \\ R \end{pmatrix} \quad (2.6)$$

donde  $\sigma_x$  y  $\sigma_y$  son las desviaciones estándar de la distribución gaussiana aplicada sobre cada eje, expresadas en mrad, *randn* es una función propia de Matlab® que genera un número aleatorio distinto cada vez que es invocada siguiendo una distribución gaussiana de desviación estándar igual a la unidad, y  $R$  es el radio de curvatura de la faceta. Dado que  $\sigma_x$  y  $\sigma_y$  dan cuenta de la magnitud del error óptico, deben ser tales que hagan cuadrar lo máximo posible el mapa de flujo simulado con el real. Cuanto mayor sea el error óptico, mayor será la dispersión de la radiación reflejada sobre la diana, agrandándose así las dimensiones del mapa de flujo y disminuyendo, por tanto, la concentración. La Figura 2.2 muestra los mapas de flujo del heliostato 6-5, situado a una distancia del blanco de 19,4 m, simulados con 0, 1 y 2 mrad de error óptico en cada eje. Se observa como a mayor error óptico mayor es el área del mapa de flujo y menor es la concentración.

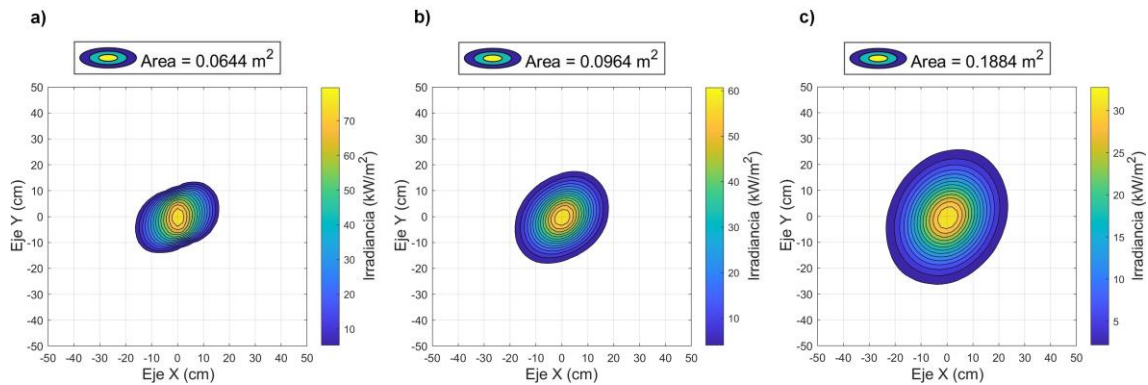


Figura 2.2. Mapas de flujo simulados del heliostato 6-5 para diferentes errores ópticos de la faceta: (a) 0 mrad, (b) 1 mrad y (c) 2 mrad. Cálculos realizados en el mediodía solar del solsticio de verano (14:17 del 21/06/2022) con DNI = 900 W/m<sup>2</sup>.

Las simulaciones anteriores se han realizado en el solsticio de verano a mediodía solar empleando la distribución de forma solar *limb-darkened* sobre una diana vertical de 1 m x 1 m con su centro localizado en el punto con coordenadas  $x = 0$  m,  $y = 0$  m,  $z = 13$  m. Se emplea una reflectancia del 90% y una irradiación normal directa (DNI, *Direct Normal Irradiance*) de 900 W/m<sup>2</sup>. La diana ha sido mallada en  $50 \times 50 = 2\,500$  píxeles de 2 cm de lado, y la faceta en  $160 \times 190 = 30\,400$  elementos de 1 cm de lado, trazándose 10 000 rayos por elemento<sup>2</sup>. La faceta requiere un mallado muy fino por el hecho de aplicarse un error óptico estadístico. Dado que los vectores normales se desvían aleatoriamente, si el número de elementos del mallado es bajo las desviaciones de unos pueden no estar compensadas con las de otros, haciendo que la simulación no sea determinista, obteniéndose, por tanto, mapas de flujo notablemente distintos de una simulación a otra. Si se conocen las MSE, el programa permite importarlas para obtener simulaciones más realistas. En este caso no es necesario un mallado tan fino ya que la orientación de cada elemento es fija. La Figura 2.3 muestra dos simulaciones del heliostato 6-5, una realizada con sus MSE, obtenidas mediante deflectometría (Ulmer *et al.*, 2011), y otra aplicando un error óptico con una desviación estándar de 2,17 mrad en el eje X y 2,22 mrad en el eje Y. Dichos valores se han obtenido a partir de la distribución de vectores normales dada por las MSE. Puede observarse que, aunque ambos mapas de flujo presentan similar tamaño y concentración, su forma es muy diferente. De aquí se deduce lo importante que es tener una buena caracterización de la superficie del heliostato para poder predecir su comportamiento óptico con total exactitud.

<sup>2</sup> Más adelante se realiza un análisis referente al número de rayos necesario para obtener resultados deterministas.

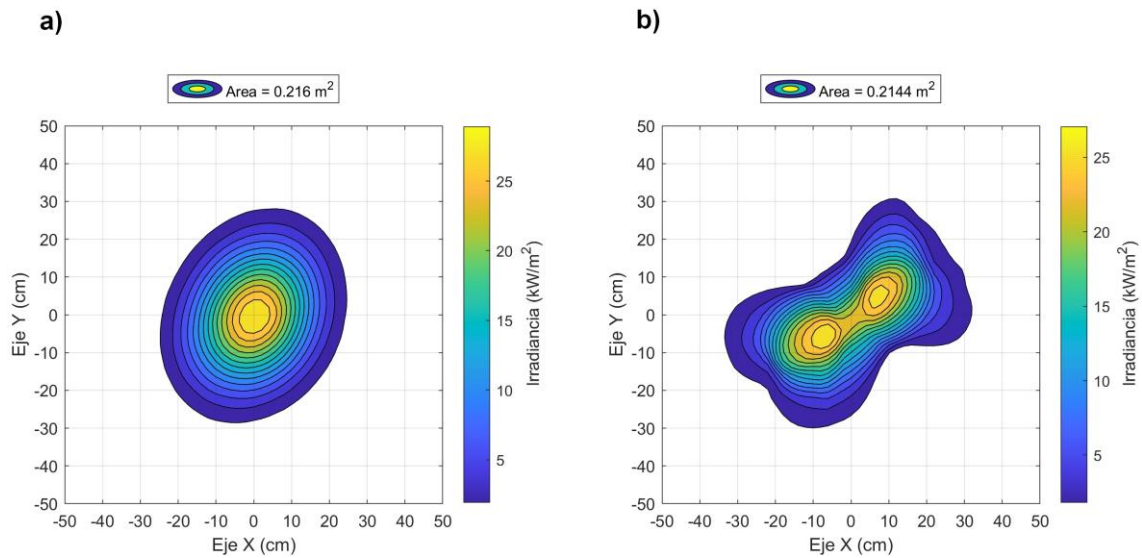


Figura 2.3. Mapas de flujo simulados del heliostato 6-5 con (a) 2,17 y 2,22 mrad de error óptico en los ejes X e Y, respectivamente, y (b) empleando las MSE.

### 2.2.3 Distribución solar

Tanto si se aplica un error óptico estadístico, como si se emplea la superficie real del heliostato, de cada punto del mallado de la faceta se traza un cono de rayos para dar cuenta de la forma solar, tal y como se muestra en la Figura 2.4.

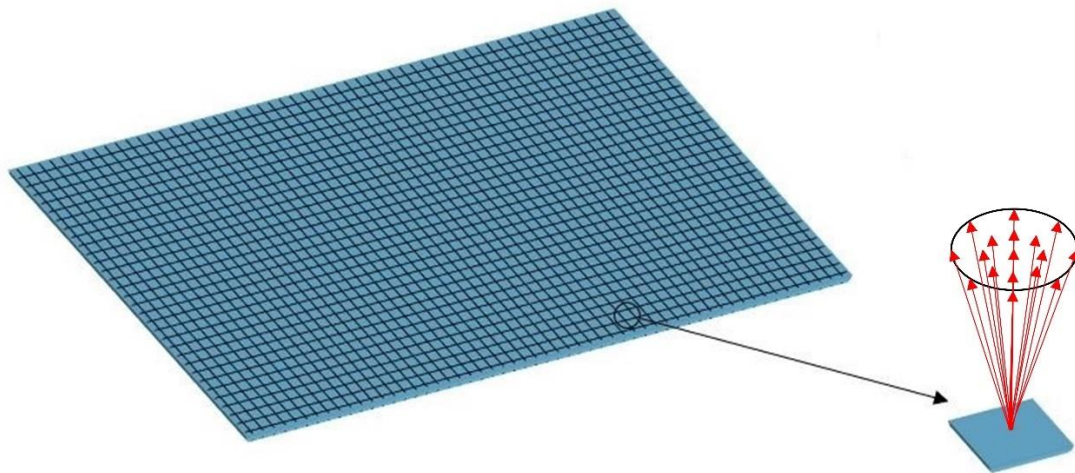


Figura 2.4. Mallado de la faceta del heliostato mostrando el cono de rayos que se traza desde cada uno de los elementos del mallado para dar cuenta de la forma solar.

Las dos distribuciones de forma solar implementadas en el programa son la distribución *limb-darkened* (Romero et al., 2016) y la distribución de Buie (Buie et al., 2003). La primera desprecia la radiación circumsolar, mientras que la segunda permite dar cuenta de ella mediante la denominada ratio circumsolar de la distribución solar,  $\chi$ , definido como el cociente entre la radiación proveniente de la región circumsolar y la radiación total proveniente del sol. La Ecuación 2.7 da la intensidad solar normalizada,  $I$ , en función de la coordenada radial,  $\theta$ , para la distribución *limb-darkened*:

$$I = 0,36 + 0,84 \sqrt{1 - \frac{\theta^2}{\theta_s^2}} - 0,2 \left(1 - \frac{\theta^2}{\theta_s^2}\right) \quad (2.7)$$

En la expresión anterior,  $\theta_s$  es la mitad del ángulo subtendido por el disco solar visto desde la Tierra, que es igual a 4,653 mrad. La coordenada radial de la distribución angular,  $\theta$ , está comprendida entre 0 y  $\theta_s$ . Por otro lado, en la distribución de Buie  $\theta$  no está limitada a  $\theta_s$ , sino que se extiende más allá para poder dar cuenta de la radiación circumsolar. En este caso, se tienen dos expresiones de la distribución radial de la energía solar dependiendo de la región angular en la que nos encontremos:

$$I = \frac{\cos(0,326\theta)}{\cos(0,308\theta)} \quad \text{para } 0 \leq \theta \leq 4,653 \text{ mrad} \quad (2.8)$$

$$I = e^{\kappa\theta^\gamma} \quad \text{para } \theta > 4,653 \text{ mrad} \quad (2.9)$$

donde  $\kappa$  y  $\gamma$  dependen de  $\chi$  de acuerdo con las siguientes expresiones.

$$\gamma = 2,2 \ln(0,52\chi)\chi^{0,43} - 0,1 \quad (2.10)$$

$$\kappa = 0,9 \ln(13,5\chi)\chi^{-0,3} \quad (2.11)$$

La Figura 2.5(a) muestra la intensidad solar normalizada dada por ambas distribuciones para la radiación proveniente del disco solar, y la Figura 2.5(b) muestra la intensidad solar normalizada dada por la distribución de Buie para distintos valores de  $\chi$ . Se ha fijado como valor máximo de la coordenada radial 43,6 mrad, valor más que suficiente para poder dar cuenta de la radiación circumsolar (Buie et al., 2003). La magnitud de este valor influye de manera importante en el número de rayos a trazar. Cuanto más grande sea mayor será la divergencia del cono de rayos reflejado en cada elemento del mallado de la faceta, por lo que los rayos se distribuirán sobre una superficie mayor al impactar en la diana, lo que implica tener que trazar más rayos para garantizar un reparto homogéneo de los mismos sobre los píxeles de esta. De lo contrario, y al igual que sucedía con el mallado de la faceta a la hora de aplicar un error óptico estadístico, la simulación no será determinista.

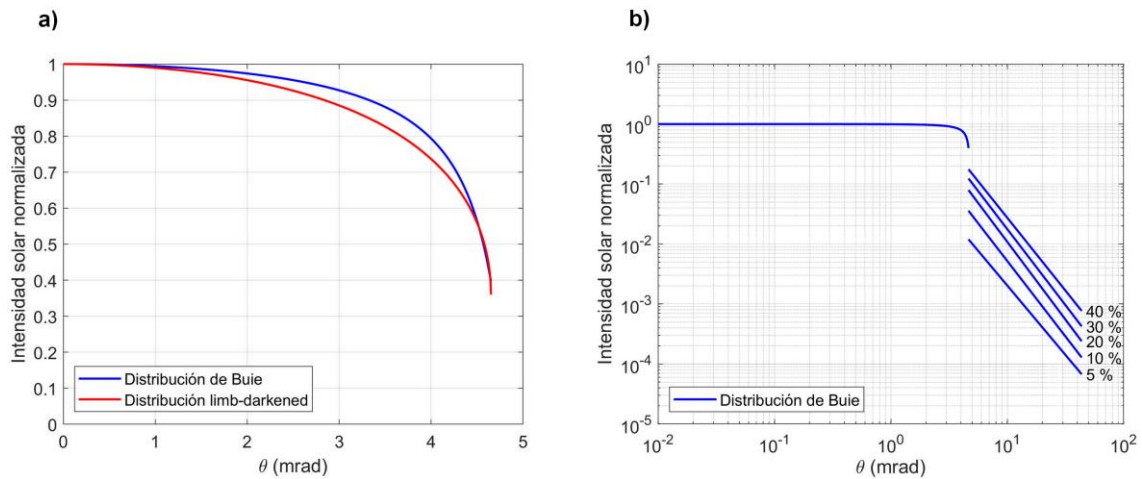


Figura 2.5. a) Distribución de Buie y *limb-darkened* correspondiente a la radiación proveniente del disco solar. b) Distribución de Buie para 5 valores distintos de  $\chi$ .

La Figura 2.6 muestra las correspondientes simulaciones del heliostato 6-5 empleando la distribución *limb-darkened* (Figura 2.6(a) y 2.6(b)) y la distribución de Buie con  $\chi = 10\%$  (Figuras 2.6(c) y 2.6(d)). Las simulaciones se han realizado empleando las MSE y en las mismas condiciones que las de la sección anterior a excepción del mallado de la faceta, que se ha fijado en tan solo  $16 \times 19 = 304$  elementos de 10 cm de lado. En cuanto al número de rayos, se han vuelto a trazar 10 000 rayos por elemento (Figuras 2.6(a) y 2.6(c)), pero también se han usado 1 000 000 rayos para mostrar la diferencia (Figuras 2.6(b) y 2.6(d)). Si comparamos la Figura 2.6(a) con la Figura 2.3(b), vemos que ambos mapas de flujo son prácticamente iguales, por lo que se concluye que un mallado de  $16 \times 19 = 304$  elementos de 10 cm de lado es suficiente para representar fielmente el mapa de flujo de un heliostato cuando se conoce la superficie de este. Por otro lado, no se observan diferencias entre los mapas de flujo de las Figuras 2.6(a) y 2.6(b), lo que demuestra que 10 000 rayos por elemento son suficientes para obtener una simulación determinista al emplear la distribución *limb-darkened*. Por el contrario, si comparamos los mapas de flujo de las Figuras 2.6(c) y 2.6(d), en los cuales se ha usado la distribución de Buie, se observan claras diferencias entre trazar 10 000 o 1 000 000 de rayos por elemento. Con 10 000 rayos la simulación es claramente no determinista, ya que son insuficientes debido a la gran divergencia del cono de rayos (43,6 mrad), lo que obliga a trazar muchos más. Por último, si se comparan las simulaciones realizadas con ambas distribuciones solares (Figura 2.6(a) o 2.6(b) vs. Figura 2.6(d)), se observa que la distribución de Buie produce un mapa de flujo ligeramente más grande con una concentración ligeramente inferior, siendo esto debido a la mayor divergencia del cono de rayos reflejado en cada elemento.

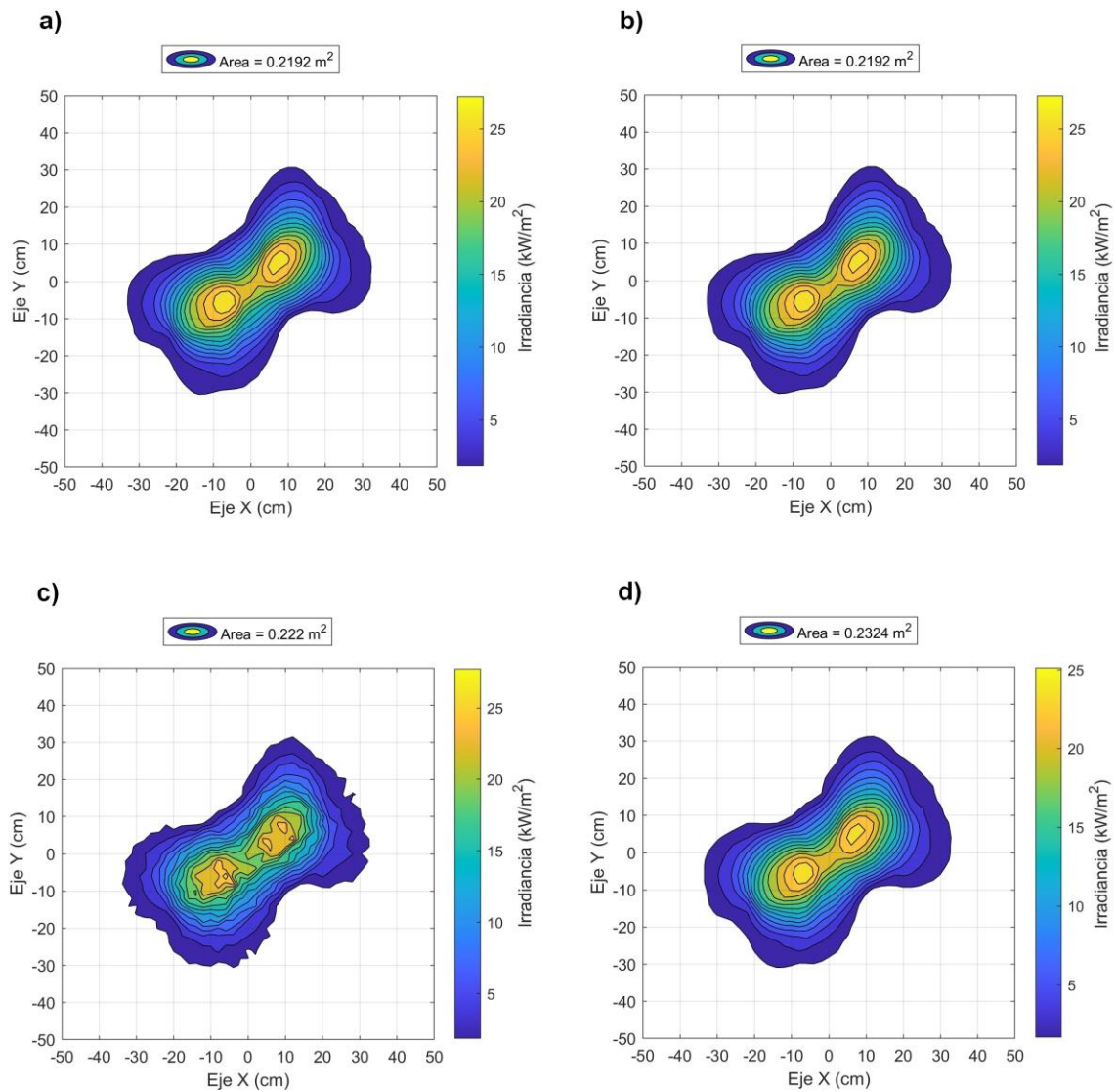


Figura 2.6. Simulaciones del heliostato 6-5 empleando las MSE. a, b) Empleando la distribución *limb-darkened* y trazando (a) 10 000 y (b) 1 000 000 de rayos por elemento. c, d) Empleando la distribución de Buie con  $\chi = 10\%$  y trazando (c) 10 000 y (d) 1 000 000 rayos por elemento.

### 2.3 Validación del programa de trazado de rayos

La validación del programa de trazado de rayos se lleva a cabo mediante una comparación detallada con TracePro®, un software comercial de análisis óptico mediante trazado de rayos. Para la validación se investigan dos casos: simulaciones de un heliostato individual y simulaciones de todo el campo. Todas las simulaciones se realizan el día 15 de enero de 2019 a las 12:56:08 hora local<sup>3</sup> asumiendo una reflectancia del 90%, DNI de 900 W/m<sup>2</sup> y empleando la distribución solar *limb-darkened*. La diana, de dimensiones 1 m x 1 m y orientación vertical, tiene su centro en las coordenadas x = 0 m, y = 0 m, z = 13 m. Dado que también se comparan

<sup>3</sup> Día y hora en la que se adquirió el mapa de flujo experimental del heliostato 5-5.

los tiempos de cálculo con ambos programas, se emplea la misma estación de trabajo para una comparación justa (Dell Precision T5500, Intel (R) Xeon(R) CPU E5620 a 2,4 GHz, Windows 7 Professional SP1 - 64 bits, 24 GB DDR3 -RAM). Las versiones de ambos programas empleadas son Matlab® R2019a y TracePro® 2018 Expert - 18.1.

### 2.3.1 Heliostatos individuales

En este apartado se emplea el heliostato 5-5 del cual se conocen sus MSE gracias a medidas de deflectometría. Las MSE proporcionan la orientación de cada vector normal por cada elemento cuadrado de 2,5 mm de lado, correspondientes a un total de 486 400 elementos por faceta. Dicha densidad de puntos es, tal y como se vio en la sección anterior y tal y como se concluye en [Iriarte-Cornejo et al. \(2018\)](#), muy superior a la necesaria para simular con detalle el comportamiento óptico de un heliostato. Por lo tanto, solo se toman los valores de la desviación de la pendiente correspondientes a puntos de las matrices separados 10 cm, 5 cm y 2,5 cm. Es decir, las simulaciones se realizan mallando la faceta del heliostato (1,6 m x 1,9 m) en cuadrados de 10 cm, 5 cm y 2,5 cm de lado, lo que se corresponde con 304, 1 216 y 4 864 elementos por faceta, respectivamente. El número de rayos iniciales se fija en 12,16 millones. Esto significa que el haz de rayos asociado a cada elemento consta de 40 000, 10 000 y 2 500 rayos para el programa Matlab®, respectivamente. Por otro lado, aunque en TracePro® se divide la faceta en la misma cantidad de elementos, no se conoce la cantidad de rayos por cada uno de ellos, ya que TracePro® traza los rayos desde una fuente luminosa que simula el sol en vez de hacerlos surgir de la faceta. Con el objeto de perder la menor cantidad de rayos posibles por impacto en el suelo, se ha ajustado el tamaño de dicha fuente luminosa para que abarque única y exclusivamente al heliostato bajo estudio. De esta manera, la inmensa mayoría de los rayos que surgen de ella son reflejados en la faceta de este.

La Tabla 2.1 resume los resultados referentes a los tiempos de cálculo de ambos programas y la Figura 2.7 muestra los mapas de flujo obtenidos con ambos cuando la faceta ha sido mallada en cuadrados de 10 cm de lado. Como se puede ver, no sólo la forma de ambos mapas de flujo es prácticamente idéntica, sino que además la diferencia en la potencia total y flujo pico de ambas simulaciones es inferior al 2%. Por otro lado, la Figura 2.7(d) muestra el mapa de flujo normalizado de dicho heliostato adquirido experimentalmente. La gran similitud de los mapas de flujo numéricos con el experimental demuestra nuevamente que con tan solo un vector normal por cada cuadrado de 10 cm de lado se puede representar fielmente el mapa de flujo del heliostato cuando se conoce su superficie. En cuanto al tiempo de cálculo, éste varía poco en Matlab® independientemente del número de elementos del mallado de la faceta. Por el contrario, el tiempo de cálculo se dispara exponencialmente en TracePro® con dicho número. Tal es el incremento del tiempo de cálculo que la simulación con 4 864 elementos tuvo que ser abortada tras 21 días de cálculo. Esto hace que la ratio de velocidad computacional entre ambos programas sea más grande cuanto mayor es el número de elementos.

Tabla 2.1. Tiempo de computación en función del número de elementos por faceta empleados en la simulación de un único heliostato. Se utilizan las MSE con un punto por cada cuadrado de 10 cm (304 elementos), 5 cm (1 216 elementos) y 2,5 cm (4 864 elementos) de lado. La simulación realizada con TracePro® correspondiente a 4 864 elementos se abortó después de 1 818 000 s (21 días).

Número de elementos	Tiempo de computación de Matlab® (s)	Tiempo de computación de Tracepro® (s)	Ratio de velocidad
304	10,8	5 826	539,4
1 216	12,5	77 361	6 189
4 864	18,2	> 1 818 000	> 99 890

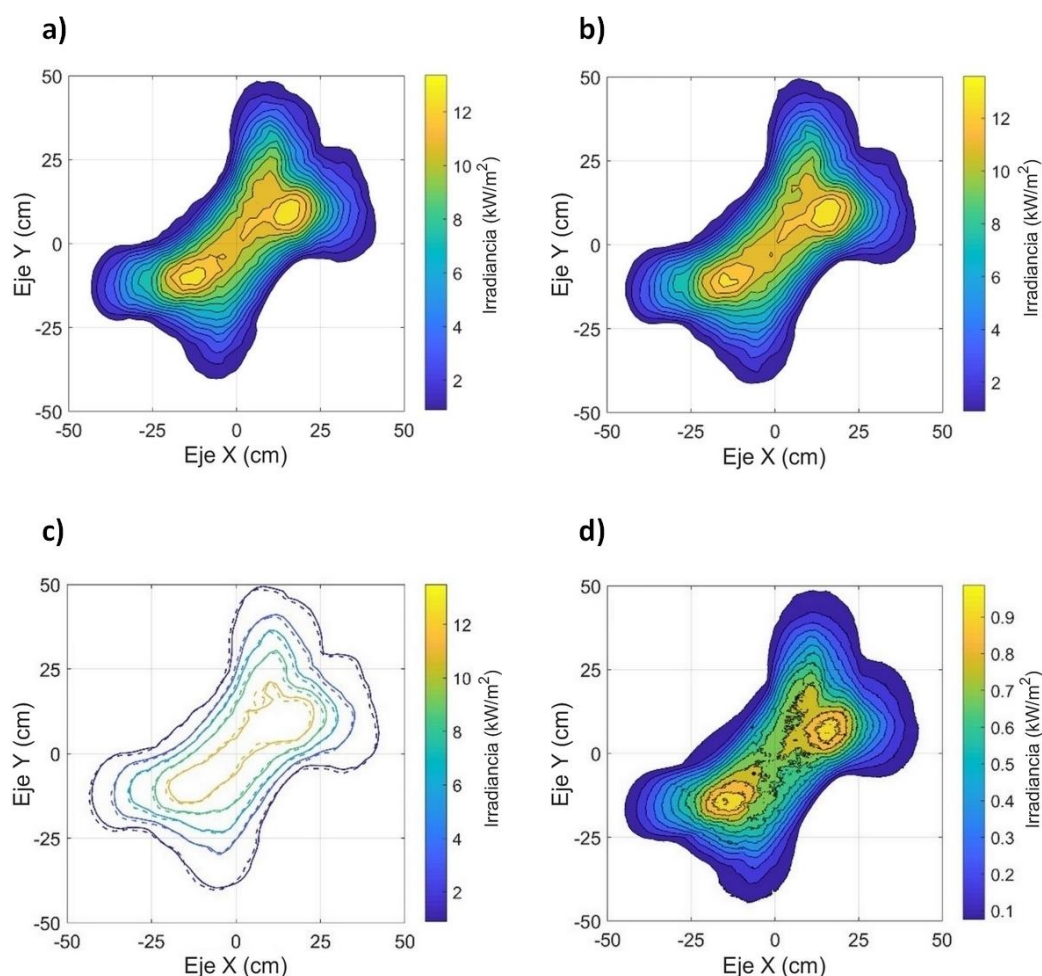


Figura 2.7. a, b) Mapas de flujo simulados del heliostato 5-5 usando (a) Matlab® y (b) TracePro®. La potencia total y el flujo pico obtenidos son: (a) 2,11 kW y 13,36 kW/m<sup>2</sup>, (b) 2,15 kW y 13,44 kW/m<sup>2</sup>. c) Mapas de flujo simulados superpuestos en el mismo gráfico para una mejor comparación. d) Mapa de flujo normalizado del mismo heliostato adquirido experimentalmente.

Para evaluar el rendimiento de ambos programas en función del número de rayos se han realizado simulaciones con y sin las MSE. En TracePro®, cuando se utilizan las MSE, la faceta se divide en 304 elementos (cuadrados de 10 cm de lado). Por otro lado, cuando no se emplean las

MSE, la faceta se compone de un único elemento de superficie esférica de 40 m de radio (20 m de focal) al que se le aplica un error óptico de 1,25 mrad. En cuanto al programa Matlab®, se utilizan 304 elementos por faceta en ambos casos, y los vectores normales de cada elemento se desvían aleatoriamente cuando no se utilizan las MSE. El número de rayos iniciales empleados en las simulaciones varía entre 0,76 y 76 millones. Las Figuras 2.8(a) y 2.8(b) muestran el tiempo de cálculo cuando se usan (barras azules y naranjas oscuras) y cuando no se usan (barras azules y naranjas claras) las MSE en función del número de rayos iniciales para Matlab® y TracePro®, respectivamente. Como podemos ver, el programa Matlab® supera a TracePro® en ambas configuraciones, especialmente cuando se utilizan las MSE. En dicho caso, Matlab® es 65 (977) veces más rápido que TracePro® para el número mínimo (máximo) de rayos trazados. Por lo tanto, la diferencia relativa en los tiempos de cálculo de ambos programas aumenta con el número de rayos iniciales. Matlab® es también más rápido cuando no se utilizan las MSE por un factor que va de 9, para el número mínimo de rayos, a 154, para el número máximo de rayos. Con estos resultados, vemos que el programa Matlab® puede trazar más de 2 millones de rayos por segundo cuando se trazan 76 millones de rayos, y esta tasa es la misma usando o no usando las MSE. De hecho, para un número menor de rayos iniciales la tasa de trazado de rayos es la misma, pero el tiempo de cálculo de toda la simulación es mayor debido al tiempo empleado por Matlab® en realizar otras acciones, especialmente graficando los resultados de las simulaciones. Esto explica por qué los tiempos de cálculo de la Figura 2.8(a) son aproximadamente iguales para las simulaciones realizadas con 3 millones de rayos o menos, porque el tiempo empleado para realizar tales acciones representa la mayor parte del tiempo de cálculo.

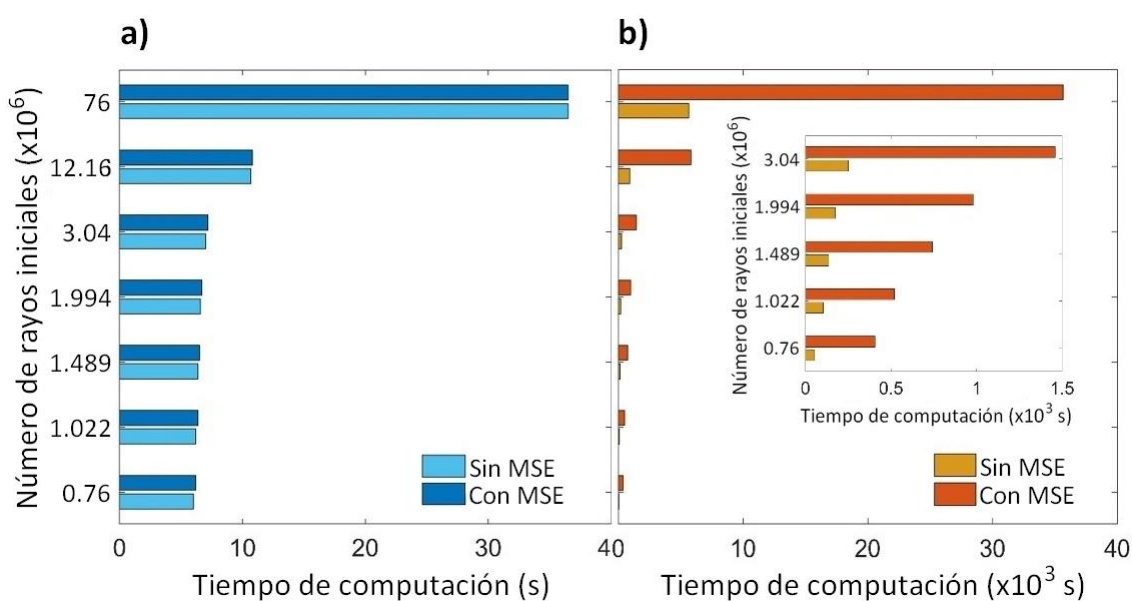


Figura 2.8. Número de rayos iniciales en función del tiempo de cálculo para simulaciones con (a) Matlab® y (b) TracePro®. El tiempo de cálculo cuando se usan y no se usan las MSE se representa en (a) con azul oscuro y azul claro y en (b) con naranja oscuro y naranja claro, respectivamente.

### 2.3.2 Campo solar entero

En este apartado se simula todo el campo de heliostatos de IMDEA Energía. Para las simulaciones con TracePro®, la faceta de cada heliostato se compone de un único elemento de superficie esférica con el radio de curvatura correspondiente (40 o 60 metros) y un error óptico de 1,25 mrad. Para las simulaciones con Matlab® se divide cada faceta en 304 elementos cuadrados aplicando el mismo error óptico. Estas simulaciones se realizan con los 169 heliostatos trazando un total de 128,44 millones de rayos, que corresponden a 0,76 millones de rayos por heliostato en el programa Matlab®. Se puede ver en la Figura 2.9 que, de manera similar a las simulaciones con un único heliostato, ambos mapas de flujo son prácticamente iguales. Además, la diferencia en la potencia total y flujo pico entre ambas simulaciones es inferior al 2,5%. En cuanto al tiempo de cálculo, es superior el de TracePro® (3301 s) en un factor 40 con respecto a Matlab® (81 s). Simulaciones realizadas con mayor número de rayos exhiben la misma tendencia que al simular un único heliostato; cuantos más rayos iniciales se trazan, mayor es la diferencia relativa en los tiempos de cálculo de ambos programas.

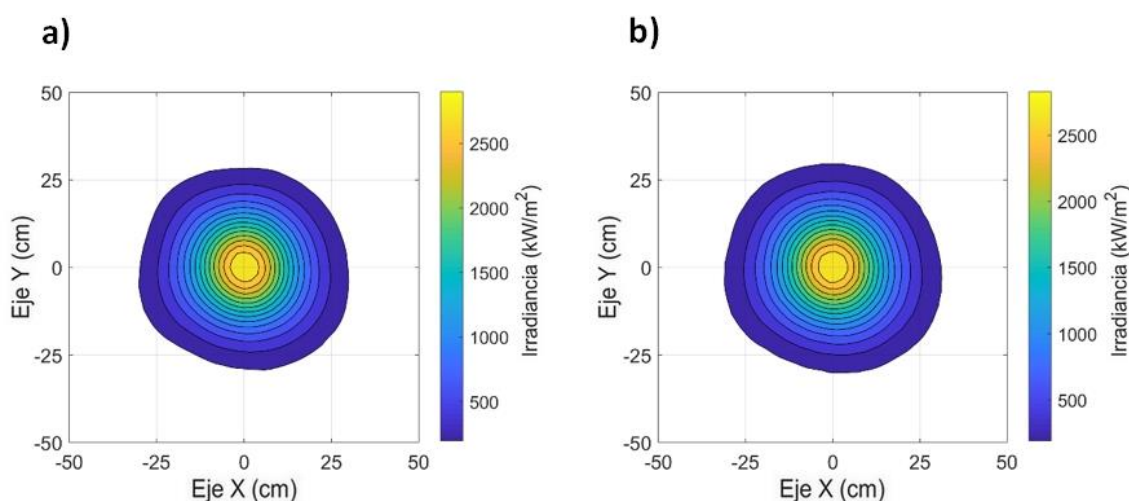


Figura 2.9. Mapas de flujo simulados con 128,44 millones rayos de todo el campo usando (a) Matlab® y (b) TracePro®. La potencia total y el flujo pico obtenidos son: (a) 280,24 kW y 2897,8 kW/m<sup>2</sup>, (b) 280,75 kW y 2826,3 kW/m<sup>2</sup>.

Como ya se explicó en la Sección 2.2, una característica interesante del programa desarrollado en Matlab® es que los rayos se generan y emergen de la faceta del heliostato (Belhomme *et al.*, 2009). Este enfoque conduce a una forma eficiente de trazar los rayos porque todos ellos alcanzan el receptor (siempre y cuando éste sea lo suficientemente grande para interceptarlos). Por el contrario, programas como TracePro® pierden muchos rayos en el suelo. Para investigar este efecto, se han realizado simulaciones con ambos programas empleando una cantidad de rayos iniciales que resulte en la misma cantidad de rayos en el receptor. Como se muestra en la Figura 2.10, el programa Matlab® hace un trazado de rayos muy eficiente porque todos los rayos

iniciales, excepto los correspondientes a elementos de superficie bloqueados o sombreados, alcanzan el receptor. Cabe mencionar que los rayos correspondientes a dichos elementos no se trazan, por lo que el programa solo emplea tiempo de cálculo en verificar si efectivamente están bloqueados o sombreados. Por otro lado, muchos de los rayos trazados por TracePro® no llegan al receptor no solo debido a los bloqueos y sombras, sino porque esos rayos no llegan a los heliostatos. Para las simulaciones en el día y hora indicados anteriormente, aproximadamente el 29% del área de la superficie reflectante de los heliostatos está bloqueada o sombreada. Por lo tanto, el porcentaje de rayos que llegan al objetivo es del 71% (100% sin bloqueos ni sombras) para el programa Matlab®, mientras que solo un 17% de los rayos trazados por TracePro® llegan al receptor. Finalmente, se observa en la Figura 2.10 que, para obtener mapas de flujo con el mismo número de rayos en el blanco, las simulaciones con TracePro® demoran entre 78 y 207 veces más que con Matlab®. Estos números corresponden a mapas de flujo obtenidos con 20,17 y 114,31 millones de rayos en el receptor, respectivamente. Nuevamente, a mayor número de rayos mayor es la diferencia relativa en los tiempos de cálculo de ambos programas.

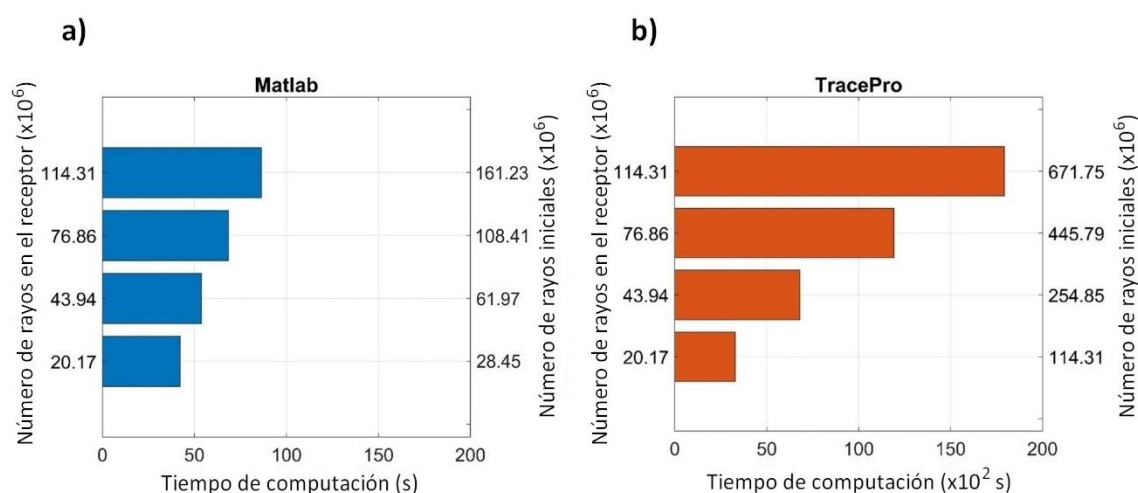


Figura 2.10. Simulaciones con el mismo número de rayos alcanzando el receptor frente al tiempo de cálculo para (a) Matlab® (barras azules) y (b) TracePro® (barras naranjas). A modo de comparación, también se representa el número de rayos iniciales de ambos programas.

## 2.4 Conclusiones

Se ha desarrollado un programa de trazado de rayos en Matlab® que permite simular eficientemente el comportamiento óptico del campo solar de IMDEA Energía. El programa permite emplear distintos modelos de distribución solar, así como realizar simulaciones empleando la superficie real de los heliostatos mediante la importación de las correspondientes matrices de errores de la pendiente, lo que conlleva a resultados mucho más realistas. El programa ha sido validado mediante una comparación detallada con TracePro®, un software de trazado de rayos comercial, realizando simulaciones con ambos en las mismas condiciones. Los

mapas de flujo obtenidos con ambos programas son prácticamente idénticos, con diferencias inferiores al 2,5% en la potencia total y flujo pico. Referente a la velocidad computacional, el programa desarrollado en Matlab® puede trazar alrededor de 2 millones de rayos por segundo, y dicha velocidad es independiente de si se usan o no matrices de errores de la pendiente, por lo que se pueden realizar simulaciones muy realistas sin penalización en el tiempo de cálculo. Por último, cabe mencionar que dicha tasa de trazado de rayos podría incrementarse sustancialmente mediante la paralelización del código, especialmente mediante el uso de GPUs.

Por otro lado, aunque el hecho de trazar los rayos desde una fuente luminosa, tal y como hace TracePro®, es necesario en otros campos, como por ejemplo el de la iluminación, no resulta práctico al simular campos de heliostatos donde simplemente se requiere conocer la orientación de los rayos reflejados en las facetas. Se ha demostrado que generar los rayos en la propia faceta es mucho más eficiente, ya que tan solo se necesitan una cuarta parte de los rayos iniciales que se necesitarían con una fuente luminosa para obtener el mismo número de rayos en el receptor al simular el campo entero de IMDEA Energía. Cabe mencionar que esta diferencia sería aún mayor en campos de heliostatos con menores factores de empaquetamiento, ya que se perderían más rayos en el suelo.

En cuanto a las elevadas diferencias observadas en los tiempos de cálculo de ambos programas, estas seguramente se deban al funcionamiento completamente distinto de cada uno de ellos; TracePro® está orientado a la iluminación en general, lo que, a pesar de brindar un abanico de posibilidades de simulación inmenso, le penaliza en comparación con programas específicamente diseñados para simular campos de heliostatos.

Por último, cabe destacar la importancia del desarrollo de este programa, ya que se trata de una herramienta rápida y fiable adaptada a las particularidades del campo de heliostato ACES. De hecho, este programa ha sido clave para realizar los análisis referentes a la caracterización del apunte de los heliostatos y a la caracterización óptica de las facetas de los capítulos 3 y 5, respectivamente. En este último caso, y tal y como se muestra en dicha sección, la velocidad de cálculo juega un papel crucial. Además, la flexibilidad que otorga el programa por estar hecho a medida es muy superior a la ofrecida por cualquier otro programa comercial.

## Referencias

Armstrong, P., Nilsson, C., Vu, N., Izygon, M. (2011). TieSOL—A GPU-Based Suite of Software for Central Receiver Solar Power Plants. *SolarPaces—Concentrating Solar Power and Chemical Energy Systems*.

Belhomme, B., Pitz-Paal, R., Schwarzbözl, P., Ulmer, S. (2009). A new fast ray tracing tool for high-precision simulation of heliostat fields. *Journal of Solar Energy Engineering*, 131(3).

Blanco-Muriel, M., Alarcón-Padilla, D. C., López-Moratalla, T., Lara-Coira, M. (2001). Computing the solar vector. *Solar energy*, 70(5), 431-441.

Blanco, M. J., Amieva, J. M., Mancillas, A. (2005, January). The Tonatiuh Software Development Project: An open source approach to the simulation of solar concentrating systems. In *ASME International Mechanical Engineering Congress and Exposition (Vol. 42142, pp. 157-164)*.

Buie, D., Monger, A. G., Dey, C. J. (2003). Sunshape distributions for terrestrial solar simulations. *Solar energy*, 74(2), 113-122.

Cardona, G., Pujol-Nadal, R. (2020). OTSun, a python package for the optical analysis of solar-thermal collectors and photovoltaic cells with arbitrary geometry. *Plos one*, 15(10), e0240735.

Cruz, N. C., Redondo, J., Berenguel, M., Álvarez, J., Ortigosa, P. (2017). Review of software for optical analyzing and optimizing heliostat fields. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 72, 1001-1018.

Garcia, P., Ferriere, A., Bezia, J. J. (2008). Codes for solar flux calculation dedicated to central receiver system applications: A comparative review. *Solar Energy*, 82(3), 189-197.

Gebreiter, D., Weinrebe, G., Wöhrbach, M., Arbes, F., Gross, F., Landman, W. (2019, July). sbpRAY—A fast and versatile tool for the simulation of large scale CSP plants. In *AIP Conference Proceedings (Vol. 2126, No. 1)*. AIP Publishing.

He, C., Feng, J., Zhao, Y. (2017). Fast flux density distribution simulation of central receiver system on GPU. *Solar Energy*, 144, 424-435.

Iriarte-Cornejo, C., Arancibia-Bulnes, C. A., Hinojosa, J. F., Peña-Cruz, M. I. (2018). Effect of spatial resolution of heliostat surface characterization on its concentrated heat flux distribution. *Solar Energy*, 174, 312-320.

Jafrancesco, D., Cardoso, J. P., Mutuberria, A., Leonardi, E., Les, I., Sansoni, P., Francini, F., Fontani, D. (2018). Optical simulation of a central receiver system: Comparison of different software tools. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 94, 792-803.

Matlab. [www.mathworks.com](http://www.mathworks.com)

Romero, M., González-Aguilar, J. Zarza, E. Concentrating solar thermal power. In *Energy efficiency and renewable energy handbook, Chapter 42*, edited by D. Y. Goswami, F. Kreith (ROUTLEDGE in association with GSE Research., Florida, USA, 2016), pp. 1237-1345.

TracePro. [www.lambdaires.com](http://www.lambdaires.com)

Ulmer, S., März, T., Prah, C., Reinalter, W., Belhomme, B. (2011). Automated high resolution measurement of heliostat slope errors. *Solar Energy*, 85(4), 681-687.

Wagner, M. J., Wendelin, T. (2018). SolarPILOT: A power tower solar field layout and characterization tool. *Solar Energy*, 171, 185-196.

Wendelin, T. (2003, January). SolTRACE: a new optical modeling tool for concentrating solar optics. In *International solar energy conference* (Vol. 36762, pp. 253-260).

### **3. Caracterización del apunte**

## Nomenclatura

$c$ , distancia entre los ejes de cabeceo y alabeo

$l$ , distancia entre el eje de alabeo y la faceta

$M_\alpha$ , matriz de rotación de  $\alpha$  grados alrededor del eje Z

$M_\beta$ , matriz de rotación de  $\beta$  grados alrededor del eje  $Y'$ , siendo  $Y'$  el eje Y rotado  $\alpha$  grados alrededor del eje Z

$M_\gamma$ , matriz de rotación de  $\gamma$  grados alrededor del eje Z

$M_\varepsilon$ , matriz de rotación de  $\varepsilon$  grados alrededor del eje de alabeo

$M'_\varepsilon$ , matriz de rotación de  $\varepsilon$  grados alrededor del eje de alabeo cuando dicho eje ha sido rotado  $\theta$  grados alrededor del eje Z

$M_\eta$ , matriz de rotación de  $\eta$  grados alrededor del eje X

$M_\theta$ , matriz de rotación de  $\theta$  grados alrededor del eje Z

$M_\sigma$ , matriz de rotación de  $\sigma$  grados alrededor del eje de cabeceo

$\vec{n}$ , vector normal del heliostato

$\vec{t}$ , vector normal a la diana

$\vec{u}_s$ , vector solar unitario

$\vec{u}_t$ , vector unitario del rayo central

$\vec{u}_y$ , vector unitario apuntando al Sur

$\vec{u}_z$ , vector unitario apuntando al cenit

## Letras griegas

$\alpha$ , ángulo entre la proyección del pedestal sobre el plano horizontal y el eje X

$\beta$ , ángulo entre el pedestal y el eje Z

$\gamma$ , ángulo entre el eje de cabeceo y el eje Este-Oeste

$\delta$ , ángulo de rotación alrededor del eje Z de la diana

$\varepsilon$ , ángulo de alabeo

$\varepsilon_0$ , error de referencia del motor de alabeo

$\eta$ , ángulo entre el plano de la faceta y el eje de alabeo

$\theta, \frac{\pi}{2}$  menos el ángulo entre los ejes de cabeceo y alabeo

$\sigma$ , ángulo de cabeceo

$\sigma_0$ , error de referencia del motor de cabeceo

$\tau$ , periodo de tiempo entre la hora empleada para resolver el sistema de ecuaciones del seguimiento solar y la verdadera hora solar

## Subíndices

EC, error de canteo

EIP, error de inclinación del pedestal

EP, error de perpendicularidad

ER, error de referencia

ERP, error de rotación del pedestal

I, ideal

## 3.1 Introducción

Para asegurar el rendimiento óptico en las centrales termosolares de torre se requiere un correcto funcionamiento de los heliostatos a fin de reflejar la radiación solar con precisión al lugar deseado dentro del área del receptor. De hecho, los principales problemas técnicos en este tipo de instalaciones están relacionados con la precisión y estabilidad del apunte de los heliostatos y, en especial, con la variación del punto de apunte a lo largo del día, conocido como deriva. La deriva puede tener muchos orígenes, como desalineaciones en el sistema de seguimiento, errores de referencia en los motores de este, o incluso deberse a diferencias entre la hora solar real y la empleada para orientar a los heliostatos. Además, incluso en un heliostato ideal, el cual carece de errores y desalineaciones, surge una deriva intrínseca asociada al hecho de que el punto de impacto del rayo central, entendiéndose como tal aquel que se refleja en el centro de la faceta, no necesariamente coincide con el centro de gravedad del mapa de flujo (Escobar-Toledo *et al.*, 2014).

En este contexto, la deriva ha recibido cierta atención en la literatura, pero principalmente en heliostatos con sistema de seguimiento basado en movimientos de acimut y elevación. Uno de los primeros estudios sobre la deriva en este tipo de heliostatos fue realizado por Stone *et al.* (1998, 1999) en la central *Solar Two* ubicada cerca de Barstow, California. En este estudio, los autores analizaron las curvas de deriva debidas a tres fuentes de error: inclinación del pedestal, error de canteo y errores de referencia de los motores, asumiendo un error angular de 1 mrad para cada uno de ellos. Más recientemente, Bonanos (2012) investigó numéricamente la deriva debida a la inclinación del pedestal, el error de canteo y el desfase temporal para diferentes errores angulares empleando un heliostato del campo solar de Pentakomo, Chipre. Para este estudio se utilizó el software de trazado de rayos basado en el método de Montecarlo *SolTrace* (Wendelin, 2003) en lugar de emplear la comúnmente utilizada aproximación del rayo central, en la que solo se considera el rayo proveniente del centro de la faceta del heliostato para calcular las curvas de deriva. Guo *et al.* derivaron una fórmula para sistemas de seguimiento de acimut-elevación (Guo *et al.*, 2011; Guo *et al.*, 2013a), utilizándola después para estudiar la deriva de un heliostato ubicado en Beijing (Guo *et al.*, 2013b). En 2014, Escobar-Toledo *et al.* analizaron los mismos tres errores tratados por Stone y Jones (1999) pero para el campo solar ubicado en Hermosillo, México. Además, los autores establecieron reglas cualitativas generales sobre el comportamiento de las curvas de deriva y estudiaron el efecto de la distancia heliostato-receptor en dichas curvas (Escobar-Toledo *et al.*, 2014). En Iriarte-Cornejo *et al.* (2014), los autores propusieron un método de compensación dinámica para tratar las curvas de deriva simuladas y experimentales debidas a diferentes errores. En Lara-Cerecedo *et al.* (2016), los autores desarrollaron una herramienta para evaluar las distribuciones de flujo incluyendo los efectos de la deriva y basándose en el modelo analítico de Collado *et al.* (1986). Los autores siguieron este enfoque debido a su ventaja en la velocidad computacional en comparación con los métodos de trazado de rayos de Montecarlo. Más recientemente, Carretero *et al.* (2019)

desarrollaron un método que proporciona directamente una relación entre la evolución de las curvas de deriva y los errores angulares empleando superficies cilíndricas reflectantes.

La gran mayoría de estos estudios se han realizado empleando la aproximación del rayo central. Esta aproximación supone que el punto de impacto del rayo central coincide con el centro de gravedad del mapa de flujo, por lo que se despreja el error de apunte intrínseco y por lo tanto la curva de deriva asociada al mismo. En [Escobar-Toledo et al. \(2014\)](#), los autores estudiaron ligeramente este efecto, pero consideraron que la deriva intrínseca era despreciable, por lo que realizaron su estudio utilizando la aproximación del rayo central. En este capítulo se investiga en profundidad esta deriva tan particular asumiendo heliostatos ideales, es decir, sin ningún tipo de error ni desalineación. La deriva intrínseca es evaluada para diferentes heliostatos del campo solar de IMDEA Energía ([Romero et al., 2017](#); [Romero et al., 2019](#)) mediante simulaciones de trazado de rayos basadas en el método de Montecarlo. El estudio se focaliza en la influencia sobre la deriva del ángulo de proyección de la distribución de flujo sobre el blanco y de la distancia focal de los heliostatos. Por otro lado, todos los estudios citados anteriormente se han llevado a cabo en heliostatos con sistema de seguimiento basado en movimientos de acimut y elevación. Por lo tanto, en este capítulo también se investigan todas aquellas fuentes de deriva en heliostatos con sistema de seguimiento basado en cabeceo y alabeo, cubriendo así la falta de información referente a este tipo de heliostatos.

La estructura de este capítulo es la siguiente. En primer lugar, se lleva a cabo el estudio sobre la deriva intrínseca, el cual se subdivide en tres secciones: metodología, resultados y conclusiones. Posteriormente, se lleva a cabo el estudio sobre todos aquellos factores que pueden provocar deriva en heliostatos con sistema de seguimiento basado en movimientos de cabeceo y alabeo. Primero se describen en detalle todos estos factores, luego se muestra la metodología empleada para estudiarlos y después se muestran sus curvas de deriva. Posteriormente, se analizan los resultados y se proporciona una discusión detallada sobre la deriva resultante de todos los factores investigados. Finalmente, se muestran las conclusiones más relevantes.

## 3.2 Deriva intrínseca

### 3.2.1 Metodología

Este estudio se ha llevado a cabo utilizando como caso de prueba cuatro heliostatos de la instalación ACES. La deriva intrínseca se investiga para los heliostatos de focal corta, que como se verá son los más sensibles a este efecto, ubicados en el centro de las filas impares, es decir, en el centro de las filas 1, 3, 5 y 7. Estos heliostatos son el 1-4, el 3-5, el 5-6 y el 7-7. La Figura 3.1(a) muestra el plano de la instalación con los cuatro heliostatos empleados para este estudio.

La deriva intrínseca de estos cuatro heliostatos se investiga mediante la simulación de sus mapas de flujo a diferentes horas del día. Cada curva de deriva se obtiene simulando nueve mapas de

flujo desde 4 horas antes hasta 4 horas después del mediodía solar, es decir, uno por cada hora. Esto se hace para aquel día del año en el que el vector solar ( $\vec{u}_s$ ) y el rayo central ( $\vec{u}_t$ ) son paralelos a mediodía solar. Este día, que es distinto para cada heliostato debido a su diferente orientación con respecto del blanco, hace que el astigmatismo (Igel y Hughes, 1979) sea nulo a mediodía solar, permitiendo, por tanto, investigar el efecto del ángulo de proyección de la distribución de flujo sobre el blanco y el efecto de la distancia focal de los heliostatos sin la influencia de aquel. Tras simular los nueve mapas de flujo, se calculan los centros de gravedad de dichos mapas, obteniendo así la curva de deriva. Con el objetivo de obtener los resultados más generales posibles se ha excluido el efecto de los bloqueos y de las sombras de los heliostatos colindantes al simular los mapas de flujo.

Los mapas de flujo se han obtenido con el programa de trazado de rayos desarrollado en Matlab® (Gonzalo *et al.*, 2019) y presentado en el capítulo anterior. Para todas las simulaciones aquí realizadas se han trazado 10 000 rayos por cada elemento reflectante de la superficie del heliostato empleando la distribución de forma solar *limb-darkened* (Romero *et al.*, 2016), con un total de 1 216 elementos reflectantes cuadrados de 5 cm de lado. Esto da como resultado un total de 12,16 millones de rayos por cada mapa de flujo. Como se vio en el capítulo anterior (Ver Tabla 2.1), estos valores ofrecen un buen compromiso entre precisión y tiempo de cálculo. El vector normal de cada elemento reflectante se orienta de acuerdo con la curvatura esférica de la faceta, es decir, se desprecia el error óptico de la misma y se supone que es perfectamente esférica. Las simulaciones se realizan sobre un blanco de 5 m × 5 m con una irradiancia normal directa de 900 W/m<sup>2</sup> y una reflectancia de las facetas del 90%. Las dimensiones del blanco garantizan que todos los rayos impactan en él, para así calcular correctamente el centro de gravedad del mapa de flujo.

Como se ha mencionado anteriormente, la deriva intrínseca se debe al hecho de que el rayo central no necesariamente coincide con el centro de gravedad del mapa de flujo. De aquí se deduce que cualquier factor que modifique la forma de los mapas de flujo modificará su centro de gravedad y, por lo tanto, también modificará la curva de deriva. Los parámetros que más repercuten en la forma de un mapa de flujo son el ángulo de proyección de la distribución de flujo sobre el blanco, la distancia focal del heliostato y el astigmatismo. Este último es el responsable de la deriva, ya que depende de la orientación con la que los rayos solares incidan en el heliostato, es decir, depende de la hora del día, mientras que los otros dos modifican las curvas de deriva producidas por aquel. Para estudiar el efecto del ángulo de proyección de la distribución de flujo se han calculado las curvas de deriva de los 4 heliostatos empleando siete ángulos de inclinación del blanco distintos: 0 (vertical), 15, 30, 45, 60, 75 y 90 (horizontal) grados sexagesimales. Todas estas curvas se han calculado empleando la distancia focal nominal de los 4 heliostatos (20 metros). En cuanto al efecto de la distancia focal, se han calculado las curvas de deriva sobre un blanco vertical, como el representado en la Figura 3.1(b), empleando las siguientes siete distancias focales: 14, 16, 18, 20, 22, 24 y 26 metros.

Las distancias heliostato-blanco, las distancias focales nominales, las inclinaciones del blanco para las cuales éste es perpendicular al rayo central y el día del año en el que se han calculado las curvas de deriva se muestran, para cada uno de los 4 heliostatos, en la Tabla 3.1.

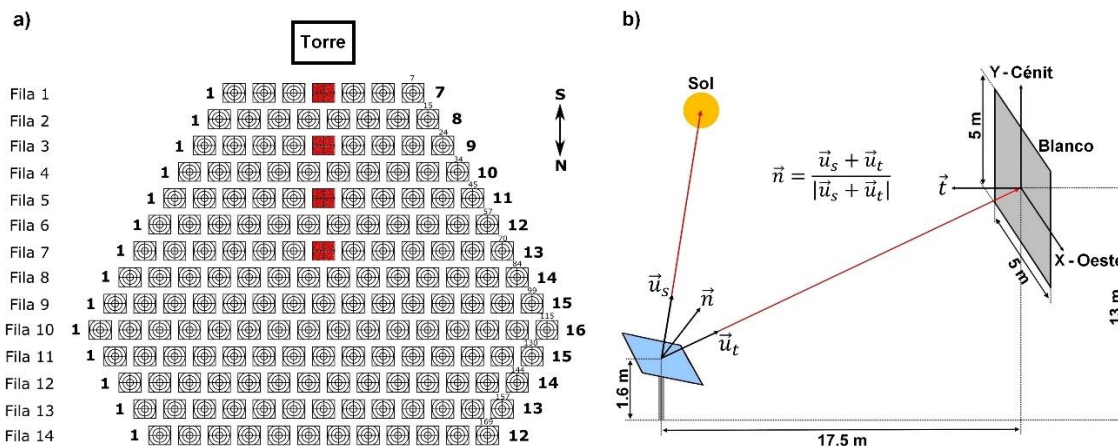


Figura 3.1. a) Distribución de los heliostatos en la instalación ACES marcando en rojo los empleados para el estudio de la deriva intrínseca. b) Geometría del heliostato 7-7 con el blanco en posición vertical.

Tabla 3.1. Parámetros relativos a los 4 heliostatos bajo estudio.

Heliostato	1-4	3-5	5-6	7-7
Distancia focal nominal (m)	20	20	20	20
Distancia heliostato-blanco (m)	12,1	14,1	17,2	20,8
Ángulo de proyección con blanco vertical (°)	70,5	53,0	41,0	32,8
Día del año (DD/MM)	15/07	12/09	13/10	06/11

### 3.2.2 Resultados

#### Efecto del ángulo de proyección de la distribución de flujo sobre el blanco

La Figura 3.2 muestra las curvas de deriva intrínseca de los 4 heliostatos obtenidas para las 7 inclinaciones distintas del blanco. Se observa que el error de apunte intrínseco es inferior a 1,2 mrad en todos los casos, siendo más grande cuanto mayor es la diferencia entre la distancia focal del heliostato y la distancia heliostato-blanco (heliostato 1-4). Esto es de esperar, ya que cuanto mayor sea esta diferencia menos convergerán los rayos, por lo que el mapa de flujo tendrá unas dimensiones mayores y será más probable encontrar desviaciones mayores de su centro de gravedad con respecto del centro del blanco. En el apartado siguiente se estudia en detalle este fenómeno.

Una característica común a todos los heliostatos es que sus curvas de deriva son simétricas respecto del mediodía solar. Esto se debe a que los 4 heliostatos bajo estudio se encuentran en

el eje central del campo, por lo que el movimiento del sol es simétrico respecto de dicho instante de tiempo. Es por este mismo motivo que el error de apunte a dicha hora solo tiene componente vertical (eje Y), ya que los mapas de flujo correspondientes al mediodía solar son simétricos respecto de dicho eje, haciendo que el centro de gravedad a lo largo del eje X se encuentre justo en el origen ( $x = 0$ ).

Por otro lado, si atendemos al signo de la componente vertical del error de apunte a mediodía solar, se observa que, si el blanco está en posición vertical ( $0^\circ$ ), éste es negativo si la distancia focal del heliostato es mayor que su distancia al blanco (heliostatos 1-4, 3-5 y 5-6), siendo positivo cuando ocurre lo contrario (heliostato 7-7). Esto es debido a que, cuando el blanco está en posición vertical, los rayos que impactan por debajo del centro recorren una distancia menor que los que impactan por la parte superior. Entonces, si la distancia focal es superior a la distancia al blanco, los rayos que impactan por debajo del centro del blanco están menos focalizados que los que impactan por encima, provocando que las dimensiones del mapa de flujo se agranden en su parte inferior en comparación con la superior, desplazándose así el centro de gravedad hacia abajo. Por otro lado, se observa que la componente vertical del error de apunte a mediodía solar invierte su signo justo cuando la inclinación del blanco es tal que éste es perpendicular al rayo central del heliostato ( $\vec{u}_t$ ), es decir, cuando  $\vec{u}_t$  y  $\vec{t}$  son paralelos, lo que corrobora la explicación anterior. De aquí se deduce que el error de apunte intrínseco solo será nulo cuando el vector solar ( $\vec{u}_s$ ), el rayo central ( $\vec{u}_t$ ) y el vector normal al blanco ( $\vec{t}$ ) sean colineales, debido a la perfecta simetría del mapa de flujo con respecto del centro del blanco. En la Figura 3.3 se muestran los mapas de flujo del heliostato 1-4 a mediodía solar con el blanco en posición vertical ( $0^\circ$ ) y horizontal ( $90^\circ$ ) para mostrar más claramente el efecto del desplazamiento del centro de gravedad. Se aprecia que, cuando el blanco se encuentra en posición vertical, el mapa de flujo se agranda en su parte inferior debido al elevado ángulo de proyección ( $70,5^\circ$ ). Cuando el blanco se encuentra en posición horizontal, el efecto se invierte y el mapa se agranda por su parte superior, pero el efecto es menos notable debido al reducido ángulo de proyección ( $19,5^\circ$ ). Cabe destacar que esta deformación de los mapas de flujo debida al ángulo de proyección no se aprecia en los mapas de la Figura 3.2 debido a su representación angular.

En cuanto a la componente horizontal del error de apunte (eje X), se observa una característica común a todos los heliostatos. Ésta es positiva antes del mediodía solar y negativa después, lo que produce que todas las curvas de deriva vayan de oeste a este. Esto se debe a que la variación diaria del ángulo de incidencia de los rayos solares sobre la faceta, a pesar de no ser exactamente la misma para cada heliostato, tiene una característica común a todos ellos: los rayos solares inciden desde el este antes del mediodía solar y desde el oeste después, por lo que el astigmatismo les afecta de manera similar. Merece la pena señalar que, como ya se dijo en el apartado anterior, es justo esa variación del ángulo de incidencia de los rayos solares la que produce la deriva intrínseca.

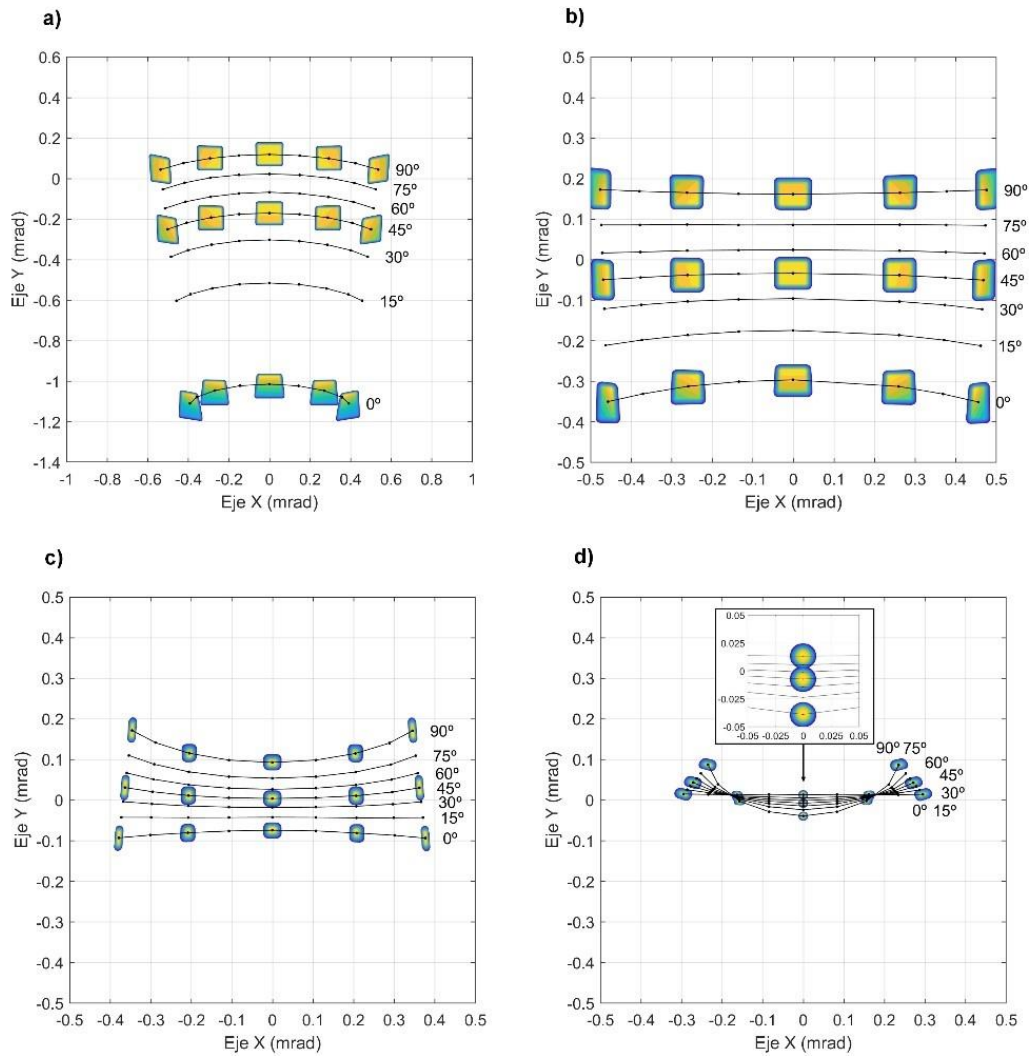


Figura 3.2. Curvas de deriva intrínseca de los 4 heliostatos en función de la inclinación del blanco. La posición de la etiqueta con el ángulo de inclinación indica el inicio de la curva. Se muestran, a escala 1:500, los mapas de flujo simulados a  $\pm 4$  h,  $\pm 2$  h y 0 h respecto del mediodía solar para  $0^\circ$ ,  $45^\circ$  y  $90^\circ$  de inclinación del blanco. a) Heliostato 1-4 (distintos ejes). b) Heliostato 3-5. c) Heliostato 5-6. d) Heliostato 7-7.

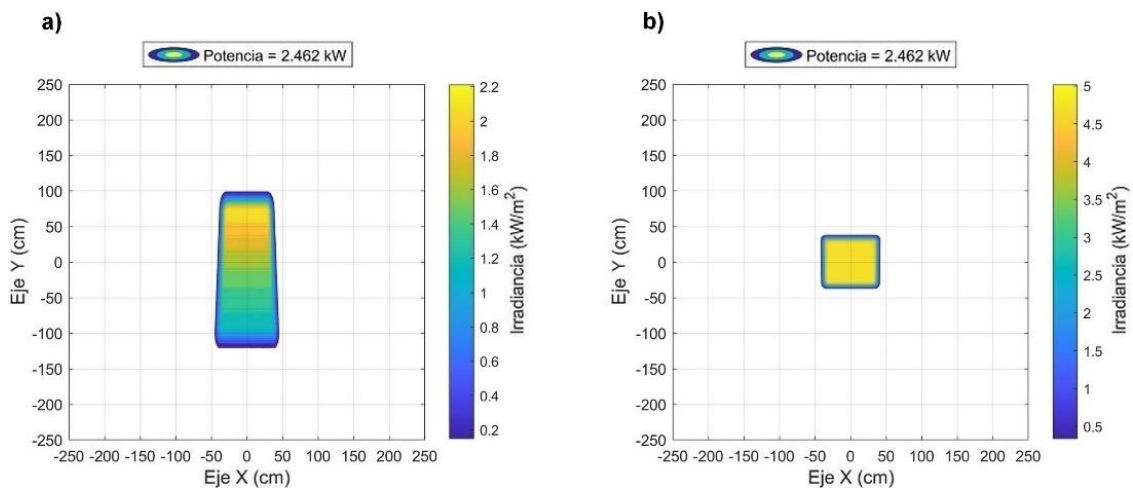


Figura 3.3. Mapas de flujo del heliostato 1-4 a mediodía solar con el blanco (a) vertical y (b) horizontal.

Efecto de la distancia focal

La Figura 3.4 muestra las curvas de deriva intrínseca de los 4 heliostatos obtenidas sobre un blanco vertical ( $0^\circ$ ) para las 7 distancias focales. Fijémonos, de nuevo, en la componente vertical del error de apunte a mediodía solar, para así eliminar el efecto del astigmatismo. Se observa que, para los 4 heliostatos, el error de apunte es mínimo cuando la distancia focal es lo más próxima posible a su distancia al blanco. Esto es lógico, pues si la distancia focal es igual a la distancia al blanco todos los rayos convergerán en el centro de éste, por lo que el error de apunte intrínseco será nulo. Igualmente, se observa el fenómeno explicado en el apartado anterior referente a la diferencia entre la distancia focal y la distancia al blanco. Por ejemplo, para el heliostato 1-4, la componente vertical del error de apunte es negativa para todas las distancias focales empleadas, ya que todas son superiores a su distancia al blanco (12,1 m).

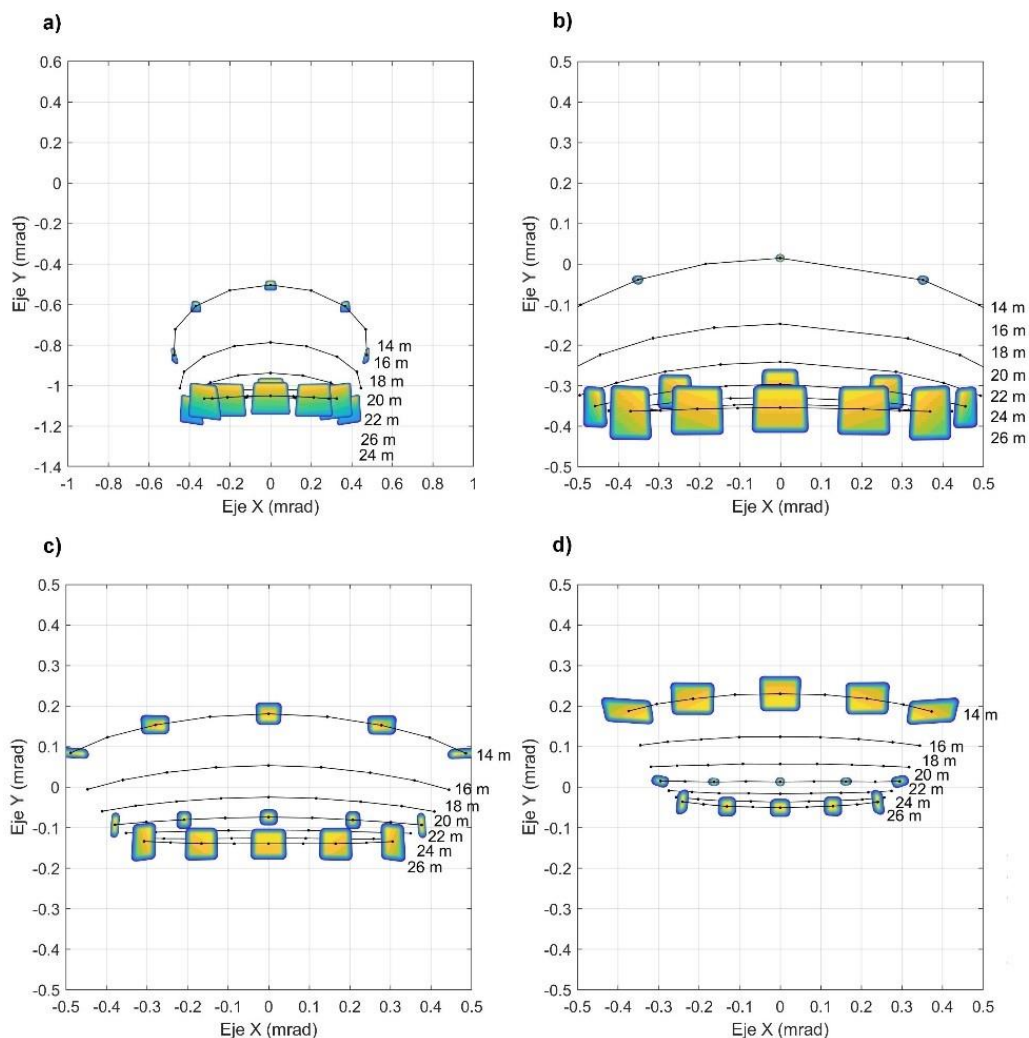


Figura 3.4. a) Curvas de deriva intrínseca de los 4 heliostatos en función de la distancia focal. La posición de la etiqueta con la distancia focal indica el inicio de la curva. Se muestran, a escala 1:500, los mapas de flujo simulados a  $\pm 4$  h,  $\pm 2$  h y 0 h respecto del mediodía solar para 14, 20 y 26 m de distancia focal. a) Heliostato 1-4 (distintos ejes). b) Heliostato 3-5. c) Heliostato 5-6. d) Heliostato 7-7.

Por otro lado, se observa como la extensión de las curvas decrece a medida que aumenta la distancia focal. En efecto, si la distancia focal fuese infinita, es decir, si la faceta del heliostato fuese un espejo plano, el error de apunte debería ser nulo a cualquier hora, pues el mapa de flujo sería simétrico respecto del centro del blanco al no darse ni el efecto explicado en el apartado anterior ni efectos astigmáticos. Para corroborar esto se han calculado las curvas de deriva de los 4 heliostatos con una distancia focal de  $10^6$  metros, obteniéndose, en efecto, que el error de apunte es nulo a cualquier hora del día. Además, se han calculado los errores de apunte a mediodía solar de los 4 heliostatos en función de su distancia focal. Los resultados se muestran en la Figura 3.5.

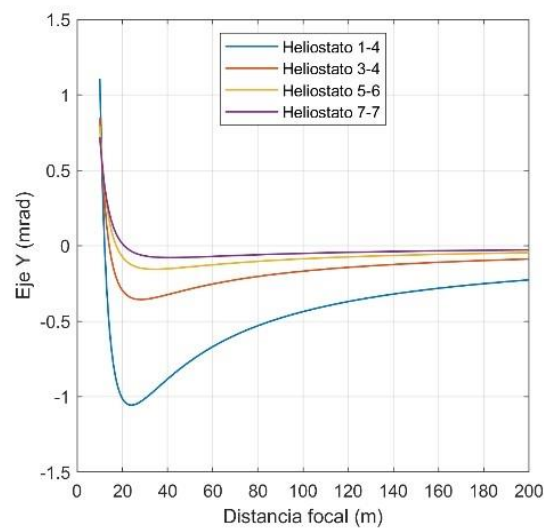


Figura 3.5. Componente vertical del error de apunte intrínseco a mediodía solar de los 4 heliostatos en función de su distancia focal (rango 10-200 m).

Como puede verse en la Figura 3.5, existe un comportamiento común a los 4 heliostatos que se divide en tres zonas:

- 1) Cuando la distancia focal es inferior a su distancia al blanco, la componente vertical del error de apunte es siempre positiva, siendo más grande cuanto menor sea la distancia focal. Esto se debe al fenómeno explicado en el apartado anterior. Si la distancia focal es inferior a la distancia al blanco los rayos focalizan antes de alcanzar a éste, por lo que los rayos que impactan en su parte superior, que están menos enfocados, provocan que las dimensiones del mapa de flujo se agranden en dicha parte del blanco, desplazando así el centro de gravedad hacia arriba.
- 2) Cuando la distancia focal es superior a la distancia al blanco el efecto anterior se invierte, ya que ahora los rayos que impactan en la parte superior están más focalizados que los que impactan en la parte inferior. Por lo tanto, la componente vertical del error de apunte es negativa. Ésta continúa incrementándose (en valor absoluto) a medida que aumenta la distancia focal, hasta que llega un punto en el que vuelve a decrecer (en valor absoluto).

3) Cuando la distancia focal es lo suficientemente grande la componente vertical del error de apunte empieza a decrecer (en valor absoluto), volviéndose nula para una distancia focal infinita. Esto se debe a que cuando la distancia focal es muy superior a la distancia al blanco la convergencia de los rayos es tan baja que el efecto anterior deja de ser relevante (los rayos focalizan prácticamente igual por la parte superior del blanco que por la inferior). Por lo tanto, el mapa de flujo se vuelve simétrico respecto del centro del blanco.

### 3.2.3 Conclusiones

En este estudio se ha analizado en detalle el efecto del ángulo de proyección de la distribución de flujo sobre el blanco y de la distancia focal en el error de apunte intrínseco de los heliostatos. Este error de apunte surge de la discordancia entre el punto de impacto del rayo central y el centro de gravedad del mapa de flujo. La variación de dicho error de apunte a lo largo del día, debida a la variación del ángulo de incidencia de los rayos solares, es decir, debida a la variación de la aberración astigmática, produce las curvas de deriva intrínseca.

Todas las curvas de deriva se han simulado para aquel día en el que el vector solar ( $\vec{u}_s$ ) y el rayo central ( $\vec{u}_t$ ) son paralelos a mediodía solar, lo que hace que el astigmatismo sea nulo en dicho instante de tiempo, pudiendo así estudiar los otros dos factores sin la influencia de éste. Una característica común a los 4 heliostatos es que la componente horizontal del error de apunte es siempre positiva antes del mediodía solar, siendo negativa después, lo que produce que todas las curvas de deriva vayan de oeste a este. Esto sucede siempre con independencia del ángulo de proyección o de la distancia focal, por lo que se concluye que la aberración astigmática es el factor que más influye en el error de apunte intrínseco.

Referente a la distancia focal se ha demostrado que, si esta es igual a la distancia al blanco, el error de apunte intrínseco es nulo con independencia del ángulo de proyección cuando no exista aberración astigmática, ya que todos los rayos impactan en el centro del blanco. No obstante, la situación en la que el vector solar ( $\vec{u}_s$ ) y el rayo central ( $\vec{u}_t$ ) coinciden nunca se da en la vida real por encontrarse el heliostato a la sombra del receptor, por lo que las aberraciones astigmáticas están presentes en todo momento y, por lo tanto, los errores de apunte intrínsecos correspondientes. Se ha visto que estos decrecen a medida que aumenta la distancia focal, siendo nulos para un espejo plano. Para los heliostatos aquí estudiados dichos errores de apunte son del orden de 0,5 mrad, valor pequeño, pero no despreciable. Estos errores de apunte podrían, por ejemplo, modificar las curvas de deriva producidas por cualquier otro factor, imposibilitando, por tanto, detectar dichos factores para su posterior corrección. Se concluye, por tanto, que, para campos solares con heliostatos con distancias focales muy cortas donde se requiera una gran precisión de apunte, el error de apunte intrínseco puede llegar a ser relevante.

### 3.3 Deriva producida por otros factores

#### 3.3.1 Factores causantes de deriva

En esta sección se describen los factores que pueden provocar deriva en heliostatos con sistema de seguimiento basado en movimientos de cabeceo y alabeo. La Figura 3.6(a) muestra un heliostato de este tipo perteneciente a la instalación ACES. Los ejes de cabeceo y alabeo están representados por flechas en rojo y amarillo, respectivamente. En un heliostato ideal, es decir, sin desalineaciones en su estructura, el eje principal, que es el de cabeceo, está fijo y debe ser paralelo al eje Este-Oeste y ortogonal al pedestal. La posición del eje secundario, el de alabeo, depende de la posición del eje de cabeceo y su proyección horizontal debe ser paralela al eje Norte-Sur. Las Figuras 3.6(b) y 3.6(c) muestran los factores que provocan deriva, que serían las desalineaciones angulares de la Figura 3.6(b) (valores no nulos de los ángulos  $\sigma_0$ ,  $\varepsilon_0$ ,  $\theta$ ,  $\gamma$  y  $\beta$ ), y el error de canteo de la Figura 3.6(c) (valor no nulo del ángulo  $\eta$ ), todos ellos directamente relacionados con la estructura del heliostato.

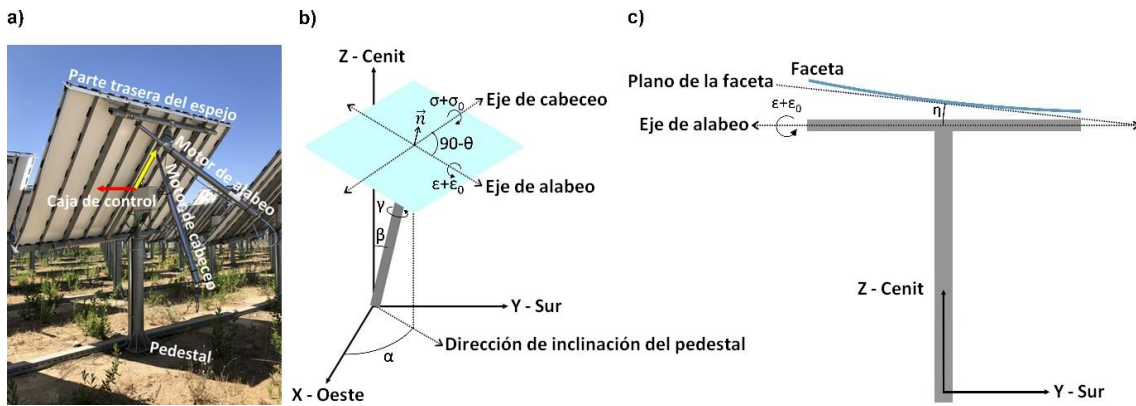


Figura 3.6. a) Heliostato de la instalación ACES. Los ejes de cabeceo y alabeo están representados por flechas en rojo y amarillo, respectivamente. b) Causas de deriva debidas a desalineaciones angulares (valores no nulos de los ángulos  $\sigma_0$ ,  $\varepsilon_0$ ,  $\theta$ ,  $\gamma$  y  $\beta$ ). c) Deriva debida a un mal canteo de la faceta (valor no nulo del ángulo  $\eta$ ). La dirección de las flechas circulares en (b) y (c) indica la dirección de rotación para una desviación angular positiva con respecto a la geometría ideal.

Analizando la Figura 3.6(b) se observa que el vector normal del heliostato ideal viene dado por  $\vec{n}_I = M_\sigma M_\varepsilon \vec{u}_z$ , donde  $M_\sigma$  es la matriz de rotación alrededor del eje de cabeceo (eje X),  $M_\varepsilon$  es la matriz de rotación alrededor del eje de alabeo cuando el ángulo de cabeceo es cero (eje Y), y  $\vec{u}_z$  es el vector unitario que apunta al cenit, es decir, el vector normal del heliostato cuando se encuentra en posición horizontal.

$$M_\sigma = \begin{pmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & \cos \sigma & \sin \sigma \\ 0 & -\sin \sigma & \cos \sigma \end{pmatrix} \quad (3.1)$$

$$M_{\varepsilon} = \begin{pmatrix} \cos \varepsilon & 0 & \sin \varepsilon \\ 0 & 1 & 0 \\ -\sin \varepsilon & 0 & \cos \varepsilon \end{pmatrix} \quad (3.2)$$

$$\vec{n}_I = \begin{pmatrix} \sin \varepsilon \\ \cos \varepsilon \sin \sigma \\ \cos \varepsilon \cos \sigma \end{pmatrix} \quad (3.3)$$

Cualquier factor que modifique la orientación del vector normal dado por la Ecuación 3.3 producirá deriva. Esto implica no solo los parámetros relacionados con la estructura del heliostato (ver Figura 3.6), sino otros factores como por ejemplo un desfase en la hora utilizada para resolver las ecuaciones del seguimiento solar. Todas las causas de la deriva se resumen en la Tabla 3.2 y se describen a continuación.

Tabla 3.2. Parámetros asociados a cada factor causante de deriva.

Factor causante de deriva	Parámetro	Valor en un heliostato ideal
Error de referencia	$\varepsilon_0$ , error de referencia del motor de alabeo $\sigma_0$ , error de referencia del motor de cabeceo	$\varepsilon_0 = 0^\circ$ $\sigma_0 = 0^\circ$
Error de perpendicularidad	$\theta, \frac{\pi}{2}$ menos el ángulo entre los ejes de cabeceo y alabeo	$\theta = 0^\circ$
Rotación del pedestal	$\gamma$ , ángulo entre el eje de cabeceo y el eje X	$\gamma = 0^\circ$
Inclinación del pedestal	$\alpha$ , ángulo entre la proyección horizontal del pedestal sobre el plano XY (horizontal) y el eje X $\beta$ , ángulo entre el pedestal y el eje Z	$\alpha = 0^\circ$ $\beta = 0^\circ$
Error de canteo	$\eta$ , ángulo entre el plano de la faceta y el eje de alabeo	$\eta = 0^\circ$
Error de intersección de los ejes	$c$ , distancia entre los ejes de cabeceo y alabeo $l$ , distancia entre el eje de alabeo y la faceta	$c = 0.077 \text{ m}$ $l = 0.103 \text{ m}$ (heliostatos campo ACES)
Error de posicionamiento del heliostato	$\delta$ , rotación sobre el eje Z del sistema de referencia general	$\delta = 0^\circ$
Desfase temporal	$\tau$ , desfase entre la hora empleada para resolver las ecuaciones del seguimiento y la verdadera hora solar	$\tau = 0 \text{ s}$

### Errores de referencia

El error de referencia ocurre cuando los motores de cabeceo y alabeo presentan desviaciones ( $\sigma_0$  y  $\varepsilon_0$ ) que hacen que el vector normal de la faceta no apunte al cenit cuando esta debe estar en posición horizontal ( $\sigma = 0$  y  $\varepsilon = 0$ ). Dichas desviaciones se obtienen de la diferencia entre el vector normal de la faceta del heliostato real y la dirección vertical y son nulas en un heliostato ideal. Cuando dichas desviaciones no son nulas, el vector normal del heliostato viene dado por:

$$\vec{n}_{ER} = \begin{pmatrix} \sin(\varepsilon + \varepsilon_0) \\ \cos(\varepsilon + \varepsilon_0) \sin(\sigma + \sigma_0) \\ \cos(\varepsilon + \varepsilon_0) \cos(\sigma + \sigma_0) \end{pmatrix} \quad (3.4)$$

### Error de perpendicularidad

El error de perpendicularidad surge cuando los ejes de cabeceo y alabeo no son completamente perpendiculares, y está determinado por la calidad del proceso de fabricación de la estructura heliostato. El error de perpendicularidad viene dado por el ángulo  $\theta$ , el cual indica la desviación angular entre ambos ejes con respecto a  $\pi/2$ . Cuando este error está presente, el eje de alabeo rota  $\theta$  grados alrededor del eje Z y, como resultado, el vector normal del heliostato viene dado por  $\vec{n}_{EP} = M_\sigma M'_\varepsilon \vec{u}_z$ . En esta expresión,  $M'_\varepsilon$  es la matriz de rotación alrededor del eje de alabeo después de haberlo rotado alrededor del eje Z, es decir,  $M'_\varepsilon$  es la matriz de rotación alrededor del eje dado por  $M_\theta \vec{u}_y$ , siendo  $M_\theta$  la matriz de rotación alrededor del eje Z y  $\vec{u}_y$  el vector unitario que apunta al Sur.

$$M_\theta = \begin{pmatrix} \cos \theta & -\sin \theta & 0 \\ \sin \theta & \cos \theta & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{pmatrix} \quad (3.5)$$

$$M'_\varepsilon = \begin{pmatrix} \cos \varepsilon + (1 - \cos \varepsilon) \sin^2 \theta & -(1 - \cos \varepsilon) \sin \theta \cos \theta & \sin \varepsilon \cos \theta \\ -(1 - \cos \varepsilon) \sin \theta \cos \theta & \cos \varepsilon + (1 - \cos \varepsilon) \cos^2 \theta & \sin \varepsilon \sin \theta \\ -\sin \varepsilon \cos \theta & -\sin \varepsilon \sin \theta & \cos \varepsilon \end{pmatrix} \quad (3.6)$$

$$\vec{n}_{EP} = \begin{pmatrix} \sin \varepsilon \cos \theta \\ \cos \varepsilon \sin \sigma + \sin \varepsilon \cos \sigma \sin \theta \\ \cos \varepsilon \cos \sigma - \sin \varepsilon \sin \sigma \sin \theta \end{pmatrix} \quad (3.7)$$

### Rotación del pedestal

Cuando se instala un heliostato en el campo se debe alinear el eje de cabeceo con el eje Este-Oeste. Si dichos ejes no son completamente paralelos surge una desalineación que puede expresarse como una rotación del pedestal alrededor del eje Z y viene definida por el ángulo entre ambos ejes,  $\gamma$ . En heliostatos con sistema de seguimiento tradicional basado en movimientos de acimut y elevación la deriva asociada a esta desalineación puede corregirse fácilmente actuando sobre el motor acimutal de tal manera que se produzca un giro del mismo valor y signo contrario que la rotación del pedestal (Stone y Jones, 1999). En cuanto a los heliostatos con sistema de seguimiento basado en movimientos de cabeceo y alabeo, su corrección es más compleja por no coincidir el eje fijo (cabeceo) con la dirección vertical. Si el pedestal está rotado, el vector normal viene dado por  $\vec{n}_{ERP} = M_\gamma M_\sigma M'_\varepsilon \vec{u}_z$ , donde  $M_\gamma$  es la matriz de rotación alrededor del eje Z, por lo que  $M_\gamma \equiv M_\theta$ .

$$\vec{n}_{ERP} = \begin{pmatrix} \sin \varepsilon \cos \gamma - \cos \varepsilon \sin \sigma \sin \gamma \\ \sin \varepsilon \sin \gamma + \cos \varepsilon \sin \sigma \cos \gamma \\ \cos \varepsilon \cos \sigma \end{pmatrix} \quad (3.8)$$

### Inclinación del pedestal

Este error, al igual que la rotación del pedestal, proviene de una desalineación al instalar el heliostato en el campo. En este caso el error es causado por una desalineación del pedestal con el eje Z. Para evaluar este error y su deriva resultante se requieren dos ángulos,  $\alpha$  y  $\beta$ , denominados dirección de inclinación del pedestal y ángulo de inclinación del pedestal, respectivamente (ver Figura 3.6(b)). El primero es el ángulo entre el eje X y la proyección del pedestal sobre el plano XY (horizontal) y el segundo es el ángulo entre el pedestal y el eje Z. Cuando el pedestal está inclinado, el vector normal viene dado por  $\vec{n}_{EIP} = M_\beta M_\sigma M_\varepsilon \vec{u}_z$ , donde  $M_\beta$  es la matriz de rotación alrededor del eje Y', siendo Y' el eje resultante de rotar el eje Y alrededor del eje Z un ángulo  $\alpha$ , es decir,  $M_\beta$  es la matriz de rotación alrededor del eje dado por  $M_\alpha \vec{u}_y$ . Como  $M_\alpha$  es la matriz de rotación alrededor del eje Z, entonces  $M_\alpha \equiv M_Y \equiv M_\theta$ .

$$M_\beta = \begin{pmatrix} \cos \beta + (1 - \cos \beta) \sin^2 \alpha & -(1 - \cos \beta) \sin \alpha \cos \alpha & \sin \beta \cos \alpha \\ -(1 - \cos \beta) \sin \alpha \cos \alpha & \cos \beta + (1 - \cos \beta) \cos^2 \alpha & \sin \beta \sin \alpha \\ -\sin \beta \cos \alpha & -\sin \beta \sin \alpha & \cos \beta \end{pmatrix} \quad (3.9)$$

$$\vec{n}_{EIP} = \begin{pmatrix} \sin \varepsilon (\cos \beta + (1 - \cos \beta) \sin^2 \alpha) - \cos \varepsilon \sin \sigma (1 - \cos \beta) \sin \alpha \cos \alpha + \cos \varepsilon \cos \sigma \sin \beta \cos \alpha \\ -\sin \varepsilon (1 - \cos \beta) \sin \alpha \cos \alpha + \cos \varepsilon \sin \sigma (\cos \beta + (1 - \cos \beta) \cos^2 \alpha) + \cos \varepsilon \cos \sigma \sin \beta \sin \alpha \\ -\sin \varepsilon \sin \beta \cos \alpha - \cos \varepsilon \sin \sigma \sin \beta \sin \alpha + \cos \varepsilon \cos \sigma \cos \beta \end{pmatrix} \quad (3.10)$$

### Error de canteo

El error de canteo surge cuando el eje óptico de la faceta del heliostato no es perpendicular al eje de alabeo. Este error se puede caracterizar por el ángulo  $\eta$  entre el plano de la faceta y el eje de alabeo (ver Figura 3.6(c)). Cabe señalar que el plano de la faceta se puede desviar en cualquier otra dirección, pero esta desviación siempre se puede descomponer en dos, la representada en la Figura 3.6(c) y otra perpendicular a ella (Stone y Jones, 1999). Además, se puede ver que esta segunda desviación corresponde a una rotación alrededor del eje de alabeo, por lo que esta desviación producirá el mismo efecto que un error de referencia en alabeo. Cuando la faceta sufre un error de canteo como el que se acaba de describir, el vector normal viene dado por  $\vec{n}_{EC} = M_\sigma M_\varepsilon M_\eta \vec{u}_z$ , donde  $M_\eta$  es la matriz de rotación alrededor del eje X, por lo que  $M_\eta \equiv M_\sigma$ .

$$\vec{n}_{EC} = (\sin \varepsilon \cos \eta, \cos \sigma \sin \eta + \cos \varepsilon \sin \sigma \cos \eta, -\sin \sigma \sin \eta + \cos \varepsilon \cos \sigma \cos \eta) \quad (3.11)$$

$$\vec{n}_{EC} = \begin{pmatrix} \sin \varepsilon \cos \eta \\ \cos \sigma \sin \eta + \cos \varepsilon \sin \sigma \cos \eta \\ -\sin \sigma \sin \eta + \cos \varepsilon \cos \sigma \cos \eta \end{pmatrix} \quad (3.11)$$

### Error de intersección de los ejes

En los heliostatos de la instalación ACES existe una distancia entre ambos ejes,  $c$ , y una distancia entre el eje de alabeo y el centro de la faceta,  $l$ . Aunque estas distancias se puedan considerar en las ecuaciones del seguimiento solar, si existe una diferencia entre las distancias reales y las

empleadas para resolver dichas ecuaciones se producirá deriva. Cuando este error está presente, el vector normal del heliostato es el mismo que el vector normal dado por la Ecuación 3.3. Sin embargo, el punto de aplicación (el punto donde se encuentra el origen del vector) del primero varía con respecto al segundo, lo que provoca la deriva.

#### Error de posicionamiento del heliostato

Este error surge cuando las coordenadas del heliostato utilizadas para resolver las ecuaciones del seguimiento solar son diferentes a las reales. Si la orientación de los ejes de cabeceo y alabeo es la misma para ambas coordenadas del heliostato, el vector normal será el mismo, por lo que solo cambiará su punto de aplicación debido al desplazamiento del pedestal. Esto es lo mismo que sucede con el error de intersección de los ejes. La diferencia con este error es que cuando se modifica la posición del heliostato, el vector definido por los puntos de aplicación del vector normal del heliostato ideal y el vector normal del heliostato desplazado no cambia a lo largo del día. Esto significa que la luz siempre se refleja en el heliostato con la misma dirección que en el heliostato ideal, por lo que en vez de deriva se origina un error de apunte que es constante a lo largo del día. Para poder investigar este error en unidades angulares, el pedestal del heliostato se puede desplazar desde su posición original en el campo aplicando una rotación de  $\delta$  grados alrededor del eje Z del sistema de referencia general.

#### Desfase temporal

Proviene de un desfase entre la hora empleada para resolver las ecuaciones del seguimiento solar y la hora solar real. En este caso, el vector normal y su punto de aplicación son los mismos que el vector normal del heliostato ideal dado por la Ecuación 3.3. Sin embargo, debido al desfase temporal, la orientación relativa entre el vector solar real y el vector solar empleado para orientar el heliostato cambia a lo largo del día, provocando por tanto deriva.

#### 3.3.2 Metodología

La metodología empleada para analizar las curvas de deriva producidas por los anteriores factores es similar a la utilizada para investigar la deriva intrínseca. En este caso se emplea únicamente el heliostato 7-7 con el blanco en posición vertical (ver Figura 3.1(b)). Las curvas de deriva se calculan para cada factor de la sección anterior empleando ocho errores angulares que van de -20 mrad a 20 mrad en pasos de 5 mrad (excluyendo 0 mrad). Para el error de inclinación del pedestal, estos errores angulares se aplican a ocho direcciones de inclinación diferentes (0°, 45°, 90°, 135°, 180°, 225°, 270° y 315°). En el caso del desfase temporal, estos errores angulares se convierten en desfases temporales considerando que el sol gira 360° cada 24 horas (Bonanos, 2012). Como el error de intersección de los ejes no puede expresarse en unidades angulares, se

introducen, en cambio, variaciones en la longitud de los parámetros  $c$  y  $l$  como fuente de error. Al igual que con la deriva intrínseca, las curvas de deriva se obtienen simulando los mapas de flujo a cada hora desde 4 horas antes hasta 4 horas después del mediodía solar. Esto se hace para los solsticios de verano e invierno. Finalmente, para cada curva de deriva se evalúa la media y la desviación estándar del error de apunte de los 9 mapas de flujo, para así poder comparar cuantitativamente todos los factores causantes de deriva.

### 3.3.3 Resultados

#### Deriva intrínseca

Antes de calcular las curvas de deriva producida por todos los factores descritos en la Sección 3.3.1 es importante analizar la curva de deriva intrínseca del heliostato bajo estudio. Las curvas de deriva intrínseca de dicho heliostato se muestran en la Figura 3.7 para los solsticios de verano e invierno. El error de apunte es siempre inferior a 0,5 mrad tanto en la dirección vertical (Y) como en la horizontal (X), y la curva tiene el mismo comportamiento que el mostrado en la Sección 3.2 a pesar de tratarse de días del año distintos: la deriva va de oeste a este. Como ya se dijo en dicha sección, esto se debe a que en todos los casos los rayos solares inciden desde el este antes del mediodía solar y desde el oeste después, por lo que los efectos astigmáticos son similares. Como se verá más adelante, la curva de deriva intrínseca, a pesar de su limitada extensión, influye en las curvas de deriva producidas por otros errores.

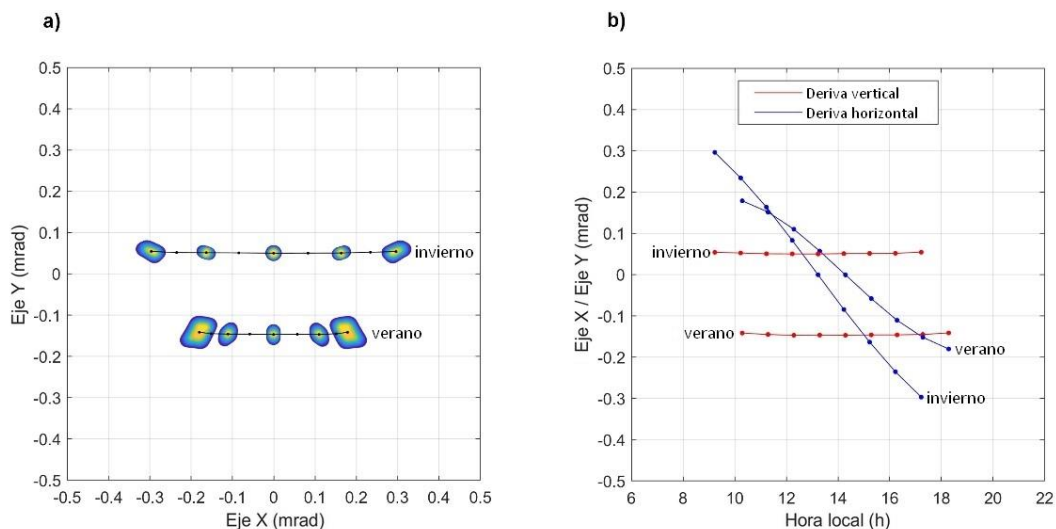


Figura 3.7. a) Curvas de deriva intrínseca del heliostato 7-7 en los solsticios de verano e invierno. Los mapas de flujo simulados a  $\pm 4$  h,  $\pm 2$  h y 0 h con respecto al mediodía solar se muestran a escala 1:300. La posición de las etiquetas (verano/invierno) indica el inicio de la curva. b) Deriva en las direcciones X (azul) e Y (rojo). Las curvas de deriva en los solsticios de verano e invierno están desplazadas 1 hora debido a la diferencia entre los horarios de verano e invierno.

Errores de referencia

La Figura 3.8 muestra las curvas de deriva cuando hay un error de referencia en el motor de alabeo. Como puede verse, la extensión de las curvas en ambos ejes (X e Y) es pequeña para todas las desalineaciones angulares investigadas. De hecho, de no ser por el zoom parece que no hay deriva, sino un error de apunte constante que depende de la magnitud de la desalineación angular ( $\varepsilon_0$ ). Este error de apunte puede explicarse analizando el movimiento del eje de alabeo. Cuando el eje de alabeo gira, la orientación del eje de cabeceo no se modifica, por lo que la luz reflejada se desvía hacia el Este ( $X < 0$ ) o hacia el Oeste ( $X > 0$ ) dependiendo del signo de la desalineación. Cabe mencionar que este error de apunte puede corregirse completamente actuando sobre el motor de alabeo de tal manera que se produzca un giro del mismo valor y signo contrario que el error de referencia.

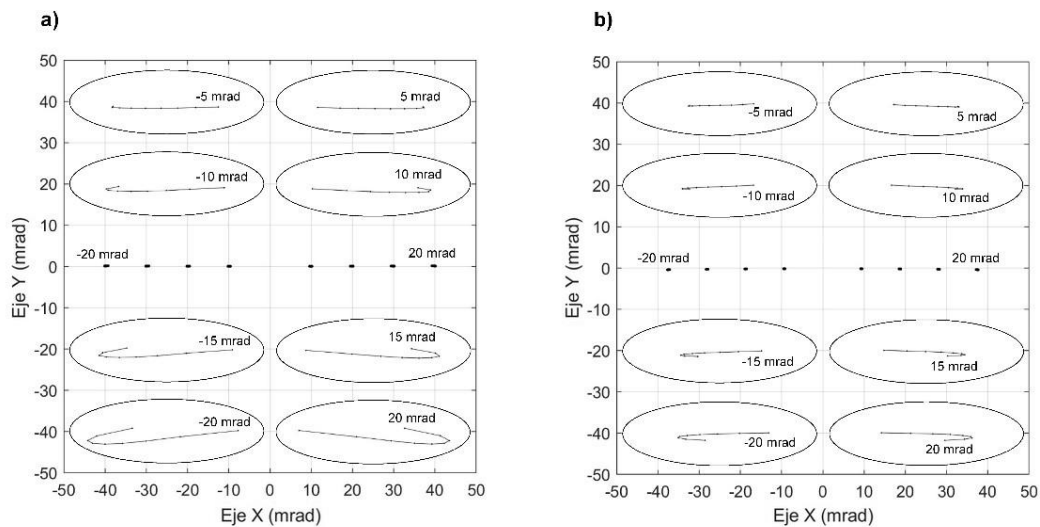


Figura 3.8. Curvas de deriva en (a) el solsticio de invierno y (b) el solsticio de verano debidas a un error de referencia del motor de alabeo. De izquierda a derecha, el error angular va de -20 mrad a 20 mrad. Las curvas se han ampliado 43 veces dentro de las elipses. La posición de la etiqueta dentro de la elipse indica el inicio de la curva.

La Figura 3.9 muestra las curvas de deriva cuando existe un error de referencia en el motor de cabeceo. En este caso, como el movimiento del eje de cabeceo modifica la orientación del eje de alabeo, se obtiene una deriva más pronunciada. Las Figuras 3.9(a) y 3.9(b) muestran que las curvas de deriva tienen una forma similar tanto en invierno como en verano, pero la dirección está invertida. Así, cuando los errores angulares son negativos, el centro de gravedad se desplaza a lo largo del día de oeste ( $X > 0$ ) a este ( $X < 0$ ) para el solsticio de invierno y de este a oeste para el solsticio de verano. Además, el efecto de la deriva intrínseca puede notarse claramente en estas curvas, especialmente en las correspondientes al solsticio de invierno. Como se muestra en la Figura 3.7, la deriva intrínseca hace que el centro de gravedad se desplace de oeste a este.

Ahora bien, observando las curvas de deriva del solsticio de invierno, mostradas en la Figura 3.9(a), se observa que cuando el centro de gravedad se mueve en la misma dirección que la correspondiente a la deriva intrínseca (errores angulares negativos), las curvas de deriva son más abiertas que las que tienen la dirección opuesta (errores angulares positivos). Esto se debe a que todas las curvas de deriva mostradas en la Figura 3.9 están efectivamente afectadas por la deriva intrínseca y, por tanto, existe una convolución entre esta y la deriva debida al error de referencia en cabeceo. Para mostrar claramente este fenómeno, se han simulado las curvas de deriva para ángulos de rotación inferiores a 5 mrad en valor absoluto para el solsticio de invierno, y los resultados se muestran en el zoom de la Figura 3.9(a). Se observa que, para errores angulares positivos, la dirección de la deriva se invierte al disminuir el error angular, asemejándose más a la deriva intrínseca mostrada en la Figura 3.7(a). Finalmente, cabe destacar que esta deriva puede corregirse completamente actuando sobre el motor de cabeceo de tal manera que se produzca un giro del mismo valor y signo contrario al error de referencia, de forma similar al caso del error de referencia en alabeo.

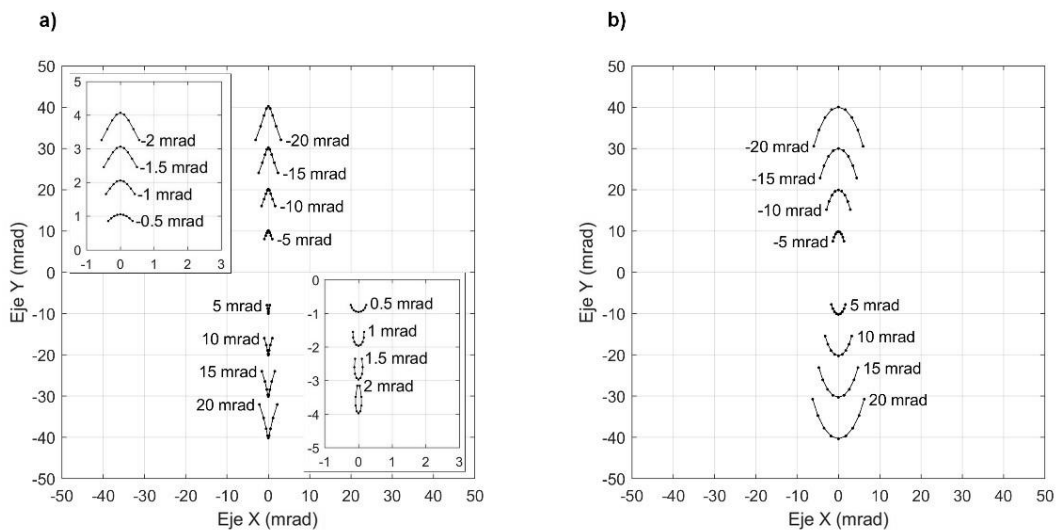


Figura 3.9. Curvas de deriva en (a) el solsticio de invierno y (b) el solsticio de verano debidas a un error de referencia del motor de cabeceo. Para el solsticio de invierno, se muestran las curvas de deriva para errores angulares inferiores a 5 mrad en valor absoluto. Cada etiqueta indica el error angular correspondiente a cada curva y su posición indica el inicio de la curva.

### Error de perpendicularidad

Las curvas de deriva producidas por el error de perpendicularidad se muestran en la Figura 3.10. Se asemejan a líneas prácticamente verticales en las que la dirección del movimiento del centro de gravedad a lo largo del día está determinada por la dirección de rotación del eje de alabeo alrededor del eje Z. Por lo tanto, la deriva va de arriba ( $Y > 0$ ) a abajo ( $Y < 0$ ) cuando el error angular es positivo. Además, una característica interesante de esta fuente de deriva es que el

error de apunte de todas las curvas es cero al mediodía solar. Esto puede explicarse por el hecho de que, al mediodía solar, el sol, el heliostato y el centro de la diana están contenidos en el plano vertical definido por  $x = 0$ . Esto significa que el ángulo de alabeo ( $\varepsilon$ ) es cero y, por lo tanto, incluso si ambos ejes no son perpendiculares ( $\theta \neq 0$ ), el vector normal dado por la Ecuación 3.7 es el mismo que el vector normal del heliostato ideal dado por la Ecuación 3.3. Nótese que el error de apunte siempre será cero para cualquier heliostato del campo siempre que el ángulo de alabeo sea cero.

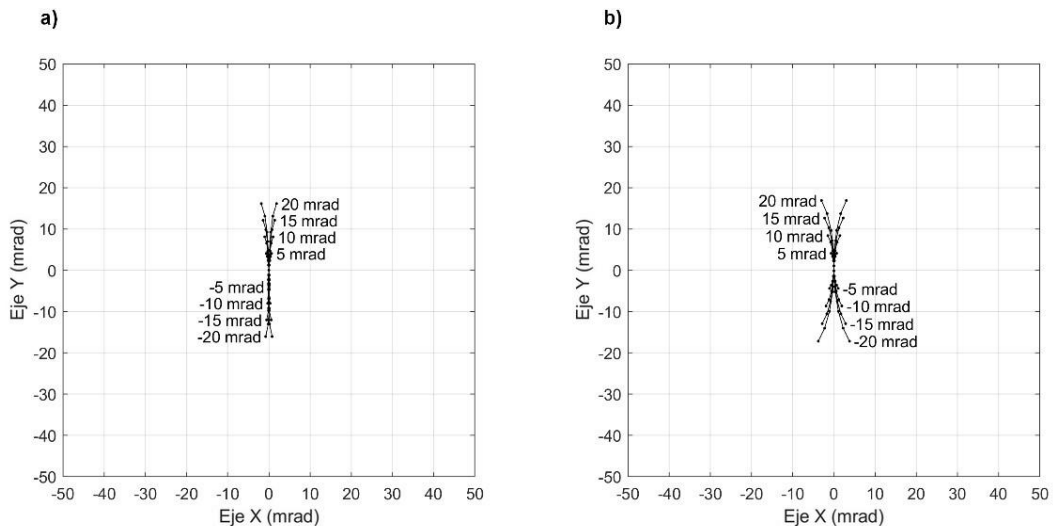


Figura 3.10. Curvas de deriva en (a) el solsticio de invierno y (b) el solsticio de verano debidas a un error de perpendicularidad entre los ejes de cabeceo y alabeo. Cada etiqueta indica el error angular correspondiente a cada curva y su posición indica el inicio de la curva.

### Rotación del pedestal

Al girar el pedestal, la luz reflejada sobre el blanco se desvía hacia el Este ( $X < 0$ ) o hacia el Oeste ( $X > 0$ ) según el sentido de la rotación, dado por el signo de  $\gamma$ , tal y como se muestra en la Figura 3.11. Además, la deriva resultante es principalmente vertical, y su dirección también depende del signo de  $\gamma$ . Así, una rotación positiva del pedestal ( $\gamma > 0$ ) da lugar a una deriva que va de arriba ( $Y > 0$ ) a abajo ( $Y < 0$ ) y viceversa. Además, la deriva intrínseca también influye en estas curvas. Observando la Figura 3.11 se aprecia que cuanto menor es la rotación del pedestal, mayor es el desplazamiento relativo de la curva de oeste a este. Para un estudio más profundo de este fenómeno, se han simulado las curvas de deriva con ángulos de rotación inferiores a 5 mrad en valor absoluto para el solsticio de invierno, y los resultados se muestran en el zoom de la Figura 3.11(a). Estos resultados muestran que, al disminuir el ángulo de rotación, la dirección de la deriva cambia de vertical a casi horizontal, asemejándose más a la deriva intrínseca mostrada en la Figura 3.7(a).

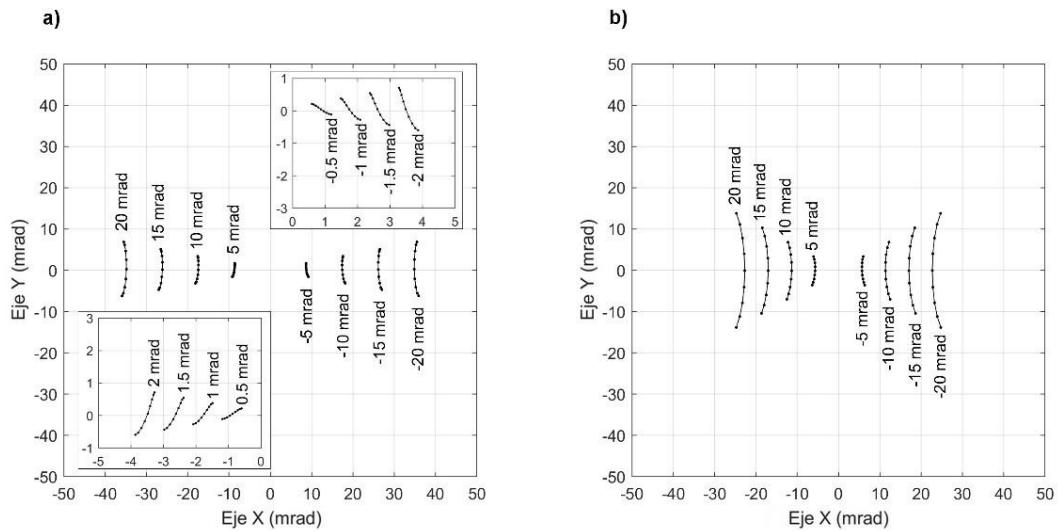


Figura 3.11. Curvas de deriva en (a) el solsticio de invierno y (b) el solsticio de verano cuando el pedestal está rotado. Para el solsticio de invierno, se muestran las curvas de deriva para errores angulares inferiores a 5 mrad en valor absoluto. Cada etiqueta indica el error angular correspondiente a cada curva y su posición indica el inicio de la curva.

### Inclinación del pedestal

Para evaluar esta deriva se requieren dos ángulos,  $\alpha$  y  $\beta$ , donde  $\alpha$  denota la dirección de inclinación y  $\beta$  el ángulo de inclinación. Para el estudio de este error se han elegido ocho direcciones de inclinación diferentes: oeste, suroeste, sur, sureste, este, noreste, norte y noroeste, correspondientes a valores de  $\alpha$  de  $0^\circ$ ,  $45^\circ$ ,  $90^\circ$ ,  $135^\circ$ ,  $180^\circ$ ,  $225^\circ$ ,  $270^\circ$  y  $315^\circ$ , respectivamente. Luego, para cada dirección, se han calculado las curvas de deriva sólo para los 4 valores positivos del ángulo de inclinación  $\beta$ : 5, 10, 15 y 20 mrad. La razón de utilizar sólo los valores positivos de  $\beta$  es que los valores negativos producen las mismas curvas de deriva que los valores positivos con la dirección de inclinación opuesta. Esto puede verse en la Figura 3.6(b), donde la inclinación del pedestal será la misma para  $\alpha = \alpha_0$  y  $\beta = \beta_0$  que para  $\alpha = \alpha_0 + 180^\circ$  y  $\beta = -\beta_0$ . Puede demostrarse este resultado introduciendo ambos valores de  $\alpha$  y  $\beta$  en la Ecuación 3.9, lo que da lugar a la misma matriz de rotación y, por lo tanto, a la misma deriva.

La Figura 3.12 muestra las curvas de deriva para las direcciones de inclinación norte, sur, este y oeste. Cuando el pedestal se inclina a lo largo del eje Este-Oeste, mostrado en las Figuras 3.12(a) y Figura 3.12(b), la luz reflejada sobre el blanco se desvía hacia el Este cuando el pedestal se inclina en esa misma dirección. De este modo, el conjunto de curvas situadas en el Este (Oeste) corresponden a una inclinación del pedestal hacia el Este (Oeste). Estas curvas de deriva son principalmente verticales y su dirección depende del sentido de la inclinación, de abajo ( $Y < 0$ ) a arriba ( $Y > 0$ ) para un pedestal inclinado hacia el Este, y al revés para un pedestal inclinado hacia el Oeste. Este comportamiento general de las curvas de deriva es como el del error de rotación del pedestal, la única diferencia es su curvatura, convexa en un caso y cóncava en el otro. Por otro lado, cuando el pedestal se inclina a lo largo del eje Norte-Sur, las curvas de deriva son

similares a las curvas de deriva debidas a un error de referencia del motor de cabeceo. Esto se debe a que ambos errores producen la misma desalineación del eje de alabeo, por lo que se obtiene el mismo vector normal en ambos casos. No obstante, aunque el vector normal sea el mismo, su punto de aplicación cambia ligeramente de un error a otro, lo que produce un desplazamiento de la curva de deriva. De hecho, este desplazamiento puede notarse comparando las curvas de deriva de la Figura 3.9 con las de las Figuras 3.12(c) y 3.12(d). Cuando el pedestal se inclina hacia el Sur, las curvas de deriva se desplazan ligeramente hacia la parte inferior del blanco, y cuando el pedestal se inclina hacia el Norte, las curvas de deriva se desplazan ligeramente hacia la parte superior. Aunque no se muestre, cuando el pedestal se inclina a lo largo del eje Suroeste-Noreste o a lo largo del eje Sureste-Noroeste, las curvas de deriva son una convolución de las correspondientes curvas de deriva de la Figura 3.12. Cabe destacar que, de nuevo, el efecto de la deriva intrínseca se aprecia en todas las curvas de deriva.

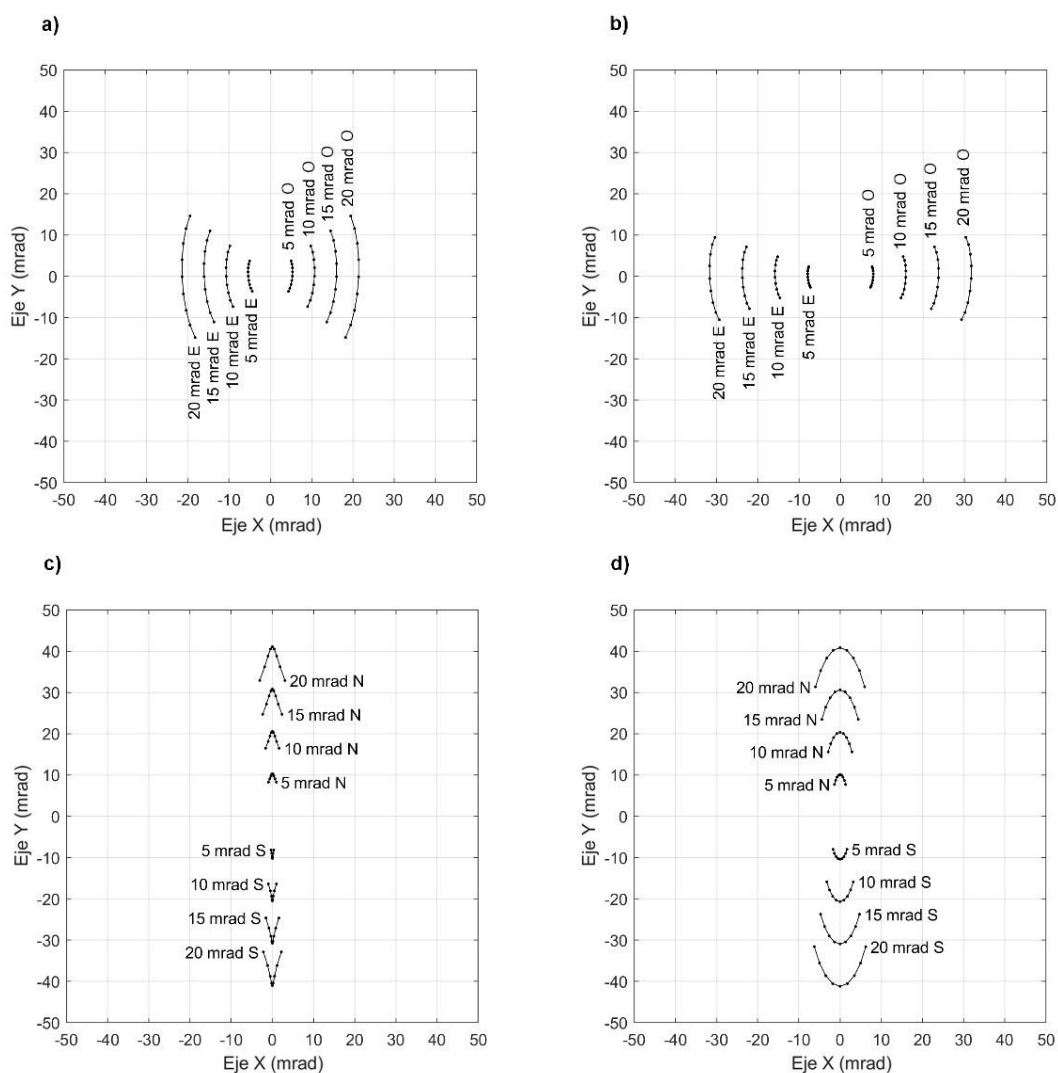


Figura 3.12. Curvas de deriva en (a, c) solsticio de invierno y (b, d) solsticio de verano cuando el pedestal está inclinado. Cada etiqueta indica el ángulo de inclinación y la dirección de inclinación (O, oeste; S, sur; E, este; N, norte) correspondiente a cada curva y su posición indica el inicio de la curva.

### Error de canteo

La Figura 3.13 muestra las curvas de deriva cuando las facetas sufren un error de canteo como el mostrado en la Figura 3.6(c). Estas curvas son similares a las correspondientes al error de referencia del motor de cabeceo (ver Figura 3.9) y a las correspondientes a la inclinación del pedestal a lo largo del eje Norte-Sur (ver Figuras 3.12(c) y 3.12(d)). Como se ha explicado anteriormente, estos dos errores producen la misma desalineación del eje de alabeo, lo que da lugar al mismo vector normal y a las mismas curvas de deriva en ambos casos. Sin embargo, el error de canteo no produce ninguna desalineación del eje de alabeo, y sólo cuando el ángulo de alabeo es cero se obtiene el mismo vector normal en los tres casos. Por lo tanto, para ángulos de alabeo pequeños, el vector normal dado por el error de canteo se asemeja al vector normal producido por los otros dos, produciendo así curvas de deriva similares. En consecuencia, este error podría corregirse parcialmente actuando sobre el motor de cabeceo.

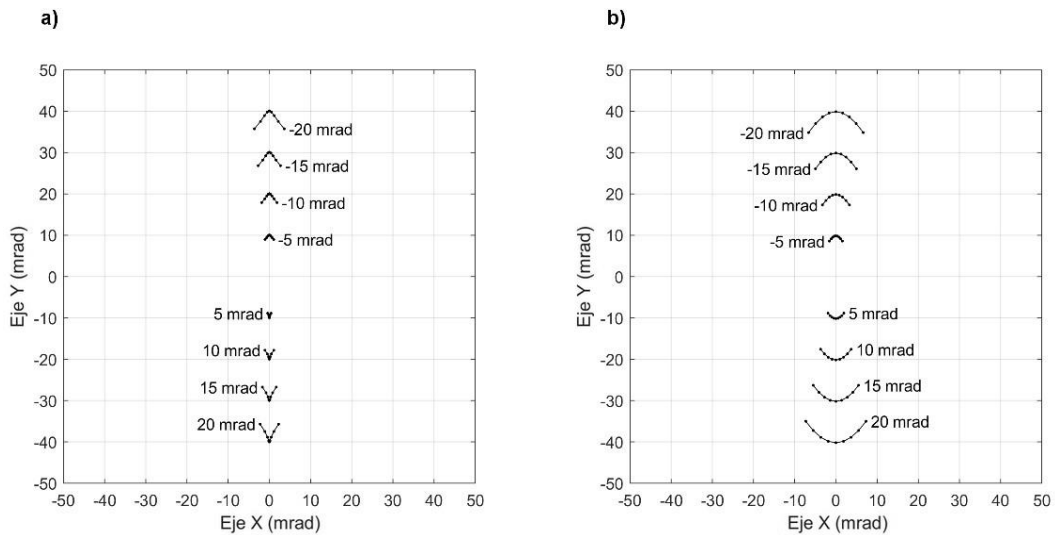


Figura 3.13. Curvas de deriva en (a) solsticio de invierno y (b) solsticio de verano cuando la faceta tiene un error de canteo. Cada etiqueta indica el error angular correspondiente a cada curva y su posición indica el inicio de la curva.

### Error de intersección de los ejes

Este error no puede expresarse en unidades angulares, ya que depende de la distancia entre el centro de ambos ejes,  $c$ , y de la distancia entre el centro del eje de alabeo y el centro de la faceta,  $l$ . Los valores nominales de las distancias  $c$  y  $l$  se han fijado en 0,077 m y 0,103 m, respectivamente, y corresponden a los valores medios medidos en los heliostatos del campo ACES.

Manteniendo constante la distancia  $l$ , se han calculado cuatro curvas de deriva resolviendo las ecuaciones del seguimiento con los siguientes cuatro valores de  $c$ :  $c_1 = 0$ ,  $c_2 = 2c$ ,  $c_3 = 4c$  y

$c_4 = 8c$ . De la misma manera, manteniendo constante el valor nominal de  $c$ , se han calculado cuatro curvas de deriva para los siguientes cuatro valores de  $l$ :  $l_1 = 0$ ,  $l_2 = 2l$ ,  $l_3 = 4l$  y  $l_4 = 8l$ . La Figura 3.14 muestra las curvas de deriva obtenidas. Se observa que cuando el parámetro  $c$  varía, lo que corresponde a las Figuras 3.14(a) y 3.14(b) en los solsticios de invierno y verano, respectivamente, la curva de deriva es pequeña, pareciéndose más bien a un error de apunte constante. Además, este error de apunte debido a la variación de  $c$  a  $l$  constante es pequeño. Por el contrario, las curvas de deriva obtenidas variando  $l$  a  $c$  constante son significativas. En cualquier caso, la deriva debida al error de intersección de los ejes puede obviarse en la práctica, ya que se requieren variaciones de los parámetros  $c$  y  $l$  superiores al 100% de su valor nominal para obtener curvas de deriva significativas. Estas variaciones tan grandes son, evidentemente, muy poco probables.

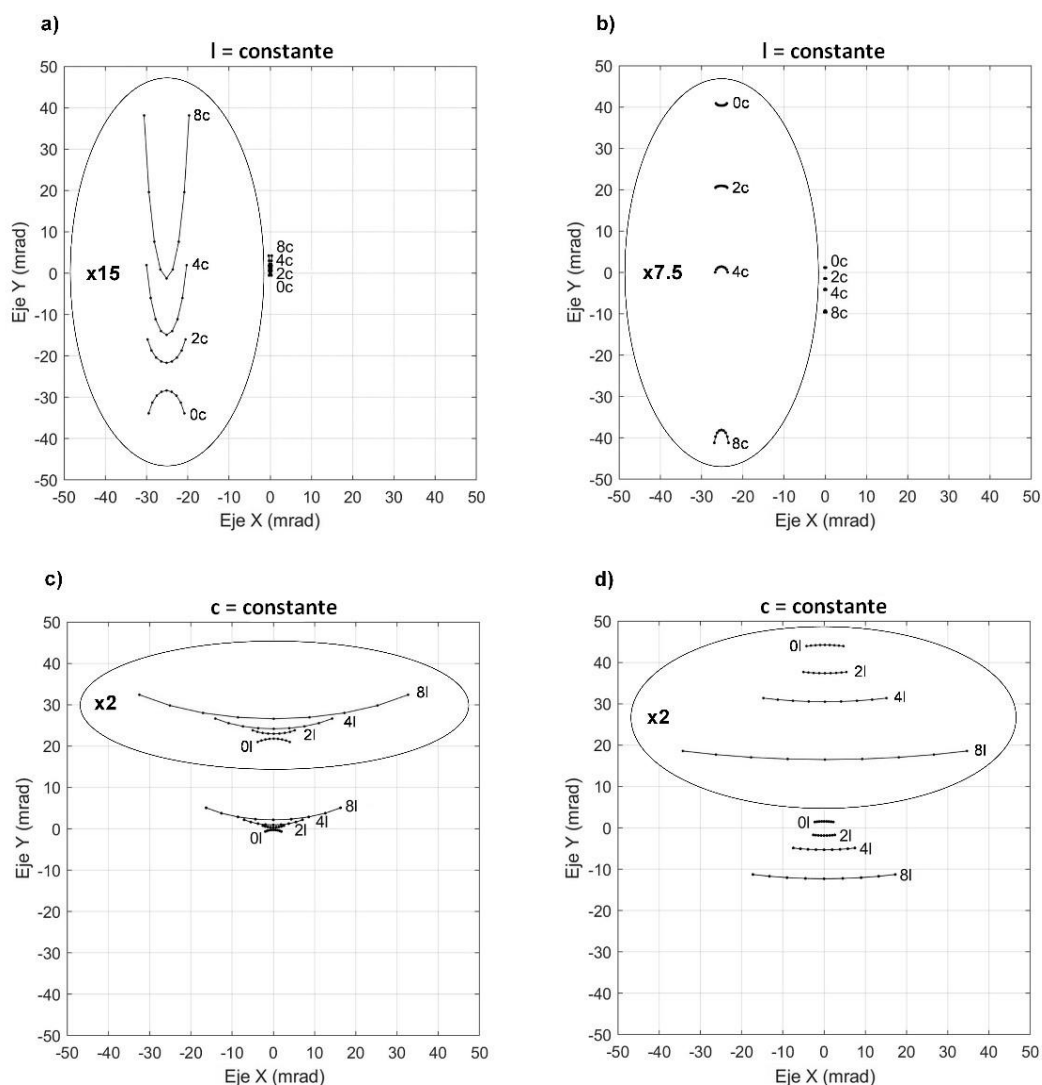


Figura 3.14. Curvas de deriva en (a, c) solsticio de invierno y (b, d) solsticio de verano para varios valores de las distancias  $c$  y  $l$ . Las curvas se han ampliado dentro de las elipses y en su interior se indica el factor de ampliación. Cada etiqueta indica la longitud del parámetro correspondiente a cada curva y su posición indica el inicio de la curva.

### Error de posicionamiento del heliostato

Para investigar este error se han resuelto las ecuaciones del seguimiento suponiendo que el heliostato está situado en la posición  $(x, y, z) = (0 \text{ m}, -17,5 \text{ m}, 0 \text{ m})$ , pero en realidad se encuentra en las posiciones dadas por la Tabla 3.3. Estas posiciones se calculan aplicando una rotación de  $\delta$  grados alrededor del eje Z del sistema de referencia general tal y como se explicó en la Sección 3.3.1. Estas rotaciones producen principalmente un desplazamiento del heliostato a lo largo del eje Este-Oeste, y la luz reflejada se desvía en el blanco hacia el Este ( $X < 0$ ) o el Oeste ( $X > 0$ ) según el sentido del desplazamiento. La Figura 3.15 muestra las curvas de deriva obtenidas. Como se explicó en la Sección 3.3.1, el error de apunte debido a un error en la posición del heliostato en el campo es constante a lo largo del día, lo que da lugar a curvas de deriva iguales a las de la deriva intrínseca pero desplazadas respecto del centro del blanco.

Tabla 3.3. Posición del heliostato (coordenadas x e y) tras una rotación alrededor del eje Z del sistema de referencia general. Valores de x positivos (negativos) significan que la posición del heliostato se desplaza hacia el Oeste (Este).

$\delta$ (mrad)	-20	-15	-10	-5	5	10	15	20
Coordenada x (m)	-0,350	-0,262	-0,175	-0,087	0,087	0,175	0,262	0,350
Coordenada y (m)	-17,497	-17,498	-17,499	-17,500	-17,500	-17,499	-17,498	-17,497

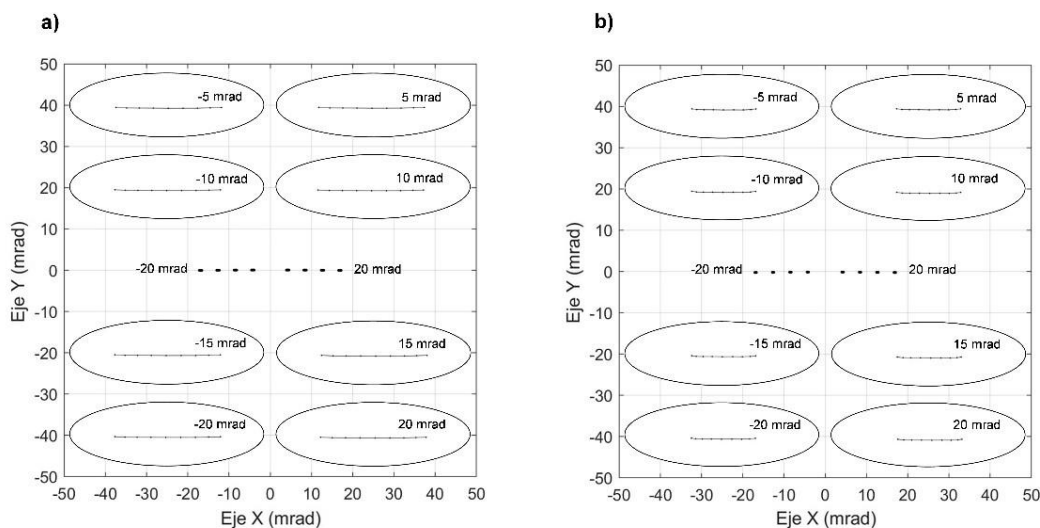


Figura 3.15. Curvas de deriva en (a) solsticio de invierno y (b) solsticio de verano cuando el heliostato tiene un error de posicionamiento. De izquierda a derecha, el error angular va de -20 mrad a 20 mrad. Las curvas se han ampliado 43 veces dentro de las elipses. La posición de la etiqueta dentro de la elipse indica el inicio de la curva.

### Desfase temporal

Con el fin de investigar este error en unidades angulares en lugar de temporales se puede considerar que el sol gira 360° cada 24 horas, lo que significa que el sol tarda 13,75 segundos en girar 1 mrad (Bonanos, 2012). Por lo tanto, los ocho errores angulares utilizados se corresponden con los siguientes desfases temporales,  $\tau$ : -275 s, -206,25 s, -137,5 s, -68,75 s, 68,75 s, 137,5 s, 206,25 s y 275 s. Si el desfase es positivo, el tiempo solar real se adelanta con respecto al tiempo empleado para resolver las ecuaciones del seguimiento. La Figura 3.16 muestra las curvas de deriva obtenidas para los ocho errores angulares diferentes. Se observa que la deriva es más pronunciada en invierno que en verano para el mismo error angular. Sin embargo, se necesitan desfases superiores a 60 s para producir una deriva significativa, lo que supone un gran desfase temporal no esperado en la práctica.

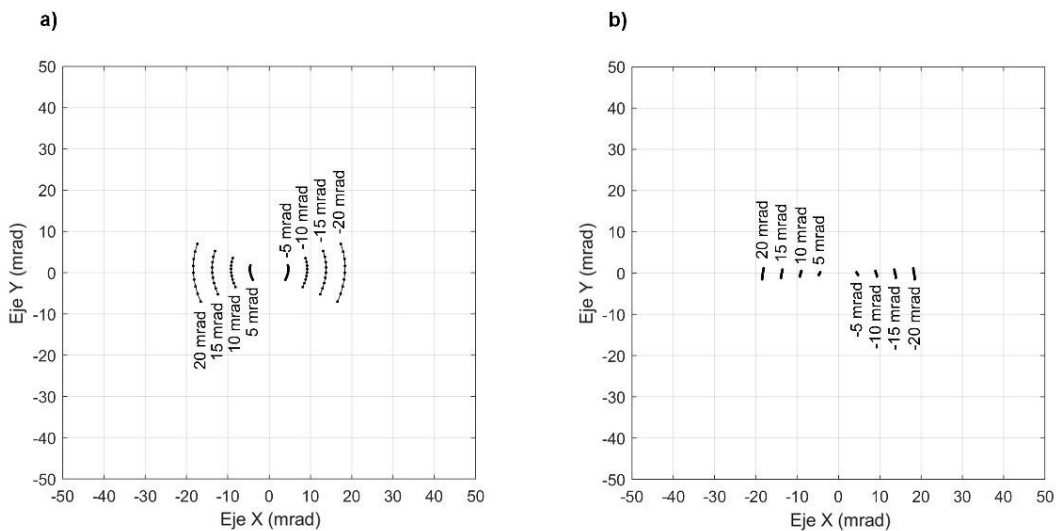


Figura 3.16. Curvas de deriva en (a) el solsticio de invierno y (b) el solsticio de verano cuando hay un desfase temporal. Cada etiqueta indica el error angular correspondiente a cada curva y su posición indica el inicio de la curva.

### 3.3.4 Discusión de los resultados

En esta sección se presenta una evaluación de todos los factores causantes de deriva para identificar los que tienen mayor impacto en la deriva del heliostato. Para esta comparación se utilizan la media y la desviación estándar de las componentes X e Y del error de apunte, calculadas como en Escobar-Toledo *et al.*, (2014)

$$\mu_x = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N X_i \quad (3.12)$$

$$\mu_y = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N Y_i \quad (3.13)$$

$$\sigma_x = \sqrt{\frac{1}{N-1} \sum_{i=1}^N (X_i - \mu_x)^2} \quad (3.14)$$

$$\sigma_y = \sqrt{\frac{1}{N-1} \sum_{i=1}^N (Y_i - \mu_y)^2} \quad (3.15)$$

donde  $N = 9$  es el número de puntos de las curvas de deriva, y  $X_i$  e  $Y_i$  son las componentes X e Y del error de apunte del punto  $i$ , respectivamente. La desviación estándar está asociada a la extensión de la curva de deriva, mientras que la media está relacionada con el desplazamiento (positivo o negativo) de la curva con respecto al centro de la diana. La Tabla 3.4 muestra la media y la desviación estándar de las curvas de deriva obtenidas con un error angular de 20 mrad ( $1,15^\circ$ ) para todos los factores causantes de deriva excepto el error de intersección de los ejes. Este se ha excluido de la comparativa porque no existe una transformación directa entre las unidades angulares y los parámetros utilizados para su caracterización ( $c$  y  $l$ ). Además, en el caso del error debido a la inclinación del pedestal, sólo se consideran las curvas de deriva correspondientes a las inclinaciones hacia el Este y el Sur. Las inclinaciones hacia el Oeste y el Norte y los errores angulares de -20 mrad se excluyen porque aportan la misma información. Adicionalmente y como referencia, la media y la desviación estándar de la deriva intrínseca se muestran en la Tabla 3.5.

Tabla 3.4. Media y desviación estándar de las curvas de deriva obtenidas con un error angular de 20 mrad para todos los factores causantes de la deriva.

Factor causante de deriva	Solsticio de invierno				Solsticio de verano			
	$\mu_x$ (mrad)	$\sigma_x$ (mrad)	$\mu_y$ (mrad)	$\sigma_y$ (mrad)	$\mu_x$ (mrad)	$\sigma_x$ (mrad)	$\mu_y$ (mrad)	$\sigma_y$ (mrad)
Error de referencia en alabeo	39,9	0,3	0,1	0,0	37,5	0,2	-0,4	0,0
Error de referencia en cabeceo	0,0	1,3	-36,6	3,1	0,0	4,4	-36,2	3,7
Error de perpendicularidad	0,5	0,6	0,1	11,6	-1,4	1,3	-0,1	12,3
Rotación del pedestal	-35,3	0,4	0,3	5,0	-23,6	0,8	0,0	9,9
Pedestal inclinado hacia el Este	-20,3	1,1	-0,1	10,4	-30,9	0,8	-0,5	7,3
Pedestal inclinado hacia el Sur	0,0	1,3	-37,5	3,1	0,0	4,4	-37,1	3,7
Error de canteo	0,0	1,3	-38,1	1,7	0,0	5,0	-38,0	2,0
Error de posicionamiento	16,9	0,2	0,0	0,0	16,9	0,1	-0,2	0,0
Desfase temporal	-17,8	0,6	0,0	4,7	-18,3	0,1	-0,2	0,9

Tabla 3.5. Media y desviación estándar de la deriva intrínseca mostrada en la Figura 3.7.

Solsticio de invierno				Solsticio de verano			
$\mu_x$ (mrad)	$\sigma_x$ (mrad)	$\mu_y$ (mrad)	$\sigma_y$ (mrad)	$\mu_x$ (mrad)	$\sigma_x$ (mrad)	$\mu_y$ (mrad)	$\sigma_y$ (mrad)
0,000	0,210	0,052	0,002	0,000	0,133	-0,145	0,002

En general, la fuente de deriva más importante será la que produzca la curva de deriva de mayor extensión, es decir, de mayor desviación estándar. Además, cuando dos curvas tengan una desviación estándar similar, la fuente de deriva más importante será la que produzca la curva de deriva con mayor separación del centro del blanco, es decir, con mayor media. Por otra parte, una curva de deriva con media distinta de cero puede corregirse parcialmente y desplazarse hacia el centro de la diana por medio de dos métodos. El primero es aplicable para cualquier fuente de deriva y consiste en modificar el punto de apunte del heliostato para centrar su mapa de flujo en la diana al mediodía solar. Esto lleva a desplazar la curva de deriva sin alterar significativamente su forma (Escobar-Toledo *et al.*, 2014). El segundo procedimiento consiste en modificar la posición del motor de alabeo, pero esto sólo es válido cuando la curva de deriva pueda ser centrada actuando sobre dicho motor. Esto se debe a que un error de referencia en el motor de alabeo produce curvas de deriva con una desviación estándar muy pequeña. Por lo tanto, si la curva puede centrarse actuando sobre dicho motor, la curva de deriva resultante tendrá prácticamente la misma forma que la original. Este segundo método es apropiado para las fuentes de deriva cuyas curvas tengan valores medios en la dirección Y cercanos a cero, como el error de perpendicularidad (ya centrado), la rotación del pedestal, la inclinación del pedestal hacia el Este/Oeste, el error de posicionamiento del heliostato y el desfase temporal. Sin embargo, esta corrección no es apropiada para el error de posicionamiento del heliostato si la posición de éste cambia en el eje Norte-Sur. Si esto ocurre, la luz reflejada se desviará hacia la parte superior o inferior de la diana, por lo que la media en la dirección Y no será cero. En consecuencia, la comparación entre las fuentes de deriva puede realizarse empleando exclusivamente la desviación estándar, ya que el primer método permite centrar todas las curvas de deriva sin alterar significativamente su forma.

La Figura 3.17 muestra las diferentes desviaciones estándar en las direcciones X e Y ordenadas de mayor a menor. La comparación entre ambas muestra que las desviaciones estándar son mayores en la dirección Y. De hecho, las diferencias llegan a ser hasta 12 veces mayores en el caso de la rotación del pedestal. Además, la desviación estándar en X depende en gran medida de la posición del sol, sufriendo importantes variaciones, de hasta 3,9 veces para el error de canteo, entre el solsticio de verano y de invierno. Estos resultados señalan que las desalineaciones de la estructura producen un desplazamiento de la luz reflejada sobre la diana que afecta primariamente a la dirección vertical y especialmente en verano.

La mayor desviación estándar en X corresponde al error de canteo en el solsticio de verano, y a los errores de canteo, inclinación del pedestal (sur) y referencia en cabeceo, en el solsticio de invierno. En cuanto a la componente Y, el error más importante es el de perpendicularidad de los ejes en ambos solsticios, seguido de los errores de inclinación del pedestal (este) y de rotación. El análisis subraya la importancia de una estructura capaz de proporcionar un alto grado de perpendicularidad entre ambos ejes, así como una instalación precisa del heliostato en el campo para conseguir un sistema de seguimiento bien orientado.

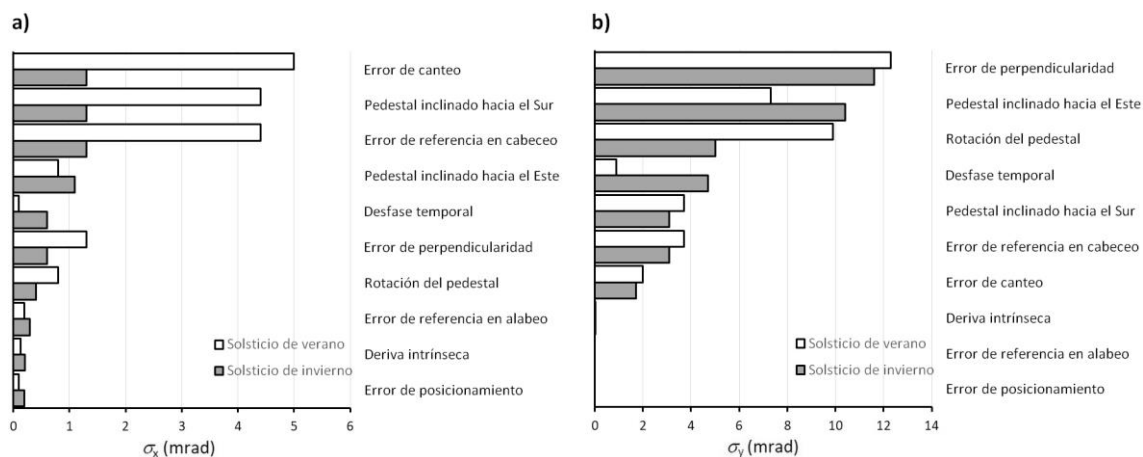


Figura 3.17. Desviación estándar de las curvas de deriva obtenidas con un error angular de 20 mrad y de la deriva intrínseca. (a) Componente horizontal (X) en los solsticios de invierno y verano. (b) Componente vertical (Y) en los solsticios de invierno y verano.

### 3.3.5 Conclusiones

El rendimiento óptimo de las instalaciones de torre requiere una buena comprensión de todos los fenómenos que intervienen en su funcionamiento. En este sentido, un efecto relevante debido principalmente a desalineaciones en la estructura de los heliostatos es la deriva, que se traduce en una desviación del haz solar reflejado con respecto al punto de apunte a lo largo del día. Para corregir este efecto, se deben investigar a fondo todos los factores que lo producen.

En este estudio se han investigado sistemáticamente varios factores causantes de deriva en heliostatos con sistema de seguimiento basado en movimientos de cabeceo y alabeo. Con el fin de obtener los resultados más realistas se han empleado simulaciones de trazado de rayos, a diferencia de otros estudios en los que sólo se utiliza el rayo central. Este enfoque muestra el efecto de la deriva intrínseca, imposible de detectar con la aproximación del rayo central. Como se ha demostrado, la deriva intrínseca puede modificar las curvas de deriva producidas por otros factores, y siempre estará presente con independencia del sistema de seguimiento empleado.

Aunque las curvas de deriva aquí obtenidas son sólo representativas del heliostato elegido, centrado en el campo y acimutalmente alineado con la diana, algunos de los resultados son generales independientemente de la posición del heliostato en el campo. Por ejemplo, un error de referencia en los motores de cabeceo y alabeo siempre puede corregirse fácilmente actuando sobre el motor correspondiente. Del mismo modo, cuando el pedestal se inclina a lo largo del eje Norte-Sur, la deriva resultante es idéntica a la correspondiente a un error de referencia en el motor de cabeceo (ambos errores tienen el mismo vector normal), por lo que siempre puede corregirse actuando sobre dicho motor. Además, para el error de perpendicularidad, la curva de deriva siempre pasará por el centro de la diana cuando el ángulo de alabeo sea cero. Del mismo modo, si la faceta tiene un error de canteo, las curvas de deriva serán muy similares a las correspondientes al error de referencia en cabeceo y a la inclinación del pedestal a lo largo del eje Norte-Sur para ángulos de alabeo pequeños.

Como resultado notable, se ha encontrado que los factores causantes de deriva más indeseables son, para un heliostato centrado en el campo, la falta de perpendicularidad entre los ejes de cabeceo y alabeo, la rotación del pedestal y la inclinación del pedestal a lo largo del eje Este-Oeste. Todos ellos producen una gran deriva y los dos últimos son susceptibles de surgir al instalar el heliostato en el campo. Además, estos tres errores no pueden corregirse tan fácilmente como los errores de referencia y de inclinación del pedestal a largo del eje Norte-Sur, ya que para corregirlos se debe actuar sobre los dos motores simultáneamente con correcciones que dependan de la posición solar.

### 3.4 Conclusiones

En este estudio se ha analizado en detalle la deriva en heliostatos, dividiendo el estudio en los dos tipos de deriva que un heliostato puede manifestar.

El primer tipo de deriva, denominada intrínseca, surge de la variación a lo largo del día del error de apunte debido a la discordancia entre el punto de impacto del rayo central y el centro de gravedad del mapa de flujo. La variación de dicho error de apunte a lo largo del día, que es debida al astigmatismo, produce unas curvas de deriva de pequeña extensión que se ven afectadas por el ángulo de proyección de la distribución de flujo sobre el blanco y por la distancia focal del heliostato. Se ha demostrado que la extensión de las curvas de deriva intrínseca decrece a medida que aumenta la distancia focal, no existiendo deriva para un espejo plano. Por lo tanto, se concluye que el efecto de la deriva intrínseca puede desprejarse en heliostatos convencionales con distancias focales grandes, pero que puede llegar a ser relevante en heliostatos con distancias focales muy cortas como los aquí analizados.

El segundo tipo de deriva analizado se debe a todas las desalineaciones que un heliostato con sistema de seguimiento basado en movimientos de cabeceo y alabeo puede tener. Se ha demostrado como la deriva intrínseca modifica las curvas de deriva debidas a estos factores y

se han analizado todos ellos viendo cuales son los más relevantes y, por tanto, a los que se les debe prestar más atención con el fin de obtener una elevada calidad de apunte. Dichos factores son la falta de perpendicularidad entre los ejes de cabeceo y alabeo, la rotación del pedestal y la inclinación del pedestal a lo largo del eje Este-Oeste. Los dos últimos son susceptibles de surgir al instalar el heliostato en el campo y ninguno de los tres puede corregirse de manera sencilla.

## Referencias

Batteiger, V., Brendelberger, S., Dufour, J., González, J., Iribarren, D., Koepf, E., Kyrimis, S., Le Clercq, P., Liefstink, D., Luque, S., Pitz-Paal, R., Prieto, C., Roeb, M., Rodríguez, A., Romero, M., Ruiz-Dueñas, F. J., Sizmann, A., Steinfeld, A., Von Storch, H., de Wit, E., Zoller, S. (2018). Sun-to-Liquid: Solar Fuels from H<sub>2</sub>O, CO<sub>2</sub>, and Concentrated Sunlight. In 24th SolarPACES 2018 International Conference. AIP Publishing.

Bonanos, A. M. (2012). Error analysis for concentrated solar collectors. *Journal of Renewable and Sustainable Energy*, 4(6), 063125.

Carretero, E., Preciado, J., Salinas, I., Ayora, I., Heras, C. (2019). Evaluation and measurement of heliostat misalignment in solar power plant using vector model. *Optics express*, 27(8), A257-A268.

Collado, F. J., Gómez, A., Turégano, J. A. (1986). An analytic function for the flux density due to sunlight reflected from a heliostat. *Solar Energy*, 37(3), 215-234.

Escobar-Toledo, M., Arancibia-Bulnes, C. A., Iriarte-Cornejo, C., Waissman, J., Riveros-Rosas, D., Cabanillas, R. E., Estrada, C. A. (2014). Heliostat image drift behavior for different error sources. *Journal of Renewable and Sustainable Energy*, 6(2), 023117.

Gonzalo, I. B., Hernandez, A. M., Romero, M., González-Aguilar, J. (2019). Efficient Ray-Tracing Program to Simulate the Optical Performance of Heliostats in Concentrated Solar Power Facilities. In *ISES Conference Proceedings, Solar World Congress*.

Guo, M., Wang, Z., Zhang, J., Sun, F., Zhang, X. (2011). Accurate altitude–azimuth tracking angle formulas for a heliostat with mirror–pivot offset and other fixed geometrical errors. *Solar Energy*, 85(5), 1091-1100.

Guo, M., Sun, F., Wang, Z., Zhang, J. (2013a). Properties of a general azimuth–elevation tracking angle formula for a heliostat with a mirror-pivot offset and other angular errors. *Solar energy*, 96, 159-167.

Guo, M., Wang, Z., Sun, F. (2013b). Simulations of reflected sun beam traces over a target plane for an azimuth–elevation tracking heliostat with fixed geometric error sources. *Solar Energy*, 97, 102-111.

Igel, E. A., Hughes, R. L. (1979). Optical analysis of solar facility heliostats. *Solar Energy*, 22(3), 283-295.

Iriarte-Cornejo, C., Arancibia-Bulnes, C. A., Salgado-Transito, I., Waissman, J., Cabanillas, R. E., Estrada, C. A. (2014). Compensation of heliostat drift by seasonal sampling. *Solar Energy*, 105, 330-340.

Lara-Cerecedo, L. O., Moreno-Cruz, I., Pitalúa-Díaz, N., Arancibia-Bulnes, C. A. (2016). Modeling of drift effects on solar tower concentrated flux distributions. *International Journal of Photoenergy*, 2016.

Romero, M., González-Aguilar, J. Zarza, E. Concentrating solar thermal power. In *Energy efficiency and renewable energy handbook*, Chapter 42, edited by D. Y. Goswami, F. Kreith (ROUTLEDGE in association with GSE Research., Florida, USA, 2016), pp. 1237-1345.

Romero, M., González-Aguilar, J., Luque, S. (2017, June). Ultra-modular 500m<sup>2</sup> heliostat field for high flux/high temperature solar-driven processes. In *AIP Conference Proceedings* (Vol. 1850, No. 1, p. 030044). AIP Publishing LLC.

Romero, M., González-Aguilar, J., Sizmann, A., Batteiger, V., Falter, C., Steinfeld, A., Zoller, S., Brendelberguer, S., Liefertink, D. (2019, November). Solar-driven thermochemical production of sustainable liquid fuels from H<sub>2</sub>O and CO<sub>2</sub> in a heliostat field. In *Proceedings of the ISES Solar World Congress*.

Salomé, A., Chhel, F., Flamant, G., Ferrière, A., Thiery, F. (2013). Control of the flux distribution on a solar tower receiver using an optimized aiming point strategy: Application to THEMIS solar tower. *Solar Energy*, 94, 352-366.

Stone, K. W., & Kiefer, J. A. (1998). Open Loop Track Alignment Methodology. *Solar Engineering*, 439-444.

Stone, K. W., Jones, S. A. (1999). Analysis of solar two heliostat tracking error sources. Boeing Co., Huntington Beach, CA (US).

Wendelin, T. (2003, March). SolTrace: a new optical modeling tool for concentrating solar optics. In *ASME 2003 International Solar Energy Conference* (pp. 253-260). American Society of Mechanical Engineers Digital Collection.

## **4. Corrección del apunte**

## Nomenclatura

$a$ , coeficiente lineal del polinomio que calcula el ángulo de alabeo efectivo

$a_a$ , término independiente del polinomio que corrige el apunte del motor de alabeo

$a_c$ , término independiente del polinomio que corrige el apunte del motor de cabeceo

$b$ , coeficiente cuadrático del polinomio que calcula el ángulo de alabeo efectivo

$b_a$ , coeficiente lineal del polinomio que corrige el apunte del motor de alabeo

$b_c$ , coeficiente lineal del polinomio que corrige el apunte del motor de cabeceo

$c$ , coeficiente cúbico del polinomio que devuelve el ángulo de alabeo efectivo

$c_a$ , coeficiente cuadrático del polinomio que corrige el apunte del motor de alabeo

$c_c$ , coeficiente cuadrático del polinomio que corrige el apunte del motor de cabeceo

$\vec{C}$ , centro de gravedad

$\vec{E}$ , error de apunte

$l_a$ , elongación del motor de alabeo que corrige el apunte

$l_{a,0}$ , elongación del motor de alabeo predicha por las ecuaciones de seguimiento solar

$l_c$ , elongación del motor de cabeceo que corrige el apunte

$l_{c,0}$ , elongación del motor de cabeceo predicha por las ecuaciones de seguimiento solar

$M_\beta$ , matriz de rotación de  $\beta$  grados en la dirección marcada por el eje de cabeceo

$M_\varepsilon$ , matriz de rotación de  $\varepsilon$  grados alrededor del eje de alabeo

$M_\eta$ , matriz de rotación de  $\eta$  grados alrededor de un eje contenido en el plano XY perpendicular a la dirección marcada por  $\lambda$

$M_{\theta'}$ , matriz de rotación de  $\theta'$  grados alrededor del eje Z

$M'_{\sigma}$ , matriz de rotación de  $\sigma$  grados alrededor del eje de cabeceo teniendo en cuenta el error de perpendicularidad dado por  $\theta'$

$M_{\theta'}$ , matriz de rotación de  $\theta'$  grados alrededor del eje Z

$M_{\delta_x}$ , matriz de rotación de  $\delta_x$  grados alrededor del eje X

$M_{\delta_z}$ , matriz de rotación de  $\delta_z$  grados alrededor del eje Z

$\vec{R}$ , coordenadas del centro de la diana

$\vec{u}_x$ , vector unitario apuntando al Oeste

$\vec{u}_x'''$ , vector unitario en la dirección del eje X del inclinómetro

$\vec{u}_{y''''}$ , vector unitario en la dirección del eje Y del inclinómetro

$\vec{u}_z$ , vector unitario con la misma dirección y sentido opuesto que la gravedad

## Letras griegas

$\alpha$ , ángulo entre la proyección del pedestal sobre el plano horizontal y el eje X

$\beta$ , ángulo entre el pedestal y el eje Z

$\gamma$ , ángulo entre el eje de cabeceo y el eje Este-Oeste

$\delta_x$ , ángulo de rotación alrededor del eje X

$\delta_z$ , ángulo de rotación alrededor del eje Z

$\delta l_a$ , corrección de la elongación del motor de alabeo

$\delta l_c$ , corrección de la elongación del motor de cabeceo

$\Delta l_a$ , error en la elongación del motor de alabeo

$\Delta l_c$ , error en la elongación del motor de cabeceo

$\Delta l$ , error en la elongación de ambos motores

$\Delta \omega_x$ , error en la medida del inclinómetro biaxial correspondiente a su eje X

$\Delta \omega_y$ , error en la medida del inclinómetro biaxial correspondiente a su eje Y

$\Delta \omega$ , error en la medida del inclinómetro biaxial

$\varepsilon$ , ángulo de alabeo

$\varepsilon'$ , ángulo de alabeo efectivo

$\eta$ , ángulo que está inclinada la faceta

$\theta, \frac{\pi}{2}$  menos el ángulo entre los ejes de cabeceo y alabeo

$\theta'$ , ángulo entre los ejes de cabeceo y alabeo menos  $\frac{\pi}{2}$

$\lambda$ , ángulo que indica la dirección de inclinación de la faceta con respecto al eje X

$\sigma$ , ángulo de cabeceo

$\omega_x$ , ángulo de rotación del inclinómetro biaxial alrededor de su eje X

$\omega_y$ , ángulo de rotación del inclinómetro biaxial alrededor de su eje Y

## Subíndices

$a$ , alabeo

*c*, cabeceo

*exp*, experimental

*num*, numérica

## 4.1 Introducción

En las centrales solares de torre la distancia entre un heliostato y el receptor puede llegar a ser superior a 1 km. Esto hace que cualquier desalineación existente en la estructura del heliostato produzca, por pequeña que sea, un gran error de apunte, lo que conlleva un aumento de las pérdidas por desbordamiento y una reducción de la eficiencia óptica del campo, así como la imposibilidad de obtener las distribuciones de flujo deseadas. Con el fin de mitigar tales efectos se debe tratar de reducir el error de apunte de los heliostatos, lo cual se consigue mediante un correcto proceso de calibración.

Son numerosas las técnicas de calibración desarrolladas, aunque todas ellas compiten con el método patentado por [Stone \(1986\)](#) basado en el uso de una cámara localizada en el suelo, un blanco Lambertiano y la propia luz solar. Dicho método consiste en extraer los heliostatos del receptor secuencialmente y hacerlos apuntar a un blanco Lambertiano situado, por lo general, debajo de aquel. Posteriormente se adquiere una imagen de la distribución de la luz y se procesa la imagen para determinar el error de apunte y así poderlo corregir. Una variante de este método consiste en utilizar varias cámaras donde cada una de ellas detecta una parte del espectro solar (ultravioleta, visible, infrarrojo...), lo que permite calibrar varios heliostatos a la vez ([Bezares del Cueto et al., 2017](#)). Otra variante consiste en inducir un movimiento concreto a cada heliostato ([Bern et al., 2017](#)), lo cual también permite calibrar varios heliostatos a la vez, pero empleando una sola cámara. Por último, una de las variantes más complejas consiste en acoplar al heliostato una fuente secundaria de luz ([Flesch et al., 2012](#), [Gross 2016](#)). Esta luz, que puede consistir en un simple espejo secundario de reducidas dimensiones, se encarga de reflejar la luz al blanco Lambertiano cuando el heliostato está apuntando al receptor, permitiendo así la calibración de este sin ser necesario su desenfoque.

Otras técnicas de calibración se basan en el empleo de una cámara situada en la torre, en mástiles situados por el campo o incluso a bordo de un dron. Estos métodos, en vez de usar una imagen de la luz reflejada por el heliostato sobre un blanco, usan una imagen del heliostato en sí ([Röger et al., 2010](#); [Hines and Johnson, 2014](#); [Sauerborn et al., 2013](#); [Prahl et al., 2009](#)), de un objeto reflejado en el cómo puede ser una estrella ([Arqueros et al., 2003](#); [Hines, 2016](#)) o de un LED situado en la torre o en uno de los mástiles ([Zavodny et al., 2015](#); [Prahl et al., 2015](#)). En ambos casos, el procesado de la imagen permite determinar la orientación del heliostato y, por tanto, calibrarlo.

Por otro lado, existen métodos de calibración basado en el uso de un láser ([Dabrowski et al., 2014](#)) o incluso de un radar ([Sauerborn et al., 2012](#)). La propuesta de [Dabrowski et al.](#) consiste en reflejar un haz láser hacia el cielo con el heliostato que se desee calibrar. Una porción del haz es dispersada por las partículas en suspensión del aire, lo que permite detectarlo con una cámara. Si se emplean dos cámaras que registren el haz desde ángulos distintos, se puede determinar el vector 3D del láser, lo que permite obtener el vector normal del heliostato y, por tanto, su orientación. En cuanto al uso del radar, este debe ser instalado en la torre, y los

heliostatos deben estar equipados con tres reflectores formando un plano a partir de los cuales se pueda obtener el vector normal del heliostato.

Otros métodos se basan en instalar varios fotodetectores o cámaras alrededor del receptor (Yogev and Krupkin, 1999; Kribus *et al.*, 2004; Koningstein *et al.*, 2012), de tal manera que la diferencia en la intensidad registrada entre unos y otros permiten determinar la orientación del heliostato. Gross (2016) incluso concibe la posibilidad de crear una diana con numerosas fotodetectores o cámaras, lo que haría que la calibración se realizase de manera similar al método de Stone (1986), solo que sin la necesidad de usar una cámara en el suelo.

Por último, existen técnicas de calibración basadas en la instalación de cámaras o sensores en cada uno de los heliostatos. Si se usan cámaras, la orientación del heliostato se determina, generalmente, mediante el reconocimiento de objetos como pueden ser el sol o el receptor (Pfahl *et al.*, 2009; Hickerson and Reznik, 2012), o mediante la detección de la luz reflejada por el heliostato al receptor gracias a retrorreflectores situados alrededor de este (Fairman *et al.*, 2019). En el caso de emplear sensores, van den Donker *et al.* (2016) describen un método basado en el uso conjunto de un sensor óptico, uno magnético y un acelerómetro, y Swart (2017) propone un método basado en acoplar tres receptores a cada heliostato que reciban señales de radio de diferentes emisores situados alrededor del campo solar, lo que permitiría determinar su orientación.

En este capítulo se muestran dos metodologías de calibración que han sido aplicadas a los heliostatos de la instalación ACES. Ambas se basan en registrar las curvas de deriva mediante el uso de una cámara situada en el suelo y un blanco Lambertiano, y en el empleo de un inclinómetro para establecer las relaciones entre los ángulos de cabeceo y alabeo y las elongaciones de los actuadores lineales. A pesar de que ambas metodologías se basen en las mismas técnicas, su filosofía es completamente diferente. Una de ellas corrige el apunte sin importar las causas de su origen mediante la determinación de las correcciones dependientes del tiempo que deben aplicarse a los motores, mientras que la otra se centra en determinar las desalineaciones de la estructura del heliostato causantes de los errores de apunte. Cabe mencionar que esta última se trata de una técnica de calibración completamente novedosa.

La estructura de este capítulo es la siguiente. En primer lugar, se muestra la metodología consistente en determinar las correcciones dependientes del tiempo y, en segundo lugar, la metodología consistente en determinar las desalineaciones de la estructura del heliostato. Ambas metodologías se subdividen en las mismas tres secciones: metodología, resultados y conclusiones. Finalmente, se muestran las conclusiones más relevantes de cada una de las dos metodologías.

## 4.2 Método 1: correcciones dependientes del tiempo

Este método consiste en calcular aquellas correcciones que al ser aplicadas a cada uno de los dos motores corrigen el apunte. Tal y como se vio en el capítulo anterior, todos los factores causantes de errores de apunte producen errores de apunte dependientes del tiempo, es decir, producen deriva, a excepción del error de posicionamiento del heliostato. Por lo tanto, las correcciones que se apliquen a los motores deben depender del tiempo para poder corregir correctamente el apunte. Debe remarcar que este método corrige los errores de apunte sin importar el origen de los mismos, es decir, no se obtiene ningún tipo de información referente a sus causas. Además, dado que el apunte se corrige por medio de correcciones que dependen del tiempo, y dado que la posición del Sol depende de la época del año, se deben calcular las correcciones para distintas épocas del año.

### 4.2.1 Metodología

Para poder determinar las correcciones que una vez aplicadas a los motores corrijan el apunte se emplea una cámara y una diana consistente en un blanco Lambertiano plano (Stone, 1986). Para ello se debe tomar una imagen del heliostato apuntando a las coordenadas del centro de la diana. Si al apuntar a dichas coordenadas el heliostato presenta un error de apunte, se deben modificar las coordenadas de apunte para que el heliostato apunte correctamente. Para calcular dichas coordenadas, primero se debe calcular el centro de gravedad de dicha imagen,  $\vec{C}$ , lo que nos da el verdadero punto de apunte del heliostato. Tras obtener  $\vec{C}$ , el error de apunte,  $\vec{E}$ , viene dado por la diferencia entre dicho punto y las coordenadas del centro de la diana,  $\vec{R}$ .

$$\vec{E} = \vec{C} - \vec{R} \quad (4.1)$$

Una vez calculado  $\vec{E}$ , las nuevas coordenadas encargadas de corregir el apunte,  $\vec{S}$ , vendrían dadas por  $\vec{R} - \vec{E}$ , que haciendo uso de la ecuación anterior nos da:

$$\vec{S} = 2\vec{R} - \vec{C} \quad (4.2)$$

Si se emplea el sistema de referencia de la diana, las coordenadas de  $\vec{R}$  son (0,0,0), ya que el origen de coordenadas del sistema de referencia de la diana se encuentra en su centro (ver Sección 2.2.1). Por lo tanto, el apunte se corregiría con tan solo apuntar al punto de coordenadas opuestas a  $\vec{C}$ , es decir,  $-\vec{C}$ . Esto se muestra gráficamente en la Figura 4.1 para una mayor claridad.

Una vez encontradas las coordenadas que hacen que el heliostato apunte correctamente, hay que convertirlas en las correcciones de cada uno de los dos motores. Para ello, se deben resolver las ecuaciones del seguimiento solar para ambos pares de coordenadas ( $\vec{R}$  y  $-\vec{C}$ ) y calcular la diferencia angular entre ellas. Dicha diferencia es la corrección que corrige el apunte.

Nótese que la metodología anterior es una aproximación. De manera estricta, esto no se cumpliría por tres motivos:

- 1) El sistema de ecuaciones del seguimiento solar no es lineal. Por lo tanto, apuntar al punto de coordenadas opuestas a  $\vec{C}$  no garantiza que el heliostato vaya a apuntar exactamente a  $\vec{R}$ . No obstante, dado que los errores de apunte suelen ser pequeños, la diferencia angular en las posiciones de los motores del heliostato entre apuntar a  $\vec{R}$  y apuntar a  $-\vec{C}$  es muy pequeña, lo que permite asumir la linealidad de las ecuaciones de manera local sin introducir un error apreciable.
- 2) Los errores de apunte se producen principalmente por desalineaciones en la estructura del heliostato. Esto hace que tengamos dos sistemas de ecuaciones del seguimiento solar distintos, el del heliostato ideal, el cual no tiene ninguna desalineación en su estructura, y el del heliostato real. El método de corrección del apunte descrito en este apartado hace uso del sistema de ecuaciones del heliostato ideal. De hecho, si se utilizase el sistema de ecuaciones del heliostato real no existiría error de apunte, pero el problema radica en que dichas desalineaciones son desconocidas, lo que obliga a utilizar el sistema de ecuaciones del heliostato ideal. Por lo tanto, se está asumiendo que la diferencia en las posiciones de los motores del heliostato entre apuntar a  $\vec{R}$  y apuntar a  $-\vec{C}$  es la misma para ambos sistemas de ecuaciones. No obstante, dicha suposición es aceptable ya que las desalineaciones de la estructura del heliostato son pequeñas, por lo que apenas perturban el comportamiento del sistema de ecuaciones del heliostato ideal.
- 3) La forma del mapa de flujo cambia de manera inevitable al cambiar el punto de apunte, lo que hace que también cambie su centro de gravedad. No obstante, dado que el error de apunte es muy pequeño en comparación con la distancia heliostato-diana, la variación del ángulo de proyección de la distribución de flujo sobre la diana al pasar de apuntar de  $\vec{R}$  a  $-\vec{C}$  es despreciable, lo que lleva a obtener prácticamente el mismo mapa de flujo.

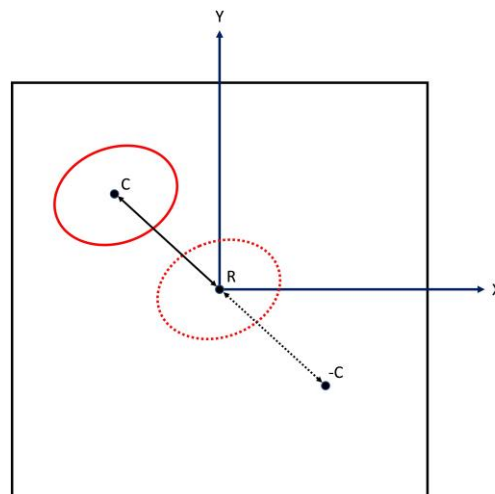


Figura 4.1. Esquema representando como corregir el apunte de un heliostato con tan solo modificar su punto de apunte de  $\vec{R}$  a  $-\vec{C}$ .

Aplicando el procedimiento anterior se corregiría el apunte del heliostato para el instante en el que se hubiera adquirido su imagen sobre la diana. El problema surge cuando el error de apunte no es constante a lo largo del día, lo cual, tal y como hemos visto en el capítulo anterior, sucede en la gran mayoría de los casos, lo que origina las curvas de deriva. En ese caso, si se aplica la metodología anterior, solo se logra desplazar la curva de deriva al centro de la diana en el instante de tiempo en el que se haya adquirido la imagen del heliostato sobre esta (Escobar-Toledo *et al.*, 2014). Por lo tanto, para poder corregir el apunte durante todo el día, se debe aplicar la metodología anterior varias veces al día, lo que nos permite obtener las correcciones oportunas para cada instante de tiempo. A dicho procedimiento lo denominaremos ensayo de deriva, pues consiste en registrar la curva de deriva del heliostato. Tras realizar el ensayo de deriva, se debe establecer una relación entre la corrección y el instante de tiempo correspondiente, obteniendo así las correcciones dependientes del tiempo capaces de corregir el apunte durante todo el día. Una vez obtenidas estas, las elongaciones requeridas de los motores del heliostato capaces de corregir el apunte vendrían dadas por:

$$l_c(t) = l_{c,0}(t) + \delta l_c(t) \quad (4.3)$$

$$l_a(t) = l_{a,0}(t) + \delta l_a(t) \quad (4.4)$$

En las anteriores expresiones los subíndices  $c$  y  $a$  hacen referencia a cada uno de los dos motores, cabeceo y alabeo, respectivamente. El término  $l_0$  se corresponde con el predicho por las ecuaciones del seguimiento solar, y el término  $\delta l$  sería la corrección dependiente del tiempo capaz de corregir el apunte.

#### 4.2.1.1 Medidas de inclinometría

Los heliostatos de la instalación ACES, tal y como se dijo en la Sección 1.1.1.1, son del tipo cabeceo-alabeo, e incorporan actuadores lineales para cada uno de los dos motores, los cuales se aprecian claramente en la Figura 3.6(a). Esto quiere decir que las órdenes de movimiento deben enviarse en términos de elongación de dichos actuadores. Por otro lado, las ecuaciones del seguimiento solar devuelven un par de ángulos, el de cabeceo y el de alabeo. Por lo tanto, se debe determinar la relación ángulo-elongación para cada uno de los dos motores para poder comandar correctamente los heliostatos.

Una forma de establecer dichas relaciones es mediante medidas experimentales de inclinometría. Para ello debe fijarse un inclinómetro a la estructura portante de la faceta y realizar un barrido a cada uno de los dos motores, obteniendo así pares de valores ángulo-elongación. Si el inclinómetro mide en un solo eje, éste debe estar alineado con el correspondiente eje del motor del heliostato durante la realización del barrido. Si el inclinómetro mide en dos ejes, cualquier orientación puede ser utilizada, ya que existe una relación matemática inequívoca entre las medidas de cada eje del inclinómetro y el ángulo de alabeo o cabeceo. La ventaja de utilizar un inclinómetro biaxial es que se obtiene información

referente a algunas de las desalineaciones de la estructura. De hecho, como se verá en la Sección 4.3, el otro método de corrección del apunte emplea un inclinómetro biaxial para determinar dichas desalineaciones. En este caso se empleó un inclinómetro uniaxial de la marca Bosch, en concreto el modelo GIM 60 L, que dispone de una precisión de  $0,2^\circ$  ( $3,49$  mrad). La Figura 4.2 muestra dicho inclinómetro colocado en la estructura del heliostato en la posición correcta para la realización de los barridos de cada uno de los dos ejes. Los barridos se realizaron en pasos de 20 mm, comenzando en 5 mm y terminando en 505 mm, siendo la longitud máxima de los actuadores 510 mm. Posteriormente, se ajustaron los datos a polinomios de 2º, 4º y 6º grado, siendo los polinomios de 6º grado, tal y como se verá en la sección de resultados, los más apropiados para dar cuenta de la relación ángulo-elongación.

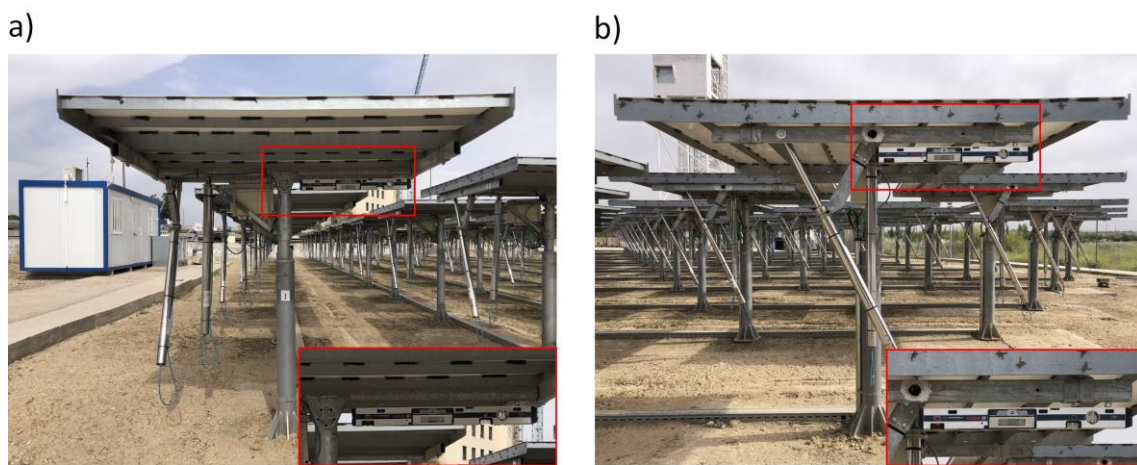


Figura 4.2. Acoplamiento del inclinómetro uniaxial Bosch a la estructura del heliostato para medir la relación ángulo-elongación del motor (a) de cabeceo y (b) de alabeo.

#### 4.2.1.2 Ensayos de deriva

Los ensayos de deriva consisten en registrar la curva de deriva de un heliostato. Esto se hace apuntando con el heliostato a una diana y adquiriendo imágenes cada aproximadamente 15-20 minutos, de manera que a lo largo del día se tengan suficientes puntos para poder realizar un ajuste a los mismos que permita obtener las correspondientes correcciones dependientes del tiempo. La cámara empleada para adquirir las imágenes es la Prosilica GT1930L (Allied Vision). El tipo de curva escogida para realizar los ajustes consiste en un polinomio de 2º grado. Dicha decisión surge tras analizar las curvas de deriva experimentales. Dichas curvas, que se muestran en la sección de resultados, consisten en líneas prácticamente verticales con un pequeño desplazamiento de izquierda a derecha. Dado el carácter cuasi lineal de las curvas, un polinomio de 2º grado es más que suficiente para obtener buenos resultados. De esta manera, la corrección dependiente del tiempo vendría dada por:

$$\delta l_c(t) = a_c + b_c t + c_c t^2 \quad (4.5)$$

$$\delta l_a(t) = a_a + b_a t + c_a t^2 \quad (4.6)$$

Idealmente, los ensayos de deriva deberían realizarse sobre una diana cuyas dimensiones fuesen lo suficientemente grandes para interceptar toda la luz del heliostato. De lo contrario, el centro de gravedad del mapa de flujo estaría mal calculado, lo que produciría errores en la determinación de la correspondiente corrección. Además, deberían realizarse de manera individual, ya que la curva de deriva de cada heliostato es única. Esto exige que este tipo de ensayos estén automatizados, ya que de lo contrario se invierte una gran cantidad de tiempo en realizarlos. Sin embargo, cuando se llevó a cabo la calibración del campo con esta metodología, no se disponía de una forma automática de realizar los ensayos de deriva, por lo que se realizaron manualmente. Esto exigió hacer dos aproximaciones:

1) Dada la imposibilidad de realizar los ensayos de deriva individualmente por falta de tiempo, se decidió hacer los ensayos por filas, es decir, apuntando con todos los heliostatos de cada fila simultáneamente y registrando su desplazamiento sobre la diana a lo largo del día. Al tener el campo solo 14 filas, esto permite realizar los 14 ensayos de deriva en un único día. Dado que los ensayos de deriva se realizaron de manera conjunta, para que la corrección del apunte fuese exitosa, la curva de deriva de cada uno de los heliostatos pertenecientes a la misma fila debía ser similar. En efecto, debido a un fallo en la construcción del campo solar, y tal y como se verá en la Sección 4.3.2, se sabe que todos los heliostatos de la instalación tienen el pedestal ligeramente rotado en sentido antihorario, lo que origina curvas de deriva con tendencias muy comunes, permitiendo así hacer esta aproximación. Por otro lado, esta aproximación requiere que todos los heliostatos de una misma fila apunten al mismo punto en el mismo instante de tiempo, lo que obliga a, previo al ensayo de deriva, corregir el apunte de los heliostatos mediante la determinación de las correspondientes correcciones de los motores. Esto también se realizó de manera manual, ordenando apuntar a cada heliostato al centro de la diana y actuando sobre ambos motores para desplazar su mapa de flujo al centro de esta. La determinación de estas correcciones previas al ensayo de deriva requería 2 días de trabajo, por lo que eran necesarios un total de 3 días como mínimo para calibrar todos los heliostatos del campo, más si las condiciones climatológicas eran desfavorables.

2) El blanco Lambertiano empleado para realizar los ensayos de deriva fue el del FMAS ([Thelen et al., 2017](#)), ya que se encuentra refrigerado, requisito necesario al apuntar simultáneamente con el número de heliostatos de toda una fila (hasta 16 en el caso de la fila 10). Las dimensiones de dicho blanco son de tan solo 0,34 m x 0,34 m, por lo que es inevitable que gran parte de la radiación reflejada por los heliostatos no sea interceptada por él, haciendo por tanto que el cálculo del centro de gravedad del mapa de flujo sea incorrecto. Para solventar este problema, se decidió tomar como punto de apunte de los heliostatos el punto de máxima irradiancia del mapa de flujo en vez de su centro de gravedad. Aunque el punto de máxima irradiancia no represente tan fielmente el punto de apunte de los heliostatos por tratarse precisamente de un

solo punto, y no de una media ponderada de muchos puntos como lo es el centro de gravedad, se trata del único parámetro capaz de determinar con cierta precisión el punto de apunte. La Figura 4.3 muestra un mapa de flujo adquirido con el FMAS correspondiente a uno de los ensayos de deriva. La imagen se muestra en crudo tal y como la devuelve el propio software del FMAS, el cual se encarga de calcular el centro de gravedad del mapa de flujo y de representarlo con un aspa. Puede observarse claramente como la posición de dicho centro de gravedad no se corresponde con la posición que tendría en el caso de que toda la radiación fuese interceptada por la diana.

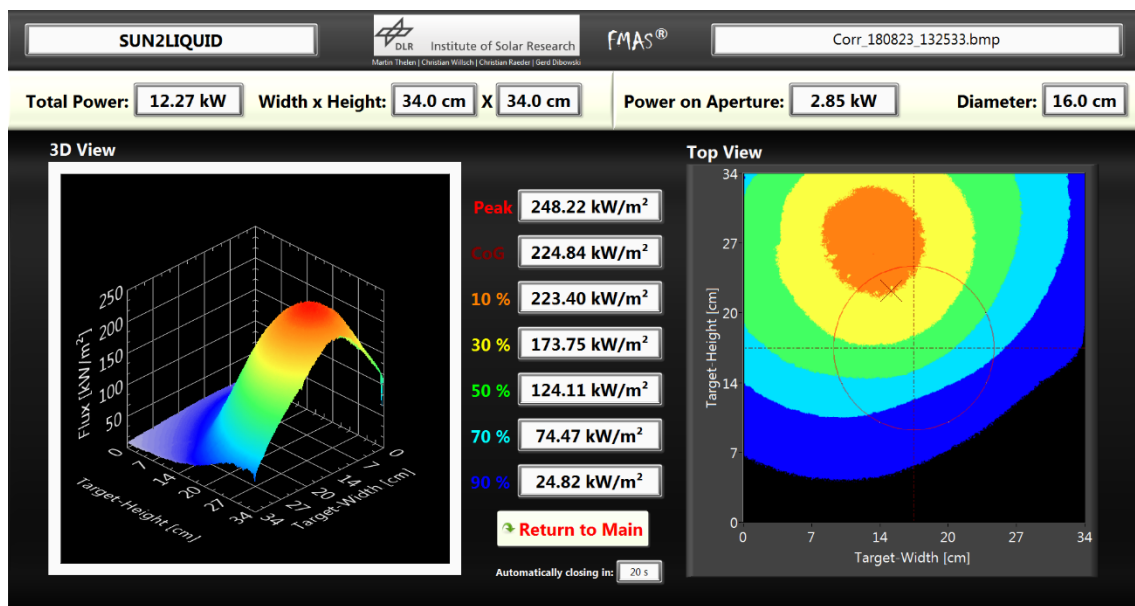


Figura 4.3. Mapa de flujo adquiridos por el FMAS durante uno de los ensayos de deriva. A la izquierda se muestra la distribución de flujo de forma tridimensional, y a la derecha de forma bidimensional sobre el propio plano de la diana señalizando el centro de gravedad con un aspa.

Una vez realizados los ensayos de deriva con las aproximaciones expuestas anteriormente, una rutina programada en Matlab® se encargaba de tratarlos para generar las correcciones dependientes del tiempo dadas por las Ecuaciones 4.5 y 4.6.

#### 4.2.2 Resultados

Tras realizar las medidas de inclinometría a todos los heliostatos del campo, los datos experimentales fueron ajustados a polinomios de 2º, 4º y 6º grado. La Figura 4.4 muestra los polinomios de 6º grado de uno de los heliostatos, y la Figura 4.5 muestra los residuos de los ajustes polinómicos en función del grado para cada uno de los dos motores de ese mismo heliostato. Dado que todos los heliostatos tienen el mismo tipo de seguidor solar, la tendencia de sus curvas es muy similar, por lo que los datos de un heliostato son representativos de

cualquiera de ellos. Se observa que el grado mínimo para lograr un buen ajuste es 4 para el motor de cabeceo y 6 para el de alabeo. Con grados inferiores se observan desviaciones considerables entre la elongación predicha por el polinomio y la real. La Tabla 4.1 muestra el valor máximo aproximado del residuo para cada uno de los grados del polinomio y para cada uno de los motores correspondiente a aquellos heliostatos cuyos polinomios peor se ajustan a los datos experimentales. Además, muestra el correspondiente error angular asociado a dicho residuo. Dicho error se ha estimado calculando la diferencia entre el ángulo correspondiente a la longitud del motor en su zona central (255 mm) y el ángulo correspondiente a dicha longitud más la del residuo. Se observa que con polinomios de 6º grado el error angular es inferior a 1 mrad en ambos motores. Por ello, se decidió emplear dichos polinomios en ambos motores.

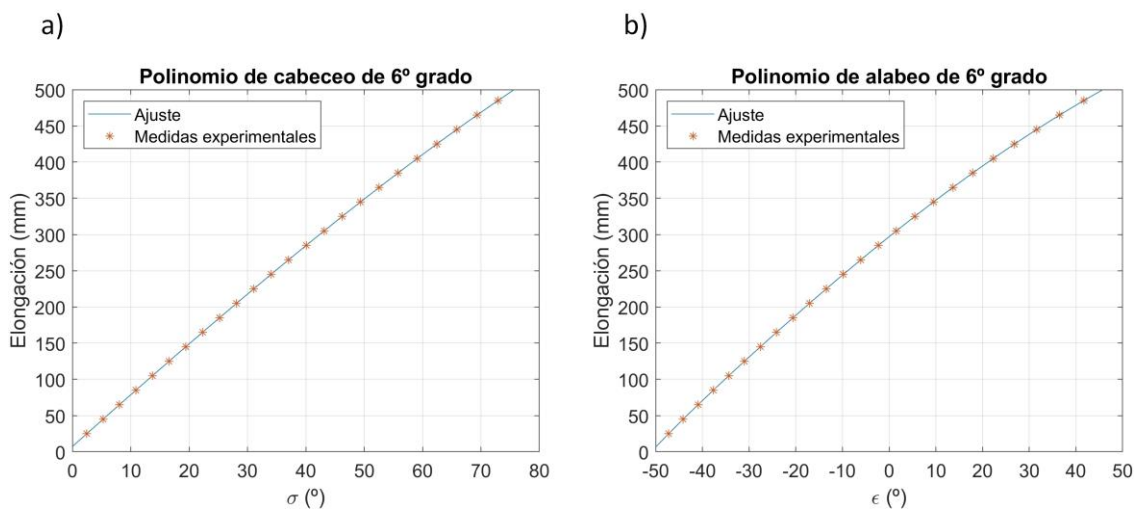


Figura 4.4. Polinomios de (a) cabeceo y (b) alabeo de 6º grado de uno de los heliostatos del campo.

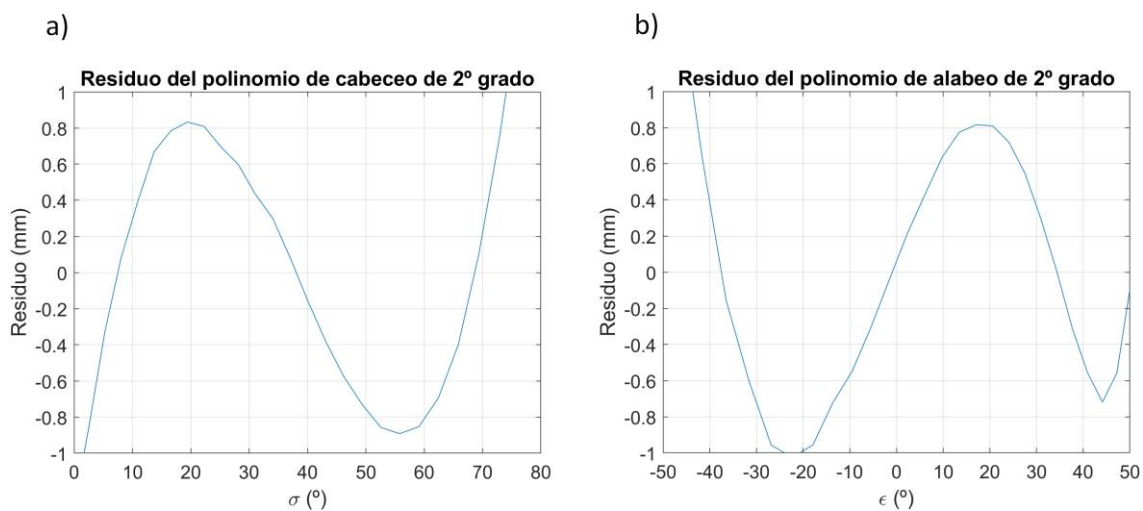


Figura 4.5. Residuo de los polinomios de ajuste a las medidas de inclinometría. a, c y e) Polinomios de cabeceo de 2º, 4º y 6º grado, respectivamente. b, d y f) Polinomios de alabeo de 2º, 4º y 6º grado, respectivamente.

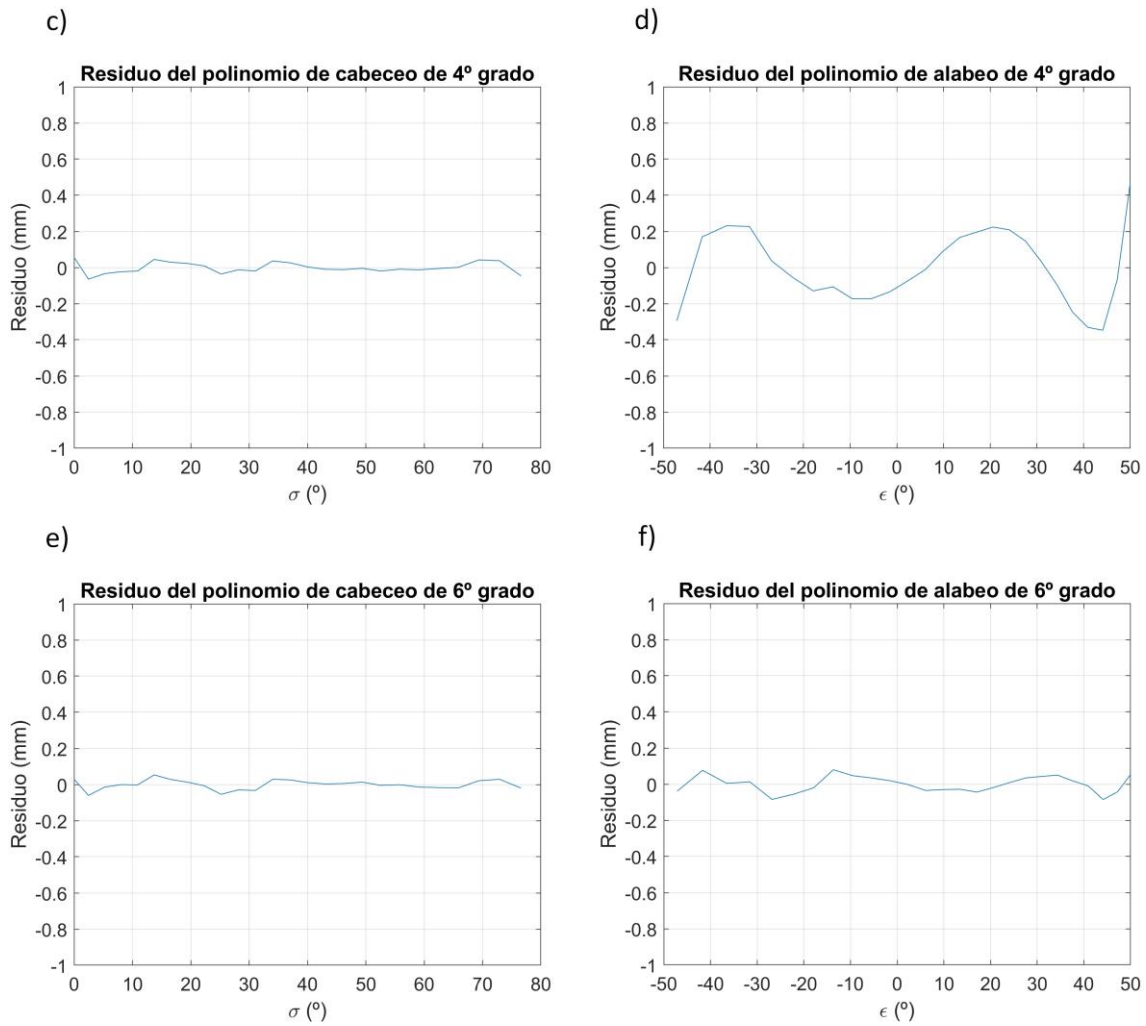


Figura 4.5 (cont.). Residuo de los polinomios de ajuste a las medidas de inclinometría. a, c y e) Polinomios de cabeceo de 2º, 4º y 6º grado, respectivamente. b, d y f) Polinomios de alabeo de 2º, 4º y 6º grado, respectivamente.

Tabla 4.1. Valor máximo aproximado del residuo de cada uno de los polinomios para cada uno de los motores. Se muestra, además, el correspondiente error angular asociado a dicho valor del residuo.

	Polinomios de 2º grado		Polinomios de 4º grado		Polinomios de 6º grado	
	Cabeceo	Alabeo	Cabeceo	Alabeo	Cabeceo	Alabeo
<b>Residuo (mm)</b>	1	1	0,2	0,4	0,15	0,2
<b>Error angular (mrad)</b>	2,6	3,1	0,5	1,3	0,4	0,6

Tras determinar las relaciones ángulo-elongación se procedió a realizar los ensayos de deriva fila a fila con el fin de obtener las correcciones dependientes del tiempo capaces de corregir el apunte. La Figura 4.6 muestra la curva de deriva de los heliostatos de las filas 4 a 12 antes y después de haber corregido el apunte. La principal componente de la deriva es la vertical

(Figura 4.6(b)), la cual se debe, principalmente, a la rotación común de los pedestales en sentido antihorario. Las componentes vertical (Y) y horizontal (X) de la deriva han sido ajustada a rectas para resaltar el comportamiento lineal de ambas, especialmente el de la componente vertical. Esto explica porque un polinomio de 2º grado es suficiente para lograr una buena corrección del apunte. Se observa cómo tras aplicar las correcciones la deriva se corrige durante las 4 horas de duración del ensayo.

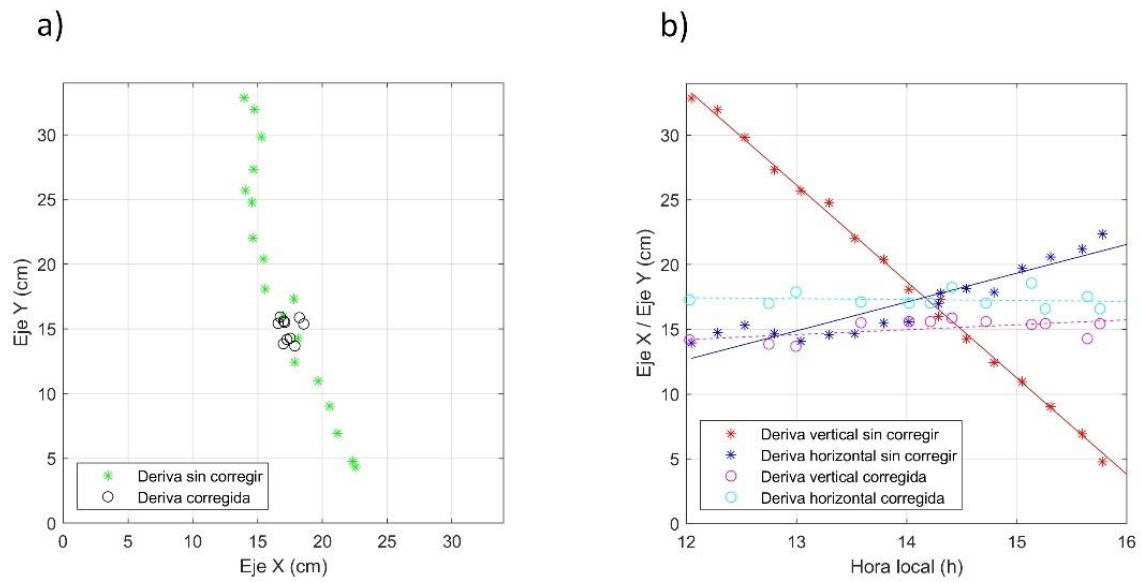


Figura 4.6. Curvas de deriva de los heliostatos de las filas 4 a 12 antes y después de haber corregido la deriva. En (a) se muestran las curvas sobre la diana y en (b) sus componentes horizontal (X) y vertical (Y) en función del tiempo.

La Figura 4.7 muestra las correcciones dependientes del tiempo de uno de los heliostatos. La corrección del motor de cabeceo se asemeja a una línea recta, mientras que la del motor de alabeo exhibe un comportamiento mucho más parabólico. Esta tendencia es común a todos los heliostatos. El carácter lineal de la corrección del motor de cabeceo se debe al fuerte carácter lineal de la componente vertical de la deriva, ya que los movimientos del motor de cabeceo producen desplazamientos eminentemente verticales de la mancha solar sobre la diana. Por el contrario, el motor de alabeo produce desplazamientos horizontales. Cabe mencionar que a pesar de que los ensayos de deriva se realizasen por filas, la corrección dependiente del tiempo obtenida es distinta para cada heliostato. Esto se debe a que, tal y como se ha explicado en la Sección 4.2.1, las correcciones se obtienen mediante la resolución del sistema de ecuaciones del seguimiento solar para los puntos de coordenadas  $\vec{R}$  y  $-\vec{C}$ , y la solución a dicho sistema es distinta para cada heliostato debido a la diferente posición de cada uno de ellos en el campo.

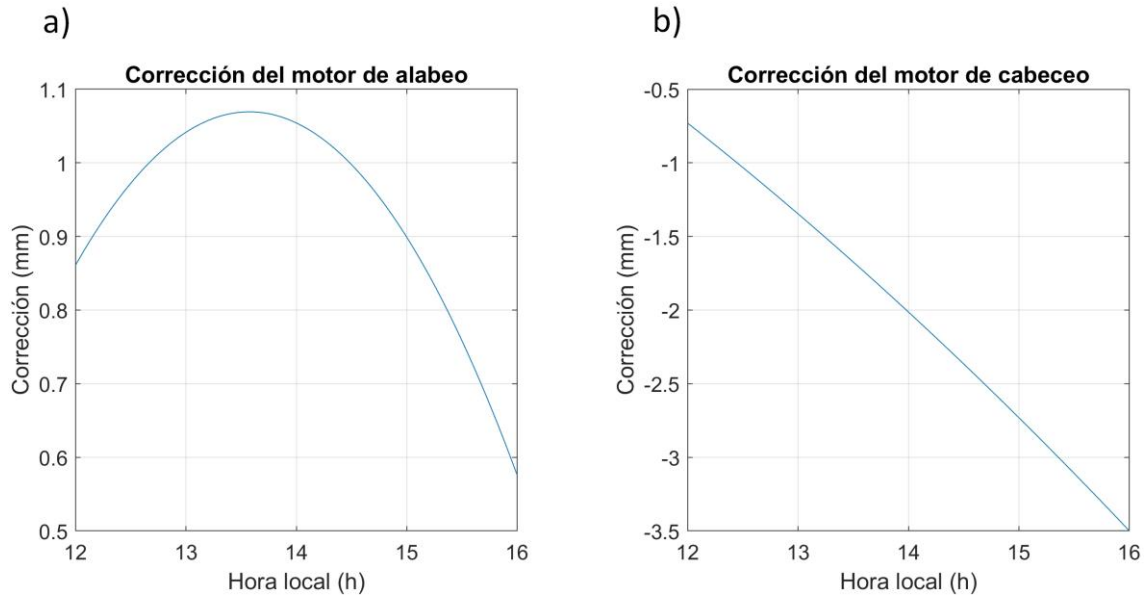


Figura 4.7. Correcciones dependientes del tiempo obtenidas para uno de los heliostatos del campo. a) Corrección del motor de alabeo. b) Corrección del motor de cabeceo.

Estas correcciones tuvieron que ser calculadas una vez al mes, ya que empezaban a dejar de ser válidas aproximadamente al mes de su generación debido a la variación de la posición solar, lo que producía una peor corrección del apunte, con el consiguiente descenso de la eficiencia óptica del campo. Las correcciones fueron calculadas desde junio de 2018 hasta diciembre de ese mismo año. Posteriormente, de diciembre a junio se empleaban las que correspondiesen teniendo en cuenta la simetría de la posición solar. Estas correcciones dependientes del tiempo permitieron operar el campo solar durante los siguientes años hasta que, en 2021, se procedió a corregir el apunte con una nueva metodología, la descrita más adelante en la Sección 4.3.

#### 4.2.3 Conclusiones

Se ha aplicado a los heliostatos de la instalación ACES una metodología clásica de corrección del apunte. La metodología consiste en determinar aquellas correcciones dependientes del tiempo que al ser aplicadas a los motores del sistema de seguimiento del heliostato corrigen el apunte. Esta metodología no determina el origen de los errores de apunte, pero proporciona una forma eficaz de corregirlos. La metodología se ha aplicado a todos los heliostatos de la instalación ACES y ha servido para poder operar el campo durante más de tres años, momento en el que se ha procedido a corregir el apunte con una nueva metodología.

## 4.3 Método 2: determinación de las desalineaciones de la estructura

Este método consiste en la determinación de todas las desalineaciones presentes en la estructura del heliostato, es decir, todas aquellas estudiadas y analizadas en el capítulo 3. Si todas estas desalineaciones son conocidas, se puede resolver el sistema de ecuaciones del seguimiento solar teniéndolas en cuenta, lo que corrige automáticamente el apunte para cualquier instante del día y cualquier época del año. La determinación de las desalineaciones de la estructura es una tarea complicada por dos motivos. El primero es porque se trata de un gran número de variables a determinar, y con que solo una de ellas se determine incorrectamente seguirá habiendo errores de apunte y la correspondiente deriva. El segundo motivo es porque se trata de desviaciones con respecto a una estructura ideal, por lo que se trata de valores de muy pequeña magnitud, por lo general inferiores a  $1^\circ$  (17,4 mrad), lo que exige emplear dispositivos y técnicas de medición muy precisas.

### 4.3.1 Metodología

La metodología desarrollada se divide en dos partes, medidas de inclinometría y ensayos de deriva. Las medidas de inclinometría, si se realizan con un inclinómetro biaxial, permiten determinar, además de la relación ángulo-elongación de cada uno de los motores, dos de las desalineaciones presentes en la estructura del heliostato: el error de perpendicularidad y la inclinación del pedestal. Estas desalineaciones se obtienen por medio de una rutina de optimización que calcula cuales deben ser los valores de dichas desalineaciones que hacen que mejor se ajusten los datos de las medidas de inclinometría.

Tras las medidas de inclinometría se procede a realizar un ensayo de deriva. En dicho ensayo se registran, para cada mapa de flujo adquirido, la elongación de cada motor y la corrección que debe aplicarse a cada uno de ellos para corregir el apunte. Por medio de este ensayo se determinan las desalineaciones restantes: la rotación del pedestal, el error de canteo y los errores de referencia. Estas desalineaciones, al igual que las anteriores, también se obtienen por medio de una rutina de optimización. En este caso, se calcula cuáles deben ser los valores de dichas desalineaciones que minimizan la diferencia entre las elongaciones registradas experimentalmente que corrigen el apunte y las determinadas numéricamente teniendo en cuenta dichas variables. El ensayo de deriva permite cuantificar, además, la torsión de la estructura, ya que esta no es un sólido rígido perfecto y exhibe síntomas de deformación en función de la posición que adopte.

La determinación de los parámetros asociados al ensayo de deriva exige que tanto las desalineaciones determinadas previamente por medio de las medidas de inclinometría como las posiciones de los heliostatos sean correctas. De lo contrario, la rutina de optimización determinaría de manera incorrecta el valor de las correspondientes desalineaciones, lo que

llevaría a una mala corrección del apunte, en especial en las épocas del año en las que la posición solar cambiase notablemente con respecto a la posición solar de la época en la que se hubiese realizado el ensayo de deriva. Esto se debe a que, tal y como se vio en el capítulo 3, las curvas de deriva presentan grandes variaciones de una época del año a otra. Para la época en la que se hubiese realizado el ensayo de deriva, sí se apreciaría una notable corrección del apunte a pesar de que las desalineaciones estuviesen mal calculadas. Esto se debe a que los valores obtenidos para las desalineaciones por medio de la rutina de optimización, a pesar de no ser los reales, replicarían en buena medida la curva de deriva experimental en dicha época del año.

#### 4.3.1.1 Determinación de las posiciones de los heliostatos

Como se ha mencionado con anterioridad, es un requisito indispensable tener bien definidas las posiciones de los heliostatos en el campo. Como en cualquier instalación de este tipo, las coordenadas (x, y, z) de cada uno de los heliostatos están definidas en los planos de la instalación. Por lo tanto, se procedió a comprobar que dichas coordenadas fuesen correctas, encontrándose errores en todas ellas.

Las coordenadas x e y deben dar cuenta de la posición sobre el plano horizontal (XY) del centro del eje de cabeceo, el cual se encuentra en la parte superior del pedestal. Para un pedestal perfectamente vertical, dichas coordenadas coinciden con las de la base del pedestal (ver Figura 3.6). En el caso de estar el pedestal inclinado, habrá una pequeña diferencia entre ambas, la cual se traducirá en un error de posicionamiento del heliostato completamente despreciable. Es por ello que las coordenadas x e y pueden comprobarse con una simple cinta métrica a ras de suelo, lo cual simplifica bastante las mediciones. Se realizaron dichas mediciones con una cinta métrica y se comprobó que las coordenadas x e y eran iguales a las de los planos. No obstante, se descubrió que, debido a un fallo en la construcción del campo, los ejes de este no están alineados con los ejes Norte-Sur/Este-Oeste de la Tierra, es decir, es como si el campo entero estuviese ligeramente rotado alrededor del eje Z del sistema de referencia general. Por lo tanto, las verdaderas coordenadas x e y se obtienen aplicando una rotación idéntica a la que se aplicó en el capítulo 3 para poder dar cuenta del error de posicionamiento del heliostato.

Para poder determinar el ángulo de rotación del campo, se emplearon dos métodos. El primero fue mediante una imagen satelital del campo obtenida con Google Maps. La Figura 4.8 muestra dicha imagen, donde se puede ver que las filas del campo no están alineadas con el eje Este-Oeste de la Tierra, el cual es paralelo a los lados superior e inferior de la imagen, ya que el visor de Google Maps la muestra, por defecto, alineada con los ejes Norte-Sur/Este-Oeste. La rotación del campo se aprecia claramente comparando la fila 14 con la parte inferior del cuadro de búsqueda de Google Maps, ya que deberían ser paralelos, pero no lo son. El segundo método, más preciso que el anterior, fue calculando la diferencia temporal entre el mediodía solar y el instante en el que la proyección de la sombra de la torre sobre el plano horizontal (XY) cruza el eje central del campo.

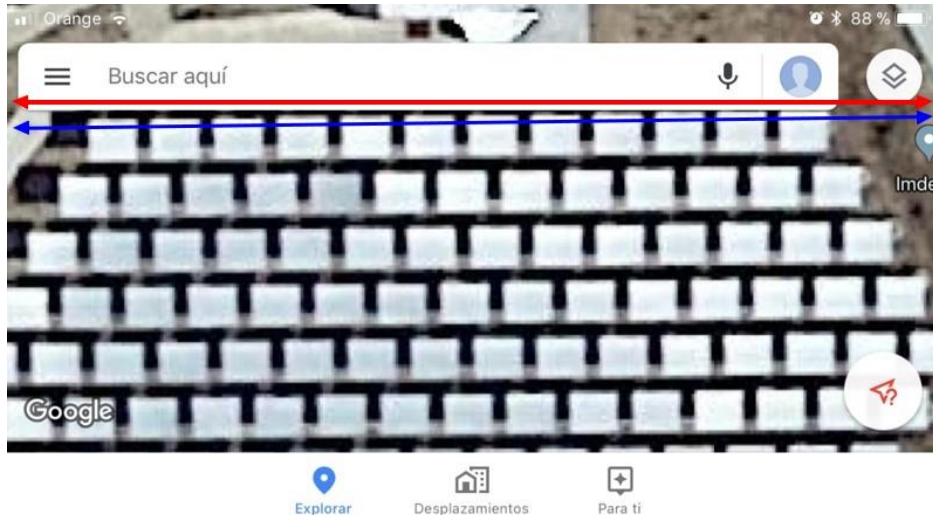


Figura 4.8. Imagen satelital de la instalación ACES mostrando la incorrecta alineación de las filas de heliostatos (flecha azul) con el eje Este-Oeste de la Tierra (flecha roja).

En cuanto a la coordenada z, esta debe dar cuenta de la altura a la que se encuentra el centro del eje de cabeceo (ver Figura 3.6). Según los planos originales de la instalación todos los heliostatos se encuentran al mismo nivel, pero una simple mirada con la vista a la altura de una de las facetas de los heliostatos de la primera fila, tal y como se muestra en la Figura 4.9, demuestra que eso no es cierto, ya que se observa como las facetas de los heliostatos de las filas de atrás sobresalen. Esto quiere decir que las alturas son mayores cuanto más separados se encuentran los heliostatos de la torre.



Figura 4.9. Foto mostrando como los heliostatos situados más lejos de la torre presentan una altura superior.

Para poder determinar la altura exacta de cada uno de los heliostatos, se empleó un nivel de agua consistente en una manguera transparente de 50 metros de longitud llena de agua. Tal y como se muestra en la Figura 4.10, un extremo de la manguera se encontraba permanentemente amarrado a uno de los pilares de la torre, y el otro extremo se iba desplazando de heliostato en heliostato. Una persona se encontraba en todo momento en el extremo situado en el pilar, y la otra se encargaba de desplazar el otro extremo al pedestal del heliostato que se fuese a medir. La misión de la persona situada en el pilar era la de garantizar que el nivel del agua se encontrase, en el momento de la medición, a la altura de referencia establecida, tal y como se muestra en la Figura 4.11(a). Si la persona situada en el pedestal del heliostato elevaba (o bajaba) la manguera  $X$  cm, el nivel se elevaba (o bajaba)  $X/2$  cm en cada extremo. Por lo tanto, la persona situada en el pilar se encargaba de decirle a la otra que elevase o bajase la manguera lo que correspondiese para establecer el nivel del agua a la altura de la marca de referencia. Una vez que el nivel del agua se encontraba a la altura de dicha marca, la persona situada en el heliostato se encargaba de señalar el pedestal con una marca a la misma altura que el nivel del agua, tal y como se muestra en la Figura 4.11(b). Posteriormente, se empleaba una cinta métrica para medir la distancia existente entre la base del pedestal y la marca realizada, obteniéndose así la altura real del heliostato.



Figura 4.10. Nivel de agua empleado para la determinación de las alturas de los heliostatos.

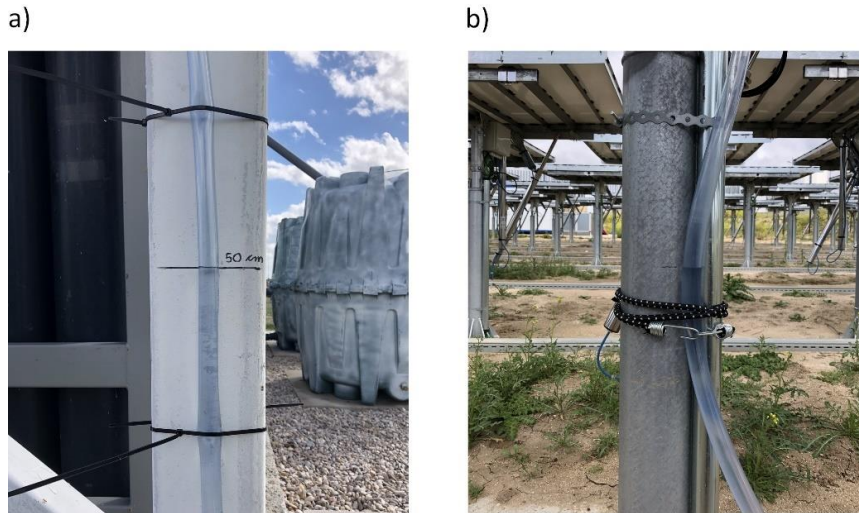


Figura 4.11. a) Extremo del nivel de agua situado en el pilar de la torre donde se encuentra la marca de referencia. b) Extremo del nivel de agua situado en el heliostato a medir.

#### 4.3.1.2 Medidas de inclinometría

Las medidas de inclinometría se realizaron de la misma manera que la explicada en la Sección 4.2.1.1, salvo que de manera automática y empleando un inclinómetro biaxial. El uso de un inclinómetro biaxial permite obtener dos de las posibles desalineaciones de la estructura del heliostato: el error de perpendicularidad y la inclinación del pedestal. El inclinómetro utilizado es el SOLAR-2-45-2-RS485M (Level Developments). Este inclinómetro, que se muestra en la Figura 4.12, y cuyas especificaciones técnicas pueden consultarse en el anexo, tiene una precisión de  $0,04^\circ$  ( $0,7 \text{ mrad}$ ) en el rango  $\pm 45^\circ$  en cualquiera de sus dos ejes. Dado que el rango del motor de alabeo oscila entre  $-50^\circ$  y  $50^\circ$  aproximadamente (ver Figura 4.4(b)), todas las medidas del barrido, a excepción de la inicial (5 mm) y la final (505 mm), se encuentran dentro del rango de precisión máxima del inclinómetro. En cuanto al motor de cabeceo, su rango oscila entre  $0^\circ$  y  $80^\circ$  (ver Figura 4.4(a)). Por lo tanto, para poder realizar el barrido dentro del rango de precisión máxima del inclinómetro, este debe posicionarse con un desfase de  $40^\circ$ . Es decir, cuando el ángulo de cabeceo sea  $0^\circ$  el inclinómetro debe marcar  $-40^\circ$ .

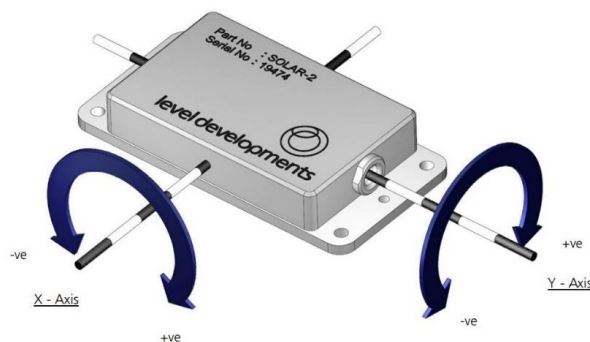


Figura 4.12. Inclinómetro usado para realizar las medidas de inclinometría.

La Figura 4.13 muestra el soporte diseñado para poder anclar el inclinómetro a la estructura del heliostato. Este se diseñó en SolidWorks® (SolidWorks) y se construyó mediante impresión 3D. El soporte introduce un desfase de 40° en las medidas del motor de cabeceo, y se adhiere a la estructura del heliostato mediante dos imanes alojados en su interior, uno debajo de cada anclaje, lo cual permite desplazar el inclinómetro de un heliostato a otro de manera rápida y sencilla. Los planos de dicho soporte pueden consultarse en el anexo.

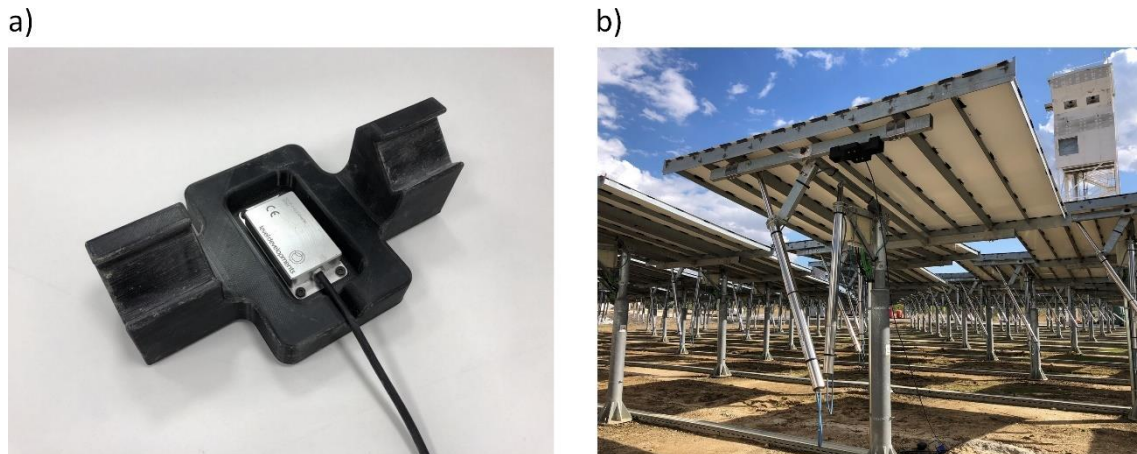


Figura 4.13. a) Soporte diseñado para poder anclar el inclinómetro a la estructura del heliostato. b) Inclinómetro anclado a la estructura del heliostato con dicho soporte.

Procedamos ahora a obtener las expresiones matemáticas que relacionan la orientación espacial de los ejes del inclinómetro con sus correspondientes lecturas. El inclinómetro mide los ángulos en base a la orientación de sus ejes con respecto a la gravedad de acuerdo a las siguientes expresiones:

$$\omega_x = 90^\circ - \text{acos}(-\vec{u}_z \cdot \vec{u}_{y''''}) \quad (4.7)$$

$$\omega_y = 90^\circ - \text{acos}(\vec{u}_z \cdot \vec{u}_{x''''}) \quad (4.8)$$

donde  $\omega_x$  y  $\omega_y$  son los ángulos que mide el inclinómetro asociados a la rotación de este alrededor de sus dos ejes, denominados  $Y''''$  y  $X''''$ , respectivamente,  $\vec{u}_{x''''}$  y  $\vec{u}_{y''''}$  son los vectores unitarios en las direcciones de los ejes  $X''''$  e  $Y''''$ , respectivamente, y  $-\vec{u}_z$  es el vector unitario con la misma dirección y sentido que la gravedad, es decir, el vector (0,0,-1) en el sistema de referencia general. Nótese que el ángulo de rotación alrededor del eje  $X''''$  depende de la orientación del eje  $Y''''$  con respecto a la gravedad, y viceversa.

Apliquemos ahora las Ecuaciones 4.7 y 4.8 al caso que nos ocupa, la medición de los ángulos de cabeceo ( $\sigma$ ) y alabeo ( $\varepsilon$ ), así como del error de perpendicularidad ( $\theta'$ ) y la inclinación del pedestal ( $\alpha$  y  $\beta$ ). En la Figura 4.14 se muestra un esquema representando la colocación del inclinómetro en la estructura del heliostato. Se asume, por simplicidad, que el eje  $Y''''$  del inclinómetro está

perfectamente alineado con el eje de alabeo. Esto no es así debido al desfase de  $40^\circ$  del soporte; no obstante, más adelante se tendrá en cuenta dicho efecto.

En el esquema se observa la estructura del sistema de seguimiento del heliostato vista desde arriba. Los ejes  $X'$  e  $Y''$  representan los ejes de cabeceo y alabeo, respectivamente, los cuales no tienen por qué ser perpendiculares. Dicha posible falta de perpendicularidad viene dada por el ángulo  $\theta'$ . Este ángulo es el mismo que el de la Ecuación 3.5 pero cambiado de signo, es decir,  $\theta' = -\theta$ , ya que ahora, por simplicidad en las ecuaciones, es preferible rotar el eje de cabeceo con respecto al de alabeo y no al revés.

En cuanto a la inclinación del pedestal, no representada en el esquema, el inclinómetro solo puede distinguir la componente paralela al eje  $X'$  (eje de cabeceo), ya que la componente paralela al eje  $Y'$  es indistinguible de una rotación en cabeceo. Por lo tanto, si el pedestal de un heliostato está inclinado y dicha inclinación tiene una componente no nula en la dirección marcada por el eje  $Y'$ , dicha componente será tenida en cuenta en la rotación en cabeceo. Es decir, el polinomio de 6º grado que relaciona la elongación del motor de cabeceo con su ángulo de giro absorberá el error de inclinación del pedestal en dicha dirección.

En cuanto al eje  $X'$  (eje de cabeceo), este no tiene por qué coincidir con el eje X del sistema de referencia general debido a la posible rotación del pedestal, la cual vendría dada por el ángulo  $\gamma$ . Esta desalineación, que se produce por una rotación del pedestal alrededor del eje Z, es imposible de determinar con el inclinómetro, ya que dicha rotación no modifica el ángulo que forman los ejes del inclinómetro con la gravedad. Por lo tanto, como ya se dijo anteriormente, se determinará en el posterior ensayo de deriva junto con el error de canteo, los errores de referencia y la torsión de la estructura.

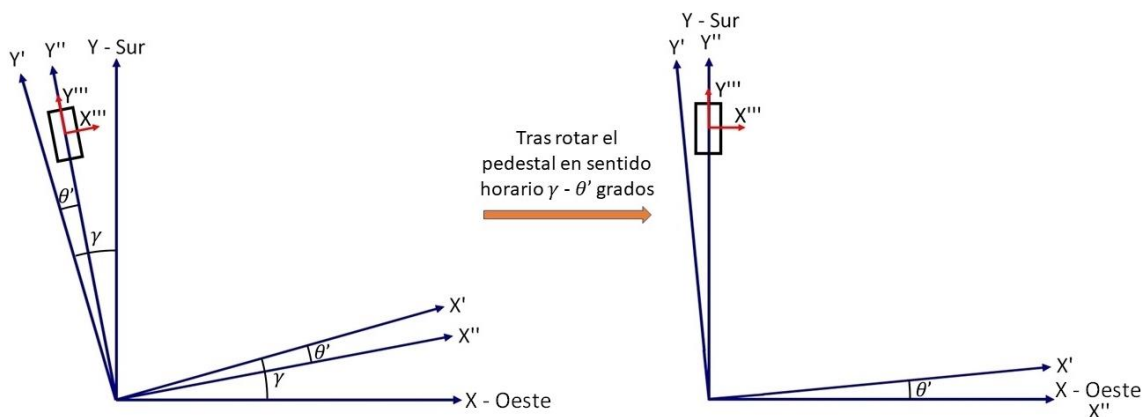


Figura 4.14. Esquema mostrando la colocación del inclinómetro, el cual está representado por el rectángulo negro. El pedestal está visto desde arriba y los ejes de cabeceo y alabeo son los ejes  $X'$  e  $Y''$ , respectivamente.

Una vez analizado el funcionamiento del inclinómetro al colocarlo en la estructura del heliostato, debemos relacionar la orientación de los ejes del inclinómetro,  $X'''$  e  $Y'''$ , con las rotaciones en cabeceo ( $\sigma$ ) y alabeo ( $\varepsilon$ ) y las debidas al error de perpendicularidad ( $\theta'$ ) y a la inclinación del pedestal ( $\alpha$  y  $\beta$ ). Dado que las rotaciones alrededor del eje Z no modifican las lecturas del inclinómetro, asumiremos, por simplicidad, que los ejes  $X'''$  e  $Y'''$  del inclinómetro coinciden con los ejes X e Y antes de aplicar ninguna de las anteriores rotaciones. Esto se corresponde con el esquema de la derecha de la Figura 4.14, donde se ha aplicado una rotación horaria al pedestal de  $\gamma - \theta'$  grados para establecer dicha coincidencia de ejes. Por lo tanto, los vectores unitarios  $\vec{u}_{x''''}$  y  $\vec{u}_{y''''}$  de partida serían los vectores (1,0,0) y (0,1,0), respectivamente. Una vez aplicadas las rotaciones correspondientes, dichos vectores vendrían dados por:

$$\vec{u}_{x''''} = M_{\beta} M'_{\sigma} M_{\varepsilon} \begin{pmatrix} 1 \\ 0 \\ 0 \end{pmatrix} \quad (4.9)$$

$$\vec{u}_{y''''} = M_{\beta} M'_{\sigma} M_{\varepsilon} \begin{pmatrix} 0 \\ 1 \\ 0 \end{pmatrix} \quad (4.10)$$

donde  $M_{\beta}$  es la matriz que inclina el pedestal  $\beta$  grados en la dirección marcada por el eje de cabeceo,  $M'_{\sigma}$  es la matriz que rota  $\sigma$  grados en cabeceo teniendo en cuenta el error de perpendicularidad dado por  $\theta'$ , y  $M_{\varepsilon}$  es la matriz que rota  $\varepsilon$  grados en alabeo. Estas matrices son similares a las descritas en la el capítulo 3, aunque con un par de diferencias:

1) Al colocar el eje  $Y'''$  del inclinómetro paralelo al eje de alabeo y hacer que ambos coincidan con el eje Y antes de aplicar ninguna rotación, el error de perpendicularidad modifica la orientación del eje de rotación en cabeceo con respecto al de alabeo y no al revés, que es como se trató este error en el capítulo 3. Por lo tanto,  $M_{\varepsilon}$  es igual que la matriz de rotación alrededor del eje Y dada por la Ecuación 3.2, mientras que  $M'_{\sigma}$  es la matriz de rotación alrededor del eje X después de haberlo rotado  $\theta'$  grados alrededor del eje Z, es decir,  $M'_{\sigma}$  es la matriz de rotación alrededor del eje dado por  $M_{\theta'} \vec{u}_x$ , siendo  $M_{\theta'}$  la matriz de rotación alrededor del eje Z y  $\vec{u}_x$  el vector unitario que apunta al Oeste.

$$M'_{\sigma} = \begin{pmatrix} \cos \sigma + (1 - \cos \sigma) \cos^2 \theta' & (1 - \cos \sigma) \sin \theta' \cos \theta' & -\sin \sigma \sin \theta' \\ (1 - \cos \sigma) \sin \theta' \cos \theta' & \cos \sigma + (1 - \cos \sigma) \sin^2 \theta' & \sin \sigma \cos \theta' \\ \sin \sigma \sin \theta' & -\sin \sigma \cos \theta' & \cos \sigma \end{pmatrix} \quad (4.11)$$

$$M_{\theta'} = \begin{pmatrix} \cos \theta' & -\sin \theta' & 0 \\ \sin \theta' & \cos \theta' & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{pmatrix} \quad (4.12)$$

2) Como hemos hecho coincidir los ejes  $X'''$  e  $Y'''$  del inclinómetro con los ejes X e Y antes de aplicar ninguna rotación, y dado que hemos forzado que la dirección de inclinación del pedestal coincida con la dirección marcada por el eje de cabeceo, la dirección de inclinación del pedestal es igual a  $\theta'$ . Esto se aprecia claramente en el esquema de la derecha de la Figura 4.14. Por lo tanto, la matriz de inclinación del pedestal,  $M_{\beta}$ , es la misma que la de la Ecuación 3.9, pero haciendo que la variable  $\alpha$ , la cual indica la dirección de inclinación, sea igual a  $\theta'$ .

Las expresiones 4.9 y 4.10 dan la orientación de los vectores  $\vec{u}_{x''''}$  y  $\vec{u}_{y''''}$  en el caso en el que el eje  $Y''''$  esté perfectamente alineado con el eje de alabeo del heliostato. En la práctica esto no se cumple por dos motivos. El primero es por el propio diseño del soporte, el cual introduce un desfase de  $40^\circ$  entre ambos ejes. El segundo es debido a la falta de precisión a la hora de colocar el inclinómetro sobre la estructura del heliostato ya que, por mucha precaución que se tome, no se puede garantizar la colocación exacta del inclinómetro en la orientación deseada. Por lo tanto, se deben introducir dos variables más para poder dar cuenta de la verdadera orientación del inclinómetro con respecto a la estructura del heliostato. Estas dos variables son los ángulos de rotación alrededor de los ejes X y Z, denominados  $\delta_x$  y  $\delta_z$ , respectivamente, y se aplican a través de las matrices de rotación  $M_{\delta_x}$  y  $M_{\delta_z}$ , respectivamente.

$$M_{\delta_x} = \begin{pmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & \cos \delta_x & \sin \delta_x \\ 0 & -\sin \delta_x & \cos \delta_x \end{pmatrix} \quad (4.13)$$

$$M_{\delta_z} = \begin{pmatrix} \cos \delta_z & -\sin \delta_z & 0 \\ \sin \delta_z & \cos \delta_z & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{pmatrix} \quad (4.14)$$

Teniendo en cuenta dichas matrices, los vectores  $\vec{u}_{x''''}$  y  $\vec{u}_{y''''}$  vienen dados por:

$$\vec{u}_{x''''} = M_{\beta} M_{\sigma} M_{\varepsilon} M_{\delta_z} M_{\delta_x} \begin{pmatrix} 1 \\ 0 \\ 0 \end{pmatrix} \quad (4.15)$$

$$\vec{u}_{y''''} = M_{\beta} M_{\sigma} M_{\varepsilon} M_{\delta_z} M_{\delta_x} \begin{pmatrix} 0 \\ 1 \\ 0 \end{pmatrix} \quad (4.16)$$

Una vez establecidas las relaciones entre los vectores  $\vec{u}_{x''''}$  y  $\vec{u}_{y''''}$  y todas las rotaciones posibles, procedamos a describir la metodología empleada para realizar las medidas de inclinometría. Esta es muy similar a la descrita en la Sección 4.2.1.1, solo que en este caso se realizó de manera automática. Para ello se desarrolló un programa en Matlab® encargado de realizar los barridos a cada uno de los dos motores y de registrar las lecturas del inclinómetro en cada uno de los pasos del barrido.

El programa comienza buscando aquellas elongaciones de los motores que hacen que la estructura del heliostato esté nivelada, lo que se corresponde con unas lecturas del inclinómetro de  $\omega_x = -40^\circ$  y  $\omega_y = 0^\circ$  (despreciando los errores asociados a la colocación del inclinómetro dados por  $\delta_x$  y  $\delta_z$ , ya que aún son variables desconocidas). Una vez encontradas dichas elongaciones, se realizan ambos barridos, primero el del motor de cabeceo y después el de alabeo. En cada barrido, el motor que permanece inmóvil adopta la elongación determinada anteriormente que hace que la estructura esté nivelada. Dado que los barridos se realizan en pasos de 20 mm comenzando en 5 mm y acabando en 505 mm, por cada motor se obtienen un total de 26 pares de lecturas  $(\omega_x, \omega_y)$  del inclinómetro. Estos datos se introducen en una rutina de optimización implementada en Matlab® que haya las siguientes variables:

- El error de perpendicularidad,  $\theta'$ .
- El ángulo de inclinación del pedestal,  $\beta$ , en la dirección marcada por el eje de cabeceo.
- Los ángulos que dan cuenta de la verdadera orientación del inclinómetro con respecto a la estructura del heliostato,  $\delta_x$  y  $\delta_z$ .
- Para el barrido del motor de cabeceo, los 26 valores del ángulo de cabeceo.
- Para el barrido del motor de alabeo, los 26 valores del ángulo de alabeo.

La rutina de optimización haya los anteriores valores tratando de minimizar el error,  $\Delta\omega$ , obtenido a partir de los errores de las Ecuaciones 4.7 y 4.8,  $\Delta\omega_x$  y  $\Delta\omega_y$ , respectivamente, en los 52 pares de valores. Las fórmulas que dan el error son las siguientes:

$$\Delta\omega_x = 90 - \text{acos}(-\vec{u}_z \cdot \vec{u}_{y''''}) - \omega_x \quad (4.17)$$

$$\Delta\omega_y = 90 - \text{acos}(\vec{u}_z \cdot \vec{u}_{x''''}) - \omega_y \quad (4.18)$$

$$\Delta\omega = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N \sqrt{\Delta\omega_{x,i}^2 + \Delta\omega_{y,i}^2} \text{ con } N = 52 \quad (4.19)$$

Una vez ejecutada la rutina de optimización, se calculan, para cada motor, los polinomios de 6º grado que relacionan el ángulo de giro con su elongación.

#### 4.3.1.3 Ensayos de deriva

Una vez determinados, mediante las medidas de inclinometría, los polinomios de 6º grado que relacionan el ángulo de giro con la elongación de cada motor, así como el error de perpendicularidad y la inclinación del pedestal, se procede a realizar un ensayo de deriva para obtener las desalineaciones restantes: la rotación del pedestal, el error de canteo, los errores de referencia y la torsión de la estructura.

Si cotejamos las curvas de deriva de la Figura 3.9 y de la Figura 3.13, debidas al error de referencia del motor de cabeceo y al error de canteo, respectivamente, se observa que son muy similares. Por otro lado, en el capítulo 3 se comentó que el error de canteo podía producirse por una desviación del plano de la faceta en cualquier otra dirección a la empleada para simular las curvas de deriva de la Figura 3.13, la cual se corresponde con la representada en la Figura 3.6(c). Si el plano de la faceta se desvía en una dirección perpendicular a la representada en dicha figura, entonces, como ya se explicó, el efecto es el mismo que el que produciría un error de referencia en el motor de alabeo. Por lo tanto, resulta que los errores de referencia y de canteo producen curvas de deriva muy similares o incluso iguales, lo cual hace imposible diferenciar el uno del otro por medio de una curva de deriva. Es por eso que ambos errores deben aunarse en uno solo para poder llevar a cabo la calibración del heliostato de manera satisfactoria. Por ello, a partir de ahora nos referiremos a ambos errores como uno solo, llamándole error de canteo/referencia.

Para poder dar cuenta del error de canteo/referencia, permitiremos a la faceta que se desvíe en cualquier dirección. Por lo tanto, al igual que sucedía con la inclinación del pedestal, se requieren dos variables para poder dar cuenta de esta desalineación: la dirección de inclinación de la faceta,  $\lambda$ , y el ángulo de inclinación de la misma,  $\eta$ . Siguiendo el mismo razonamiento que el expuesto en la Sección 3.3.1 para obtener la matriz de inclinación del pedestal, la matriz que inclina la faceta  $\eta$  grados en la dirección marcada por  $\lambda$  es:

$$M_{\eta} = \begin{pmatrix} \cos \eta + (1 - \cos \eta) \sin^2 \lambda & -(1 - \cos \eta) \sin \lambda \cos \lambda & \sin \eta \cos \lambda \\ -(1 - \cos \eta) \sin \lambda \cos \lambda & \cos \eta + (1 - \cos \eta) \cos^2 \lambda & \sin \eta \sin \lambda \\ -\sin \eta \cos \lambda & -\sin \eta \sin \lambda & \cos \eta \end{pmatrix} \quad (4.20)$$

En cuanto a las curvas de deriva producidas por la rotación del pedestal, tal y como muestra la Figura 3.11, son completamente distintas a las del error de canteo/referencia, por lo que sí es posible diferenciar la una de la otra y, por tanto, obtener el valor de ambas por medio de una curva de deriva.

La rotación del pedestal, tal como se expuso en el capítulo 3, viene dada por la variable  $\gamma$ , que da cuenta de la desviación entre el eje Este-Oeste y el eje de cabeceo en el plano horizontal (XY). El hecho de que el inclinómetro solo pueda detectar la componente de la inclinación del pedestal en la dirección marcada por el eje de cabeceo obligó a imponer, en las ecuaciones del inclinómetro, la condición de que el pedestal estuviese inclinado en dicha dirección. Referente a la rotación del pedestal, esta condición implica que la dirección de inclinación del pedestal debe coincidir forzosamente con el ángulo de rotación del pedestal (ver el esquema de la izquierda de la Figura 4.14). Es decir, la variable  $\alpha$  de la Ecuación 3.9, la cual indica la dirección de inclinación del pedestal, debe ser igual a la variable  $\gamma$  de la Ecuación 3.8, la cual indica el ángulo de rotación del pedestal.

En cuanto a la torsión de la estructura, esta depende principalmente del ángulo de giro en alabeo, y se manifiesta retorciendo las dos barras paralelas sobre las que se apoya la faceta. Estas barras son aquellas en las que se coloca el inclinómetro biaxial (Figura 4.13(b)) o el uniaxial (Figura 4.2(b)) al realizar las medidas de inclinometría (este último solo al realizar las medidas del motor de alabeo). De hecho, esta torsión se descubrió al cotejar las medidas de inclinometría del motor de alabeo de un mismo heliostato realizadas en ambas barras. Dado que la torsión afecta al motor de alabeo, su efecto es una pequeña deriva horizontal, la cual irá de derecha a izquierda o de izquierda a derecha dependiendo de en qué barra se haya posicionado el inclinómetro al realizar las medidas de inclinometría. Dado que ni el error de canteo/referencia ni la rotación del pedestal producen curvas de deriva horizontales, sí es posible distinguir la torsión de la estructura de las otras dos desalineaciones en una curva de deriva.

Para poder dar cuenta de la torsión de la estructura y corregir el error de apunte producido por ella, se ha introducido la siguiente corrección al ángulo de giro en alabeo predicho por las ecuaciones del seguimiento solar:

$$\varepsilon' = \varepsilon + a\varepsilon + b\varepsilon^2 + c\varepsilon^3 \quad (4.21)$$

donde  $\varepsilon$  es el ángulo de alabeo predicho por las ecuaciones y  $\varepsilon'$  es el ángulo de alabeo efectivo debido a la torsión de la estructura. Como vemos, uno se relaciona con el otro mediante un polinomio de 3º grado con coeficientes  $a$ ,  $b$  y  $c$  para los términos lineal, cuadrático y cúbico, respectivamente.

Los ensayos de deriva, a diferencia de los realizados para obtener las correcciones dependientes del tiempo, se realizaron de manera individual y completamente automática. Además, se empleó la diana de la plataforma inferior de la torre descrita en la Sección 1.1.1.2 y mostrada en la Figura 1.4(b), la cual tiene unas dimensiones (1,25 m × 1,25 m) que garantizan que el mapa de flujo esté completamente contenido en ella, lo que permite calcular correctamente el centro de gravedad de la distribución de flujo.

El programa empleado para realizar automáticamente los ensayos de deriva se desarrolló en Matlab®. El programa controla tanto el movimiento de los heliostatos como la adquisición de los mapas de flujo por medio de la cámara (Prosilica GT1930L) que está, durante la realización del ensayo, apuntando a la diana. El programa, además de controlar el movimiento de los heliostatos y adquirir los mapas de flujo, calcula, mediante el procedimiento descrito en la Sección 4.2.1, las correcciones que deben aplicarse a los motores para corregir el apunte.

La duración de los ensayos de deriva fue de aproximadamente 8 horas, comenzando 4 horas antes del mediodía solar y terminando 4 horas después, adquiriéndose un mapa de flujo cada 15 minutos aproximadamente. El proceso consistente en apuntar con el heliostato a la diana, obtener su mapa de flujo y retirar el heliostato demora aproximadamente un minuto, por lo que se registraron las curvas de deriva de unos 15 heliostatos cada día. Por lo tanto, hicieron falta más de 10 días soleados para poder registrar las curvas de deriva de todos los heliostatos del campo solar. Los ensayos se realizaron en los meses de enero y febrero.

Durante el ensayo de deriva se registran, para cada mapa de flujo, la hora en la que este ha sido adquirido, la elongación de cada motor y la corrección que debe aplicarse a cada uno de ellos para corregir el apunte. Por lo tanto, tras la realización del ensayo de deriva se tienen  $N$  medidas con las elongaciones necesarias para apuntar al centro de la diana en cada una de ellas. Estas  $N$  medidas se introducen en una rutina implementada en Matlab® que busca las desalineaciones restantes: la rotación del pedestal, el error de canteo/referencia y la torsión de la estructura. En total se buscan seis variables, ya que el error de canteo/referencia viene dado por dos variables y la torsión de la estructura por tres. Para calcular estas seis variables se buscan aquellos valores de las mismas que minimizan, para las  $N$  medidas registradas en el ensayo de deriva, la diferencia entre las elongaciones registradas experimentalmente que corrigen el apunte y las determinadas numéricamente teniendo en cuenta dichas variables. En cuanto al error de perpendicularidad y al ángulo de inclinación del pedestal determinados con el inclinómetro, se introducen sus correspondientes valores en la rutina para que sean tenidos en cuenta, ya que el ensayo de deriva se realiza empleando única y exclusivamente los polinomios de 6º grado que

relacionan la elongación con el ángulo de giro de cada motor. Las fórmulas del error a minimizar,  $\Delta l$ , en dicha rutina de optimización, viene dadas por:

$$\Delta l_c = l_{c,exp} - l_{c,num} \quad (4.22)$$

$$\Delta l_a = l_{a,exp} - l_{a,num} \quad (4.23)$$

$$\Delta l = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N \sqrt{\Delta l_{c,i}^2 + \Delta l_{a,i}^2} \quad (4.24)$$

donde  $l_{c,exp}$  y  $l_{a,exp}$  son las elongaciones de los motores registradas experimentalmente que corrigen el apunte,  $l_{c,num}$  y  $l_{a,num}$  son las elongaciones de los motores determinadas numéricamente teniendo en cuenta las desalineaciones que se pretenden hallar, y  $N$  es el número de medidas del ensayo de deriva. Los subíndices  $c$  y  $a$  se refieren a los motores de cabeceo y alabeo, respectivamente.

#### 4.3.2 Resultados

Usando la imagen satelital de la Figura 4.8 se ha estimado el ángulo de rotación del campo. Para ello se ha calculado la relación entre el número de píxeles que abarca la fila 14 y el número de píxeles que separa el cuadro de búsqueda con el último heliostato de dicha fila (el situado a la izquierda). El resultado es que el campo está rotado unos  $0,65^\circ$ , aunque, debido a la baja resolución de la imagen, el resultado no es muy preciso. Por otro lado, calculando el desfase temporal entre el mediodía solar y el instante en el que la proyección de la sombra de la torre sobre el plano horizontal (XY) cruza el eje central del campo, se obtiene un ángulo de rotación de  $0,75^\circ$ , correspondiente a un desfase de 3 minutos. Dicho ángulo se obtiene teniendo en cuenta que la sombra de la torre rota en torno a esta  $15^\circ$  a la hora. Dado que este método es más preciso que el anterior, se ha usado el valor obtenido con él para calcular las verdaderas coordenadas x e y de los heliostatos mediante la correspondiente rotación alrededor del eje Z.

En cuanto a la coordenada z, la Figura 4.15 muestra el mapa de alturas obtenido con el nivel de agua. Tal y como se dijo en la Sección 4.3.1.1, los heliostatos situados más lejos de la torre se encuentran más elevados, llegando a haber diferencias superiores a los 25 cm entre la primera y la última fila del campo. Un error de 25 cm a 25 metros de distancia, que es aproximadamente la distancia promedio entre las facetas y el receptor en la instalación ACES, supondría un error angular de 10 mrad, valor nada despreciable teniendo en cuenta la precisión de apunte requerida en esta instalación.

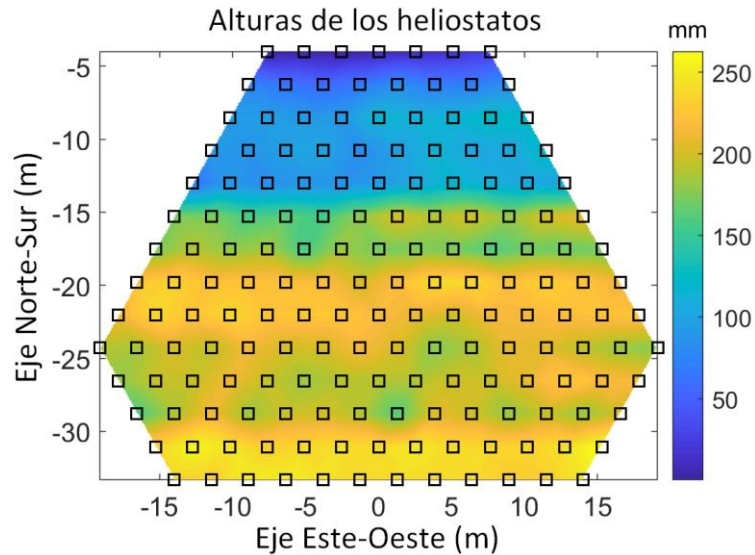


Figura 4.15. Mapa de alturas de los heliostatos determinado con el nivel de agua.

La Figura 4.16 muestra las lecturas del inclinómetro asociadas a sus dos ejes ( $\omega_x, \omega_y$ ) en función del ángulo de cabeceo ( $\sigma$ ) y alabeo ( $\epsilon$ ) para un heliostato ideal, es decir, un heliostato sin error de perpendicularidad y con el pedestal perfectamente vertical. Se asume, además, que los ejes del inclinómetro coinciden con los ejes de cabeceo y alabeo, es decir, no se tienen en cuenta los  $40^\circ$  de desfase que introduce el soporte del inclinómetro. Por lo tanto, como hay una perfecta coincidencia de ejes y dado que la estructura adolece de desalineaciones, los barridos en cabeceo y alabeo solo afectan a las lecturas de uno de los ejes del inclinómetro,  $\omega_x$  en el barrido en cabeceo y  $\omega_y$  en el barrido en alabeo.

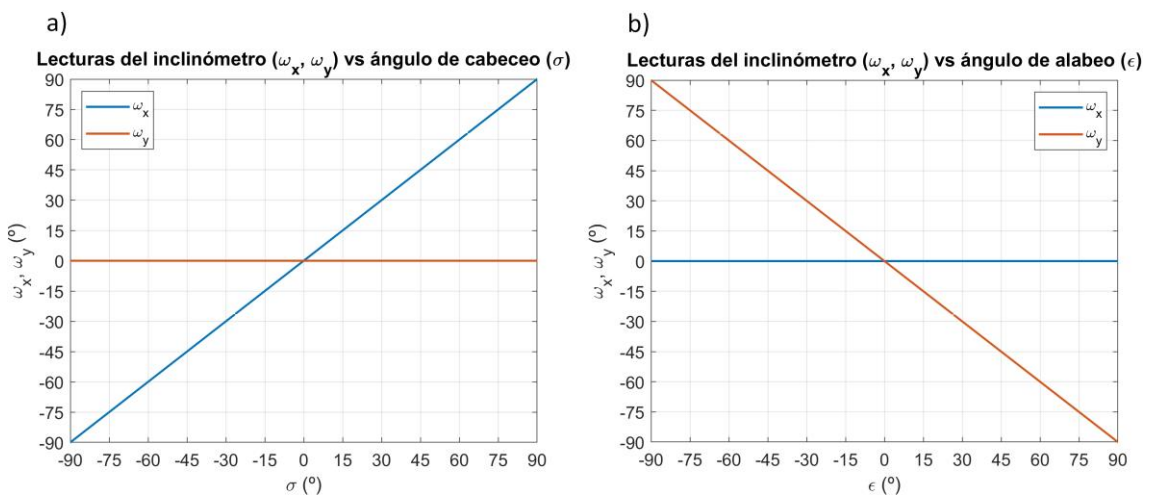


Figura 4.16. Lecturas del inclinómetro en función del ángulo de (a) cabeceo y (b) alabeo en un heliostato ideal en el que los ejes del inclinómetro coinciden con los ejes de cabeceo y alabeo.

Introduzcamos ahora el desfase de  $40^\circ$  entre el eje de alabeo y el eje  $Y'''$  del inclinómetro debido al soporte. La Figura 4.17 muestra las lecturas del inclinómetro en función de los ángulos de cabeceo y alabeo en esta situación. Si nos fijamos en el barrido en cabeceo (Figura 4.17(a)), vemos que cuando dicho ángulo es de  $40^\circ$ ,  $\omega_x$  es igual a  $0^\circ$ , debido al desfase que introduce el soporte. En cuanto a las lecturas del eje  $Y'''$ , estas son constantes e iguales a cero al igual que en la Figura 4.16(a), ya que en ambos casos la rotación en cabeceo no modifica la orientación del eje  $X'''$  con respecto a la gravedad. En cuanto al barrido en alabeo (Figura 4.17(b)), las lecturas del eje  $Y'''$  también son las mismas que cuando no había desfase (Figura 4.16(b)) ya que el eje  $X'''$  sigue teniendo la misma orientación que antes. No obstante, las lecturas del eje  $X'''$  si se ven modificadas debido a la no colinealidad del eje de alabeo con el eje  $Y'''$ .

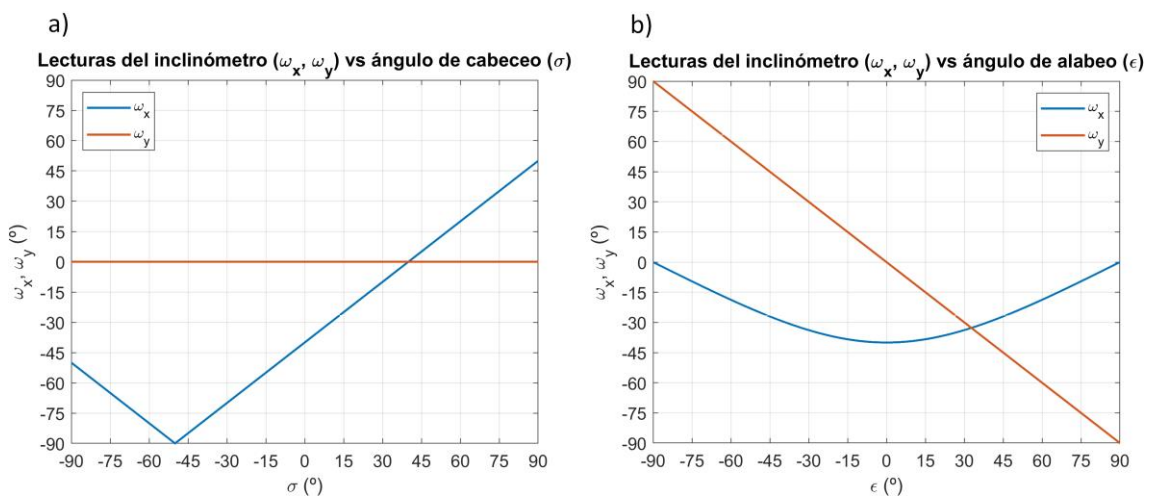


Figura 4.17. Lecturas del inclinómetro en función del ángulo de (a) cabeceo y (b) alabeo en un heliostato ideal en el que el eje  $Y'''$  del inclinómetro forma  $40^\circ$  con el eje de alabeo.

Las curvas de las Figura 4.17 se modifican muy ligeramente por el error de perpendicularidad y la inclinación del pedestal. La rutina de optimización se encarga, como ya se dijo anteriormente, de calcular cuales son los valores de dichas desalineaciones que hacen que dichas curvas se ajusten lo mejor posible a las lecturas experimentales del inclinómetro, minimizando, para ello, la Ecuación 4.19.

La Tabla 4.2 muestra el valor medio y la desviación estándar del error de perpendicularidad y de la inclinación del pedestal de todos los heliostatos del campo, así como los respectivos valores correspondientes a la rotación del pedestal obtenidos mediante el ensayo de deriva.

El error de perpendicularidad es la desalineación con menor valor medio y menor desviación estándar. Este resultado es esperable, ya que este error solo depende de la calidad del proceso de fabricación del seguidor solar, mientras que los otros dos dependen de la precisión con la que se instale el heliostato en el campo, tarea que no es sencilla. El valor medio de la inclinación del pedestal es aproximadamente 2 veces el valor medio del error de perpendicularidad, pero

es la rotación del pedestal la que muestra el valor medio más alto, siendo unas 5,5 veces superior. Por lo tanto, existe una clara tendencia común a todos los heliostatos: todos tienen el pedestal ligeramente rotado en sentido antihorario. Tal y como se comentó en la Sección 4.2, esta es la principal causa de deriva de los heliostatos, y es la que permitió poder corregir el apunte por filas en vez de individualmente con la metodología de las correcciones dependientes del tiempo.

Tabla 4.2. Valor medio y desviación estándar del error de perpendicularidad y de la inclinación y rotación del pedestal de todos los heliostatos del campo.

	Valor medio (mrad)	Desviación estándar (mrad)
<b>Error de perpendicularidad</b>	-1,57	5,41
<b>Inclinación del pedestal</b>	3,32	7,33
<b>Rotación del pedestal</b>	8,59	8,75

En cuanto al error de canteo/referencia, dado que viene dado por dos variables, la dirección de inclinación de la faceta,  $\lambda$ , y el ángulo de inclinación de la misma,  $\eta$ , resulta de interés mostrar la distribución de frecuencias de las direcciones de inclinación de las facetas. Para ello, la Figura 4.18 representa dicha distribución en un histograma polar agrupando las direcciones de inclinación de las facetas en grupos de  $45^\circ$  de amplitud. Se han representado dos distribuciones diferentes, una teniendo en cuenta la rotación de  $0,75^\circ$  del campo en la rutina de optimización (Figura 4.18(a)), y otra sin tenerla en cuenta (Figura 4.18(b)). Como se puede observar, al tener en cuenta la rotación del campo, la distribución de las direcciones de inclinación es mucho más homogénea. Si no se tiene en cuenta dicha rotación, surge una tendencia común a todos los heliostatos consistente en inclinar la faceta hacia el Oeste ( $0^\circ$ ). Esto se debe a que, al no tenerse en cuenta las coordenadas x e y reales de los heliostatos, se está asumiendo que estos están posicionados, de media, más al Este de lo que verdaderamente están. Por lo tanto, para que puedan apuntar correctamente, la rutina de optimización compensa dicho error de posicionamiento con una falsa inclinación de la faceta hacia el Oeste ( $0^\circ$ ).

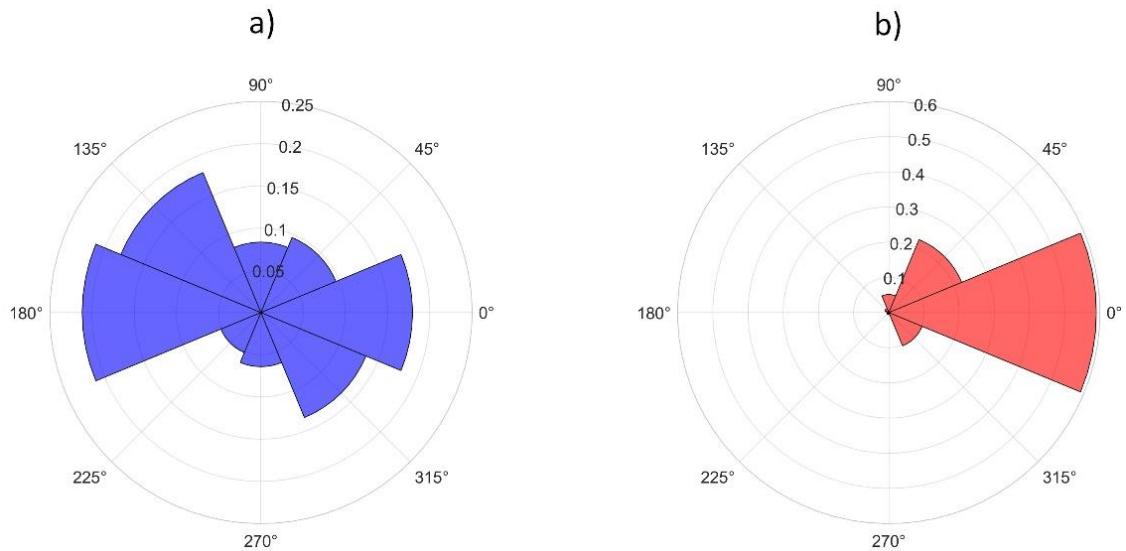


Figura 4.18. Distribuciones de frecuencias, en tanto por uno, de las direcciones de inclinación de las facetas que dan cuenta del error de canteo/referencia teniendo (a) y no teniendo en cuenta (b) los 0,75° de rotación del campo.

Por último, tenemos el error de apunte debido a la torsión de la estructura. Esta torsión surge porque el motor de alabeo tracciona sobre la barra de la estructura del heliostato situada más al sur (aquella en la que está colocado el inclinómetro en la Figura 4.13(b)), y esta barra tiene que transmitirle dicho esfuerzo a la barra situada en el extremo contrario por medio del eje de alabeo. Por lo tanto, debido a una falta de rigidez de la estructura, esta se retuerce en función de la carga gravitatoria, la cual depende del ángulo de alabeo.

La Figura 4.19 muestra las diferencias observadas en 7 heliostatos en las medidas de inclinometría realizadas en ambas barras de la estructura. La diferencia angular representada se corresponde con el ángulo de alabeo medido en la barra situada más al sur menos el ángulo de alabeo medido en la barra opuesta. Se puede observar que los 7 heliostatos analizados tienen un patrón similar, llegando a existir una diferencia angular de 0,2° (3,49 mrad) entre ambas barras entre la elongación mínima ( $\varepsilon = -50^\circ$ ) y máxima ( $\varepsilon = 50^\circ$ ) del motor. Por otro lado, cuando la estructura se encuentra en posición horizontal ( $\varepsilon = 0^\circ$ ), lo que se corresponde con una elongación del motor de alabeo de unos 300 mm aproximadamente, se esperaría que la diferencia angular fuese nula, ya que en esa situación las cargas gravitatorias son simétricas. El hecho de que en algunos de los heliostatos la diferencia angular no sea nula se debe a un error de paralaje entre ambas barras, debido posiblemente a errores de montaje de la estructura.

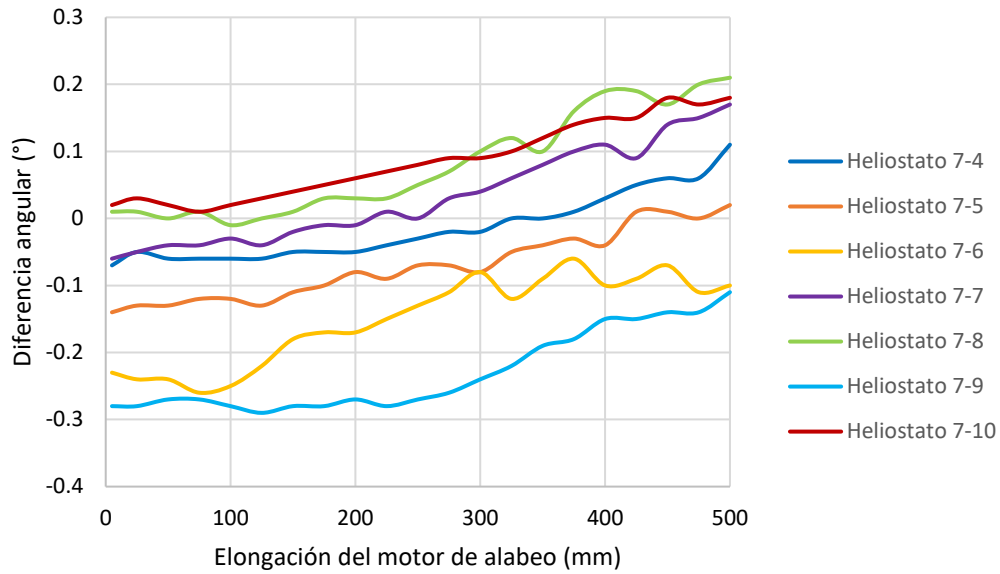


Figura 4.19. Diferencias observadas en las medidas de inclinometría al realizar estas con el inclinómetro en una u otra de las dos barras de la estructura del heliostato.

Aunque la torsión de la estructura pueda detectarse con el inclinómetro, sus efectos en el apunte son muy difíciles de determinar. Además, aunque dichos efectos se pudieran determinar de una forma sencilla, su determinación por medio de las medidas de inclinometría requeriría realizar las medidas en ambas barras, incrementándose considerablemente el tiempo necesario para realizar las medidas. Por este motivo, resulta más práctico caracterizar este efecto por medio del ensayo de deriva.

La Figura 4.20 muestra la diferencia entre el ángulo de alabeo efectivo,  $\varepsilon'$ , y el ángulo de alabeo,  $\varepsilon$ , en función de este último para los mismos 7 heliostatos de la Figura 4.19. Dicha diferencia se obtiene a través del polinomio de 3º grado de la Ecuación 4.21 tras haber obtenido sus coeficientes  $a$ ,  $b$  y  $c$  por medio del ensayo de deriva.

Se observa que, entre la elongación mínima ( $\varepsilon = -50^\circ$ ) y máxima ( $\varepsilon = 50^\circ$ ) del motor, existen diferencias muy superiores a los  $0,2^\circ$  observados con el inclinómetro. La explicación a esto es que, durante las 8 horas que dura el ensayo de deriva, los heliostatos no barren en su totalidad los 510 mm del actuador lineal, sino una longitud bastante inferior. El tramo barrido por cada heliostato dependerá de su posición en el campo. De esta manera, los heliostatos situados más al Este se moverán, aproximadamente, entre la parte media y final del actuador. Por el contrario, los situados más al Oeste se moverán entre la parte inicial y media del actuador. Por lo tanto, las diferencias tan elevadas observadas en la Figura 4.20 son debidas simplemente a que se está extrapolando el polinomio fuera del rango empleado para su obtención.

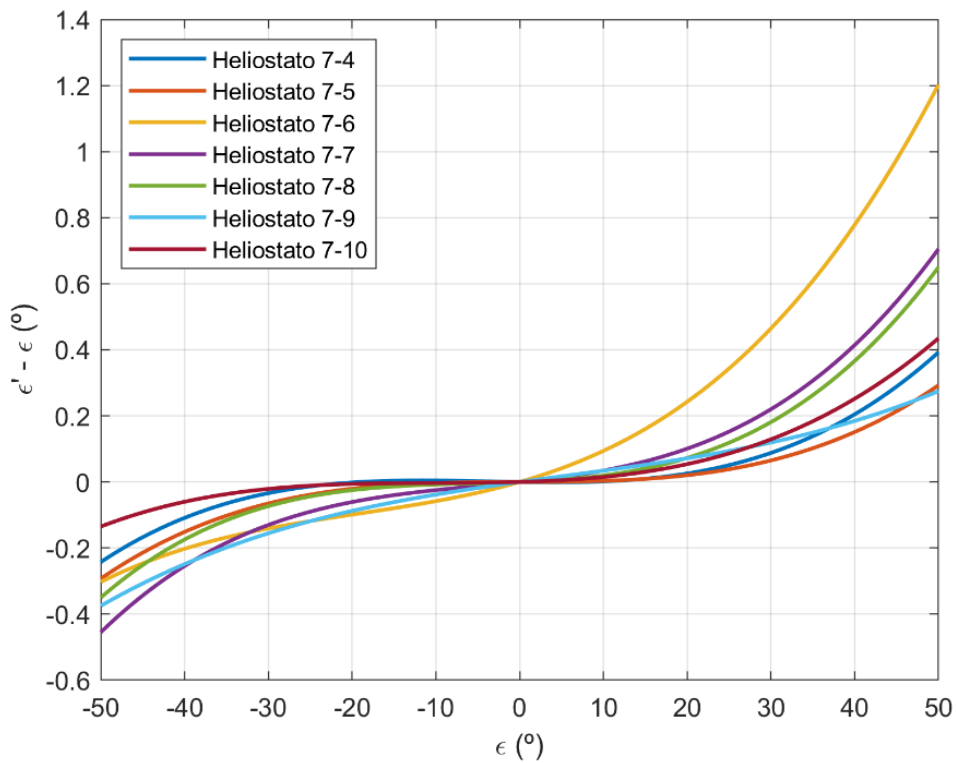


Figura 4.20. Diferencia entre el ángulo de alabeo efectivo,  $\epsilon'$ , y el ángulo de alabeo,  $\epsilon$ , en función de este último para los mismos 7 heliostatos de la Figura 4.19.

Por último, la Figura 4.21 muestra las curvas de deriva de algunos de los heliostatos de la fila 8 teniendo y sin tener en cuenta las desalineaciones de la estructura a la hora de resolver las ecuaciones del seguimiento, es decir, teniendo y sin tener en cuenta la calibración realizada. Se puede observar como el apunte mejora notablemente antes y después de la calibración. Cabe mencionar que las curvas de deriva previas a la calibración fueron centradas en la diana de lo que se muestra en las figuras. Con esto se quiere resaltar que la calibración mejora el apunte mucho más de lo que muestran las figuras.

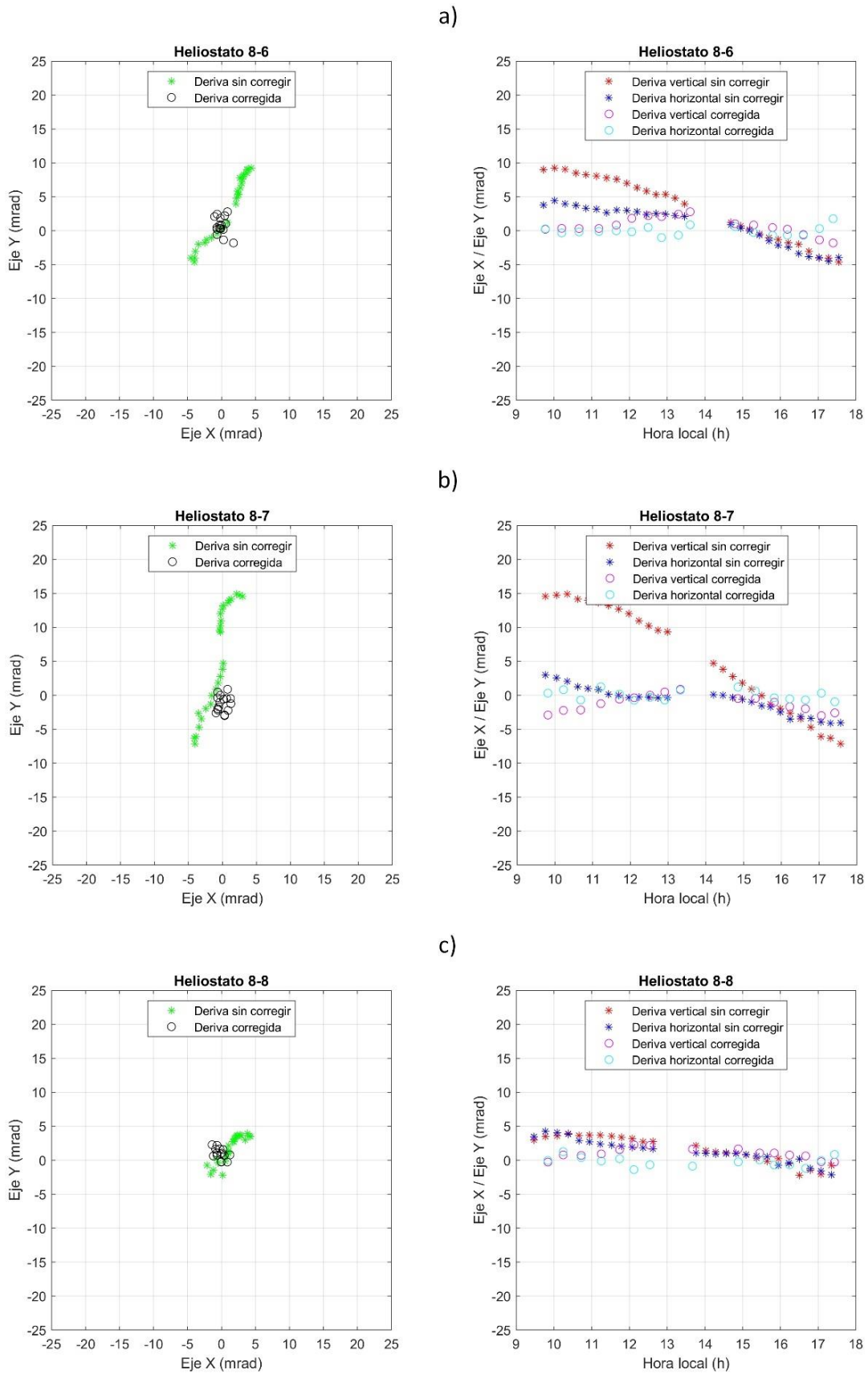


Figura 4.21. Curvas de deriva de los heliostatos (a) 8-6, (b) 8-7, (c) 8-8, (d) 8-9 y (e) 8-10 antes y después de haber corregido la deriva. A la izquierda se muestran las curvas sobre la diana y a la derecha sus componentes horizontal (X) y vertical (Y) en función del tiempo.

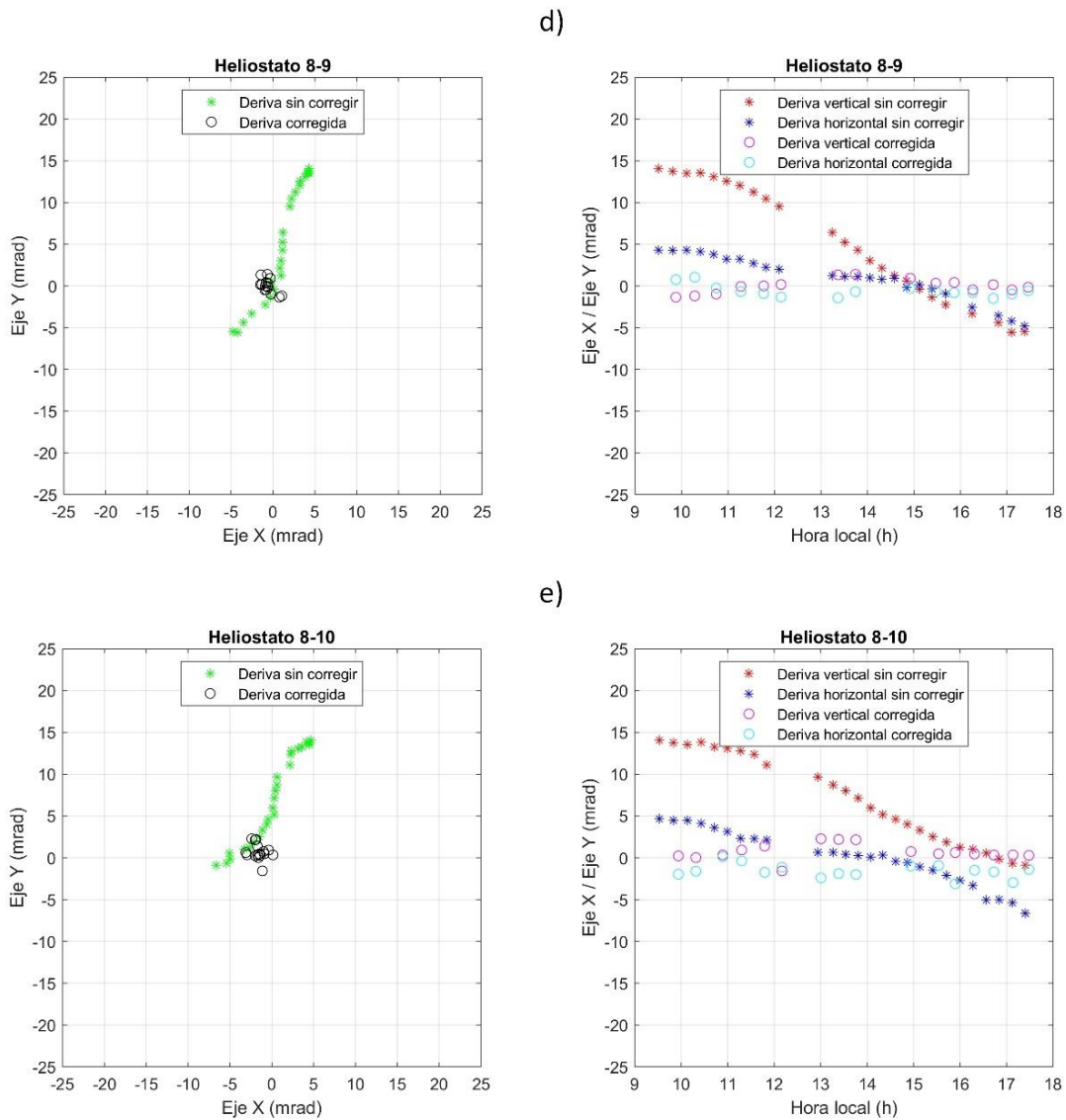


Figura 4.21 (cont.). Curvas de deriva de los heliostatos (a) 8-6, (b) 8-7, (c) 8-8, (d) 8-9 y (e) 8-10 antes y después de haber corregido la deriva. A la izquierda se muestran las curvas sobre la diana y a la derecha sus componentes horizontal (X) y vertical (Y) en función del tiempo.

Con el fin de cuantificar la bondad de la calibración en épocas del año en las que la posición solar varía considerablemente con respecto a la posición solar de la época en la que se calibraron los heliostatos, que fue en enero, se registraron las curvas de deriva de los heliostatos de la fila 8 en el mes de junio. La Tabla 4.3 muestra el valor medio y la desviación estándar del error de apunte de las curvas de deriva de dichos heliostatos. Se puede observar que ambos parámetros son, en general, inferiores en enero que en junio. No obstante, los valores correspondientes a junio siguen siendo muy inferiores a los correspondientes a las curvas de deriva de los heliostatos sin calibrar. Además, dado que las curvas de deriva de los heliostatos sin calibrar fueron centradas en la diana, el valor medio del error de apunte sería bastante superior al mostrado en la tabla. Esto quiere decir que el apunte se corrige sustancialmente en ambas épocas del año, pero dicha corrección es mejor en enero que en junio. Este resultado era

completamente esperable por los motivos explicados en la Sección 4.3.1: cualquier incertidumbre en las desalineaciones determinadas por las medidas de inclinometría o referente a las posiciones de los heliostatos será erróneamente compensada por las desalineaciones determinadas por medio del ensayo de deriva, lo que hará que el apunte empeore cuando la posición solar varíe notablemente.

Tabla 4.3. Valor medio y desviación estándar del error de apunte de las curvas de derivas de los heliostatos de la fila 8 antes y después de la calibración.

Heliostato	Sin calibrar - enero		Calibrados - enero		Calibrados - junio	
	$\mu$ (mrad)	$\sigma$ (mrad)	$\mu$ (mrad)	$\sigma$ (mrad)	$\mu$ (mrad)	$\sigma$ (mrad)
8-1	8,2	1,78	1,35	0,79	2,61	1,41
8-2	6,95	4,42	0,89	0,49	2,44	1,47
8-3	4,81	0,56	1,16	0,71	1,26	1,06
8-4	4,38	2,10	1,34	0,81	3,26	1,29
8-5	5,17	1,10	1,46	0,60	1,59	0,50
8-6	5,72	3,06	1,33	0,88	1,96	1,11
8-7	8,30	4,78	1,61	0,88	2,41	1,49
8-8	2,82	1,62	1,30	0,69	2,48	0,87
8-9	7,42	4,97	1,16	0,42	1,09	0,40
8-10	8,13	4,22	1,99	0,91	3,18	1,71
8-11	3,19	1,88	1,23	0,73	4,37	0,81
8-12	6,87	2,94	1,50	0,67	2,39	0,64
8-13	6,74	1,42	2,39	1,31	3,37	0,57
8-14	7,01	2,33	2,47	0,94	2,91	0,80

### 4.3.3 Conclusiones

Se ha desarrollado una metodología de corrección del apunte consistente en determinar todas las desalineaciones existentes en la estructura de un heliostato. A pesar de tratarse de una ardua tarea, se ha demostrado que es factible, logrando corregir el apunte de los heliostatos de la instalación ACES de manera notable. Por otro lado, cabe remarcar que, aunque esta metodología haya sido desarrollada para heliostatos con sistema de seguimiento basado en movimientos de cabeceo y alabeo, se podría aplicar a cualquier otro tipo de heliostato realizando las modificaciones correspondientes en base a su sistema de seguimiento.

La determinación de las desalineaciones se basa en la realización conjunta de medidas de inclinometría y de ensayos de deriva. Estos últimos requieren que los valores de las desalineaciones determinadas por medio de las medidas de inclinometría sean lo más precisos

posibles. Lo mismo aplica a las posiciones de cada heliostato en el campo, que deben conocerse de manera exacta. De lo contrario, las incertidumbres asociadas a dichos parámetros influirán en los resultados del ensayo de deriva, llevando a una errónea determinación de las desalineaciones determinadas por medio de dicho ensayo. Esto se traduce en, tal y como ya se ha explicado, una mala corrección del apunte en épocas del año en las que la posición solar varíe notablemente con respecto a la época del año en la que se ha realizado la calibración.

Los resultados obtenidos muestran que, efectivamente, el apunte se corrige más satisfactoriamente en la época en la que se ha realizado la calibración. Este efecto se achaca principalmente a la precisión de las medidas de inclinometría (0,7 mrad), por lo que podría mitigarse mediante el empleo de un inclinómetro de mayor precisión. No obstante, dado que toda medida experimental, sea del tipo que sea, adolece de cierta incertidumbre, este efecto va a estar siempre presente. La única manera de erradicarlo sería realizar los ensayos de deriva en ambos solsticios y obtener las correspondientes desalineaciones a partir de ambos ensayos, lo que proporcionaría una corrección del apunte mucho más homogénea a lo largo de todo el año.

## 4.4 Conclusiones

Se ha corregido el apunte de los heliostatos de la instalación ACES con dos metodologías distintas: una consistente en determinar las correcciones dependientes del tiempo que deben ser aplicadas a los motores, y otra consistente en determinar las desalineaciones de la estructura del heliostato. La primera se trata de una metodología clásica ampliamente utilizada, la cual corrige los errores de apunte sin conocer su origen, mientras que la segunda determina dicho origen para corregirlos. Esta segunda metodología se trata de una forma novedosa de calibrar un campo de heliostatos, cuyo desarrollo ha sido posible gracias al análisis llevado a cabo en el capítulo anterior sobre todas las posibles causas de deriva.

Una ventaja que presentan ambas metodologías es que pueden ser aplicadas durante la operación rutinaria del campo de heliostatos, ya que los ensayos de deriva pueden realizarse desenfocando momentáneamente del receptor el heliostato a calibrar para después enfocarle sobre el blanco Lambertiano situado en la torre, obtener su imagen, y volverle a enfocar sobre el receptor. En cuanto a las medidas de inclinometría, estas pueden realizarse de noche, no perturbándose en absoluto la operación del campo.

## Referencias

Arqueros, F. J. A. V. A., Jiménez, A., Valverde, A. (2003). A novel procedure for the optical characterization of solar concentrators. *Solar energy*, 75(2), 135-142.

Bern, G., Schöttl, P., Heimsath, A., Nitz, P. (2017, June). Novel imaging closed loop control strategy for heliostats. In *AIP Conference Proceedings* (Vol. 1850, No. 1, p. 030005). AIP Publishing LLC.

Bezares del Cueto, J.L., Safar Sideq, M., Núñez Clemente, D., Bezares del Cueto, J., 2017. Method and system for calibration of a plant of heliostat in a thermal solar concentration plant. Patent number: ES2595637B1.

Dabrowski, J., Göttsche, J., Dr., Nettelroth, V., Sauerborn, M. Dr., 2014. Method for position and orientation determination of heliostat having mirror face, involves irradiating mirror face of heliostat with laser beam having predetermined wavelength. Patent number: DE 10 2013 207 022 B3.

Escobar-Toledo, M., Arancibia-Bulnes, C. A., Iriarte-Cornejo, C., Waissman, J., Riveros-Rosas, D., Cabanillas, R. E., Estrada, C. A. (2014). Heliostat image drift behavior for different error sources. *Journal of Renewable and Sustainable Energy*, 6(2), 023117.

Fairman, P., Farrant, D., Connor, P. (2019, July). Closed loop optical tracking of heliostats. In *AIP Conference Proceedings* (Vol. 2126, No. 1, p. 030021). AIP Publishing LLC.

Flesch, R., Belhomme, B., Ahlbrink, N. and Pitz-Paal, R., 2012. Automatic Determination of Heliostat Orientation Using an Auxiliary Mirror. In: *SolarPACES 2012*.

Gross, W., 2016. Closed loop tracking system using signal beam. Patent number: US 9,523,759 B2.

Hickerson, K., Reznik, D., 2012. Heliostat with integrated image-based tracking controller. Patent number: US 8,153,945 B2.

Hines, B.E., Johnson, R.L., 2014. Apparatus and method for pointing light sources. Patent number: US20140110560 A1.

Hines, 2016. Heliostat characterization using starlight. Patent number: WO2016205612A1.

Koningstein, R., Fitch, J. S., Ricket, D. J., Mo, V., 2012. Heliostat control scheme using cameras. Patent number: US 2012/0174909 A.

Kribus, A., Vishnevetsky, I., Yogev, A., Rubinov, T. (2004). Closed loop control of heliostats. *Energy*, 29(5-6), 905-913.

Pfahl, A., Buck, R., Rehschuh, K. 2009. Method for controlling the alignment of a heliostat with respect to a receiver, heliostat device and solar power plant. Patent No.: US 8,651,100 B2.

Prahl, C, Röger, M., Kiewitt, W., 2009. Advances in optical measurement techniques for solar concentrators. In: SolarPACES 2009, September 15-18, Berlin, Germany, 2009, ISBN 978-3-00-028755-8.

Prahl, C., Göhring, F., Röger, M., Hilgert, C., Ulmer, S., 2015. Verfahren zur Vermessung von Heliostaten. Patent DE 10 2015 217 086 B4. Procedimiento para la medición de heliostatos, Patent number: ES000002604554B2.

Röger, M., Prahl, C., Ulmer, S. (2010). Heliostat shape and orientation by edge detection. Journal of solar energy engineering, 132(2).

Sauerborn, M., Klimek, J., Hoffschmidt, B., Sieger, S., Biegel, G., Essen, H., Gottsche, J., Hilger, P. 2012. Determination of heliostat mirror orientation by radar technology. In: SolarPACES 2012, Marrakesh, September 11-14.

Sauerborn, M., Götsche, J., Hoffschmidt, B., 2013. Machbarkeitsstudie zur Entwicklung einer radargestützten Positionsregelung von Heliostatenfeldern für Solarturmkraftwerke (HelioScan). Schlussbericht, TIB Hannover.

Solidworks. [www.solidworks.com](http://www.solidworks.com)

Swart, B. D. (2017). A method for accurate measurement of heliostat mirror orientation (Doctoral dissertation, Stellenbosch: Stellenbosch University).

Stone, K.W., 1986. Automatic heliostat track alignment method. Patent number 4,564, 275 issued 1986.

Thelen, M., Raeder, C., Willsch, C., Dibowski, G. (2017, June). A high-resolution optical measurement system for rapid acquisition of radiation flux density maps. In AIP Conference Proceedings (Vol. 1850, No. 1, p. 150005). AIP Publishing LLC.

van den Donker, P., Rosinga, G., van Voorthuysen, E. D. M. (2016, May). Reducing heliostat field costs by direct measurement and control of the mirror orientation. In AIP Conference Proceedings (Vol. 1734, No. 1, p. 020025). AIP Publishing LLC.

Yogev, A., Krupkin, V. 1999. Control of a heliostat field in a solar energy plant. US Patent Number: 5,862,799. Patent issue date: 26 January 1999.

Zavodny, M., Slack, M., Huibregtse, R., Sonn, A. (2015). Tower-based CSP artificial light calibration system. Energy Procedia, 69, 1488-1497.

## **5. Caracterización óptica**

## Nomenclatura

$d$ , distancia heliostato-diana

$f$ , distancia focal

$I$ , flujo

$\bar{I}$ , flujo medio

$l_e$ , longitud del lado de los elementos de la malla de la superficie reflexiva

$l_t$ , longitud del lado de los elementos de la malla de la diana

$m_{max}$ , número máximo de iteraciones- $m$  antes de aplicar el suavizado

$M$ , matriz de rotación

$\vec{n}$ , vector normal

$N_e$ , número de elementos de la malla de la superficie reflexiva

$N_t$ , número de elementos de la malla de la diana

$N_{ma,x}$ , número de elementos en la dirección X alrededor de un elemento dado para calcular la media local de la desviación de la pendiente

$N_{ma,y}$ , número de elementos en la dirección Y alrededor de un elemento dado para calcular la media local de la desviación de la pendiente

$r$ , coeficiente de correlación de Pearson

$R$ , radio

RMS, valor cuadrático medio

ARS, algoritmo de reconstrucción de superficies

## Letras griegas

$\delta$ , ángulo que son desviados los vectores normales al buscar la máxima correlación entre los mapas de flujo numéricos y el de referencia

$\delta_{sun}$ , mitad del ángulo subtendido por el disco solar visto desde la Tierra

$\rho_e$ , número de elementos por unidad de área del heliostato

$\rho_t$ , número de elementos por unidad de área de la diana

$\sigma_{ref}$ , desviación estándar del mapa de flujo de referencia

$\sigma_{num}$ , desviación estándar del mapa de flujo numérico

$\sigma_{ref,num}$ , covarianza entre el mapa de flujo de referencia y el numérico

## 5.1 Introducción

Otro factor que afecta a la eficiencia óptica de las centrales solares termoelectricas es la calidad óptica de los concentradores solares, la cual viene determinada por el error óptico de estos. Los errores ópticos conducen a cambios drásticos en la distribución de flujo sobre el receptor, debido principalmente al aumento de las pérdidas por desbordamiento. El error óptico puede expresarse como la suma de varios términos, a saber: el error de especularidad, de pendiente y de canteo (Lovegrove y Stein, 2012, Vant-Hull *et al.*, 1991). El error de especularidad, también conocido como error de rugosidad, está causado por rugosidades submicrométricas de la superficie reflectante. El error de pendiente caracteriza las desviaciones de la forma del concentrador con respecto a su forma ideal, mientras que el error de canteo da cuenta de las desalineaciones de las facetas. En los concentradores formados por espejos de segunda superficie, como es el caso de los heliostatos, los dos últimos errores son los más relevantes, ya que el error de especularidad es insignificante en comparación con estos (Arancibia-Bulnes *et al.*, 2017).

Existen varios métodos para determinar los errores ópticos de los concentradores solares. En Arancibia-Bulnes *et al.* (2017), los autores realizaron una revisión exhaustiva y detallada de todos los métodos existentes y los clasificaron en varias familias según su naturaleza, discutiendo sobre la precisión de cada una de ellos. En Xiao *et al.* (2012) se realizó una revisión similar, pero centrándose sólo en los métodos empleados para medir la forma del concentrador. En dicho trabajo se describen las principales ventajas y desventajas de las tres técnicas más comunes empleadas en CSP: Video Scanning Hartmann Optical Test (VSHOT) (Wendelin *et al.*, 2006, Gray *et al.*, 2010), fotogrametría (Shortis y Johnston, 1996, Pottler *et al.*, 2005, Röger *et al.*, 2010, Bonanos *et al.*, 2019) y deflectometría (Andraka *et al.*, 2011, Ulmer *et al.*, 2011, Zhu *et al.*, 2015). De estas tres técnicas la deflectometría es la más prometedora, debido al corto tiempo de medición en comparación con las otras dos. En El Ydrissi *et al.* (2019), los autores realizaron una revisión de los diferentes errores que afectan a los concentradores solares, centrándose en la deflectometría como técnica empleada para determinarlos. Además de estas tres técnicas, otras que permitan medir la forma de un concentrador solar son el escaneo láser (Monterreal *et al.*, 2017, Bonanos *et al.*, 2019) y los ensayos de pantalla nula (Moreno-Oliva *et al.*, 2010).

En este capítulo se muestra un nuevo método que permite medir la forma de un concentrador. De acuerdo con la clasificación realizada en Arancibia-Bulnes *et al.* (2017), este nuevo método se encontraría dentro de la familia "flux mapping", ya que la información sobre la superficie se obtiene a partir de su mapa de flujo. Normalmente, este tipo de métodos tratan de aproximar la forma de la distribución del mapa de flujo, lo cual se realiza mediante simulaciones de trazado de rayos, variando iterativamente el error de pendiente global hasta que los mapas de flujo simulado y de referencia coincidan. El método propuesto funciona de forma similar, pero va un paso más allá y calcula el error de pendiente de cada elemento de una malla bidimensional

asociada a la superficie del heliostato, es decir, reconstruye su superficie, obteniéndose así las deformaciones locales del espejo. Para ello, se modifica iterativamente la orientación de cada elemento de la malla tratando de maximizar el coeficiente de correlación de Pearson entre los mapas de flujo simulados y de referencia.

La estructura de este capítulo es la siguiente. Primero se explica en detalle la forma de reconstruir una superficie a partir de su mapa de flujo con el método desarrollado, así como todos los parámetros que intervienen en él. A continuación, se explica la metodología empleada para validar el método, así como para caracterizar experimentalmente la superficie de algunos de los heliostatos de la instalación ACES. Posteriormente se muestran los resultados obtenidos, y finalmente se muestran las conclusiones más relevantes.

## 5.2 Descripción del método

### 5.2.1 Fundamentos

El objetivo del método desarrollado es determinar la deformación de la superficie de un heliostato instalado y en funcionamiento a partir de una medida de su mapa de flujo. En este método, la superficie reflectante de la faceta está representada por una malla bidimensional cuyos elementos poseen su propia orientación determinada por el vector normal a cada uno de ellos. La orientación de cada vector normal se modifica secuencialmente mediante un algoritmo de reconstrucción de superficies (ARS) hasta que el mapa de flujo simulado proporciona el mapa de flujo experimental dentro de un residuo previamente definido. En este punto, se asume que las deformaciones de la superficie del heliostato calculadas proporcionan una buena representación de las deformaciones reales.

Para el correcto funcionamiento del ARS, deben cumplirse las siguientes condiciones:

- Los vectores solares reflejados en el centro de cada uno de los elementos de la malla deben formar un patrón en la diana que conserve el mismo orden que tienen en la superficie del heliostato. Esta condición implica una correspondencia biunívoca punto a punto entre la superficie reflectante y su imagen reflejada.
- La malla de la diana debe ser lo suficientemente fina para garantizar que la imagen del disco solar reflejada en cada elemento de la malla del espejo cubra varios elementos, es decir, el tamaño de un elemento de la diana debe ser inferior al tamaño del disco solar a la distancia heliostato-diana.
- La malla del espejo debe ser lo suficientemente fina para garantizar que el mapa de flujo simulado es continuo, es decir, que las imágenes del disco solar de elementos adyacentes se superponen en la diana.

La primera condición se cumple colocando la diana lo suficientemente cerca del heliostato, evitando así que los rayos reflejados se crucen antes de alcanzarla, lo que provocaría la ruptura

del orden mencionado. La distancia heliostato-diana que cumple este requisito depende de la distancia focal del espejo y de su grado de deformación. En general, esta distancia debe ser mucho menor que la distancia focal. A su vez, la distancia heliostato-diana empleada impone restricciones a la resolución de las mallas que pueden utilizarse, tal y como se explica en detalle más adelante.

### 5.2.2 Algoritmo de reconstrucción de superficies

La Figura 5.1 muestra el diagrama de flujo del ARS. La superficie reflectante se considera inicialmente un casquete esférico de radio  $R$ , que corresponde con las facetas de los heliostatos. La superficie del heliostato y de la diana se mallan en  $N_e$  y  $N_t$  elementos cuadrados de lados  $l_e$  y  $l_t$ , respectivamente. Para cada elemento  $(i, j)$  de la superficie del espejo se define un vector normal  $\vec{n}_{(i,j),0}^{(0,0)}$ . Después, la orientación de los vectores normales es optimizada secuencialmente en un doble bucle anidado de índices  $s$  y  $m$  para el bucle exterior e interior, respectivamente. Para ello, en cada iteración- $m$  se definen 8 vectores unitarios  $\vec{n}_{(i,j),k}^{(s,m)}$  ( $k = 1, \dots, 8$ ) para cada elemento  $(i, j)$  del espejo modificando el vector  $\vec{n}_{(i,j),0}^{(0,0)}$  tal y como se muestra en la Figura 5.2. Estos vectores vienen dados por:

$$\vec{n}_{(i,j),k}^{(s,m)} = M\left(\vec{n}_{(i,j),0}^{(s,m)}, \varphi_k\right) M(\vec{e}_y, \delta_k) \vec{n}_{(i,j),0}^{(s,m)} \quad (5.1)$$

donde  $M(\vec{u}, \theta)$  denota una matriz de rotación alrededor del eje definido por el vector unitario  $\vec{u}$  con el ángulo de rotación  $\theta$ ,  $\vec{e}_y$  es el vector unitario en la dirección  $Y$ , y los ángulos  $\varphi_k$  y  $\delta_k$  son:

$$\varphi_k = \frac{\pi}{4}(k - 1) \quad k = 1, \dots, 8 \quad (5.2)$$

$$\delta_k = \begin{cases} \delta & \text{si } k \text{ es impar} \\ \sqrt{2}\delta & \text{si } k \text{ es par} \end{cases} \quad (5.3)$$

siendo  $\delta$  el ángulo entre los vectores  $\vec{n}_{(i,j),0}^{(s,m)}$  y  $\vec{n}_{(i,j),k}^{(s,m)}$  con  $k$  impar, es decir,  $\vec{n}_{(i,j),0}^{(s,m)} \cdot \vec{n}_{(i,j),k}^{(s,m)} = \cos\delta$ .

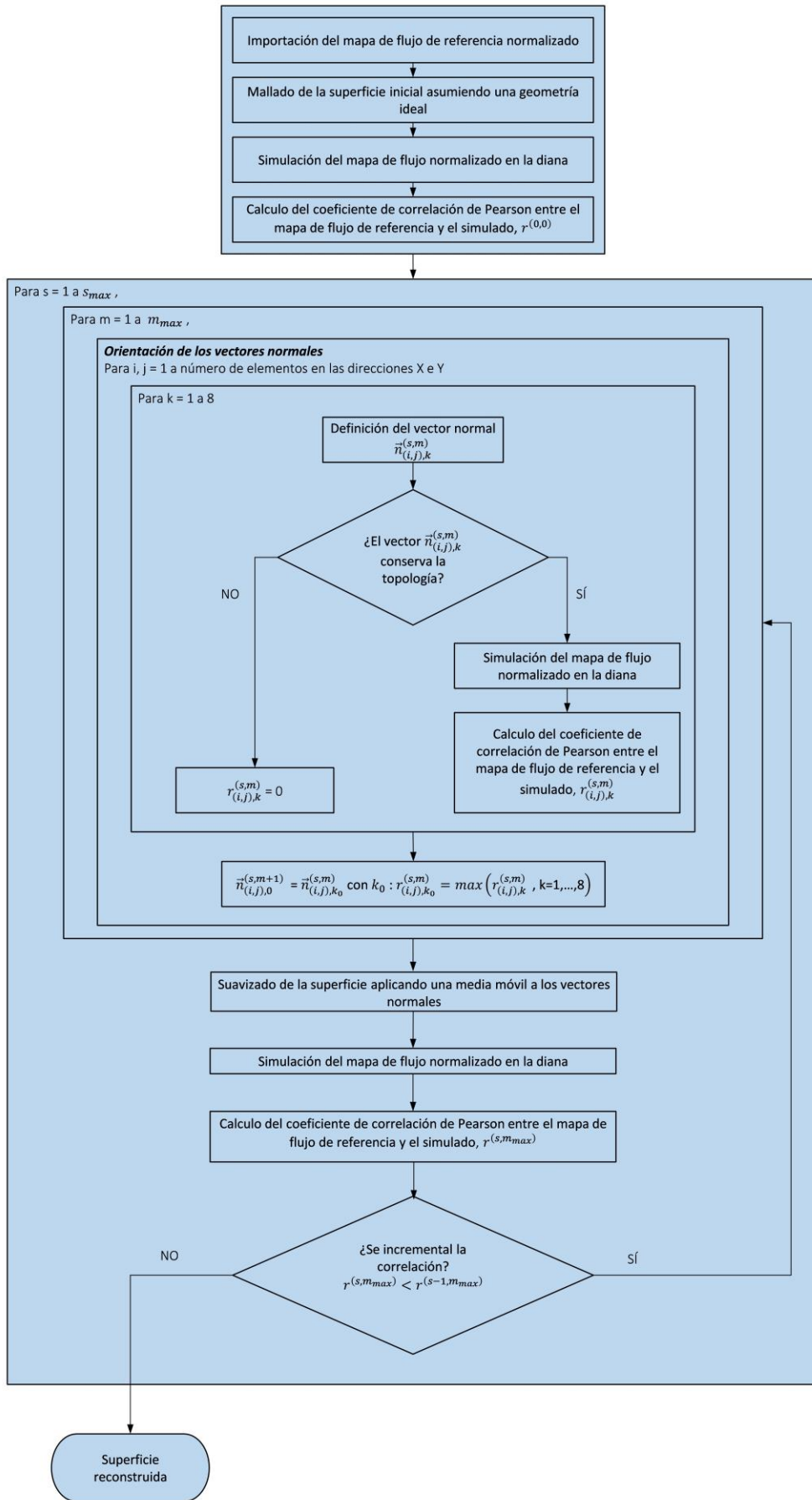


Figura 5.1. Diagrama de flujo del algoritmo de reconstrucción de superficies.

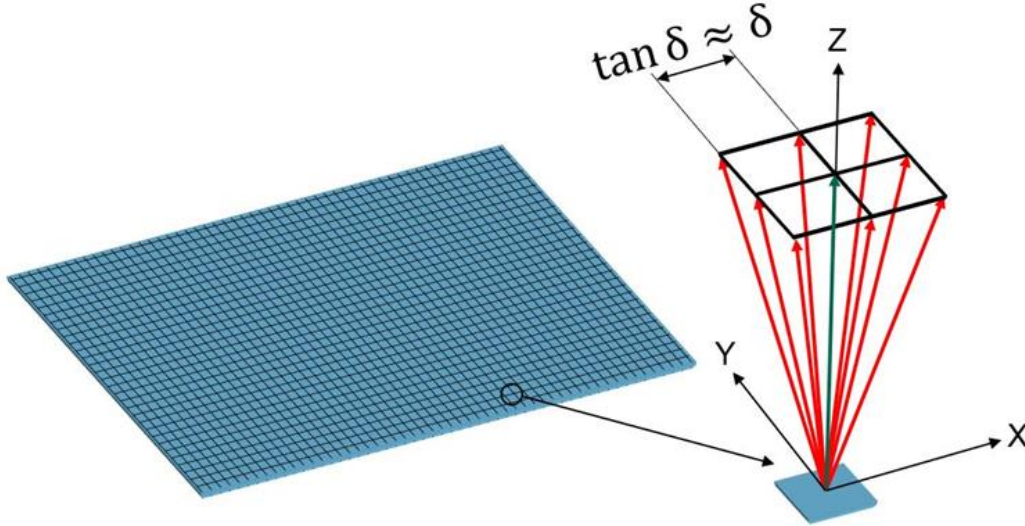


Figura 5.2. Superficie reflectante mallada haciendo zoom en uno de los elementos del mallado y mostrando su vector normal (verde) y los 8 vectores normales desviados (rojos) empleados para buscar la correcta orientación del elemento.

Para cada uno de los 8 vectores se comprueba la invarianza del patrón reflejado descrita en la sección anterior. Dado el vector normal  $\vec{n}_{(i,j),k}^{(m,s)}$  y los vectores normales de los elementos vecinos  $\vec{n}_{(i+p,j+q),0}^{(s,m)}$  con  $p = -1, 0, 1$  y  $q = -1, 0, 1$ , excepto  $p = q = 0$ , el orden de las intersecciones con la diana del vector solar reflejado en el elemento  $(i, j)$  y en los elementos vecinos debe conservarse. La Figura 5.3 muestra cómo se comprueba dicha invarianza. Para los vectores que cumplan dicho requisito se simulan los correspondientes mapas de flujo y se calculan los coeficientes de correlación de Pearson,  $r_{(i,j),k}^{(s,m)}$  entre ellos y el mapa de flujo de referencia. Este parámetro estadístico se calcula de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$r = \frac{\sigma_{ref,num}}{\sigma_{ref}\sigma_{num}} = \frac{\sum_{n=1}^{N_t} (I_{ref,n} - \bar{I}_{ref})(I_{num,n} - \bar{I}_{num})}{\sqrt{\sum_{n=1}^{N_t} (I_{ref,n} - \bar{I}_{ref})^2} \sqrt{\sum_{n=1}^{N_t} (I_{num,n} - \bar{I}_{num})^2}} \quad (5.4)$$

donde  $\sigma_{ref,num}$  es la covarianza entre el mapa de flujo de referencia y el numérico,  $\sigma_{ref}$  y  $\sigma_{num}$  son sus desviaciones estándar,  $N_t$  es el número de elementos de las matrices asociadas a los mapas de flujo,  $I$  es el flujo de cada elemento de las matrices e  $\bar{I}$  es el flujo medio del mapa. Como el ARS solo se centra en las variaciones espaciales del mapa de flujo y no requiere información sobre el valor absoluto del flujo, ambos mapas de flujo se normalizan antes de compararlos. Una vez hecha la comparación, el vector normal que produzca la mayor correlación se almacena como el vector normal del elemento  $(i, j)$  para la siguiente iteración- $m$ ,  $\vec{n}_{(i,j),0}^{(s,m+1)}$ . Este bucle se repite durante un número máximo de iteraciones  $m_{max}$ .

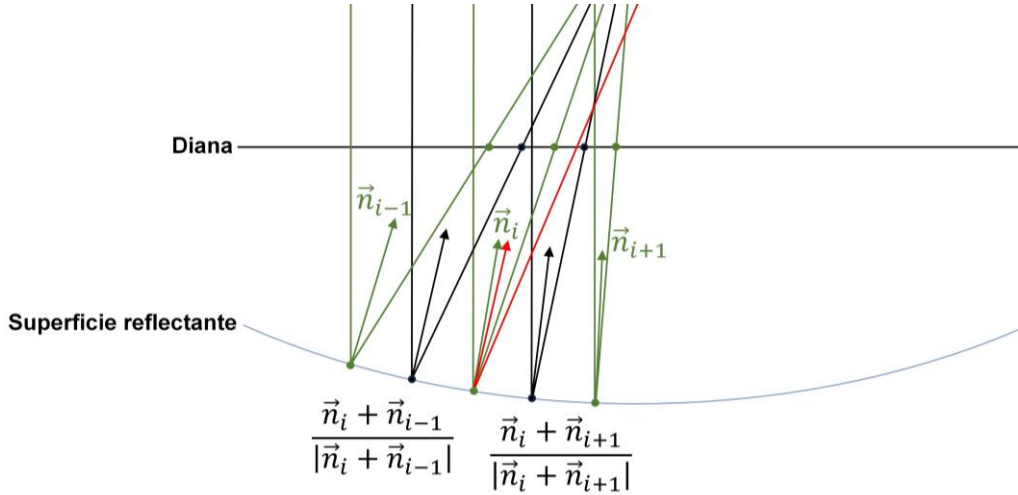


Figura 5.3. Diagrama que muestra cómo se comprueba la invariancia del patrón reflejado en 1D para el vector normal  $\vec{n}_i$  (en 2D el procedimiento sería similar, pero teniendo en cuenta los ocho elementos vecinos). Los vectores normales intermedios entre  $\vec{n}_i$  y  $\vec{n}_{i\pm 1}$  (vectores negros) se calculan por interpolación. El vector normal  $\vec{n}_i$  desviado (vector rojo) satisface el criterio, ya que su vector solar reflejado intercepta a la diana entre las intersecciones de los vectores solares reflejados correspondientes a los vectores normales intermedios (puntos negros), lo que hace que se conserve el patrón.

Debido a que los elementos de la superficie se orientan en pasos discretos sin aplicar ninguna condición de continuidad entre ellos, algunas soluciones intermedias pueden presentar perfiles de variación de la superficie fuertemente no diferenciables. Para paliar este problema, la superficie se suaviza tras cada iteración  $m_{max}$  aplicando una media móvil a los vectores normales. Por lo tanto,

$$\vec{n}_{(i,j),0}^{(s+1,0)} = \frac{\sum_{i=-N_{ma,x}}^{N_{ma,x}} \sum_{j=-N_{ma,y}}^{N_{ma,y}} \vec{n}_{(i,j),0}^{(s,m_{max})}}{\left| \sum_{i=-N_{ma,x}}^{N_{ma,x}} \sum_{j=-N_{ma,y}}^{N_{ma,y}} \vec{n}_{(i,j),0}^{(s,m_{max})} \right|} \quad (5.5)$$

siendo  $N_{ma,x}$  y  $N_{ma,y}$  el número de elementos del elemento  $(i, j)$  utilizados en la media móvil en las direcciones X e Y, respectivamente. En el caso de los elementos cercanos al borde de la superficie, los cuales no tienen suficientes elementos de superficie adyacentes para realizar el cálculo de la Ecuación 5.5, se determinan vectores adicionales extrapolando local y linealmente la superficie, tal y como se muestra en la Figura 5.4. De esta forma, la superficie suavizada no está sesgada en los bordes (Stein et al., 2018). El ARS finaliza cuando  $r^{(s,m_{max})} < r^{(s-1,m_{max})}$ , es decir, cuando el coeficiente de correlación de Pearson decrece entre dos iteraciones consecutivas.

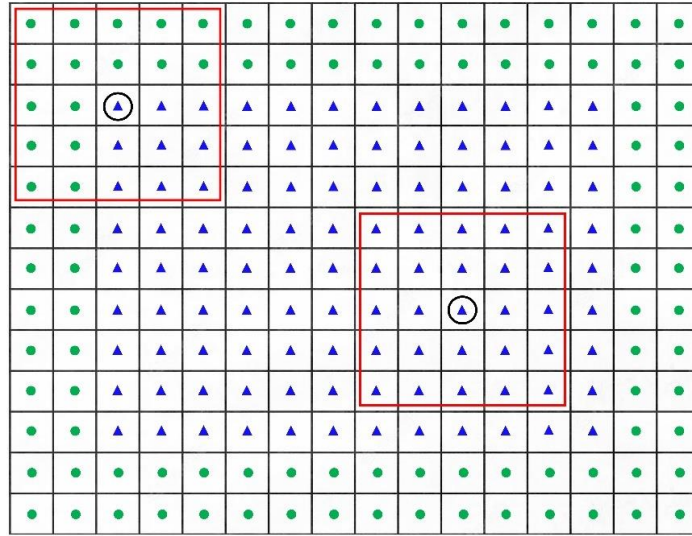


Figura 5.4. Esquema de la superficie reflectante mallada. Los triángulos azules representan elementos dentro de la superficie. Los puntos verdes corresponden a los vectores extrapolados. Los cuadrados rojos identifican los elementos empleados para calcular la media local de los elementos rodeados con un círculo negro.

### 5.2.3 Determinación de los parámetros del ARS

El ángulo  $\delta$  que son desviados los vectores normales y las longitudes de los elementos cuadrados de las mallas,  $l_e$  y  $l_t$ , deben determinarse antes de iniciar el algoritmo y desempeñan un papel importante en su convergencia y en la duración del cálculo. La imagen solar debe distribuirse en varios elementos de la diana a la distancia concentrador-diana. De no ser así, el algoritmo no puede orientar los vectores normales, ya que las nueve imágenes solares obtenidas a partir de las reflexiones de los vectores normales desviados podrían estar contenidas en el mismo elemento de la diana, lo que daría lugar al mismo coeficiente de correlación de Pearson. Así pues, debe cumplirse que

$$l_t \leq d \tan(\delta_{sun}) \approx d\delta_{sun} \quad (5.6)$$

donde  $d$  es la distancia espejo-diana y  $\delta_{sun}$  es la mitad del ángulo subtendido por el disco solar visto desde la Tierra (4,653 mrad). Además,  $l_e$  debe ser lo suficientemente pequeño para garantizar que los mapas de flujo simulados sean continuos, es decir, para que las imágenes solares de elementos adyacentes de la superficie del heliostato se solapen en la diana. Por lo tanto,  $l_e$  depende también de la distancia focal del espejo,  $f$ . Así pues:

$$l_e \leq d \tan(\delta_{sun}) \frac{f}{f-d} \approx d\delta_{sun} \frac{f}{f-d} \quad (5.7)$$

La Figura 5.5 muestra las regiones válidas del parámetro de cada malla en función de la distancia espejo-diana. Todas las distancias han sido divididas por la distancia focal para así mostrar las regiones de validez con carácter general.

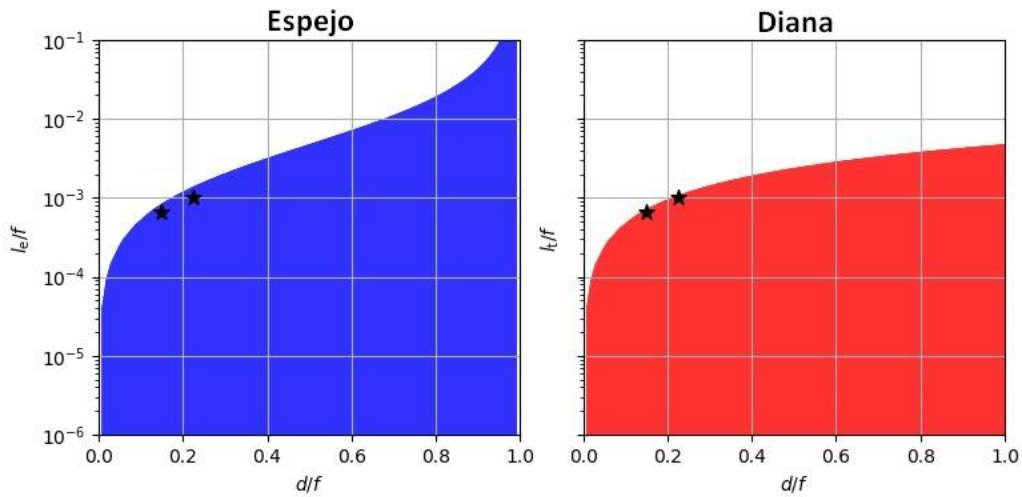


Figura 5.5. Regiones de validez de los parámetros de la malla del espejo y de la diana en función de la distancia espejo-diana. Los parámetros utilizados en los resultados experimentales de la sección siguiente se indican con estrellas negras.

### 5.3 Metodología

#### 5.3.1 Medidas experimentales

La superficie de 9 heliostatos de la instalación ACES ha sido caracterizada con el ARS. Estos 9 heliostatos son el 5-5, 5-6, 6-5, 6-6, 6-7, 10-7, 10-11, 12-6 y 12-9. Los cinco primeros heliostatos tienen una distancia focal nominal de 20 metros, mientras que los otros cuatro tienen una distancia focal nominal de 30 metros. En la Figura 5.6(a) se muestra el plano de la instalación con los nueve heliostatos empleados. La orientación del blanco empleada para la adquisición de los mapas de flujo utilizados para la reconstrucción de las superficies se muestra en la Figura 5.6(b).

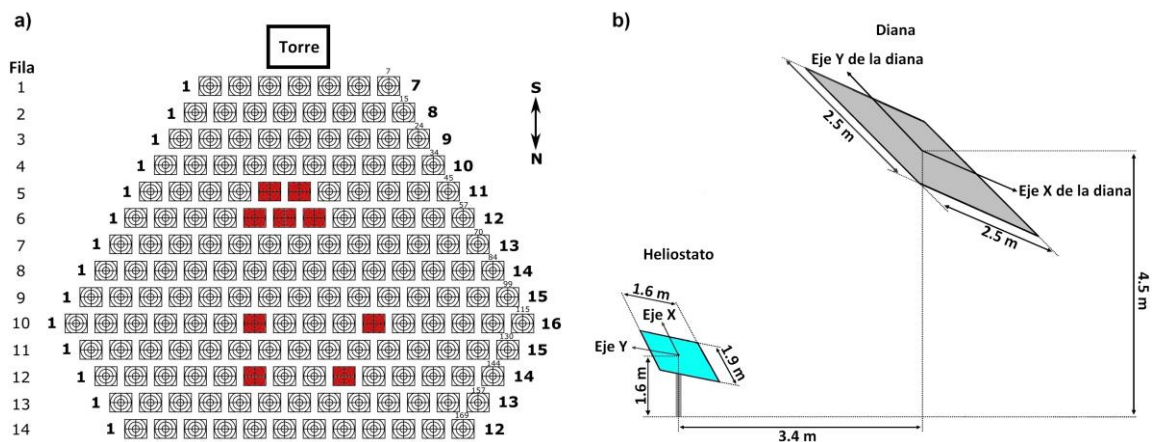


Figura 5.6. a) Distribución de los heliostatos de la instalación ACES mostrando en rojo los nueve heliostatos caracterizados con el ARS. b) Diana empleada para simular los mapas de flujo con los que se reconstruye la superficie. La diana está inclinada 45° con respecto a la vertical.

Los mapas de flujo se adquirieron con una cámara CMOS (Prosilica GT1930L) y un blanco Lambertiano hecho a medida consistente en una superficie blanca de 2,5 m × 2,5 m montada sobre un bastidor metálico de aluminio con ruedas. Esta diana, mostrada en la Figura 5.7, se diseñó específicamente para poder moverse en el estrecho espacio entre filas de heliostatos de la instalación ACES, y la posición de su centro con respecto al centro de la superficie del heliostato es la mostrada en la Figura 5.6(b). Todos los mapas de flujo se adquirieron en verano y cerca del mediodía solar para evitar problemas de bloqueos y sombras.



Figura 5.7. Diana móvil empleada para caracterizar la superficie de los heliostatos de la instalación ACES con el ARS.

### 5.3.2 Aplicación del ARS

Considerando  $d = 4,5 \text{ m}$ , la Ecuación 5.6 indica que  $l_t \lesssim 0,02 \text{ m}$  o, lo que es lo mismo, un número de elementos por unidad de superficie de la diana  $\rho_t \gtrsim 0,25 \text{ elementos/cm}^2$ . En cuanto a  $l_e$ , se considera  $l_e = l_t$  para así poder considerar cualquier distancia focal y cualquier distancia heliostato-diana, tal y como establecen las Ecuaciones 5.6 y 5.7. De acuerdo con [Iriarte-Cornejo et al. \(2018\)](#), y tal y como se vio en el capítulo 2, este valor es lo suficientemente pequeño para obtener una caracterización precisa de la superficie de un heliostato. En cuanto a  $\delta$ , esta se fijó en  $\delta = 0,005 \text{ mrad} \approx 0,001\delta_{sun}$ , para así garantizar la invariancia del patrón reflejado y una convergencia suave. Todos los parámetros utilizados en esta campaña experimental relacionados con la aplicación del ARS se resumen en la Tabla 5.1.

Los mapas de flujo generados durante el proceso de reconstrucción se simularon empleando el programa de trazado de rayos desarrollado en Matlab® (Gonzalo *et al.*, 2019). La distribución de forma solar empleada es la distribución *limb-darkened*. Las reconstrucciones se realizaron en un único ordenador con dos CPUs (Intel Xeon Gold 5218R - 20 núcleos a 2,1 GHz). Como el código del ARS está paralelizado, se emplearon los 40 núcleos, lo que acorta sustancialmente el tiempo de cálculo. El número de rayos trazados por elemento de la superficie fue de 40 000. Tal cantidad de rayos garantiza que las simulaciones sean deterministas, por lo que el error estadístico es lo suficientemente pequeño como para garantizar que no afecta al algoritmo de reconstrucción.

Tabla 5.1. Valores de los parámetros del ARS empleados para reconstruir la superficie de los 9 heliostatos.

Parámetro	Descripción	Valor
$\rho_t$	Número de elementos por unidad de área de la diana	0,25 elementos/cm <sup>2</sup>
$\rho_e$	Número de elementos por unidad de área del heliostato	0,25 elementos/cm <sup>2</sup>
$d$	Distancia entre el heliostato y la diana	4,5 m
$\delta$	Ángulo que son desviados los vectores normales al buscar la máxima correlación entre los mapas de flujo numéricos y el de referencia	0,005 mrad
$m_{max}$	Número máximo de iteraciones- $m$ antes de suavizar la superficie	400
$N_{ma,x}$	Número de elementos en la dirección X alrededor de un elemento dado para calcular la media local de la desviación de la pendiente	2
$N_{ma,y}$	Número de elementos en la dirección Y alrededor de un elemento dado para calcular la media local de la desviación de la pendiente	2

### 5.3.3 Validación del ARS

A efectos de validar el método desarrollado, el ARS se ha aplicado tanto a mapas de flujo experimentales como a mapas de flujo sintéticos de los mismos 9 heliostatos. Estos mapas de flujo sintéticos han sido generados por trazado de rayos teniendo en cuenta la superficie real de los heliostatos previamente medida por deflectometría. El uso de mapas de flujo sintéticos permite analizar la eficacia del ARS evitando cualquier tipo de incertidumbre causada por la experimentación, lo que permite determinar la incertidumbre del propio ARS con mayor exactitud. Todos los mapas de flujo sintéticos se simularon en el mediodía solar del solsticio de verano para así evitar los bloqueos y las sombras de los heliostatos colindantes.

## 5.4 Resultados

### 5.4.1 Validación del ARS con mapas de flujo sintéticos

La Figura 5.8 muestra la superficie obtenida por deflectometría y la reconstruida con el ARS del heliostato 6-5. Estas imágenes muestran las desviaciones de la pendiente con respecto a la superficie ideal (forma esférica) en las direcciones X e Y, correspondientes a los lados largo (1,9 m) y corto (1,6 m) de la faceta, respectivamente. Se observa que ambas son muy similares. Cabe señalar que los resultados del ARS tienen una menor resolución ( $l_e = 0,02$  m) que los obtenidos mediante deflectometría ( $l_e = 0,0025$  m), de ahí que la superficie obtenida con el ARS se vea más pixelada y con un contorno blanco alrededor de la misma.

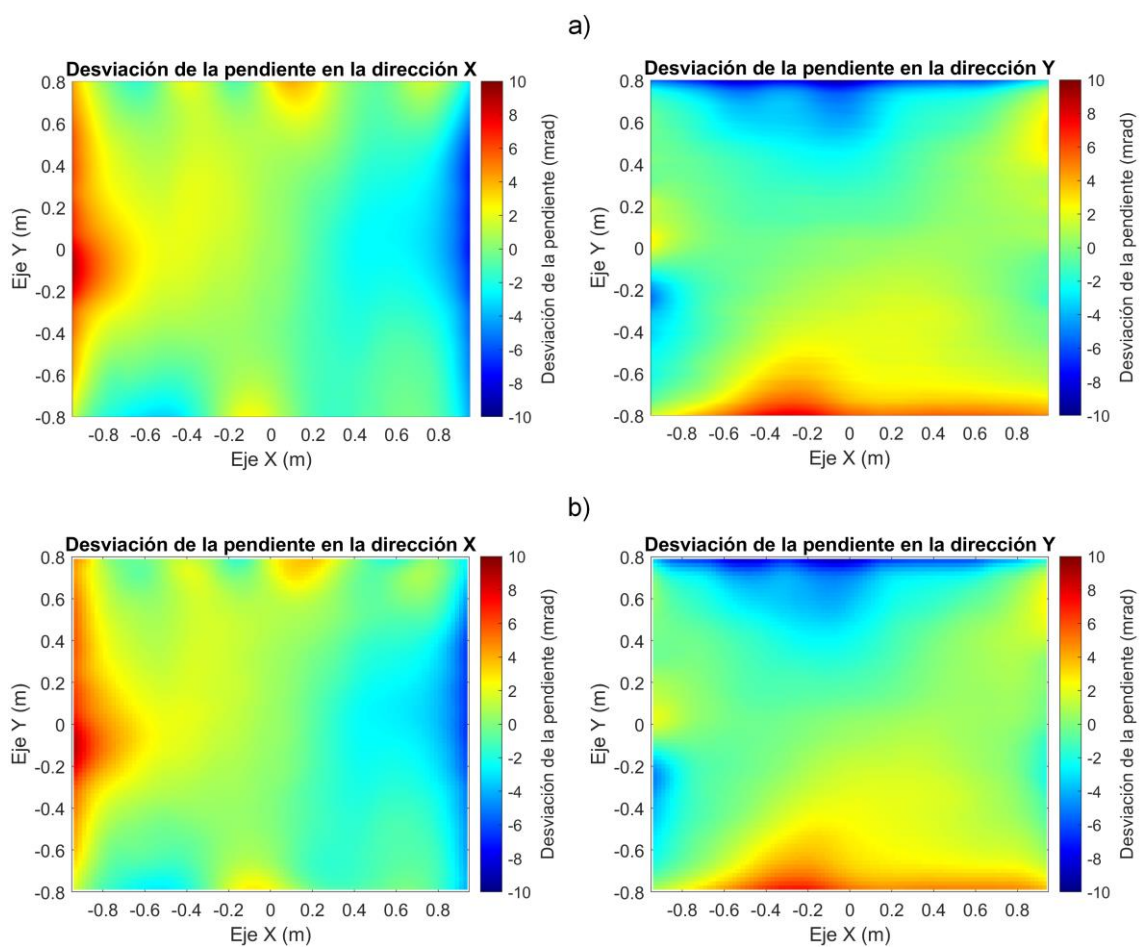


Figura 5.8. a) Superficie del heliostato 6-5 determinada con deflectometría. b) Superficie reconstruida. (Los valores positivos indican que el vector normal está inclinado en el sentido negativo).

Para una mejor comparación de las superficies obtenidas con ambas técnicas, resulta más práctico restar una a la otra. Dicha resta se corresponde, además, con la incertidumbre del ARS en cada elemento de la superficie. La Figura 5.9 muestra dicha diferencia, la cual es de alrededor  $\pm 0,5$  mrad en la parte interior de la faceta y alcanza casi  $\pm 2$  mrad en algunas zonas de los bordes. Las mayores diferencias se encuentran en la parte superior e inferior de la faceta para la dirección X, y en la parte izquierda y derecha para la dirección Y. Esto podría deberse, muy posiblemente, a que el gradiente de flujo de la distribución de irradiancia empleada para reconstruir la superficie es mucho menor en la dirección X (Y) que en la dirección Y (X) en los bordes superior/inferior (izquierdo/derecho). Por lo tanto, la sensibilidad para orientar los vectores normales de cada elemento de la superficie es mucho menor a lo largo de la dirección X (Y) para los bordes superior/inferior (izquierda/derecha). En cuanto al resto de heliostatos, se observan diferencias de la misma magnitud y que siguen el mismo patrón.

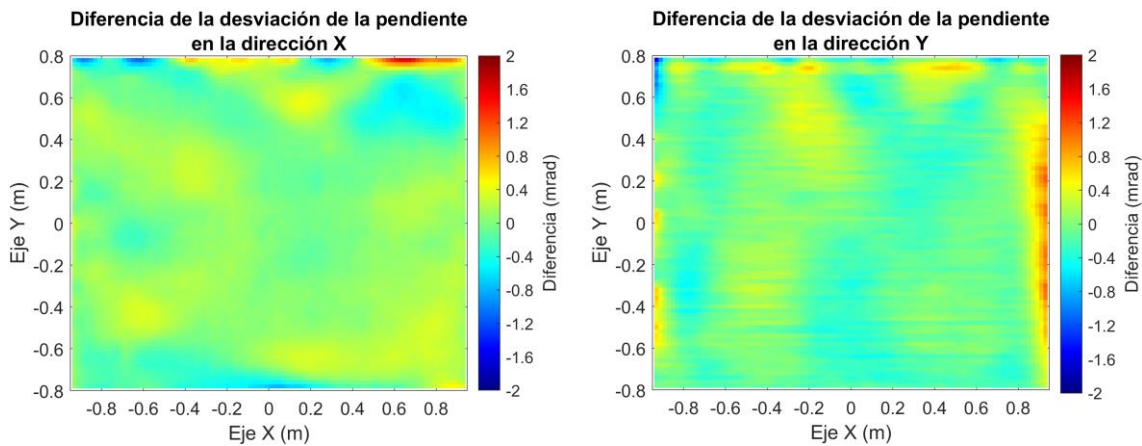


Figura 5.9. Diferencia de la desviación de la pendiente entre la superficie medida con deflectometría y la reconstruida del heliostato 6-5.

La Tabla 5.2 muestra el valor cuadrático medio (RMS X y RMS Y) de la desviación de la pendiente de la superficie reconstruida y de la medida con deflectometría de los nueve heliostatos, así como el RMS de la diferencia entre ambas (RMS  $\Delta X$  y RMS  $\Delta Y$ ), el cual representa la incertidumbre global del ARS. La Tabla 5.2 también muestra las distancias focales de los 9 heliostatos, las cuales han sido calculadas como la mitad de la distancia entre la faceta y un plano perpendicular al eje óptico de esta donde todos sus vectores normales intersecan a dicho plano a la menor distancia posible del eje óptico. La incertidumbre global está alrededor de 0,2-0,3 mrad, que es mucho menor que la de la fotogrametría (0,5-1,0 mrad) y ligeramente mayor que la de la deflectometría ( $< 0,2$  mrad) (Arancibia-Bulnes *et al.*, 2017), dos de las técnicas más utilizadas para caracterizar heliostatos. En cuanto a las distancias focales, estas son en torno a un 5-10 % mayores que las nominales (20 o 30 metros). Esto se debe a que las facetas, debido a su rigidez, se oponen a adquirir la curvatura del bastidor en la que están fijadas, por lo que sus distancias focales reales son ligeramente mayores. Este efecto es más notable en los heliostatos

con 20 metros de distancia focal, los cuales muestran además una mayor desviación de la pendiente debido a la mayor tensión mecánica inducida al deformarse el vidrio, tal y como se muestra en la Tabla 5.2. Esta mayor desviación también puede observarse comparando las superficies de los 5 heliostatos con 20 m de distancia focal con las superficies de los 4 heliostatos con 30 m de distancia focal, las cuales se muestran en el anexo.

Tabla 5.2. Valores del RMS de la desviación de la pendiente y de las distancias focales de los 9 heliostatos correspondientes a la superficie medida por deflectometría y a la reconstruida. Se muestran también los valores del RMS de la diferencia entre ambas superficies, los cuales representan la incertidumbre global del ARS.

Heliostato	Superficie medida con deflectometría			Superficie reconstruida				
	Focal (m)	RMS X (mrad)	RMS Y (mrad)	Focal (m)	RMS X (mrad)	RMS ΔX (mrad)	RMS Y (mrad)	RMS ΔY (mrad)
5-5	22,32	2,76	2,67	22,37	2,82	0,29	2,66	0,30
5-6	22,02	1,77	2,21	22,09	1,77	0,27	2,28	0,25
6-5	22,65	2,17	2,22	22,73	2,19	0,21	2,26	0,24
6-6	21,46	2,43	2,93	21,52	2,32	0,29	3,05	0,35
6-7	22,37	2,12	1,87	22,43	2,13	0,20	1,90	0,21
10-7	32,28	0,82	1,49	32,34	0,82	0,22	1,51	0,24
10-11	31,22	0,61	1,10	31,32	0,58	0,14	1,10	0,17
12-6	34,62	1,61	1,67	34,61	1,62	0,22	1,57	0,28
12-9	30,62	0,95	1,17	30,67	0,89	0,23	1,24	0,29

La Figura 5.10 muestra la eficacia del método de reconstrucción en función de la distancia heliostato-diana para el heliostato 6-5. La figura de mérito para cuantificar la eficacia es el RMS de la diferencia de la desviación de la pendiente para las direcciones X e Y entre la deflectometría y el método descrito. La desviación más baja se da a una distancia comprendida entre 4 y 5 m, la cual se corresponde con el mejor rendimiento del método de reconstrucción. Una distancia más corta da lugar a mapas de flujo discontinuos, ya que el solapamiento entre las imágenes solares procedentes de elementos adyacentes de la superficie del heliostato es pequeño o incluso nulo, tal y como se muestra en la Figura 5.11 para  $d = 2$  metros. Además, la imagen del disco solar podría estar contenida en un solo elemento de la diana. Por lo tanto, distancias más cortas requieren un mallado más fino tanto de la faceta como de la diana para converger a la forma real. Por otro lado, una mayor distancia entre el heliostato y la diana hace que no se cumpla la hipótesis inicial de correspondencia biunívoca entre puntos del espejo y de la diana. Para identificar el origen y el progreso de la divergencia en función de la distancia, la Figura 5.12 muestra el mapa de rayos incidentes sobre la diana correspondientes a los rayos reflejados en

el centro de cada elemento de la faceta procedentes del centro del disco solar para las superficies reconstruidas del heliostato 6-5 a 6, 7 y 8 metros de distancia. La cuadrícula formada por la unión de las intersecciones con el blanco de los vectores solares reflejados contiene zonas de alta densidad, las cuales tienden a estar situadas cerca del perímetro de la imagen y están causadas por una mayor desviación de la pendiente en los bordes del espejo. Estas zonas de alta densidad plantean problemas al algoritmo de reconstrucción al no cumplirse la correspondencia biunívoca, por lo que dan lugar a reconstrucciones con mayores incertidumbres.

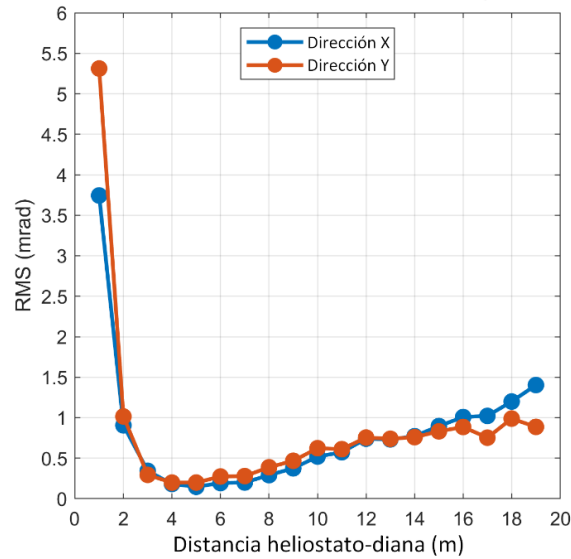


Figura 5.10. RMS de la diferencia de la desviación de la pendiente entre la superficie medida con deflectometría y la reconstruida del heliostato 6-5 para 19 distancias heliostato-diana.

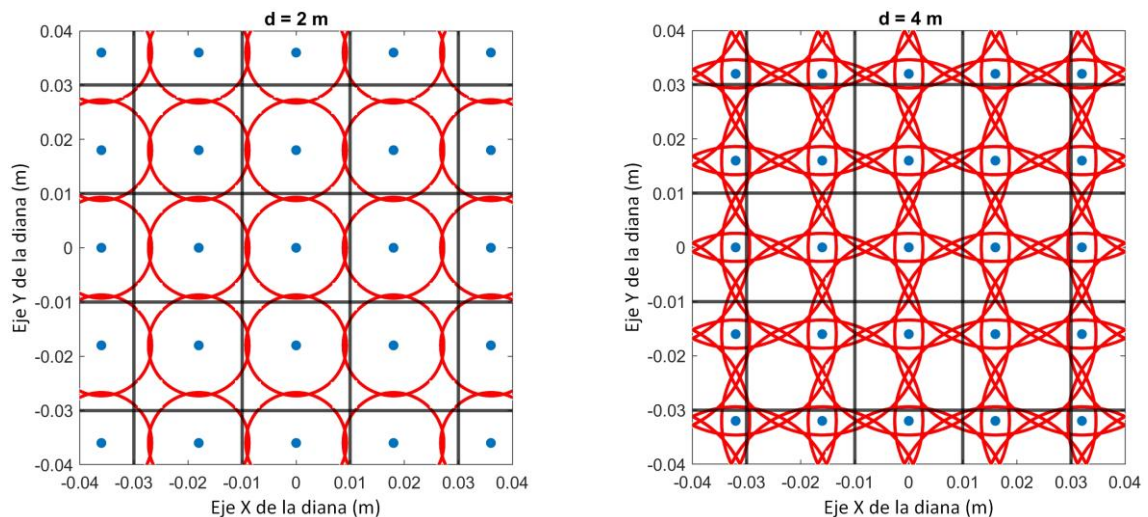


Figura 5.11. Puntos de intersección con la diana de los vectores solares reflejados en el centro de los elementos de la superficie de un concentrador esférico perfecto de 40 m de radio para distancias concentrador-diana de 2 m y 4 m. El círculo rojo que rodea cada punto azul representa la imagen del disco solar. La malla de la diana está representada con líneas negras.

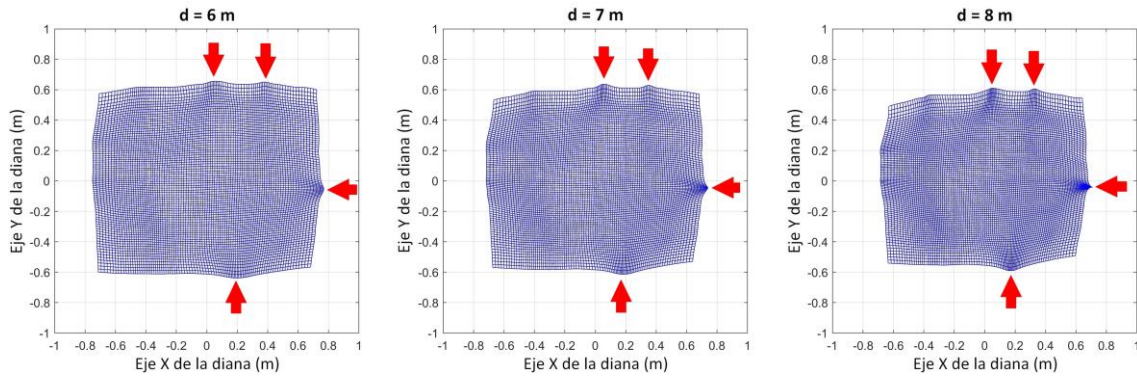


Figura 5.12. Puntos de intersección con la diana de los vectores solares reflejados en el centro de los elementos de la faceta para las superficies reconstruidas del heliostato 6-5 a 6, 7 y 8 metros de distancia. Los puntos de intersección se corresponden con los nodos de la cuadrícula. Las zonas con una alta densidad de nodos están señaladas con flechas rojas.

La Figura 5.13 muestra el coeficiente de correlación de Pearson en función del número de iteraciones correspondiente al heliostato 6-5. La Figura 5.14 muestra los mapas de flujo inicial, intermedio y final obtenidos en el proceso de reconstrucción. Se pueden observar dos etapas en este proceso. La primera consiste en la deformación de la faceta para producir un mapa de flujo de dimensiones próximas al de referencia, etapa en la que el coeficiente de correlación de Pearson crece muy rápidamente. Esta primera etapa se corresponde físicamente con una adaptación de la distancia focal, fijada inicialmente en 20 m, y se da en las 5 primeras iteraciones-s. En la segunda etapa se produce una adaptación progresiva de la geometría local de la superficie reconstruida, siendo la tasa de aumento del coeficiente de correlación de Pearson mucho menor que en la primera etapa, ya que en todo momento las dimensiones de ambos mapas de flujo son similares. La ampliación muestra que  $r$  se encuentra en el intervalo comprendido entre 0,999 y 1. El brusco descenso del coeficiente de correlación de Pearson después de cada iteración-s se debe al suavizado de la superficie. Aunque el suavizado produce una distribución uniforme y ordenada de los vectores normales, también modifica ligeramente la forma del mapa de flujo simulado, lo que se traduce en una disminución del coeficiente de correlación de Pearson. Cuando se cumple el criterio de finalización del algoritmo, el valor del coeficiente de correlación de Pearson es superior a 0,99999 para los 9 heliostatos.

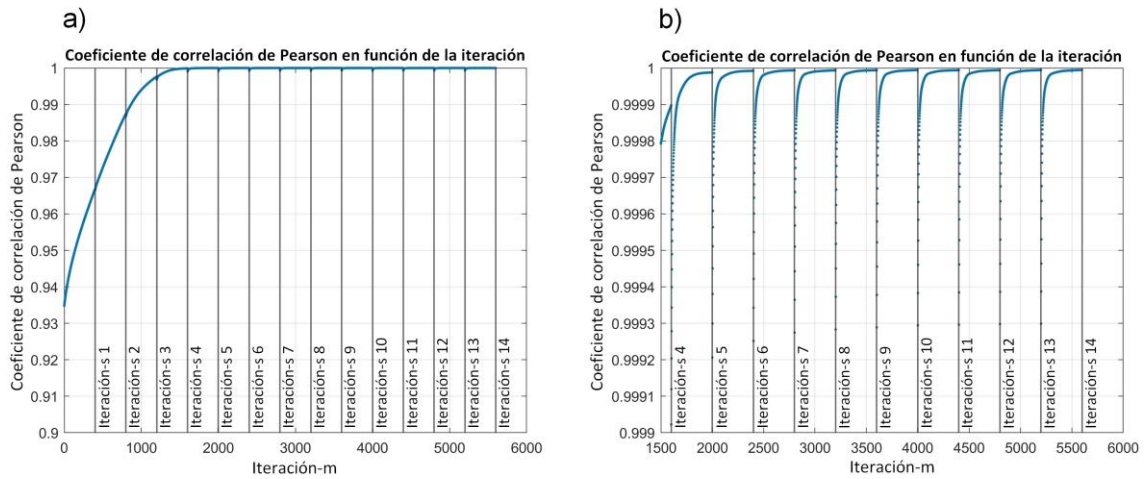


Figura 5.13. Coeficiente de correlación de Pearson en función del número de iteraciones durante el proceso de reconstrucción del heliostato 6-5. a) Límites del eje vertical entre 0,9 y 1. b) Límites del eje vertical entre 0,999 y 1.

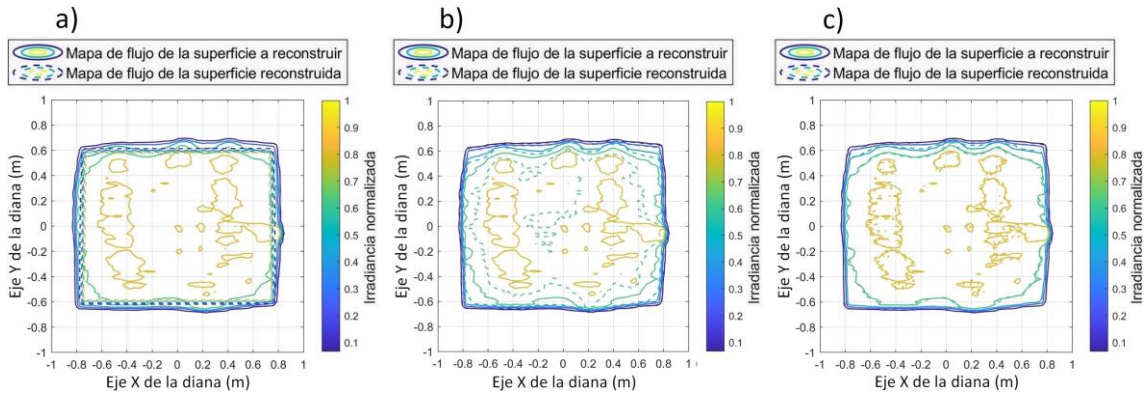


Figura 5.14. Mapa de flujo empleado para realizar la reconstrucción y mapa de flujo de la superficie reconstruida (a) al principio, (b) después de la iteración-s 5 y (c) al final del proceso de reconstrucción.

En su implementación actual, se necesitan unos dos días para reconstruir la superficie. Esta es la principal desventaja del ARS en comparación con otras técnicas de caracterización óptica, el elevado tiempo de computación requerido. Sin embargo, este tiempo puede reducirse iniciando el proceso de reconstrucción con una distancia focal que produzca un mapa de flujo con un tamaño más similar al mapa de flujo empleado para la reconstrucción. La Tabla 5.3 muestra el número de iteraciones-s requeridas para reconstruir la superficie del heliostato 6-5 con doce distancias focales iniciales diferentes, de 16 a 27 m en pasos de 1 m. Se observa que la reconstrucción realizada con una distancia focal inicial de 16 m requiere un número de iteraciones-s más de 3 veces superior que la reconstrucción realizada con una distancia focal inicial de 24 m. Por otro lado, cabe mencionar que el tiempo de computación se podría reducir significativamente simulando los mapas de flujo con otras técnicas menos costosas computacionalmente, como la óptica de conos en vez del trazado de rayos de Montecarlo.

La Tabla 5.3 muestra además la distancia focal de la superficie reconstruida, así como los valores del RMS de la desviación de la pendiente y de la diferencia entre la superficie reconstruida y la determinada por la deflectometría. Cabe destacar que, excluyendo las reconstrucciones realizadas con distancias focales iniciales de 26 y 27 m, los valores del RMS de la desviación de la pendiente y de la distancia focal son similares, lo que significa que se obtiene la misma superficie independientemente de la distancia focal inicial. De hecho, la máxima diferencia obtenida en la distancia focal es de tan sólo 0,04 m, lo que es insignificante en comparación con el orden de magnitud de la propia distancia focal. En cuanto al RMS de la diferencia entre ambas superficies, los valores más bajos se obtienen con distancias focales iniciales de 22 y 23 m. Este resultado era de esperar, ya que estos valores son los más próximos a la distancia focal de la faceta, lo que significa que ambas reconstrucciones empiezan con una faceta cuya forma se aproxima más a la real.

Tabla 5.3 Número de iteraciones-s requeridas para reconstruir la superficie, valores del RMS de la desviación de la pendiente y de su diferencia entre ambas superficies, y distancias focales de la superficie reconstruida del heliostato 6-5 para 12 distancias focales iniciales diferentes.

Distancia focal inicial (m)	Iteraciones-s	Focal (m)	RMS X (mrad)	RMS ΔX (mrad)	RMS Y (mrad)	RMS ΔY (mrad)
16	25	22,71	2,19	0,30	2,29	0,37
17	18	22,71	2,19	0,28	2,29	0,37
18	17	22,72	2,18	0,25	2,28	0,32
19	15	22,73	2,18	0,20	2,27	0,27
20	14	22,73	2,19	0,21	2,26	0,24
21	11	22,74	2,20	0,20	2,25	0,23
22	12	22,75	2,20	0,19	2,26	0,21
23	12	22,75	2,21	0,20	2,25	0,19
24	7	22,75	2,24	0,25	2,22	0,23
25	18	22,74	2,25	0,25	2,22	0,23
26	15	23,00	2,31	0,59	2,27	0,55
27	9	23,30	2,44	0,90	2,36	0,86

En cuanto a las reconstrucciones realizadas con distancias focales iniciales de 26 y 27 m, los valores del RMS de la diferencia entre ambas superficies y las distancias focales obtenidas son significativamente superiores al resto, lo que indica que existen problemas de convergencia, los cuales se deben al tamaño superior del mapa de flujo numérico en comparación con el de

referencia. Estos problemas de convergencia surgen cuando el algoritmo falla al tratar de orientar los vectores normales de los bordes de la faceta, ya que los elementos del mallado de la diana donde son reflejadas las nueve imágenes del disco solar no poseen intensidad (valores nulos), por lo que todos ellos producen el mismo valor del coeficiente de correlación de Pearson.

#### 5.4.2 Resultados experimentales

La Figura 5.15 muestra la superficie medida con deflectometría y la reconstruida con el ARS del heliostato 12-6. Los datos que faltan en los mapas obtenidos mediante deflectometría se deben a la imposibilidad de medir el 100% de la superficie debido a bloqueos y sombras durante la caracterización de los heliostatos colindantes. La Figura 5.16 muestra la diferencia entre ambas superficies, obviando los puntos que no pudieron medirse con la deflectometría. Se observa como ambas superficies tienen un alto grado de similitud, aunque las diferencias entre ambas son ligeramente mayores que las observadas en la sección anterior. A pesar de que las máximas diferencias son aproximadamente las mismas, unos  $\pm 2$  mrad en los bordes, existen numerosas zonas de la parte interior de la faceta que sobrepasan 1 mrad, lo que incrementa la incertidumbre global dada por el RMS hasta aproximadamente 0,5 mrad. Esto se debe, principalmente, a que los errores asociados a la experimentación son introducidos en el proceso de reconstrucción. Aunque son necesarios trabajos futuros para identificar correctamente el origen de dichas fuentes de error, los factores predominantes que se esperan son la incertidumbre en la posición del heliostato y de la diana, la deformación de la faceta dependiendo de su posición y el empleo en las simulaciones de una distribución de forma solar que no tiene por qué coincidir perfectamente con la real.

Por otro lado, se debe tener en cuenta que la campaña de deflectometría se realizó en 2018, mientras que el mapa de flujo usado para reconstruir la superficie con el ARS ha sido adquirido 4 años más tarde, en 2022. Dado que la faceta ha estado expuesta a todo tipo de condiciones meteorológicas durante este tiempo, la forma de su superficie podría haberse relajado, incrementándose así las diferencias entre los resultados de ambas técnicas.

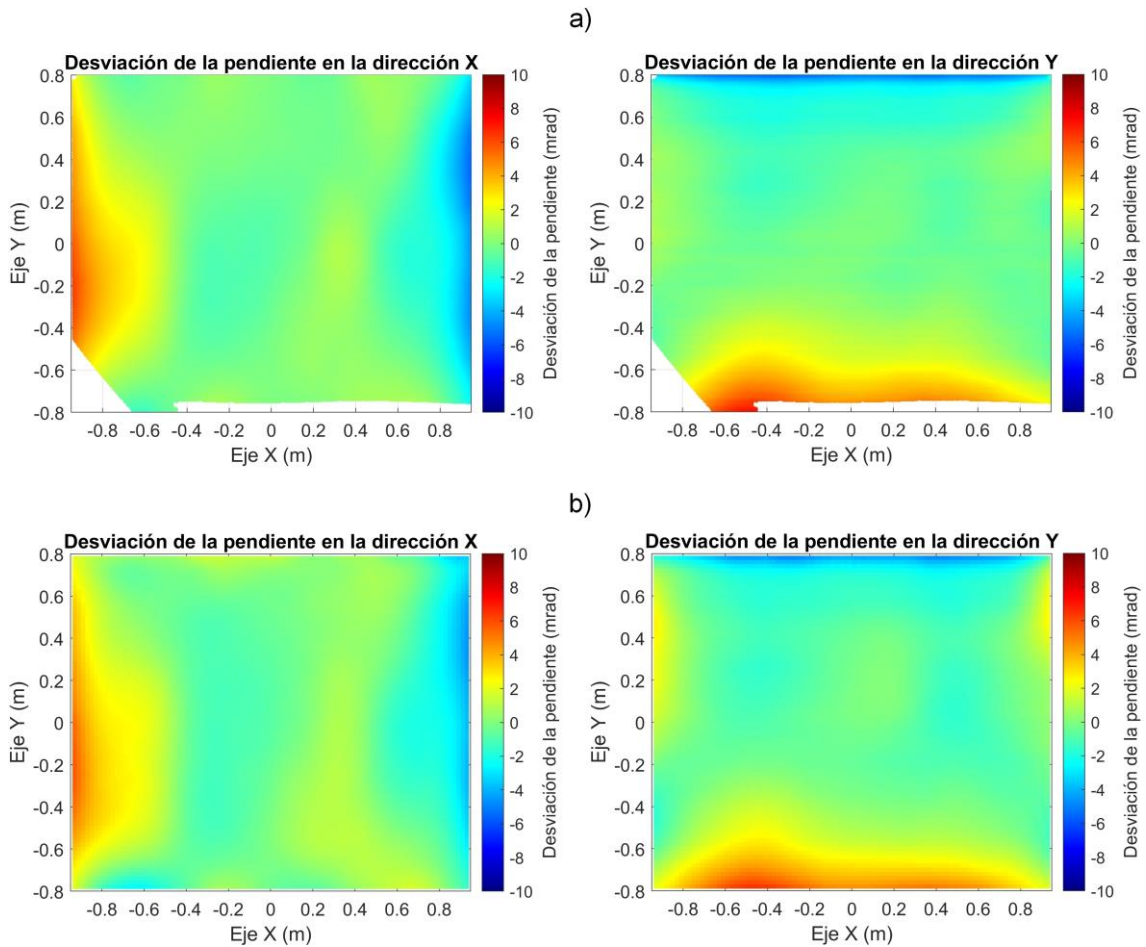


Figura 5.15. a) Superficie del heliostato 12-6 determinada con deflectometría. b) Superficie reconstruida. (Los valores positivos indican que el vector normal está inclinado en el sentido negativo).

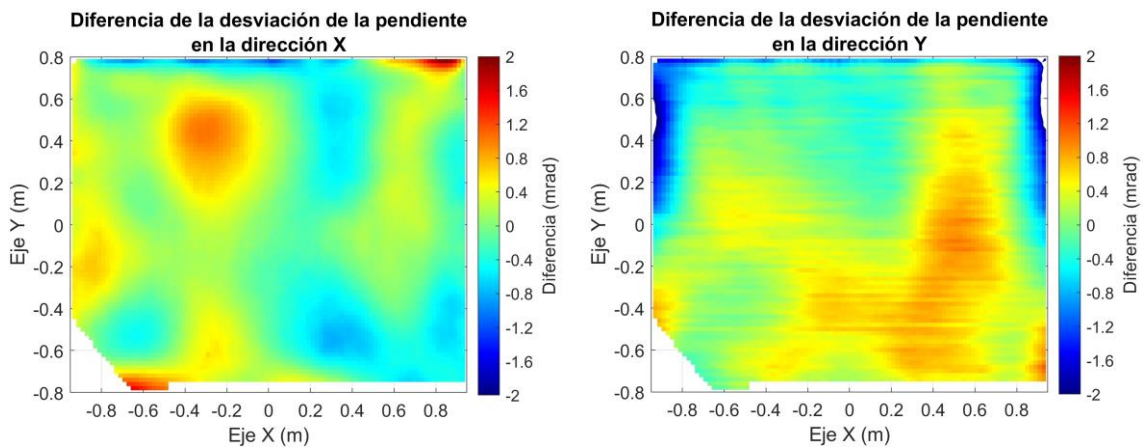


Figura 5.16. Diferencia de la desviación de la pendiente entre la superficie medida con deflectometría y la reconstruida con el ARS del heliostato 12-6.

La Tabla 5.4 muestra la distancia focal, los valores del RMS de la desviación de la pendiente y los valores del RMS de la diferencia entre la superficie reconstruida y la determinada por la deflectometría obtenidos experimentalmente. La Tabla 5.4 también muestra, para una mejor comparación, la distancia focal y el RMS de la desviación de la pendiente obtenidos en la sección anterior, así como los determinados mediante deflectometría, ambos mostrados previamente en la Tabla 5.2. Mientras que la distancia focal y los valores del RMS de la desviación de la pendiente son similares entre ambas superficies reconstruidas, los valores del RMS de la diferencia de la desviación de la pendiente de la superficie reconstruida a partir del mapa de flujo experimental son aproximadamente el doble de grandes. Esto se debe, tal y como se ha mencionado anteriormente, a los errores asociados a la experimentación, así como a las modificaciones que la forma del espejo pudiese haber sufrido.

Tabla 5.4. Distancia focal y valores del RMS de la desviación de la pendiente del heliostato 12-6 obtenidos mediante deflectometría, mediante la superficie reconstruidas a partir del mapa de flujo sintético y mediante la superficie reconstruida a partir del mapa de flujo medido experimentalmente. También se muestran los valores del RMS de la diferencia de la desviación de la pendiente de las superficies reconstruidas.

	<b>Deflectometría</b>	<b>Superficie reconstruida a partir del mapa de flujo sintético</b>	<b>Superficie reconstruida a partir del mapa de flujo medido experimentalmente</b>
Focal (m)	34,62	34,61	33,29
RMS X (mrad)	1,61	1,62	1,59
RMS Y (mrad)	1,67	1,57	1,73
RMS ΔX (mrad)		0,22	0,41
RMS ΔY (mrad)		0,28	0,53

## 5.5 Conclusiones

El rendimiento óptimo de las instalaciones solares de concentración depende en gran medida de la calidad óptica de los concentradores. Esta está muy influida por las desviaciones de su superficie en comparación con su curvatura ideal, las cuales son muy difíciles de medir in situ. Para abordar este problema se ha desarrollado una nueva técnica de caracterización de la forma de los concentradores. La técnica, denominada algoritmo de reconstrucción de superficie (ARS), que determina la geometría de la superficie del concentrador utilizando únicamente su mapa de flujo, ha sido aplicada a heliostatos de los que se conoce su superficie gracias a medidas de deflectometría. En primer lugar, se ha realizado una validación del método utilizando mapas de flujo sintéticos, para así evitar problemas relacionados con la experimentación. Posteriormente, se ha aplicado el método a los mismos heliostatos, pero con mapas de flujo adquiridos experimentalmente. Los resultados muestran una incertidumbre de en torno a 0,5 mrad en la

parte interior de la faceta, alcanzando casi 2 mrad en algunas zonas de los bordes. En cuanto a la incertidumbre global, se obtiene un valor RMS de entre 0,2 y 0,3 mrad para los nueve heliostatos ensayados. Cabe destacar la aplicación del ARS in situ, en heliostatos instalados y en funcionamiento.

La técnica desarrollada sólo requiere como entrada un mapa de flujo adquirido a una distancia relativamente cercana de la superficie del concentrador, y es potencialmente más sencilla de aplicar que otras técnicas de caracterización óptica. En el caso de los campos de heliostatos, estos suelen disponer de un sistema de medición de flujo basado en cámaras, por lo que solo se necesitaría una diana móvil para poder aplicar esta técnica, ya que el blanco Lambertiano ubicado en la torre estaría demasiado lejos de los heliostatos. La técnica es especialmente útil en heliostatos pequeños con distancias focales cortas, como sería el caso de las torres solares de alta concentración. Sin embargo, su aplicación en heliostatos grandes no es trivial debido a las enormes dimensiones que debería tener la diana. Por lo tanto, deben considerarse nuevas soluciones que permitan abordar con éxito la parte experimental, ya que el algoritmo matemático seguiría siendo completamente válido.

Actualmente, la principal desventaja del ARS es el elevado tiempo de cálculo requerido. No obstante, el tiempo de cálculo del ARS podría reducirse drásticamente empleando óptica de conos en lugar de trazado de rayos al simular la imagen del disco solar de cada elemento de la superficie del concentrador. Los trabajos futuros se centrarán en la optimización del ARS con el fin de acelerar el proceso de reconstrucción.

## Referencias

- Andraka, C. E., Yellowhair, J., Trapeznikov, K., Carlson, J., Myer, B., Stone, B., Hunt, K. (2011). AIMFAST: an alignment tool based on fringe reflection methods applied to dish concentrators. *Journal of solar energy engineering*, 133(3).
- Arancibia-Bulnes, C. A., Peña-Cruz, M. I., Mutuberría, A., Díaz-Urbe, R., Sánchez-González, M. (2017). A survey of methods for the evaluation of reflective solar concentrator optics. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 69, 673-684.
- Bonanos, A. M., Faka, M., Abate, D., Hermon, S., Blanco, M. J. (2019). Heliostat surface shape characterization for accurate flux prediction. *Renewable energy*, 142, 30-40.
- El Ydrissi, M., Ghennioui, H., Farid, A. (2019). A review of optical errors and available applications of deflectometry technique in solar thermal power applications. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 116, 109438.
- Gonzalo, I. B., Hernandez, A. M., Romero, M., González-Aguilar, J. (2019). Efficient Ray-Tracing Program to Simulate the Optical Performance of Heliostats in Concentrated Solar Power Facilities. In *ISES Conference Proceedings, Solar World Congress*.
- Gray, A., Lewandowski, A., Wendelin, T. (2010). Visual Scanning Hartmann Optical Tester (VSHOT) Uncertainty Analysis (Milestone Report) (NREL/TP-5500-48482). National Renewable Energy Lab. (NREL), Golden, CO (United States).
- Iriarte-Cornejo, C., Arancibia-Bulnes, C. A., Hinojosa, J. F., Peña-Cruz, M. I. (2018). Effect of spatial resolution of heliostat surface characterization on its concentrated heat flux distribution. *Solar Energy*, 174, 312-320.
- Lovegrove K, Stein W, editors. *Concentrating solar power technology. Principles, developments and applications*. Cambridge, USA: Woodhead Publishing; 2012.
- Monterreal, R., Enrique, R., Fernández-Reche, J. (2017, June). An improved methodology for heliostat testing and evaluation at the Plataforma Solar de Almería. In *AIP Conference Proceedings (Vol. 1850, No. 1, p. 030036)*. AIP Publishing LLC.
- Moreno-Oliva, V. I., Díaz-Urbe, R., Campos-García, M. (2010). Shape measurement of solar collectors by null screens (pp. 169-186). *InTech*.
- Pottler, K., Lüpfert, E., Johnston, G. H., Shortis, M. R. (2005). Photogrammetry: A powerful tool for geometric analysis of solar concentrators and their components. *J. Sol. Energy Eng.*, 127(1), 94-101.
- Röger, M., Prah, C., Ulmer, S. (2010). Heliostat shape and orientation by edge detection. *Journal of solar energy engineering*, 132(2).
- Shortis, M. R., Johnston, G. H. G. (1996). *Photogrammetry: An available surface characterization tool for solar concentrators, Part I: Measurements of surfaces*.

Stein, O., Grinspun, E., Wardetzky, M., Jacobson, A. (2018). Natural boundary conditions for smoothing in geometry processing. *ACM Transactions on Graphics (TOG)*, 37(2), 1-13.

Ulmer, S., März, T., Prah, C., Reinalter, W., Belhomme, B. (2011). Automated high resolution measurement of heliostat slope errors. *Solar Energy*, 85(4), 681-687.

Vant-Hull LL. Concentrator Optics. In: Winter C-J, Sizmann RL, Vant-Hull LL, editors. *Solar power plants, fundamentals, technology. Systems, economics*. Berlin: Springer; 1991. p. 92–5.

Wendelin, T., May, K., Gee, R. (2006, January). Video scanning hartmann optical testing of state-of-the-art parabolic trough concentrators. In *International Solar Energy Conference* (Vol. 47454, pp. 699-707).

Xiao, J., Wei, X., Lu, Z., Yu, W., Wu, H. (2012). A review of available methods for surface shape measurement of solar concentrator in solar thermal power applications. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 16(5), 2539-2544

Zhu, H., Wang, Z., Wang, H., Yu, Q. (2015). Shape measurement and reconstruction of solar concentrator based on two-dimensional phase shift method. *Energy Procedia*, 69, 1921-1927.

## **6. Caracterización del ensuciamiento**

## Nomenclatura

$SR$ , ratio de ensuciamiento

$\overline{SR}$ , valor medio de la ratio de ensuciamiento

$SR_{\beta}$ , ratio de ensuciamiento para un ángulo de inclinación  $\beta$

$SR_h^i$ , ratio de ensuciamiento del heliostato  $h$  en el día  $i$

$SR_{\beta,j}$ , ratio de ensuciamiento para un ángulo de inclinación  $\beta$  en la posición  $j$

$SR_{final}$ , ratio de ensuciamiento final después del transporte de largo alcance de polvo del desierto del Sahara

$SR_{max}$ , ratio de ensuciamiento máximo después del transporte de largo alcance de polvo del desierto del Sahara

$R_h^i$ , reflectancia normalizada al estado limpio del heliostato  $h$  en el día  $i$

$r^2$ , coeficiente de determinación

## Letras griegas

$\beta$ , ángulo de inclinación del heliostato

$\delta_{SR}$ , variación diaria de la ratio de ensuciamiento

$\Delta SR$ , tasa de ensuciamiento

$\Delta$ , diferencia relativa de la ratio de ensuciamiento

$\lambda_{h,j}^i$ , reflectancia en la posición  $j$  del heliostato  $h$  en el día  $i$

$\lambda_{h,0}^i$ , reflectancia correspondiente al estado limpio en la posición  $j$  del heliostato  $h$  en el día  $i$

$\overline{\sigma_{SR}}$ , media de la desviación estándar de la ratio de ensuciamiento

## Subíndices y superíndices

$h$ , heliostato

$i$ , día del año

$j$ , posición de la faceta

## 6.1 Introducción

El ensuciamiento, definido como la acumulación de partículas sobre las superficies, ha sido objeto de investigación en el ámbito de la energía solar durante bastante tiempo (Hamberg y Tomlinson, 1971; El-Shobokshy *et al.*, 1985; Hottel y Woertz, 2018). La capacidad actual de las tecnologías solares para competir económicamente con los combustibles fósiles (Renewables, 2019) ha fomentado estudios sobre el ensuciamiento en el área de la energía termosolar de concentración (CSP) y la fotovoltaica (PV) (Bouaddi *et al.*, 2015; Silva *et al.*, 2016; Al-Addous *et al.*, 2019; Lopes *et al.*, 2019; Chiteka *et al.*, 2020; Merrouni *et al.*, 2020). La suciedad afecta a las propiedades ópticas de la superficie mediante la dispersión y la absorción de la luz solar, reduciendo la energía útil absorbida en el receptor. Su efecto es más significativo en CSP que en PV (Heimsath *et al.*, 2019) y, de hecho, la misma densidad gravimétrica de suciedad da lugar a pérdidas entre 8 y 14 veces mayores en las tecnologías CSP (Bellmann *et al.*, 2020). Sin embargo, el efecto del ensuciamiento se ha estudiado mucho más para la fotovoltaica (Burton y King, 2013; Mejia y Kleissl, 2013; Conceição *et al.*, 2018a; Conceição *et al.*, 2018b; Conceição *et al.*, 2019b) que para la energía termosolar de concentración. Por lo tanto, dado que los estudios son escasos en la literatura, y más aún en el caso concreto de las plantas de torre central, estudios como el aquí realizado son de gran relevancia.

Las investigaciones actuales señalan que la suciedad puede reducir la reflectancia especular alrededor de un 10% al mes en las regiones con bajo régimen de ensuciamiento (Conceição *et al.*, 2019a; Conceição *et al.*, 2020), y puede ser superior al 40% en lugares muy polvorientos, como los cercanos a los desiertos (Conceição *et al.*, 2019a; Merrouni *et al.*, 2017; Guenger *et al.*, 2017). La mayor parte de la literatura se centra en zonas desérticas o rurales donde la concentración de partículas atmosféricas suele ser alta. Por el contrario, aquí se muestra la investigación relativa a las pérdidas de reflectancia por efecto de la suciedad en un entorno urbano. Esto resulta de gran interés desde la perspectiva de la generación de calor para procesos industriales (Kurup y Turchi, 2015), ya que son muchas las industrias situadas en zonas urbanas o periféricas a ellas.

La ratio del ensuciamiento, es decir, la relación de reflectancia entre el estado sucio y limpio, se ha evaluado durante un año en doce heliostatos situados en diferentes lugares del campo solar. Cabe mencionar que existe poca literatura al respecto (Rohani *et al.*, 2019), ya que la mayoría de las evaluaciones se realizan utilizando un solo sensor para caracterizar una región específica, lo que podría no ser aplicable a las plantas reales en funcionamiento debido a que la disposición de la propia instalación modifica la deposición espacial de suciedad. Por otro lado, el uso de un año de datos permite realizar un análisis representativo en el que se pueden encontrar y detallar fenómenos específicos que potencian el efecto del ensuciamiento, como el efecto del transporte de polvo del desierto sahariano a larga distancia y el efecto del polen durante la primavera. El primer fenómeno no ha sido abordado aún en la literatura para esta región, mientras que el segundo sólo se ha abordado para la fotovoltaica (Polo *et al.*, 2021).

Debido a que se han medido varios heliostatos dispersos a lo largo del campo solar durante un año, se han analizado y modelado las tendencias medias anuales de cada uno de ellos para entender si la deposición de partículas se comporta igual independientemente de la posición del heliostato o, si incluso en un campo solar pequeño como éste, existen discrepancias en función de su posición. Además, se ha realizado un análisis relativo al efecto del ángulo de inclinación utilizando heliostatos que han permanecido durante todo el año con diferentes inclinaciones, y se ha desarrollado un modelo matemático que relaciona el nivel de ensuciamiento entre las diferentes zonas de la superficie del heliostato. Una buena caracterización de la distribución y grado de ensuciamiento redundaría en una mejora y/o complemento de los modelos de caracterización óptica del campo de heliostatos en condiciones de operación rutinaria.

La estructura de este capítulo es la siguiente. En primer lugar, se muestra la metodología empleada, incluyendo la instrumentación y la formulación. Posteriormente se muestran los resultados, los cuales se dividen en dos subsecciones. En la primera subsección se presentan los resultados y la discusión del análisis anual correspondiente a doce heliostatos que han permanecido en todo momento con el mismo ángulo de inclinación. La segunda subsección aborda el efecto del ángulo de inclinación y muestra un modelo de ensuciamiento. Por último, se muestran las conclusiones más relevantes.

## 6.2 Metodología

Las mediciones de reflectancia se realizaron en 15 heliostatos del campo solar del instituto IMDEA Energía. Esta instalación se encuentra en un entorno urbano, concretamente en una zona industrial, con un clima local clasificado como Csa (clima mediterráneo cálido-estival según la clasificación climática de Köppen-Geiger), y se caracteriza por veranos secos y calurosos y una estación de lluvias de septiembre a mayo que es más intensa hacia el final del año. Las mediciones de reflectancia se realizaron con un reflectómetro Condor (Aragon Photonics) con una resolución de  $\pm 0,001$ , una repetibilidad de  $\pm 0,001$  unidades de reflectancia con un 95% de confianza, una precisión de  $\pm 0,002$  unidades de reflectancia y un ángulo de aceptación de 145 mrad. Las mediciones se realizaron diariamente excepto los fines de semana y los días de lluvia. Al realizar las mediciones, el espejo de calibración del reflectómetro se limpió siempre antes de cualquier calibración, así como el cristal de protección del reflectómetro. Los datos correspondientes a los días que no se realizaron las medidas se interpolaron linealmente.

Los 12 heliostatos marcados en azul en la Figura 6.1(a), que se encontraban inclinados  $3^\circ$ , fueron monitorizados regularmente desde mayo de 2020 hasta mayo de 2021 para analizar la variación de la suciedad a lo largo del año, así como su dependencia con su posición en el campo. Además, los 3 heliostatos marcados en rojo se colocaron con tres ángulos de inclinación distintos:  $0^\circ$ ,  $15^\circ$  y  $30^\circ$ , y fueron monitorizados desde agosto de 2020 hasta mayo de 2021 para determinar el efecto del ángulo de inclinación en la pérdida de reflectancia. Esta dependencia es importante en las estaciones lluviosas en las que la suciedad es eliminada principalmente por las

precipitaciones, así como para evaluar el impacto de los transportes de largo alcance de polvo del desierto sahariano según la inclinación. La reflectancia se midió en cinco zonas distintas de la faceta de cada heliostato, las cuatro esquinas y el centro, tal y como se muestra en la Figura 6.1(b). Para los 14 heliostatos con inclinación no nula, las zonas 1 y 2 se corresponden con las esquinas de la faceta más elevadas, y las zonas 4 y 5 con las menos elevadas.

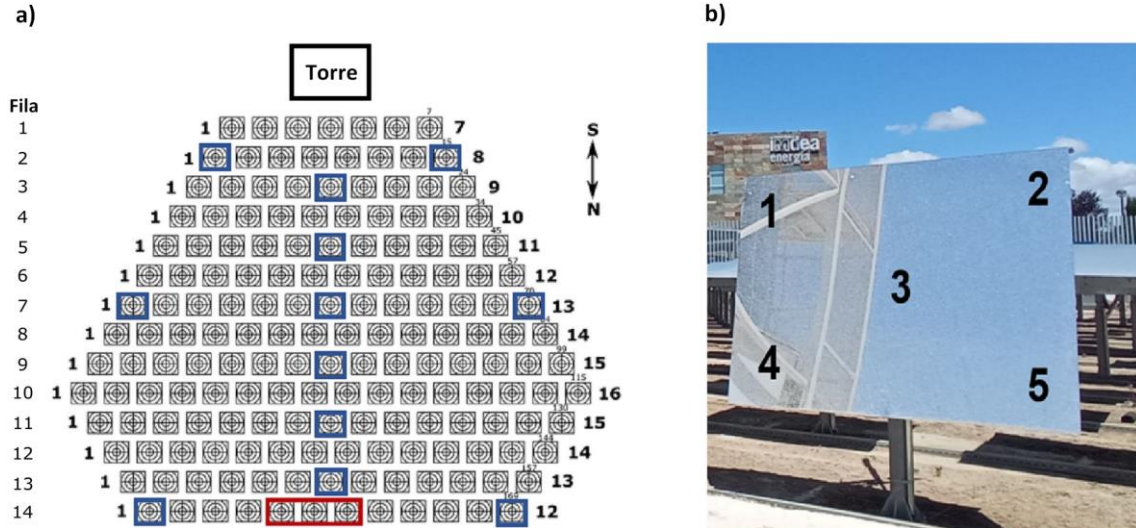


Figura 6.1. a) Distribución de los heliostatos de la instalación ACES mostrando en azul los 12 heliostatos con una inclinación de 3° y en rojo los heliostatos con una inclinación de 0°, 15° y 30°. b) Zonas de medición en cada heliostato.

La ratio del ensuciamiento, es decir, la pérdida de reflectancia con respecto a la reflectancia del heliostato limpio  $h$  en el día  $i$ ,  $SR_h^i$ , se calculó en % de la siguiente manera

$$SR_h^i = \left(1 - \frac{\overline{\rho_h^i}}{\rho_{h,0}^i}\right) \times 100 = \left(1 - \overline{R_h^i}\right) \times 100 \quad h = 1 \dots 15 \quad i = 1:365 \quad (6.1)$$

con

$$\frac{\overline{\rho_h^i}}{\rho_{h,0}^i} = \frac{1}{5} \sum_{j=1}^5 \frac{\rho_{h,j}^i}{\rho_{h,0}^i} \quad (6.2)$$

donde  $\rho_{h,j}^i$  es la reflectancia en la posición  $j$  del heliostato  $h$  en el día  $i$ , mientras que el subíndice 0 indica la reflectancia del espejo en estado limpio. Puede verse que la ratio de ensuciamiento es cero en ausencia de suciedad y uno si la reflectancia es nula. Cabe destacar que los datos experimentales de reflectancia proporcionados por el reflectómetro son un valor ponderado basado en seis longitudes de onda (435, 525, 650, 780 y 940 nm).

Por otro lado, periódicamente se realizaron medidas de microscopía electrónica de barrido (SEM) y de espectroscopía por dispersión de energía (EDS) a un pequeño espejo de 10 cm x 10 cm situado adyacente al campo solar. Estas medidas se realizaron con un microscopio HITACHI TM-1000. Además, la suciedad depositada en los heliostatos fue analizada periódicamente mediante difracción de rayos X (XRD) con un difractómetro Bruker D8 Advance. Todas estas medidas se realizaron con la finalidad de caracterizar e identificar las partículas responsables del ensuciamiento.

### 6.3 Resultados

#### 6.3.1 Heliostatos inclinados 3°

##### 6.3.1.1 Análisis anual

La deposición de la suciedad depende principalmente de dos parámetros, la concentración de partículas atmosféricas y las precipitaciones (Micheli *et al.*, 2017). Estos parámetros, a su vez, tienden a seguir ciertas tendencias a lo largo del año, lo que da lugar a patrones de ensuciamiento estacionales. La identificación de estas tendencias es de vital importancia no sólo para la caracterización del emplazamiento, sino también para aumentar el rendimiento energético y reducir los costes de mantenimiento mediante la planificación de las limpiezas de los heliostatos. La Figura 6.2 muestra la evolución del SR de los 12 heliostatos, así como la precipitación acumulada diaria. También se muestran las limpiezas realizadas con líneas verticales discontinuas.

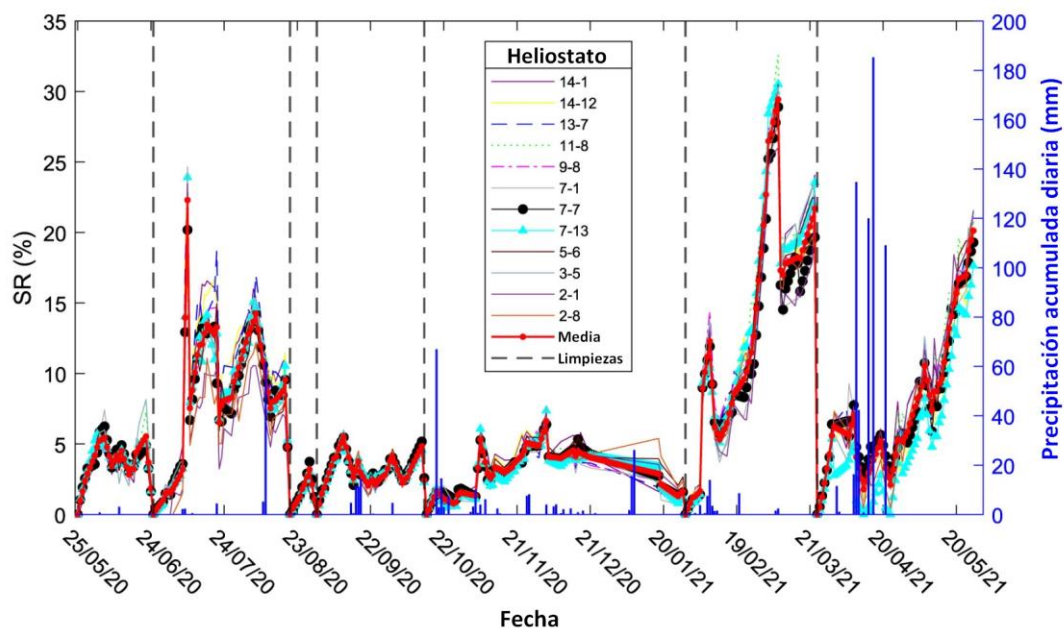


Figura 6.2. Ratio de ensuciamiento diario de los doce heliostatos bajo estudio y precipitación acumulada diaria desde mayo de 2020 a mayo de 2021.

La ratio de ensuciamiento medio diario de los doce heliostatos, mostrada en línea roja continua con puntos, se empleó para calcular la ratio de ensuciamiento medio de determinados periodos del año, detectándose una pérdida media del 10,3% entre junio y agosto de 2020. Este periodo suele caracterizarse por la escasez de precipitaciones, tal y como se observa en la Figura 6.2, lo que permite que la suciedad se acumule durante más tiempo. Esto, unido a la formación de rocío, permite que se produzcan fenómenos como la cementación y el apelmazamiento de partículas (Ilse *et al.*, 2018b), lo que dificulta la eliminación de las mismas. Desde septiembre hasta principios de diciembre de 2020, la suciedad provocó una pérdida media del 3,11%, un valor casi tres veces inferior al obtenido anteriormente. Debido a la mayor frecuencia de lluvias, las superficies se limpian repetidamente, no permitiendo que las partículas se acumulen ni que cementen, reduciendo así las pérdidas medias por ensuciamiento. De abril a junio de 2021, periodo que suele caracterizarse por una acumulación adicional de materia orgánica, la pérdida media de ensuciamiento fue del 8,7%, lo que pone de manifiesto la importancia de esta estación. La pérdida media anual se situó en torno al 6,2%, con un valor máximo del 29,4% y una desviación estándar del 5,6%. A partir de los datos anteriores, esta localidad se caracteriza por tres periodos principales: una estación seca, caracterizada por elevadas pérdidas por ensuciamiento, que pueden alcanzar hasta el 20%; una estación húmeda, que presenta picos de pérdidas de hasta un 7% aproximadamente; y un periodo primaveral que, si es seco, puede dar lugar a pérdidas de en torno al 20%, similares a las encontradas durante el verano.

La variación de la ratio de ensuciamiento a lo largo del tiempo, llamada tasa de ensuciamiento, es un parámetro importante que suele usarse para evaluar el efecto del ensuciamiento en un lugar específico. La tasa de ensuciamiento, denotada por  $\Delta SR$  y expresada en %/día, fue calculada para los 12 heliostatos a partir de la pendiente del ajuste lineal realizado a la ratio de ensuciamiento. Las tasas de ensuciamiento se determinaron mensualmente en los periodos de tiempo definidos entre eventos de lluvia consecutivos, que es cuando el ensuciamiento tiende a aumentar de forma lineal. Por lo tanto, en los meses en los que hubo varios eventos de lluvia, se calcularon varias tasas de ensuciamiento. No obstante, con el objetivo de obtener un único valor característico de cada mes, se calculó la media de las tasas de ensuciamiento de dichos periodos.

El coeficiente de determinación  $r^2$  de las tasas de ensuciamiento mensuales es alto ( $> 0,9$ ), siendo el valor más bajo 0,53. Los menores valores del coeficiente de determinación suelen aparecer durante las estaciones húmedas, lo que puede deberse a la mayor frecuencia de eventos como la formación de rocío, el cual promueve la adhesión de partículas (Ilse *et al.*, 2018a) y la desviación de la tasa de ensuciamiento de una dependencia lineal.

Con el fin de tener una percepción global de como la suciedad afecta al campo solar, se calculó el valor medio de las tasas de ensuciamiento mensuales de los 12 heliostatos, las cuales se muestran en la Figura 6.3. Los resultados muestran dos tendencias importantes en relación con las tasas de ensuciamiento de esta localidad: son más altas al final de la primavera y en verano y se reducen en otoño e invierno. La disminución en estas dos épocas puede explicarse por su

mayor frecuencia e intensidad de precipitaciones, ya que la atmósfera tiende a estar más limpia después de llover, lo que hace que aumente el índice de calidad del aire (Jiang *et al.*, 2017), contribuyendo así a una menor acumulación de suciedad en los días siguientes.

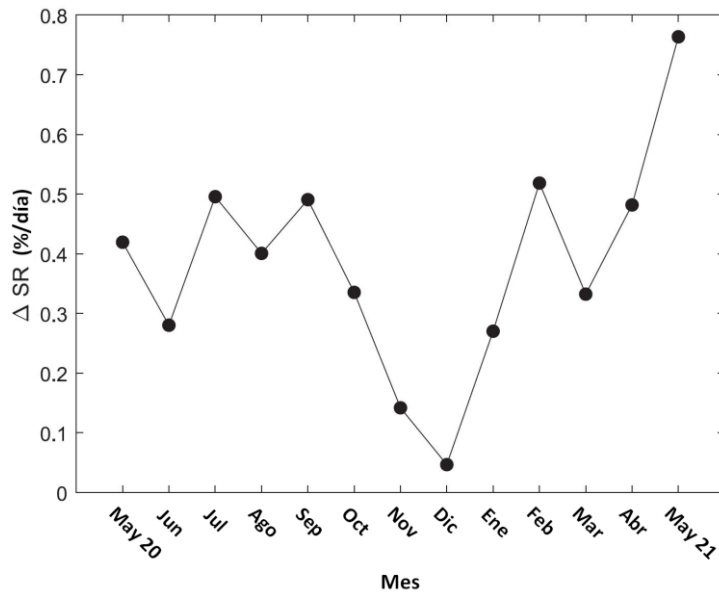


Figura 6.3. Valor medio de las tasas de ensuciamiento mensuales de los 12 heliostatos bajo estudio.

Si comparamos estos resultados con los correspondientes a la región de Évora, en Portugal (Conceição *et al.*, 2018c, Lopes *et al.*, 2019), la cual tiene un clima similar al de Móstoles, se observa que las tasas de ensuciamiento son similares durante el verano ( $\approx 0,4\%$ ). Dado que el estudio realizado en Évora se llevó a cabo en una ubicación rural con actividades agrícolas propensa a una alta deposición de suciedad, se puede afirmar que la ubicación urbana/industrial del campo solar ACES es tan importante para la evaluación del efecto del ensuciamiento como la ubicación de algunas zonas rurales.

Con el fin de realizar un análisis más profundo sobre la acumulación de suciedad, se calculó la diferencia de ensuciamiento diaria,  $\delta_{SR}$ , la cual se corresponde con la variación de la ratio de ensuciamiento entre dos días consecutivos, siempre y cuando este se incremente. La Figura 6.4(a) muestra el histograma de  $\delta_{SR}$  de los doce heliostatos inclinados  $3^\circ$  y el ajuste a la distribución Gamma hecho con veinte intervalos, cada uno con 0,25% de amplitud. Los parámetros de forma y escala son 1,15 y 0,57, respectivamente. La Figura 6.4(b) muestra las funciones de distribución acumulativas experimental y teórica. Se observa que la mayor parte de las pérdidas por ensuciamiento se sitúan entre el 0% y el 0,5%, que componen el 51,5% de todos los datos. Esto concuerda con las tasas de ensuciamiento mostradas anteriormente, que tienden a tener valores  $\leq 0,5\%/día$ . Referente a los valores de 1%, 1,5% y 2% del  $\delta_{SR}$ , estos se corresponden con el 78,73%, el 86,43% y el 90,71% de todos los datos, respectivamente, lo cual es un indicativo de que se trata de una región con un régimen de ensuciamiento bajo en

comparación con áreas desérticas (Abraim *et al.*, 2022). La distribución es asimétrica, con un valor de asimetría de 2,04, lo cual es de esperar para un lugar con un régimen de ensuciamiento bajo. Este parámetro es útil para la comparación con otras regiones, ya que está relacionado con el desplazamiento horizontal del pico de la distribución. En los lugares con un régimen de ensuciamiento más alto, el pico se desplazará hacia la derecha, y la distribución también debería presentar una cola izquierda, por lo que tendrá una menor asimetría. En cuanto a la curtosis, este parámetro presenta un valor de 9,16, lo que significa que la distribución es leptocúrtica o de cola pesada. Cabe remarcar que en el análisis se incluyeron los transportes de largo alcance de polvo del desierto sahariano, los cuales crean valores atípicos en los datos pertenecientes a la cola de la distribución. Para las regiones que no se ven afectadas por este tipo de eventos, la curtosis debería ser inferior.

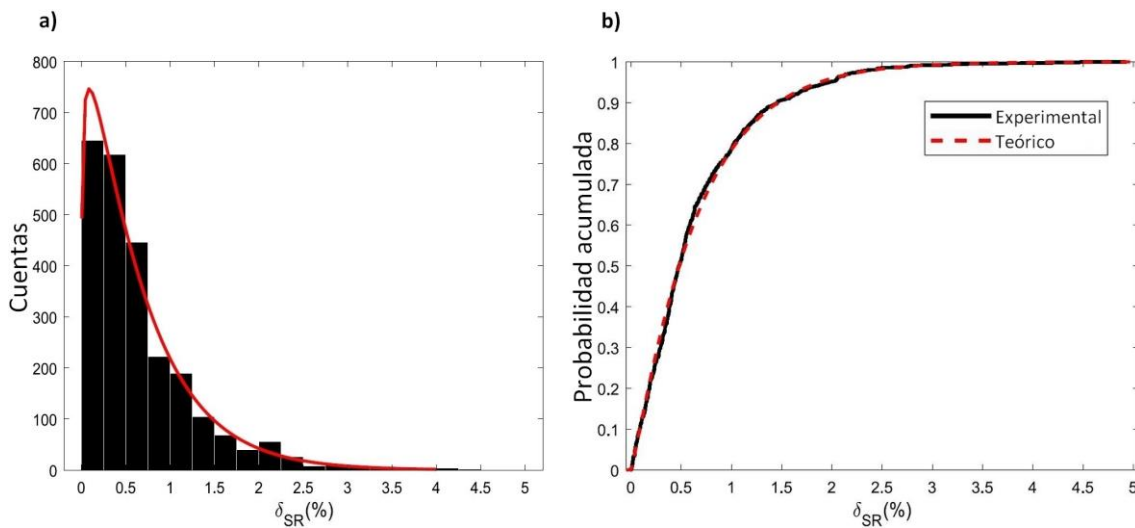


Figura 6.4. a) Histograma de la diferencia de ensuciamiento diaria y su correspondiente ajuste a la distribución gamma. b) Función de distribución acumulativa teórica y experimental.

### 6.3.1.2 Transporte de largo alcance de polvo del desierto del Sahara

El Sáhara es la mayor fuente de partículas arrastradas por el viento y afecta no sólo al balance radiativo de la Tierra (Ilse *et al.*, 2018a), sino que también aumenta la deposición de suciedad haciendo disminuir el rendimiento de cualquier tecnología de captación de energía solar (Merrouni *et al.*, 2020; Conceição *et al.*, 2018a). La existencia de estos fenómenos queda confirmada por las imágenes de satélite de segunda generación de EUMETSAT (Organización Europea para la Explotación de Satélites Meteorológicos) como la mostrada en la Figura 6.5. El análisis llevado a cabo señala que los máximos valores de la ratio de ensuciamiento se alcanzaron cuando los transportes de largo alcance de polvo del desierto sahariano llegaron a Madrid.

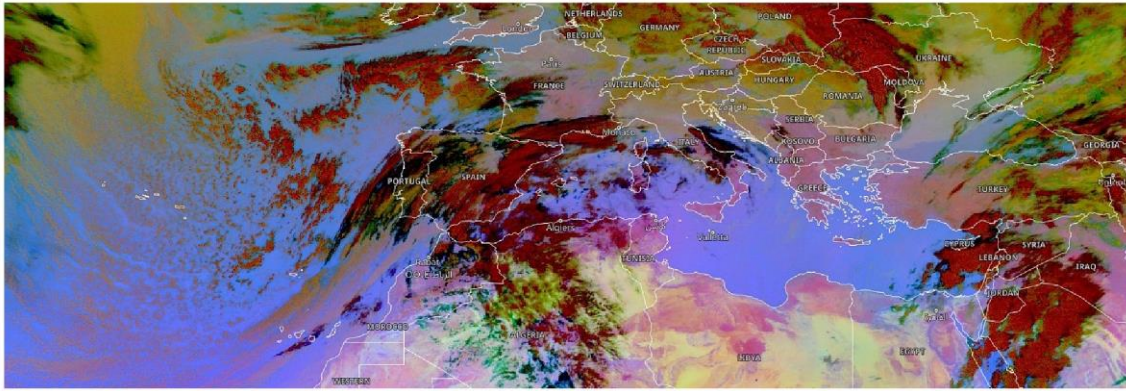


Figura 6.5. Imagen de satélite mostrando un transporte de largo alcance de polvo sahariano hacia la región estudiada.

Los tres principales eventos registrados se caracterizaron por la deposición húmeda, el cual es el mecanismo dominante (Avila *et al.*, 1997). Estos eventos tuvieron lugar en julio de 2020 y en febrero y marzo de 2021, y se corresponden con los picos que se observan en dichas fechas en la Figura 6.2. La Tabla 6.1 muestra el valor máximo de la ratio de ensuciamiento que se alcanzó durante estos eventos,  $SR_{max}$ , así como el valor de la ratio de ensuciamiento después de que lloviera tras la finalización de dichos eventos,  $SR_{final}$ .

Tabla 6.1. Valores máximos de la ratio de ensuciamiento y ratio de ensuciamiento final tras los transportes de largo alcance de polvo del desierto sahariano.

	Julio 2020	Febrero 2021	Marzo 2022
$SR_{max}$ (%)	24.6	14.4	32.6
$SR_{final}$ (%)	4.9	3.7	14.1

Se observa que la recuperación de la ratio de ensuciamiento se sitúa entre el 11% y el 20% en función de la cantidad y duración de las precipitaciones. Sin embargo, estas recuperaciones no implican que la ratio de ensuciamiento se ponga a cero (Kalogirou *et al.*, 2013). Dicha ratio, en el mejor de los casos, sólo disminuye hasta el 3,7% tras la lluvia, lo que sigue representando una pérdida sustancial de reflectancia. Por lo tanto, la posición de los heliostatos debería modificarse durante estos eventos con el fin de minimizar las pérdidas de reflectancia.

El evento correspondiente a julio de 2020 fue analizado mediante SEM para medir el tamaño de las partículas depositadas. Las imágenes correspondientes a dicho análisis se muestran en la Figura 6.6. Asumiendo que la deposición de partículas se comporta de la misma manera independientemente del área elegida y que esas partículas tienen una forma circular perfecta, se encontró un área y diámetros medios de unos  $13 \mu\text{m}^2$  y  $4 \mu\text{m}$ , respectivamente, lo cual es

sustancialmente mayor que el tamaño medio usual de las partículas de esta región, que es de unos 2  $\mu\text{m}$  de diámetro.

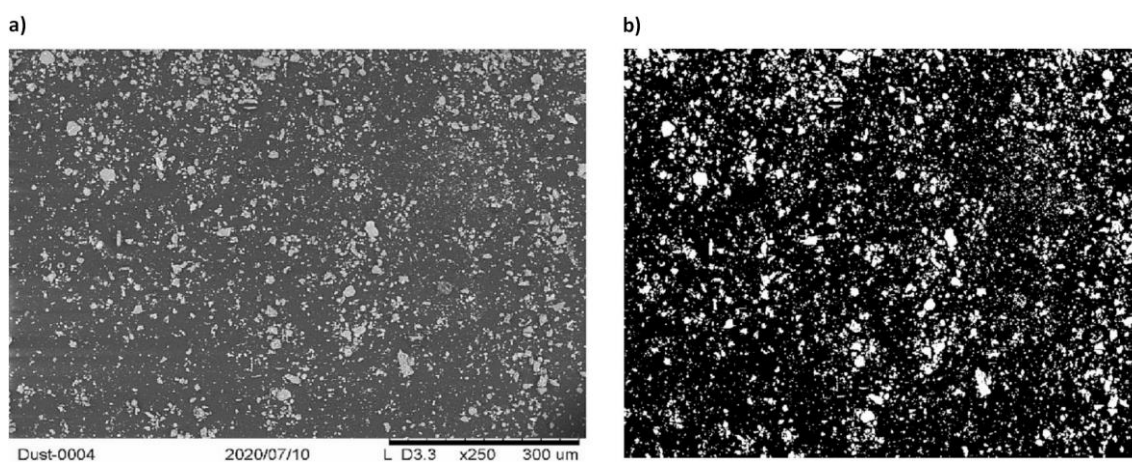


Figura 6.6. SEM del evento de transporte de largo alcance de polvo del desierto sahariano correspondiente a julio de 2020. a) Imagen original. b) Imagen tras ser tratada con el software ImageJ.

Este evento también fue analizado mediante XRD y EDS. El análisis realizado muestra que hay cuatro elementos comunes en la mayoría de las muestras analizadas: Si, Fe, Al y Ca, con trazas regulares de Mg y K. Además, ocasionalmente se detectaron Ti, Cl, Na y S. La posible existencia de halita (NaCl) puede deberse a la evaporación del aerosol marino y al consiguiente transporte a zonas terrestres por parte de la pluma de polvo mientras viaja sobre el mar Mediterráneo (Lewandowska y Falkowska, 2013), como también ocurrió en Conceição *et al.* (2018a). El Ti se debe normalmente a la presencia de rutilo ( $\text{TiO}_2$ ), también detectado en Conceição *et al.* (2018a). Los restantes elementos detectados están asociados a los aluminosilicatos, la calcita y el cuarzo, los cuales son buenos indicadores de los transportes de largo alcance de polvo del desierto sahariano (Avila *et al.*, 1997).

### 6.3.1.3 Efecto de la materia orgánica

El polen transportado por el aire es otra fuente importante de suciedad que se ve afectada por un conjunto de factores como son la ubicación, la vegetación cercana, las condiciones meteorológicas y la estación del año, estando los dos últimos estrechamente relacionados (Rojo *et al.*, 2015). El transporte de polen puede clasificarse en corto, medio y largo alcance (Rantio-Lehtimäki, 1994). El de corto alcance comprende de 0 a 1 km, y suele demorar menos de una hora. Se trata de un fenómeno estrictamente local. El de medio alcance va de 1 a 100 km y demora aproximadamente un día, lo que indica un efecto más regional. Por último, el transporte de polen de largo alcance comprende períodos de varios días, y puede traer polen de otros países y continentes.

El tamaño del polen se sitúa principalmente entre 15  $\mu\text{m}$  y 60  $\mu\text{m}$  de diámetro, lo que corresponde a partículas aéreas de gran tamaño. Por lo tanto, su deposición se produce principalmente por asentamiento gravitacional. Es durante la primavera cuando se produce la mayor parte de esta deposición, habiéndose registrado la mayor tasa de ensuciamiento en mayo. La Figura 6.7 muestra una serie histórica de la concentración semanal de polen en Madrid desde 1979 hasta 1993. Se puede observar que se da un alto recuento de polen entre marzo y junio, con un pico que aparece precisamente en mayo, lo que denota la importancia de este mes en relación al ensuciamiento por materia orgánica (Conceição *et al.*, 2018b).

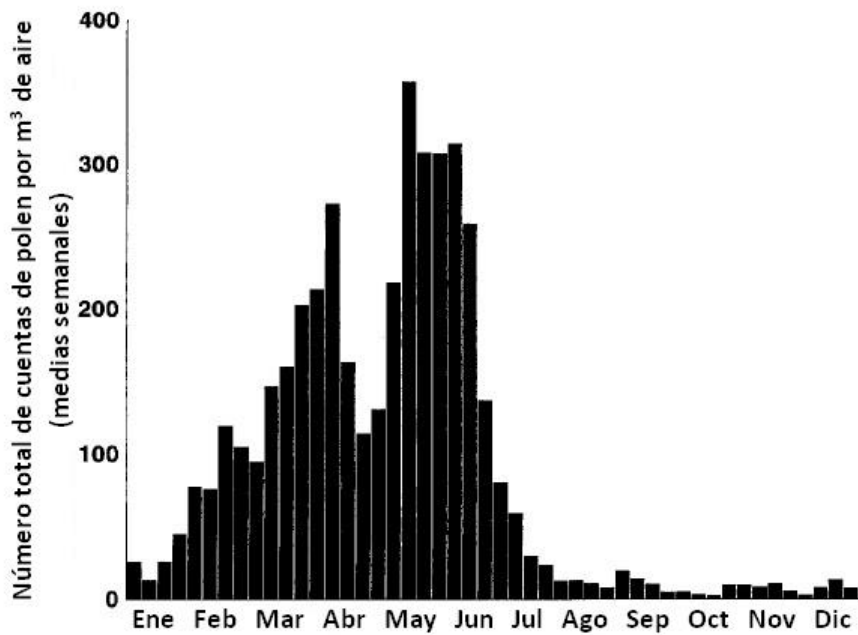


Figura 6.7. Recuento de polen en Madrid de 1979 a 1993 (Subiza *et al.*, 1995).

Las medidas SEM revelaron polen perteneciente a la familia Fagaceae, *Quercus sp.*, y a la familia Pinaceae, *Pinus sp.*, mostradas ambas en la Figura 6.8. Cabe destacar que este último es el polen de mayor tamaño detectado, con un diámetro de alrededor de 50  $\mu\text{m}$ .

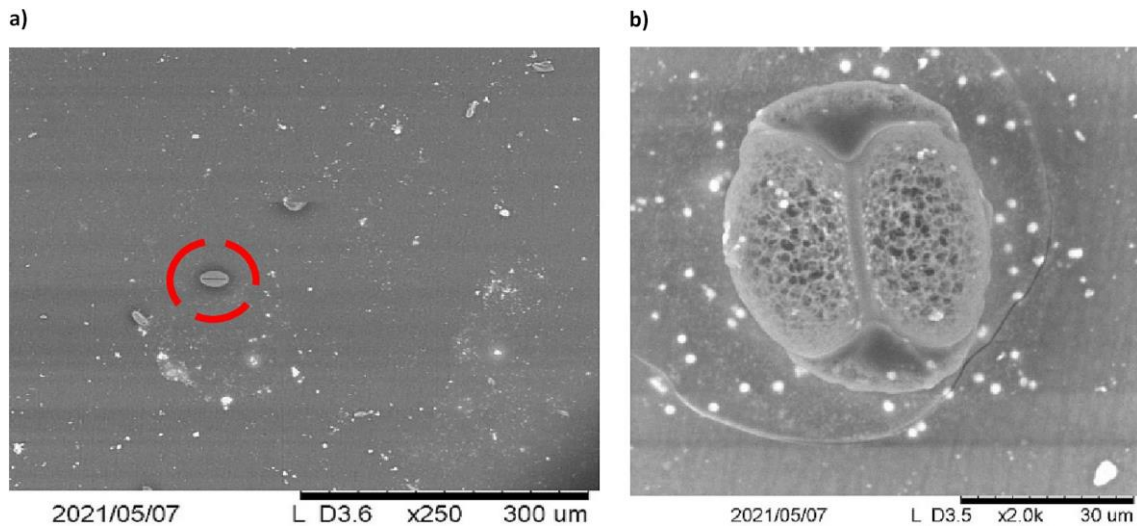


Figura 6.8. Micrografías electrónicas de barrido del polen típico encontrado en la región. a) *Quercus sp.* b) *Pinus sp.*

Las micrografías electrónicas de barrido también revelaron una diferencia sustancial en la cantidad de materia orgánica encontrada en abril y en mayo. Las imágenes SEM de estos dos meses se muestran en la Figura 6.9. El procesamiento de dichas imágenes muestra que la densidad de polen superficial era de en torno a 1,4 polen/mm<sup>2</sup> en abril, mientras que en mayo era de en torno a 19,5 polen/mm<sup>2</sup>, lo que supone un incremento de catorce veces.

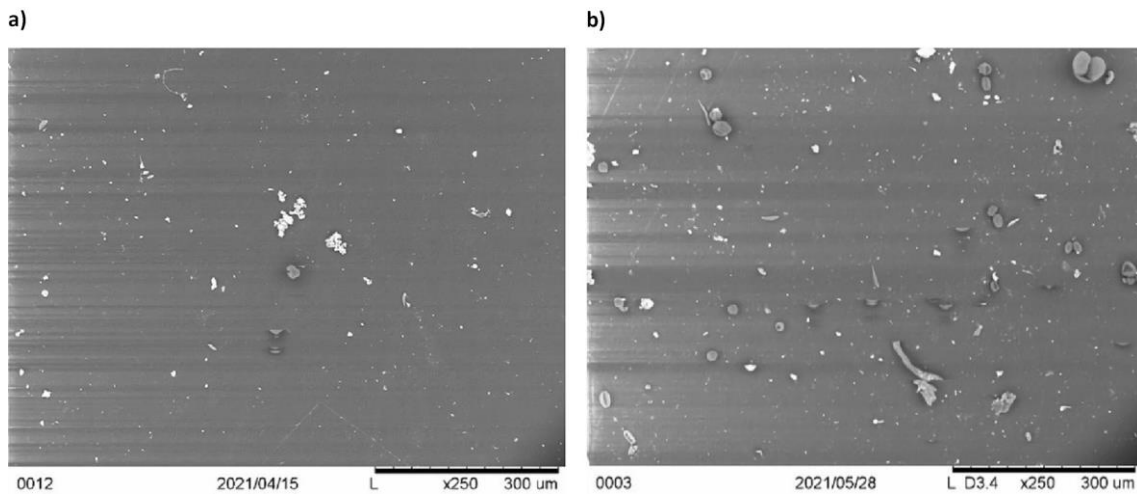


Figura 6.9. Micrografías mostrando la cantidad de materia orgánica correspondiente a los meses de (a) Abril de 2021 y (b) Mayo de 2021.

Los resultados del análisis de las imágenes se muestran en la Tabla 6.2. El diámetro medio de las partículas minerales, considerando que son circulares, es de alrededor de 1,7  $\mu\text{m}$  en abril y de 1,3  $\mu\text{m}$  en mayo. En cuanto a la materia orgánica, concretamente el polen, su diámetro medio es de 23  $\mu\text{m}$  en abril y 21,7  $\mu\text{m}$  en mayo, lo que supone un tamaño aproximadamente dieciséis veces superior con respecto a la materia mineral. Dado que la materia mineral tiende a ser la misma durante todo el año, se concluye, por tanto, que la materia orgánica fue el factor responsable del aumento de la tasa de ensuciamiento durante el mes de mayo.

Tabla 6.2. Características geométricas de las partículas evaluadas mediante el software ImageJ.

	<b>Abril</b>	<b>Mayo</b>
Tamaño medio del diámetro de las partículas ( $\mu\text{m}$ ) [Materia mineral]	1.7	1.3
Tamaño medio del diámetro de las partículas ( $\mu\text{m}$ ) [Materia orgánica]	23.0	21.7
Tamaño medio del área de las partículas ( $\mu\text{m}^2$ ) [Materia mineral]	2.2	1.4
Tamaño medio del área de las partículas ( $\mu\text{m}^2$ ) [Materia orgánica]	415.5	368.7

Cabe mencionar que las recientes tendencias del cambio climático apuntan a un aumento del ensuciamiento debido al polen. En el caso de Europa, las concentraciones de polen en el aire parecen estar aumentando y, en comparación con hace 50 años, la principal temporada de polen comienza antes y dura más (Sanz Saiz *et al.*, 2020). Por lo tanto, las pérdidas por ensuciamiento debidas a este tipo de partículas podrían aumentar en el futuro.

Además del análisis de la materia orgánica también se realizó un análisis de las partículas minerales para cada una de las estaciones del año. Asumiendo que las partículas tienen forma circular, se fijó la redondez ( $4\pi A/P^2$ , siendo A el área y P el perímetro) entre 0,5 y 1 para así evitar incluir en el análisis los aglomerados de partículas, normalmente con forma irregular, como si se tratasen de partículas individuales. Cabe señalar que, debido a las condiciones en que se tomaron las imágenes, las partículas menores de 0,75  $\mu\text{m}$  no son visibles. Se escogieron los meses de enero, abril, julio y octubre como representativos del invierno, la primavera, el verano y el otoño, respectivamente. Los resultados de dicho análisis se muestran en los histogramas de la Figura 6.10, los cuales muestran la distribución de frecuencias correspondientes al tamaño de la partícula.

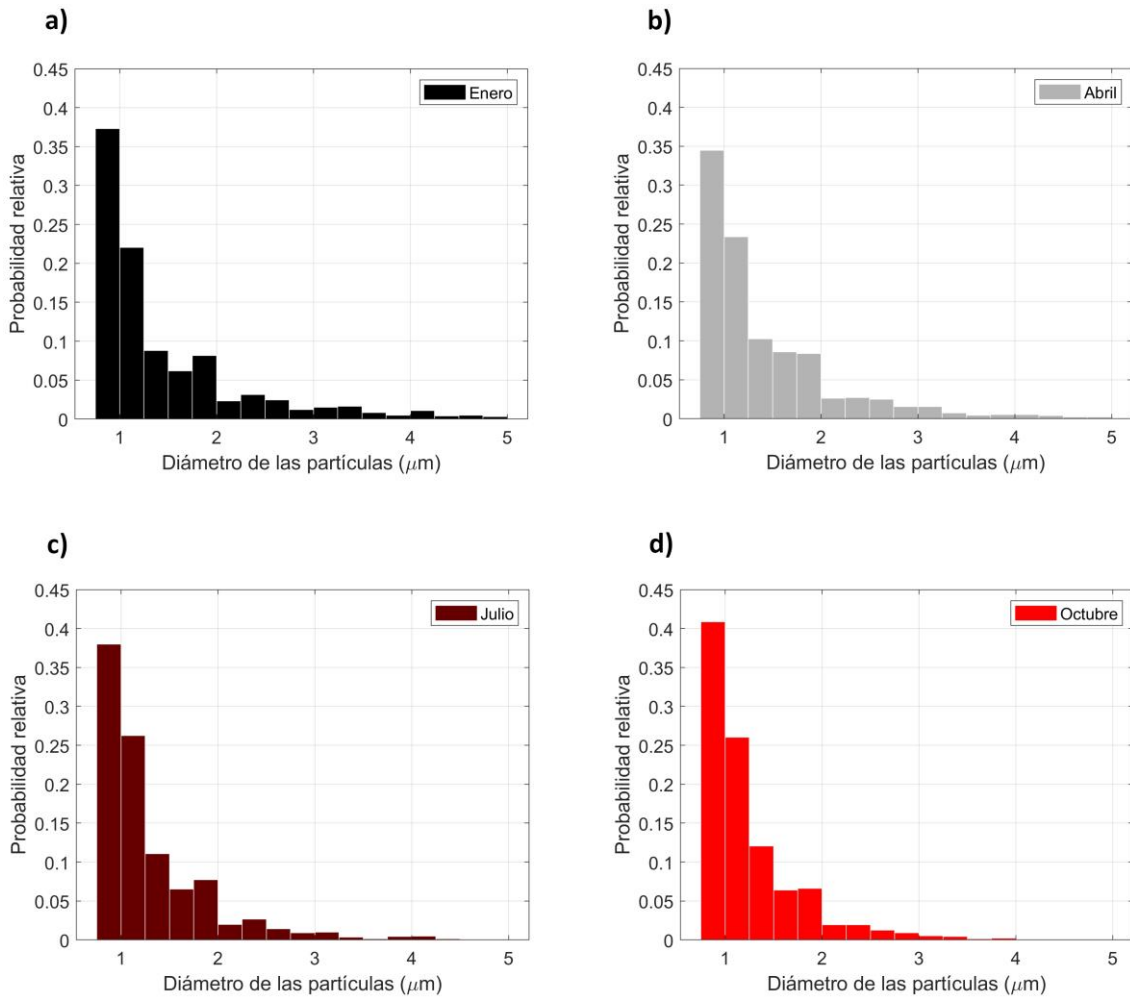


Figura 6.10. Histogramas del diámetro de las partículas de (a) enero, (b) abril, (c) julio y (d) octubre.

Todos los histogramas siguen una tendencia similar, asemejándose a distribuciones Gamma, ya que las partículas de menor tamaño representan la mayor parte de la suciedad depositada, tal y como se ha detectado en otros estudios (Smestad *et al.*, 2020). Esto demuestra que las partículas más pequeñas son las que se adhieren firmemente a los heliostatos, ya que es más probable que las partículas más grandes sean removidas por el viento (Javed *et al.*, 2016). El diámetro medio de las partículas es de 1,5 μm, 1,4 μm, 1,3 μm y 1,3 μm correspondientes a los meses de enero, abril, julio y octubre, respectivamente, siendo la desviación estándar de 1,1 μm, 0,9 μm, 0,8 μm y 0,7 μm para los respectivos meses. Por lo tanto, la materia mineral tiene un tamaño similar independientemente de la estación del año, observándose variaciones solo cuando se producen transportes de largo alcance de polvo del desierto sahariano.

6.3.1.4 Análisis de la propia faceta

El ensuciamiento se suele caracterizar por un único valor representativo de una superficie, pero esto puede ser una mala aproximación cuando la superficie es extensa y la deposición de la suciedad no homogénea. Por lo tanto, en esta sección se presenta un análisis del ensuciamiento de la propia faceta analizando las 5 mediciones realizadas a cada heliostato por separado.

La Figura 6.11 muestra los diagramas de caja de tres de los doce heliostatos empleando los datos diarios registrados durante toda la campaña. Se puede observar que no sólo la media y la mediana tienden a aumentar en las partes inferiores de la faceta (posiciones 4 y 5), sino que también el rango intercuartílico tiende a ser mayor, lo que demuestra que las variaciones de la ratio de ensuciamiento son mayores en estas posiciones. Los valores extremos, muy superiores con respecto a la media, se deben a los transportes de largo alcance de polvo del desierto sahariano. Es importante señalar que todos los heliostatos siguen un comportamiento similar.

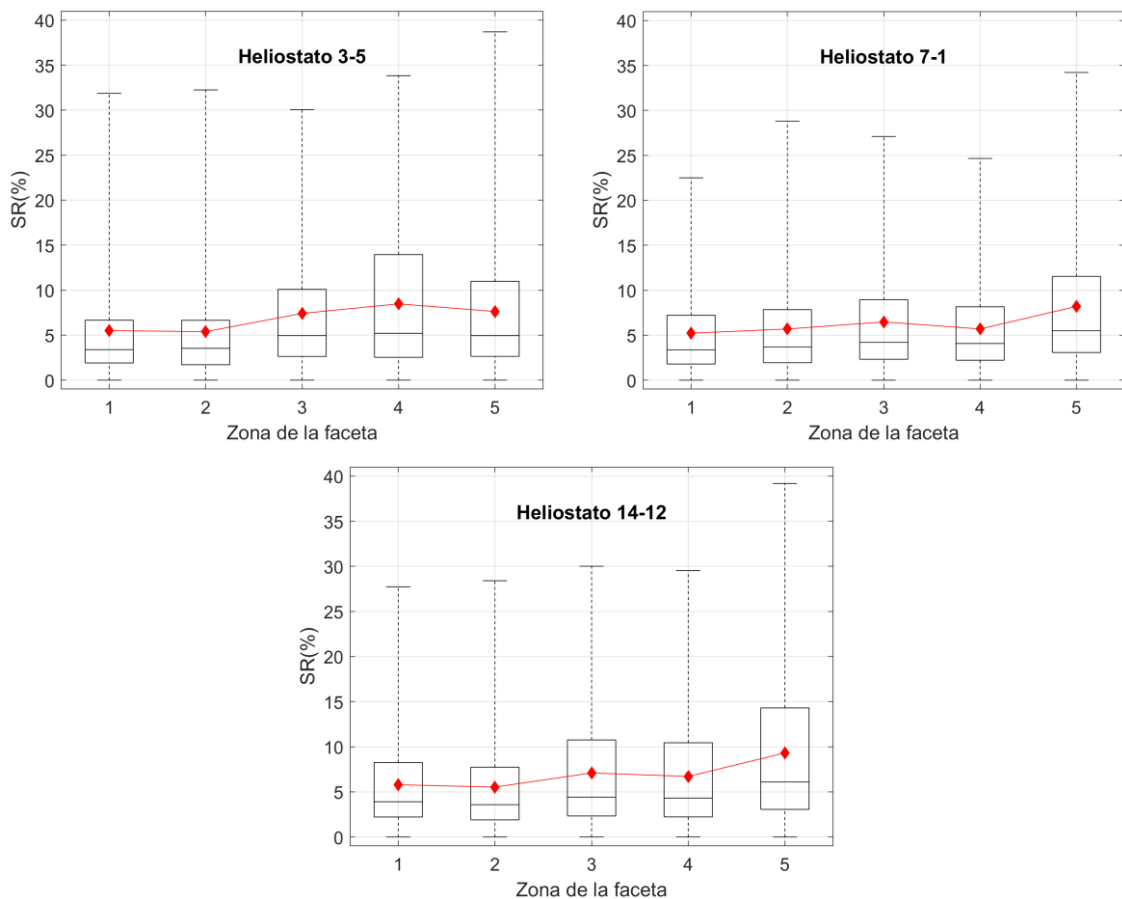


Figura 6.11. Diagramas de caja para cada posición correspondientes a tres de los doce heliostatos estudiados. Los diamantes rojos representan la media anual de la ratio de ensuciamiento.

Con el fin de analizar las diferencias entre las distintas posiciones, se calculó la desviación estándar de los valores medios anuales de la ratio de ensuciamiento entre diferentes combinaciones de posiciones para cada heliostato. En cuanto a las posiciones 1 y 2, la desviación estándar varía entre el 0,08% y el 0,35%, lo que demuestra que el ensuciamiento es muy similar en ambas posiciones para cualquiera de los doce heliostatos. En cuanto a las posiciones 1 y 3, la desviación estándar varía entre el 0,92% y el 1,40%, lo que ya representa una menor similitud entre las dos posiciones dentro del mismo heliostato. En cuanto a las posiciones 3 y 4, y 3 y 5, la desviación estándar varía entre el 0,27% y el 1,39% y entre el 0,10% y el 1,57%, respectivamente. Por lo tanto, al igual que en el caso anterior, existe una ligera diferencia entre estas posiciones dentro de un heliostato. En cuanto a las posiciones 4 y 5, la desviación estándar varía entre el 0,60% y el 2,35%, lo que muestra diferencias sustanciales dentro de un heliostato. Esto se debe principalmente a las precipitaciones y a la formación de rocío, que aumentan la deposición de suciedad no homogénea. En cuanto a las posiciones 1 y 5, la desviación estándar varía entre el 0,21% y el 2,71%, lo que muestra que las mayores variaciones aparecen entre las posiciones superiores e inferiores. Esto era de esperar, ya que las esquinas inferiores acumulan mucha más suciedad que las demás posiciones. Por lo tanto, se puede afirmar que existen diferencias significativas entre todas las posiciones excepto entre la 1 y la 2, a diferencia de lo que ocurre en [Fernández-Reche \(2006\)](#). En consecuencia, deberían realizarse al menos cuatro medidas por heliostato para una caracterización adecuada.

En cuanto a la comparación entre posiciones homólogas de los doce heliostatos se calculó su amplitud, es decir, el valor máximo menos el valor mínimo de las doce ratios de ensuciamiento medios calculados para cada posición. La posición 1 presenta una amplitud del 0,68%, mientras que la posición 2 presenta un valor de 0,58%. De aquí se concluye que, en media anual, estas dos posiciones son similares entre los doce heliostatos. Dado que se había observado anteriormente que ambas posiciones son también similares dentro de un mismo heliostato, se confirma que estas dos medidas podrían ser reemplazadas por una sola. La posición 3 presenta una amplitud del 1,22%, mientras que las posiciones 4 y 5 presentan una amplitud del 3,81% y del 3,23%, respectivamente. Por lo tanto, las discrepancias son mayores en las zonas inferiores, lo que era de esperar ya que la suciedad tiende a depositarse más en dichas zonas.

#### 6.3.1.5 Comparativa entre heliostatos

Teniendo en cuenta el valor medio de las 5 medidas realizadas a cada heliostato se realizó un análisis similar al del apartado anterior para ver si la deposición de suciedad depende de la posición de los heliostatos en el campo solar. Para ello se calculó, para cada heliostato, la media de la ratio de ensuciamiento anual, la cual se representa por diamantes rojos en la Figura 6.12 junto con los correspondientes diagramas de caja. Estos valores medios se sitúan entre el 5,71% y el 6,63%, es decir, la diferencia es inferior al 1%. En cuanto al rango intercuartílico y la mediana, son similares para todos los heliostatos.

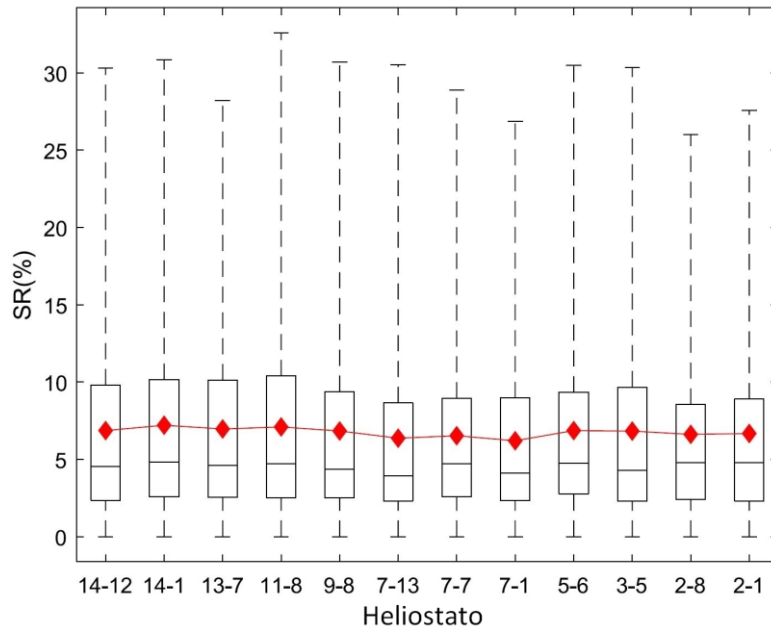


Figura 6.12. Diagramas de caja anuales de los 12 heliostatos. Los diamantes rojos representan la media anual de la ratio de ensuciamiento.

La Tabla 6.3 muestra el valor medio de la ratio de ensuciamiento calculado para cada estación del año. Se observa que todos los heliostatos tienden a seguir una tendencia similar en cada estación independientemente de su posición en el campo solar, con una diferencia máxima inferior al 2%. Este análisis se repitió con periodos de tiempo más cortos, de 30 días, obteniéndose resultados similares, por lo que se concluye que el ensuciamiento es similar para los 12 los heliostatos. Esto significa que, para un entorno urbano como el que nos ocupa, y tratándose de un pequeño campo solar de menos de 2.500 m<sup>2</sup>, la evaluación del ensuciamiento se puede realizar utilizando un único heliostato, a diferencia de lo que ocurre en campos solares más grandes y con diferentes disposiciones de los heliostatos (Picotti *et al.*, 2019).

Tabla 6.3. Ratio de ensuciamiento medio para cada estación del año, en %, de los doce heliostatos.

Heliostato	2-1	2-8	3-5	5-6	7-1	7-7	7-13	9-8	11-8	13-7	14-1	14-12
Invierno	7,76	8,95	8,72	9,06	7,40	8,10	9,02	8,66	9,06	8,31	8,64	8,67
Primavera	8,62	7,63	8,14	8,53	7,82	7,96	5,96	8,43	8,69	8,40	8,64	7,42
Verano	5,48	5,66	6,70	6,06	6,25	6,30	6,46	6,62	6,86	7,29	7,40	7,35
Otoño	3,07	3,13	3,10	3,41	2,68	3,22	3,01	3,06	3,22	3,02	3,56	3,31

### 6.3.2 Efecto del ángulo de inclinación

#### 6.3.2.1 Análisis anual

La Figura 6.13 muestra la ratio de ensuciamiento diario de los tres heliostatos pertenecientes a la misma fila con 0°, 15° y 30° de inclinación. También muestra la precipitación acumulada diaria, así como los días en que se realizaron las limpiezas. Los datos indican que es completamente desfavorable tener los heliostatos en posición horizontal, ya que el heliostato en dicha posición muestra los máximos valores de la ratio de ensuciamiento.

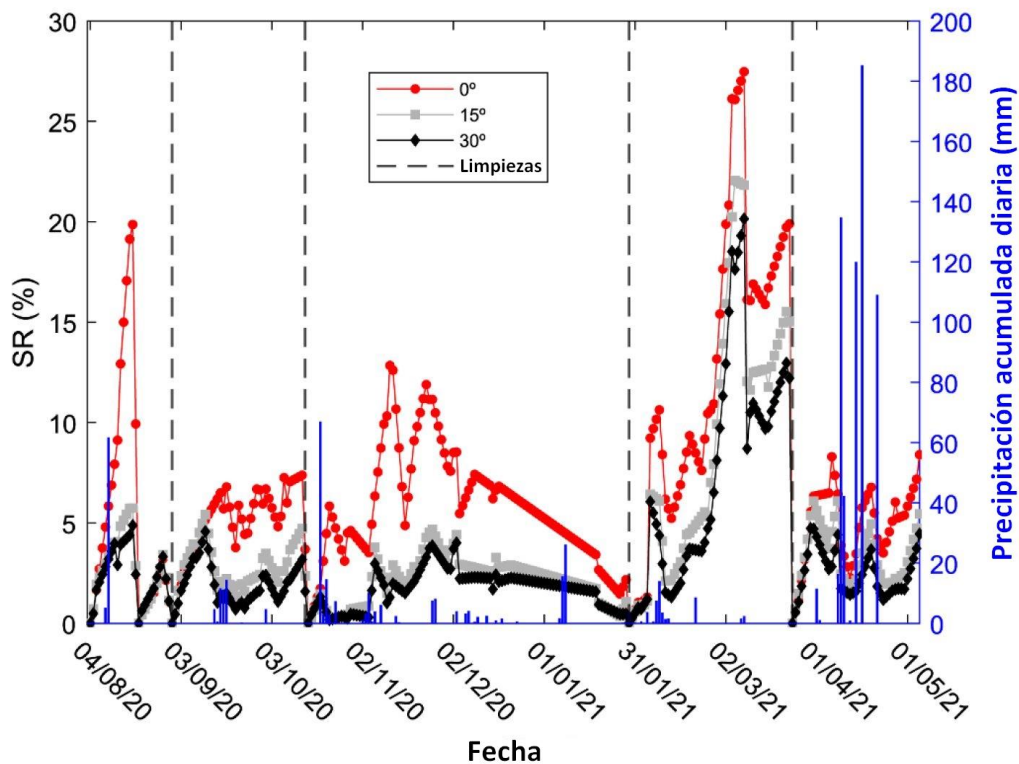


Figura 6.13. Ratio de ensuciamiento de los tres heliostatos con ángulos de inclinación de 0, 15° y 30° y precipitación acumulada diaria.

La Tabla 6.4 muestra la media de la ratio de ensuciamiento,  $\overline{SR}$ , es decir, la media de todas las medidas realizadas a cada heliostato durante los 10 meses, para así poder comparar los diferentes ángulos de inclinación con un solo valor. Además, se muestra la diferencia porcentual,  $\Delta$ , de los heliostatos inclinados 15° y 30° con respecto al horizontal. Por último, también se muestra la media de la desviación estándar diaria de las 5 medidas de cada heliostato,  $\overline{\sigma_{SR}}$ , la cual da cuenta de cuan homogénea es la deposición de suciedad.

Tabla 6.4. Ratio de ensuciamiento medio,  $\overline{SR}$ , desde agosto de 2020 hasta mayo de 2021 de los tres heliostatos inclinados 0°, 15° y 30°, así como la diferencia relativa,  $\Delta$ , de los heliostatos inclinados 15° y 30° con respecto al horizontal. También se muestra la media de la desviación estándar diaria de las 5 medidas,  $\overline{\sigma_{SR}}$ , correspondiente a dicho periodo.

Ángulo de inclinación (°)	$\overline{SR}$ (%)	$\Delta$ (%)	$\overline{\sigma_{SR}}$ (%)
0	7,27	-	2,31
15	4,06	44,15	0,93
30	3,21	55,85	0,81

Se puede observar que la ratio de ensuciamiento es mucho menor en los heliostatos inclinados, los cuales muestran una ratio de ensuciamiento entre un 44,15% y un 55,85% menor que el horizontal. En cuanto a la media de la desviación estándar, se concluye que el heliostato en posición horizontal es el que presenta el ensuciamiento más heterogéneo. Esto se debe a que, al estar la faceta curvada, el agua de las lluvias se acumula en su zona central, convirtiéndose en un depósito de suciedad tras la evaporación, y haciendo que la ratio de ensuciamiento sea muy superior en dicha zona en comparación con las esquinas, tal y como se muestra en la Figura 6.14. Este tipo de ensuciamiento tendría un gran impacto en la calidad óptica y prestaciones del campo solar.

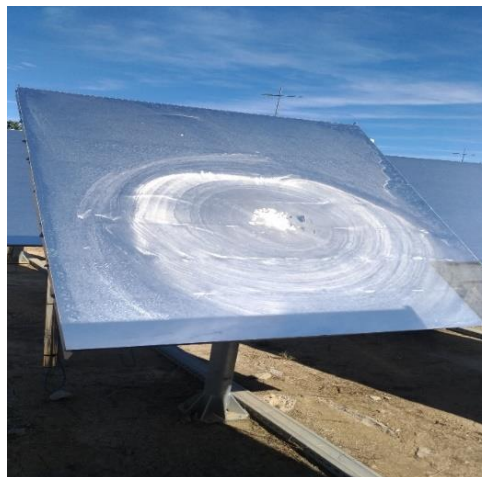


Figura 6.14. Depósito de suciedad en la zona central del heliostato colocado horizontalmente debido a la acumulación de agua y su posterior evaporación.

En cuanto a los heliostatos inclinados 15° y 30°, se observa que la acumulación de partículas es más homogénea para el más inclinado, siendo además el que presenta una menor ratio de ensuciamiento. Se concluye que, independientemente de las condiciones atmosféricas, el ensuciamiento se reduce con el uso de ángulos de inclinación elevados. Por lo tanto, siempre que no se produzcan reflejos indeseados al entorno, los heliostatos deberían almacenarse con la mayor inclinación posible.

### 6.3.2.2 Modelo de ensuciamiento

Un modelo adecuado de ensuciamiento permite reducir el tiempo asignado a las mediciones sistemáticas de reflectancia. Esto es de gran importancia, ya que se trata de una actividad de mantenimiento extremadamente lenta, siendo el tiempo invertido en ella proporcional al número de heliostatos a medir. Por lo tanto, en esta sección se presenta un modelo que se ha desarrollado con el fin de optimizar la evaluación del ensuciamiento.

El modelo de ensuciamiento desarrollado aborda la distribución espacial de la suciedad de cada heliostato. Para ello correlaciona las 4 medidas correspondientes a las 4 esquinas en función de la medida correspondiente a la parte central de la faceta. Las ratios de ensuciamiento de cada zona se denominan  $SR_{\beta,1}, SR_{\beta,2}, SR_{\beta,3}, SR_{\beta,4}, SR_{\beta,5}$ , correspondientes a la parte superior izquierda, la parte superior derecha, el centro, la parte inferior izquierda y la parte inferior derecha, respectivamente, de un heliostato inclinado  $\beta$  grados. El modelo desarrollado relaciona la ratio de ensuciamiento de cada esquina,  $SR_{\beta,j}$  con  $j = 1,2,4,5$ , con la ratio de ensuciamiento de la posición central,  $SR_{\beta,3}$ , mediante las siguientes ecuaciones:

$$SR_{\beta,1}(SR_{\beta,3}) = r_{0,\beta} + r_{1,\beta}SR_{\beta,3} \quad (6.3)$$

$$SR_{\beta,2}(SR_{\beta,3}) = q_{0,\beta} + q_{1,\beta}SR_{\beta,3} \quad (6.4)$$

$$SR_{\beta,4}(SR_{\beta,3}) = b_{0,\beta} + b_{1,\beta}SR_{\beta,3} \quad (6.5)$$

$$SR_{\beta,5}(SR_{\beta,3}) = h_{0,\beta} + h_{1,\beta}SR_{\beta,3} \quad (6.6)$$

Se eligió un modelo lineal ya que los niveles de heterogeneidad de la ratio de ensuciamiento correspondientes a ángulos de inclinación no nulos tienden a ser pequeños. Además, la ordenada en el origen se fijó en cero para garantizar que, si no hay ensuciamiento en una posición, tampoco lo haya en ninguna otra ( $r_{0,\beta} = q_{0,\beta} = b_{0,\beta} = h_{0,\beta} = 0$ ). Por lo tanto, este modelo es solo válido para heliostatos que no se encuentren en posición horizontal, ya que el depósito de suciedad creado en su zona central hace que no se cumplan ninguna de las dos hipótesis anteriores.

La Tabla 6.5 muestra el ajuste del modelo a los datos experimentales correspondientes a los heliostatos con inclinaciones de  $15^\circ$  y  $30^\circ$ , así como los correspondientes parámetros estadísticos: el coeficiente de determinación,  $r^2$ , y la raíz del error cuadrático medio,  $RMSE$ . Cabe destacar que  $r_{1,\beta}, q_{1,\beta} < 1$ , lo que significa que en la zona superior las pérdidas por ensuciamiento son menores que en la zona central, y que  $b_{1,\beta}, h_{1,\beta} > 1$ , lo que significa que la zona inferior se ensucia más que la central. De aquí se deduce que hay más acumulación de suciedad en la parte inferior de la faceta que en cualquier otra zona.

Tabla 6.5. Ajuste del modelo desarrollado a los heliostatos inclinados 15° y 30° junto con sus correspondientes parámetros estadísticos.

	Función	Subíndice del coeficiente		Parámetros estadísticos	
		0	1	$r^2$	RMSE (%)
$\beta = 15^\circ$	$SR_{15,1}(SR_{15,3})$	0	0,90	0,95	0,88
	$SR_{15,2}(SR_{15,3})$	0	0,93	0,93	1,07
	$SR_{15,4}(SR_{15,3})$	0	1,20	0,82	2,31
	$SR_{15,5}(SR_{15,3})$	0	1,22	0,86	2,16
$\beta = 30^\circ$	$SR_{30,1}(SR_{30,3})$	0	0,90	0,90	1.06
	$SR_{30,2}(SR_{30,3})$	0	0,94	0.90	1.09
	$SR_{30,3}(SR_{30,3})$	0	1,27	0.90	1.56
	$SR_{30,3}(SR_{30,3})$	0	1,24	0.91	1.40

Por otro lado, se observa que las correlaciones entre las posiciones superiores y la central de ambos heliostatos son muy similares, ya que son las que presentan los menores valores del RMSE y, además, en el caso del heliostato inclinado 15°, también presenta los mayores coeficientes de determinación. Según el análisis de la Sección 6.3.1.4 esto era de esperar, ya que se detectó que el ensuciamiento de las dos posiciones superiores es similar. En dicha sección también se detectó que las posiciones inferiores tienden a presentar un comportamiento distinto entre ellas mismas y entre ellas y la posición central, lo que concuerda con los mayores valores del RMSE y los bajos coeficientes de determinación en el caso del heliostato inclinado 15°.

Hasta ahora se ha desarrollado un sistema de ecuaciones de manera que, para cada heliostato, se obtiene la ratio de ensuciamiento en las cuatro esquinas a partir de una única medida en la zona central. Por otro lado, el conocimiento de la ratio de ensuciamiento en cinco posiciones permite determinar el efecto de la suciedad en el resto de la superficie de la faceta por interpolación, siempre y cuando que la reflectancia y su derivada sean continuas en la superficie del heliostato. Esto último se cumple a excepción de manchas puntuales debidas, por ejemplo, a las deposiciones de los pájaros o a cualquier otra alteración localizada fruto de la lluvia o el rocío ligeros. A modo de ejemplo, la Figura 6.15 muestra la media de la ratio de ensuciamiento registrado durante los 10 meses interpolada en toda la superficie para cada uno de los tres heliostatos inclinados 0°, 15° y 30°. La figura también muestra fotografías de dichos heliostatos. Se observa que el ensuciamiento se comporta de manera muy distinta en el heliostato situado en posición horizontal. Este heliostato acumula mucha más suciedad en su zona central (3) debido a la acumulación de agua y su posterior evaporación, mientras que en los otros dos la suciedad tiende a acumularse más en su parte inferior (4 y 5). Por lo tanto, se confirma que las superficies completamente horizontales tienden a mostrar un comportamiento más errático

(Picotti *et al.*, 2018) y a ser más complejas de modelar que las inclinadas. En cuanto a los heliostatos inclinados  $15^\circ$  y  $30^\circ$ , estos presentan un comportamiento similar, mostrando un aumento de la proporción de suciedad de arriba a abajo.

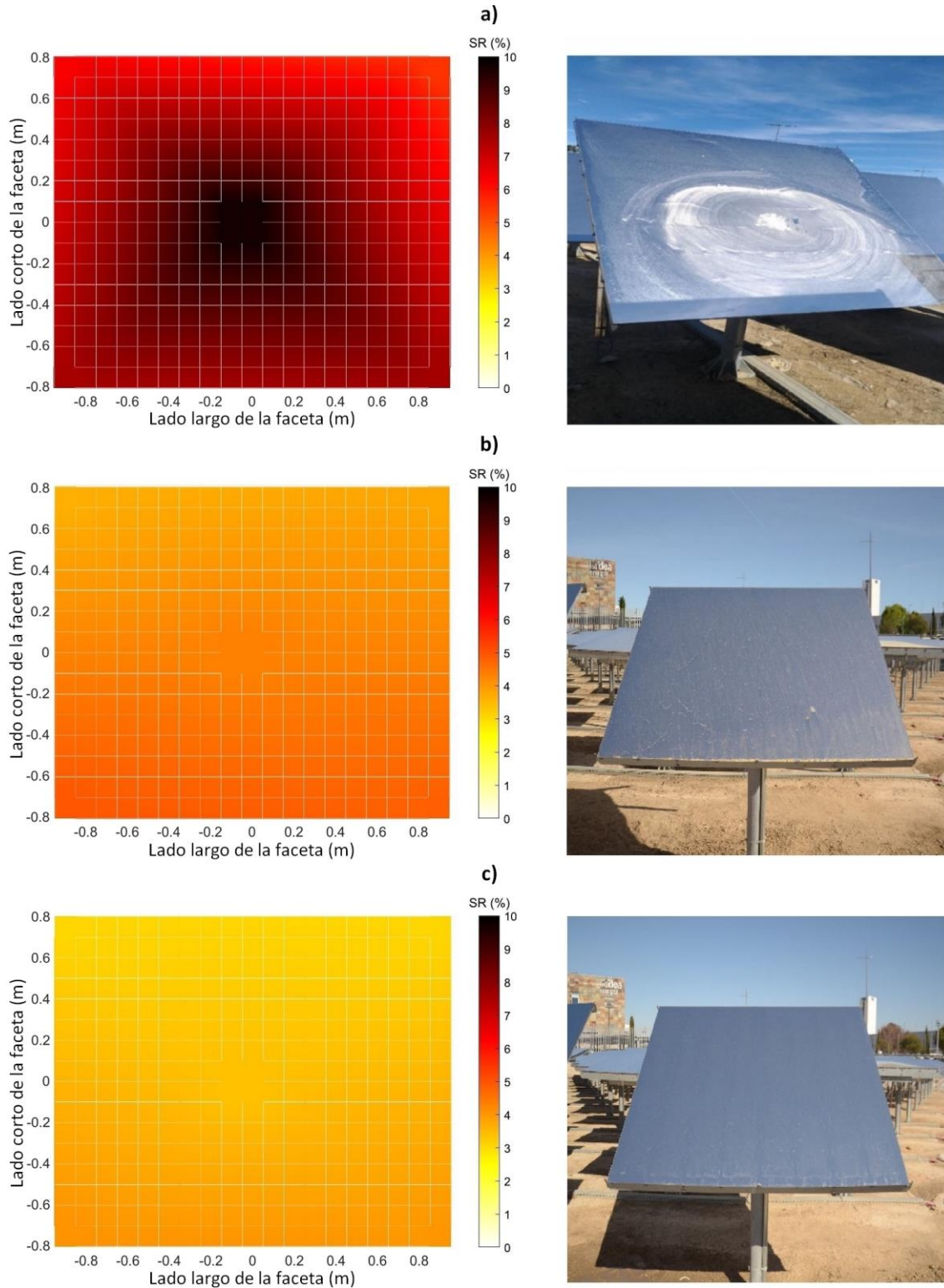


Figura 6.15. Ratio de ensuciamiento medio interpolado de los heliostatos inclinados (a)  $0^\circ$ , (b)  $15^\circ$  y (c)  $30^\circ$ . Se muestran también las fotografías de dichos heliostatos.

## 6.4. Conclusiones

El ensuciamiento fue monitorizado durante un año completo, desde mayo de 2020 hasta mayo de 2021, para evaluar su efecto en los heliostatos de la instalación ACES<sup>4</sup>. Los experimentos consistieron en la medición de la reflectancia de doce heliostatos repartidos por el campo solar en los que se realizó un análisis anual, prestando especial atención a los transportes de largo alcance de polvo del desierto sahariano y a la estación primaveral. Los resultados mostraron que los transportes de largo alcance de polvo del desierto sahariano son los que más afectan a la reducción de la reflectancia. Esto es de gran importancia, ya que muestra que las regiones cercanas a Madrid pueden verse afectadas por estos eventos y que estos pueden ocurrir en diferentes períodos del año. La concentración de polen durante la primavera también es relevante, ya que su densidad superficial puede ser alta, aumentando las pérdidas de reflectancia considerablemente. Por otro lado, y en base a los resultados de las tasas de ensuciamiento registradas, se puede afirmar que la ubicación urbana/industrial del campo solar ACES es tan importante para la evaluación del efecto del ensuciamiento como la ubicación de algunas zonas rurales. Esto se debe muy posiblemente a que el emplazamiento de la instalación ACES presenta zonas rurales próximas situadas al sur y al oeste, las cuales podrían contribuir significativamente a la deposición de suciedad.

En cuanto al ángulo de inclinación, el objetivo era comprender cómo este afecta a la deposición de suciedad. Para ello, se inclinaron tres heliostatos a 0°, 15° y 30°, y se midió su reflectancia diariamente durante 10 meses, desde agosto de 2020 hasta mayo de 2021. Los resultados muestran que el ensuciamiento se reduce con ángulos de inclinación elevados, a la par que se vuelve más homogéneo, lo que puede ser un factor determinante para la limpieza. Por otro lado, se ha desarrollado un modelo para que, basándose en una sola medida de reflectancia, se puedan inferir otras correspondientes a distintas zonas de la superficie del heliostato, lo que permitiría reducir en gran medida el tiempo dedicado a la evaluación del ensuciamiento.

El trabajo futuro consistirá en una campaña más larga para caracterizar mejor el ensuciamiento estacional y anual y estudiar posibles escenarios y calendarios de limpieza, así como la modelización mediante parámetros ambientales.

---

<sup>4</sup> Actualmente se sigue monitorizando el ensuciamiento del campo solar.

## Referencias

- Abraim, M., El Gallassi, H., Ghennioui, H., Ghennioui, A., Hanrieder, N., Wilbert, S. (2022). Comparative study of soiling effect on CSP and PV technologies under semi-arid climate in Morocco. *Solar Energy Advances*, 2, 100021.
- Al-Addous, M., Dalala, Z., Alawneh, F., Class, C. B. (2019). Modeling and quantifying dust accumulation impact on PV module performance. *Solar Energy*, 194, 86-102.
- Avila, A., Queralt-Mitjans, I., Alarcón, M. (1997). Mineralogical composition of African dust delivered by red rains over northeastern Spain. *Journal of Geophysical Research: Atmospheres*, 102(D18), 21977-21996.
- Bellmann, P., Wolfertstetter, F., Conceição, R., Silva, H. G. (2020). Comparative modeling of optical soiling losses for CSP and PV energy systems. *Solar Energy*, 197, 229-237.
- Bouaddi, S., Ihlal, A., Fernández-García, A. (2015). Soiled CSP solar reflectors modeling using dynamic linear models. *Solar Energy*, 122, 847-863.
- Burton, P. D., King, B. H. (2013, June). Artificial soiling of photovoltaic module surfaces using traceable soil components. In 2013 IEEE 39th Photovoltaic Specialists Conference (PVSC) (pp. 1542-1545). IEEE.
- Chiteka, K., Arora, R., Sridhara, S. N., Enweremadu, C. C. (2020). A novel approach to solar PV cleaning frequency optimization for soiling mitigation. *Scientific African*, 8, e00459.
- Conceição, R., Silva, H. G., Mirao, J., Gostein, M., Fialho, L., Narvarte, L., Collares-Pereira, M. (2018a). Saharan dust transport to Europe and its impact on photovoltaic performance: A case study of soiling in Portugal. *Solar Energy*, 160, 94-102.
- Conceição, R., Silva, H. G., Mirão, J., Collares-Pereira, M. (2018b). Organic soiling: the role of pollen in PV module performance degradation. *Energies*, 11(2), 294.
- Conceição, R., Silva, H. G., Collares-Pereira, M. (2018c). CSP mirror soiling characterization and modeling. *Solar Energy Materials and Solar Cells*, 185, 233-239.
- Conceição, R., Merrouni, A. A., Lopes, D., Alae, A., Silva, H. G., Bennouna, E. G., Collares-Pereira, M., Ghennioui, A. (2019a). A comparative study of soiling on solar mirrors in Portugal and Morocco: preliminary results for the dry season. In AIP Conference Proceedings (Vol. 2126, No. 1, p. 220001). AIP Publishing LLC.
- Conceição, R., Silva, H. G., Fialho, L., Lopes, F. M., Collares-Pereira, M. (2019b). PV system design with the effect of soiling on the optimum tilt angle. *Renewable Energy*, 133, 787-796.
- Conceição, R., Lopes, F. M., Tavares, A., Lopes, D. (2020). Soiling effect in second-surface CSP mirror and improved cleaning strategies. *Renewable Energy*, 158, 103-113.

El-Shobokshy, M. S., Mujahid, A., Zakzouk, A. K. M. (1985). Effects of dust on the performance of concentrator photovoltaic cells. *IEE Proceedings I (Solid-State and Electron Devices)*, 132(1), 5-8.

Fernández-Reche, J. (2006). Reflectance measurement in solar tower heliostats fields. *Solar energy*, 80(7), 779-786.

Gostein, M., Caron, J. R., Littmann, B. (2014, June). Measuring soiling losses at utility-scale PV power plants. In *2014 IEEE 40th Photovoltaic Specialist Conference (PVSC)* (pp. 0885-0890). IEEE.

Gostein, M., Düster, T., Thuman, C. (2015, June). Accurately measuring PV soiling losses with soiling station employing module power measurements. In *2015 IEEE 42nd Photovoltaic Specialist Conference (PVSC)* (pp. 1-4). IEEE.

Guerguer, M., Karim, M., Naamane, S., Edfouf, Z., Raccurt, O., Delord, C. (2017, June). Soiling deposition on solar mirrors exposed in Morocco. In *AIP Conference Proceedings* (Vol. 1850, No. 1, p. 130005). AIP Publishing LLC.

Hamberg, O., Tomlinson, F. (1971, April). Sensitivity of thermal surface solar absorptance to particulate contamination. In *6th Thermophysics Conference* (p. 473).

Heimsath, A., Schmidt, T., Rohani, S., Haack, L., Meyer, R., Steinmetz, J., Nitz, P. (2019, July). Monitoring of soiling with the AVUS instrument—technical and economic assessment. In *AIP Conference Proceedings* (Vol. 2126, No. 1, p. 190007). AIP Publishing LLC.

Hottel, H. C., Woertz, B. B. (2018). The performance of flat-plate solar heat collectors. In *Renewable Energy* (pp. 324-355). Routledge.

Ilse, K., Figgis, B., Khan, M. Z., Naumann, V., Hagendorf, C. (2018a). Dew as a detrimental influencing factor for soiling of PV modules. *IEEE Journal of Photovoltaics*, 9(1), 287-294.

Ilse, K. K., Figgis, B. W., Werner, M., Naumann, V., Hagendorf, C., Pöllmann, H., Bagdahn, J. (2018b). Comprehensive analysis of soiling and cementation processes on PV modules in Qatar. *Solar Energy Materials and Solar Cells*, 186, 309-323.

Javed, W., Guo, B., Wubulikasimu, Y., Figgis, B. W. (2016, October). Photovoltaic performance degradation due to soiling and characterization of the accumulated dust. In *2016 IEEE International Conference on Power and Renewable Energy (ICPRE)* (pp. 580-584). IEEE.

Jiang, Z., Jiang, X., Zhang, Z., Guo, Y., Li, Y. (2017). Investigating the effect of rainfall parameters on the self-cleaning of polluted suspension insulators: insight from Southern China. *Energies*, 10(5), 601.

Kalogirou, S. A., Agathokleous, R., Panayiotou, G. (2013). On-site PV characterization and the effect of soiling on their performance. *Energy*, 51, 439-446.

- Kurup, P., Turchi, C. (2015). Initial investigation into the potential of CSP industrial process heat for the Southwest United States (No. NREL/TP-6A20-64709). National Renewable Energy Lab.(NREL), Golden, CO (United States).
- Lewandowska, A. U., Falkowska, L. M. (2013). Sea salt in aerosols over the southern Baltic. Part 1. The generation and transportation of marine particles. *Oceanologia*, 55(2), 279-298.
- Lopes, D., Conceição, R., Silva, H. G., Aranzabe, E., Pérez, G., Collares-Pereira, M. (2019). Anti-soiling coating performance assessment on the reduction of soiling effect in second-surface solar mirror. *Solar Energy*, 194, 478-484.
- Mejia, F. A., Kleissl, J. (2013). Soiling losses for solar photovoltaic systems in California. *Solar Energy*, 95, 357-363.
- Merrouni, A. A., Wolfertstetter, F., Mezrhah, A., Wilbert, S., Pitz-Paal, R. (2015). Investigation of soiling effect on different solar mirror materials under Moroccan climate. *Energy Procedia*, 69, 1948-1957.
- Merrouni, A. A., Mezrhah, A., Ghennioui, A., Naimi, Z. (2017). Measurement, comparison and monitoring of solar mirror's specular reflectivity using two different Reflectometers. *Energy Procedia*, 119, 433-445.
- Merrouni, A. A., Conceição, R., Mouaky, A., Silva, H. G., Ghennioui, A. (2020). CSP performance and yield analysis including soiling measurements for Morocco and Portugal. *Renewable Energy*, 162, 1777-1792.
- Micheli, L., Ruth, D., Muller, M. (2017, June). Seasonal trends of soiling on photovoltaic systems. In 2017 IEEE 44th Photovoltaic Specialist Conference (PVSC) (pp. 2301-2306). IEEE.
- Picotti, G., Borghesani, P., Cholette, M. E., Manzolini, G. (2018). Soiling of solar collectors–Modelling approaches for airborne dust and its interactions with surfaces. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 81, 2343-2357.
- Picotti, G., Binotti, M., Cholette, M. E., Borghesani, P., Manzolini, G., Steinberg, T. (2019, July). Modelling the soiling of heliostats: Assessment of the optical efficiency and impact of cleaning operations. In AIP Conference Proceedings (Vol. 2126, No. 1). AIP Publishing.
- Polo, J., Martín-Chivelet, N., Sanz-Saiz, C., Alonso-Montesinos, J., López, G., Alonso-Abella, M., Battles, F. J., Marzo, A., Hanrieder, N. (2021). Modeling soiling losses for rooftop PV systems in suburban areas with nearby forest in Madrid. *Renewable Energy*, 178, 420-428.
- Rantio-Lehtimäki, A. (1994). Short, medium and long range transported airborne particles in viability and antigenicity analyses. *Aerobiologia*, 10(2), 175-181.
- Renewables, I. E. A. (2019). Market Analysis and Forecast from 2019 to 2024. IEA: San Francisco, USA.

Rohani, S., Abdelnabi, N., Fluri, T., Heimsath, A., Wittwer, C., Ainsua, J. G. P. (2019, July). Optimized mirror cleaning strategies in PTC plants reducing the water consumption and the levelized cost of cleaning. In AIP Conference Proceedings (Vol. 2126, No. 1, p. 220004). AIP Publishing LLC.

Rojo, J., Rapp, A., Lara, B., Fernández-González, F., Pérez-Badia, R. (2015). Effect of land uses and wind direction on the contribution of local sources to airborne pollen. *Science of the Total Environment*, 538, 672-682.

Sanz Saiz, C., Polo Martínez, J., Martín Chivelet, N. (2020). Influence of pollen on solar photovoltaic energy: literature review and experimental testing with pollen. *Applied Sciences*, 10(14), 4733.

Silva, H. G., Lopes, F. M., Pereira, S., Nicoll, K., Barbosa, S. M., Conceição, R., Neves, S., Harrison, R. G., Pereira, M. C. (2016). Saharan dust electrification perceived by a triangle of atmospheric electricity stations in Southern Portugal. *Journal of Electrostatics*, 84, 106-120.

Smestad, G. P., Germer, T. A., Alrashidi, H., Fernández, E. F., Dey, S., Brahma, H., Sarmah, N., Ghosh, A., Sellami, N., Hassan, I. A. I., Desouky, M., Kasry, A., Pesala, B., Sundaram, S., Almonacid, F., Reddy, K. S., Mallick, T. K., Micheli, L. (2020). Modelling photovoltaic soiling losses through optical characterization. *Scientific reports*, 10(1), 58.

Subiza, J., Jerez, M., Jiménez, J. A., Narganes, M. J., Cabrera, M., Varela, S., Subiza, E. (1995). Allergenic pollen and pollinosis in Madrid. *Journal of Allergy and Clinical Immunology*, 96(1), 15-23.

Tanesab, J., Parlevliet, D., Whale, J., Urme, T. (2017). Seasonal effect of dust on the degradation of PV modules performance deployed in different climate areas. *Renewable Energy*, 111, 105-115.

## **7. Conclusiones**

Esta tesis se ha focalizado en la caracterización óptica y del apunte de heliostatos con facetas de corta distancia focal y con sistema de seguimiento basado en movimientos de cabeceo y alabeo, empleando para ello los heliostatos del campo solar ACES, ubicado en el Instituto IMDEA Energía. Como fruto del trabajo realizado, se han desarrollado diversas metodologías que han demostrado la viabilidad de poder transformar una instalación con heliostatos originalmente de bajas prestaciones (facetas no lo suficientemente rígidas, errores de apunte, problemas de deriva...) en una instalación reconocida internacionalmente por haber alcanzado récords mundiales en la operación con altos flujos de radiación y altas temperaturas, durante periodos diarios de más de 6 horas.

Cabe destacar que la implementación de las metodologías de caracterización y corrección de apunte y deriva fueron clave para el desarrollo del proyecto europeo Sun-to-Liquid, con el que se logró una demostración experimental a escala piloto del proceso completo de generación de hidrocarburos líquidos a partir de  $\text{CO}_2$ ,  $\text{H}_2\text{O}$  y energía solar concentrada. Esto dio lugar a que dicho proyecto recibiera el premio World Energy Globe Award otorgado por la Fundación Austriaca Energy Globe Foundation durante la celebración del COP26 en Glasgow en noviembre de 2021 y también el SolarPACES Technology Innovation Award en octubre de 2022 en Albuquerque, EEUU.

A continuación, se muestran las conclusiones más relevantes de cada capítulo. Fruto de la necesidad de tener una herramienta de simulación óptica del campo solar precisa, rápida y flexible, en el capítulo 2 se ha desarrollado un programa de trazado de rayos en Matlab®, el cual ha sido validado cotejando exhaustivamente los resultados de sus simulaciones con las obtenidas con el programa comercial TracePro®. La herramienta, adaptada para reproducir fielmente las particularidades ópticas y geométricas del campo solar de la instalación ACES, permite realizar simulaciones precisas de la instalación con una tasa de trazado de rayos de entorno a 2 millones de rayos por segundo, siendo dicha velocidad independiente de si se usan o no matrices de errores de la pendiente, por lo que se pueden realizar simulaciones muy realistas en tiempos de computación relativamente bajos. Dicha velocidad computacional ha sido clave para abordar los análisis de los capítulos 3 y 5 en un tiempo razonable.

En el capítulo 3 se han analizado en detalle todas las posibles causas de deriva que un heliostato con seguidor basado en movimientos de cabeceo y alabeo puede tener. Se ha desarrollado una metodología consistente en identificar las principales fuentes de error causantes de deriva y su agrupación en dos tipos de manifestaciones. El primer tipo de deriva, denominada intrínseca, surge de la variación a lo largo del día del error de apunte debido a la discordancia entre el punto de impacto del rayo central y el centro de gravedad del mapa de flujo. Se ha demostrado que la extensión de las curvas de deriva intrínseca decrece a medida que aumenta la distancia focal, no existiendo deriva para un espejo plano. Por lo tanto, se concluye que el efecto de la deriva intrínseca puede despreciarse en heliostatos convencionales con distancias focales grandes, pero que puede llegar a ser relevante en heliostatos con distancias focales muy cortas como los aquí analizados. El segundo tipo de deriva analizado se debe a todas las desalineaciones que la

estructura de un heliostato con sistema de seguimiento basado en movimientos de cabeceo y alabeo puede tener. De todas ellas, las más indeseables son la falta de perpendicularidad entre los ejes de cabeceo y alabeo, la rotación del pedestal y la inclinación del pedestal a lo largo del eje Este-Oeste por producir curvas de deriva de gran extensión que son además más difíciles de corregir que las producidas por otras desalineaciones. El exhaustivo análisis de todos estos factores capaces de producir deriva constituye un trabajo completamente novedoso, pues no existían estudios previos en la literatura, que ha sido clave para el desarrollo del capítulo 4.

En el capítulo 4 se han mostrado dos metodologías que permiten corregir los errores de apunte de heliostatos. La primera se enfoca en corregir el apunte sin importar su origen, lo cual se consigue aplicando correcciones dependientes del tiempo a los motores, y es aplicable a cualquier tipo de heliostato. La segunda, aplicable a heliostatos con seguidor solar basado en movimientos de cabeceo y alabeo, se centra en determinar las desalineaciones de su estructura, para así tenerlas en cuenta al resolver las ecuaciones del seguimiento solar, corrigiéndose así el apunte. Cabe remarcar que, aunque esta metodología haya sido desarrollada para heliostatos de cabeceo-alabeo, se podría aplicar a cualquier otro tipo de heliostato realizando las modificaciones correspondientes en base a su sistema de seguimiento.

En el capítulo 5 se ha mostrado un novedoso algoritmo capaz de determinar la forma de la superficie de un concentrador solar a partir de única y exclusivamente un solo mapa de flujo, el cual debe haber sido adquirido sobre un blanco Lambertiano situado a una distancia del concentrador bastante inferior a su distancia focal. El algoritmo se ha aplicado tanto numéricamente como experimentalmente a los heliostatos de la instalación ACES, obteniéndose unos resultados que concuerdan muy bien con los resultados dados por la deflectometría, con la ventaja de que la metodología desarrollada es más sencilla de aplicar que esta última en el caso de campos de heliostatos de pequeñas dimensiones.

Por último, en el capítulo 6 se han desarrollado metodologías para el muestreo y determinación de los niveles de ensuciamiento de los heliostatos. Se han analizado en detalle efectos como la deposición de polen durante la primavera y los transportes de largo alcance de polvo del desierto del Sahara, y se ha investigado el efecto del ángulo de inclinación en la deposición de suciedad, desarrollándose un modelo que permite predecir el nivel de ensuciamiento en las esquinas de la faceta con una única medida realizada en su parte central.

El trabajo futuro estará centrado en optimizar todas y cada una de las metodologías desarrolladas en la tesis, con el objetivo de mejorar las prestaciones de las centrales solares de torre y, en particular, de las que empleen seguidores basados en movimiento de cabeceo y alabeo.

Referente al programa de trazado de rayos desarrollado, se pretende implementar un modelo de simulación híbrido entre Montecarlo y óptica de conos. Este concepto de simulación híbrida emplearía óptica de conos para simular cada elemento del mallado de la faceta, lo que aceleraría significativamente los tiempos de computación sin apenas penalizar la fidelidad de las

simulaciones. Esta reducción en los tiempos de computación sería clave para el algoritmo de reconstrucción de superficies, cuya principal desventaja es, precisamente, el excesivo tiempo de cálculo que requiere. Además, también se trataría de mejorar el algoritmo para disminuir la incertidumbre de las superficies reconstruidas en su frontera. Igualmente, se pretende mejorar la precisión del apunte de la metodología de calibración desarrollada, así como optimizar la evaluación del ensuciamiento mediante el desarrollo de nuevos modelos. Por último, resultaría muy interesante tratar de combinar la inteligencia artificial con las metodologías desarrolladas.

## **Anexo**

# Especificaciones técnicas del inclinómetro SOLAR-2-45-2-RS485M



level developments

SOLAR-2 : Dual Axis Inclinometer, RS232 or RS485 Output

## Features

- Dual axis measurement, range from  $\pm 5$  to  $\pm 45^\circ$
- High resolution and accuracy
- Low temperature drift, with optional temperature compensation to further improve temperature performance
- Single-drop RS232, RS485 or multi-drop RS485 interface with ModBus protocol
- Tough sealed anodised aluminium housing (IP67)
- CE certified and RoHS compliant
- Braided screen 4 core 3m PUR cable
- Low cost relative to performance
- Small size, 75 x 37.5 x 15mm and light weight



## Description

The SOLAR-2 inclinometers are range of high performance low cost dual axis tilt sensors for measurement of angle in both the pitch and roll axes. Through a flexible configuration and calibration program we can supply this device with any measurement range from  $\pm 5^\circ$  to  $\pm 45^\circ$ . It can also be supplied compensated for a specific operating temperature range. The housing is a small, low profile Aluminium housing, hermetically sealed to IP67. The cable is a shielded black PUR cable and is

suitable for continuous outdoor use. They utilise a very high performance MEMS sensor which exhibits low long term drift compared with many competitive devices. It has an RS232 and RS485 interface option with our standard communication protocol as well as a version with RS485 multi drop ModBus communication protocol. They are CE and RoHS certified, and are manufactured, calibrated and tested in our UK factory to guarantee performance to the stated specification.

## General Specifications

Parameter	Value	Unit	Notes
<b>Supply Voltage</b>	9-30	V dc	Supply is filtered, suppressed and regulated internally, however we recommend the use of a low noise supply to prevent noise coupling to the sensor.
<b>Operating Current</b>	30mA (@ 9V) 20mA (@ 12V) 10.5mA (@ 24V)	mA	Supply current depends on supply voltage.
<b>Operating Temperature</b>	-40 to 85	°C	Maximum operating temperature range. Units can be calibrated between -20 and 70°C on request.
<b>RS232/485 Output Rate</b>	38400	bps	Bit rate is adjustable between 115.2k, 57.6k, 38.4k, 19.2k, 9.6k, 4.8k and 2.4k via the digital interface
<b>RS232 Data Format</b>	38.4, 8, 1, N		1 start bit, 8 data bits, 1 stop bit, no parity
<b>RS485 &amp; ModBus Format</b>	38.4, 8, 1, N		1 start bit, 8 data bits, 1 stop bit, no parity
<b>Frequency Response</b>	1	Hz	This is the frequency at which the output is 3dB less than the input value, adjustable between 16Hz & 0.125Hz via the RS232/RS485/ModBus control commands
<b>Mechanical shock</b>	5000	G	Shock survival limit for internal sensor 5000G for 0.5ms
<b>Weight</b>	45	g	Not including cable
<b>Cable</b>	3	m	4 Core braided screen cable with black PUR jacket
<b>Sealing</b>	IP67	-	Seal rating applies to housing and cable gland. Gland is not designed for flexible cable installation, as this may compromise seal rating

Level Developments Ltd.  
97-99 Gloucester Road

Croydon, Surrey, CR0 2DN  
United Kingdom

t : +44 (0)20 8684 1400  
f : +44 (0)20 8684 1422

sales@leveldevelopments.com  
www.leveldevelopments.com



## Performance Specifications

Parameter	SOLAR-05	SOLAR-15	SOLAR-30	SOLAR-45	Unit
<b>Measuring range</b>	±5	±15	±30	±45	°
<b>Zero Bias Error</b>	±0.005	±0.010	±0.015	±0.020	°
<b>Accuracy (@20°C)</b>	±0.010	±0.020	±0.030	±0.040	°
<b>Temperature Errors (without compensation)</b>					
Zero Drift	±0.0015	±0.0015	±0.0015	±0.0015	°/°C
Sensitivity Drift	±0.0030	±0.0030	±0.0030	±0.0030	%/°C
<b>Temperature Errors (with compensation)</b>					
Zero Drift	±0.0003	±0.0003	±0.0003	±0.0003	°/°C
Sensitivity Drift	±0.0006	±0.0006	±0.0006	±0.0006	%/°C
<b>Accuracy -10 to 60°C (without compensation)</b>	±0.070	±0.090	±0.120	±0.150	°
<b>Accuracy -10 to 60°C (with compensation)</b>	±0.025	±0.030	±0.050	±0.065	°
<b>Long Term Stability</b>	±0.007	±0.007	±0.007	±0.007	°
<b>Resolution (@1Hz BW)</b>	0.001	0.001	0.001	0.001	°

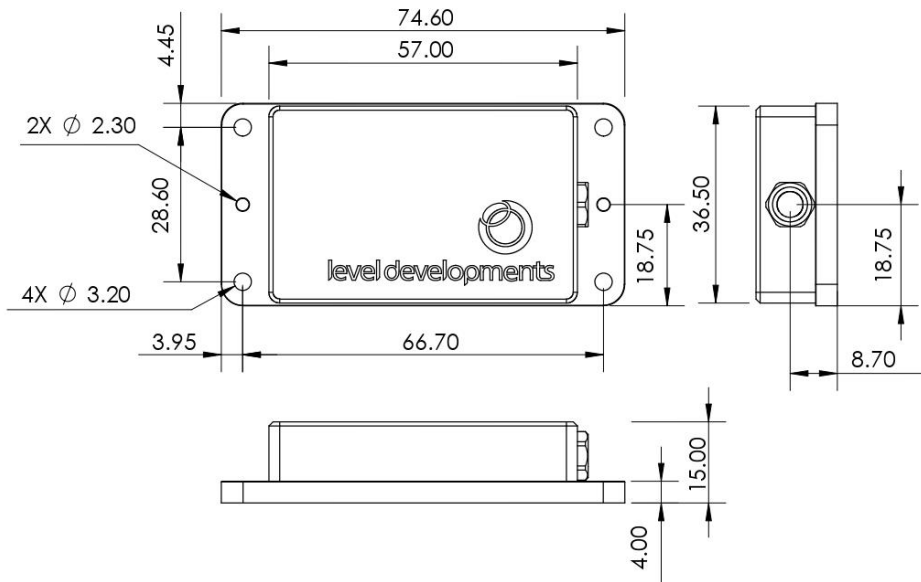
Parameter	Notes
<b>Measuring range</b>	Defines the calibrated measurement range. Direction of measurement can be reversed and zero position can be reset anywhere in range. Settings are stored in non volatile memory so are remembered after power down.
<b>Zero Bias Error</b>	This is the <b>maximum</b> angle from the device when it is placed on a perfectly level surface. The zero bias error can be removed from measurement errors either by mechanical adjustment, or as a fixed offset value after installation, or by using the 'setzcur' command to zero the device (see page 8)
<b>Accuracy (@20°C)</b>	This is the <b>maximum</b> error between the measured and displayed value at any point in the measurement range when the device is at room temperature (20°C). This value includes cross axis errors.
<b>Temperature Errors</b>	These figures are for devices without additional temperature compensation. See part numbering options on page 7 for further details.
Zero Drift	If the device is mounted to a level surface in the zero position, this value is the <b>maximum</b> drift of the output angle per °C change in temperature.
Sensitivity Drift	When the temperature changes there is a change in sensitivity of the sensor's output. The error this causes in the measurement is calculated from the formula: $E_{sd} = SD \times \Delta T \times \theta$ Where: $E_{sd}$ is the change in output (in degrees) due to sensitivity temperature change $SD$ is the sensitivity drift specification from the above table (0.003%) $\Delta T$ is the change in temperature in °C $\theta$ is the current angle of the inclinometer axis in question in degrees.
<b>Accuracy -10 to 60°C (without compensation)</b>	This is the <b>maximum</b> error between the measured and displayed value at any point in the measurement range at any temperature over the specified temperature range without individual temperature compensation.
<b>Accuracy -10 to 60°C (with compensation)</b>	This is the <b>maximum</b> error between the measured and displayed value at any point in the measurement range at any temperature over the calibrated temperature range with individual temperature compensation.
<b>Long Term Stability</b>	Stability depends on environment (temperature, shock, vibration and power supply). This figure is based on being powered continuously in an ideal environment.
<b>Resolution (@1Hz bandwidth)</b>	Resolution is the smallest measurable change in output.



level developments

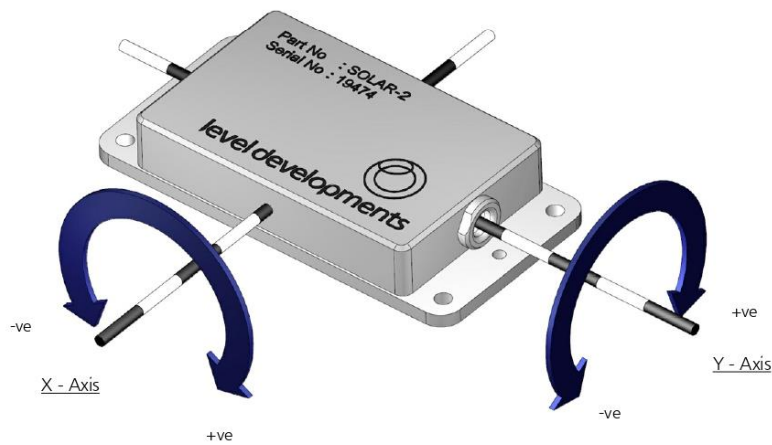
SOLAR-2 : Dual Axis Inclinometer, RS232 or RS485 Output

Housing Drawing



Axis Direction and Mounting Orientation and Wiring Details

Mounted on a Horizontal Surface



Level Developments Ltd.  
97-99 Gloucester Road

Croydon, Surrey, CR0 2DN  
United Kingdom

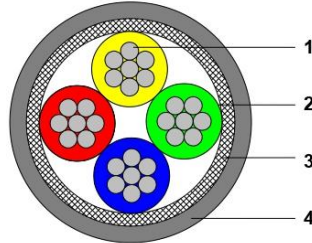
t : +44 (0)20 8684 1400  
f : +44 (0)20 8684 1422

sales@leveldevelopments.com  
www.leveldevelopments.com



**Cable Details**

1. Core wires, tin plated copper, 18x0.1mm strands per conductor (26 AWG).
2. 4 conductors, colours red, blue, yellow and green. PVC core insulation.
3. Braided screen of tin copper wire with minimum 85% coverage.
4. Black PUR Solar jacket. Flame retardant, reduced smoke generation, zero halogen, excellent for use in water and oil, good for use in acids and fuels, radiation tolerance: 10E6 Gy, UV stable, suitable for continuous outdoor use.



Wire Colour	RS232 Version	RS485 Version
Red	+ve Supply	+ve Supply
Blue	Ground	Ground
Yellow	RS232 Txd	RS485 -
Green	RS232 Rxd	RS485 +

Parameter	Value	Unit	Notes
Approximate Weight	40	g/m	
Operating Temperature	-20 to 70	°C	
Conductor Resistance	100	Ω/Km	Maximum resistance
Insulation Resistance	1500	MΩ/Km	Minimum resistance
Test Voltage	1	KV DC	
Voltage Rating	250	V	
Core Current Rating	0.5	A	At 40°C air temperature
Individual Core Diameter	1.1	mm	
Overall Diameter	4.5	mm	

**Certification**

The products are type approved to in accordance with the following directive(s):

EMC Directive 2004/108/EC



And it has been designed, manufactured and tested to the following specifications:

BS EN61326-1:2006

Electrical equipment for measurement, control and laboratory use – EMC Requirements

BS EN55011:2007, Group 1  
Class B

Certification is available on request.



level developments

SOLAR-2 : Dual Axis Inclinometer, RS232 or RS485 Output

## Part Numbering

SOLAR - 2 - XX - X - X - XX

Series Prefix

05 -  $\pm 5^\circ$  Full Scale Measurement Range  
 15 -  $\pm 15^\circ$  Full Scale Measurement Range  
 30 -  $\pm 30^\circ$  Full Scale Measurement Range  
 45 -  $\pm 45^\circ$  Full Scale Measurement Range

1 - No additional temperature compensation  
 2 - Temperature compensation over -10 to 60°C

RS232 - RS232 Interface with LD standard communication protocol  
 RS485 - RS485 Interface with LD standard communication protocol  
 RS485M - RS485 Interface with ModBus communication protocol

Customer Specific Options (Optional)

Example:**SOLAR-2-15-2-RS485M**

SOLAR-2 Series dual axis inclinometer  
 $\pm 15^\circ$  Full Scale Measurement Range  
 Temperature compensated over the range -10 to 60°C  
 RS485 Interface with ModBus communication protocol

Level Developments Ltd.  
 97-99 Gloucester Road

Croydon, Surrey, CR0 2DN  
 United Kingdom

t : +44 (0)20 8684 1400  
 f : +44 (0)20 8684 1422

sales@leveldevelopments.com  
 www.leveldevelopments.com



## Level Developments Simplified Control Command Set

Data is transmitted and received over RS232 in full duplex mode and for RS485 versions in half duplex mode. The default configuration is with the baud rate set to 38.4kbps, with 8 data bits, 1 stop bit and no parity. All commands are lower case and 7 bytes long. The time between each character of the command must be less than 100ms otherwise the device will discard the command. The settings are all stored in non volatile memory.

Command	Description	Response Length	Response
get---x	Returns the X axis angle as either: - An INT32 value equal to the angle x 1000 - A fixed length ASCII string terminated with a carriage return depending on the setting of commands 'setoasc' or 'setoint' Shipping default is INT32.	4 bytes 9 bytes	0x XX XX XX XX +025.430<CR>
get---y	Returns the Y axis angle as either: - An INT32 value equal to the angle x 1000 - A fixed length ASCII string terminated with a carriage return depending on the setting of commands 'setoasc' or 'setoint' Shipping default is INT32.	4 bytes 9 bytes	0x YY YY YY YY +025.430<CR>
get-x&y	Returns the X and Y axis angle (X is transmitted first) as either: - A pair of INT32 value equal to the angle x 1000 - A fixed length comma separated ASCII string terminated with <CR> depending on the setting of commands 'setoasc' or 'setoint' Shipping default is INT32.	8 bytes 18 bytes	0x XX XX XX XX YY YY YY YY ±xxx.xxx,±yyy.yyy<CR>
gettemp	Returns the temperature of the sensor as either: - An INT16 value equal to the temperature x 100 - A fixed length ASCII string terminated with a carriage return depending on the setting of commands 'setoasc' or 'setoint' Shipping default is INT32.	2 bytes 6 bytes	0x XX XX ±tt.t<CR>
str9999	Set continuous output transmission rate in milliseconds (25-9999ms) - str0100 - 100ms (0.1s) between transmissions	2 bytes	OK
setcasc	Sets the output to transmit the X and Y angle continuously in ASCII format at the rate defined by strXXXX.	18 bytes	±xxx.xxx,±yyy.yyy<CR>
stpcasc	Stops the continuous transmission of ASCII data	2 bytes	OK
get-flt	Returns the value of the current filter time constant in ms as an INT16	2 bytes	0x XX XX
setdir1	Sets the X axis measurement direction to positive clockwise	2 bytes	OK
setdir2	Sets the X axis measurement direction to negative clockwise		
setdir3	Sets the Y axis measurement direction to positive clockwise		
setdir4	Sets the Y axis measurement direction to negative clockwise		
setzcur	Tare function to set the current position to zero	2 bytes	OK
setzfac	Cancel tare function and resets zero to factory setting	2 bytes	OK
setoasc	Sets the output to ASCII format	2 bytes	OK
setoint	Sets the output to Integer format	2 bytes	OK
setflt1	Sets the digital filter frequency response to 0.125Hz	2 bytes	OK
setflt2	Sets the digital filter frequency response to 0.25Hz		
setflt3	Sets the digital filter frequency response to 0.5Hz		
setflt4	Sets the digital filter frequency response to 1Hz		
setflt5	Sets the digital filter frequency response to 2Hz		
setflt6	Sets the digital filter frequency response to 4Hz		
setflt7	Sets the digital filter frequency response to 8Hz		
setflt8	Sets the digital filter frequency response to 16Hz		
set-br1	Sets the BAUD rate to 2400bps	2 bytes	OK
set-br2	Sets the BAUD rate to 4800bps		
set-br3	Sets the BAUD rate to 9600bps		
set-br4	Sets the BAUD rate to 19200bps		
set-br5	Sets the BAUD rate to 38400bps		
set-br6	Sets the BAUD rate to 57600bps		
set-br7	Sets the BAUD rate to 115200bps		

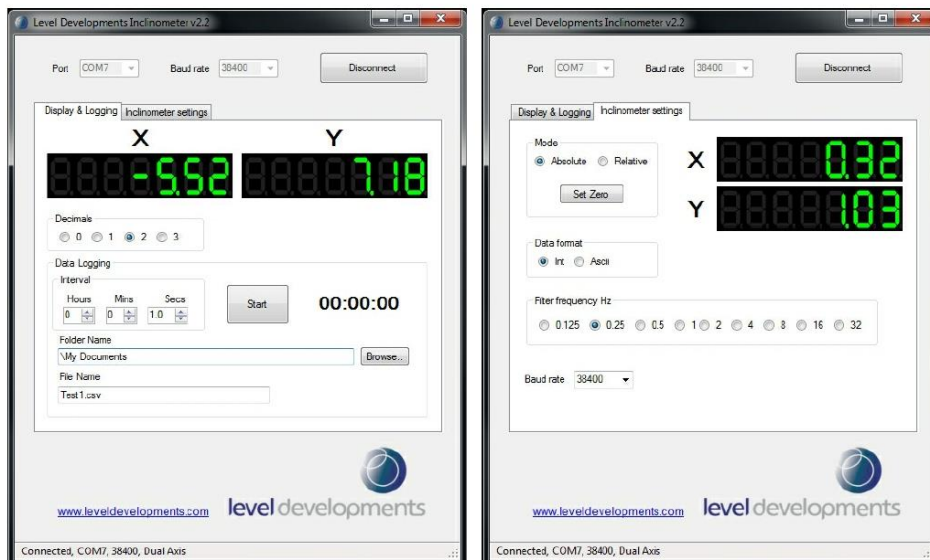


### Software

A free Windows based application for reading angle, logging and device configuration is available from our website. It requires Windows XP SP3, Windows 7 or Windows 8, and works with 32 and 64 bit systems. It also requires the .net framework V3.5 or higher, and will prompt you to download and install this from Microsoft if it is not already installed on your system. A COM port is also required, and can either be a built in COM port, or a USB to Serial COM port.

The basic features are shown below:

- Automatic or manual configuration of COM port parameters
- Compatible with single or dual axis sensors
- Adjustable number of decimal places on displays
- Logging of data at specified intervals into CSV file
- Setting device to absolute or relative measurement mode
- Switching the data transfer protocol between Integer and ASCII
- Changing the frequency response of the sensor
- Changing the Baud rate of the sensor



We can also offer custom software development services, please contact us for further information.

**This software is provided 'as-is', without any express or implied warranty. In no event will the authors be held liable for any damages arising from the use of this software.**



### ModBus Control Command Set

Data is transmitted and received over RS485 in half duplex mode using the ModBus RTU protocol. The following section provides some basic information about the serial communication between the host PC or PLC and the SOLAR-2. The full ModBus specification can be obtained from <http://www.modbus.org>. ModBus is a command/response protocol over a serial bus.

The default ModBus serial parameters are: 38400 baud, 1 start bit, 8 data bits, no parity and 1 stop bit. The 8 data bits are sent LSB first. The baud rate can be changed to 115200, 57600, 38400, 19200, 9600, 4800 or 2400 by sending the appropriate command.

The byte order for all 16-bit values is Big Endian (most significant byte first).

Read and write access to the SOLAR-2 is done using ModBus Function Code 3 (read holding registers) and ModBus Function Code 6 (write single register) commands. These two function codes provide the basic functionality needed by most users of the SOLAR-2. A user defined ModBus function code 110 is provided for less commonly used, off-line functions such as setting serial port parameters and changing the device address.

ModBus device address must be in the range 1 to 247. All devices are shipped with a default address of 100 (decimal). Address 0 is the ModBus broadcast address. With this address all devices will perform the action of the function code. The maximum number of these devices that can be connected on a single network is 128.

All ModBus commands and responses have a 16-bit CRC for error detection. ModBus RTU data is in binary format rather than ASCII, so it cannot be viewed properly on a text terminal.

Below is a list of the register locations for reading and writing:

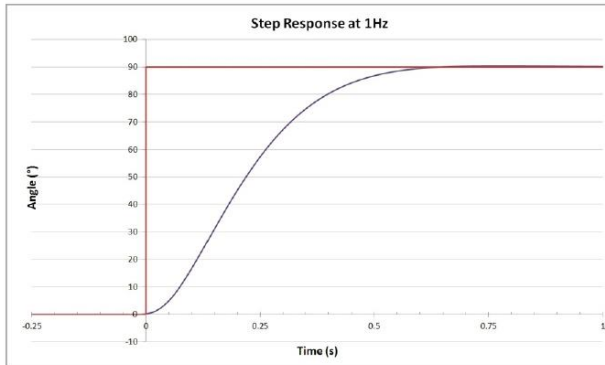
### ModBus Registers

Parameter	Address	ModBus Register Address	Description	Read/Write
X Axis Angle	0x00	40,001	Address 0x00 returns the upper 16 bits of the sensor X axis angle. This combines with address 0x01 to form a 32 bit signed integer value equal to the measured angle x 1000.	Read Only
	0x01	40,002		
Y Axis Angle	0x02	40,003	Address 0x02 returns the upper 16 bits of the sensor Y axis angle. This combines with address 0x03 to form a 32 bit signed integer value equal to the measured angle x 1000.	Read Only
	0x03	40,004		
Sensor Temperature	0x06	40,007	Returns a 16 bit signed integer value equal to the temperature of the sensor in degrees Celsius x 100	Read Only
Sensor Filter Index	0x09	40,010	Returns a 16 bit integer value between 1 and 7 which relates to a table of filter responses from 0.125 to 16Hz	Read / Write
Tare Function	0x14	40,021	When set to '1' the device is zeroed at the current position (relative mode). When set to '0' the device is returned to absolute measurement mode (tare cancelled)	Read / Write



**Frequency Response Filter Indexes**

The frequency response of the sensor can be changed to any of the response times shown in the table. The filter is a 2nd order Besel low pass filter implemented in a IIR algorithm.



Filter Index	Freq. Response (Hz)	Damping Time (ms)
1	0.125	8000
2	0.25	4000
3	0.5	2000
4	1	1000
5	2	500
6	4	250
7	8	125
8	16	62.5

**Reading a Holding Register**

The data from the device is stored in holding registers as detailed on page 4. Function code 0x03 is used to read these registers. Below is the command and response message format, including the error response in the even there is an error.

	Byte Data	No Of Bytes	Description
Command	0x64	1	Slave address 100
	0x03	1	Function code for read register
	0x0000	2	Starting register (0x0000 is X axis angle)
	0x0002	2	Number of registers to read
	0xCDFE	2	CRC-16 of all bytes
Response	0x64	1	Slave address 100
	0x03	1	Function code for read register
	0x04	1	Byte count (2 x number of registers)
	0x0000	2	First and second register data : 0x0000A69C = 42652 (decimal)
	0xA69C	2	
0xB4FC	2	CRC-16 of all bytes	
Error Response	0x64	1	Slave address 100
	0x83	1	ModBus error function code
	0x01	1	Exception Code (0x01 invalid function code, 0x02 invalid register address)
	0x90EF	2	CRC-16 of all bytes



### Writing to a Holding Register

Data can be written to some registers, such as the registers that store the filter indexes for each axis frequency response. Function code 0x06 is used to write these registers as detailed below.

	Byte Data	No Of Bytes	Description
Command	0x64	1	Slave address 100
	0x06	1	Function code for write register
	0x0009	2	Register to write (0x0009 is axis filter)
	0x0003	2	Data to write (16 bit). 0x0003 = 0.5Hz
	0x103C	2	CRC-16 of all bytes

	Byte Data	No Of Bytes	Description
Response (same as command)	0x64	1	Slave address 100
	0x06	1	Function code for write register
	0x0009	2	Register to write (0x0009 is axis filter)
	0x0003	2	Data to write (16 bit). 0x0003 = 0.5Hz
	0x103C	2	CRC-16 of all bytes

	Byte Data	No Of Bytes	Description
Error Response	0x64	1	Slave address 100
	0x83	1	ModBus error function code
	0x01	1	Exception Code (0x01 invalid function code, 0x02 invalid register address, 0x03 parameter out of range)
	0x90EF	2	CRC-16 of all bytes

### Changing the BAUD Rate

The BAUD rate of the device can be changed using the special function code 0x6E and special command code 0x8F.

	Byte Data	No Of Bytes	Description
Command	0x64	1	Slave address 100
	0x6E	1	Function code - 0x6E
	0x8F	1	LD command - 0x8F = set baud
	0x03	1	1 = 2400
			2 = 4800
			3 = 9600
			4 = 19200
			5 = 38400
			6 = 57600
7 = 115200			
0x5AF8	2	CRC-16 of all bytes	



### Changing the Device Address

The Address of the device can be changed using the special function code 0x6E and special command code 0x91. The device will reply with the original address in the response, and will change internally after the response has been sent.

	Byte Data	No Of Bytes	Description
Command	0x64	1	Slave address 100
	0x6E	1	Function code - 0x6e
	0x91	1	LD command - 0x91 = change address
	0x01	1	New Address = 1
	0xD299	2	CRC-16 of all bytes
Response	0x64	1	Slave address 100
	0x6E	1	Function code - 0x6e
	0x91	1	LD command - 0x91 = change address
	0x00	1	0 = success 1 = failed
	0x1359	2	CRC-16 of all bytes

### Examples of Reading Angle

#### Example 1: Read the angle from the sensor X axis with address 100 (0x64):

##### Command

```

address (0x64 = 100 decimal)
| function code
| | starting reg. to read (0x0000)
| | | number of reg. to read (0x0002)
| | | |
| | | | CRC-16
| | | |
64 03 00 00 00 02 cd fe

```

##### Response (positive angle)

```

address (0x64 = 100 decimal)
| function code
| | byte count
| | | angle (0x0000a69c = 42652 decimal (42.652 degrees)
| | | | CRC-16
| | | |
64 03 04 00 00 a6 9c b4 fc

```

##### Response (negative angle)

```

address (0x64 = 100 decimal)
| function code
| | byte count
| | | angle (0xffffda7d7 = -153641 decimal (-153.641 degrees)
| | | | CRC-16
| | | |
64 03 04 ff fd a7 d7 54 bf

```

**Example 2: Read the angle from the Y axis with address 100 (0x64):**Command

```

address (0x64 = 100 decimal)
| function code
| | starting reg. to read (0x0002)
| | | number of reg. to read (0x0002)
| | | |
| | | | CRC-16
| | | |
64 03 00 02 00 02 6c 3e

```

Response (positive angle)

```

address (0x64 = 100 decimal)
| function code
| | byte count
| | | angle (0x00005ba3 = 23459 decimal (23.459 degrees))
| | | | CRC-16
| | | |
64 03 04 00 00 5b a3 b4 7c

```

Response (negative angle)

```

address (0x64 = 100 decimal)
| function code
| | byte count
| | | angle (0xffffa54d = -23219 decimal (-23.219 degrees))
| | | | CRC-16
| | | |
64 03 04 ff ff a5 4d 74 74

```

**Example 3: Change the frequency response to 0.5Hz:**Command

```

address (0x64 = 100 decimal)
| function code
| | register to write to (0x0009)
| | | data to write (0x0003 = 0.5Hz)
| | | |
| | | | CRC-16
| | | |
64 06 00 09 00 03 10 3c

```

Response

```

address (0x64 = 100 decimal)
| function code
| | register written to (0x0009)
| | | data written (0x0003 = 0.5Hz)
| | | |
| | | | CRC-16
| | | |
64 06 00 09 00 03 10 3c

```



Example 4: Setting the tare function (current position to zero):

**Command**

```

address (0x64 = 100 decimal)
| function code
| | register to write to (0x0014)
| | | data to write (0x0001 = set tare on)
| | | |
| | | | CRC-16
| | | |
64 06 00 14 00 01 01 fb

```

**Response**

```

address (0x64 = 100 decimal)
| function code
| | register written to (0x0014)
| | | data written (0x0001 = set tare on)
| | | |
| | | | CRC-16
| | | |
64 06 00 14 00 01 01 fb

```

Example 5: Change the device address from 100 to 1:

**Command**

```

address (0x64 = 100 decimal)
| special function code
| | LD command for change address
| | | new address (0x01)
| | | |
| | | | CRC-16
| | | |
64 6e 91 01 d2 99

```

**Response**

```

address (0x64 = 100 decimal)
| special function code
| | LD command for change address
| | | Success/Fail (0x00 = success)
| | | |
| | | | CRC-16
| | | |
64 6e 91 00 13 59

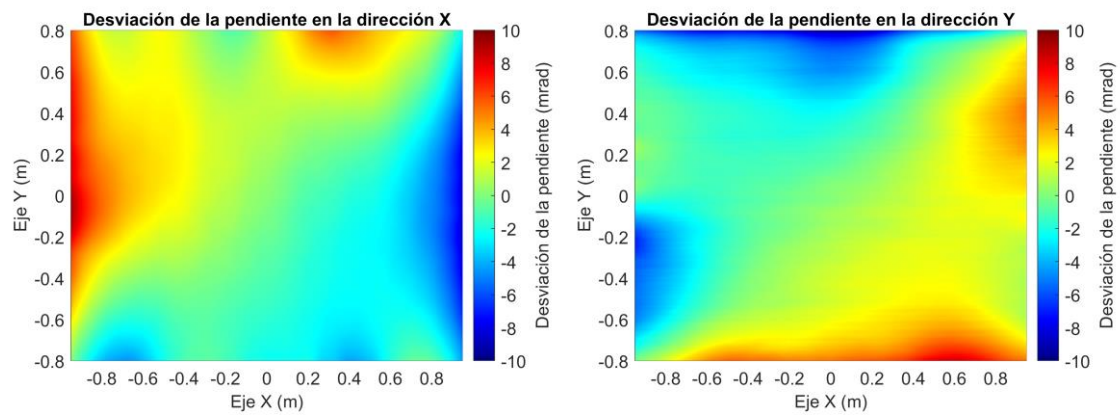
```



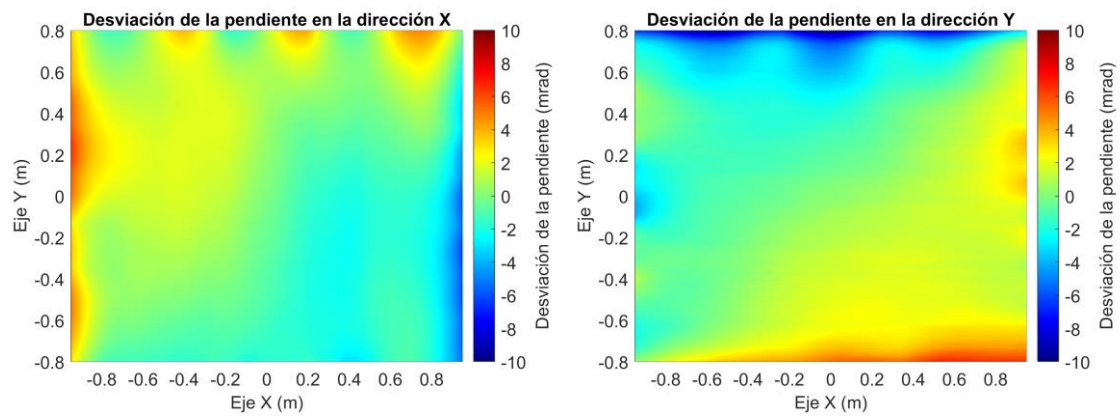
## Caracterización por deflectometría de los heliostatos

A continuación, se muestra la superficie obtenida por deflectometría de los 9 heliostatos de referencia del capítulo 5. Esta caracterización fue llevada a cabo por la empresa CSP Services.

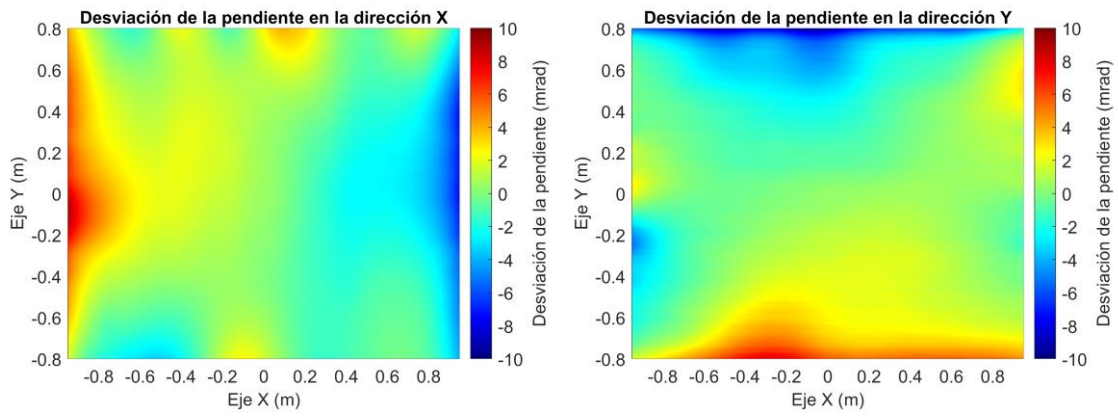
Heliostato 5-5



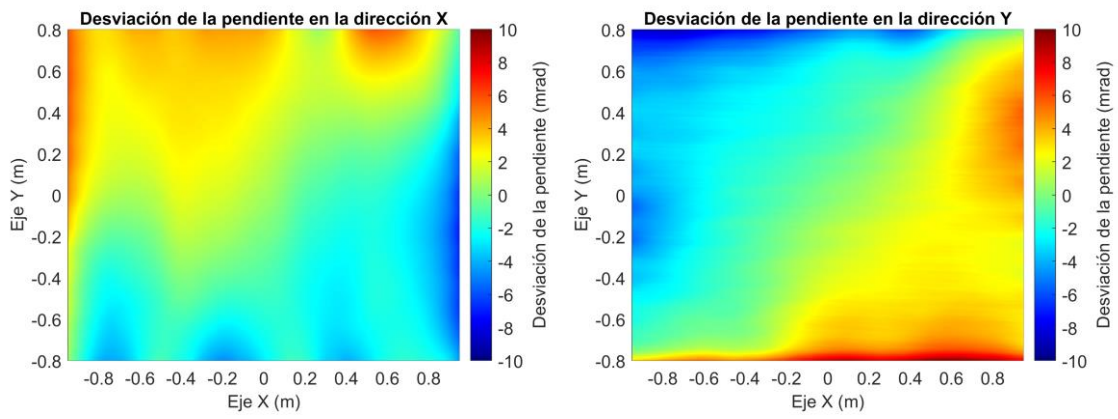
Heliostato 5-6



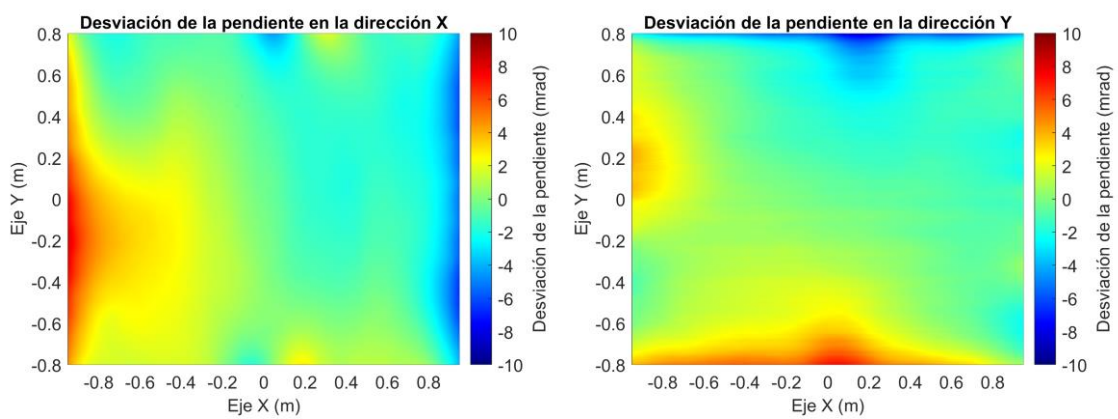
### Heliostato 6-5



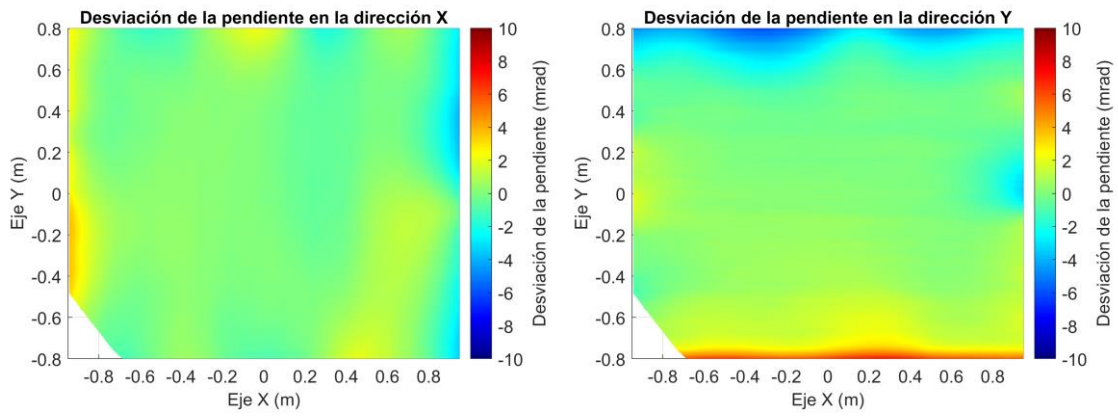
### Heliostato 6-6



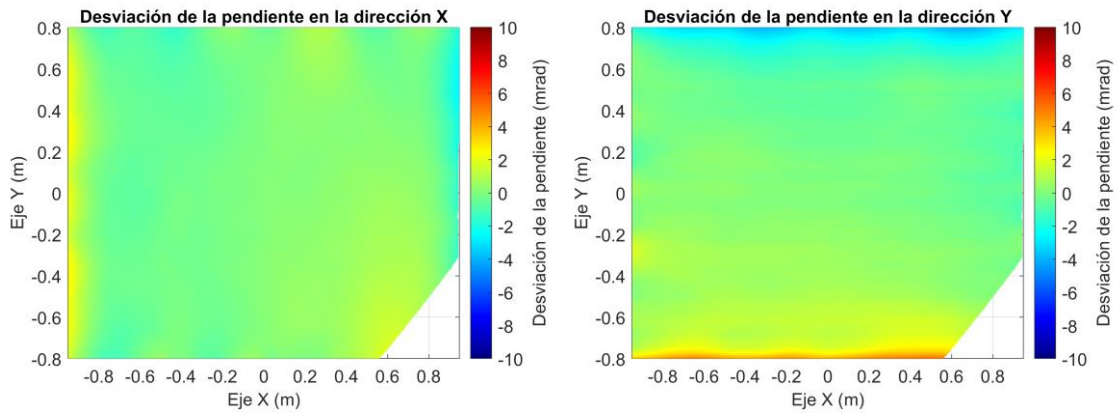
### Heliostato 6-7



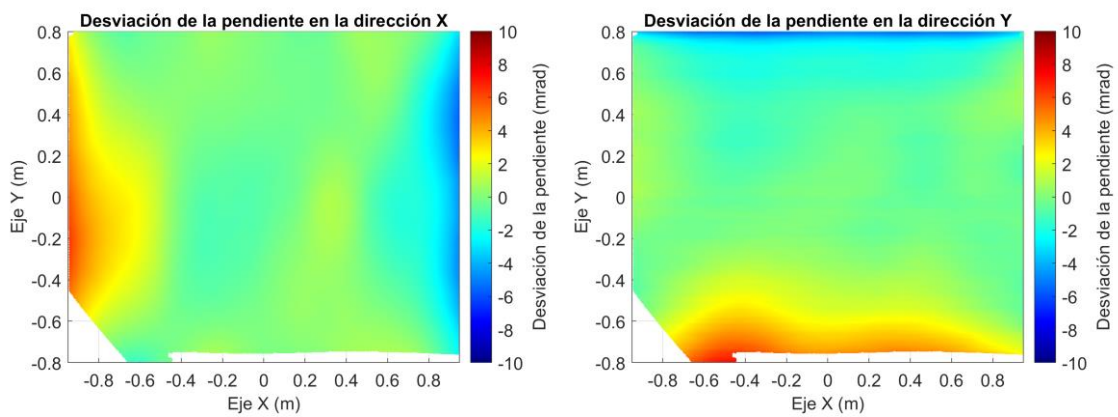
### Heliostato 10-7



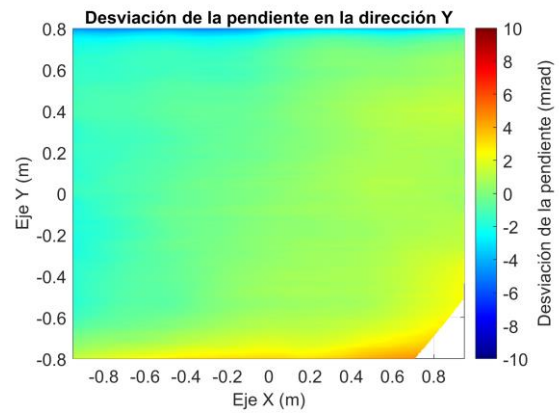
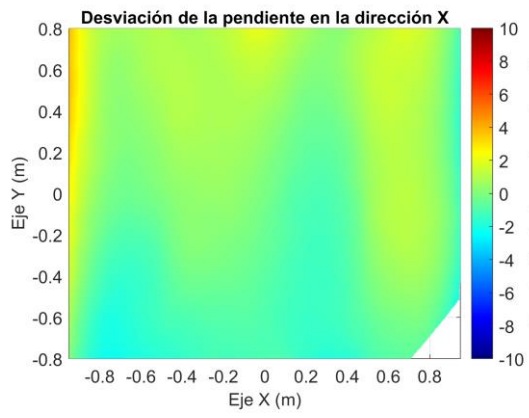
### Heliostato 10-11



### Heliostato 12-6



## Heliostato 12-9



## Publicaciones basadas en la tesis

Martínez-Hernández, A., Sánchez, M., Luque, S., Romero, M., González-Aguilar, J. (2018). Caracterización óptico-energética de heliostatos de pequeñas dimensiones para sistemas solares de muy alta concentración. Libro de actas del XVI Congreso Ibérico y XII Congreso Iberoamericano de Energía Solar.

Gonzalo, I. B., Martínez-Hernández, A., Romero, M., González-Aguilar, J. (2019). Efficient Ray-Tracing Program to Simulate the Optical Performance of Heliostats in Concentrated Solar Power Facilities. In ISES Conference Proceedings, Solar World Congress.

Martínez-Hernández, A., Gonzalo, I. B., Romero, M., González, J. (2019). Determination of Gravity-Induced Deformations of Heliostat Structures through Flux Maps Analyses. In ISES Conference Proceedings, Solar World Congress

Martínez-Hernández, A., Gonzalo, I. B., Romero, M., González-Aguilar, J. (2020, December). Experimental and numerical evaluation of drift errors in a solar tower facility with tilt-roll tracking-based heliostats. In AIP Conference Proceedings (Vol. 2303, No. 1). AIP Publishing.

Martínez-Hernández, A., Gonzalo, I. B., Romero, M., González-Aguilar, J. (2020). Deriva intrínseca en heliostatos. Libro de actas del XVII Congreso Ibérico y XIII Congreso Iberoamericano de Energía Solar.

Martínez-Hernández, A., Bravo, I., Conceição, R., González-Aguilar, J., Romero, M. (2020). Soiling Effect in a Central Receiver Solar Plant under Real Outdoor Conditions. Eurosun conference paper.

Martínez-Hernández, A., Gonzalo, I. B., Romero, M., González-Aguilar, J. (2020). Drift analysis in tilt-roll heliostats. *Solar Energy*, 211, 1170-1183.

Conceição, R., Martínez-Hernández, A., Romero, M., González-Aguilar, J. (2023). Experimental soiling assessment, characterization and modelling of a highly-compact heliostat field in an urban environment. *Solar Energy*, 262, 111812.

Martínez-Hernández, A., Conceição, R., Asselineau, C. A., Romero, M., González-Aguilar, J. (2023). Advanced surface reconstruction method for solar reflective concentrators by flux mapping. *Solar Energy*, 266, 112162.