

Trabajo de Fin de Grado

Grado de Ingeniería en Tecnologías Industriales

Evaluación de los tipos de días clasificados a partir de las curvas de DNI en función de la producción de una central de torre.

Autor: Paola Jiménez Valero

Tutor: Manuel A. Silva Pérez

Cotutor: Sara Moreno Tejera

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

Sevilla, 2019



ÍNDICE

Índice	2
Índice de tablas.....	4
Índice de figuras	5
Notación	7
1 Introducción.	8
2 Antecedentes.	10
2.1 Las centrales termosolares.	10
2.1.1 Centrales cilindro-parabólicas.....	10
2.1.2 Centrales de torre.	12
2.2 Caracterización del recurso solar mediante la clasificación de días.....	13
2.2.1 Métodos de clasificación según perfiles de DNI.....	14
2.2.2 Método de clasificación a partir del índice de claridad.....	16
2.3 Evaluación de la clasificación en función de la producción de una planta termosolar.	17
2.3.1 Índices de producción relativa de cielo despejado.	17
2.3.2 Metodología de evaluación de la clasificación de días.	19
3 Objetivos	20
4 Metodología	21
4.1 Datos meteorológicos.....	21
4.2 Modelo de planta y simulación.	21
4.3 Métodos de clasificación a evaluar	23
4.3.1 Métodos de clasificación según perfiles DNI.....	24
4.3.2 Método de clasificación del índice de claridad	25
4.4 Evaluación de los métodos de clasificación.....	25
5 Discusión y resultados.....	27
5.1 Índice de producción relativa de cielo despejado.....	27
5.2 Relación entre el índice de producción y los índices de clasificación.....	28

5.2.1	k_p frente a k_t	28
5.2.2	k_p frente a k_b	29
5.2.3	k_p frente a VI normalizado	32
5.2.4	K_p frente a F_m	33
5.3	Caracterización del índice de producción de cielo despejado para cada tipo de día ..	34
5.3.1	Caracterización para los días según la clasificación en función de k_b , F_m y VI ..	34
5.3.2	Caracterización para los días según la clasificación en base al índice K_t	37
5.4	Estimación de la potencia bruta diaria	39
6	Conclusiones	44
7	Referencias	46

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Datos técnicos usados para el modelado de la planta en SAM. La planta se basa en NOOR III.....	22
Tabla 2. Valores estadísticamente representativos de k_p en ambas centrales para todo el rango de k_b	31
Tabla 3. Valores estadísticamente representativos de k_p en ambas centrales para un rango de k_b de 0.55 a 0.65.	31
Tabla 4. Valores medianos de k_p para central de torre y para central CCP para cada tipo de día identificado a partir de k_b , VI y F_m . En la última fila se muestran los porcentajes de días de cada clúster durante el periodo. Las líneas de puntos separan los los tipos de días con energía alta (H), media (M), baja (L) y nula (N).....	36
Tabla 5. Valores medianos de k_p para central de torre y para central CCP para cada tipo de día identificado a partir de k_i . En la última fila se muestran los porcentajes de días de cada clúster durante el periodo.....	39

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Esquema planta colectores cilindro-parabólicos.....	11
Figura 2. Curvas de rendimiento óptico en central cilindro parabólica	11
Figura 3. Esquema central receptor central	12
Figura 4. Curvas rendimiento óptico en central de torre.....	13
Figura 5. Representación índice k_p para el año 2000.	18
Figura 6. Representación de la potencia bruta de una central de torre con almacenamiento para el año 2000 (en negro) y para el año de cielo despejado (en rojo).....	18
Figura 7. Representación de la producción de energía eléctrica bruta en 10 minutas durante el día 21 de Junio en condiciones de cielo despejado para RC.....	23
Figura 8. Representación de la DNI de los días correspondientes a los medoides.....	24
Figura 9. Valores diarios de k_p y su correspondiente valor mediano para cada día del año (línea roja) para central RC (arriba) y central CCP (abajo) durante el periodo 2000-15	27
Figura 10. Histograma con las distribuciones en frecuencia de k_p para CCP y RC.	28
Figura 11. Representación de los valores de k_p para central de torre (arriba) y para central CCP (abajo) frente a los valores de k_t durante el periodo 2000-15.	29
Figura 12. Representación de los valores de k_p para central de torre (arriba) y para central CCP (abajo) frente a los valores de k_b durante el periodo 2000-15.....	30
Figura 13. Representación de los valores k_p de los días de invierno frente a los valores k_b en central CCP en el periodo de 2000-15	31
Figura 14. Representación de los valores de k_p para central de torre (arriba) y en central CCP (abajo) frente a los valores normalizados de VI durante el periodo 2000-15.....	33
Figura 15. Representación de los valores de k_p para central de torre (arriba) y para central CCP (abajo) frente a F_m de la serie de medidas de DNI y su serie simétrica.	33
Figura 16. Gráficas “Box and Whisker” de los valores k_p para la central de torre (arriba) y para la central CCP (abajo) para cada tipo de día identificado a partir de k_b , VI y F_m durante el periodo 2000-15.	35

Figura 17. Representación de DNI, potencia bruta P_b y potencia térmica entrante (positiva) o saliente (negativa) del almacenamiento térmico durante el día 148 del año 2008 en RC	37
Figura 18. Gráficas “Box and Whisker” de los valores k_p para central RC (arriba) y para central CCP (abajo) para cada tipo de día identificado a partir de los valores de k_t durante el periodo 2000-15.	38
Figura 19. RMSE y MAE de la estimación de la producción de la central de torre a partir de los valores medianos de k_p de cada tipo de día obtenido con cada método de clasificación.	40
Figura 20. Representación de los valores relativos de RMSE para central de torre (arriba) y para central CCP (abajo) a partir de los valores medianos de k_p de cada tipo de día obtenido con cada método de clasificación.	41
Figura 21. Representación de los valores relativos de MAE para central de torre (arriba) y para central CCP (abajo) a partir de los valores medianos de k_p de cada tipo de día obtenido con cada método de clasificación.	42
Figura 22. Representación de los valores de ARE para central de torre (arriba) y para central CCP (abajo) a partir de los valores medianos de k_p de cada tipo de día obtenido con cada método de clasificación.	43

NOTACIÓN

CCP	Central Cilindro Parabólica
RC	Receptor Central
H_{bn}^d	Irradiación directa normal diaria
I_{g0}	Irradiancia global horizontal
I_{bn}	Irradiancia directa normal
I_0	Irradiancia extraterrestre horizontal
I_n	Irradiancia extraterrestre normal
I_{cs}	Irradiancia directa normal en condiciones de cielo despejado
I_{sc}	Constante solar
k_t	Índice de claridad
$k_t^{\Delta t}$	Índice de claridad para el intervalo de agregación Δt
k_{b0}	Índice de fracción de directa
$k_{b0}^{\Delta t}$	Índice de fracción de directa para el intervalo de agregación Δt
k_b	Índice de transmitancia
$k_b^{\Delta t}$	Índice de transmitancia para el intervalo de agregación Δt
VI	Índice de variabilidad
F_t	Fracción de tiempo
F_m	Fracción de mañana
$k_p^{\Delta t}$	Fracción de producción de cielo despejado durante el periodo Δt
k_p^d	Fracción de producción de cielo despejado diaria
$P^{\Delta t}$	Energía eléctrica producida por la central durante el periodo Δt
$P_{CS}^{\Delta t}$	Energía eléctrica producida por la central durante el periodo Δt en condiciones de cielo despejado
Pe_i^d	Producción bruta diaria del día i estimada a partir del k_p mediano del tipo de día al que pertenece
P_{SAMi}^d	Producción bruta diaria del día i obtenida a partir de las simulaciones con SAM

1 INTRODUCCIÓN.

La caracterización del recurso solar tiene una gran importancia en la estrategia operativa de una central termosolar. La irradiancia solar directa es uno de los principales factores que influye en la eficiencia de la planta. Una de las principales problemáticas de la energía solar es su variabilidad. La radiación solar disponible a lo largo de un día en un determinado emplazamiento no es constante debido al movimiento de la Tierra alrededor del Sol (geometría Tierra-Sol) así como a los componentes atmosféricos, principalmente las nubes. Las consecuencias de la posición relativa Tierra-Sol son comúnmente conocidas y se determinan mediante las ecuaciones de la geometría solar. Sin embargo, el impacto de los componentes atmosféricos en la radiación solar es difícil de caracterizar y más aún de predecir. La caracterización no sólo cuantitativa, sino cualitativa (variabilidad y distribución temporal) del recurso solar resulta fundamental para un mejor aprovechamiento. Por ello, las metodologías para caracterizar el recurso solar en un emplazamiento deben incorporar información que considere su variabilidad intra-diaria con el objeto de mejorar las estimaciones en cuanto a la radiación y la producción de este tipo de centrales.

De entre las posibles opciones de caracterización del recurso considerando las propiedades cualitativas del recurso solar, la más habitual es la clasificación de días en tipologías que reúnan similares características en cuanto a niveles de radiación, nubosidad o distribución temporal de la radiación.

Con anterioridad, algunos autores han abordado el estudio de la clasificación diaria a partir de métodos que utilizan índices para caracterizar estas propiedades. Uno de los métodos más usados es el método del índice de claridad del cielo, k_t .

En un trabajo previo, Moreno et al. (2018) propone una metodología para evaluar los métodos de clasificación según las características de la radiación desde el punto de vista de las centrales termosolares cilindro parabólicas. A partir de dicha metodología, evalúa el método de clasificación mediante el índice k_t y un método de clasificación de días en función del estado del cielo a partir de las propiedades de la radiación que afectan a la producción de las centrales termosolares. Se utilizan para esta clasificación tres índices que representan las propiedades de las curvas diarias de radiación directa normal (DNI): variabilidad, energía o radiación directa normal acumulada y distribución en el tiempo. Como resultado óptimo se obtienen 10 grupos de días.

Para la evaluación de este método de clasificación Moreno et al. (2018) propone el índice de producción relativa de cielo despejado o k_p que nos permite evaluar las características del recurso

solar desde el punto de vista de la producción de la central. Este índice se caracteriza estadísticamente para cada tipo de día, posteriormente se evalúa cualitativamente la representatividad de los tipos de días mediante la diferencia entre la producción diaria calculada a partir de k_p mediano del grupo al que pertenece cada día y la producción diaria estimada mediante la simulación del comportamiento de la central.

Para la realización de nuestro trabajo nos basamos en el estudio realizado por Moreno et al. (2018). Partiendo de la clasificación de días ya realizada en el estudio anterior, se evalúan las mismas metodologías de clasificación utilizadas, pero en nuestro caso desde el punto de vista de una central termosolar de receptor central (RC). Mediante el software de simulación System Advisor Model (SAM) simulamos el comportamiento de una central termosolar de torre con almacenamiento basándonos en las características y el funcionamiento de la planta Noor III (Marruecos). La simulación de la planta se realizará en Sevilla para 16 años de medidas meteorológicas registradas por el Grupo de Termodinámica y Energías Renovables (GTER).

Con los resultados obtenidos de las simulaciones para esos 16 años evaluamos y comparamos las dos metodologías de clasificación: la clasificación mediante el índice de claridad k_t y la clasificación de agrupamiento de días propuesta por Moreno et al (2018). El análisis de los resultados será a su vez comparado posteriormente con los resultados obtenidos por Moreno et al (2018) para centrales cilindro parabólicas con el fin de poder determinar si sería interesante la aplicación del método de clasificación en centrales termosolares de torre con TES.

2 ANTECEDENTES.

2.1 Las centrales termosolares.

Las centrales termosolares son sistemas de generación de electricidad a partir del aprovechamiento de energía solar mediante la concentración de radiación directa. Entre las tecnologías existentes de este tipo de centrales nos centramos en dos de ellas para la realización de nuestro estudio: las centrales termosolares cilindro-parabólicas y las centrales de torre o receptor central. La principal diferencia entre estos dos tipos de tecnologías es el método de concentración, la primera concentra la radiación en una línea focal y la segunda en un foco puntual.

2.1.1 Centrales cilindro-parabólicas.

En este tipo de centrales el campo solar se compone de lazos o hileras de espejos cilindro parabólicos que reflejan la radiación solar directa concentrándola sobre un tubo receptor colocado en la línea focal de la parábola, la radiación solar concentrada produce el calentamiento del fluido que circula por el interior del tubo receptor. El fluido caliente que circula por el interior de los tubos es conducido a una serie de intercambiadores de calor para producir vapor sobrecalentado, la energía de este vapor se convierte en energía eléctrica utilizando una turbina y un generador acoplado a ella. Podemos ver en la Figura 1 el esquema de funcionamiento de la planta.

Este sistema puede operar de forma eficiente calentando el fluido que pasa por su interior hasta temperaturas del orden de 400°C. En ocasiones, este tipo de tecnología puede incorporar almacenamiento para producir electricidad en horas de oscuridad, para ello se utilizan tanques de sales fundidas.

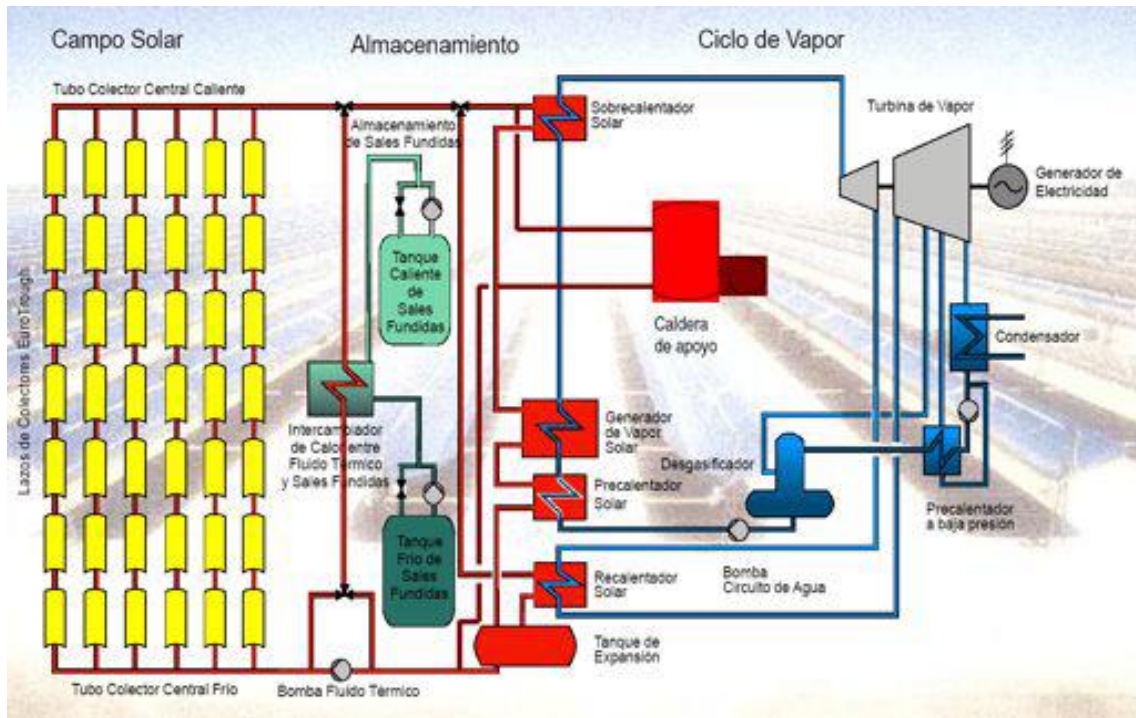


Figura 1. Esquema planta colectores cilindro-parabólicos.

En la Figura 2 se muestran las curvas de rendimiento óptico de una central cilindro parabólica durante los solsticios de invierno y de verano. Se observa que la curva de rendimiento óptico en verano abarca un mayor rango que la de invierno, esto se debe a que en verano el número de horas de sol es mayor. La curva de rendimiento óptico en verano tiene un buen comportamiento alcanzando valores máximos de 0.7, no obstante, hay una gran diferencia con lo que ocurre en invierno, el comportamiento de la curva es mucho peor debido a las pérdidas que se ocasionan en este tipo de central por el ángulo de incidencia.

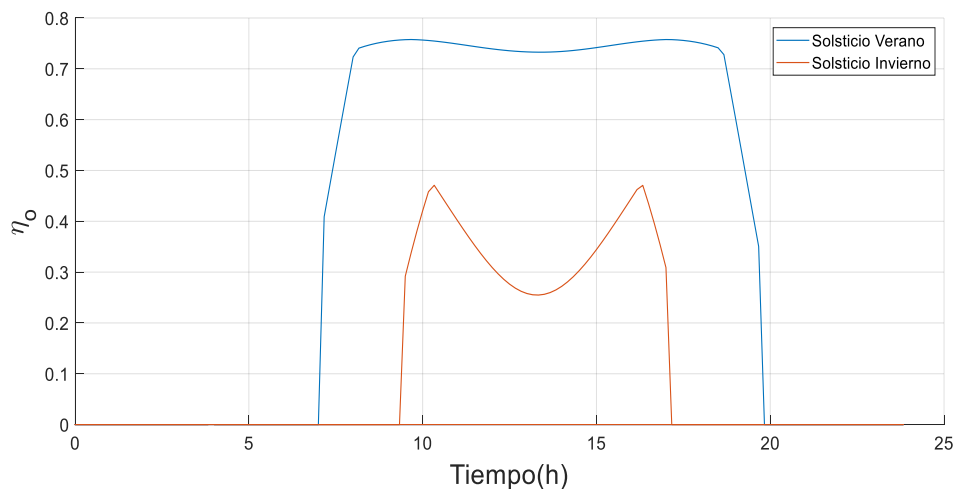


Figura 2. Curvas de rendimiento óptico en central cilindro parabólica

2.1.2 Centrales de torre.

Las centrales de torre o receptor central se componen de un campo de heliostatos dispuestos en torno a la torre, los heliostatos dirigen la radiación solar concentrada hacia un receptor central situado en la parte superior de la torre. En este receptor la radiación solar es absorbida por un fluido caloportador (agua, aire o sales), esta energía térmica es transportada por el fluido hasta un intercambiador térmico (generador de vapor) donde las altas temperaturas provocan que el agua que entra por un lado se convierta en vapor y accione la turbina que al mismo tiempo impulsa el generador de energía eléctrica. En la Figura 3 podemos observar el esquema de funcionamiento de este tipo de central.

En algunas centrales el fluido puede ser agua convertido directamente en vapor o pueden ser sales que calientan el vapor en un intercambiador y además permitirían el almacenamiento en la central.

Este tipo de centrales concentran la radiación solar en tres dimensiones, lo que permite una mayor razón de concentración y poder operar de manera eficiente con temperaturas mayores de 500°C.

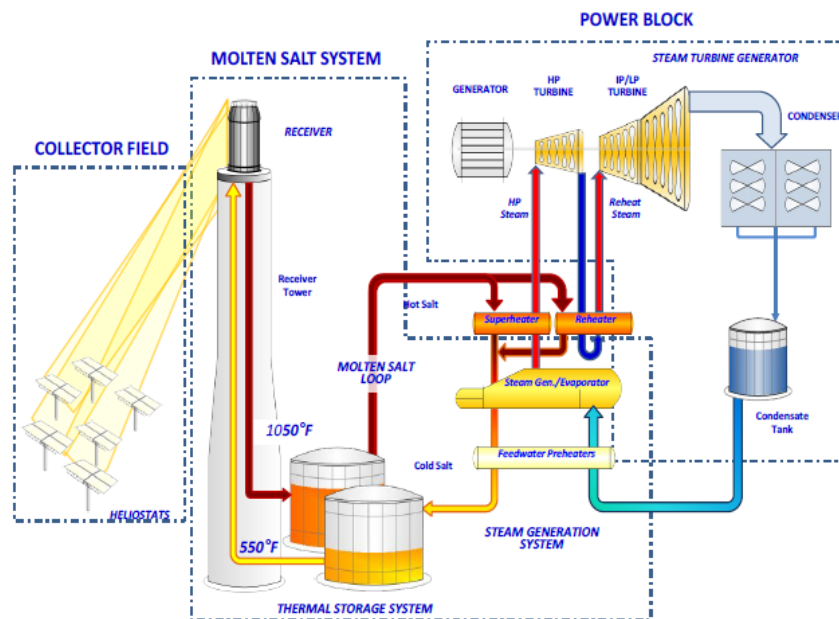


Figura 3. Esquema central receptor central

En la Figura 4 se muestra las curvas de rendimiento óptico de una central RC durante los solsticios de invierno y de verano. A diferencia de las curvas obtenidas para centrales CCP, las curvas de rendimiento óptico en verano y en invierno tienen un comportamiento similar para centrales RC sin haber tanta diferencia entre los rendimientos máximos de ambas curvas. El valor de máximo rendimiento se alcanza durante el medio día solar aunque no muestra valores tan altos como en el caso de la central CCP, esto se debe a que la planta RC es de grandes dimensiones. Se observa que

el rendimiento óptico en invierno tiene mejor comportamiento en centrales de Torre obteniendo un rendimiento máximo en invierno mucho mayor que en el caso de CCP. No observándose una diferencia tan destacable como en el caso de CCP.

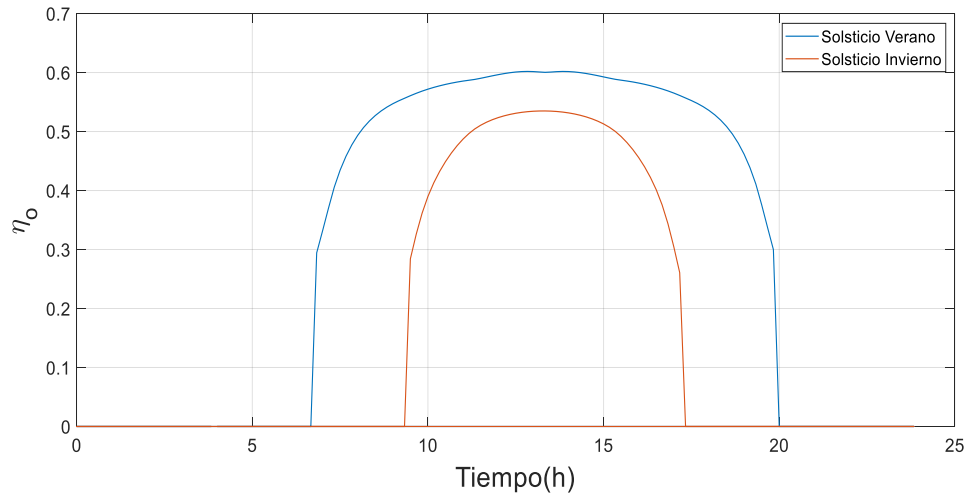


Figura 4. Curvas rendimiento óptico en central de torre

2.2 Caracterización del recurso solar mediante la clasificación de días.

La caracterización del recurso para ambos tipos de centrales resulta fundamental, tanto para su diseño como para la optimización de su producción. Caracterizar el recurso solar implica no sólo evaluar cuantitativamente la radiación disponible en un emplazamiento sino conocer cualitativamente la distribución de dicha radiación en tiempo. Una de las técnicas utilizadas para caracterizar cualitativamente el recurso, a escala intra-diaria, se basa en la clasificación de días que reúnen características similares en cuanto a la distribución diaria de la radiación. Estas características suelen representarse a través de índices diarios, entre ellos destaca el índice de claridad o k_t (Liu & Jordan, 1960), índice sobre el que se basa uno de los primeros métodos propuestos para clasificar el estado del cielo. El índice de claridad fue usado inicialmente para clasificar los días en días despejados, nublados y cubiertos (Lam & Li, 1996) habitualmente se sigue utilizando, aunque su aplicación es insuficiente ya que dos días con k_t similares pueden tener producciones distintas. Con el desarrollo de las tecnologías solares se han ido introduciendo nuevos métodos que combinan este parámetro con otros que ofrecen una información más cualitativa (Stein, et al., 2012) (Kang & Tam, 2013); Huang et al. (2014)), esto conlleva una mejoría de la clasificación de días.

La mayoría de los parámetros utilizados para la clasificación de días se basan en la componente global de la radiación. Sin embargo, (Calbó, et al., 2001) sugiere que la componente difusa es un

mejor factor discriminante de la variabilidad de la radiación solar que la componente global. La DNI también parece ser un mejor factor discriminante por su mayor sensibilidad al paso de las nubes y al verse menos afectada por los efectos de la geometría solar.

Pérez et al. (2011) utilizan el índice de transmitancia, calculado a partir de valores horarios de DNI, como entrada para la caracterización de la variabilidad intrahoraria de la GHI. M (Gastón-Romeo, et al., 2011) emplean técnicas de *clustering* para clasificar los días a partir de la morfología de las curvas de DNI. Esta metodología está orientada a establecer una clasificación de días útil para las centrales termosolares. El uso de técnicas basadas en morfología matemática consigue conservar el comportamiento dinámico de las curvas de DNI, el cual ayuda a caracterizar su variabilidad, aunque no considera la distribución temporal de la energía. En un estudio posterior Moreno et al. (2017) propone una clasificación del estado del cielo a partir de las medidas de DNI enfocada al análisis y la producción de una planta utilizando técnicas de agrupamiento convencionales para definir el número e identificar las características de los tipos de días. Este método de clasificación, al que llamaremos “método de clasificación según los perfiles de DNI”, junto con el más convencional, la clasificación a partir del índice de claridad, serán los evaluados en el presente proyecto.

2.2.1 Métodos de clasificación según perfiles de DNI.

Moreno et al. (2017) presenta un procedimiento de clasificación con el objeto de agrupar días desde el punto de vista de la producción de centrales termosolares cilindro parabólicas. Este método se basa en la clasificación de días a partir del estudio de tres características relevantes de las curvas de DNI para este tipo de centrales: la energía diaria, la distribución en el tiempo de esta energía y la variabilidad de los valores instantáneos causados por el paso de las nubes a lo largo del día.

La energía diaria de la componente directa de la radiación se caracteriza mediante el índice de transmitancia de la radiación directa o k_b , éste índice es propuesto por (Skartveit & Olseth, 1992). Se define como el cociente entre la irradiación directa medida diaria y la que recibiría en caso de que el cielo estuviera completamente despejado:

$$k_b = \frac{H_{bn}}{H_{cs}}$$

Donde H_{bn} es a radiación directa diaria e H_{cs} la irradiación diaria que recibiría en condiciones de cielo despejado.

Los valores de k_b han sido obtenidos por integración de periodos de 10 minutos mediante la siguiente expresión:

$$k_b \Delta t = \frac{\int_{\Delta t} I_{bn} dt}{\int_{\Delta t} I_{cs} dt}$$

Los valores de cielo despejado se obtienen de ajustar el modelo de ASHRAE (Powell, 1984) con los valores de irradiancia máximos en función de la altura solar, obteniendo la curva de DNI envolvente máxima de cielo despejado (Gómez Camacho, et al., 1990)

El índice de variabilidad es uno de los índices utilizados para la GHI que ha sido adaptado a la radiación directa. Este índice es propuesto por Stein et al (2012) para identificar periodos y localizaciones con alta variabilidad de GHI. El índice VI compara la longitud de las curvas GHI con la longitud de las correspondientes curvas de GHI de cielo despejado. Este índice nos da información de la variabilidad del día, pero puede tener valores muy similares en días de cielo despejado y en días de cielo cubierto. Moreno (2017) aplica el VI a la DNI, por lo que se define como la relación entre la longitud de la curva de DNI y la longitud de la curva de DNI envolvente máxima de cielo despejado.

$$VI = \frac{\sum_{k=2}^n \sqrt{(I_{bn_k} - I_{bn_{k-1}})^2 + \Delta t^2}}{\sum_{k=2}^n \sqrt{(I_{cs_k} - I_{cs_{k-1}})^2 + \Delta t^2}}$$

Donde I_{cs} es la envolvente máxima de cielo despejado de radiación directa normal cada 10 minutos, Δt el intervalo de tiempo entre dos datos consecutivos (10 minutos en nuestro caso) y n el número de intervalos de 10 minutos de cada día considerado.

Este índice se ha normalizado dividiendo por el VI máximo obtenido para que no tenga más peso a la hora de aplicar las técnicas de agrupación.

En centrales termosolares es interesante conocer cómo se distribuye la energía. Por ello, se propone un índice que aporta información sobre la distribución de la radiación en el tiempo, en este caso, nos permitirá saber si la radiación se concentra en la primera o en la segunda parte del día. El índice utilizado informa sobre la energía concentrada en la mañana. Se define la fracción de mañana como la relación entre la DNI acumulado en la primera mitad del día y la DNI acumulada para todo el día.

$$F_m = \frac{H_{bn,m}^d}{H_{bn}^d}$$

Donde $H_{bn,m}^d$ es la radiación directa normal recibida durante la primera mitad del día (desde el amanecer hasta el mediodía solar) H_{bn}^d es la DNI diaria del día completo.

En su estudio, Moreno (2017) segmenta el índice F_m en tres valores. Esto ayudará a facilitar y optimizar la agrupación de días. Como resultado, se define un índice llamado Fracción de Tiempo, F_t , que se define mediante la siguiente ecuación:

$$F_t = 1 \quad \text{if } F_m \leq 0.3$$

$$F_t = 0.5 \quad \text{if } 0.3 < F_m < 0.7$$

$$F_t = 0 \quad \text{if } F_m \geq 0.7$$

De esta forma, se facilita la identificación de días cuya energía esta principalmente concentrada durante la mañana (0), durante la tarde (1) o durante ambos periodos.

2.2.2 Método de clasificación a partir del índice de claridad.

La otra metodología utilizada para la clasificación de días está basada en el índice de claridad o k_t^d diario. El índice k_t^d diario, se define como el cociente entre la GHI diaria y la irradiancia solar extraterrestre sobre la superficie horizontal H_0 diaria:

$$k_t = \frac{H_{g0}}{H_0} = \frac{H_{g0}}{H_{sc} \cdot \varepsilon_0 \cdot \cos \theta_z}$$

Donde H_{g0} es la irradiancia global horizontal, H_{sc} es la constante solar, ε_0 el factor de corrección de la distancia Tierra-Sol y θ_z es el ángulo cenital.

En este trabajo se utilizan los límites propuestos por (Lam & Li, 1996) para la caracterización del recurso, así podemos clasificar los días en cielo despejado, parcialmente nublado y nublados de la siguiente forma:

a) de nublado a nublado $k_t^d \leq 0.3$

b) nuboso a parcialmente nuboso $0.3 < k_t^d \leq 0.65$

c) parcialmente nuboso a cielo despejado $k_t^d > 0.65$

2.3 Evaluación de la clasificación en función de la producción de una planta termosolar.

La clasificación de días como metodología de caracterización del recurso solar habitualmente se utiliza, en el caso de las centrales termosolares, con el fin de agrupar días cuya operación y producción sean semejantes. Para evaluar la representatividad de dicha clasificación Moreno et al. (2018) proponen una metodología. Para su aplicación, presenta un nuevo índice, el índice de producción relativa de cielo despejado.

2.3.1 Índices de producción relativa de cielo despejado.

Debido a las diferencias geométricas de la trayectoria solar debemos tener en cuenta que la producción en días con ausencia de nubes y misma composición atmosférica denominados “días de cielo despejado” no es la misma en invierno que en verano. Para poder comparar el aprovechamiento solar desde el punto de vista de la producción de dos días clasificados en un mismo grupo y evitar los efectos de la geometría-solar (distancia sol-tierra, número de horas de Sol y ángulo de incidencia) utilizamos el índice adimensional k_p , índice de producción de cielo despejado, propuesto por Moreno et al. (2018) para centrales termosolares de concentración. Este índice nos permitirá comparar producciones diarias de días clasificados en un mismo grupo independientemente de la estación del año a la que pertenezca.

El índice de producción de cielo despejado se define como el cociente entre la producción eléctrica de una central termosolar durante un periodo (diario, mensual, anual) y la producción de electricidad de la central en el mismo periodo (diario, mensual, anual) en un día de cielo despejado

$$k_p^{\Delta t} = \frac{P^{\Delta t}}{P_{CS}^{\Delta t}}$$

donde $P^{\Delta t}$ es la energía eléctrica producida por la central durante el periodo Δt y $P_{CS}^{\Delta t}$ la energía eléctrica producida por la central durante el mismo periodo, pero en condiciones de cielo despejado.

El índice k_p se puede definir utilizando la producción bruta o la producción neta de la central.

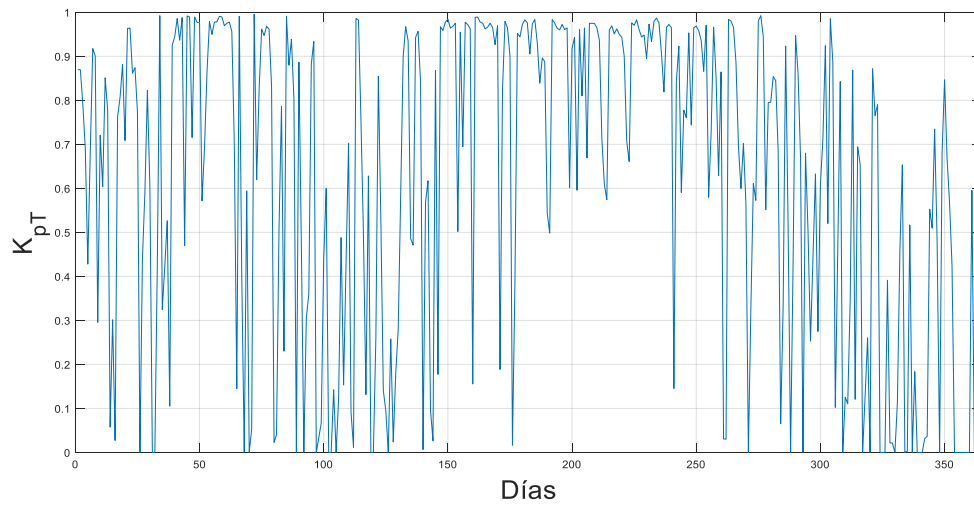


Figura 5. Representación índice k_p para el año 2000.

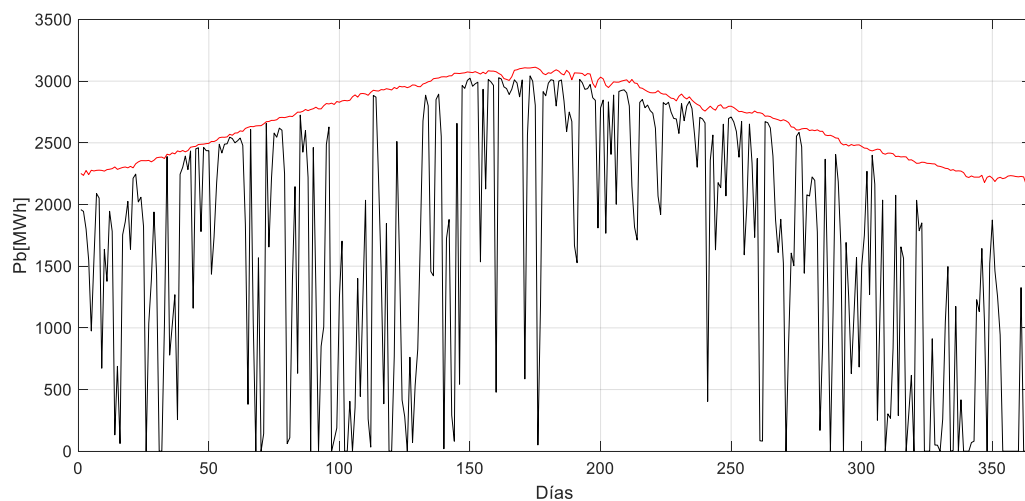


Figura 6. Representación de la potencia bruta de una central de torre con almacenamiento para el año 2000 (en negro) y para el año de cielo despejado (en rojo).

La Figura 6 muestra la producción bruta diaria para el año 2000 en negro, y la producción bruta diaria para el mismo año de cielo despejado representada en rojo. Podemos observar que la producción depende claramente del día del año, obteniendo mayores valores de producción en verano. En la Figura 5 se representa los k_p diarios para el mismo año, en este caso podemos ver que los valores con k_p cercano a 1 (días de producción similar a los días de cielo despejado) se

dan en diferentes estaciones. Por lo tanto, podemos concluir que el índice k_p sólo depende de las condiciones del cielo y no del día del año en las que se den.

2.3.2 Metodología de evaluación de la clasificación de días.

La metodología llevada a cabo para la evaluación de la representatividad de los tipos de días agrupados en función de las características de la radiación solar es la siguiente:

1. Cálculo de los valores de k_p : simulamos el comportamiento de la central termosolar seleccionada para la obtención de sus valores diarios de producción bruta durante el periodo seleccionado. Para el cálculo de los valores de k_p también debemos simular el comportamiento de la planta para un año de cielo despejado y obtener de igual forma su producción bruta.
2. Relación entre k_p y los índices: se analiza la relación entre k_p y los índices de clasificación empleados. Para estudiar esta relación se representa k_p frente a cada uno de los índices.
3. Caracterización estadística de los valores de k_p de cada tipo de día: se analiza la distribución de valores de k_p de cada tipo de día. Este estudio nos permitirá sugerir mejoras en el número de grupos de clasificación observando si los k_p siguen distribuciones similares.
4. Evaluación de la producción bruta diaria a partir del k_p mediano de cada tipo de día: se realiza el cálculo de la potencia bruta de cada día asumiendo que su valor de k_p es igual al valor de k_p mediano. Para ello, una vez clasificados los días en su correspondiente grupo se calcula el k_p mediano de cada grupo. La potencia bruta diaria se obtiene mediante el producto del k_p mediano y la potencia bruta diaria en condiciones de cielo despejado.

3 OBJETIVOS

Los objetivos principales de nuestro trabajo son:-Evaluar la clasificación de días obtenidas en el trabajo de Moreno et al. (2018) desde el punto de vista de una central de receptor central.

-Comparar los resultados obtenidos al aplicar la metodología desde el punto de vista de la producción de una central cilindro-parabólica y una central de receptor central.

4 METODOLOGÍA

4.1 Datos meteorológicos.

La evaluación de los distintos métodos de clasificación se ha realizado a partir de la base de datos meteorológica utilizada con anterioridad por Moreno et al (2017). Las medidas registradas en esta base de datos han sido tomadas por la estación radiométrica y meteorológica del GTER, que se encuentra situada en Sevilla desde el año 1984. La estación sigue un mantenimiento regular y cumple con todos los procedimientos de calibración de instrumentos recomendados por los fabricantes.

La base de datos cuenta con mediciones de DNI y GHI registradas desde 1984 por el GTER, en este estudio utilizamos las medidas del año 2000 al 2015 ya que este rango de datos ha sido revisado y completado siguiendo la metodología publicada. Las medidas han sido registradas cada 5 segundos y se han promediado cada 10 minutos para nuestro estudio. Las medidas de DNI han sido tomadas por un pirheliómetro Eppley NIP (Normal Incidence Pyrheliometer) y las medidas de GHI por un piranómetro Kipp & Zonen CM21, ambos sensores están instalados sobre el seguidor automático 2AP de KIPP&ZONEN con el que cuenta la estación. La incertidumbre diaria y horaria especificada por los fabricantes es de un $\pm 2\%$ en el caso de la GHI y de un $\pm 1\%$ en el caso de la DNI, asumiendo un adecuado mantenimiento de los sensores.

Sobre la base de datos se ha aplicado un control de calidad de medidas para evitar posibles errores. El procedimiento de corrección y rellenado de huecos que se hayan encontrado en el registro de las mediciones se realiza mediante la técnica descrita por Moreno et al. (2017).

4.2 Modelo de planta y simulación.

La planta seleccionada como referencia se ha configurado de forma similar a la planta NOOR Ourzazate III, planta termosolar de receptor central ubicada actualmente en Marruecos, que cuenta con una capacidad de producción bruta de 150 MW y con 7.5 h de almacenamiento. Para reproducir el comportamiento de la planta NOOR hemos utilizado los parámetros mostrados en la Tabla 1.

Tabla 1. Datos técnicos usados para el modelado de la planta en SAM. La planta se basa en NOOR III.

Parámetros	Planta Central	Receptor
Potencia neta (MWe)	134	
Potencia bruta (MWe)	150	
Área del campo solar (m²)	5.5x10 ⁶	
Altura de la torre (m)	250	
Máxima distancia heliostato (m)	1560	
Minima distancia heliostato (m)	150	
Temperatura sales (°C)	(300-565)	
Capacidad de almacenamiento (h equivalentes a plena carga)	7.5	
Fluido de almacenamiento térmico	Sales fundidas	

Mediante el software de simulación System Advisor Model (SAM) versión 2017.9.5 (NREL, 2010) hemos simulado la planta con la base de datos del año 2000 a 2015 del GTER en Sevilla para obtener los valores necesarios para el estudio. La planta ha sido configurada y optimizada en SAM basándonos en un año TMY. El dimensionado de la planta se ha llevado a cabo optimizando el múltiplo solar para obtener el menor PPA Price (Power Purchase Agreement). Para la optimización inicialmente el rango de valores escogidos para el múltiplo solar fue de 1.75 a 3, posteriormente se acotó de 2.25 a 2.5 y finalmente se obtiene como múltiplo solar con menor PPA 2.31, este valor de múltiplo solar se fija como óptimo y es el utilizado para la simulación de la planta.

Como estrategia de operación se adopta la misma seguida por Moreno et al. (2018) para la central cilindroparábólica con almacenamiento de su trabajo, producir la máxima potencia el máximo tiempo posible. El objetivo que sigue esta estrategia es aprovechar toda la energía almacenada en el tanque perteneciente a un mismo día y que no se acumule con la del día siguiente. Debido a la capacidad de almacenamiento de la central durante algunos periodos se sigue generando energía eléctrica durante las primeras horas del día siguiente. Para evitar que dicha producción se cuente al día siguiente, se computa la energía producida diaria desde las 4:00 h de cada día hasta las

3.:50h del día siguiente. Se ha escogido este intervalo de tiempo ya que, al simular nuestra central en el día más favorable, 21 de junio en condiciones de cielo despejado envolvente podemos observar en la Figura 7 que antes de las 4:00 h del día 22 se vacía el tanque al igual que pasaba con la central termosolar cilindro parabólica.

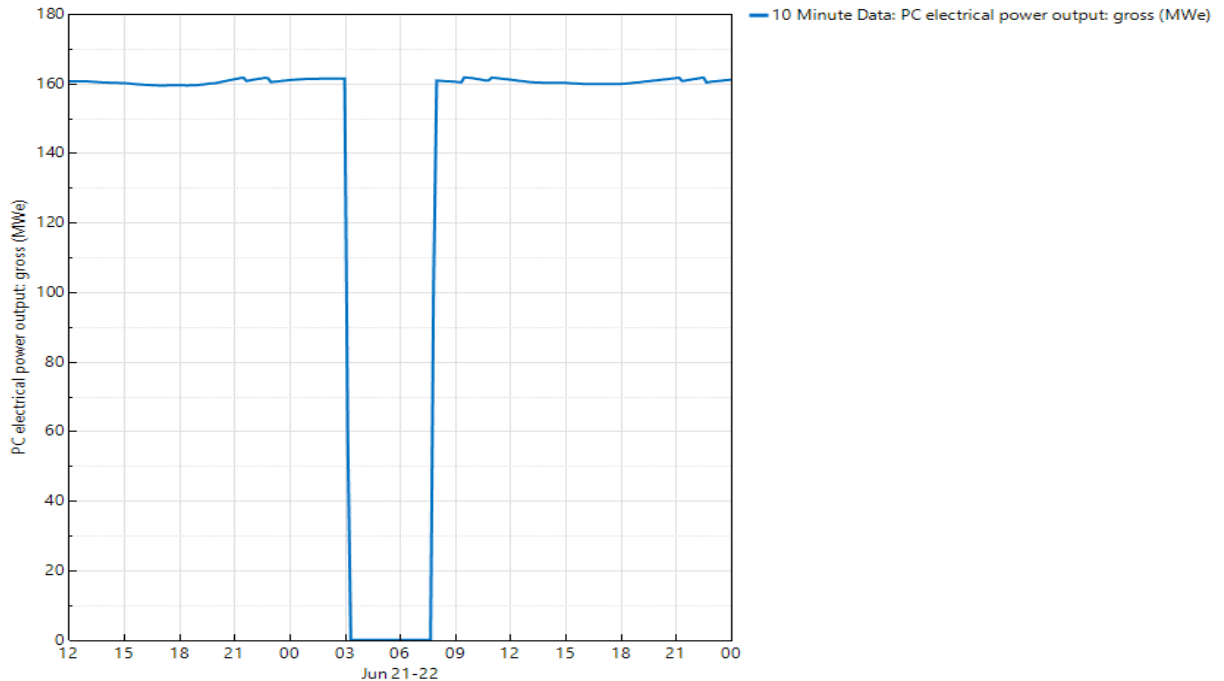


Figura 7. Representación de la producción de energía eléctrica bruta en 10 minutal durante el día 21 de junio en condiciones de cielo despejado para RC

4.3 Métodos de clasificación a evaluar

En este trabajo vamos a utilizar dos métodos de clasificación de días para evaluarlos desde el punto de vista de la producción eléctrica de una central termosolar de receptor central. El primer método que utilizamos se basa en las características de la DNI que tienen una mayor relevancia en el funcionamiento de la planta. El segundo método ha sido seleccionado por su menor complejidad y por la frecuencia con la que lleva utilizándose durante décadas. La utilización de ambos métodos nos va a permitir la evaluación de estos y la comparación entre las dos metodologías desde el punto de vista de la producción de la central de receptor central.

4.3.1 Métodos de clasificación según perfiles DNI.

Después de la aplicación de técnicas de agrupación sin supervisión para la selección adecuada del número de grupos en base a los índices k_b , VI y F_m , Moreno et al. (2017) obtiene como mejor resultado la clasificación de días en 10 tipos de días desde el punto de vista de la radiación solar.

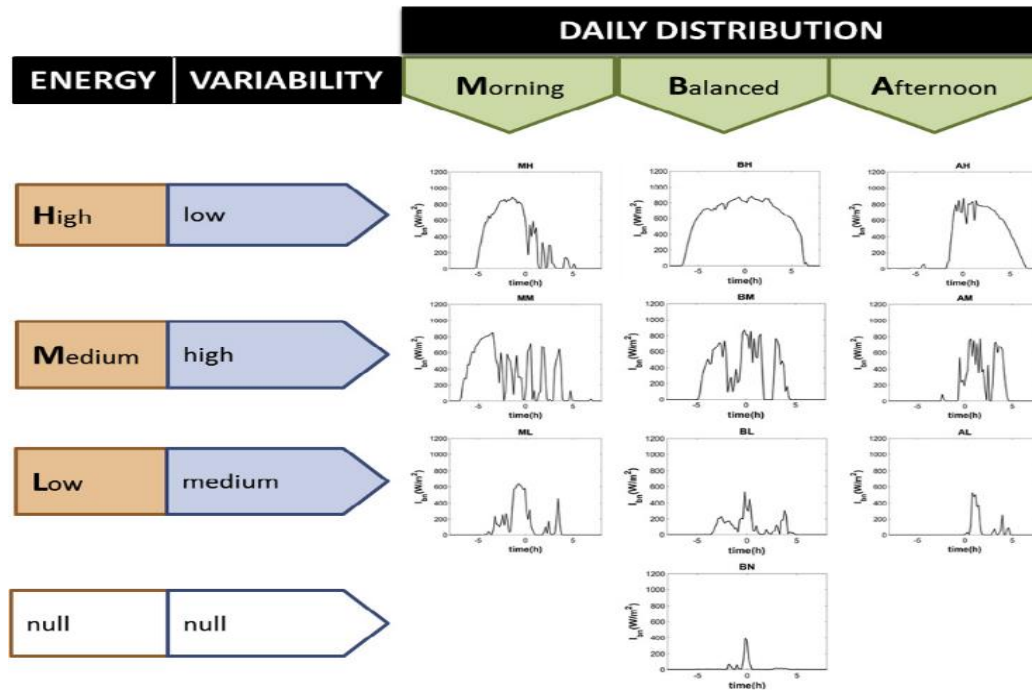


Figura 8. Representación de la DNI de los días correspondientes a los medoides.

En la Figura 8 se muestran los días que representan a cada tipo de día. Para ayudar a identificar cada tipo de día cada grupo se denomina con la primera letra de su distribución temporal (“M” mañana, “B” balanceada y “A” tarde) y la primera letra de su nivel de energía (“H” alto, “M” medio, “L” bajo y “N” nulo).

En nuestro caso, los valores de los índices son los mismos que los calculados para centrales cilindro parabólicas ya que utilizamos la misma base de dato meteorológica, por lo cual, por la propia definición de cada índice no hay variación de estos valores al aplicarlos a otro tipo de central termosolar con el mismo emplazamiento y para el mismo periodo de años. Por lo tanto, utilizamos para nuestro trabajo la misma agrupación de días según las características similares de cada día ya que sabemos que es la más adecuada a partir de los resultados obtenidos anteriormente para centrales cilindro parabólicas.

4.3.2 Método de clasificación del índice de claridad

La otra metodología utilizada para la clasificación de días está basada en el índice de claridad o k_t^d , descrita en el apartado 2.2.2, con los límites propuestos por (Lam & Li, 1996) para la caracterización del recurso, así podemos clasificar los días en cielo despejado, parcialmente nublado y nublados de la siguiente forma:

- a) de nublado a nublado $k_t^d \leq 0.3$
- b) nuboso a parcialmente nuboso $0.3 < k_t^d \leq 0.65$
- c) parcialmente nuboso a cielo despejado $k_t^d > 0.65$

En los resultados llamaremos al grupo a) OV, el grupo b) será CL y el grupo c) CS. Cabe destacar, al igual que al utilizar el método de clasificación anterior, los valores del índice k_t^d . El resultado de la clasificación de días en este caso será el mismo que el obtenido por Moreno et al. (2018).

4.4 Evaluación de los métodos de clasificación.

La aplicación de los métodos de clasificación descritos en el apartado 4.3. nos va a permitir clasificar los días y evaluar la metodología desde el punto de vista de la producción.

El análisis y evaluación de resultados se desarrolla a partir del trabajo realizado por Moreno et al. (2018) aplicando la misma metodología explicada en el apartado 2.3.2. En nuestro caso, se simula el comportamiento de una central de características técnicas similares a la central RC NOOR III, pero con emplazamiento en Sevilla. La simulación de la planta se realizará para 16 años de medidas de DNI y para un año de medidas en condiciones de cielo despejado.

En nuestro trabajo, utilizamos la producción eléctrica bruta para analizar las características desde el punto de vista del aprovechamiento del recurso solar y poder comparar la producción de centrales con distintas características. El índice k_p en nuestro caso se aplicará a la producción de una central termosolar de receptor central.

Para la evaluación de los resultados se utiliza el índice k_p que nos va a permitir obtener información sobre el rendimiento de la central, además, éste índice será representado con cada uno de los índices propuesto para estudiar la relación entre ellos. Para calcular k_p se realiza previamente el cálculo de la potencia bruta de cada día, una vez calculado, se clasifican los días y se calcula el k_p mediano de cada grupo de día. Asumiendo que, desde un punto de vista

estadístico, el k_p de un grupo está bien representado por su k_p mediano, se obtiene la producción bruta diaria mediante el producto de k_p mediano y la potencia bruta diaria en condiciones de cielo despejado.

Comparando el valor de potencia estimado con la potencia diaria de la central podremos saber si el día se ha clasificado correctamente. La comparación de los valores de producción obtenidos con SAM y el valor anual estimado de cada año se realiza mediante el error anual relativo ARE. Para evaluar si los días han sido clasificados de forma correcta se calcula el error cuadrático medio RMSE y el error medio absoluto MAE entre los valores diarios de producción estimados y los obtenidos con SAM:

$$ARE = \frac{\sum_{i=1}^{365} P_{e_i}^d - P_{SAM_i}^d}{\sum_{i=1}^{365} P_{SAM_i}^d}$$

$$MAE = \frac{\sum_{i=1}^{365} |P_{e_i}^d - P_{SAM_i}^d|}{365}$$

$$RMSE = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{365} (P_{e_i}^d - P_{SAM_i}^d)^2}{365}}$$

donde $P_{e_i}^d$ es la producción bruta diaria del día i estimada a partir del k_p mediano del tipo de día al que pertenece y $P_{SAM_i}^d$ la producción bruta diaria obtenida a partir de las simulaciones con SAM.

En nuestro caso, para la comparación de resultados obtenidos en nuestro estudio con los obtenidos anteriormente para central termosolar cilindro parabólica los errores absolutos no nos permiten una correcta comparación ya que la potencia de la central simulada en nuestro estudio es tres veces mayor que la potencia de la planta utilizada en el estudio de Moreno et al. (2018). Para que la comparación entre los resultados sea posible realizaremos la evaluación mediante el cálculo de los errores relativos, utilizaremos el valor medio diario de la serie completa de producción bruta de la planta obtenida con SAM como referencia para obtener los valores de MAE y RMSE en relativo.

5 DISCUSIÓN Y RESULTADOS

5.1 Índice de producción relativa de cielo despejado

En la Figura 9 representamos los valores de k_p diarios y los valores medianos de cada día del año de los 16 años considerados para la central RC (arriba) y para la central CCP (abajo). Observamos que en el caso de CCP los valores próximos a 1 se alcanzan principalmente en verano y los valores máximos en invierno están en torno a 0.9. En el caso de la central RC, los valores obtenidos de k_p próximos a 1 abarcan un período mayor, prácticamente durante todo el año exceptuando el periodo próximo al solsticio de invierno. La frecuencia de días con k_p próximos a 1 es mayor en el caso de RC (figura 10). Los valores medianos de k_p en verano son semejantes en ambos casos, pero durante el resto del año por lo general, la central RC obtiene valores superiores de k_p , esto parece sugerir que la producción en los días con variabilidad se asemeja más a los de cielo despejado en el caso de la central RC. Es necesario analizar la relación del índice k_p con los índices k_b , VI y Fm, para justificar este comportamiento.

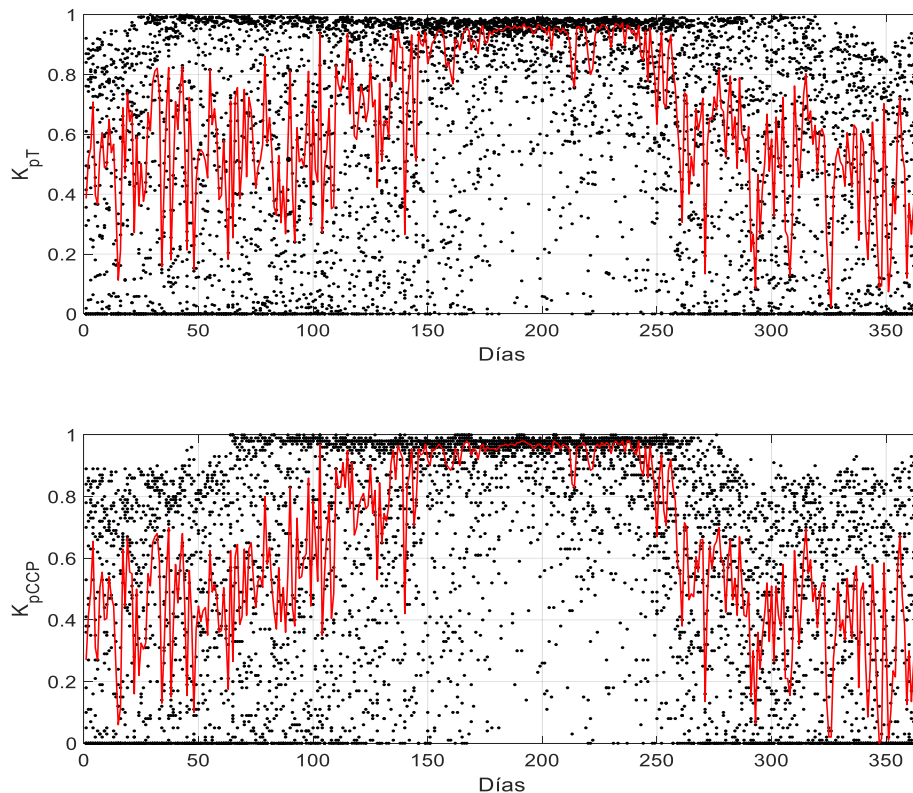


Figura 9. Valores diarios de k_p y su correspondiente valor mediano para cada día del año (línea roja) para central RC (arriba) y central CCP (abajo) durante el periodo 2000-15

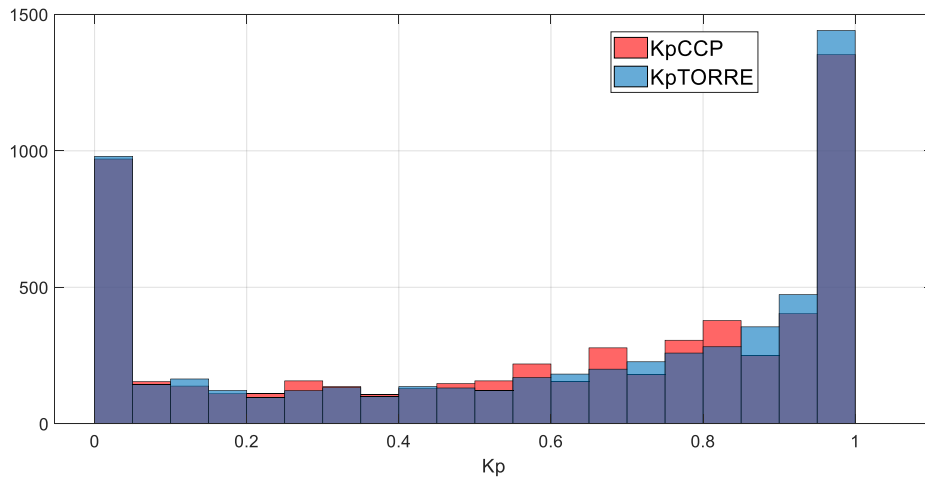


Figura 10. Histograma con las distribuciones en frecuencia de k_p para CCP y RC.

5.2 Relación entre el índice de producción y los índices de clasificación.

Estudiamos en este apartado la relación de los valores del índice k_p y los índices k_t , k_b , VI y F_m y comparamos posteriormente con los valores obtenidos en central cilindro parabólica.

5.2.1 k_p frente a k_t

En la Figura 11 representamos los valores de los índices k_p y k_t para la planta RC (arriba) y para la planta CCP (abajo) durante el periodo 2000-2015.

Se observa que en la central de RC se mantiene una correlación positiva al igual que en la central CCP. En ambos casos el rango de 0.3 a 0.8 presenta una mayor dispersión. Las gráficas obtenidas son muy similares en las dos plantas, pero observamos algunas diferencias, en el caso de la central RC a medida que los valores de k_p se van aproximando a 1 el rango de valores de k_t va disminuyendo.

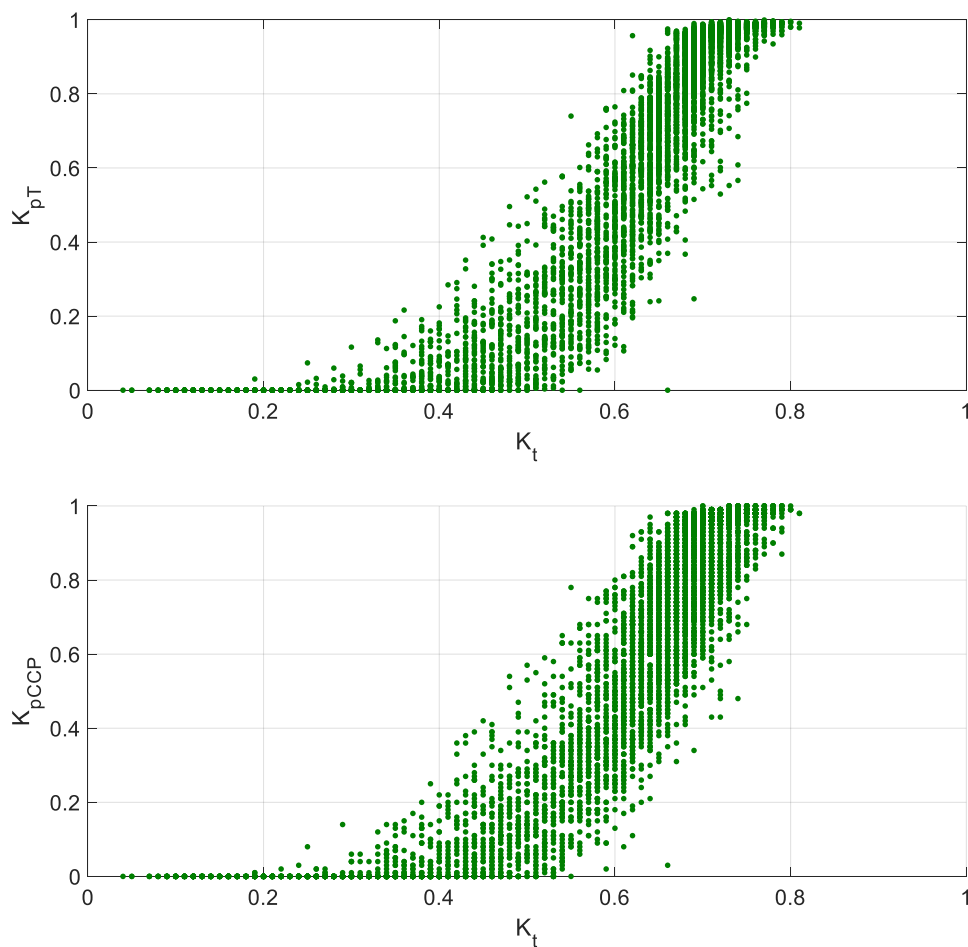


Figura 11. Representación de los valores de k_p para central de torre (arriba) y para central CCP (abajo) frente a los valores de k_t durante el periodo 2000-15.

5.2.2 k_p frente a k_b

En la Figura 12 representamos los valores de k_p frente a k_b para ambas centrales en el periodo de 2000 a 2015. Se observa que en ambos casos la correlación es positiva y hay dispersión, pero en el caso de la central RC (arriba) hay una menor dispersión que en el caso de central CCP (abajo). Se aprecia que los puntos están más agrupados en la gráfica correspondiente a la planta RC mientras que en la planta CCP se pueden diferenciar dos agrupaciones de puntos. Comparando las dos nubes de punto podemos destacar que aun teniendo una distribución con menor dispersión

y más uniforme en el caso de la central RC para valores de k_t en torno a 0.6 tenemos mayores valores de k_b en CCP.

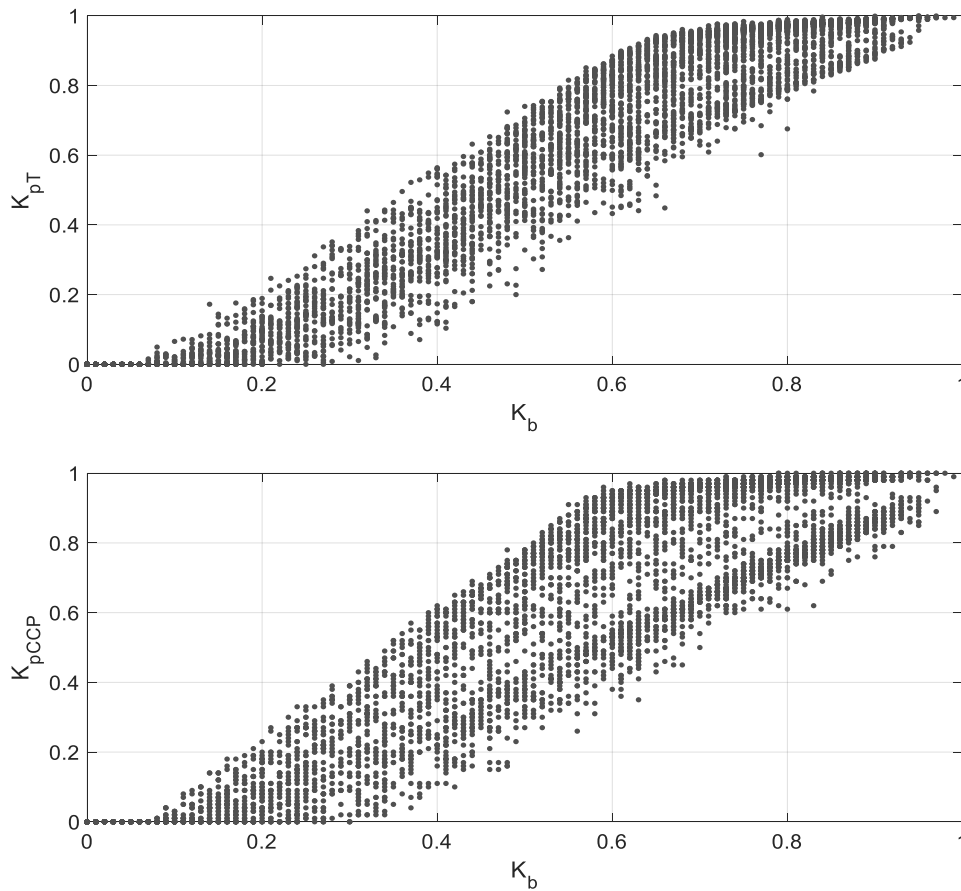


Figura 12. Representación de los valores de k_p para central de tore (arriba) y para central CCP (abajo) frente a los valores de k_b durante el periodo 2000-15.

Para tratar de identificar la causa de esta doble tendencia en el caso de CCP se representa en la Figura 13 los valores de k_p frente a los valores de k_b correspondiente a un periodo de días en torno al solsticio de invierno en la central CCP para los 16 años. Comparando con la Figura 12 donde hemos representado todos los días del año, se observa que la agrupación de puntos inferior de la nube de puntos de la planta CCP se corresponde con los días seleccionados. Por tanto, la doble tendencia que siguen los valores de k_p en CCP mostrada en la figura 12 viene condicionada por el comportamiento de la central en esta época del año como consecuencia de su rendimiento óptico (Ver Figura 2).

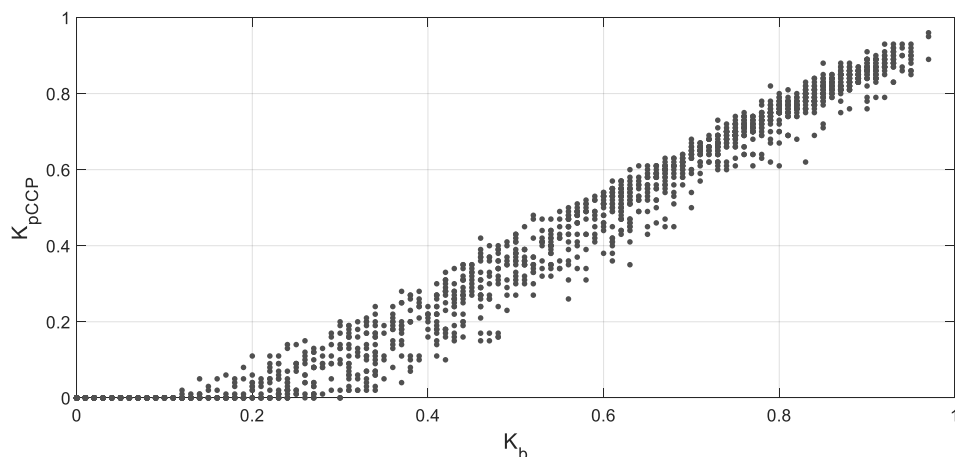


Figura 13. Representación de los valores k_p de los días de invierno frente a los valores k_b en central CCP en el periodo de 2000-15

En las siguientes tablas se representan los valores máximos, mínimos, medios y medianos de los dos tipos de centrales, para todo el rango de valores de k_b (Tabla 2) y para un rango de valores de k_b comprendidos entre 0.55 y 0.65 (Tabla 3). Se observa que en general, los valores de k_p para la central RC son mayores mientras que en el rango de valores intermedios de k_b seleccionados no ocurre lo mismo. Observamos que el valor máximo y mediano en CCP es mayor mientras que el mínimo es menor y la media similar como consecuencia del comportamiento de la central en la época de invierno.

Tabla 2. Valores estadísticamente representativos de k_p en ambas centrales para todo el rango de k_b .

Valores K_p	CCP	RC
Máximo	1	1
Mínimo	0	0
Mediano	0.7	0.73
Media	0.58	0.60

Tabla 3. Valores estadísticamente representativos de k_p en ambas centrales para un rango de k_b de 0.55 a 0.65.

Valores K_p	CCP	RC
Máximo	0.97	0.94
Mínimo	0.26	0.36
Mediano	0.78	0.75
Media	0.7257	0.731

5.2.3 k_p frente a VI normalizado

En este apartado representamos los valores de k_p frente a los valores normalizados de VI correspondientes a los años 2000 a 2015 para los dos tipos de centrales. En ambos casos las nubes de puntos muestran una dispersión significativa. Los puntos localizados para k_p mayores y valores de VI mínimos corresponden a días de cielo despejado, en este tipo de día hay un mejor aprovechamiento del recurso ya que la variabilidad es baja. Las figuras representadas son similares, pero se observa en la Figura 14 que para la central RC (arriba) hay una mayor concentración de puntos con k_p elevado y variabilidad mínima. Observamos que en los dos casos hay k_p altos en días con variabilidad media, esto se debe a que ambas centrales tienen almacenamiento térmico y esto reduce el efecto negativo de la variabilidad. Sin embargo, en los días de mayor variabilidad obtenemos k_p mayores en CCP.

Cabe destacar, que, en estudios paralelos a este, se ha podido demostrar que el índice VI se ve afectado por la geometría solar según el día del año. Por lo tanto, en estudios posteriores se podría utilizar otro índice que no tuviese esta dependencia.

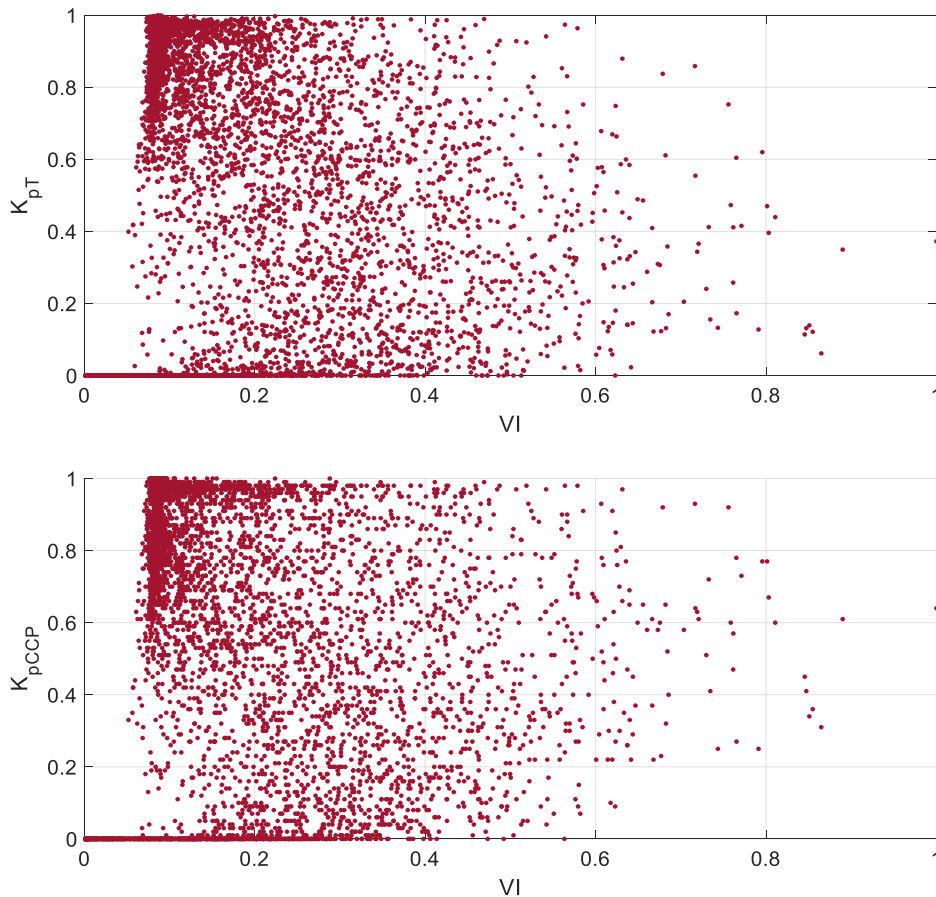


Figura 14. Representación de los valores de k_p para central de torre (arriba) y en central CCP (abajo) frente a los valores normalizados de VI durante el periodo 2000-15.

5.2.4 K_p frente a F_m

En este apartado representamos los valores de los índices F_m y k_p para su posterior estudio, estos índices han sido calculados para los 16 años de DNI medidos y para los 16 años de medidas de días simétricos (curvas de DNI invertidas en el tiempo respecto al medio día solar). El objetivo de representar ambas series es la evaluación y comparación de los valores de k_p de días cuya energía se concentra principalmente por la mañana con los días en los que la energía se concentra principalmente por la tarde con un perfil simétrico, evitando así las influencias relacionadas con las características climáticas locales del emplazamiento.

La Figura 15 representa la relación entre F_m y k_p en la central RC (arriba) y la relación obtenida en el caso de la central CCP (abajo). Se observa en ambos casos que las nubes de puntos son simétricas respecto a F_m igual a 0.5, por lo que el comportamiento de ambas plantas no presenta diferencias significativas en días cuya radiación solar se presenta principalmente por la mañana respecto a días en los que la radiación solar se presenta principalmente por la tarde. Destacamos en el caso de la central de torre que hay una mayor agrupación de puntos en torno al eje de simetría con valores k_p más elevados que en el caso de centrales cilindro parabólicas.

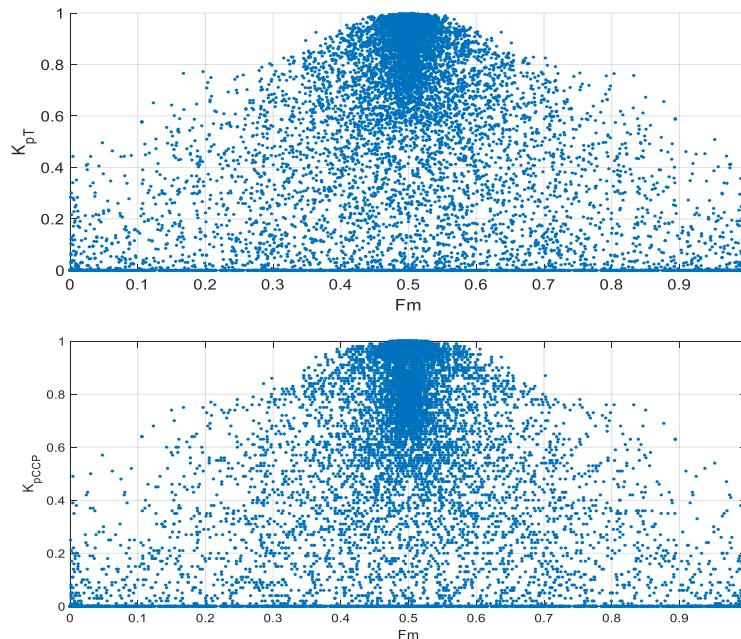


Figura 15. Representación de los valores de k_p para central de torre (arriba) y para central CCP (abajo) frente a F_m de la serie de medidas de DNI y su serie simétrica.

5.3 Caracterización del índice de producción de cielo despejado para cada tipo de día.

En este apartado se representan los valores de k_p para cada tipo de día obtenidos mediante las dos metodologías de clasificación propuestas en este estudio: la metodología en base a los índices k_b , VI y F_m y la metodología basada en el índice k_t . El objetivo es evaluar y comparar los resultados obtenidos en ambas.

5.3.1 Caracterización para los días según la clasificación en función de k_b , F_m y VI

En la Figura 16 se representan los valores de k_p correspondientes al periodo de 2000 a 2015 mediante gráficas “Box and Whisker” para cada tipo de día obtenido con la metodología de clasificación en base a los índices k_b , F_m y VI y para cada tipo de central. En ambas centrales se obtienen en el grupo BH lo mayores valores de k_p , en el caso de la central RC (figura superior) el 80% de los valores de k_p están por encima de 0.8, obteniéndose valores más altos en este caso que en la central CCP (abajo) en la cual el 80% de sus valores están por encima de 0.7. Otras de las similitudes que encontramos es que para las dos centrales la energía producida en los tres últimos tipos de días (BL, AL, BN) es nula; los días pertenecientes a estos grupos podrían agruparse solo en uno. Comparando las dos figuras se observa que generalmente la dispersión de la distribución de los datos es menor en el caso de la central de torre. Lo que sugiere que la agrupación de días obtenida es más representativa de la producción de esta central. Los k_p perteneciente a los grupos de días con energía más alta, tanto los de mañana como los de tarde, son mayores en el caso de la central RC no ocurriendo lo mismo con los grupos de días de energía media que son más altos en el caso de la central CCP. En cuanto a los tipos de día de baja energía observamos diferencias entre los días de mañana y de tarde. Para los días de tarde con energía baja (AL) no hay diferencia entre las dos centrales, sólo los “outliers” no son nulos, sin embargo, para los días de mañana con baja energía (ML) en el caso de la central cilindro parabólica solo la mitad de los valores de k_p están por encima de cero mientras que en la central de torre el 80% de los valores están por encima de cero obteniendo también k_p más elevados en este caso. Destaca también en ambos casos el amplio rango de valores de k_p contenidos en cluster BM, al ser el segundo cluster en número de días y la operación de la central más compleja en este tipo de días se propone al igual que en el estudio realizado por Moreno et al. (2018) para central termosolar la división de este grupo en dos subgrupos para la mejora de la clasificación diaria.

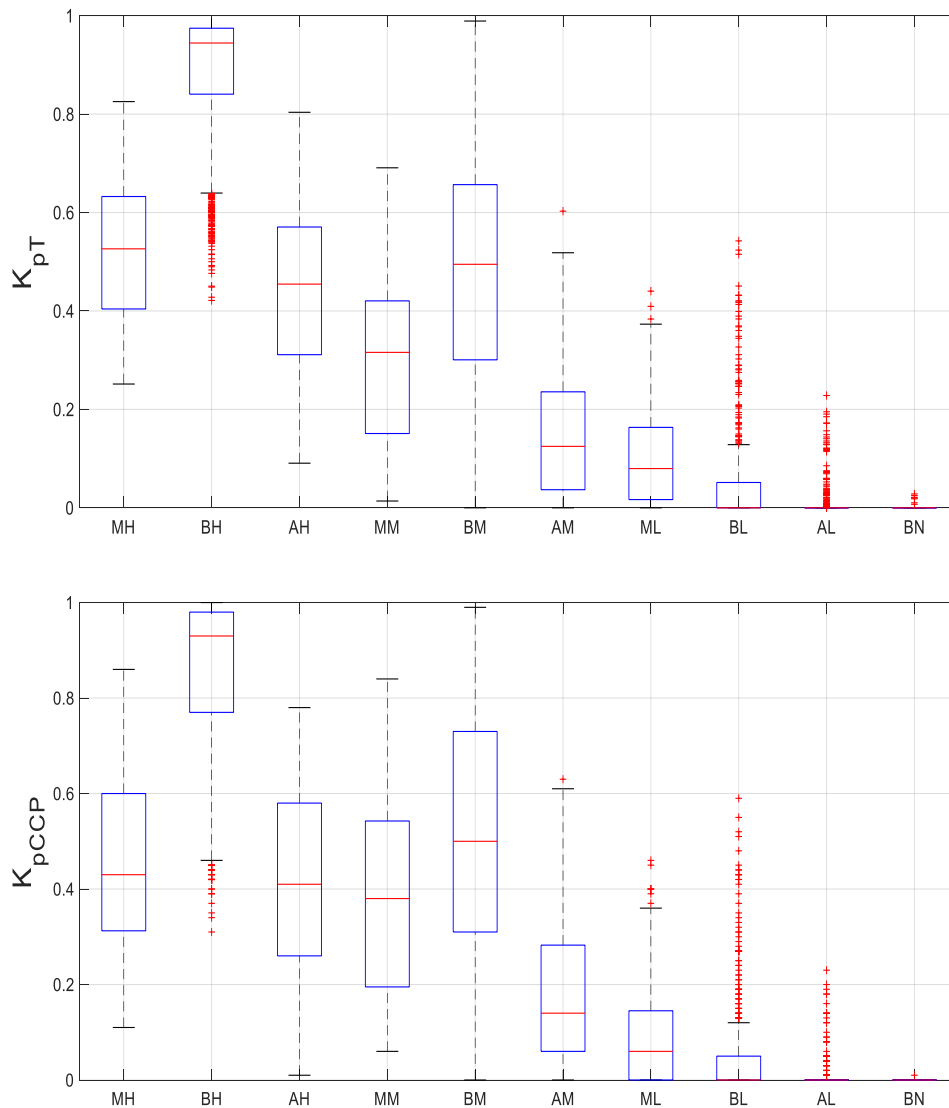


Figura 16. Gráficas “Box and Whisker” de los valores k_p para la central de torre (arriba) y para la central CCP (abajo) para cada tipo de día identificado a partir de k_b , VI y F_m durante el periodo 2000-15.

Para facilitar la comparación entre los resultados se presentan en la Tabla 4 los valores medianos de k_p obtenidos para cada grupo de día en los 16 años simulados para los dos tipos de planta. En los grupos de días con alta energía (MH, BH, AH) los valores obtenidos para k_p son mayores en el caso de la planta RC, ocurriendo lo mismo en los grupos de día con energía baja, principalmente para ML. Cabe destacar que para los días de mayor variabilidad (MM, BM y AM) los valores medianos obtenidos de k_p para la central CCP son mayores cuando la radiación se concentra principalmente por la mañana o por la tarde, cuando la distribución es homogénea los valores

medianos son similares, aunque el valor de k_p del percentil 75 (techo de la caja) de este tipo de días también presenta mayores valores. Por lo que la central cilindro parabólica tiene mejor comportamiento en días con media energía en los que se encuentran agrupados los días con mayor variabilidad. Este hecho puede ser debido a uno de los parámetros elegidos en la simulación de la planta, la fracción de energía térmica necesitada para el arranque. En el caso de la central CCP la fracción de energía térmica que se necesita para el arranque es 0.2 en media hora y en el caso de la central RC es 0.5 en media hora, por lo cual esto haría que la central RC tarde más en arrancar ya que necesita más energía en un mismo periodo de tiempo. En la Figura 17 representamos la producción bruta, radiación y el almacenamiento durante un día seleccionado en la central RC. Se ha seleccionado uno de los días en lo que hay una mayor diferencia de k_p entre ambas centrales. Podemos observar que este hecho podría estar influyendo en los resultados en días con alta variabilidad.

Tabla 4. Valores medianos de k_p para central de torre y para central CCP para cada tipo de día identificado a partir de k_b , VI y F_m . En la última fila se muestran los porcentajes de días de cada clúster durante el periodo. Las líneas de puntos separan los los tipos de días con energía alta (H), media (M), baja (L) y nula (N)

Tipo de día		MH	BH	AH	MM	BM	AM	ML	BL	AL	BN
Kp	Mediana	0.43	0.93	0.41	0.38	0.50	0.14	0.06	0.00	0.00	0.00
CCP											
Kp	Mediana	0.53	0.94	0.45	0.32	0.50	0.12	0.08	0.00	0.00	0.00
TORR											
E											
N. días (%)		1.6	51.9	2.9	0.8	19.9	3.2	3.2	7.7	5.5	3.3

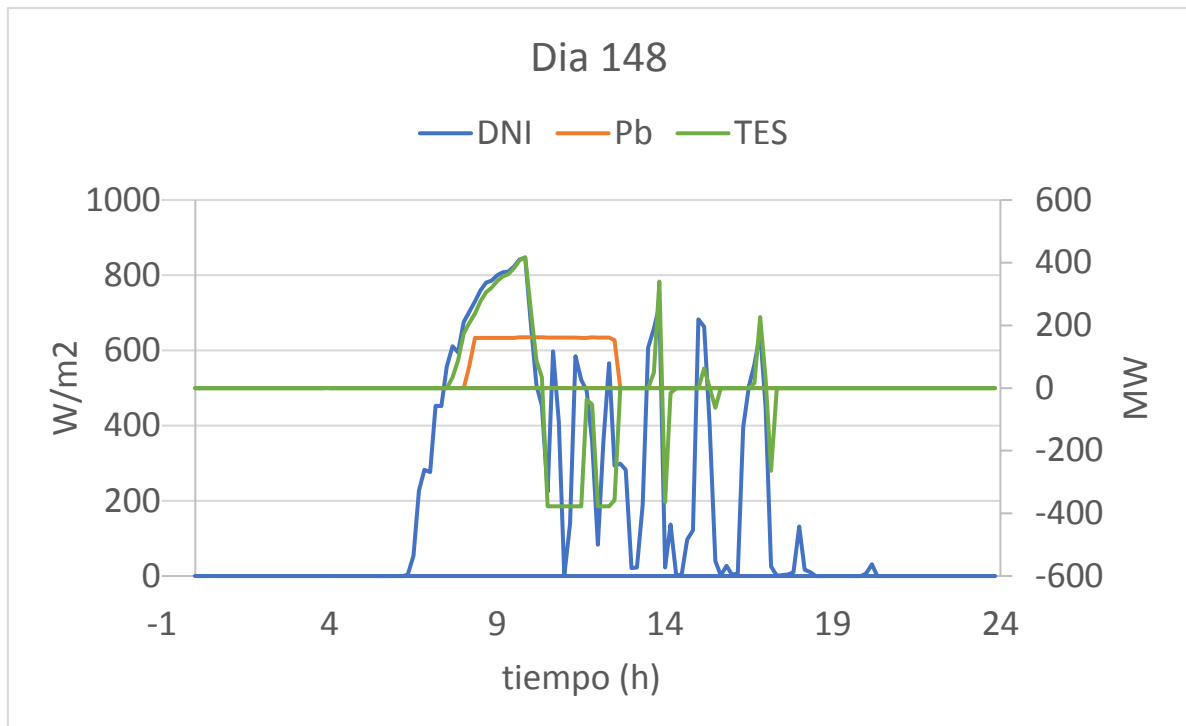


Figura 17. Representación de DNI, potencia bruta Pb y potencia térmica entrante (positiva) o saliente (negativa) del almacenamiento térmico durante el día 148 del año 2008 en RC

En el estudio anterior realizado por Moreno et al. (2018) para comparar las distribuciones se aplica el test “two-sample Kolmogorov-Smirnov” (K-S test) a partir de la función Matlab “kstest2” (MathWorks, 2016) obteniendo como resultado que la hipótesis nula no puede ser rechazada entre los tipos de días de mañana con energía alta y baja variabilidad y con energía media y alta variabilidad (las distribuciones MM, MH y AH son similares), por ello propone agrupar este tipo de días y considerar solo siete tipos de días desde el punto de vista de la producción de la central. En nuestro caso la hipótesis nula es rechazada, es decir, no tenemos grupos de días con distribuciones similares en la central RC, por lo tanto, no se puede establecer ninguna agrupación de días.

5.3.2 Caracterización para los días según la clasificación en base al índice Kt.

En la Figura 18 representamos los valores de k_p obtenidos para cada tipo de día según la metodología de clasificación basada en los índices k_t para los 16 años y para los dos tipos de centrales en gráficas “Box and Whisker”. Las dos gráficas son muy similares, aunque en el caso de la central RC (arriba) obtenemos valores más cercanos al k_p mediano. Se observa el buen resultado obtenido para días clasificados como días de cielos despejados (CS). La mayoría de los días agrupados en OV presentan un valor de k_p nulo. El resultado obtenido para el grupo CS, en ambas centrales, es similar al encontrado para el tipo de día BH obtenido con la metodología

basada en las técnicas de clustering agrupando los días con k_p mayores que 0.7. El resto de días parcialmente nubosos (CL) incluye en su mayoría los días clasificados como: MH, AH, MM, BM, AM y ML abarcando un rango muy amplio de valores k_p . Sería interesante para el estudio de las centrales realizar una división de este último grupo.

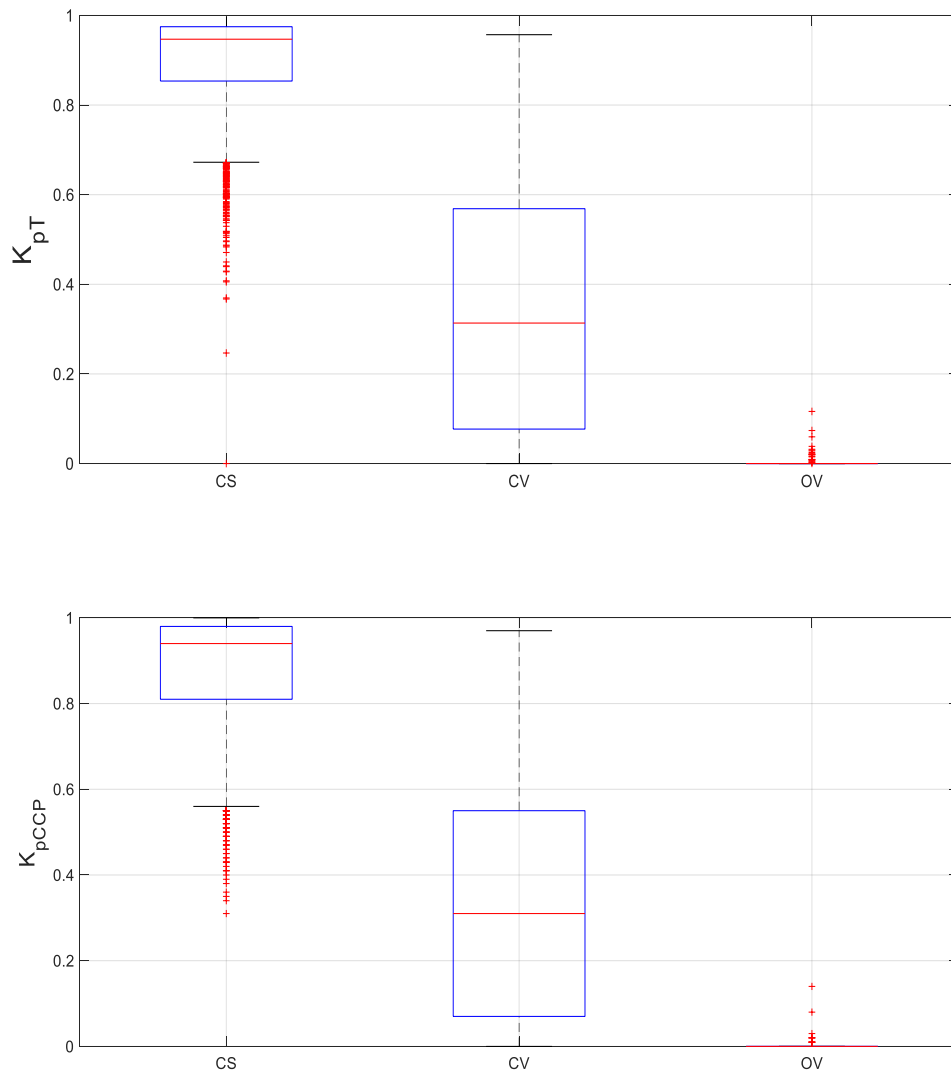


Figura 18. Gráficas “Box and Whisker” de los valores k_p para central RC (arriba) y para central CCP (abajo) para cada tipo de día identificado a partir de los valores de k_t durante el periodo 2000-15.

En la Tabla 5 se representan los valores medianos de k_p correspondientes a los 3 tipos de días clasificados a partir de los valores k_t . Se observa que no hay diferencia en los resultados obtenidos para las diferentes centrales.

Tabla 5. Valores medianos de k_p para central de torre y para central CCP para cada tipo de día identificado a partir de k_t . En la última fila se muestran los porcentajes de días de cada clúster durante el periodo

Type of day	CS	CL	OV
k_p CCP	0.95	0.31	0
k_p TORRE	0.95	0.31	0
N. days (%)	51.0	41.6	7.5

5.4 Estimación de la potencia bruta diaria

En este apartado se evalúan los 4 métodos de clasificación enumerados en la tabla 6 comparando la producción diaria bruta calculada con la producción diaria bruta obtenida con SAM, asumiendo que el k_p de cada día es igual al k_p mediano del grupo en el que ha sido clasificado. De los resultados obtenidos de la caracterización estadística de k_p se propone la división del cluster BM en dos o más subgrupos como mejora para la clasificación de días a partir de los índices k_b , VI y F_m , esta propuesta se ha implementado dividiendo este tipo de día en 2 y 3 subgrupos. Ambas propuestas serán evaluadas en este apartado.

Tabla 6. Métodos de clasificación evaluados.

Número	Descripción
Método 1	Metodología de clasificación k_t
Método 2	Metodología de clasificación k_b , VI y F_m
Método 3	Metodología de clasificación k_b , VI y F_m con 2 subgrupos de BM
Método 4	Metodología de clasificación k_b , VI y F_m con 3 subgrupos de BM

En la figura 19 se muestran los valores RMSE (arriba) y MAE (abajo) de cada año del periodo seleccionado obtenidos en la central de torre para todas las metodologías utilizadas. Analizando los valores obtenidos observamos que se obtiene una buena estimación de la potencia bruta producida por la planta mediante la clasificación a partir de los índices k_b , VI y F_m , obteniendo

el mejor resultado con el método 4, método en el que se realiza la división del grupo BM en 3 subgrupos. Los resultados muestran que hay una clara diferencia entre el método basado en el índice k_t (método 1) y los que utilizan k_b , VI y F_m (métodos 2, 3 y 4).

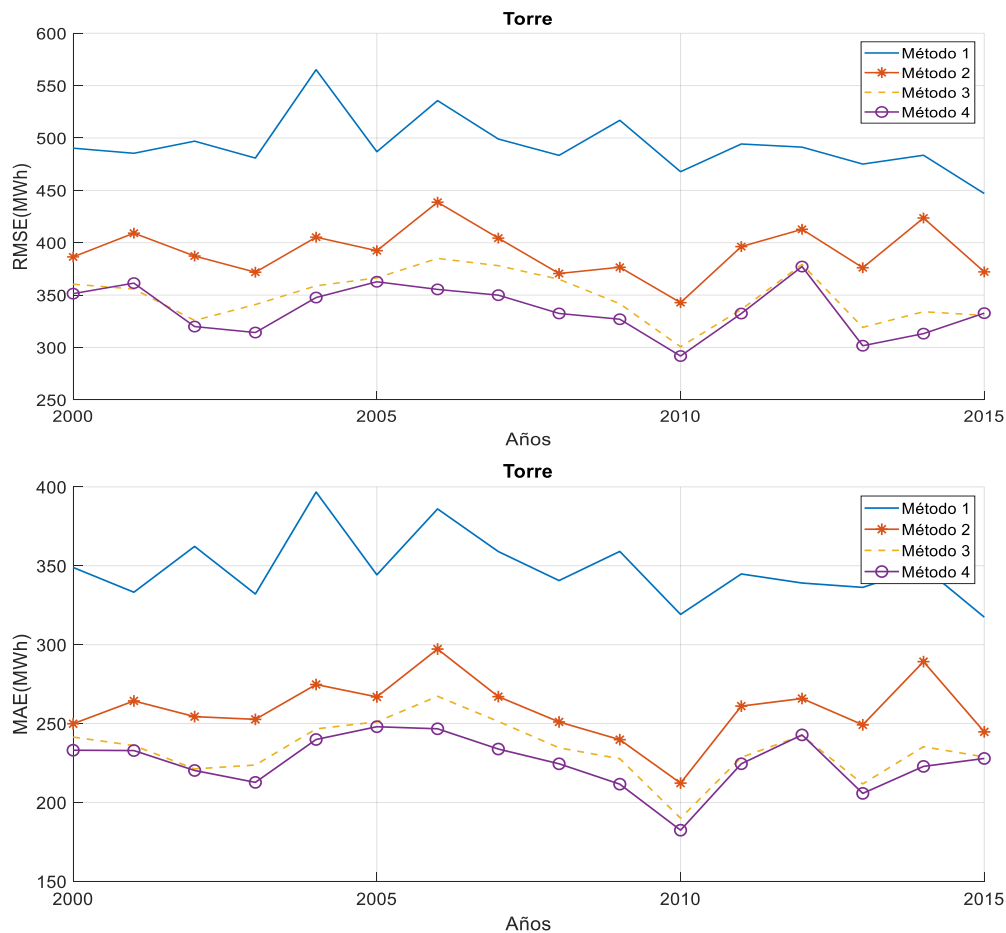


Figura 19. RMSE y MAE de la estimación de la producción de la central de torre a partir de los valores medianos de k_p de cada tipo de día obtenido con cada método de clasificación.

Para poder realizar una mejor evaluación y comparación con los resultados obtenidos por Moreno et al. (2018) en el estudio anterior para la planta cilindro parabólica se calculan los valores relativos en ambos casos (ARE, RMSE y MAE) y se representan en la Figura 20 los valores obtenidos mediante las 4 metodologías aplicadas en nuestro estudio para cada año y para cada tipo de central. Se observa que la diferencia media anual entre el RMSE de los métodos 1 y 2 es un 14% para la planta cilindro parabólica (abajo) y un 20% para la planta de torre (arriba). Esta diferencia aumenta a medida que aumenta el número de subgrupos de BM, la diferencia entre el método 1 y 4 es un 23% para la central cilindro parabólica y un 32% para la central de torre. Los valores medios anuales de RMSE y MAE son generalmente menores en la planta de receptor central que en la planta cilindro parabólica para los métodos basados en los índices k_b , VI y F_m .

Para los valores MAE representados en la Figura 21 para la planta cilindro parabólica (abajo) y para la planta de receptor central (arriba) observamos una tendencia similar a la obtenida para los valores RMSE, la diferencia entre las metodologías aumenta y los valores disminuyen a medida que aumentamos el número de subgrupos de BM. Los valores medios anuales de RMSE y MAE son generalmente menores en la planta de receptor central que en la planta cilindro parabólica para los métodos basados en los índices k_b , VI y F_m . Cabe destacar que la diferencia entre la metodología 3 y 4 para los valores medios anuales de MAE y RMSE es un 3% para la central de torre y un 6% en la planta cilindro parabólica. Se aprecia una mejora de los resultados en la planta de receptor central al dividir en 3 subgrupos el grupo BM. En la metodología 1 no se observa generalmente ninguna diferencia significativa para los valores RMSE y MAE entre las dos plantas.

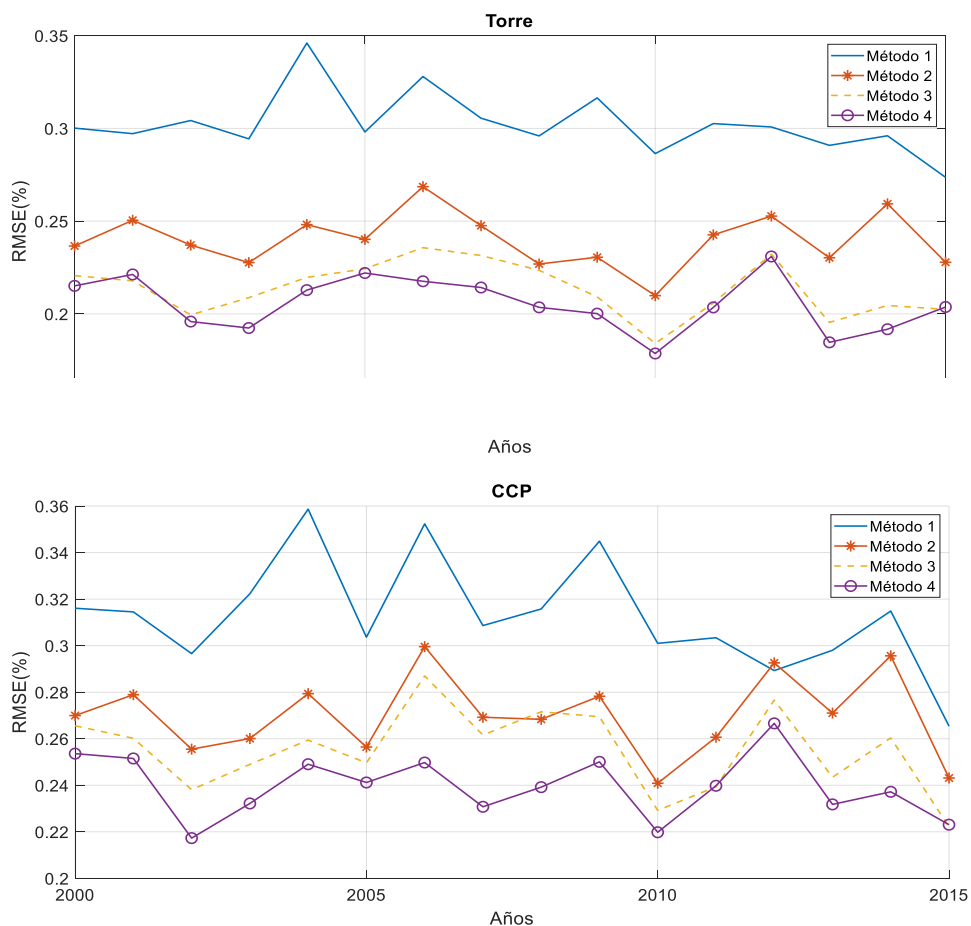


Figura 20. Representación de los valores relativos de RMSE para central de torre (arriba) y para central CCP (abajo) a partir de los valores medianos de k_p de cada tipo de día obtenido con cada método de clasificación.

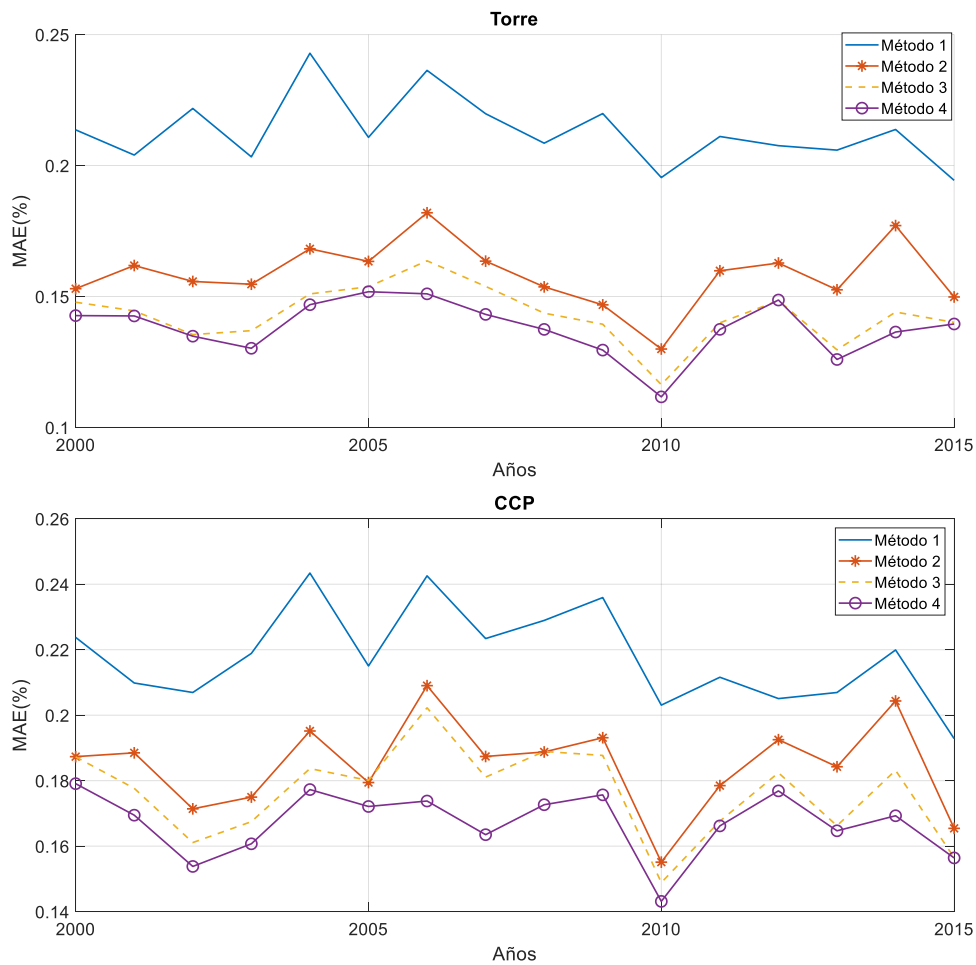


Figura 21. Representación de los valores relativos de MAE para central de torre (arriba) y para central CCP (abajo) a partir de los valores medianos de k_p de cada tipo de día obtenido con cada método de clasificación.

En la figura 22 se representan los valores de ARE obtenidos para cada año del periodo para la central de receptor central y para la central CCP para las 4 metodologías que hemos aplicado en este estudio. En las metodologías basadas en los índices k_b , VI y F_m el ARE solo supera el 5% en el año 2002, obteniendo mejores resultados para el método 3 y 4, entre los cuales no se observa diferencia. Comparando los resultados con los obtenidos para cada año del periodo en la central cilindroparabolica se observa que en ésta los valores de ARE están en torno al 3%. En ambas centrales los valores de ARE obtenidos para la metodología 1 son menores en el año 2000 y en el periodo de años 2004-2009.

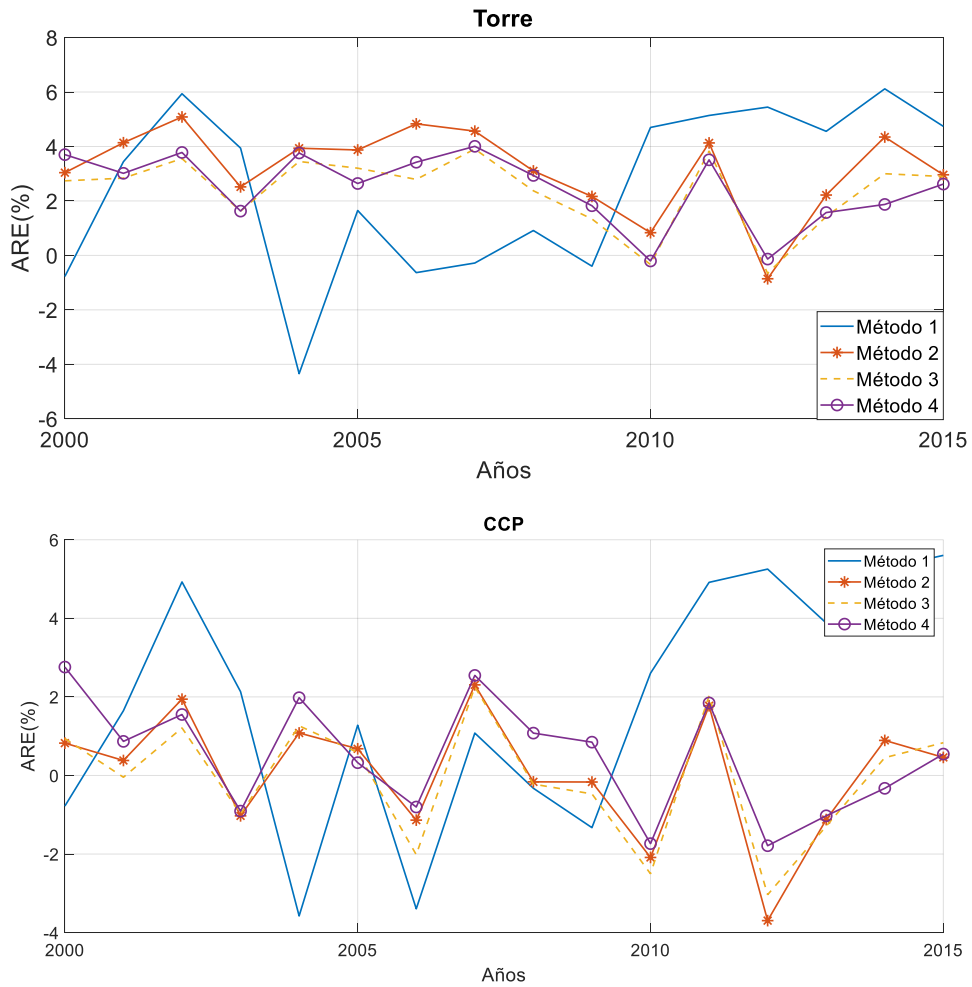


Figura 22. Representación de los valores de ARE para central de torre (arriba) y para central CCP (abajo) a partir de los valores medianos de k_p de cada tipo de día obtenido con cada método de clasificación.

6 CONCLUSIONES

En este estudio se evalúa la representatividad de los tipos de días clasificados a partir de las curvas de DNI en función de la producción de una central de torre con almacenamiento. Para ello, se han aplicado dos métodos de clasificación: el método basado en el índice de claridad k_t y el método de agrupamiento de días basándonos en los índices k_b , VI y F_m . La evaluación de los tipos de día se lleva a cabo mediante la aplicación de la metodología propuesta por Moreno et al. (2018). Ambos métodos de clasificación son aplicados para 16 años de medidas de DNI. La misma base de datos de medidas se utiliza para la simulación del comportamiento de la planta seleccionada en SAM. Para la evaluación de los tipos de días se utiliza un nuevo índice adimensional, el índice de producción relativa de cielo despejado, k_p . Este índice nos permite comparar el comportamiento de las centrales de diferentes grupos de días y la capacidad de aprovechamiento del recurso solar entre centrales con diferente configuración. Cada grupo de días es evaluado en función de los k_p obtenidos. Las relaciones entre el índice k_p y el resto de los índices de clasificación propuestos se analizan y se comparan posteriormente con los obtenidos por Moreno et al. (2018) para una central cilindro parabólica. La evaluación de los distintos métodos de clasificación se realiza calculando la diferencia entre la producción diaria obtenida mediante el k_p mediano de cada grupo y la producción de cada día obtenida mediante SAM y se analizan mediante los valores de RMSE, MAE y ARE.

Del estudio de la relación entre el índice k_p y el resto de los índices de clasificación considerados se concluye que ninguno de los índices de clasificación k_b , VI y F_m permite representar individualmente la producción de una central termosolar de receptor central, como ocurre en el caso de las centrales CCP. En general, se observa que hay un mejor aprovechamiento de la radiación en la central RC y principalmente en los días de invierno, donde se ha identificado en el caso de la centra CCP un menor aprovechamiento de la radiación como consecuencia de su rendimiento óptico.

Al estudiar la relación entre los índices k_t y k_p se obtiene un buen resultado para días nublados y para días de cielo despejado desde el punto de vista de la producción de la central. Los días de cielo despejado obtienen valores de k_p elevados y los días con valores de k_t menores que 0.3 obtienen k_p nulos. Para una mejora de la clasificación se sugiere dividir el grupo de días parcialmente nublado ya que abarca un amplio rango de datos. Los resultados obtenidos para esta clasificación son similares en ambas plantas no encontrando diferencias significativas entre ellas.

La metodología de clasificación a partir de los índices k_b , VI y F_m permite obtener mejores resultados que la metodología basada en el índice k_t . Se observa la similitud del comportamiento estadístico entre los grupos de baja energía obteniendo en todos los casos; valores de k_p mediano

nulos, por tanto, se sugiere la fusión de éstos. Por otro lado, el comportamiento estadístico de los datos del grupo BM y el amplio rango de valores que abarca permite pensar que una división de éste produciría una mejora en la clasificación de días. Estas mejoras se llevan a cabo y se observa que la metodología que obtiene mejores resultados es la que se basa en los índices k_b , VI y F_m con 3 subgrupos en el tipo de día BM. Sin embargo, en la central de receptor central no hay una mejora significativa, sería suficiente la división en dos subgrupos, mientras que en la central cilindro parabólica sí que se produce una mejora significativa por lo que sí tendría sentido realizar esta división. Este hecho simplificaría la clasificación en el caso de la central de torre.

Los valores de k_p obtenidos en los tipos de días con más radiación y en los tipos de días de menor radiación son mayores en el caso de la central de torre. No ocurre lo mismo con los días de energía media. El comportamiento de la central en este tipo de días puede estar influenciado por la fracción de energía térmica necesaria para el arranque de la central. Este parámetro es mayor en el caso de la central de torre y podría estar sesgando su comportamiento al necesitar ésta más energía para su arranque.

A diferencia de lo obtenido para la central cilindro parabólica, para la central de torre una fusión de grupos de días no implica una mejora de la clasificación. No hay grupos de días que tengan distribuciones similares en el caso de la central de receptor central, esto corrobora que la clasificación de días propuesta es más representativa para centrales termosolares de receptor central y por ello los errores obtenidos en este caso son menores.

Por último, se sugiere para posibles estudios posteriores la utilización de otro índice que sustituya al índice VI, ya que se ha demostrado en estudios paralelos que se ve afectado por la geometría solar según el día del año. Un índice que represente la variabilidad del recurso y no muestre este tipo de dependencias mejoraría la representatividad de los tipos de días, principalmente con energía media.

7 REFERENCIAS

- Calbó, J., González, J. & Pegés, D., 2001. A method for sky-condition classification from ground-bases solar radiation measurements. *J. Appl. Meteorol.* 40, pp. 2193-2199.
- Gastón-Romeo, M., Leon, T., Mallor, F. & Ramírez-Santiagosa, L., 2011. A Morphological Clustering Method for daily solar radiation curves. *Sol. Energy* 85, pp. 1824-1836.
- Gómez Camacho, C., Blanco Muriel, M. & Ramírez-Santiagosa, L., 1990. Estimación de la atmósfera estándar de radiación solar a partir del concepto de día claro envolvente. Aplicación a la Plataforma solar de Almería.. *Era Sol.* 40, pp. 11-40.
- Kang, B. & Tam, K., 2013. A new characterization and classification method for daily sky conditions based on ground-based solar irradiance measurement data.. *Sol. Energy* 94, pp. 102-118.
- Lam, J. & Li, D., 1996. Study of solar radiation data for Hong Kong. *Fuel Energy Abstr.* 37, p. 201.
- Liu, B. & Jordan, R., 1960. The interrelationship and characteristic distribution of direct, diffuse and total solar radiation.. *Sol. Energy* 4, pp. 1-19.
- MathWorks, s.f. *kstes2* [WWW Document]. [En línea] [Último acceso: 2019].
- Moreno, S., 2017. *Caracterización del recurso solar para el análisis de la producción de centrales termosolares*, s.l.: s.n.
- Moreno-Tejera, S., Silva-Pérez, M., Ramirez Santiagosa, L. & Lillo Bravo, I., 2018. Evaluation of classification methods according to solar radiation features from the viewpoint of the production of parabolic trough CSP plants. *Renewable Energy* 121, pp. 429-440.
- Moreno-Tejera, S., Silva-Pérez, M., Ramirez Santiagosa, L. & Lillo-Bravo, I., 2017. Classification of days according to DNI profiles using clustering techniques. *Sol. Energy* 146, pp. 319-333.
- NREL, S. A. M. (., 2010. *NREL, System Advisor Model (SAM)*. [En línea] Availableat:<https://sam.nrel.gov>. [Último acceso: Junio 2018].
- Perez, R., Kivalov, S., Schlemmer, J. & Hoff, T., 2011. Parameterization of site-specific short-term irradiance variability.. *Sol. Energy* 85, pp. 1343-1353.

Powell, G. & Powell, G., 1984. The clear sky model. *ASHRAE J.* 26. pp. 27-29.

Silva Pérez, M., 2019. “*Diapositivas de Centrales Solares*”, s.l.: s.n.

Skartveit, A. & Olseth, J., 1992. The probability density and autocorrelation of short-term global and beam irradiance.. *Sol. Energy* 49, p. 477–487.

Stein, J., Hansen, C. & Reno, M., 2012. The variability index: A new and novel metric for quantifying irradiance and PV output variability.. *World Renew. Energy* 1–7.