

Control Óptimo Aplicado a Campos de Colectores Solares Distribuidos[☆]

Francisco R. Rubio^{a,*}, Sergio J. Navas^a, Pedro Ollero^b, João M. Lemos^c, Manuel G. Ortega^a

^aDepartamento de Ingeniería de Sistemas y Automática, Universidad de Sevilla, Spain

^bDepartamento de Ingeniería Química y Ambiental, Universidad de Sevilla, Spain

^cINESC-ID, Instituto Superior Técnico, University of Lisbon, Portugal

Resumen

En este trabajo se describe el control de una planta solar de colectores cilíndrico parabólicos cuando la radiación solar está sometida a variaciones debidas al paso de nubes. El objetivo de las estrategias de control desarrolladas es optimizar la potencia generada, a diferencia de otras estrategias que persiguen el mantenimiento de la temperatura de salida del campo solar. El modelo desarrollado de la planta solar incluye tanto el campo solar con todos sus lazos, como el sistema de generación de potencia y el sistema de almacenamiento. Así mismo se modela el paso de las nubes con diferentes tamaños de cobertura del campo solar. Se desarrollan diferentes estrategias de control para maximizar la potencia generada y al mismo tiempo intentar producir dicha potencia el máximo de tiempo posible y con las menores variaciones.

Palabras Clave: Control de procesos, Control predictivo, Optimización, Energía solar.

Optimal Control Applied to Distributed Solar Collector Fields

Abstract

This work describes the optimal control of a parabolic trough solar plant when the solar radiation is subject to variations due to the passage of clouds. The objective of the control strategies developed is to optimize the generated power, unlike other strategies that pursue the maintenance of the outlet oil temperature of the solar field. The solar plant model developed includes the solar field with all its loops, as well as the power generation system and the storage system. It also models the passage of clouds with different sizes of coverage of the solar field. Different control strategies are developed to maximize the power generated and at the same time to try to produce that power as long as possible and with the smallest variations.

Keywords: Process Control, Predictive control, Optimization, Solar energy.

1. Introducción

Desde hace algún tiempo se ha puesto de manifiesto un creciente interés por el aprovechamiento de fuentes energéticas no exploradas hasta ahora, o que lo han sido insuficientemente. Tal es el caso de la energía solar, y concretamente de las plantas eléctricas termosolares. Las Centrales Eléctricas Termosolares (CET), son sistemas empleados para obtener la energía eléctrica a partir de la energía solar mediante la transformación previa de ésta en energía térmica.

Una de estas plantas son las de energía solar concentrada (CSP). Los colectores parabólicos, las torres solares, el colec-

tor de Fresnel y los platos solares son las tecnologías más utilizadas para concentrar la energía solar. Este trabajo se centra en los campos solares parabólicos, que consisten en un campo de colectores (Figura 1), un ciclo de potencia y elementos auxiliares como bombas, tuberías, tanques de almacenamiento y válvulas. El campo de colectores solares recoge la radiación solar y la enfoca en un tubo por el que circula un fluido calportador, usualmente aceite sintético. El aceite se calienta y luego se utiliza en el ciclo de potencia para producir vapor de alta presión en una caldera y se produce la electricidad mediante la expansión en un turbo-generador. En los últimos años también

[☆]Este trabajo ha sido soportado por los proyectos DPI2013-44135-R y DPI2015-70973-R del Ministerio Español de Ciencia e Innovación.

*Autor para correspondencia: rubio@us.es

To cite this article: Francisco R. Rubio, Sergio J. Navas, Pedro Ollero, João M. Lemos, Manuel G. Ortega. 2018. Optimal Control Applied to Distributed Solar Collector Fields. Revista Iberoamericana de Automática e Informática Industrial 15, 327-338. <https://doi.org/10.4995/riai.2018.8944>

Attribution-NonCommercial-NoDerivatives 4,0 International (CC BY-NC-ND 4,0)

se han añadido a las plantas tanques de almacenamiento para prolongar el tiempo de conexión a la red eléctrica y/o para fines de regulación. Actualmente la posibilidad de almacenar energía es una de las mayores ventajas de las plantas CET.



Figura 1: Campo de colectores distribuidos ACUREX

La diferencia fundamental entre una planta convencional y una planta solar es que la energía primaria no puede ser manipulada por el hombre, es intermitente y cuando se encuentra disponible resulta cara de transformar. Por todo ello, en una planta solar se requiere un sofisticado sistema de control capaz de mantener unas especificaciones más rigurosas que en el caso de un control clásico. Durante los últimos treinta años, muchos investigadores han dedicado un esfuerzo considerable para mejorar la eficiencia de las plantas de energía solar térmica con colectores distribuidos desde los puntos de vista de control y optimización (Camacho, 1997), (Camacho, 2012), (Lemos, 2014).

El objetivo principal de un campo solar parabólico es recoger la energía solar con el fin de producir la mayor cantidad posible de energía eléctrica. Normalmente, la mayoría de las centrales térmicas solares tratan de lograr este objetivo manteniendo la temperatura del aceite de salida del campo alrededor del valor máximo permisible, que en este caso es de 400 °C, impuesto para evitar la degradación del aceite. Sin embargo, algunos estudios como (Lippke, 1995) muestran que esta forma de operar el campo no produce los mejores resultados de la energía eléctrica generada. En este trabajo se sugiere que la estrategia óptima se basa en adaptar la temperatura de salida del aceite a la radiación solar incidente, manteniendo constante la temperatura de sobrecalentamiento del vapor, mientras que en (Camacho, 2013) se propuso cambiar la temperatura de salida según el valor de la radiación solar. En (Lippke, 1995) la variable controlada es la temperatura de sobrecalentamiento, mientras que en (Camacho, 2013) es la temperatura de salida del aceite.

La novedad principal de este artículo es que el efecto de la radiación solar sobre la temperatura óptima de salida se estudia con un modelo de ciclo de potencia completo. Además se estudia el caso cuando se tiene el campo solar parcialmente cubierto por las nubes, lo cual puede hacer que tengamos unos lazos con radiación solar y otros totalmente sin radiación. Por otro lado la planta solar se complementa con un sistema de almacenamiento de energía mediante dos tanques de sales fundidas, lo cual permitirá tener otra variable de control que es caudal de aceite (y por ende la energía) que se deriva para almacenamiento.

En este trabajo se propone el uso de una función polinomial para calcular la energía eléctrica generada en función del caudal

másico y de la temperatura de salida del aceite del campo, en lugar de depender sólo de esa temperatura. También se utiliza un modelo del campo solar completo para tener en cuenta no sólo la radiación incidente total, sino también su distribución entre cada uno de los lazos que constituyen el campo solar. Con este modelo es posible simular cada lazo del campo, en lugar de simular sólo uno de ellos suponiendo que el comportamiento de todo el campo es el mismo.

En años anteriores se ha realizado el modelado de campos solares cilíndrico parabólicos por varios autores (Camacho, 1988), (Meaburn, 1993), (Rubio, 2006), (Lemos, 2006), (Camacho, 2013), (Romera, 2017). El uso de un modelo del campo solar que tiene en cuenta individualmente todos sus lazos fue propuesto en (Abutayeh, 2014), pero se usó para probar una estrategia de control basada en maximizar la temperatura de salida del aceite del campo, que no es la forma óptima de producir la máxima potencia eléctrica. En este trabajo se utiliza este tipo de modelo del campo para comparar las estrategias de control cuyo principal objetivo es maximizar la potencia eléctrica, especialmente durante los días con cobertura parcial. Como se verá el objetivo de potencia máxima no coincide con el de mantener la temperatura de salida a un valor determinado.

Las dos primeras estrategias consisten en un controlador predictivo multivariable (MPC), que utiliza predicciones de las futuras nubes junto con el modelo del campo de colectores y del ciclo de potencia, aunque difieren en su número de variables manipuladas. Mientras que en una de las estrategias propuestas se manipula el flujo total de aceite, que después se distribuye igualmente entre los lazos, la otra manipula individualmente el flujo de aceite que circula a través de cada lazo. Con ambas estrategias, se consigue una mejora de la potencia eléctrica generada, en comparación con la estrategia de mantener constante la temperatura de salida del aceite; sin embargo, se verá que la estrategia que manipula individualmente el flujo de cada lazo no produce una mejora notable en comparación con la que manipula el flujo total.

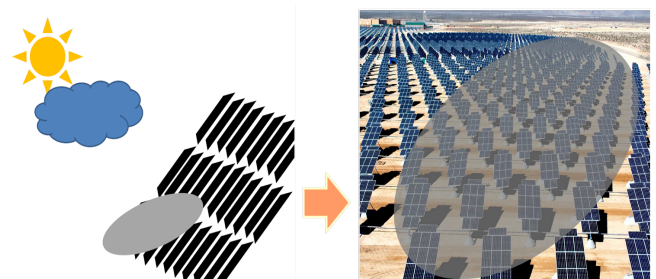


Figura 2: Campo solar cubierto parcialmente

Utilizando el software Engineering Equation Solver[®], los autores han simulado un campo solar parabólico conectado a un ciclo de potencia. Estas simulaciones se han realizado para diferentes valores de radiación solar, calculando en el régimen permanente, para cada una el valor óptimo de la temperatura de salida que produce la mayor cantidad de energía eléctrica. Este valor óptimo también corresponde al valor óptimo del flujo de aceite, debido a que ambas variables son dependientes para un valor dado de Irradiancia (I). El ciclo de potencia utilizado en este trabajo es un ciclo Rankine con una temperatura máxima

de 374°C, una presión máxima de 70,5 bar y un rango de potencia de 800-2330 kW. La selección de un ciclo de Rankine se debe al hecho de que es el mismo utilizado en el campo ACUREX; sin embargo, el rango de potencia se ha incrementado de acuerdo con el aumento de tamaño en el campo utilizado en este trabajo y la temperatura de trabajo ha sido aumentada para coincidir con las utilizadas por las plantas comerciales (Navas, 2017).

El artículo está organizado de la siguiente manera: En la sección 2 se describen los modelos del campo solar, del paso de nubes, del ciclo de potencia y el del sistema de almacenamiento utilizados con fines de simulación. En la sección 3 se describen las estrategias de control probadas: la estrategia global, que consiste en un controlador MPC con una sola variable manipulada (flujo total de aceite), la estrategia distribuida, que consiste en un controlador MPC con 24 variables manipuladas (flujo de aceite a través de cada lazo) y la estrategia de control óptimo del campo con almacenamiento de sales. La sección 5 muestra los resultados obtenidos en simulación. Por último, el documento llega a su fin con algunas observaciones finales (sección 6).

2. Modelo del Sistema

En este apartado se presenta el modelo de cada una de las partes que se han utilizado para simular la operación de un campo solar durante días con cobertura parcial. Estas partes son: el campo de colectores solares, el paso de las nubes, el sistema de almacenamiento y el ciclo de generación de energía.

2.1. Modelo del Campo de Colectores Solares

El modelo del campo del colector solar es el mismo utilizado en (Navas, 2016), siendo al mismo tiempo una ligera modificación del modelo propuesto por (Camacho, 1997)-(Camacho, 2012)-(Carmona, 1985) para el campo ACUREX (Figura 1).

Este modelo puede usarse para simular campos solares parabólicos mediante la selección de parámetros como el número de zonas activas (las partes donde la radiación solar llega al tubo) y pasivas (articulaciones y otras partes no alcanzadas por la radiación solar concentrada), la longitud de cada zona, o la abertura del colector. El campo solar simulado en este trabajo está modelado utilizando datos de radiación solar que corresponden a la localización de la Escuela Técnica Superior de Ingeniería de Sevilla. Se compone de 24 lazos y tiene las dimensiones de 144x240 m. Cada lazo (j) está modelado por el siguiente sistema de ecuaciones diferenciales parciales que describen el balance energético:

Zonas Activas:

Para un elemento de metal:

$$\rho_m C_m A_m \frac{\partial T_{mj}}{\partial t} = I_j \mu_0 G - G H_{lj} (T_{mj} - T_{amb}) - d H_{lj} (T_{mj} - T_{aj}) \quad (1)$$

Para un elemento de fluido (aceite):

$$\rho_{aj} C_{aj} A_a \frac{\partial T_{aj}}{\partial t} + \rho_{aj} C_{aj} \dot{q}_{aj} \frac{\partial T_{aj}}{\partial x} = d H_{lj} (T_{mj} - T_{aj}) \quad (2)$$

donde se han obtenido los coeficientes, en función de la temperatura, a partir de los datos suministrados por el productor del

aceite,

$$\rho_{aj} = 903 - 0,672 T_{aj} \text{ (kg/m}^3\text{)}; C_{aj} = 1820 + 3,478 T_{aj} \text{ (J/kg}^\circ\text{C)} \quad (3)$$

Zonas Pasivas:

Para un elemento de metal:

$$\rho_m C_m A_m \frac{\partial T_{mj}}{\partial t} = -G H_{pj} (T_{mj} - T_{amb}) - d H_{lj} (T_{mj} - T_{aj}) \quad (4)$$

En las ecuaciones anteriores el subíndice m se refiere al metal, el a al fluido de aceite y j al lazo. Los parámetros del modelo y sus unidades pueden verse en la tabla 1.

Tabla 1. Parámetros del modelo y variables

Símbolo	Descripción y unidad
t	tiempo (s)
x	espacio (m)
ρ	densidad (kg/m ³)
C	calor específico (J/kgK)
A	área transversal (m ²)
T	temperatura (°C)
\dot{q}	flujo volumétrico impulsado por la bomba (m ³ /s)
I	irradiación solar (W/m ²)
μ_o	eficiencia óptica de los espejos
G	apertura óptica de los espejos (m)
T_{amb}	temperatura ambiente (K, °C)
H_l	coeficiente global de pérdidas térmicas, zonas activas (W/m ² °C, W/mK)
H_p	coeficiente global de pérdidas térmicas, zonas pasivas (W/m ² °C, W/mK)
H_t	coeficiente de transmisión metal-fluido (W/m ² °C, W/m ² K)
d	diámetro interior de los tubos (m)

El detalle de los diferentes parámetros puede encontrarse en (Camacho, 1997)-(Camacho, 2012)-(Carmona, 1985). El colector tiene una longitud de 480 m (432 m de zonas activas y 48 m de zonas pasivas) y un área de sección transversal de $5,3 * 10^{-4}$ m². La abertura del colector es de 1.82 m y la eficiencia óptica es 0,675. El coeficiente de pérdidas térmicas para las zonas activas, H_l , y para las zonas pasivas, H_p , tiene un valor de 0,49 y 0,24 respectivamente. Se supone que estos valores son constantes, aunque varían con las temperaturas y como la temperatura ambiente tiene muy poca influencia en la eficiencia del campo solar (Manzolini, 2012), esta suposición es aceptable para los propósitos del presente trabajo.

La solución de este sistema de ecuaciones en derivadas parciales se ha programado como una ecuación de diferencias finitas en dos etapas, considerando cada segmento de 1 m para las zonas pasivas y de 3 m para las zonas activas (Camacho, 1997)

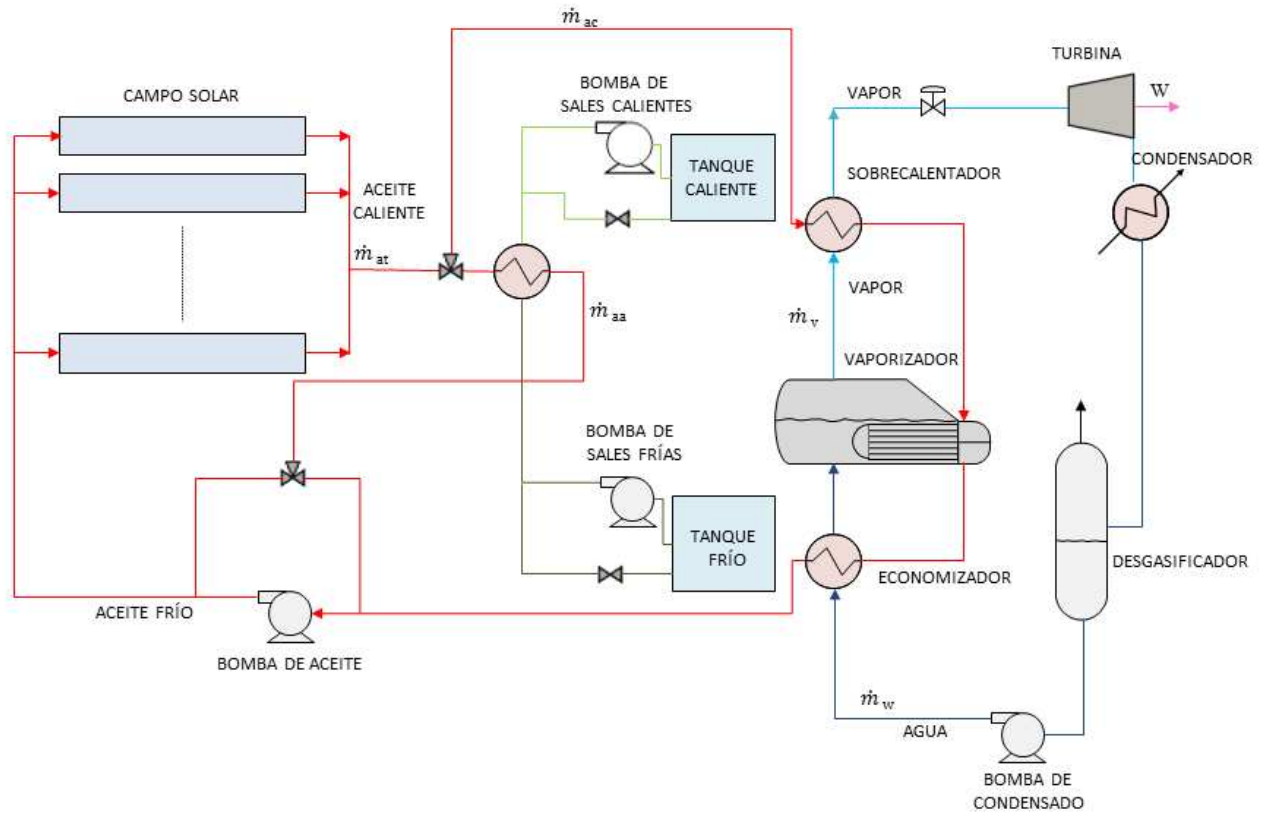


Figura 3: Diagrama de la planta solar con el ciclo de potencia y el sistema de almacenamiento

resolviendo (1)-(2)-(4). Por ello, el modelo tiene $432/3=144$ trozos en la zona activa y 48 en la zona pasiva.

Una vez resuelto el sistema de ecuaciones diferenciales, se puede calcular el caudal volumétrico de aceite total (\dot{q}_{at}), la temperatura de salida del campo (T_a) y el flujo másico de aceite total (\dot{m}_{at}),

$$\dot{m}_{aj} = \dot{q}_{aj} \rho_{aj}; \quad \dot{m}_{at} = \sum_{j=1}^{24} \rho_{aj} \dot{q}_{aj}; \quad T_a = \sum_{j=1}^{24} \frac{\dot{m}_{aj} T_{aj}}{\dot{m}_{at}} \quad (5)$$

Este modelo de campo solar está conectado con un modelo del ciclo de potencia (Figura 3) como se comenta en la sección 1 y se describe más adelante. Así mismo se ha modelado un sistema de almacenamiento de energía en dos tanques de sales fundidas. Se dispone de una válvula de tres vías que puede ser controlada para derivar el caudal total entre el ciclo y el almacenamiento ($\dot{m}_{at} = \dot{m}_{ac} + \dot{m}_{aa}$). Los modelos tienen que ser simulados simultáneamente dado que algunas de sus variables son compartidas, siendo la simulación de los modelos un proceso iterativo.

2.2. Modelado del paso de las nubes

En este trabajo se estudia cómo afecta el paso de nubes sobre el campo solar y cómo controlarlo en ese caso. La idea es modelar el paso de nubes que no cubren todo el campo y con ello conocer cómo se distribuye la radiación solar en todo el campo. La propuesta es realizar un modelo por trozos, para ello se propone utilizar una matriz que represente la extensión del campo completo. A cada elemento de la matriz se le asigna el

valor de la radiación solar incidente en esa sección en cada momento. El campo solar tiene dimensiones de $144 \times 240 \text{ m}$, por lo que si el campo está dividido en elementos de $3 \times 3 \text{ m}$, se necesita una matriz de 48×80 . La matriz representa el campo de tal manera que cada elemento contiene una fracción de un elemento activo o pasivo. La figura 4 muestra la fracción de toda la matriz que cubre un lazo de un campo genérico.

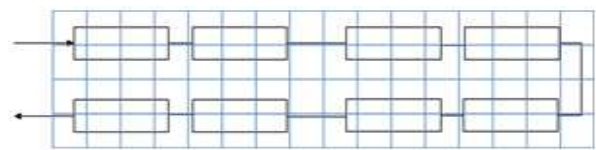


Figura 4: Ejemplo de la matriz para un lazo del campo

El valor de la radiación en cada elemento de la matriz depende de los siguientes parámetros:

- La radiación solar incidente global en el campo.
- La dirección de la ruta seguida por la nube (el ángulo formado por esta dirección y la dirección seguida por el fluido térmico, siendo 0 grados la dirección en que coinciden y 90 grados la perpendicular).
- La velocidad de la nube (determinada por el número de elementos de la matriz supuestamente recorrida por la nube cada 39 segundos, que es el tiempo de muestreo del campo).

- El tamaño de la nube (se supone una forma rectangular, definida por el número de filas y columnas que cubre).
- El factor de atenuación, que es el valor que multiplica la radiación en las zonas donde está presente la nube. Este valor varía entre 0 y 1 dependiendo de la radiación que la nube permita llegar al campo, siendo 0 el caso en el que ninguna radiación alcance el campo, y 1 el caso en el que toda la radiación lo alcanza.

Una vez establecidos estos valores, el programa calcula para cada colector el valor medio de radiación de cada elemento de la matriz relacionado con él. Este valor medio se asigna a la variable I de (1).

2.3. Modelo del ciclo de potencia

El ciclo de potencia de Rankine, simulado en este trabajo, consiste en un economizador, una caldera y un sobrecalentador (cada uno indicado por el subíndice E , B y S respectivamente) seguido por una turbina de vapor.

Siguiendo el recorrido realizado por el flujo de aceite (Figura 3), primero entra en el sobrecalentador donde el flujo de vapor se sobrecalienta a una cierta temperatura. Este sobrecalentador fue modelado por las ecuaciones

$$\begin{aligned} \dot{m}_{ac}C_{Pa}T_{ae} - Q_S &= \dot{m}_{ac}C_{Pa}T_{as}, \\ \dot{m}_vC_{Pv}T_{ve} + Q_S &= \dot{m}_vC_{Pv}T_{vs}, \\ Q_S &= U_S A_S DTL M_S, \end{aligned} \quad (6)$$

que forman un sistema de tres ecuaciones con tres incógnitas. Las incógnitas son las temperaturas del aceite de salida y del vapor de salida, T_{as} y T_{vs} , respectivamente, y el calor intercambiado en el sobrecalentador Q_S . Los intercambiadores de calor (E , B y S) se han diseñado siguiendo la regla típica de que la diferencia de temperatura en cada salida de cada intercambiador de calor para el punto de funcionamiento nominal de energía ($900\text{W}/\text{m}^2$, radiación solar y $393\text{ }^\circ\text{C}$ de temperatura de salida del aceite), sea mayor de $10\text{ }^\circ\text{C}$. Esto permite establecer los valores del producto de la transmitancia térmica U y del área de intercambio A de cada intercambiador (tabla 2). Se supone que estos valores son constantes, asumiendo los errores asociados debido a la ligera variación de U .

El calor específico del aceite C_{Pa} y el del vapor C_{Pv} dependen de la temperatura del fluido, siendo el primero calculado por la función polinómica dada en (Camacho, 1997) y el segundo utilizando las tablas de propiedades de vapor. El caudal másico \dot{m}_{ac} y la temperatura de entrada T_{ae} del aceite se obtienen del modelo del campo solar y el caudal másico \dot{m}_v y la temperatura de entrada del vapor T_{ve} del modelo de la caldera que se mostrará a continuación. Finalmente, la diferencia de temperatura media logarítmica $DTLM$ necesaria en una de las ecuaciones se calcula usando la ecuación

$$DTLM = \frac{(T_{ae} - T_{vs}) - (T_{as} - T_{ve})}{\ln\left(\frac{T_{ae} - T_{vs}}{T_{as} - T_{ve}}\right)}. \quad (7)$$

Tabla 2: Valores de UA

Parámetro	Valor (kJ/s °C)
$U_S A_S$	20,15
$U_B A_B$	96,95
$U_E A_E$	25

Después del sobrecalentador, el caudal de aceite se utiliza para calentar el caudal de agua para producir vapor saturado en la caldera. Este proceso se lleva a cabo a una presión flotante para maximizar la cantidad de calor intercambiado. Las ecuaciones utilizadas para modelar la caldera son

$$\begin{aligned} \dot{m}_{ac}C_{Pa}T_{ae} - Q_B &= \dot{m}_{ac}C_{Pa}T_{as}, \\ \dot{m}_wC_{Pw}T_{we} + Q_B &= \dot{m}_vH_v + \dot{m}_wC_{Pw}T_{ws}, \\ Q_B &= U_B A_B DTL M_B. \end{aligned} \quad (8)$$

De nuevo, estas ecuaciones forman un sistema de tres ecuaciones con tres incógnitas, que son las temperaturas de salida del aceite y la del vapor, T_{as} y T_{vs} respectivamente, y el calor intercambiado en la caldera, Q_B . Debido al hecho de que se considera un modelo de estado estacionario, el flujo de agua \dot{m}_w es igual al flujo de vapor \dot{m}_v . El calor de vaporización H_v se puede encontrar en las tablas de vapor o calculado por funciones polinómicas dependientes de la presión o temperatura. Las variables restantes se pueden obtener como en el párrafo anterior.

Finalmente, el flujo de aceite se introduce en un economizador para precalentar el flujo de agua, y luego se recircula al campo. El economizador es modelado por las ecuaciones

$$\begin{aligned} \dot{m}_{ac}C_{Pa}T_{ae} - Q_E &= \dot{m}_{ac}C_{Pa}T_{as}, \\ \dot{m}_wC_{Pw}T_{we} + Q_E &= \dot{m}_wC_{Pw}T_{ws}, \\ Q_E &= U_E A_E DTL M_E. \end{aligned} \quad (9)$$

En este caso, como en los anteriores, tenemos un sistema de tres ecuaciones y tres incógnitas, que son las temperaturas de salida del aceite y la del agua de salida, T_{as} y T_{ws} , respectivamente, y el calor intercambiado en el economizador Q_E . Las otras variables se calculan como se explica en el sobrecalentador.

El vapor generado en el sobrecalentador fluye hacia una turbina de alta presión. Para modelar esta turbina se utiliza el *Método de Línea de Willan* descrito en (Smith, 2005). En primer lugar, la presión de salida de la turbina se establece en un valor de $5,63\text{ kPa}$, que es un valor típico para las turbinas de condensación, ya que permite el uso de agua a temperatura ambiente para condensar el vapor. Después se utiliza la siguiente ecuación para calcular la presión de entrada,

$$P_e = k\dot{m}_v \quad (10)$$

Esta ecuación es una modificación de la ecuación de Stodola (Stodola, 1945) cuando la presión de entrada es mucho más alta que la de salida, como es el caso. Con estos valores de presión es posible calcular las temperaturas de saturación del caudal de vapor a la entrada y a la salida, de manera que la diferencia de temperatura de saturación ΔT_s podría calcularse y posteriormente utilizada en

$$\begin{aligned} a &= 0,662\Delta T_s \\ b &= 1,191 + 0,000759\Delta T_s \end{aligned} \quad (11)$$

para calcular los parámetros a y b si la potencia generada por la turbina es menor o igual a 2000 kW , y en

$$\begin{aligned} a &= -463 + 3,53\Delta T_s \\ b &= 1,220 + 0,000148\Delta T_s \end{aligned} \quad (12)$$

si es superior a 2000 kW .

A continuación, es necesario calcular la diferencia isentrópica de la entalpía ΔH_i y establecer el parámetro L que es la tasa de interceptación que depende de las características de la turbina, siendo su valor típico entre 0,05 y 2. Con estos dos parámetros y con a y b podemos calcular la pendiente y la intercepción de línea de Willans (n y W_{int}) usando

$$\begin{aligned} n &= \frac{(L+1)}{b}(\Delta H_i - a/\dot{m}_v), \\ W_{int} &= \frac{L}{b}(\Delta H_i \dot{m}_v - a), \end{aligned} \quad (13)$$

y con ellos, utilizando

$$W = n\dot{m}_v - W_{int}, \quad (14)$$

podemos calcular la potencia eléctrica generada por la turbina.

El modelo se ha simulado utilizando el software *Engineering Equation Solver*[®] y luego con estos resultados de simulación se obtuvieron dos funciones polinomiales de la temperatura de salida del aceite y el caudal de masa para calcular la potencia eléctrica generada (W) y la temperatura del aceite devuelto al campo (T_{in}) respectivamente.

$$\begin{aligned} W &= 8230 - 49,96\dot{m}_{ac} - 2,7\dot{m}_{ac}^2 - 47,15T_a \\ &+ 0,068T_a^2 + 0,54\dot{m}_{ac}T_a, \end{aligned} \quad (15)$$

$$\begin{aligned} T_{in} &= 340 + 1,78\dot{m}_{ac} - 0,155\dot{m}_{ac}^2 - T_a \\ &+ 0,0011T_a^2 + 0,022\dot{m}_{ac}T_a, \end{aligned} \quad (16)$$

Esta simplificación fue necesaria para reducir el tiempo de simulación, manteniendo el error en torno al 1%. Además, se asumió que la dinámica del ciclo era como un modelo de primer orden con una constante de tiempo de 100 segundos, es decir, la dinámica de la parte más lenta del ciclo, la caldera. El ciclo de potencia se modeló utilizando el software *Aspen Hysys*[®] y la constante de tiempo se obtuvo mediante simulación. Se asume que la constante de tiempo del ciclo es la misma que la de la caldera ya que es la dinámica más lenta, y ésta se obtiene mediante simulación con el software de simulación de procesos mencionado. El uso de ecuaciones estáticas más la adición de dinámica es de uso común en este tipo de sistemas.

La potencia eléctrica neta producida por el campo es el resultado de sustraer la potencia consumida por la bomba a la potencia generada por la turbina. Por lo tanto es necesario calcular el consumo de la bomba, la cual se ha obtenido utilizando la ecuación de *Darcy* para estimar la pérdida de presión

$$Pl_j = 9806,65 \frac{8fl\dot{q}_{aj}^2}{g\pi^2 d^5}. \quad (17)$$

El número de Reynolds Re y el coeficiente de fricción de Barr f son calculados por

$$Re_j = \frac{\rho_f \dot{q}_{aj} d}{A_f \mu} \quad f_j = 0,25 \frac{1}{(\log_{10}(\frac{\epsilon_r}{3,7d} + \frac{5,74}{Re_j^{0,9}}))^2} \quad (18)$$

El consumo de energía W_{bomba} depende de la eficiencia de la bomba η_{bomba} , del flujo de aceite \dot{q} y de la pérdida de presión hpl

$$W_{bomba} = \frac{\sum_{j=1}^{24} \dot{q}_{aj} Pl_j}{\eta_{bomba}}. \quad (19)$$

Por último, la potencia eléctrica neta es

$$W_{net} = W - \frac{W_{bomba}}{1000} (kW). \quad (20)$$

Un resumen de los parámetros del modelo y sus unidades se muestra en la Tabla 3. Los valores numéricos pueden encontrarse en (Navas, 2017).

Tabla 3: Parámetros del modelo de ciclo de alimentación y variables

Símbolo	Descripción	Unidades
Q	Calor intercambiado	kW
\dot{m}	Flujo de masa	kg/s
C	Capacidad calorífica específica	kJ/(K kg)
A	Area de intercambio	m^2
T	Temperatura	$^{\circ}C$
U	Transmitancia térmica	$kW/(m^2 \text{ } ^{\circ}C)$
$DTLM$	Diferencia de temperatura media logarítmica	$^{\circ}C$
H	Entalpía específica	kJ/kg
P	Presión	kPa
a	Parámetro de correlación para turbinas de vapor	kW
b	Parámetro de correlación para turbinas de vapor	adimensional
L	Tasa de interceptación	adimensional
n	Pendiente de la línea de Willans	kW/kg
W_{int}	Intercepción de línea de Willans	kW
ρ_f	Densidad del fluido	kg/m^3
\dot{q}	Flujo volumétrico de aceite	m^3/s
A_f	Area de la sección transversal	m^2
μ	Viscosidad dinámica	$kg/(m \text{ s})$
d	Diámetro del tubo	m
ϵ_r	Rugosidad relativa	m
g	Gravedad	m/s^2
l	Longitud del lazo	m
Pl	Caída de presión	Pa

La validación del modelo propuesto en (Camacho, 1997) y que se ha utilizado aquí como base, se realizó con el campo ACUREX de la planta de Tabernas (Almería). El modelo propuesto aquí no ha sido validado directamente al no corresponder con una planta real. Se considera que al estar basado en el mencionado anteriormente es válido a los efectos de prueba de los controladores presentados.

2.4. Modelo del sistema de almacenamiento

El sistema de almacenamiento consiste en un intercambiador de calor y dos tanques de sales fundidas, cuya composición es 40% de $NaNO_3$ y 60% de KNO_3 . Uno de los tanques contiene sal a $291^{\circ}C$, que es la sal que se calentará en el intercambiador de calor utilizando el aceite de salida del campo solar \dot{m}_{aa} , cuya energía térmica está destinada a almacenarse. El flujo de sal, después de haber sido calentado en el intercambiador de calor, se envía al otro tanque, donde se almacena hasta que se necesite calentar el aceite de la planta solar para mantener la producción de energía eléctrica cuando no hay suficiente radiación solar. El esquema del sistema de almacenamiento se puede ver en la figura 3.

Cada tanque está modelado por el balance de materia,

$$\rho_s \frac{dV}{dt} = \dot{m}_{se} - \dot{m}_{ss}, \quad (21)$$

y un balance de energía

$$\rho_s C_s V \frac{dT_s}{dt} = C_s \dot{m}_{se} (T_{se} - T_s) - C_s \dot{m}_{ss} (T_{ss} - T_s) - H_s (T_s - T_{amb}), \quad (22)$$

donde V es el volumen del tanque, \dot{m} es el caudal másico, T_s es la temperatura de sal fundida en el tanque, T_{amb} es la temperatura ambiente, H_s es el coeficiente de pérdidas térmicas, ρ_s es la densidad y C_s es la capacidad calorífica específica y pueden ser calculados por,

$$\rho_s = 2090 - 0,636T_s, \quad C_s = 1443 - 0,172T_s. \quad (23)$$

El coeficiente de pérdidas térmicas H_s tiene un valor de 0.015 W/°C. Este valor se ha calculado suponiendo que el tanque a la capacidad máxima de volumen pierde 1°C de temperatura por día.

El intercambiador de calor ha sido modelado por las ecuaciones

$$\begin{aligned} \dot{m}_{aa} C_{Pa} T_{ae} - Q_{St} &= \dot{m}_{aa} C_{Pa} T_{as}, \\ \dot{m}_s C_s T_{se} + Q_{St} &= \dot{m}_s C_s T_{ss}, \\ Q_{St} &= U_{St} A_{St} DTLM_{St}, \end{aligned} \quad (24)$$

que forman un sistema de tres ecuaciones y tres incógnitas. Los valores desconocidos son las temperaturas del aceite de salida y de la sal, T_{as} y T_{ss} respectivamente, y el intercambio de calor Q_{St} . El valor del producto de la transmitancia térmica U_{St} y el área de intercambio A_{St} como se ha descrito anteriormente en el modelo del ciclo. Este valor es 161.32 kJ/s °C.

3. Estrategias de control sin tanques de almacenamiento

En primer lugar se aborda el problema sin los tanques de almacenamiento con dos estrategias consistentes en un controlador MPC con los mismos horizontes de predicción y control, modelo de predicción y restricciones, pero con diferentes variables manipuladas.

El primero, denominado por los autores como la estrategia global (GS), manipula el flujo total de aceite que circula por el campo, suponiendo que este flujo está igualmente dividido entre los 24 lazos del campo. El otro, denominado estrategia distribuida (DS), manipula por separado el flujo de aceite que circula a través de cada lazo, lo que significa que tiene 24 variables manipuladas. En ambas estrategias se dispone de una bomba principal más válvulas en cada lazo; manual en el caso GS y automático en el caso DS. Los lazos se tratan como no acoplados.

3.1. Estrategia global

La estrategia de control global (GS) se basa en el uso de un controlador MPC, que calcula el valor óptimo del caudal de salida de aceite que maximiza la potencia eléctrica generada, teniendo en cuenta las limitaciones de temperatura y de caudal de aceite. Para reducir los tiempos de cálculo, el modelo de campo

solar utilizado por el MPC es una simplificación del utilizado para simular el campo real (1)-(2).

Se supone que el tubo solo se divide en 6 partes de 80 metros en lugar de las divisiones de 1 metro para zonas pasivas y 3 metros para las zonas activas. La predicción de las nubes se ha realizado suponiendo que se conoce la posición exacta de la nube para cada intervalo de muestreo del horizonte de predicción, aunque se supone que el valor de la radiación solar incidente es constante para cada intervalo de muestreo, lo que agrega cierto grado de error entre el valor predicho y el real. La estructura de control se puede ver en la figura 5.

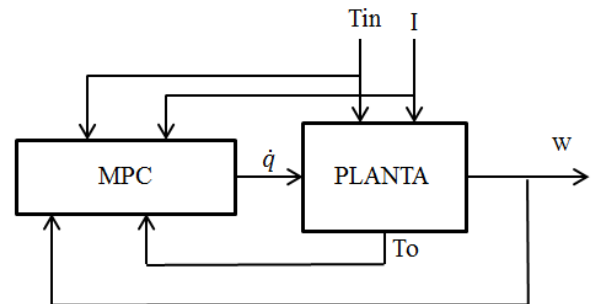


Figura 5: Esquema de la estrategia de control global

La energía eléctrica generada se considera a lo largo del período de tiempo $(k+1)h$ hasta $(k+H)h$, donde k denota el tiempo discreto actual, H es el horizonte de predicción, y h es el intervalo de muestreo, que tiene un valor de 39 segundos. Por lo tanto, el objetivo es seleccionar el caudal que maximice la potencia neta producida (ecuación 20), mediante la función de costos siguiente,

$$J(\dot{q}_{atk}^{k+H-1}) = \sum_{i=1}^H W_{net}(\dot{q}_{at}((k+i-1)h)). \quad (25)$$

sujeto a las siguientes condiciones:

$$\begin{aligned} \dot{q}_{aj(min)} &\leq \dot{q}_{aj}(k+i) \leq \dot{q}_{aj(max)} \quad \forall i = 0, \dots, H \\ T_{aj} &\leq T_{aj(max)} \quad \forall i = 0, \dots, H \end{aligned}$$

La maximización de J se realiza con una estrategia de horizonte deslizante, utilizando un horizonte de predicción de $H = 12$ y un horizonte de control de 3. El valor del horizonte de predicción se eligió teniendo en cuenta el tiempo de establecimiento de la planta y después de hacer algunas simulaciones para diferentes valores del mismo y seleccionar el que permitió producir la mayor cantidad de energía eléctrica durante un día de operación. Los resultados de estas simulaciones se pueden ver en la figura 6. Se seleccionó un horizonte de control de 3 debido al hecho de que con uno superior, la mejora lograda en la cantidad de energía eléctrica era inferior al 0,1% y también aumentó el tiempo de cálculo del optimizador.

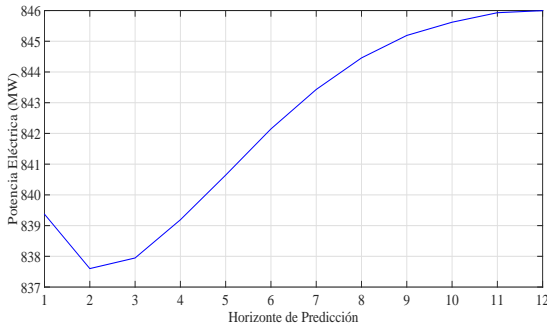


Figura 6: Potencia Eléctrica generada para diferentes valores del horizonte de predicción

El procedimiento de optimización dinámica se puede expresar como el siguiente algoritmo:

- Se miden todas las variables necesarias del proceso.
- Se utiliza el modelo del campo solar simplificado para calcular la temperatura del aceite de salida. Es decir se utiliza el mismo modelo dado por las ecuaciones (1 a 4), pero en vez de simular el tubo de aceite en 144 trozos, solo se simulan 6 trozos, como se ha indicado anteriormente. El caudal de aceite (\dot{q}_{at}) es la variable independiente utilizada por el optimizador.
- Con los valores de la temperatura de salida de aceite y el caudal másico de aceite, se usan las ecuaciones (15) y (16) para calcular la potencia eléctrica generada por la turbina (W) y la temperatura del aceite de entrada (T_{in}).
- Finalmente, con las ecuaciones (18), (17), (19) y (20), se calcula la potencia eléctrica neta (W_{net}).

Por lo tanto, el MPC tiene que maximizar el valor de la energía eléctrica neta sujeta a restricciones en la temperatura del aceite ($T_a \leq 400^\circ\text{C}$) y el flujo de aceite ($0,133 \text{ l/s} \leq \dot{q}_{aj} \leq 1,58 \text{ l/s}$) para cada ciclo. La optimización se lleva a cabo para cada paso de integración mediante la función *fmincon* en MATLAB. El valor óptimo del flujo de aceite se envía a continuación como el nuevo punto de ajuste del controlador de caudal. Para el cálculo, se asume que la dinámica del lazo de control de caudal se comporta como un sistema de segundo orden, con dinámica mucho más rápida que los 39 segundos del periodo de muestro que se utiliza.

3.2. Estrategia distribuida

La estrategia de control distribuido (DS) es similar a la anterior, pero con la diferencia de que en lugar de calcular el flujo total de aceite del campo, el MPC calcula el valor del flujo de aceite que debe circular a través de cada lazo para maximizar la potencia eléctrica generada, teniendo en cuenta las restricciones de la temperatura y caudal de aceite. El esquema de control se puede ver en la figura 7.

La optimización también se lleva a cabo de la misma manera que en la estrategia global, pero la salida del MPC ahora consiste en 24 variables, cada una correspondiente al valor del flujo de aceite de cada lazo. El aumento en el número de variables lleva a un aumento en el tiempo de cálculo en cada paso

de integración del optimizador. El cálculo de cada paso de integración de todo el programa (incluyendo el MPC, campo solar, nubes pasantes y ciclo de energía) requiere alrededor de 20 segundos para simular un período de 39 segundos y, por lo tanto, puede implementarse en una planta real.

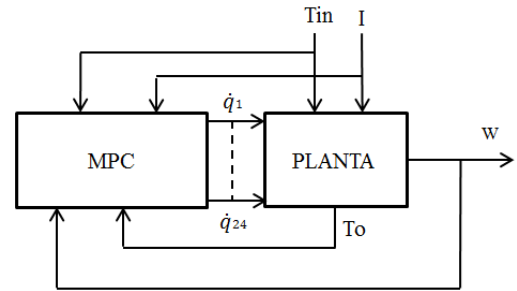


Figura 7: Estrategia de control distribuido

4. Estrategia de control para planta solar con almacenamiento

En esta sección se aborda el problema de optimización del suministro de energía de una planta con almacenamiento mediante tanques de sales fundidas, intentando maximizar las horas de almacenamiento para su posterior suministro a la red, sujeto a dar la potencia deseada en todo momento.

El objetivo en este caso es seleccionar el flujo total de aceite \dot{q}_{at} y el flujo másico de aceite que se deriva \dot{m}_{aa} para el almacenamiento de forma que se maximice la función de costos siguiente (ver figura 8),

$$J = \sum_{i=1}^H [-\lambda_1 (W_{ref} - W_{net i})^2 - \lambda_2 (\Delta \dot{q}_{at})^2 + (W_{max} - W_{net i})]. \quad (26)$$

donde W_{max} es la máxima potencia que se obtendría sin almacenamiento, o sea, si todo el caudal de aceite fuese al ciclo de potencia y nada a almacenamiento. El índice propuesto pondera el error entre la potencia que se produce en cada instante respecto a la referencia de potencia (W_{ref}) que se pretende suministrar, penalizando el esfuerzo de control para evitar variaciones bruscas del caudal de aceite y por otro lado se incluye un último término para maximizar la energía almacenada en el tanque de sales ($W_{max} - W_{net i}$).

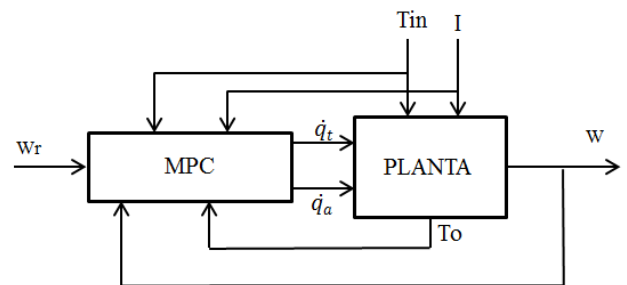


Figura 8: Estrategia de control para planta con tanques de almacenamiento

La temperatura T_a que se obtiene en cada paso es la correspondiente a la máxima energía producida. Los valores de λ_1 y λ_2 se eligen de forma que los tres términos del índice estén en el mismo rango numérico y posteriormente se ajustan para conseguir el comportamiento deseado.

La maximización de J se realiza con una estrategia de horizonte deslizante, utilizando un horizonte de predicción de $H = 12$ y un horizonte de control de 3.

5. Resultados de simulación

En esta sección se muestran los resultados obtenidos por simulación con los modelos descritos en las secciones anteriores. En primer lugar, el objetivo es comparar el rendimiento de las estrategias global y distribuida durante las situaciones de cobertura parcial del campo solar al pasar nubes. Las nubes se han simulado con el modelo descrito en la sección 2.2 con los siguientes parámetros: una matriz de 16×16 , una velocidad de 2 elementos de matriz por paso de integración, una dirección de 45° y una factor de atenuación de 0.

Para cada simulación el tiempo de paso ha sido modificado. Este tiempo de paso se ha definido como el número de pasos de integración donde no hay nube sobre el campo después de que el último lo haya abandonado; eso significa que durante toda la simulación hay nubes que entran y salen del campo, separadas por este tiempo.

El primer objetivo de estas simulaciones es determinar a partir de qué valor de la radiación solar es mejor operar el campo a una temperatura más baja y con un caudal superior de aceite en lugar de trabajar a la máxima temperatura pero con un caudal inferior. Por lo tanto, estas simulaciones se llevaron a cabo calculando la temperatura de salida óptima para cada valor de radiación solar. El valor máximo permitido de la temperatura de salida es 400°C para evitar la degradación del aceite, y el flujo másico de aceite está limitado entre 3,7 y 37 kg/s de acuerdo con la velocidad mínima y máxima permitida a través de las tuberías (0,5-5 m/s) (ver (Navas, 2017)).

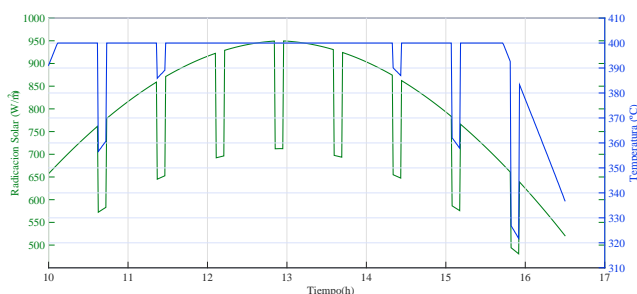


Figura 9: Evolución de la temperatura óptima durante un día con nubes

La figura 9 presenta el caso de un día con nubes. En este caso, está claro que, dependiendo de la cantidad de nubes y la cantidad del campo solar que esté cubierto, tendremos que cambiar el punto de operación (la referencia de temperatura de salida del aceite), muchas veces durante el día para obtener la cantidad máxima de energía eléctrica.

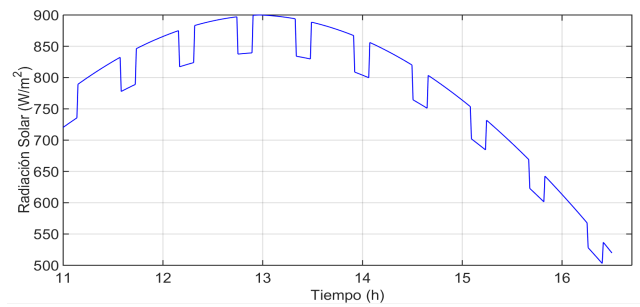


Figura 10: radiación solar

Las siguientes simulaciones están encaminadas a probar las estrategias control global (GS) y control distribuido (DS). Estas simulaciones se han llevado a cabo con un tiempo de paso de nubes de 40 tiempos de muestreo, lo que da como resultado la curva de radiación solar que se muestra en la figura 10. Con esta curva de radiación, se evaluaron las estrategias de control junto con la utilizada para mantener constante la temperatura de salida del campo, para ver si la estrategia distribuida logró una mejora en la potencia eléctrica generada. Pero, como se puede ver en las figuras 11, 12, y 13 ambas estrategias tienen un comportamiento similar, la mejora lograda por la distribuida es insignificante.

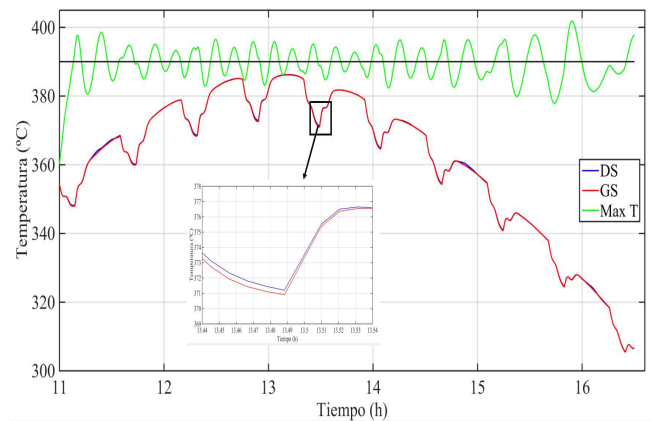


Figura 11: Temperatura de salida del aceite con las estrategia de control global y distribuido

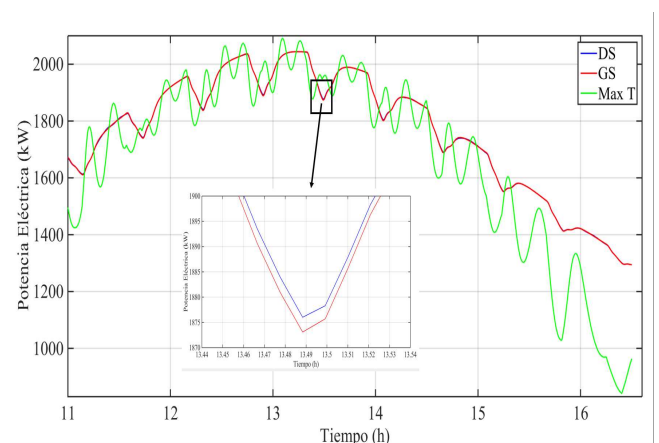


Figura 12: Potencia eléctrica con las estrategias de control global y distribuido

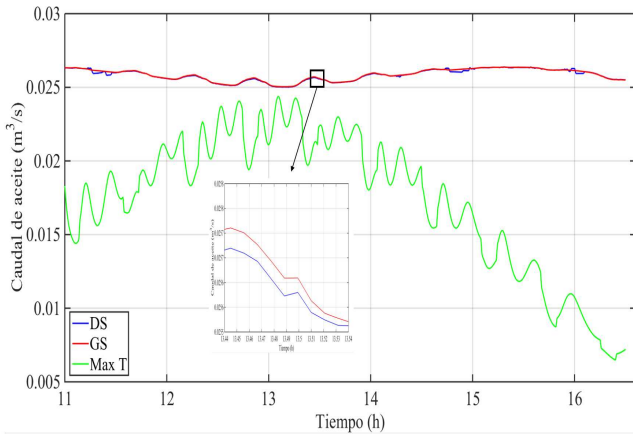


Figura 13: Caudal de aceite para las estrategias de control global y distribuido

El comportamiento oscilatorio de la estrategia utilizada para mantener constante la temperatura de salida del campo se debe a la utilización de un control por adelantado estático sin compensación dinámica. También se puede ver en la figura 13 que el flujo de aceite es casi constante, lo cual es bueno para el funcionamiento correcto de la bomba y también implica que la suposición hecha en la sección 2 sobre el uso de un valor constante de U es correcto.

La estrategia de control en algunos trabajos previos utiliza un optimizador para calcular la temperatura del aceite de salida del campo óptima y utilizarla como referencia del controlador de la temperatura de salida. Con esta estrategia se obtiene una mejora de la energía eléctrica generada, pero como se explicó antes, la energía eléctrica generada depende tanto del flujo de aceite como de la temperatura, y con esta estrategia la temperatura es fija, pero el flujo cambiará hasta que se alcance esa temperatura.

Esto significa que, aunque se alcance la temperatura óptima, el camino seguido por el flujo de aceite para lograrlo puede no dar como resultado la potencia eléctrica óptima. Por lo tanto, en este trabajo se utiliza un MPC económico para lograr la temperatura óptima siguiendo la forma óptima. También está claro que, cuanto menor sea el tiempo de paso de las nubes, mayor será la mejora lograda.

La principal mejora del control no se produce en el caso de la presencia de nubes (esta mejora es de aproximadamente 1-1,5 % según el número de nubes que pasan), sino que se debe a la adaptación de la temperatura de salida del aceite a la curva de radiación solar, siendo el mayor valor de la mejora lograda cuando no hay nubes de (aproximadamente 4 %). La razón de esto se debe al hecho de que la potencia eléctrica máxima depende del flujo de aceite y la temperatura de salida y, por lo tanto, durante un día claro, ambas estrategias se comportan de la misma manera, ya que calculan el mismo valor del flujo de aceite y, el mismo valor de la temperatura de salida.

Sin embargo, cuando se tienen nubes, la restricción de temperatura del lazo hace que la estrategia de control distribuido *DS* se comporte mejor debido a su capacidad de manipular el flujo de cada lazo en vez del total. Esta mejora depende de los lazos cubiertos por la nube y el tiempo de paso. Cuanto mayor sea el número de lazos cubiertos, mayor será la mejora lograda, pero hay un máximo entre el caso de un día claro y el caso

en que todo el campo está cubierto por nubes; casos en los que no se puede lograr ninguna mejora. Este hecho implica que el máximo está tan limitado, que la mejora será siempre insignificante.

Otra ventaja de usar las estrategias *GS* o *DS* es que con ellas se evita el problema de tener picos de temperatura (Navas, 2016). Este problema se produce al utilizar la estrategia de control que mantiene constante la temperatura de salida del aceite cuando pasa una nube a través del campo. Cuando ocurre esta situación, el controlador reduce el flujo de aceite para mantener el mismo valor de temperatura, pero al hacerlo, los lazos que no están cubiertos por la nube pueden aumentar su temperatura por encima del límite de seguridad de 400°C, haciendo que el sistema de protección desenfocó los espejos. Esa situación llevaría a una mayor pérdida de potencia generada que no se considera aquí.

Las siguientes simulaciones están realizadas con la planta solar al completo (ver figura 3), es decir, con el sistema de almacenamiento de sales fundidas. En este caso el objetivo de control (sección 4) es mantener la potencia generada dada por una referencia de potencia W_{ref} y conseguir el máximo de almacenamiento posible, para posteriormente disponer de un mayor número de horas de funcionamiento cuando ya no se dispone de radiación solar. La simulación se ha realizado para los valores de la referencia de potencia de 1200 kW, con $\lambda_1 = 7,0$ y $\lambda_2 = 0,5$. Inicialmente los valores de λ_1 y λ_2 se eligieron para adaptar las unidades de los tres términos del índice de forma que tuviesen igual peso y posteriormente se ajustaron mediante simulaciones para conseguir un comportamiento adecuado con un menor esfuerzo de control.

En la figura 14 se muestra la radiación utilizada en la simulación con perturbaciones de paso de nubes. Puede observarse que el resultado del control mantiene la potencia suministrada prácticamente constante (figura 15). Puede verse también, como el caudal total de aceite \dot{m}_{at} (figura 16) y el caudal de almacenamiento \dot{m}_{aa} (figura 17) tienen un comportamiento adecuado sin variaciones inaceptables.

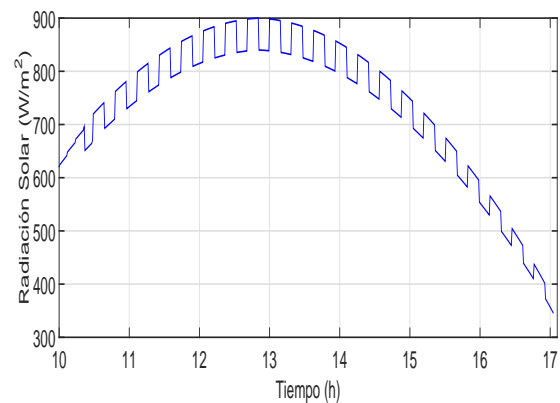


Figura 14: Radiación solar

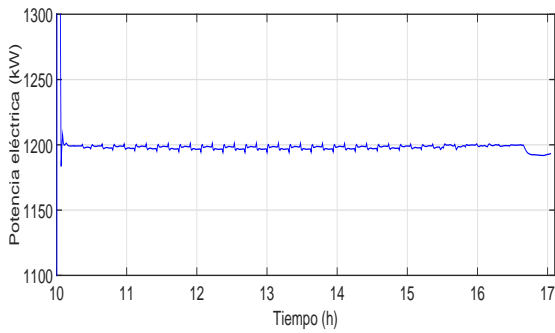


Figura 15: Potencia suministrada

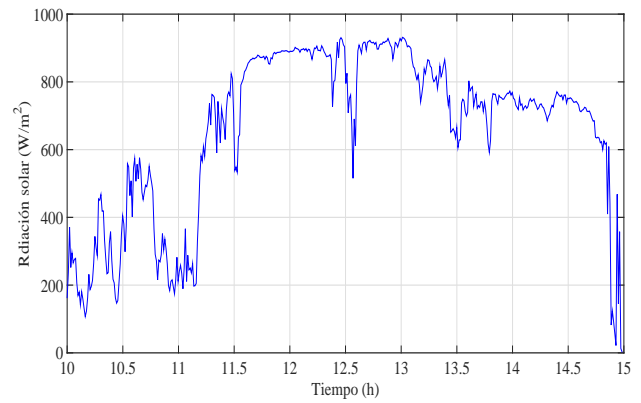


Figura 18: Radiación solar

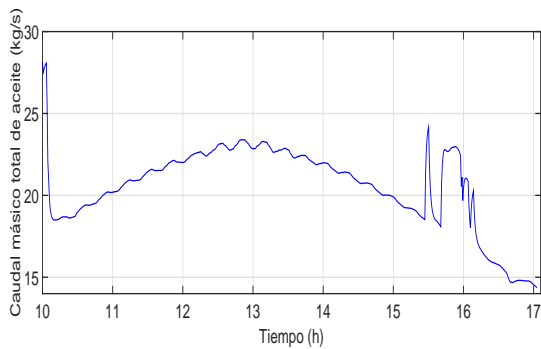


Figura 16: Caudal total de aceite

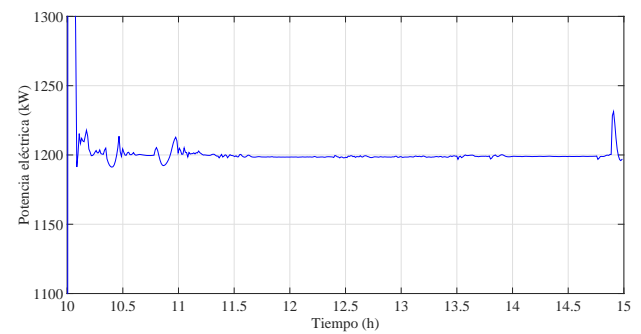


Figura 19: Potencia suministrada

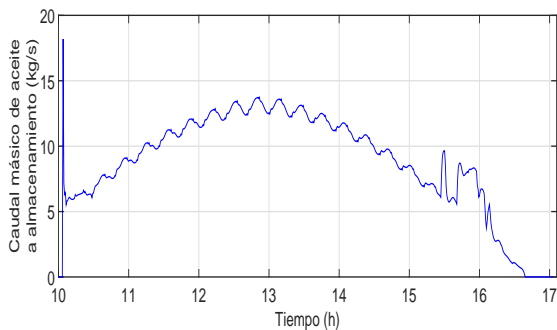


Figura 17: Caudal de almacenamiento

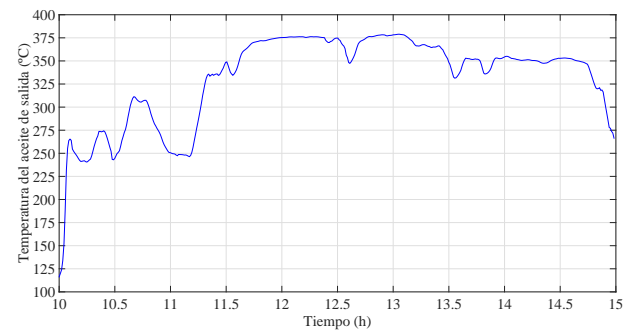


Figura 20: Temperatura de referencia óptima

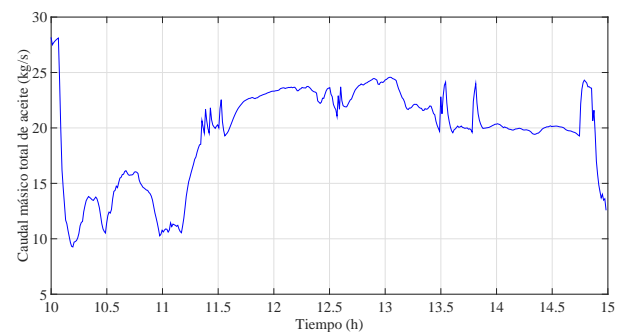


Figura 21: Caudal total de aceite

Por último se realiza una simulación con los datos reales de radiación de un día nublado. La radiación solar varía en algunos momentos considerablemente (figura 18). Es de notar que la potencia se mantiene prácticamente constante en la referencia deseada que es de 1200 W (figura 19). En la figura 20 podemos observar como el optimizador va cambiando la temperatura de referencia para conseguir la máxima potencia del campo solar de forma que la temperatura máxima se produce cuando se tiene una mayor radiación, pero en los casos en que la radiación es baja lo óptimo para conseguir la máxima potencia es bajar la temperatura de referencia y con ello se tendrá un mayor caudal a dicha temperatura. Por último en las figuras 22 y 21 puede verse el caudal total del campo y el caudal que se deriva para almacenamiento, siendo sus variaciones adecuadas y posibles de aplicar en una planta real.

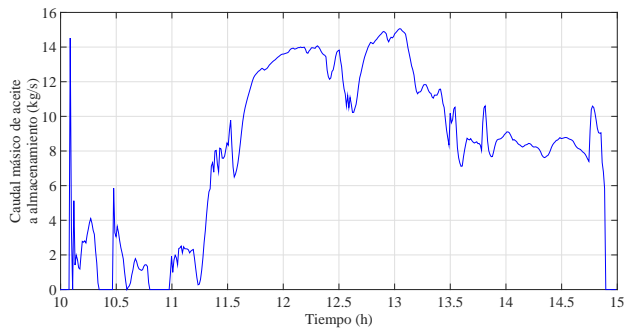


Figura 22: Caudal de almacenamiento

6. Conclusiones

La conclusión principal de este trabajo es que las estrategias de control MPC consideradas dieron una mayor producción de energía eléctrica en comparación con una estrategia de referencia fija de temperatura (alrededor de 390°C). La mejora lograda es entre 4 % para días claros y 5,7 % para días nublados. Aunque esta mejora se debe principalmente a la adaptación de la temperatura del aceite de salida a la curva de la radiación solar, si el número de nubes que pasan por el campo es alto, la mejora podría incrementarse en 1,7 % en comparación con el caso sin nubes.

Por lo tanto, se puede deducir que la mejora que se puede lograr aplicando estas estrategias depende de la presencia de las nubes, pero también mejoran la potencia eléctrica obtenida respecto a la estrategia de temperatura de referencia fija, incluso cuando no hay nubes sobre el campo.

Por otro lado el uso de una estrategia de control que manipula individualmente el flujo de aceite que circula a través de cada lazo para maximizar la energía eléctrica generada por la planta no produce ningún efecto significativo en comparación con la que manipula el flujo total de aceite que se divide por igual entre los lazos.

Otra conclusión importante es que el control de la planta solar completa con el sistema de almacenamiento es muy satisfactorio, dado que se dispone de otra variable a manipular que ayuda a conseguir el objetivo de la potencia generada deseada.

Con respecto a las plantas solares comerciales; los resultados obtenidos en este trabajo podrían aplicarse a ellas escalando el modelo de predicción de sus diferentes partes (campo de colectores solares, ciclo de potencia, sistema de almacenamiento y matriz de nubes) utilizadas por el MPC, ya que estas estrategias se evaluaron en condiciones normalmente utilizadas en plantas comerciales a pesar de las diferencias de tamaño.

Referencias

Abutayeh, M., Alazzam, A. and El-Khasawneh, B. 2014. Balancing heat transfer fluid flow in solar fields. *Solar Energy*, 105, 381-389.
 Barão, M., Lemos, J. and Silva, R. 2002. Reduced complexity adaptive nonlinear control of a distributed collector solar field. *Journal of Process Control*, 12-1, 131-141.

Camacho, E.F., Rubio, F.R. and Gutierrez, J.A. 1988. Modelling and Simulation of a Solar Power Plant with a Distributed Collectors System. *Power Systems, Modelling and Control Applications*, pp 11.3.1-11.3.5, Federation IBRA-BIRA, Bruselas.
 Camacho, E.F., Berenguel, M. and Rubio, F.R. 1997. *Advanced control of solar plants*. Springer-Verlag, London.
 Camacho, E.F., Rubio, F.R., Berenguel, M. and Valenzuela, L. 2007. A survey on control schemes for distributed solar collector fields. Part I: Modeling and basic control approaches. *Solar Energy*, 81-10, 1240-1251.
 Camacho, E.F., Rubio, F.R., Berenguel, M. and Valenzuela, L. 2007. A survey on control schemes for distributed solar collector fields. Part II: Advanced control approaches. *Solar Energy*, 81-10, 1252-1272.
 Camacho, E.F., Berenguel, M., Rubio, F.R. and Martínez, D. 2012. *Control of solar energy systems*. Springer-Verlag, London.
 Camacho, E.F. and Gallego, A. 2013. Optimal operation in solar trough plants: A case study. *Solar Energy*, 95, 106-117.
 Carmona, R., 1985. Análisis, modelado y control de un campo de colectores solares distribuidos con sistema de seguimiento en eje. Ph.D. Thesis.
 Cirre, C., Berenguel, M., Valenzuela, L. and Camacho, E.F. 2007. Feedback linearization control for a distributed solar collector field. *Control Engineering Practice*, 15-12, 1533-1544.
 Cirre, C., Berenguel, M., Valenzuela, L. and Klempous, R. 2009. Reference governor optimization and control of a distributed solar collector field. *European Journal of Operational Research*, 193, 709-717.
 Colmenar-Santos, A., Munuera-Perez, F., Tawfik, M. and Castro-Gil, M. 2014. A simple method for studying the effect of scattering of the performance parameters of parabolic trough collectors on the control of a solar field. *Solar Energy*, 99, 215-230.
 Gallego, A. and Camacho, E.F. 2012. Estimation of effective solar irradiation using an unscented kalman filter in a parabolic-trough field. *Solar Energy*, 86-12, 3512-3518.
 García, S. 2012. Guía técnica de la energía solar termoeléctrica Fenercom, Capítulo 1.
 Lemos, J.M. 2006. Adaptive control of distributed collector solar fields. *International journal of systems science*, Vol. 37-8, 523-533.
 Lemos, J.M., Neves-Silva, R. and Igreja, J.M., 2014. *Adaptive control of solar energy collector systems*. Springer-Verlag, London.
 Lima, D., Normey-Rico, J. and Santos, T. 2016. Temperature control in a solar collector field using filtered dynamic matrix control. *ISA Transactions*, 62, 39-49.
 Lippke, F. 1995. Simulation of the part-load behavior of a 30 MWe SEGS plant. Report No. SAND95-1293, SNL, Albuquerque, NM, USA.
 Manzolini, G., Giostri, A., Saccilotto, C., Silva, P. and Macchi, E. 2012. A numerical model for off-design performance prediction of parabolic trough based solar power plants. *Journal of Solar Energy Engineering*, Vol.134.
 Meaburn, A. and Hughes, F.M. 1993. Resonance Characteristics of a Distributed Solar Collector Fields. *Solar Energy*, 51, 3, 215-221.
 Montes, M., Abánades, A., Martínez-Val, J. and Valdés, M. 2009. Solar multiple optimization for a solar-only thermal power plant, using oil as heat transfer fluid in the parabolic trough collectors. *Solar Energy*, 83-12, 2165-2176.
 Navas, S.J., Rubio, F.R., Ollero, P. and Ortega, M.G. 2016. Modeling and simulation of parabolic trough solar fields with partial radiation. *XV European Control Conference*, 31-36.
 Navas, S.J., Ollero, P. and Rubio, F.R. 2017. Optimum operating temperature of parabolic trough solar fields. *Solar energy*, 158, 295-302.
 Price, H., Lupfert, E., Kearney, D., Zarza, E., Cohen, G., Gee, R. and Mahoney, R. 2002. *Advances in parabolic trough solar power technology*. *Solar Energy*, 124-2, 109-125.
 Romera, J.A. y Santos, M. 2017. ParaTrough v1.0: Librería en Modelica para Simulación de Plantas Termosolares. *Revista Iberoamericana de Automática e Informática Industrial (RIAI)*, Vol 14, 412-423.
 Rubio, F.R., Camacho, E.F. and Berenguel, M. 2006. Control de campos de colectores solares. *Revista Iberoamericana de Automática e Informática Industrial (RIAI)*, 3-4, 26-45.
 Shinsky, F. 1978. *Energy conservation through control*. Academic Press.
 Smith, R. 2005. *Chemical process design and integration*. Wiley.
 Stodola, A. 1945. *Steam and gas turbines*. Vol. 1, Peter Smith, New York.