

Aplicación de las técnicas de optimización en el dimensionado y operación de una planta termosolar

by

Manuel Ruigómez Cruzado

A thesis submitted in conformity with the requirements
for the MSc in Economics, Finance and Computer Science

University of Huelva & International University of Andalusia



September/November 2018

Aplicación de las técnicas de optimización en el dimensionado y operación de una planta termosolar

Manuel Ruigómez Cruzado

Máster en Economía, Finanzas y Computación

Manuel Jesús Vasallo Vázquez & José Manuel Bravo Caro
Universidad de Huelva y Universidad Internacional de Andalucía

2018

Abstract

« Climate change and the pollution of the environment are problems which scientists are looking for a solution. This is how the concept of renewable energy appears, with the special allusion to the solar energy because of its wealth of resources, cleanliness, safety and reliability. Therefore, it is very important to study the way to optimize the operation of the plants dedicated to the use of this type of energy, from known data of the solar radiation and the prices of sale of energy in the electric power market, with the principal target to maximize the economic benefits. »

JEL classification: C61, C63, C65, R32, Q42.

Key words: renewable energies, solar energy production forecasting, mixed integer optimization, dynamic models, electric power market.

Resumen

« El cambio climático y la contaminación del medio ambiente son problemas contra los que se busca solución en la actualidad. Así aparece el concepto de energía renovable, entre las que destaca la energía solar por su riqueza de recursos, limpieza, seguridad y fiabilidad. Por lo tanto, resulta de gran utilidad estudiar la manera de optimizar el funcionamiento de las plantas dedicadas al aprovechamiento de este tipo de energía, a partir de predicciones de radiación solar y de precios de venta de energía al mercado eléctrico, con el objetivo de maximizar los beneficios económicos. »

Clasificación JEL: C61, C63, C65, R32, Q42.

Palabras clave: energías renovables, predicción de producción solar, optimización entera mixta, modelos dinámicos, mercado eléctrico.

Lista de contenidos

1.- Introducción	10
1.1.- Crisis energética	10
1.2.- Energías renovables	11
1.3.- Energía solar	11
1.3.1.- Ventajas y desventajas	12
1.4.- Optimización	14
2.- Objetivos	16
3.- Metodología	17
3.1.- Datos	17
4.- Modelo 1	19
4.1.- Variables y parámetros	20
4.2.- Función objetivo y restricciones	23
4.3.- Resultados y representación gráfica	37
5.- Modelo 2: Dimensionado de la planta	43
5.1.- Variables y parámetros	44

5.2.- Función objetivo y restricciones	44
5.3.- Resultados	46
6.- Conclusiones	49
Referencias bibliográficas	51
Apéndices	53

Lista de Tablas

Tabla 1. Índices y pasos de tiempo. Parámetros, variables y variables binarias presentes en el Modelo (1)	20-22
Tabla 2. Nuevos parámetros y variables introducidos en el Modelo 2	44
Tabla 3. Resultados obtenidos en el Modelo 2	46
Tabla 4. Escenarios posibles	46

Lista de Figuras

Figura 1. Consumo de energía eléctrica 2006-2010 (kWh per cápita)	10
Figura 2. Esquema simplificado de una planta termosolar	12
Figura 3. El Complejo Ivanpah, la mayor planta solar térmica del mundo	13
Figura 4. Captura de pantalla de los costes de la planta térmica solar Andasol 2, extraídos del software SAM	18
Figura 5. Esquema básico del funcionamiento de una planta térmica solar	22
Figura 6. Gráfico explicativo de la restricción (21)	34
Figura 7. Gráfico explicativo de las restricciones (23) y (24)	36
Figura 8. Representación de las variables binarias asociadas a los procesos de carga y descarga en el Modelo (1)	37
Figura 9. Representación de las variables binarias asociadas con el arranque, la parada y el funcionamiento de la turbina, así como las variables $PHTF(k)$ y $Pe(k)$ en el Modelo (1)	38
Figura 10. Representación de las variables $Ps_{max}(k)$, $Ps(k)$ y $Pdes(k)$ en el Modelo (1)	39
Figura 11. Representación de las variables relacionadas con la potencia de descarga en el Modelo (1)	40
Figura 12. Representación de la curva de precios, la energía almacenada en el TES y la potencia eléctrica vendida al Mercado en el Modelo (1)	41
Figura 13. Representación de la potencia de carga, de descarga, la energía almacenada en el tanque y la potencia solar térmica en el flujo de HTF hacia el bloque de potencia en el Modelo (1)	42
Figura 14. Representación de la potencia solar máxima disponible, el perfil de precios, la energía del TES y la potencia eléctrica neta en el Modelo (1)	43

Figura 15. Representación de k_{SF} frente a los costes anualizados del TES y del SF 47

Figura 16. Representación de k_{TES} frente a los costes anualizados del TES y del SF 48

Lista de Apéndices

Script Modelo (1)	53
Script Modelo (2)	61

1. Introducción

El propósito de este trabajo es la aplicación de técnicas de optimización al problema del dimensionado y la operación de una planta solar térmica, con el objetivo de maximizar los beneficios económicos. De esta forma, se pretende adquirir un conocimiento sobre estas técnicas, que permiten estudiar la viabilidad de este tipo de sistemas basados en la explotación de fuentes naturales, y así estudiar si estas tecnologías pueden participar de manera competitiva en el mercado, frente a las fuentes de energía convencionales, causantes de problemas como el cambio climático y la contaminación atmosférica.

1.1 Crisis energética

Durante los últimos años, ha surgido un interés cada vez más extendido por encontrar nuevas fuentes de energía con el objetivo de sustituir las fuentes tradicionales por las renovables, caracterizadas por reponerse a un ritmo igual o superior al que son consumidas. Si bien es cierto que el coste de generación de energía mediante fuentes renovables es mayor que el de la generación mediante fuentes que no lo son, cabe destacar que gracias a las energías renovables, se contribuye a frenar el cambio climático y se aporta solución a la floreciente crisis energética actual (Figura 1). Por lo tanto, optimizar el rendimiento de sistemas de energías renovables es una necesidad para que la utilización de las mismas sea económicamente viable en comparación con el resto de fuentes de energía convencionales¹.

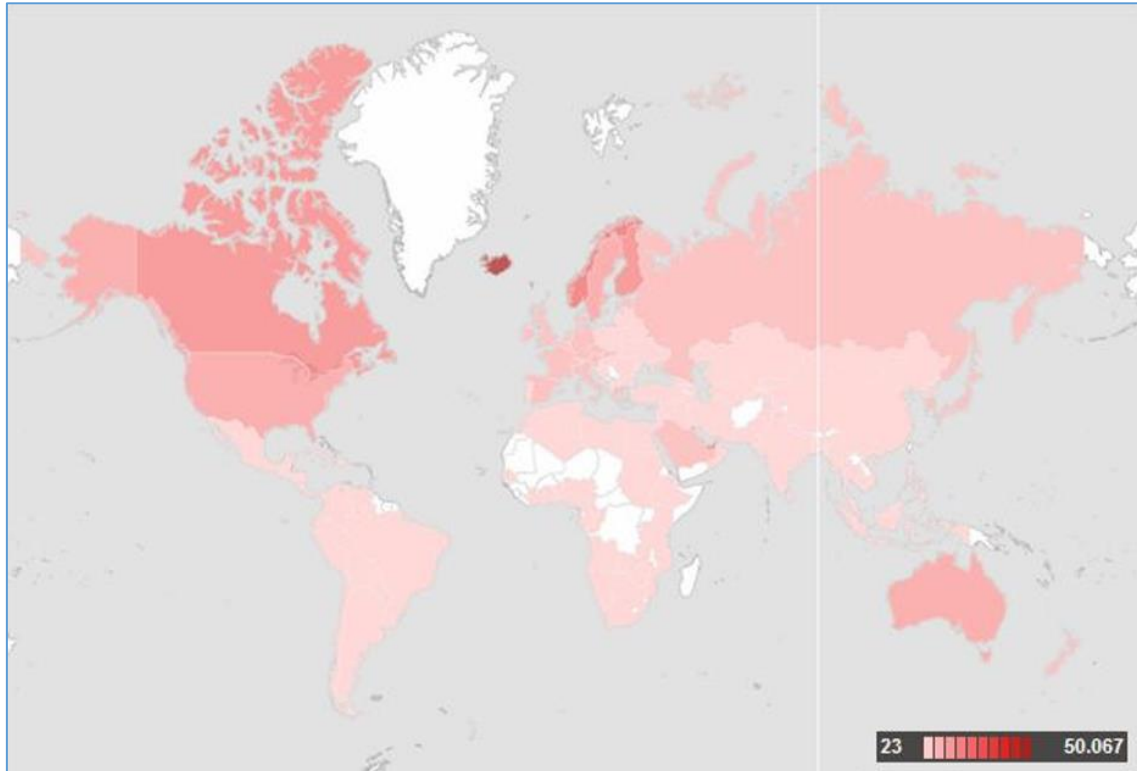


Figura 1: Consumo de energía eléctrica 2006-2010 (kWh per cápita)¹.

El uso de combustibles fósiles (petróleo, gas natural, carbón, etc.) tiene un papel dominante en las emisiones de gases de efecto invernadero en la atmósfera². Aproximadamente, el 80% del uso total de energía en el mundo se basa en este tipo de combustibles, que se utilizan para el transporte y los sectores de energía estacionaria, incluida la energía eléctrica³. Entre los países con mayor contaminación se encuentran grandes potencias mundiales como Rusia, Estados Unidos o China, con industrias pesadas, alta capacidad de generación de electricidad y una gran población. Por lo tanto, es necesario que dichos países adopten estrategias adecuadas para la reducción del consumo de energía así como la utilización de energías alternativas, con el fin de reducir las emisiones de dióxido de carbono a la atmósfera⁴.

1.2 Energías renovables

Las energías renovables son aquellas que se obtienen de fuentes naturales y que se pueden regenerar de manera natural o artificial. Recientemente, debido a la preocupación cada vez mayor por la escasez de energía y la contaminación del medio ambiente, una gran cantidad de fuentes de energía sostenible y renovable están emergiendo gradualmente, como la energía solar térmica. El uso de este tipo de energía contribuye a resolver, parcialmente, las dificultades de abastecimiento que al parecer se presentarán inevitablemente en un futuro no muy lejano¹, y a reducir la contaminación⁵.

No obstante, este tipo de energías limpias presentan una serie de inconvenientes. Por un lado, el problema de la intermitencia de las energías renovables da lugar a problemas técnicos y económicos adicionales, que limitan su nivel de penetración. Además, las plantas que utilizan estas fuentes de energía requieren ubicaciones específicas, donde el potencial de recursos es alto, pero la distancia de la demanda de carga se encuentra lejos. Esta situación impulsa la necesidad de herramientas de optimización matemática que ayuden a la planificación y al proceso de toma de decisiones, especialmente cuando se trata de la selección del tamaño y la ubicación de la planta⁶.

1.3 Energía solar

La energía solar es una de las fuentes de energía renovable que más desarrollo está experimentando en los últimos años y con mayores expectativas para el futuro. Cada año, el sol arroja sobre el planeta cuatro mil veces más energía de la que se consume, lo que demuestra que esta fuente energética está aún infravalorada y sobre todo poco explotada en relación con sus posibilidades. El principal aprovechamiento de la energía solar consiste en captar por medio de diferentes tecnologías la radiación del sol, con el objetivo de generar electricidad. A pesar de que los recursos energéticos del planeta son limitados, existe una gran cantidad de energía solar desaprovechada, de ahí la importancia de fomentar el uso de energías renovables como la termosolar⁷. Además, comparada con otras formas de energía, una de las principales ventajas que presenta es el hecho de que pueda ser obtenida sin ningún tipo de contaminación medioambiental.

Existen diversos modelos de plantas solares térmicas, aunque el presente documento se centra en el estudio de una de tipo cilindro-parabólico. En general, el funcionamiento de

una planta de este tipo puede resumirse de la siguiente manera; la radiación solar concentrada por los espejos de los colectores solares orientados al sol de manera automática, calientan un fluido caloportador (*heat transfer fluid*, HTF), generalmente aceite, que posteriormente se hace circular por el campo solar (*solar field*, SF) a través de una serie de bombas. Este fluido caloportador es transportado hasta el bloque de potencia (*power block*, PB), donde se utiliza para calentar agua y generar vapor, que finalmente es enviado a la turbina, para generar electricidad (ver Figura 2).

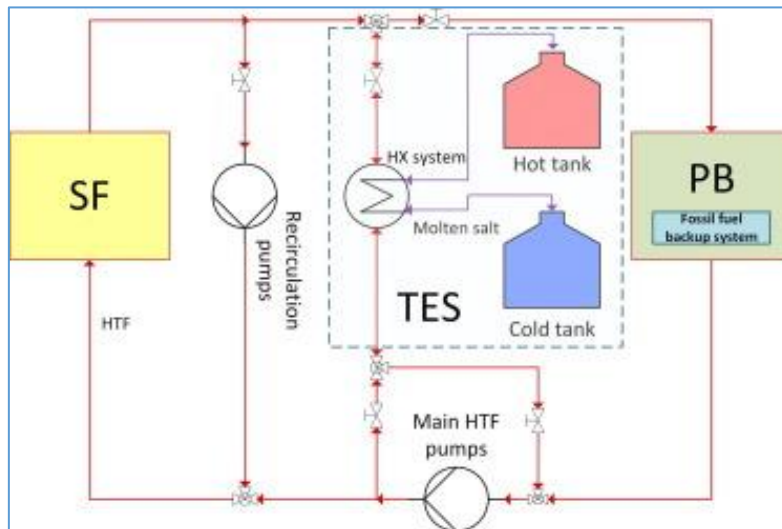


Figura 2: Esquema simplificado de una planta termosolar².

En la actualidad, España es líder mundial tanto en potencia instalada como en capacidad tecnológica, y las empresas dedicadas al sector solar termoeléctrico están comenzando a participar en ambiciosos proyectos en mercados pertenecientes a diferentes regiones del planeta.

Asimismo, gracias a la abundancia de radiación solar de la que goza la península ibérica, en especial la mitad sur, España puede convertirse en un gran exportador de energía limpia ayudando a otros países europeos en el cumplimiento de sus objetivos para el futuro, algo que resultaría enormemente estratégico y beneficioso para los intereses económicos del país. En la Figura 3, se puede observar una imagen de la mayor planta térmica solar del mundo, situada en USA.

1.3.1 Ventajas y desventajas

El factor más importante que distingue a la energía termosolar de otras formas de generar energía es la gestionabilidad, o capacidad de adaptar la producción a la demanda, superando en parte el problema de la intermitencia del recurso solar. La gestionabilidad es uno de los aspectos que los operadores de sistemas eléctricos consideran como claves y, posiblemente, el que más valor les genera. Ajustar la generación a la curva de demanda tiene el beneficio de poder vender la electricidad en los momentos de máxima generación, con el consiguiente incremento del precio.

La energía termosolar se considera gestionable gracias a que goza de una gran inercia térmica que evita que deje de generar de manera inesperada, y al uso de

almacenamiento de energía térmica y un pequeño porcentaje de combustible fósil para disminuir la dependencia del recurso solar. A diferencia de otras tecnologías '*fluyentes*' cuya energía ha de ser consumida en el momento de su generación, la energía solar es una tecnología renovable con capacidad de almacenamiento, capaz de aportar electricidad a la red cuando es demandada incluso en horas sin luz solar. Así, en situaciones meteorológicas inadecuadas, en las que existan malas condiciones de radiación (o por la noche), puede emplearse la energía almacenada, para calentar el aceite y generar electricidad. Por otra parte, la energía térmica solar tiene la ventaja de poder combinarse con plantas de generación de energía convencional para formar plantas híbridas. Mediante la hibridación se reduce la dependencia del combustible convencional y las emisiones de CO₂ de las plantas de generación de carbón y gas natural⁸.



Figura 3: El Complejo Ivanpah, situado en el desierto de Mojave (EE.UU.), es la mayor planta solar térmica del mundo, ocupando un área de 13 kilómetros cuadrados. En la actualidad, abastece de energía a 140.000 hogares californianos³.

El principal problema para la implantación de este tipo de energías es la inversión inicial, la cual supone el desembolso de una gran cantidad de dinero, por lo que, a corto plazo, la generación de electricidad a partir de dichas fuentes es bastante costosa. No obstante, para fomentar el despliegue de las energías renovables y reducir el coste de las inversiones, los servicios públicos han desarrollado recientemente distintas iniciativas para facilitar dichas inversiones y crear competitividad en el mercado.

Además, la mayoría de plantas dedicadas al aprovechamiento de las fuentes renovables ocupan grandes dimensiones para poder desarrollarse, lo que requiere por tanto, del estudio minucioso del emplazamiento adecuado para dar cabida a dichas sedes. Para el caso particular de la energía termosolar, cabe recordar que es necesaria la instalación amplia de concentradores solares para producir cantidades relevantes de energía eléctrica.

Las plantas solares térmicas incluyen un sistema de almacenamiento para guardar el excedente de radiación. Estos sistemas de almacenamiento de energía térmica (*thermal energy storage*, TES) permiten reducir la variabilidad de la potencia neta en tiempo real en caso de energía solar insuficiente, extender la producción y desplazarla a periodos con precios altos⁹. En la actualidad, la tecnología más comercialmente madura para los TES es un sistema indirecto de almacenamiento de sal en dos tanques¹⁰. Sin embargo, los TES presentan una capacidad de almacenamiento limitada. A pesar de esta limitación, las plantas solares térmicas que incluyen tecnología de este tipo en sus instalaciones, pueden participar de manera competitiva en los mercados de electricidad. Como se ha mencionado anteriormente, una propiedad importante de estos sistemas de almacenamiento es su capacidad para desplazar la producción desde periodos donde los precios son bajos a aquellos con precios más elevados. Por lo tanto, se puede abordar el problema de la planificación óptima de la generación de energía eléctrica. En un mercado desregulado, el objetivo del propietario de las plantas es maximizar las ganancias totales de venta de energía.

Además, en estos mercados, los propietarios de las centrales eléctricas deben ofrecer con antelación, un programa de producción diaria. Es por ello, que resulta de vital importancia, tener en cuenta el precio de la electricidad y/o su predicción, así como el pronóstico de las condiciones meteorológicas para el problema de optimización planteado.

Una desventaja de las plantas solares térmicas que aún no ha sido mencionada, es la predictibilidad de su producción de electricidad, que está limitada por la precisión de la predicción de la irradiancia directa normal (*direct normal irradiance*, DNI). Como resultado, la operación en mercados eléctricos genera riesgos de sanciones por desvíos respecto a la generación programada. Estos costes están directamente relacionados con el tamaño del desvío. Por lo tanto, la importancia de la precisión de la predicción de la irradiancia directa normal es clara¹¹.

1.4 Optimización

El problema de planificación de la producción de una planta termosolar con almacenamiento puede considerarse un problema de optimización dinámica con presencia de incertidumbre. El carácter dinámico del problema está presente, principalmente, en la acumulación de energía en el sistema de almacenamiento. Una opción para resolver este tipo de problemas es la programación no lineal¹², lo que llevaría a un enfoque computacional. Debido a la existencia de restricciones operativas en el funcionamiento de la planta, es necesario el uso de variables binarias en el problema, razón por la cual se hace necesario el uso de uno de los métodos incluidos en el conjunto de metodologías que componen la programación no lineal: la programación entera-mixta. Por otra parte, una aproximación lineal simplifica la búsqueda de soluciones, derivando en la programación lineal entera-mixta¹³ (MILP).

La programación lineal entera-mixta es probablemente el método más utilizado para modelar los problemas de planificación óptima de la producción en plantas térmicas solares con sistema de almacenamiento. En general, MILP es un método poderoso para

problemas de programación óptima en sistemas de potencia¹⁴. Su capacidad para poder seleccionar los elementos generadores de potencia que deben funcionar en cada instante así como para formular arranques, paradas y limitaciones de rampa en la producción, explica su uso en este tipo de problemas. Por otra parte, existen *solvers* para problemas MILP capaces de encontrar soluciones óptimas globales en cortos tiempos de cómputo¹⁵.

En este trabajo se plantean y resuelven dos problemas relacionados con una planta termosolar basada en colectores cilíndrico-parabólicos de 50 MW con almacenamiento a base de sales fundidas. En ambos se hace uso de la programación lineal entera-mixta, con una resolución horaria. Además, el estudio se caracteriza por usar datos reales. El primer problema es el de obtener la planificación óptima de la producción para el día siguiente usando como datos conocidos las predicciones del recurso solar y de los precios de la energía, y teniendo como objetivo la maximización de los ingresos por venta de energía.

El segundo problema es una extensión del primero. Los tamaños del campo solar y del sistema de almacenamiento se convierten en incógnitas y se plantea ahora el dimensionado que optimice el beneficio económico anual. El método correcto para llevar a cabo este dimensionado debe basarse en simulaciones de todos los días del año. Para evitar este método, que traería consigo un mayor esfuerzo en programación y un mayor tiempo de cómputo, se ha probado un método sencillo y aproximado basado en la optimización estocástica, donde un conjunto de escenarios representan distintos tipos de días. Esta simplificación impedirá obtener una solución práctica del problema pero podrá generar interesantes conclusiones cualitativas respecto al dimensionado.

2. Objetivos

A continuación se enumeran los objetivos perseguidos por este trabajo fin de máster:

1. Conocer los problemas referidos a la utilización de fuentes de energía tradicionales que están motivando la implantación de sistemas de energías renovables.
2. Conocer el problema del dimensionado y planificación de una planta de energía renovable.
3. Estudiar los problemas de participación de este tipo de energías en el mercado eléctrico.
4. Aplicar conocimientos y técnicas de optimización (optimización dinámica, programación entera) al problema de problema del dimensionado y planificación de una planta termosolar.

La metodología llevada a cabo para la resolución de los problemas planteados y los datos del caso de estudio se describe en el apartado 3. En el apartado 4 se presenta el modelo de optimización para el problema de planificación óptima de la producción, junto con los resultados obtenidos y su discusión. El problema de dimensionado de la planta se trata en el apartado 5. Finalmente, las conclusiones del trabajo se exponen en el apartado 6.

3. Metodología

La metodología utilizada en este trabajo ha consistido en el desarrollo de un *script* para estudiar la planificación y el dimensionado óptimos de una planta térmica solar. Para ello, se han utilizado el software MATLAB y la librería YALMIP¹⁶ (*Yet Another LMI parser*), que permite abordar de manera más simple y cómoda el problema de optimización entero-mixto planteado.

Inicialmente, se comenzó desarrollando sencillos modelos de optimización, a los que se les fueron añadiendo modificaciones, como la introducción de nuevos parámetros, variables continuas y binarias, y restricciones, con el objetivo de ajustarse lo máximo posible a la realidad.

Finalmente, una vez obtenido un modelo adecuado, se introdujeron variables asociadas al dimensionado del campo solar y del sistema de almacenamiento, así como los costes anuales correspondientes al campo solar y el sistema de almacenamiento de la planta termosolar, manteniendo el bloque de potencia fijo. De esta forma, se pretendía estudiar el dimensionado óptimo de la planta teniendo en cuenta las predicciones horarias de precios y de radiación solar disponible del año 2013.

3.1 Datos

Los datos utilizados en el presente documento pertenecen a la planta solar térmica Andasol 2, localizada en Granada. Las predicciones horarias durante todo el año 2013 fueron proporcionadas por los coordinadores de esta tesis. Concretamente, las predicciones del recurso solar se dieron en unidades de potencia térmica ya disponible en el campo solar. Por otra parte, los costes anualizados del campo solar y del sistema de almacenamiento fueron obtenidos utilizando un software desarrollado por el Laboratorio Nacional de Energías Renovables (NREL) llamado SAM (*System Advisor Model*), que recoge proyectos de costes y planificación de tecnologías que utilizan las energías renovables.

Los datos están formados por una tabla de 8.760 registros (los 365 días multiplicados por las 24 horas de cada uno de ellos) y tres columnas:

1. La hora, simplemente una consecución de números enteros desde el 1 hasta el 8.760.
2. Los valores correspondientes a los precios de venta de energía al mercado eléctrico cada una de las horas (euros/kWh).
3. Los valores correspondientes a la potencia térmica máxima disponible en el campo solar cada una de las horas (kW).

Para los datos correspondientes a los costes anuales del campo solar y el sistema de almacenamiento, se presenta a continuación una captura de imagen del software SAM (Figura 4), donde se recoge el coste total de cada una de las partes que constituyen la planta térmica solar Andasol 2.

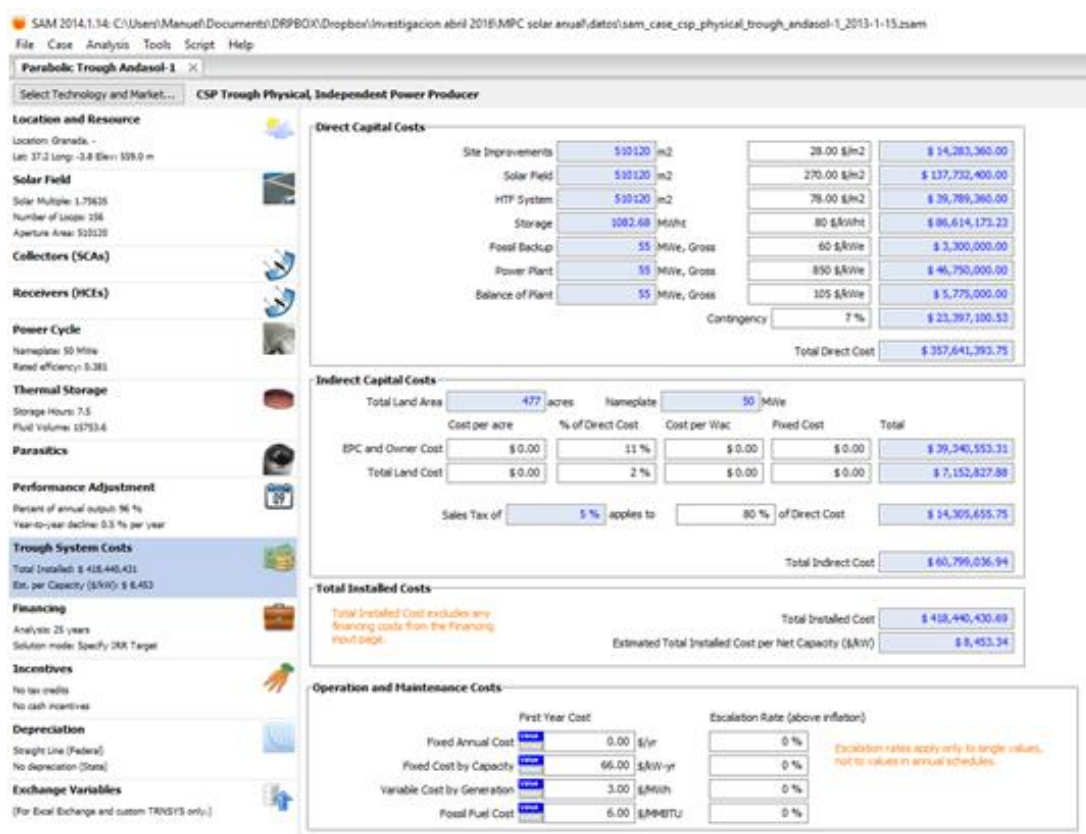


Figura 4: Captura de pantalla de los costes de la planta térmica solar Andasol 2, extraídos del software SAM.

En la imagen anterior, se pueden observar los costes totales de inversión correspondientes a la planta térmica solar, así como el número de años en los que se realiza la financiación (25 años). De los datos revelados, tan sólo se han cogido aquellos referidos al campo solar (*Solar Field* y *HTF system*) y al sistema de almacenamiento (*Storage*). El resto de valores, como las mejoras del terreno o el bloque de potencia, han sido descartados al no resultar de interés para la resolución del problema planteado. El tipo de interés (10%) fue obtenido de una tesis¹⁷ en la cual se realiza un análisis económico muy cercano a la realidad de la planta termosolar Andasol 2, sobre la cual está basado el presente documento.

Dado que, como se ha mencionado en el párrafo previo, se muestran costes totales de inversión (*IC*), para calcular los costes anualizados (*UAC*), se necesita tener en cuenta el factor de recuperación de capital (*CRF*). La fórmula siguiente relaciona todas estas variables:

$$UAC = IC \times CRF$$

El *CRF* se calcula a su vez a través de la siguiente fórmula:

$$CRF = \frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1}$$

donde:

- i = interés anual en tanto por uno
- n = vida útil en años

Sustituyendo los diferentes datos conocidos en la fórmula anterior se obtiene:

$$CRF = \frac{0'1(1 + 0'1)^{25}}{(1 + 0'1)^{25} - 1} = 0'11$$

De forma que el coste del campo solar anualizado (IC_{SF}), sabiendo que el coste de inversión total del SF es de 155.000.000 euros aproximadamente:

$$UAC = IC_{SF} \times 0'11 = 17.076.000 \text{ euros/año}$$

De igual manera, el coste del sistema de almacenamiento anualizado (IC_{TES}), teniendo en cuenta que el coste de inversión total del tanque es de 76.000.000 euros:

$$UAC = IC_{TES} \times 0'11 = 8.372.800 \text{ euros/año}$$

4. Modelo 1: Planificación óptima de la producción

El primer modelo planteado busca comprender y estudiar el problema de optimización de la planta térmica solar para un periodo de dos días. El interés de considerar dos días es enviar el plan del primero al mercado y reservar energía en el tanque de almacenamiento por si en el segundo día, el perfil de precios es mayor. Este primer modelo está basado en el desarrollado por Manuel J. Vasallo y José M. Bravo en su artículo¹⁵. Tras ejecutar el *script* desarrollado (ver Apéndice 1), MATLAB pregunta por pantalla el día y el mes a considerar, y proporciona una solución óptima para maximizar los beneficios teniendo en cuenta el día introducido y el siguiente. De igual manera podría realizarse la optimización de la planta para un periodo de tiempo mayor o menor, aunque un intervalo de tiempo apropiado es el considerado en el presente trabajo, pues la optimización de demasiados días no resulta efectiva.

En los apartados siguientes aparecen descritos de forma detallada los parámetros y variables (4.1), la función objetivo y las restricciones (4.2), y los resultados e interpretación de los mismos mediante diferentes representaciones gráficas del primer modelo diseñado (4.3).

4.1 Variables y parámetros

Las variables y parámetros recogidos en este modelo aparecen explicados detalladamente en la tabla que se muestra a continuación.

Índices y pasos de tiempo			
i, k	índices de tiempo para los modelos planteados	T	paso de tiempo de los modelos planteados, que es igual a 1 hora
Parámetros			
$PHTF_{min}, PHTF_{max}$	valor mínimo/máximo que puede alcanzar la potencia en el flujo de HTF hacia el PB (kW)	$\Delta PHTF_{stu_max}$	valor promedio máximo de la fracción de potencia térmica en la entrada de PB utilizada para generar electricidad durante un período de una hora cuando se realiza un arranque (kW)
Pc_{min}, Pc_{max}	valor mínimo/máximo que puede alcanzar la potencia de carga de energía al TES (kW)	$Pdmax_{onlyTES}$	valor máximo de la potencia de descarga aplicado cuando no existe potencia en el flujo de HTF hacia el PB (kW)
Pd_{min}, Pd_{max}	valor mínimo/máximo que puede alcanzar la potencia de descarga de energía del TES (kW)	Mpe, mpe	valor superior/inferior límite de Pd_{max_mixed} (adimensionales)
E_{min}, E_{max}	valor mínimo/máximo de energía que puede ser almacenada en el TES (kW)	$C_{\Delta Pe}$	coste de la pendiente de potencia bruta generada por la turbina (Euros/kWh)
Ps_{min}	valor mínimo que puede alcanzar la potencia en el flujo de HTF (kW)	η_{int}	eficiencia del intercambiador sales-aceite
$Pstart_{up}$	valor que toma la potencia cuando se produce arranque de la turbina (kW)	$\eta_{gross2net}$	proporción para considerar el consumo eléctrico parasitario
pc	porcentaje para establecer el valor mínimo cuando la turbina comienza a funcionar	M	Valor numérico muy grande

$a1, b1$	parámetros de aproximación lineal de la función de energía eléctrica bruta generada por la turbina contra la energía térmica que ingresa al PB (adimensional y kW)	NT	número de registros de las variables $P_{smax}(i,k)$ y $p(i,k)$
Variables			
$P_{smax}(i,k)$	máxima potencia solar disponible en el flujo de HTF en el día i y periodo k (kW)	$Pd_{max_mixed}(i,k)$	valor máximo para descargar la potencia térmica en modo mixto en el lado de HTF en el día i y periodo k (kW)
$p(i,k)$	precio de venta de la energía al mercado eléctrico en el día i y periodo k (kW)	$Pd_{max_mixed_l}(i,k)$	el valor calculado previamente de Pd_{max_mixed} solo es válido cuando se está produciendo descarga del TES (kW)
$Ps(i,k)$	potencia solar térmica en el flujo de HTF en el día i y periodo k (kW)	$E(i,k)$	energía almacenada en el TES en el día i y periodo k (kW)
$Pdes(i,k)$	potencia desenfocada por los colectores del SF en el día i y periodo k (kW)	$Pstartup(i,k)$	fracción de la potencia térmica en la entrada al PB utilizada para aumentar el estado térmico de la misma durante el arranque en el día i y periodo k (kW)
$Pc(i,k)$	potencia solar térmica en el flujo de HTF desde el SF hasta el TES en el día i y periodo k (kW)	$Pe(i,k)$	potencia eléctrica bruta generada en el PB en el día i y periodo k (kW)
$Pd(i,k)$	potencia solar térmica descargada del TES hacia el PB en el día i y periodo k (kW)	$Pe_{net}(i,k)$	potencia eléctrica generada en el PB vendida al mercado en el día i y periodo k (kW)
$PHTF(i,k)$	potencia solar térmica en el flujo de HTF hacia el PB en el día i y periodo k (kW)	$\Delta Pe_{abs}(i,k)$	valor absoluto de la pendiente de la potencia bruta generada por la turbina en el día i y periodo k (kW)

Variables binarias			
$\alpha(i,k)$	igual a 1 si la turbina está en funcionamiento en el día i y periodo k	$\gamma(i,k)$	igual a 1 si se produce carga de energía al TES en el día i y periodo k
$\beta(i,k)$	igual a 1 si se produce arranque de la turbina en el día i y periodo k	$\delta(i,k)$	igual a 1 si se produce descarga de energía en el día i y periodo k
$\lambda(i,k)$	igual a 1 si la turbina ha parado en el día i y periodo k		

Tabla 1: Índices y pasos de tiempo. Parámetros, variables continuas y binarias presentes en el Modelo (1).

Para comprender más fácilmente las variables explicadas en la tabla previa, se muestra una figura que ayuda a entender mejor el funcionamiento de la planta térmica solar.

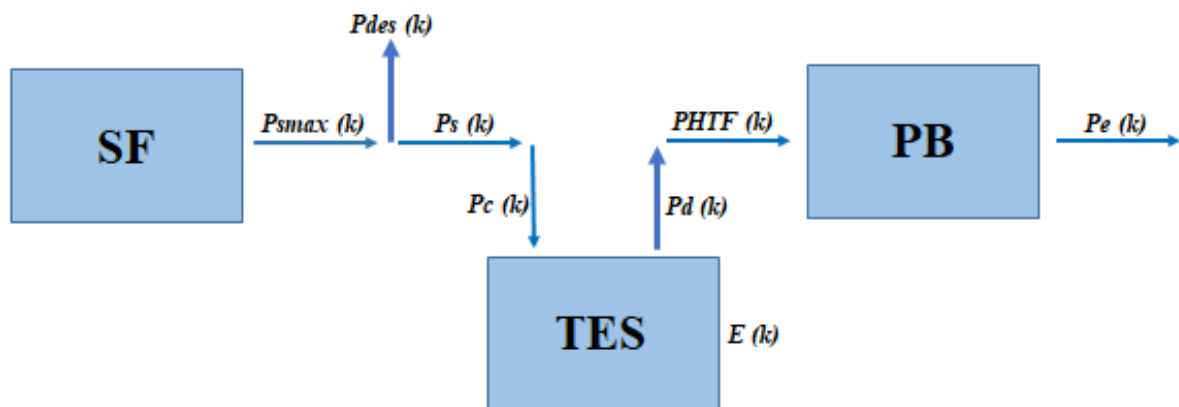


Figura 5: Esquema básico del funcionamiento de una planta térmica solar.

La Figura 5 muestra las principales variables del problema. No obstante, algunas de ellas no han sido dibujadas, al tratarse de variables auxiliares. Además, es importante saber que existen dos grados de libertad en el reparto de potencia cada hora, por ejemplo, el desenfoque y la potencia generada en la turbina del PB. El desenfoque se produce cuando la potencia recogida por los colectores del campo solar no es utilizada en su totalidad. Se trata por lo tanto de un proceso necesario para poder desechar la potencia que no es requerida.

4.2 Función objetivo y restricciones

· FUNCIÓN OBJETIVO A MINIMIZAR (1)

$$J = - \sum_{k=1}^{NT} p(k) \cdot Pe_{net}(k) \cdot T \quad (1.1)$$

Esta es la función objetivo más sencilla, de la cual se parte inicialmente. Sólo se ha introducido la función a minimizar (igual que la función a maximizar pero con el signo negativo), esto es, el vector ‘precios’ $p(k)$ multiplicado por el vector ‘potencia eléctrica neta’ $Pe_{net}(k)$. Al establecer un valor concreto del día que se pretende optimizar, el índice i desaparece de la formulación del problema. Para hacer un modelo más realista, se introduce un segundo término para evitar el desgaste de la maquinaria que constituye la planta:

$$J = - \sum_{k=1}^{NT} p(k) \cdot Pe_{net}(k) \cdot T + C_{\Delta Pe} \cdot \Delta Pe_{abs(k)} \cdot T \quad (1.2)$$

donde $C_{\Delta Pe}$ es una constante que representa la penalización del cambio de generación de potencia eléctrica, lo que supondría a largo plazo, el deterioro de la maquinaria.

Por último, se añade un término más a la función objetivo:

$$J = - \sum_{k=1}^{NT} p(k) \cdot Pe_{net}(k) \cdot T + C_{\Delta Pe} \cdot \Delta Pe_{abs(k)} \cdot T - 0.001 \cdot E(NT + 1) \quad (1.3)$$

Al introducir un valor terminal, se le está dando valor a la energía del tanque al final del periodo, que es útil lógicamente para el futuro. De esta manera, se minimizará la potencia desenfocada lo que resultará en más energía almacenada en los tanques. Puesto que el coeficiente es muy pequeño (0’001), esta reserva de energía no afectará a los ingresos. En otras palabras, se están estableciendo dos objetivos con distinta prioridad: primero se deben maximizar los ingresos, y en segunda prioridad, almacenar en TES la energía que sobre.

· RESTRICCIÓN DE LA POTENCIA DE DESENFQUE (2)

$$P_{des}(k) \geq 0 \quad (2)$$

Con esta restricción se impone que la potencia de desenfoque no pueda tomar valores negativos. Esta restricción y la siguiente se utilizan para dar sentido a la restricción (3).

· RESTRICCIÓN DE LA POTENCIA SOLAR TÉRMICA EN EL FLUJO DE HTF (3)

$$P_{s_{min}} \leq P_s(k) \leq P_{s_{max}}(k) \quad (3)$$

Con esta restricción se establece que la potencia solar térmica en el flujo de HTF se encuentre acotada entre un valor mínimo y la potencia solar térmica máxima disponible en cada periodo ($P_{s_{max}}(k)$). Esta restricción ha sido introducida para que la potencia solar en el flujo de HTF ($P_s(k)$) no tome valores negativos (aunque si puede ser nulo) y tampoco supere la potencia máxima disponible resultado de la radiación recogida por los colectores solares durante cada etapa.

· RESTRICCIÓN DE LA POTENCIA SOLAR TÉRMICA MÁXIMA DISPONIBLE (4)

$$P_{s_{max}}(k) = P_s(k) + P_{des}(k) \quad (4)$$

Esta restricción viene a decir que la potencia solar térmica máxima disponible ($P_{s_{max}}(k)$) es igual a la suma de la potencia solar térmica en el flujo de HTF ($P_s(k)$) y la potencia solar desenfocada por los colectores ($P_{des}(k)$). En la Figura 5, se puede observar de manera gráfica la restricción de igualdad mencionada con mayor claridad.

· RESTRICCIÓN DE POTENCIA SOLAR EN EL FLUJO DE HTF HACIA EL BLOQUE DE POTENCIA (5)

$$\alpha(k) \cdot P_{HTF_{min}} \leq P_{HTF}(k) \leq \alpha(k) \cdot P_{HTF_{max}}(k) \quad (5)$$

La potencia solar térmica en el flujo de HTF hacia el bloque de potencia está acotada entre un valor mínimo y uno máximo (parámetros) cuando existe flujo de potencia en la entrada del bloque de potencia. No obstante, puede suceder que no exista flujo, y por tanto, este debe tomar valor nulo. Para ello, se introduce en la restricción la variable binaria $\alpha(k)$:

- $\alpha(k) = 1$ si la turbina está trabajando, es decir, está llegando flujo de energía al bloque de potencia y se está generando energía eléctrica.
- $\alpha(k) = 0$ si la turbina no está funcionando. No existe flujo de HTF al bloque de potencia.

α depende del periodo en el que nos encontramos, por lo que viene descrita como $\alpha(k)$.

· RESTRICCIÓN DE LA POTENCIA DE CARGA (6)

$$\gamma(k) \cdot Pc_{min} \leq Pc(k) \leq \gamma(k) \cdot Pc_{max}(k) \quad (6)$$

La potencia de carga (energía dirigida hacia el sistema de almacenamiento) está acotada entre dos valores constantes (mínimo y máximo). De nuevo, como sucedía en la restricción anterior, se introduce una variable binaria (en este caso denominada $\gamma(k)$), asociada a si se produce proceso de carga o no. De forma que:

- $\gamma(k) = 1$ si existe proceso de carga de energía al TES.
- $\gamma(k) = 0$ en caso contrario.

γ también depende del periodo en el que nos encontramos, por lo que se escribe en función de k , $\gamma(k)$.

· RESTRICCIÓN DE LA POTENCIA DE DESCARGA (7)

$$\delta(k) \cdot Pd_{min} \leq Pd(k) \leq \delta(k) \cdot Pd_{max}(k) \quad (7)$$

La potencia de descarga (energía descargada desde el sistema de almacenamiento) está acotada entre dos valores constantes (mínimo y máximo). De nuevo, como sucedía en las restricciones anteriores, se introduce una variable binaria (en este caso denominada $\delta(k)$), asociada a si existe proceso de descarga o no. De forma que:

- $\delta(k) = 1$ si existe proceso de descarga de energía del TES.
- $\delta(k) = 0$ en caso contrario.

Como todas las variables binarias, δ también depende del periodo en el que nos encontramos, por lo que se escribe en función de k , $\delta(k)$.

· RESTRICCIÓN (I) DE LA ENERGÍA ALMACENADA EN EL TES (8)

$$E_{min} \leq E(k+1) \leq E_{max} \quad (8)$$

La energía almacenada al comienzo de la hora siguiente a la que nos encontramos debe estar acotada entre dos parámetros. En este caso, no se añade ninguna variable binaria.

· RESTRICCIÓN (II) DE LA ENERGÍA ALMACENADA EN EL TES (9)

Balance energético en TES

$$E(k+1) = E(k) + T \cdot Pc(k) * \eta_{int} - \frac{T \cdot Pd(k)}{\eta_{int}} \quad (9)$$

Esta expresión determina lo siguiente: la energía almacenada en el TES en la hora $k+1$ es igual a:

- La energía almacenada en el tanque en el periodo anterior $E(k)$.
- La potencia de carga multiplicada por la eficiencia del intercambiador de sales-aceite y el periodo T .
- A los términos anteriores hay que restarles la potencia de descarga dividida por la eficacia del intercambiador sales-aceite y el periodo T .

· RESTRICCIONES DE LAS VARIABLES BINARIAS ASOCIADAS A LOS PROCESOS DE CARGA Y DESCARGA (10)

$$\gamma(k) + \delta(k) \leq 1 \quad (10)$$

Con esta desigualdad se establece que no pueda producirse el proceso de carga de manera simultánea al de descarga. Dado que si ambas variables binarias toman valor 1, supondría que los procesos de carga y descarga tienen lugar al mismo tiempo, con esta nueva imposición, se evita dicho suceso.

· RESTRICCIÓN ASOCIADA AL FLUJO DE POTENCIA DESDE EL CAMPO SOLAR AL BLOQUE DE POTENCIA (11)

$$Ps(k) + Pd(k) = PHTF(k) + Pc(k) \cdot Pstartup(k) \quad (11)$$

De nuevo, atendiendo a la Figura 5 se puede entender con mayor facilidad la restricción actual, la cual establece que la suma de la potencia solar térmica disponible ($Ps(k)$) y la potencia de descarga del TES ($Pd(k)$) es igual a la suma de la potencia en el flujo de HTF al bloque de potencia ($PHTF(k)$), la potencia de carga del TES ($Pc(k)$) y la potencia dedicada al arranque de los componentes que constituyen el bloque de potencia y permiten su funcionamiento ($Pstartup$).

Anteriormente, cuando el modelo propuesto era más sencillo, esta última variable no aparecía reflejada, pues no se tenía en cuenta el proceso de arranque de la turbina en el PB.

· RESTRICCIÓN ASOCIADA A LA POTENCIA DEDICADA AL ARRANQUE DEL BLOQUE DE POTENCIA (12)

$$Pstartup(k) = \beta(k) \cdot Pstart_{up} \quad (12)$$

Con esta restricción, se consigue que la variable $Pstartup(k)$ tome dos valores, mediante la introducción de la nueva variable binaria $\beta(k)$:

- $\beta(k) = 1$ si se produce arranque del bloque de potencia en el periodo en cuestión.
- $\beta(k) = 0$ si el bloque de potencia se encuentra en funcionamiento, bien se encuentra parado, o bien no está funcionando.

Por lo tanto, el valor de esta potencia dedicada al arranque del PB puede ser:

- $Pstartup(k) = 0$ si $\beta(k) = 0$.

· $Pstartup(k) = Pstart_{up}$ si $\beta(k) = 1$. $Pstart_{up}$ es una constante, de forma que cuando se cumple esta condición, la potencia dedicada al arranque siempre toma el mismo valor.

· RESTRICCIÓN ASOCIADA A LA RELACIÓN EXISTENTE ENTRE LA POTENCIA ELÉCTRICA GENERADA EN EL BLOQUE DE POTENCIA Y LA POTENCIA SOLAR TÉRMICA EN EL FLUJO DE HTF A DICHO PB (13)

$$Pe(k) = a1 \cdot PHTF(k) + b1 \quad (13)$$

En un modelo más simple, se consideraba que la potencia eléctrica generada en el PB ($Pe(k)$) era proporcional a la potencia solar térmica en el flujo de HTF al PB ($PHTF(k)$), mediante la introducción de un parámetro que medía la eficiencia del bloque de potencia (constante). No obstante, en una visión más compleja del modelo, se conoce que la relación existente entre ambas variables sigue una curva. Mediante determinados procesos matemáticos que no resultan de interés en este problema, se hizo una simplificación de esta relación, considerando que en realidad se trata de una línea recta. De forma que:

- $a1$ representa la ordenada en el origen, y toma un valor de 0.3962 (adimensional)
- $b1$ representa la pendiente de la recta, que toma valor -3115 (kW). Este valor es negativo, por lo que la pendiente es descendente.

Estos valores han sido extraídos del documento¹⁵ que tratan el Dr. Manuel J. Vasallo y el Dr. José M. Bravo Caro, donde ya realizaban esta simplificación. No obstante, esta restricción no aparece en el *script* utilizado para desarrollar el problema de optimización, por motivos que se explicarán en la restricción posterior.

· RESTRICCIÓN ASOCIADA A LA POTENCIA ELÉCTRICA GENERADA EN EL PB (14)

$$Pe(k) = \alpha(k) \cdot Pel(k) \quad (14)$$

En esta restricción sucede algo similar a lo que sucedía en la restricción (12). La potencia eléctrica generada en el bloque de potencia puede tomar dos valores, mediante la introducción de otra nueva variable binaria ($\alpha(k)$):

- $\alpha(k) = 1$ si la turbina está trabajando.
- $\alpha(k) = 0$ si el bloque de potencia no se encuentra en funcionamiento.

Por lo tanto, el valor de esta potencia eléctrica generada en el PB puede ser:

- $Pe(k) = 0$ si $\alpha(k) = 0$
- $Pe(k) = Pel(k)$ si $\alpha(k) = 1$. A diferencia de lo que sucedía en la restricción (12) (en la cual $Pstart_{up}$ era una constante, de forma que cuando se cumplía la condición, la potencia dedicada al arranque siempre tomaba el mismo valor), $Pel(k)$ es una variable que depende del periodo k . Esto provoca que se trate de una restricción no lineal, por lo que para poder introducirla en el problema es

necesario transformarla en una restricción lineal. Para ello, se tienen en cuenta la restricción anterior (13) y la actual (14):

$$Pel(k) = a1 \cdot PHTF(k) + b1 \quad (13)$$

$$Pe(k) = \alpha(k) \cdot Pel(k) \quad (14)$$

Introduciendo la ecuación (13) en la expresión (14), se obtiene:

$$Pe(k) = \alpha(k) \cdot [a1 \cdot Phtf(k) + b1]$$

Haciendo operaciones, el resultado quedaría:

$$Pe(k) = \alpha(k) \cdot a1 \cdot PHTF(k) + \alpha(k) \cdot b1 \quad (14.1)$$

No obstante, la nueva expresión obtenida, es también no lineal, pues en el primer término de la expresión aparece el producto de una variable binaria y una variable continua. Para solventar este problema, se simplifica la expresión eliminando la variable binaria del primer término:

$$Pe(k) = a1 \cdot PHTF(k) + \alpha(k) \cdot b1 \quad (14.2)$$

Para demostrar que esta expresión (14.2) es similar a la anterior (14.1), se plantean los diferentes casos posibles:

- $\alpha(k) = 1$ (el bloque de potencia se encuentra en funcionamiento). En este caso, las expresiones (14.1) y (14.2) son equivalentes.
- $\alpha(k) = 0$ (el bloque de potencia no está trabajando por lo que no se produce energía eléctrica). No obstante, según la nueva expresión, la potencia eléctrica generada sería igual al producto de una constante ($a1$) y la variable $PHTF(k)$. Sin embargo, cabe recordar que la restricción (5), hacía nula la potencia en el flujo de HTF hacia el bloque de potencia si $\alpha(k)=0$, de forma que la restricción planteada (14.2) quedaría limitada por la restricción establecida con anterioridad (5).

· RESTRICCIÓN ASOCIADA A LA POTENCIA ELÉCTRICA NETA GENERADA (15)

$$Pe_{net}(k) = \eta_{gross2net} \cdot Pe(k) \quad (15)$$

Esta restricción hace referencia a la potencia eléctrica neta generada en el bloque de potencia, es decir, aquella que se destina de manera total a la venta en el mercado eléctrico. Una parte de la potencia eléctrica generada en el PB (bruta) se utiliza para abastecer la planta termosolar y permitir el funcionamiento de los diferentes componentes que la conforman. La otra parte (mayor que la anterior) se utiliza para la venta en el mercado.

Para establecer este hecho mediante la imposición de una restricción, se utiliza un parámetro que establece qué cantidad, de esa potencia eléctrica bruta generada en el PB, se destina al mercado.

Se trata de una simplificación de la situación, pues en realidad estas variables no se encuentran relacionadas de manera constante. No obstante, para abordar este problema de optimización, se ha establecido un valor fijo de $\eta_{gross2net}$ (0'95), de forma que el 95% de la potencia eléctrica generada en el PB se destina a la venta en el mercado mientras que el 5% restante, es destinado al abastecimiento de la planta.

· RESTRICCIÓN (I) ASOCIADA LA POTENCIA DE DESCARGA (16)

$$P_{dmax_{mixed_I}}(k) = \left(1 - \frac{Ps(k)}{P_{HTF_{MAX}}}\right) \cdot P_{dmax_{onlyTES}} \quad (16)$$

La variable $P_{dmax_{mixed_I}}(k)$ hace referencia a la máxima potencia solar térmica en el flujo de HTF en modo mixto hacia el bloque de potencia. Esta potencia puede provenir, bien de la descarga de energía desde el TES, o bien de la potencia solar térmica ($Ps(k)$) proveniente del campo solar y no desenfocada.

Cuando la potencia solar térmica en el flujo de HTF ($Ps(k)$) es igual al valor máximo de la potencia en el flujo de aceite hacia el bloque de potencia ($P_{HTF_{max}}$), el cociente $Ps(k)/P_{HTF_{max}}$ tiene como resultado 1, de forma que al restarlo a 1, el resultado de la ecuación $(1-(Ps(k)/P_{HTF_{max}}))$ es 0. Esto significa que cuando la potencia solar disponible alcance el máximo que puede ser dirigido al PB, no se producirá descarga del TES.

Puede suceder que la potencia solar térmica en el flujo de HTF ($Ps(k)$) sea nula, lo que se traduce en que el resultado de la ecuación entre paréntesis sea 1, lo que significa que la potencia solar térmica en el flujo de HTF hacia el PB sólo proviene del tanque de

almacenamiento, y tiene un límite que se corresponde con el valor del parámetro $Pdmax_{onlyTES}$.

Que el resultado de la ecuación entre paréntesis se encuentre entre 0 y 1, sirve para calcular el porcentaje de energía que ha de ser descargada del tanque ($Pdmax_{onlyTES}$) para satisfacer la demanda de energía.

· RESTRICCIÓN (II) ASOCIADA A LA POTENCIA DE DESCARGA (17)

$$Pdmax_{mixed}(k) = \delta(k) \cdot Pdmax_{mixed_l}(k) \quad (17)$$

En esta restricción sucede algo similar a lo que sucedía en las restricciones 12 y 14. La potencia en el flujo de HTF hacia el bloque de potencia ($Pdmax_{mixed_l}(k)$) puede tomar dos valores, mediante la introducción de otra nueva variable binaria ($\delta(k)$):

- $\delta(k) = 1$ si se produce descarga (durante todo el tiempo que tenga lugar este suceso, este valor será 1).
- $\delta(k) = 0$ si no tiene lugar este proceso.

Por lo tanto, el valor de la potencia solar en el flujo de HTF proveniente de la descarga del tanque ($Pd(k)$) y de la potencia solar térmica ($Ps(k)$) puede ser:

- $Pdmax_{mixed}(k) = 0$ si $\delta(k) = 0$
- $Pdmax_{mixed}(k) = Pdmax_{mixed_l}(k)$ si $\delta(k) = 1$. A diferencia de lo que sucedía en la restricción 12, en la que $Pstart_{up}$ era una constante, de forma que cuando se cumplía la condición, la potencia dedicada al arranque siempre tomaba el mismo valor, ahora, $Pdmax_{mixed_l}(k)$ es una variable que depende del periodo k . Esto provoca que se trate de una restricción no lineal, por lo que para poder introducirla en el problema de optimización actual (convexo), es necesario transformarla en cuatro restricciones lineales, siguiendo la regla de linealización de restricciones no lineales que se presenta a continuación.

Sea la restricción no lineal de la forma:

$$z(j) = \varepsilon(j) \cdot x(j)$$

donde $\varepsilon(j)$ es una variable binaria y $z(j)$ y $x(j)$ representan variables reales. Esta restricción, se puede transformar en las cuatro restricciones lineales que siguen:

$$z(j) \leq M \cdot \varepsilon(j)$$

$$z(j) \geq m \cdot \varepsilon(j)$$

$$z(j) \leq x(j) - m \cdot [1 - \varepsilon(j)]$$

$$z(j) \geq x(j) - M \cdot [1 - \varepsilon(j)]$$

Cambiando las variables de ejemplo por las que describen la restricción (14), se deducen las siguientes cuatro restricciones lineales:

$$P_{dmax_{mixed}}(k) \leq MPe \cdot \delta(k) \quad (17.1)$$

$$P_{dmax_{mixed}}(k) \geq mPe \cdot \delta(k) \quad (17.2)$$

$$P_{dmax_{mixed}}(k) \leq P_{dmax_{mixed_l}}(k) - mPe \cdot [1 - \delta(k)] \quad (17.3)$$

$$P_{dmax_{mixed}}(k) \geq P_{dmax_{mixed_l}}(k) - MPe \cdot [1 - \delta(k)] \quad (17.4)$$

donde MPe y mPe son parámetros.

· RESTRICCIÓN (III) ASOCIADA A LA POTENCIA DE DESCARGA (18)

$$Pd(k) \leq P_{dmax_{mixed}}(k) \quad (18)$$

Esta restricción sirve para establecer que la potencia de descarga del TES ($Pd(k)$) debe ser igual o menor a la potencia en el flujo de HTF en modo mixto hacia el bloque de potencia, que como se ha explicado en las dos restricciones anteriores, puede proceder de la descarga del TES ($Pd(k)$) o bien de la potencia solar térmica en el flujo de HTF ($Ps(k)$).

· RESTRICCIÓN (I) ASOCIADA A LAS VARIABLES BINARIAS DE ARRANQUE Y PARADA (19)

$$\beta(k) - \lambda(k) = \alpha(k) - \alpha(k - 1) \quad (19)$$

Esta restricción es impuesta para que las variables binarias establecidas en el problema de optimización queden bien configuradas y no presenten incongruencias entre sí. Para aclarar esta restricción y ver que tiene sentido, se procede a recordar el significado de cada una de las variables:

- $\beta(k)$ hace referencia al arranque de la turbina.
- $\lambda(k)$ hace referencia a la parada de la turbina.
- $\alpha(k)$ hace referencia a si el bloque de potencia se encuentra en funcionamiento.

Dado que se trata de variables binarias, solo pueden tomar como valores 0 y 1. Se contemplan a continuación todas las posibilidades:

- $\beta(k) = 0$; $\lambda(k) = 0$. Si ambas variables toman valor 0, esto significa que en el periodo k , no se ha producido ni arranque ni parada de la turbina, por lo que $\alpha(k)$ y

$\alpha(k-1)$ deben tener el mismo valor. Esto quiere decir, que si el bloque de potencia estaba en funcionamiento en el periodo $k-1$, también lo está en el periodo k , y si no lo estaba, tampoco lo estará en la etapa siguiente.

- $\beta(k) = 1; \lambda(k) = 1$. Si ambas variables toman valor 1, esto significa que en el periodo k , se ha producido arranque y parada de la turbina. Esto no tiene sentido, puesto que no pueden producirse ambos procesos de manera simultánea. Para evitar que esto tenga lugar se propone la restricción (19) del problema de optimización.

- $\beta(k) = 1; \lambda(k) = 0$. En esta ocasión, la variable binaria $\beta(k)$ toma valor 1, lo que significa que ha tenido lugar el arranque de la turbina. El único resultado posible, para que la ecuación se cumpla, es que $\alpha(k)=1$ y $\alpha(k-1)=0$, es decir, que en el periodo k (en el cual se produce el arranque), el PB se encuentra en funcionamiento, pero en la fase anterior ($k-1$), el PB no estaba trabajando. Esto tiene sentido, pues si en el periodo $k-1$, el PB estuviera en funcionamiento ($\alpha(k)=1$), no tendría sentido que se produjera el arranque de la turbina.

- $\beta(k) = 0; \lambda(k) = 1$. Ahora, la variable binaria $\lambda(k)$ toma valor 1, lo que significa que ha tenido lugar la parada de la turbina. El único resultado posible en este caso, para que la ecuación se cumpla, es que $\alpha(k)=0$ y $\alpha(k-1)=1$, es decir, que en el periodo k (en el cual se produce la parada), el PB está detenido, pero en el instante anterior $k-1$, el PB estaba trabajando. Esto tiene sentido, pues la única forma de que esto suceda, es que en la fase k , tenga lugar una parada del sistema.

· RESTRICCIÓN (II) ASOCIADA A LAS VARIABLES BINARIAS DE ARRANQUE Y PARADA (20)

$$\beta(k) + \lambda(k) \leq 1 \quad (20)$$

Como se dijo en el punto 2 de la restricción anterior, se impone esta condición para evitar que los procesos de arranque y parada de la turbina puedan tener lugar en el mismo periodo.

· RESTRICCIÓN (I) ASOCIADA A LA POTENCIA SOLAR TÉRMICA EN EL FLUJO DE HTF HACIA EL BLOQUE DE POTENCIA CUANDO SE PRODUCE ARRANQUE DE LA TURBINA (21)

$$PHTF(k) \leq \beta(k) \cdot \Delta PHTF_{stu_{max}} + [1 - \beta(k)] \cdot M \quad (21)$$

Esta restricción viene impuesta para acotar la potencia solar térmica en el flujo de HTF hacia el bloque de potencia en los periodos en los cuales tiene lugar el arranque de la turbina.

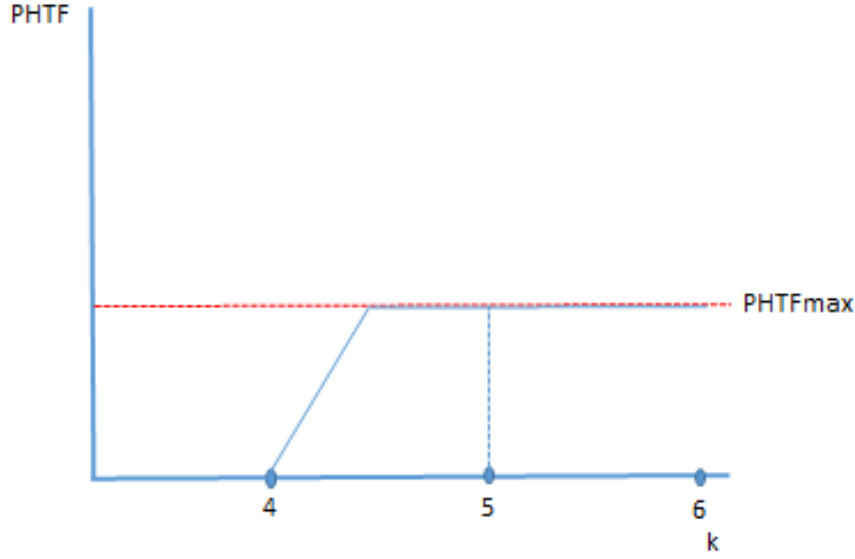


Figura 6: Gráfico explicativo de la restricción (21).

Para explicar esta restricción, se va a utilizar el gráfico anterior, centrándonos en un hipotético periodo que va desde la hora 4 a la 5, donde tiene lugar el arranque de la turbina del bloque de potencia. En este periodo en concreto, la potencia solar térmica en el flujo de HTF al PB, no tiene como máximo la $PHTF_{max}$ establecida en las restricciones anteriores. Cabe recordar, que para hacer más simple este modelo, se trabaja con valores medios de las variables en cada periodo de 1 hora.

Intentando simular el modelo desde el punto de vista más realista posible, se considera que la turbina no arranca en un instante de tiempo, sino que dicho suceso lleva asociado un periodo determinado (20 minutos). Esto significa que la potencia máxima alcanzada durante el periodo en cuestión, no es la establecida a través de la restricción (5), sino una con un valor menor que $PHTF_{max}$. Para calcular este valor, se plantea esta restricción, de forma que:

- Si $\beta(k) = 0$, no se produce arranque en dicho periodo. En este caso, la restricción quedaría como sigue:

$$PHTF(k) \leq M$$

donde M es un parámetro con valor muy grande, de forma que la restricción (5), se impondría ante esta nueva restricción, dejando a esta última inútil. Esto tiene sentido, puesto que en caso de que no se produzca el arranque de la turbina en el periodo, la acotación máxima de la potencia solar térmica en el flujo de HTF al PB sería la establecida anteriormente.

- Si $\beta(k) = 1$, esto es, tiene lugar el arranque de la turbina en dicho periodo. En este caso, la restricción queda como aparece a continuación:

$$PHTF(k) \leq \Delta PHTF_{stu_{max}}$$

donde $\Delta PHTF_{stu_{max}}$ representa la potencia media máxima que puede alcanzarse cuando se produce arranque en un periodo. Se trata de un parámetro, que por defecto, toma un valor que es 5/6 veces la $PHTF_{max}$.

· RESTRICCIÓN (II) ASOCIADA A LA POTENCIA SOLAR TERMICA EN EL FLUJO DE HTF HACIA EL BLOQUE DE POTENCIA CUANDO SE PRODUCE ARRANQUE DE LA TURBINA (22)

$$PHTF(k) \geq \beta(k) \cdot pc \cdot \Delta PHTF_{stu_{max}} \quad (22)$$

Esta restricción se complementa con la anterior, de forma que con ella, se trata de establecer un límite inferior (en la restricción (21), la potencia solar térmica quedaba acotada superiormente):

· Si $\beta(k) = 0$ (no se produce arranque de la turbina en el periodo), la potencia solar térmica en el flujo de HTF al bloque de potencia debe ser mayor o igual que cero, es decir, no puede tomar valores negativos. Dado que en la restricción (5), se establece un límite inferior ($PHTF_{min}$), esta restricción quedaría invalidada para este caso.

· Si $\beta(k) = 1$ (tiene lugar el arranque de la turbina en el periodo), la potencia solar térmica en el flujo de HTF al bloque de potencia deber ser mayor o igual a la potencia media máxima que puede alcanzarse cuando se produce arranque ($\Delta PHTF_{stu_{max}}$) multiplicado por un parámetro (pc), que se establece por defecto que valdrá 0'5. De forma que $PHTF(k)$ en un periodo donde se produce arranque, debe ser mayor o igual que el 50% de $\Delta PHTF_{stu_{max}}$. En resumidas cuentas, cuando se produce arranque de la turbina en la etapa k , la potencia solar térmica en el flujo de HTF queda acotada de la forma siguiente:

$$pc \cdot \Delta PHTF_{stu_{max}} \leq PHTF(k) \leq \Delta PHTF_{stu_{max}} \quad \text{cuando } \beta(k) = 1$$

· RESTRICCIONES ASOCIADAS A LA POTENCIA ELÉCTRICA GENERADA EN EL PB (23) (24)

$$Pe(k-1) - Pe(k) \leq \Delta Pe_{abs(k)} \quad (23)$$

$$Pe(k) - Pe(k-1) \leq \Delta Pe_{abs(k)} \quad (24)$$

Con estas dos restricciones, lo que se pretende es establecer la función valor absoluto de la potencia eléctrica. Esta función es no lineal, por lo que para abordar el presente problema de optimización convexo, se transforma dicha función en otras dos lineales que comprendan la restricción no convexa. No obstante, con estas dos restricciones, no se conseguiría el objetivo propuesto. Para verlo con mayor facilidad, se va a establecer como ejemplo $Pe(k)=4$ y $Pe(k-1)=1$:

- El resultado de la primera restricción sería $3 \leq \Delta Pe_{abs}(k)$
- El resultado de la segunda restricción sería $-3 \leq \Delta Pe_{abs}(k)$

Atendiendo al siguiente dibujo:

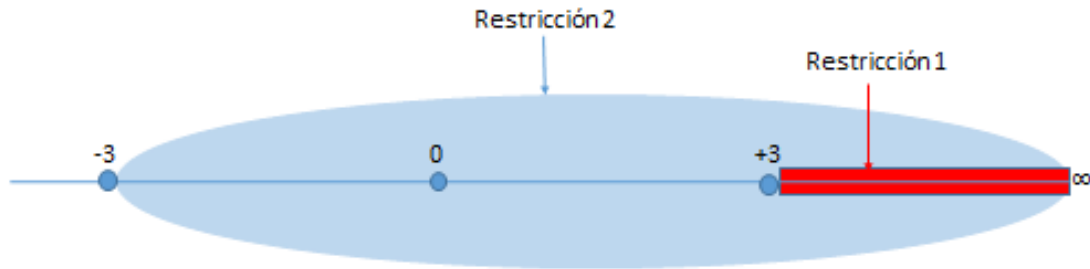


Figura 7: Gráfico explicativo de las restricciones (23) y (24).

Para que ambas restricciones se cumplan, miramos la parte común de ambas, es decir, lo que se consigue estableciendo dichas restricciones es que $\Delta Pe_{abs}(k)$ sea mayor igual que el resultado en valor absoluto. Pero lo que se quiere conseguir es la función valor absoluto, no mayor o igual. Para ello, se introduce en la función objetivo (1), el segundo término, que permite que se cumpla la condición requerida.

4.3 Resultados y representación gráfica

Para analizar los resultados obtenidos en este modelo, se presentan las gráficas obtenidas junto a la interpretación de las mismas para los días 1 y 2 de Enero del año 2013. Los valores de los parámetros pueden ser consultados en el artículo¹⁵ realizado por Manuel J. Vasallo y José M. Bravo, sobre el cual está basado este primer modelo.

Se pueden distinguir dos tipos de figuras: aquellas que muestran que el modelo mantiene la coherencia (Figuras 8, 9, 10 y 11) y las que comentan la solución encontrada (Figuras 12, 13 y 14). A continuación se muestran las figuras asociadas al primer tipo:

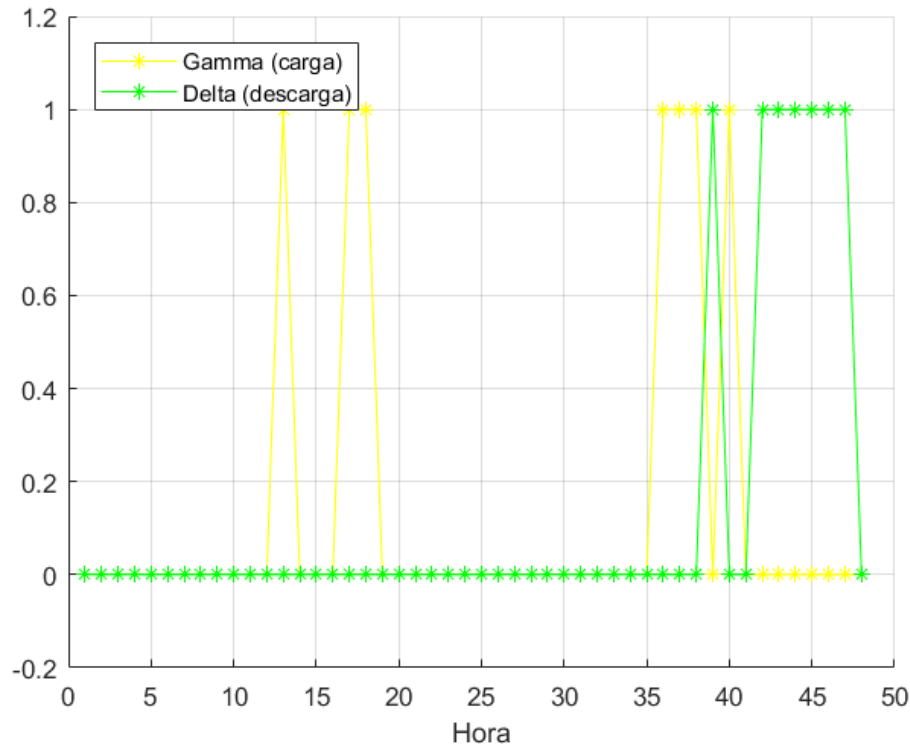


Figura 8: Representación de las variables binarias asociadas a los procesos de carga y descarga en el Modelo (1).

En primer lugar, se presentan las Figuras 8 y 9, en las que se muestran representadas las variables binarias introducidas en el problema de optimización. Dichas variables son las siguientes:

- $\alpha(k)$, que toma valor 1 cuando el bloque de potencia se encuentra en funcionamiento y 0 en caso contrario.
- $\beta(k)$, que toma valor 1 cuando se produce arranque de la turbina en el bloque de potencia, y 0 en caso contrario.
- $\lambda(k)$, que toma valor 1 cuando se produce parada en la turbina del bloque de potencia, y 0 en caso contrario.

- $\gamma(k)$, que toma valor 1 cuando se produce carga de energía en el sistema de almacenamiento, y 0 en caso contrario.
- $\delta(k)$, que toma valor 1 cuando se produce descarga de energía del TES, y 0 en caso contrario.

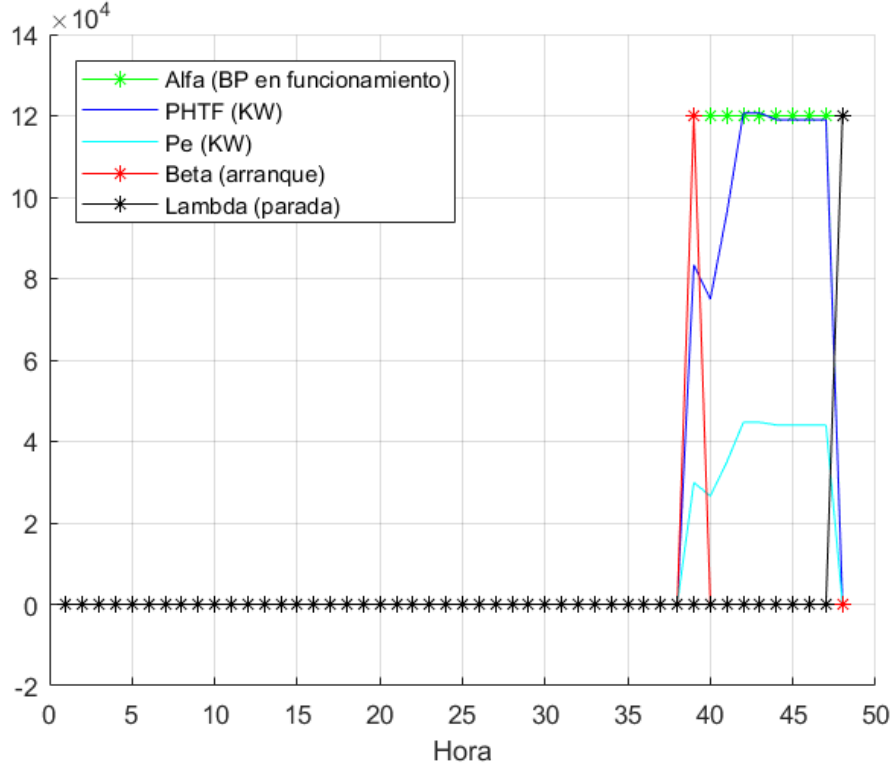


Figura 9: Representación de las variables binarias asociadas con el arranque, la parada y el funcionamiento de la turbina, así como las variables $PHTF(k)$ y $Pe(k)$ en el Modelo (1).

Estas figuras muestran que no existen incongruencias entre las distintas variables binarias introducidas. Por ejemplo, como se comentaba en el apartado ‘*Análisis de las restricciones*’, los procesos de carga y descarga de energía no pueden tener lugar de manera simultánea, al igual que los procesos de arranque y parada de la turbina. En la Figura 8, se observa cómo cada vez que la variable binaria γ adquiere valor 1, la variable $\delta(k)$ toma valor nulo y viceversa.

De igual manera, en la Figura 9, se observa como la variable binaria $\alpha(k)$ toma valor 1 durante el periodo en el cual existe flujo de potencia de HTF hacia el bloque de potencia, es decir, cuando la turbina está en funcionamiento y se está generando energía eléctrica. Además, se puede ver con claridad como la variable binaria asociada con el arranque ($\beta(k)$) toma valor 1 durante la hora en que $\alpha(k)$ toma el mismo valor y que la variable relacionada con la parada ($\lambda(k)$) toma valor 1, cuando α se hace nulo. De esta forma, se demuestra de manera visual, que las restricciones relacionadas con las variables binarias del problema han sido correctamente planteadas.

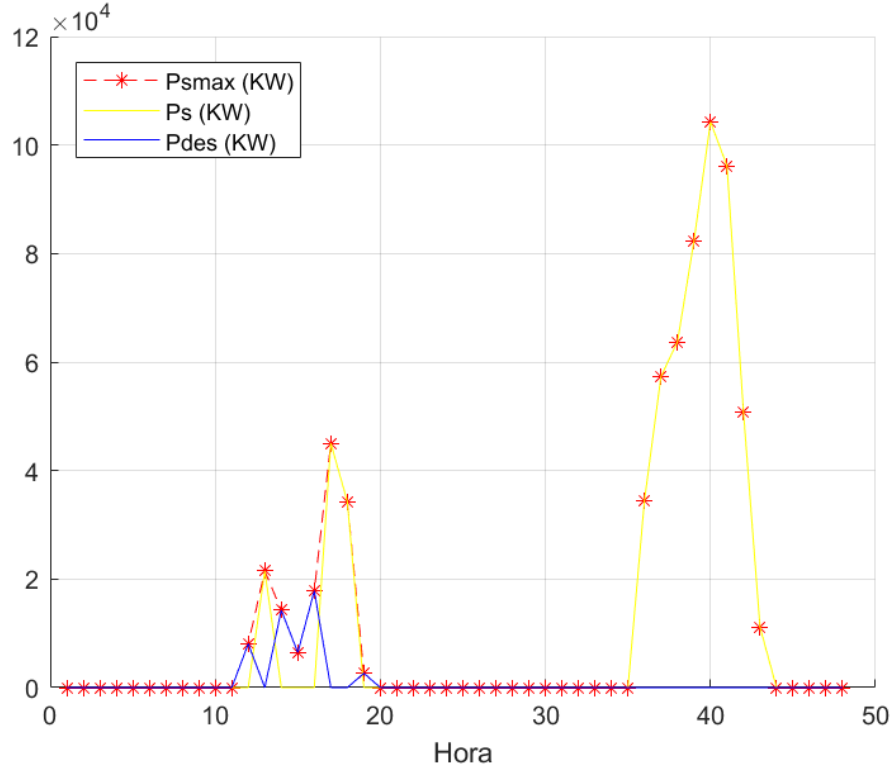


Figura 10: Representación de las variables $P_{smax}(k)$, $P_s(k)$ y $P_{des}(k)$ en el Modelo (1).

En la Figura 10 se muestran las variables continuas citadas a continuación:

- La potencia solar térmica máxima disponible en el flujo de HTF ($P_{smax}(k)$).
- La potencia solar térmica en el flujo de HTF ($P_s(k)$).
- La potencia solar térmica desenfocada ($P_{des}(k)$).

Como se comentó anteriormente en el apartado ‘Análisis de las restricciones’ y como se observa en el esquema inicial simplificado de la planta termosolar (Figura 5), la potencia solar térmica máxima disponible en el flujo de HTF ($P_{smax}(k)$) es igual a la suma de la potencia solar térmica en el flujo de HTF ($P_s(k)$) y la potencia solar desenfocada por los colectores del campo solar. Por lo tanto, el gráfico representado sirve para corroborar que las variables continuas $P_s(k)$ y $P_{des}(k)$ deben ser menores o iguales a la variable $P_{smax}(k)$. De igual forma, se observa como cuando el valor de $P_s(k)$ coincide con el de $P_{smax}(k)$, el valor de la potencia de desenfoco es nula, pues esto significa que toda la potencia solar térmica captada por los colectores solares es utilizada.

De igual manera, la Figura 11, muestra las variables continuas relacionadas en este caso con la potencia de descarga.

- Un límite variable sobre la potencia de descarga sólo del TES ($P_{dmax_{mixed_I}}(k)$).
- La variable $P_{dmax_{mixed}}(k)$, que representa el valor máximo para descargar la potencia térmica en modo mixto en el lado de HTF
- La potencia de descarga de energía del tanque de almacenamiento ($P_d(k)$)

- La potencia asociada a la descarga de energía desde el tanque de almacenamiento cuando no existe potencia en el flujo de HTF hacia el bloque de potencia, es decir, cuando $P_{HTF}(k)=0$.

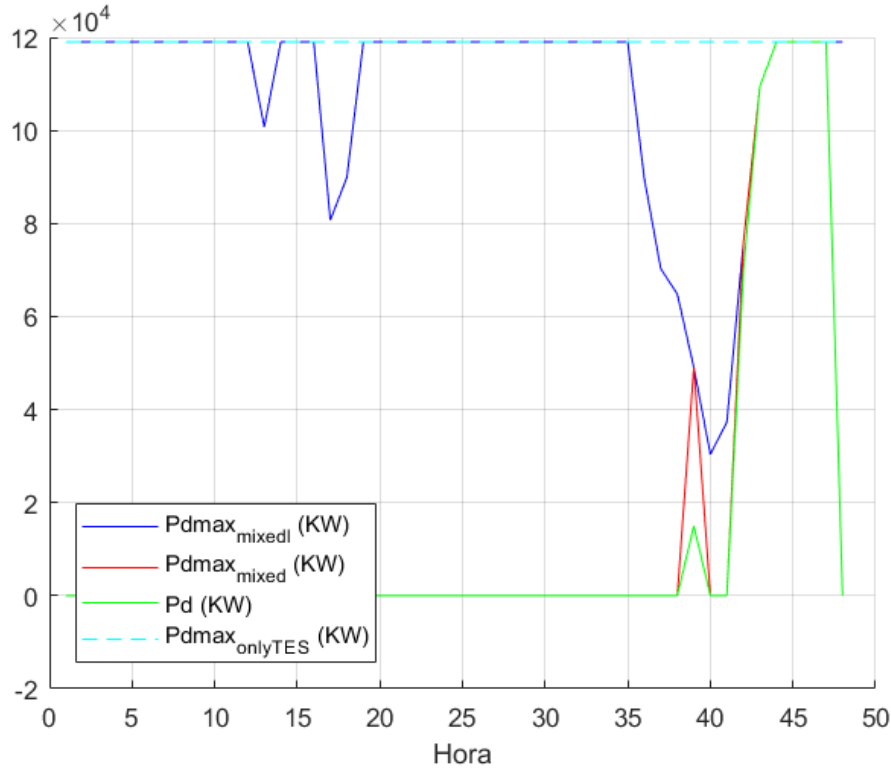


Figura 11: Representación de las variables relacionadas con la potencia de descarga en el Modelo (1).

De esta forma, se puede comprobar como la potencia de descarga proveniente del TES ($P_{dmax_onlyTES}$) es un valor constante representada mediante la línea discontinua en color cian de la Figura 11. Como es lógico, teniendo en cuenta las restricciones aplicadas al problema de optimización, ninguna de las variables mostradas en el gráfico puede superar a dicha línea discontinua.

Otra observación que corrobora que las restricciones funcionan de la manera correcta, es que cada vez que $\delta(k)=1$, se cumple la condición $P_{dmax_mixed_l}(k)=P_{dmax_mixed}(k)$. De igual manera, la potencia de descarga sólo toma valores diferentes de 0 cuando $\delta(k)=1$.

Hasta aquí, han quedado presentados los gráficos y resultados asociados a los mismos correspondientes a las representaciones del primer tipo. A continuación se muestran las diferentes gráficas que comentan la solución encontrada para la maximización de los beneficios de la planta.

En la Figura 12, aparecen representados:

- El vector de precios correspondientes a los días 1 y 2 de Enero.
- La energía almacenada en el tanque durante este periodo ($E(k)$).
- La potencia eléctrica neta generada ($P_{net}(k)$).

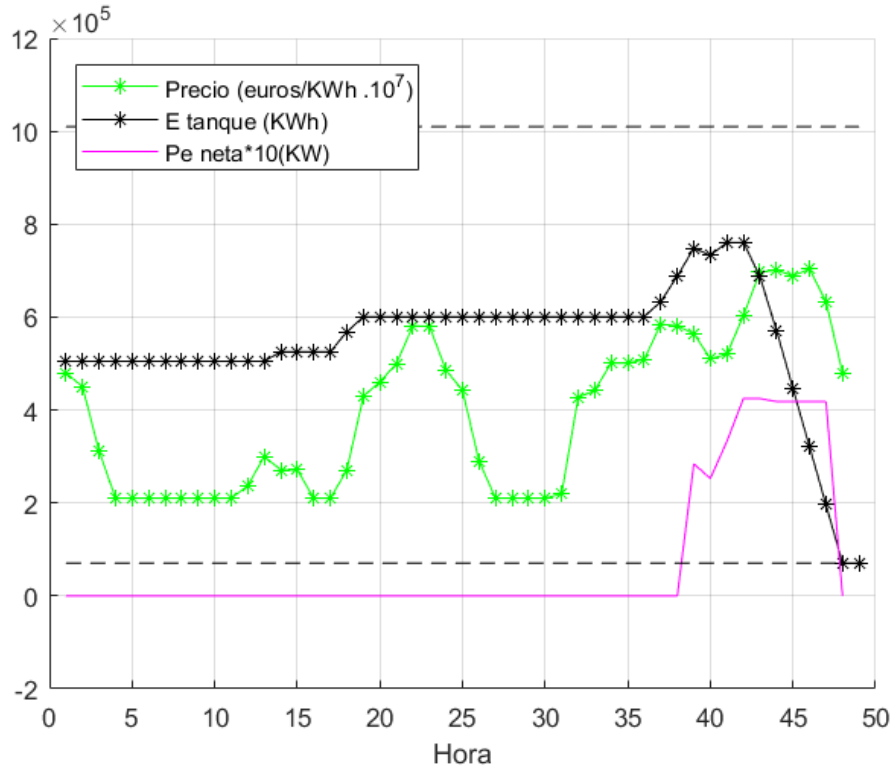


Figura 12: Representación de la curva de precios, la energía almacenada en el TES y la potencia eléctrica vendida al mercado en el Modelo (1).

Al estar optimizando el proceso de venta de energía al mercado eléctrico durante 2 días, y al estar la curva de precios más elevada al final del segundo, la curva que representa la potencia eléctrica generada es distinta de cero sólo durante este último periodo. De igual forma, se observa cómo se va cargando energía en el tanque, de forma que la descarga tiene lugar durante el periodo con el perfil de precios más elevado.

En el gráfico mostrado a continuación (Figura 13), se representan otras variables continuas de interés, como:

- La potencia de carga de energía en el tanque ($P_c(k)$), que tiene valores diferentes de cero cuando la energía almacenada en el tanque aumenta.
- La potencia de descarga de energía del sistema de almacenamiento ($P_d(k)$), que tiene valores diferentes de cero cuando la energía almacenada en el sistema de almacenamiento disminuye.
- La potencia en el flujo de HTF hacia el bloque de potencia ($P_{HTF}(k)$), que es proporcional a la potencia eléctrica generada, y que toma valores diferentes de cero cuando la turbina del bloque de potencia se encuentra en funcionamiento.

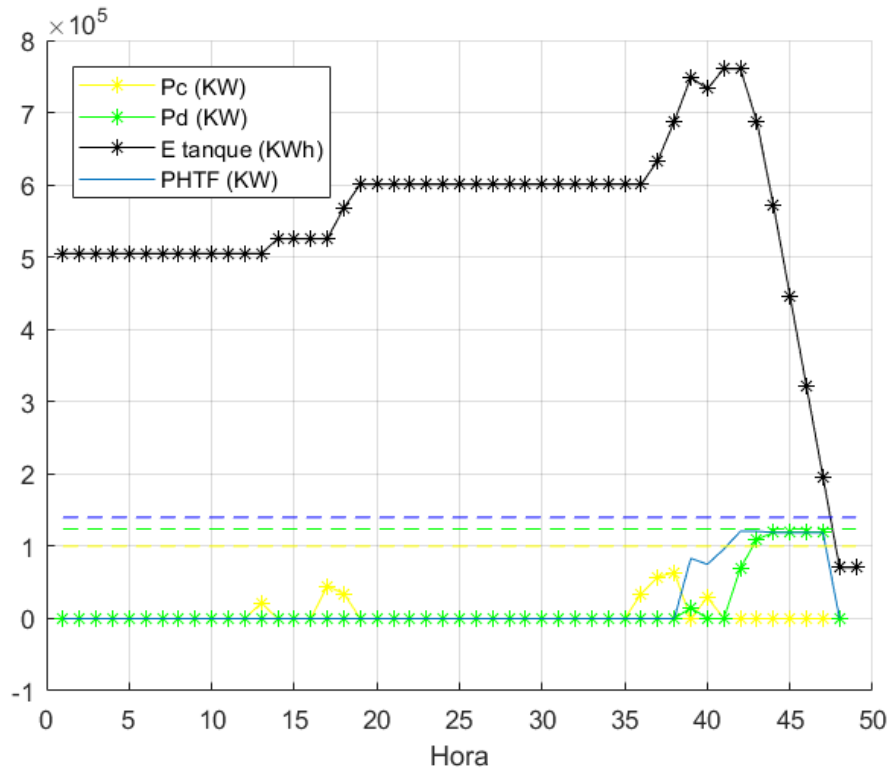


Figura 13: Representación de la potencia de carga, de descarga, la energía almacenada en el tanque y la potencia solar térmica en el flujo de HTF hacia el bloque de potencia en el Modelo (1).

La Figura 13 es complementaria con el gráfico anterior (Figura 12), pero se muestran de manera separada para poder visualizar mejor cada una de las variables introducidas en el problema. Por ejemplo, se comprueba que cuando la potencia asociada a la descarga de energía toma valores diferentes de cero, la energía almacenada en el tanque sufre una caída. De igual manera, cuando sucede lo mismo con curva de potencia de carga, la energía del TES aumenta. Se observa una caída importante de la energía durante el último periodo, y que la curva de potencia solar térmica en el flujo de HTF hacia el PB toma valores distintos de cero durante este mismo intervalo de tiempo, durante el cual la curva de precios es mayor.

La última figura presentada (Figura 14) muestra de nuevo información complementaria con las dos gráficas anteriores (Figuras 12 y 13). En esta ocasión aparece representado el perfil de precios, la energía almacenada en el tanque de almacenamiento, la potencia solar máxima disponible y la potencia eléctrica neta generada en la turbina del PB. De esta forma se puede observar que cada vez que la variable $P_{smax}(k)$ toma valores diferentes de cero, se produce almacenamiento de energía en el TES, debido a que, como se comentó previamente, el perfil de precios más elevado se encuentra en el último periodo del segundo día.

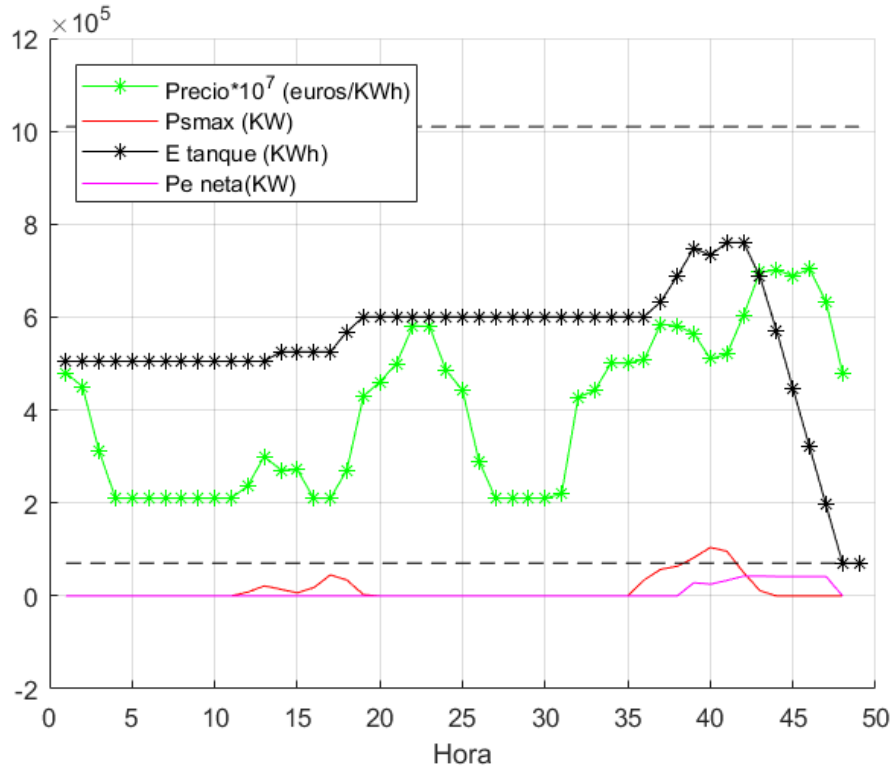


Figura 14: Representación de la potencia solar máxima disponible, el perfil de precios, la energía del TES y la potencia eléctrica neta en el Modelo (1).

Finalmente, MATLAB devuelve los ingresos obtenidos, fruto de multiplicar la potencia eléctrica vendida al mercado ($P_{e_{net}}(k)$) y la curva de precios considerada:

Ingresos = 21.547 euros

5. Modelo 2: Dimensionado de la planta

El segundo modelo planteado estudia la optimización del dimensionado de la planta térmica solar. Para ello, se ha partido del *script* utilizado en el modelo anterior, y se han realizado una serie de modificaciones (ver Apéndice 2). La principal ha sido la introducción de dos variables (k_{SF} y k_{TES}) que hacen referencia al dimensionado de la planta. Se ha establecido que estas variables puedan tomar un valor comprendido en el intervalo $[0.25, 4]$, de forma que en función de la curva de precios y de la potencia solar máxima recibida, la planta termosolar (el campo solar y el sistema de almacenamiento, pues el bloque de potencia permanece fijo), pueda ser desde la cuarta parte de la planta tomada como modelo (Andasol 2) hasta ser cuatro veces dicha planta.

Inicialmente, se desarrolló un código que tomaba cada uno de los meses del año, y realizaba una media de los vectores de precio y potencia solar máxima por cada uno de ellos, mostrando doce ‘días tipo’, que representaban cada uno de los meses. El objetivo era obtener una representación relevante del año mediante el estudio de estos doce días. No obstante, el programa tardaba bastante en converger, e incluso en ocasiones, MATLAB quedaba totalmente saturado intentando resolver el problema. Por ello,

finalmente se establecieron tres periodos de cuatro meses cada uno, de forma que se obtienen tres ‘días tipo’ en el año. Se trata por tanto de un modelo poco preciso, pues no se puede simplificar todo un año en tan sólo tres días, pero dado que el objetivo del trabajo es estudiar el problema del dimensionado, con esta aproximación es suficiente para realizar un análisis cualitativo y obtener conclusiones. Una idea interesante podría ser realizar este mismo estudio utilizando otros *solvers* comerciales con menor tiempo de ejecución o con una mayor capacidad de resolución.

En los apartados siguientes aparecen descritos de forma detallada los parámetros y variables (5.1), la función objetivo y las restricciones (5.2), y los resultados e interpretación de los mismos mediante diferentes representaciones gráficas del segundo modelo diseñado (5.3).

5.1 Variables y parámetros

A continuación se muestran las nuevas variables y parámetros almacenados en el modelo actual, aunque todos los estudiados en el modelo anterior siguen estando recogidos en este.

Parámetros			
k_{SFmin}, k_{SFmax}	valor mínimo/máximo que puede alcanzar el dimensionado del SF	k_{TESmin}, k_{TESmax}	valor mínimo/máximo que puede alcanzar el dimensionado del TES
$C_{SFannual}$	coste anualizado del SF	$C_{TESannual}$	coste anualizado del TES
Variables			
k_{SF}	variable que hace referencia al dimensionado del SF	k_{TES}	variable que hace referencia al dimensionado del TES

Tabla 2: Nuevos parámetros y variables introducidos en el Modelo 2.

5.2 Función objetivo y restricciones

· FUNCIÓN OBJETIVO A MINIMIZAR (1)

$$J = - \sum_{k=1}^{NT} p(k) \cdot Penet(k) \cdot T + C_{\Delta Pe} \cdot \Delta Pe_{abs(k)} \cdot T + C_{SFannual} \cdot k_{SF} + C_{TESannual} \cdot k_{TES} - 0.001 \cdot E(NT + 1) \quad (1.4)$$

Además de los términos comentados anteriormente con respecto a la función objetivo, en este nuevo modelo se incluyen dos nuevos términos relacionados con el coste anualizado del SF y del TES. Se supone coste proporcional al tamaño de las partes de la planta cuya dimensión está siendo optimizada.

· RESTRICCIÓN DE LA POTENCIA SOLAR TÉRMICA EN EL FLUJO DE HTF (3)

$$P_{smin} \leq P_s(k) \quad (3)$$

Se trata de una modificación de la restricción (3) del Modelo (1), en la cual se ha eliminado la variable que hace referencia a la potencia solar máxima.

· RESTRICCIÓN DE LA POTENCIA SOLAR TÉRMICA MÁXIMA DISPONIBLE (4)

$$k_{SF} \cdot P_{smax}(k) = P_s(k) + P_{des}(k) \quad (4)$$

De nuevo se trata de la modificación de una restricción del modelo anterior, a la cual se ha añadido también la variable relacionada con el dimensionado del SF. Se supone la curva de la potencia máxima disponible proporcional al tamaño del campo solar.

· RESTRICCIÓN DE LA ENERGÍA ALMACENADA EN EL TES (8)

$$E_{min} \leq E(k+1) \leq E_{max} \cdot k_{TES} \quad (8)$$

Ahora, la energía almacenada en la hora siguiente a la que nos encontramos debe estar acotada entre dos parámetros, encontrándose el límite superior multiplicado por la variable que hace referencia al dimensionado del TES. Se supone el máximo de energía proporcional al tamaño del tanque.

· RESTRICCIÓN ASOCIADA AL DIMENSIONADO DEL CAMPO SOLAR (25)

$$k_{SF_{MIN}} \leq k_{SF} \leq k_{SF_{MAX}} \quad (25)$$

La variable asociada al dimensionado del SF se encuentra acotada entre dos valores límites (0.25 y 4), de manera que si dicha variable toma el valor mínimo, el SF será la cuarta parte del SF de la planta Andasol 2, mientras que si toma su valor máximo, será cuatro veces el mismo.

· RESTRICCIÓN ASOCIADA AL DIMENSIONADO DEL SISTEMA DE ALMACENAMIENTO (26)

$$k_{TES_{MIN}} \leq k_{TES} \leq k_{TES_{MAX}} \quad (26)$$

Como sucedía en la restricción anterior, la variable relacionada con el dimensionado del TES se encuentra acotada también entre dos valores límites, por lo que el razonamiento es el mismo que en la restricción (25).

5.3 Resultados

En este modelo no se realiza un estudio de los gráficos obtenidos, pues la interpretación es similar a la del modelo anterior. En este caso, el objeto principal de análisis es el resultado alcanzado con respecto a las variables asociadas al dimensionado de la planta.

Inicialmente, se introdujeron los costes anualizados que aparecen en la sección ‘*Datos*’ del presente documento, obteniéndose los siguientes valores de k_{SF} y k_{TES} .

CRF	$C_{SF_{anual}}$ (euros)	$C_{TES_{anual}}$ (euros)	k_{SF}	k_{TES}
0’11	17.076.000	8.372.800	0’25	0’38

Tabla 3: Resultados obtenidos en el Modelo (2).

Es decir, con los costes del campo solar y del sistema de almacenamiento introducidos y con un $CRF=0,11$ (interés del 10% y financiación en 25 años), los valores que toman las variables relacionadas con el dimensionado son los recogidos en la Tabla 3. Estos valores vienen a decir que, el dimensionado óptimo, basado en la maximización de los beneficios, sería una planta cuyo campo solar fuera la cuarta parte del que posee Andasol 2 (lo que indica que el valor mínimo óptimo podría ser menor que 0’25, y resulta 0’25, porque es el límite considerado) y cuyo TES fuera 2’5 veces más pequeño del que posee dicha planta. Dado que la planta Andasol 2 ha sido diseñada tras un exhaustivo estudio, lo ideal habría sido obtener un valor de las variables cercano a 1, pues significaría que el modelo se ajusta a la realidad. Sin embargo, como se ha mencionado anteriormente, al tratarse de una aproximación, los resultados no tienen por qué servir de referencia. No obstante, variando los costes anualizados, se pueden obtener otros valores de las variables y sacar conclusiones relacionadas con estas variaciones. A continuación se muestra una tabla que recoge diversos escenarios con valores diferentes de k_{SF} y k_{TES} .

Escenario	CRF	$C_{SF_{anual}}$ (euros)	$C_{TES_{anual}}$ (euros)	k_{SF}	k_{TES}
1	0’11	17.076.000	8.372.800	0’25	0’38
2	0’11	1.707.600	837.280	2’05	0’60
3	0’11	17.076	8.372,8	4	0’57
4	0’11	17.076.000	837.280	0’25	0’50
5	0’11	1.707.600	8.372.800	1’82	0,38
6	0’11	1.707.600.000	837.280.000	0’25	0’38

7	0'11	1.707.600.000	8.372.800	0'25	0'38
8	0'11	17.076.000	837.280.000	0'25	0'38

Tabla 4: Escenarios posibles.

A continuación, se muestran dos gráficos de tres dimensiones donde se representan las variables asociadas al dimensionado de la planta (k_{SF} y k_{TES}) frente a los costes anualizados del SF y del TES. De esta forma, es posible estudiar con mayor facilidad el barrido realizado en la Tabla 4.

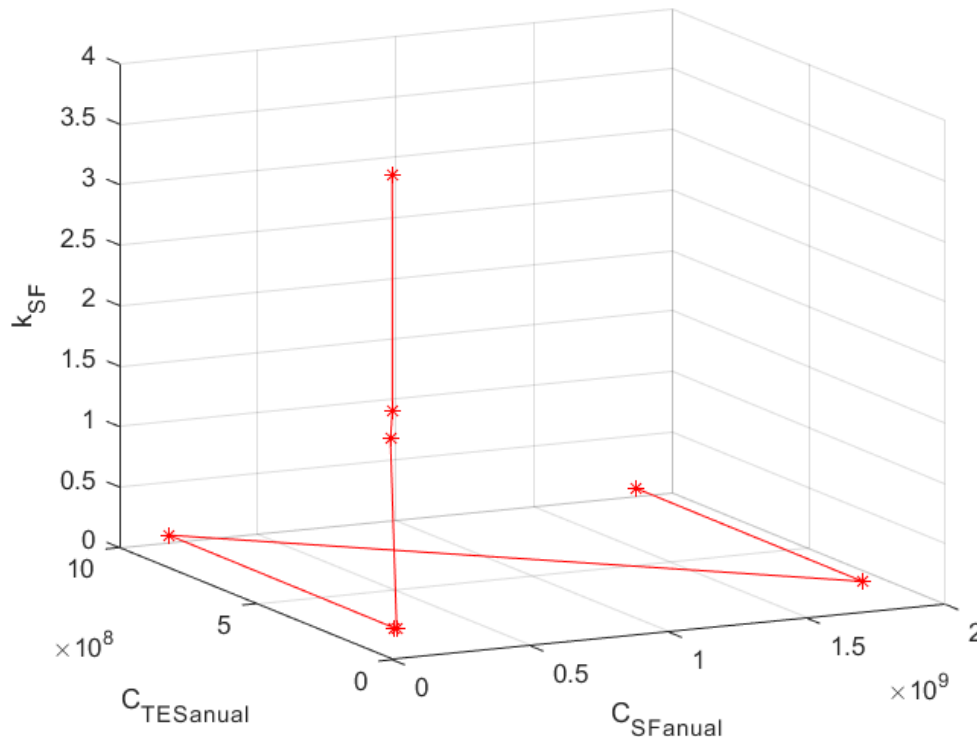


Figura 15: Representación de k_{SF} frente a los costes anualizados del TES y del SF.

Modificando únicamente los costes anualizados del campo solar y del sistema de almacenamiento, se pueden extraer las siguientes conclusiones:

1. Al disminuir los costes anualizados referidos al campo solar, aumenta el valor de la variable relacionada con el dimensionado del mismo. Esto tiene sentido, pues al reducirse los costes, se pueden obtener mayores beneficios aumentando la dimensión de este sector. De hecho, cuando se reducen en gran medida los costes anualizados del SF, la variable asociada a la extensión del mismo, satura al máximo valor posible.
2. A diferencia de lo que sucede con el dimensionado del SF, la disminución de los costes del TES, no tiene por qué llevar ligada un aumento de la variable k_{TES} . De hecho, a pesar de que esta variable puede tomar valores en un rango comprendido entre 0'25 y 4, en los escenarios estudiados los valores oscilan en el intervalo 0'38-0'60. Esto significa que los costes del TES no determinan en gran medida el dimensionado del mismo, es decir, que una mayor extensión de TES en la planta, no conlleva mayores beneficios. En

otras palabras, no es necesario aumentar el tamaño del tanque de energía puesto que no se va a poder almacenar más exceso de energía.

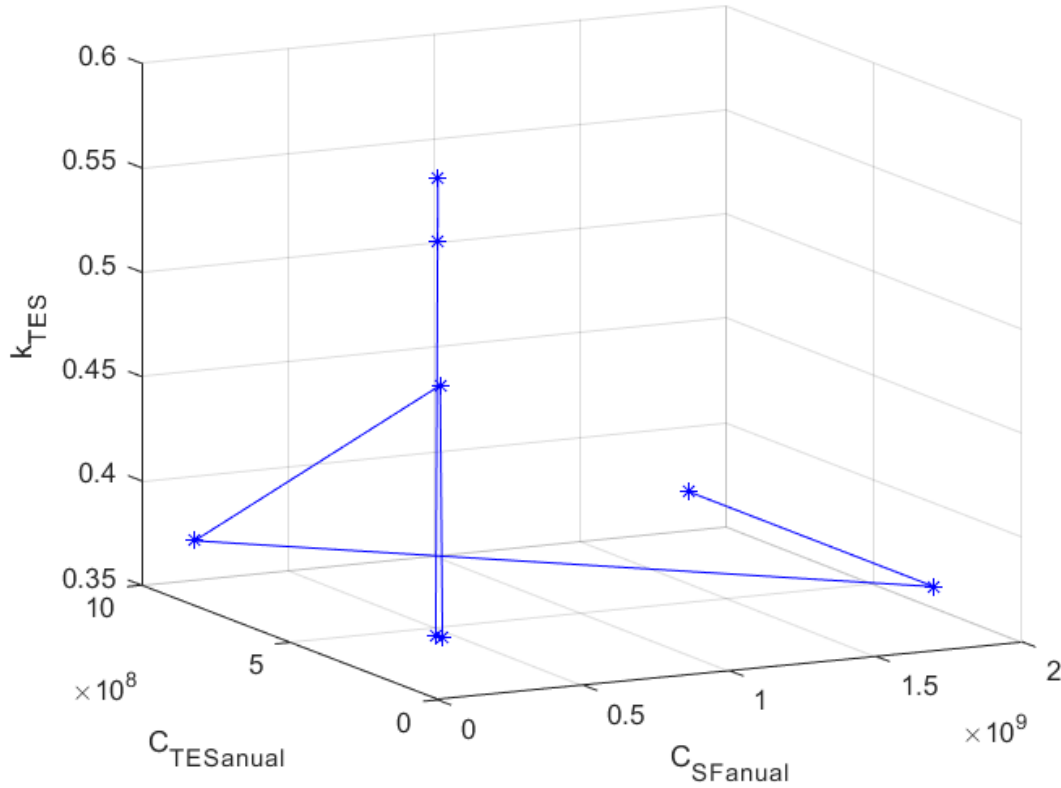


Figura 26: Representación de k_{TES} frente a los costes anualizados del TES y del SF.

3. A pesar de que, estudiando los escenarios planteados, parece como si el dimensionado del TES fuera irrelevante y no siguiera un patrón, la extensión del SF si parece seguir una pauta. Por ejemplo, en los escenarios 2 y 5, se han mantenido los mismos costes anualizados del SF, variando sin embargo, los costes del TES. Comparando ambos escenarios se observa que el valor de k_{SF} varía, siendo mayor cuando el coste del tanque disminuye. Por lo tanto, se deduce que, aunque el principal aliciente para que el valor de k_{SF} varíe es el coste relacionado con esta parte de la planta, también depende, aunque en menor medida, del coste del TES. En definitiva, lo que se ahorra en el sistema de almacenamiento, pasa a inversión para aumentar el SF.
4. Los últimos tres escenarios contemplados, están referidos a subidas de los costes con respecto al escenario del que se parte (1). En estos casos se observa que el aumento de los costes, independientemente de si se trata de los del SF o del TES, no produce variaciones en las variables relacionadas con el dimensionado de ambas partes de la planta, lo cual tiene sentido, pues al aumentar los costes, lo lógico sería pensar que el dimensionado se reduzca, pero el SF no puede verse reducido más, dado que se alcanza su límite inferior.

6. Conclusiones

Durante los últimos años, la contaminación del medio ambiente y el calentamiento global han sido dos graves problemas resultado del modelo energético actual. Ambos sucesos se ven potenciados por la quema de combustibles. El incremento de la emisión de dióxido de carbono provoca el calentamiento global que deriva en el cambio climático, mientras que la generación de otros contaminantes como los óxidos de nitrógeno, los óxidos de azufre o las partículas en suspensión, es la principal responsable de la contaminación del aire. Todo esto ha propiciado el auge de las denominadas energías renovables. El uso de este tipo de energías podría facilitar la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero y mejorar la eficiencia de la red eléctrica.

Una de las fuentes de energía renovables utilizada como alternativa frente al uso de combustibles fósiles es la energía solar, rica en recursos, limpia, segura y confiable. Estas razones la convierten en una de las principales tecnologías generadoras de energía más prometedoras en la actualidad.

El objetivo principal de este trabajo es el estudio de una planta solar térmica, desde el punto de vista de la optimización por un lado, de los beneficios generados con la venta de energía a la red eléctrica, y por otro, del dimensionado de ciertos componentes de la planta. Para ello se partió de un conjunto de datos que contenían información acerca de los precios de venta de energía al mercado y del recurso solar durante el año 2013. Con estos datos conocidos, se pretendía estudiar el funcionamiento óptimo de la planta para poder actuar en el futuro en base a los resultados obtenidos. No obstante, ambos modelos están basados en aproximaciones y simplificaciones que permiten facilitar el desarrollo del problema, pues como se ha mencionado con anterioridad, el objetivo principal del trabajo era conocer y estudiar cómo se pueden implantar técnicas de optimización utilizando MATLAB, así como el modelado de un problema dinámico utilizando este lenguaje de programación.

Como objetivo secundario se planteó estudiar también los problemas de participación de las energías renovables en el mercado de manera competitiva. Al tratarse de tecnologías que utilizan recursos naturales, se depende de ellos para la generación de energía. En el caso de la energía solar, son vitales tanto la localización de la planta como el dimensionado de la misma para generar la energía requerida. Por ejemplo, las condiciones meteorológicas influyen en la captación de radiación solar por parte de los paneles colectores del SF. Esto se puede traducir en inestabilidad, y en que en ciertas ocasiones se tenga que hacer uso de sistemas de generación de energía basados en combustibles fósiles para alcanzar la demanda del mercado y poder participar en él de manera competitiva.

En el primer modelo, se recogen los resultados de la optimización de la planta para dos días, de forma que se observa como la energía del sistema de almacenamiento va aumentando progresivamente, de forma que cuando la curva de precios alcanza sus valores más elevados, se produce la venta de la energía eléctrica generada al mercado.

En el segundo modelo, se han estudiado una serie de posibles escenarios, en los que se han modificado los costes del campo solar y del sistema de almacenamiento, estudiando

cómo estos cambios influían en los valores de las variables asociadas al dimensionado de la planta. De esta forma se ha deducido que mientras que la reducción de los costes del SF, lleva asociada un aumento del dimensionado del mismo, para el caso del TES, no sucede lo mismo. De hecho, se ha comprobado que los costes anualizados del tanque tienen mayor repercusión en el SF que en el propio TES.

En definitiva, los dos modelos planteados han permitido estudiar cómo funciona la optimización dinámica, así como la programación de este tipo de problemas, y qué tipo de aplicaciones y utilidades presentan en el mundo real.

Referencias bibliográficas

1. Velasco, J. G. (2009). Energías renovables. Reverte
2. Wu, Z., & Xu, C. (2017, June). Integrated sea wave and off-shore photovoltaic energy assessment along the Sardinian coasts. In OCEANS 2017-Aberdeen (pp. 1-6). IEEE.
3. Franzitta, V., Milone, D., Trapanese, M., Viola, A., Di Dio, V., & Pitruzzella, S. (2013). Energy and economic comparison of different conditioning system among traditional and ecosustainable building. In Applied Mechanics and Materials (Vol. 394, pp. 289-295). Trans Tech Publications.
4. Memar, M. R., Moazzami, M., Shahinzadeh, H., & Fadaei, D. (2017, April). Techno-economic and environmental analysis of a grid-connected photovoltaic energy system. In Electrical Power Distribution Networks Conference (EPDC), 2017 Conference on (pp. 124-130). IEEE.
5. J. C. Sosa García & J.M. Bravo Caro, (2017). Predicción de producción de energía fotovoltaica a corto plazo (tesis de maestría). Universidad Internacional de Andalucía & Universidad de Huelva.
6. Zeineb Abdmouleh, Adel Gastli, Lazhar Ben-Brahim, Mohamed Haouari & Nasser Ahmed Al-Emadi (2017, December). Review of optimization techniques applied for the integration of distributed generation from renewable energy sources. *Renewable Energy*, 113, 266-280.
7. T. J. Guzmán-Hernández, F. Araya-Rodríguez, G. Castro-Badilla, J. M. Obando-Ulloa (2016, December). Using solar energy in agriculture and livestock: cleaner production and energy efficiency. *Tecnología en marcha*, 29(5), Online version.
8. Abengoa Solar. Energía solar para un mundo sostenible. Recuperado de http://www.abengoasolar.com/web/es/por_que_energia_solar/por_que_energia_solar/
9. F. Dinter & D. M. González (2014). Operability, Reliability and Economic Benefits of CSP with Thermal Energy Storage: First Year of Operation of ANDASOL 3. *Energy Procedia*, 49, 2472-2481.
10. S. Kuravi, J. Trahan, D. Yogi Goswami, Muhammad M. Rahman, Elias K. Stefanakos et al. (2014, August). Thermal energy storage technologies and systems for concentrating solar power plants. *Progress in Energy and Combustion Science*, 39(4), 285-319.
11. Edward W. Law, Abhnil A. Prasad, Merlinde Kay & Robert A. Taylor (2014, October). Direct normal irradiance forecasting and its application to concentrated solar thermal output forecasting – A review. *Solar Energy*, 108, 287-307.
12. R. Domínguez, L. Baringo & A. J. Conejo (2012, October). Optimal offering strategy for a concentrating solar power plant. *Applied Energy*, 98, 316-325.

13. H. M. I. Pousinho, J. Contreras, P. Pinson, V.M.F, Mendes (2015, May). Robust optimisation for self-scheduling and bidding strategies of hybrid CSP–fossil power plants. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 67, 639-650.
14. Christos K. Simoglou, Pandelis N. Biskas, Anastasios G. Bakirtzis (2012, December). Optimal self-scheduling of a dominant power company in electricity markets. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 43(1), 640-649.
15. M. J. Vasallo & J. M. Bravo Caro (2016, March). A novel two-model based approach for optimal scheduling in CSP plants. *Solar Energy*, 126, 73-92.
16. Johan Löfberg (2004). In Proceedings of the CACSD Conference. YALMIP: A toolbox for Modeling and Optimization in MATLAB. Taipei (Taiwan), 161-174.
17. D. Serrano García & Antonio Acosta Iborra, (2012). Cálculo, diseño y análisis de una central termosolar de colectores cilíndrico-parabólicos operando con sales fundidas (tesis de grado). Universidad Carlos III de Madrid.

Figuras

1. D. Serrano García & Antonio Acosta Iborra, (2012). Cálculo, diseño y análisis de una central termosolar de colectores cilíndrico-parabólicos operando con sales fundidas (tesis de grado). Universidad Carlos III de Madrid.
2. M. J. Vasallo, J. M. Bravo Caro, (2016, March). A novel two-model based approach for optimal scheduling in CSP plants. A MPC approach for optimal generation scheduling in CSP plants. *Solar Energy*, 126, 73-92.
3. El periódico de la energía (2016). Las diez plantas termosolares más grandes del mundo: EEUU y España se reparten el 90% del pastel. Recuperado de <https://elperiodicodelaenergia.com/las-10-plantas-termosolares-mas-grandes-del-mundo-eeuu-y-espana-se-reparten-el-90-del-pastel/>

Apéndices

Script Modelo (1)

```
clear      % borra todas las variables

clc        % borra ventana de comandos

close all  % cierra las ventanas gráficas


%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
% OPTIMIZACIÓN DE OPERACIÓN EN CENTRAL TERMOSOLAR
% MODELO COMPLEJO VERSIÓN 2.0
% PROBLEMA LINEAL
% BASADO EN VALORES DE UNA CENTRAL DE 50 MW DE TIPO CILINDRO PARABOLICO
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%

-----

%% Datos de entrada

% programa para pedir días del mes
% días que tienen los meses en un año no bisiesto
meses=[31 28 31 30 31 30 31 31 30 31 30 31];
mes=input('Introduce el número del mes: ');
n=input('Introduce el número de día: ');
if (mes>12) || (mes<=0)
disp('Has introducido un número de mes incorrecto')
elseif (n>31) || (n<0)
disp('Has introducido un número de día incorrecto')
else
if (n==1) & (mes==1)
nn=1;
else
for i=1:mes-1
    n=n+meses(i);
end
nn=(n-1)*24;
```

end

```
p1=load('datos_precios_potenciasolar_2013.mat','vector_psim');
p2=cell2mat(struct2cell(p1));
p=p2(nn:nn+47); %optimiza desde el dia introducido hasta dos dias despues
Psmx1=load('datos_precios_potenciasolar_2013.mat','vector_PSFmaxsim');
Psmx2=cell2mat(struct2cell(Psmx1));
Psmx=Psmx2(nn:nn+47);
```

end

%% Constantes

```
PHTFmin=20000;           %KW
PHTFmax=140000;          %KW
Pcmin=2.024085453040800e+04; %KW
Pcmax=100000;            %KW
Pdmin=1.495887419293706e+04; %KW
Pdmax=124000;            %KW
Emin=70700;              % KWh
Emax=1010000;           % KWh
Psmmin=0;                %KW
Pstart_up=1.39e+04;      %KW
a1=0.3962;               % adimensional
b1=-3115;                %KW
M=1.000000000000000e+10; %valor muy elevado
pc=0.5;                  %adimensional
APHTF_stu_max=1.03e+05;  %KW
Pdmax_onlyTES=119000;    %KW
MPe=1000*1000;           %1000 MW
mPe=-MPe;
C_APe=0.001;             %Euros/KWh

ef_INT=0.95;             %eficiencia intercambiador sales-aceites
```

ef_gross2net=0.95; %eficiencia bloque de potencia

%% funciones datos del problema, introduzco vectores horarios conocidos

NT=length(p); % número de muestras = longitud del vector precios

T=1; % tiempo de muestreo en horas

%% condiciones iniciales y finales de variables de estados

E0=E_{max}/2; % KWh, energía térmica inicial almacenada en SAT

alfa0=0; % condición inicial para funcionamiento del bloque de potencia

Pe0=0; %KW

% condición final para energía térmica almacenada en SAT (en este caso es libre)

Ef=E0;

%% Definición de vectores horarios de variables

% Estas variables son simbólicas. Se crean para definir el problema de

% optimización. Son todas las variables de decisión, ya sean independientes o

% dependientes

Ps=sdpvar(NT,1); % potencia solar térmica en HTF a la salida de CS, KW

Pc=sdpvar(NT,1); % potencia térmica en el flujo de HTF desde CS hacia SAT (carga de sales), KW

Pd=sdpvar(NT,1); % potencia térmica en el flujo de HTF desde SAT hacia BP (descarga de sales), KW

PHTF=sdpvar(NT,1); % potencia térmica en el flujo de HTF a la entrada de BP, KW

Pdes=sdpvar(NT,1); % potencia solar pérdida por desenfoque de colectores, KW

Pe=sdpvar(NT,1); % potencia eléctrica neta generada en BP, KW

E=sdpvar(NT+1,1); % energía térmica almacenadas en SAT, KWh

Pstartup=sdpvar(NT,1); % potencia dedicada al arranque de los elementos del bloque de potencia

%Pel=sdpvar(NT,1); %para ajuste de la potencia eléctrica generada, cuanta se vende y cuanta se utiliza para el funcionamiento de la planta. Sustituída por otra condición

Penet=sdpvar(NT,1); %potencia neta vendida

```

Pdmax_mixed_l=sdpvar(NT,1); %potencia en el flujo mixto de HTF al bloque de potencia
Pdmax_mixed=sdpvar(NT,1); %para ajuste de la potencia en el flujo de HTF al bloque de potencia
APe_abs=sdpvar(NT,1); % variable que penaliza los cambios para evitar el desgaste de la planta

% Variables binarias
gamma=binvar(NT,1); % carga
delta=binvar(NT,1); % descarga
alfa=binvar(NT,1); % hace referencia a si la turbina está trabajando o no
beta=binvar(NT,1); % hace referencia a arranque
lambda=binvar(NT,1); % hace referencia a parada

-----

%% Restricciones y funcion objetivo

constraints=[]; % variable que recoge las restricciones, inicialmente vacía
objetive=0; % valor inicial para la variable que calcula la función objetivo a minimizar
for k=1:NT % para todas las horas

objetive=objetive-Penet(k)*T*p(k)+C_APe*APe_abs(k)*T; % (1.2)
constraints=[constraints Pdes(k)>=0]; % (2)
constraints=[constraints Psmin <= Ps(k) <= Psmax(k)]; % (3)
constraints=[constraints Psmax(k)==Ps(k)+Pdes(k)]; % (4)
constraints=[constraints alfa(k)*PHTFmin <= PHTF(k) <= PHTFmax*alfa(k)]; % (5)
constraints=[constraints Pcmin*gamma(k) <= Pc(k) <= Pcmax*gamma(k)]; % (6)
constraints=[constraints Padmin*delta(k) <= Pd(k) <= Pdmax*delta(k)]; % (7)
constraints=[constraints Emin<=E(k+1)<=Emax]; % (8)
constraints=[constraints E(k+1)==(E(k)+T*Pc(k)*ef_INT-T*Pd(k)/ef_INT)]; % (9)
constraints=[constraints gamma(k)+delta(k) <= 1]; % (10)
constraints=[constraints Ps(k)+Pd(k)==PHTF(k)+Pc(k)+Pstartup(k)]; % (11)
constraints=[constraints Pstartup(k)==beta(k)*Pstart_up]; % (12)
constraints=[constraints Pe(k)==a1*PHTF(k)+alfa(k)*b1]; % (14.2)
constraints=[constraints Penet(k)==ef_gross2net*Pe(k)]; % (15)
constraints=[constraints Pdmax_mixed_l(k)==(1-(Ps(k)/PHTFmax))*Pdmax_onlyTES]; % (16)
constraints=[constraints Pdmax_mixed(k) <= MPe*delta(k)]; % (17.1)
constraints=[constraints Pdmax_mixed(k) >= mPe*delta(k)]; % (17.2)

```

```

constraints=[constraints Pdmax_mixed(k) <= Pdmax_mixed_l(k)-mPe*(1-delta(k));           %(17.3)
constraints=[constraints Pdmax_mixed(k) >= Pdmax_mixed_l(k)-MPe*(1-delta(k));           %(17.4)
constraints=[constraints Pd(k) <= Pdmax_mixed(k);                                     %(18)
constraints=[constraints beta(k)+lambda(k) <= 1];                                   %(20)
constraints=[constraints PHTF(k) <= beta(k)*APHTF_stu_max+(1-beta(k))*M];             %(21)
constraints=[constraints PHTF(k) >= beta(k)*pc*APHTF_stu_max];                       %(22)
end
for k=2:NT      % a partir de la segunda hora
constraints=[constraints beta(k)-lambda(k)==alfa(k)-alfa(k-1)];                     %(19)
constraints=[constraints Pe(k)-Pe(k-1) <= APe_abs(k)];                             %(23)
constraints=[constraints Pe(k-1)-Pe(k) <= APe_abs(k)];                             %(24)
end
% condiciones iniciales
constraints=[constraints beta(1)-lambda(1)==alfa(1)-alfa0];                         %(19)
constraints=[constraints Pe(1)-Pe0 <= APe_abs(1)];                                 %(23)
constraints=[constraints Pe0-Pe(1) <= APe_abs(1)];                                 %(24)

objetive= objetive-0.001*E(NT+1);
%introducción de valor terminal para que el tanque no tenga la energía mínima al final del periodo

-----

%% Opciones para la resolución. El algoritmo usado (solver) es 'scip'
options=sdpsettings('solver','scip','verbose',1)

%% Llamada al solver, indicando restricciones, función objetivo y opciones

DIAGNOSTIC = solvesdp([constraints E(1)==E0],objetive,options)
% La restricciones para el estado inicial y final se incluyen en la llamada por motivos computacionales
% E(1)==E0 ==> la condición inicial (E0) se introduce en el primer elemento del vector E
% E(NT+1)==Ef, esta restricción se añade si se fija el estado final , en este caso se deja libre
% Tras la llamada, el solver da información sobre la solución encontrada:
% debe decir 'Successfully solved (...)' cuando todo ha ido bien

-----

%% Para obtener los vectores horarios correspondientes con la solución óptima encontrada

```

```

Esol=double(E);
PHTFsol=double(PHTF);
Pcsol=double(Pc);
Pdsol=double(Pd);
Pdcsol=double(Pdes);
Pssol=double(Ps);
Pesol=double(Pe);
Penetsol=double(Penet);
Pdmax_mixed_lsol=double(Pdmax_mixed_l);
Pdmax_mixedsol=double(Pdmax_mixed);
gammasol=double(gamma);
deltasol=double(delta);
alfasol=double(alfa);
betasol=double(beta);
lambdasol=double(lambda);

```

%% Representación gráfica y muestra de resultados por pantalla

```

figure, hold on
plot(Psmax,'r')
plot(p*10^7,'*-g')
plot(Esol,'*-k')
plot(PHTFsol)
plot(Pssol,'*-y')
plot(ones(1,NT+1)*Emax,'--k')
plot(ones(1,NT+1)*Emin,'--k')
legend('Psmax (KW)', 'Precio (euros/KWh .10^7)', 'E tanque (KWh)', 'PHTF (KW)', 'Ps
(KW)', 'location', 'Northwest')
grid on
xlabel('Hora')

figure, hold on
plot(Pcsol,'*-y')

```

```

plot(Pdsol,'-*g')
plot(Esol,'*-k')
plot(PHTFsol)
plot(ones(1,NT+1)*Pcmax,'--y')
plot(ones(1,NT+1)*Pdmax,'--g')
plot(ones(1,NT+1)*PHTFmax,'--b')
legend('Pc (KW)','Pd (KW)','E tanque (KWh)','PHTF (KW)','location','Northwest')
grid on
xlabel('Hora')

```

```

figure, hold on
plot(Psmax,'*--r')
plot(Pssol,'-y')
plot(Pdessol,'b')
legend('Psmax (KW)','Ps (KW)','Pdes (KW)','location','Northwest')
grid on
xlabel('Hora')

```

```

figure, hold on
plot(p*10^7,'*-g')
plot(Esol,'*-k')
plot(Penetsol,'m')
legend('Precio (euros/KWh .10^7)','E tanque (KWh)','Pe neta(KW)','location','Northwest')
grid on
xlabel('Hora')

```

```

figure, hold on
plot(Pdmax_mixed_lsol,'b')
plot(Pdmax_mixedsol,'r')
plot(Pdsol,'g')
plot(ones(1,NT)*Pdmax_onlyTES,'--c')
legend('Pdmax_mixed_l (KW)','Pdmax_mixed (KW)','Pd (KW)','Pdmax_onlyTES (KW)','location','Southwest')
grid on
xlabel('Hora')

```

```

figure, hold on
plot(gammasol,'*-y')
plot(deltasol,'*-g')
legend('Gamma (carga)', 'Delta (descarga)', 'location', 'Northwest')
grid on
xlabel('Hora')

```

```

figure, hold on
plot(alfasol*12e+04,'*-g')
plot(PHTFsol,'b')
plot(Pesol,'c')
plot(betasol*12e+04,'*-r')
plot(lambdasol*12e+04,'*-k')
legend('Alfa (BP en funcionamiento)', 'PHTF (KW)', 'Pe (KW)', 'Beta (arranque)', 'Lambda (parada)', 'location', 'Northwest')
grid on
xlabel('Hora')

```

```

figure, hold on
plot(p*10^7,'*-g')
plot(Psmax,'-r')
plot(Esol,'*-k')
plot(Penetsol,'m')
plot(ones(1,NT+1)*Emax,'--k')
plot(ones(1,NT+1)*Emin,'--k')
legend('Precio*10^7 (euros/KWh)', 'Psmax (KW)', 'E tanque (KWh)', 'Pe neta(KW)', 'location', 'Northwest')
grid on
xlabel('Hora')

```

```

disp('Ingresos óptimos de la venta de electricidad a la red (euros/día):')
Ingresos1=p.*Penetsol*T;
Ingresos=sum(Ingresos1)

```

Script Modelo (2)

```
clear          % borra todas las variables
clc           % borra ventana de comandos
close all      % cierra las ventanas gráficas

%%

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%% OPTIMIZACIÓN DE OPERACIÓN EN CENTRAL TERMOSOLAR
%% MODELO DIMENSIONADO VERSIÓN 3.0
%% PROBLEMA LINEAL
%% BASADO EN VALORES DE UNA CENTRAL DE 50 MW DE TIPO CILINDRO PARABOLICO
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%

-----

%% Datos de entrada
%% genera perfiles medios en matriz_PSFmaxsim y matriz_psim
% Tantas columnas como días ejemplos
% Tantos días ejemplos como elementos del vector periodos
% 24 filas = 24 horas del día

% carga de vectores vector_PSFmaxsim y vector_psim
load('datos_precios_potenciasolar_2013.mat')

% tres días tipo, tríos de meses
periodos=[31+28+31+30 31+30+31+31 30+31+30+31];

m=length(periodos);      % número de días tipo

matriz_psim=[];
matriz_PSFmaxsim=[];
for i=1:m                %recorrido de periodos
```

```

num_dias=periodos(i);

matriz_psim0=[];
matriz_PSFmaxsim0=[];

indice_inicial_horas=0;
if i>1
    indice_inicial_horas=sum(periodos(1:i-1))*24;
end
for j=1:num_dias      %recorrido de días

    matriz_psim0=[matriz_psim0 ; vector_psim(indice_inicial_horas+(j-1)*24+1:(j-1)*24+1+23)'];
    matriz_PSFmaxsim0=[matriz_PSFmaxsim0 ; vector_PSFmaxsim(indice_inicial_horas+(j-1)*24+1:(j-1)*24+1+23)'];
end

matriz_psim=[ matriz_psim mean(matriz_psim0,1)'];          % media
matriz_PSFmaxsim=[matriz_PSFmaxsim mean(matriz_PSFmaxsim0,1)']; % media
end

%peso de los dias
q=periodos;

-----

%% Constantes

PHTFmin=20000;          %KW
PHTFmax=140000;         %KW
Pcmin=2.024085453040800e+04; %KW
Pcmax=100000;           %KW
Pdmin=1.495887419293706e+04; %KW
Pdmax=124000;           %KW
Emin=70700*0;           %KWh
Emax=1010000;           %KWh, aprox. 7.5 horas de autonomía
Psmín=0;                 %KW

```

```

Pstart_up=1.39e+04;           %KW
a1=0.3962;                     %adimensional
b1=-3115;                      %KW
M=1.0000000000000000e+10;      %valor extremadamente elevado
pc=0.5;                        %adimensional
APHTF_stu_max=1.03e+05;        %KW
Pdmax_onlyTES=119000;          %KW
MPe=1000*1000;                 %1000 MW
mPe=-MPe;
C_APe=0.001;                   % Euros/KWh
k_SFmin=0.25;                  % 1/4 el campo solar actual
k_SFmax=4;                     % 4 veces el campo solar actual
k_TESmin=0.25;                 % 1/4 el TES actual
k_TESmax=4;                    % 4 veces el TES actual
% EL BLOQUE DE POTENCIA SE MANTIENE FIJO (50 MW)

```

```

% costes del campo solar (SF) = costes del solar field + htf system

```

```

C_SF_total=155000000;          % euros
C_TES_total=76000000;          % euros

```

```

%ANUALIZAR

```

```

int=0.1;                       % interés anual en tanto por uno
anos=25;

```

```

CRF=int*(1+int)^anos/((1+int)^anos -1) ;

```

```

C_SF_anual =C_SF_total*CRF/1;
C_TES_anual=C_TES_total*CRF/1;

```

```

ef_INT=0.95;                   % eficiencia intercambiador sales-aceites

```

ef_gross2net=0.95; %eficiencia bloque de potencia (potencia electrica bruta y neta)

%% funciones datos del problema, introduzco vectores horarios conocidos

NT=length(matriz_psim); % numeros de muestras, calculada a partir de la longitud de vector p
T=1; % tiempo de muestreo en horas

%% condiciones iniciales y finales de variables de estados

E0=ones(1,m)*(Emax/2); % KWh, energía térmica inicial almacenada en SAT
Pe0=zeros(1,m); %KW

% condición final para energía térmica almacenada en SAT, en este caso libre
Ef=E0;

%% Definición de vectores horarios de variables

% Estas variables son simbólicas. Se crean para definir el problema de
% optimización. Son todas las variables de decisión, ya sean independientes o
% dependientes

Ps=sdpvar(NT,m); % potencia solar térmica en HTF a la salida de CS, KW
Pc=sdpvar(NT,m); % potencia térmica en el flujo de HTF desde CS hacia SAT (carga de sales), KW
Pd=sdpvar(NT,m); % potencia térmica en el flujo de HTF desde SAT hacia BP (descarga de sales), KW
Phtf=sdpvar(NT,m); % potencia térmica en el flujo de HTF a la entrada de BP, KW
Pdes=sdpvar(NT,m); % potencia solar pérdida por desenfoque de colectores, KW
Pe=sdpvar(NT,m); % potencia eléctrica neta generada en BP, KW
E=sdpvar(NT+1,m); % energía térmica almacenadas en SAT, KWh
Pstartup=sdpvar(NT,m); % potencia dedicada al arranque de los elementos del bloque de potencia
Penet=sdpvar(NT,m); %potencia neta vendida
Pdmax_mixed_l=sdpvar(NT,m); %potencia en el flujo mixto de HTF al bloque de potencia

```

Pdmax_mixed=sdpvar(NT,m); %para ajuste de la potencia en el flujo de HTF al bloque de potencia
APe_abs=sdpvar(NT,m); % variable que penaliza los cambios para evitar el desgaste de la planta
k_SF=sdpvar(1,1); %variable costes del campo solar
k_TES=sdpvar(1,1); %variable costes del sistema de almacenamiento

% Variables binarias
gamma=binvar(NT,m); % carga
delta=binvar(NT,m); % descarga
alfa=binvar(NT,m); % hace referencia a si la turbina está trabajando o no
beta=binvar(NT,m); % hace referencia a arranque
lambda=binvar(NT,m); % hace referencia a parada

-----

%% Restricciones y función objetivo

constraints=[]; % variable que recoge las restricciones, inicialmente vacía
objetive=0; % valor inicial para la variable que calcula la función objetivo a minimizar
for i=1:m % para todas las horas
for k=1:NT
objetive=objetivo-q(i)*Penet(k,i)*T*matriz_psim(k,i)+C_APe*APe_abs(k,i)*T; % (1.2)
constraints=[constraints Pdes(k,i)>=0]; % (2)
constraints=[constraints 0 <= Ps(k,i)]; % (3)
constraints=[constraints k_SFmin <= k_SF <= k_SFmax]; % (25)
constraints=[constraints k_TESmin <= k_TES <= k_TESmax]; % (26)
constraints=[constraints k_SF*matriz_PSFmaxsim(k,i)==Ps(k,i)+Pdes(k,i)]; % (4)
constraints=[constraints alfa(k,i)*PHTFmin <= Phtf(k,i) <= PHTFmax*alfa(k,i)]; % (5)
constraints=[constraints Pcmin*gamma(k,i) <= Pc(k,i) <= Pcmax*gamma(k,i)]; % (6)
constraints=[constraints Pdmin*delta(k,i) <= Pd(k,i) <= Pdmax*delta(k,i)]; % (7)
constraints=[constraints Emin<=E(k+1,i)<=Emax*k_TES]; % (8)
constraints=[constraints E(k+1,i)==(E(k,i)+T*Pc(k,i)*ef_INT-T*Pd(k,i)/ef_INT)]; % (9)
constraints=[constraints gamma(k,i)+delta(k,i) <= 1]; % (10)
constraints=[constraints Ps(k,i)+Pd(k,i)==Phtf(k,i)+Pc(k,i)+Pstartup(k,i)]; % (11)
constraints=[constraints Pstartup(k,i)==beta(k,i)*Pstart_up]; % (12)
constraints=[constraints Pe(k,i)==a1*Phtf(k,i)+alfa(k,i)*b1]; % (14.2)

```

```

constraints=[constraints Penet(k,i)==ef_gross2net*Pe(k,i)]; % (15)
constraints=[constraints Pdmax_mixed_l(k,i)==(1-(Ps(k,i)/PHTFmax))*Pdmax_onlyTES]; % (16)
constraints=[constraints Pdmax_mixed(k,i) <= MPe*delta(k,i)]; % (17.1)
constraints=[constraints Pdmax_mixed(k,i) >= mPe*delta(k,i)]; % (17.2)
constraints=[constraints Pdmax_mixed(k,i) <= Pdmax_mixed_l(k,i)-mPe*(1-delta(k,i))]; % (17.3)
constraints=[constraints Pdmax_mixed(k,i) >= Pdmax_mixed_l(k,i)-MPe*(1-delta(k,i))]; % (17.4)
constraints=[constraints Pd(k,i) <= Pdmax_mixed(k,i)]; % (18)
constraints=[constraints beta(k,i)+lambda(k,i) <= 1]; % (20)
constraints=[constraints Phtf(k,i) <= beta(k,i)*APHTF_stu_max+(1-beta(k,i))*M]; % (21)
constraints=[constraints Phtf(k,i) >= beta(k,i)*pc*APHTF_stu_max]; % (22)
end
for k=2:NT % a partir de la segunda hora
    constraints=[constraints beta(k,i)-lambda(k,i)==alfa(k,i)-alfa(k-1,i)]; % (19)
    constraints=[constraints Pe(k,i)-Pe(k-1,i) <= APe_abs(k,i)]; % (23)
    constraints=[constraints Pe(k-1,i)-Pe(k,i) <= APe_abs(k,i)]; % (24)
end

% condiciones iniciales
constraints=[constraints beta(1,i)-lambda(1,i)==alfa(1,i)-alfa0]; % (19)
constraints=[constraints Pe(1,i)-Pe0 <= APe_abs(1,i)]; % (23)
constraints=[constraints Pe0-Pe(1,i) <= APe_abs(1,i)]; % (24)

objetive= objetive-0.001*E(NT+1,i);
end

objetive = objetive+k_SF*C_SF_anual+k_TES*C_TES_anual;

-----

%% Opciones para la resolución. El algoritmo usado (solver) es quadprog

options=sdpsettings('solver','scip','verbose',1,'scip.maxnodes',100000,'scip.tolrfun',1e-7,'scip.tolafun',1e-7)
DIAGNOSTIC = solvesdp([constraints E(1,1)==E0(1) E(1,2)==E0(2) E(1,3)==E0(3) ],objetive,options)

```

%% Para obtener los vectores horarios correspondientes con la solución óptima encontrada

```
Esol=double(E);
Phtfsol=double(Phtf);
Pcsol=double(Pc);
Pdsol=double(Pd);
Pdcsol=double(Pdes);
Pssol=double(Ps);
Pesol=double(Pe);
Penetsol=double(Penet);
gamma_sol=double(gamma);
delta_sol=double(delta);
alfa_sol=double(alfa);
beta_sol=double(beta);
lambda_sol=double(lambda);
k_SFsol=double(k_SF);
k_TESsol=double(k_TES);
```

%% Representación gráfica y muestra de resultados por pantalla

```
for i=1:m

figure, hold on
plot(matriz_PSFmaxsim(:,i),'r')
plot(matriz_psim(:,i)*10^7,'*-g')
plot(Esol(:,i),'*-k')
plot(Phtfsol(:,i))
plot(Pssol(:,i),'*-y')
plot(ones(1,NT+1)*E_max,'--k')
plot(ones(1,NT+1)*E_min,'--k')
legend('P_smax (KW)', 'Precio (euros/KWh .10^7)', 'E tanque (KWh)', 'Phtf (KW)', 'Ps (KW)')
grid on
```

```

xlabel('Hora')
title(['Dia ejemplo n° ', num2str(i)])

figure, hold on
plot(matriz_PSFmaxsim(:,i),'r')
plot(Pcsol(:,i),'-y')
plot(Pdsol(:,i),'-g')
plot(Esol(:,i),'*-k')
plot(Phtfsol(:,i))
plot(ones(1,NT+1)*Pcmax,'--y')
plot(ones(1,NT+1)*Pdmax,'--g')
plot(ones(1,NT+1)*PHTFmax,'--b')
legend('Psmax (KW)', 'Pc (KW)', 'Pd (KW)', 'E tanque (KWh)', 'Phtf (KW)')
grid on
xlabel('Hora')
title(['Dia ejemplo n° ', num2str(i)])

```

```

figure, hold on
plot(matriz_PSFmaxsim(:,i),'*-r')
plot(Pssol(:,i),'-c')
legend('Psmax (KW)', 'Ps (KW)')
grid on
xlabel('Hora')
title(['Dia ejemplo n° ', num2str(i)])

```

```

figure, hold on
plot(matriz_psim(:,i)*10^7,'*-g')
plot(Esol(:,i),'*-k')
plot(Pesol(:,i),'m')
legend('Precio (euros/KWh .10^7)', 'E tanque (KWh)', 'Pe(KW)')
grid on
xlabel('Hora')

```

```
title(['Dia ejemplo n° ', num2str(i)])
```

```
figure, hold on
```

```
plot(gammasol(:,i),'*-y')
```

```
plot(deltasol(:,i),'*-g')
```

```
legend('Gamma (carga)', 'Delta (descarga)')
```

```
grid on
```

```
xlabel('Hora')
```

```
title(['Dia ejemplo n° ', num2str(i)])
```

```
figure, hold on
```

```
plot(alfasol(:,i)*12e+04,'*-g')
```

```
plot(Phtfsol(:,i),'b')
```

```
plot(betasol(:,i)*12e+04,'*-r')
```

```
plot(lambdasol(:,i)*12e+04,'*-k')
```

```
legend('Alfa (BP en funcionamiento)', 'Phtf (KW)', 'Beta (arranque)', 'Lambda (parada)')
```

```
grid on
```

```
xlabel('Hora')
```

```
title(['Dia ejemplo n° ', num2str(i)])
```

```
disp('Ingresos óptimos de la venta de electricidad a la red (euros/día):')
```

```
Ingresos1=matriz_psim(:,i).*Penetsol*T;
```

```
Ingresos2=sum(Ingresos1);
```

```
Ingresos=Ingresos2(:,i)*periodos(i)
```

```
end
```