



Modulo: Electricidad Termosolar

Captadores Cilindroparabólicos

Sesiones 15 y 16: Práctica de Dimensionado de un Campo de CCPs

Año 2015-2016

PROFESOR:

Eduardo Zarza Moya

Para ver esta publicación, debe
desplazarse al final de la página
del documento.

Esta publicación está bajo licencia Creative Commons Reconocimiento, Nocomercial, Compartirigual, (by-nc-sa). Usted puede usar, copiar y difundir este documento o parte del mismo siempre y cuando se mencione su origen, no se use de forma comercial y no se modifique su licencia. Más información: <http://creativecommons.org/licenses/by-nc-sa/3.0/>

Índice

1. INTRODUCCIÓN.....	3
2. DEFINICIÓN DE LOS PARÁMETROS DE LA PLANTA EN EL PUNTO DE DISEÑO ..	4
3. ELECCIÓN DEL MODELO DE CAPTADOR CILINDROPARABÓLICO	8
4. ELECCIÓN DEL TIPO DE ACEITE Y DETERMINACIÓN DE SUS PARÁMETROS TERMODINÁMICOS.....	9
5. CÁLCULO DEL NÚMERO DE CAPTADORES EN SERIE DENTRO DE CADA FILA DEL CAMPO SOLAR.....	10
5.1 CÁLCULO DEL CAUDAL DE ACEITE POR CADA FILA DE CAPTADORES EN EL PUNTO DE DISEÑO.....	10
5.2 CÁLCULO DEL INCREMENTO DE TEMPERATURA DEL ACEITE EN UN CAPTADOR LS-3 PARA LAS CONDICIONES DEL PUNTO DE DISEÑO.....	11
5.3 CÁLCULO DEL NÚMERO DE CAPTADORES QUE DEBEN CONECTARSE EN SERIE DENTRO DE CADA FILA	13
6. CÁLCULO DEL NÚMERO DE FILAS PARALELAS NECESARIO	14
7. CÁLCULO DEL SISTEMA DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA TÉRMICA	15

1. Introducción

El objeto de esta práctica es el dimensionado de un campo solar con captadores cilindroparabólicos para una planta de generación de electricidad (central termosolar) de 30 MWe netos en el punto de diseño y que posea un sistema de almacenamiento que permita operar la planta a potencia nominal durante 10 horas centradas en el mediodía solar en los días claros del mes de octubre. Se deben tener en cuenta los siguientes requerimientos y datos técnicos para el diseño:

- se desea maximizar la cantidad de energía producida en el año
- los captadores solares serán del modelo Eurotrough-100, que utilizarán tubos receptores del modelo PTR70 de la empresa Schott.
- la ubicación de la central será: Latitud: 39° Norte, Longitud: 1.52° Oeste.
- el rendimiento de un turbogruppo de 30 MWe netos es del 37,7%

Para la realización de este ejercicio el alumno dispone de los siguientes archivos:

- El presente documento.
- El archivo Excel de nombre "*Práctica CCP_Cálculos Alumnos*", que contiene los datos de: hora solar, temperatura ambiente y radiación solar directa, desde la salida hasta la puesta de sol, en la ubicación elegida para este campo solar para el Día de Diseño. El alumno debe ir poniendo en este archivo los diversos cálculos que irá realizando durante la resolución de este ejercicio, empezando por los correspondientes al punto de diseño, que deben colocarse en la fila 73 del archivo, pues es la que posee una hora más próxima al mediodía solar (12,00 hora solar). Es importante que las ecuaciones que escriba el alumno en la fila 73 utilicen la ubicación de los diversos parámetros que intervienen en ellas, en vez de escribir directamente el valor de dichos parámetros (véase el contenido de la fila 73 del archivo "*Práctica 2_Cálculos Resueltos*" en caso de dudas).
- El archivo "*SOLARCCP*" que calcula el ángulo de incidencia sobre captadores cilindroparabólicos, desde la salida hasta la puesta de sol en el día que se le indique al programa cuando se ejecuta. Este programa, cuando termina de ejecutarse se cierra y crea en el mismo directorio en el que esté grabado un archivo en formato "ascii" con los resultados. El nombre de este archivo es la fecha que se le haya especificado al programa, con el formato "aaaammdd.dat", y se puede abrir con el programa "Bloc de notas" o "Word pad" del MS-Office.
- El archivo Excel "*Práctica CCP_Cálculos Resueltos*", que contiene todos los resultados del ejercicio, y que puede ser consultado por el alumno para que le facilite la resolución del ejercicio.

- El archivo Excel "*Delta T en Captador*", que calcula el incremento de temperatura del aceite VP-1 en un captador cilindroparábólico, a partir de: la temperatura del aceite a la entrada del captador, la potencia térmica útil del captador y el caudal másico de aceite que circula por el captador.

2. Definición de los Parámetros de la Planta en el Punto de Diseño

En el caso de plantas con captadores cilindro parabólicos ocurre lo mismo que con las plantas fotovoltaicas o los parques eólicos, y es que la potencia térmica que puede dar un CCP en un momento dado depende de las condiciones ambientales en ese momento (fundamentalmente la temperatura ambiente y la radiación solar útil sobre la apertura del captador). Esto quiere decir que el campo de captadores solo dará la potencia nominal cuando se cumplan las condiciones que se hayan supuesto para el *Punto de Diseño*. Cuando las condiciones de contorno sean más desfavorables que las del Punto de Diseño el campo solar proporcionará una potencia térmica útil inferior a la nominal.

A continuación vamos a elegir y definir las condiciones del Punto de Diseño para el campo solar que vamos a dimensionar.

Orientación de los captadores solares:

Cuando se trata de plantas solares para la producción de electricidad (centrales termosolares), lo lógico es orientar el eje de giro de los captadores en la dirección Norte-Sur (los captadores giran del Este al Oeste), porque esa es la orientación que permite producir el máximo de electricidad al cabo de un año completo. Tal y como se ha explicado con detalle en el Tema 13, si lo que interesase no fuera producir el máximo de energía durante el año, sino tener una producción energética daría lo más homogénea posible durante todos los días claros (sin nubes) del año, entonces la orientación Este-Oeste sería la más adecuada. Puesto que se nos pide en el enunciado de la práctica que uno de los criterios para el diseño debe ser que se maximice la cantidad de energía producida en el año, la orientación correcta en este caso es la Norte-Sur.

Día y hora del punto de diseño:

Ya se ha explicado que el campo de captadores solo dará la potencia de diseño cuando se cumplan las condiciones que se hayan supuesto en el punto de diseño. En la Figura 1 se han representado las curvas diarias de la potencia térmica útil dada por un CCP del modelo Eurotrough-100 situado en el lugar geográfico de nuestro campo y con su eje orientado Norte-Sur. Se ve claramente en la Figura 1

que para la ubicación de este planta si un campo de CCP orientados Norte-Sur se dimensiona para un día de junio, en enero nos dará una potencia y energía térmica mucho menor que la de diseño, porque la radiación solar útil sobre el plano de apertura es mucho menor en los primeros y últimos meses del año que en los meses centrales, debido al ángulo de incidencia de la radiación solar directa sobre la apertura del captador.

Puesto que un campo solar de CCPs con el eje orientado en la dirección Norte-Sur suministraría en los meses centrales del año mucha más potencia térmica y energía que en los primeros o últimos meses del año, hemos elegido para el diseño del campo solar el día 15 de octubre. De este modo, comparado con el día de diseño, el campo entregará algo menos de energía en los primeros y últimos meses del año, y algo más de energía en los meses centrales. Si dimensionamos el campo solar para un día de principio de año sucederá que en verano nos suministrará mucha más energía de la que necesita la central termosolar y habrá que dejar fuera de servicio una parte importante del campo solar. Por el contrario, si dimensionamos el campo solar para un día de junio nos ocurrirá que la central termosolar estará funcionando muy por debajo de la potencia nominal durante los primeros y últimos meses del año (debido a que la orientación del eje de giro de los captadores es Norte-Sur).

En cuanto a la hora para el punto de diseño, siempre se adopta el mediodía solar (12:00 hora solar), que es la hora del día en la que la radiación solar directa permanece más estable

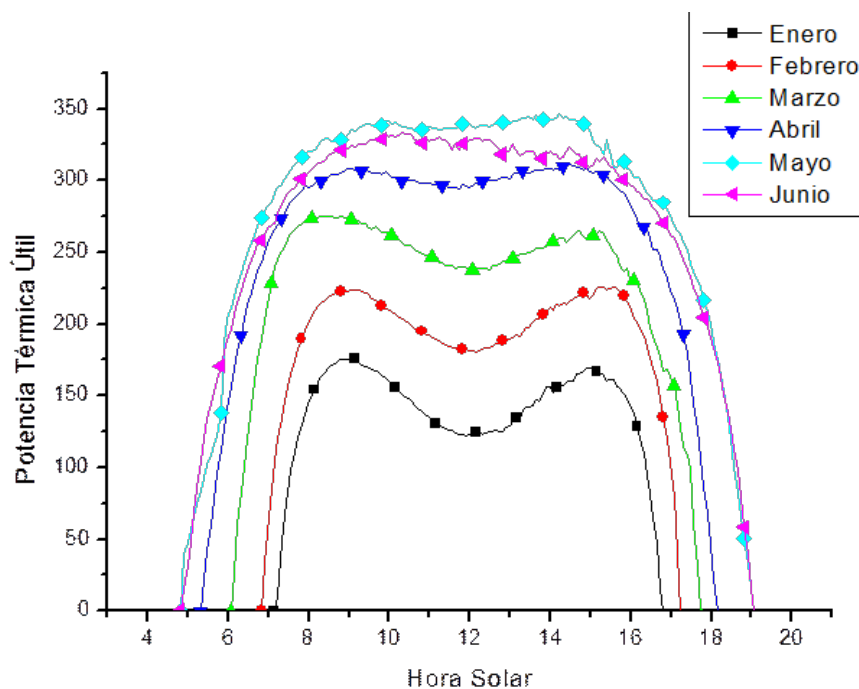


Figura 1. Potencia térmica útil entregada por un CCP modelo Eurotrough-100 orientado Norte-Sur ubicado en: Latitud: 39° N, Longitud: 1.52° O.

Potencia térmica nominal del campo de captadores:

Si deseamos que la potencia eléctrica neta de la planta sea de 30 MWe, la planta debe tener una potencia eléctrica bruta un 10% superior a este valor (33 MWe), ya que el consumo eléctrico interno de una central termosolar es aproximadamente de un 10% de la potencia neta (debido a las bombas de aceite, motores de accionamiento de los captadores y equipo auxiliar eléctrico). Así pues, la planta debe generar 33 MWe. Puesto que, de acuerdo con la información disponible de las plantas SEGS, el rendimiento máximo del ciclo Rankine de una planta de 30 MWe es del 37,7% (ver datos correspondientes a la planta SEGS-VI en las Tablas 1 y 2 del Tema de la Sesión 12 (pgs. 36 y 40), la potencia térmica que debe suministrar el campo solar es de:

$$33/0,377 = 87,53 \text{ MWt}$$

Temperatura del aceite a la entrada y salida del campo de captadores:

En cuanto a la temperatura que debe tener el aceite a la entrada y salida del campo solar de una planta SEGS de 30 MWe, han de ser (ver Tabla 2 del Tema de la Sesión 12 (pg. 40):

$$T_i = 293^\circ\text{C} \quad , \quad T_o = 393^\circ\text{C}$$

El motivo por el que adoptamos estas temperaturas es que son las más idóneas desde el punto de vista de la optimización del rendimiento del bloque de potencia en el que la energía térmica suministrada por el campo de captadores es transformada en electricidad. Por un lado, la temperatura de salida interesa que sea lo más alta posible, pero existe en la actualidad un factor limitante que impide que un campo de captadores cilindroparábolicos pueda suministrar una temperatura superior a unos 393°C: no existen aceites térmicos con un precio viable que puedan ser calentados por encima de los 395°C sin que sufran una descomposición química importante. Así pues, actualmente no resulta posible aumentar la temperatura de salida de un campo de captadores cilindroparábolicos más allá de los 395°C.

Por otro lado, todos los estudios de optimización de un bloque de potencia alimentado por aceite térmico a 393°C han mostrado que el máximo rendimiento se consigue cuando el salto de temperaturas del aceite en el campo solar es de unos 100°C, Por este motivo se adopta como temperatura de entrada 293°C (393-100). De hecho, todas las centrales termosolares con CCP construidas en los últimos 20 años han adoptado las anteriores temperaturas del aceite a la entrada y salida del campo

Ubicación de la planta solar:

Este dato tiene que ser facilitado por el cliente. Para esta práctica vamos a suponer que la ubicación de la planta es la determinada por las siguientes coordenadas geográficas (corresponden a un punto del centro de España):

Latitud = 39° Norte Longitud = 1,52° Oeste

Ángulo de incidencia en el punto de diseño:

En cuanto al valor del ángulo de incidencia, debemos usar el programa "Solarccp.exe" introduciendo los valores de la latitud y longitud geográfica del lugar donde queremos instalar la planta (39° Norte; 1,52° Oeste).

Al introducir estos valores en el programa "Solarccp.exe" obtenemos un ángulo de incidencia de 49° al medio día solar del día 15 de octubre. Al programa hay que especificarle también que la orientación que van a tener las filas de captadores es Norte-Sur, y mientras que no haya un motivo específico que haga recomendable otra inclinación, nosotros supondremos una inclinación de 0° (captadores dispuestos horizontalmente) porque es lo más habitual.

Radiación solar directa y temperatura ambiente en el punto de diseño:

Para determinar los valores de la radiación solar directa y de la temperatura ambiente para nuestro Punto de Diseño (15 de octubre al mediodía solar) lo que debemos hacer es analizar los datos meteorológicos del lugar elegido para instalar el campo solar, y ver qué valores son usuales en días sin nubes del mes de octubre. Dichos valores meteorológicos son los que tiene el alumno en el archivo Excel "Práctica 2_Cálculos Alumnos", que contiene los datos de: hora solar, temperatura ambiente y radiación solar directa, desde la salida hasta la puesta de sol, para días claros del mes de octubre en la ubicación elegida para este campo solar espejados. En dichos datos vemos que los valores al medio día solar (fila 73 del archivo Excel) son: 900 W/m² y 23°C.

Para elegir estos datos meteorológicos, lo normal es analizar los datos meteorológicos de estaciones de medida que estén ubicadas en zonas cercanas a donde se desea construir nuestra planta. En el presente ejercicio, los datos que tiene el alumno en el archivo Excel son los obtenidos tras este análisis.

Ya tenemos definidos los siguientes parámetros para el punto de diseño:

- Potencia térmica neta del campo solar: $P_u = 87,533 \text{ MWt}$
- Radiación solar directa: $I = 900 \text{ W/m}^2$
- Temperatura del aceite a la entrada del campo solar: $T_i = 293^\circ\text{C}$
- Temperatura del aceite a la salida del campo solar: $T_o = 393^\circ\text{C}$
- Ángulo de incidencia : $\varphi = 49^\circ$
- Temperatura ambiente: 23°C

3. Elección del modelo de captador cilindroparabólico

El cliente nos ha pedido que usemos el modelo Eurotrough-100, y los datos técnicos de este modelo de CCP son los dados en la Tabla 1. Hay dos variantes de este modelo de captador: de 8 y de 12 módulos conectados en serie. El modelo compuesto por 8 módulos es el correspondiente al Eurotrough-100. Los parámetros fundamentales de este captador, denominado EuroTrough-100, y de los tubos receptores modelo PTR70 de Schott son los dados a continuación:

Tabla 1: Características captador Eurotrough-100 con tubos receptores PTR-70 de Schott

Ancho de Parábola (m)	5.76
Longitud total de cada captador (m)	99
Número de módulos por colector	8
Diámetro exterior de los tubos absorbedores metálicos (m)	0.07
Diámetro interior de los tubos absorbedores metálicos (m)	0.065
Area neta de apertura de un captador (m ²)	546.5
Rugosidad cara interna tubo absorbedor:	20 μm
Reflectividad nominal de los espejos, <i>r</i>	0.93
Transmisividad de la cubierta de vidrio del absorbedor, <i>τ</i>	0.95
Absorptancia del recubrimiento selectivo, <i>α</i>	0.95
Factor de interceptación total:	0.92
Rendimiento óptico pico: $r \times \tau \times \alpha \times \gamma_1 \times \gamma_2$	0.77

El Modificador por ángulo de incidencia, que en este caso incluye el Cos (φ), viene dado por la ecuación siguiente:

$$K(\varphi) = \text{Cos}(\varphi) - 2.859621\text{E-}5 \cdot \varphi^2 - 5.25097\text{E-}4 \cdot \varphi \quad (\varphi \text{ en grados y } <78^\circ)$$

$$K(\varphi) = 0 \quad (\text{para } \varphi > 78^\circ)$$

Las pérdidas térmicas, en W/m, de los tubos receptores del modelo PTR70 de la firma Schott se calculan mediante la siguiente ecuación:

$$Q_L = 0.00154 \cdot \Delta T^2 + 0.2021 \cdot \Delta T - 24.899 + [(0.00036 \cdot \Delta T^2 + 0.2029 \cdot \Delta T + 24.899) \cdot (E_d / 900) \cdot \text{cos}(\varphi)]$$

siendo ΔT el incremento de temperatura entre el fluido y el ambiente. Esta expresión dan las pérdidas térmicas en W por metro longitudinal de captador. Un captador Eurotrough-100 tiene 99 metros de longitud.

4. Elección del tipo de aceite y determinación de sus parámetros termodinámicos

Para elegir el tipo de aceite lo recomendable es consultarlo con el departamento comercial de alguna de las empresas suministradores, como SOLUTIA o DOW Chemicals, y ellos nos aconsejarán sobre qué tipo de aceite debemos usar. Para las centrales termosolares, los mejores aceites que existen actualmente por su relación calidad/precio son el DAWTHERM-A y el VP-1. Ambos tienen la misma composición química y las mismas propiedades. Para este ejercicio vamos a elegir el VP-1. Todas las propiedades y parámetros de este aceite (densidad, viscosidad, presión de vapor, calor específico, ..) pueden obtenerse del programa que la empresa Therminol tiene gratuitamente en Internet. Para descargar la versión para WINDOWS del programa Therminol, hay que entrar en la página WEB siguiente, en la que tras acceder hay que rellenar el cuestionario para poder descargar/installar el programa.

<http://www.therminol.com/pages/tools/toolscd.asp>

Teniendo en cuenta que la temperatura máxima de operación que necesitamos es de 393°C, veremos al ver la tabla de rangos de operación de los diversos aceites que el mejor aceite es el VP-1, con una temperatura máxima de trabajo de 398°C. Hay que tener en cuenta desde un punto de vista práctico que este aceite solidifica a +12°C, por lo que en invierno hay que mantenerlo continuamente por encima de dicho valor durante la noche o periodos nublados en días fríos. Para ello se usa una pequeña caldera auxiliar. También podemos ver en el programa de Therminol que el aceite VP-1 debe estar presurizado para que no pase a fase vapor cuando se encuentre a temperaturas altas. Para ver cuál es la presión mínima a la que hay que mantenerlo debemos ver con el programa cuál es su presión de vapor a la máxima temperatura de trabajo (393°C en nuestro caso presente) y añadirle 1 bar sobre ese valor para tener suficiente seguridad de que en ningún momento se nos evaporará el aceite. En el caso del aceite VP-1, su presión de vapor a 393°C es de 10 bar (según el programa), por lo que será suficiente si lo mantendremos presurizado a 11 bar.

Tenemos que conocer también el valor del calor específico del aceite VP-1 en función de su temperatura. Para facilitarnos los cálculos posteriores, es útil expresar este parámetro en forma polinómica en función de la temperatura. Para calcular dicha expresión, podemos utilizar el mismo programa de Therminol y se obtienen los valores concretos para diversas temperaturas puntuales dentro del rango de temperaturas en el que va a trabajar el aceite en la planta que estamos diseñando. Utilizando el programa para el rango de temperaturas desde 200°C hasta 390°C se obtienen los valores de calor específico dados en la tabla siguiente. Haciendo un ajuste polinómico de estos valores se ve que se ajustan bien a un polinomio de primer grado (error < 1%), obteniéndose la (Ec.1).

Calor específico del aceite VP-1 en función de la temperatura:

Temperatura (°C)	Calor específico (kJ/kg.K)
200	2.05
220	2.10
250	2.18
270	2.23
300	2.31
320	2.37
350	2.45
370	2.52
390	2.59

$$C_p \text{ (kJ/kg.K)} = 1.479 + 0.0028 * T \text{ (°C)} \quad (\text{Ec. 1})$$

El error que presenta la (Ec.1) es inferior al 1% dentro del rango considerado, por lo que presentan una precisión suficientemente buena.

5. Cálculo del número de captadores en serie dentro de cada fila del campo solar

Para calcular el número de captadores que debemos conectar en serie dentro de cada fila se debe seguir el procedimiento explicado en la sección 10 del Tema 10. Este procedimiento consta de varios pasos principales:

1. Cálculo del caudal de aceite que debe circular por cada fila del campo solar
2. Cálculo del incremento de temperatura del aceite en un captador cilindroparabólico representativo del campo solar
3. Cálculo del número de captadores que deben conectarse en serie dentro de cada fila

5.1 Cálculo del caudal de aceite por cada fila de captadores en el Punto De Diseño

Calculemos ahora cual debe ser el caudal de aceite por cada fila de captadores en el punto de diseño. Este cálculo ha de hacerse buscando que el valor del número de Reynolds sea siempre suficientemente elevado como para que se garantice una buena transferencia de calor en el interior del tubo absorbedor (régimen turbulento completamente desarrollado). Para asegurar una buena refrigeración de los tubos receptores es suficiente con imponer la condición que el valor del número de Reynolds, Re , sea el indicado a continuación en función de la componente normal de la irradiancia solar directa sobre el plano de apertura de los captadores solares, $E_d \cos(\varphi)$, en el punto de diseño:

-Para $E_d \times \cos(\varphi) \geq 800 \rightarrow Re = 4 \times 10^5$.

-Para $500 \leq E_d \times \cos(\varphi) \leq 800 \rightarrow Re = 3 \times 10^5$.

-Para $E_d \times \cos(\varphi) \leq 500 \rightarrow Re = 2 \times 10^5$.

En el presente ejercicio tenemos que:

$$500 \leq [E_d \times \cos(\varphi) = 590,4 \text{ W/m}^2] \leq 800 \rightarrow Re = 3 \times 10^5.$$

Puesto que la expresión del número de Reynolds es:

$$Re = V * d * \rho / \mu. \quad (\text{Ec. 3})$$

Siendo: “ μ ” la viscosidad dinámica del fluido (kg/m.s), “ v ” la velocidad del fluido, “ d ” es el diámetro interior de los tubos absorbedores y “ ρ ” es la densidad del aceite), podemos obtener el valor de la velocidad que necesitamos para que $Re = 3 \times 10^5$ con solo despejarla en (Ec.3). Para la determinación de los parámetros del aceite durante esta fase de diseño del campo solar es necesario adoptar una temperatura media, que en nuestro caso es: $(293 + 393) / 2 = 343^\circ\text{C}$. Si consideramos este valor medio de la temperatura del aceite en el campo solar, el programa Therminol (ver sección 4) nos da un valor de la viscosidad dinámica, μ de 1.83×10^{-4} Pa.s ó kg/m.s. Por otro lado, la (Ec..1) nos da un valor de la densidad, ρ , de 769 kg/m^3 . Puesto que el diámetro interior del tubo receptor PTR-70 de Schott es de 65 mm (ver Tabla 1), podemos despejar en la (Ec. 3) la velocidad mínima que ha de tener el aceite dentro del tubo absorbente:

$$V = 3 \times 10^5 * 1.83 \times 10^{-4} \text{ (kg/m.s)} / 769 \text{ (kg/ m}^3) * 0.065 \text{ (m)} = 1.098 \text{ m/s} \quad (\text{Ec. 4})$$

Puesto que la densidad del aceite a 343°C es de 769 kg/m^3 y el tubo absorbente tiene una sección transversal de $33,18 \times 10^{-4} \text{ m}^2$, el caudal másico equivalente para una velocidad de 1,099 m/s es:

$$q_m = 1.098 \text{ (m/s)} * 33.18 \cdot 10^{-4} \text{ (m}^2) * 769 \text{ (kg/ m}^3) = 2.80 \text{ kg/s} \quad (\text{Ec. 5})$$

Con este valor, ya tenemos definido el caudal másico de diseño de cada fila de captadores en el Punto de Diseño.

5.2 Cálculo del incremento de temperatura del aceite en un captador LS-3 para las condiciones del Punto de Diseño

Ahora calculemos cual es el incremento de temperatura que puede alcanzar el aceite VP-1 en un captador EuroTrough-100 bajo las condiciones de diseño definidas anteriormente. Para ello, primero

vamos a determinar las pérdidas térmicas que van a tener lugar en un captador. Teniendo en cuenta los parámetros y características del captador EuroTrough-100 dadas en la sección 3, las pérdidas térmicas en W/m de tubo absorbedor vienen dadas por (Ec. 6):

$$Q_L = 0,00154 \times \Delta T^2 + 0,2021 \times \Delta T - 24,899 + [(0,00036 \times \Delta T^2 + 0,2029 \times \Delta T + 24,899) \times (E_d / 900) \times \cos(\varphi)] \quad (\text{Ec. 6})$$

siendo ΔT el incremento de temperatura entre la temperatura media del aceite en el captador y el ambiente. Considerando los valores correspondientes a este ejercicio (una temperatura media del aceite en el interior de los tubos receptores de 343°C, y una temperatura ambiente $T_{amb} = 23^\circ\text{C}$) de la Ec. (6) se obtiene un valor de:

$$Q_L = 280,58577 \text{ [W/m]}$$

Puesto que la longitud total del captador es de 99 metros, las pérdidas térmicas totales en un captador son:

$$P_{Q, \text{captador} \rightarrow \text{ambiente}} = Q_L \times 99 = 280,58577 \times 99 = 27778 \text{ W}$$

Por su parte, el valor del Modificador por ángulo de incidencia, K, para un ángulo de $48,7^\circ$ es de 0,56167, de acuerdo con la expresión del K (φ) dada para un captador EuroTrough-100 en la sección 3 de este documento. Por otro lado, de la Tabla 1 (ver sección 3) se obtiene que el rendimiento óptico pico para un captador EuroTrough-100 es de:

$$\eta_{opt,0^\circ} = 0,77$$

El área total de apertura de los 8 módulos cilindroparabólicos que componen un captador EuroTrough-100 es de 546.5 m² de acuerdo con los datos de la Tabla 1 :

$$A = 546.5 \text{ m}^2$$

Ahora debemos calcular la potencia térmica útil que nos suministra un captador EuroTrough-100 bajo las condiciones de diseño que se han establecido. Para ello se utiliza la (Ec. 19) del Tema 10 (pag. 41), puesto que en este caso que el Modificador por Ángulo de Incidencia incluye el $\cos(\varphi)$, con un factor de ensuciamiento, F_e , de 0.95 y utilizando el valor anteriormente calculado para el Modificador por ángulo de incidencia, $K(\varphi) = 0,56661$:

$$P_{Q, \text{captador} \rightarrow \text{fluido}} = A_c \times E_d \times \eta_{opt,0^\circ} \times K(\varphi) \times F_e - P_{Q, \text{captador} \rightarrow \text{ambiente}} = 546,5 \times (900/1000) \times 0,77 \times 0,56167 \times 0.95 - 27,778 = 174,304 \text{ kW}$$

Como, por otro lado, la potencia térmica útil se invierte en aumentar la entalpía del aceite, tenemos que de la (Ec. 14) del Tema 10 (pg. 37):

$$P_{Q,colector \rightarrow fluido} = q_m \cdot (h_{out} - h_{in}) = q_m \times \Delta h \quad (\text{Ec. 7})$$

Para que las unidades sean coherentes, en la (Ec. 7) hay que poner $P_{Q,captador \rightarrow fluido}$ en kW, el caudal másico (q_m) en Kg/s, y Δh en kJ/kg. Si se expresa el incremento de entalpía, Δh , en función del calor específico del aceite, C_p , y se integra entre las temperaturas del aceite a la salida y entrada en el captador, se obtiene que:

$$C_p = a + b \times T$$

$$\Delta h = \int_{T=T_{in}}^{T=T_{out}} C_p \times dT = a \times (T_{out} - T_{in}) + \frac{1}{2} \times b \times (T_{out}^2 - T_{in}^2)$$

Ya hemos visto, según la (Ec. 1) de la Sección 4 de este documento, que en nuestro caso los coeficientes "a" y "b" valen 1.479 y 0.0028 respectivamente. Si establecemos que la temperatura del aceite a la entrada del captador sea igual a la temperatura media del aceite en el campo solar, $T = 343^\circ\text{C}$ e introduciendo en (Ec. 7) los valores de " $P_{Q, captador \rightarrow fluido}$ " (176,0315 kW) y de " q_m " (2.80 kg/s) se obtiene la siguiente ecuación de segundo grado:

$$174,304 = 2.80 \times (1.479 \times T_{out} + 0.0014 \times T_{out}^2 - 672)$$

De la ecuación anterior se despeja T_{out} y nos queda: $T_{out} = 368.16^\circ\text{C}$

Por consiguiente, el incremento de temperatura en un captador es de:

$$\Delta T_c = 368.16 - 343 = 25.16^\circ\text{C}.$$

5.3 Cálculo del número de captadores que deben conectarse en serie dentro de cada fila

Puesto que deseamos tener un incremento total de 100°C en cada fila de captadores, y en un captador se consigue un incremento de $25,4^\circ\text{C}$, el número de captadores que debemos conectar en serie dentro de cada fila es:

$$100 / 25,16 = 3,97$$

A la vista del número obtenido, hay dos alternativas:

- a) poner solamente tres captadores por fila, o
- b) poner cuatro captadores por fila

En estas circunstancias lo ideal es elegir un número par de captadores para que las filas se puedan disponer en forma de "U" y adoptar una configuración del tipo "alimentación central" para las tuberías del campo de captadores. Así pues, dejamos en 4 el número de captadores conectados en serie dentro de cada fila. Como hemos aumentado el número de captadores desde 3,94 a 4, el caudal de aceite por fila tiene que ser aumentado en la misma proporción, de modo que el caudal de aceite que debe circular por cada fila de dos captadores es:

$$2,8 \cdot (4/3,97) = 2,821 \text{ kg/s}$$

Con este caudal de aceite por fila aún se tiene un buen número de Reynolds ($3,02 \times 10^5$), por lo que no se pone en peligro una buena transferencia de calor en los tubos absorbedores

6. Cálculo del número de filas paralelas necesario

Puesto que habrá 4 captadores conectados en serie en cada fila, la potencia térmica útil que suministrará cada fila en el punto de diseño será igual a cuatro veces la que suministre un captador, es decir:

$$4 \times 174,304 \text{ kW} = 697,217 \text{ kW}$$

Y la energía térmica que suministrará a lo largo del día de diseño (15 de octubre) una fila de captadores se obtiene integrando a lo largo de las horas de Sol (desde la salida hasta la puesta de Sol) la potencia térmica útil que da en cada instante la fila. Para hacer esto es necesario disponer del valor de la radiación solar directa y de la temperatura ambiente desde la salida hasta la puesta de Sol en el día de diseño. Normalmente estos valores de radiación solar y temperatura ambiente se dan en forma de valores medios en intervalos de 5 ó 10 minutos. Cuando se dan los valores medios cada 5 minutos, para calcular la energía térmica en kWh que da una fila de captadores en cada intervalo, hay que multiplicar la potencia térmica de la fila en kW correspondiente a cada registro de datos por la duración del intervalo expresada en horas, es decir, por $5/60 = 0.0833$ horas. Cuando la separación temporal entre registros de datos consecutivos no sea exactamente de 5 minutos, o cuando no estemos seguros de cuál es la separación temporal entre registros consecutivos, hay que multiplicar la potencia térmica de la fila en kW correspondiente a cada registro de datos por la diferencia de tiempos entre el de esa fila y el de la fila anterior. Sumando para todas las horas de Sol la energía térmica dada por la fila de captadores en cada intervalo de tiempo obtendremos la energía térmica total dada por una fila de captadores en el día de diseño.

Para calcular el número de filas que necesita tener el campo de captadores que estamos diseñando bastará con dividir la energía térmica total que necesita nuestra planta para poder operar a plena carga durante el tiempo que hemos establecido de 10 horas. Puesto que la potencia térmica nomi-

nal es de 87533 kW, la energía térmica que debe suministrar el campo solar en el día de diseño es de 875 330 kWh. Así pues, para determinar el número de filas necesarias bastará dividir este valor por la energía térmica que suministra una fila a lo largo del día de diseño. Puesto que la energía térmica que suministra una fila de 4 captadores EuroTrough el día 15 de octubre en el emplazamiento que hemos elegido es de 7699,07 kWh, entonces el número de filas paralelas de captadores que necesitamos es:

$$875330/7699,07 = 113.69 \text{ filas}$$

Redondeamos el número anterior a 114 filas de captadores, lo cual conduce a un número total de captadores de $4 \times 114 = 456$ captadores, con un área total de captación de $456 \times 546.5 = 249\,204 \text{ m}^2$.

7. Cálculo del sistema de almacenamiento de energía térmica

Con un campo solar compuesto por 114 filas de 4 captadores EuroTrough-100 cada una de ellas no es posible mantener funcionando la planta a potencia nominal durante 10 horas seguidas si no se dispone de un sistema de almacenamiento que nos permita guardar la energía térmica que sobra durante algunas horas del día, para aprovecharla en aquellas horas en las que la radiación solar disponible sobre los captadores no es lo suficientemente grande como para mantener el bloque de potencia a carga nominal. La Figura 2 muestra como varía la potencia térmica suministrada por el campo que hemos dimensionado desde la salida hasta la puesta de Sol, durante el día de diseño, habiéndose representado también la potencia térmica que demanda el bloque de potencia para funcionar a plena carga (línea azul, 87533 kW). Puesto que se desea generar electricidad a plena carga durante 10 horas, centradas alrededor del mediodía solar, la operación de la planta tendrá lugar desde las 07:00 horas hasta las 17:00 horas. Durante este intervalo de tiempo, la Figura 2 muestra que hay periodos de tiempo en los que el campo solar no da la potencia térmica que demanda el bloque de potencia (07:00 → 07:42; 10:32 → 13:27 y 16:07 → 17:00), mientras que durante otros periodos de tiempo el campo solar produce más potencia térmica que la demandada por el bloque de potencia (07:45 → 10:30 y 13:32 → 16:02).

Si deseamos mantener el bloque de potencia a plena carga será necesario poder guardar la energía durante los periodos de tiempo excedentarios para poder usarla durante los periodos de tiempo deficitarios. Para poder hacer esto necesitamos un sistema de almacenamiento térmico

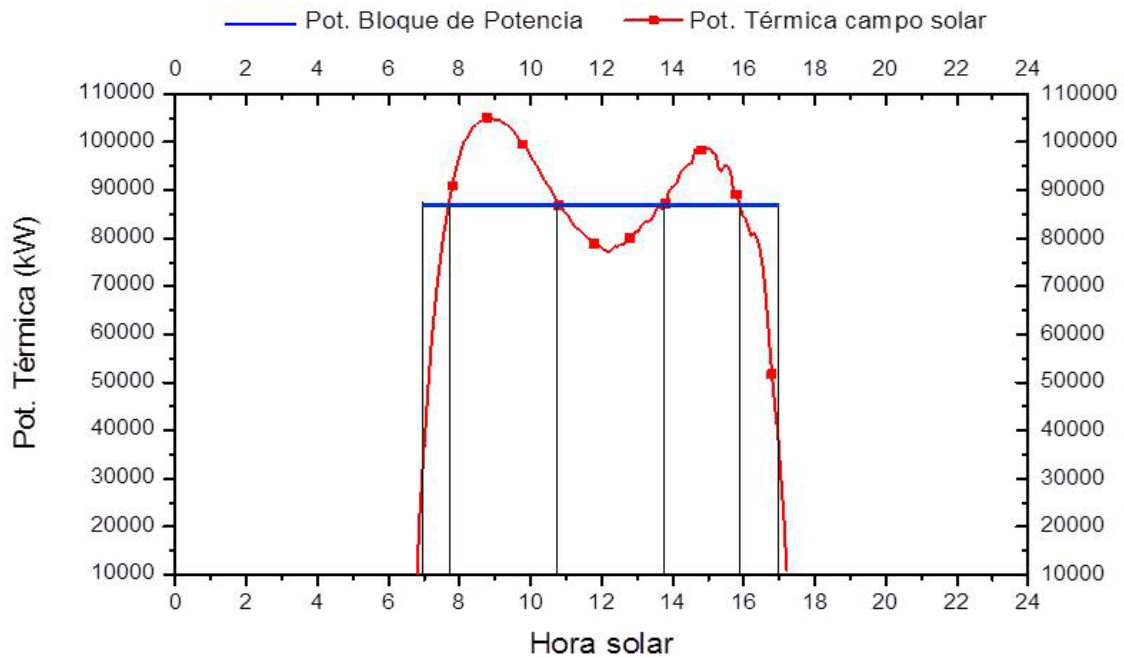


Figura 2. Potencia térmica dada por el campo solar y potencia térmica demandada (Octubre).

La capacidad del almacenamiento térmico viene determinada por la máxima cantidad de energía que hay que tener almacenada en el día. Para calcular dicha cantidad máxima hay que contabilizar la energía térmica que entra y que sale del sistema de almacenamiento térmico a lo largo del día desde que sale el Sol hasta que se pone (siendo positiva la energía que entra, y negativa la que sale), teniendo presente que dentro del sistema de almacenamiento no puede existir en ningún momento una cantidad negativa de energía. La energía que existe en cualquier intervalo de tiempo se obtiene sumándole a la energía que había en el intervalo anterior la que entra en el intervalo actual, teniendo en cuenta que si en el intervalo actual la diferencia entre la potencia térmica del campo solar y la demandada por la turbina es negativa en ese caso no hay entrada de energía en el sistema de almacenamiento, sino salida de energía porque la potencia dada por el campo solar es menor que la demandada por la turbina, y por consiguiente la cantidad de energía existente en el almacenamiento no aumenta, sino disminuye.

En la columna "K" del archivo Excel de "Práctica 2_Cálculos Resueltos" se han puesto los valores de la potencia térmica que proporciona el campo solar desde que sale el Sol hasta que se pone por la tarde, mientras que en la columna "L" se ha puesto la potencia demandada por la turbina desde que se pone en funcionamiento a las 07:00 horas de la mañana, hasta que se para a las 17:00 horas, como puede verse en la figura 2. Fuera de este intervalo de tiempo la turbina no demanda potencia alguna porque no está en funcionamiento.

En la columna "M" se ha puesto la *Diferencia entre la Potencia térmica dada por el campo y la demandada por la turbina*. Dicha diferencia es positiva cuando el campo da una potencia mayor que la demandada por la turbina, y es negativa en caso contrario.

En la columna "N" se ha puesto la energía correspondiente a los valores de potencia de la columna "M". Dicha energía será positiva cuando es excedente y entra en el sistema de almacenamiento. Si dicha energía no entra, sino que sale del sistema de almacenamiento, su valor es negativo. Los valores de esta energía son positivos cuando el campo solar proporciona una potencia mayor que la demandada por la turbina, y por consiguiente hay un excedente de energía que se envía al almacenamiento. Cuando el valor en la columna "M" es negativo significa que esa energía sale del sistema de almacenamiento porque la potencia dada por el campo solar es menor que la requerida por la turbina.

En la columna "O" se ha puesto el valor de la energía existente en el sistema de almacenamiento térmico a lo largo del tiempo, de acuerdo con el criterio explicado anteriormente: *"La energía que existe en cualquier intervalo de tiempo se obtiene sumándole a la energía que había en el intervalo anterior la que entra en el intervalo actual, teniendo en cuenta que si en el intervalo actual la diferencia entre la potencia térmica del campo solar y la demandada por la turbina es negativa en ese caso no hay entrada de energía en el sistema de almacenamiento, sino salida de energía porque la potencia dada por el campo solar es menor que la demandada por la turbina, y por consiguiente la cantidad de energía existente en el almacenamiento no aumenta, sino disminuye"*. Se ha tenido en cuenta también a la hora de calcular los valores de la columna "O" que en el sistema de almacenamiento nunca puede haber un valor negativo de energía, porque eso no tendría significado físico alguno, y por este motivo cuando el valor que se obtiene al sumarle a la energía que había en el intervalo anterior la que entra en el intervalo actual es negativo se debe poner un "cero" como valor de la cantidad de energía existente en el almacenamiento. Este filtro se ha implementado en la columna "O" mediante un simple criterio condicional en la fórmula de sus celdas: el valor de la celda "O_i" es " $O_{i-1}+N_i$ " si dicha suma es mayor que cero, o cero si dicha suma es menor o igual que cero. Esto se expresa mediante la siguiente fórmula en Excel: " $SI(O_{i-1}+N_i>0;O_{i-1}+N_i;0)$ ", siendo " O_{i-1} " la energía que había en el sistema de almacenamiento en el instante anterior y " N_i " la cantidad de energía que entra en el intervalo actual.

Tal y como se puede ver en la columna "O", el máximo valor de la energía acumulada en el sistema de almacenamiento es de 24343,41 kWh, y por consiguiente esa es la capacidad del sistema de almacenamiento que necesitamos para poder operar durante 10 horas centradas en el mediodía solar la planta a potencia nominal. El valor máximo de la energía almacenada se alcanza a las 15.95 horas.

La Figura 3 muestra los mismos parámetros que la Figura 2, pero para un día claro típico del mes de junio en el mismo lugar (mismas coordenadas geográficas).

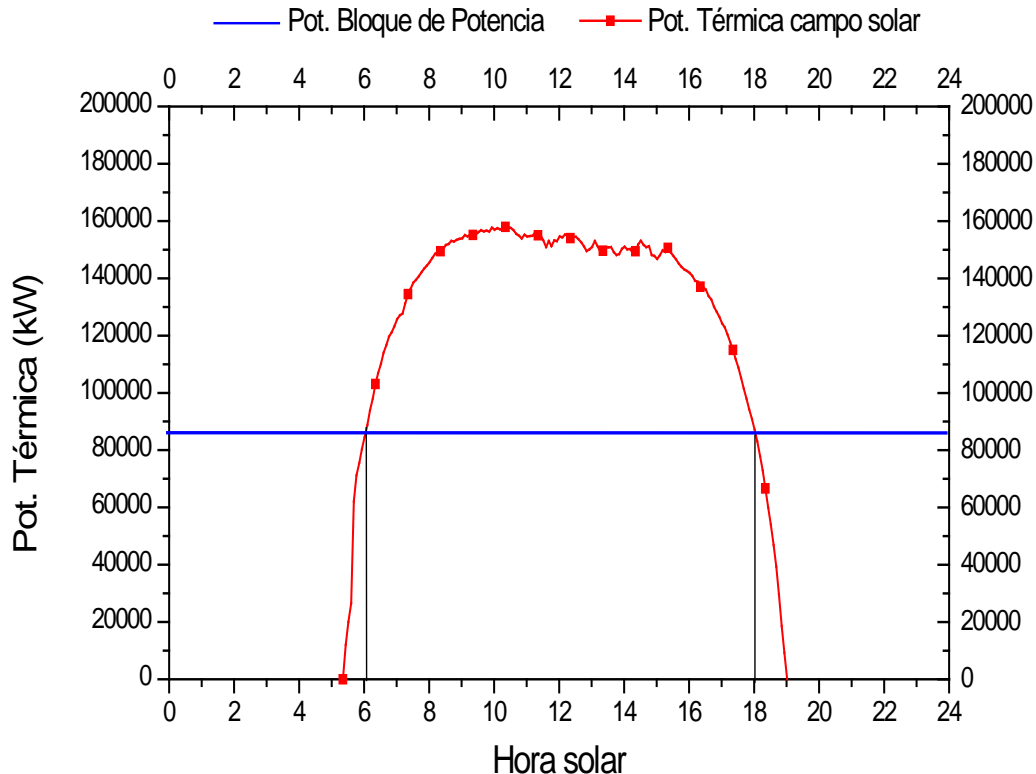


Figura 3. Potencia térmica dada por el campo solar y potencia térmica demandada (15 de Junio).

Se ve en la Figura 3 que la energía térmica excedentaria durante el periodo de tiempo que va desde las 06:05 hasta las 18:00 horas es muy grande (654.79 MWh), por lo que no podrá ser almacenada en el sistema de almacenamiento que hemos definido tomando como día de diseño el 15 de octubre (56.29 MWh). Esto significa que durante una gran parte del día de junio tendremos que desenfocar una fracción importante de los captadores porque no podríamos usar ni almacenar la energía térmica que produce.

Puesto que el campo solar es caro, hay que tratar de sacarle el máximo uso, y carece de sentido instalar un campo solar que va a estar durante una gran parte de los meses centrales del año fuera de uso porque no podemos aprovechar la energía térmica que produce. Resulta más sensato dimensionar el campo solar para un día de verano, de modo que podamos usar durante todo el año el campo solar al completo. Este es el motivo por el que se suele tomar el día 15 de junio como día de diseño para este tipo de plantas eléctricas termosolares, aunque ello suponga que en invierno el bloque de potencia trabajará solo a carga parcial.

Si comparamos la superficie de captadores obtenida en esta práctica con la superficie de la planta SEGS-VI de 30 MWe, vemos que esa planta SEGS tiene un campo solar con un área de captadores

igual a 188 000 m², que es solo un 75% de la superficie de captación que hemos obtenido nosotros. La explicación de este hecho estriba en que las plantas SEGS están dimensionadas para el día 15 de junio al medio día solar y sobredimensionadas un 15% en ese punto de diseño para que la turbina no trabaje a una carga demasiado baja en invierno. Además, la radiación solar en el emplazamiento de las plantas SEGS es un 15% superior a la que existe en el Sur de España.

Con el campo solar que hemos dimensionado la turbina funcionaría a una mayor carga que las de las plantas SEGS durante los últimos y primeros meses del año, pero desperdiciaríamos una gran parte del campo solar en los meses centrales del año. La conclusión a todo esto es que para cada proyecto es necesario optimizar el dimensionamiento del campo solar de modo que la rentabilidad de la inversión sea máxima. Para ello se debe realizar una simulación anual completa del comportamiento de la planta, y ver como se modifica la producción de electricidad y los correspondientes ingresos cuando se agranda o reduce el tamaño del campo de captadores solares.