

ParaTrough v1.0: Librería en Modelica para Simulación de Plantas Termosolares

Juan A. Romera Cabrerizo ^{a,*}, Matilde Santos ^b

^a Ingeniero de Proceso. Marquesado Solar. Central Termosolar Andasol 3. Autovía A-92 km.312, 18514, Aldeire-La Calahorra, Granada, España

^b Departamento de Arquitectura de Computadores y Automática, Universidad Complutense de Madrid, C/ Profesor José García Santesmases, 9, 28040, Madrid, España

Resumen

El presente trabajo describe una librería desarrollada en *Modelica* que utiliza el entorno *Dymola 6.1* para modelar y simular plantas termosolares de tecnología de colector cilindro-parabólico. El actual software de modelado y simulación es cada vez más potente gracias a los avances en computación y programación, pudiendo conseguir estimaciones muy precisas del comportamiento de estas plantas térmicas. Como mejora a otras propuestas actuales, la librería *ParaTrough* se ofrece como una herramienta pública, gratuita bajo licencia *Modelica License 2*, de código libre, flexible, modular, y por lo tanto fácilmente ampliable y modificable para los requerimientos específicos de cada planta y proceso en particular. En la versión 1.0 contemplada en este artículo, esta librería se puede usar para el modelado y simulación del recurso solar y del sistema de fluido de transferencia calorífica sin cambio de fase. Los modelos han sido validados con datos reales de una planta en operación, Andasol 3, en los términos municipales de Aldeire y La Calahorra (Granada). El objetivo de *ParaTrough* es poder ser utilizada gratuitamente y de forma amigable por analistas de procesos para uno o varios de los siguientes casos: evaluación del rendimiento, detección de fallos, exploración de nuevos modos de operación y optimización de la planta. Aunque en futuras versiones se puedan añadir otros elementos, esta aportación cubre una nueva área de aplicación específica para el software de *Modelica* y en su estado actual facilita la operación y mantenimiento de estas plantas.

Palabras Clave:

Modelado, simulación, planta termosolar, colector cilindro-parabólico, Modelica, energía renovable.

1. Introducción

Una planta termosolar genera energía eléctrica mediante una turbina de vapor que opera en un ciclo *Rankine* clásico. Su funcionamiento es análogo al de otra planta térmica. La gran diferencia estriba en que la fuente primaria de aporte energético es la radiación directa de origen solar. La implantación de este tipo de instalaciones es cada vez más amplia, y el aprovechamiento del recurso solar mediante estos procesos se ha extendido significativamente, permaneciendo España como líder del mercado junto con Estados Unidos (REN21, 2016).

Dada la necesidad de conocer y aprovechar cada vez mejor este tipo de energía renovable, en este trabajo se ha desarrollado una librería en *Modelica* para el entorno *Dymola 6.1* que permite modelar y simular plantas termosolares de tecnología de colector cilindro-parabólico (CSP). Como mejora respecto a otras herramientas presentes actualmente en el mercado, la librería denominada *ParaTrough* aquí desarrollada se ofrece

como una herramienta pública, gratuita bajo licencia *Modelica License 2*, de código libre, flexible, modular y fácilmente ampliable y modificable para los requerimientos específicos de cada planta y proceso en particular. El objetivo de la librería *ParaTrough* es que el ingeniero analista de procesos de una planta CSP, durante su etapa de operación y mantenimiento, pueda realizar con éxito y facilidad las siguientes labores:

- Evaluación del rendimiento: realizando la oportuna parametrización de la planta en particular, se puede comparar el rendimiento real con el rendimiento teórico que arroja el modelo de *ParaTrough* para identificar la necesidad de actuaciones al respecto.
- Detecciones de fallos: en aquellos días u operaciones en que se haya registrado un rendimiento menor al teórico, se puede utilizar *ParaTrough* para comparar con los datos reales de la planta y así detectar fallos en equipos o procedimientos de operación. Esta comparación sirve además para mejorar el modelo teórico de la planta y ajustarlo a la realidad particular.
- Exploración de nuevos modos de operación: para la mejora operacional de la planta se puede simular con *ParaTrough* nuevos escenarios y modos de operación antes de aplicar estos a la realidad de forma segura tanto para equipos como para personal.

* Autor en correspondencia.

Correos electrónicos: jromera@marquesadosolar.com (Juan A. Romera), msantos@ucm.es (Matilde Santos),

URL: <http://juanaromera.es> (Juan A. Romera)

- Optimización de la planta: el objetivo último de *ParaTrough* es ser una herramienta flexible para la optimización de la operación de una planta CSP tanto desde el punto de vista de producción como de rentabilidad económica.

La elección del software de simulación ha venido determinada por los siguientes criterios: herramienta modular, facilidad de utilización, posibilidad de análisis de la operación diaria, flexibilidad y adaptabilidad, y existencia de entornos de modelado gratuito. Para ello, tras analizar otras posibilidades, se ha decidido optar por el lenguaje *Modelica* y el entorno de modelado *Dymola 6.1*. *Modelica* es un lenguaje orientado a objetos, especialmente concebido para el modelado de complejos sistemas multi-físicos y cuya librería estándar y otras librerías accesibles contienen gran cantidad de componentes con código abierto y gran potencial de modificación, reutilización y adaptabilidad. Por otro lado, aunque este entorno es comercial, se ha dispuesto de una licencia educativa para desarrollo de este trabajo. Además, el código generado es utilizable en otros entornos abiertos de modelado que soportan *Modelica* como lenguaje. A modo de ejemplo, para validarlo, se ha comprobado que compila y es capaz de simular correctamente los ejemplos con *OpenModelica*.

La versión 1.0 desarrollada hasta el momento permite modelar y simular, bajo distintas configuraciones y parámetros, el recurso solar y el sistema de circulación del fluido de transferencia calorífica (HTF), siendo éste sin cambio de fase, como son los aceites térmicos que se utilizan en la actualidad.

Aunque en futuras versiones se puedan añadir otros elementos auxiliares, esta aportación cubre una nueva área de aplicación específica para el software de *Modelica* y en su estado actual facilita la operación y mantenimiento de estas plantas.

El resto del artículo está organizado de la siguiente manera. En esta sección se incluye un apartado donde se referencian otras herramientas de simulación en el ámbito termosolar y trabajos científicos al respecto. En la sección 2 se realiza una breve descripción de los principios de funcionamiento de las plantas termosolares, así como los fenómenos e hipótesis de modelado del recurso solar y del sistema de fluido térmico. La sección 3 está dedicada a la descripción de la librería y sus componentes. En la sección 4 se muestran resultados de la aplicación de la librería y su validación. El trabajo termina con las conclusiones y futuros trabajos de ampliación de *ParaTrough*.

1.1. Otras herramientas de simulación y revisión bibliográfica

La necesidad de evaluar el rendimiento de una planta CSP ha llevado a la introducción en el mercado de distintas herramientas de modelado y simulación. Algunas de las más utilizadas son las siguientes.

- *System Advisor Model* (SAM, 2016), software desarrollado por el Laboratorio Nacional de Energías Renovables de Estados Unidos (NREL). Posee una amplia y accesible base de datos meteorológica con potencial para ser aprovechada en *ParaTrough*. Está especialmente diseñado para los estudios de viabilidad de las plantas y tiene limitaciones con respecto al análisis detallado del rendimiento diario,

enfocándose en aspectos financieros como el retorno de la inversión.

- *Transient Systems Simulation Program* (TRNSYS, 2016), desarrollado por la Universidad de Wisconsin, EEUU. Es utilizado ampliamente para el modelado y simulación de una gran variedad de sistemas de energía térmica y eléctrica, entre ellos las CSP. Tiene naturaleza modular y posee gran flexibilidad. Sin embargo el paradigma de modelado orientado a objetos está sólo parcialmente desarrollado ya que, en algunos casos, se debe asignar la causalidad computacional manualmente, lo que conlleva problemas de convergencia de los modelos y aumenta la dificultad de uso.
- *IPSEpro*, software desarrollado por *SimTech* (2016), cuya librería de procesos y plantas térmicas posee una sublibrería dedicada a tecnologías CSP. Bien estructurado y con gran flexibilidad para desarrollar nuevos modelos. No existe un pre-ensamblaje de los modelos en los macrosistemas característicos de las plantas CSP, resultando complicada su composición desde los elementos primarios. El coste de adquisición de la licencia es alto.

Por estos motivos, como se ha dicho, se ha optado por *Modelica* que, además de facilitar el desarrollo y la consecución de los objetivos de este trabajo, tiene un entorno de modelado *Dymola* disponible bajo licencia de universidad y que permite generar código ejecutable desde otros entornos.

Respecto a otras librerías ya existentes en código *Modelica*, varios autores han sabido descubrir su enorme potencial como lenguaje para el modelado y posterior simulación y optimización, tanto en plantas industriales en general como en plantas convencionales de producción energética, especialmente en problemas ligados al control de éstas (Link et al., 2014). Por ejemplo, *Thermopower* (Casella y Leva, 2006), es una librería de código abierto en *Modelica* para el modelado dinámico de plantas térmicas de gas, orientada a la investigación de los sistemas de control. Posee flexibilidad y modularidad para acoplamientos entre el bloque de potencia de naturaleza térmica y los elementos y componentes propios de la ingeniería eléctrica (generador, transformadores, aparatos de mando y protección), así como facilidad de uso. Sus principales limitaciones son la falta de garantía de mantenimiento y que abarca sólo el caso de plantas de generación de gas.

Las características intrínsecas de no linealidad y condiciones cambiantes de los sistemas termosolares hacen que algunas de las características de *Modelica* sean ventajosas a la hora de abordar modelos fiables, económicos, y que aseguren su explotabilidad. Los modelos deben reflejar la problemática de los cambios bruscos en las condiciones ambientales y de las secuencias de operación. Por ello algunos autores se centran en perfeccionar las dinámicas de los modelos, como es el caso de Österholm y Palsson (2014). Su propuesta contiene sub-modelos de la entrada de radiación solar, del campo solar, almacenamiento térmico y un ciclo *Rankine* simplificado para el bloque de potencia. La validación del modelo con los datos de las plantas Andasol de Aldeire y La Calahorra (Granada) dieron buenos resultados para el campo solar. Sin embargo su principal limitación se hizo patente en el resultado de generación eléctrica de la instalación, debido a la simplificación de algunas dinámicas

presentes en las plantas reales. Un trabajo similar se describe en Montañés *et al.* (2015).

En la Plataforma Solar de Almería (PSA, 2016) se han realizado varios trabajos utilizando Modelica para crear modelos fiables de tecnologías en desarrollo. En Yebra *et al.* (2005) se presenta un sistema termohidráulico que utiliza la librería ThermoFluid para el diseño del control avanzado y la optimización del rendimiento de plantas termosolares de torre, aplicado a la planta piloto CESA-I de la Plataforma Solar de Almería (CIEMAT). El trabajo se centra en el modelado de las dinámicas del proceso, en términos de balance de energía, más que en desarrollar el comportamiento óptico del heliostato. Gracias a investigaciones como ésta hoy en día las plantas termosolares de torre son una tecnología madura.

Los autores (Yebra *et al.*, 2008; Hirsch y Eck, 2016) han desarrollado modelos en Modelica para la simulación y control de la tecnología de generación directa de vapor (GDV) mediante colectores cilindro parabólicos. El primer equipo, al igual que el artículo de 2005, reutiliza la librería ThermoFluid de Modelica. El modelado del colector solar, la introducción de valores reales de radiación solar y de diferentes modos de operación son las principales aportaciones del trabajo. Los resultados se validaron con medidas experimentales de la planta piloto de la PSA. Para el mismo tipo de tecnología, en Bonilla *et al.* (2012) y Yebra *et al.* (2006) se presenta un modelo para la planta termosolar experimental del proyecto DISS (*Direct Solar Steam*) de la Plataforma Solar de Almería (CIEMAT), y se realizó una calibración y validación del mismo con datos experimentales, utilizando para ello un algoritmo de optimización evolutivo, en concreto algoritmos genéticos. Ambos trabajos están enfocados a una tecnología en la que el fluido de transferencia térmica (agua-vapor) sufre un cambio de fase, mientras que la librería que aquí se propone, en su versión actual, sólo se aplica a fluidos de transferencia térmica sin cambio de fase. La GDV aún no ha podido desarrollarse para su explotación comercial, aún teniendo un grado de madurez tecnológica suficiente, debido a limitaciones de diversa índole, entre otras la falta de interés y financiación por parte de entidades públicas y privadas.

El grupo de investigación de la PSA siguió avanzando en el modelado y simulación de incipientes tecnologías como la foto-Fenton (Álvarez *et al.*, 2007) o problemas de control distribuido (Beschi *et al.*, 2014), utilizando otros lenguajes de modelado.

Trabajos interesantes sobre el control de plantas solares utilizando el lenguaje Modelica se encuentran en Cirre *et al.* (2004) y Rubio *et al.*, (2006), en la revista RIAI.

Otros autores han preferido realizar trabajos de modelado y simulación de plantas solares utilizando diferentes lenguajes y herramientas, tales como el software de simulación Wolfram's Mathematica 7 (García *et al.*, 2011), el paradigma de modelado con bloques tipo Simulink/Matlab, precursor del actual modelado orientado a objetos (Arahal *et al.*, 1997; Berenguel *et al.*, 1998; Camacho *et al.*, 2012; Romera *et al.*, 2014; Ochoa y Santos, 2016), o la utilización conjunta de Modelica con herramientas externas, como el caso de Bonilla *et al.* (2012) al unir Modelica con un algoritmo genético para calibración y validación programado con Matlab.

ParaTrough parte de los trabajos sobre plantas térmicas convencionales iniciados por el equipo del Politécnico de Milano

y de los trabajos de la PSA, para ahondar en la explotabilidad de los modelos con el fin de que sean una herramienta útil y accesible para las plantas termosolares que actualmente están en operación. Por ello, ParaTrough será un vínculo entre lo conseguido por las entidades de investigación y lo obtenido por la experiencia de operación de las plantas existentes.

2. Fenómenos e hipótesis de modelado

Una planta termosolar se divide en varios sistemas. Como se puede observar en la Figura 1, el campo solar concentra la radiación solar directa transmitiendo este calor a un fluido térmico que a su vez cede el calor a través del tren de generación (precalentador, generador de vapor, sobrecalentador y recalentador) a un circuito de vapor. Este vapor acciona la turbina para producir electricidad en un generador. El vapor es condensado a la salida de la turbina mediante un condensador refrigerado por agua. El condensado retorna al tren de generación para volver a repetir el ciclo.

Algunas plantas CSP (*Concentrated Solar Power*) poseen un sistema de almacenamiento térmico que permite a la central operar en tramos donde no hay radiación solar o durante horas nocturnas (Hernández-Urbe *et al.*, 2015).

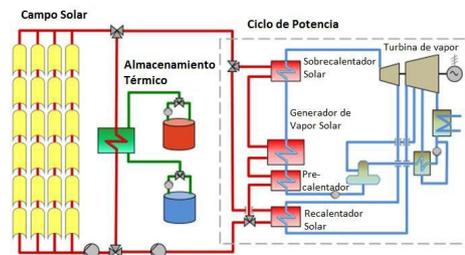


Figura 1: Esquema de una planta CSP con almacenamiento térmico

Entre el campo solar y el ciclo de potencia se emplaza el sistema de almacenamiento térmico que suelen estar formados por tanques de sales fundidas capaces de almacenar la energía sobrante del campo solar durante el día a través de un tren de intercambiadores. Durante periodos de nubes o en horas nocturnas, el sentido del intercambio de calor se revierte de manera que las sales fundidas con energía almacenada ceden su calor al circuito principal de fluido térmico para poder seguir generando con la turbina. El sistema de almacenamiento térmico es esencialmente una batería con un tanque frío y un tanque caliente. Durante el día la batería se carga, habiendo flujo de sales desde el tanque frío al tanque caliente. Durante la noche o con ausencia de sol la batería se descarga, pasando las sales desde el tanque caliente al tanque frío. Este sistema dota a las plantas CSP de gestionabilidad, capacidad de producción nocturna y cierta independencia ante cambios meteorológicos.

Se han planteado en los modelos de la librería balances de energía unidimensional. Estos son suficientemente representativos puesto que la transferencia se produce siempre a través de las paredes de un tubo cuya longitud es mucho mayor que su radio. Además se establecen balances de materia y

expresiones fluidodinámicas para la determinación de la pérdida de presión.

3. Descripción de la librería y sus componentes

La librería *ParaTrough* se estructura en dos sub-librerías genéricas: *media* y *basics*. La primera contiene modelos y propiedades físicas de los medios materiales que se utilizan en los demás sistemas tales como agua, vapor, fluido térmico y sales fundidas. La segunda contiene modelos físicos básicos de los diferentes dominios usados: dinámica de fluidos y transferencia de calor, junto con sus acoplamientos. Estos modelos genéricos forman los elementos básicos para la construcción de componentes más complejos.

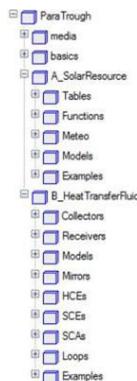


Figura 2: Estructura de *ParaTrough*

Las otras dos sub-librerías (Figura 2) corresponden a los macrosistemas básicos de una planta termosolar: recurso solar (*A_SolarResource*) y sistema de fluido térmico (*B_HeatTransferFluid*).

3.1. Conexión entre modelos

Los conectores son los elementos de interconexión entre diferentes modelos en el paradigma de modelado orientado a objetos (Elmqvist et al., 1993) que utiliza *Modelica*. En estos conectores se establecen sólo aquellas variables que interactúan con el exterior, quedando las demás en la estructura interna del modelo.

Existen dos tipos de variables que pueden ser definidas en los conectores: variables *through* y variables *across*. Las variables *through* son las que tienen naturaleza de flujo o caudal, tal como el caudal volumétrico en el dominio hidráulico o la intensidad de corriente en el eléctrico. Por el contrario, las variables *across* son las que tienen naturaleza de potencial como puede ser la temperatura en el dominio térmico o la velocidad en el ámbito mecánico.

La diferencia entre ambos tipos de variables estriba en su comportamiento en las uniones entre conectores (nodos): las variables *across* se igualan en los nodos y las variables *through* cumplen que su suma algebraica en un nodo vale cero. Se establece en *ParaTrough* el siguiente criterio de signos: cuando una variable *through* sale del modelo, ésta es negativa, y cuando entra al modelo es positiva. El número de variables *through* y

across por conector no está limitado por si se quiere modelar acoplamientos entre varios dominios, como puede ser el dominio termohidráulico (*through*: caudal, *across*: presión y temperatura) o electroquímico (*through*: flujo molar y corriente, *across*: potencial químico y voltaje).

La Figura 3 muestra una unión (línea roja) de dos modelos, una bomba y un sumidero de presión (ambos definidos en la sub-librería *basics*) a través de sus conectores termohidráulicos, enumerados respectivamente como 1 y 2. Un conector termohidráulico se define en *ParaTrough* con el caudal másico como variable *through* y la temperatura y la presión como variables *across*.

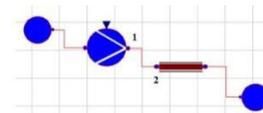


Figura 3: Unión entre dos conectores hidráulicos

Las uniones entre conectores en *Modelica* llevan empotradas las ecuaciones de conservación, por lo que se facilita la modelización. Estas son la generalización de las leyes de Kirchhoff para circuitos eléctricos que son utilizadas en otros dominios de la ingeniería. La ley de corrientes es de aplicación para las variables *through* mientras que la ley de tensiones se aplica a las variables *across*.

Los conectores definidos en *ParaTrough* se enumeran en la Tabla 1.

Tabla 1: Conectores definidos en *ParaTrough*

Conector	Variables <i>through</i>	Variables <i>across</i>	Icono
Térmico (<i>heatPort</i>)	Flujo de calor (Q)	Temperatura (t)	
Termohidráulico (<i>hfPort</i>)	Caudal másico (m)	Presión (p) Temperatura (t)	
Conector meteorológico (<i>weather_connector</i>)		Radiación normal directa (DNI) Temperatura (t) Velocidad de viento (ws) Ángulos posición solar	
Entrada analógica		Señal de entrada (u)	
Salida analógica		Señal de salida (y)	

Los conectores de la Tabla 1 serán utilizados para unir a los modelos creados en *ParaTrough* y formar así modelos de sistemas complejos.

3.2. Librería del recurso solar (*A_SolarResource*)

La librería del recurso solar (*A_SolarResource*) contiene tablas de datos, funciones astronómicas, datos meteorológicos de diferentes localizaciones de plantas termosolares, herramientas para su interpolación dentro de los modelos, y el modelo solar (*Sun*). A continuación se detallan algunas de las funciones. El ángulo de declinación de la Tierra determina la posición angular del sol a mediodía solar con respecto al plano del ecuador. Es el

ángulo entre el eje de rotación y el eje de traslación de la tierra, siendo como máximo 23.45° . La expresión del ángulo de declinación es la siguiente (Cooper, 1969):

$$\delta = 23.45 \sin\left(360 \frac{284+n}{365}\right) \quad (1)$$

donde,

- δ : ángulo de declinación de la Tierra, en grados.
- n : día del año, desde 1 (primero de enero) hasta 365 (último de diciembre).

En *Modelica* esta ecuación (1) se ha programado como una función cuya entrada es el día del año (n) y su salida el ángulo de declinación (δ).

El ángulo horario es el desplazamiento angular del sol hacia el este o el oeste del meridiano local. En el hemisferio norte éste es negativo por la mañana, se hace cero cuando el sol cruza el meridiano local (mediodía solar) y es positivo por la tarde (Patnode, 2006).

La expresión del ángulo horario es la siguiente:

$$\omega = (SoTime - 12) \frac{15^\circ}{n} \quad (2)$$

donde,

- ω : ángulo horario, en grados.
- $SoTime$: hora solar.

La ecuación (2) evalúa el ángulo horario en función de la hora solar y estableciendo la velocidad de rotación de la Tierra en $15^\circ/h$. La hora solar difiere de la hora estándar por lo que es corregida para que coincida el mediodía solar exactamente con las 12:00. La corrección depende del meridiano local, del meridiano estándar de la hora local y de la ecuación del tiempo. La expresión de la hora solar se introduce en el modelo solar (*Sun*). En *Modelica* se ha programado el ángulo horario como una función cuya entrada es la hora solar ($SoTime$) y su salida el ángulo horario (ω).

La ecuación del tiempo aparecerá en la expresión de la hora solar y tiene en cuenta las pequeñas irregularidades en la duración del día debidas a la órbita elíptica de traslación de la Tierra con respecto al Sol (Figura 4).

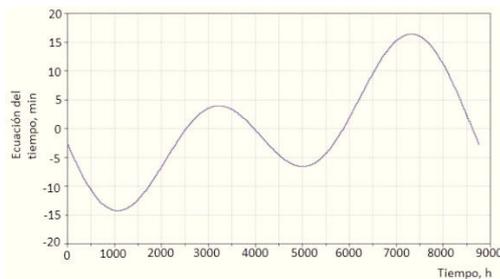


Figura 4: Variación anual de la corrección del tiempo

El modelo *Sun* condensa todos los componentes de la sub-librería *A_SolarResource* en un modelo físico que simula la posición del sol en cualquier momento del año para cualquier localización del planeta. Para esta localización evalúa con la

resolución de los datos de entrada los datos meteorológicos de radiación normal directa (DNI), temperatura ambiente, y velocidad del viento en función del tiempo. El modelo tiene en su interfaz un conector de la clase *weather_connector* (Tabla 1). Como variables tiene la clase *record*, instanciada como *data*, que utiliza a los datos meteorológicos. Los parámetros a introducir son el día inicial (day_0) y el mes inicial ($month_0$) en los que se quiere empezar la evaluación. Esta evaluación se realiza mediante el sub-modelo *WeatherEvaluator*, el cual interpola los datos meteorológicos (DNI, temperatura ambiente y velocidad de viento) de la clase *record data* a partir de los valores de día (day), mes ($month$) y la hora estándar ($StTime$). Además, para analizar la radiación total acumulada a lo largo de un periodo concreto de tiempo, se define la variable de *DNI* acumulada como la integral de *DNI* con respecto al tiempo simulado.

$$DNI_{acc} = \int_0^{time} DNI dt \quad (3)$$

Para definir la posición del sol, se definen los ángulos ($^\circ$) de ángulo cenital θ_z , ángulo horario, w , y altura solar, α (Figura 5).

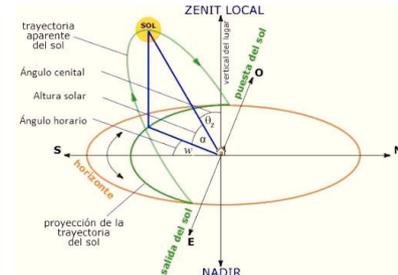


Figura 5: Ángulos que definen la posición del sol

El ángulo cenital (θ_z) se relaciona con los demás ángulos y con la latitud del lugar (*latitude*, también en $^\circ$) mediante la siguiente ecuación (Duffie and Beckman, 2013):

$$\cos(\theta_z) = \cos(\delta) \cos(latitude) \cos(w) + \sin(\delta) \sin(latitude) \quad (4)$$

La altura solar (α) es el ángulo complementario al ángulo cenital θ_z , es decir:

$$\alpha = \begin{cases} 90 - \theta_z, & \theta_z < 90 \\ 0, & \theta_z \geq 90 \end{cases} \quad (5)$$

Se ha definido (5) por partes para tener en cuenta la altura solar sólo cuando el sol está visible (durante el día) y no tener alturas solares negativas (por la noche, cuando el ángulo cenital es mayor que 90°), ya que no tendría sentido físico.

El ángulo horario (ω) depende de la hora solar ($SoTime$), tal como se define en la sub-librería *basics*. Ésta es ligeramente diferente a la hora estándar ($StTime$) y se relacionan mediante la siguiente ecuación (Patnode, 2006):

$$SoTime = StTime - DST + \frac{(meridian - longitud)}{15} + E \frac{1h}{60 \text{ min}} \quad (6)$$

donde:

- *DST* (*Daylight Savings Time*) es el ajuste de hora: 1 en horario de verano y 0 en horario de invierno. En *Sun* se ha definido *DST* como 1 desde el 27 de marzo ($n=86$) hasta el 27 de octubre ($n=300$) y 0 para el resto. Dependiendo de qué año se evalúe, se deberá cambiar por las fechas reales.
- *meridian*: meridiano estándar para la hora local, en grados. Se toma de los datos de localización de la clase *data*.
- *longitude*: longitud de la localización. Se toma de los datos de la clase *data*.
- *E*: corrección del tiempo, en minutos. La función se define en la sub-librería *basics*.

Por último se establece la relación entre la variable tiempo simulado (*time*) con la hora estándar (*StTime*). El tiempo simulado empieza ($time=0$) en el día inicial (*day_0*) y mes inicial (*month_0*) escogidos como parámetros para la evaluación, y tiene dimensión de horas en *ParaTrough*. Tal como está predefinido en *Modelica*, avanza positivamente hasta el tiempo de parada de la simulación.

La hora estándar (*StTime*) responde a la siguiente fórmula, relacionada con el tiempo simulado (*time*) (Patnode, 2006):

$$StTime = time - (n - n_0) \cdot 24h / día \quad (7)$$

Donde n_0 es día del año inicial, calculado a partir del día inicial (*day_0*) y mes inicial (*month_0*).

La ecuación (7) hace que la hora estándar (*StTime*) se reinicie cada 24 horas del tiempo simulado (*time*). Así se simula el comportamiento cíclico de la hora estándar del día con independencia del tiempo simulado. Con esta ecuación, el modelo solar (*sun*) también aporta el tiempo simulado y el tiempo real cuando componen otros modelos más complejos.

3.3. Librería del sistema de fluido térmico (*B_HeatTransferFluid*)

En el mercado actual son varios los fabricantes de colectores solares y difieren ligeramente entre sí. Para que la librería *ParaTrough* sea una herramienta válida de comparación entre diferentes tipos de colectores, se ha definido un modelo clase *record* para recoger las constantes características de cada tipo de colector comercial.

Los elementos de los que está formado un colector solar se presentan en la Figura 6. La parábola está formada por espejos que reflejan la radiación directa y la concentran en el foco de la estructura, por donde corren una serie de tuberías con fluido térmico (HTF) en su interior. Estos tubos de absorción se denominan HCEs (*Heat Collector Elements*). Estructuralmente, el colector está formado por la unión en hilera de elementos más pequeños llamados SCEs (*Solar Collector Elements*). Cada SCE suele tener una tubería en su foco de 3 HCEs. La unión de entre 6 y 12 SCEs forma finalmente el colector solar, también llamado SCA (*Solar Collector Assembly*). Los SCAs tienen movimientos independientes unos de otros ya que poseen una unidad hidráulica de pistones para permitir su movimiento y enfoque al sol. Estas características son comunes a la gran mayoría de plantas termosolares existentes en el mundo.

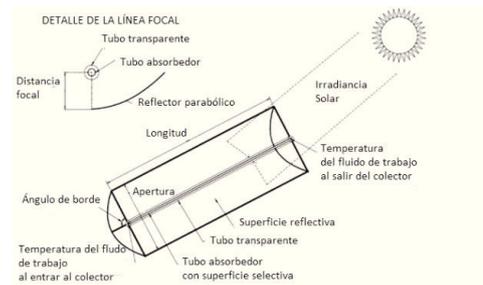


Figura 6: Esquema de un colector solar cilindro-parabólico

La unión también en hilera de 4 ó más SCAs forman un lazo solar (*loop*). Éste consigue el salto de temperatura requerido por la planta, que suele ser de 100 K entre entrada al lazo y salida.

Finalmente, la unión en paralelo de numerosos lazos consigue la energía térmica necesaria para el funcionamiento de la planta termosolar.

El HCE consta de un tubo metálico recubierto con una pintura especial que maximiza la absorbancia de la radiación solar, y de una cubierta o camisa de vidrio a vacío que maximiza la transmitancia de la radiación solar y minimiza las pérdidas por convección térmica hacia el exterior. Entre HCEs se instala un fuelle para absorber las diferencias de dilatación térmica entre el tubo de acero y el vidrio.

En la Figura 7 se muestra la implementación de los elementos principales del sistema de fluido térmico: espejos (*Mirrors*), elemento colector de energía térmica (*HCE*), elemento de colector solar (*SCE*), colector solar (*SCA*), lazo (*Loop*) y campo solar (*SolarField*).

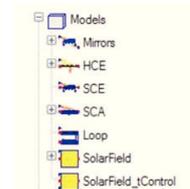


Figura 7: Estructura de la sub-librería Models

El modelo espejos (*mirrors*) simula la concentración de la energía procedente del sol a través de la estructura de espejos con geometría cilindro-parabólica. Se instancia la clase *record collector*, que es reemplazable y define el tipo de colector comercial en el que están montados los espejos del modelo.

La interfaz tiene dos conectores de tipo *weather_connector*. El modelo determina la radiación realmente concentrada por los espejos mediante la evaluación del ángulo de incidencia y diferentes factores de pérdidas, unidos en un único factor de eficiencia. Las siguientes ecuaciones constituyen el modelo:

$$weather_connector2.DNI = \eta_{weather_connector} \cdot DNI \cdot \frac{A_p}{N_{SCE} \cdot N_{HCE}} \quad (8)$$

donde:

- *weather_connector2.DNI*: radiación normal directa concentrada por los espejos, en W.

- *weather_connector1.DNI*: radiación normal directa incidente en los espejos, en Wm^{-2} .
- *Ap*: área reflectora del colector, en m^2 .
- *N_{SCE}*: número de SCEs por colector.
- *N_{HCE}*: número de HCEs por SCE.
- *η*: factor de eficiencia de los espejos, adimensional, que se define como:

$$\eta = \cos\theta \cdot IAM \cdot RowShadow \cdot EndLoss \cdot TrackEff \cdot GeomEffects \cdot MirrorReflectance \cdot OptiEff \quad (9)$$

donde:

- *θ*: ángulo de incidencia, en grados. Es el ángulo que forma la normal de la parábola de espejos con el rayo de incidencia solar.
- *IAM*: Modificador del Ángulo de Incidencia, adimensional. Es característico a cada tipo de colector.
- *RowShadow*: factor de pérdidas por sombras entre filas, adimensional.
- *EndLoss*: factor de pérdidas por pérdida de radiación concentrada en los extremos de los tubos, adimensional.
- *TrackEff*: eficiencia de enfoque, adimensional.
- *GeomEffects*: efectos geométricos, adimensional.
- *MirrorReflectance*: reflectividad de los espejos, adimensional.
- *OptiEff*: eficiencia óptica general, adimensional.

Las ecuaciones constituyentes de las variables de (9) son:

$$\cos\theta = \sqrt{\cos^2\theta_z + \cos^2\delta \sin^2\omega} \quad (10)$$

Donde tanto el ángulo cenital, θ_z , como el ángulo de declinación, δ , y el ángulo horario, ω , se toman del conector *weather_connector1*.

El Modificador del Ángulo de Incidencia (*IAM*) cuantifica empíricamente para cada colector otras pérdidas en los espejos que pueden ser correlacionadas con el ángulo de incidencia (θ). Estas pérdidas ocurren debido a la reflexión y absorción por la camisa de vidrio del HCE cuando el ángulo de incidencia crece (Patnode, 2006):

$$IAM = IAM_0 + IAM_1 \cdot \theta + IAM_2 \cdot \theta^2 \quad (11)$$

donde:

- *IAM₀*: factor de orden cero, adimensional.
- *IAM₁*: factor de orden uno, en $grados^{-1}$.
- *IAM₂*: factor de orden dos, en $grados^{-2}$.

El factor de pérdidas por sombras entre filas (*RowShadow*), adimensional, cuantifica este efecto de sombreado cuando la altura solar (α) es lo suficientemente pequeña (Figura 8).



Figura 8: Ilustración del efecto de sombra entre filas (Patnode, 2006)

$$RowShadow = \begin{cases} 0, & W_{eff} \leq 0 \\ \frac{W_{eff}}{W}, & W_{eff} \geq W \\ 1, & W_{eff} < W \end{cases} \quad (12)$$

con:

- *W_{eff}*: Anchura reflectora eficaz no sombreada, en m.
- *W*: Anchura reflectora total, en m.

La anchura reflectora eficaz no sombreada *W_{eff}* se calcula con *L_{row}* distancia entre filas de colectores (Stuetzle, 2004):

$$W_{eff} = L_{row} \frac{\cos\theta_z}{\cos\theta} \quad (13)$$

Las pérdidas de radiación concentrada en los extremos de los tubos (*EndLoss*) ocurren siempre que haya ángulos de incidencia distintos de cero. Cierta longitud de HCE no es iluminada por la radiación solar reflejada por los espejos (Lippke, 1995).

$$EndLoss = 1 - f \cdot \frac{\tan\theta}{L_{SCA}} \cdot N_{SCE} \cdot N_{HCE} \quad (14)$$

Donde *f* es la distancia focal media (m) y *L_{SCA}* la longitud del colector (m).

El elemento colector de energía térmica (HCE) se modela mediante la composición de modelos más simples de la sub-librería *basics*, tales como circulación de flujo por tubería, transmisión de calor a través de cilindro, sumidero térmico al ambiente, etc (Figura 9).

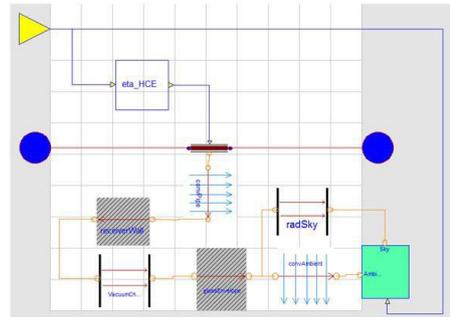


Figura 9: Modelado de un tubo HCE por composición

El modelo tiene como interfaz a un conector meteorológico (*weather_connector*) y a dos conectores termohidráulicos (*hfPort*). Además se instancia la clase record *receiver*, que es reemplazable y define el tipo de HCE comercial utilizado.

Este modelado a partir de objetos físicos más simples dota al modelo de un vínculo con los mecanismos reales que lo gobiernan, al contrario que lo que ocurre con un modelado únicamente basado en ecuaciones (Huang et al., 2012).

La transmisión de calor se realiza entre el tubo absorbedor y el ambiente estimando una transmisión unidimensional (Figura 10).

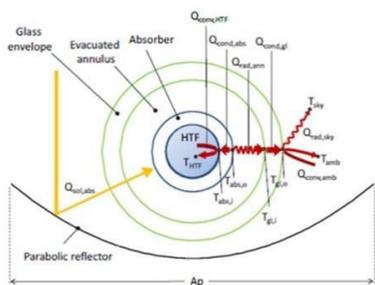


Figura 10: Transmisión de calor unidireccional del HCE (Burkholder, 2009)

Todos los modelos declarados y que se utilizan en la composición del tubo HCE utilizan las propiedades del HCE reflejadas en la clase *record receiver*. Se definen los coeficientes de transporte de los fenómenos de transmisión de calor para particularizarlos al sistema (Burkholder, 2009).

El factor de eficiencia del HCE viene dado por (15), para completar así el modelo de composición mostrado en la Figura 9:

$$\eta_{HCE} = HCEdustBelShadEnvTrans \cdot HCEabsHCEmisc \quad (15)$$

donde:

- η_{HCE} : factor de eficiencia del HCE, adimensional.
- $HCEdust$: factor de polvo en HCE, adimensional.
- $BelShad$: factor de sombra por fuelle, adimensional.
- $EnvTrans$: transmitancia de la camisa de vidrio, adimensional.
- $HCEabs$: absorbanza de la capa de pintura del tubo de acero, adimensional.
- $HCEmisc$: factor misceláneo para contar otras pérdidas, adimensional.

El lazo solar consigue el salto de temperatura requerido por la planta, que suele ser de aproximadamente 100 K entre la entrada al lazo y la salida, en régimen nominal.

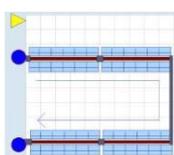


Figura 11: Icono del modelo loop

El modelo del lazo solar (*Loop*) se obtiene mediante composición gráfica de cuatro SCAs en serie y conectando entre sí todos los conectores de tipo *weather_connector* (Figura 11).

Adicionalmente se definen las siguientes variables en el modelo del lazo:

$$ThermalPower = \dot{m}(h_{out} - h_{in}) \quad (16)$$

donde:

- $ThermalPower$: potencia térmica conseguida por el lazo, W.
- \dot{m} : caudal másico a través del lazo, en kg/s.
- h_{out} : entalpía específica del fluido térmico a la salida, en J/kg.

- h_{in} : entalpía específica del fluido térmico a la entrada del lazo, en J/kg.

Las entalpías específicas son determinadas dependiendo de la sustancia que fluye a través del lazo, que invoca a las propiedades a través de los modelos definidos para las sustancias en la sub-librería *media*.

La energía acumulada E es:

$$E = \int_0^{time} ThermalPower \cdot dt \quad (17)$$

El campo solar es la unión de los lazos requeridos para conseguir la potencia térmica nominal necesaria para el funcionamiento de la planta solar. Este modelo instancia a tres clases reemplazables: *medium*, *collector* y *receiver*, que permiten conjugar distintos tipos de fluido térmico, colectores y HCEs, respectivamente.

El número de lazos en un campo solar típico suele ser de más de 100. No se modela por composición de lazos (*Loop*) debido a que el modelo sería muy pesado computacionalmente para la información verdaderamente útil que se suele buscar en la simulación. Por ello se modela un campo solar simplificado al crearlo como un modelo atómico con el número de lazos (N) como parámetro, y que comprende todas las ecuaciones correspondientes a la consecución de un lazo (*loop*) de los apartados anteriores con la salvedad de la definición del factor de rendimiento del campo solar:

$$\eta_{SOF} = \eta \cdot CF - \frac{Q_{loss}}{DNI \cdot f} \quad (18)$$

donde:

- η : factor de eficiencia conjunto de espejos y HCEs, adimensional. Es el producto de ambos factores de eficiencia (η y η_{HCE}).
- CF : factor de limpieza (*Cleanliness Factor*). Indica en tanto por uno el grado de limpieza medio de los espejos del campo solar, que perjudica a la reflectividad del espejo (*MirrReflectance*).
- Q_{loss} : pérdidas de calor en los tubos por convección y radiación, en Wm^{-1} .

Como ya se ha dicho, f es la anchura reflectora del colector y DNI la radiación normal directa (Wm^{-2}) que se toma del conector *weather_connector*.

De este modo, la energía térmica obtenida del modelo de campo solar simplificado sería la equivalente a un solo lazo solar que tuviera como área de reflexión la suma de los N lazos del campo solar real (19).

$$Thermalpower = \eta_{SOF} \cdot DNI \cdot \cos\theta \cdot N \cdot A_p \quad (19)$$

De esta forma, se podrían realizar simulaciones con perfiles irregulares de irradiancia (partes sombreadas y no sombreadas), componiendo un modelo con varios campos solares simplificados que correspondieran a diferentes zonas del campo solar real. A cada uno se le uniría un modelo solar (*Sun*) diferente, para modelizar las diferencias de radiación a en cada zona.

4. Resultados de la simulación de componentes de la planta termosolar y validación

Se van a mostrar algunos de los modelos implementados con la librería *ParaTrough* de componentes de la planta termosolar. Todos los ejemplos de aplicación de la librería se han simulado utilizando el algoritmo de resolución DASSL con una tolerancia de 0,0001. En primer lugar se muestran tres modelos solares (*Sun*), con los datos meteorológicos de Phoenix, Sevilla y Madras. Los datos meteorológicos han sido tomados de la base de datos del software SAM (2016), del NREL. Estos datos se invocan desde la sub-librería *Meteo*, mediante la redeclaración de la clase *record* llamada *data* para cada uno de los sub-modelos. Los parámetros de día inicial y mes inicial alimentan simultáneamente a los tres modelos, asegurando que empiezan a simularse en el mismo día del año todos ellos.

En la Figura 12 se observan los valores de DNI de Phoenix (línea roja), que es el que tiene valores más altos, de Sevilla (línea verde) y de Madras (línea azul), para el periodo de tiempo seleccionado (3 al 7 de junio). Este ejemplo corresponde al modelo *LocationComparison_5days*.

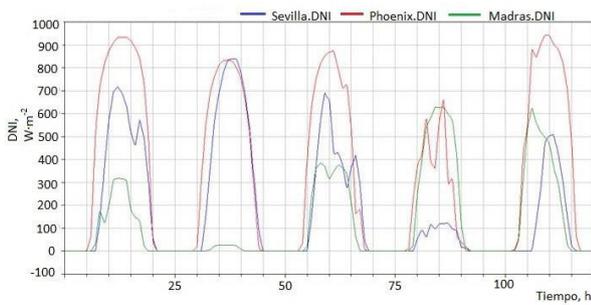


Figura 12: Comparación del DNI entre Sevilla, Phoenix y Madras

En la Figura 13 se determina el valor anual de DNI acumulado para las tres localizaciones estudiadas.

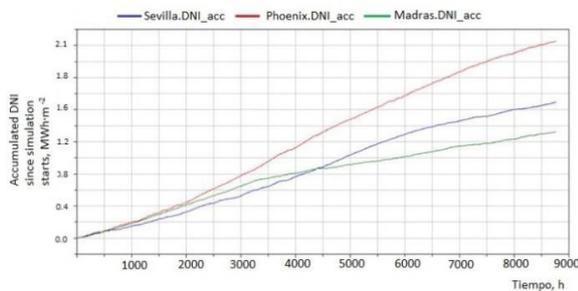


Figura 13: DNI acumulado en un año para Sevilla, Phoenix y Madras

Se observa que Phoenix (línea roja) es el lugar donde se tiene un mayor recurso solar, alcanzando 2.45 MWhm⁻²/año. Madras (línea verde) presenta más energía irradiada que Sevilla (línea azul) durante el primer tercio del año pero la capital andaluza sobrepasa a mitad del año a la ciudad india y obtiene un DNI acumulado anual de 1.69 MWhm⁻²/año. Madras acumula una radiación total de 1.32 MWh·m⁻²/año. Este ejemplo corresponde

al modelo *LocationComparison_year*, dentro la sub-librería *A_SolarResource*.

La Figura 14 muestra que la máxima altura solar para este día se produce en Phoenix (línea roja), alcanzando casi 80.5° aproximadamente a las 13:30 hora local. Un dato característico es la diferencia entre la puesta de sol entre las tres localizaciones, identificable cuando la curva de la altura solar llega a cero por la tarde (Tabla 2). Nótese que el eje de tiempo en la abscisa se refiere a la hora local, por lo que no tienen relación de simultaneidad entre sí las curvas. Se simula de esta manera para facilitar la interpretación de los resultados. Este ejemplo corresponde al modelo *LocationComparison_24_6*.

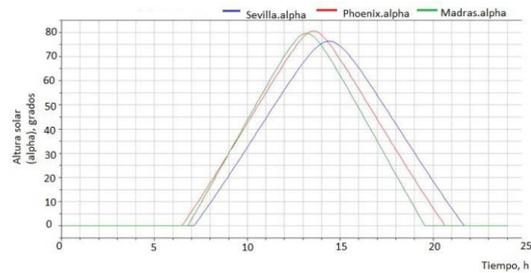


Figura 14: Comparativa de la altura solar entre Sevilla, Phoenix y Madras

Tabla 2: Hora de la puesta en sol de Phoenix, Sevilla y Madras el día 24 de junio

Localización	Hora de la puesta de sol
Phoenix	20:36
Sevilla	21:39
Madras	19:34

Además de comparar entre localizaciones se puede comparar datos meteorológicos de diferentes días típicos en una sola localización. Para ello se dispone en *ParaTrough* del modelo *DaysComparison*.

Otra aplicación es el modelado de un lazo solar (Figura 15). Se trata del modelo *Loop_operation*, compuesto gráficamente de un modelo *loop* (librería *B_HeatTransferFluid*), un modelo *pump* (librería *basics*), un modelo *sun* (librería *A_SolarResource*), un modelo *source_t* (librería *basics*) y un modelo *sink_p* (librería *basics*). El objetivo del sistema es bombear un caudal constante a un lazo (8 kg/s) en un día plenamente soleado. Los datos de las siguientes simulaciones han sido contrastados con los datos reales de la planta termosolar Andasol 3, en los términos municipales de Aldeire y La Calahorra (Granada, España), comprobándose su validez.

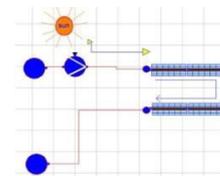


Figura 15: Composición del ejemplo Loop_Operation

La Figura 16 muestra cómo varían las temperaturas centrales de los SCAs que forman el lazo en un día soleado, pudiéndose

observar su aumento en las horas de salida de la radiación y su disminución por la tarde, cuando la radiación decae.

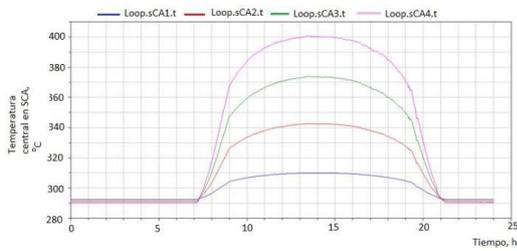


Figura 16: Temperaturas centrales de los SCAs que forman el lazo

También es interesante observar que por la noche, al seguir recibiendo el lazo el mismo caudal que por el día, las temperaturas de los SCAs se invierten siendo el primero (SCA1) el más caliente y el último (SCA4) el más frío. Este efecto es causado por el enfriamiento del fluido térmico por la noche debido a la ausencia de radiación y a las pérdidas térmicas a través de los HCEs. Este ejemplo está destinado a comparar el rendimiento teórico con el real de los diferentes colectores solares dentro de un mismo lazo.

La Figura 17 muestra las pérdidas térmicas al ambiente en un HCE aleatorio del lazo tanto por convección (línea azul en la gráfica superior) como por radiación (línea roja en la gráfica superior). Se observa que estos fenómenos están directamente correlacionados con los cambios de temperatura ambiente (su aumento durante el día hace que las pérdidas por radiación disminuyan), y de velocidad de viento (su aumento durante el día hace que las pérdidas por convección aumenten). Si se observa con más detenimiento la figura se puede ver que la temperatura crece hasta que le da tiempo a la bomba a suministrar el caudal necesario. En algunos puntos de estas figuras se alcanzan valores superiores a 400°C, que es el punto en el que el fluido térmico empieza a degradarse exponencialmente.

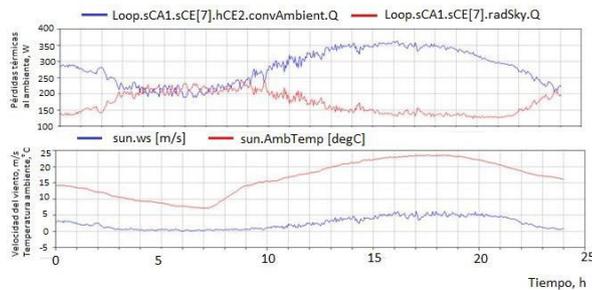


Figura 17: Pérdidas térmicas de un HCE

Para evitar esta degradación es necesario dotar al campo solar y a los lazos de mecanismos de control para la regulación del caudal. Si se alcanza una temperatura próxima a 400°C el sistema de control aumentará el caudal y si la temperatura baja demasiado, para no comprometer el rendimiento de la planta termosolar, el sistema de control disminuirá el caudal. Este ejemplo es indicado para detectar posibles fallas en los tubos colectores tales como pérdidas de vacío, lo que incrementaría el

valor de pérdidas caloríficas por convección por encima del valor teórico.

La representación de la Figura 18 corresponde al modelo *SOF_tempControl* y establece un lazo de control que actúa sobre el caudal suministrado al campo solar por la bomba para controlar la temperatura de salida del mismo, y que toma como punto de consigna un valor parametrizable de temperatura. Las posiciones de los sensores de temperatura en la planta real se sitúan en el colector común de entrada al campo solar y en la salida del lazo, antes del colector común de salida del campo solar.

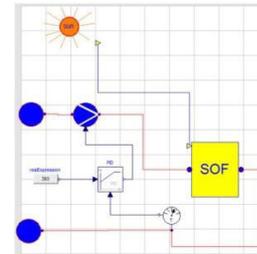


Figura 18: Composición gráfica del ejemplo *SOF_TempControl*

Lo más usual en las plantas termosolares es establecer este punto de consigna en 393°C. Los datos de estas simulaciones también han sido contrastados con los datos reales de una planta termosolar, comprobándose la validez de los modelos, como se presenta a continuación en las figuras 19 a 21.

En la Figura 19 se ha aplicado un controlador PID cuyas ganancias se han ajustado a los valores: ganancia proporcional $K_p = 25 \text{ kg} \cdot \text{s}^{-1} \cdot \text{K}^{-1}$, tiempo integral = 0.05 s y acción derivativa anulada. Se observa la respuesta gradual de la bomba a medida que la radiación suministra más energía al campo solar. La temperatura de salida del campo solar (línea roja) permanece básicamente constante e igual al punto de consigna durante el periodo de radiación, salvo al final de la tarde cuando el decaimiento de la radiación unido a perturbaciones de pequeñas nubes (pequeños altibajos de la línea azul de DNI por la tarde) hacen que la temperatura de salida del campo solar permanezca con un offset respecto al punto de consigna durante un cierto periodo de tiempo (aproximadamente una hora, desde las 19:15 a las 20:15).

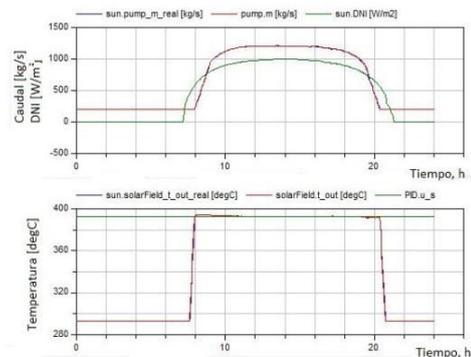


Figura 19: Control de temperatura del campo solar en un día soleado

Se observa en la Figura 20 que el control de temperatura en este tipo de días resulta más complicado, y llega a no ser posible

cuando la ausencia de radiación es total (Mikati *et al.*, 2012; Mikati *et al.*, 2013). Sin embargo, se consigue un resultado aceptable al conseguir que la temperatura alcance de nuevo el punto de consigna en un tiempo corto y con pocas oscilaciones.

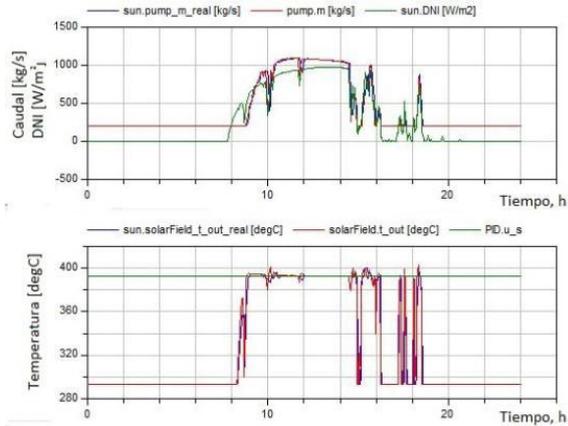


Figura 20: Control de temperatura del campo solar en un día nublado

Las diferencias entre datos teóricos y experimentales en este tipo de días son mayores, debido sobre todo a tiempos de respuesta de la bomba. Se puede observar esto con más detalle en la Figura 21, donde aparecen algunos sobrepasos de la temperatura de salida de campo solar cuando aparecen nubes de considerable envergadura. Este ejemplo está destinado al estudio de nuevos modos de operación al simular con nuevos parámetros de ajuste el PID antes de implementarlos en la planta real.

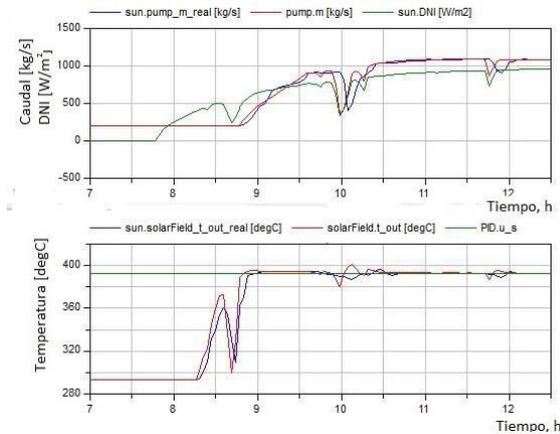


Figura 21: Detalle del control de temperatura en presencia de nubes

También está destinado a la optimización de la operación bajo la influencia de nubes, minimizando sobrepasos en la temperatura y manteniendo correctamente así al fluido térmico dentro de sus condiciones óptimas.

Adicionalmente se dispone en *ParaTrough* de modelos para comparar el rendimiento de los diferentes tipos de lazos solares comerciales y para comparar el comportamiento de un mismo campo solar en diversas localizaciones.

5. Conclusión

Con este trabajo se ha dado un primer paso para dotar al ingeniero de procesos o analista de plantas y sistemas termosolares de una herramienta gratuita denominada *ParaTrough*, implementada como librería en *Modelica*. Esta herramienta es modular, fácil de utilizar y flexible, permitiendo evaluar el rendimiento de la instalación, detectar fallos, explorar nuevos modos de operación y optimizar el sistema de campo solar de la planta de colectores cilindro-parabólicos emplazada en cualquier parte del mundo.

La herramienta se ha validado hasta donde ha sido posible utilizando los datos meteorológicos típicos de localizaciones distantes entre sí y con valores reales de la planta Andasol 3, en la provincia de Granada.

La funcionalidad de la librería *ParaTrough* en su versión inicial queda limitada al modelado y simulación del campo solar (macrosistema que aúna el sistema de recurso solar y sistema de fluido de transferencia calorífica), que es el núcleo de la planta termosolar, y a fluidos sin cambio de fase.

A pesar de los numerosos trabajos de investigadores sobre el tema, los esfuerzos en modelado y simulación de plantas industriales en general y solares en particular suelen encontrar muchas reticencias para su integración en la estructura empresarial. Esto puede deberse, entre otros motivos, a que no siempre proporcionan un beneficio a corto plazo, no se tiene seguridad de que la herramienta sea válida para la planta concreta y, por tanto, aparecen dudas acerca de si la inversión tanto económica como de tiempo tendrá un impacto significativo en la planta. Con *ParaTrough*, esta resistencia se minimiza al tratarse de una herramienta de código libre y con la suficiente flexibilidad para adaptarla al entorno particular de la planta en cuestión, pudiendo alcanzar resultados en un corto plazo de tiempo.

En futuros trabajos se programarán las sub-librerías ciclo de potencia (*C_PowerCycle*), almacenamiento térmico (*D_ThermalStorage*), sistemas auxiliares (*E_Balance of Plant*) y planta térmica (*PowerPlant*) para completar todos los macrosistemas presentes en las plantas solares (Figura 1).

La reutilización de la librería de código abierto *Thermopower* (Casella y Leva, 2006) para contemplar el ciclo de potencia y de conversión en energía eléctrica también es una opción de trabajo futuro para la ampliación de *ParaTrough*.

ParaTrough: Modelica-based Simulation Library for Solar Thermal Plants

Abstract

This paper describes a *Modelica*-based library developed to the modeling and simulation of solar thermal plants with parabolic trough collectors. The *Dymola* 6.1 environment has been used. Unlike other commercial tools, the *ParaTrough* library is offered as a free open source tool, under *Modelica License 2*. Its modular code makes it easily extensible and modifiable to the requirements of each plant and process in particular. In its current version 1.0, this library can be used for

modeling and simulating the solar resource and the heat transfer fluid without phase change. The models have been validated with real data of an operating plant. *ParaTrough* can be freely used by process analysts for one or more of the following cases: performance assessment, fault detection, exploring new operation modes and plant optimization. While other elements can be added in future extensions, this contribution covers a new specific application area of *Modelica* and in its current state it facilitates the operation and maintenance of parabolic trough power plants.

Keywords:

Modeling, simulation, solar thermal plant, parabolic trough power plants, Modelica, renewable energy.

Agradecimientos

Al profesor Alfonso Urquía por sus comentarios y sugerencias sobre este artículo y su dirección del TFM preliminar del mismo. Especial mención además a Luis del Valle, director técnico de la planta termosolar Andasol 3.

Referencias

- Alvarez, J. D., Gernjak, W., Malato, S., Berenguel, M., Fuerhacker, M., Yebra, L. J. 2007. Dynamic models for hydrogen peroxide control in solar photo-fenton systems. *Journal of Solar Energy Engineering* 129(1), 37–44. DOI:10.1115/1.2391014
- Arahal, M. R., Berenguel, M., Camacho, E. F. 1997. Nonlinear neural model-based predictive control of a solar plant. *European Control Conference (ECC)*, IEEE, pp. 985–990.
- Beschi, M., Dormido, S., Sanchez, J., Visioli, A., Yebra, L. J. 2014. Event-based PI plus feedforward control strategies for a distributed solar collector field. *IEEE Transactions on Control Systems Technology* 22(4), 1615–1622. DOI: 10.1109/TCST.2013.2279216
- Berenguel, M., Arahal, M. R., Camacho, E. F. 1998. Modelling the free response of a solar plant for predictive control. *Control Engineering Practice* 6(10), 1257–1266. DOI: 10.1016/S0967-0661(98)00126-9
- Bonilla, J., Yebra, L. J., Dormido, S., Zarza, E. 2012. Parabolic-trough solar thermal power plant simulation scheme, multi-objective genetic algorithm calibration and validation. *solar Energy*, 86(1), 531–540. DOI: 10.1016/j.solener.2011.10.025
- Burkholder, F., Kutscher, C. F. 2009. Heat loss testing of Schott's 2008 PTR70 parabolic trough receiver. *National Renewable Energy Laboratory, Colorado, US*.
- Camacho, E. F., Berenguel, M., Rubio, F. R., Martínez, D. 2012. Control Issues in Solar Systems. In *Control of Solar Energy Systems* (pp. 25–47). Springer London. DOI: 10.1007/978-0-85729-916-1_2
- Casella, F., Leva, A. 2006. Modelling of thermo-hydraulic power generation processes using Modelica. *Mathematical and Computer Modelling of Dynamical Systems*, 12(1), 19–33. DOI: 10.1080/13873950500071082
- Cirre, C.M., Valenzuela, L., Berenguel, M., Camacho, E.F. 2004. Control de plantas solares con generación automática de consignas. *RIAI* 1, 50–56.
- Cooper, P. I. 1969. The absorption of radiation in solar stills. *Solar energy* 12(3), 333–346. DOI: 10.1016/0038-092X(69)90047-4
- Duffie, J. A., Beckman, W. A. 2013. *Solar engineering of thermal processes*, vol. 3. Wiley, New York.
- Elmqvist, H., Cellier, F. E., Otter, M., 1993. Object-oriented modeling of hybrid systems. *European Simulation Sym.*, Delft, Holanda, pp. 31–41.
- García, I.L., Álvarez, J.L., Blanco, D. 2011. Performance model for parabolic trough solar thermal power plants with thermal storage: Comparison to operating plant data. *Solar Energy* 85(10), 2443–2460. DOI: 10.1016/j.solener.2011.07.002
- Hernández-Urbe, O., San Martín, J. P., García-Alegre, M. C., Santos, M., Guinea, D. 2015. Smart building: decision making architecture for thermal energy management. *Sensors* 15(11), 27543–27568. DOI: 10.3390/s151127543
- Hirsch, T., Eck, M. 2006. Simulation of the start-up procedure of a parabolic trough collector field with direct solar steam generation. In: *Proceedings 5th International Modelica Conference*, Vienna, Austria, pp. 135–143.
- Huang, W., Hu, P., & Chen, Z., 2012. Performance simulation of a parabolic trough solar collector. *Solar Energy* 86(2), 746–755. DOI: 10.1016/j.solener.2011.11.018
- Link, K., Gall, L., Bonifay, J., Buggert, M. 2014. Testing power plant control systems in Modelica. In: *Proc. of the 10th International Modelica Conference*, Lund, Sweden, 1067–1072. DOI: 10.3384/ECP140961067.
- Lippke, F. 1995. Simulation of the part-load behavior of a 30 MWe SEGS plant (SAND--95-1293). *Sandia National Labs.*, Albuquerque, NM, US.
- Mikati, M., Santos, M., Armenta, C. 2012. Modelado y simulación de un sistema conjunto de energía solar y eólica para analizar su dependencia de la red eléctrica. *RIAI* 9(3), 267–281. DOI: 10.1016/j.riai.2012.05.010
- Mikati, M., Santos, M., Armenta, C. 2013. Electric grid dependence on the configuration of a small-scale wind and solar power hybrid system. *Renewable energy* 57, 587–593. DOI: 10.1016/j.renene.2013.02.018
- Montañés, R. M., Windahl, J., Pålsson, J., Thern, M. 2015. Dynamic modeling of a parabolic trough solar thermal power plant with thermal storage with Modelica. *ASME-AIT-UIT. Conf. Thermal Energy Systems: Production, Storage, Utilization and the Environment*. Napoli, Italy.
- Ochoa, N., Santos, M. 2016. Modeling and simulation of a solar-Thermal system for its efficient implementation in Quito (Ecuador). *IEEE Latin America Transactions* 14(5) 2271–2279. DOI: 10.1109/TLA.2016.7530423
- Österholm, R., Pålsson, J. 2014. Dynamic modelling of a parabolic trough solar power plant. In: *Proc. 10 th International Modelica Conference* 96, pp. 1057–1066, Lund, Sweden. DOI: 10.3384/ECP140961057.
- Patnode, A. M. 2006. Simulation and performance evaluation of parabolic trough solar power plants. *Doctoral dissertation*, University of Wisconsin-Madison.
- PSA. 2016. *Plataforma Solar de Almería-Ciemat: Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas*. Ministerio de Economía y Competitividad. www.psa.es/es/index.php
- REN21. 2016. *Renewable Energy Policy Network for the 21st Century*. *Renewable Global Status Report*. www.ren21.net/.
- Romera, J. A., Santos, M., López, V., 2014. Hybrid fuzzy-PID control in a thermo solar power plant condenser. In: *International Conference on Progress in Informatics and Computing (PIC)*, IEEE, Shanghai, China, pp. 641–645.
- Rubio, F. R., Camacho, E. F., Berenguel, M. 2006. Control de campos de colectores solares. *Revista Iberoamericana de Automática e Informática Industrial* 3(4), 26–45.
- SAM. 2016. *System Advisor Model*. NREL. <http://sam.nrel.gov/>
- SimTech. 2016. *Simulation Technology*. www.simtechnology.com/CMS/
- Stuetzle, T., Blair, N., Mitchell, J. W., Beckman, W. A. 2004. Automatic control of a 30 MWe SEGS VI parabolic trough plant. *Solar Energy* 76(1), 187–193. DOI: <http://dx.doi.org/10.1016/j.solener.2003.01.002>
- TRNSYS. 2016. *Transient Systems Simulation Program*. *Thermal Energy System Specialists, LLC*. <http://www.tmsys.com/>
- Yebra, L. J., Berenguel, M., Dormido, S., Romero, M., 2005. Modelling and simulation of central receiver solar thermal power plants. In: *Proc. 44th IEEE Conference on Decision and Control*, Sevilla, Spain, pp. 7410–7415. DOI: 10.1109/CDC.2005.1583357
- Yebra, L. J., Berenguel, M., Zarza, E., Dormido, S. 2006. Object oriented modelling of DISS solar thermal power plant. In: *5th International Modelica Conference*, Vienna, Austria, 449–456.
- Yebra, L. J., Berenguel, M., Dormido, S., Zarza, E. 2008. Object oriented modelling and simulation of parabolic trough collectors with Modelica. *Mathematical and Computer Modelling of Dynamical Systems* 14(4), 361–375. DOI: /10.1080/13873950701847199