



Universidad
Zaragoza

Anexo

Validación de tecnología híbrida solar de placa plana para el suministro energético en edificios residenciales.

Autor

María del Pilar Gómez Vera

Director/es

Jose Antonio Turégano Romero

Ingeniería / Escuela de Ingeniería y Arquitectura

2013

1. MÉTODOS DE CÁLCULO: PROGRAMAS DE SIMULACIÓN

Actualmente existe una gran variedad de programas comerciales de simulación que permiten dimensionar instalaciones solares. La gran mayoría de los programas de cálculos no requieren un gran conocimiento de las instalaciones por parte del usuario y suelen aportar resultados adecuados para el nivel de detalle requerido y los datos de entrada aportados al programa. Cuando se necesitan resultados más aproximados se emplean programas de simulación detallados, que normalmente requieren mayor cantidad de datos de entrada y un nivel notable de conocimientos técnicos por parte del usuario.

Se distingue entre programas no modulares (TRANSOL) y modulares (TRNSYS). En ambos casos se simula el comportamiento de una instalación a partir de los modelos matemáticos establecidos para cada componente. Estos programas permiten realizar evaluaciones en diferentes periodos de tiempo mediante la resolución de las ecuaciones características de los distintos componentes de una instalación solar. El modelo matemático empleado influye en la fiabilidad, flexibilidad, objeto de aplicación, esfuerzo computacional y tiempo de cálculo del programa.

TRNSYS

Trnsys es un programa de simulación desarrollado por el Laboratorio de Energía Solar de la Universidad de Wisconsin-Madison (primera versión año 1975) y enriquecido por las contribuciones de TRANSOLAR Energietechnik GMBH, Centre Scientifique et Technique du Bâtiment (CSTB) y Thermal Energy Systems Specialists (TESS) [12].

Se ha optado por elegir este programa para el desarrollo del proyecto, pues resulta el más completo a la hora de predecir las características de un sistema de energía térmica solar a baja temperatura y encontrar los componentes adecuados para asegurar un comportamiento satisfactorio del sistema.

TRNSYS es un solver de ecuaciones algebraicas y diferenciales que incorpora una librería con los más comunes sistemas termoenergéticos y diseñado especialmente para simulaciones transitorias. Adopta una estructura modular para la resolución de sistemas de componentes, donde cada uno de los componentes se describe mediante una subrutina que en la nomenclatura que utiliza TRNSYS recibe el nombre de TYPE. Esta técnica modular permite analizar un sistema entero como la suma de componentes o sistemas individuales y la interconexión entre éstos. Cada uno de los types se describe con un modelo matemático mediante lenguaje de programación Fortran.

Otra de las ventajas que ofrece el programa es el simulador de radiación que incorpora. La complejidad que supone simular la radiación es sintetizada por TRNSYS mediante el uso de un único componente. Con las salidas de una hoja de datos meteorológicos, el software es capaz de aportar todos los datos de radiación necesarios.

2. VALIDACIÓN DEL MODELO EN ESTUDIO [20]

En el desarrollo de este proyecto fin de máster, la validación del colector PVT en estudio, ha sido uno de las partes del proyecto, que más dificultad ha desentrañado, ya que requiere el conocimiento e influencia de todos los parámetros que influyen en el funcionamiento del mismo, así como de las ecuaciones que mejor definen su comportamiento.

Uno de los objetivos fundamentales del proceso de validación, es producir un modelo que represente el comportamiento del sistema real, lo suficientemente próximo como para que el modelo pueda sustituir al sistema, con el objetivo de experimentar determinados aspectos del mismo. No obstante, tal y como se explicará posteriormente, la validación del colector PVT en estudio [tesis doctoral], será una aproximación

al comportamiento de dicho colector. En dicha tesis doctoral, su autor realizará una validación con mayor rigurosidad en los resultados, aumentando el nivel de credibilidad del modelo, es decir, el “nivel de confianza.” Con ello, se logra que pueda ser implementado en un programa de cálculo, de forma que sea aceptado a nivel toma de decisiones sobre los resultados proporcionados por dicho modelo.

En general, la verificación enfoca el tema de la consistencia interna de un modelo, mientras que la validación está relacionada con la correspondencia entre el modelo y la realidad. El término validación se aplica a aquellos procesos que buscan determinar si una simulación es correcta o no respecto al sistema “real”. De forma más sencilla, la validación trata sobre la cuestión "¿Se está construyendo el sistema correcto?", mientras que la verificación responde a "¿Se está construyendo correctamente el sistema?".

3. COLECTOR PVT EN ESTUDIO (TESIS DOCTORAL)

Las características del colector PVT en estudio, que se modelará en el Trnsys 16, y cuya curva de rendimiento, así como sus características, han sido facilitadas por el autor de la tesis doctoral, Alejo del Amo; miembro del grupo de investigación, de energía y edificación de la universidad de Zaragoza (GEE); ha sido diseñado cumpliendo las siguientes características constructivas (tabla 1):

Tabla 1. Pilar Gómez (2013) Validación de tecnología híbrida solar de placa plana, para el suministro energético en edificios residenciales

Símbolo	Dimensión	Unidades	Descripción
W	0,076	m	ancho aleta
D	0,0476	m	diámetro exterior de tubo (la anchura del enlace se simplifica con diam.exterior)
D_i	0,0324	m	diámetro de tubo interior
δ_b ≡ δ	0,0005	m	espesor de aleta (el espesor de enlace se simplifica con espesor aleta)
L_e	0,035	m	espesor del aislamiento bordes (edge)
L_b	0,035	m	espesor del aislamiento parte inferior colector (bottom)
p	5,27	m	perímetro colector PVT
c	0,05	m	alto del colector
N	1	adim.	numero de capas de vidrio del colector
ε_g	0,88	adim.	emisividad del cristal de la cubierta
ε_p	0,95	adim.	emisividad de panel (placa absorbadora)
σ	5,67E-08	W/m ² K ⁴	constante de Stefan-Boltzmann

El módulo fotovoltaico integrado en el colector PVT, responde a las siguientes características técnicas y constructivas (tabla 2). La geometría del panel se visualiza en la figura 1.

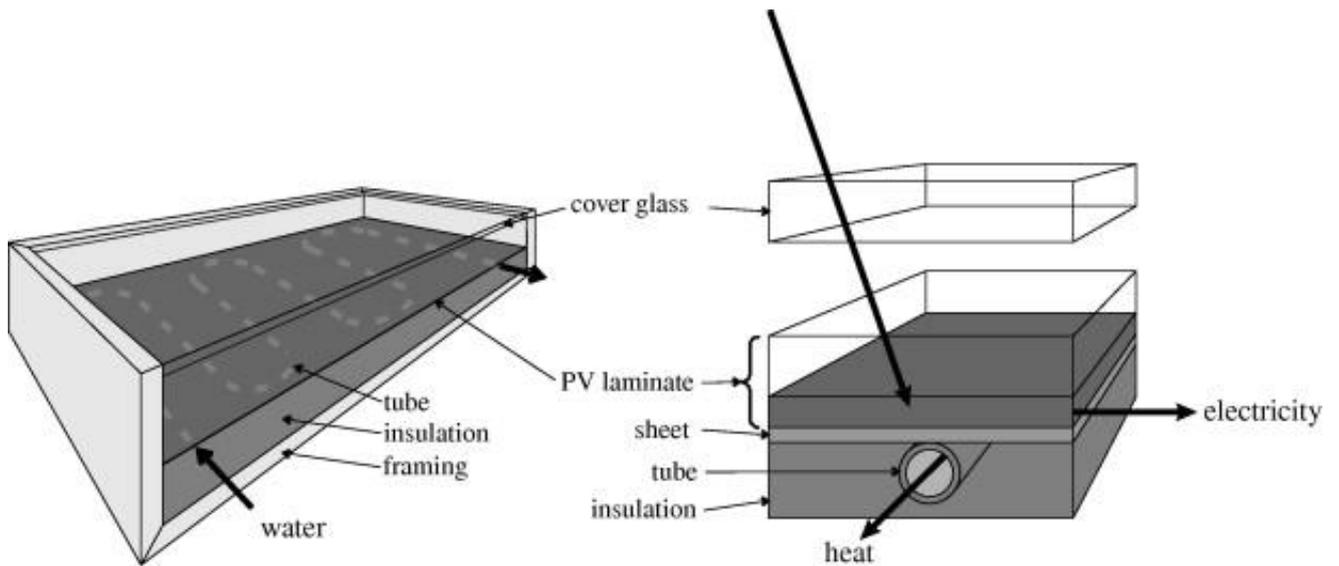


Figura 1. R. Santbergen et al. (2010) Detailed analysis of the energy yield of systems with covered sheet-and-tube PVT collectors

Tabla 2. Pilar Gómez (2013) Validación de tecnología híbrida solar de placa plana, para el suministro energético en edificios residenciales

Características técnicas módulo fotovoltaico A-230P	
Fabricante	Atersa grupo elecnor
Características físicas	
Dimensiones	1645x990x40 (mm)
Área	1,63 (m ²)
Tipo de célula policristalina	156x156 (mm)
Células en serie	60 (6x10)
Área células	1,46 (m ²)
Características eléctricas (STC)	
Potencia nominal	230 (W)
Eficiencia módulo	14,12%
I _{pmp}	7,99 (A)
V _{pmp}	28,87 (V)
Parámetros térmicos (STC)	
Coeficiente de temperatura P(β)	-0,0043/°C
Rango de funcionamiento	
Temperatura	-40°C a +85°C
TONC	47 ± 2°C

4. UNIDADES TRNSYS COLECTOR PVT (TYPE 50A) “PARAMETERS - INPUTS – OUTPUTS”

El colector PVT seleccionado en el Trnsys, corresponde con el Type 50a, cuya descripción matemática para la simulación del software será descrita con posterioridad. No obstante, la introducción del “manejo del Trnsys” requiere un detalle de los parámetros, inputs y outputs que definen dicho Type.

Tabla 3. Pilar Gómez (2013) Validación de tecnología híbrida solar de placa plana, para el suministro energético en edificios residenciales

PARAMETERS			Unidades
2	Collector Area	A_c	m^2
3	Collector Fin Efficiency Factor	F	adimensional
4	Fluid Thermal Capacitance	C_p	$kJ/kg \cdot K$
5	Collector plate absorptance	α	adimensional
6	Collector loss coefficient	U_L	$kJ/hr \cdot m^2 \cdot K$
7	Cover transmittance	τ	adimensional
8	Temperature coefficient of solar cell efficiency	β	$^{\circ}C^{-1}$
9	Reference temperature for cell efficiency	25 (STC)	$^{\circ}C$
10	Packing factor	FE	adimensional

Tabla 4. Pilar Gómez (2013) Validación de tecnología híbrida solar de placa plana, para el suministro energético en edificios residenciales

INPUTS			Unidades
1	Inlet fluid temperature	$T_{i,f}$	$^{\circ}C$
2	Fluid mass flow rate	\dot{m}	kg/hr
3	Ambient temperature	T_a	$^{\circ}C$
4	Incident radiation	I	kJ/hr
5	Cell efficiency	η_e	adimensional

Tabla 5. Pilar Gómez (2013) Validación de tecnología híbrida solar de placa plana, para el suministro energético en edificios residenciales

OUTPUTS			Unidades
1	Outlet fluid temperature	$T_{salida_{fluido}}$	$^{\circ}C$
2	Fluid flowrate	\dot{m}_{salida}	kg/hr
3	Rate of useful energy gain	Q_u	kJ/hr
4	Collector loss coefficient	U_L	$kJ/hr \cdot m^2 \cdot K$
5	transmittance-absorptance product	$\tau \cdot \alpha$	adimensional
6	Electrical power output	$Prod_{PV}$	kJ/hr
7	Average cell temperature	$T_{media_{PV}}$	$^{\circ}C$

5. OBTENCIÓN DE LOS PARÁMETROS DE CÁLCULO A INTRODUCIR EN EL TRNSYS

Tal y como observamos en la tabla 3, es necesario introducir como parámetros de cálculo, F (collector fin efficiency factor), U_L (collector loss coefficient) y FE (packing factor). Para ello, es necesario, llevar a cabo el cálculo de dichos parámetros, por lo que se ha optado por desarrollar un Excel complementario a la bancada simulada en Trnsys. En dicho Excel, se han introducido todas las ecuaciones ya introducidas en el apartado “Definición de las ecuaciones matemáticas que definen el modelo físico”, así como las variables correspondientes a las mismas, que resultan precisas para la obtención de dichos parámetros de entrada en el Trnsys.

Entre estos factores o variables, se incluyen las características físicas de los componentes del colector PVT (longitud colector, altura, área, diámetro de conductos,...), así como las propiedades de los materiales que conforman dicho colector (emisividad del cristal, emisividad placa absorbadora,...), además de las propiedades térmicas (conductividad térmica de las aletas, aislantes,...). Además, es necesario establecer para el cálculo de U_t (top loss coefficient) dentro del cálculo de U_L , h_w (pérdidas térmicas por convección por efecto del viento), T_a (temperatura ambiente) y T_p (temperatura media placa absorbadora), por lo que se tendrán que estipular las condiciones de medida, recurriendo a la norma UNE-EN-12975-2:2006 “captadores solares”, así como a la condiciones estándar de medida “STC” para módulos fotovoltaicos.

Hay que subrayar, que para que la curva de rendimiento suministrada por el fabricante o en este caso, por el modelo experimental desarrollado en la tesis doctoral, coincida con la proporcionada por el Trnsys, es necesario modificar los valores de los parámetros a introducir en el Trnsys, haciéndolos oscilar entre límites que contemplen incertidumbres razonablemente lógicas, que no distorsionen la realidad de dichos parámetros. Todo ello, con independencia de que se modifiquen los valores reales considerados por dicho fabricante o en dicho modelo experimental, es decir, no evaluar los tipos proporcionados por el Trnsys como “cajas negras inaccesibles”. A continuación, se introducen los límites entre los que se pueden oscilar algunos de dichos parámetros:

Tabla 6. Pilar Gómez (2013) Validación de tecnología híbrida solar de placa plana, para el suministro energético en edificios residenciales

	PARAMETERS		Límites Variables	Unidades
4	Fluid Thermal Capacitance	C_p	4,191 (10°C,100 kPa)-4,174 (40°C, 100 kPa) [17]	kJ/kg·K
5	Collector plate absorptance	α	0,74 [18]; 0,9 [9]; 0,95 [2, 12]	adimensional
7	Cover transmittance	τ	0,92 [18]; 0,846 [9]; 0,88 [12]	adimensional
8	Temperature coefficient of solar cell efficiency	β	(-0,00375, -0,004, -0,0041, -0,0045, -0,0054, -0,006, -0,0063) [14]	°C ⁻¹

A pesar de que el parámetro (8) β es aportado por la ficha técnica del panel fotovoltaico A-230P, debido a que su funcionamiento puede variar al formar parte de un colector PVT, este valor de -0,0043/°C proporcionado por el fabricante (Atersa), admite leves modificaciones.

Además de los parámetros recopilados en la tabla anterior (tabla 6), otro parámetro que admite cierta modificación es el coeficiente de pérdidas globales U_L . Para ello, se requiere modificar parámetros tales como:

Tabla 7. Pilar Gómez (2013) Validación de tecnología híbrida solar de placa plana, para el suministro energético en edificios residenciales

Parámetros	Límites Variables	Unidades
ϵ_g	0,85 [9]; 0,88 [2]	adim.
ϵ_p	0,85 [9]; 0,95 [2]	adim.
k_{cobre}	372,1 [12], 385 [1]	W/mK
$K_{\text{bottom,edge}}$	0,023 [2]; 0,05 [12]	W/mK
h_w	$v_{\text{viento}} \rightarrow 2 \text{ a } 4 \text{ m/s [16]}$	W/m ² K

6. EVALUACIÓN DE LA CURVA DE RENDIMIENTO APORTADA POR LA TESIS DOCTORAL

La curva de rendimiento térmico facilitada, del colector PVT, responde a los siguientes parámetros:

$$\left\{ \eta_0 = 0,62; a_1 = 5,73 \left(\frac{W}{m^2 \cdot K} \right); a_2 = 0,00374 \left(\frac{W}{m^2 \cdot K^2} \right) \right\}$$

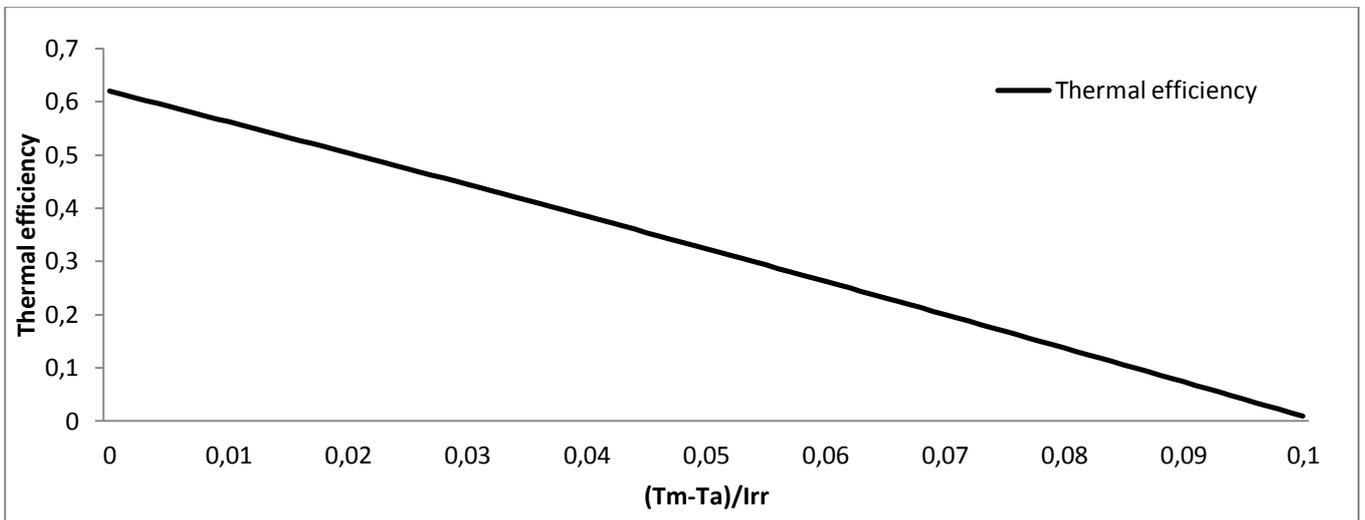


Figura 2. Alejandro del Amo (2013) Tesis doctoral

Primeramente, hay que estudiar las condiciones de medida, sobre las que se han llevado a cabo los ensayos de rendimiento térmico, cuya finalidad ha sido obtener la curva de rendimiento de dicho colector PVT. Para ello, es necesario referenciarse a los criterios establecidos por la norma UNE 12975-2 [16], sobre los métodos de ensayos de los captadores solares, así como a las condiciones estándares de medida (Standard Test Conditions, STC), de uso universal para módulos fotovoltaicos [13].

El fluido seleccionado para transportar el calor del panel fotovoltaico ha sido el agua, ya que el calor específico es mayor que el del aire ($\approx 1\text{kJ/kg}\cdot\text{K}$ [17]), por lo que tiene mayor capacidad de absorción del calor, es decir, mayor inercia térmica. Esta característica favorable, se ve reflejada en el factor de extracción de calor (collector heat removal factor) F_R .

6.1. NORMA UNE 12975-2 SOBRE LOS MÉTODOS DE ENSAYOS DE LOS CAPTADORES SOLARES

Consultando las especificaciones de la *Norma UNE 12975-2 sobre Sistemas solares térmicos y componentes. Captadores solares. Parte 2: Métodos de ensayos* [16], el ensayo de rendimiento térmico consiste en determinar el rendimiento térmico del colector teniendo en cuenta diferentes factores: ángulo de inclinación, orientación, sombras de irradiación, irradiancia solar difusa, irradiación térmica y velocidad del aire.

El ensayo varía en función de los tipos de captadores. En este caso se trata de captadores con cubierta en estado estacionario.

Los puntos más destacables que establece la norma, aplicables al ensayo con TRNSYS se presentan a continuación:

CONDICIONES DE ENSAYO

- a) Al comienzo del ensayo, la irradiancia solar hemisférica en el plano de apertura del captador debe ser mayor de 700 W/m^2 .
- b) El ángulo de incidencia de la radiación solar directa en la apertura del captador es menor de 20° .
- c) Deben realizarse ensayos como mínimo para 4 temperaturas de entrada al colector uniformemente espaciadas en su rango de operación.
- d) La velocidad media del aire paralela a la apertura del captador durante el periodo de ensayo debe estar comprendida entre 2 y 4 m/s.
- e) El caudal másico debe ajustarse a $0,02\text{ kg/s}$ por m^2 de área de apertura del captador. En este caso, este caudal corresponde a un valor aproximado de $117,36\text{ Kg/hr}$. No obstante, la curva facilitada en el ensayo, comprende hasta un valor máximo de 100 Kg/hr .

Siguiendo la normativa, se tomaron datos de potencia correspondientes a unos valores de irradiancia de 400, 600, 800 y 1000 W/m^2 , ampliando así los requerimientos mínimos de la norma, para unas diferencias de temperatura $T_m - T_a$ (la diferencia entre la temperatura media entre la entrada y la salida del fluido a través del colector y la temperatura ambiente) con temperaturas ambientes de 0, 5, 10, 15, 20, 25 y 30°C y con una temperatura media del fluido estipulada en 30°C .

6.2. CONDICIONES ESTÁNDAR DE MEDIDA STC [13]

El comportamiento eléctrico de una célula fotovoltaica, cambia según las condiciones de iluminación y temperatura. Para permitir la comparación entre células, se han establecido unas condiciones estándares de medida, de uso universal y definidas según:

- Irradiancia: 1000 W/m^2
- Distribución espectral: AM 1,5

- Temperatura de la célula: 25°C

Respecto a la distribución espectral, ha de considerarse que los rayos de sol, al atravesar la atmósfera, sufren una modificación, de modo que parte, la radiación se refleja, y parte es transmitida. Las capas de aire hacen que parte de la radiación se disperse y otra se absorba.

Se denomina *Air Mass* (AM) a la longitud de trayectoria a través de la atmósfera terrestre atravesada por el rayo de sol directo. El espectro cambia con el AM, considerándose como el espectro terrestre más realista, aquel definido por una altura solar de 41,81° (el cual equivale a AM=1,5).

6.3. CONDICIONES DE MEDIDA ESTIPULADAS

Una vez definidas las normativas correspondientes a las condiciones de medida del funcionamiento térmico y eléctrico del colector PVT, resulta preciso referenciándonos a las mismas, hacer una comparativa de los valores proporcionados por la curva de rendimiento del estudio experimental y del comportamiento del módulo fotovoltaico suministrado por el fabricante (Atersa).

Primeramente se definirán los parámetros e inputs a introducir en Trnsys, de forma que los outputs obtenidos en la primera correlación sean considerados un pre-dimensionado, que se irán modelando mediante la modificación de los parámetros e inputs, teniendo en cuenta los límites fijados en la literatura (tablas 6, 7, 8), hasta lograr que las curvas características que definen el comportamiento real del colector PVT, converjan con las proporcionadas por la simulación dinámica en el Trnsys, del Type 50a dentro del “banco de ensayos”.

Para ello, primeramente se seleccionará de la curva de eficiencia térmica del estudio (figura 2), una referencia a considerar, que responda a unas condiciones de medida específicas. Esta curva de eficiencia, definida por $(T_m - T_a)/I$ frente al rendimiento, ha sido elaborada a partir de los resultados de los ensayos, que requiere para su representación en el excel, un ajuste por mínimos cuadrados, respondiendo aproximadamente a la siguiente distribución [12]:

Tabla 8. Pilar Gómez (2013) Validación de tecnología híbrida solar de placa plana, para el suministro energético en edificios residenciales

T _{amb} (°C)	Irr [W/m ²]	T _m (°C)	Curva rendimiento	(T _m -T _a)/I
0	400	30	0,190	0,075
0	600	30	0,333	0,050
0	800	30	0,405	0,038
0	1000	30	0,448	0,030
5	400	30	0,262	0,063
5	600	30	0,381	0,042
5	800	30	0,441	0,031
5	1000	30	0,477	0,025
10	400	30	0,333	0,050
10	600	30	0,429	0,033
10	800	30	0,477	0,025
10	1000	30	0,505	0,020
15	400	30	0,405	0,038
15	600	30	0,477	0,025
15	800	30	0,513	0,019
15	1000	30	0,534	0,015
20	400	30	0,477	0,025
20	600	30	0,524	0,017
20	800	30	0,548	0,013
20	1000	30	0,563	0,010
25	400	30	0,548	0,013
25	600	30	0,572	0,008
25	800	30	0,584	0,006
25	1000	30	0,591	0,005
30	400	30	0,620	0,000
30	600	30	0,620	0,000
30	800	30	0,620	0,000
30	1000	30	0,620	0,000

Seleccionando como condiciones de medida $\left\{ \begin{array}{l} \text{Irradiancia} = 1000 \text{ W/m}^2 \\ T_m = 30^\circ\text{C} \\ T_{amb} = 25^\circ\text{C} \end{array} \right\}$, se obtendrá un rendimiento

térmico aproximado de 0,591, lo que implica que el calor útil que se transmite al fluido caloportador tiene un valor de 591 (W/m²). Por otro lado, es necesario comprobar que se cumple el comportamiento eléctrico determinado por el fabricante del módulo fotovoltaico, que establecía que para condiciones estándar de medida "STC", el panel fotovoltaico A-230P proporcionaba una potencia pico de 230W.

7. MODELACIÓN DE LA CURVA PROPORCIONADA POR EL TRNSYS

Una vez obtenido, el valor esta potencia térmica útil desarrollada por el colector PVT, así como la potencia eléctrica, se fijan como primera referencia a considerar, en la modelación de los resultados proporcionados por el Trnsys.

Se diseña un "banco de ensayos" en el Trnsys conformado por los siguientes componentes:

COLECTOR PVT “TYPE 50a”

Dentro de TRNSYS 16 se ha optado por un colector híbrido PVT (fotovoltaico-térmico) de placa plana, donde las pérdidas se consideran constantes. Este tipo de colector, es una versión modificada del colector de placa plana estándar “Type1 Flat-plate collector (Quadratic efficiency)”, donde se ha adicionado un módulo fotovoltaico. Simula un colector combinado e incorpora el análisis y el trabajo de Florschuetz [A] para colectores planos que funcionan a máxima potencia [Trnsys 16]. En esencia, es una extensión del modelo para colectores planos elaborado por Hottel-Whillier [Evaluation of flat-plate solar collector performance, 1958]. Esto es más o menos el enfoque estándar Duffie & Beckman [1], que ha sido ampliamente utilizado en los últimos 30 años.

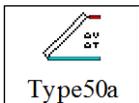


Figura 3. Pilar Gómez (2013) Validación de tecnología híbrida solar de placa plana, para el suministro energético en edificios residenciales

DESCRIPCIÓN MATEMÁTICA [5.MATHEMATICAL REFERENCE/ TRNSYS]:

Corresponde al modo 1, el cual se utiliza para modelar colectores de placa plana, proporcionando un mayor nivel de complejidad en el cálculo de las pérdidas del colector.

Ambos parámetros U_L (coeficiente global de pérdidas de calor) y τ (transmisividad de la cubierta, es decir, del vidrio) equivalen a los parámetros 6 y 7 respectivamente. El uso del modo 1 es recomendado para todos los casos excepto, en aquellos en los que asumir U_L como constante, podría producir un error significativo en el cálculo del rendimiento.

En cuanto a las limitaciones del Type50a, colector híbrido fotovoltaico/térmico (PVT) estándar de la librería de TRNSYS:

- TRNSYS no entra en aspectos térmicos que resultan de interés, tales como el factor de remoción de calor del colector solar F_R , la temperatura de la placa absorbadora T_p , los rendimientos térmicos y eléctricos. Además, hay que subrayar, que los resultados obtenidos para modelar el colector PVT en estudio experimental, a partir de Trnsys, en condiciones estándar de medida, muestran que el calor útil que ofrece como output, no ha considerado la producción de electricidad.

IRRADIANCIA “TYPE 14h”/TEMPERATURAS “TYPE 14e”/CAUDAL “TYPE 14b”

Para poder iterar el valor de la Irradiancia en función de las condiciones de medida establecidas (tabla 8), se debe integrar un Type en la bancada, que permita una simulación de la función dependiente del tiempo. Dentro de los componentes estándar, incluidos en la librería del Trnsys 16, el Type 14h cumple estos requisitos. Es un type adimensional, por lo que puede ser utilizado de una manera más genérica. Las versiones de este Type más específicas, por un lado posibilitan la iteración de las temperaturas en función del tiempo, a partir del Type 14e, que a diferencia del 14h, trabaja en °C; y por otro lado, el type 14b, versión que incluye unidades de caudal másico.

PLOTTERS “TYPE 65”

Los plotters utilizados en la bancada, son componentes en línea de gráficos, cuya finalidad es mostrar el comportamiento de las variables seleccionadas del sistema, en el período de simulación establecido por el diseñador, de dicho sistema a simular. Este componente es muy recomendable y ampliamente utilizado, ya que proporciona valiosa información variable y permite comprobar si el sistema no está funcionando como se desea. La principal desventaja deriva de que, en la impresión de dichas variables a lo largo del tiempo, no figuran las unidades de las mismas, por lo que es fundamental controlar, que las unidades de todos los componentes de la bancada coincidan.

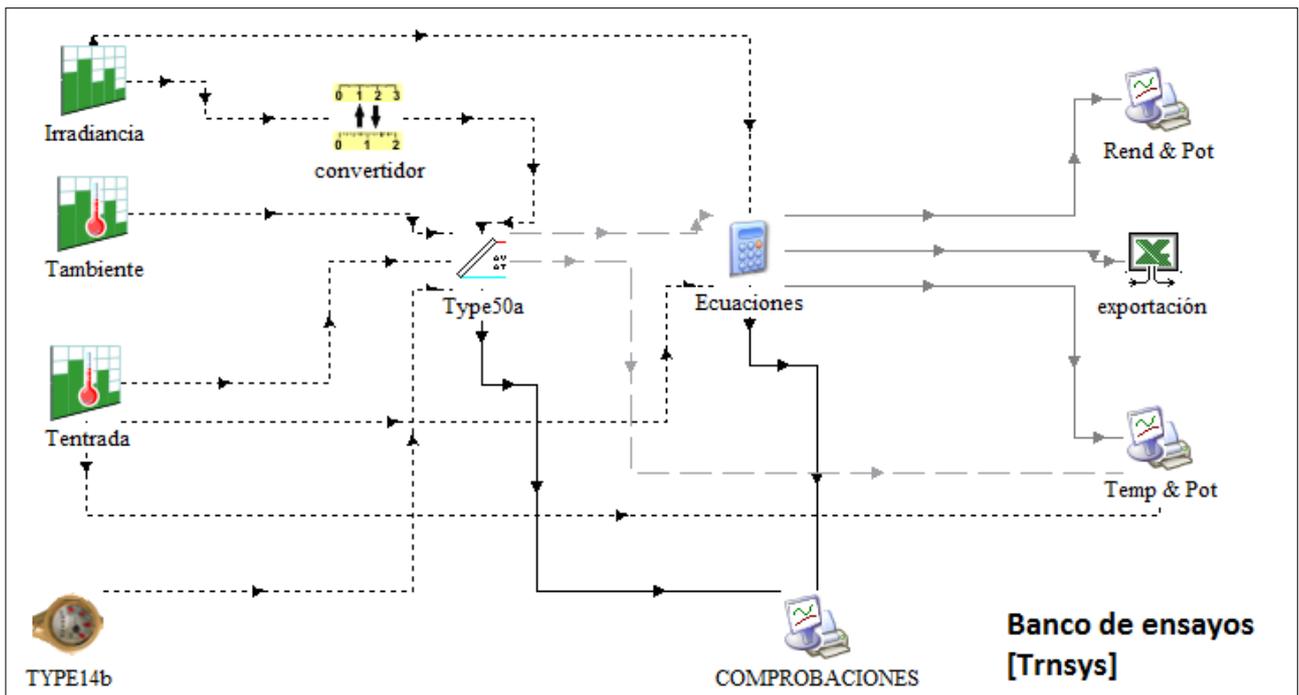


Figura 4. Pilar Gómez (2013) Validación de tecnología híbrida solar de placa plana, para el suministro energético en edificios residenciales

Establecer el caudal a circular por el circuito interno del colector PVT, es fundamental, para comprobar en el Trnsys, si las potencias térmicas desarrolladas en el estudio, que determinan la curva de eficiencia térmica del colector (Tabla 8), marcan la misma tendencia que las potencias desarrolladas por el colector seleccionado en el programa. Con los caudales establecidos, cuya distribución se contempla en la siguiente tabla (tabla 9), se tienen que seleccionar (e ir modificándolos, si así se requiere) los parámetros e inputs a introducir en el Trnsys; tal y como se detalló en el apartado “Evaluación de la curva de rendimiento aportada por la tesis doctoral: Condiciones de medida estipuladas”; para lograr obtener como primer objetivo, que la simulación del Type 50a responda a una potencia térmica $591 \text{ (W/m}^2\text{)}$ y a una potencia eléctrica pico de 230W , tal y como se especificó con anteriormente.

Una vez llevadas a cabo diferentes iteraciones, los valores finales para los parámetros e inputs a introducir en el Trnsys, que ofrecían una mayor fidelidad en la convergencia con la curva del ensayo, responden a la siguiente tabla (tabla 10). En la tabla que recopila los caudales de trabajo (tabla 9), se incluyen las potencias térmicas obtenidas en el Trnsys con los parámetros introducidos (tabla 10), así como la curva de rendimiento resultante en dichas condiciones de medida (Tabla 8), cuya función característica se representa en la figura 5. No obstante, hay que subrayar, que la curva obtenida en el Trnsys, puede

converger con la curva obtenida en el estudio de forma más exacta, pero debido a las limitaciones del TRNSYS, ello obligaría a implementar un nuevo modelo de colector híbrido PVT en el Trnsys, mediante lenguaje de programación Fortran, lo que queda fuera del alcance de este trabajo.

En cuanto a la potencia eléctrica, se corroboró con la simulación en el Trnsys, que para las condiciones de medida estándar STC, se desarrollaba una potencia pico de 225,2W, potencia próxima a los 230W especificado por el fabricante (Atersa) para el módulo A-230P, integrado en el colector PVT en estudio.

Tabla 9. Pilar Gómez (2013) Validación de tecnología híbrida solar de placa plana, para el suministro energético en edificios residenciales

Colector PVT [Tesis Doctoral Alejandro del Amo]	TRNSYS Type 50a (Bancada de ensayos)	
	$\approx \dot{m}$ (Kg/h)	P [W/m ²] $\approx \eta_{\tau}$
3,55	74,23	0,21
9,33	225,92	0,36
15,12	359,18	0,43
20,90	466,32	0,47
5,86	114,4	0,29
12,80	253,75	0,41
19,74	381,73	0,46
26,68	485,23	0,50
9,33	147,8	0,36
18,01	278,24	0,45
26,68	402,29	0,50
35,36	502,81	0,52
15,12	175,6	0,43
26,68	299,83	0,50
38,25	421,06	0,53
49,82	519,17	0,55
26,68	198,6	0,50
44,03	318,99	0,54
61,38	438,24	0,56
78,73	534,42	0,57
61,38	217,9	0,56
96,09	336,07	0,58
100	477,23	0,59
100	567,76	0,60
100	279,03	0,62
100	391,72	0,62
100	504,81	0,62
100	618,3	0,62

Tabla 10. Pilar Gómez (2013) Validación de tecnología híbrida solar de placa plana, para el suministro energético en edificios residenciales

	PARAMETERS		Constantes	Variables	Unidades
2	Collector Area	A_c	1,63	-	m^2
3	Collector Fin Efficiency Factor	F	-	0,993	adimensional
4	Fluid Thermal Capacitance	C_p	-	4,19	$kJ/kg \cdot K$
5	Collector plate absorptance	α	-	0,93	adimensional
6	Collector loss coefficient	U_L	-	19,625	$kJ/hr \cdot m^2 \cdot K$
7	Cover transmittance	τ	-	0,88	adimensional
8	Temperature coefficient of solar cell efficiency	β	-0,0043/ $^{\circ}C$	-	$^{\circ}C^{-1}$
9	Reference temperature for cell efficiency	(STC)	25	-	$^{\circ}C$
10	Packing factor	FE	-	0,8966	adimensional

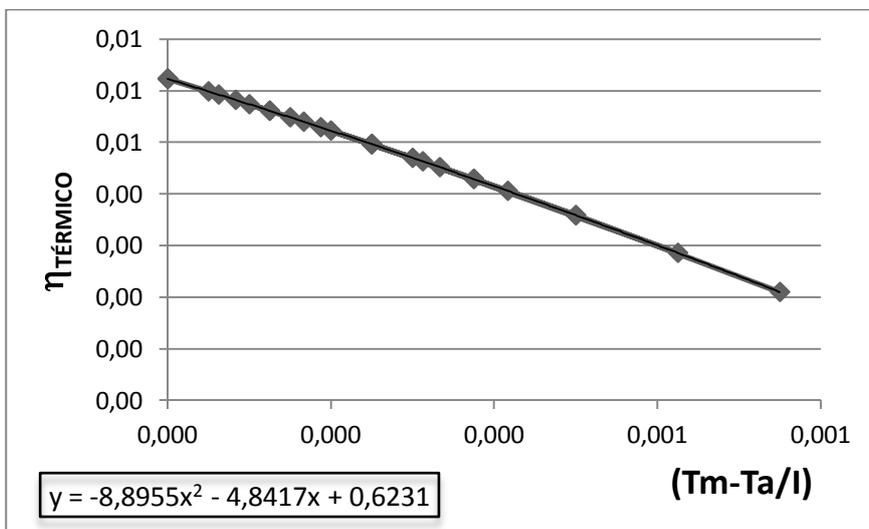


Figura 5. Pilar Gómez (2013) Validación de tecnología híbrida solar de placa plana, para el suministro energético en edificios residenciales

Asimismo, bajo la complejidad que conlleva el tratamiento del Trnsys como programa de simulación dinámica y la comprensión de su funcionamiento; se optó por desarrollar las ecuaciones de cálculo empleadas en el Trnsys, tal y como se expuso con anterioridad, en una hoja Excel, de forma que se pudiese corroborar que los outputs proporcionados por la simulación, correspondían dentro de un breve margen de error, al comportamiento esperado conforme a dichas ecuaciones. Los valores de los parámetros a introducir que faltan por describir, y que son necesarios para la obtención de dichas ecuaciones en el Excel, se detallan a continuación (tabla 11):

Tabla 11. Pilar Gómez (2013) Validación de tecnología híbrida solar de placa plana, para el suministro energético en edificios residenciales

Símbolo	Dimensión	Unidades	Descripción
h_{fi}	300	W/m ² K	coef. Transferencia calor dentro de tubos
k	385	W/mK	conductividad térmica del cobre
K	0,037	W/mK	conductividad del aislamiento fondo colector (bottom) y bordes (edge)
h_w	5,8	W/m ² K	coef. transferencia de calor convectivo por efecto del viento
f	0,942	W/m ² K	-
C	520	adim.	-
e	0,288	adim.	-
V_{viento}	2	m/s	velocidad del viento (TONC)

La validación del colector PVT en estudio, permite poder someterlo a las condiciones de trabajo sabiendo que su comportamiento se asemejará al funcionamiento real. Para una cobertura de demandas estipuladas (fijadas con posterioridad), la bancada de trabajo diseñada está conformada por los componentes que se exponen a continuación.

8. BANCADA DE TRABAJO

CONDICIONES METEOROLÓGICAS “TYPE109-TMY2”

A los colectores híbridos habrá que conectar un lector y procesador de datos meteorológicos que se encargue de modelar la radiación solar sobre el colector. Se optará por el Type109-TMY2 (donde TMY son las siglas de Typical Meteorological Year o Año Meteorológico Típico). Éste se encuentra dentro de la carpeta “Weather Data Reading and Processing”/Standard Format / TMY2.

El Type109 lee un archivo de datos meteorológicos y mediante modelos matemáticos genera la radiación total, directa y difusa, para un número arbitrario de caras con orientación e inclinación arbitrarias también. Estas variables salen del generador de radiación, pasando a ser inputs del colector PVT.

TANQUE DE ALMACENAMIENTO ESTRATIFICADO, CON PÉRDIDAS UNIFORMES “TYPE 4C”

La estratificación térmica en el tanque de almacenamiento es otro factor de gran influencia en el rendimiento de una instalación, este efecto físico provocado por la diferencia de temperaturas en un fluido, hace que el agua que entra en los colectores PVT sea lo más fría posible, con lo que aumenta el rendimiento global del sistema.

El tanque seleccionado corresponde al Type 4c, el cual permite la estratificación térmica, con un número máximo posible de nodos estipulado en 15. En el caso de estudio, para un depósito de una altura 2,1 m, el número de nodos recomendable es de 7 nodos, con una altura de nodos de 0,3 m. Con un suficiente número de nodos, se permite una estratificación de mayor grado.

El volumen del depósito de estratificación seleccionado, modelo PCp 1000S, es de 0,98 1,3 m³ [22]. Se instalarán dos depósitos, tal y como se explicará posteriormente en el dimensionado.

El Type 4c opera en el modo 2, lo cual indica que el flujo de la fuente de calor y el flujo del lado frío entran al tanque en el nodo más próximo en temperatura, a la temperatura del flujo respectivo (calor ó frío).

La temperatura de ajuste (parámetro 16) fijada para el nodo superior del depósito, es decir, el nodo a mayor temperatura, se ha estipulado en 60°C, como medida preventiva contra la legionela, en cumplimiento de la normativa en vigor (explicada con posterioridad).

En cuanto a la temperatura de banda muerta (parámetros 17) para este nodo 1, si se estableciera en un valor de 5°C, implicaría que el termostato permite el calentamiento del fluido por acción de resistencias internas, cuando la temperatura del mismo, en el nodo que contiene el termostato, quede por debajo de la temperatura de: $T_{set}(60) - T_{db}(5) = 55^{\circ}\text{C}$. Si la temperatura de banda muerta se ajustara a 0°C implicaría, que el calentamiento del fluido sería constante si el colector no fuese capaz de proporcionar esos 60°C. No obstante, en nuestro caso, omitiremos las resistencias internas en el depósito de estratificación, por lo que tanto el parámetro 17, como 22, son anulados.

Los parámetros 18 y 23 indican, la potencia térmica que debe suministrar las resistencias eléctricas, una vez la temperatura en el nodo disminuya por debajo de 55°C. En nuestro caso, al omitirse dichas resistencias, en su lugar, se dispondrá un calentador auxiliar, de modo que cuando se produzca un consumo de ACS, si la temperatura del caudal de carga no alcanza la temperatura de ajuste del calentador (Input =55°C), pues dicho calentador tendrá que elevar la temperatura hasta este set point.

Los parámetros 18 y 19, que corresponden al coeficiente de pérdidas globales y temperaturas de los conductos, respectivamente, no son aplicados en este modelo de depósito de estratificación.

Este type 4c, proporciona como outputs, parámetros tan importantes como la temperatura de carga (output 4 "Temperature to load"), es decir, la temperatura del fluido caliente hacia el consumo, a la salida de este depósito de estratificación. Además, aporta la información de la temperatura de salida del fluido, en el nodo ubicado en la parte inferior, en dirección al colector PVT (output 1 "Temperature to heat source").

PREVENCIÓN DE LA LEGIONELA [21]

Se debe tener especial cuidado con la aparición de la bacteria de la Legionela, bacteria que es capaz de sobrevivir en un amplio rango de condiciones físico-químicas multiplicándose entre 20°C y 45°C, destruyéndose a 70 °C. Su temperatura óptima de crecimiento es 35-37 °C.

Para garantizar la eficacia de las medidas preventivas que se establecen en el Real Decreto 865/2003, de 4 de julio, por el que se establecen los criterios higiénico-sanitarios para la prevención y control de la legionelosis, se estará a lo dispuesto en una serie de disposiciones, siendo la única que atañe a nuestra instalación la expuesta a continuación:

Real Decreto 1027/2007 de 20 de Julio (RITE), en su IT1.1.4.3 "Exigencia de higiene"/"Preparación de agua caliente para usos sanitarios".

A modo de un resumen muy breve, se debe:

- Mantener la temperatura del agua fría por debajo de los 20 ° C.
- Mantener la temperatura del agua caliente por encima de los 55°C (procurar tener acumuladores a 60°C). Con carácter complementario se tendrá en cuenta lo establecido en la Norma UNE 100030 IN "Guía para la prevención y control de la proliferación y diseminación de Legionella en instalaciones", donde se prescribe que la temperatura del agua de retorno al sistema de preparación y acumulación de agua caliente para usos sanitarios sea mayor que 50°C.

- Evitar el estancamiento de agua en las tuberías de la instalación.

CALENTADOR AUXILIAR “TYPE 6”

El calentador auxiliar seleccionado, como reemplazo al funcionamiento de las resistencias internas del depósito de estratificación, permite elevar la temperatura de salida del calentador hasta su punto de ajuste (50°C), de forma instantánea, si el circuito de captación es incapaz de lograr este set point. Para ello, se ha seleccionado una caldera de gas, como alternativa más apropiada. Hay que señalar que la temperatura de ajuste para el depósito de almacenamiento es superior, a la temperatura de ajuste del calentador auxiliar, ya que no es necesario para un consumo directo por parte del usuario, una temperatura de 60°C.

El calentador está diseñado para añadir calor a la corriente de flujo a una velocidad designada por el usuario (parámetro 1 “maximum heating rate”) cuando la entrada de control externo es igual a uno y la temperatura de salida del calentador, tal y como se especificó anteriormente, es inferior a un máximo especificado por el usuario (Tset).

Al proporcionar una función de control de cero o uno a partir del controlador, esta rutina se presentará como una fuente auxiliar de calor a una velocidad Qmax (parámetro 1) pero no superior a una temperatura de salida de Tset.

Se ha seleccionado de catálogo una caldera de gas, con una potencia térmica nominal de 12,3 kW, con un rendimiento máximo de un 97% a una temperatura de 60°C [Ariston Thermo Group].

BOMBA “TYPE 114”

El funcionamiento de la bomba depende de si la temperatura del fluido del depósito (T_{bottom} considerando esta temperatura como la correspondiente al fluido, a la salida del depósito, en dirección al colector), es menor que la temperatura que puede suministrar el colector. Si debido a las condiciones climáticas, el colector no es capaz de proporcionar suficiente energía, para aumentar la temperatura del fluido caloportador por encima de la temperatura del depósito, el colector estaría cediendo calor al exterior. Es decir, cuando el colector está en funcionamiento, deberá cumplirse que la temperatura de salida es mayor que la de entrada, de lo contrario ocurriría que el absorbedor estaría perdiendo calor hacia exterior a expensas del fluido caloportador. En este caso, la bomba no puede funcionar.

Las condiciones de funcionamiento anteriores, hay que comunicárselas a la bomba. Para ello hay que comandarla por un controlador, al que se le tienen que fijar dichas condiciones por medio de una entrada externa (calculadora “setpoint controlador”).

Se ha optado por una bomba de caudal variable, para poder visualizar el comportamiento de los colectores PVT.

“CONTROLADOR POR HISTÉRESIS TYPE 22”

El controlador de realimentación iterativo calcula la señal de control (u) requerida para mantener la variable controlada (y) en el punto de ajuste (ySet).

El input 1 “Setpoint” definido por ySet (salida del colector) es el punto de referencia para la “variable controlada y” ($T_{bottom}+7^{\circ}\text{C}$). El controlador calcula la “señal de control u” que hace cero (o minimiza) el error de seguimiento ($e = ySet - y$), siendo “y” la variable controlada.

Para fijar la variable “y” hay que considerar, que la puesta en marcha de la bomba se lleve a cabo, cuando las condiciones de aprovechamiento térmico a partir del funcionamiento del colector, así lo permita. Y que

su parada permita el mayor aprovechamiento del calor útil suministrado por el colector. En este caso de estudio, se ha considerado como un punto óptimo la diferencia de 7°C.

El input 3 "On/Off signal" indica las condiciones de encendido y apagado de este controlador, señal que ha sido definida en la (calculadora "setpoint controlador") como: Onoff = gt (Tcolector, Tbottom).

Se ha estudiado a nivel teórico, una opción que resulta energéticamente más óptima, pero su implantación en el Trnsys es compleja, debido a las limitaciones del Type22 en su configuración. Sería más conveniente, tener una opción de señal, que estuviese definida por una opción de encendido desvinculada de la opción de apagado, de modo que se posibilitara:

$$\left\{ \begin{array}{l} \text{On signal} \rightarrow \text{gt} (\text{Tcolector}, \text{Tbottom} + 7^{\circ}\text{C}) \\ \text{Off signal} \rightarrow \text{lt} (\text{Tcolector}, \text{Tbottom} + 2^{\circ}\text{C}) \\ \text{y} = \text{Tbottom} \end{array} \right\} \xrightarrow{\text{siendo}} \left\{ \begin{array}{l} \text{gt} \rightarrow \text{"mayor que"} \\ \text{lt} \rightarrow \text{"menor que"} \end{array} \right\} \quad (\text{ecuación 29})$$

De esta forma, una vez encendida la bomba, siguiese funcionando hasta lograr el máximo aprovechamiento energético del colector.

DIVERTER O BY-PASS "TYPE 11"

Su funcionamiento está condicionado por la temperatura del agua de red y por la temperatura de carga (output 3 "Depósito "Temperature to load"). Si la temperatura del agua procedente de la red, es menor que la temperatura de la carga, pues toda el agua fluye por la salida 1. En caso contrario, todo el caudal se desvía por la salida 2.

A continuación en la figura, 6 se visualiza el esquema del banco de trabajo.

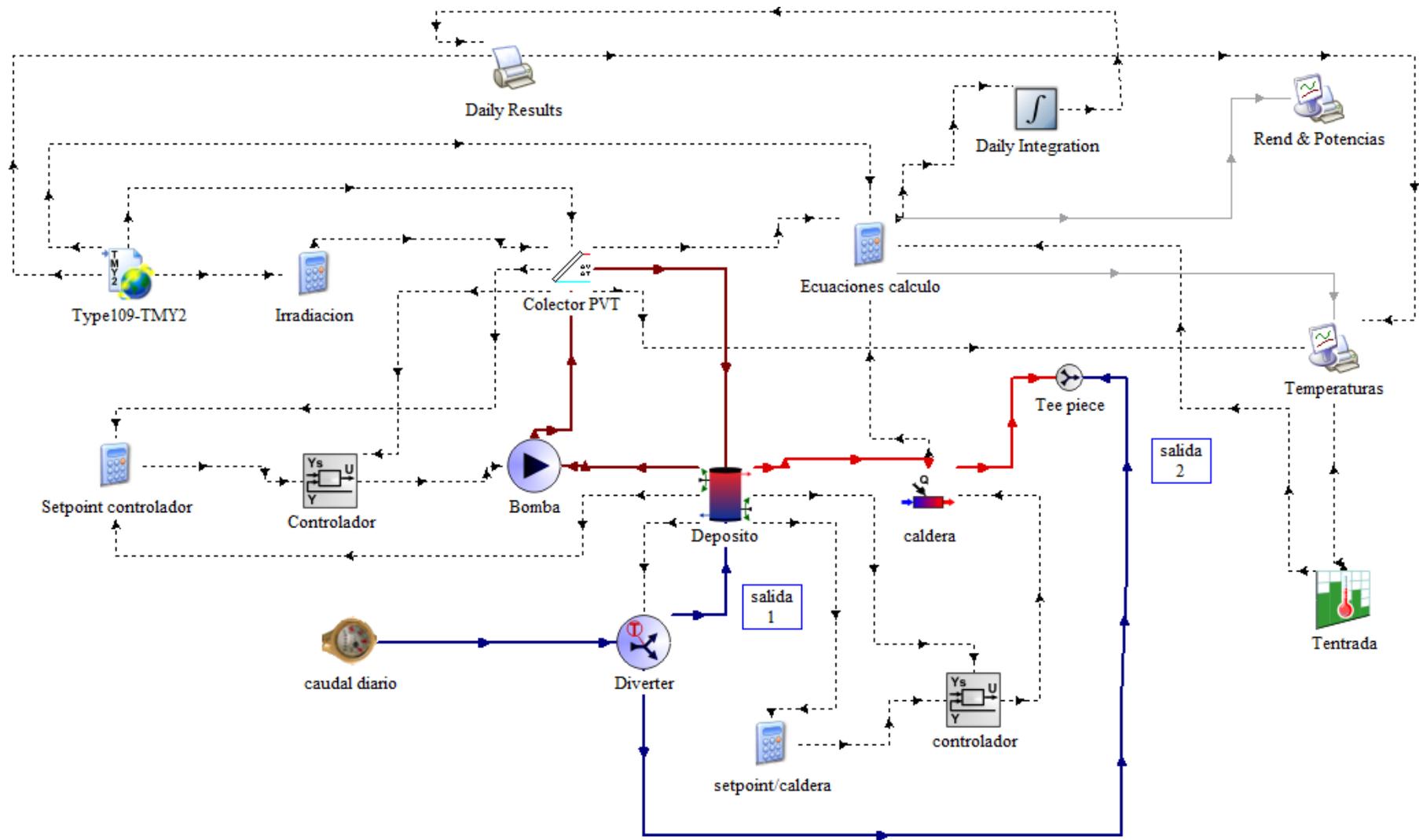


Figura 6. Pilar Gómez (2013) Validación de tecnología híbrida solar de placa plana, para el suministro energético en edificios residenciales

9. DEMANDAS A CUBRIR

El objetivo es realizar una instalación con paneles híbridos PVT de placa plana, para que cubran el mayor porcentaje de la demanda energética requerida para la producción de agua caliente sanitaria y electricidad, en un edificio residencial localizado en Madrid (40° 24' 30" N - Longitud: 3° 41' 15" O), compuesto por 10 viviendas, con un consumo de ACS aproximado de 19,8 m³/mes [21].

La contribución solar mínima exigida en el DBHE-4 es de un 60%, debido a la demanda total de ACS diaria del edificio, por la ubicación de Madrid en la zona climática IV, así como por contar la instalación con una fuente de apoyo energético diferente de la electricidad.

Para las demandas eléctricas, se considerará un consumo aproximado de 1723,65 (W·h/día·vivienda), considerando electrodomésticos tales como nevera, lavadora, televisión, vídeo; así como la iluminación típica de una vivienda. A estos consumos, se le ha aplicado un margen de seguridad de un 15%.

La finalidad es optimizar la instalación para el mes más desfavorable, que será un mes de invierno, siendo la inclinación más idónea, la latitud del lugar (40°) más diez grados [13]. No obstante, hay que considerar que de forma ideal, la instalación debería estar en todo momento orientada e inclinada, de forma que la incidencia de los rayos solares fuese perpendicular. Las posibles opciones para conseguirlo pasan por instalar sistemas de seguimiento. Sin embargo, no es este el caso de habitual en las instalaciones en edificios, ya que estructuralmente es más viable colocar instalaciones fijas o con variación en inclinación, mediante soportes adecuados, una vez al año.

El ángulo de inclinación seleccionado, con respecto a la superficie horizontal del colector híbrido PVT, ha sido de 50°, cumpliendo los requisitos de instalación eléctrica y fotovoltaica.

Aplicando el método f-chart como predimensionado, la superficie a instalar es de 8,11 m², lo que equivale aproximadamente a 9 paneles.

En cuanto a la producción eléctrica, se ha realizado un predimensionado fotovoltaico de la instalación, obteniendo para el mes de diciembre el máximo valor en la relación consumos/radiación que corresponde a 6919,2 (W). El tamaño del campo de captación tendría que tener una capacidad para 33 paneles de 230 Watios-pico (Atersa), con lo que la potencia total del campo es de 7590 Wp.

Tal y como se observa en los resultados obtenidos, cubrir la potencia eléctrica provocaría un exceso de producción térmica. No obstante, si quisiéramos cubrir una demanda superior al 60%, se podría aumentar el nº de colectores, por lo que se ha optado por diseñar una instalación con 10 colectores.

La recomendación para el diseño del acumulador, se centra en colocar 75 litros por cada metro cuadrado de captación de instalación. Por otro lado, el DBHE-4 estipula que el volumen del acumulador solar oscile entre 50 y 180 litros/m². El tanque de almacenamiento deberá tener una dimensión de 1,22 m³, por lo que serán necesarios 1 depósito de estratificación modelo PCp 1000S.

Referencias

- [1] J. A. Duffie, and W. A. Beckman.: Solar Energy Laboratory, University of Wisconsin-Madison, Solar Engineering of Thermal Processes, 1980.
- [2] Miroslav Bosanac, Bent Sørensen*, Ivan Katic, Henrik Sørensen**, Bruno Nielsen**, Jamal Badran.: Danish Technological Institute, Solar Energy Centre, *Novator Advanced Technology Consulting, **Esbensen Consulting Engineers Ltd., Photovoltaic/Thermal Solar Collectors and Their Potential in Denmark, 2003.
- [3] P.G. Charalambous ^a, G.G. Maidment ^a, S.A. Kalogirou ^b, K. Yiakoumetti.: ^a London South Bank University, London, UK, ^b Higher Technical Institute, Nicosia, Cyprus, Photovoltaic thermal (PV/T) collectors: A review, 2007.
- [4] Evans, D.L., Florschuetz, L.W.: Mechanical Engineering Faculty, Arizona State University, Tempe, U.S.A., Cost studies on terrestrial photovoltaic power systems with sunlight concentration, 1977.
- [5] José Daniel Carrero Rico.: Departamento de Ingeniería y Mecánica de Fluidos, Escuela Superior de Ingenieros Industriales, Universidad de Sevilla, Estudio Paramétrico de Instalaciones de Energía Solar para Producción de Agua Caliente Sanitaria, Proyecto Fin de Carrera, 2006.
- [6] Padam Singh.: Department of Electrical Engineering Faculty of Science and Engineering University of Ottawa, Ottawa, Canada, An Analytical and Experimental Performance Analysis of a Flat-Absorber Cylindrical Parabolic Concentrator and a Flat-Plate Solar Collector, 1978.
- [7] Fernando Maldonado Noguera.: Departamento de Telecomunicaciones e Ingeniería de Sistemas, Ingeniería Técnica de Telecomunicaciones, Especialidad en Sistemas Electrónicos, Universidad Autónoma de Barcelona, Energía Solar Térmica, Proyecto Fin de Carrera, 2010.
- [8] R. Santbergen ^a, C.C.M. Rindt ^a, H.A. Zondag ^b, R.J.Ch. van Zolingen ^a.: ^a Eindhoven University of Technology, Department of Mechanical Engineering, Eindhoven, ^b Energy research Centre of the Netherlands (ECN), The Netherlands, Detailed analysis of the energy yield of systems with covered sheet-and-tube PVT collectors, 2010.
- [9] J. Bilbao, A. B. Sproul.: School of Photovoltaic and Renewable Energy Engineering, University of New South Wales, Kensington, Australia, Analysis of a Plate Photovoltaic-Thermal (PVT) Models.
- [10] S. Sharples, P. S. Charlesworth.: Building Science Research Unit, School of Architecture, University of Sheffield, U.K., Full-Scale Measurements of Wind-Induced Convective Heat Transfer From a Roof-Mounted Flat Plate Solar Collector, 1997.
- [11] Frank P. Incropera, David P. DeWitt.: Fundamentals of heat and mass transfer, Cuarta Edición, Editorial Prentice Hall, 1999.
- [12] Elena López Galiana.: Escuela Técnica Superior de Ingeniería Industrial, Intensificación Industrias Químicas, Universidad Politécnica de Cartagena, Simulación mediante TRNSYS de un banco de ensayos de colectores solares térmicos. Implementación de nuevos componentes, 2009.

- [13] Ángel Antonio Bayod Rújula.: Departamento de Ingeniería Eléctrica, Universidad de Zaragoza, Energías renovables: Sistemas fotovoltaicos, 2009.
- [14] E. Skoplaki, J.A. Palyvos.: Solar Engineering Unit, School of Chemical Engineering, National Technical University of Athens, Athens, Greece, On the temperature dependence of photovoltaic module electrical performance: A review of efficiency/power correlations, 2008.
- [15] E. Skoplaki, J.A. Palyvos.: Solar Engineering Unit, School of Chemical Engineering, National Technical University of Athens, Athens, Greece, Operating temperature of photovoltaic modules: A survey of pertinent correlations, 2008.
- [16] UNE-EN 12975-2.: Sistemas solares térmicos y componentes, Captadores Solares, Parte 2: Métodos de ensayo, 2006.
- [17] Grupo de Termotecnia, Departamento de Ingeniería Energética y Mecánica de Fluidos, Universidad de Sevilla, Colección de Tablas y Gráficas de Termotecnia, 2002.
- [18] H.A. Zondag^a, D.W. de Vries^a, W.G.J. van Helden^b, R.J.C. van Zolingen^c, A.A. van Steenhoven^a.: ^aEindhoven University of Technology, MB Eindhoven, The Netherlands, ^bEnergy Research Centre of the Netherlands ECN, ZG Petten, The Netherlands, ^cShell Solar Energy B.V., AV Helmond, The Netherlands, The yield of different combined PV-thermal collector designs, 2003.
- [19] José Antonio Turégano Romero.: Máster Oficial de Energías Renovables y Eficiencia Energética, Departamento de Máquinas y Motores Térmicos, Universidad de Zaragoza, Asignatura energía solar térmica, 2011-2012.
- [20] Stewart Robinson.: Operations and Information Management Group, Aston Business School, Aston University, Birmingham, United Kingdom, Simulation Model Verification and Validation: Increasing the Users' Confidence, 1997.
- [21] Pilar Gómez Vera.: Escuela Universitaria Politécnica de Ingenieros Técnicos Industriales, Universidad de Las Palmas de Gran Canaria, Proyecto Fin de Carrera, Distribución e Instalaciones de almacén de productos de la construcción adaptado a P.M.R. (Personas de Movilidad Reducida), 2010.
- [21] Documento Básico de Ahorro de Energía, Sección HE 4, Contribución solar mínima de agua caliente sanitaria, Código Técnico de la Edificación, 2006.
- [22] Productor y distribuidor TiSUN, Sistemas solares para condiciones extremas, Sede Central en Solarpark Söll, Tirol.
- [23] T.T. Chow.: Building Energy and Environmental Technology Research Unit, Division of Building Science and Technology, College of Science and Engineering, City University of Hong Kong, Hong Kong, China, A review on photovoltaic/thermal hybrid solar technology, 2010.

Referencias del trnsys para las ecuaciones que emplean

- [A] Florschuetz L.W.: Extension of the Hottel-Whillier-Bliss Model to the analysis of Combined Photovoltaic/Thermal Flat Plate Collectors, Winnipeg, 1976.

[B] Duffie J.A. and Beckman W.A.: Solar Engineering of Thermal Processes – Second Edition, Wiley-Interscience, New York, 1991.