

Trabajo de Fin de Grado

Grado en Ingeniería de Tecnologías Industriales

Sistemas solares de termosifón de uso doméstico para producción de agua caliente sanitaria

Autor: Óscar Chavarría Fuentes

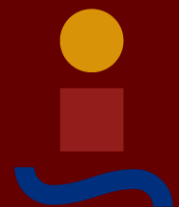
Tutor: José Julio Guerra Macho

Departamento de Ingeniería Energética

Escuela Técnica Superior de Ingeniería

Universidad de Sevilla

Sevilla, 2016



Trabajo de Fin de Grado
Grado en Ingeniería de Tecnologías Industriales

Sistemas solares de termosifón de uso doméstico para producción de agua caliente sanitaria

Autor:

Óscar Chavarría Fuentes

Tutor:

José Julio Guerra Macho

Catedrático de Universidad

Departamento de Ingeniería Energética

Escuela Técnica Superior de Ingeniería

Universidad de Sevilla

Sevilla, 2016

Trabajo de Fin de Grado: Sistemas solares de termosifón de uso doméstico para producción de agua caliente sanitaria

Autor: Óscar Chavarría Fuentes

Tutor: José Julio Guerra Macho

El tribunal nombrado para juzgar el Proyecto arriba indicado, compuesto por los siguientes miembros:

Presidente:

Vocales:

Secretario:

Acuerdan otorgarle la calificación de:

Sevilla, 2016

El Secretario del Tribunal

Resumen

En este trabajo se tratará de explicar de un modo sencillo el funcionamiento de las instalaciones solares que usan la tecnología de termosifón para la producción de agua caliente sanitaria, y se simulará una instalación con datos de instalaciones reales con el programa de simulación de sistemas energéticos TRNSYS.

En el primer capítulo se hablará de la distribución de la radiación solar sobre la superficie terrestre y posteriormente se comentará el desarrollo que ha sufrido en los últimos años este tipo de tecnología, haciendo un resumen de los resultados y conclusiones de cinco estudios de diferentes investigadores.

El cuerpo del trabajo se encuentra en el capítulo dos donde tras introducir el concepto de las instalaciones de termosifón y explicar el principio de su funcionamiento, se detallan los diferentes componentes que lo conforman y las ecuaciones que los gobiernan. Por último, se dispone del modelo matemático utilizado por TRNSYS de una instalación de termosifón y, además, dos de los modelos matemáticos propuestos en los estudios de los investigadores del capítulo uno y que se han visto de interés incluir en este trabajo.

En el tercer y último capítulo se expondrán los resultados y conclusiones. En primer lugar se hace una introducción al programa de simulación de sistemas energéticos TRNSYS con el que se han obtenido los resultados. Y en segundo lugar se nombran los componentes que conforman el esquema de la instalación en TRNSYS. La instalación bajo estudio ha sido una instalación de termosifón para producción de agua caliente sanitaria ubicada en Sevilla capital para una vivienda unifamiliar de cuatro personas. Por último se exponen los resultados y conclusiones obtenidos con TRNSYS. Estos son: resultados horarios, diarios, mensuales y anuales, más dos análisis de sensibilidad. La colección completa de los resultados numéricos ha sido incluida en un CD, el cual se adjunta a esta memoria.

Índice

Resumen	i
Índice.....	iii
Índice de figuras	v
Índice de tablas.....	vii
Nomenclatura	ix
Capítulo 1	1
1 Introducción	1
1.1 Introducción	1
1.2 Definiciones y unidades	1
1.3 Distribución geográfica de la radiación solar.....	3
1.4 Estado del arte	7
1.4.1 Estudio 1.....	7
1.4.2 Estudio 2.....	9
1.4.3 Estudio 3.....	11
1.4.4 Estudio 4.....	14
1.4.5 Estudio 5.....	15
Capítulo 2	17
2 Sistemas solares de termosifón	17
2.1 Introducción	17
2.2 Descripción de un sistema solar de termosifón	17
2.3 Captador solar plano.....	19
2.3.1 Características ópticas del captador solar.....	20
2.3.2 Energía absorbida y pérdidas de calor en el captador solar.....	22
2.4 Depósito de acumulación	24
2.4.1 Estratificación.....	25
2.4.2 Energía almacenada y pérdidas de calor en el tanque de almacenamiento	26

2.5 Calentador auxiliar	27
2.6 Tuberías y aislamiento	27
2.7 Demanda térmica de agua caliente.....	28
2.8 Balances de energía en sistemas solares de termosifón.....	29
2.9 Modelos matemáticos de sistemas solares de termosifón	32
2.9.1 Modelo matemático 1. TRNSYS.....	32
2.9.2 Modelo matemático 2.....	37
2.9.3 Modelo matemático 3.....	39
2.9.4 Resumen	42
Capítulo 3	43
3 Resultados y conclusiones.....	43
3.1 Introducción	43
3.2 Introducción a TRNSYS	43
3.3 Instalación bajo estudio.....	50
3.4 Resultados	54
3.4.1 Resultados horarios y diarios	54
3.4.2 Resultados mensuales.....	58
3.4.3 Resultados anuales	64
3.4.4 Análisis de sensibilidad.....	65
3.5 Conclusiones	67
Referencias	68
ANEXOS.....	70
ANEXO A. Características del captador y acumulador	70
ANEXO B. Características del mezclador y divisor	74
ANEXO C. Características del perfil de demanda de ACS.....	77
ANEXO D. Características del perfil de temperatura de agua fría de red	83
ANEXO E. Características de los integradores y calculadoras	86
ANEXO F. Características del fichero de datos meteorológicos	90
ANEXO G. Características de las impresoras.....	93
ANEXO H. Características de las calculadoras	106
ANEXO I. Conexiones entre componentes.....	109

Índice de figuras

Figura 1. Espectro solar.....	4
Figura 2. Irradiación global horizontal en la Tierra.	5
Figura 3. Irradiación global horizontal media en España [1983-2005].....	5
Figura 4. Flujos de irradiación solar media mensual en Sevilla [1983-2005].....	6
Figura 5. Evolución histórica de la investigación de los sistemas solares de termosifón.	7
Figura 6. Efecto del volumen del acumulador en el rendimiento.....	10
Figura 7. Efecto de la configuración del acumulador en el rendimiento.....	10
Figura 8. Efecto de la relación volumen del acumulador-área del captador en el rendimiento. .	11
Figura 9. Rendimientos anual y mensual de un sistema solar de termosifón.....	16
Figura 10. Sistema solar de termosifón.	18
Figura 11. Captador solar plano.	19
Figura 12. Parámetros ópticos de una superficie.....	20
Figura 13. Absorción de la radiación por la placa.....	21
Figura 14. Energía absorbida y pérdidas de calor en el captador solar.	22
Figura 15. Recta del rendimiento de un captador solar.....	23
Figura 16. Depósito de acumulación.....	25
Figura 17. Estratificación del agua.....	26
Figura 18. Perfil de consumo diario de agua caliente sanitaria.....	28
Figura 19. Perfil mensual de temperatura del agua fría de red en Sevilla capital.	29
Figura 20. Sistema solar de termosifón únicamente solar.....	30
Figura 21. Sistema solar de termosifón más calentador auxiliar.....	31
Figura 22. Sistema solar de termosifón para precalentamiento.....	31
Figura 23. Transferencia de calor entre el acumulador y el intercambiador de calor de camisa.	38
Figura 24. Flujos de energía en un nodo i de un tanque estratificado.....	41
Figura 25. Logotipo del programa de simulación TRNSYS.....	44
Figura 26. Interfaz gráfica de TRNSYS Simulation Studio.....	45

Figura 27. Componente “Solar Collector” (TYPE 1) en TRNSYS.....	48
Figura 28. Conexionado entre un captador solar y un acumulador en TRNSYS.....	49
Figura 29. Herramientas compatibles con TRNSYS.....	50
Figura 30. Esquema de la instalación solar de termosifón por TRNSYS.	53
Figura 31. Temperaturas promedio del agua del tanque y a la salida del captador en función de la radiación total incidente en el captador.	54
Figura 32. Caudales de entrada al depósito, de bypass y de demanda de ACS en kg/h.....	56
Figura 33. Irradiación mensual sobre 2,4 m ² de superficie horizontal en GJ/mes.....	58
Figura 34. Irradiación mensual sobre 2,4 m ² de superficie inclinada en GJ/mes.	60
Figura 35. Transferencia de los flujos de energía en la instalación en MJ/mes.	61
Figura 36. Rendimiento térmico mensual de la instalación.	62
Figura 37. Fracción solar mensual de la instalación.	62
Figura 38. Fracción solar anual de la instalación frente al volumen del depósito en litros.....	65
Figura 39. Fracción solar anual de la instalación frente a la superficie del captador solar en m ²	66

Índice de tablas

Tabla 1. Distribución de la temperatura en el interior del tanque sin consumo de agua caliente..	8
Tabla 2. Distribución de la temperatura en el interior del tanque con un 20 y 30 % de consumo de agua caliente.	8
Tabla 3. Distribución de la temperatura en el interior del tanque con un 40 y 50 % de consumo de agua caliente.	9
Tabla 4. Resultados de la comparación con los datos del IAER. Primera serie.	12
Tabla 5. Resultados de la comparación con los datos del IAER. Segunda serie.	13
Tabla 6. Error (%) de la energía entregada, comparado con los datos del INTA.	13
Tabla 7. RMSE (%) para cada extracción, comparado con los datos del INTA.	14
Tabla 8. RMSE (%) para cada extracción (sin contar con los datos del transitorio), comparado con los datos del INTA.	14
Tabla 9. Valores máximos de irradiancia total, temperaturas, caudal y rendimiento para un día soleado y otro nublado.	15
Tabla 10. Rendimiento diario medio para diferentes sistemas solares de termosifón en un día soleado.	15
Tabla 11. Coeficientes de pérdidas de presión k de un sistema solar de termosifón.	36
Tabla 12. Biblioteca estándar de componentes en TRNSYS.	47
Tabla 13. Temperaturas promedio del agua del tanque y a la salida del captador en función de la radiación total incidente en el captador.	55
Tabla 14. Caudales de bypass, demanda de ACS y de entrada al acumulador en kg/h.	57
Tabla 15. Irradiación mensual sobre 2,4 m ² de superficie horizontal en GJ/mes.	59
Tabla 16. Irradiación mensual sobre 2,4 m ² de superficie inclinada en GJ/mes.	60
Tabla 17. Transferencia de los flujos de energía en la instalación en MJ/mes.	61
Tabla 18. Rendimiento térmico y fracción solar mensuales de la instalación.	63
Tabla 19. Irradiación global sobre superficie inclinada, energía útil y rendimiento anuales.	64
Tabla 20. Carga térmica, energía auxiliar y pérdidas térmicas anuales.	64
Tabla 21. Fracción solar anual de la instalación.	64

Tabla 22. Fracción solar anual de la instalación frente al volumen del depósito.	65
Tabla 23. Fracción solar anual de la instalación frente a la superficie del captador solar.....	66

Nomenclatura

A_c	Área del captador solar [m^2]
b_0	Constante de la ecuación del modificador del ángulo de incidencia [-]
c_p	Calor específico del agua [$kJ/(kg \cdot ^\circ C)$]
d_h	Diámetro interior del colector de distribución [m]
d	Diámetro interior de la tubería [m]
f	Fracción solar [-]; Factor de fricción [-]
F_R	Factor de eliminación de calor del captador solar [-]
F'	Factor de eficiencia del captador [-]
g	Constante gravitacional [m/s^2]
h_{Li}	Pérdidas de carga debidas a la fricción [m]
H_f	Pérdidas de presión en tuberías [Pa]
I_b	Irradiancia solar directa horizontal por unidad de área [W/m^2]
I_d	Irradiancia solar difusa horizontal por unidad de área [W/m^2]
I_g	Irradiancia solar difusa horizontal reflejada por el suelo por unidad de área [W/m^2]
I_T	Irradiancia solar total (hemisférica) sobre una superficie inclinada por unidad de área [W/m^2]
k	Número de nodo del captador solar [-]; Coeficiente de pérdida de carga [m]
L	Longitud equivalente de la tubería [m]
L_h	Longitud del colector de distribución [m]
\dot{m}_L	Flujo másico de agua que es demandada por el usuario [kg]
\dot{m}_t	Flujo másico real de agua que circula por el captador solar [kg/s]
\dot{m}_T	Flujo másico de agua en el ensayo del captador solar [kg/s]
M	Masa de agua en el interior del acumulador [kg]
N	Número de nodos
N_{pers}	Número de personas
N_c	Número de nodos del captador solar [-]
N_R	Número de tubos paralelos en el captador
P_h	Pérdida de presión en el colector de distribución [Pa]
Q_{aux}	Energía suministrada por el calentador auxiliar [W]
Q_{dem}	Energía en forma de agua caliente demandada por el usuario [W]
Q_{load}	Energía extraída del acumulador en forma de agua caliente [W]
$Q_{loss,c}$	Pérdidas de calor del captador solar [W]
$Q_{loss,s}$	Pérdidas de calor del tanque de almacenamiento [W]
$Q_{loss,p}$	Pérdidas de calor de las tuberías [W]
Q_s	Energía almacenada en el tanque de acumulación [W]
Q_u	Energía útil cedida al agua a través del captador solar [W]
r	Factor de corrección por caudal [-]
Re	Número de Reynolds [-]
T_a	Temperatura ambiente [$^\circ C$]

T_c	Temperatura promedio de la placa absorbadora del captador solar [°C]
T_{ci}	Temperatura de entrada del agua al captador solar [°C]
T_{ck}	Temperatura del punto medio del nodo k del captador solar [°C]
T_{co}	Temperatura de salida del agua del captador solar [°C]
T_{load}	Temperatura del agua caliente demandada por el usuario [°C]
\bar{T}_p	Temperatura promedio de la tubería [°C]
T_{pi}	Temperatura del agua a la entrada de la tubería [°C]
T_{po}	Temperatura del agua a la salida de la tubería [°C]
T_{red}	Temperatura del agua fría de alimentación de la red [°C]
T_s	Temperatura promedio del agua del tanque de almacenamiento [°C]
U_L	Coefficiente global de pérdidas de calor del captador solar [W/(m ² ·°C)]
$(UA)_p$	Producto coeficiente global de pérdidas de calor-área de la tubería [W/°C]
$(UA)_s$	Producto coeficiente global de pérdidas de calor-área del acumulador [W/°C]
v	Velocidad media del fluido [m/s]
v_h	Velocidad media del fluido en el colector de distribución [m/s]
V	Volumen de agua de consumo [L/h]
V_{pers}	Volumen de agua caliente por persona [L/(h·persona)]
α	Absortividad [-]
β	Inclinación del captador solar [°]
Δh_i	Altura vertical del nodo i [m]
ΔP_i	Presión en el nodo i [Pa]
ε	Emisividad [-]
η	Rendimiento térmico [-]
θ	Ángulo de incidencia [°]
ρ	Reflectividad [-]; Densidad del agua [kg/m ³]
ρ_i	Densidad del agua en el nodo i [kg/m ³]
τ	Transmisividad [-]
$(\tau\alpha)$	Producto transmitancia-absortancia del captador solar [-]
$\frac{(\tau\alpha)}{(\tau\alpha)_n}$	Modificador del ángulo de incidencia para la radiación total [-]
$\frac{(\tau\alpha)_b}{(\tau\alpha)_n}$	Modificador del ángulo de incidencia para la radiación directa [-]
$\frac{(\tau\alpha)_d}{(\tau\alpha)_n}$	Modificador del ángulo de incidencia para la radiación difusa del cielo [-]
$\frac{(\tau\alpha)_g}{(\tau\alpha)_n}$	Modificador del ángulo de incidencia para la radiación difusa del suelo [-]

Capítulo 1

1 Introducción

1.1 Introducción

En este primer capítulo se van a exponer en primer lugar (apartado 1.2) aquellos conceptos que serán de relevancia para una mejor comprensión del texto, principalmente definiciones de carácter técnico que describen la tecnología de los sistemas solares de termosifón.

A continuación, en el apartado 1.3 se hablará de la radiación solar, de sus principales características, de las ventajas que presenta para este tipo de tecnología y de cómo está distribuida geográficamente a lo largo de la superficie terrestre y en particular en las regiones de España y Sevilla.

En el apartado 1.4 se hace un breve estado del arte de los sistemas solares de termosifón, es decir, se exponen de forma resumida un total de cinco estudios de algunos investigadores que han tratado con anterioridad estos sistemas y que se han estimado de interés incluirlos en este trabajo.

1.2 Definiciones y unidades

Durante el desarrollo de este trabajo se ha considerado conveniente reunir los conceptos más importantes que engloban los sistemas solares de termosifón con el objetivo de facilitar la comprensión del texto. Todos los conceptos aquí expuestos están relacionados con la energía solar en general y con los sistemas solares de termosifón en particular.

Absortividad: Se denota por α . Es la relación entre el flujo energético absorbido por una superficie y la radiación total incidente sobre dicha superficie. Es adimensional.

Agua caliente sanitaria: Caudal de agua demandada por el usuario en una instalación de producción de agua caliente. Se mide en kg/s.

Ángulo de incidencia: Se denota por θ . Ángulo formado por el rayo incidente del Sol y la normal a la superficie considerada. Se mide en grados.

Captador solar plano: Componente de un sistema solar de termosifón donde la superficie absorbente es básicamente plana y que tiene como objetivo absorber la radiación solar y calentar con ella el fluido de trabajo.

Constante solar: Irradiancia solar extraterrestre incidente en un plano perpendicular a la dirección de esta radiación cuando la Tierra está a una distancia media del Sol de $149,5 \cdot 10^6$ km. El valor medio de esta constante es 1367 W/m^2 . Se mide en W/m^2 .

Cubierta: Elemento o elementos transparentes que cubren la superficie absorbedora de un captador solar para reducir las pérdidas de calor y protegerlo de la intemperie.

Emisividad: Se denota por ϵ . Relaciona la habilidad de un cuerpo para irradiar energía térmica con la habilidad de irradiar si éste fuera un cuerpo negro a la misma temperatura. Es adimensional.

Factor de eficiencia del captador: Se denota por F' . Es la relación entre la energía útil suministrada por un captador solar y la energía que podría suministrar si la superficie de absorción estuviese a la temperatura media del fluido en el captador. Es adimensional.

Factor de eliminación de calor del captador: Se denota por F_R . Es la relación entre la energía útil suministrada por un captador solar y la energía que podría suministrar si la superficie de absorción estuviese a la temperatura de entrada del fluido al captador. Es adimensional.

Fracción solar: Se denota por f . Es la cantidad de energía obtenida a través de la instalación solar de termosifón (energía útil) dividida por el total de la energía demandada. Se encuentra entre 0 (ninguna utilización de la energía solar) y 1 (toda la energía que se demanda se obtiene a partir de la instalación de energía solar). Es adimensional.

Inclinación: Se denota por β . Ángulo que forma el plano del captador solar respecto al plano horizontal. Se mide en grados.

Irradiación solar: Se denota por H . Energía radiante incidente por unidad de superficie obtenida por integración de la irradiancia durante un intervalo de tiempo dado, normalmente una hora o un día. Se mide en MJ/m^2 .

Irradiancia solar difusa: Se denota por I_d . Se define como la radiación solar recibida desde el Sol después de que la reflexión y la difusión por la atmósfera hayan modificado su dirección, más la radiación solar reflejada por el suelo. Se mide en W/m^2 .

Irradiancia solar directa: Se denota por I_b . Es la parte de la radiación solar que llega a la superficie de la Tierra sin haber sufrido ningún cambio en su trayectoria lineal desde el disco solar. Se mide en W/m^2 .

Irradiancia solar hemisférica: Se denota por I_T . Potencia radiante incidente por unidad de superficie. Se compone de las radiaciones solares directa y difusa. Se mide en W/m^2 .

Orientación: Orientación de un captador solar expresada por el azimut de la proyección horizontal de la normal al plano considerado.

Producto transmitancia-absortancia: Se denota por $(\tau\alpha)$. Representa la fracción de la radiación solar incidente sobre el captador que es absorbida por éste y depende de la transmitancia de la cubierta transparente y de la absortancia de la superficie absorbedora. Es adimensional.

Radiación global o radiación global horizontal: Es la radiación solar hemisférica sobre un plano horizontal. Respecto al término “radiación solar hemisférica” los ingenieros en energía solar utilizan generalmente el término “radiación global” en lugar del primero. Este uso puede producir confusión si la superficie receptora no es horizontal.

Radiación solar: Fenómeno físico por el cual se da la emisión o transferencia de energía por el Sol bajo la forma de ondas electromagnéticas o partículas.

Reflectividad: Se denota por ρ . Es la relación entre el flujo energético reflejado por una superficie y la radiación total incidente sobre dicha superficie. Es adimensional.

Sistema solar de termosifón: Instalación solar que utiliza únicamente los cambios de densidad del agua para conseguir su circulación entre el captador y el acumulador, o entre el captador y el intercambiador de calor.

Superficie absorbedora: Superficie de un captador solar cuya función es absorber la energía radiante y transferirla en forma de calor a un fluido.

Superficie no selectiva: Superficie cuyas propiedades ópticas de reflectividad, absortividad y transmisividad son espectralmente uniformes, es decir, son independientes de la longitud de onda tanto en onda corta como en onda larga.

Superficie selectiva: Superficie cuyas propiedades ópticas de reflectividad, absortividad y transmisividad dependen de la longitud de onda.

Transmisividad: Se denota por τ . Es la relación entre el flujo energético que pasa a través de una superficie y la radiación total incidente sobre dicha superficie. Es adimensional.

1.3 Distribución geográfica de la radiación solar

Es un objetivo prioritario para la sociedad aprovechar de forma eficiente los recursos que nos ofrece la naturaleza. Gracias al impulso de las energías renovables la sociedad es cada vez más consciente del gran impacto que ofrece el uso de estas alternativas, ya que las energías renovables aprovechan aquellos recursos que son inagotables o suficientemente duraderos, además de que contribuyen significativamente a reducir la contaminación ambiental.

Entre estas energías renovables se encuentra la energía solar, que tiene como su principal fuente la radiación electromagnética del Sol. Se considera que el Sol es un foco térmico a 5777 K, el cual despidе hacia la Tierra una potencia radiante media de 1367 W/m^2 , denominada constante solar.

A causa de efectos de reflexión, absorción y difusión con los componentes de la atmósfera, la radiación electromagnética que realmente alcanza la superficie terrestre es menor de la anteriormente mencionada constante solar, y se descompone en otras dos: radiación directa y radiación difusa. La radiación directa es la que incide directamente sobre la superficie terrestre, mientras que la radiación difusa es el resultado de las radiaciones reflejadas por el cielo y el suelo. La radiación directa se mide generalmente bajo incidencia normal (en dicho caso se denomina “radiación directa normal”) y sirve para el cálculo de la radiación solar sobre superficies inclinadas.

Aproximadamente el 99 % de la radiación solar incidente sobre la superficie terrestre es de una longitud de onda comprendida entre 0,3 y 3 μm , lo cual interesa para su aprovechamiento en instalaciones de energía solar. El conjunto de todas las longitudes de onda emitidas por el Sol se denomina espectro solar.

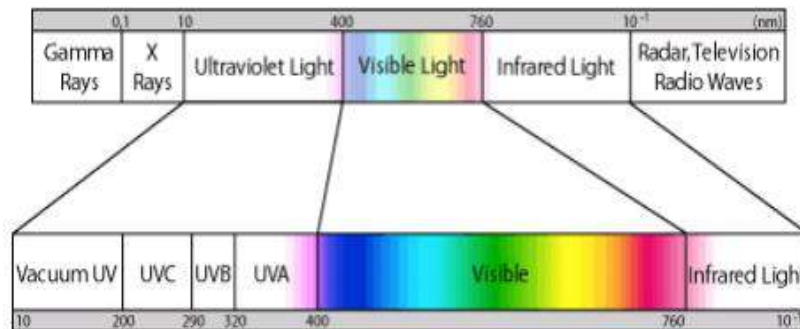


Figura 1. Espectro solar.

La proporción de la radiación solar en las distintas regiones del espectro es aproximadamente:

Ultravioleta:	7 %
Luz visible:	43 %
Infrarrojo:	49 %
El resto:	1 %

A continuación se exponen una serie de figuras que muestran la distribución geográfica de la radiación solar incidente sobre toda la superficie terrestre y en España y Sevilla en particular (figuras 2, 3 y 4, respectivamente).

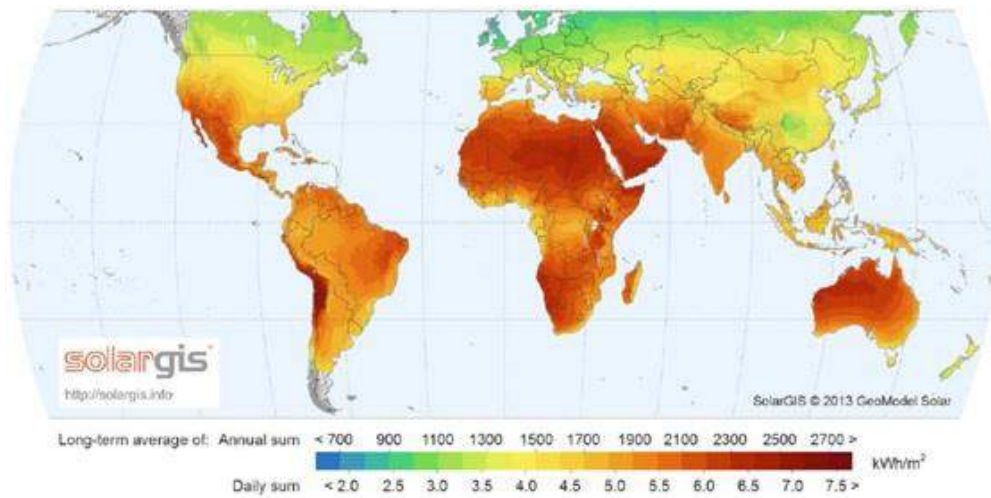


Figura 2. Irradiación global horizontal en la Tierra.

Considerando el periodo completo desde 1983 hasta 2005, en la figura 3 se muestra la irradiación global sobre superficie horizontal en España, expresando el flujo radiante en kWh/(m²·día).

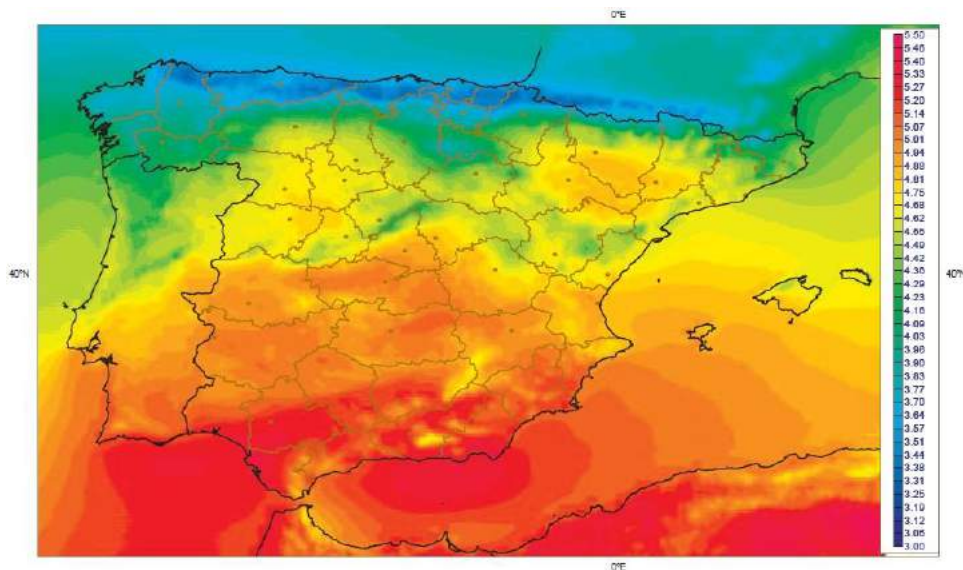


Figura 3. Irradiación global horizontal media en España [1983-2005].

En general, España se encuentra en una situación muy favorable para el desarrollo de las tecnologías de energía solar, ya que dispone de numerosas horas de sol al día. Destacan Andalucía y Murcia por tener los valores máximos de irradiancia global horizontal.

La figura 4 muestra los flujos de irradiación solar media mensual en la región de Sevilla en el periodo de 1983 a 2005, siendo esta figura útil para evaluar de forma sencilla las aportaciones de las irradiaciones directa (barras naranjas) y difusa (barras azules) a la irradiación global.

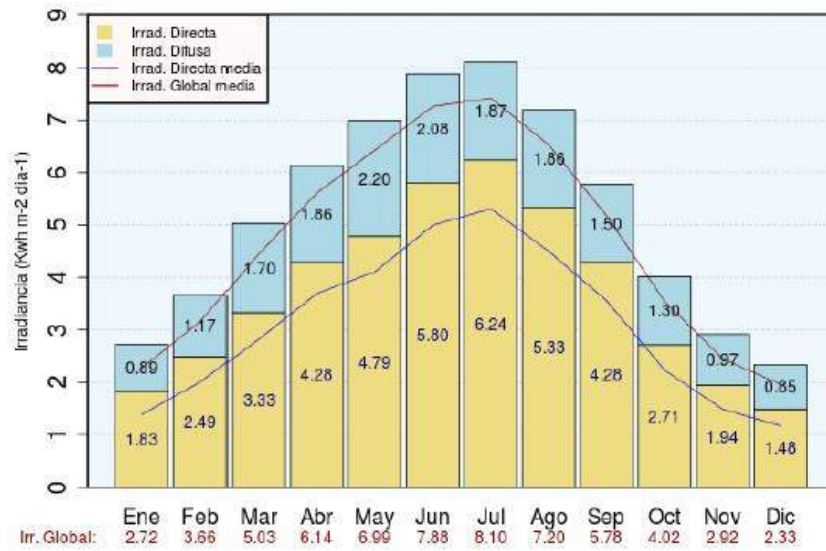


Figura 4. Flujos de irradiación solar media mensual en Sevilla [1983-2005].

Los meses de verano son los meses donde se registran los valores máximos de irradiación solar, mientras que en diciembre y enero se registran los mínimos. Además se puede observar que como norma general la radiación difusa representa aproximadamente un tercio de la radiación global.

1.4 Estado del arte

Los sistemas solares de termosifón para producción de agua caliente sanitaria es una tecnología muy conocida y extendida en todo el mundo. La evolución que ha sufrido en cuanto a investigación se ilustra en la figura 5, que recoge el número de estudios publicados entre 1997 y mediados de 2015 por investigadores sobre el campo de los sistemas solares de termosifón según la base de datos ScienceDirect, la cual ha mostrado un grado de investigación creciente en los últimos años.

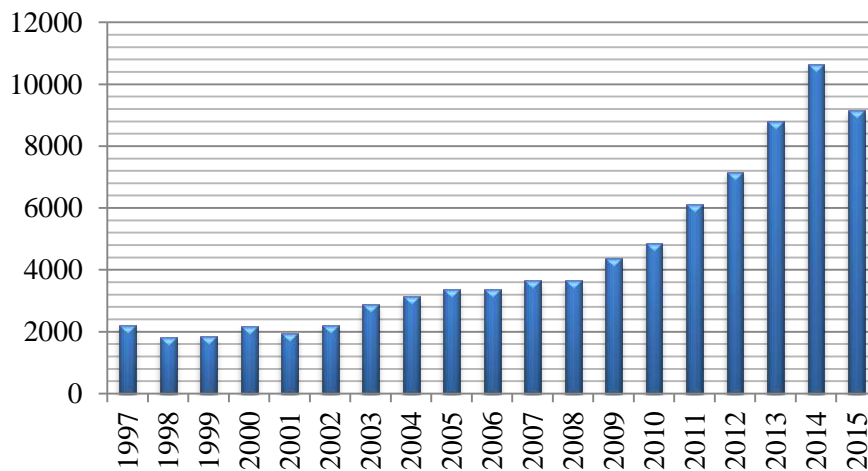


Figura 5. Evolución histórica de la investigación de los sistemas solares de termosifón.

A continuación se exponen de forma resumida y ordenados cronológicamente los resultados y conclusiones de cinco estudios realizados por diferentes investigadores y que se han considerado de interés introducir en este proyecto.

1.4.1 Estudio 1

N.H. Helwa et al. (1995) [5] estudiaron el efecto del consumo de agua caliente en la distribución de la temperatura en el interior de un tanque horizontal de un sistema solar de termosifón.

Los resultados se obtuvieron de forma experimental en una instalación localizada en Egipto y que consiste principalmente en un captador solar y un acumulador dispuesto horizontalmente con un intercambiador de calor concéntrico en su interior. El espacio anular entre los dos cilindros concéntricos es el considerado como intercambiador de calor. El captador solar tiene un área efectiva de 2 m^2 y la superficie de absorción es cubierta con pintura negra.

La distribución de la temperatura se ha hecho midiendo la temperatura del agua en las partes superior, intermedia e inferior del tanque, como se muestra en las tablas siguientes. Además se adjunta el nivel de radiación solar incidente y la temperatura ambiente.

<i>Local time (h)</i>	<i>SR (W/m²)</i>	<i>T_a (°C)</i>	<i>T_s (°C)</i>	<i>Top layer (°C)</i>	<i>Middle layer (°C)</i>	<i>Bottom layer (°C)</i>
7	100	17	27	32.2	27.6	22.4
9	807	18	24.8	32.3	22.4	16.9
11	848	21	31.2	41.1	28.7	24.2
13	564	22	39.6	48.4	38.2	32.7
15	136	20	44.1	47.8	44.1	40.1
17	18	17	45.9	47.9	46.7	42.2
19	—	16	42.9	46.9	46.1	33.9
20	—	15	41.4	45.7	44.9	31.7

Tabla 1. Distribución de la temperatura en el interior del tanque sin consumo de agua caliente.

En cuanto a la distribución de la temperatura en el interior del tanque con consumo de agua caliente, se ha asumido un perfil de demanda de agua caliente que representa aproximadamente el consumo de una familia egipcia y se han considerado ratios de descarga (volumen de agua caliente consumido respecto al volumen de agua en el interior del tanque) del 20, 30, 40 y 50 % (tablas 2 y 3).

<i>Local time</i>	<i>Test run on 19 November 1991, 20% LR</i>					<i>Test run on 21 November 1991, 30% LR</i>				
	<i>I (W/m)</i>	<i>T_a (°C)</i>	<i>T_t (°C)</i>	<i>T_m (°C)</i>	<i>T_b (°C)</i>	<i>I (W/m)</i>	<i>T_a (°C)</i>	<i>T_t (°C)</i>	<i>T_m (°C)</i>	<i>T_b (°C)</i>
8	300	22	45	35	30	300	20.2	45	35	30
9	572	22.5	38.5	29.2	21.2	471	21.2	33.4	27.3	22.7
10	760	24.7	42.5	30.9	23	498	23	42.6	28.4	24.2
11	836	27.2	49	32.7	27.7	700	24.7	47.9	31.4	25.5
12	861	28.1	51.2	38.4	32.2	702	25.6	45.1	31.1	26.2
13	717	28.3	54.5	47	38	596	27	47.5	37.9	31.4
14	575	27.3	56.8	50.1	43.7	501	26	48.3	41.2	35.4
15	362	27	54.8	51.1	47.8	318	25.4	47	42.4	37.9
16	115	25.5	55.2	53.4	49.1	80	24	46.8	44.2	39.6

Tabla 2. Distribución de la temperatura en el interior del tanque con un 20 y 30 % de consumo de agua caliente.

Local time	Test run on 24 November 1991, 40% LR					Test run on 27 November 1991, 50% LR				
	I (W/m^2)	T_a ($^{\circ}C$)	T_t ($^{\circ}C$)	T_m ($^{\circ}C$)	T_b ($^{\circ}C$)	I (W/m)	T_a ($^{\circ}C$)	T_t ($^{\circ}C$)	T_m ($^{\circ}C$)	T_b ($^{\circ}C$)
8	400	20	45	35	30	250	18.5	40	30	25
9	566	21	36	29.6	21.4	350	19	30.8	25.7	22.3
10	649	24	43.5	29.6	24.5	265	20	33	27.4	24.4
11	802	26.2	50.2	30.9	24.3	810	21	32	23.2	19.4
12	743	27	49.2	35.9	29.6	443	23	43.6	27.6	23.4
13	681	27.8	51.9	41.6	35.5	420	23.4	44.8	33.9	26.6
14	520	27.5	52.6	45.7	40.8	177	23.2	43	36.4	29.5
15	318	27.2	51.1	45.3	42.3	220	24	39.4	33.7	31.4
16	85	26	51.7	48.9	42.9	80	22	42.1	39.2	33.4

Tabla 3. Distribución de la temperatura en el interior del tanque con un 40 y 50 % de consumo de agua caliente.

Las conclusiones de este estudio fueron que el consumo de agua caliente tiene un efecto considerable sobre el grado de estratificación del tanque horizontal. Es tal, que un sistema de estas características puede cubrir adecuadamente la demanda de agua caliente en verano unas descargas del 20 al 50 % a una temperatura de 50 °C. Y por otro lado, en invierno el sistema satisface solamente unos ratios de descarga del 20 al 30 % para la misma temperatura. Por tanto el sistema se debe proveer de un calentador eléctrico auxiliar para poder satisfacer la carga requerida a la temperatura requerida durante todo el año.

1.4.2 Estudio 2

Afif Hasan (1997) [6] estudió la influencia del volumen del acumulador y su configuración sobre el rendimiento de un sistema solar de termosifón. Además, comparó los rendimientos anuales de sistemas con dos y tres captadores.

La simulación se realiza en Palestina y para ello se utilizó el programa de simulación de sistemas energéticos TRNSYS. Se asume un perfil de consumo de agua caliente que aproxima el consumo real de una familia en Palestina.

La instalación consiste en dos o tres captadores de 1,44 m² cada uno dispuestos en paralelo con una inclinación de 45° y un tanque de almacenamiento situado de forma vertical u horizontal.

Las conclusiones de este estudio tras la simulación con TRNSYS fueron:

1. Un aumento del volumen del acumulador favorece que el rendimiento crezca (figura 6).
2. Desde el punto de vista del rendimiento no existe diferencia entre las configuraciones vertical y horizontal del tanque de almacenamiento (figura 7).
3. El rendimiento del sistema se puede incrementar usando un acumulador de mayor capacidad y/o usando un captador con un área más pequeña (figura 8).

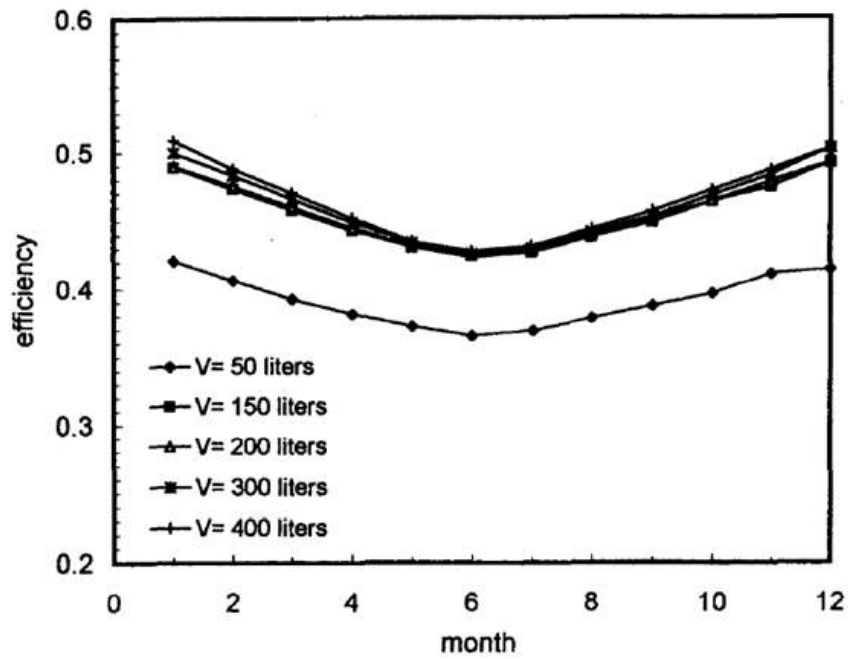


Figura 6. Efecto del volumen del acumulador en el rendimiento.

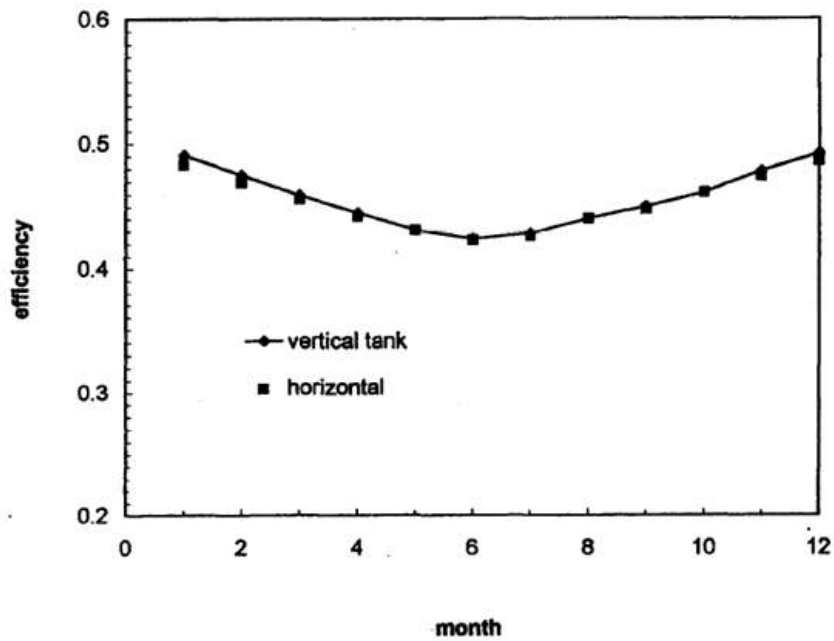


Figura 7. Efecto de la configuración del acumulador en el rendimiento.

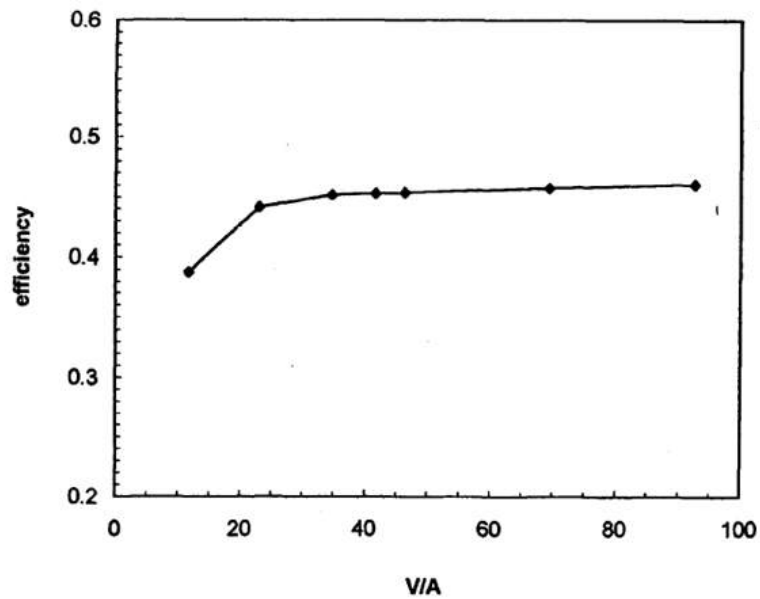


Figura 8. Efecto de la relación volumen del acumulador-área del captador en el rendimiento.

En cuanto a la comparación de los rendimientos anuales de los sistemas con dos y tres captadores:

Sistema con dos captadores:	0,508
Sistema con tres captadores (tanque vertical):	0,454
Sistema con tres captadores (tanque horizontal):	0,450

Aunque el rendimiento alcanzado con el sistema de dos captadores es superior al sistema de tres captadores, no fue suficiente para satisfacer la demanda de energía (fracción solar anual de 0,86); mientras que en los sistemas con tres captadores la fracción solar fue de la unidad.

1.4.3 Estudio 3

A. Carrillo et al. (2002) [2] desarrollaron un nuevo modelo matemático que obtuvieron basándose en el Type 45 de TRNSYS, y que modela un sistema solar de termosifón consistente en un tanque de almacenamiento horizontal de 300 L con un intercambiador de calor concéntrico en su interior de 15 L de capacidad que ocupa el espacio anular entre las dos superficies y cuya área de intercambio entre estos dos volúmenes es de 2 m².

Para validar el nuevo Type de TRNSYS se hacen dos grupos de ensayos: uno realizado en Sevilla por el IAER (Instituto de Energía Renovable de Andalucía) y el otro en “El Arenosillo” por el INTA (Instituto Nacional de Técnica Aeroespacial) en Huelva (España); donde se busca comparar los valores de la energía entregada diaria por el sistema y la temperatura del agua en las extracciones.

A) Comparación con los ensayos del IAER

Para comparar los resultados obtenidos de la energía entregada diaria se definen los siguientes errores relativos (el primero referido a la energía en cada volumen del acumulador extraído y el segundo a la energía total extraída):

$$\eta_1 = \frac{Q_{\text{mod}}^{\text{parcial}} - Q_{\text{exp}}^{\text{parcial}}}{Q_{\text{exp}}^{\text{parcial}}} \times 100$$

$$\eta_2 = \frac{Q_{\text{mod}}^{\text{parcial}} - Q_{\text{exp}}^{\text{parcial}}}{Q_{\text{exp}}^{\text{total}}} \times 100$$

Se compararon en 2 series durante 3 días consecutivos, y se pueden distinguir 3 partes en el perfil de la extracción, correspondiendo con uno, dos y tres volúmenes extraídos del acumulador. Los resultados son presentados para cada una de las tres partes y para la descarga completa.

Para la energía diaria total η_2 resultó ser siempre menor al 3 % y para la parcial menor del 10 % (tablas 4 y 5).

Draw stage	Accumulated drawn volume (l)	% Energy to load	Energy to load (kJ) (model)	Energy to load (kJ) (exp.)	Energy difference model-exp. (kJ)	Relative error η_1 (%)	Relative error η_2 (%)	RMSE (%)
February 28th								
1	301.43	84.53	31793.48	28525.79	3267.69	11.46	9.68	24.86
2	601.40	11.02	2601.44	3719.39	-1117.95	-30.06	-3.31	1.70
3	902.33	4.45	356.97	1500.70	-1143.73	-76.21	-3.39	1.40
Total	902.33	100.00	34751.89	33745.88	1006.02	-	2.98	11.80
March 1st								
1	304.86	84.68	37858.74	35307.76	2550.98	7.22	6.12	30.36
2	599.23	9.75	3363.25	4066.33	-703.07	-17.29	-1.69	3.10
3	1005.62	5.57	959.31	2320.51	-1361.20	-58.66	-3.26	1.49
Total	1005.62	100.00	42181.30	41694.60	486.71	-	1.17	12.25
March 2nd								
1	297.84	83.37	37623.18	36018.52	1604.66	4.46	3.71	31.64
2	597.03	10.51	3990.99	4540.89	-549.91	-12.11	-1.27	3.07
3	1007.58	6.12	1254.56	2645.70	-1391.14	-52.58	-3.22	1.41
Total	1007.58	100.00	42868.72	43205.11	-336.39	-	-0.78	12.26

Tabla 4. Resultados de la comparación con los datos del IAER. Primera serie.

Draw stage	Accumulated drawn volume (l)	% Energy to load	Energy to load (kJ) (model)	Energy to load (kJ) (exp.)	Energy difference model-exp. (kJ)	Relative error η_1 (%)	Relative error η_2 (%)	RMSE (%)
March 6th								
1	299.97	84.22	33322.07	30914.38	2407.68	7.79	6.56	32.77
2	596.76	11.58	3299.23	4248.62	-949.39	-22.35	-2.59	1.84
3	914.31	4.20	327.12	1541.65	-1214.54	-78.78	-3.31	1.41
Total	914.31	100.00	36948.41	36704.65	243.76	-	0.66	14.37
March 7th								
1	296.97	85.72	37345.40	35369.11	1976.29	5.59	4.79	27.41
2	600.36	10.62	3651.40	4383.72	-732.32	-16.71	-1.77	3.12
3	966.40	3.66	370.67	1510.32	-1139.65	-75.46	-2.76	1.44
Total	966.40	100.00	41367.47	41263.15	104.31	-	0.25	11.38
March 8th								
1	297.07	84.94	38347.14	35842.67	2504.47	6.99	5.94	32.77
2	599.97	10.74	4048.74	4532.13	-483.40	-10.67	-1.15	4.02
3	901.61	4.32	747.80	1821.87	-1074.07	-58.95	-2.55	1.33
Total	901.61	100.00	43143.67	42196.67	947.00	-	2.24	13.70

Tabla 5. Resultados de la comparación con los datos del IAER. Segunda serie.

B) Comparación con los ensayos del INTA

Para comparar los resultados obtenidos de la temperatura del agua en la extracción se define el error cuadrático medio como:

$$RMSE = \frac{\left(\frac{\sum (T_{\text{mod}} - T_{\text{exp}})^2}{N} \right)^{1/2}}{\frac{\sum T_{\text{exp}}}{N}} \times 100$$

El error en la energía diaria entregada por el sistema fue siempre menor del 5 % (tabla 6).

El valor del RMSE fue inferior al 10 % en casi todas las extracciones (tabla 7).

Al comienzo del ensayo se observa que la temperatura de extracción experimental aumenta debido a fenómenos de transitorio. En la tabla 8 se obtiene el RMSE sin tener en cuenta los datos del régimen transitorio, lo que tiene como consecuencia que los valores del RMSE sean mucho mejores en este caso.

Relative error η (%)	May 13th	May 14th	May 15th	May 16th	May 17th
Morning (η_1)	10.38	13.28	15.96	8.96	6.25
Central (η_1)	4.30	1.06	1.35	0.13	-0.29
Afternoon (η_1)	2.91	3.00	1.57	0.02	-0.46
Total day (η_2)	4.92	3.06	3.84	1.52	0.68

Tabla 6. Error (%) de la energía entregada, comparado con los datos del INTA.

RMSE (%)	May 13th	May 14th	May 15th	May 16th	May 17th
Morning	7.60	8.35	8.43	6.24	6.72
Central	11.08	4.95	5.44	6.39	0.89
Afternoon	9.69	6.58	6.77	6.43	1.52

Tabla 7. RMSE (%) para cada extracción, comparado con los datos del INTA.

RMSE (%)	May 13th	May 14th	May 15th	May 16th	May 17th
Morning	5.74	0.85	4.20	1.59	1.22
Central	3.82	2.12	1.67	1.21	0.93
Afternoon	4.11	3.98	3.15	2.06	1.63

Tabla 8. RMSE (%) para cada extracción (sin contar con los datos del transitorio), comparado con los datos del INTA.

Como conclusión, cuando se comparó la energía entregada con el modelo y los datos experimentales el resultado fue excelente, menos del 3 % de error respecto a la energía diaria entregada. En términos de la temperatura del agua en la extracción, el modelo reproduce las descargas distribuidas bastante bien pero muestra algunas discrepancias en descargas largas. Se puede concluir que es mejor seleccionar perfiles de descarga distribuidos como en la norma europea EN12976-2, porque representan mejor la operación real del sistema y permite una mejor extrapolación del rendimiento anual del sistema.

1.4.4 Estudio 4

P.M.E. Koffi et al. (2014) [8] estudiaron la influencia de los intercambiadores de calor en el rendimiento térmico de un sistema solar de termosifón. En concreto estudiaron un intercambiador de calor de cobre con forma de tubo enrollado ubicado diagonalmente en el interior del acumulador.

La instalación se encuentra en Yamusukro (Costa de Marfil). Ésta consiste en un captador solar de 2 m² y orientado hacia el sur, un tanque de almacenamiento de 95 L de capacidad y un intercambiador de calor en el interior del acumulador de forma enrollada y posicionado diagonalmente.

Los ensayos se clasificaron en dos tipos: días soleados y días nublados.

Los resultados experimentales obtenidos fueron los siguientes:

1. El rendimiento medio diario del intercambiador de calor fue del 70 %.
2. El rendimiento máximo instantáneo para un día soleado fue del 68,33 % y para un día nublado del 50 % (tabla 9).
3. El rendimiento medio diario del sistema fue del 49,8 % para un día soleado, el cual es más bajo que aquel de un sistema solar de termosifón sin intercambiador de calor pero más alto que el de un sistema de termosifón con tubos de vacío (tabla 10).

	I_T (W/m ²)	T_a (°C)	T_{T2} (°C)	T_{TB} (°C)	T_w (°C)	\dot{m} (kg/s)	η (%)
Sunny day	1233	33	88	74	55	0.010364	68.33
Cloudy day	300	27	58	50	39.4	0.00758	50

Tabla 9. Valores máximos de irradiancia total, temperaturas, caudal y rendimiento para un día soleado y otro nublado.

Systems	Flat-plate system without a heat exchanger	Flat-plate system with a mantle heat exchanger	Our study	All-glass evacuated tubular system
Mean daily efficiency (%)	57	50.28	49.80	48.16

Tabla 10. Rendimiento diario medio para diferentes sistemas solares de termosifón en un día soleado.

1.4.5 Estudio 5

K. Zelzouli et al. (2014) [1] estudiaron el rendimiento a largo plazo de un sistema solar de termosifón que consiste en un captador solar de 1,93 m² con la superficie de absorción cubierta de cromo negro como material selectivo y un tanque de almacenamiento de 200 L dispuesto horizontalmente y aislado con poliuretano.

El estudio fue llevado a cabo en Túnez y para ello desarrollaron un modelo numérico que pudieron validar con medidas experimentales durante los meses de primavera.

Los resultados mostraron que para este sistema la energía almacenada en el acumulador más alta fue de casi 3,4 kWh/día en los meses de abril a septiembre y la más baja de 2 kWh/día en enero y diciembre. El valor anual promedio de la energía almacenada fue de 2,87 kWh/día.

Los valores anuales de energía acumulada, fracción solar y rendimiento térmico anual del sistema fueron 3771 MJ, 39,04 % y 31 %, respectivamente (figura 9).

Los resultados también mostraron que el rendimiento del sistema está más influenciado por las pérdidas del tanque que por las pérdidas del captador solar. Un descenso de 1 W/(m²·K) del coeficiente global de pérdidas de calor del captador incrementó el rendimiento anual un 2 %; mientras que ese mismo descenso en el coeficiente global de pérdidas de calor del acumulador incrementó el rendimiento anual un 5 %.

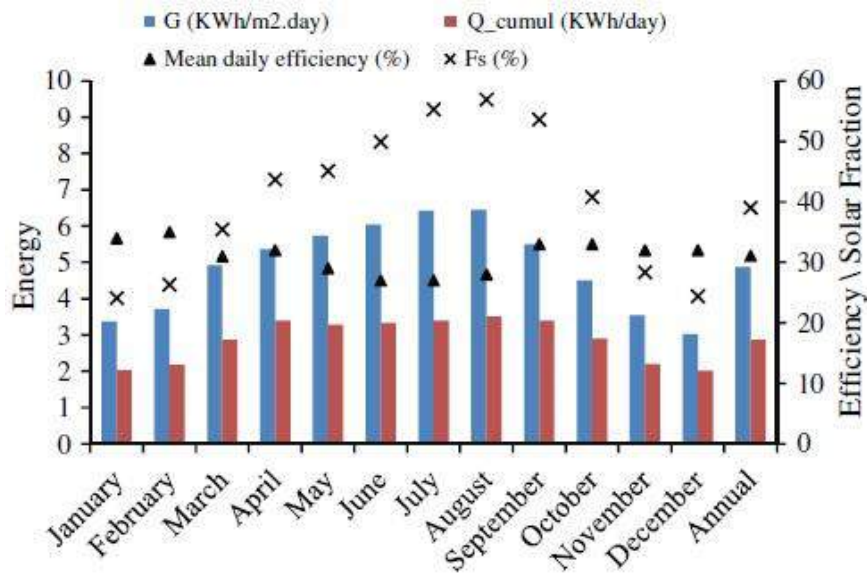


Figura 9. Rendimientos anual y mensual de un sistema solar de termosifón.

Capítulo 2

2 Sistemas solares de termosifón

2.1 Introducción

En primer lugar en este capítulo se va a hablar de un modo sencillo de las principales características de los sistemas solares de termosifón y del objetivo tecnológico que plantean.

A continuación se explicará el principio de funcionamiento de estos sistemas y el concepto de termosifón (apartado 2.2), así como las características de cada componente que los conforman: captador solar, tanque de acumulación, calentador auxiliar, y tuberías y aislamiento (apartados 2.3, 2.4, 2.5, y 2.6, respectivamente). La demanda de agua caliente sanitaria será estudiada en el apartado 2.7.

Finalmente, en el apartado 2.8 se ilustran los tipos de sistemas solares de termosifón más habituales con sus respectivos balances de energía. Y en el apartado 2.9 se desarrollan las ecuaciones matemáticas que definen todos los componentes de un sistema solar de termosifón convencional (que es el mismo modelo matemático utilizado por el programa de simulación TRNSYS), además de desarrollar las ecuaciones de otros dos modelos matemáticos de investigadores que propusieron modificaciones interesantes de las instalaciones solares de termosifón convencionales.

2.2 Descripción de un sistema solar de termosifón

Los sistemas solares de termosifón fueron diseñados con el objetivo de satisfacer la demanda de agua caliente sanitaria y de calefacción en edificios de oficinas y hogares. Han sido ampliamente instalados por todo el mundo debido al fiable rendimiento que presentan a lo largo del año, su bajo precio y las necesidades mínimas para su mantenimiento. Estos sistemas utilizan la energía solar para calentar agua, que después puede ser almacenada en un tanque para poder utilizarla a cualquier hora del día incluida en la noche cuando no hay sol, ya que en el tanque se mantiene caliente.

Se trata de un circuito de circulación natural, es decir, que el movimiento del agua se origina por su gradiente de densidades debido a la temperatura. Dicho de otro modo, es un sistema que no depende de bombas ni controladores para su funcionamiento, lo que les confiere una fiabilidad mayor, a diferencia de los circuitos de circulación forzada que sí dependen de bombas para la circulación del agua; sin embargo, los caudales en circulación natural no se conocen y son mucho más pequeños que los de circulación forzada. Asimismo, estas instalaciones tienen una vida útil de entre 15 y 20 años, la cual es mayor que la de los sistemas de circulación forzada. Por otro lado, se trata de un circuito directo donde el agua caliente de consumo es la que se calienta directamente en los captadores sin necesidad de usar un fluido caloportador intermedio.

La circulación del fluido entre el captador solar y el acumulador se realiza por convección natural debido a que la densidad del agua caliente es inferior a la del agua fría. Este fenómeno se denomina termosifón y es el principio de funcionamiento de estos sistemas. El movimiento se mantiene siempre que la radiación solar sea suficiente para mantener el gradiente de temperaturas entre las dos zonas.

Los componentes principales de un sistema solar de termosifón, la dirección del movimiento del agua, y el proceso de mezcla y calentamiento de ésta se muestran en la figura 10.

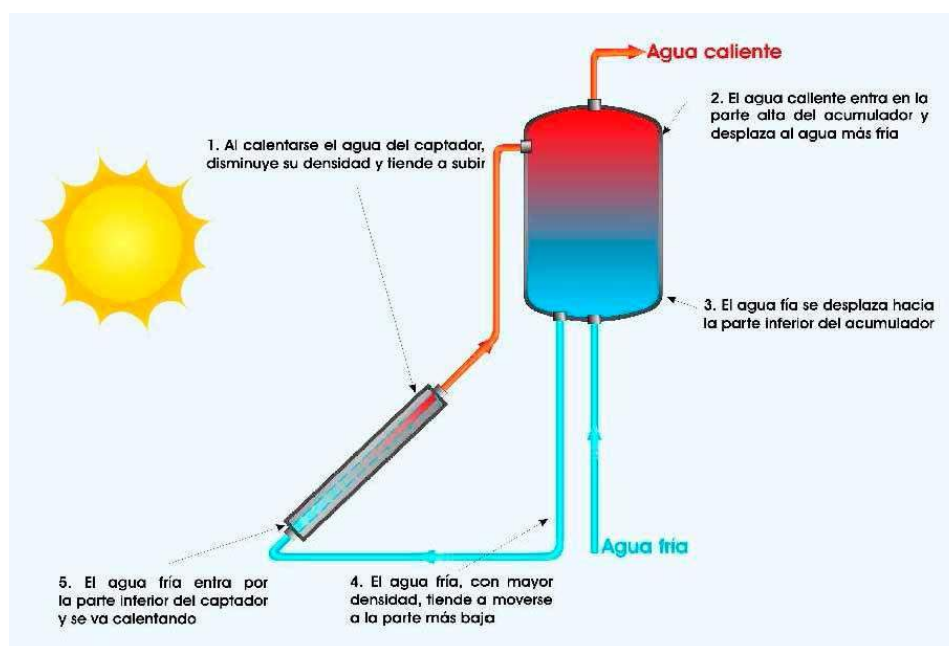


Figura 10. Sistema solar de termosifón.

El agua fría de red, que es introducida por la parte inferior del tanque, se mezcla con el agua del depósito y se calienta a su paso por el captador solar. Posteriormente, el agua caliente demandada por el usuario, denominada agua caliente sanitaria, se extrae del acumulador por su parte superior y es llevada al punto de consumo.

Para cualquier sistema térmico es importante conocer la cantidad de energía recibida y su distribución en el tiempo. Al mismo tiempo, supone un gran interés conocer la capacidad de energía térmica que puede suministrar una instalación solar con el objetivo de compararlo con otras. Las variables más importantes a conocer serán el rendimiento térmico del sistema, el caudal y temperatura en la extracción del agua caliente sanitaria, la radiación solar incidente y la temperatura ambiente.

2.3 Captador solar plano

El principal componente de cualquier sistema de energía solar es el captador solar. Los captadores son intercambiadores de calor que transforman la radiación solar captada en energía en forma de calor que es almacenada en un fluido (generalmente agua) que se calienta al atravesar el captador. El rendimiento del captador solar se puede usar como un indicativo del rendimiento del sistema completo.

El flujo de energía radiante que finalmente intercepta el captador proviene básicamente del rango de longitudes de onda entre 0,3 y 3 μm y es por naturaleza variable con la hora del día. Estos captadores utilizan tanto la radiación solar directa como la difusa, no requieren de sistemas de seguimiento solar y prácticamente no precisan de mantenimiento.

El consumo energético mundial de producción de agua caliente sanitaria se estima en torno a 10 EJ (10^{18} J) por año, lo que equivale a 6 mil millones de metros cuadrados de área de captador. En 2005, en torno a 140 millones de metros cuadrados de superficie de captación están en operación en todo el mundo, lo que supone únicamente el 2,3 % del potencial.

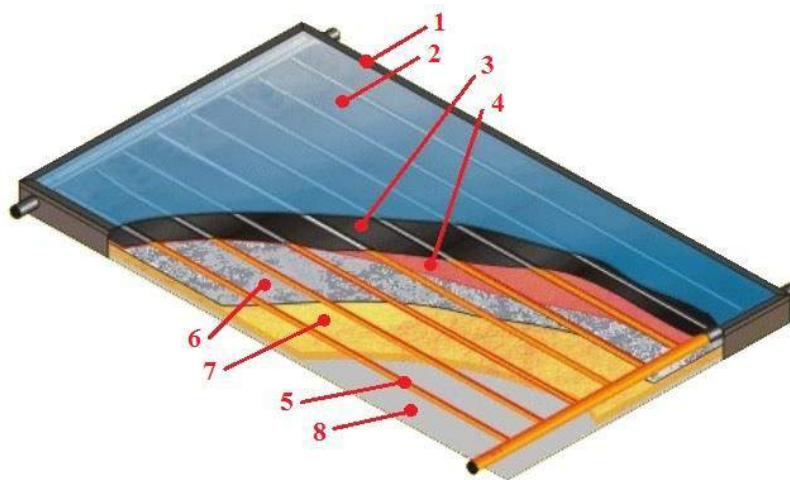


Figura 11. Captador solar plano.

donde

- 1 Marco de acero o aluminio
- 2 Cubierta transparente de vidrio
- 3 Capa de material selectivo
- 4 Superficie de absorción
- 5 Red de tuberías
- 6 Lámina de aluminio
- 7 Aislante térmico
- 8 Carcasa

Generalmente la orientación ideal de un captador solar plano es hacia el sur en el hemisferio norte y hacia el norte en el hemisferio sur, y es fija durante todo el año. El ángulo de inclinación óptimo dependerá del periodo de utilización y la aplicación buscada, y es igual a la latitud de la localización con una variación de $\pm 10^\circ$:

Frío solar (demanda preferente en verano):	Latitud $- 10^\circ$
Calefacción (demanda preferente en invierno):	Latitud $+ 10^\circ$
ACS (demanda constante anual):	Latitud

2.3.1 Características ópticas del captador solar

La cantidad de energía térmica que un captador solar es capaz de absorber y ceder al agua está influenciada por los parámetros ópticos característicos de los materiales de los que está formado. De forma esquemática se puede observar en la figura 12 los diferentes parámetros de los que se habla:

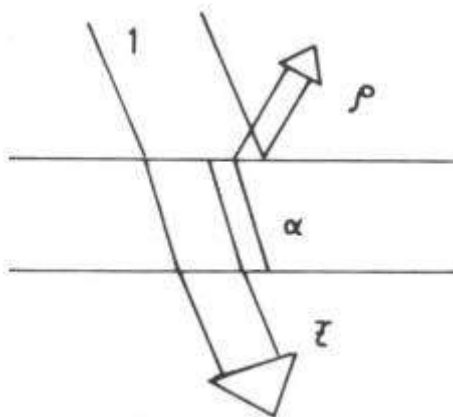


Figura 12. Parámetros ópticos de una superficie.

donde

- ρ Reflectividad
- α Absortividad
- τ Transmividad

Los valores de reflectividad, absortividad y transmividad (fracciones reflejada, absorbida y transmitida por una superficie respecto a la radiación que incide sobre ella, respectivamente) pueden tomar cualquier valor entre 0 y 1, pero en cualquier caso se debe cumplir el balance óptico

$$\rho + \alpha + \tau = 1$$

Dicho de otro modo, la suma de las energías que en una superficie se refleja, se absorbe y se transmite tiene que ser igual a la energía total que incidió sobre dicha superficie.

Aplicando estos conceptos a un captador solar se muestra en la figura 13 cómo el flujo radiante no penetra en su totalidad en la superficie de absorción del captador solar.

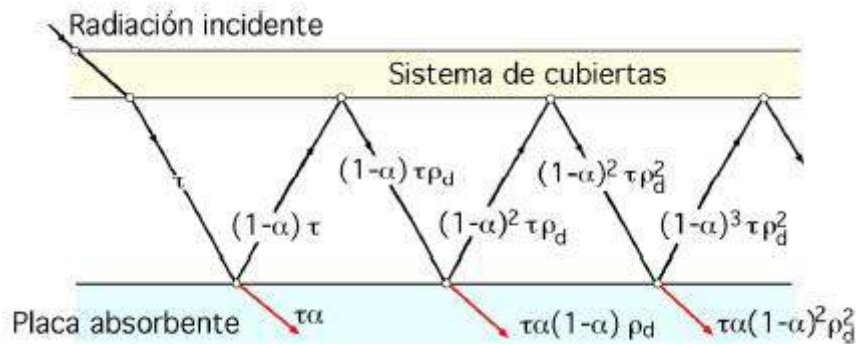


Figura 13. Absorción de la radiación por la placa.

Entre la cubierta transparente de vidrio y la superficie de absorción se encuentra un volumen de aire donde se produce de forma repetitiva que parte de la radiación reflejada por la superficie de absorción es reflejada de nuevo por la cubierta de vidrio. De esta forma se obtiene:

$$(\tau\alpha) = \tau\alpha \sum_{n=0}^{\infty} (1 - \alpha)^n \rho_d^n = \frac{\tau\alpha}{1 - (1 - \alpha)\rho_d}$$

donde $(\tau\alpha)$ es el llamado producto transmitancia-absortancia y representa la fracción de la radiación solar absorbida por el captador y depende de la transmitancia de la cubierta transparente y de la absortancia de la superficie de absorción; y ρ_d es la reflectividad de la cubierta transparente para la radiación difusa.

Una aproximación práctica para la mayoría de los diseños de captadores es:

$$(\tau\alpha) \cong 1,01\tau\alpha$$

2.3.2 Energía absorbida y pérdidas de calor en el captador solar

Para poder modelar el captador solar y simplificar de forma considerable su estudio se han hecho las siguientes suposiciones:

1. El captador se encuentra en condiciones estacionarias.
2. El colector de distribución cubre una pequeña parte del captador, por lo que se puede despreciar.
3. El colector de distribución proporciona un flujo uniforme a los tubos que atraviesan el captador.
4. El flujo es unidimensional.
5. El cielo es considerado un cuerpo negro a la temperatura equivalente del cielo.
6. El gradiente de temperatura a lo largo del colector de distribución es despreciable.
7. Las propiedades de los materiales son independientes de la temperatura.
8. La cubierta transparente de vidrio no absorbe energía solar.
9. La caída de la temperatura a través de la cubierta transparente de vidrio es despreciable.
10. La cubierta transparente de vidrio es opaca para la radiación infrarroja.
11. Existe la misma temperatura ambiente en todo el alrededor del captador.
12. Los efectos del polvo sobre la cubierta transparente de vidrio son despreciables.
13. No hay sombras sobre la superficie absorbedora.

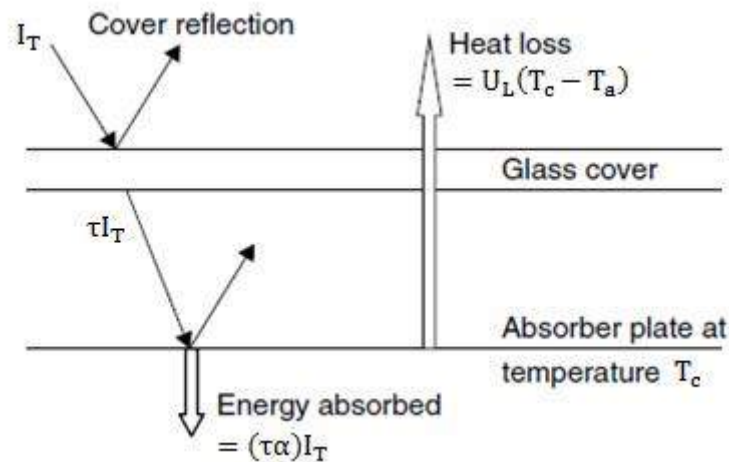


Figura 14. Energía absorbida y pérdidas de calor en el captador solar.

Las pérdidas de calor desde el captador hacia el ambiente están recogidas y en diferente proporción en pérdidas por conducción, convección y radiación infrarroja. La suma de estas pérdidas se reúne en un coeficiente global de pérdidas de calor del captador U_L .

Para un captador operando en estado estacionario la irradiación, el caudal másico y los parámetros F_R , $(\tau\alpha)_n$ y U_L son aproximadamente constantes. Entonces, la ecuación del rendimiento del captador solar es la ecuación de una recta en la que se muestra el rendimiento frente al parámetro de pérdidas de calor $\frac{(T_{ci}-T_a)}{I_T}$ como en la figura 15. Con la intersección de la recta y el eje vertical se obtiene $F_R(\tau\alpha)_n$, que es el punto donde la temperatura de entrada del fluido al captador es igual a la temperatura ambiente y se corresponde con el máximo rendimiento posible del captador. La pendiente de la recta es $-F_R U_L$. En la intersección con el eje horizontal el rendimiento del captador es cero, que se corresponde con un nivel muy bajo de radiación o con una muy alta temperatura del fluido en el captador, donde las pérdidas de calor son iguales a la energía captada y por tanto el captador no desarrolla ninguna energía útil. Esta temperatura es llamada de estancamiento.

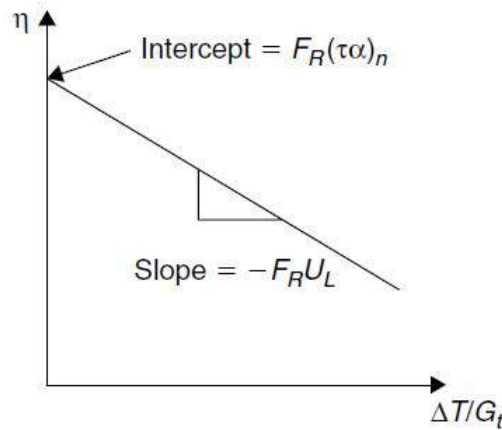


Figura 15. Recta del rendimiento de un captador solar.

La recta del rendimiento que se obtiene de los ensayos de un captador es:

$$\eta = F_R(\tau\alpha)_n - F_R U_L \frac{(T_{ci} - T_a)}{I_T}$$

Los estudios sobre un captador solar se hacen en condiciones de incidencia normal y para un determinado caudal. Debido a que las condiciones experimentales en los ensayos difieren hay que corregir por ángulo de incidencia K_θ y por caudal r :

$$(\tau\alpha) = K_\theta(\tau\alpha)_n$$

$$r = \frac{\dot{m}_t \cdot \left(1 - e^{-\frac{F r U_L A_c}{\dot{m}_t c_p}}\right)}{\dot{m}_T \cdot \left(1 - e^{-\frac{F r U_L A_c}{\dot{m}_T c_p}}\right)}$$

Por tanto, la energía absorbida por el captador solar y que es útil para calentar el agua es:

$$Q_u = r \cdot A_c \cdot [F_R(\tau\alpha) \cdot I_T - F_R U_L \cdot (T_{ci} - T_a)] = \dot{m}_t \cdot c_p \cdot (T_{co} - T_{ci})$$

La interpretación física de F' es que representa la relación entre la energía útil suministrada por un captador solar y la energía que podría suministrar si la superficie de absorción estuviese a la temperatura media del fluido en el captador.

En general, es deseable expresar la energía útil del captador en términos de la temperatura de entrada del agua. Para hacer esto se necesita usar el factor de eliminación de calor del captador F_R . El factor de eliminación de calor del captador es la relación entre la energía útil suministrada por un captador solar y la energía que podría suministrar si la superficie de absorción estuviese a la temperatura de entrada del fluido al captador.

De esta forma podríamos decir:

$$Q_{\text{loss,c}} = U_L A_c \cdot (T_c - T_a) = F_R U_L A_c \cdot (T_{ci} - T_a)$$

que representan las pérdidas de calor desde el captador solar hacia el ambiente.

Finalmente, el rendimiento térmico instantáneo se modela de acuerdo a la ecuación de Hottel-Willier-Bliss:

$$\eta = \frac{\text{energía útil}}{\text{energía incidente}} = \frac{Q_u}{A_c \cdot I_T} = F_R(\tau\alpha) - F_R U_L \cdot \frac{(T_{ci} - T_a)}{I_T}$$

Para que los captadores alcancen rendimientos elevados se requiere que las pérdidas térmicas del captador sean pequeñas. Para ello, la superficie de los absorbedores se recubre con un material selectivo (cromo negro o ciertas pinturas, entre los más usados), lo que da lugar a las denominadas superficies absorbedoras selectivas. Éstas aumentan la absorción de energía radiante de longitud de onda corta (inferior a 3 μm) al mismo tiempo que disminuyen la emisión de energía radiante de longitud de onda larga (infrarrojo), obteniendo como consecuencia un coeficiente global de pérdidas de calor del captador más bajo.

2.4 Depósito de acumulación

El otro componente importante de un sistema solar de termosifón es el tanque de almacenamiento. En él se almacena el agua caliente y se dan los fenómenos de mezcla y estratificación del agua. Tiene dos entradas y dos salidas. Por su parte inferior se introduce el agua fría de red y se lleva el agua al captador, y por su parte superior se recoge el agua caliente del captador y se extrae el agua caliente sanitaria.

El acumulador está localizado detrás del captador solar y frecuentemente por encima de éste para facilitar el movimiento del fluido y su estratificación, evitando de esta forma el uso de bombas.



Figura 16. Depósito de acumulación.

En verano el volumen de agua caliente sanitaria solicitado es más alto, mientras que en los meses de invierno la temperatura demandada es más alta. Este hecho conduce a que la energía térmica finalmente demandada sea relativamente constante a lo largo del año.

Para la producción de agua caliente sanitaria el tipo de almacenamiento utilizado es aquel en el que el acumulador conserva el calor sensible del fluido sin llevarse a cabo ningún tipo de cambio de fase.

La principal desventaja de estas instalaciones son las altas pérdidas de calor desde el tanque de almacenamiento hacia el ambiente, las cuales son máximas en días despejados o en días fríos y secos.

Atendiendo a la disposición del acumulador, la ventaja de estar dispuesto verticalmente es que favorece más la estratificación del agua que el caso horizontal; mientras que situándolo horizontalmente el efecto del viento es menos significativo. El viento puede tener un efecto considerable sobre las pérdidas térmicas, así que el sistema se sitúa preferiblemente en una zona protegida del viento.

Por otro lado, hay que tener especial cuidado con los periodos de alta radiación o baja demanda, ya que concluyen en un sobrecalentamiento de la temperatura del agua del sistema, el cual causa la expansión del líquido y con ello presiones excesivas que pueden causar daños en la instalación o al usuario en su recogida en el punto de consumo.

2.4.1 Estratificación

La estratificación del agua es el fenómeno por el cual el agua caliente del interior del acumulador se separa del agua fría de forma natural. Este fenómeno se basa en la disminución de la densidad con el aumento de la temperatura y tiene como consecuencia que el agua caliente

se desplace hacia la parte superior del depósito manteniéndose por encima de la fría que se sitúa en la parte inferior.

La idea fundamental de este efecto consiste en tomar el agua contenida en la parte inferior del depósito, que se corresponde con la más fría, hacerla circular a partir del efecto termosifón a través del captador para elevar su temperatura y devolverla de nuevo a la parte superior del depósito, que se corresponde con la más caliente. De esta forma se irá transformando el agua fría en caliente, que es el objetivo.

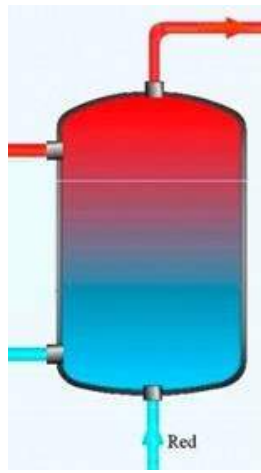


Figura 17. Estratificación del agua.

Se puede mejorar la estratificación introduciendo y extrayendo el agua por lados opuestos, es decir, introduciendo el agua fría de red por la parte inferior del acumulador y extrayendo el agua caliente sanitaria por su parte superior. De esta forma, el rendimiento térmico del sistema mejora debido a que hace innecesario el uso de calderas, produciéndose además un ahorro energético.

2.4.2 Energía almacenada y pérdidas de calor en el tanque de almacenamiento

En un tanque de almacenamiento sin estratificar, es decir con el flujo completamente mezclado, se puede predecir la temperatura del agua en su interior como una función del tiempo. Para ello se realiza un balance de energía sobre el acumulador de la forma:

$$Q_u = Q_s + Q_{load} + Q_{loss,s}$$

Despejando la energía almacenada en el acumulador Q_s y desarrollando los términos nos queda:

$$(Mc_p)_s \frac{dT_s}{dt} = \dot{m}_t c_p (T_{co} - T_{ci}) - \dot{m}_L c_p (T_{load} - T_{red}) - (UA)_s (T_s - T_a)$$

El término del primer miembro describe el cambio de energía en el interior del acumulador con el tiempo; y los tres términos del segundo miembro representan la energía útil del fluido que proviene del captador, la energía en forma de agua caliente que es demandada por el usuario y las pérdidas de calor del tanque de almacenamiento hacia el ambiente.

Con la resolución de esta ecuación se obtiene tanto la temperatura T_s como la variación de la energía almacenada en el depósito en función del tiempo. También se puede incluir en el balance la energía de un calentador auxiliar en el caso de que la hubiere, que sería un flujo de energía entrante al acumulador.

2.5 Calentador auxiliar

Una instalación solar depende principalmente del estado del cielo y debe ser capaz de cubrir el perfil de demanda de energía impuesto. Por ello que es habitual acompañar con la instalación un calentador auxiliar con el objetivo de suministrar la energía necesaria en los casos donde la instalación por sí sola no pueda satisfacer la demanda de energía. Se debe considerar por tanto un flujo de energía que entra en el sistema, ya que su función es aportar energía al agua.

Las pérdidas de calor del tanque aumentan con la temperatura del acumulador, así que al situar el calentador auxiliar en el extremo superior del tanque éste calienta el agua que se va para consumo y la temperatura promedio del agua del acumulador no aumenta de forma considerable. Además, calentando únicamente el agua de esta zona mejora la estratificación, operando el captador solar con un rendimiento más alto ya que la temperatura de entrada del agua al captador es menos alta que si se situara el calentador auxiliar en una posición más baja del tanque de almacenamiento.

2.6 Tuberías y aislamiento

El captador solar y el tanque de almacenamiento deben situarse lo más cerca posible entre sí para evitar longitudes de tubería muy elevadas y de esta forma reducir las pérdidas de presión, favorecer el efecto termosifón y abaratar el coste de la instalación. Además, deben estar inclinadas para prevenir la formación de bolsas de aire, las cuales detendrían la circulación del fluido.

En referencia a los depósitos de cal que pueden producirse en zonas con aguas duras, hay que tener especial cuidado debido a que pueden producir problemas de picaduras por corrosión, bloqueos del fluido o roturas de las tuberías.

Por otro lado, la instalación debe estar convenientemente aislada para minimizar lo máximo posible las pérdidas de calor hacia el ambiente, pudiéndose llegar a una diferencia significativa entre los rendimientos de un sistema bien aislado y el mismo sin aislar. Entre las características más importantes de un material aislante se destaca que tenga muy baja conductividad térmica, resistencia a la temperatura y resistencia a la humedad ambiente.

Los principales materiales que se utilizan para el diseño de las tuberías son el cobre y el acero galvanizado; mientras que la espuma de poliuretano y la fibra de vidrio representan los mejores materiales en cuanto a aislamiento térmico se refiere.

2.7 Demanda térmica de agua caliente

La temperatura requerida del agua caliente sanitaria para el consumo en un hogar se encuentra en el rango de 45 a 60 °C.

Como consecuencia de que la demanda de agua caliente está sujeta a un alto grado de variación del día a día y de consumidor a consumidor no es práctico usar un único perfil de demanda. Esto se debe a que durante el verano el consumo de agua caliente es bastante más alto que en invierno, mientras que la temperatura requerida en invierno es más alta que en verano. Un perfil habitual de demanda térmica de agua caliente es el mostrado en la figura 18, el cual asume un consumo diario moderado de 40 L/persona a 45 °C para una vivienda de 4 personas como bien se especifica en la norma UNE 94002.

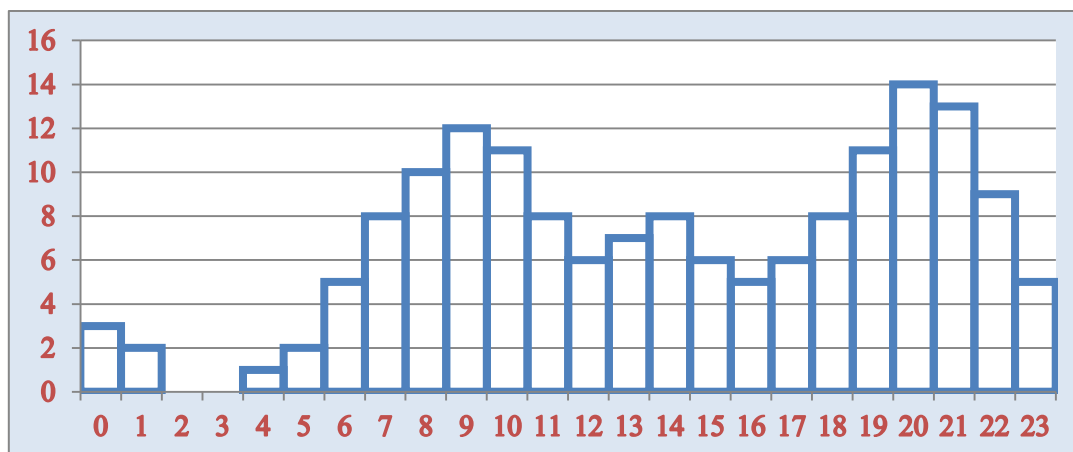


Figura 18. Perfil de consumo diario de agua caliente sanitaria.

En este perfil viene contemplado la preparación de dos comidas, dos lavados manuales de los platos, una ducha por persona y dos lavados de cara o manos por persona.

El agua caliente consumida en lavavajillas y lavadora es producida por la misma máquina al consumir electricidad como parte del proceso de lavado, por lo que este consumo de agua caliente no se contabiliza en el consumo humano por día.

La demanda de energía por parte del usuario en forma de agua caliente se puede calcular como:

$$Q_{load} = V\rho c_p \cdot (T_{load} - T_{red})$$

con

$$V = N_{\text{pers}} V_{\text{pers}}$$

Por otro lado, también de la norma UNE 94002 se puede obtener el perfil de temperatura del agua fría de red para Sevilla capital, como se muestra en el siguiente gráfico:

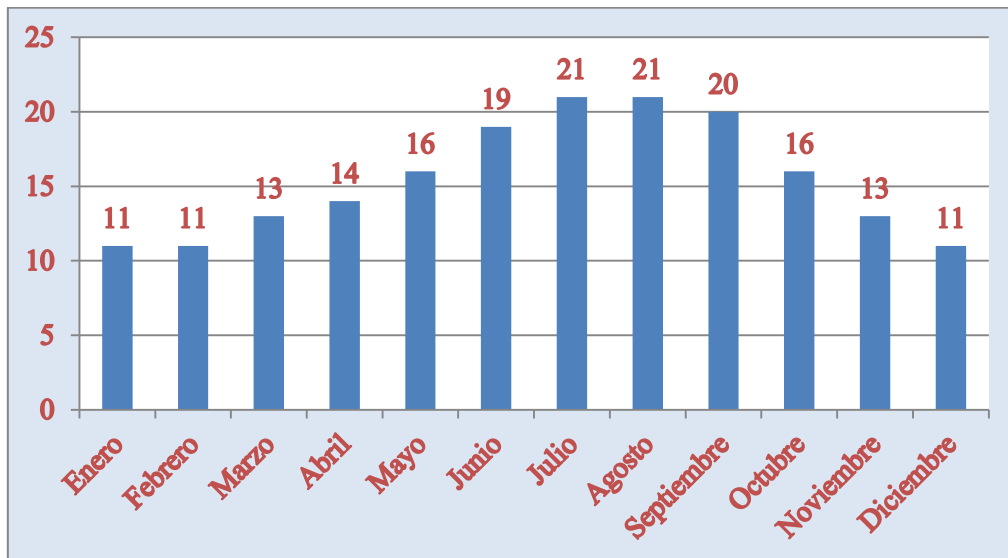


Figura 19. Perfil mensual de temperatura del agua fría de red en Sevilla capital.

2.8 Balances de energía en sistemas solares de termosifón

En este apartado se van a exponer en tres casos las distintas funciones de los sistemas solares de termosifón para las que son destinados: sistema solar de termosifón únicamente solar, sistema solar de termosifón más calentador auxiliar y sistema solar de termosifón para precalentamiento; además del correspondiente balance de energía de cada uno de ellos tomándose como volumen de control el tanque de almacenamiento.

Los distintos componentes mostrados en las figuras de los tres casos se han enumerado de la siguiente forma:

- 1 Captador solar
- 2 Acumulador
- 3 Calentador auxiliar
- 4 Agua fría de red
- 5 Instalación solar de precalentamiento
- 6 Sistema de calentamiento auxiliar conectado en serie

A) Sistema solar de termosifón únicamente solar

El primer caso se corresponde con la figura 20 y se trata de un sistema solar de termosifón únicamente solar. En éste se cede directamente la energía demandada en forma de agua caliente desde el acumulador hacia consumo. Es la instalación más simple, ya que no consta de calentador auxiliar en el interior del depósito ni se trata de un sistema de precalentamiento. Sin embargo tiene el inconveniente de que, de forma general, solamente puede cubrir una parte de la demanda al no disponer del apoyo del calentador auxiliar.

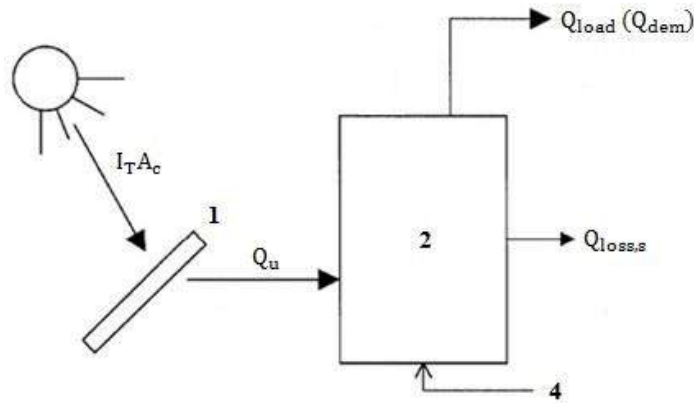


Figura 20. Sistema solar de termosifón únicamente solar.

El balance de energía correspondiente es:

$$Q_u = Q_{load} + Q_{loss,s} + Q_s$$

B) Sistema solar de termosifón más calentador auxiliar

A diferencia del caso anterior, en la instalación de la figura 21 existe un calentador auxiliar. Este caso se corresponde con el modelo Type 45 utilizado por el programa de simulación de sistemas energéticos TRNSYS. El calentador auxiliar se sitúa en el interior del acumulador y su función es aportar la energía necesaria al agua cuando ésta no alcanza las condiciones requeridas en la demanda. De esta forma sí se puede hacer frente de forma continua a la demanda de energía solicitada por el usuario.

La energía demandada por el usuario en forma de agua caliente (Q_{dem}) coincide en los casos A y B con la energía que se extrae del acumulador (Q_{load}).

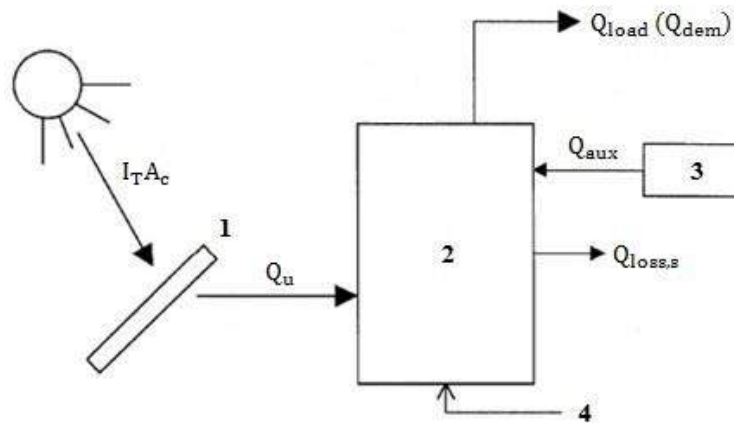


Figura 21. Sistema solar de termosifón más calentador auxiliar.

El balance de energía resultante en este caso es:

$$Q_u + Q_{aux} = Q_{load} + Q_{loss,s} + Q_s$$

donde se destaca la aparición del término del calentador auxiliar como un flujo de energía entrante al volumen de control.

C) Sistema solar de termosifón para precalentamiento

El último caso se corresponde con un sistema solar de termosifón cuya función es el precalentamiento del agua. Es un sistema que comparte la configuración del caso B pero donde el calentador auxiliar ocupa un lugar en el exterior del acumulador. El agua caliente que sale del acumulador no va directamente hacia el punto de consumo como ocurría en los casos A y B, sino que se le hace atravesar un calentador auxiliar que dispone el agua en las condiciones que se va a consumir. Como consecuencia la energía demandada por el usuario no coincide con la energía que se extrae del acumulador, como sí ocurría en los dos casos anteriores.

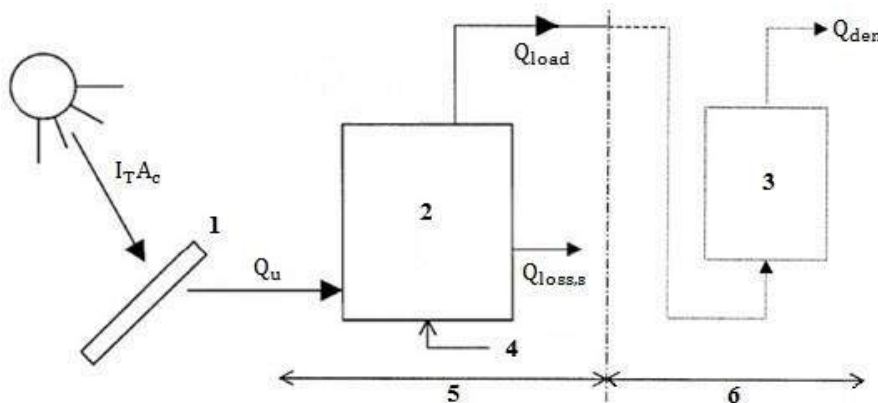


Figura 22. Sistema solar de termosifón para precalentamiento.

En este tercer caso se distingue el balance de energía del sistema de precalentamiento (zona 5) y el de la parte auxiliar (zona 6):

$$5: Q_u = Q_{load} + Q_{loss,s} + Q_s$$

$$6: Q_{load} + Q_{aux} = Q_{dem}$$

2.9 Modelos matemáticos de sistemas solares de termosifón

Para poder simular en programas de ordenador sistemas físicos reales hay que modelar matemáticamente en primer lugar cada uno de los elementos que lo componen. Dicho de otro modo, es necesario hallar las ecuaciones que gobiernan la actuación de dichos elementos con el objetivo de predecir su comportamiento a lo largo del tiempo.

De esta forma, en este apartado se van a exponer los modelos matemáticos de los elementos que constituyen un sistema solar de termosifón convencional, que es el utilizado por el componente Type 45 del programa TRNSYS. De forma adicional, se han seleccionado dos modelos matemáticos que han resultado de interés introducir en este trabajo y que han sido desarrollados por investigadores del campo de los sistemas solares de termosifón que son: el modelo matemático de un tanque de almacenamiento con un intercambiador de calor concéntrico en su interior que ocupa el espacio anular entre ambas superficies, y el modelo matemático de un sistema solar de termosifón con estratificación en el acumulador.

2.9.1 Modelo matemático 1. TRNSYS

El primer modelo matemático que se expone es el utilizado por el programa de simulación de sistemas energéticos TRNSYS, que se corresponde con un sistema solar de termosifón convencional. En concreto se ha seleccionado el componente Type 45 de TRNSYS, que contiene el modelo básico de un sistema solar de termosifón el cual asume un flujo estratificado.

Los modelos matemáticos que se muestran a continuación se corresponden con el captador solar, el tanque de almacenamiento y las tuberías.

A) Captador solar

El rendimiento térmico del captador puede ser modelado dividiendo el captador en N_c nodos de tamaños iguales. La temperatura de cada uno de estos N_c nodos servirá para representar el perfil de temperatura del captador. La temperatura en el punto medio de cualquier nodo k del captador viene dada por:

$$T_{ck} = T_a + \frac{I_T F_R (\tau \alpha)}{F_R U_L} + \left(T_{ci} - T_a - \frac{I_T F_R (\tau \alpha)}{F_R U_L} \right) \cdot e^{\left(-\frac{F_R U_L A_c (k-1/2)}{\dot{m}_t c_p N_c} \right)}$$

El factor de eficiencia del captador F' es calculado a partir de los valores de $F_R U_L$ y \dot{m}_T de las condiciones del ensayo del captador:

$$F' = \frac{-\dot{m}_T c_p}{A_c U_L} \ln \left(1 - \frac{F_R U_L A_c}{\dot{m}_T c_p} \right)$$

El parámetro $F_R(\tau\alpha)$ es hallado de la recta del rendimiento para una incidencia normal $F_R(\tau\alpha)_n$ usando un modificador del ángulo de incidencia K_θ de la siguiente forma:

$$K_\theta = \frac{(\tau\alpha)}{(\tau\alpha)_n} = \frac{I_b \frac{(\tau\alpha)_b}{(\tau\alpha)_n} + I_d \frac{1 + \cos\beta}{2} \frac{(\tau\alpha)_d}{(\tau\alpha)_n} + I_g \frac{1 - \cos\beta}{2} \frac{(\tau\alpha)_g}{(\tau\alpha)_n}}{I_T}$$

El modificador del ángulo de incidencia para la radiación directa viene dado en términos del ángulo de incidencia y una constante b_0 (ASHRAE 93-77) de la forma:

$$K_{\theta,b} = \frac{(\tau\alpha)_b}{(\tau\alpha)_n} = 1 - b_0 \cdot \left(\frac{1}{\cos\theta} - 1 \right)$$

Para la radiación difusa del cielo y del suelo, los modificadores del ángulo de incidencia son también determinados usando la relación anterior pero con ángulos de incidencia efectivos como se define a continuación:

$$\theta_{e,d} = 59,68 - 0,1388 \cdot \beta + 0,001497 \cdot \beta^2$$

$$\theta_{e,g} = 90 - 0,5788 \cdot \beta + 0,002693 \cdot \beta^2$$

Finalmente, la energía útil del captador tras corregir por caudal y por ángulo de incidencia es:

$$Q_u = r \cdot A_c \cdot [F_R(\tau\alpha) \cdot I_T - F_R U_L \cdot (T_{ci} - T_a)]$$

donde el factor corrector por caudal r es:

$$r = \frac{F_R \dot{m}_t}{F_R \dot{m}_T} = \frac{\dot{m}_t \cdot \left(1 - e^{-\frac{F' U_L A_c}{\dot{m}_t c_p}} \right)}{\dot{m}_T \cdot \left(1 - e^{-\frac{F' U_L A_c}{\dot{m}_T c_p}} \right)}$$

De un balance de energía simple se obtiene la temperatura de salida del agua del captador solar:

$$T_{co} = \frac{Q_u}{\dot{m}_t c_p} + T_{ci}$$

Y el rendimiento térmico instantáneo se modela de acuerdo con la ecuación de Hottel-Willier-Bliss:

$$\eta = \frac{\text{energía útil}}{\text{energía incidente}} = \frac{Q_u}{A_c \cdot I_T} = F_R(\tau\alpha) - F_R U_L \cdot \frac{(T_{ci} - T_a)}{I_T}$$

B) Tanque de almacenamiento

El balance de energía sobre el acumulador sirve para predecir su temperatura como una función del tiempo. Para un tanque de almacenamiento con el flujo completamente mezclado o sin estratificar la energía almacenada Q_s es:

$$Q_s = (Mc_p)_s \frac{dT_s}{dt}$$

Haciendo un balance de energía en el tanque, la energía almacenada se puede obtener como:

$$Q_s = Q_u - Q_{load} - Q_{loss,s}$$

que desarrollando los términos queda:

$$(Mc_p)_s \frac{dT_s}{dt} = \dot{m}_t c_p (T_{co} - T_{ci}) - \dot{m}_L c_p (T_{load} - T_{red}) - (UA)_s (T_s - T_a)$$

donde M es la masa total de agua contenida en acumulador:

$$M = V \cdot \rho$$

Los términos se corresponden, de izquierda a derecha, con el cambio de energía con el tiempo en el interior del acumulador, la energía útil del fluido que proviene del captador, la energía en forma de agua caliente que es demandada por el usuario y las pérdidas de calor del tanque de almacenamiento hacia el ambiente.

La resolución de esta ecuación proporciona la distribución de la temperatura del agua en el interior del tanque T_s con el tiempo, así como la variación temporal de la energía almacenada en el tanque.

En el caso de existir un calentador auxiliar se dispondría el flujo energético entrando al sistema, ya que se trata de un calor que se aporta al sistema.

C) Tuberías

Para determinar el caudal másico de agua en el circuito de termosifón se realiza un balance de fuerzas. El efecto del empuje causado por la diferencia de peso entre las columnas fría y caliente del agua debe ser igual a las fuerzas por fricción. Aplicando la ecuación de Bernoulli a cada nodo i, la pérdida de presión en un sistema solar de termosifón tiene como resultado:

$$\Delta P_i = \rho_i g \Delta h_i + \rho_i g h_{Li}$$

Para encontrar el equilibrio entre estas dos fuerzas hay que encontrar un cero en la función de la fuerza impulsora neta frente al caudal de agua. La fuerza impulsora neta se calcula restando al empuje las pérdidas de presión a lo largo del circuito. El sistema es dividido en N segmentos normales a la dirección del flujo, donde se aplica la ecuación de Bernoulli para un flujo

incompresible. En cualquier instante de tiempo el balance de presiones en el sistema es cero. Esto es:

$$\sum_{i=1}^N \rho_i g \Delta h_i = \sum_{i=1}^N \rho_i g h_{Li}$$

Las temperaturas y pérdidas de presión por fricción en las tuberías son determinadas como se describe a continuación.

La caída de la temperatura a lo largo de las tuberías de entrada y salida del captador solar son normalmente muy pequeñas debido a que son de corta longitud y a que están bien aisladas. Las tuberías son consideradas como nodos únicos. Las expresiones de las temperaturas promedio y de salida de las tuberías son:

$$\bar{T}_p = T_a + (T_{pi} - T_a) \cdot \frac{\dot{m}_t c_p}{(UA)_p} \cdot \left(1 - e^{-\frac{(UA)_p}{\dot{m}_t c_p}} \right)$$

$$T_{po} = T_a + (T_{pi} - T_a) \cdot e^{-\frac{(UA)_p}{\dot{m}_t c_p}}$$

Las pérdidas de presión debidas a la fricción H_f en cualquier tubería vienen dadas por:

$$H_f = \frac{fL v^2}{2d} + \frac{kv^2}{2}$$

donde el factor de fricción f es:

$$f = 64/Re \quad \text{para } Re < 2000 \text{ (Flujo laminar)}$$

$$f = 0,032 \quad \text{para } Re > 2000 \text{ (Flujos en transición y turbulento)}$$

y Re el número de Reynolds.

El coeficiente de pérdidas de presión k de distintas partes de un sistema de termosifón puede ser estimado usando los datos de la tabla 11.

Parámetro	Valor de k
Entrada del flujo en la tubería hacia el captador	0,5
Pérdidas debidas a codos en las tuberías	
Codo de 90°	Longitud equivalente de la tubería incrementada por 30d para $Re \leq 2000$ o $k = 1$ para $Re > 2000$
Codo de 45°	Longitud equivalente de la tubería incrementada por 20d para $Re \leq 2000$ o $k = 0,6$ para $Re > 2000$
Cambio de sección transversal en la unión entre las tuberías y el colector de distribución	
Expansión brusca	$k = 0,667(d_1/d_2)^4 - 2,667(d_1/d_2)^2 + 2$
Contracción brusca	$k = -0,3259(d_2/d_1)^4 - 0,1784(d_2/d_1)^2 + 0,5$
Entrada del flujo al tanque	1,0
Nota: d_1 = diámetro interior de la tubería; d_2 = diámetro exterior de la tubería	

Tabla 11. Coeficientes de pérdidas de presión k de un sistema solar de termosifón.

El factor de fricción para el desarrollo del flujo en las tuberías del sistema y en los tubos del captador solar es:

$$f = 1 + \frac{0,038}{\left(\frac{L}{d \cdot Re}\right)^{0,964}}$$

La caída de presión en el colector de distribución del captador solar P_h es igual al promedio del cambio de presión a lo largo de los colectores de distribución de la entrada y la salida suponiendo un mismo flujo másico en todos los tubos del captador, y viene dado por:

$$P_h = \frac{-S_1 A_1 + 2(S_2 A_3) + S_1 A_2}{2}$$

donde

$$S_1 = \sum_{i=1}^{N_R} \frac{N_R - i + 1}{N_R^2}$$

$$S_2 = \sum_{i=1}^{N_R} \frac{(N_R - i + 1)^2}{N_R^2}$$

$$A_1 = \frac{f L_h v_h^2}{2 d_h} \quad \text{con } f = 64/Re$$

con Re basado en la velocidad y temperatura de entrada del colector de distribución;

$$A_2 = A_1 \quad \text{si } f = 64/Re$$

y $A_3 = \frac{\rho v_h^2}{2}$ basado en la velocidad y temperatura de salida del colector de distribución.

Finalmente, las pérdidas de calor desde las tuberías hacia el ambiente se pueden modelar como:

$$Q_{pl} = (UA)_p \cdot (\bar{T}_p - T_a)$$

donde $(UA)_p$ es el producto del coeficiente global de pérdidas de calor-área de la tubería.

2.9.2 Modelo matemático 2

A. Carrillo et al. (2002) [2], comentados en el apartado 1.4.3 de este trabajo, desarrollaron el modelo matemático de un tanque de almacenamiento con un intercambiador de calor concéntrico en su interior que ocupa el espacio anular entre ambas superficies.

La estratificación en el interior del acumulador se puede tratar con los métodos de TRNSYS de los nodos fijos, del flujo de nodos o una combinación de ambos. Para simular la estratificación de la manera más óptima con un modelo unidimensional se utiliza una combinación de ambos métodos, que es la opción utilizada en este modelo, los cuales tuvieron un peso del 50 % cada uno.

Los nodos del intercambiador de calor y del tanque están acoplados, por lo que no es necesario el uso de parámetros como la efectividad del intercambiador de calor. El número de nodos utilizados en el modelo fue de 35.

A) Tanque de almacenamiento

Las dos ecuaciones siguientes establecen el balance de energía en el tanque de almacenamiento y en el intercambiador de calor:

1. Tanque de almacenamiento:

$$\begin{aligned} m_{st}^i c_{p,st} \frac{dT_{st}^i}{dt} = & U_{in}^i A_{in}^i (T_{hx}^i - T_{st}^i) + U_{tap}^i A_{tap}^i (T_a - T_{st}^i) + \beta_i \frac{K_{eff,st} A_{cst}^{i+1 \rightarrow i}}{\Delta x_{st,i+1 \rightarrow i}} (T_{st}^{i+1} - T_{st}^i) \\ & + \alpha_i \frac{K_{eff,st} A_{cst}^{i-1 \rightarrow i}}{\Delta x_{st,i-1 \rightarrow i}} (T_{st}^{i-1} - T_{st}^i) + \beta_i G_{nf} c_{p,st} (T_{st}^{i+1} - T_{st}^i) \\ & + (1 - \beta_i) G_{nf} c_{p,st} (T_{inlet} - T_{st}^i) \end{aligned}$$

donde T_{st}^i con $i = 1$ es la temperatura de salida y el efecto de la difusión térmica entre los nodos es modelado mediante una conductividad aparente K_{eff} .

2. Intercambiador de calor del espacio anular:

$$\begin{aligned}
 m_{hx}^i c_{p,hx} \frac{dT_{hx}^i}{dt} = & U_{in}^i A_{in}^i (T_{st}^i - T_{hx}^i) + U_{ex}^i A_{ex}^i (T_a - T_{hx}^i) + \beta_i \frac{K_{eff} A_{chx}^{i+1 \rightarrow i}}{\Delta x_{hx,i+1 \rightarrow i}} (T_{hx}^{i+1} - T_{hx}^i) \\
 & + \alpha_i \frac{K_{eff} A_{chx}^{i-1 \rightarrow i}}{\Delta x_{hx,i-1 \rightarrow i}} (T_{hx}^{i-1} - T_{hx}^i) + \alpha_i G_{hx} c_{p,hx} (T_{hx}^{i-1} - T_{hx}^i) \\
 & + (1 - \alpha_i) G_{hx} c_{p,hx} (T_{col} - T_{hx}^i)
 \end{aligned}$$

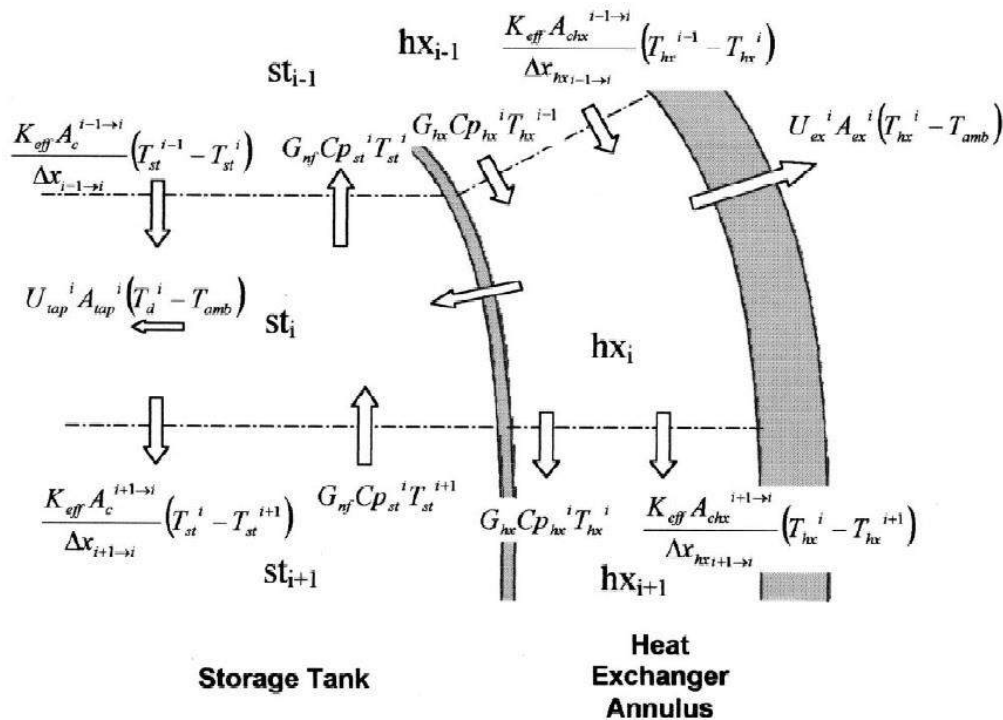


Figura 23. Transferencia de calor entre el acumulador y el intercambiador de calor de camisa.

Reordenando las dos ecuaciones se obtiene un conjunto de $2 \times N$ ecuaciones diferenciales ordinarias de primer orden con la temperatura de los N nodos del tanque y los N nodos del espacio anular como variables dependientes. Para resolver este sistema se utilizó el método de segundo orden Crank-Nicholson.

B) Captador solar y tuberías

El modelo del captador que se utiliza es el mismo que los usados en los modelos estándar Type 1 y Type 45 de TRNSYS. Las tuberías son modeladas como un único nodo como en TRNSYS. Y los fluidos en el sistema solar de termosifón pueden ser diferentes (por ejemplo: glicol-agua y agua).

2.9.3 Modelo matemático 3

K. Zelzouli et al. (2014) [1], comentados en el apartado 1.4.5 de este trabajo, desarrollaron el modelo matemático de un sistema solar de termosifón con estratificación en el tanque de almacenamiento.

A) Captador solar

Para el modelo de la simulación, el calor específico del agua no se considera un valor constante e igual a 4186 J/(kg·K) sino que viene dado en función de la temperatura promedio del agua en el captador T_m con el objetivo de reducir el error cometido entre los resultados numéricos y los experimentales:

$$c_p = 4206,9 - 1,1938 \cdot T_m + 0,01305 \cdot T_m^2$$

El rendimiento del captador ha sido calculado de acuerdo a las características y dimensiones de los elementos del captador tales como la distancia W entre los tubos, los diámetros interior D_i y exterior D de los tubos, la conductividad térmica C_b entre los tubos y el absorbedor, y δ el espesor de la lámina.

El coeficiente global de pérdidas de calor del captador U_L se ha calculado como el valor instantáneo de la energía transferida por radiación y convección hacia la cubierta transparente desde la placa absorbedora, el valor instantáneo de la energía por conducción hacia el aislamiento desde la placa absorbedora y el valor instantáneo de la energía perdida desde la placa debido a efectos de borde:

$$U_L = \frac{1}{\frac{C}{T_p} \left[\frac{(T_p - T_a)}{N_g + f} \right]^e + \frac{1}{h_v}} + \frac{\sigma(T_p + T_a)(T_p^2 + T_a^2)}{\frac{1}{\varepsilon_p + 0,00591N_g h_v} + \frac{2N_g + f - 1 + 0,133\varepsilon_p}{\varepsilon_g} - N_g} + U_{ac}$$

donde el factor de eliminación de calor del captador F_R es:

$$F_R = \frac{\dot{m}c_p}{A_c U_L} \left[1 - e^{-\frac{A_c F' U_L}{\dot{m}c_p}} \right]$$

y el factor de eficiencia del captador F' :

$$F' = \frac{1/U_L}{W \left[\frac{1}{U_L \cdot [D + (W - D)F]} + \frac{1}{C_b} + \frac{1}{\pi D_i h_{fi}} \right]}$$

que crece al aumentar el espesor de la placa y la conductividad térmica de la misma, y decrece al aumentar la distancia entre los conductos del flujo.

Para la mayoría de los captadores en su diseño, F es la variable más importante a la hora de determinar F'. Viene dado por la siguiente expresión:

$$F = \frac{\tanh[m \cdot (W - D)/2]}{m \cdot (W - D)/2}$$

con

$$m = \sqrt{\frac{U_L}{k\delta}}$$

donde N_g es el número de cubiertas de vidrio;

$$f = (1 - 0,089h_v - 0,1166h_v\varepsilon_p) \cdot (1 + 0,078N_g);$$

$$e = 0,43 \cdot (1 - 100/T_p);$$

$$C = 520 \cdot (1 - 0,000051\beta^2) \begin{cases} 0 < \beta < 70^\circ \\ \beta = 70^\circ \text{ si } \beta \geq 70^\circ \end{cases}$$

$h_v = 5,7 + 3,8 \cdot V_{\text{wind}}$ representa el coeficiente de transferencia de calor convectivo ($\text{W}/\text{m}^2 \cdot \text{K}$), ε_g la emisividad de la cubierta de vidrio, ε_p la emisividad de la placa absorbadora, k la conductividad térmica y T_p la temperatura de estancamiento del captador.

Para comenzar la simulación, el primer valor de T_p es propuesto de una manera iterativa asumiendo la temperatura inicial del fluido a la entrada de 10°C para obtener el primer valor de U_L , F' , F, F_R y Q_u . Los siguientes valores de T_p son calculados usando la siguiente ecuación:

$$T_p = T_{ci} + \frac{Q_u/A_c}{F_R U_L} (1 - F_R)$$

B) Tanque de almacenamiento

Para poder estudiar la estratificación del tanque de almacenamiento, el modelo adoptado aquí consiste en dividir el tanque de almacenamiento en N nodos y alimentar el agua del captador al nodo apropiado, el cual se asume completamente mezclado. Aplicando el balance de energía en un nodo i (i = de 1 a N) y considerando el calor entre dos nodos adyacentes como calor por conducción, la distribución de la temperatura en un tanque estratificado es:

$$\begin{aligned} (M_{c_p})_{s,i} \frac{dT_i}{dt} = & \dot{m}_t c_p F_i^c (T_{co} - T_i) + \Gamma \cdot \dot{m}_L c_p F_i^L (T_{load} - T_i) + \gamma_i \cdot \dot{m}_{Tot} c_p (T_{i-1} - T_i) + \\ & + (1 - \gamma_i) \cdot \dot{m}_{Tot} c_p (T_{i+1} - T_i) + \frac{K_w S_{c,i}}{\Delta X_{i-1 \rightarrow i}} (T_{i-1} - T_i) + \frac{K_w S_{c,i}}{\Delta X_{i+1 \rightarrow i}} (T_i - T_{i+1}) - U_s S_{s,i} (T_i - T_a) \end{aligned}$$

donde M es la masa de agua en el nodo i ; $\Delta X_{i \rightarrow i-1}$ y $\Delta X_{i \rightarrow i+1}$ son las distancias de centro a centro entre el nodo i y su inmediatamente superior e inferior, respectivamente; $S_{c,i}$ y $S_{s,i}$ representan el área horizontal de la sección i y el área lateral correspondiente, respectivamente; Además, el valor de K_w es asumido como la conductividad térmica del agua.

F_i^c es definido para determinar el nodo que recibirá el agua de vuelta del captador con un valor de 1 si $T_i \leq T_{co} < T_{i-1}$, de otra manera sería cero. F_i^L determina de una manera similar el agua de vuelta de la carga. $F_i^L = 1$ si $T_{i+1} < T_{load} \leq T_i$, de otra manera sería cero. El valor de Γ es 1 si hay extracción y cero en caso contrario.

El término $\gamma_i \cdot \dot{m}_{Tot} c_p (T_{i-1} - T_i) + (1 - \gamma_i) \cdot \dot{m}_{Tot} c_p (T_{i+1} - T_i)$ representa el resultado de los flujos intermedios en el nodo i con el nodo superior $i - 1$ y el nodo inferior $i + 1$, donde

$$\dot{m}_{Tot} = \dot{m}_t \sum_{j=1}^{i-1} F_j^c - \dot{m}_L \sum_{j=i+1}^N F_j^L \quad \text{y} \quad \gamma_i = \begin{cases} 1 & \text{si } \dot{m}_t > 0 \\ 0 & \text{en otro caso} \end{cases}$$

Los flujos de energía en un nodo i son mostrados en la figura 23.

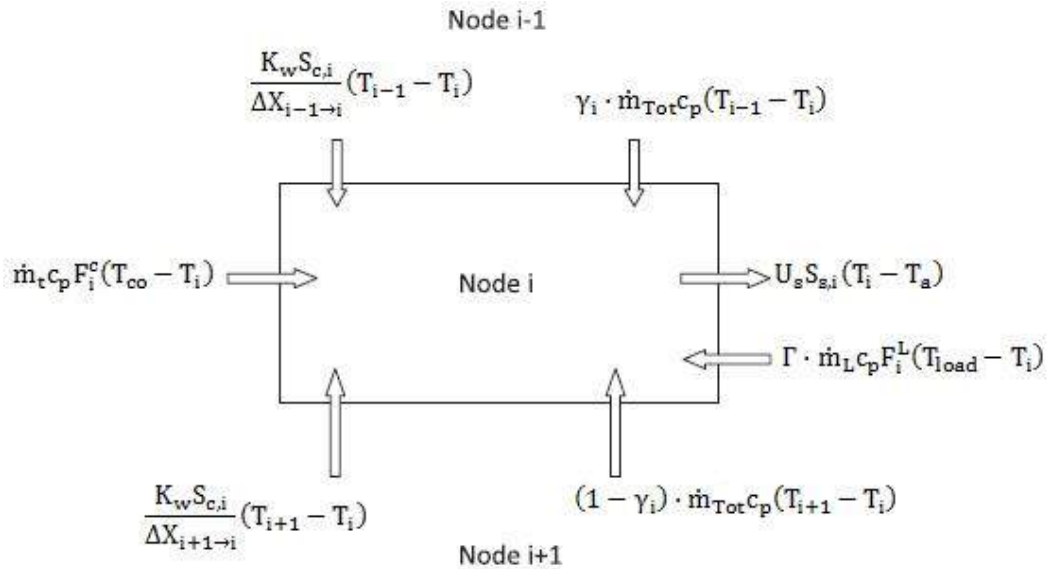


Figura 24. Flujos de energía en un nodo i de un tanque estratificado.

La ecuación de la distribución de la temperatura en el tanque representa N ecuaciones diferenciales ordinarias de primer orden que pueden ser resueltas analíticamente para las temperaturas de los N nodos como función del tiempo. La ecuación puede ser reescrita como:

$$\frac{dT_i}{dt} = a_i T_i + b_i$$

siendo

$$a_i = -\frac{1}{(Mc_p)_{s,i}} \left[\dot{m}_t c_p F_i^c + \Gamma \dot{m}_L c_p F_i^L + \gamma_i \dot{m}_{Tot} c_p + (1 - \gamma_i) \dot{m}_{Tot} c_p + \frac{K_w S_{c,i}}{\Delta X_{i-1 \rightarrow i}} + \frac{K_w S_{c,i}}{\Delta X_{i+1 \rightarrow i}} + U_s S_{s,i} \right]$$

$$b_i = \frac{1}{(Mc_p)_{s,i}} \left[\gamma_i \dot{m}_{Tot} c_p + \frac{K_w S_{c,i}}{\Delta X_{i-1 \rightarrow i}} \right] T_{i-1} + \frac{1}{(Mc_p)_{s,i}} \left[(1 - \gamma_i) + \frac{K_w S_{c,i}}{\Delta X_{i+1 \rightarrow i}} \dot{m}_{Tot} c_p \right] T_{i+1} +$$

$$+ \frac{\dot{m}_t c_p F_i^c T_{co} + \Gamma \dot{m}_L c_p F_i^L T_{load} + U_s S_{s,i} T_a}{(Mc_p)_{s,i}}$$

La solución de la ecuación diferencial es:

$$T_{new,i} = T_i(t + \Delta t) = \left(T_i(t) + \frac{b_i}{a_i} \right) e^{a_i \Delta t} - \frac{b_i}{a_i}$$

donde $\frac{dT}{dt}$ ha sido reemplazado por $(T_{new,i} - T_i)/\Delta t$, y los valores T_i y $T_{new,i}$ son las temperaturas justo antes y después del intervalo de tiempo Δt .

La temperatura promedio de cada nodo i para un tiempo de paso Δt es definida como:

$$\bar{T}_i = \frac{1}{\Delta t} \int_0^{\Delta t} T_{new,i}(t) dt = \frac{T_i(t) + \frac{b_i}{a_i}}{a_i \Delta t} (e^{b_i \Delta t} - 1) - \frac{b_i}{a_i}$$

El número de nodos y el tiempo de paso deben ser cuidadosamente seleccionados para llegar a una solución de compromiso entre la exactitud del resultado y el tiempo de procesamiento del problema.

Todos los modelos de los componentes fueron implementados en FORTRAN y el modelo del sistema completo fue simulado para el tiempo de un año.

2.9.4 Resumen

Los modelos matemáticos de A. Carrillo et al. (2002) y K. Zelzouli et al. (2014) (apartados 2.9.2 y 2.9.3, respectivamente) a pesar de ser de gran interés en el estudio de las instalaciones solares de termosifón, suponen una complejidad adicional del problema bajo estudio ya que la instalación a simular no consta de intercambiador de calor ni además consideraremos la estratificación del agua como un problema adicional como en el caso de A. Carrillo et al. (2002) donde utilizan FORTRAN. Finalmente el modelo matemático de TRNSYS (apartado 2.9.1), y en concreto el Type 45 que incluye la estratificación del agua, se adapta perfectamente al modelo de instalación que se busca simular, por lo que a la hora de poner en marcha la simulación se hará a partir del modelo convencional de una instalación de termosifón, o lo que es lo mismo, del modelo utilizado por TRNSYS y que es representativo del Type 45.

Capítulo 3

3 Resultados y conclusiones

3.1 Introducción

En este capítulo, en primer lugar (apartado 3.2), se comenta el programa utilizado para la simulación de la instalación bajo estudio, que se trata del programa TRNSYS. Se hace un repaso de sus orígenes, su funcionalidad, sus bibliotecas y su modo de operación.

En segundo lugar (apartado 3.3), se explican los componentes de TRNSYS utilizados en la instalación acompañados de las características técnicas más importantes de cada uno de ellos. Posteriormente en el apartado 3.4 se da paso a los resultados obtenidos en la simulación: resultados horarios, diarios, mensuales y anuales, realizándose además dos análisis de sensibilidad respecto a las dimensiones del área de captación y del volumen de acumulación, con el objetivo de obtener unas mejores conclusiones ya que permiten visualizar mejor la evolución de estas variables respecto a otras como la fracción solar anual de la instalación.

Las conclusiones mencionadas anteriormente son las conclusiones finales del trabajo y son mostradas en el apartado 3.5.

3.2 Introducción a TRNSYS

El programa de simulación TRNSYS (pronunciado 'tran-sis') es un acrónimo de “TRaNsient SYstem Simulation”. Se trata de un entorno gráfico muy flexible que se usa para simular el comportamiento de sistemas energéticos y edificios.

Fue desarrollado en la Universidad de Wisconsin-Madison por los miembros del Solar Energy Laboratory y escrito en el lenguaje de programación FORTRAN [9]. La primera versión pública de TRNSYS fue desarrollada en el año 1975 para el estudio de sistemas con energía solar y se ha ido desarrollando a través de distintos centros de investigación de EE.UU., Alemania, Francia y otros países. En sus comienzos, uno de sus usos fue el de realizar la simulación dinámica del comportamiento de un sistema de agua caliente solar para un año típico meteorológico a fin de que se pueda comprobar los ahorros de costes a largo plazo de estos sistemas.



Figura 25. Logotipo del programa de simulación TRNSYS.

En la actualidad, TRNSYS es una potente herramienta de cálculo que permite la resolución transitoria de cualquier tipo de sistema y aunque se centra en la evaluación del comportamiento térmico y eléctrico de sistemas, puede simular otros procesos transitorios como el tráfico de vehículos o procesos biológicos. TRNSYS permite diseñar y optimizar sistemas energéticos (en particular, sistemas basados en energías renovables) y edificios de bajo consumo de energía. TRNSYS sigue siendo una solución flexible basada en componentes que se adaptan a las necesidades siempre cambiantes de los investigadores y profesionales de la comunidad de simulación de energía. Se utiliza en:

- Simulación energética de edificios.
- Arquitectura sostenible.
- Simulación de varias zonas térmicas acopladas / modelado del flujo del aire.
- Calibración de modelos de edificios y sistemas con datos reales de operación.
- Certificación LEED.
- Proyectos de eficiencia energética.
- Simulación y optimización de sistemas energéticos.
- Procesos solares térmicos.
- Aplicaciones solares de alta temperatura.
- Bombas de calor geotérmicas.
- Simulación de procesos de transferencia de calor con el suelo.
- Plantas de cogeneración y trigeneración.
- Plantas de biomasa.
- Pilas de combustibles.
- Energía eólica y sistemas fotovoltaicos.
- Investigación y desarrollo en sistemas de producción y distribución energética.
- Evaluación de tecnologías emergentes.

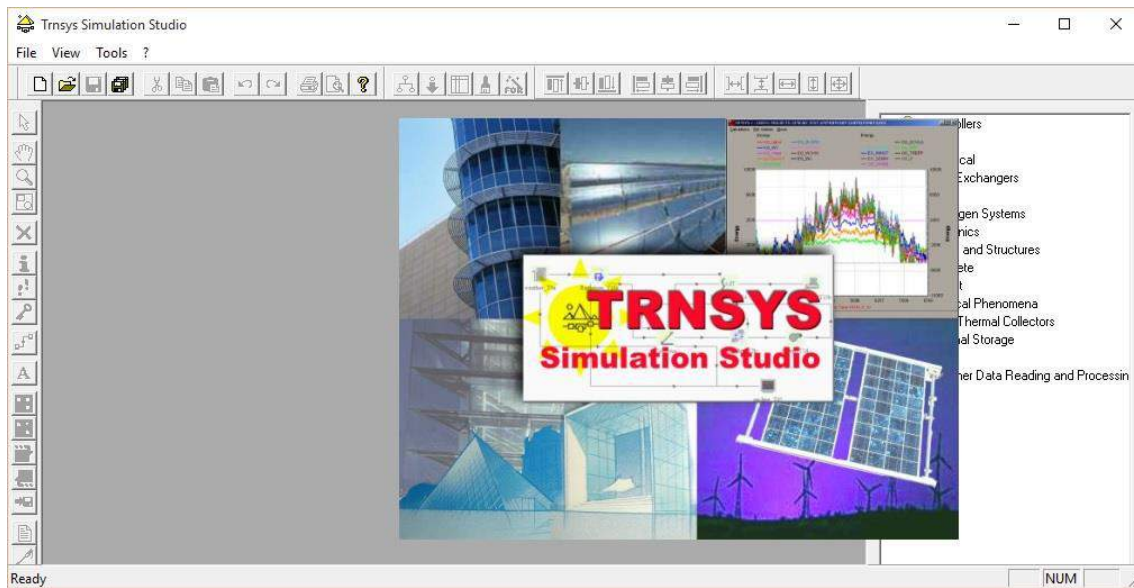


Figura 26. Interfaz gráfica de TRNSYS Simulation Studio.

El motor de TRNSYS, la biblioteca de componentes estándar y la mayoría de las bibliotecas de componentes no estándar de acceso público están escritos en FORTRAN. Los usuarios que deseen escribir sus propios componentes pueden escribirlos en FORTRAN, C, C++ o cualquier otro lenguaje de programación siempre que tengan un compilador capaz de crear una DLL.

TRNSYS dispone de una biblioteca estándar que incluye aproximadamente 300 componentes donde cada uno representa una estructura física o un proceso/operación, los cuales se interconectan entre sí con el objetivo de cumplir una misión específica.

La biblioteca estándar de componentes está organizada en 14 categorías que se explican a continuación:

1. Controladores

Esta categoría contiene diferentes controladores y termostatos.

2. Eléctricos

Esta categoría contiene los componentes que generan o almacenan electricidad y sus accesorios: paneles fotovoltaicos, sistemas de conversión de la energía del viento, motores Diésel, sistemas de conversión de potencia y baterías.

3. Intercambiadores de calor

Esta categoría contiene varios tipos de intercambiador de calor y dispositivos de recuperación de energía.

4. HVAC

Esta categoría contiene varios calentadores auxiliares y dispositivos de enfriamiento, incluyendo máquinas de refrigeración por absorción.

5. Sistemas de hidrógeno

Esta biblioteca proporciona los modelos para simular sistemas basados en hidrógeno: pilas de combustible, electrolizadores, dispositivos de almacenamiento de hidrógeno, etc.

6. Sistemas hidráulicos

Ventiladores, bombas, tuberías, conductos, diverters y mezcladores del flujo se encuentran aquí.

7. Cargas y estructuras

Esta categoría incluye el Type 56 (el modelo de edificio multizona) y también diferentes modelos de una única zona.

8. Obsoletos

Aquí se encuentran los componentes que se han quedado obsoletos en la versión de TRNSYS con la que se trabaja.

9. Salidas

Aquellos componentes que permiten la obtención de resultados en tablas y gráficamente por pantalla se encuentran en esta categoría.

10. Fenómenos físicos

Esta categoría agrupa los componentes que modelan los fenómenos físicos. Además se incluyen la calculadora psicrométrica, el procesador de radiación solar, el cálculo del sombreado, la temperatura del cielo y los coeficientes de convección.

11. Captadores solares

Esta categoría incluye modelos de diferentes tipos de captadores solares: captadores de placa plana, captadores de tubos de vacío, captadores parabólicos de concentración, etc.

12. Almacenamiento térmico

Varios modelos de dispositivos de almacenamiento están disponibles aquí: tanques de agua estratificados o de flujo pistón con intercambiadores de calor opcional.

13. Utilidades

Esta categoría agrupa aquellos componentes que se usan como unidad de conversión o para forzar una función, además del importante grupo “Lectores de datos”. También recoge aquellos componentes que llaman a programas externos como son EES, Excel o Matlab.

14. Lector de datos climáticos

Esta categoría permite de una forma sencilla el acceso al combinado lector de datos-procesador de radiación solar, el cual permite fácilmente a los usuarios leer archivos no estándar de datos climáticos y calcular la radiación solar incidente sobre una superficie.

Cada una de las 14 categorías de componentes está dividida a su vez en subcategorías como se muestra en la tabla 12.

- 1. Controllers**
 - 5-Stage Room Thermostat
 - Differential Controller w_ Hysteresis
 - Iterative Feedback Controller
 - Microprocessor Controller
 - PID Controller
- 2. Electrical**
 - Batteries
 - Busbar
 - Diesel Engine (DEGS)
 - Photovoltaic Panels
 - Power Conditioning
 - Regulators and Inverters
 - Wind Turbines
- 3. Heat Exchangers**
 - Constant Effectiveness
 - Counter Flow
 - Cross Flow
 - Parallel Flow
 - Shell and Tube
- 4. HVAC**
 - Absorption Chiller (Hot-Water Fired, Single Effect)
 - Auxiliary Cooling Unit
 - Auxiliary Heaters
 - Conditioning Equipment
 - Cooling Coils
 - Cooling Towers
 - Furnace
 - Parallel Chillers
 - Part Load Performance
- 5. Hydrogen Systems**
 - Compressed Gas Storage
 - Compressor
 - Controllers
 - Electrolyzer
 - Fuel Cells
- 6. Hydronics**
 - Fans
 - Flow Diverter
 - Flow Mixer
 - Pipe_Duct
 - Pressure Relief Valve
 - Pumps
 - Tee-Piece
 - Tempering Valve
- 7. Loads and Structures**
 - Attached Sunspace
 - Multi-Zone Building
 - Overhang and Wingwall Shading
 - Pitched Roof and Attic
 - Single Zone Models
 - Slab on Grade
 - Thermal Storage Wall
 - Window
- 8. Obsolete**
 - 3-Zone Room Thermostat (Type8)
 - Dual Source Heat Pumps (Type20)
 - Shading on an Opening (Type68)
 - Waste Heat Recovery (Type17)
- 9. Output**
 - Economics
 - Histogram Plotter
 - Online Plotter
 - TRNSYS Plugin for Google SketchUp ® Printer
 - Printegrator
 - Printer
 - Scope
 - Simulation Summary
- 10. Physical Phenomena**
 - Collector Array Shading
 - Convection Coefficient Calculation
 - Lumped Capacitance Model
 - Radiation Processors
 - Shading Masks
 - Simple Ground Temperature
 - Sky Temperature
 - Thermodynamic Properties
 - Weather Generators
- 11. Solar Thermal Collectors**
 - CPC Collector
 - Evacuated Tube Collector
 - Performance Map Collector
 - Quadratic Efficiency Collector
 - Theoretical Flat-Plate Collector
 - Thermosyphon Collector with Integral Storage
- 12. Thermal Storage**
 - Detailed Fluid Storage Tank
 - Plug-Flow Tank
 - Rock Bed Storage
 - Stratified Storage Tank
 - Variable Volume Tank
- 13. Utility**
 - Calling External Programs
 - Data Readers
 - Differentiation
 - Forcing Function Sequencers
 - Forcing Functions
 - Holiday Calculator
 - Input Value Recall
 - Integrators
 - Interpolation
 - Moving Average
 - Parameter replacement
 - Simulation Control
 - Time Values
 - Unit Conversion Routine
 - Utility Rate Schedule Processors
- 14. Weather Data Reading and Processing**
 - Standard Format
 - User Format

Tabla 12. Biblioteca estándar de componentes en TRNSYS.

A pesar del hecho de que TRNSYS contiene en sus bibliotecas los sistemas energéticos más comunes, el usuario puede fácilmente modificar o generar nuevos componentes de tecnologías no incluidas en la biblioteca estándar, porque el software es de código abierto y dispone de un método para añadir nuevos módulos basado en el código fuente FORTRAN.

Entre las bibliotecas no estándar de componentes TRNSYS están:

- TRNLIB – Biblioteca online de componentes
 - o Libre distribución
 - o Herramientas ASHRAE
 - o Modelos de HVACSIM+
 - o Algunos componentes escritos por estudiantes del SEL
 - o Cualquier usuario puede contribuir añadiendo sus componentes
 - o <http://sel.me.wisc.edu/trnsys/>

- Bibliotecas comerciales no estándar
 - o TESS (Thermal Energy Systems Specialists, EE.UU.). La biblioteca TESS es una biblioteca complementaria que incluye más de 250 componentes repartidos en 14 categorías.
 - Compra por paquetes
 - o TRANSSOLAR (Alemania)
 - Compra de componentes individuales

Cada componente es representado en la interfaz de TRNSYS Studio como una caja, como se muestra en la figura 27. Éste requiere un número de datos de entrada: PARAMETERS que son constantes e INPUTS que dependen del tiempo; y producen unos OUTPUTS.



Figura 27. Componente “Solar Collector” (TYPE 1) en TRNSYS.

Los modelos matemáticos de los componentes del sistema son dados en términos de sus ecuaciones diferenciales ordinarias o algebraicas. El número asignado a un TYPE relaciona el componente a una subrutina que modela a ese componente. Cada componente tiene un único número de TYPE. El número UNIT es usado para identificar cada componente (el cual puede ser usado más de una vez). A pesar de que dos o más componentes del sistema pueden tener el mismo número de TYPE, cada uno debe tener un único número UNIT.

En cuanto a las conexiones entre componentes simplemente hay que enlazar las salidas del primer componente con las entradas del segundo como se muestra en el ejemplo de la figura 28.

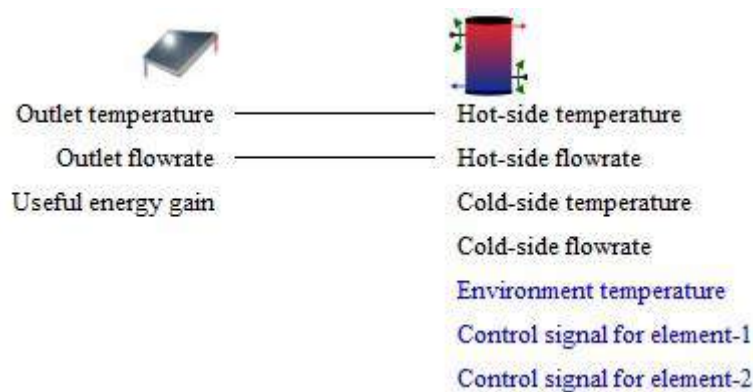


Figura 28. Conexión entre un captador solar y un acumulador en TRNSYS.

Entre las herramientas que incluye TRNSYS se encuentran: TRNSYS3D, TRNBuild, TRNEdit y TRNSED.

- TRNSYS3D: Se trata de un plugin para Google SketchUp que permite al usuario dibujar edificios multizona e importar la geometría directamente desde la poderosa interfaz de SketchUp en el entorno TRNSYS Building (TRNBuild).
- TRNBuild: Un programa de entrada gráfica para describir edificios multizona. TRNBuild es una interfaz para crear y editar toda la información que no sea la geometría requerida por la construcción de modelos TRNSYS. TRNBuild permite al usuario una amplia flexibilidad en cuanto a la selección de los materiales para las capas de las paredes, la creación de perfiles de ventilación e infiltración, la adición de las ganancias, la definición de techos y suelos radiantes, y el número de ocupantes para los cálculos del confort.
- TRNEdit: Una solución especializada para generar manualmente simulaciones independientes y distribuibles llamadas aplicaciones TRNSED.
- TRNSED: Permite a los usuarios desarrollar interfaces gráficas personalizadas para aplicaciones específicas y luego distribuir las aplicaciones a los usuarios no TRNSYS. De esta forma se les permite a los usuarios no TRNSYS cambiar los parámetros del sistema y ejecutar simulaciones sin tener que aprender las complejidades del uso del entorno de TRNSYS.

TRNSYS tiene un alto grado de compatibilidad con otros muchos programas de importancia en ingeniería como EES (Engineering Equation Solver), Excel y Matlab.

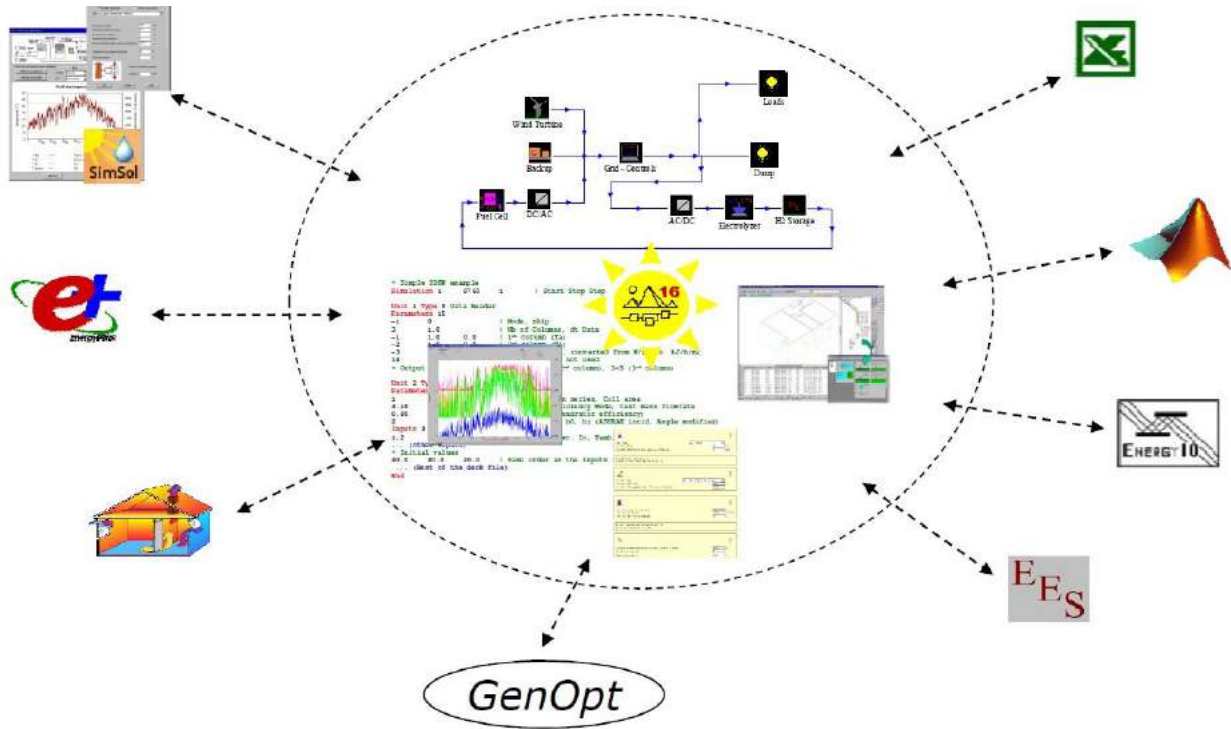


Figura 29. Herramientas compatibles con TRNSYS.

3.3 Instalación bajo estudio

La instalación que se simula en este trabajo trata de una instalación solar de termosifón para producción de agua caliente sanitaria situado en el tejado horizontal de una vivienda unifamiliar de cuatro personas. La vivienda se localiza en Sevilla capital y se considera que la instalación no sufre sombras a lo largo del año debidas a edificios colindantes o árboles.

El modelo matemático utilizado en la simulación coincide con el modelo estándar de TRNSYS utilizado para un sistema solar de termosifón, el cual ha sido explicado con detalle en el apartado 2.9.1 de este trabajo.

La instalación consiste en un captador solar plano y un acumulador de agua cilíndrico dispuesto verticalmente sin la existencia de un calentador auxiliar en su interior. Se trata de un sistema directo, es decir, que el agua que se calienta a su paso por el captador solar es la misma que consume el usuario. De este modo, no se hace uso de intercambiador de calor y por tanto no será necesario el uso de un fluido caloportador intermedio.

Se considera que el perfil de demanda de agua caliente por parte del usuario es el perfil de la figura 18 de este trabajo, es decir, que se estima un consumo diario de agua caliente de 40 litros

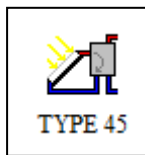
por persona. En cuanto a la temperatura del ACS se va a estimar constante e igual a 45 °C. Por otro lado, el agua fría alimentada de la red se considerará equivalente al perfil mostrado en la figura 19.

A continuación se van a nombrar los diferentes componentes que se han utilizado en la simulación y se especifican las características técnicas más importantes de cada uno de ellos y que se utilizaron de partida, las cuales han sido necesarias para poner en funcionamiento la simulación. En los ANEXOS A-I se muestran la totalidad de los parámetros que se ha establecido en la simulación para poderla llevar a cabo.

Decir que tanto para las dimensiones del captador solar y del acumulador de agua, como para el cálculo de la demanda de energía térmica se han respetado en todo momento las especificaciones que se indican en el Código Técnico de la Edificación Sección HE 4 para la contribución solar mínima de agua caliente sanitaria y en la norma UNE 94002 para el cálculo de la demanda de energía térmica.

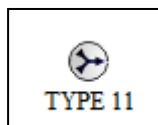
En total se han utilizado nueve componentes distintos:

- Captador solar y tanque de almacenamiento



Tipo de captador:	Captador solar plano
Número de captadores en serie:	1
Superficie de captación:	2,4 m ²
$F_R(\tau\alpha)$:	0,7
$F_R U_L$:	4,17 W/(m ² ·K)
Pendiente del captador:	37°
Orientación del captador:	Sur
Volumen del acumulador:	240 L
Configuración del acumulador:	Cilíndrico vertical

- Mezclador



El mezclador se encarga de mezclar el agua caliente que viene del depósito y el agua fría de red que viene de bypass desde el divisor de corrientes.

- Divisor de corrientes



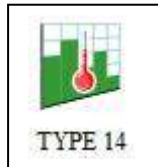
El divisor de corrientes es el encargado de suministrar al acumulador la cantidad de agua necesaria para tener en todo momento el depósito completo, y de llevar por bypass la cantidad de agua restante de la demanda con el fin de obtener a la salida del mezclador una temperatura del ACS constante e igual a 45 °C.

- Perfil de demanda de ACS



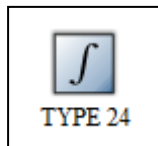
Perfil de ACS: Figura 18
 Número de personas: 4
 Consumo diario por persona: 40 L
 Temperatura ACS demandada: Constante e igual a 45 °C
 Norma aplicada: UNE 94002

- Perfil de temperatura del agua fría de red



Perfil de AF de red: Figura 19
 Tipo de perfil: El mismo para todo el año
 Norma aplicada: UNE 94002

- Integrador



El integrador se encarga de obtener los valores diarios, mensuales y anuales, ya que TRNSYS es un programa que trabaja en base horaria.

Se han usado tres integradores:
 Integración diaria.
 Integración mensual.
 Integración total (anual).

- Impresora



La impresora obtendrá tablas con los resultados de interés.

Se han usado siete impresoras:
 Resultados meteorológicos.
 Resultados termosifón (captador solar y depósito).
 Resultados divisor y mezclador.
 Resultados horarios.
 Resultados diarios.
 Resultados mensuales.
 Resultados anuales.

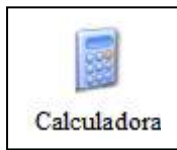
- Fichero de datos meteorológicos



Es el TYPE de entrada a la simulación. El fichero de datos meteorológicos viene dado de forma horaria hasta completar las 8760 horas correspondientes a un año.

Fichero utilizado: ES-Sevilla-83810.tm2

- Calculadora



La calculadora no es un TYPE como tal. Se utiliza para hacer operaciones algebraicas entre las variables.

Se han usado dos calculadoras:
 Fracción solar.
 Radiación mensual.
 Rendimientos.

La figura 30 muestra el esquema final de la instalación realizada con TRNSYS Simulation Studio con la que se han obtenido los resultados de este trabajo, donde se observan los diferentes componentes mencionados anteriormente.

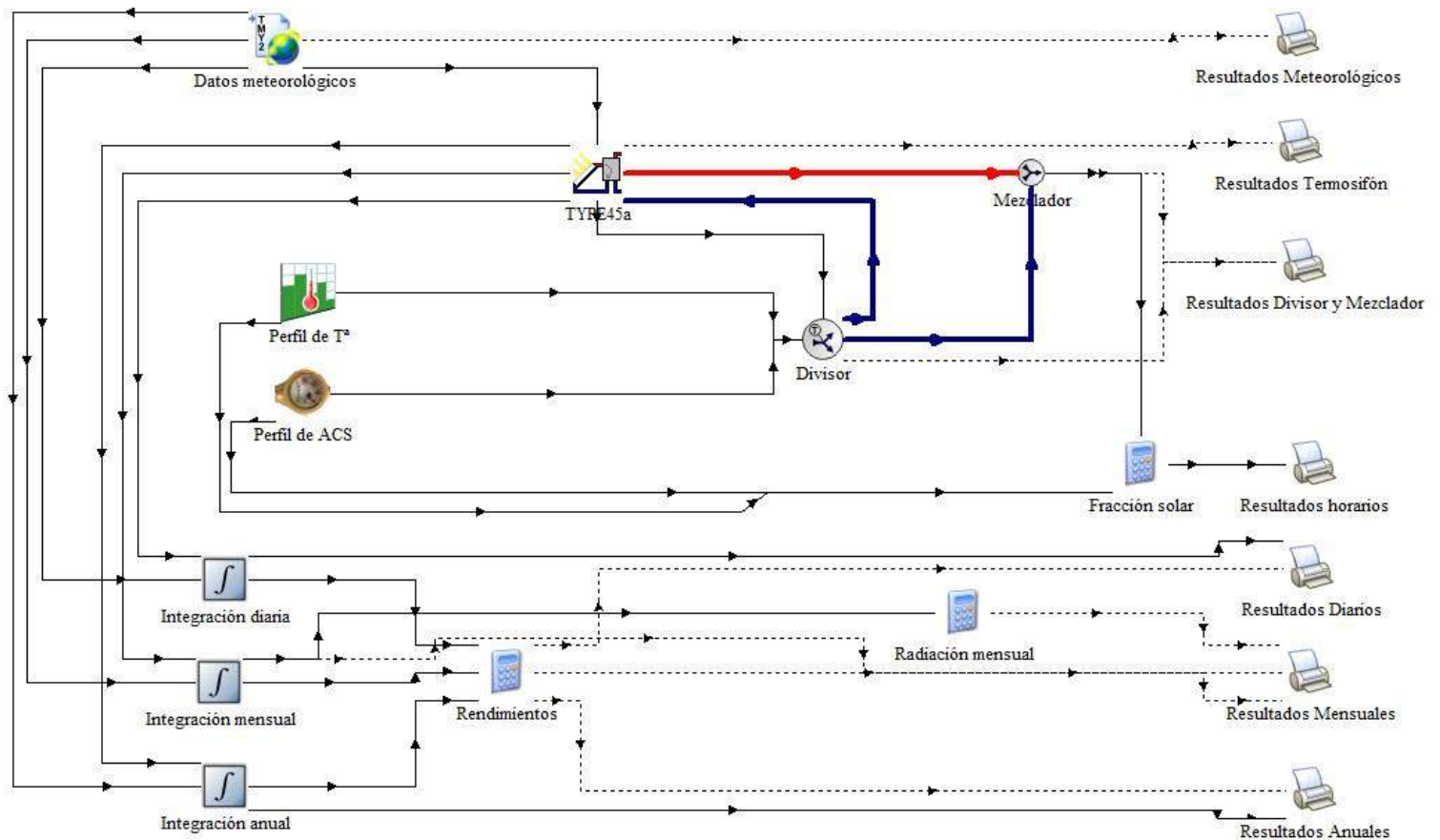


Figura 30. Esquema de la instalación solar de termosifón por TRNSYS.

3.4 Resultados

A continuación, se van a exponer los resultados obtenidos de simular la instalación de la figura 30 mediante TRNSYS Simulation Studio. Los resultados se han clasificado en horarios, diarios (obteniéndose los resultados para los días 1 de julio y 30 de diciembre), mensuales y anuales. Por último, se hicieron dos análisis de sensibilidad en cuanto a la influencia de las dimensiones del captador solar y del acumulador sobre la fracción solar anual de la instalación.

3.4.1 Resultados horarios y diarios

Los resultados horarios de la figura 31 se corresponden con el día 30 de diciembre. En ésta se muestra la variación de las temperaturas del agua en el interior del depósito y a la salida del captador. En este caso se ha seleccionado un día de invierno sin presencia de nubes que interfirieran en la calidad de los resultados de la simulación.

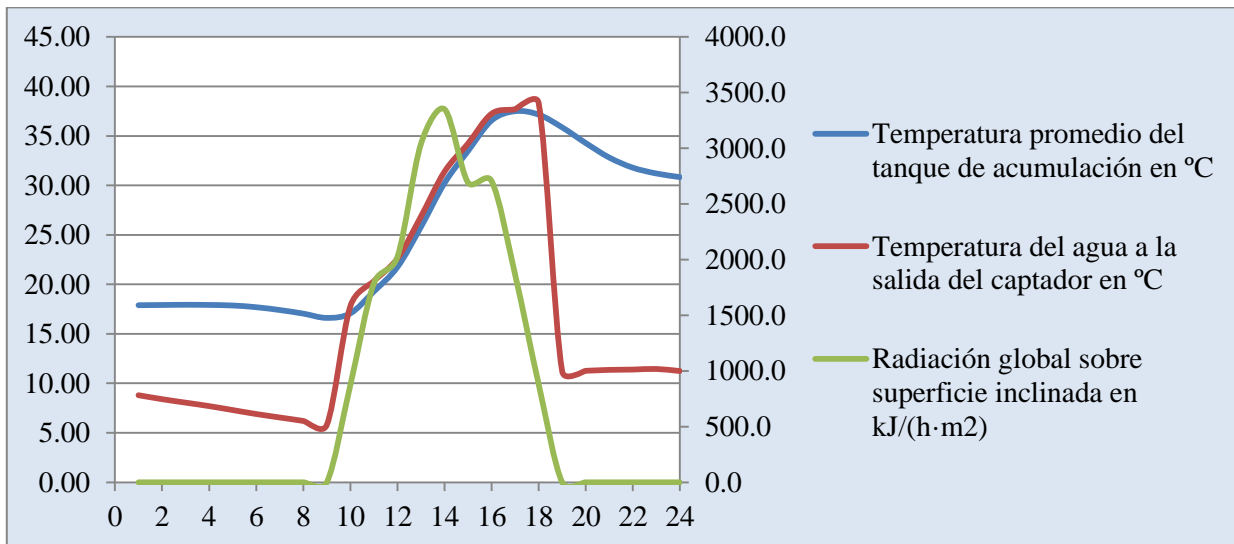


Figura 31. Temperaturas promedio del agua del tanque y a la salida del captador en función de la radiación total incidente en el captador.

Hora del año	Hora del día	Tª promedio acumulador	Tª salida captador	Irradiación global superficie inclinada
30 de diciembre		°C	°C	kJ/(h·m ²)
8713.00	1:00	17.89	8.80	0.00
8714.00	2:00	17.92	8.40	0.00
8715.00	3:00	17.94	8.05	0.00
8716.00	4:00	17.92	7.70	0.00
8717.00	5:00	17.86	7.30	0.00
8718.00	6:00	17.69	6.90	0.00
8719.00	7:00	17.41	6.55	0.00
8720.00	8:00	17.05	6.20	0.00
8721.00	9:00	16.61	5.80	0.00
8722.00	10:00	17.07	17.79	873.60
8723.00	11:00	19.28	20.33	1787.97
8724.00	12:00	21.75	22.62	2024.74
8725.00	13:00	25.81	26.86	3039.45
8726.00	14:00	30.24	31.39	3351.05
8727.00	15:00	33.48	34.23	2691.45
8728.00	16:00	36.56	37.24	2705.63
8729.00	17:00	37.50	37.70	1864.78
8730.00	18:00	37.15	38.32	881.00
8731.00	19:00	35.86	11.20	0.00
8732.00	20:00	34.28	11.27	0.00
8733.00	21:00	32.81	11.36	0.00
8734.00	22:00	31.79	11.39	0.00
8735.00	23:00	31.20	11.45	0.00
8736.00	24:00	30.84	11.24	0.00

Tabla 13. Temperaturas promedio del agua del tanque y a la salida del captador en función de la radiación total incidente en el captador.

El nivel máximo de irradiación global sobre la superficie inclinada del captador por metro cuadrado el día 30 de diciembre fue de 930,85 W/m² a las 14:00 horas. En cuanto a los máximos de temperatura promedio y a la salida del acumulador alcanzaron unos valores de 37,5 °C y 38,32 °C, a las 17:00 y 18:00 respectivamente.

Por otro lado, la temperatura mínima del agua que atraviesa el captador situado en Sevilla a día de 30 de diciembre (en pleno invierno) es de 5,80 °C, lo que es superior a la temperatura de congelación del agua. Además como se ha dicho, el día 30 de diciembre es un día despejado, por lo que las pérdidas térmicas por radiación hacia la bóveda celeste son muy altas. De estos dos puntos deducimos que no existió este día riesgo de congelación del agua en el interior del captador el cual perjudicaría el correcto funcionamiento del mismo.

En la siguiente figura se han representado los flujos de los caudales que el divisor de corrientes envía al depósito y cuánto (el restante) envía por bypass. Estas dos curvas se corresponden respectivamente con las curvas azul y roja. Finalmente, la curva de color verde es el perfil de demanda de ACS, el cual es la suma de las dos anteriores, y se corresponde con el perfil representado en la figura 18.

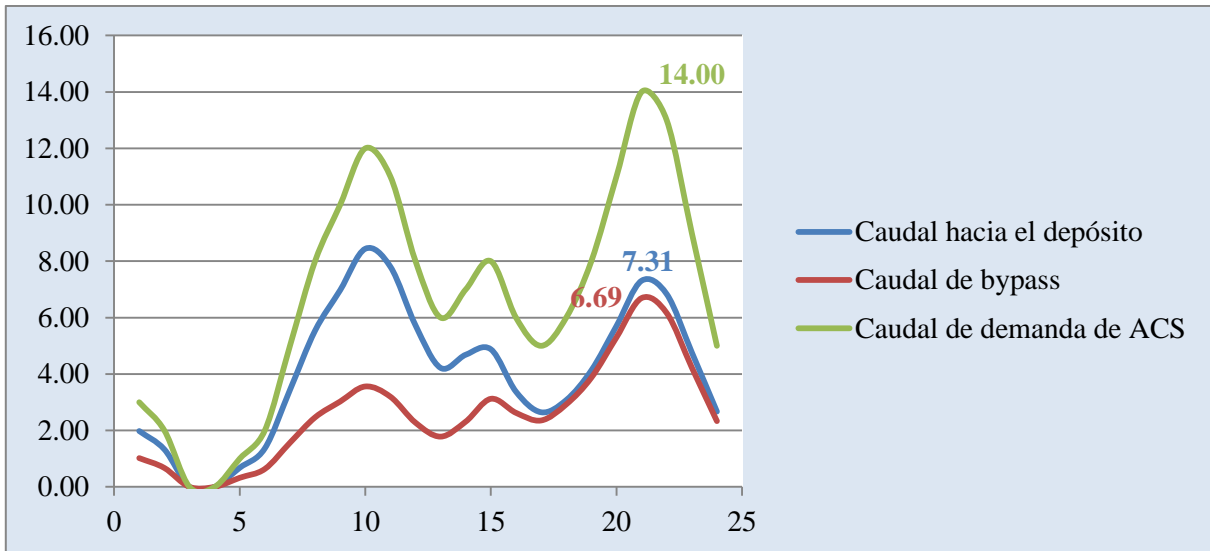


Figura 32. Caudales de entrada al depósito, de bypass y de demanda de ACS en kg/h.

Hora del año	Hora del día	Caudal hacia el depósito kg/h	Caudal de bypass kg/h	Caudal de demanda kg/h
1 de julio				
4345.00	1:00	1.98	1.02	3.00
4346.00	2:00	1.33	0.67	2.00
4347.00	3:00	0.00	0.00	0.00
4348.00	4:00	0.00	0.00	0.00
4349.00	5:00	0.68	0.32	1.00
4350.00	6:00	1.37	0.63	2.00
4351.00	7:00	3.44	1.56	5.00
4352.00	8:00	5.54	2.46	8.00
4353.00	9:00	6.97	3.03	10.00
4354.00	10:00	8.44	3.56	12.00
4355.00	11:00	7.80	3.20	11.00
4356.00	12:00	5.73	2.27	8.00
4357.00	13:00	4.22	1.78	6.00
4358.00	14:00	4.69	2.31	7.00
4359.00	15:00	4.88	3.12	8.00
4360.00	16:00	3.37	2.63	6.00
4361.00	17:00	2.65	2.35	5.00
4362.00	18:00	3.08	2.92	6.00
4363.00	19:00	4.13	3.87	8.00
4364.00	20:00	5.70	5.30	11.00
4365.00	21:00	7.31	6.69	14.00
4366.00	22:00	6.84	6.16	13.00
4367.00	23:00	4.77	4.23	9.00
4368.00	24:00	2.67	2.33	5.00

Tabla 14. Caudales de bypass, demanda de ACS y de entrada al acumulador en kg/h.

En concreto, para el mes de diciembre la norma UNE 94002 impone una temperatura del agua fría de red igual a 11 °C, que es la que se ha tenido en cuenta para la obtención de los resultados de la figura 32. Obviamente para el mes de diciembre, el agua que el divisor alimenta al acumulador o que manda por bypass lleva dicha temperatura de 11 °C.

En verano se dan los máximos niveles de irradiación del año. Éstos resultan en unas temperaturas en el interior del tanque más elevadas, por lo que en aquellos casos donde la temperatura del agua sea superior a 45 °C el flujo de caudal de bypass será elevado para contrarrestar este exceso de temperatura. Dicho de otro modo, un caudal de bypass por encima de cero implica que la temperatura del agua del depósito hacia el mezclador es superior a la temperatura de consumo (45 °C) por lo que se hace necesaria la mezcla con agua fría de red.

En el caso estudiado del 1 de julio, el máximo valor del caudal de bypass se da a las 21:00 horas, que coincide además con la máxima extracción de agua caliente sanitaria.

3.4.2 Resultados mensuales

A continuación se van a mostrar los resultados mensuales a partir de la integración de los datos horarios. Estos resultados son la irradiación global mensual sobre superficie horizontal, la irradiación global mensual sobre la superficie inclinada del captador, los flujos mensuales de transferencia de calor en el sistema, el rendimiento térmico mensual de la instalación y su fracción solar mensual.

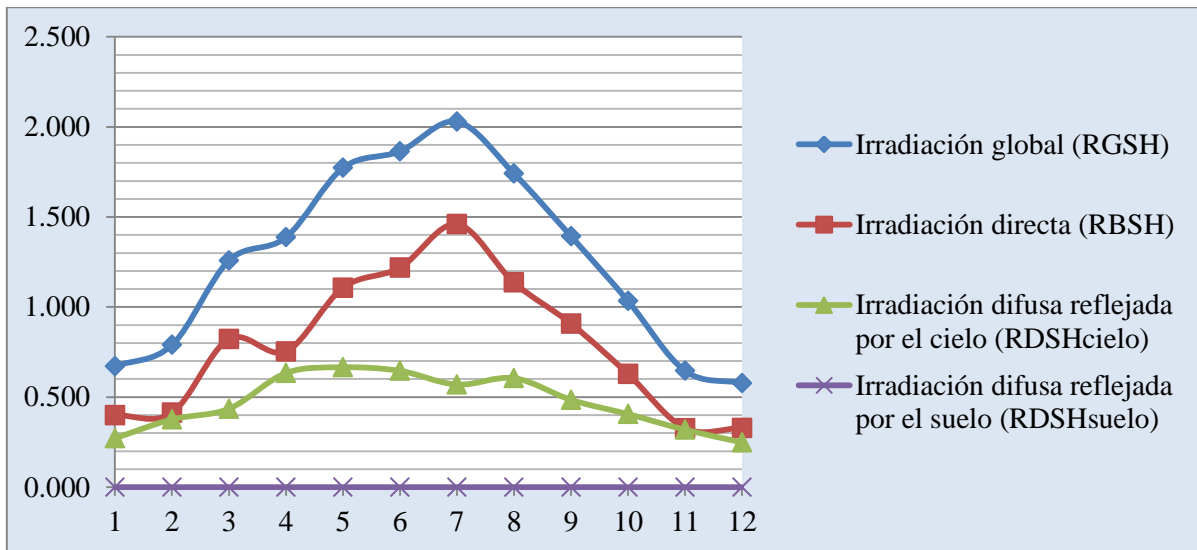


Figura 33. Irradiación mensual sobre 2,4 m2 de superficie horizontal en GJ/mes.

Mes	RGSH GJ/mes	RBSH GJ/mes	RDSHcielo GJ/mes	RDSHsuelo GJ/mes
Enero	0.671	0.399	0.272	0.000
Febrero	0.789	0.413	0.376	0.000
Marzo	1.258	0.823	0.435	0.000
Abril	1.387	0.753	0.634	0.000
Mayo	1.772	1.107	0.665	0.000
Junio	1.864	1.219	0.646	0.000
Julio	2.029	1.460	0.569	0.000
Agosto	1.741	1.136	0.605	0.000
Septiembre	1.393	0.908	0.485	0.000
Octubre	1.034	0.628	0.405	0.000
Noviembre	0.646	0.327	0.319	0.000
Diciembre	0.577	0.329	0.249	0.000

Tabla 15. Irradiación mensual sobre 2,4 m² de superficie horizontal en GJ/mes.

Los 2,4 m² de superficie dispuestos horizontalmente suponen una cantidad de energía total de 15,16 GJ/año, lo que es equivalente a decir 6,32 GJ/(m²·año). Por otro lado las componentes directa, difusa del cielo y difusa del suelo suponen 9,50 GJ/año, 5,66 GJ/año y 0 GJ/año respectivamente.

El caso de la representación de la irradiación solar sobre la superficie inclinada del captador es el mostrado en la figura 34. Esta vez la irradiación solar difusa reflejada por el suelo no es nula, aunque como se puede observar no alcanza valores considerablemente grandes.

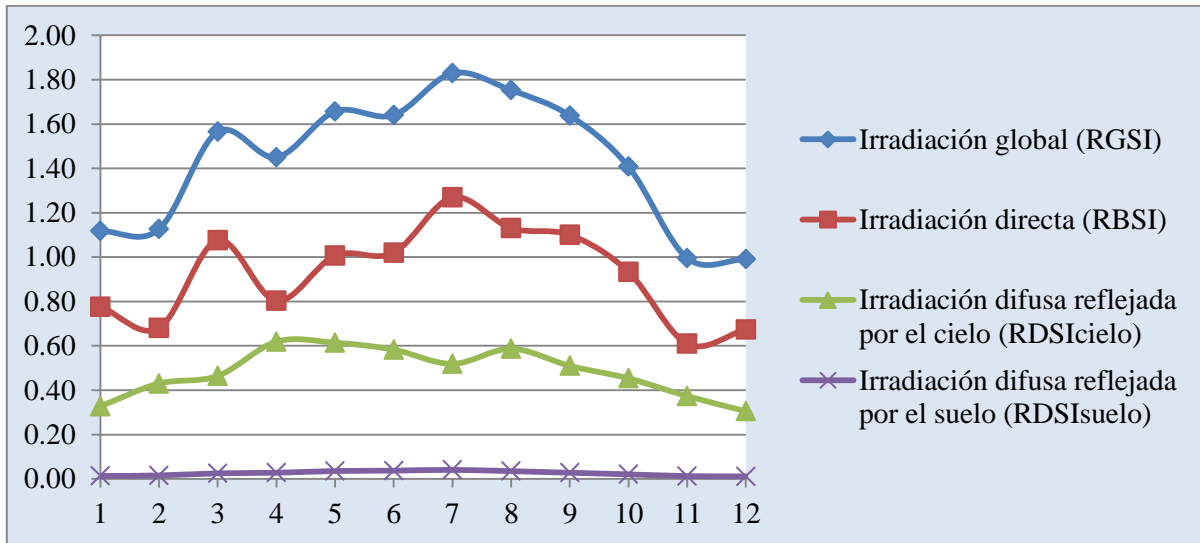


Figura 34. Irradiación mensual sobre 2,4 m² de superficie inclinada en GJ/mes.

Mes	RGSi GJ/mes	RBSi GJ/mes	RDSiCielo GJ/mes	RDSiSuelo GJ/mes
Enero	1.12	0.78	0.33	0.01
Febrero	1.13	0.68	0.43	0.02
Marzo	1.57	1.08	0.46	0.03
Abril	1.45	0.80	0.62	0.03
Mayo	1.66	1.01	0.61	0.04
Junio	1.64	1.02	0.58	0.04
Julio	1.83	1.27	0.52	0.04
Agosto	1.75	1.13	0.59	0.04
Septiembre	1.64	1.10	0.51	0.03
Octubre	1.41	0.93	0.45	0.02
Noviembre	1.00	0.61	0.37	0.01
Diciembre	0.99	0.67	0.31	0.01

Tabla 16. Irradiación mensual sobre 2,4 m² de superficie inclinada en GJ/mes.

La cantidad de irradiación incidente a lo largo del año sobre la superficie del captador solar ha sido de 17,17 GJ/año, lo que es equivalente a 7,15 GJ/(m²·año). Mientras que las componentes directa, difusa del cielo y difusa del suelo suponen 11,08 GJ/año, 5,79 GJ/año y 0,31 GJ/año respectivamente.

En la figura 35 se muestran en un mismo gráfico los flujos de energía útil, carga térmica, energía auxiliar y pérdidas térmicas.

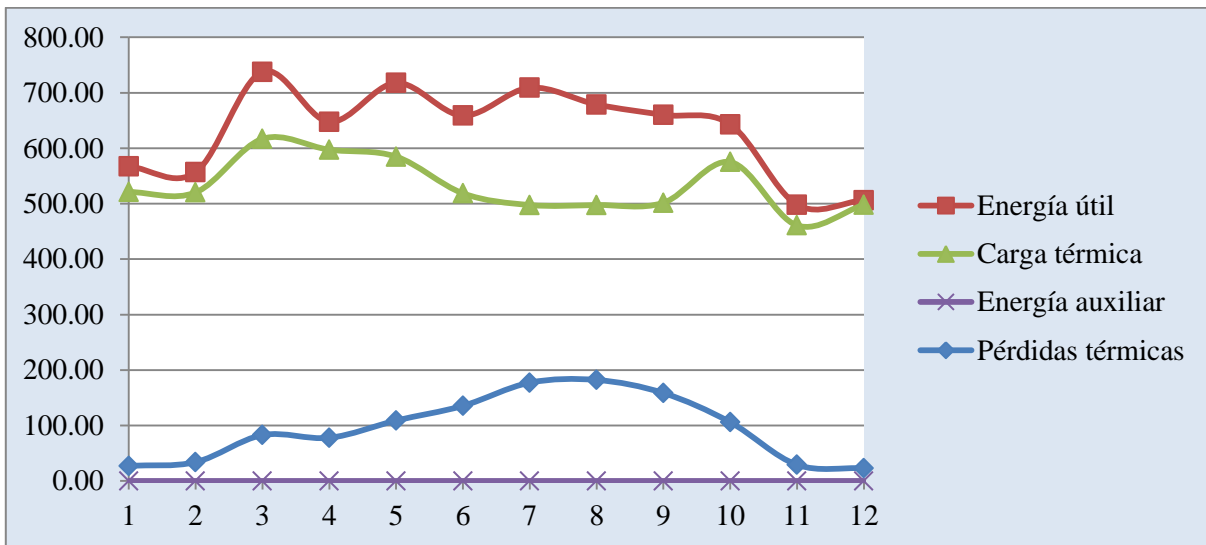


Figura 35. Transferencia de los flujos de energía en la instalación en MJ/mes.

Mes	Energía útil MJ/mes	Carga térmica MJ/mes	Energía auxiliar MJ/mes	Pérdidas térmicas MJ/mes
Enero	567.33	521.15	0.00	27.24
Febrero	556.77	520.31	0.00	34.00
Marzo	737.88	616.91	0.00	82.79
Abril	647.63	597.31	0.00	77.82
Mayo	717.75	584.85	0.00	108.92
Junio	658.84	518.68	0.00	135.44
Julio	709.10	497.59	0.00	177.20
Agosto	678.89	497.61	0.00	182.12
Septiembre	660.10	501.65	0.00	158.53
Octubre	643.12	575.12	0.00	106.00
Noviembre	498.22	460.82	0.00	29.12
Diciembre	506.22	497.97	0.00	22.93

Tabla 17. Transferencia de los flujos de energía en la instalación en MJ/mes.

Como era de esperar no hay energía suministrada por el calentador auxiliar por la prohibición del Código Técnico de la Edificación. Por otro lado, se puede observar que en los meses de verano se dan las pérdidas de calor máximas, debidas a que en esta época del año la temperatura ambiente es máxima; mientras que en invierno se dan las mínimas pérdidas térmicas.

Las cantidades de energía útil, carga térmica, energía auxiliar y pérdidas térmicas a lo largo del año son 7,58 GJ, 6,39 GJ, 0 GJ y 1,14 GJ.

En cuanto al rendimiento térmico de la instalación, de la figura 36 se observa que es máximo en los meses de invierno (alcanzando un máximo de 51,11 % en diciembre) y mínimo en los meses de verano (disminuyendo hasta el 38,74 % en agosto). Esto es debido a que en verano la temperatura ambiente es la máxima del año, lo que produce que se maximicen las pérdidas térmicas hacia el ambiente.

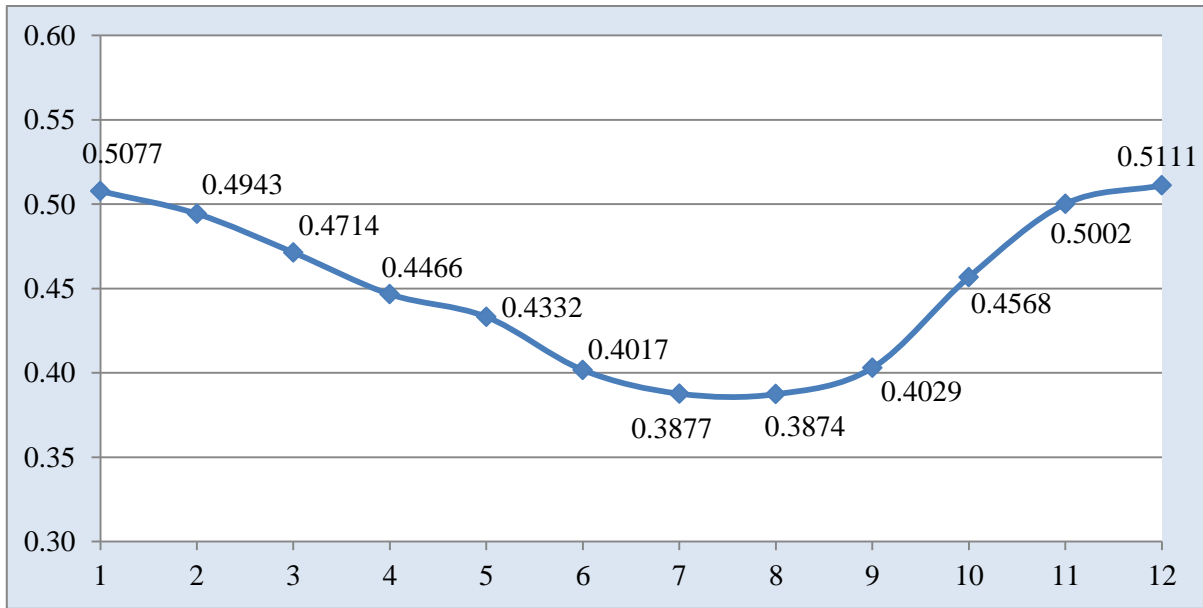


Figura 36. Rendimiento térmico mensual de la instalación.

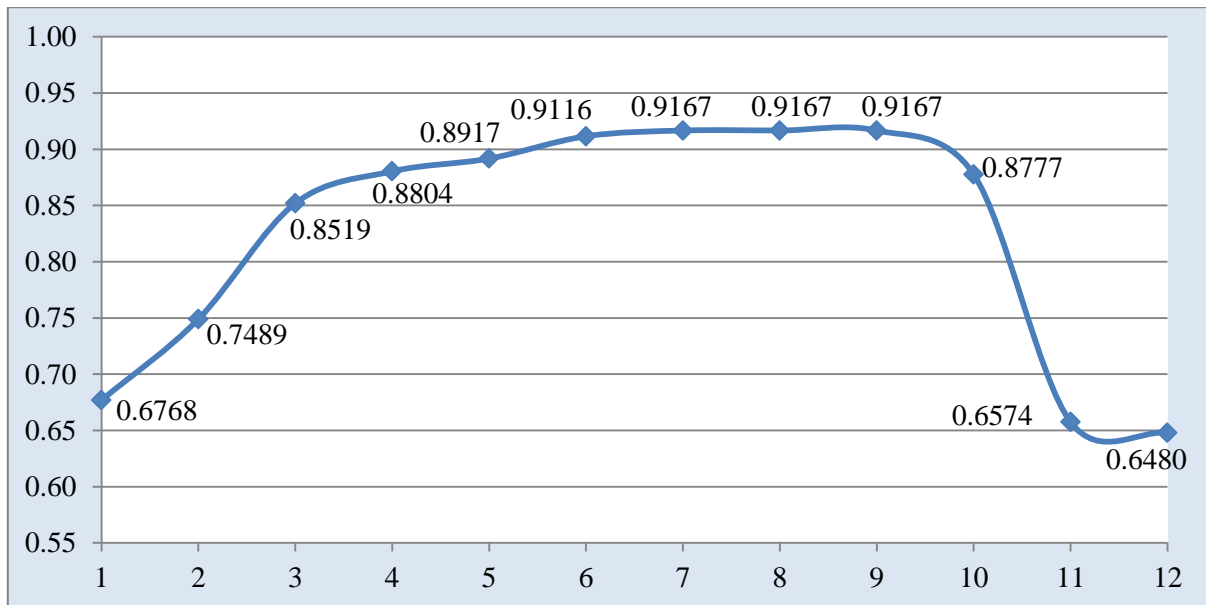


Figura 37. Fracción solar mensual de la instalación.

La fracción solar es un buen índice de lo eficaz que está siendo una instalación. En el caso de la instalación simulada la fracción solar alcanzó el valor del 91,67 % en los meses de julio, agosto y septiembre. Un valor tan alto de la fracción solar es posible debido a que Sevilla posee un clima muy favorable con mucha cantidad de radiación solar al año, pudiendo satisfacer casi íntegramente en estos meses la demanda solicitada.

Por otro lado, los valores mínimos se han dado en los meses de enero, noviembre y diciembre, alcanzándose un mínimo del 64,80 % en el mes de diciembre. Esto coincide con los menores niveles de radiación solar a lo largo del año. Por lo que en estos meses la instalación tendrá que venir acompañada de un sistema adicional de calentamiento de agua para poder satisfacer completamente la demanda de agua caliente.

Mes	Rendimiento térmico	Fracción solar
Enero	0.5077	0.6768
Febrero	0.4943	0.7489
Marzo	0.4714	0.8519
Abril	0.4466	0.8804
Mayo	0.4332	0.8917
Junio	0.4017	0.9116
Julio	0.3877	0.9167
Agosto	0.3874	0.9167
Septiembre	0.4029	0.9167
Octubre	0.4568	0.8777
Noviembre	0.5002	0.6574
Diciembre	0.5111	0.6480

Tabla 18. Rendimiento térmico y fracción solar mensuales de la instalación.

3.4.3 Resultados anuales

Para acabar, se muestran los resultados anuales de la simulación de la instalación solar bajo estudio. Entre estos resultados se encuentra la fracción solar, principal índice de rendimiento energético de la instalación. Los otros resultados mostrados son: irradiación global sobre la superficie inclinada del captador (RGSi), energía útil transferida al fluido en el captador, carga térmica en forma de agua caliente, energía auxiliar, pérdidas térmicas del sistema hacia el ambiente, caudal de agua caliente sanitaria demandada y rendimiento térmico del sistema.

RGSi (GJ/año)	Energía útil (GJ/año)	Rendimiento térmico (%)
17.17	7.58	44.16

Tabla 19. Irradiación global sobre superficie inclinada, energía útil y rendimiento anuales.

De la relación entre la energía útil y la irradiación global sobre la superficie inclinada del captador de la tabla 19 se obtiene que el rendimiento térmico de la instalación es del 44.16 %.

Por otro lado, en la tabla 20 se muestran los resultados anuales del balance global de los flujos energéticos de la instalación:

Carga térmica (GJ/año)	Energía auxiliar (GJ/año)	Pérdidas térmicas (GJ/año)
6.39	0.00	1.14

Tabla 20. Carga térmica, energía auxiliar y pérdidas térmicas anuales.

De los 7,58 GJ de energía útil en todo el año, una cantidad de 1,14 GJ han sido pérdidas de calor de la instalación hacia el ambiente, lo que representa en torno al 15 % de la energía útil transferida al fluido en el captador.

Por último, el parámetro que determina cuánto de eficaz es una instalación solar es la fracción solar, de la cual ya se ha visto los resultados mensuales. Integrando los valores horarios de la simulación de la instalación la fracción solar anual ha resultado ser del 82,5 %.

Fracción solar (%)
82.5

Tabla 21. Fracción solar anual de la instalación.

3.4.4 Análisis de sensibilidad

Además de los resultados horarios, diarios, mensuales y anuales de la simulación, se han realizado dos análisis de sensibilidad correspondientes al estudio de las dimensiones del depósito de acumulación y del captador solar, con el objetivo de ver su influencia sobre la fracción solar anual del sistema.

Las figuras 38 se ha realizado para diferentes valores del volumen del acumulador manteniendo constante una superficie de captación de 2,4 m²; mientras que la figura 39 se ha realizado para diferentes valores de la superficie de captación del captador solar manteniendo constante un volumen del acumulador igual a 240 L.

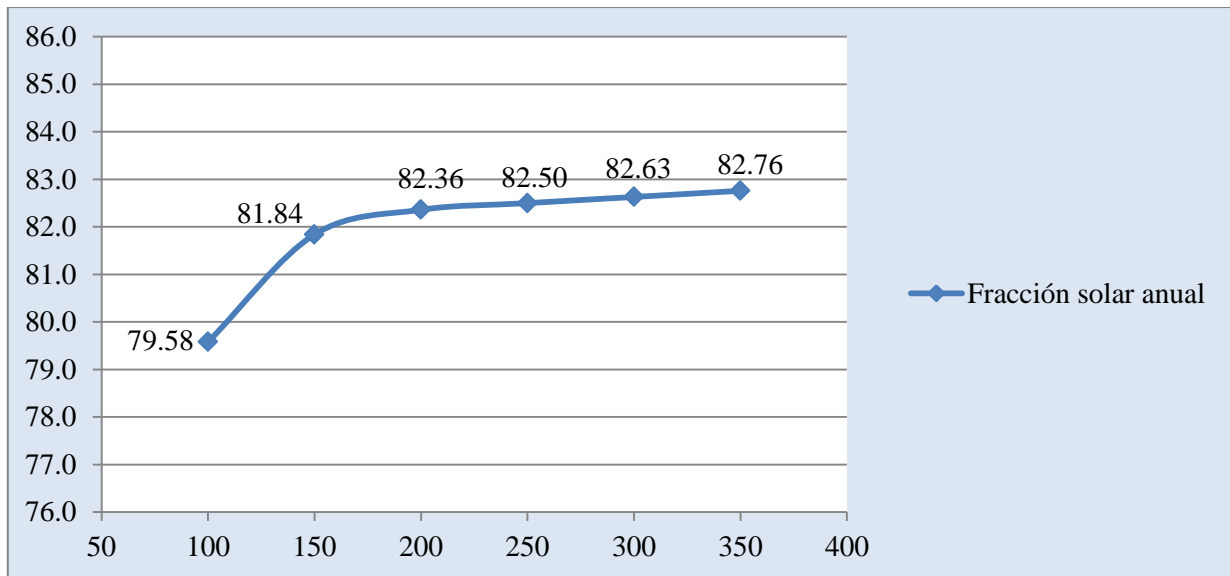


Figura 38. Fracción solar anual de la instalación frente al volumen del depósito en litros.

Volumen depósito L	Fracción solar %
100	79.58
150	81.84
200	82.36
250	82.50
300	82.63
350	82.76

Tabla 22. Fracción solar anual de la instalación frente al volumen del depósito.

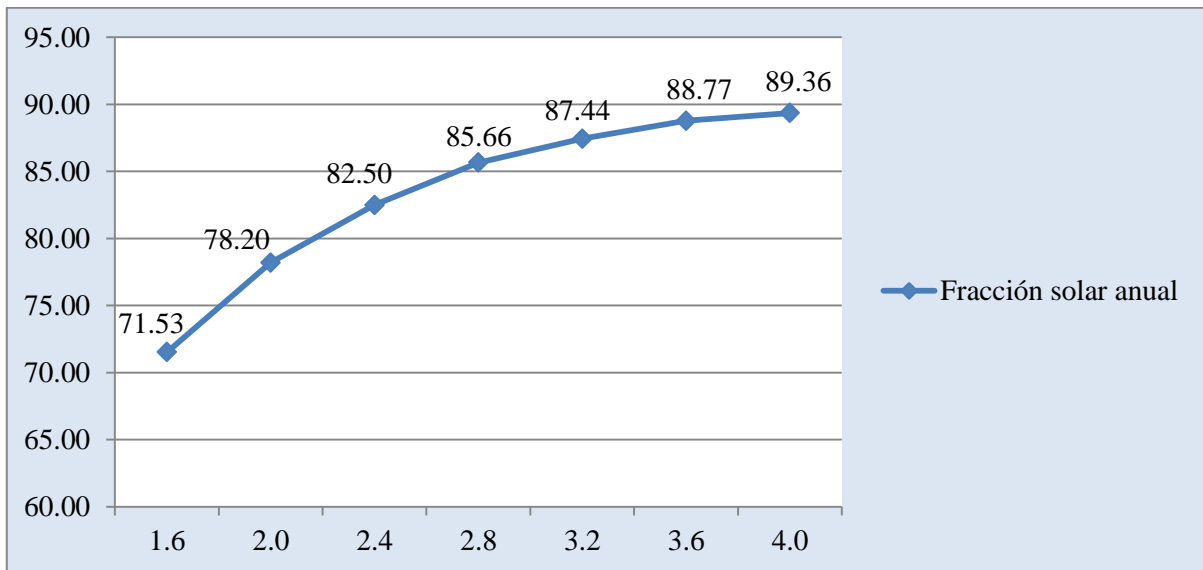


Figura 39. Fracción solar anual de la instalación frente a la superficie del captador solar en m².

Superficie captador m ²	Fracción solar %
1.6	71.53
2.0	78.20
2.4	82.50
2.8	85.66
3.2	87.44
3.6	88.77
4.0	89.36

Tabla 23. Fracción solar anual de la instalación frente a la superficie del captador solar.

De las figuras 38 y 39 se deduce que tanto un aumento de las dimensiones del depósito de acumulación como un aumento de la superficie de captación del captador solar resultan en un aumento de la fracción solar anual de la instalación.

El incremento de la fracción solar anual de la instalación es cada vez menos pronunciada conforme las dimensiones del acumulador o del captador solar aumentan.

3.5 Conclusiones

En general España se encuentra en una situación muy favorable para el desarrollo de las tecnologías de energía solar, ya que dispone de numerosas horas de sol al día durante todo el año. En particular Sevilla se encuentra entre las ciudades españolas con mayores niveles de radiación solar al año, lo que la sitúa en una posición muy favorable para la puesta en marcha de este tipo de instalaciones.

La instalación solar de termosifón bajo estudio destinada para una vivienda de 4 personas situada en Sevilla, con un consumo de 40 L/(persona·día), un captador solar de 2,4 m², un depósito de 240 L de capacidad y libre de sombras ha resultado obtener una fracción solar anual del 82,5 %. De un valor tan alto de este parámetro se deduce que la instalación opera con un alto grado de fiabilidad a lo largo del año.

Las dimensiones de los componentes de la instalación, tanto del captador solar como del depósito, han sido diseñadas conforme al Código Técnico de la Edificación (CTE) sección HE 4. Se han optimizado además según este documento la orientación, tomándose la orientación sur; y la inclinación del captador solar, tomándose igual a la latitud geográfica debido a la consideración de un perfil de demanda anual constante.

Tras la simulación de la instalación se ha podido comprobar que satisface la condición que impone el CTE respecto a que la fracción solar anual resultante deba ser superior al 70 % para la zona climática de Sevilla, denominada “zona climática V” en dicho documento.

Al mismo tiempo se concluye que la fracción solar anual de la instalación se puede mejorar aumentando las dimensiones del depósito de acumulación de agua y/o aumentando la superficie de captación del captador solar. Esta mejora es cada vez menos pronunciada conforme se varían estos dos parámetros de la forma anteriormente descrita.

Referencias

- [1] Khaled Zelzouli, Amenallah Guizani and Chakib Kerkeni. *Numerical and experimental investigation of thermosiphon solar water heater*. Energy Conversion and Management, Volume 78, February 2014, Pages 913-922.
- [2] A. Carrillo Andrés and J.M. Cejudo López. *TRNSYS model of a thermosiphon solar domestic water heater with a horizontal store mantle heat exchanger*. Solar Energy, Volume 72, Issue 2, February 2002, Pages 89-98.
- [3] Runsheng Tang, Yanbin Cheng, Maogang Wu, Zhimin Li and Yamei Yu. *Experimental and modeling studies on thermosiphon domestic solar water heaters with flat-plate collectors at clear nights*. Energy Conversion and Management, Volume 51, Issue 12, December 2010, Pages 2548-2556.
- [4] S.A. Klein. *Calculation of the monthly-average transmittance-absorptance product*. Solar Energy, Volume 23, Issue 6, 1979, Pages 547-551.
- [5] N.H. Helwa, A.M. Mobarak, M.S. El-Sallak, H.H. El-Ghetany. *Effect of hot water consumption on temperature distribution in a horizontal solar water storage tank*. Applied Energy, Volume 52, Issue 2-3, 1995, Pages 185-197.
- [6] Afif Hasan. *Thermosiphon solar water heaters: effect of storage tank volumen and configuration on efficiency*. Energy Conversion and Management, Volume 38, Issue 9, June 1997, Pages 847-854.
- [7] P.M.E. Koffi, H.Y. Andoh, P. Gbaha, S. Touré, G. Ado. *Theoretical and experimental study of solar water heater with internal exchanger using thermosiphon system*. Energy Conversion and Management, Volume 49, Issue 8, August 2008, Pages 2279-2290.
- [8] Paul Magloire E. Koffi, Blaise K. Koua, Prosper Gbaha, Siaka Touré. *Thermal performance of a solar water heater with internal exchanger using thermosiphon system in Côte d'Ivoire*. Energy, Volume 64, 1 January 2014, Pages 187-199.
- [9] Klein S.A., Duffie J.A. and Beckman W.A. et al. (1997). *TRNSYS, a Transient System Simulation Program. User's Manual (version 16)*. Solar Energy Laboratory, University of Wisconsin-Madison.

- [10] Soteris A. Kalogirou. *Chapter 5. Solar Water Heating Systems*. Solar Energy Engineering (Second Edition), 2014, Pages 257-321.
- [11] UNE-EN 12976-1:2006. *Sistemas solares térmicos y sus componentes. Sistemas prefabricados. Parte 1: Requisitos generales*.
- [12] UNE-EN 12976-2:2006. *Sistemas solares térmicos y sus componentes. Sistemas prefabricados. Parte 2: Métodos de ensayo*.
- [13] UNE-ISO 9459-2:2008. *Calentamiento solar. Sistemas de calentamiento de agua sanitaria. Parte 2: Métodos de ensayo exteriores para la caracterización y predicción del rendimiento anual de los sistemas solares*.
- [14] *Atlas de Radiación Solar en España utilizando datos del SAF de Clima de EUMETSAT*. Agencia Estatal de Meteorología (AEMET). Ministerio de Agricultura, Alimentación y Medio Ambiente. Gobierno de España. [1983-2005].
- [15] UNE 94002:2005. *Instalaciones solares térmicas para producción de agua caliente sanitaria. Cálculo de la demanda de energía térmica*.
- [16] UNE-EN ISO 9488:2001. *Energía solar. Vocabulario*.
- [17] <http://www.solarweb.net/>
- [18] Soteris A. Kalogirou. *Chapter 3. Solar Energy Collectors*. Solar Energy Engineering (Second Edition), 2014, Pages 125-220.
- [19] Soteris A. Kalogirou. *Chapter 11. Designing and Modeling Solar Energy Systems*. Solar Energy Engineering (Second Edition), 2014, Pages 583-699.
- [20] Soteris A. Kalogirou. *Flat plate collector construction and system configuration to optimize the thermosiphonic effect*. Renewable Energy, Volume 67, July 2014, Pages 202-206.
- [21] <http://www.trnsys.com/>

ANEXOS

ANEXO A. Características del captador y acumulador

A.1) PARAMETERS

Parameter	Input	Output	Derivative	Special Cards	External Files	Comment
1	Collector area	2.4	m ²	More...		
2	Intercept efficiency	0.7	-	More...		
3	Efficiency slope	15	kJ/hr.m ² .K	More...		
4	Tested flow rate	50	kg/hr.m ²	More...		
5	Incidence angle modifier constant	0.2	-	More...		
6	Collector slope	37	degrees	More...		
7	Internal pressure drop calculation	-1	-	More...		
8	Number of parallel collector risers	5	-	More...		
9	Riser diameter	0.2	m	More...		

(SDHW1) TYPE45a

Parameter | Input | Output | Derivative | Special Cards | External Files | Comment

10	Header diameter	0.2	m	More...
11	Header length	1.0	m	More...
12	Number of collector nodes	5	-	More...
13	Collector inlet to outlet distance	0.75	m	More...
14	Collector inlet to tank outlet distance	0.25	m	More...
15	Collector inlet diameter	0.2	m	More...
16	Length of collector inlet	1.0	m	More...
17	Number of inlet bends	4.0	-	More...
18	Inlet pipe loss coefficient	1.0	$\text{kJ/hr.m}^2\text{.K}$	More...

(SDHW1) TYPE45a

Parameter | Input | Output | Derivative | Special Cards | External Files | Comment

19	Collector outlet diameter	0.2	m	More...
20	Length of collector outlet	1.0	m	More...
21	Number of outlet bends	4.0	-	More...
22	Outlet pipe loss coefficient	1.0	$\text{kJ/hr.m}^2\text{.K}$	More...
23	Inlet position mode	1	-	More...
24	Tank volume	0.24	m^3	More...
25	Tank height	1.2	m	More...
26	Height of collector return	1.0	m	More...
27	Fluid specific heat	4180	J/kg.K	More...

(SDHW1) TYPE45a

Parameter | Input | Output | Derivative | Special Cards | External Files | Comment

28	Fluid density	1000.0	kg/m ³	More...
29	Thermal conductivity	1.5	kJ/hr.m.K	More...
30	Tank configuration	1	-	More...
31	Overall Loss Coefficient	5.0	kJ/hr.K	More...
32	Insulation ratio	1.0	-	More...
33	Initial temperature	11	C	More...
34	Maximum heating rate	0	kJ/hr	More...
35	Auxiliary height	0.5	m	More...
36	Thermostat height	0.75	m	More...

(SDHW1) TYPE45a

Parameter | Input | Output | Derivative | Special Cards | External Files | Comment

32	Insulation ratio	1.0	-	More...
33	Initial temperature	11	C	More...
34	Maximum heating rate	0	kJ/hr	More...
35	Auxiliary height	0.5	m	More...
36	Thermostat height	0.75	m	More...
37	Set point temperature	11	C	More...
38	Temperature deadband	5.0	deltaC	More...
39	Flue loss coefficient	0	kJ/hr.K	More...

A.2) INPUTS

(SDHW1) TYPE45a

Parameter | Input | Output | Derivative | Special Cards | External Files | Comment

1	Total incident radiation	700	W/m ²	More...
2	Total horizontal radiation	1000	W/m ²	More...
3	Horizontal diffuse radiation	300	W/m ²	More...
4	Incidence angle	0	degrees	More...
5	Ground reflectance	0.2	-	More...
6	Ambient temperature	10.0	C	More...
7	Replacement temperature	11	C	More...
8	Load flowrate	100.0	kg/hr	More...
9	Environment temperature	22.0	C	More...

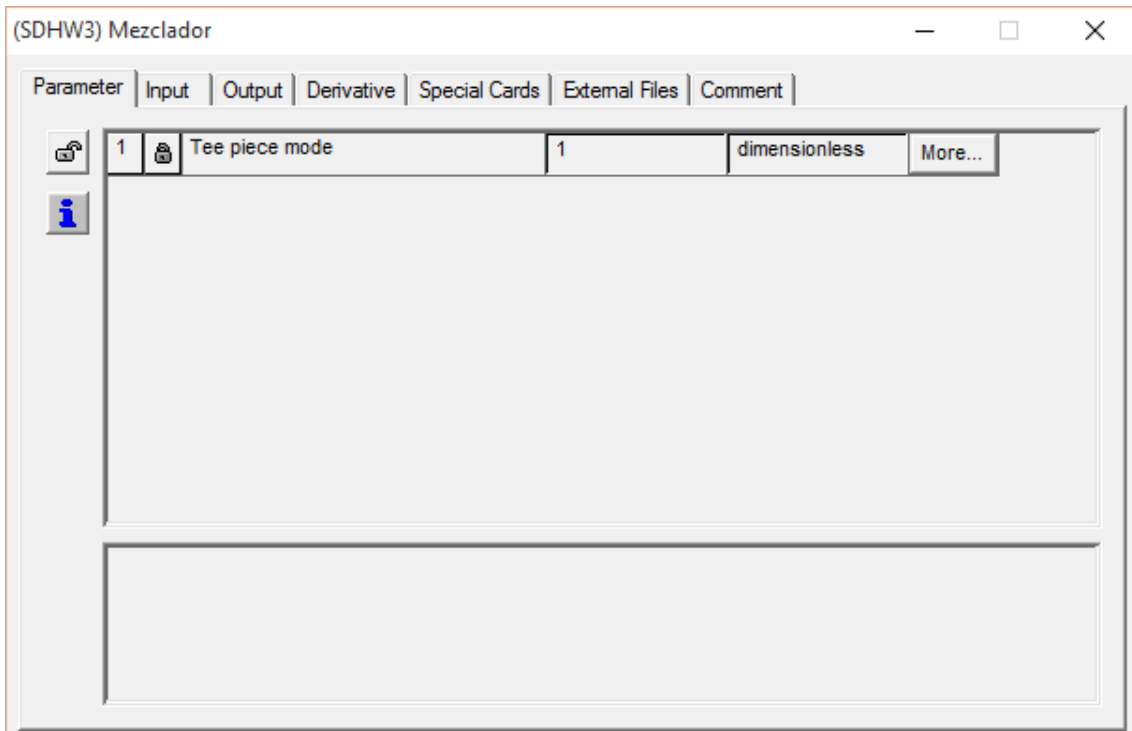
(SDHW1) TYPE45a

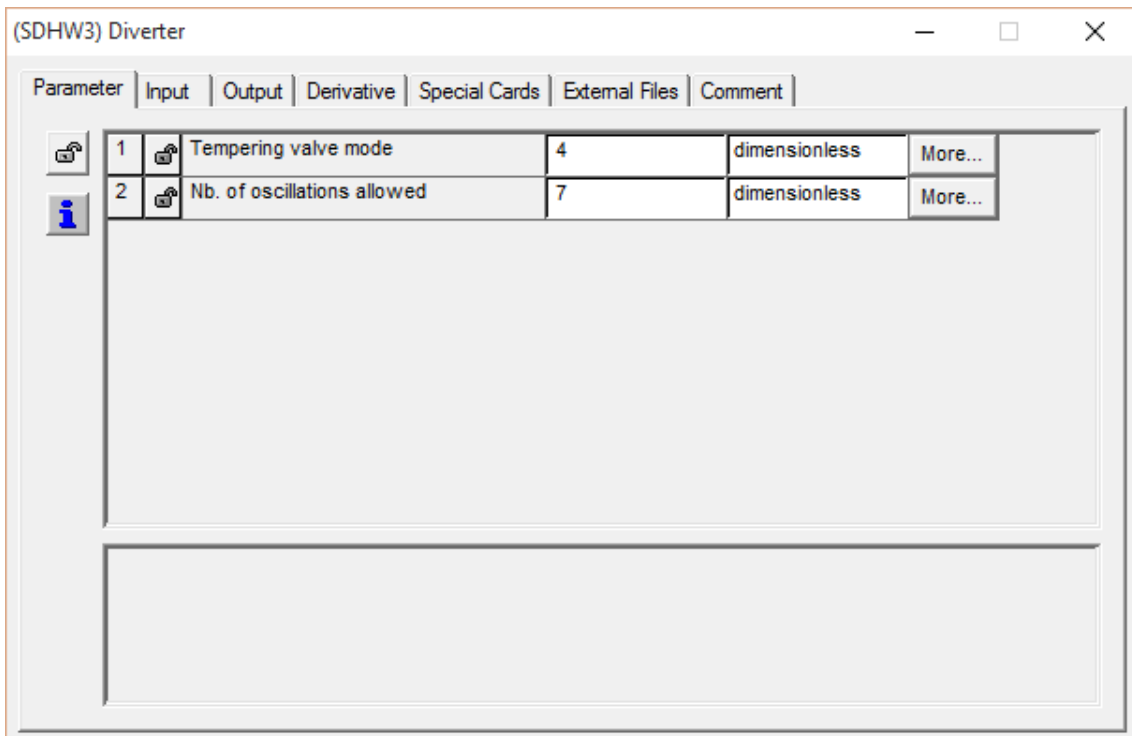
Parameter | Input | Output | Derivative | Special Cards | External Files | Comment

3	Horizontal diffuse radiation	300	W/m ²	More...
4	Incidence angle	0	degrees	More...
5	Ground reflectance	0.2	-	More...
6	Ambient temperature	10.0	C	More...
7	Replacement temperature	11	C	More...
8	Load flowrate	100.0	kg/hr	More...
9	Environment temperature	22.0	C	More...
10	Control signal	0	-	More...

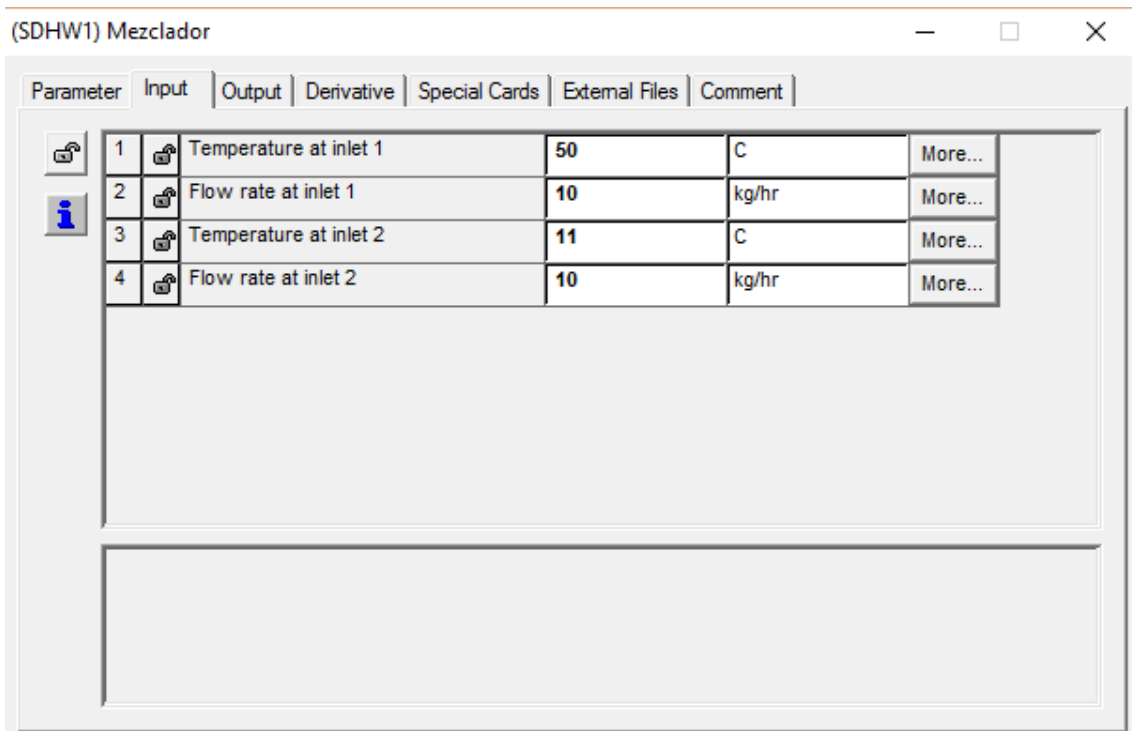
ANEXO B. Características del mezclador y divisor

B.1) PARAMETERS





B.2) INPUTS



(SDHW1) Divisor

Parameter | Input | Output | Derivative | Special Cards | External Files | Comment

1	Inlet temperature	11	C	More...
2	Inlet flow rate	20	kg/hr	More...
3	Heat source temperature	45	C	More...
4	Set point temperature	45	C	More...

Information icon (i)

ANEXO C. Características del perfil de demanda de ACS

C.1) PARAMETERS

(SDHW1) Perfil de ACS

Parameter | Input | Output | Derivative | Special Cards | External Files | Comment

1	Initial value of time	0	hr	More...
2	Initial value of function	3	kg/hr	More...
3	Time at point-1	1	hr	More...
4	Water draw at point -1	3	kg/hr	More...
5	Time at point-2	1	hr	More...
6	Water draw at point -2	2	kg/hr	More...
7	Time at point-3	2	hr	More...
8	Water draw at point -3	2	kg/hr	More...
9	Time at point-4	2	hr	More...

1 Besides the initial point, how many points make up the forcing function? 45

(SDHW1) Perfil de ACS

Parameter | Input | Output | Derivative | Special Cards | External Files | Comment

10	Water draw at point -4	0	kg/hr	More...
11	Time at point-5	4	hr	More...
12	Water draw at point -5	0	kg/hr	More...
13	Time at point-6	4	hr	More...
14	Water draw at point -6	1	kg/hr	More...
15	Time at point-7	5	hr	More...
16	Water draw at point -7	1	kg/hr	More...
17	Time at point-8	5	hr	More...
18	Water draw at point -8	2	kg/hr	More...

1 Besides the initial point, how many points make up the forcing function? 45

(SDHW1) Perfil de ACS

Parameter | Input | Output | Derivative | Special Cards | External Files | Comment

19	Time at point-9	6	hr	More...
20	Water draw at point -9	2	kg/hr	More...
21	Time at point-10	6	hr	More...
22	Water draw at point -10	5	kg/hr	More...
23	Time at point-11	7	hr	More...
24	Water draw at point -11	5	kg/hr	More...
25	Time at point-12	7	hr	More...
26	Water draw at point -12	8	kg/hr	More...
27	Time at point-13	8	hr	More...

1 Besides the initial point, how many points make up the forcing function? 45

(SDHW1) Perfil de ACS

Parameter | Input | Output | Derivative | Special Cards | External Files | Comment

28	Water draw at point -13	8	kg/hr	More...
29	Time at point-14	8	hr	More...
30	Water draw at point -14	10	kg/hr	More...
31	Time at point-15	9	hr	More...
32	Water draw at point -15	10	kg/hr	More...
33	Time at point-16	9	hr	More...
34	Water draw at point -16	12	kg/hr	More...
35	Time at point-17	10	hr	More...
36	Water draw at point -17	12	kg/hr	More...

1 Besides the initial point, how many points make up the forcing function? 45

(SDHW1) Perfil de ACS

Parameter | Input | Output | Derivative | Special Cards | External Files | Comment

37	Time at point-18	10	hr	More...
38	Water draw at point -18	11	kg/hr	More...
39	Time at point-19	11	hr	More...
40	Water draw at point -19	11	kg/hr	More...
41	Time at point-20	11	hr	More...
42	Water draw at point -20	8	kg/hr	More...
43	Time at point-21	12	hr	More...
44	Water draw at point -21	8	kg/hr	More...
45	Time at point-22	12	hr	More...

1 Besides the initial point, how many points make up the forcing function? 45

(SDHW1) Perfil de ACS

Parameter | Input | Output | Derivative | Special Cards | External Files | Comment

46	Water draw at point -22	6	kg/hr	More...
47	Time at point-23	13	hr	More...
48	Water draw at point -23	6	kg/hr	More...
49	Time at point-24	13	hr	More...
50	Water draw at point -24	7	kg/hr	More...
51	Time at point-25	14	hr	More...
52	Water draw at point -25	7	kg/hr	More...
53	Time at point-26	14	hr	More...
54	Water draw at point -26	8	kg/hr	More...

1 Besides the initial point, how many points make up the forcing function? 45

(SDHW1) Perfil de ACS

Parameter | Input | Output | Derivative | Special Cards | External Files | Comment

55	Time at point-27	15	hr	More...
56	Water draw at point -27	8	kg/hr	More...
57	Time at point-28	15	hr	More...
58	Water draw at point -28	6	kg/hr	More...
59	Time at point-29	16	hr	More...
60	Water draw at point -29	6	kg/hr	More...
61	Time at point-30	16	hr	More...
62	Water draw at point -30	5	kg/hr	More...
63	Time at point-31	17	hr	More...

1 Besides the initial point, how many points make up the forcing function? 45

(SDHW1) Perfil de ACS

Parameter | Input | Output | Derivative | Special Cards | External Files | Comment

64	Water draw at point -31	5	kg/hr	More...
65	Time at point-32	17	hr	More...
66	Water draw at point -32	6	kg/hr	More...
67	Time at point-33	18	hr	More...
68	Water draw at point -33	6	kg/hr	More...
69	Time at point-34	18	hr	More...
70	Water draw at point -34	8	kg/hr	More...
71	Time at point-35	19	hr	More...
72	Water draw at point -35	8	kg/hr	More...

1 Besides the initial point, how many points make up the forcing function? 45

(SDHW1) Perfil de ACS

Parameter | Input | Output | Derivative | Special Cards | External Files | Comment

73	Time at point-36	19	hr	More...
74	Water draw at point -36	11	kg/hr	More...
75	Time at point-37	20	hr	More...
76	Water draw at point -37	11	kg/hr	More...
77	Time at point-38	20	hr	More...
78	Water draw at point -38	14	kg/hr	More...
79	Time at point-39	21	hr	More...
80	Water draw at point -39	14	kg/hr	More...
81	Time at point-40	21	hr	More...

1 Besides the initial point, how many points make up the forcing function? 45

(SDHW1) Perfil de ACS

Parameter | Input | Output | Derivative | Special Cards | External Files | Comment

82	Water draw at point -40	13	kg/hr	More...
83	Time at point-41	22	hr	More...
84	Water draw at point -41	13	kg/hr	More...
85	Time at point-42	22	hr	More...
86	Water draw at point -42	9	kg/hr	More...
87	Time at point-43	23	hr	More...
88	Water draw at point -43	9	kg/hr	More...
89	Time at point-44	23	hr	More...
90	Water draw at point -44	5	kg/hr	More...

1 Besides the initial point, how many points make up the forcing function? 45

(SDHW1) Perfil de ACS

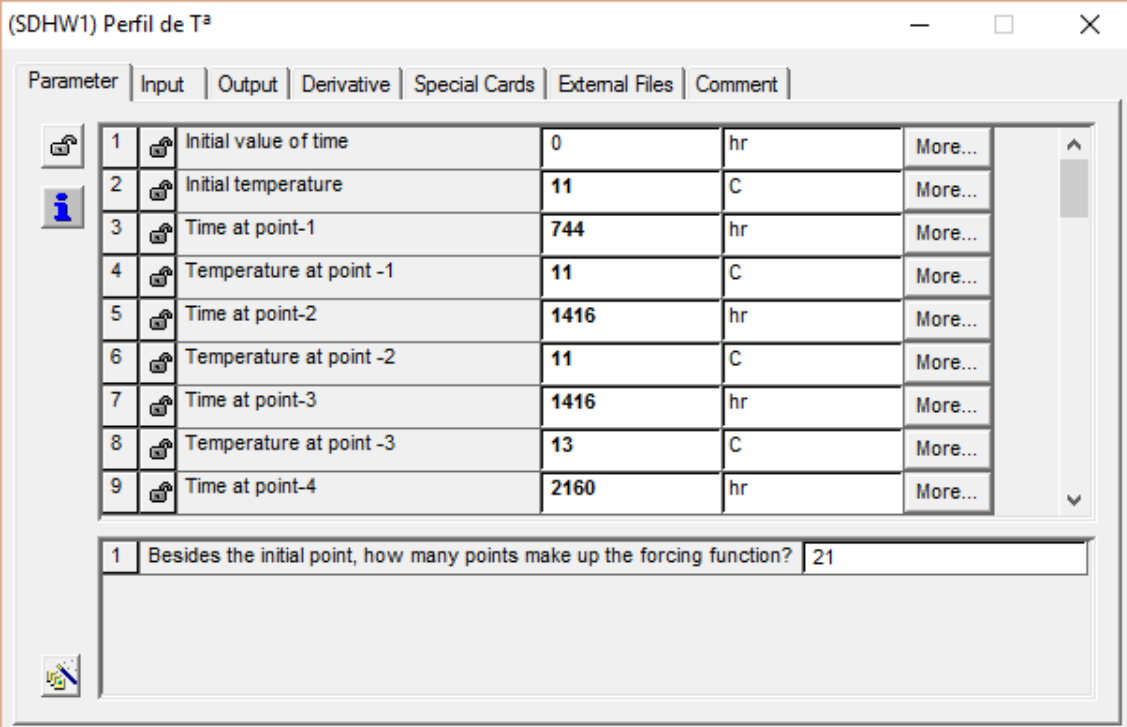
Parameter | Input | Output | Derivative | Special Cards | External Files | Comment

85	Time at point-42	22	hr	More...
86	Water draw at point -42	9	kg/hr	More...
87	Time at point-43	23	hr	More...
88	Water draw at point -43	9	kg/hr	More...
89	Time at point-44	23	hr	More...
90	Water draw at point -44	5	kg/hr	More...
91	Time at point-45	24	hr	More...
92	Water draw at point -45	5	kg/hr	More...

1 Besides the initial point, how many points make up the forcing function? 45

ANEXO D. Características del perfil de temperatura de agua fría de red

D.1) PARAMETERS



(SDHW1) Perfil de T³

Parameter	Input	Output	Derivative	Special Cards	External Files	Comment
1	Initial value of time	0	hr	More...		
2	Initial temperature	11	C	More...		
3	Time at point-1	744	hr	More...		
4	Temperature at point -1	11	C	More...		
5	Time at point-2	1416	hr	More...		
6	Temperature at point -2	11	C	More...		
7	Time at point-3	1416	hr	More...		
8	Temperature at point -3	13	C	More...		
9	Time at point-4	2160	hr	More...		

1 Besides the initial point, how many points make up the forcing function? 21

(SDHW1) Perfil de T^a

Parameter | Input | Output | Derivative | Special Cards | External Files | Comment

10	Temperature at point -4	13	C	More...
11	Time at point-5	2160	hr	More...
12	Temperature at point -5	14	C	More...
13	Time at point-6	2880	hr	More...
14	Temperature at point -6	14	C	More...
15	Time at point-7	2880	hr	More...
16	Temperature at point -7	16	C	More...
17	Time at point-8	3624	hr	More...
18	Temperature at point -8	16	C	More...

1 Besides the initial point, how many points make up the forcing function? 21

(SDHW1) Perfil de T^a

Parameter | Input | Output | Derivative | Special Cards | External Files | Comment

19	Time at point-9	3624	hr	More...
20	Temperature at point -9	19	C	More...
21	Time at point-10	4344	hr	More...
22	Temperature at point -10	19	C	More...
23	Time at point-11	4344	hr	More...
24	Temperature at point -11	21	C	More...
25	Time at point-12	5088	hr	More...
26	Temperature at point -12	21	C	More...
27	Time at point-13	5832	hr	More...

1 Besides the initial point, how many points make up the forcing function? 21

(SDHW1) Profil de T^a

Parameter | Input | Output | Derivative | Special Cards | External Files | Comment

28	Temperature at point -13	21	C	More...
29	Time at point-14	5832	hr	More...
30	Temperature at point -14	20	C	More...
31	Time at point-15	6552	hr	More...
32	Temperature at point -15	20	C	More...
33	Time at point-16	6552	hr	More...
34	Temperature at point -16	16	C	More...
35	Time at point-17	7296	hr	More...
36	Temperature at point -17	16	C	More...

1 Besides the initial point, how many points make up the forcing function? 21

(SDHW1) Profil de T^a

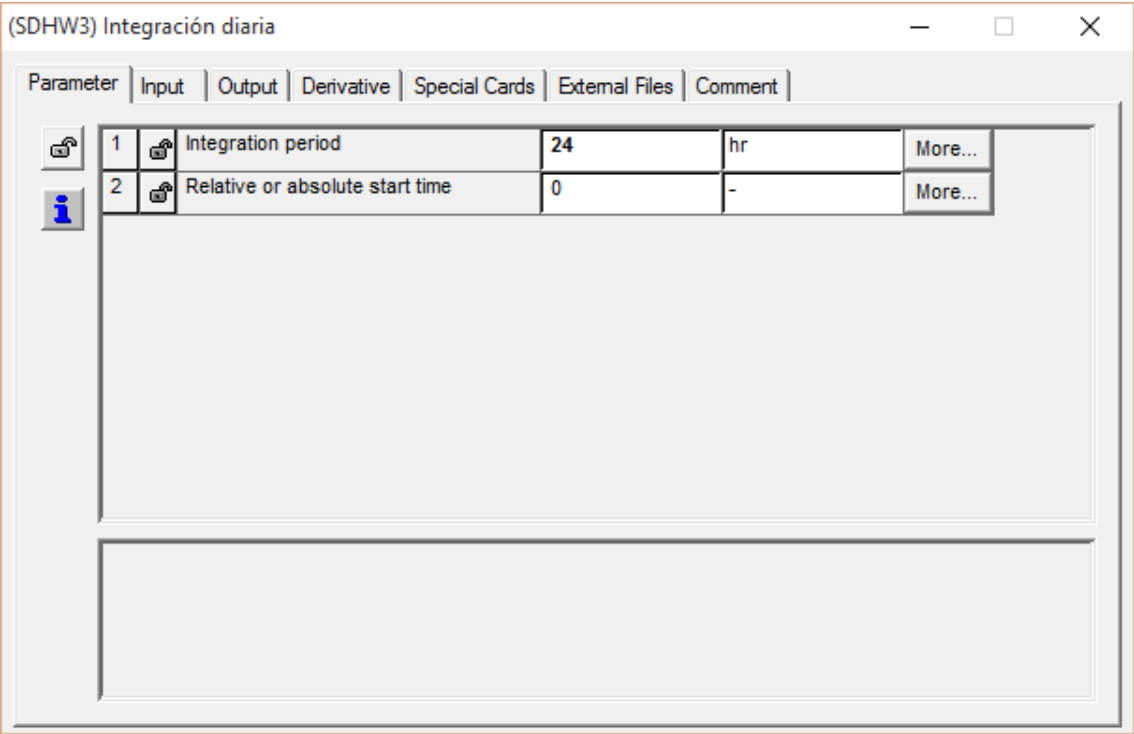
Parameter | Input | Output | Derivative | Special Cards | External Files | Comment

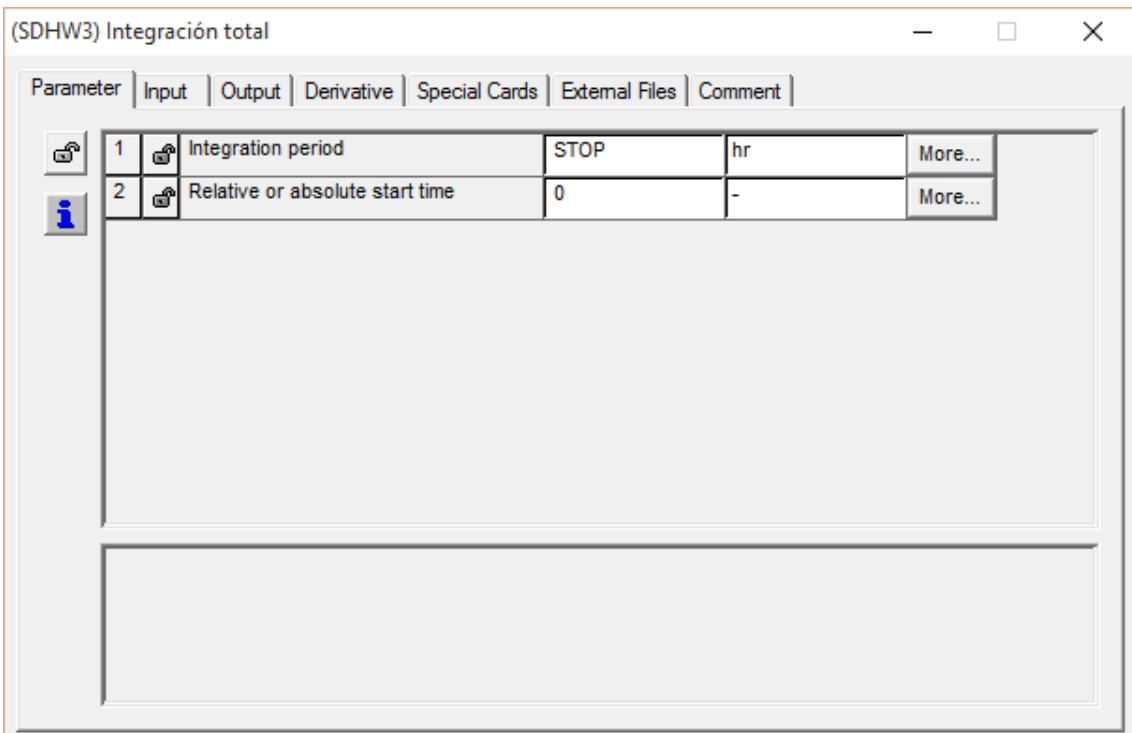
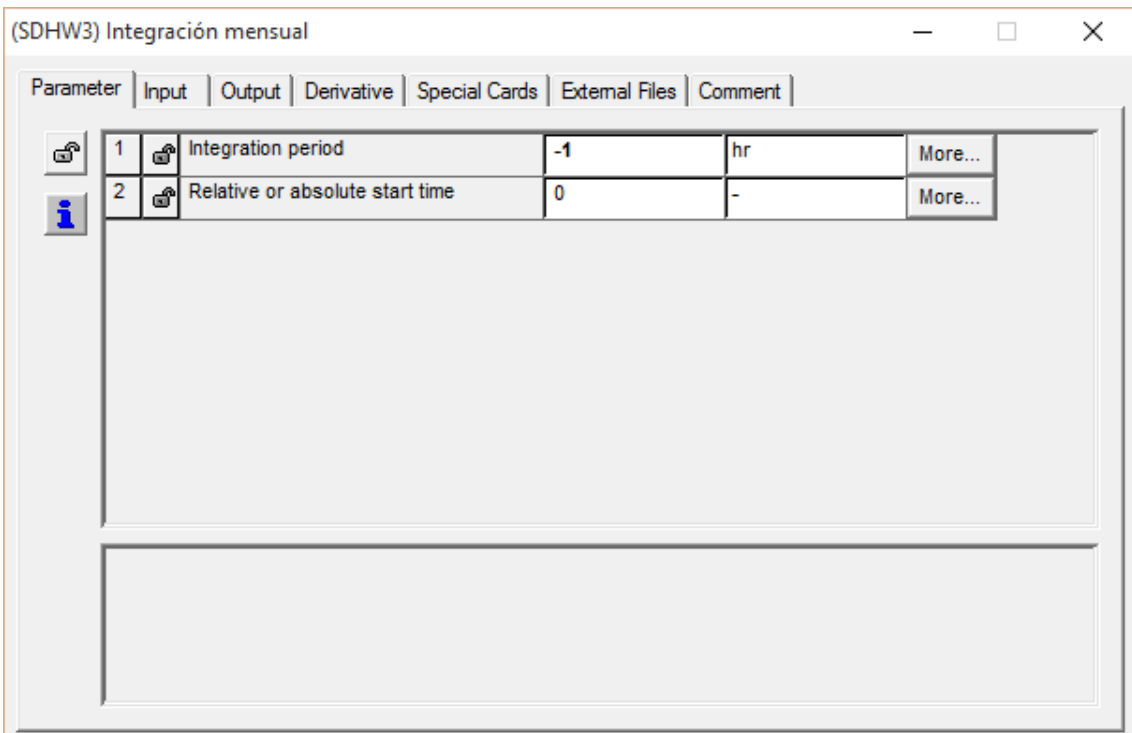
37	Time at point-18	7296	hr	More...
38	Temperature at point -18	13	C	More...
39	Time at point-19	8016	hr	More...
40	Temperature at point -19	13	C	More...
41	Time at point-20	8016	hr	More...
42	Temperature at point -20	11	C	More...
43	Time at point-21	8760	hr	More...
44	Temperature at point -21	11	C	More...

1 Besides the initial point, how many points make up the forcing function? 21

ANEXO E. Características de los integradores y calculadoras

E.1) PARAMETERS





E.2) INPUTS

(SDHW1) Integración diaria

Parameter | Input | Output | Derivative | Special Cards | External Files | Comment

1	Input to be integrated-1	0.0	any	More...
2	Input to be integrated-2	0.0	any	More...
3	Input to be integrated-3	0.0	any	More...

1 How many inputs should be integrated? 3

(SDHW1) Integración mensual

Parameter | Input | Output | Derivative | Special Cards | External Files | Comment

1	Input to be integrated-1	0.0	any	More...
2	Input to be integrated-2	0.0	any	More...
3	Input to be integrated-3	0.0	any	More...
4	Input to be integrated-4	0.0	any	More...
5	Input to be integrated-5	0.0	any	More...
6	Input to be integrated-6	0.0	any	More...
7	Input to be integrated-7	0.0	any	More...
8	Input to be integrated-8	0.0	any	More...
9	Input to be integrated-9	0.0	any	More...

1 How many inputs should be integrated? 10

(SDHW1) Integración anual

Parameter | Input | Output | Derivative | Special Cards | External Files | Comment

1	Input to be integrated-1	0.0	any	More...
2	Input to be integrated-2	0.0	any	More...
3	Input to be integrated-3	0.0	any	More...

1 How many inputs should be integrated? 3

ANEXO F. Características del fichero de datos meteorológicos

F.1) PARAMETERS

Parameter	Input	Output	Derivative	Special Cards	External Files	Comment
1		Data Reader Mode	2	-	-	More...
2		Logical unit	46	-	-	More...
3		Sky model for diffuse radiation	4	-	-	More...
4		Tracking mode	1	-	-	More...

F.2) INPUTS

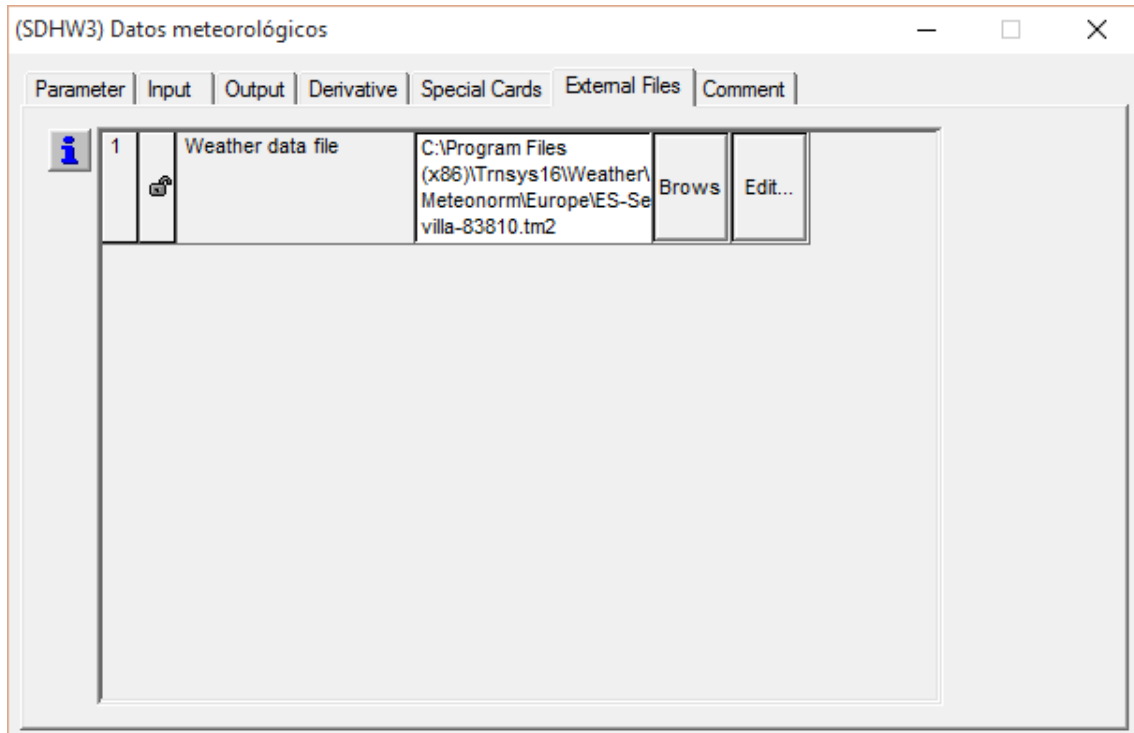
(SDHW1) Datos meteorológicos

Parameter | Input | Output | Derivative | Special Cards | External Files | Comment

1	Ground reflectance	0.2	-	More...
2	Slope of surface	37	degrees	More...
3	Azimuth of surface	0	degrees	More...

1	How many surfaces are to be evaluated by This Type 109?	1
---	---	---

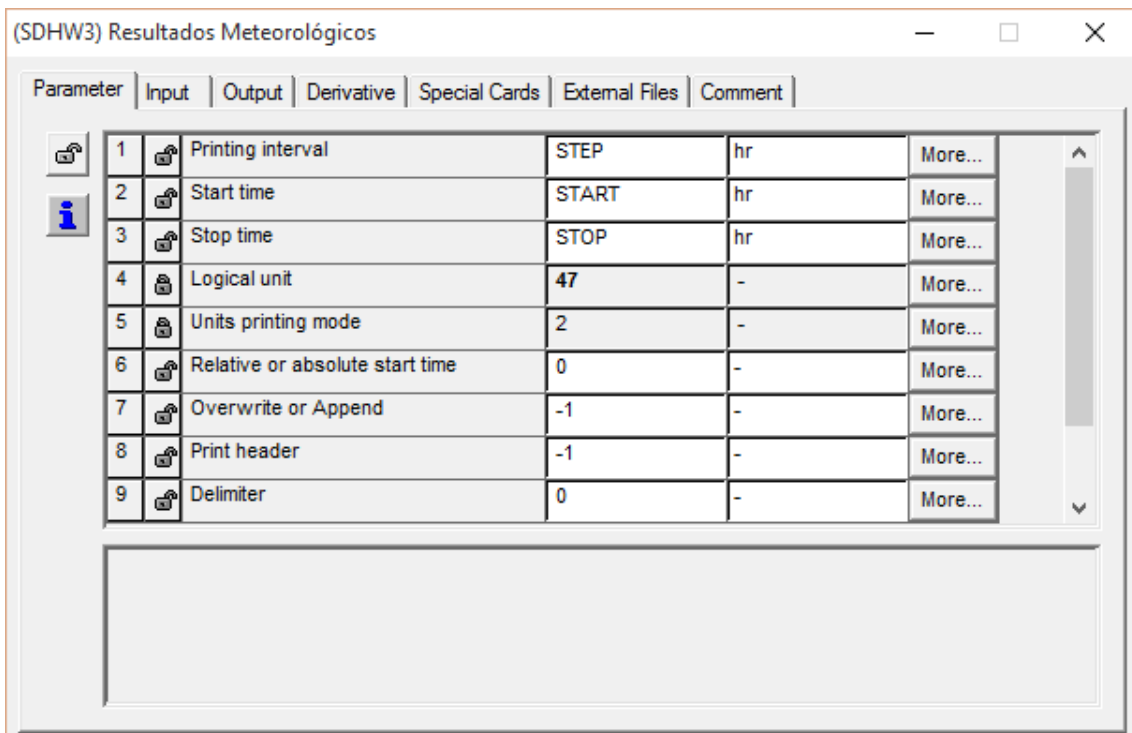
F.3) EXTERNAL FILES



ANEXO G. Características de las impresoras

G.1) PARAMETERS

NOTA: El valor “Print labels” en todos componentes “Impresora” es igual a 1.



The screenshot shows a software window titled '(SDHW3) Resultados Meteorológicos'. It contains a table with 9 rows of printer parameters. Each row has a 'Parameter' column, an 'Input' column, an 'Output' column, and a 'Comment' column. The 'Input' column contains values like 'STEP', 'START', 'STOP', '47', '2', '0', '-1', and '0'. The 'Output' column contains values like 'hr', '-', and '-'. The 'Comment' column contains 'More...' for all rows. There are also icons for help and information on the left side of the table.

Parameter	Input	Output	Comment	
1	Printing interval	STEP	hr	More...
2	Start time	START	hr	More...
3	Stop time	STOP	hr	More...
4	Logical unit	47	-	More...
5	Units printing mode	2	-	More...
6	Relative or absolute start time	0	-	More...
7	Overwrite or Append	-1	-	More...
8	Print header	-1	-	More...
9	Delimiter	0	-	More...

(SDHW3) Resultados Termosifón

Parameter | Input | Output | Derivative | Special Cards | External Files | Comment

1	Printing interval	STEP	hr	More...
2	Start time	START	hr	More...
3	Stop time	STOP	hr	More...
4	Logical unit	53	-	More...
5	Units printing mode	2	-	More...
6	Relative or absolute start time	0	-	More...
7	Overwrite or Append	-1	-	More...
8	Print header	-1	-	More...
9	Delimiter	0	-	More...

(SDHW3) Resultados Diverter y Mezclador

Parameter | Input | Output | Derivative | Special Cards | External Files | Comment

1	Printing interval	STEP	hr	More...
2	Start time	START	hr	More...
3	Stop time	STOP	hr	More...
4	Logical unit	50	-	More...
5	Units printing mode	2	-	More...
6	Relative or absolute start time	0	-	More...
7	Overwrite or Append	-1	-	More...
8	Print header	-1	-	More...
9	Delimiter	0	-	More...

(SDHW1) Resultados horarios

Parameter | Input | Output | Derivative | Special Cards | External Files | Comment

1	Printing interval	STEP	hr	More...
2	Start time	START	hr	More...
3	Stop time	STOP	hr	More...
4	Logical unit	63	-	More...
5	Units printing mode	2	-	More...
6	Relative or absolute start time	0	-	More...
7	Overwrite or Append	-1	-	More...
8	Print header	-1	-	More...
9	Delimiter	0	-	More...

(SDHW3) Resultados Diarios

Parameter | Input | Output | Derivative | Special Cards | External Files | Comment

1	Printing interval	24	hr	More...
2	Start time	START	hr	More...
3	Stop time	STOP	hr	More...
4	Logical unit	51	-	More...
5	Units printing mode	0	-	More...
6	Relative or absolute start time	0	-	More...
7	Overwrite or Append	-1	-	More...
8	Print header	-1	-	More...
9	Delimiter	0	-	More...

(SDHW3) Resultados Mensuales

Parameter | Input | Output | Derivative | Special Cards | External Files | Comment

1	Printing interval	-1	hr	More...
2	Start time	START	hr	More...
3	Stop time	STOP	hr	More...
4	Logical unit	54	-	More...
5	Units printing mode	0	-	More...
6	Relative or absolute start time	0	-	More...
7	Overwrite or Append	-1	-	More...
8	Print header	-1	-	More...
9	Delimiter	0	-	More...

(SDHW3) Resultados Anuales

Parameter | Input | Output | Derivative | Special Cards | External Files | Comment

1	Printing interval	STOP	string	More...
2	Start time	STOP	string	More...
3	Stop time	STOP	hr	More...
4	Logical unit	52	-	More...
5	Units printing mode	0	-	More...
6	Relative or absolute start time	0	-	More...
7	Overwrite or Append	-1	-	More...
8	Print header	-1	-	More...
9	Delimiter	0	-	More...

G.2) INPUTS

(SDHW3) Resultados Meteorológicos

Parameter | Input | Output | Derivative | Special Cards | External Files | Comment

1	Input to be printed-1	T_amb	any	More...
2	Input to be printed-2	HR	any	More...
3	Input to be printed-3	v_viento	any	More...
4	Input to be printed-4	DIRECviento	any	More...
5	Input to be printed-5	zenith	any	More...
6	Input to be printed-6	azimuth	any	More...
7	Input to be printed-7	RGSH	any	More...
8	Input to be printed-8	RBSH	any	More...
9	Input to be printed-9	RDskySH	any	More...

1 How many variables are to be printed by this component? 15

(SDHW3) Resultados Meteorológicos

Parameter | Input | Output | Derivative | Special Cards | External Files | Comment

8	Input to be printed-8	RBSH	any	More...
9	Input to be printed-9	RDskySH	any	More...
10	Input to be printed-10	RDgroundSH	any	More...
11	Input to be printed-11	RGSI	any	More...
12	Input to be printed-12	RBSI	any	More...
13	Input to be printed-13	RDskySI	any	More...
14	Input to be printed-14	RDgroundSI	any	More...
15	Input to be printed-15	angle_of_incidence	any	More...

1 How many variables are to be printed by this component? 15

(SDHW3) Resultados Termosifón

Parameter Input Output Derivative Special Cards External Files Comment

1	Input to be printed-1	T_co	any	More...
2	Input to be printed-2	T_ci	any	More...
3	Input to be printed-3	m_t	any	More...
4	Input to be printed-4	T_load	any	More...
5	Input to be printed-5	m_load	any	More...
6	Input to be printed-6	Q_losstanque	any	More...
7	Input to be printed-7	Q_load	any	More...
8	Input to be printed-8	Q_s	any	More...
9	Input to be printed-9	Q_aux	any	More...

1 How many variables are to be printed by this component? 11

(SDHW3) Resultados Termosifón

Parameter Input Output Derivative Special Cards External Files Comment

4	Input to be printed-4	T_load	any	More...
5	Input to be printed-5	m_load	any	More...
6	Input to be printed-6	Q_losstanque	any	More...
7	Input to be printed-7	Q_load	any	More...
8	Input to be printed-8	Q_s	any	More...
9	Input to be printed-9	Q_aux	any	More...
10	Input to be printed-10	Q_u	any	More...
11	Input to be printed-11	T_b	any	More...

1 How many variables are to be printed by this component? 11

(SDHW3) Resultados Diverter y Mezclador

Parameter | Input | Output | Derivative | Special Cards | External Files | Comment

1	Input to be printed-1	T_entTanq	any	More...
2	Input to be printed-2	m_entTanq	any	More...
3	Input to be printed-3	T_bypass	any	More...
4	Input to be printed-4	m_bypass	any	More...
5	Input to be printed-5	T_dem	any	More...
6	Input to be printed-6	m_dem	any	More...

1 | How many variables are to be printed by this component? | 6

(SDHW1) Resultados horarios

Parameter | Input | Output | Derivative | Special Cards | External Files | Comment

1	Input to be printed-1	Q_demanda	any	More...
2	Input to be printed-2	Q_solar	any	More...
3	Input to be printed-3	f	any	More...

1 | How many variables are to be printed by this component? | 3

(SDHW1) Resultados Diarios

Parameter | Input | Output | Derivative | Special Cards | External Files | Comment

1	Input to be printed-1	L_tDIARIO	any	More...
2	Input to be printed-2	Q_uDIARIO	any	More...
3	Input to be printed-3	Q_loadDIARIO	any	More...
4	Input to be printed-4	eta_cDIARIO	any	More...

1 How many variables are to be printed by this component? 4

(SDHW1) Resultados Mensuales

Parameter | Input | Output | Derivative | Special Cards | External Files | Comment

1	Input to be printed-1	RGSHmes	any	More...
2	Input to be printed-2	RBSHmes	any	More...
3	Input to be printed-3	RDskySHmes	any	More...
4	Input to be printed-4	RDgroundSHmes	any	More...
5	Input to be printed-5	L_tMES	any	More...
6	Input to be printed-6	RBSlmes	any	More...
7	Input to be printed-7	RDskySlmes	any	More...
8	Input to be printed-8	RDgroundSlmes	any	More...
9	Input to be printed-9	Q_loadMES	any	More...

1 How many variables are to be printed by this component? 11

(SDHW1) Resultados Mensuales

Parameter | Input | Output | Derivative | Special Cards | External Files | Comment

4	Input to be printed-4	RDgroundSHmes	any	More...
5	Input to be printed-5	I_tMES	any	More...
6	Input to be printed-6	RBSimes	any	More...
7	Input to be printed-7	RDskySimes	any	More...
8	Input to be printed-8	RDgroundSimes	any	More...
9	Input to be printed-9	Q_loadMES	any	More...
10	Input to be printed-10	Q_uMES	any	More...
11	Input to be printed-11	eta_cMES	any	More...

1 | How many variables are to be printed by this component? | 11

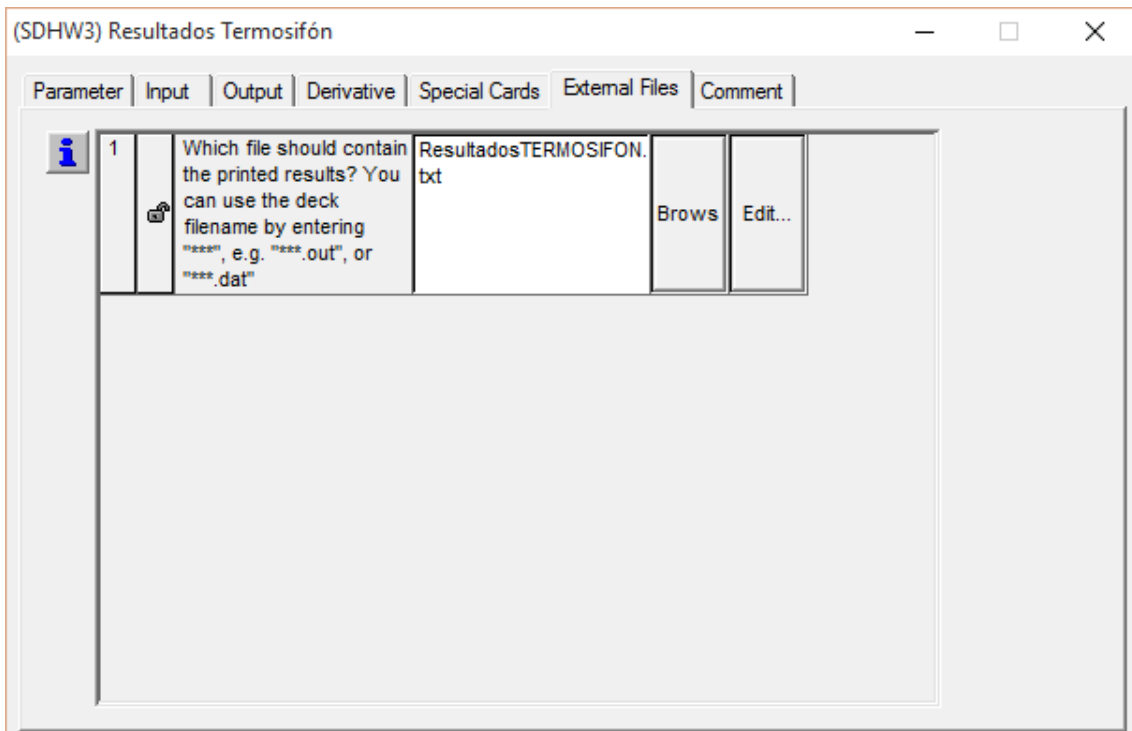
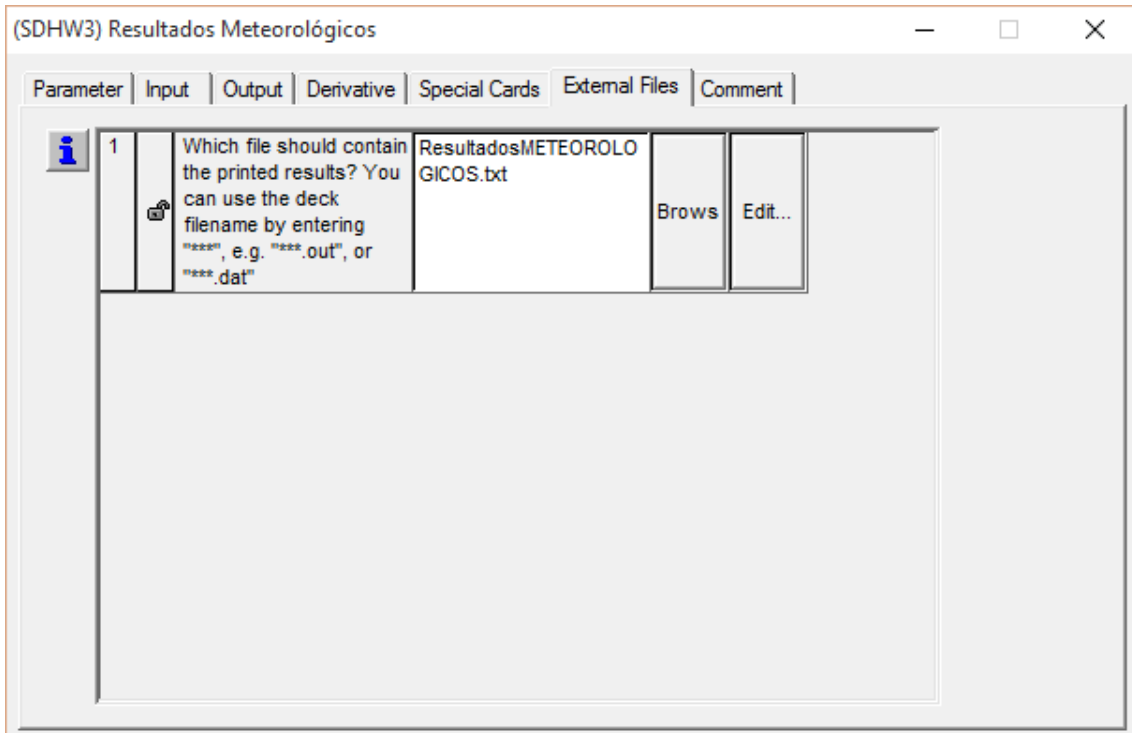
(SDHW1) Resultados Anuales

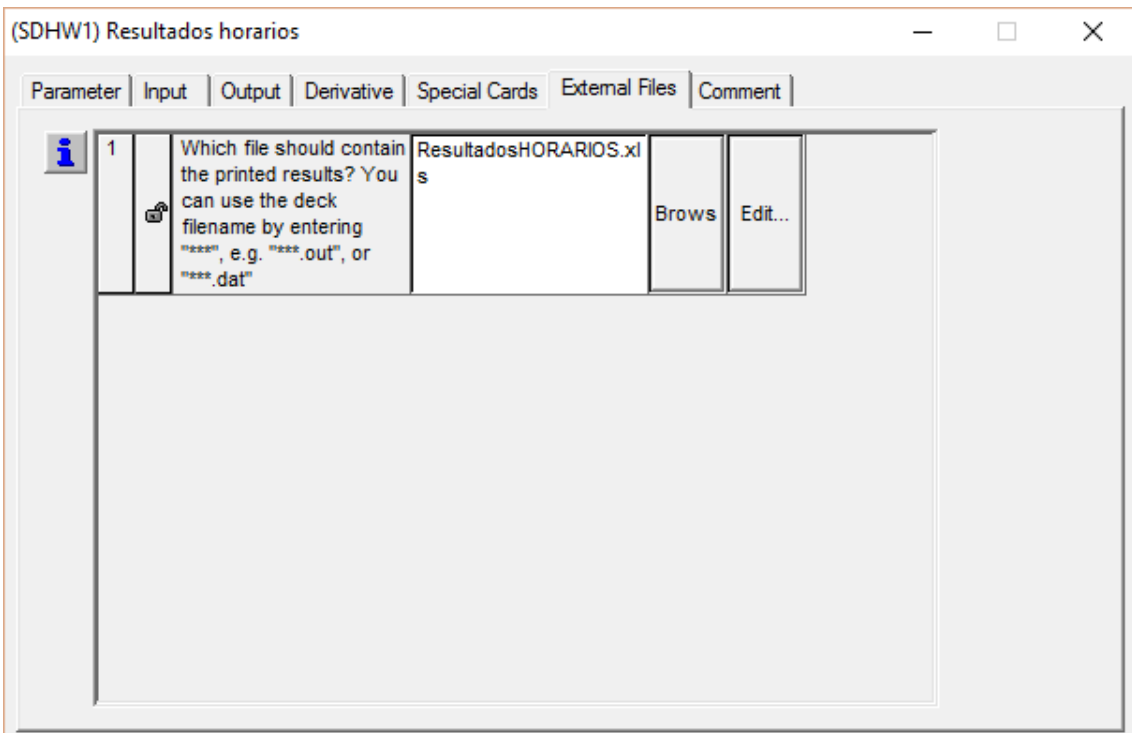
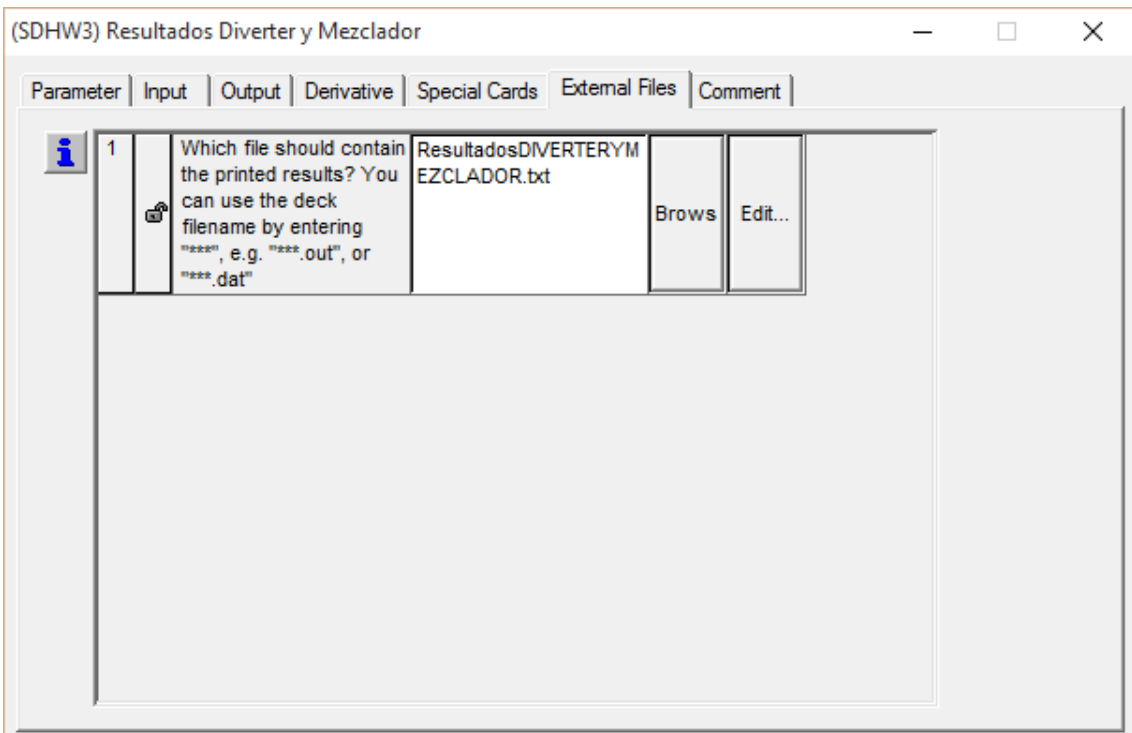
Parameter | Input | Output | Derivative | Special Cards | External Files | Comment

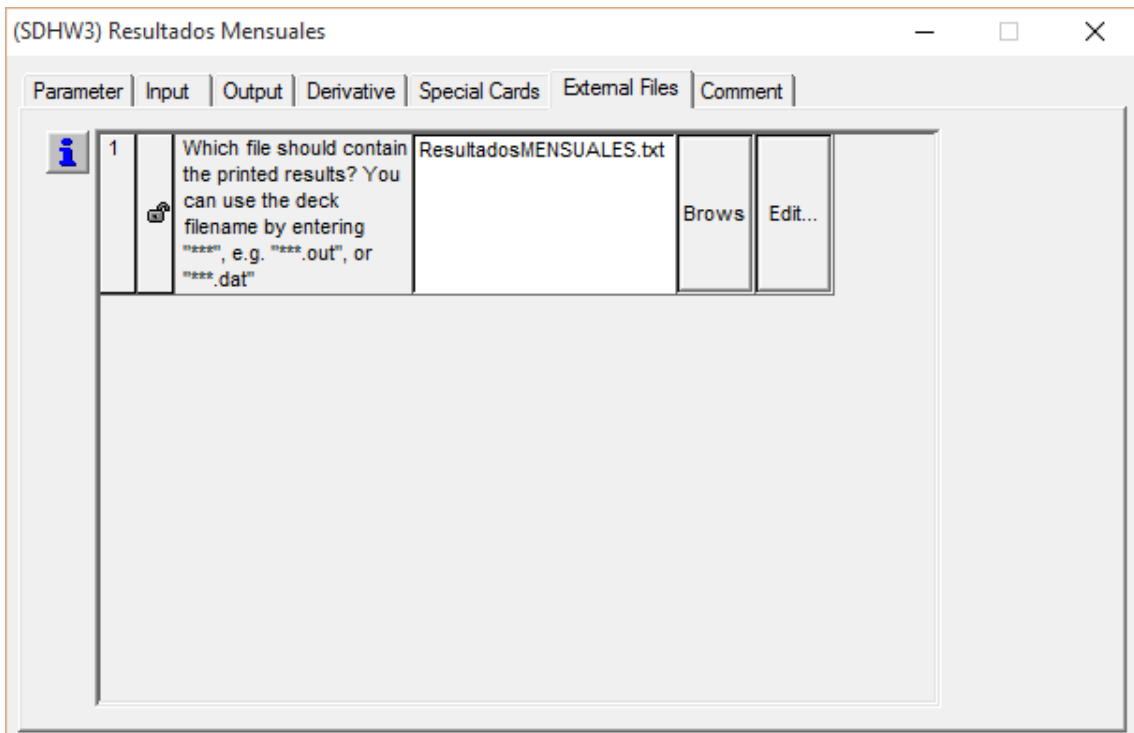
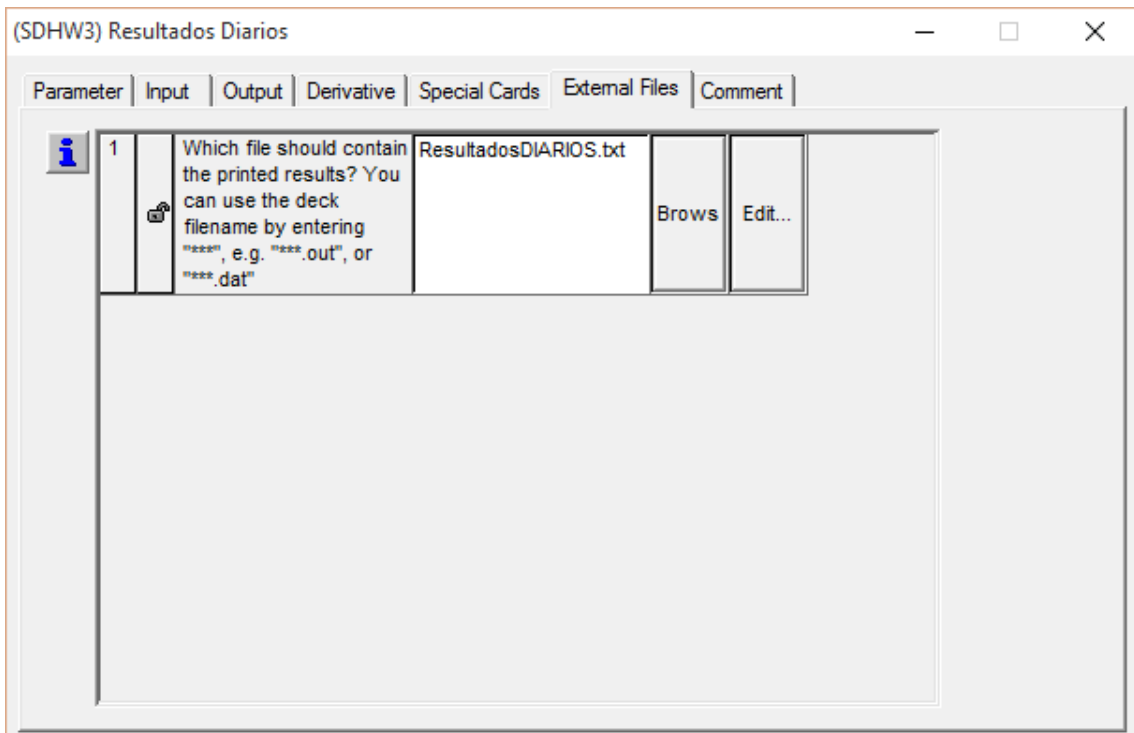
1	Input to be printed-1	I_tANUAL	any	More...
2	Input to be printed-2	Q_uANUAL	any	More...
3	Input to be printed-3	Q_loadANUAL	any	More...
4	Input to be printed-4	eta_cANUAL	any	More...

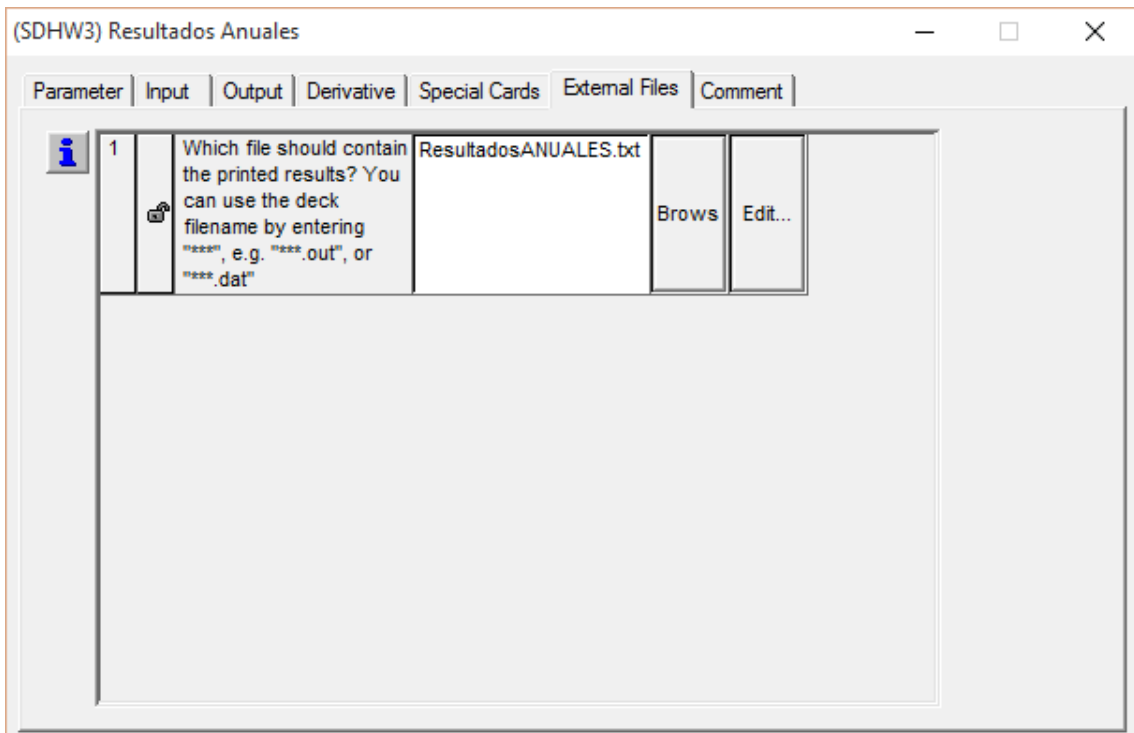
1 | How many variables are to be printed by this component? | 4

G.3) EXTERNAL FILES









ANEXO H. Características de las calculadoras



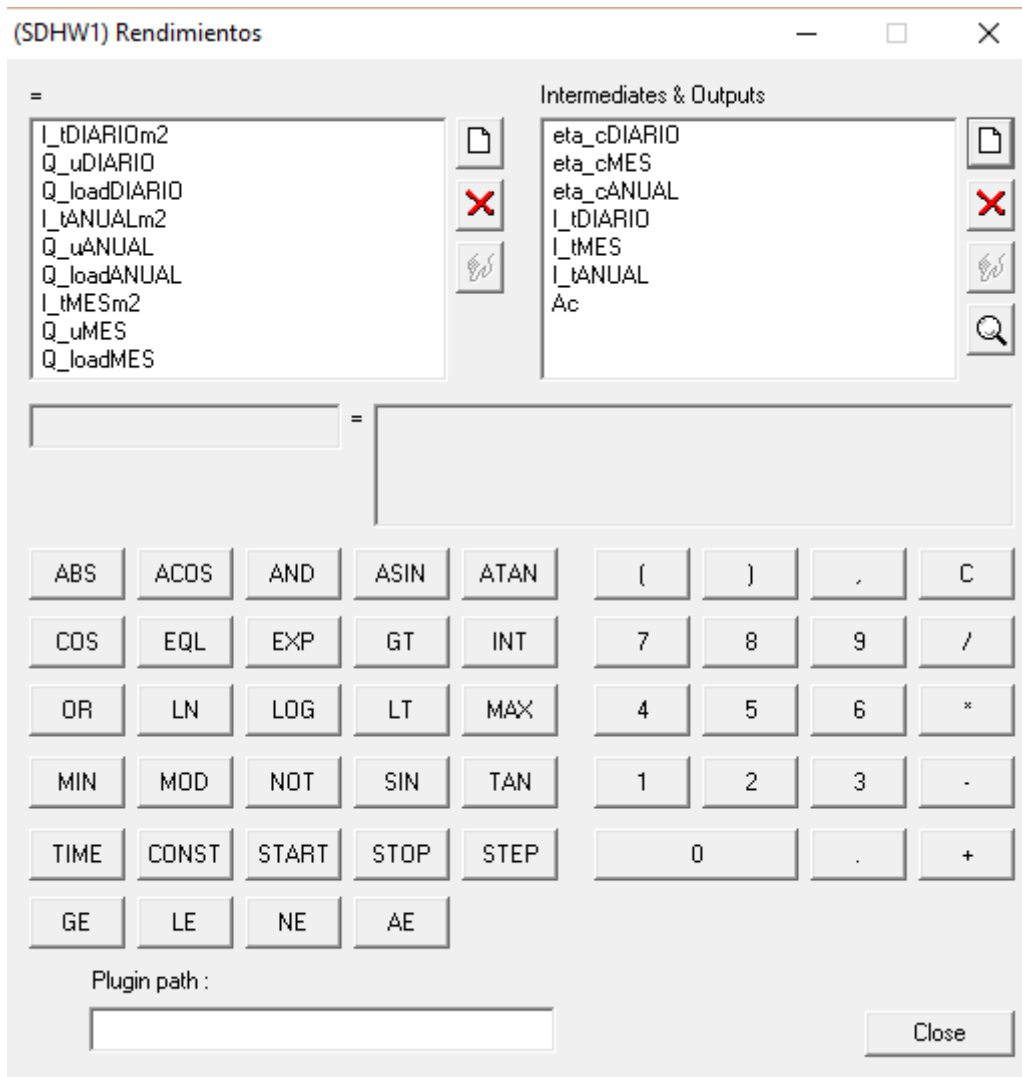
$T_{dem}=45$

$cp=4.180$

$Q_{demanda}=caudal*cp*(T_{dem}-T_{red})$

$Q_{solar}=caudal*cp*(T_{solar}-T_{red})$

$f=Q_{solar}/(Q_{demanda}+0.000001)$



$$\text{eta_cDIARIO} = \text{Q_uDIARIO} / (\text{Ac} * \text{I_tDIARIOm2} + 0.000001)$$

$$\text{eta_cMES} = \text{Q_uMES} / (\text{Ac} * \text{I_tMESm2} + 0.000001)$$

$$\text{eta_cANUAL} = \text{Q_uANUAL} / (\text{Ac} * \text{I_tANUALm2} + 0.000001)$$

$$\text{I_tDIARIO} = \text{I_tDIARIOm2} * \text{Ac}$$

$$\text{I_tMES} = \text{I_tMESm2} * \text{Ac}$$

$$\text{I_tANUAL} = \text{I_tANUALm2} * \text{Ac}$$

$$\text{Ac} = 2.4$$



Acaptador=2.4

$RGSHmes = RGSHm2mes * Acaptador$

$RBSHmes = RBSHm2mes * Acaptador$

$RDskySHmes = RDskySHm2mes * Acaptador$

$RDgroundSHmes = RDgroundSHm2mes * Acaptador$

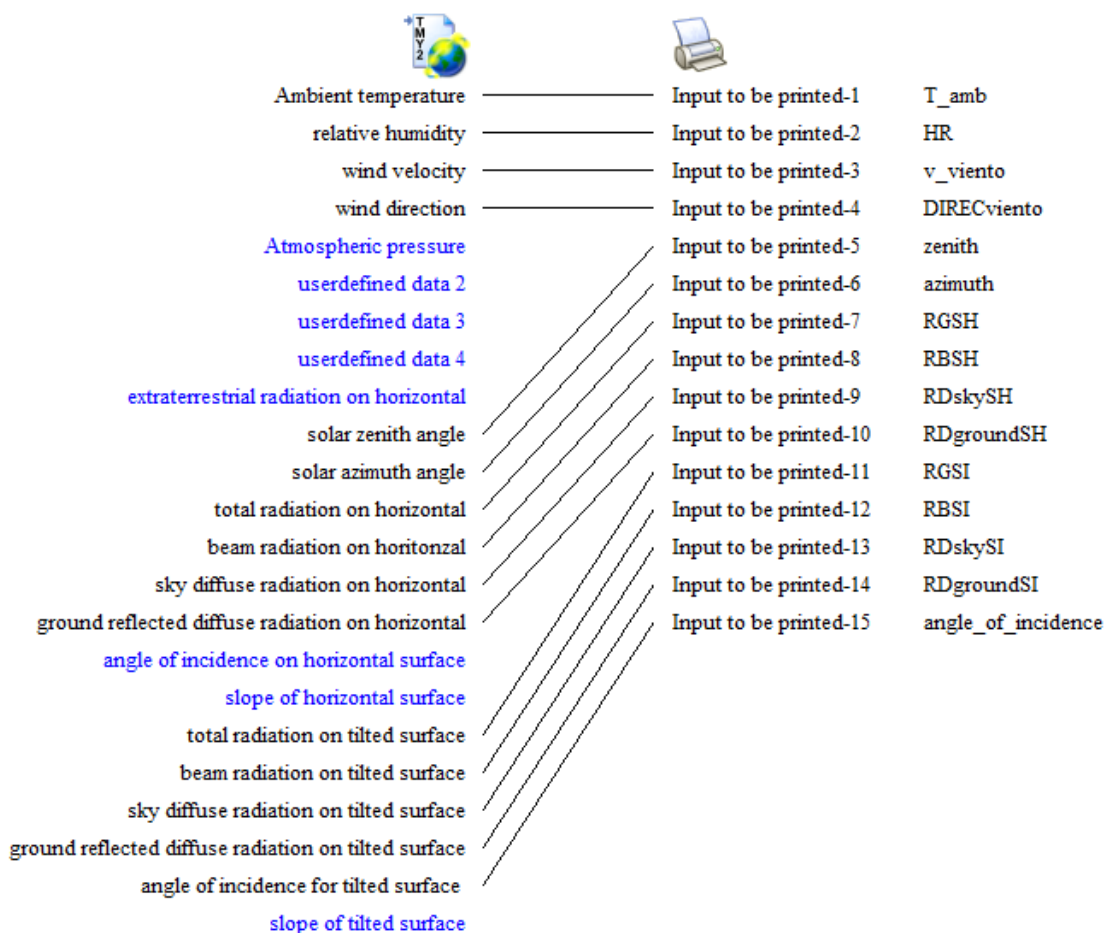
$RBSImes = RBSIm2mes * Acaptador$

$RDskySIImes = RDskySIIm2mes * Acaptador$

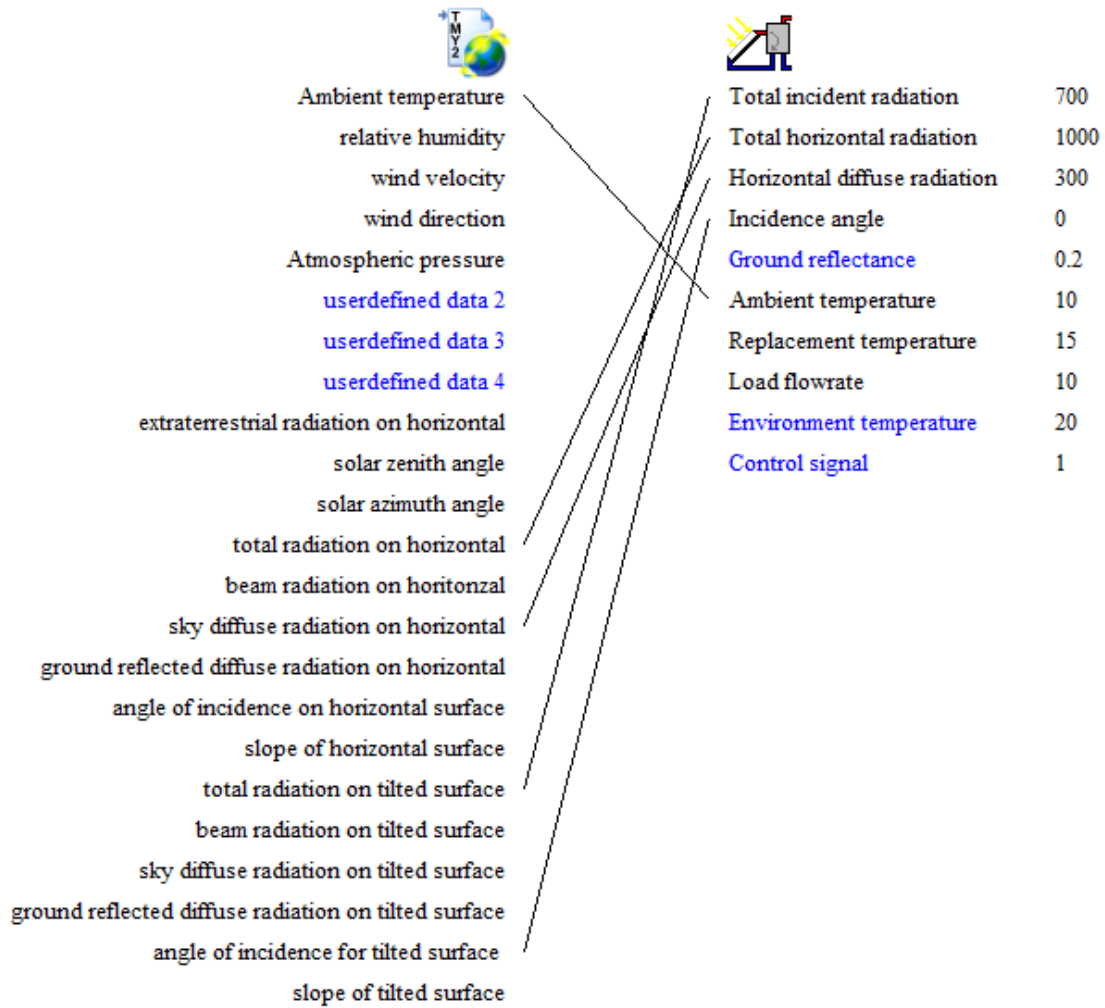
$RDgroundSIImes = RDgroundSIIm2mes * Acaptador$

ANEXO I. Conexiones entre componentes

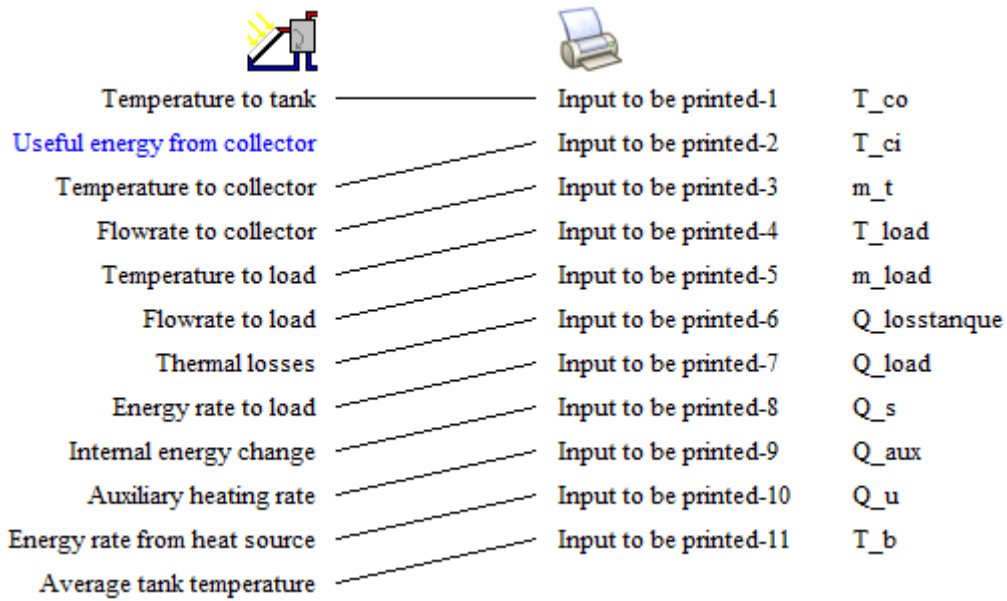
Conexión Datos meteorológicos – Resultados Meteorológicos



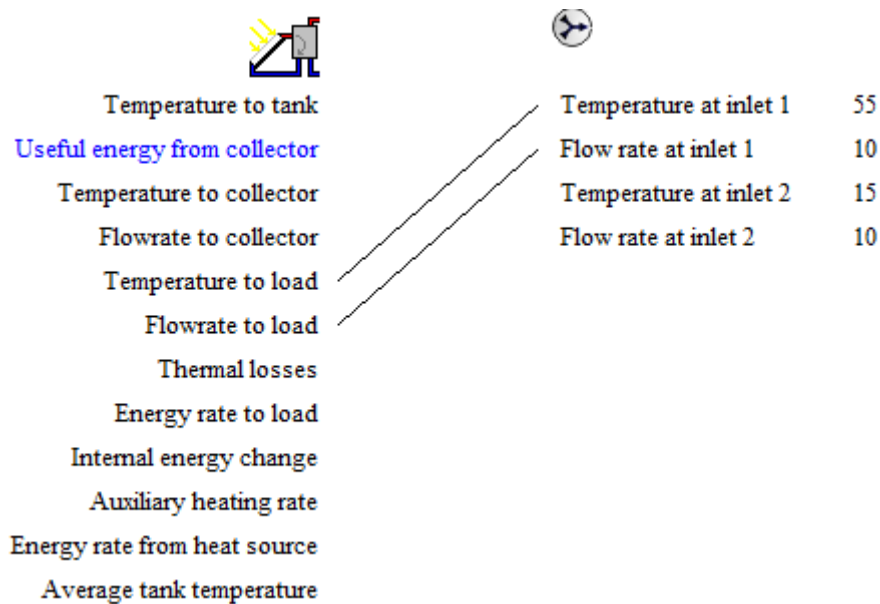
Conexión Datos meteorológicos – TYPE45a



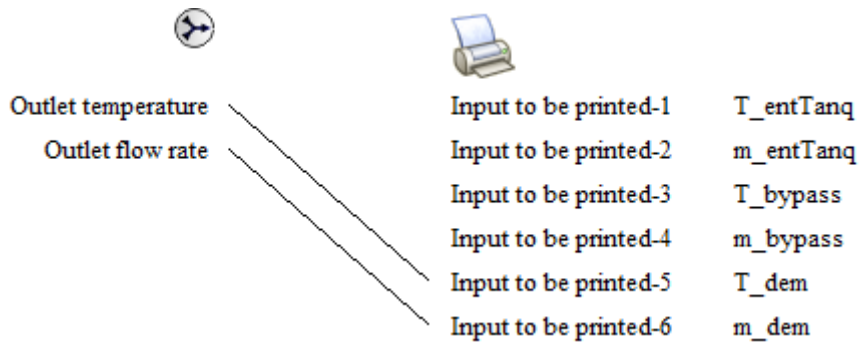
Conexión TYPE45a – Resultados Termosifón



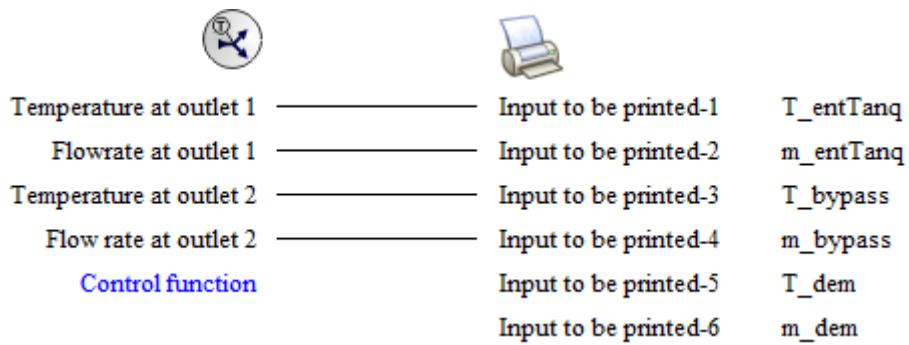
Conexión TYPE45a – Mezclador



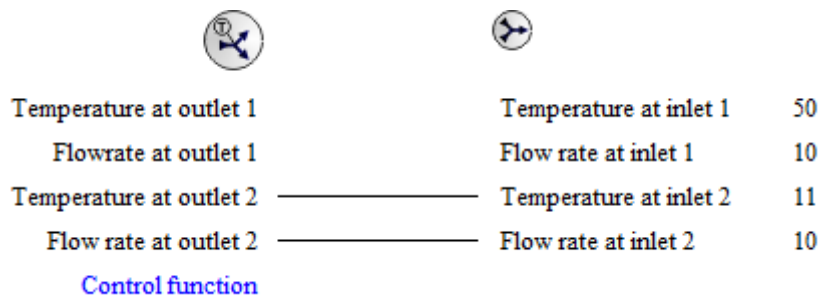
Conexión Mezclador – Resultados Divisor y Mezclador





Conexión Divisor – Resultados Divisor y Mezclador





Conexión Divisor – Mezclador



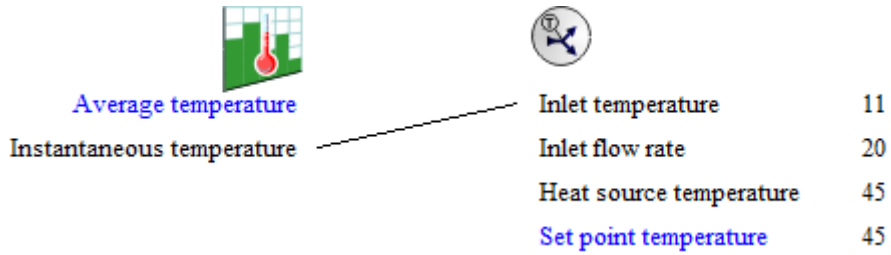
Conexión Divisor – TYPE45a

		
Temperature at outlet 1	Total incident radiation	700
Flowrate at outlet 1	Total horizontal radiation	1000
Temperature at outlet 2	Horizontal diffuse radiation	300
Flow rate at outlet 2	Incidence angle	0
Control function	Ground reflectance	0.2
	Ambient temperature	10.0
	Replacement temperature	11
	Load flowrate	100.0
	Environment temperature	22.0
	Control signal	0

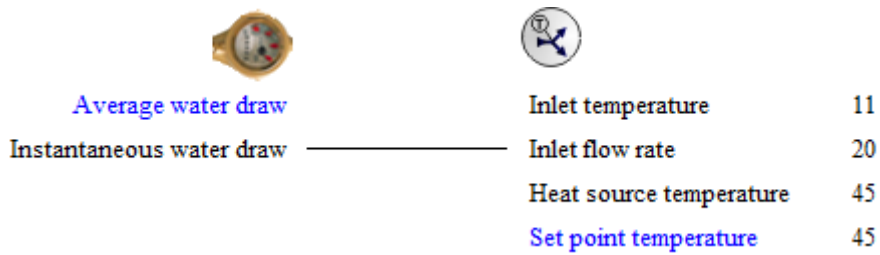
Conexión TYPE45a - Divisor

		
Temperature to tank	Inlet temperature	11
Useful energy from collector	Inlet flow rate	20
Temperature to collector	Heat source temperature	45
Flowrate to collector	Set point temperature	45
Temperature to load		
Flowrate to load		
Thermal losses		
Energy rate to load		
Internal energy change		
Auxiliary heating rate		
Energy rate from heat source		
Average tank temperature		

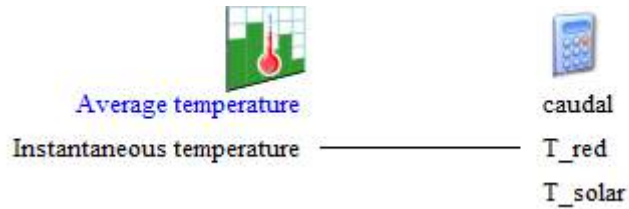
Conexión Perfil de T^a de AF de red – Divisor



Conexión Perfil de demanda de ACS – Divisor



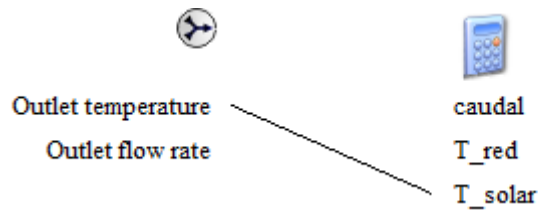
Conexión Perfil de T^a de AF de red – Fracción solar



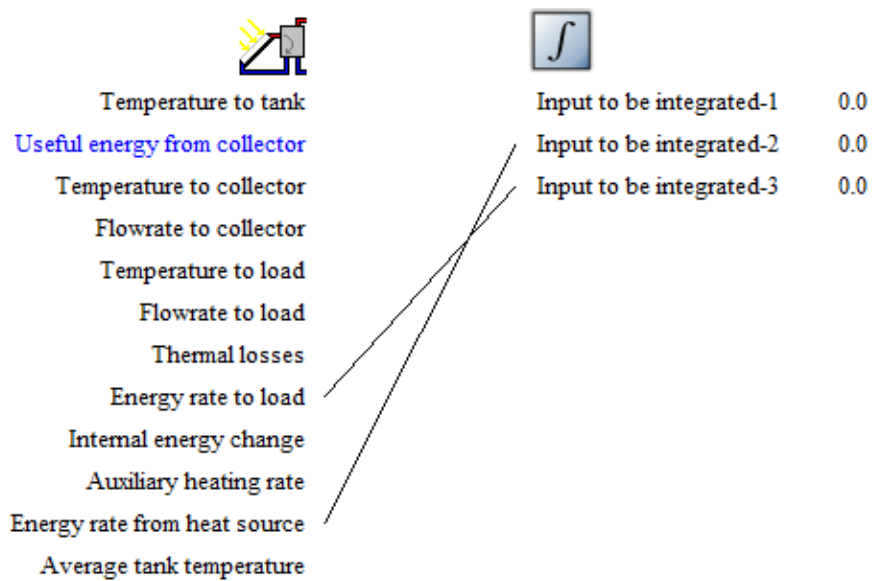
Conexión Perfil de demanda de ACS – Fracción solar



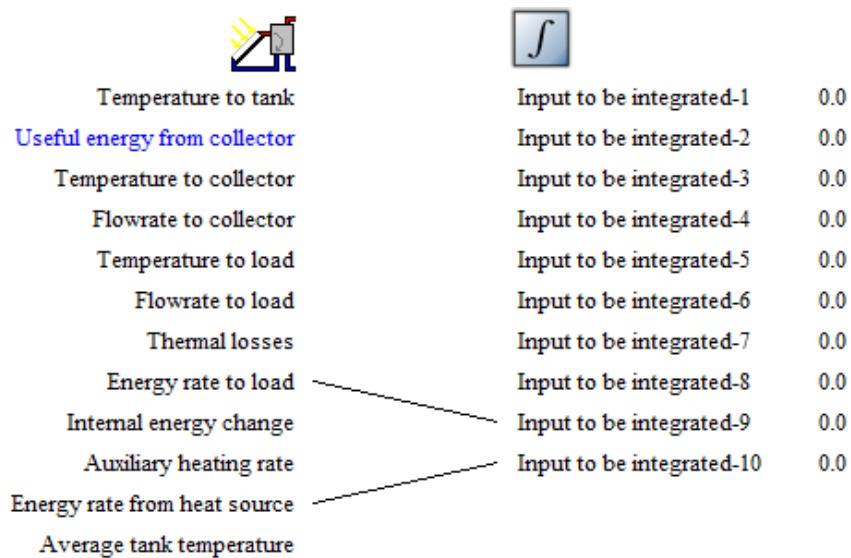
Conexión Mezclador – Fracción solar



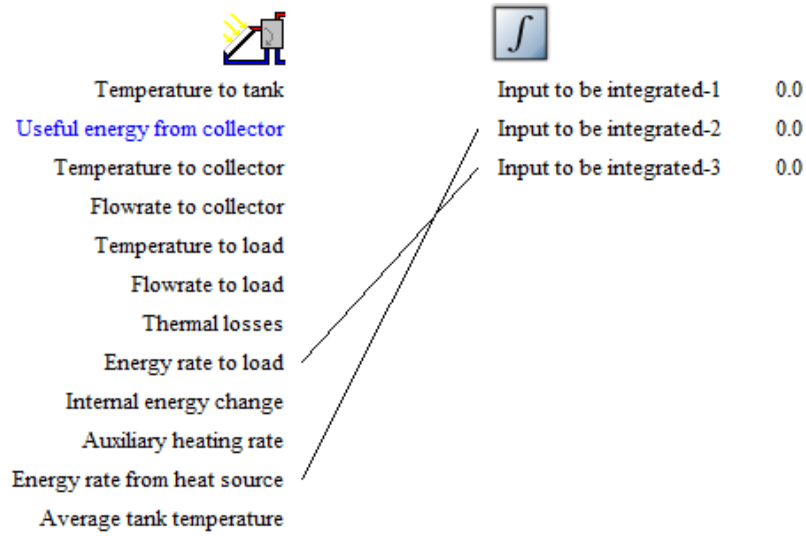
Conexión TYPE45a – Integración diaria



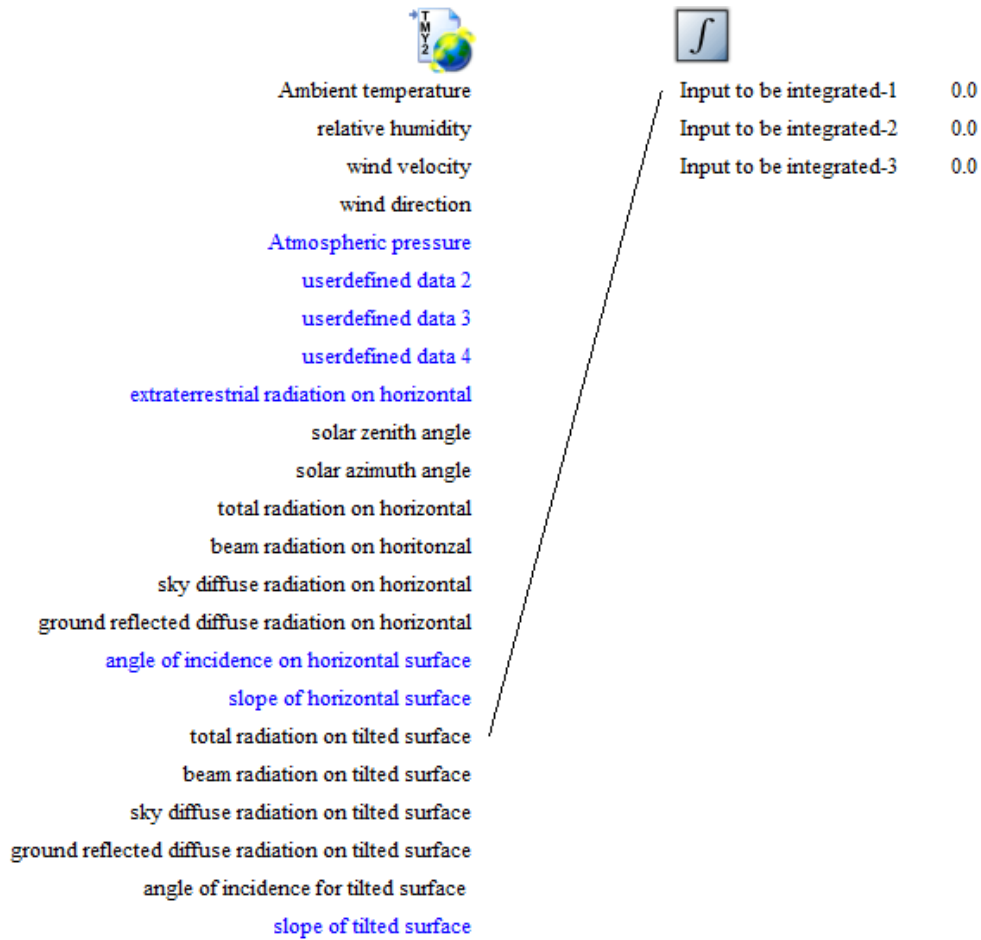
Conexión TYPE45a – Integración mensual



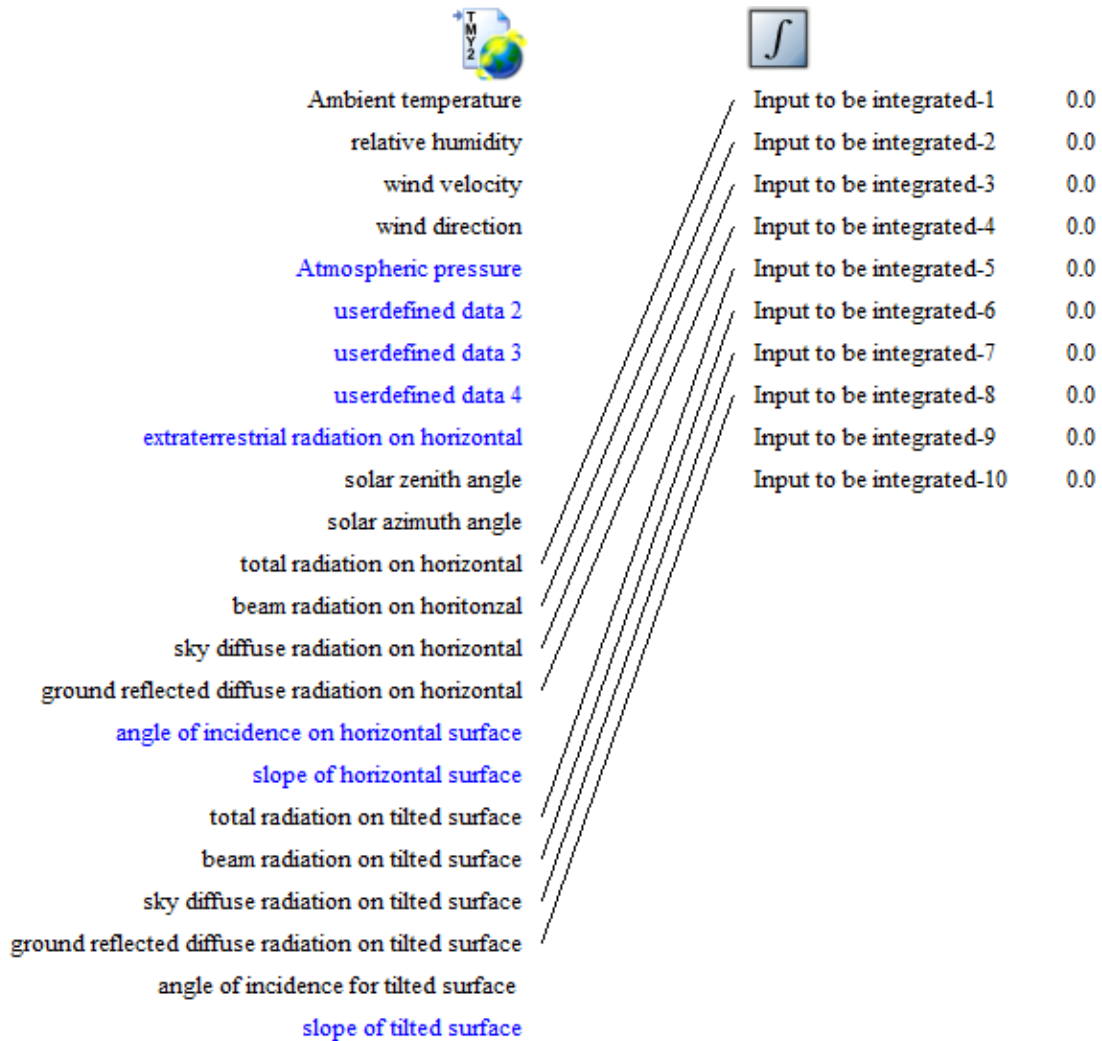
Conexión TYPE45a – Integración anual



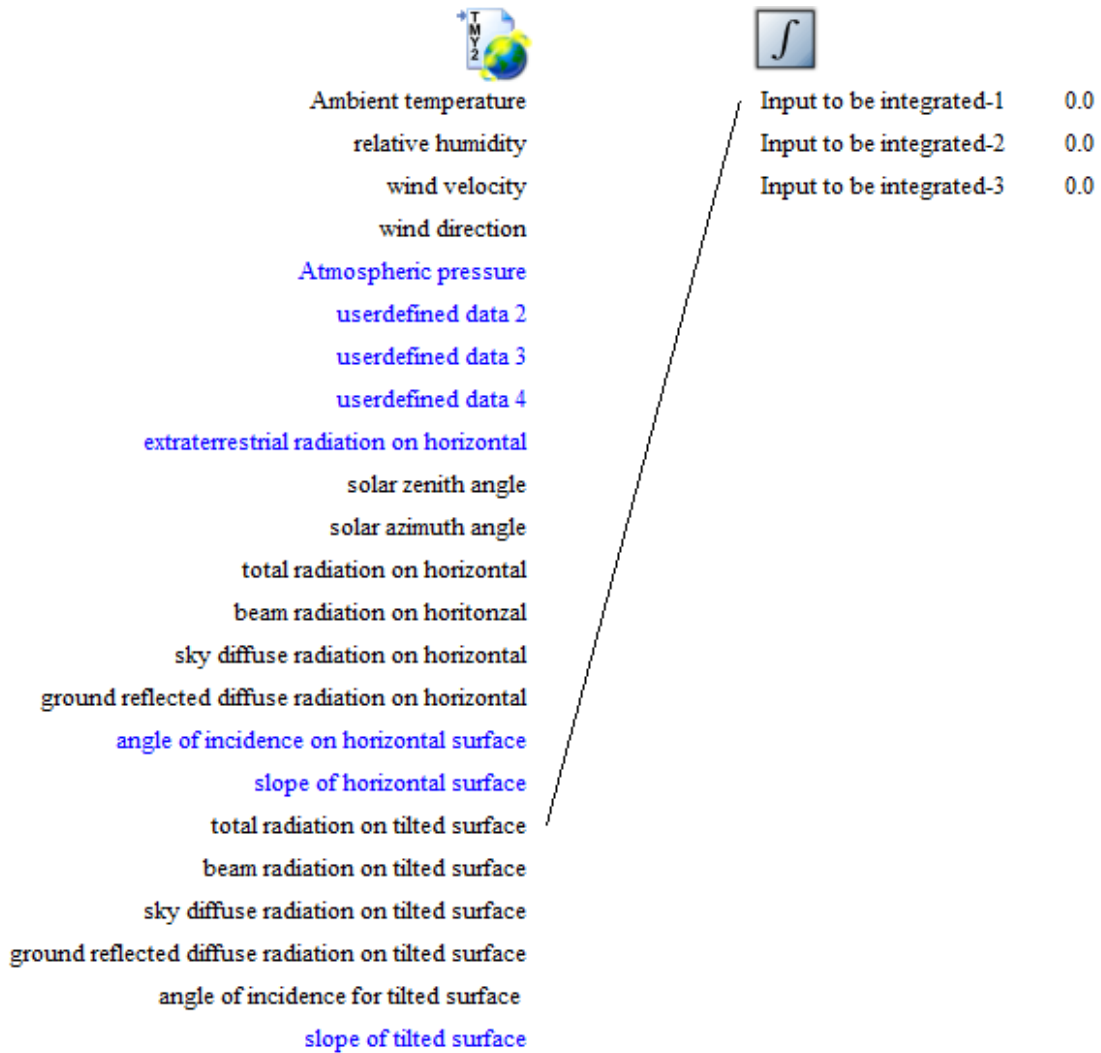
Conexión Datos meteorológicos – Integración diaria



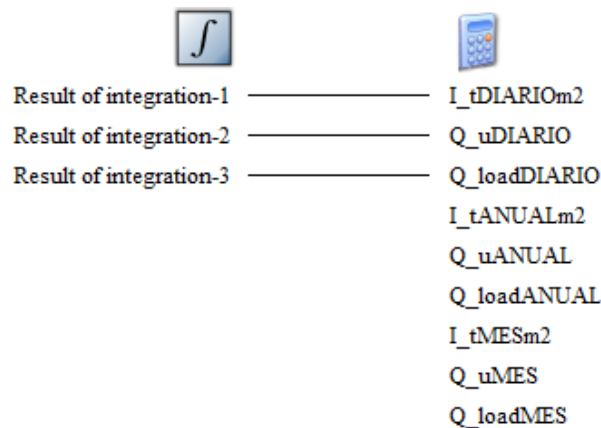
Conexión Datos meteorológicos – Integración mensual



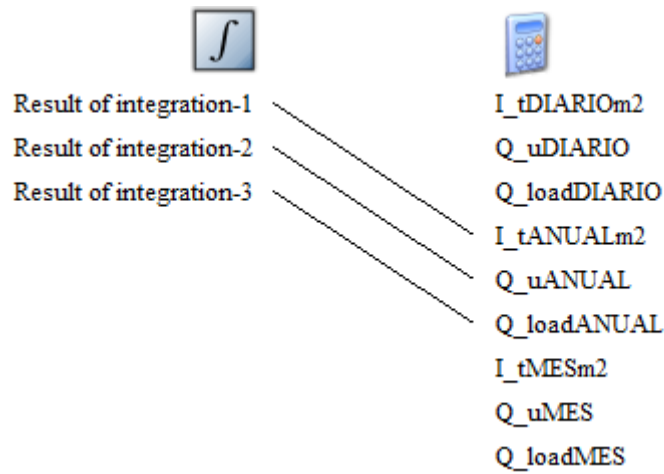
Conexión Datos meteorológicos – Integración total



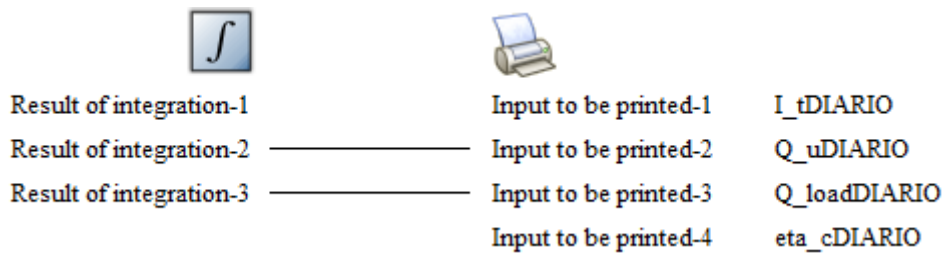
Conexión Integración diaria – Rendimientos



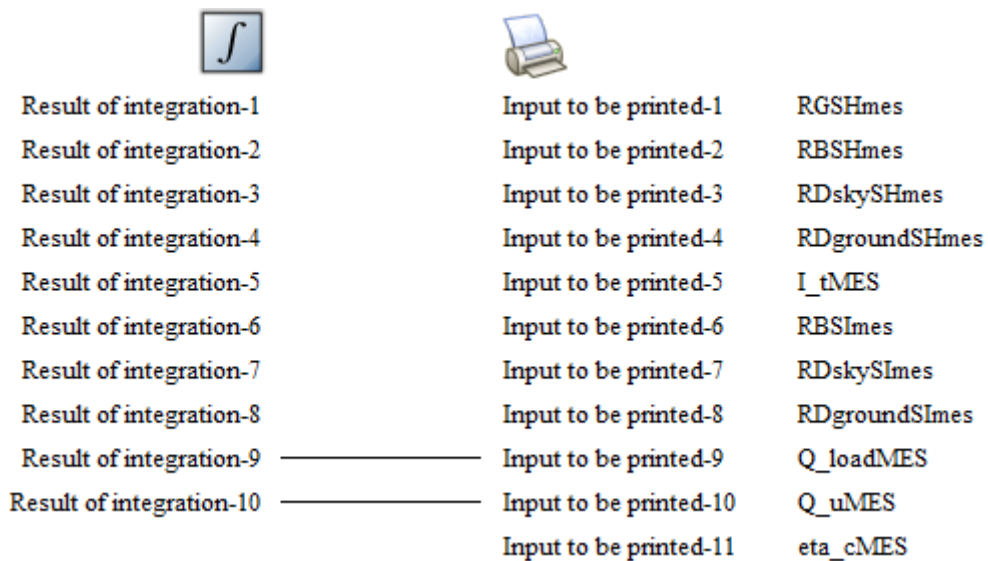
Conexión Integración total – Rendimientos



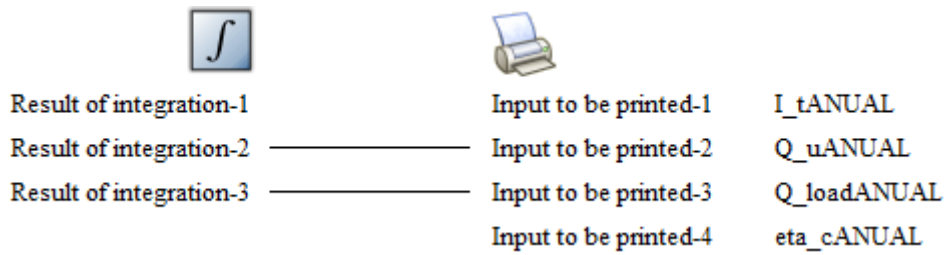
Conexión Integración diaria – Resultados Diarios



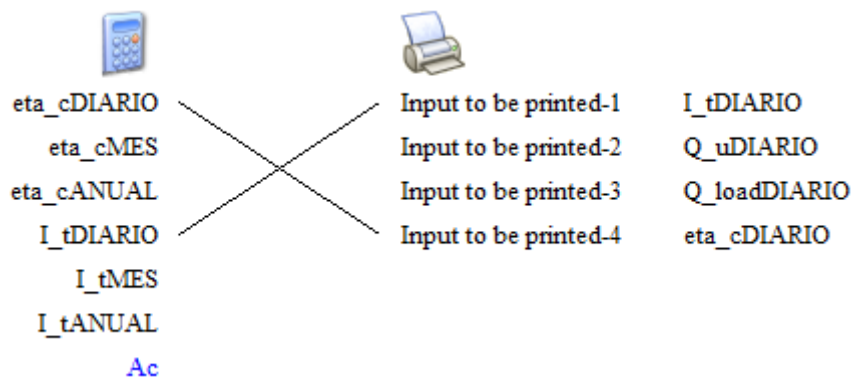
Conexión Integración mensual – Resultados Mensuales



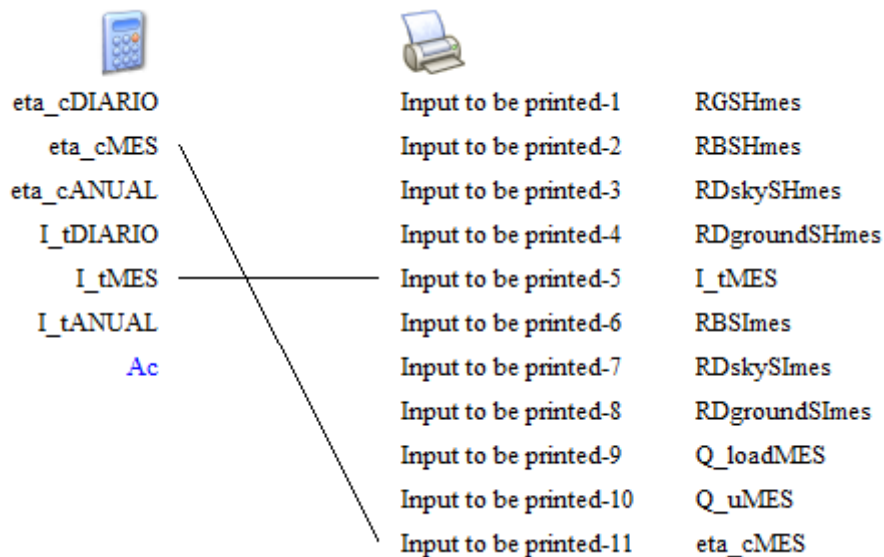
Conexión Integración total – Resultados Anuales



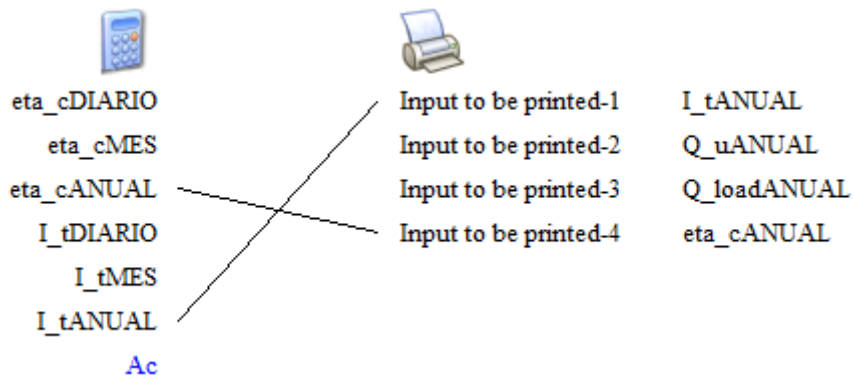
Conexión Rendimientos – Resultados Diarios



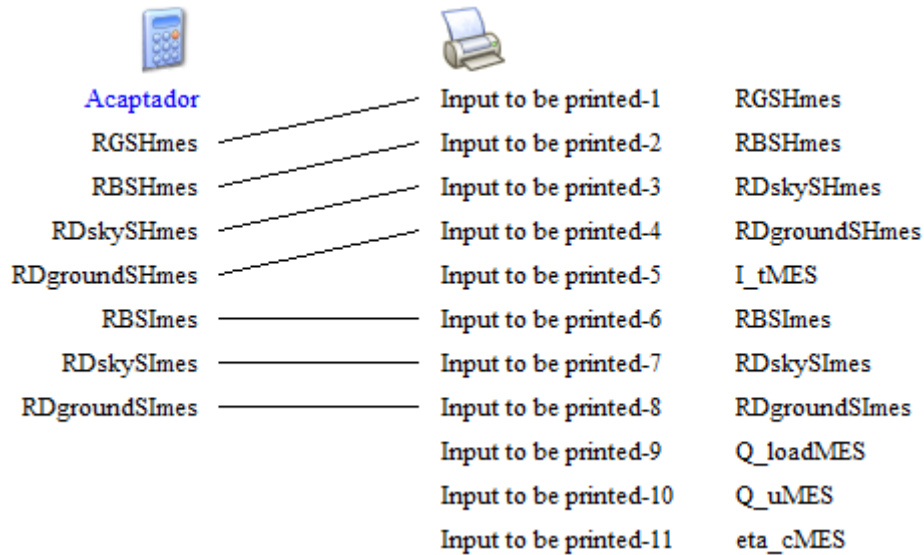
Conexión Rendimientos – Resultados Mensuales



Conexión Rendimientos – Resultados Anuales



Conexión Radiación mensual – Resultados Mensuales



Conexión Fracción solar – Resultados horarios

