

Trabajo Fin de Máster

Sistemas de Energía Térmica

Desarrollo de una metodología para evaluar el rendimiento anual de un sistema solar por termosifón a partir de medidas a corto plazo.

Autor: David Teruel Ruano

Tutor: José Julio Guerra Macho

Dep. Ingeniería Energética
Escuela Técnica Superior de Ingeniería
Universidad de Sevilla

Sevilla, 2016



Trabajo Fin de Máster
Sistemas de Energía Térmica

**Desarrollo de una metodología para evaluar el
rendimiento anual de un sistema solar por
termosifón a partir de medidas a corto plazo.**

Autor:

David Teruel Ruano

Tutor:

José Julio Guerra Macho

Catedrático de Universidad

Dep. Ingeniería Energética

Escuela Técnica Superior de Ingeniería

Universidad de Sevilla

Sevilla, 2016

Trabajo Fin de Máster: Desarrollo de una metodología para evaluar el rendimiento anual de un sistema solar por termosifón a partir de medidas a corto plazo.

Autor: David Teruel Ruano
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

El presente trabajo tiene como objetivo la estimación del coeficiente de cobertura solar anual en un sistema solar por termosifón aplicado a viviendas unifamiliares a partir de mediciones a corto plazo.

La idea de llevar a cabo este trabajo radica en la necesidad de desarrollar un modelo que permita conocer con una buena aproximación el rendimiento de este tipo de sistemas empleando el menor número de mediciones posibles, ya que de lo contrario resulta costoso económicamente y poco práctico mantener un equipo de monitorización durante un año completo.

El desarrollo que plantea el modelo es relativamente práctico y sencillo de aplicar, pues sólo es necesario conocer valores de temperatura en diferentes puntos de la instalación, evitando así realizar mediciones intrusivas.

Como base de datos, se emplea una base anual, con la que se verifica el modelo y a partir de ésta se realizan las extracciones pertinentes para trabajar con bases de datos mensuales y semanales, permitiendo la aplicación del modelo con periodos de medición cortos. Para un posterior análisis más profundo del modelo, se ha llevado a cabo su aplicación en las ciudades de Sevilla, Madrid y Bilbao.

Contenido

RESUMEN	iii
Índice de figuras.....	vi
Índice de tablas	viii
1-INTRODUCCIÓN.....	1
1.1 - Introducción.....	1
1.2 - Revisión bibliográfica	1
1.3 - Estructura y contenido.....	13
2-SISTEMAS DE ENERGÍA SOLAR POR TERMOSIFÓN	15
2.1 – Introducción.....	15
2.2 – Sistemas de energía solar para ACS	15
2.2.1 – Subsistema de captación	17
2.2.2 – Subsistema de almacenamiento.....	18
2.2.3 – Subsistema de transporte	19
2.2.4 – Subsistema auxiliar	19
2.2.5 – Subsistema de control.....	19
2.2.6 – Subsistema de consumo.....	20
2.3 – Sistemas por termosifón	20
2.3.1 – Modelado	21
2.3.2 – Flujo inverso	26
2.3.3 – Configuración del acumulador	26
2.3.4 – Protecciones	27
3-METODOLOGÍA DE EVALUACIÓN	29
3.1 – Introducción.....	29
3.2 – Metodología propuesta	29
3.3 – Base de datos	40
3.4 – Validación del modelo	41
3.4.1 – Descripción de la instalación	42
3.4.2 – Cobertura Solar anual real.....	45
3.4.3 – Validación en base anual.....	46
3.5 – Caracterización del modelo	55
3.5.1 – Caracterización en base Mensual	55
3.5.2 – Caracterización en base Semanal	57
4-RESUMEN Y CONCLUSIONES	59
REFERENCIAS	61

Índice de figuras

Figura 1. Tendencia de estudios del comportamiento de sistemas solares por termosifón	2
Figura 2. Temperaturas de entrada y salida en el captador para un día soleado. [2].....	3
Figura 3. Configuración esquemática de un Sistema Solar por termosifón. [3]	3
Figura 4. Contribución Solar para el Sistema con depósito en disposición horizontal. Los puntos indican los valores medidos y la línea continua la simulación obtenida. [8].....	6
Figura 5. Contribución Solar para el Sistema con depósito en disposición vertical. Los puntos indican los valores medidos y la línea continua la simulación obtenida. [8].....	6
Figura 6. Distribución de temperaturas en el sistema. [9].....	7
Figura 7. Comparación entre datos de simulación y experimentales de la energía ganada mensualmente por unidad de área para escala a largo plazo, [9].....	8
Figura 8. Comparación entre datos de simulación y experimentales del factor de eficiencia del captador para escala a largo plazo. [9]	9
Figura 9. Perfil de energía entregada a consumo. [10]	10
Figura 10. Perfil de temperatura de descarga del sistema. Experimento IAER. [11].....	10
Figura 11. Perfil de temperatura de descarga del sistema. Experimento INTA. [11].....	11
Figura 12. Resultados de la comparación con los datos de IAER. Primera serie. [11].....	12
Figura 13. Resultados de la comparación con los datos de IAER. Segunda serie. [11].....	12
Figura 14. Resultados de la comparación con los datos de INTA. [11].....	13
Figura 15. Resultados de la evaluación a largo plazo. [12]	13
Figura 16. Resultados obtenidos del estudio a largo plazo. [14].....	13
Figura 17. Esquema básico de una instalación solar. [14].....	16
Figura 18. Captador Solar Plano. [15]	17
Figura 19. Localización esquemática del aporte de energía auxiliar. [18]	20
Figura 20. Sistema Solar por termosifón [15].....	21
Figura 21. Esquema de termosifón con válvula mezcladora después del auxiliar.....	30
Figura 22. Esquema de termosifón con válvula mezcladora anterior al auxiliar.....	30
Figura 23. Esquema de temperaturas con válvula mezcladora después del auxiliar	34
Figura 24. Esquema de temperaturas con válvula mezcladora antes del auxiliar	35
Figura 25. Esquema de metodología.	40
Figura 26. Perfil anual de demanda térmica para una vivienda unifamiliar situada en Sevilla	42
Figura 27. Perfil anual de demanda térmica para una vivienda unifamiliar situada en Madrid.....	43
Figura 28. Perfil anual de demanda térmica para una vivienda unifamiliar situada en Bilbao	43
Figura 29. Perfil diario de radiación solar incidente para Sevilla.....	43
Figura 30. Perfil diario de radiación solar incidente para Madrid.....	44
Figura 31. Perfil diario de radiación solar incidente para Bilbao.....	44
Figura 32. Perfil de temperaturas horario anual para Sevilla	44
Figura 33. Perfil de temperaturas horario anual para Madrid	45
Figura 34. Perfil de temperaturas anual para Bilbao	45
Figura 35. Valores horarios en base anual para Sevilla con válvula anterior al auxiliar	49
Figura 36. Valores horarios en base anual para Sevilla con válvula posterior al auxiliar.....	50
Figura 37. Valores horarios en base anual para Madrid con válvula anterior al auxiliar.....	50
Figura 38. Valores horarios en base anual para Madrid con válvula posterior al auxiliar	50
Figura 39. Valores horarios en base anual para Bilbao con válvula anterior al auxiliar	51
Figura 40. Valores horarios en base anual para Bilbao con válvula posterior al auxiliar.....	51
Figura 41. Valores diarios en base anual para Sevilla con válvula anterior al auxiliar.....	53
Figura 42. Valores diarios en base anual para Sevilla con válvula posterior al auxiliar	53
Figura 43. Valores diarios en base anual para Madrid con válvula anterior al auxiliar	53
Figura 44. Valores diarios en base anual para Madrid con válvula posterior al auxiliar.....	54
Figura 45. Valores diarios en base anual para Bilbao con válvula anterior al auxiliar.....	54

Figura 46. Valores diarios en base anual para Bilbao con válvula posterior al auxiliar54

Índice de tablas

<i>Tabla 1. Resultados medios mensuales.</i>	5
<i>Tabla 2. Resultados de fracción solar anual para los distintos sistemas medidos.</i>	5
<i>Tabla 3. Altura de fricción o ‘Friction head’ para diferentes partes de un circuito por termosifón.</i>	25
<i>Tabla 4. Extracción del formato de la base de datos.</i>	41
<i>Tabla 5. Datos de la instalación.</i>	42
<i>Tabla 6. Datos de la monitorización de la Radiación Solar Mensual [kWh/día].</i>	45
<i>Tabla 7. Cobertura Solar Anual Real.</i>	46
<i>Tabla 8. Cobertura solar horaria</i>	46
<i>Tabla 9. Extracción de los cálculos realizados para el 1 de Enero en Sevilla.</i>	47
<i>Tabla 10. Extracción de los cálculos realizados para el 2 de Enero en Sevilla.</i>	48
<i>Tabla 11. Rendimiento del sistema termosifón</i>	49
<i>Tabla 12. Coeficientes de regresión horarios.</i>	49
<i>Tabla 13. Cobertura solar anual con datos horarios obtenida a partir de una base anual.</i>	52
<i>Tabla 14. Coeficiente de regresión diarios.</i>	52
<i>Tabla 15. Cobertura solar anual con datos diarios obtenida a partir de una base anual</i>	55
<i>Tabla 16. Resultados obtenidos para base mensual</i>	56
<i>Tabla 17. Resultados en Sevilla, Madrid y Bilbao para base semanal en Abril.</i>	57

1-INTRODUCCIÓN

1.1 - Introducción

El objeto del presente proyecto reside en el desarrollo de una metodología que permita evaluar el rendimiento anual de un sistema solar de Agua Caliente Sanitaria (de aquí en adelante, ACS) por termosifón a partir de mediciones tomadas en periodos de tiempo relativamente cortos.

La metodología expuesta, resulta intuitiva y relativamente sencilla a la hora de ponerla en práctica, lo que justifica el desarrollo de este trabajo, pues uno de los principales problemas en los sistemas de ACS es la predicción del comportamiento del propio sistema evaluado a largo plazo ya que para una correcta predicción se requiere una monitorización del sistema que resulta costosa. De esta forma, lo que se pretende en este trabajo es obtener el rendimiento anual del sistema a partir de un sistema de monitorización mínimo.

En estudios anteriores, se ha estudiado la predicción del sistema a largo plazo, incluyendo las mediciones del caudal de flujo por termosifón que circula en el sistema, a pesar de la complejidad que ello implica. Sin embargo, en este caso, según la metodología propuesta, no es necesario llevar a cabo la medición del caudal y sólo será necesario la medida de temperaturas en diferentes puntos del sistema además de la radiación solar incidente sobre captadores.

1.2 - Revisión bibliográfica

El presente trabajo se centra en los sistemas solares por termosifón, es decir, aquellos en los que el fluido de trabajo o caloportador circula a lo largo del sistema por medios naturales. Este movimiento se debe a la diferencia de densidades existente en el fluido como consecuencia de una variación de temperatura del mismo.

El objeto de este apartado se centra en llevar a cabo una revisión de los estudios anteriores relacionados con la caracterización de este tipo de sistemas y la finalidad que engloba este trabajo. Para tener una idea de cómo se encuentra el estudio y desarrollo de este tipo de sistemas, se muestra la Figura 1 donde se observa la evolución de estos estudios más concretos cómo es el hecho de estudiar el rendimiento final de estos sistemas. La tendencia tiende a ser mayor con el paso de los años debido quizás al agotamiento de recursos naturales y explotación de energías renovables.

Tras observar la evolución en los últimos años, se retrocede en el tiempo para estructurar su evolución desde sus inicios. Respecto a la caracterización y modelado de los sistemas por termosifón, uno de los primeros estudios con mayor relevancia fue el desarrollado por Close (1962) [\[1\]](#) en el que establece un modelo con el fin de predecir el comportamiento de un sistema solar de ACS por termosifón. Dicho modelo se elabora para una hipotética situación ideal de funcionamiento, es decir, en el caso que no se produzca extracción de agua del depósito durante el día y suponiendo que el cielo se encuentra despejado. Algunas de las características del modelo son las siguientes:

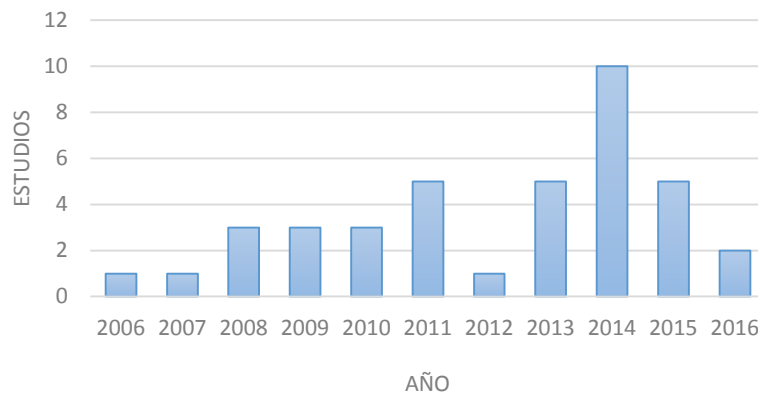


Figura 1. Tendencia de estudios del comportamiento de sistemas solares por termosifón

- La distribución de temperaturas en el interior del depósito se supone lineal.
- Se emplean funciones sinusoidales para la caracterización de la radiación solar y la temperatura ambiente.
- No existen pérdidas en las tuberías de conexión entre captador y depósito.
- La temperatura media del captador y la temperatura media del depósito son iguales.

El modelo teórico se validó experimentalmente y los resultados obtenidos mostraron que para las hipótesis propuestas, el modelo era fiable. Este estudio supuso la base para futuras investigaciones posteriores.

El modelo de Close, fue mejorado por C. L. Gupta et al. (1968) [2], en un estudio donde describen un modelo calculado por ordenador para pronosticar el rendimiento de sistemas por termosifón. En dicho modelo se incorpora el factor de eficiencia del captador suponiendo una situación ideal de no descarga del depósito durante el día. Se elabora, además, para la aplicación de días con cielo cubierto. Experimentalmente, los resultados obtenidos tuvieron una buena concordancia con aquellos predichos, sobretodo en la temperatura media del depósito. Sin embargo, la concordancia no era tan buena en los valores de temperatura del fluido a la entrada y salida del captador, tal y como se muestra en la Figura 2, especialmente en las primeras y últimas horas de insolación. Esta incongruencia se debía a la suposición en el modelado de que todos los componentes del sistema presentaban una temperatura media igual.

Posteriormente, K.S. Ong (1974) [3] se apoya en los modelos anteriores para establecer un modelo de diferencias finitas, siguiendo el esquema de resolución que se muestra en la Figura 3, manteniendo las características de los modelos anteriores, por lo que se mantenía una única temperatura media única del sistema completo.

Un par de años después, K.S. Ong (1976) [4], debido a las carencias de los estudios anteriores, mejora su modelo matemático anterior. En este, elimina la hipótesis de una única temperatura media del sistema y considera el sistema como un conjunto dividido en un número finito de secciones, donde cada sección se supone que tiene una temperatura media uniforme, estableciendo un balance de energía en cada sección. Además, se examinó el efecto en el comportamiento del sistema según la altura del depósito con respecto al captador. Los resultados obtenidos mostraron una buena concordancia.

Basado en el modelo de Ong, G. L. Morrison et al. (1980) [5] desarrollaron un modelo analítico para investigar la respuesta de un sistema por termosifón ante cambios en la insolación durante el día. En ese mismo estudio se empleó un anemómetro láser Doppler para caracterizar el flujo por termosifón. Se obtuvo que el tiempo de respuesta para alcanzar un flujo completamente desarrollado podría exceder los cinco minutos. Este retraso causó que el incremento de temperatura en el captador se situara por encima de la temperatura final de equilibrio, lo que podría inducir a unas mayores pérdidas térmicas. Sin embargo, a pesar de este hecho, la eficiencia a la hora de la captación de energía no se vio afectada.

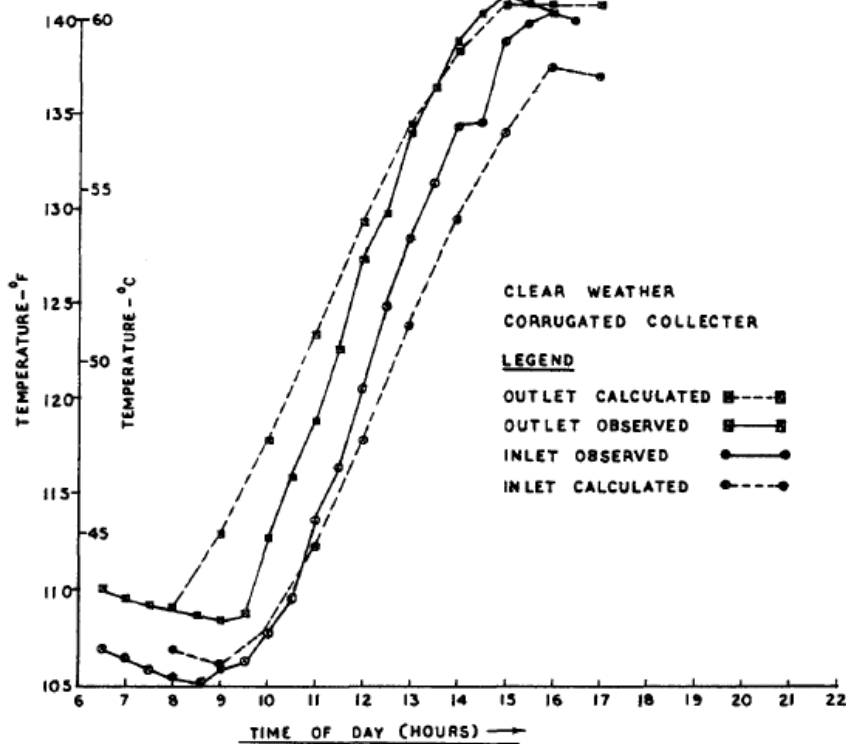


Figura 2. Temperaturas de entrada y salida en el captador para un día soleado. [2]

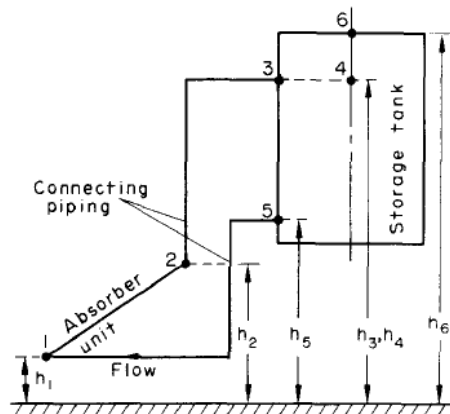


Figura 3. Configuración esquemática de un Sistema Solar por termosifón. [3]

En ese mismo año, G. L. Morrison et al. (1980) [6], observaron que en todos los estudios anteriores, las estimaciones teóricas de caudal del flujo en los sistemas por termosifón estaban por debajo de las medidas para números de Reynolds menores que 300 y por encima para números de Reynolds superiores a 300. De esta forma, incluyeron una serie de correcciones para flujo desarrollado que mejoró la exactitud de las predicciones, pero todavía subestimaba los resultados para un flujo con número de Reynolds bajo. La causa de esto se supuso que se podría deber a la no uniformidad de la velocidad del flujo y de la distribución de temperaturas en el interior del captador.

Centrando la revisión en el objetivo del presente trabajo, es decir, aquellos estudios orientados a la predicción del rendimiento del sistema

Posteriormente, se llevaron a cabo numerosos estudios para tratar de mejorar los modelos matemáticos para tratar de simular o predecir el comportamiento de estos sistemas. Sin embargo, dado que el presente trabajo se enfoca a la predicción del rendimiento anual o fracción solar a largo plazo cubierta por un sistema por termosifón, a continuación se detallan algunos de los estudios llevados a cabo.

G. L. Morrison et al. (1983) [7] elaboraron un estudio que engloba el ensayo de seis sistemas por termosifón para suministro de ACS. En dicho trabajo, se estudió el efecto de la configuración del sistema y la relación entre la cantidad de demanda necesaria frente a la energía auxiliar a aportar. Al contrario que en los sistemas de circulación forzada, se observó que los sistemas por termosifón mejoraban sus prestaciones para patrones de carga con máximos durante la mañana. El patrón de demanda mensual se obtuvo a partir de una serie de encuestas realizadas a las poblaciones de Sidney y Melbourne en Australia.

La correlación que desarrollaron para obtener el porcentaje de cobertura solar mensual es la que se muestra a continuación, que es una simplificación de la función utilizada en el modelo f-chart:

$$f = a_1 \cdot \frac{G}{L} + a_2 \cdot \left(\frac{G}{L}\right)^2 + b \cdot \frac{(T_{\omega 0} - T_a)}{L}$$

Donde:

G → Irradiación diaria media en el plano del captador, MJ/día.

L → Demanda diaria media, MJ/día.

$T_{\omega 0}$ → Temperatura media de descarga del agua, °C.

T_a → Temperatura media ambiente, °C.

Los coeficientes de regresión de la expresión anterior se determinaron por mínimos cuadrados a partir de datos medios mensuales. Los resultados obtenidos a partir de dicha expresión se muestran en la Tabla 1 para resultados mensuales y en la Tabla 2 para resultados anuales.

Aprovechando las mediciones en su anterior estudio, G. L. Morrison et al. (1984) [8], emplearon un modelo de elementos finitos para la predicción del comportamiento de un sistema solar por termosifón a largo plazo, el cual trabaja con flujo desarrollado en el circuito del captador. En el anterior estudio, se monitorizó diferentes parámetros a lo largo de un año en seis sistemas por termosifón diferentes, empleando tanto depósitos horizontales como verticales. Dichos valores medidos se compararon con los obtenidos por el modelo que incorpora la presencia de un calentador eléctrico en el interior del

depósito para suministro de la energía auxiliar. Algunas de las características del modelo son las siguientes:

- El modelo utiliza entradas de las correlaciones de eficiencia instantánea del captador, coeficiente de pérdidas de las tuberías y del depósito, geometría del sistema y datos horarios de irradiación y temperatura ambiente.
- Se evalúan las pérdidas por fricción debido al flujo desarrollado.
- La distribución de temperaturas a lo largo del circuito por termosifón se evalúa mediante la representación de un número finito de nodos. Las conexiones entre captador y depósito se representan por un nodo cada una.
- El gradiente de temperaturas a lo largo del captador se supone lineal.
- En caso de que 'thermosiphon head' fuese negativo, el captador se desacopla del depósito para eliminar el flujo inverso.
- 'Thermosiphon head' se calcula a partir de la distribución de temperaturas a lo largo del circuito utilizando una expresión de segundo orden.
- En el depósito se desarrolla un modelo que asume igual mezcla de flujo de retorno al depósito con las diferentes capas entre la del nivel de retorno y la de equilibrio.
- Debido a las altas pérdidas de calor en las capas superiores del depósito, esto se modela asumiendo que si una capa del depósito está más caliente que otra capa encima, las dos capas se mezclarán y se mantendrán a una temperatura uniforme.

Month	Daily Average Load (MJ)						Average Outlet Temperature (C)						Solar Contribution to Load					
	1:1	1:2	1:3	2:1	2:2	3:3	1:1	1:2	1:3	2:1	2:2	3:3	1:1	1:2	1:3	2:1	2:2	3:3
Dec. 80	21.7	23.0	21.9	21.8	21.8		60.3	63.0	63.1	62.8	66.8		0.74	0.64	0.61	0.90	0.80	
Jan. 81	23.3	24.1	23.9	23.8	23.8		58.4	60.0	62.2	60.1	65.0		0.65	0.53	0.47	0.80	0.68	
February	24.0	24.2	24.2	24.1	24.3		58.0	60.0	62.6	59.4	64.1		0.55	0.50	0.45	0.71	0.57	
March	26.5	26.7	26.7	26.3	26.3		59.6	62.1	62.7	60.4	64.5		0.79	0.67	0.69	0.89	0.74	
April	25.7	26.2	25.9	25.6	27.5	25.2	56.8	58.9	62.7	56.5	62.0	59.1	0.61	0.50	0.46	0.74	0.57	0.79
May	30.2	30.5	31.6	30.9	31.5	30.8	51.9	52.5	62.9	52.4	60.7	54.1	0.31	0.22	0.13	0.39	0.21	0.46
June	32.2	32.2	33.0	32.4	32.8	32.6	52.8	54.0	63.7	52.1	60.6	55.0	0.31	0.22	0.12	0.41	0.24	0.49
July	33.6	34.0	34.2	33.5	33.8	33.9	53.8	55.2	64	52.2	61.1	55.5	0.39	0.30	0.20	0.46	0.30	0.56
August	31.6	31.4	32.0	32.0	31.7	32.1	55.4	56.6	64.1	54.4	63.1	58.1	0.45	0.35	0.24	0.61	0.41	0.67
Sept.	31.1	31.3	31.3	31.2	31.3	31.4	57.2	59.5	63.7	56.5	63.8	58.9	0.60	0.48	0.44	0.69	0.56	0.71
October	29.9	30.1	30.4	30.1	30.3	30.3	55.6	56.9	63.4	56.3	62.9	57.1	0.51	0.41	0.33	0.66	0.48	0.67
November	26.6	26.9	26.9	26.9	27.0	27.2	56.9	58.5	63.3	58.4	63.1	59.5	0.54	0.42	0.36	0.66	0.48	0.62

Tabla 1. Resultados medios mensuales.

System Code	f_R
1:1	.55
1:2	.47
1:3	.41
2:1	.63
2:2	.49
3:3	.67

Tabla 2. Resultados de fracción solar anual para los distintos sistemas medidos.

Se muestra en la Figura 4 y Figura 5, los resultados obtenidos de la simulación del modelo comparados con los valores medidos de contribución solar a lo largo de un año. Se aprecia en ambas gráficas que el mayor porcentaje de cobertura solar ocurre en los meses de Enero a Marzo, esto se debe a que el estudio se llevó a cabo en Australia, coincidiendo la estación de verano en dichos meses.

Además de la concordancia razonable en la comparación de la contribución solar en la Figura 4 y Figura 5, el estudio concluyó que la comparación del perfil de temperaturas del depósito fue satisfactoria para días con alta y baja radiación. También se observó que si el caudal de flujo a través del captador se reduce, la eficiencia del mismo decrece debido a una mayor temperatura media de operación.

B. J. Huang et al. (1985) [9] elaboraron un método de simulación simplificado para el comportamiento de sistemas solares por termosifón. Para el modelado del depósito se basó en el modelo de estratificación de Close. Se encontró que el tiempo de paso de la simulación podría ser de 15 minutos con buena precisión en comparación con otros modelos de simulación donde el tiempo de paso se situaba entre 1 y 40 segundos. Para la verificación de este modelo, se llevaron a cabo una serie de ensayos en un único día y se extrapolaron los resultados a periodos más largos.

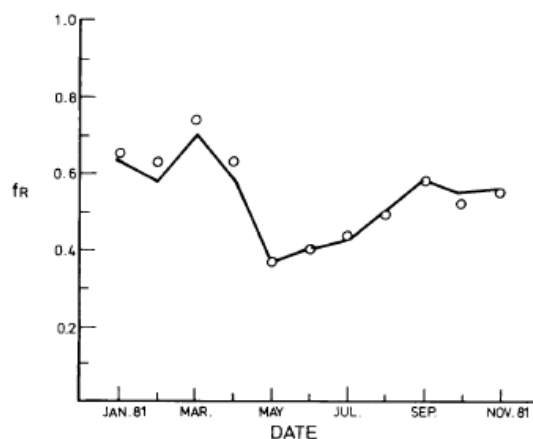


Figura 4. Contribución Solar para el Sistema con depósito en disposición horizontal. Los puntos indican los valores medidos y la línea continua la simulación obtenida. [8]

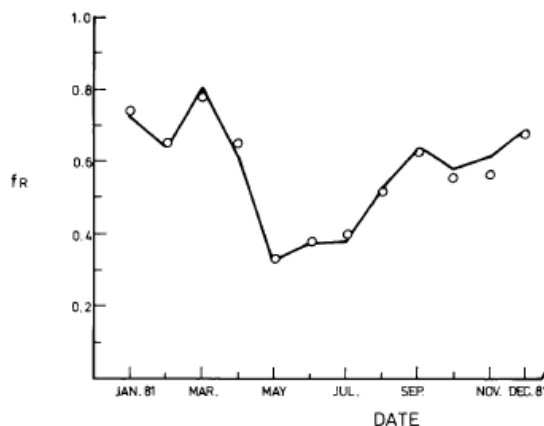


Figura 5. Contribución Solar para el Sistema con depósito en disposición vertical. Los puntos indican los valores medidos y la línea continua la simulación obtenida. [8]

La inestabilidad numérica en la simulación surge principalmente al resolver la ecuación diferencial en el depósito siempre que el total del flujo másico sea bajo en el depósito y domine la conducción de calor. Esta situación, ocurre solo en los periodos de comienzo del funcionamiento del sistema, por lo que se requerirán menores tiempos de paso para un mayor número de secciones en el depósito.

Numéricamente, se observó que para tiempos de paso menores a 20 minutos, siempre se conseguía la convergencia de los resultados, con un error del $\pm 10\%$ en los cálculos para la distribución de temperaturas, flujo másico y eficiencia del sistema para un número de 5 y 10 secciones en el depósito. La distribución de temperaturas a lo largo del sistema se puede observar en la Figura 6.

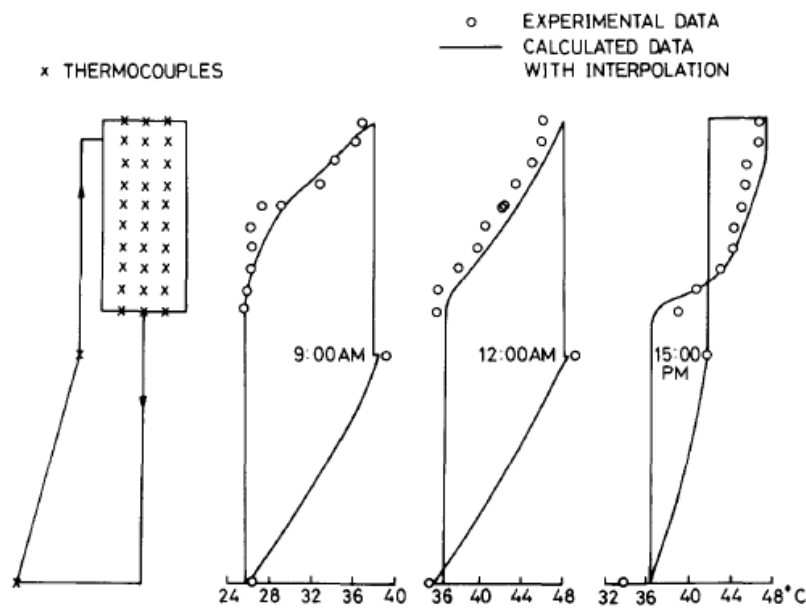


Figura 6. Distribución de temperaturas en el sistema. [9]

Para verificar la adecuación de este método para simulaciones de periodos largos, se llevó a cabo otro experimento en una escala a largo plazo. El sistema era el mismo que para los ensayos anteriores a excepción del captador que cambió sus parámetros. Los datos de operación se recogieron a lo largo de un año y se estableció que no se produjera descarga de agua durante el día antes de las 18:00h, de tal forma que la energía captada se utilizara a partir de dicha hora. Dado que el flujo másico no fue medido, la energía captada útil diaria por unidad de área del captador se determinó según la siguiente expresión:

$$q_n = \rho c_p M \frac{\overline{T_{tf}} - T_L}{A_c}$$

Donde M es la masa de fluido en el depósito; T_{tf} es la temperatura media del depósito a las 18:00 h, que podría ser determinada a partir de la medición de la media de la distribución de temperaturas en el depósito; T_L es la temperatura inicial del agua de reposición.

El comportamiento a largo plazo del sistema por termosifón se podría representar a partir de la energía ganada mensualmente por unidad de área (Figura 7):

$$Q_i = \sum_{n=1}^{d_i} q_{n,i}$$

Donde $q_{n,i}$ es la captación de energía diaria en el día 'n' del mes 'i'. El otro parámetro que puede representar estos sistemas a largo plazo es el factor de eficiencia en la captación (Figura 8) definido según:

$$f_i = \frac{Q_i}{\bar{H}_i d_i}$$

Donde \bar{H}_i es la insolación diaria media en la superficie horizontal y d_i es el número de días del mes correspondiente.

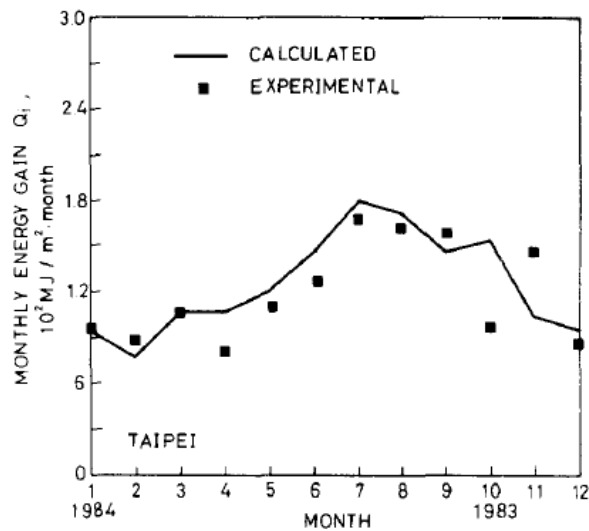


Figura 7. Comparación entre datos de simulación y experimentales de la energía ganada mensualmente por unidad de área para escala a largo plazo, [9]

En Alemania, este tipo de instalaciones deben garantizar una cierta cantidad de energía en consumo a partir de un sistema solar denominada GSR. Comúnmente, la GSR se determina tanto como la energía solar útil almacenada en el depósito (GSR1) o como la energía entregada a consumo (GSR2). Para verificar que se cumple con estas condiciones, lo más usual era realiza estudios de mediciones a largo plazo que son costosos, por lo que Beikircher et all. (2000) [10] desarrollaron un método fiable y barato económicamente para determinar la energía anual útil suministrada por el sistema solar, a partir del procedimiento ISTT (in-situ short term test procedure) que opera con unas condiciones de referencia establecidas en el diseño del sistema. El procedimiento de este método consta de las siguientes etapas:

- Set up del modelo de simulación donde se simula el sistema escogido en un programa de simulación.

- Análisis de sensibilidad de la energía entregada para ver la influencia de parámetro en los diferentes componentes.
- Medidas in-situ de aquellos parámetros identificados durante un periodo de 4 a 6 semanas.
- Determinación de los parámetros de cada componente a través de un modelo paramétrico.
- Validación del modelo de simulación con los parámetros determinados.
- Predicción del comportamiento del sistema.

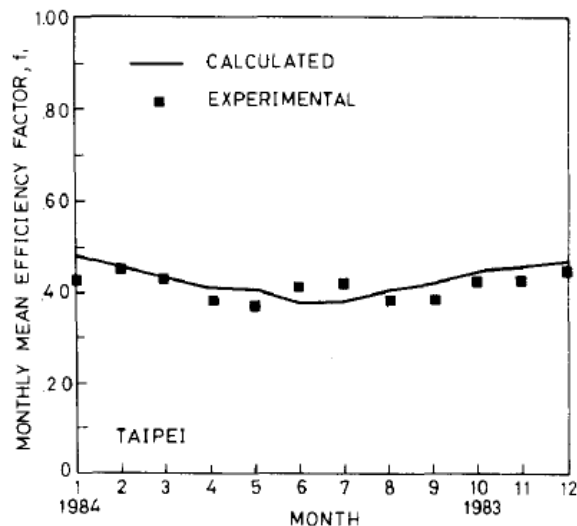


Figura 8. Comparación entre datos de simulación y experimentales del factor de eficiencia del captador para escala a largo plazo. [9]

Para determinar los parámetros del sistema se llevaron a cabo dos secuencias de medida: la primera durante 11 días en otoño bajo condiciones de operación normales y la segunda dos días en primavera con descargas reducidas del depósito para obtener unas condiciones más extremas asegurando temperaturas altas en el captador.

Los resultados obtenidos se muestran gráficamente en la Figura 9 donde se observa la gran concordancia existente.

A.Carrillo et al. (2002) [11] desarrollan un modelo matemático para sistemas solares por termosifón que incorporan un intercambiador de camisa externa en el depósito. Para ello, modifican con nuevas características los TYPES 45 y 38 del software TRNSYS. El depósito empleado se coloca horizontalmente con una capacidad de 300 litros y un área de intercambio de 2 m².

Para la validación experimental del modelo se realizaron dos experimentos. Uno de ellos en Sevilla por el IAER (Instituto de Energía Renovable de Andalucía) y el otro en Huelva por el INTA (Instituto Nacional de Técnicas Aeroespacial). A pesar de la concordancia de la energía térmica suministrada, esto no implica una buena calidad del modelo. Para ello, se comparó la temperatura de descarga del sistema. En la Figura 10 y Figura 11 se muestra dicho perfil de descarga para los estudios de IAER e INTA respectivamente.

Se puede apreciar en la Figura 10 y Figura 11 que la comparación del perfil generado por el modelo frente al obtenido experimentalmente presenta una buena similitud.

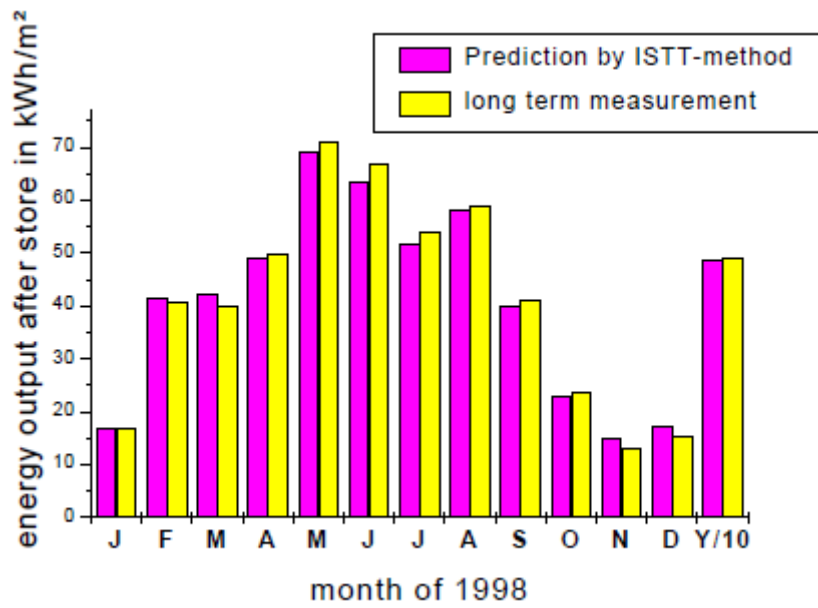


Figura 9. Perfil de energía entregada a consumo. [10]

En los ensayos por el IAER se realizaron dos series durante tres días consecutivos en el que se llevó a cabo la descarga de tres volúmenes diferentes de descarga y los resultados se muestran en la Figura 12 y la Figura 13.

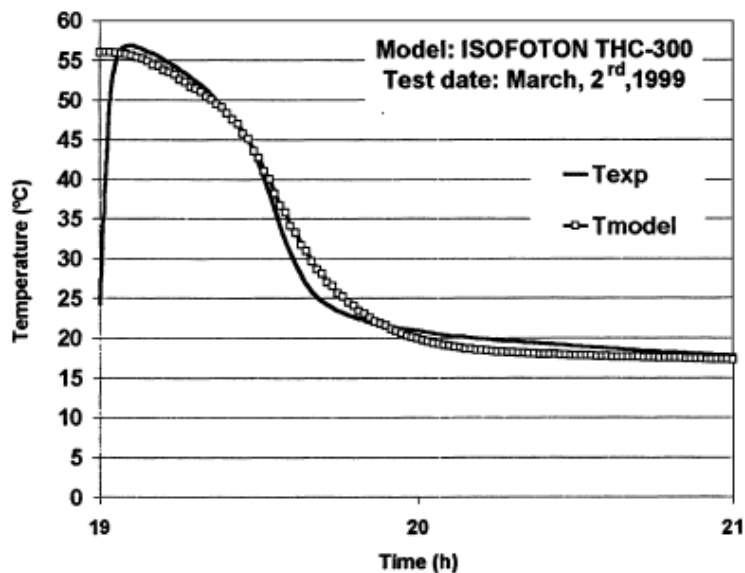


Figura 10. Perfil de temperatura de descarga del sistema. Experimento IAER. [11]

Para evaluar la fiabilidad de este método se calculó el error relativo según la expresión:

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

Siendo éste menor de un 3 % para la energía diaria total entregada.

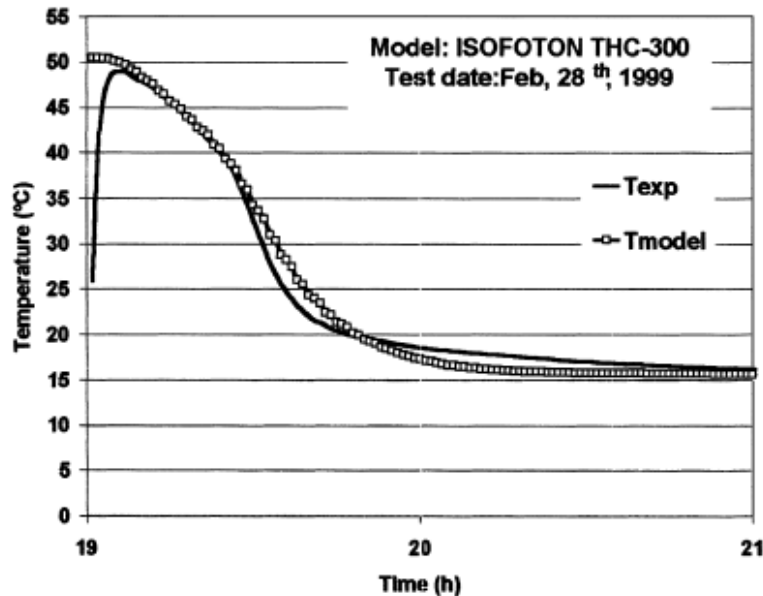


Figura 11. Perfil de temperatura de descarga del sistema. Experimento INTA. [11]

Respecto a los ensayos por el INTA, se realizó una serie de cinco días consecutivos y los resultados se muestran en la Figura 14, donde el error relativo siempre es menor que el 5%.

En base a estos resultados se concluyó que la concordancia de la energía entregada por el sistema predicha frente a la experimental es bastante buena y que los perfiles de descarga de temperaturas predichos por el modelo también tienen una buena similitud, aunque presenta alguna discrepancia en descargas largas. Por último, concluye que es mejor la selección de perfiles de descarga distribuidos ya que se asemejan mejor a las condiciones de operación reales.

A.Zerrouki et al. (2002) [12] elaboraron un estudio sobre los sistemas solares por termosifón para ACS debido a la creciente instalación de estos sistemas en Algeria. Por tanto, la finalidad del mismo es la de suministrar información relevante acerca del comportamiento de los mismos, a los distintos fabricantes para mejorar la competitividad en el desarrollo de este tipo de sistemas. Este estudio fue experimental y se apoyó en el modelo desarrollado en [13]. El comportamiento del sistema a largo plazo se obtiene a partir de mediciones a corto plazo que son extrapoladas. En la Figura 15 se puede observar la energía de salida del sistema para los diferentes meses del año con una temperatura de preparación de ACS de 40°C

K. Zelzouli et al. (2014) [14] emplearon un captador plano de vidrio con superficie negra selectiva y las paredes del depósito con baja conductancia con el fin de alcanzar altos

rendimientos en los sistemas por termosifón. Previamente a los ensayos del sistema acoplado, se ensaya cada componente por separado tanto captador como depósito. Durante los periodos de ensayo, se estudia el efecto en el rendimiento del captador a partir de la entrada del agua a diferentes temperaturas y los resultados muestran que el captador puede alcanzar una gran eficiencia y temperaturas de salida altas a pesar de entrar agua a temperaturas elevadas. Ante esto, se establece un modelo numérico para estimar el comportamiento del sistema a largo plazo. Los resultados del modelo son precisos y tienen una buena concordancia con los resultados experimentales. Se muestra que el comportamiento del sistema está más influenciado por las pérdidas del depósito que por las del captador.

El perfil de descarga de ACS se concentra a partir de las 18h, siendo el consumo medio de 200 l/día a 50°C para la ubicación de Túnez.

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

Figura 12. Resultados de la comparación con los datos de IAER. Primera serie. [11]

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

Figura 13. Resultados de la comparación con los datos de IAER. Segunda serie. [11]

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

Figura 14. Resultados de la comparación con los datos de INTA. [11]

January	February	March	April	May	June	July	August	Septembe	October	November	December
2	3	128	208	250	256	285	278	240	170	102	16
88	118	175	232	272	280	289	280	230	185	140	105

Figura 15. Resultados de la evaluación a largo plazo. [12]

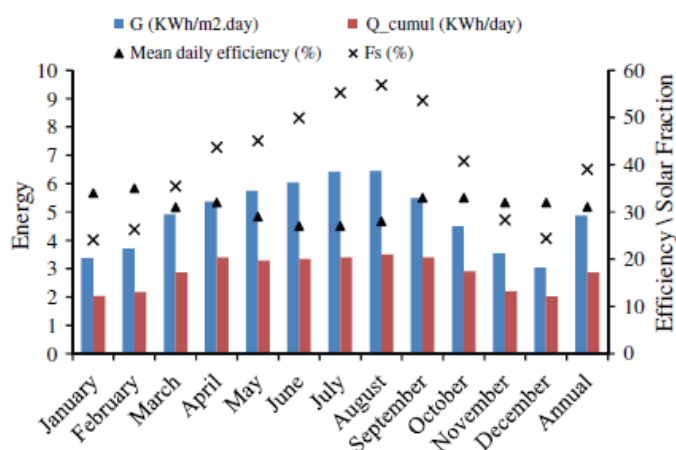


Figura 16. Resultados obtenidos del estudio a largo plazo. [14]

Según la Figura 16, se observa que la energía almacenada alcanza su máximo en 3,4 kWh/día en el mes de Abril hasta Septiembre, siendo la media anual de 2,87 kWh/día. Se aprecia que el mayor porcentaje de fracción solar coincide con el menor porcentaje de rendimiento térmico del sistema.

1.3 - Estructura y contenido

El presente trabajo se divide en cuatro capítulos principales, siendo el quinto correspondiente a las referencias bibliográficas.

El capítulo 1, consta de tres epígrafes en los cuales se presenta una pequeña introducción al trabajo y se lleva a cabo una revisión bibliográfica acerca de los trabajos realizados hasta la fecha, relacionados con la temática de este trabajo.

En el capítulo 2, titulado 'Sistemas de Energía Solar por Termosifón', se lleva a cabo una introducción generalizada de los sistemas de energía solar y los diferentes subsistemas que lo componen con sus respectivas peculiaridades. Posteriormente, se describe con más detalle el caso de los sistemas por termosifón, describiendo los principales tipo de

modelado, los problemas de flujo inverso, las configuraciones del depósito acumulador y los diferentes tipos de protecciones que existen para este tipo de sistemas.

En el capítulo 3, titulado 'Metodología de Evaluación', se presenta la metodología propuesta para el desarrollo del modelo. Se presenta la base de datos empleada para la aplicación del modelo y se pone en práctica su aplicación en el epígrafe 'Procedimiento de evaluación'.

Finalmente, en el capítulo 4, se resume el trabajo desarrollado así como las principales conclusiones a las que se ha llegado.

2-SISTEMAS DE ENERGÍA SOLAR POR TERMOSIFÓN

2.1 – Introducción

Una vez que se ha llevado a cabo una breve revisión bibliográfica sobre estudios posteriores relacionados con el propósito de este trabajo, en este capítulo se mencionan las diferentes clasificaciones de sistemas de energía solar para ACS y se detallan los diferentes subsistemas que componen la instalación. Posteriormente, se explican las peculiaridades de los sistemas por termosifón.

2.2 – Sistemas de energía solar para ACS

Los sistemas de energía solar domésticos, en concreto, aquellos destinados para suministro de ACS se engloban dentro del campo de energía solar a baja temperatura. Esto es así debido a que no se requiere una alta temperatura de operación en el intercambio de energía, siendo ésta por debajo del punto de ebullición a presión atmosférica. Su popularidad ha ido aumentando con el paso de los años debido a la necesidad de no depender fuertemente de los combustibles fósiles pero sobre todo debido a su viabilidad económica.

Un sistema de energía solar para ACS consiste básicamente en una combinación de un captador solar, un sistema de intercambio de energía y un depósito de almacenamiento. La principal parte de estos sistemas es el captador, el cual absorbe la radiación solar y la convierte en calor, siendo este calor absorbido por el fluido de trabajo del sistema, normalmente agua, aire o refrigerante que pasa a través del captador. Esta energía térmica que incorpora el fluido puede ser almacenada o bien transferida a un proceso. Dado que el comportamiento de este tipo de sistemas dependen de las condiciones climatológicas presentes, su uso tiene mayor o menor éxito dependiendo del clima en el que se encuentre expuesto. Además, deberán contar con una serie de protecciones frente a heladas o momentos de excesivo calor que produzcan un sobrecalentamiento debido a periodos de alta insolación y baja demanda de energía.

Según la transferencia de calor, a gran escala, se pueden distinguir dos tipos de sistemas:

- Sistemas directos o de lazo abierto, en los que el agua se calienta directamente a partir del captador solar.
- Sistemas indirectos o de lazo cerrado, donde el agua se calienta indirectamente a partir de la transferencia de calor del fluido de trabajo en un intercambiador.

Se puede realizar otra clasificación en función de la forma en la que el calor del fluido de trabajo es transportado:

- Sistemas de circulación natural o pasivos (efecto termosifón).
- Sistemas de circulación forzada o activos.

El esquema básico de una instalación solar se muestra en la Figura 17, donde se pueden distinguir los siguientes subsistemas:

- Subsistema de captación.
- Subsistema de transporte.

- Subsistema de almacenamiento.
- Subsistema auxiliar.
- Subsistema de control.
- Subsistema de consumo.

En una instalación solar de este tipo se pueden distinguir dos rendimientos principales:

- Rendimiento del subsistema de captación, que refleja la energía útil que es capaz de absorber el conjunto de captadores frente a la energía solar incidente.

$$\eta_c = \frac{\text{Energía útil captador [kJ]}}{\text{Radiación Solar} \cdot 3600 \text{ [kWh]}}$$

- Rendimiento del sistema o porcentaje de demanda cubierta, que representa la energía útil captada frente a la energía requerida en el consumo o demanda.

$$f = \frac{\text{Energía útil captador [kJ]}}{\text{Energía consumida [kJ]}}$$

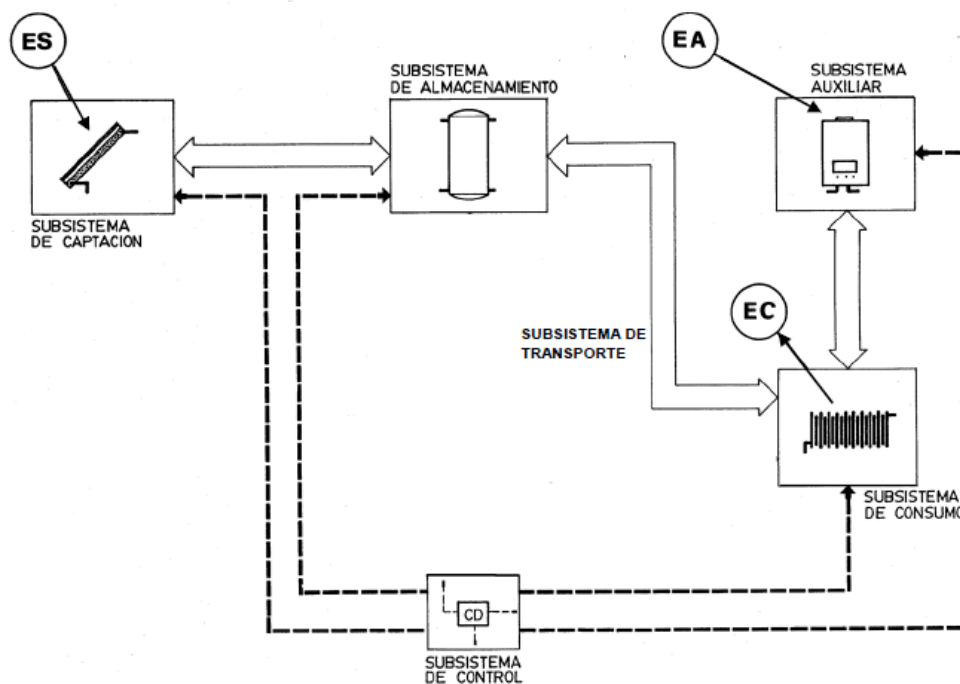


Figura 17. Esquema básico de una instalación solar. [14]

Los principios básicos de funcionamiento en una instalación de este tipo son los siguientes:

- El aporte de energía solar no es controlable.
- La demanda y el aporte de energía solar están desfasadas.
- La orientación e inclinación del captador influyen fuertemente en el rendimiento.
- El rendimiento de captación aumenta al disminuir la temperatura del fluido a la entrada.
- Interesa captar la energía solar a la mayor temperatura posible.

- Se debe dar preferencia al consumo de la energía solar frente a la energía convencional.

A continuación, se explica en detalle cada uno de los subsistemas que conforman la instalación solar así como cada uno de sus componentes.

2.2.1 – Subsistema de captación

Se trata del principal subsistema de la instalación, ya que es el encargado de captar la energía solar y transmitirla al fluido caloportador. Este subsistema es el que distingue una instalación solar de una instalación convencional de producción de calor. Está formado por un único componente que es el captador solar.

Captador Solar Plano

Se trata de un dispositivo cuya función es la de absorber la energía solar y cederla al fluido de trabajo o caloportador que circula por su interior. En la Figura 18 se muestra la composición del mismo.

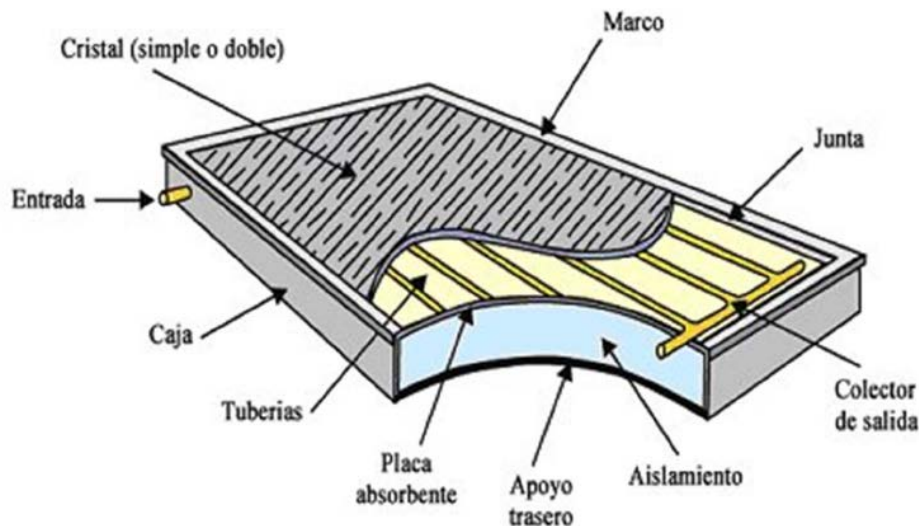


Figura 18. Captador Solar Plano. [15]

Normalmente, los captadores más utilizados son aquellos que tienen cubierta de vidrio y su principio básico de funcionamiento se debe al efecto invernadero, donde la radiación solar (longitud de onda corta) incide en el vidrio, traspasándolo y alcanzando la superficie absorbente que cede el calor al fluido de trabajo. Los principales elementos que componen el captador son:

Cubierta transparente

Dado que se requiere que la energía solar acceda a la superficie absorbente, las propiedades de este material deben tener una alta transmisividad para longitudes de onda corta (radiación solar) y la mínima transmisividad posible para longitudes de onda larga (flujo de radiación de la superficie absorbente). Para ello, se emplean vidrios selectivos, también llamados vidrios blancos que son aquellos con bajo contenido en óxido de hierro. Además, el material de la cubierta deberá tener una baja adherencia

a la sociedad y un coeficiente de conductividad térmica bajo para disminuir las pérdidas térmicas.

Superficie absorbente

El elemento encargado de convertir la radiación solar en energía térmica. Se trata de una superficie plana que está acoplada a los colectores por los que circula el fluido caloportador. Se requieren superficies selectivas que tengan alta absorptividad en longitudes de onda corta y baja en longitudes de onda larga. Así mismo, es necesario que dispongan de una alta conductividad térmica y un espesor bajo.

Caja o carcasa

Se trata del elemento que encierra todos los elementos del captador.

Aislamiento

Es el encargado de reducir las pérdidas térmicas del captador y se coloca en la pared lateral y posterior del mismo. Normalmente está formado por espumas sintéticas como el poliuretano o la fibra de vidrio.

La clasificación de los captadores solares planos se puede establecer según la siguiente serie de criterios:

- Según el número de cubiertas
 - o Sin cubierta
 - o Una cubierta
 - o Varias cubiertas
- Según el material de la cubierta
 - o Vidrio
 - o Plástico
- Según el tipo de superficie absorbente
 - o Superficie selectiva
 - o Superficie negra
- Según el material de la superficie absorbente
 - o Cobre
 - o Acero
 - o Aluminio
 - o Caucho
- Según el fluido de trabajo
 - o Captadores de agua
 - o Captadores de aire
- Según la configuración de la superficie absorbente
 - o Placas
 - o Placas y tubos: Parrilla, serpentín.

2.2.2 – Subsistema de almacenamiento

Está formado por el depósito acumulador que es el encargado de almacenar la energía térmica procedente del captador. El empleo de este elemento es necesario en los sistemas solares de calentamiento ya que la demanda no coincide con la oferta, en este caso la energía solar.

Uno de los factores más importantes es la estratificación del depósito. Éste fenómeno se ve favorecido con el empleo de depósitos verticales frente a los horizontales, aunque por problemas de espacio, los depósitos horizontales son los más utilizados.

La localización del depósito acumulador se sitúa detrás del captador solar y una distancia por encima de éste para favorecer el movimiento del fluido y evitar flujo inverso en periodos de no insolación.

2.2.3 – Subsistema de transporte

Es el encargado de transportar los diferentes fluidos que puedan estar funcionando en este tipo de sistemas. Está formado por las tuberías que unen el captador y el depósito de acumulación, siendo éstas de la mínima longitud posible para evitar pérdidas térmicas.

Se trata por tanto del circuito hidráulico del sistema y los principales componentes que lo forman son: bombas, vasos de expansión, filtros, aparatos de medida (contadores de energía, caudalímetros) y válvulas (termostáticas, de corte, de regulación, de seguridad).

2.2.4 – Subsistema auxiliar

El empleo de este subsistema es necesario en una instalación solar ya que su utilidad depende de que exista radiación y el sistema sea capaz de captarla, por tanto, cuando esto no ocurra, entrará en acción un sistema de calentamiento auxiliar que permita satisfacer la demanda requerida.

La energía auxiliar se puede suministrar según los esquemas representados en la Figura 19 [18], donde el aporte se realiza en las zonas A, B o C:

En la zona A, la energía auxiliar se aporta en el interior del depósito de acumulación. El funcionamiento de éste dispositivo está controlado por un termostato colocado en la parte superior del depósito. Esta opción es probablemente la más simple y la menos cara. Sin embargo, existe el riesgo de que el dispositivo caliente la parte inferior del depósito y con ello la temperatura del agua entrante al captador, reduciendo así la eficiencia del mismo. Es necesario tener en cuenta que esta configuración no está permitida en España.

En la zona B, el aporte de energía auxiliar se realiza con un dispositivo externo situado aguas abajo del depósito acumulador. Esta configuración presenta la ventaja de que se utiliza el máximo posible de energía solar útil,

En la zona C, la energía auxiliar puede ser añadida directamente al agua de red sin pasar por el depósito. Este método tiene la desventaja que o bien el agua caliente procedente del depósito o el agua de red calentada deben tener una temperatura superior a la requerida de forma que la mezcla de ambas alcance dicha temperatura. De esta forma si la temperatura del agua procedente del depósito es bastante baja, se requeriría una temperatura del agua de red calentada bastante alta, lo que supone una situación bastante peligrosa.

2.2.5 – Subsistema de control

Este subsistema sólo tiene importancia cuando se trate con sistemas solares por circulación forzada, ya que sería necesario conocer el instante en el que una bomba tiene que entrar en funcionamiento en función de las temperaturas del sistema. Sin embargo, para sistemas por termosifón no tiene sentido el empleo de un equipo de control ya que su funcionamiento es por medios naturales por lo que no se ahondará en este apartado.

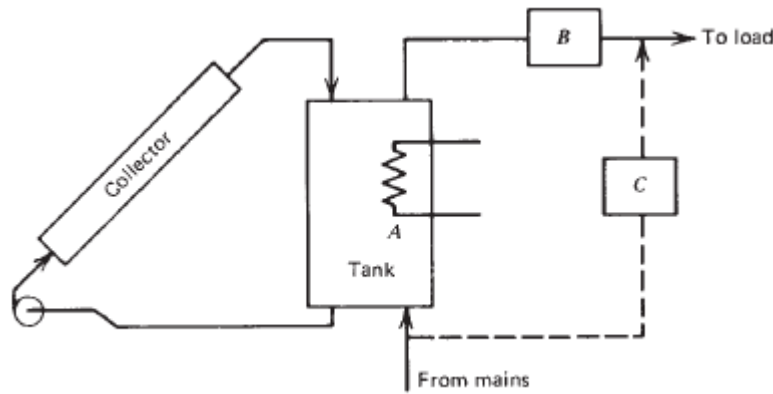


Figura 19. Localización esquemática del aporte de energía auxiliar. [18]

2.2.6 – Subsistema de consumo

El principal parámetro que debe ser considerado a la hora del diseño de un sistema solar de ACS es la demanda de agua caliente durante un periodo de tiempo determinado. La energía demandada para la generación de ACS se obtiene a partir de la siguiente expresión:

$$D = V \rho c_p (T_{AC} - T_{AR})$$

Donde:

D → Energía demandada [kJ]

ρ → Densidad del agua [kg/m³]

c_p → Calor específico del agua [kJ/kg K]

T_{AC} → Temperatura de preparación del agua caliente [K]

T_{AR} → Temperatura del agua de red [K]

Si las temperaturas de la expresión anterior son conocidas, el único parámetro del que depende la energía demandada es el volumen de consumo. Este volumen es aleatorio y varía para cada situación estudiada. No obstante existen diferentes perfiles de consumo que se pueden aplicar para el diseño de estos sistemas. En España, el cálculo de la demanda de energía térmica en instalaciones solares para producción de ACS se rige por la norma UNE 94002:2005.

2.3 – Sistemas por termosifón

Los sistemas solares por termosifón son aquellos en los que el movimiento del fluido de trabajo se produce por condiciones naturales. Esto se puede observar en la Figura 20, donde al calentarse el fluido que circula en el interior del captador, éste disminuye su densidad, con lo que tiende a subir alcanzando el acumulador entrando por la parte alta del mismo. El agua fría, al ser más densa, se desplaza hacia abajo en el acumulador y se recircula de nuevo hasta la parte inferior del captador dónde de nuevo se calienta y se repite el ciclo.

Se trata por tanto, de un movimiento del fluido debido a una diferencia de densidades causada por un incremento de temperaturas. Dicho movimiento, se mantendrá activo siempre y cuando el sol esté actuando sobre el captador. Entre las consideraciones a

tener en cuenta en este tipo de instalaciones, se debe prestar especial atención a la reducción de las pérdidas por fricción y el aislamiento de las redes de conexión entre el captador y el depósito.

Entre las principales ventajas de los sistemas por termosifón, se encuentran que no es necesario el uso de bombas y sistemas de control para su funcionamiento además de que cuentan con una mayor vida útil que los sistemas por circulación forzada. Dependiendo del uso de estos sistemas, en algunos casos no sería necesaria la presencia de un aporte de energía auxiliar, aunque para el caso de aportación de ACS sí es necesario el aporte de energía auxiliar.

Respecto a los inconvenientes que presentan, se requiere un diseño y montaje muy cuidadoso que minimice las pérdidas de carga; no permiten controlar la temperatura máxima en el captador; existe posibilidad de flujo invertido y presentan una mala estética y difícil integración arquitectónica.

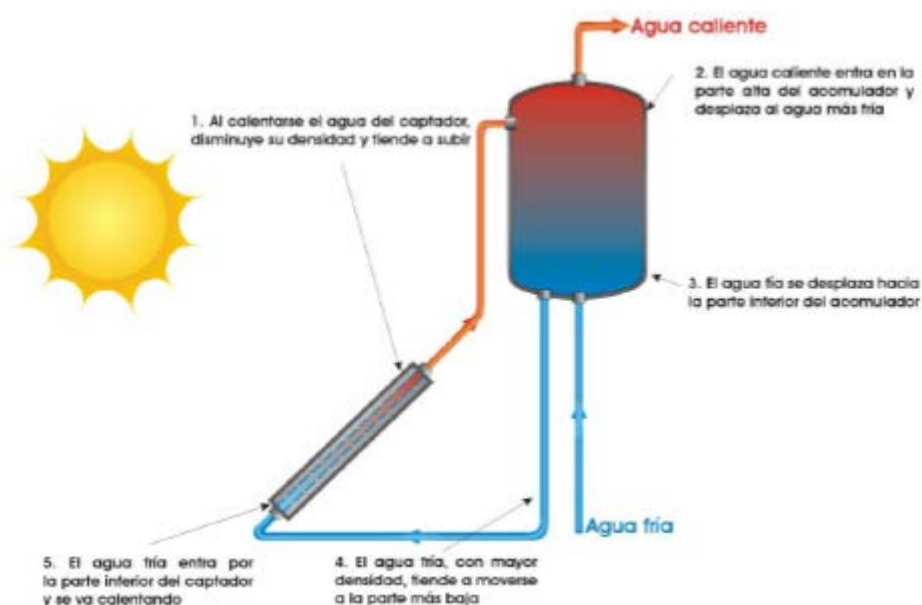


Figura 20. Sistema Solar por termosifón [15]

2.3.1 – Modelado

Respecto al modelado o comportamiento de este tipo de sistemas, el primer estudio recae en Close (1962) [1] seguido del desarrollado por C. L. Gupta et al. (1968) [2] que incorporaron el factor de eficiencia del captador y para una situación ideal de no descargar del sistema. Representaron la radiación solar y la temperatura ambiente por series de Fourier y fueron capaces de predecir el comportamiento del sistema en un día de forma que se aproximaba a resultados obtenidos en los experimentos.

K. S. Ong (1974, 1976) [3, 4] desarrolló un modelo a partir de diferencias finitas para predecir el comportamiento de estos sistemas. Este modelo superaba en detalle a los anteriores aunque estaba inspirado en ellos.

G. L. Morrison et al. (1985) [16] estudiaron el modelado y las características de operación de estos sistemas con la incorporación de acumuladores en posición vertical y horizontal. Encontraron que el rendimiento del sistema es máximo cuando el volumen de flujo diario que circula por el captador es aproximadamente igual al flujo de carga diario y el rendimiento del sistema con depósito horizontal no era tan bueno como aquel con depósito vertical.

El modelo desarrollado por Morrison y Braun, se elaboró para condiciones estacionarias y se incorporó como el modelo de estos sistemas en el programa de simulación TRNSYS. Según este modelo, consiste en un captador plano y un depósito estratificado operando en condiciones estacionarias. El sistema se divide en N segmentos normales a la dirección del flujo, aplicando a cada uno de estos segmentos la ecuación de flujo incompresible de Bernoulli. De forma que para condiciones estacionarias, la suma de variaciones de presión a lo largo del lazo es cero [17]:

$$\sum_{i=1}^N \rho_i f_{hi} = \sum_{i=1}^N \rho_i H_i$$

Donde:

ρ_i → Densidad de cada nudo calculada según una función de temperatura local [kg/m³].

f_{hi} → Pérdida de altura de fricción a través del elemento [m].

H_i → Altura vertical del elemento [m].

El rendimiento térmico del captador se puede modelar dividiéndolo en N_c nodos de igual tamaño. La temperatura en el punto medio de cada nodo del captador será:

$$T_k = T_a + \frac{I_t F_R(\tau\alpha)}{F_R U_L} + \left(T_i - T_a - \frac{I_t F_R(\tau\alpha)}{F_R U_L} \right) \exp\left(-\frac{F' U_L A_c}{m_t c_p} \cdot \frac{\left(k - \frac{1}{2}\right)}{N_c} \right)$$

Donde:

T_k → Temperatura en el punto medio de cada nodo [°C]

T_a → Temperatura ambiente [°C]

I_t → Irradiancia solar [W/m²]

$F_R(\tau\alpha)$ → Factor óptico [adim]

$F_R U_L$ → Factor de pérdidas [W/m² K]

m_t → Flujo por termosifón [kg/s].

A_c → Área del captador [m²].

El parámetro $F' U_L$ se obtiene a partir de los datos del captador y del flujo circulante:

$$F' U_L = \frac{-m_t c_p}{A_c} \ln\left(1 - \frac{F_R U_L A_c}{m_t c_p} \right) \quad \left[\frac{W}{m^2 K} \right]$$

La energía útil del captador se obtiene a partir de la siguiente expresión:

$$Q_u = r A_c [F_R(\tau\alpha) I_t - F_R U_L (T_i - T_a)] \quad [J]$$

Donde:

$$r = \frac{F_R m_t}{F_R m_T} = \frac{m_t \left[1 - \exp\left(-\frac{F' U_L A_c}{m_t c_p}\right) \right]}{m_T \left[1 - \exp\left(-\frac{F' U_L A_c}{m_T c_p}\right) \right]} \quad [adim]$$

La caída de temperaturas a lo largo de la entrada al captador y las tuberías de salida del depósito es muy pequeña ya que hay una distancia corta y están cubiertas con aislamiento. Las tuberías se consideran como un único nodo, resultando la temperatura de salida según la expresión:

$$T_{po} = T_a + (T_{pi} - T_a) \exp\left(-\frac{(UA)_p}{m_t c_p}\right) \quad [^{\circ}C]$$

Las pérdidas por fricción son:

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

Donde:

$d \rightarrow$ Diámetro de la tubería [m].

$v \rightarrow$ Velocidad del fluido [m/s].

$L \rightarrow$ Longitud de la tubería [m].

$k \rightarrow$ Altura de fricción 'Friction head' [m].

$f \rightarrow$ Factor de fricción.

El factor de fricción es igual a:

$$f = \frac{64}{Re} \quad \text{para } Re < 2000$$

$$f = 0.032 \quad \text{para } Re > 2000$$

La altura de fricción o 'friction head' en cada parte del circuito, se puede obtener según la Tabla 3 [\[16\]](#).

El factor de fricción para flujo desarrollado en las tuberías de conexión de los elementos y de los colectores en el interior del captador viene dado por la expresión:

$$f = 1 + \frac{0.038}{\left(\frac{L}{d Re}\right)^{0.964}}$$

La caída de presión en los colectores de subida, P_h , es igual a la media de cambio de presión a lo largo de la entrada y salida de colectores para igual flujo de masa en cada colector, dada por:

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

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

$$A_1 = \frac{f L_h v_h^2}{2 d_h}$$

Donde $f = \frac{64}{Re}$, siendo el Re en función de la velocidad del colector de entrada y su temperatura, y:

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

En función de la velocidad del colector de salida y su temperatura, se obtendrá:

$$A_2 = \frac{\rho v_h^2}{2}$$

Siendo finalmente, P_h :

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

Para completar el modelado del sistema conjunto, se requiere la integración del modelado del depósito. Para ello, se emplea el modelo de un depósito completamente estratificado.

La capacidad de almacenamiento de energía en un depósito completamente mezclado o no estratificado, es decir a temperatura uniforme viene dada por la expresión [18]:

$$Q_s = (m C_p)_s \Delta T_s$$

Donde Q_s es la capacidad de calor total para un ciclo operando a través de un rango de temperaturas ΔT_s y una masa de líquido m . El rango de temperaturas a partir del cual la unidad puede operar está limitado por los requerimientos del proceso, la presión de cambio de estado del líquido y las pérdidas térmicas del captador. El balance de energía en un depósito completamente mezclado viene dado por la expresión:

$$(m C_p)_s \frac{dT_s}{dt} = Q_u - L_s - (UA)_s (T_s - T_a')$$

Donde

$Q_u \rightarrow$ Flujo de energía solar entregada al depósito [kJ]

L_s → Flujo de energía descargado del depósito [kJ]

$(UA)_s$ → Producto del coeficiente de pérdidas del depósito y el área de intercambio [W/K]

T'_a → Temperatura ambiente que rodea al depósito [°C]

Parameter	k Value
Entry from tank to connecting pipe to collector	0.5
Losses due to bends in connecting pipes	
Right-angle bend	Equivalent length of pipe increased by $30d$ for $Re \leq 2000$ or $k = 1.0$ for $Re \geq 2000$
45° bend	Equivalent length of pipe increased by $20d$ for $Re \leq 2000$ or $k = 0.6$ for $Re > 2000$
Cross-section change at junction of connecting pipes and header	
Sudden expansion	$k = 0.667(d_1/d_2)^4 - 2.667 (d_1/d_2)^2 + 2.0$
Sudden contraction	$k = -0.3259(d_2/d_1)^4 - 0.1784 (d_2/d_1)^2 + 0.5$
Entry of flow into tank	1.0
<i>Note: For pipe diameters, d_1 = inlet diameter and d_2 = outlet diameter.</i>	

Tabla 3. Altura de fricción o 'Friction head' para diferentes partes de un circuito por termosifón.

Para determinar el comportamiento a largo plazo del depósito, la expresión anterior puede ser escrita en forma de diferencias finitas según:

$$(m C_p)_s \frac{T_s^+ - T_s}{\Delta t} = Q_u - L_s - (UA)_s (T_s - T'_a)$$

Donde despejando T_s^+ se puede obtener la temperatura del depósito tras un intervalo de tiempo Δt .

$$T_s^+ = T_s + \frac{\Delta t}{(m C_p)_s} (Q_u - L_s - (UA)_s (T_s - T'_a))$$

En esta expresión se asume que las pérdidas térmicas, Q_u y L_s no cambian durante el intervalo de tiempo evaluado.

Sin embargo, el modelado de estos sistemas se realiza con depósitos con estratificación, es decir, aquellos basados en el fenómeno natural en que el agua caliente es separada del agua fría debido a la diferencia de densidades existentes. De esta forma, el agua fría desciende hacia la parte de debajo del depósito y el agua caliente queda en la parte superior. De esta forma, dado que el agua entra al captador a temperatura baja, el rendimiento de éste es mayor. El grado de estratificación es medido por la diferencia de temperaturas entre la parte superior e inferior del depósito.

Se han desarrollado muchos modelos de depósitos estratificados y se pueden clasificar en dos grupos:

- Multinodos: Donde el depósito es dividido en N nodos y se aplica un balance de energía para cada nodo, resultando por tanto N ecuaciones diferenciales que son resueltas para la temperatura de cada nodo en función del tiempo.
- 'Plug flow': Donde segmentos de líquido a temperaturas diferentes se mueven a través del depósito en forma de flujo tipo tapón y su modelo se basa en conocer el tamaño, temperatura y posición de los segmentos.

Una vez que se ha descrito las características de modelado de cada componente de este tipo de sistemas, el procedimiento para modelar el sistema en conjunto es el siguiente:

Inicialmente, se evalúa la distribución de temperaturas del flujo a lo largo del lazo por termosifón en el instante inicial. La temperatura de entrada al captador se calcula según la temperatura media de masa de los segmentos de líquido en la parte inferior del depósito con un volumen igual al volumen de flujo en el captador. Después se calculan las pérdidas por fricción en la tubería de entrada y la temperatura de cada nodo en el captador para representar la distribución de temperaturas en el mismo. Por último, la temperatura del nuevo segmento de líquido que vuelve al depósito se calcula a partir de la temperatura de salida del captador y la caída de temperatura en la tubería de conexión, obteniendo por tanto un nuevo perfil de temperaturas.

2.3.2 – Flujo inverso

Este tipo de sistemas tiene su utilidad durante las horas de insolación, donde la presencia del sol hace que incremente la temperatura del fluido a través del captador provocando la diferencia de densidades que originan el movimiento del fluido.

Sin embargo, durante la noche o en periodos donde el captador está más frío que el fluido que circula por su interior, puede provocar flujo inverso, es decir, que el fluido circule en dirección contraria y por tanto enfríe el depósito de acumulación. Por tanto, uno de los principales problemas de este tipo de sistemas es tratar de minimizar las pérdidas térmicas debido a la posibilidad de flujo inverso.

Para evitar esta circulación inversa del flujo, la forma más práctica consiste en colocar la parte superior del captador a una distancia de 300 mm aproximadamente por debajo de la parte inferior del depósito de acumulación.

Las pérdidas térmicas del captador durante la noche son función de la temperatura ambiente y de la temperatura de cielo. Si la temperatura de cielo es significativamente baja con respecto a la temperatura ambiente, un enfriamiento del captador provocará flujo inverso en el mismo y el fluido podría ser enfriado por debajo de la temperatura ambiente. Este fluido entraría en la tubería inferior que conecta al depósito y entraría en contacto con el agua caliente del depósito. El hecho de que el fluido se enfríe por debajo de la temperatura ambiente provoca que se produzca flujo inverso en cualquier configuración de sistemas por termosifón, independientemente de la separación vertical que se haya dejado entre la parte superior del captador y la parte inferior del depósito.

2.3.3 – Configuración del acumulador

Respecto a la posición del depósito acumulador, se distinguen dos posiciones: horizontal y vertical. Dado que en los sistemas por termosifón la estratificación del depósito juega un papel fundamental, los depósitos verticales son más efectivos que los horizontales.

Los sistemas por termosifón pueden incorporar un apoyo en forma de energía auxiliar que se puede colocar en el interior del depósito de acumulación. Sin embargo, la colocación de este apoyo en el interior del acumulador está prohibido en España por el Código Técnico de la Edificación para el uso de estos sistemas. No obstante, en otros países no está prohibido y en ese caso interesaría colocar el calentador auxiliar tan alto como sea posible en el interior del acumulador, con el fin de calentar sólo la parte superior del depósito cuando sea requerido. Este factor es importante ya que mejora la estratificación.

A pesar de que los depósitos colocados verticalmente son más efectivos, la mayoría de este tipo de instalaciones se lleva a cabo con depósitos horizontales. Esto es debido a un problema de altura, ya que el conjunto de la instalación ocuparía una altura considerable.

La estratificación en depósitos horizontales depende también del grado de mezcla en el agua destinada a la carga, del agua de reposición y de las entradas de colectores al depósito. En cuanto a la descarga del agua, ésta se debería realizar desde el punto más alto posible mientras que la entrada del agua de reposición debe colocarse en la parte inferior del depósito a través de un difusor para no disturbar la estratificación. El flujo proveniente del captador deberá ser introducido en el depósito según su punto de equilibrio de temperatura. Debido a que el retorno del captador al depósito es normalmente caliente, muchos fabricantes hacen una pequeña curvatura en la tubería mirando hacia arriba.

Normalmente, la penalización de los depósitos horizontales se debe a que la estratificación se degrada debido a la poca profundidad y se produce la conducción de calor a través de las paredes.

2.3.4 – Protecciones

Los sistemas solares por termosifón deben ser diseñados para evitar daños por heladas y sobrecalentamiento. La temperatura ambiente durante periodos de no insolación puede llegar a alcanzar valores por debajo de 0°C. Por el contrario, si durante las horas de insolación existe una temperatura ambiente alta junto con una gran radiación y no existe necesidad de descarga del depósito, es decir, no hay demanda, esto podría provocar sobrecalentamiento, alcanzando el captador, temperaturas superiores a los 100°C.

Para evitar las heladas, en este tipo de sistemas se recogen cinco métodos [17]:

En primer lugar, se pueden emplear un anticongelante en el circuito primario con un intercambiador de calor entre el captador y el depósito. Este intercambiador puede ser externo o interno en el acumulador o incluso actuar como doble camisa del depósito. Un valor típico del coeficiente de transferencia de calor en el caso de que el intercambiador se sitúe en el interior del depósito es de 600 W/m² °C. Soluciones de agua con Etilenglicol y propilenglicol con agua son los líquidos anticongelantes más comunes en estos sistemas, siendo su principal problema la toxicidad que presentan.

En segundo lugar, el aire puede ser utilizado como fluido de transferencia de calor en el captador y posteriormente incorporar un intercambiador de calor. Los captadores que están diseñados para trabajar con aire como fluido de trabajo presentan unos valores de $F_R(\tau\alpha)$ y $F_R U_L$ más bajos que aquellos que emplean líquido como fluido. Sin embargo, se evita la presencia de fluidos tóxicos, no es necesario la presencia de un segundo intercambiador, las filtraciones no son críticas y el sobrecalentamiento no es un problema.

El tercer método, consiste en circular agua caliente desde el depósito a través del captador para evitar la helada. Este método sólo es posible en sistemas de circulación forzada.

El cuarto método, consiste en el drenaje del agua de los colectores del captador cuando éste no está operando. El drenaje de estos sistemas debe ser venteado en su punto más alto, de tal forma que todos los colectores y tuberías expuestas a heladas estén completamente vacías. Este tipo de método se divide en dos tipos:

- 'Drain-back': Donde el agua se drena hacia el depósito o algún sumidero que no esté expuesto a la posibilidad de helada. De esta forma, el agua no se pierde.
- 'Drain-out': Donde el drenaje del agua se realiza hacia el exterior del sistema, perdiendo por completo dicha cantidad de agua.

El quinto método trata de diseñar un captador y tuberías que sean capaces de resistir a heladas ocasionales. Se trata de fabricar los colectores de algún tipo de material de forma que pueda expandirse en caso de que se produzca la congelación del agua en el interior de los colectores.

Respecto a las protecciones frente al sobrecalentamiento, existen varias soluciones. En primer lugar, los refrigerantes empleados para evitar las heladas tienen un punto de ebullición bastante alto. En segundo lugar, muchos sistemas están trabajando con una presión de varias atmósferas, lo que eleva el punto de ebullición del fluido. En tercer lugar, el coeficiente de pérdidas del captador incrementa conforme lo hace la temperatura del captador.

3-METODOLOGÍA DE EVALUACIÓN

3.1 – Introducción

En este capítulo se desarrolla las bases teóricas y conceptuales de la metodología propuesta para evaluar el comportamiento en base anual de un sistema solar para producción de agua caliente sanitaria a partir de mediciones a corto plazo. El análisis se particulariza en sistemas en termosifón con dos tipologías; con la válvula de tres vías mezcladora antes o después del sistema auxiliar.

La información disponible es datos medidos de radiación solar incidente y de temperatura del agua en diferentes puntos de la instalación. En el desarrollo de este capítulo se dispone de valores horarios aunque en una instalación real se puede disponer de datos en una base de tiempo menor, por ejemplo cada diez o quince minutos. En este caso se calcularía el valor horario como el valor medio durante esta hora. En la metodología propuesta se considera que no se dispone de ninguna medida de caudal, lo que hubiera simplificado el proceso de cálculo, pero con un mayor coste de la instalación de medida.

Una vez desarrolladas las bases teóricas de la metodología, se utilizan valores horarios durante un año tipo, de las dos instalaciones de termosifón consideradas en el trabajo en tres provincias representativas; Sevilla, Madrid y Bilbao. Para obtener estos valores horarios se han simulado en TRNSYS las instalaciones y se consideran como valores “medidos” de una instalación real cuyo rendimiento se pretende caracterizar. A partir de la base de datos generada con el año tipo se valida la metodología propuesta, analizando la menor duración del período de medida que representa adecuadamente el rendimiento anual de la instalación.

3.2 – Metodología propuesta

La metodología que se detalla a continuación tiene como objetivo proporcionar el valor del rendimiento anual de un sistema solar por termosifón a partir de la medición a corto plazo de variables representativas del sistema. El número de variables a medir ha de ser reducido para minimizar el coste, evitando en la medida de lo posible la medición de caudales que necesita un sensor caro y una calibración continua. Por otra parte, en este tipo de instalaciones los caudales del circuito de consumo pueden tener valores muy bajos que dificulta su medición. El periodo de medida es otra variable a determinar, evaluándose el periodo mínimo de tiempo y la época del año en el que es necesario medir para calcular con precisión suficiente el rendimiento anual del sistema.

La metodología que se plantea incluye por tanto dos fases. En la primera hay que determinar las variables a medir en el sistema y en la segunda decidir la duración del periodo de medida y la época del año en que hay que realizarlas. En la primera fase hay que definir qué variables influyen en el rendimiento del sistema y cómo se pueden calcular a partir de variables medidas, fundamentalmente temperaturas y radiación solar. En la segunda fase se analizarán diferentes opciones, comparando el error cometido en cada opción en el valor estimado del rendimiento anual del sistema frente al valor real del rendimiento anual medido en diferentes instalaciones. Se analizarán como opciones un periodo de tiempo semanal o mensual, estudiando en cada caso qué semana del mes es la más adecuada y que mes es el más representativo. En la

metodología final se indicará así mismo las condiciones que ha de cumplir el periodo de tiempo que finalmente se establezca. Por ejemplo, nivel de radiación mínimo, consumo mínimo, etc.

La metodología será puesta en práctica en sistemas solares por termosifón individuales que suministren agua caliente sanitaria. En particular, se evaluará para dos configuraciones distintas: con la válvula mezcladora de agua del depósito y agua de red situada abajo del sistema auxiliar (Figura 21), o con la válvula mezcladora situada aguas arriba del auxiliar (Figura 22).

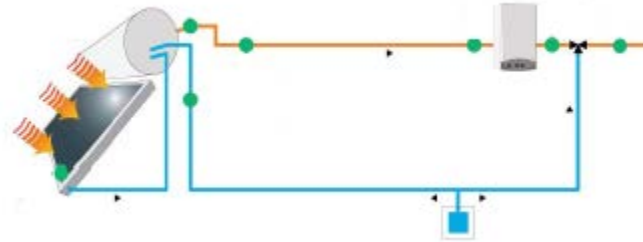


Figura 21. Esquema de termosifón con válvula mezcladora después del auxiliar

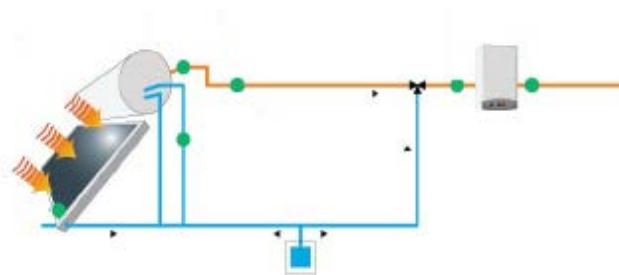


Figura 22. Esquema de termosifón con válvula mezcladora anterior al auxiliar

La peculiaridad de esta metodología radica en que el sistema de medición resulta no invasivo, es decir, no es necesaria la medición del caudal o cualquier parámetro en el interior de algún elemento que compone la instalación. Los únicos parámetros medidos son temperaturas y radiación solar incidente.

Para el desarrollo de la metodología es necesario definir al menos los siguientes indicadores energéticos: contribución solar, demanda energética debido al consumo de agua caliente sanitaria y energía aportada por el sistema auxiliar.

Contribución Solar

Se define como la relación entre la energía útil captada por el captador frente a la energía demandada en consumo, que a su vez resulta la suma de la energía solar "captada" y la aportada por el auxiliar:

$$CS = \frac{Q_{sol}}{Q_{ACS}} = \frac{Q_{sol}}{Q_{sol} + Q_{aux}}$$

Donde:

CS → Contribución solar (adimensional).

Q_{sol} → Energía útil aportada por el captador solar (kWh).

Q_{ACS} → Energía demandada en consumo (kWh).

Q_{aux} → Energía auxiliar (kWh).

En la metodología propuesta, la contribución solar se calcula a partir de valores medidos en los instantes de tiempo en los que existe simultáneamente captación de energía solar y consumo en el circuito de agua caliente sanitaria. En estas condiciones la demanda de agua caliente sanitaria se puede calcular como el precalentamiento aportado por el sistema solar de termosifón desde la temperatura de entrada del agua de red hasta la temperatura de salida del depósito más el calentamiento final aportado por el sistema auxiliar en caso de ser necesario, desde la temperatura de entrada al sistema auxiliar hasta la temperatura de salida.

Dividiendo numerador y denominador por Q_{aux} se obtiene para la CS una expresión que depende exclusivamente del cociente entre la energía solar aportada por el sistema de termosifón y la energía aportada en el sistema auxiliar.

$$CS = \frac{Q_{sol}}{Q_{sol} + Q_{aux}} = \frac{Q_{sol}}{Q_{aux}} \left(1 + \frac{Q_{sol}}{Q_{aux}}\right)^{-1}$$

Una expresión de este tipo permitirá calcular la CS como cociente entre los saltos de temperatura en los equipos principales (termosifón y auxiliar). La expresión final depende del tipo de sistema y se obtendrá posteriormente.

La metodología propuesta se basa en la hipótesis de que en periodos de tiempo suficientemente largos, por ejemplo en base mensual o en base anual, la Contribución Solar depende sólo del cociente entre la radiación solar incidente (G) y la demanda de energía asociada al consumo (D) en la base de tiempo utilizada

$$CS = -\frac{B}{\left(\frac{G}{D} + A\right)} + C$$

Los coeficientes A , B y C de la función se obtienen a partir de los valores medidos en la instalación real. Si el periodo de tiempo considerado para medir las variables en la instalación es suficientemente grande y representa todos los regímenes de funcionamiento de la instalación, los coeficientes obtenidos son característicos de la instalación y la función se puede aplicar en otras condiciones climáticas y de consumo diferentes de las utilizadas en la obtención de la función.

La calidad del ajuste se medirá mediante el coeficiente de regresión lineal r^2 . La duración del periodo de medida propuesto se establecerá a partir del valor del coeficiente de regresión más próximo a la unidad. Una vez obtenida la función, la Contribución Solar de la instalación se obtendrá a partir de esta función calculando el cociente G/D en base anual para un año tipo a partir de procedimientos como el Código Técnico de la Edificación o las Normas UNE correspondientes.

Demanda energética de la instalación

La demanda de la instalación es la demanda de agua caliente sanitaria que dependerá del patrón de consumo de agua caliente y de la temperatura del agua de

red. Como no se miden caudales, en la metodología propuesta se establecerá un procedimiento para determinar en qué instantes de tiempo hay consumo en la instalación así como la energía asociada a este consumo.

Aporte auxiliar

El aporte auxiliar representa la energía aportada en el sistema auxiliar y en la metodología propuesta se evaluará a partir de las temperaturas medidas. Como según la expresión de la contribución solar, la aportación solar, la energía auxiliar y la demanda están relacionadas, sólo será necesario conocer dos de ellas.

Otros indicadores

Se llevará a cabo la medición de la temperatura del campo de colectores, la temperatura a la salida del depósito, temperatura de distribución, temperatura ambiente y radiación solar.

Respecto a las variables a monitorizar serán las siguientes:

- Temperatura ambiente.
- Radiación solar sobre la superficie de captación.
- Temperatura de retorno del campo de captadores.
- Temperatura de impulsión del sistema de distribución.
- Aporte del sistema solar.
- Aporte del sistema auxiliar.

A partir de dichas mediciones y durante un tiempo relativamente corto como puede ser una semana o un mes, el modelo estima el indicador de Contribución Solar según una aproximación lineal de mínimos cuadrados de los datos medidos a una expresión que relaciona la Contribución Solar con el cociente entre la radiación solar incidente y la demanda de agua caliente en la base de tiempo que se esté analizando:

$$CS_{estimada} = -\frac{B}{\left(\frac{G}{D} + A\right)} + C$$

Donde:

$CS_{estimada}$ → Cobertura Solar anual, mensual o semanal dependiendo de si los valores de G y D introducidos son anuales, mensuales o semanales [adimensional]

G → Radiación solar incidente anual, mensual o semanal (kWh).

D → Demanda térmica anual, mensual o semanal (kWh).

A, B, C → Parámetros de la regresión.

Para obtener la expresión de la $CS_{estimada}$, será necesario disponer de un conjunto muestral de puntos que genere la regresión. Dichos puntos se obtienen a partir de datos monitorizados hora a hora durante un intervalo de tiempo determinado.

Para ello, se dispone de una base de datos anual detallada en el apartado 3.3 con valores horarios de las diferentes variables a ser medidas para la aplicación del método. El fundamento que se persigue es extraer de dicha base ciertos periodos de tiempo de monitorización para aplicar el método y comparar el resultado estimado obtenido con la cobertura solar real.

La expresión de la Cobertura Solar Estimada arroja como resultado el valor o porcentaje cubierto en un intervalo de tiempo, que dependerá de la calidad del ajuste de regresión

y de los valores de radiación solar y demanda en el intervalo que se quiera conocer la Cobertura Solar, pudiendo ser anual, mensual, etc. En el presente trabajo, el objetivo final es la obtención del rendimiento solar anual, por lo que en la expresión de la Cobertura Solar Estimada se introducirán valores anuales de radiación solar y demanda térmica. Para la obtención de estas variables, existen fuentes que proporcionan dichos valores, en concreto, para el caso de España, el Código Técnico de la Edificación (CTE). Por tanto, la complejidad de este procedimiento radica en la obtención de los tres parámetros de regresión existentes.

Es necesario puntualizar, que el objetivo del trabajo es obtener una cobertura solar anual fiable a partir de unas mediciones durante periodos cortos, por lo que de la base de datos anual que se dispone, se llevarán a cabo extracciones de ésta en intervalos de meses y semanas, observando cuál es la que ofrece una mayor aproximación a la realidad. Sin embargo, a pesar de no ser consideradas mediciones a corto plazo, para demostrar la validez de la metodología descrita, se presentarán los resultados obtenidos de cobertura solar utilizando la base de datos anual completa, con lo que se obtendría una mayor nube de puntos y por ello, mayor exactitud.

De esta forma, se presentarán los resultados obtenidos para un intervalo de mediciones anual (base anual), intervalos mensuales (base mensual) e intervalos semanales (base semanal).

Ahora bien, a la hora de trabajar con las diferentes bases, dado que los datos disponibles se encuentran reflejados hora a hora, se pueden desarrollar dos caminos: o bien trabajar con valores horarios, o por el contrario trabajar con valores diarios.

La ventaja de trabajar con valores horarios radica en la mayor obtención de puntos muestrales para la regresión pero su gran desventaja es que cuando se está hablando de acumulación solar, ésta suele funcionar de forma desacoplada respecto a la demanda térmica. Es decir, si el sistema está acumulando energía durante el día sin que haya necesidad de demanda, cuando llegue la noche y se requiera demanda, parte de la energía requerido se cubrirá con la energía acumulada en el depósito, siendo la fracción de cobertura solar distinta de cero, por lo que estaría generando una relación falsa para la regresión.

Para la resolución de este problema, a partir de una serie de condiciones, se pueden extraer sólo los datos horarios que de verdad aporten valor a la regresión. Otra forma de solucionar este problema es el de trabajar con valores medios diarios, ya que a lo largo de un día, por lo general, la energía que se genera en un sistema solar suele ser coherente con la radiación de ese día y es probable que, comparada con la demanda, exista una relación entre las variables y la contribución solar.

Dado que el objetivo que se plantea es el de trabajar con el menor número de datos posibles, el empleo de datos horarios sólo se llevará a cabo en el caso de validez del modelo en el que se empleará la base anual. Cuando se trabaje con bases mensuales y semanales se emplearán valores medios diarios.

A continuación, se detalla la obtención de las variables necesarias para obtener los datos muestrales y con ello los coeficientes de la regresión.

El procedimiento para obtener la Contribución Solar (CS) consiste en identificar una relación entre las ecuaciones que gobiernan el sistema, a través fundamentalmente de diferencias de temperaturas en el termosifón y en el sistema auxiliar. En la obtención de la CS hay que distinguir entre las dos tipologías de sistemas analizadas, en función de la posición de la válvula mezcladora, antes o después del equipo auxiliar. En ambos casos

se considera solo los instantes de tiempo en los que simultáneamente se capta energía útil en el captador y existe demanda de agua caliente sanitaria.

Después del equipo auxiliar, ver Figura 23:

- Equilibrio térmico en termosifón, donde la energía aportada por el sistema solar se calcula mediante un balance de energía entre la entrada y salida del circuito de consumo en el sistema de termosifón:

$$Q_{sol} = m_1 C_p (T_{SCT2,2} - T_{SCT2,1})$$

Donde:

Q_{sol} → Energía aportada por el sistema solar [kWh]

m_1 → Caudal de agua de red que circula por termosifón [kg/s]

C_p → Calor específico del agua [kJ/kg K]

$T_{SCT2,2}$ → Temperatura a la salida del depósito [°C]

$T_{SCT2,1}$ → Temperatura a la entrada del depósito desde la red [°C]

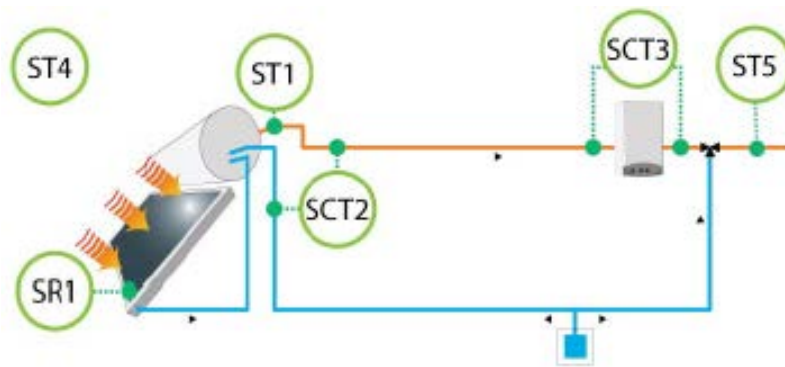


Figura 23. Esquema de temperaturas con válvula mezcladora después del auxiliar

- Equilibrio térmico en auxiliar, siendo la energía aportada por el elemento auxiliar igual a la adquirida por el fluido:

$$Q_{aux} = m_1 C_p (T_{SCT3,2} - T_{SCT3,1})$$

Donde:

Q_{aux} → Energía aportada por el auxiliar [kWh]

m_1 → Caudal de agua [kg/s]

C_p → Calor específico del agua [kJ/kg K]

$T_{SCT3,2}$ → Temperatura a la salida del auxiliar [°C]

$T_{SCT3,1}$ → Temperatura a la entrada del auxiliar [°C]

- Relación entre energías. Es decir, la relación existente entre la energía captada por termosifón y la aportada por el auxiliar. Dado que se mantiene la misma masa de agua, esta relación es únicamente función de las temperaturas:

$$\frac{Q_{sol}}{Q_{aux}} = \frac{T_{SCT2,2} - T_{SCT2,1}}{T_{SCT3,2} - T_{SCT3,1}}$$

- La Contribución solar definida anteriormente, se puede expresar únicamente en función de las temperaturas teniendo en cuenta la relación de energías existente y realizando las siguientes operaciones matemáticas:

$$CS = \frac{Q_{sol}}{Q_{sol} + Q_{aux}} = \frac{Q_{sol}}{Q_{aux}} \left(1 + \frac{Q_{sol}}{Q_{aux}}\right)^{-1} = \frac{T_{SCT2,2} - T_{SCT2,1}}{T_{SCT3,2} - T_{SCT3,1}} \cdot \left(1 + \frac{T_{SCT2,2} - T_{SCT2,1}}{T_{SCT3,2} - T_{SCT3,1}}\right)^{-1}$$

Antes del equipo auxiliar, ver Figura 24:

- Equilibrio térmico en termosifón, igual que en el caso de la válvula posterior al auxiliar:

$$Q_{sol} = m_1 C_p (T_{SCT2,2} - T_{SCT2,1})$$

Donde:

Q_{sol} → Energía aportada por el sistema solar [kWh]

m_1 → Caudal de agua de red que circula por termosifón [kg/s]

C_p → Calor específico del agua [kJ/kg K]

$T_{SCT2,2}$ → Temperatura a la salida del depósito [°C]

$T_{SCT2,1}$ → Temperatura a la entrada del depósito desde la red [°C]

- Equilibrio térmico en auxiliar. En este caso, la masa de agua que circula por el auxiliar es la suma del agua procedente del depósito y el agua de red:

$$Q_{aux} = m_2 C_p (T_{SCT3,2} - T_{SCT3,1})$$

Donde:

Q_{aux} → Energía aportada por el auxiliar [kWh]

m_2 → Caudal de agua [kg/s]

C_p → Calor específico del agua [kJ/kg K]

$T_{SCT3,2}$ → Temperatura a la salida del auxiliar [°C]

$T_{SCT3,1}$ → Temperatura a la entrada del auxiliar [°C]

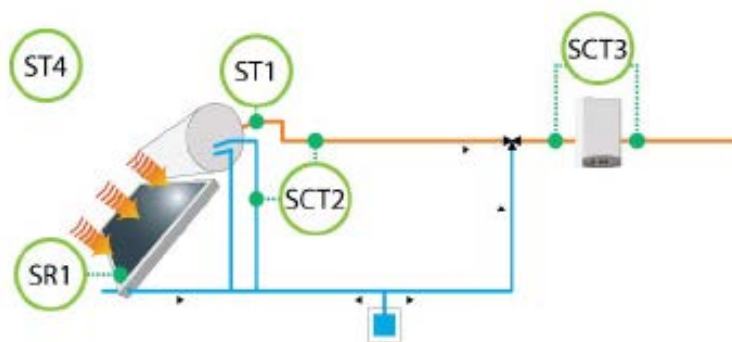


Figura 24. Esquema de temperaturas con válvula mezcladora antes del auxiliar

- Válvula mezcladora. Mezcla el agua procedente del depósito (m_1) con el agua de red (m_0), obteniendo el caudal de agua que circula por el auxiliar (m_2):

$$m_2 = m_0 + m_1$$

Realizando un balance energético en la válvula, se obtiene:

$$m_2 \cdot T_{SCT3,1} = m_0 \cdot T_{SCT2,1} + m_1 \cdot T_{SCT2,2}$$

Y teniendo en cuenta que:

$$m_0 = m_2 - m_1$$

Se puede obtener una relación entre el caudal que circula por el termosifón y el caudal que finalmente va a consumo pasando por el auxiliar:

$$m_2 \cdot T_{SCT3,1} = (m_2 - m_1) \cdot T_{SCT2,1} + m_1 \cdot T_{SCT2,2}$$

$$\frac{m_1}{m_2} = \frac{T_{SCT3,1} - T_{SCT2,1}}{T_{SCT2,2} - T_{SCT2,1}}$$

- Al igual que en el caso de la válvula posterior, se establece una relación entre energías que depende únicamente de las temperaturas:

$$\frac{Q_{sol}}{Q_{aux}} = \frac{m_1 C_p (T_{SCT2,2} - T_{SCT2,1})}{m_2 C_p (T_{SCT3,2} - T_{SCT3,1})} = \frac{T_{SCT3,1} - T_{SCT2,1} (T_{SCT2,2} - T_{SCT2,1})}{T_{SCT2,2} - T_{SCT2,1} (T_{SCT3,2} - T_{SCT3,1})} = \frac{T_{SCT3,1} - T_{SCT2,1}}{T_{SCT3,2} - T_{SCT3,1}}$$

- De igual forma, la Contribución solar depende sólo de las temperaturas:

$$CS = \frac{Q_{sol}}{Q_{sol} + Q_{aux}} = \frac{Q_{sol}}{Q_{aux}} \left(1 + \frac{Q_{sol}}{Q_{aux}}\right)^{-1} = \frac{T_{SCT3,1} - T_{SCT2,1}}{T_{SCT3,2} - T_{SCT3,1}} \cdot \left(1 + \frac{T_{SCT3,1} - T_{SCT2,1}}{T_{SCT3,2} - T_{SCT3,1}}\right)^{-1}$$

Donde:

Q_{sol} → Energía aportada por termosifón (kWh)

Q_{aux} → Energía aportada por el equipo auxiliar (kWh)

T_i → Temperatura en localización i (°C)

C_p → Calor específico del agua, 4,186 kJ/kg K

m_i → Caudal másico en localización i (kg/s)

Tal y como se observa, la relación que se presenta para la obtención de la CS es independiente del flujo por termosifón, dependiendo únicamente de las temperaturas en diferentes puntos del sistema. Sin embargo, la aplicación de estas expresiones se supone en el caso de que las fugas sean despreciables y que el calor específico del agua se mantenga constante en los rangos de temperatura monitorizados.

De esta forma, para el cálculo de la CS se emplean las siguientes expresiones:

Válvula antes auxiliar:
$$CS = \frac{T_{SCT3,1} - T_{SCT2,1}}{T_{SCT3,2} - T_{SCT3,1}} \cdot \left(1 + \frac{T_{SCT3,1} - T_{SCT2,1}}{T_{SCT3,2} - T_{SCT3,1}} \right)^{-1}$$

Válvula después auxiliar:
$$CS = \frac{T_{SCT2,2} - T_{SCT2,1}}{T_{SCT3,2} - T_{SCT3,1}} \cdot \left(1 + \frac{T_{SCT2,2} - T_{SCT2,1}}{T_{SCT3,2} - T_{SCT3,1}} \right)^{-1}$$

A continuación se detallan las condiciones de cálculo para valores horarios y diarios:

Datos horarios: La aplicación de las expresiones anteriores en función de la localización de la válvula mezcladora se aplicará sólo en el caso de que exista demanda térmica y radiación solar, ya que según la definición de la cobertura solar, se trata del cociente entre la energía solar útil y la demanda térmica requerida. Ahora bien, para saber si en una determinada hora se requiere demanda térmica, es necesario observar el sensor de temperatura ST5 (en la caso de la válvula posterior al auxiliar) o el ST3s (válvula anterior al auxiliar). Mediante el control de esta temperatura y conociendo que estos sensores miden la temperatura de distribución del agua, siendo en España normalmente de 40 °C, se podrá conocer si existe o no demanda en dicha hora:

- Existirá demanda si la temperatura de distribución es igual a 40°C.

Además, si en la hora que se está evaluando, existe demanda y el sensor diferencial de temperaturas colocado en el auxiliar muestra cero, estará indicando que no es necesario el empleo del auxiliar, por lo que la cobertura solar será 1, ya que toda la demanda se estará cubriendo con la acumulación solar:

- Si existe demanda y (ST3s – ST3e) = 0, entonces CS=1, ya que en esa hora no ha sido necesario el auxiliar.

Datos diarios: Se obtienen a partir de los valores de CS horarios realizando un promedio. Dado que en todas las horas de un día no se obtiene un valor de CS, en el cómputo del promedio diario de CS sólo se incluirán aquellos valores de CS horarios mayores que cero.

Para el cálculo de la Radiación Solar incidente (G) se calcula como la irradiancia sobre el plano del captador en la base de tiempo adecuada (horaria o diaria) y multiplicada por la superficie de captación.

Respecto al valor de la demanda energética en consumo (D), se recurre a la expresión que relaciona la demanda energética con la cobertura solar y la energía útil captada, teniendo en cuenta que la demanda energética será igual a la suma de la energía captada más la energía aportada por el sistema auxiliar.

$$D = Q_{sol} + Q_{aux}$$

$$CS = \frac{Q_{sol}}{D} = \frac{Q_{sol}}{Q_{sol} + Q_{aux}}$$

$$D = \frac{Q_{sol}}{CS}$$

Dado que la CS ya se ha detallado su obtención tanto para datos horarios como para datos diarios, sólo quedaría por conocer el valor de Q_{sol} con el fin de conocer la

demanda energética. Para el cálculo de la energía útil captada por termosifón Q_{sol} , se puede obtener según la expresión:

$$Q_{sol} = \eta_{cap} \cdot G_{sol} \cdot A_{cap}$$

Donde:

Q_{sol} → Energía aportada por el sistema solar [kWh]

η_{cap} → Rendimiento del termosifón

G_{sol} → Radiación solar incidente (Wh/m²)

A_{cap} → Área de captación (m²)

La principal complejidad radica en el cálculo del rendimiento del sistema. En esta metodología, el método empleado consiste en realizar un balance energético en el depósito durante un intervalo de tiempo determinado.

$$\eta_{cap} \cdot G_{sol} \cdot A_{cap} = m_{ac} \cdot C_p \cdot \frac{\Delta T_{ac}}{\Delta t} + UA \cdot (T_{SCT4} - T_{SCT2,2})$$

$$\eta_{cap} = \left[m_{ac} \cdot C_p \cdot \frac{\Delta T_{ac}}{\Delta t} + UA \cdot (T_{SCT4} - T_{SCT2,2}) \right] \cdot \frac{1}{G_{sol} \cdot A_{cap}}$$

Donde:

G_{sol} → Radiación solar incidente (kW/m²)

A_{cap} → Área de captación (m²)

m_{ac} → Masa de agua en el acumulador (kg)

C_p → Calor específico del agua, 4186 J/kg K

ΔT_{ac} → Incremento de temperaturas en el acumulador (°C)

Δt → Intervalo de tiempo en el que se evalúa la expresión, 3600 s.

UA → Coeficiente global de pérdidas (kW/m² K)

T_{SCT4} → Temperatura ambiente (°C)

$T_{SCT2,2}$ → Temperatura en el depósito (°C)

Las limitaciones que presenta este balance energético son las siguientes:

- El primer miembro del balance, se obtiene a partir de otro balance energético en el captador:

$$\eta_{cap} \cdot G_{sol} \cdot A_{cap} = m_{agua} \cdot C_p \cdot (T_{SCT2,2} - T_{SCT2,1})$$

Por lo que a la hora de extrapolar la energía ganada por el fluido al depósito, se están despreciando las pérdidas en el sistema de distribución aunque estas son insignificantes.

- Sólo es aplicable cuando no existe demanda en consumo, ya que de ser así la expresión adquirirá otro sumando correspondiente al flujo de salida del depósito hacia consumo.
- Sólo es aplicable en instantes en los cuáles exista radiación (G).
- El incremento de temperaturas en el depósito deberá ser positivo $ST2s(t) > ST2s(t-1)$ ya que si fuese negativo, el rendimiento del sistema sería negativo también.

Ante esta situación, el cálculo de Q_{sol} depende fuertemente del rendimiento del sistema ya que la radiación solar incidente es relativamente sencilla de obtener tanto para datos horarios como diarios, y el área de captación se supone constante. Para el cálculo del rendimiento:

Datos horarios: Las condiciones para el cálculo de datos horarios son las que se detallan en los puntos anteriores (no exista demanda, exista radiación y el incremento de temperaturas en el intervalo de tiempo estudiado sea positivo). En estas condiciones se obtendrá el rendimiento del sistema para cada hora. No obstante, los valores horarios obtenidos del rendimiento no se aplicarán directamente para calcular Q_{sol} horario, ya que si en esa hora no existiera demanda la CS sería igual a cero. Para solventar esta contradicción, lo que se plantea es la utilización de un único rendimiento que se obtiene como el promedio de todos los valores de rendimiento horarios a lo largo del periodo de tiempo monitorizado. Además, se ha de tener en cuenta aquellos días que son nublados, que no servirán como muestra de datos. Para considerar válido un día nublado, se deben cumplir las siguientes condiciones:

- Que existan al menos 3 horas de radiación con un valor por encima de 600 W/m^2 para considerar el día no nublado, garantizando así un nivel de irradiancia significativo para el cálculo, en caso contrario, el rendimiento de ese día será cero y no se considera para el cálculo del promedio.
- Solo se tiene en cuenta en el promedio del cálculo del rendimiento diario aquellos valores de rendimiento horario que tengan en esa hora una radiación superior a 600 W/m^2 garantizando que durante esa hora, el sistema ha estado operando con un nivel de radiación significativo y cuyo valor de rendimiento horario sea superior a cero.

Datos diarios: En este caso, se emplea un único rendimiento promedio diario del tiempo de monitorización, obtenido bajo las mismas condiciones que en el caso de datos horarios.

Una vez conocido el valor del rendimiento, se obtiene Q_{sol} y con ello la demanda energética, obteniendo así la relación G/D que corresponde al valor del eje de abscisas de los puntos muestrales, siendo la CS el valor en el eje de ordenadas. Ahora bien, existirán datos donde para una determinada hora o día exista un valor de CS pero no exista G/D porque la demanda sea cero debido a las restricciones que presenta el modelo. En ese caso, se realiza una revisión de los datos, adquiriendo válidos para la representación únicamente aquellos que presenten valores tanto para el eje de ordenadas como el de abscisas.

Finalmente, tras la representación gráfica de los datos obtenidos, se obtiene una curva de puntos experimentales. Tras ello, lo que se trata es de obtener la función supuesta de CS en función de G/D que mejor se ajuste a la nube de puntos:

$$CS_{estimada\ anual} = -\frac{B}{\left(\frac{G}{D} + A\right)} + C$$

Para calcular el valor óptimo de los parámetros A, B y C se emplea una regresión simple de forma que mediante un algoritmo de optimización, se obtiene el valor de los parámetros A, B y C que consigan hacer mínima la diferencia al cuadrado en cada punto de la representación de los datos muestrales. Es decir minimizar el error asociado al introducir la curva de regresión:

$$Error = \sum_i^n (CS_{i, real} - CS_{i, estimado})^2$$

Donde:

$CS_{i, real}$ → Cobertura solar real en la hora o día 'i', calculada a partir de valores medidos en la instalación.

$CS_{i, estimado}$ → Cobertura solar estimada para la hora o día 'i', según la expresión de regresión lineal con los coeficientes A, B y C.

Aquellos coeficientes que hagan mínimo el valor de 'Error', serán los que se empleen para determinar la cobertura solar anual estimada introduciendo el valor de radiación solar incidente y demanda energética anuales. El valor estimado de la CS se compara con la cobertura solar anual real que se ha calculado a partir de los datos experimentales con el fin de validar la presente metodología. En este trabajo se han tomado como datos medidos los resultados horarios de la simulación del sistema con TRNSYS a lo largo de un año completo y que se detallan en el apartado 3.3.

En la Figura 25 se puede observar el esquema seguido para el desarrollo del modelo propuesto:

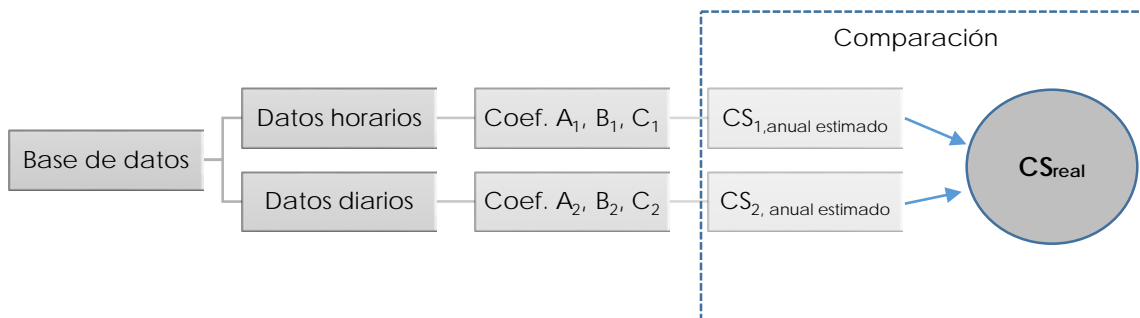


Figura 25. Esquema de metodología.

3.3 – Base de datos

En este apartado se detalla la base de datos que se ha empleado para el desarrollo del modelo donde la base de datos presenta los valores de cada una de las variables medidas para cada hora a lo largo de un año completo. Lo ideal para la obtención de estos datos hubiera sido realizar las mediciones en una instalación solar real con unas determinadas características, sin embargo, dado que la aplicación de este trabajo es puramente académico, no se disponen de los medios necesarios para abordar un estudio de esa envergadura. La solución propuesta para rellenar la base de datos, consiste en el empleo de un programa informático de simulación (TRNSYS) que permite obtener la simulación de los datos en el intervalo de tiempo deseado.

Dado que la aplicación del modelo se va a llevar a cabo en tres ciudades distintas con el mismo tipo de instalación en cuanto a especificaciones técnicas aunque dos configuraciones diferentes (posición de la válvula), se tendrán un total de 6 ficheros con

los datos hora a hora para cada una de las variables medidas. Dichas variables se presentan a continuación:

- T_{ST1} → Temperatura de salida del depósito hacia consumo [°C]
- T_{ST2e} → Temperatura de entrada al depósito a través de la red [°C]
- T_{ST2s} → Temperatura de salida del depósito hacia consumo [°C]
- T_{ST3e} → Temperatura de entrada al auxiliar [°C]
- T_{ST3s} → Temperatura de salida del auxiliar [°C]
- T_{ST4} → Temperatura ambiente [°C]
- T_{ST5} → Temperatura de distribución a consumo [°C]
- $SR1$ → Irradiancia incidente en el captador [W/m^2]

Además, dado que se ha empleado un programa de simulación, se han extraído los valores de las siguientes variables:

- Q_{aux} → Potencia suministrada por el auxiliar (W)
- Q_D → Potencia demandada por la vivienda (W)

Dado que el objetivo de este trabajo es el de manejar el menor número de mediciones posible, cuando se trabaje con bases mensuales o semanales en posteriores apartados, la disponibilidad de los datos requeridos consistirá en la extracción del intervalo de tiempo considerado en estas bases de datos.

En la Tabla 4 se muestra un ejemplo de la disposición de la base de datos disponible:

HORA	MES	DIA	Hora/día	ST1 (°C)	ST2e (°C)	ST2s (°C)	ST3e (°C)	ST3s (°C)	ST4 (°C)	ST5 (°C)	SR1_40 (W/m2)	Qaux (W)	QD (W)
1	1	1	1	17.88	9	17.88	17.88	17.88	12.10	17.88	0.00	0.00	0.00
2	1	1	2	17.81	9	17.81	17.81	17.81	14.75	17.81	0.00	0.00	0.00
3	1	1	3	17.74	9	17.74	17.74	17.74	14.40	17.74	0.00	0.00	0.00
4	1	1	4	17.67	9	17.67	17.67	17.67	14.05	17.67	0.00	0.00	0.00
5	1	1	5	17.58	9	17.58	17.58	17.58	13.70	17.58	0.00	0.00	0.00
6	1	1	6	17.50	9	17.50	17.50	17.50	13.30	17.50	0.00	0.00	0.00
7	1	1	7	17.40	9	17.40	17.40	40.00	12.95	40.00	0.00	417.42	572.63
8	1	1	8	17.29	9	17.29	17.29	40.00	12.60	40.00	0.00	629.21	858.95
9	1	1	9	17.15	9	17.15	17.15	40.00	12.25	40.00	0.00	422.16	572.63
10	1	1	10	17.02	9	17.02	17.02	17.02	13.10	17.02	99.97	0.00	0.00
11	1	1	11	17.00	9	17.00	17.00	17.00	14.25	17.00	62.54	0.00	0.00
12	1	1	12	17.73	9	17.73	17.73	17.73	14.80	17.73	131.16	0.00	0.00
13	1	1	13	19.87	9	19.87	19.87	40.00	15.85	40.00	298.08	371.88	572.63
14	1	1	14	23.09	9	23.09	23.09	40.00	17.10	40.00	461.28	312.35	572.63
15	1	1	15	24.00	9	24.00	24.00	24.00	17.80	24.00	232.85	0.00	0.00
16	1	1	16	23.84	9	23.84	23.84	23.84	17.40	23.84	34.44	0.00	0.00
17	1	1	17	23.67	9	23.67	23.67	23.67	16.45	23.67	13.60	0.00	0.00
18	1	1	18	23.49	9	23.49	23.49	23.49	15.60	23.49	2.72	0.00	0.00
19	1	1	19	23.30	9	23.30	23.30	40.00	15.05	40.00	0.00	308.42	572.63
20	1	1	20	23.05	9	23.05	23.05	40.00	14.75	40.00	0.00	469.54	858.95
21	1	1	21	22.76	9	22.76	22.76	40.00	14.40	40.00	0.00	318.48	572.63
22	1	1	22	22.44	9	22.44	22.44	40.00	14.05	40.00	0.00	324.41	572.63

Tabla 4. Extracción del formato de la base de datos

3.4 – Validación del modelo

En este apartado se lleva a cabo la validación del modelo desarrollado en el apartado 3.1. Para ello, se parte de una base de datos descrita en el apartado 3.3 en la que se disponen de datos horarios durante un periodo de un año.

Para la validación del modelo, cabría esperar que con una base de datos anual, la cantidad de puntos generados para obtener la curva de regresión sea suficientemente

amplia para alcanzar una buena concordancia con la cobertura solar anual real de la instalación. Posteriormente se trabajará con una base de datos mensual, es decir de la base anual que se dispone, se extraerá los datos correspondientes a cada mes y a partir de estos se obtendrá la cobertura solar anual estimada que se comparará con la real. Si el ajuste es bueno se validará que la Contribución Solar depende fundamentalmente del cociente G/D. Finalmente, se repetirá el procedimiento pero en una base diaria para comprobar que la dependencia funcional sigue existiendo cuando se trabaja con datos diarios.

En primer lugar se calcula la CS anual real a partir de la base de datos y posteriormente se calculan la CS anuales estimadas para las bases anuales, mensuales y semanales.

3.4.1 – Descripción de la instalación

El tipo de instalación que se aborda en este trabajo corresponde a un sistema de agua caliente sanitaria para una vivienda unifamiliar que presenta un determinado perfil de consumo anual (Figura 26, Figura 27 y Figura 28) y que se encuentra en tres localidades geográficas (Sevilla, Madrid y Bilbao). En la Tabla 5 se resumen los principales parámetros de la instalación.

En las Figura 29, Figura 30 y Figura 31 se muestran los valores de radiación diaria y la evaluación horaria de la temperatura ambiente en las Figura 32, Figura 33 y Figura 34.

En la Tabla 6 se resumen los datos medios diarios en base mensual de la radiación solar incidente.

	G [kWh/m ² día]	D [kWh/día]	A _{captación} [m ²]	M _{agua depósito} [kg]	UA [W/k]	Inclinación captador [°]
SEVILLA	5,34	4,81	2,71	203,25	4,972	40
MADRID	5,07	5,16	2,71	203,25	4,972	40
BILBAO	3,87	5,20	2,71	203,25	4,972	40

Tabla 5. Datos de la instalación

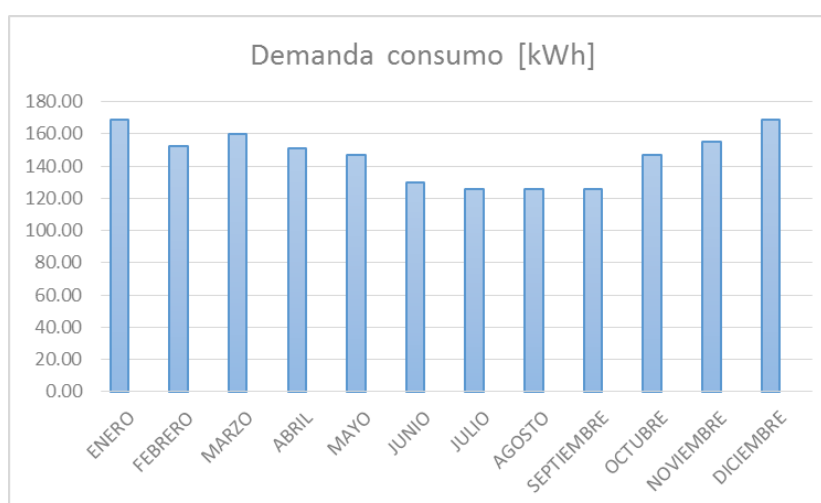


Figura 26. Perfil anual de demanda térmica para una vivienda unifamiliar situada en Sevilla

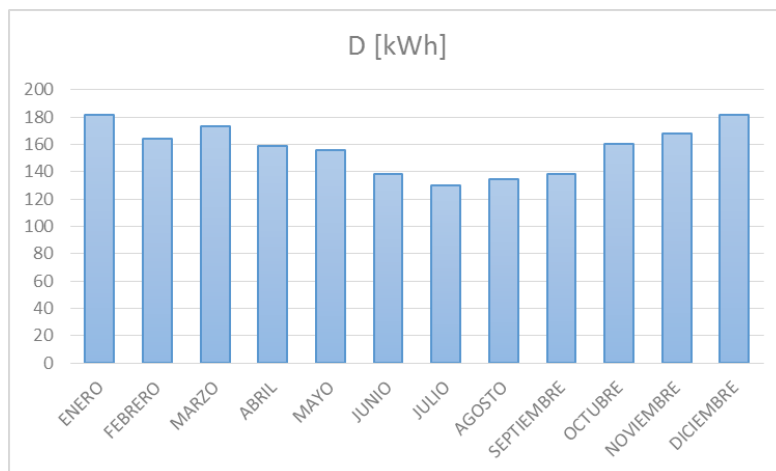


Figura 27. Perfil anual de demanda térmica para una vivienda unifamiliar situada en Madrid

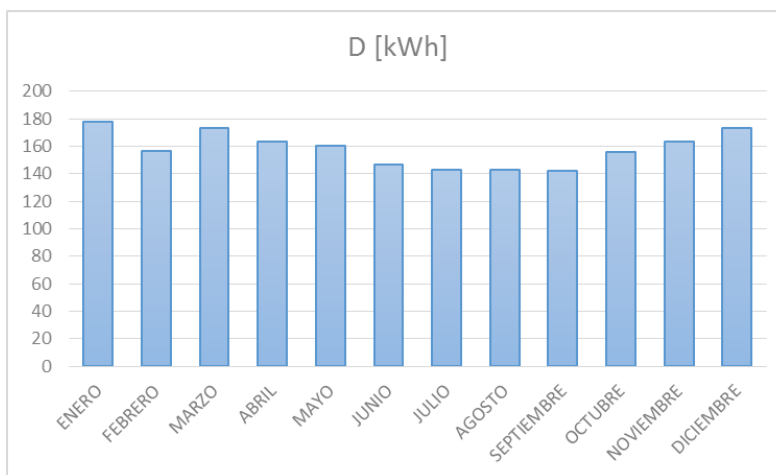


Figura 28. Perfil anual de demanda térmica para una vivienda unifamiliar situada en Bilbao

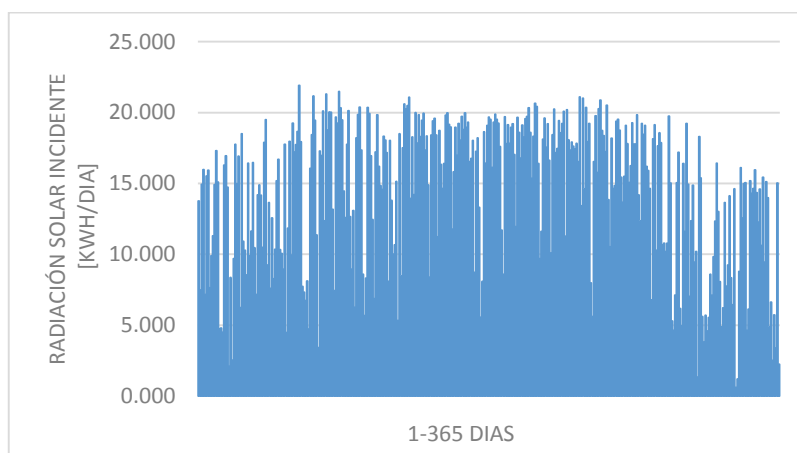


Figura 29. Perfil diario de radiación solar incidente para Sevilla

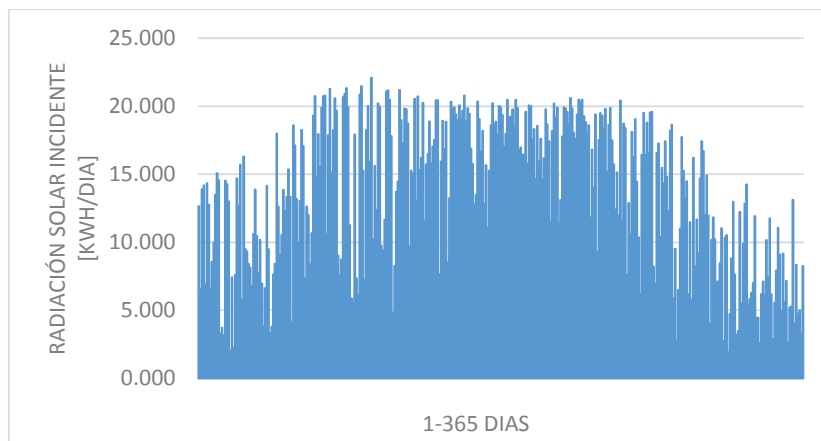


Figura 30. Perfil diario de radiación solar incidente para Madrid

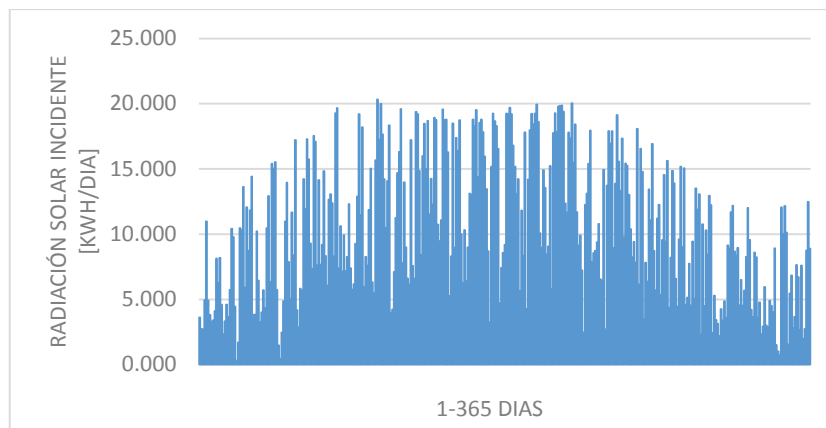


Figura 31. Perfil diario de radiación solar incidente para Bilbao

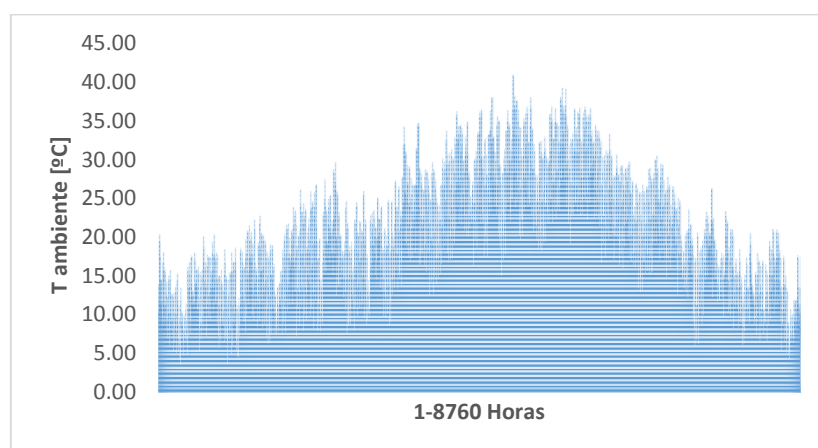


Figura 32. Perfil de temperaturas horario anual para Sevilla

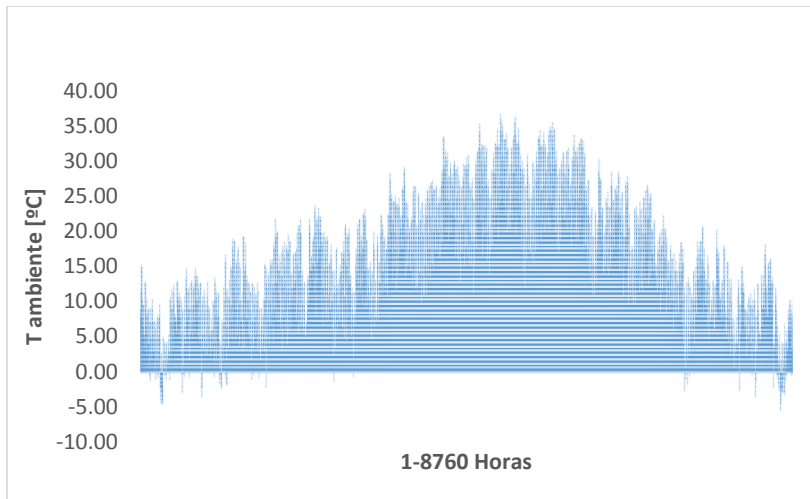


Figura 33. Perfil de temperaturas horario anual para Madrid

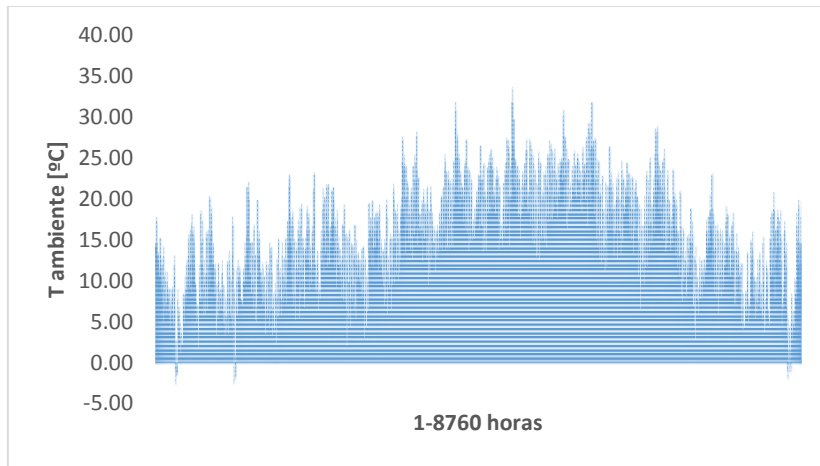


Figura 34. Perfil de temperaturas anual para Bilbao

G kWh/día	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
MADRID	10.12	10.38	15.62	14.40	16.69	17.73	18.18	17.72	15.87	12.51	8.82	6.74
SEVILLA	11.47	12.43	15.66	14.82	16.38	16.63	17.96	17.24	16.70	13.92	10.25	10.18
BILBAO	6.16	8.07	10.99	11.88	13.50	13.85	13.99	13.04	12.43	9.37	6.83	5.54

Tabla 6. Datos de la monitorización de la Radiación Solar Mensual [kWh/día]

3.4.2 – Cobertura Solar anual real

La cobertura solar, según su definición, se calcula a partir de la siguiente expresión:

$$CS = \frac{Q_{sol}}{D} = \frac{D - Q_{aux}}{D} = 1 - \frac{Q_{aux}}{D}$$

Donde:

$CS \rightarrow$ Cobertura solar [adim]

$P_{aux} \rightarrow$ Potencia suministrada por el auxiliar [W]

$D \rightarrow$ Potencia demandada por la vivienda [W]

Por lo que si se desea conocer la Cobertura Solar a lo largo de un año, se deberá realizar la sumatoria de todos los valores instantáneos en cada para la potencia auxiliar así como la potencia demandada (disponibles en la base de datos), obteniendo así la energía acumulada del auxiliar y demandada a lo largo de un año. Los resultados se muestran en la Tabla 7:

		CS	P_{aux} [KJ]	D [KJ]
SEVILLA	Válvula antes auxiliar	0,883	204,92	1.757,43
	Válvula después auxiliar	0,883	204,92	1.757,43
MADRID	Válvula antes auxiliar	0,788	400,24	1.884,66
	Válvula después auxiliar	0,788	400,24	1.884,66
BILBAO	Válvula antes auxiliar	0,688	592,58	1.898,07
	Válvula después auxiliar	0,688	592,58	1.898,07

Tabla 7. Cobertura Solar Anual Real

Tal y como se observa en la Tabla 7, el hecho de que la válvula se coloque antes o después del auxiliar no influye en el cálculo de la Cobertura Solar Anual real cuando se refiere a la misma ciudad, ya que los datos que se disponen corresponden a la misma vivienda pero con las dos configuraciones posibles. También se refleja como la energía demandada es mayor conforme la vivienda se sitúa hacia el norte donde el clima es más frío, al contrario que la cobertura solar que aumenta para climas más cálidos.

3.4.3 – Validación en base anual

Para validar el modelo se considera en primer lugar los valores horarios correspondientes al año medido. Posteriormente, una vez validado el modelo con datos horarios se validará a partir de datos diarios obtenidos a partir de la base de datos horarios.

A continuación, se presentan los resultados obtenidos en el modelo con el empleo de datos horarios y diarios:

DATOS HORARIOS

Para la obtención de la cobertura solar cada hora, se emplean las siguientes expresiones dependiendo de la localización de la válvula mezcladora:

$$\text{Válvula antes auxiliar} \quad CS = \frac{T_{SCT3,1} - T_{SCT2,1}}{T_{SCT3,2} - T_{SCT3,1}} \cdot \left(1 + \frac{T_{SCT3,1} - T_{SCT2,1}}{T_{SCT3,2} - T_{SCT3,1}} \right)^{-1}$$

$$\text{Válvula después auxiliar} \quad CS = \frac{T_{SCT2,2} - T_{SCT2,1}}{T_{SCT3,2} - T_{SCT3,1}} \cdot \left(1 + \frac{T_{SCT2,2} - T_{SCT2,1}}{T_{SCT3,2} - T_{SCT3,1}} \right)^{-1}$$

Tabla 8. Cobertura solar horaria

El valor horario de la radiación solar incidente (G) se obtiene directamente de la base de datos. Para el cálculo horario de la Demanda Energética (D), es necesario calcular el valor horario de la energía útil captada (Q_{sol}):

$$Q_{sol} = \eta_{cap} \cdot G_{sol} \cdot A_{cap}$$

Donde:

η_{cap} → Rendimiento del termosifón.

G_{sol} → Radiación solar incidente (Wh/m²)

A_{cap} → Área de captación (m²)

Dado que el área de captación se mantiene constante para todos los estudios, quedaría por calcular el rendimiento del sistema. Las condiciones a las que éste está sujeto se detallaron en el apartado de metodología y la conclusión final es la de trabajar con un único rendimiento medio correspondiente a la base de tiempo en que se esté trabajando, en este caso anual.

A continuación, se muestra un extracto de la obtención del rendimiento medio del sistema, correspondiente al día 1 de Enero en Sevilla con la válvula posterior al auxiliar (Tabla 9).

HORA	MES	DIA	Hora/día	ST1 (°C)	ST2e (°C)	ST2s (°C)	ST3e (°C)	ST3s (°C)	ST4 (°C)	ST5 (°C)	SR1_40 (W/m2)	ms (kg/s.m2)	Qaux (W)	QD (W)	CS	REND hora	Qsol (W)	D (W)	Qaux (W)	Rend día
1	1	1	1	17.84	11	17.84	17.84	17.84	10.45	17.84	0.00	0.0000	0.00	0.00	0.000	0.000	0	0	0	0.471
2	1	1	2	17.76	11	17.76	17.76	17.76	13.95	17.76	0.00	0.0000	0.00	0.00	0.000	0.000	0	0	0	0
3	1	1	3	17.67	11	17.67	17.67	17.67	13.45	17.67	0.00	0.0000	0.00	0.00	0.000	0.000	0	0	0	0.43
4	1	1	4	17.58	11	17.58	17.58	17.58	12.95	17.58	0.00	0.0000	0.00	0.00	0.000	0.000	0	0	0	0.275
5	1	1	5	17.47	11	17.47	17.47	17.47	12.45	17.47	0.00	0.0000	0.00	0.00	0.000	0.000	0	0	0	0
6	1	1	6	17.36	11	17.36	17.36	17.36	11.95	17.36	0.00	0.0000	0.00	0.00	0.000	0.000	0	0	0	0.389
7	1	1	7	17.24	11	17.24	17.24	40.00	11.45	40.00	0.00	0.0000	427.58	544.70	0.000	0.000	0	0	0	0.276
8	1	1	8	17.10	11	17.10	17.10	40.00	10.95	40.00	0.00	0.0000	645.23	817.05	0.000	0.000	0	0	0	0
9	1	1	9	16.93	11	16.93	16.93	40.00	10.45	40.00	0.00	0.0000	433.38	544.70	0.000	0.000	0	0	0	0
10	1	1	10	17.69	11	17.69	17.69	17.69	11.40	17.69	207.56	0.0022	0.00	0.00	0.000	0.264	168.19	0	0	0.388
11	1	1	11	22.07	11	22.07	22.07	22.07	13.90	22.07	561.43	0.0043	0.00	0.00	0.000	0.654	454.93	0	0	0.333
12	1	1	12	28.18	11	28.18	28.18	28.18	16.35	28.18	807.57	0.0058	0.00	0.00	0.000	0.633	654.37	0	0	0.228
13	1	1	13	32.84	11	32.84	32.84	40.00	18.20	40.00	805.23	0.0057	134.55	544.70	0.753	0.000	652.47	866.52	214.05	0.359
14	1	1	14	37.94	11	37.94	37.94	40.00	19.45	40.00	922.30	0.0063	38.69	544.70	0.929	0.000	747.33	804.47	57.136	0
15	1	1	15	42.18	11	42.18	42.18	42.18	20.25	42.18	779.15	0.0062	0.00	0.00	0.000	0.423	631.34	0	0	0
16	1	1	16	45.19	11	45.19	45.19	45.19	20.40	45.19	607.28	0.0056	0.00	0.00	0.000	0.357	492.08	0	0	0
17	1	1	17	44.65	11	44.65	44.65	44.65	19.75	44.65	225.98	0.0014	0.00	0.00	0.000	0.000	183.11	0	0	0.446
18	1	1	18	44.11	11	44.11	44.11	44.11	18.50	44.11	159.77	0.0000	0.00	0.00	0.000	0.000	129.46	0	0	0.273
19	1	1	19	43.56	11	43.56	43.56	43.56	17.50	40.00	0.00	0.0000	0.00	544.70	0.000	0.000	0	0	0	0.409
20	1	1	20	42.98	11	42.98	42.98	42.98	16.90	40.00	0.00	0.0000	0.00	817.05	0.000	0.000	0	0	0	0
21	1	1	21	42.37	11	42.37	42.37	42.37	16.30	40.00	0.00	0.0001	0.00	544.70	0.000	0.000	0	0	0	0
22	1	1	22	41.72	11	41.72	41.72	41.72	15.70	40.00	0.00	0.0003	0.00	544.70	0.000	0.000	0	0	0	0

Tabla 9. Extracción de los cálculos realizados para el 1 de Enero en Sevilla.

En la Tabla 9 se distinguen dos zonas; los valores que aparecen bajo el encabezado de color azul que son los datos disponibles en la base de datos y los valores bajo el encabezado rojo que muestran los valores calculados hora a hora.

Para el cálculo del rendimiento horario, las condiciones eran que existiese radiación, por lo que sólo se podrá calcular en el intervalo que va desde las 10h hasta las 18h, pero además, debía ser en aquellas horas donde no existiese demanda térmica, con lo que el intervalo de cálculo se reduce desde las 10h – 12h y 15h-18h. En estas horas se aplica la expresión del rendimiento dando los resultados horarios que aparecen bajo el encabezado 'REND hora'.

Ahora bien, no todos los valores de esa columna sirven para el cómputo del rendimiento promedio de ese día, ya que puede que durante una hora el rendimiento no sea un valor representativo del sistema en cómputos globales a lo largo de un día. Para ello, se ha impuesto la condición de que para considerar un valor de rendimiento horario válido, la irradiancia durante esa hora sea mayor a 600 W/m² garantizando que el sistema trabaja con unas condiciones de operación aceptables. De esta forma, de 7 posibles valores de rendimiento horarios disponibles para su promedio diario se reducen a 3, correspondientes a las horas 12, 15 y 16. Además, la última condición que se ha impuesto, es que al menos existan 3 horas a lo largo del día en las cuales se cumplan todas las condiciones anteriores, donde en este caso, se cumple, por lo que el rendimiento medio del día 1 de Enero en Sevilla será el promedio de los valores 0,633; 0,423 y 0,357, resultando un valor de 0,471 que se muestra en la primera fila de la Tabla 9 bajo el encabezado 'REND día' (los valores de esta columna muestran los rendimientos diario medios).

Este es el procedimiento a seguir para cada uno de los días que se están evaluando. Ahora bien, tal y como se indica en la segunda fila bajo el encabezado 'REND día', correspondiente al rendimiento medio en el día 2 de Enero, su valor es 0. Esto se debe a que según se muestra en la Tabla 10, se cumplen todas las condiciones impuestas para el cálculo a excepción de un número mínimo de 3 horas donde la irradiancia sea superior a 600 W/m² con lo que ese día, no servirá para el cómputo del rendimiento medio del sistema que engloba todos aquellos valores superiores a 0 durante el tiempo de monitorización, en este caso anualmente.

HORA	MES	DIA	Hora/día	ST1 (°C)	ST2e (°C)	ST2s (°C)	ST3e (°C)	ST3s (°C)	ST4 (°C)	ST5 (°C)	SR1_40 (W/m2)	ms (kg/s.m2)	Qaux (W)	QD (W)	CS	REND hora	Qsol (W)	D (W)	Qaux (W)
25	1	2	1	39.63	11	39.63	39.63	39.63	13.85	39.63	0.00	0.0000	0.00	0.00	0.000	0.000	0	0	0
26	1	2	2	38.93	11	38.93	38.93	38.93	13.10	38.93	0.00	0.0000	0.00	0.00	0.000	0.000	0	0	0
27	1	2	3	38.22	11	38.22	38.22	38.22	12.35	38.22	0.00	0.0000	0.00	0.00	0.000	0.000	0	0	0
28	1	2	4	37.52	11	37.52	37.52	37.52	11.60	37.52	0.00	0.0000	0.00	0.00	0.000	0.000	0	0	0
29	1	2	5	36.82	11	36.82	36.82	36.82	10.85	36.82	0.00	0.0000	0.00	0.00	0.000	0.000	0	0	0
30	1	2	6	36.12	11	36.12	36.12	36.12	10.10	36.12	0.00	0.0000	0.00	0.00	0.000	0.000	0	0	0
31	1	2	7	35.41	11	35.41	35.41	40.00	9.35	40.00	0.00	0.0000	86.12	544.70	0.000	0.000	0	0	0
32	1	2	8	34.63	11	34.63	34.63	40.00	8.60	40.00	0.00	0.0000	151.23	817.05	0.000	0.000	0	0	0
33	1	2	9	33.63	11	33.63	33.63	40.00	7.85	40.00	0.00	0.0000	119.65	544.70	0.000	0.000	0	0	0
34	1	2	10	32.34	11	32.34	32.34	32.34	8.30	32.34	58.20	0.0005	0.00	0.00	0.000	0.000	47.156	0	0
35	1	2	11	31.25	11	31.25	31.25	31.25	9.90	31.25	212.66	0.0022	0.00	0.00	0.000	0.000	172.32	0	0
36	1	2	12	30.44	11	30.44	30.44	30.44	11.10	30.44	205.28	0.0022	0.00	0.00	0.000	0.000	166.33	0	0
37	1	2	13	29.72	11	29.72	29.72	40.00	11.60	40.00	153.32	0.0018	193.10	544.70	0.645	0.000	124.23	192.46	68.231
38	1	2	14	29.23	11	29.23	29.23	40.00	12.65	40.00	764.01	0.0050	202.37	544.70	0.628	0.000	619.08	985.06	365.98
39	1	2	15	31.99	11	31.99	31.99	31.99	14.05	31.99	642.84	0.0049	0.00	0.00	0.000	0.324	520.89	0	0
40	1	2	16	33.84	11	33.84	33.84	33.84	14.60	33.84	465.70	0.0043	0.00	0.00	0.000	0.271	377.35	0	0
41	1	2	17	33.42	11	33.42	33.42	33.42	14.30	33.42	150.45	0.0006	0.00	0.00	0.000	0.000	121.91	0	0
42	1	2	18	33.00	11	33.00	33.00	33.00	13.40	33.00	105.69	0.0000	0.00	0.00	0.000	0.000	85.638	0	0
43	1	2	19	32.58	11	32.58	32.58	40.00	12.70	40.00	0.00	0.0000	139.45	544.70	0.000	0.000	0	0	0
44	1	2	20	32.12	11	32.12	32.12	40.00	12.25	40.00	0.00	0.0000	221.89	817.05	0.000	0.000	0	0	0
45	1	2	21	31.63	11	31.63	31.63	40.00	11.75	40.00	0.00	0.0000	157.23	544.70	0.000	0.000	0	0	0
46	1	2	22	31.12	11	31.12	31.12	40.00	11.25	40.00	0.00	0.0000	166.79	544.70	0.000	0.000	0	0	0

Tabla 10. Extracción de los cálculos realizados para el 2 de Enero en Sevilla.

El procedimiento descrito para el cálculo del rendimiento es aplicable a cualquier base de tiempo que se esté trabajando, ya que lo que se consigue es obtener un valor medio del rendimiento en un día y según el número de días de monitorización, el promedio constará de tantos valores para su cálculo. Es decir, en el caso de una base anual, se podrán tener como máximo 365 valores de rendimiento medio diario para realizar el rendimiento promedio del sistema que se supondrá constante. Si la base es mensual, como máximo serán tantos valores como días tenga el mes, y si la base es semanal

como máximo será 7 los valores. Al indicar como máximo, se refiere a que habrá días en los que no se obtendrá un valor representativo del rendimiento medio diario como es el caso del día 2 de Enero en Sevilla debido a que no se cumplen las condiciones impuestas.

De esta forma, se calcula el rendimiento medio anual del sistema que se supondrá constante (Tabla 11). Con el valor de rendimiento, se calcula el valor horario de Q_{sol} y de la demanda energética (D), generándose el universo de puntos muestrales para obtener los coeficientes de la curva de regresión (Tabla 12). En las Figura 35 hasta la Figura 40 se muestra el ajuste obtenido para cada uno de los casos estudiados.

		η_{cap}
SEVILLA	Válvula antes auxiliar	0,300
	Válvula después auxiliar	0,300
MADRID	Válvula antes auxiliar	0,305
	Válvula después auxiliar	0,305
BILBAO	Válvula antes auxiliar	0,350
	Válvula después auxiliar	0,350

Tabla 11. Rendimiento del sistema termosifón

		A	B	C
SEVILLA	Válvula antes auxiliar	11,8	60,3	4,9
	Válvula después auxiliar	12,7	67,5	5,2
MADRID	Válvula antes auxiliar	14,3	82,6	5,7
	Válvula después auxiliar	15,4	94,1	6,1
BILBAO	Válvula antes auxiliar	14,6	94,0	6,39
	Válvula después auxiliar	14,7	96,4	6,5

Tabla 12. Coeficientes de regresión horarios

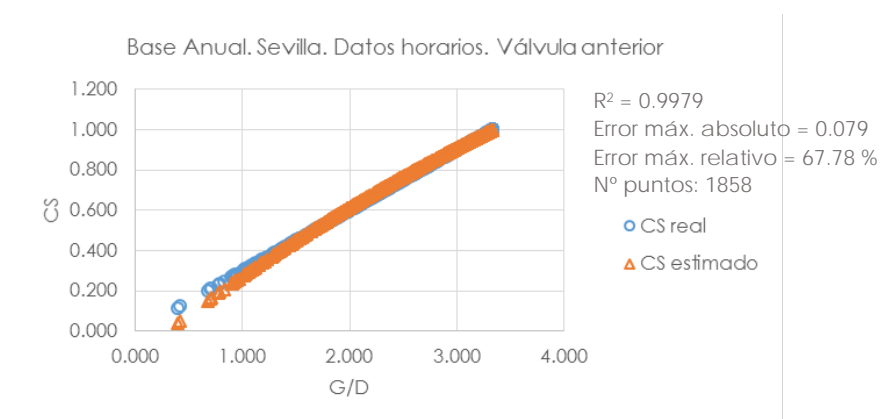


Figura 35. Valores horarios en base anual para Sevilla con válvula anterior al auxiliar

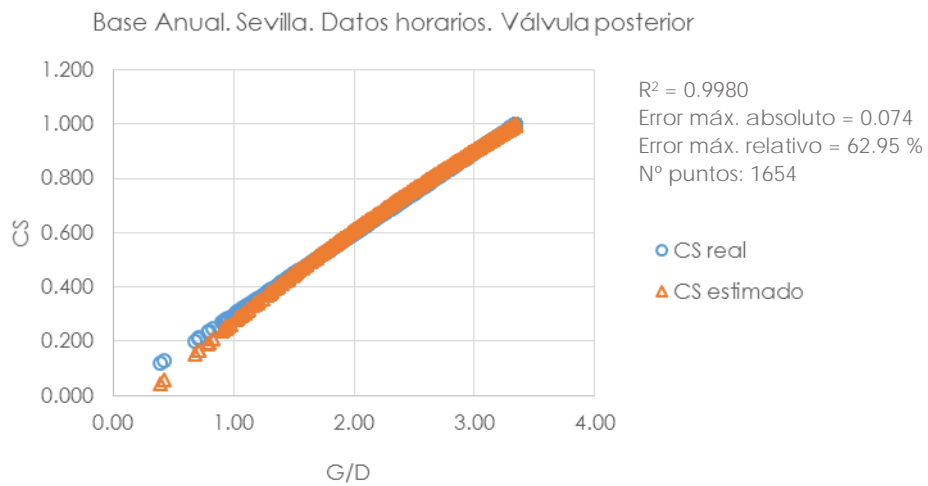


Figura 36. Valores horarios en base anual para Sevilla con válvula posterior al auxiliar

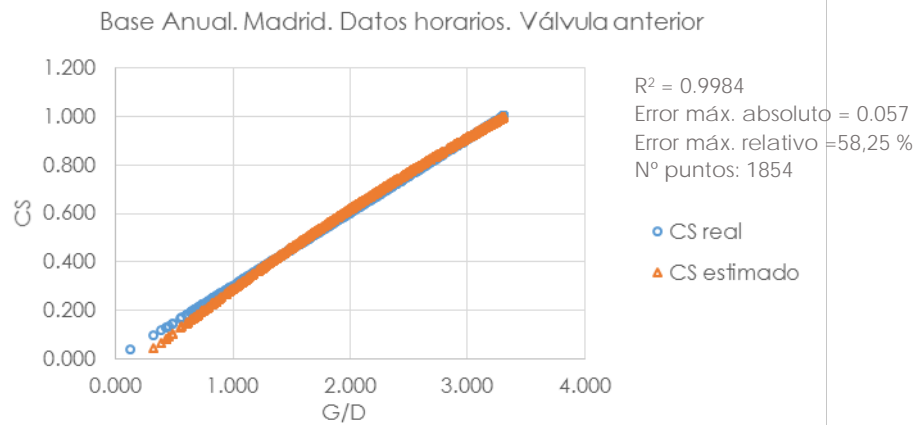


Figura 37. Valores horarios en base anual para Madrid con válvula anterior al auxiliar

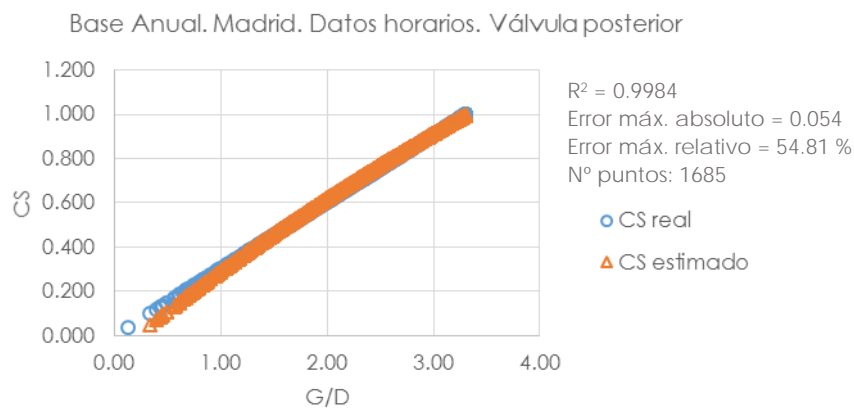


Figura 38. Valores horarios en base anual para Madrid con válvula posterior al auxiliar

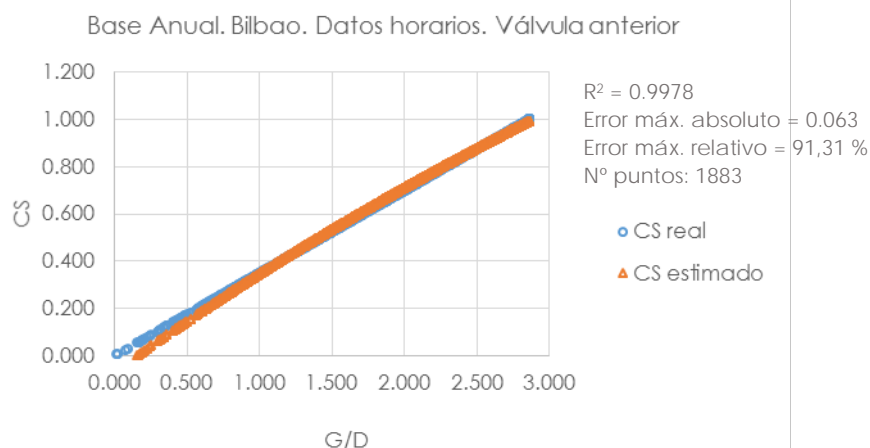


Figura 39. Valores horarios en base anual para Bilbao con válvula anterior al auxiliar

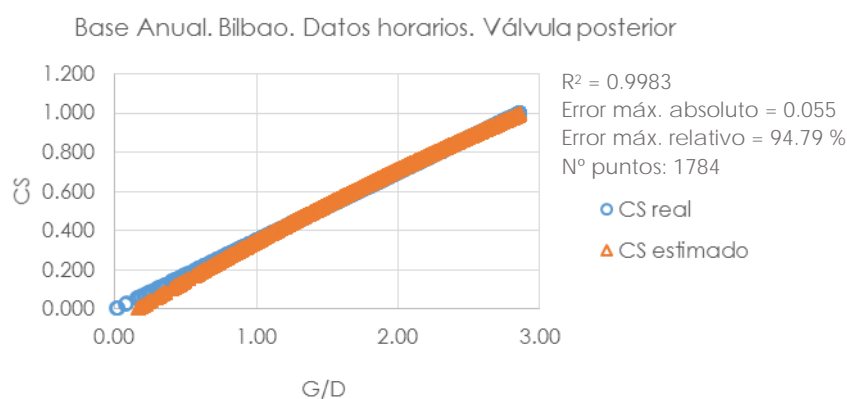


Figura 40. Valores horarios en base anual para Bilbao con válvula posterior al auxiliar

En todos los casos desde la Figura 35 hasta la Figura 40, el coeficiente de regresión (R^2) es prácticamente la unidad, por lo que la calidad del ajuste es bastante buena. Lo llamativo es el error relativo máximo que se alcanza en cada uno de los casos, siendo este muy elevado, pero ello se debe a que la calidad del ajuste no es demasiada buena en zonas con valores de G/D bajos. A pesar de eso, se observa que el error absoluto máximo presenta valores que son muy pequeños.

De esta forma, conociendo por tanto la curva de regresión con sus respectivos coeficientes e introduciendo el valor de radiación solar incidente y demanda anuales se obtiene el valor de la cobertura solar anual estimada, mostrada en la Tabla 13.

Según se observa en la Tabla 13, las estimaciones de la cobertura solar son bastantes precisas en comparación con las reales, lo que valida el método de estimación propuesto. A continuación, se deberá comprobar que el método es válido considerando datos diarios.

		CS_{ANUAL} ESTIMADA	CS_{ANUAL} REAL	G_{ANUAL} (kWh/día)	D_{ANUAL} (kWh/día)	G/D ANUAL
SEVILLA	Válvula anterior	0,911	0,883	14,48	4,82	3,00
	Válvula posterior	0,907	0,883	14,48	4,82	3,00
MADRID	Válvula anterior	0,826	0,788	13,75	5,16	2,66
	Válvula posterior	0,824	0,788	13,75	5,16	2,66
BILBAO	Válvula anterior	0,718	0,688	10,48	5,20	2,02
	Válvula posterior	0,718	0,688	10,48	5,20	2,02

Tabla 13. Cobertura solar anual con datos horarios obtenida a partir de una base anual

DATOS DIARIOS

Al trabajar con datos diarios, se parte de los datos horarios disponibles en la base de datos, calculando la Cobertura Solar como la media de los valores horarios.

Para la Demanda (D), se aplica la misma expresión $D=Q_{sol}/CS$, teniendo en cuenta que el valor de Q_{sol} es representativo de un día completo y obtenido según la expresión:

$$Q_{sol} = \eta_{cap} \cdot G_{sol} \cdot A_{cap}$$

Donde:

η_{cap} → Rendimiento del termosifón.

G_{sol} → Radiación solar incidente en un día (Wh/m²/día)

A_{cap} → Área de captación (m²)

El rendimiento del termosifón será constante para todos los días, al igual que en el caso de los datos horarios y se obtiene según el procedimiento descrito en los datos horarios, cuyos valores se muestran en Tabla 11.

Se genera entonces la nube de puntos en la representación gráfica CS vs G/D con el fin de obtener la regresión que mejor se adapte a los datos experimentales. Los coeficientes de dicha regresión se muestran en la Tabla 14.

En la Figura 41 hasta la Figura 46 se muestra el ajuste obtenido para cada uno de los casos estudiados en las diferentes ubicaciones y configuraciones.

		A	B	C
SEVILLA	Válvula antes auxiliar	14,6	86,2	5,8
	Válvula después auxiliar	14,9	88,9	5,9
MADRID	Válvula antes auxiliar	14,9	89,4	5,9
	Válvula después auxiliar	15,1	91,3	6,0
BILBAO	Válvula antes auxiliar	15,3	101,8	6,6
	Válvula después auxiliar	14,8	95,2	6,4

Tabla 14. Coeficiente de regresión diarios

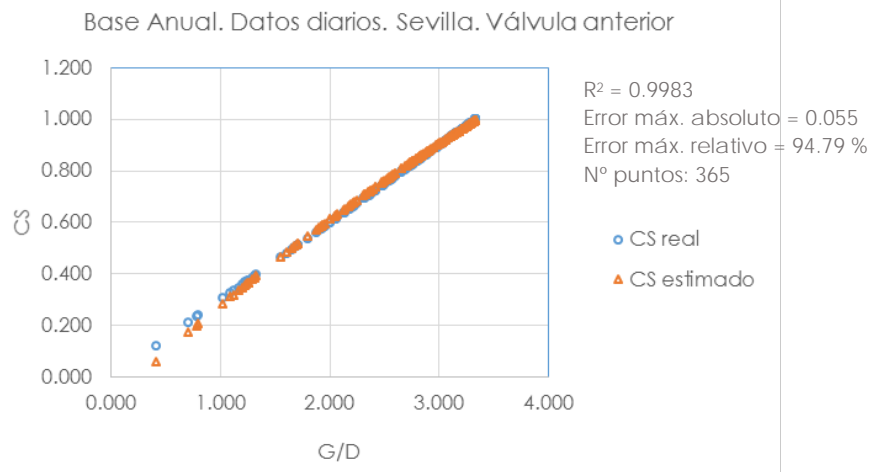


Figura 41. Valores diarios en base anual para Sevilla con válvula anterior al auxiliar

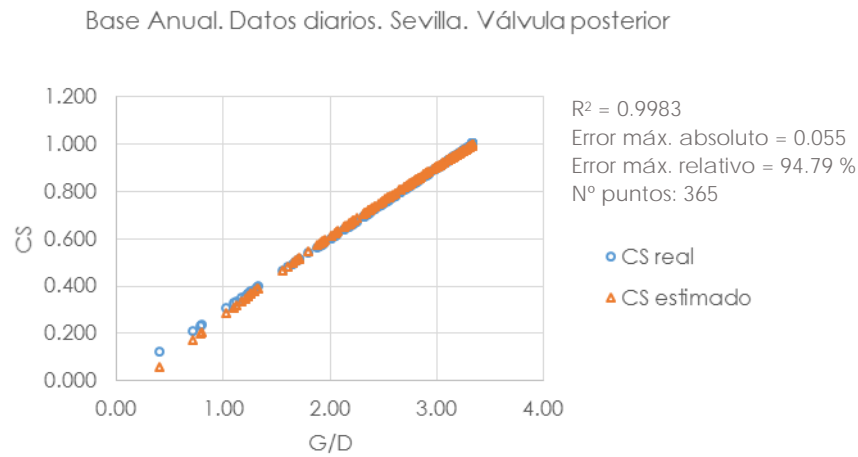


Figura 42. Valores diarios en base anual para Sevilla con válvula posterior al auxiliar

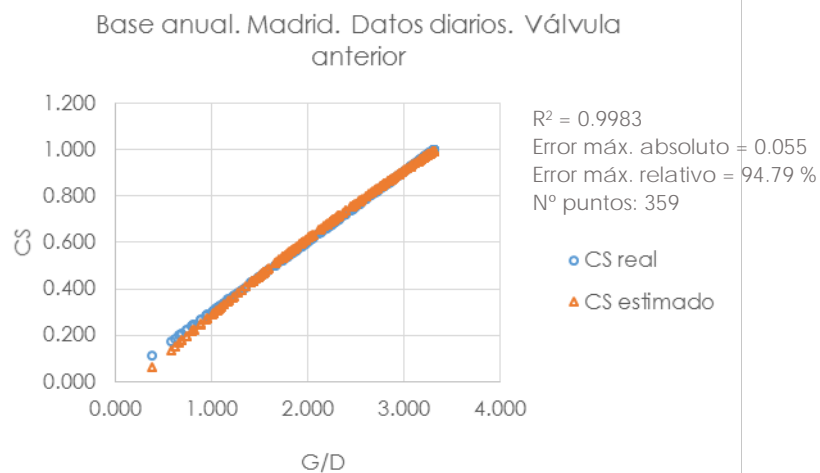


Figura 43 Valores diarios en base anual para Madrid con válvula anterior al auxiliar

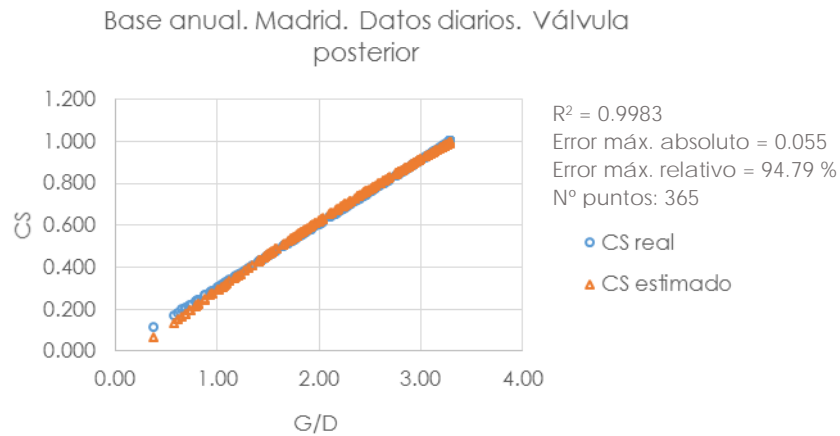


Figura 44. Valores diarios en base anual para Madrid con válvula posterior al auxiliar

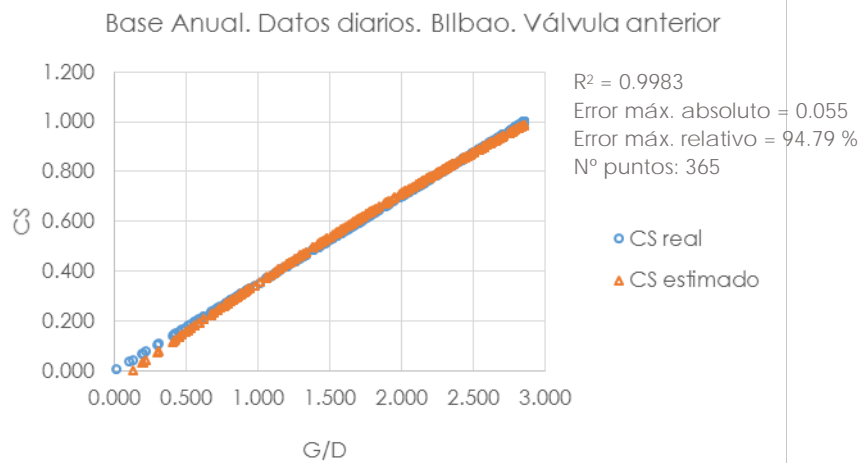


Figura 45. Valores diarios en base anual para Bilbao con válvula anterior al auxiliar

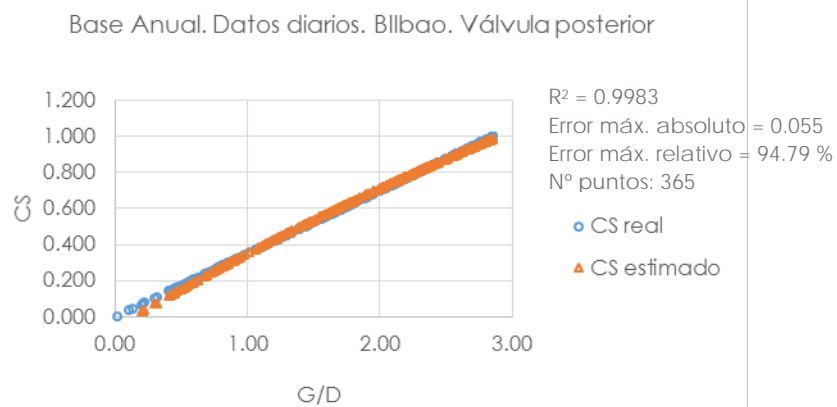


Figura 46. Valores diarios en base anual para Bilbao con válvula posterior al auxiliar

Conociendo por tanto la curva de regresión con sus respectivos coeficientes e introduciendo el valor de radiación solar incidente y demanda anuales se obtiene el valor de la cobertura solar anual estimada (Tabla 15):

		CS_{ANUAL} ESTIMADA	CS_{ANUAL} REAL	G_{ANUAL} (kWh/día)	D_{ANUAL} (kWh/día)	G/D ANUAL
SEVILLA	Válvula anterior	0,908	0,883	14,48	4,82	3,00
	Válvula posterior	0,906	0,883	14,48	4,82	3,00
MADRID	Válvula anterior	0,822	0,788	13,75	5,16	2,66
	Válvula posterior	0,822	0,788	13,75	5,16	2,66
BILBAO	Válvula anterior	0,717	0,688	10,48	5,20	2,02
	Válvula posterior	0,718	0,688	10,48	5,20	2,02

Tabla 15. Cobertura solar anual con datos diarios obtenida a partir de una base anual

Tal y como se observa en la Tabla 15, los resultados estimados de cobertura solar anual presentan una buena concordancia con los valores reales por lo que se puede concluir que para una base de datos anual, se puede establecer una buena aproximación de la cobertura solar utilizando datos diarios.

Dado que el objetivo del presente trabajo es el de utilizar el menor número de datos posible, se analiza a continuación el empleo de datos diarios para periodos de monitorización mensuales (base mensual) y semanales (base semanal).

3.5 – Caracterización del modelo

Una vez que se ha validado el modelo en el apartado anterior, comprobando que la Contribución Solar anual se puede representar como una función del cociente G/D, se desarrolla en este apartado la metodología propuesta para caracterizar el comportamiento anual del sistema con medidas a corto plazo. Aplicando el modelo previamente validado, se van a analizar dos periodos de tiempo; base mensual y base semanal. En cada caso se determina el mes más representativo o la semana más representativa, estableciendo las condiciones de medición para que los resultados sean válidos.

3.5.1 – Caracterización en base Mensual

Una vez que se ha verificado la validez del método propuesto, se analiza a continuación si el modelo es capaz de estimar con una buena concordancia el valor de la cobertura solar anual a partir de tiempos de monitorización mensuales, reduciendo así considerablemente el número de mediciones a realizar.

Para ello, los meses que van a ser evaluados serán cuatro, correspondientes a cada una de las estaciones a lo largo del año, con el fin de establecer unas conclusiones que permitan decidir el mes que mejor se adapte a estimación de la cobertura solar con aquella real. De esta forma, los meses a evaluar serán: Enero, Abril, Julio y Octubre.

Para el cálculo de las diferentes variables se procede de que en el caso de datos diarios. La única salvedad es el número de datos del que se dispone para los cálculos que se reduce a 30 o 31 dependiendo del mes evaluado.

Según se puede observar en la Tabla 16, la aplicación del modelo a partir de datos medidos durante el mes de Enero no es una opción acertada ya que la estimación de la cobertura solar anual para cada una de las localizaciones y configuraciones difiere mucho de la cobertura solar anual real. Este hecho era de esperar ya que en la nube de puntos que se genera la CS depende de la relación G/D en este mes, que al estar en un mes de invierno, el nivel de radiación es menor que en otros meses, resultando un valor de G/D menor que en el caso del valor anual.

	Válv.	A	B	C	R ²	Nº puntos ajuste	CS _{ANUAL} ESTIMADA	CS _{ANU} AL REAL	G/D ANUAL	G/D MENSUAL	
ENERO	SEVILLA	Ante.	11,6	66,3	5,6	0,999	31	1	0,883	3,00	2,11
		Poste.	11,7	66,3	5,6	0,999	31	1	0,883	3,00	2,11
	MADRID	Ante.	11,7	63,6	5,4	0,999	31	0,962	0,788	2,66	2,41
		Poste.	11,8	64,8	5,4	0,999	31	0,962	0,788	2,66	2,41
	BILBAO	Ante.	11,3	65,9	5,8	0,999	31	0,853	0,688	2,02	1,08
		Poste.	11,1	63,6	5,7	0,999	31	0,853	0,688	2,02	1,08
ABRIL	SEVILLA	Ante.	11,7	64,1	5,3	0,999	30	0,931	0,883	3,00	2,95
		Poste.	11,7	64,1	5,3	0,999	30	0,931	0,883	3,00	2,95
	MADRID	Ante.	11,8	61,2	5,1	0,999	30	0,833	0,788	2,66	2,71
		Poste.	12,4	66,9	5,3	0,999	30	0,834	0,788	2,66	2,71
	BILBAO	Ante.	11,7	64,2	5,4	0,999	30	0,711	0,688	2,02	2,18
		Poste.	11,9	66,7	5,5	0,999	30	0,711	0,688	2,02	2,18
JULIO	SEVILLA	Ante.	1,2	0	6,1	1	31	1	0,883	3,00	4,43
		Poste.	1,2	0	6,1	1	31	1	0,883	3,00	4,43
	MADRID	Ante.	1,2	0	6,1	1	31	1	0,788	2,66	4,34
		Poste.	1,2	0	6,1	1	31	1	0,788	2,66	4,34
	BILBAO	Ante.	4,5	16,3	3,2	0,999	31	0,675	0,688	2,02	3,03
		Poste.	5,9	23,8	3,7	0,999	31	0,674	0,688	2,02	3,03
OCTUBRE	SEVILLA	Ante.	9,9	43,5	4,2	0,999	30	0,867	0,883	3,00	2,92
		Poste.	10,1	45,6	4,3	0,999	30	0,866	0,883	3,00	2,92
	MADRID	Ante.	10,9	59,1	5,3	0,999	30	0,933	0,788	2,66	2,41
		Poste.	10,3	53,7	5,1	0,999	30	0,935	0,788	2,66	2,41
	BILBAO	Ante.	8,8	45,4	5,0	0,999	30	0,817	0,688	2,02	3,03
		Poste.	7,6	35,4	4,5	0,999	30	0,817	0,688	2,02	3,03

Tabla 16. Resultados obtenidos para base mensual

Este hecho repercute a la hora de estimar el valor de la cobertura solar anual, ya que su cálculo se obtiene introduciendo los valores medios de radiación solar incidente y demanda térmica, por lo que si la relación entre estas variables es mucho mayor que para la relación obtenida en el mes de Enero, la estimación de la cobertura solar anual será sobrestimada. Se muestra como ejemplo el caso de Sevilla, donde en la Tabla 16 se aprecia que los datos disponibles, sólo alcanzan una relación G/D de 2,75 aproximadamente, mientras que la relación G/D anual para Sevilla es de 3, por lo que según la regresión obtenida de CS, para una relación G/D igual a 3, daría como resultado un valor de CS mayor que 1, siendo esto imposible pues la acotación de esta variable varía entre 0 y 1. Así pues, se demuestra que en aquellos meses donde el máximo valor de la relación G/D sea inferior al valor de la relación G/D anual, no serán válidos para la estimación de la cobertura solar anual. El error relativo máximo para Sevilla es del 13,3%, del 22,1% para Madrid y del 24,0% para Bilbao.

Durante el mes de abril, la relación G/D media mensual se aproxima mucho a la relación G/D media anual por lo que las estimaciones de la cobertura solar anual son bastante parecidas a la cobertura solar anual real. El error relativo máximo para Sevilla es del 5,4%, del 5,8% para Madrid y del 3,3% para Bilbao.

En el mes de Junio, la radiación solar aumenta considerablemente, provocando que la relación G/D haga lo propio. En climas cálidos, la mayoría de días se obtendrá un valor de CS igual a la unidad por lo que el empleo de este mes como periodo de medida no proporcionaría ningún valor coherente. Sin embargo, en el caso de Bilbao, a pesar de aumentar la relación G/D, el valor estimado de la cobertura solar anual presenta una excelente concordancia con su valor real. El error relativo máximo para Sevilla es del 13,3%, del 26,9% para Madrid y del 2,0% para Bilbao.

Durante el mes de Octubre, las localizaciones que presentan una relación G/D mensual próxima a la anual, consiguen obtener una buena estimación de la cobertura solar anual. El error relativo máximo para Sevilla es del 1,9%, del 18,7% para Madrid y del 18,8% para Bilbao.

Una vez que se ha comprobado la aplicación del modelo empleando periodos de medida mensuales, se observa que los meses que son útiles para su aplicación son aquellos cuyas condiciones meteorológicas y de consumo se asemejan a los valores medios anuales propios de la localización del sistema. Ante esta perspectiva, se pretende ir más allá y ver si es posible obtener la validez del modelo para periodos de medición semanales. En este caso, se centrarán en aquellas semanas correspondientes a los meses en los que se ha obtenido una buena concordancia de la estimación de la cobertura solar anual.

3.5.2 – Caracterización en base Semanal

En este apartado, se desarrolla el modelo a partir de mediciones semanales. Para ello, se parte de los meses en los que se ha obtenido la mejor concordancia en la estimación de la cobertura solar anual, siendo Abril para las tres ciudades estudiadas. Por tanto, se presentan los resultados para cada una de las semanas. En este caso, dado que el objetivo del trabajo consiste en demostrar que se puede determinar la cobertura solar anual a partir de mediciones durante periodos de tiempo cortos, se buscará si con la medición de una semana es suficiente para tener una buena aproximación. A continuación, se muestran los resultados obtenidos en la Tabla 17.

	Válvula	A	B	C	R ²	Nº puntos ajuste	CS _{ANUAL} ESTIMADA	CS _{ANUAL} REAL
Sevilla Abril Semana3	Anterior	6,8	26,4	3,6	0,998	7	0,885	0,883
	Posterior	6,8	26,4	3,6	0,998	7	0,885	0,883
Madrid Abril Semana3	Anterior	6,6	27,8	3,8	0,999	7	0,797	0,788
	Posterior	6,6	27,8	3,8	0,999	7	0,797	0,788
Bilbao Abril Semana3	Anterior	10,6	50,5	4,6	0,999	7	0,623	0,688
	Posterior	10,9	52,7	4,7	0,999	7	0,623	0,688

Tabla 17. Resultados en Sevilla, Madrid y Bilbao para base semanal en Abril

Se comprueba que el modelo permite estimar la Contribución Solar del sistema a partir de datos diarios en una base de tiempo semanal, especialmente en la semana 3 del mes de Abril. La configuración del sistema no supone cambio alguno en la estimación de la cobertura solar anual ya que se obtienen los mismos valores. El error en Sevilla es del 0,2%, del 1,1% en Madrid y del 9,4% en Bilbao.

De esta forma, se pone de manifiesto que el modelo propuesto es válido para la estimación de la cobertura solar anual a partir de periodos de medición a corto plazo.

4-RESUMEN Y CONCLUSIONES

El presente trabajo se ha realizado con el fin de obtener una metodología que permita evaluar el rendimiento anual de un sistema solar por termosifón a partir de mediciones a corto plazo, debido a la dificultad económica y operativa que supone tener un sistema de monitorización a largo plazo. Para ello, se ha desarrollado un modelo simple y sencillo de aplicar a partir de mediciones no intrusivas, es decir, aquellas que no interfieren en el movimiento del fluido, como son temperaturas en diferentes puntos del sistema y la radiación solar incidente en el plano del captador.

Inicialmente se ha realizado un estudio bibliográfico de los métodos de evaluación del comportamiento de los sistemas solares por termosifón y se han desarrollado los modelos más representativos que permiten calcular el rendimiento de estos sistemas.

La aplicación del modelo propuesto se ha llevado a cabo en dos configuraciones diferentes del sistema: la primera con la válvula de mezcla situada aguas arriba del elemento auxiliar, y la segunda con la válvula de mezcla situada aguas abajo del elemento auxiliar. Además, se ha comprobado su validez en tres localizaciones diferentes, como son las ciudades de Sevilla, Madrid y Bilbao, aunque en todas ellas, la metodología se ha desarrollado con las mismas características técnicas en cuanto al sistema por termosifón se refiere.

Los valores horarios "medidos" de las instalaciones se han obtenido a través de un programa de simulación (TRNSYS), el cual generó los valores de las variables necesarias de entrada al modelo durante un año completo, en intervalos horarios, obteniendo así 8760 datos para cada una de dichas variables.

Para una primera validación del modelo, se llevó a cabo su aplicación considerando una de base de tiempo anual, es decir, considerando todos los datos disponibles de la base de datos anual. Se trabajó con valores horarios y diarios, verificando que los resultados obtenidos presentaban una buena concordancia con los reales, por lo que se puede concluir que la Contribución Solar anual se puede representar como una función del cociente entre la radiación solar incidente y la demanda de agua caliente sanitaria en base anual.

Para verificar que la metodología propuesta era válida para mediciones a corto plazo, se han estudiado periodos mensuales, con meses representativos de cada una de las estaciones del año. En este análisis, se concluye que los meses que permiten obtener una mejor estimación de la cobertura solar anual son aquellos cuyas variables medias de radiación solar y demanda térmica (relación G/D) se asemejan a las de los valores anuales. Esto parece resultar lógico, ya que a la hora de estimar la cobertura solar anual, se emplean valores medios de la radiación solar incidente y la demanda térmica, por lo que resultaría de esperar que aquellos meses que no represente los extremos de estas variables, serán los idóneos para su aplicación. Sin embargo, hay que señalar, que en el caso de Bilbao, con los datos monitorizados durante el mes de Julio donde la relación G/D es mayor que la anual, la concordancia de la estimación de la cobertura solar anual con la real es bastante buena.

Como segunda opción se ha analizado la aplicación del modelo para base de datos semanales en los meses donde se había obtenido una buena concordancia del modelo, en este caso el mes de Abril. Los resultados obtenidos son próximos a los reales para la cobertura solar anual por lo que se puede dar como válido la aplicación de esta metodología para la estimación de la cobertura solar anual a partir de mediciones a corto plazo, concretamente de una semana.

No existe ninguna diferencia a la hora de usar una u otra de las configuraciones estudiadas ya que en todos los casos analizados, los valores estimados resultaron muy similares.

El objetivo principal del trabajo, consistente en la verificación de un método capaz de estimar la cobertura solar anual a partir de mediciones a corto plazo se ha cumplido pero queda pendiente para trabajos futuros un análisis más exhaustivo de la metodología con el fin de identificar con mayor exactitud aquellos periodos de tiempo de monitorización que pueden resultar representativos para la aplicación del modelo aquí propuesto.

REFERENCIAS

- [1] D.J. Close. *The Performance of Solar Water Heaters with Natural Circulation*. Commonwealth Scientific and Industrial Research Organization, Engineering Section, Highett, Victoria, Australia.
- [2] C.L. Gupta and H.P. Garg. *System Design in Solar Water Heaters with Natural Circulation*. Solar Energy, Volume 12, 1968, Pages 163-182.
- [3] K.S. Ong. *A Finite-Difference Method to evaluate the thermal performance of a Solar Water Heater*. Solar Energy, Vol. 16, pp. 137-147, 1974.
- [4] K.S. Ong. *An improved computer program for the thermal performance of a Solar Water Heater*. Solar Energy, Vol 18, pp. 183-191, 1976.
- [5] G.L Morrison and D.B.J. Ranatuga. *Transient Response of thermosyphon solar collectors*. Solar Energy, Vol. 24, pp. 55-61. 1980.
- [6] G.L Morrison and D.B.J. Ranatuga. *Thermosyphon circulation in solar collectors*. Solar Energy, Vol. 24, pp. 191-198. 1980.
- [7] G.L. Morrison and C.M. Sapsford. Long term performance of thermosyphon solar water heaters. Solar Energy, Vol. 30, No. 4, pp. 341-350, 1983.
- [8] G.L. Morrison and H.N. Tran. Simulation of the long term performance of thermosyphon solar water heaters. Solar Energy, Vol. 33. No. 6, pp. 515-526, 1984.
- [9] B.J. Huang and C.T. Hsieh. *A simulation method for solar thermosyphon collector*. Solar Energy, Vol. 35, No. 1, pp. 31-43. 1985.
- [10] Th. Beikircher, N. Benz, M. Gut, H. Drück. *Short Term Test Method for Large Installed Thermal Systems*. 2000.
- [11] A. Carrillo Andrés and J.M. Cejudo López. *Trnsys model of a thermosiphon solar domestic heater with a horizontal store and mantle heat exchanger*. Solar Energy, Vol. 72, No.2, pp. 89-98, 2002.
- [12] A. Zerrouki, A. Boumedién, N. Said, B. Tedjiza. *Input/Output test results and long-term performance prediction of a domestic thermosiphon solar water heater in Algiers, Algeria*. Renewable Energy, Vol. 25, pp. 153-161, 2002.
- [13] Aranovitch E, Gillaert D, Gillet WB, Bates JE. In: Recommendations for Performance and Durability Tests of Solar Collectors and Water Heating Systems, Non Nuclear Energies-European Solar Collector and Testing Groups. Commission of the European Communities.
- [14] K. Zelzouli, A. Guizani, C. Kerkeni. *Numerical and experimental investigation of thermosyphon solar water heater*. Energy Conversion and Management. Vol. 78, pp. 913-922. 2014.
- [15] Apuntes de Energía Solar Térmica a Baja Temperatura. Grupo de Termotecnia, Universidad de Sevilla, 2015.
- [16] G.L. Morrison and J.E. Braun. *System modeling and operation characteristics of thermosiphon solar water heaters*. Solar Energy, Vol. 34. No. 4-5, pp. 389-405, 1985.
- [17] Soteris A. Kalogirou. *Solar Energy Engineering, Processes and Systems*. 2009.
- [18] J.A. Duffie and W.A. Beckman. *Solar Engineering of thermal processes*. Fourth Edition. 2013.