



**Universidad**  
Zaragoza



Escuela de  
Ingeniería y Arquitectura  
**Universidad** Zaragoza

---

## PROYECTO FIN DE CARRERA

---

Estudio del comportamiento de un sistema solar  
híbrido PVT en distintas condiciones de funcionamiento

Autor: Carlos Meseguer Sánchez

Director: Amaya Martínez Gracia

Especialidad: Ingeniería técnica industrial, mecánica

Convocatoria: Marzo 2014

# Índice

	<u>Página</u>
<b>1.- Introducción .....</b>	<b>2</b>
<b>Energía solar .....</b>	<b>2</b>
<b>El panel pvt .....</b>	<b>4</b>
<b>2.- Metodología .....</b>	<b>8</b>
<b>Panel PVT .....</b>	<b>8</b>
<b>Método f-chart .....</b>	<b>12</b>
<b>Método de cálculo dinámico.....</b>	<b>16</b>
<b>3.- Objeto del proyecto.....</b>	<b>18</b>
<b>4.- Datos de partida .....</b>	<b>19</b>
<b>5.- Consideraciones previas.....</b>	<b>19</b>
<b>Perdidas por orientación y sombras.....</b>	<b>21</b>
<b>6.- Configuración optima de la instalación.....</b>	<b>24</b>
<b>Protección contra congelación .....</b>	<b>24</b>
<b>Protección contra congelamiento.....</b>	<b>25</b>
<b>Fluido caloportador .....</b>	<b>26</b>
<b>Cálculo mediante f-chart .....</b>	<b>28</b>
<b>Cálculo mediante método horario .....</b>	<b>39</b>
<b>7.- Análisis fotovoltaico.....</b>	<b>45</b>
<b>Análisis comportamiento panel Ecomesh .....</b>	<b>46</b>
<b>Análisis comportamiento panel A-240P.....</b>	<b>49</b>
<b>Estudio comparativo de ambos paneles .....</b>	<b>51</b>
<b>8.- Conclusiones del estudio .....</b>	<b>56</b>

# **1. Introducción**

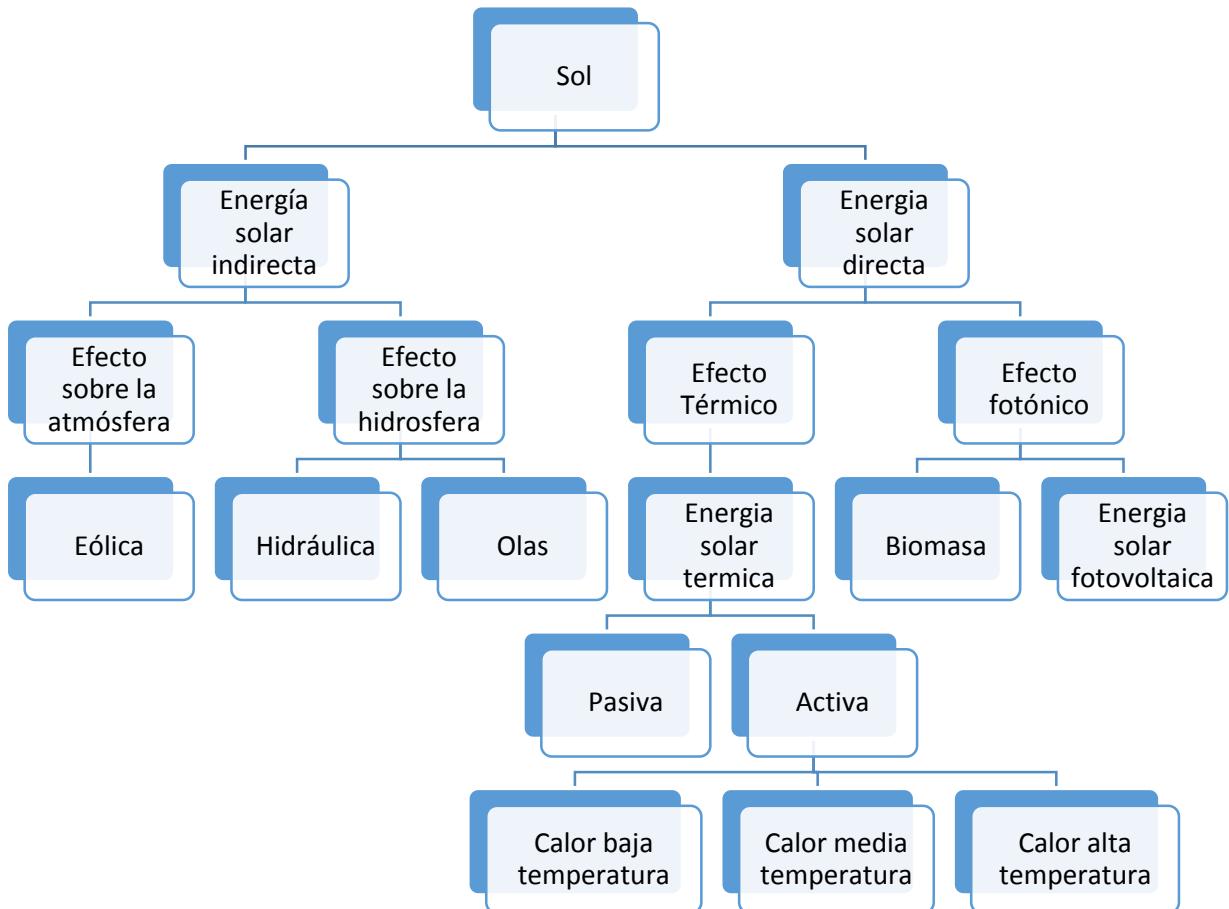
## **Energía solar**

La energía procedente del Sol es la mayor fuente de energía existente sobre La Tierra, gracias a la cual es posible la existencia de vida. La mayor parte de la energía utilizada por los seres vivos procede del Sol, es la fuente de alimentación de las plantas, la causa de los flujos atmosféricos y del agua, además de proporcionar el calor que hace posible el desarrollo de la vida en nuestro planeta. Durante toda su existencia, el ser humano ha aprovechado la energía solar, de forma indirecta o indirectamente, natural o artificialmente para sus estructuras agrícolas, urbanas, industriales, etc. ya que toda la energía utilizada por la humanidad, incluso la basada en combustibles fósiles proviene del sol, pues estos combustibles se formaron a partir de restos de organismos que vivieron hace millones de años gracias a la energía solar.

Este tipo de energía brindada por el sol, se presenta en la naturaleza en una elevada cantidad de formas, de tal forma que actualmente es inagotable a escala humana. En la *figura 1* se puede observar la clasificación de las energías renovables procedentes del sol

La principal dificultad asociada al aprovechamiento de este tipo de energía es precisamente la variabilidad con la que esta energía se distribuye en la Tierra como consecuencia de aspectos geográficos, climáticos y estacionales, lo cual nos obliga a disponer de otros sistemas de suministro, como los combustibles fósiles, que no son más que enormes cantidad de energía solar transformada por organismos prehistóricos, almacenadas en la corteza terrestre.

Es el abuso de estos combustibles fósiles durante los siglos XX y XXI lo que actualmente está degradando el medio ambiente, produciendo un calentamiento a escala global. Sin embargo, este abuso es la razón por la que se están tratando de desarrollar políticas energéticas materializadas en diferentes planes de actuación a nivel europeo, nacional y regional con el fin de mitigar el calentamiento global.



*Figura 1.- Clasificación de las energías renovables*

Dentro de las clases de energía solar cabe destacar la energía solar térmica y la energía solar fotovoltaica, cuya captación y aprovechamiento se realiza de forma directa, gracias a la radiación solar.

Dentro de la energía solar térmica, sus aplicaciones son numerosas:

- Agua caliente sanitaria (ACS): Estas instalaciones aportan agua caliente para el consumo humano en viviendas unifamiliares, bloques vecinales, hoteles, residencias, industrias, campings, centros deportivos, etc.
- Calefacción de viviendas: La captación de energía solar se realiza con el fin de calentar edificios mediante los tradicionales radiadores o la calefacción por suelo radiante.
- Climatización de piscinas: Se utiliza para calentar el agua para piscinas climatizadas o para alargar la temporada de baño en piscinas exteriores
- Refrigeración: La energía solar también se puede utilizar para la refrigeración mediante máquinas de absorción

- Usos agrícolas e industriales: Secaderos de frutos, invernaderos, ganadería, procesos industriales, purificación y desalinización de agua donde el calor se utiliza para evaporar y destilar el agua, etc.

De la misma forma, la energía solar fotovoltaica tiene infinidad de aplicaciones, ya que produce energía eléctrica aprovechable tanto para el uso doméstico como a nivel industrial

Sin embargo, pese a que ambas están basadas en el mismo principio (la captación de radiación solar mediante captadores solares) no utilizan una tecnología común, pues la solar térmica capta esta radiación para el aprovechamiento térmico y la solar fotovoltaica se basa en el efecto fotovoltaico que produce la radiación sobre materiales como el Silicio para producir electricidad.

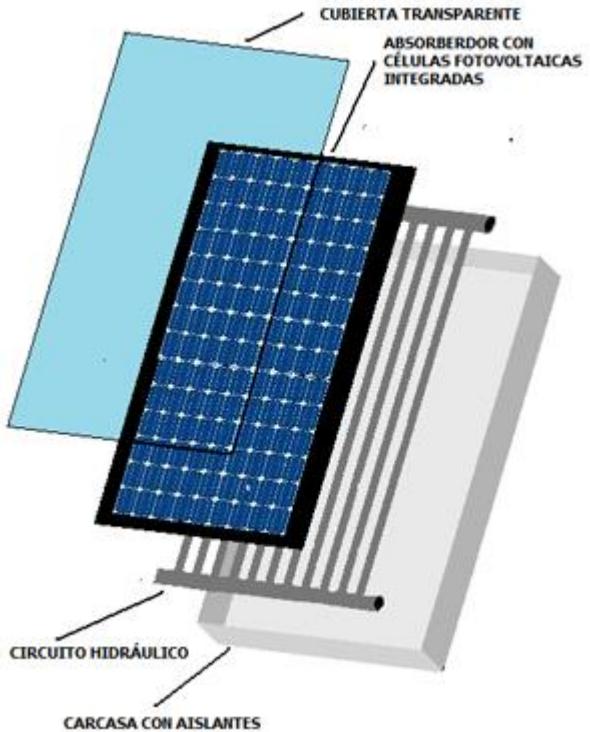
Es en estos tipos de energía en las cuales se centra el presente proyecto, estudiando su captación y aprovechamiento conjunta mediante paneles solares híbridos, los cuales combinan ambas tecnologías.

## **El panel PVT**

El panel fotovoltaico-térmico (PVT: photovoltaic-thermal panel) consiste en un panel solar fotovoltaico refrigerado por un fluido, mediante el cual se refrigeran las células fotovoltaicas, aumentando su rendimiento y obteniendo energía térmica útil mediante este proceso

En el panel PVT se distinguen los siguientes componentes:

- Cubierta transparente.
- Láminas fotovoltaicas.
- Absorbedor.
- Circuito hidráulico.
- Carcasa aislante.



*Figura 2.- Partes de un panel solar híbrido*

La cubierta transparente del PVT suele ser de vidrio, y tiene la función de dejar pasar la radiación del sol hacia el interior del panel, e impedir que la radiación de una longitud de onda mayor emitida por la lámina fotovoltaica, producida por el aumento de su temperatura, salga al exterior creando así el llamado efecto invernadero.

Mientras que un colector térmico tiene como absorbedor una placa plana de cobre, normalmente cubierta por una superficie selectiva para que tenga una alta capacidad de absorción y bajo emisividad para longitudes de onda infrarroja; en el panel PVT la encargada de absorber la luz del Sol es la lámina fotovoltaica, y dado que está unida al absorbedor de calor, se extrae la energía térmica de las células fotovoltaicas para su posterior aprovechamiento.

La red de tuberías se encuentra soldada a la parte posterior del absorbedor, y pueden estar dispuestas en serie o en paralelo. En el primer caso todo el fluido térmico circula por una única tubería, mientras que cuando lo hace en paralelo el caudal se divide entre las diferentes ramificaciones.

El fluido que circula por las tuberías y que es el encargado de absorber y transportar la carga térmica suele ser aire o agua.

La carcasa aislante aloja todos los componentes anteriormente mencionados. Su función más importante es la de asegurar, junto con la cubierta, la estanqueidad del panel. Y reducir lo máximo las pérdidas por transferencia de calor al exterior.

Las ventajas que ofrece este panel solar frente paneles solares térmicos y fotovoltaicos por separado, serán estudiadas y analizadas en este proyecto.

La principal ventaja que pretende este dispositivo es el aumento de la eficiencia energética de los paneles solares fotovoltaicos, gracias a la refrigeración que produce el fluido térmico que reduce la temperatura de operación de la célula lo cual hace que aumente la producción de energía eléctrica. Otra ventaja es la reducción del área necesaria para la instalación, ya que produce energía eléctrica y térmica en un único panel, mientras que por separado se necesitaría mucha mayor área, lo que además conllevaría una reducción de costes en la instalación.

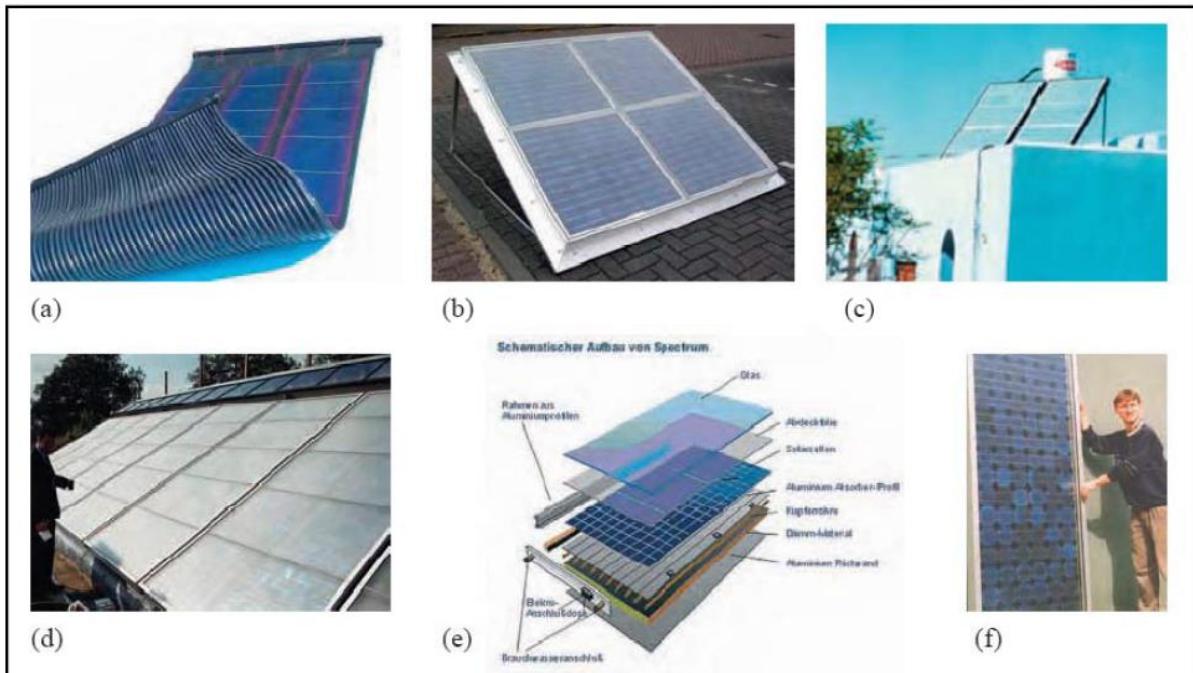
## Tipos de paneles PVT

- Colectores PVT refrigerados por aire: Produce generación eléctrica y aire caliente. Se utilizan en caso de demanda de aire caliente a baja temperatura (<30°C) o a alta temperatura (30-90°C) como posible fuente para una bomba de calor
- Colectores PVT refrigerados por líquido: Similares a los paneles térmicos solares, un absorbéedor con una red de tuberías en serpentín o en paralelo en su parte posterior transfieren calor a un fluido caloportador el cual transporta la energía térmica desde los captadores a un sistema de acumulación para su posterior uso
- Colectores PVT con concentrador: Igualmente refrigerados por líquido, tienen un sistema de captación por concentración para conseguir mayor generación eléctrica.

La mayoría de estos paneles se han desarrollado basándose en colectores solares térmicos comercializados, que han sido modificados incluyendo láminas fotovoltaicas en la superficie del absorbéedor. El rendimiento térmico es similar al rendimiento de un absorbéedor no selectivo. La eficiencia eléctrica es aproximadamente del 10%, dependiendo del tipo de células fotovoltaicas usadas. Algunos ejemplos de productos desarrollados e intentos de mercados son los siguientes:

- **Millennium Electric**, que ha comercializado un panel PVT sin cubierta.
- **PVTWINS**, spin-off de **ECN**, produce colectores PVT con cubierta. Esto es una continuación del trabajo hecho por ECN con **ZEN Solar** y **Shell Solar**.
- **Batec & Racell** llevó a cabo un gran desarrollo de los paneles PVT durante 1998-2001.
- **Solon** desarrolla un PVT sin cubierta para fabricación comercial. Es una continuación del trabajo realizado por **Solarwerk** en paneles PVT cubiertos.

- **Zenit** fabricó un prototipo de panel PVT en 1997, pero la comercialización no se llevó a cabo.
- **Solarwatt** llevó a cabo un proyecto de desarrollo de un colector PVT durante 1996-1997.
- La compañía **Powerlight** llevó a cabo un proyecto de un panel PVT, en el que usaban una lámina fotovoltaica flexible.



*Figura 3.- (a) Paneles flexibles de Powerlight, (b) Módulo PVT de PVTWINS, (c) Módulo PVT de Millennium Electric, (d) Sistema demostración de ECN, Shell Solar y ZEN Solar, (f) Colector PVT de Solarwatt.*

El PVT analizado en este proyecto es refrigerado por agua mezclada con propilenglicol mediante un absorbedor colocado en la parte posterior del conjunto de células fotovoltaicas, y al que van adheridos tuberías de cobre por donde circula el fluido de refrigeración.

## **2. Metodología**

En este apartado se expone la formulación y métodos de cálculo seguidos en la simulación y cálculo de la instalación solar. Puede dividirse en 3 apartados:

1. Formulación paneles solares
2. Método de cálculo instalaciones solares: f-chart
3. Método de cálculo instalaciones solares: Método dinámico o cálculo horario

### **El panel PVT**

#### **RENDIMIENTO**

El rendimiento óptico, también llamado factor de transmisión-absorción, de un panel híbrido, al igual que el de un colector plano, es definido por:

$$\tau \cdot \alpha = 1 - \rho$$

Donde

- $\tau$  es la transmitancia de las capas superiores del panel.
- $\alpha$  es el factor de absorción de las capas superiores del panel
- $\rho$  es el factor de reflexión para toda la geometría de las capas superior, capa de aire y de la lámina fotovoltaica.

El rendimiento térmico del panel fotovoltaico-térmico es definido como el cociente entre el calor útil cedido al fluido ( $q_u$ ) y la radiación incidente sobre el panel. Se puede expresar con la siguiente expresión:

$$\eta_{térmico} = \frac{q_u}{A \cdot I_{gl}}$$

Donde  $I_{gl}$  es la radiación global incidente por unidad de área [W/m<sup>2</sup>].

El rendimiento eléctrico, al igual que para los paneles fotovoltaicos, es definido como el cociente entre la potencia de salida del panel y la radiación incidente sobre el panel. Como la potencia de salida para una condición de trabajo está dada por el producto de la tensión ( $V$ ) y la corriente ( $I$ ) correspondiente, el rendimiento eléctrico se expresa de la siguiente manera:

$$\eta_{eléctrico} = \frac{IV}{A \cdot I_{gl}}$$

Entonces el rendimiento total del panel PVT será la suma de estos dos anteriores

$$\eta_{pvt} = \eta_{térmico} + \eta_{eléctrico}$$

## BALANCE ENERGÉTICO EN EL PANEL PVT

La energía solar global incidente (directa más difusa) por unidad de tiempo interceptada por el panel, parte, es utilizada por las células fotovoltaicas para la producción de energía eléctrica, y el resto es transformada en calor, dividido en el calor útil absorbido por el fluido térmico y las pérdidas térmicas que sufre este calor antes de transmitirse a dicho fluido.

$$A \cdot (I_d + I_D) \cdot \tau \cdot \alpha = p_m + q_u + q_p + q_a + p_v$$

Donde:

- $I_d$  es la radiación solar directa incidente por unidad de área [W/m<sup>2</sup>].
- $I_D$  es la radiación solar difusa incidente por unidad de área [W/m<sup>2</sup>].
- $A$  es el área del panel que intercepta la radiación [m<sup>2</sup>].
- $\tau$  es la transmitancia de la cubierta transparente.
- $\alpha$  es la absorptancia de la lámina fotovoltaica.
- $p_m$  es la potencia eléctrica producida por las láminas fotovoltaicas [W].
- $q_u$  es el calor útil transferido al fluido [W].
- $q_p$  es el calor perdido por transferencia de calor en condiciones normalizadas [W].
- $q_a$  es el calor perdido por almacenamiento en los componentes del panel [W].
- $p_v$  es el calor perdido por efecto del viento [W].

## POTENCIA ELECTRICA

La potencia eléctrica de un panel híbrido es la potencia que produce las láminas fotovoltaicas en forma de corriente continua.

Todo generador tiene una curva típica para la potencia de salida en función de la corriente de carga. El panel fotovoltaico no escapa a esta regla. La curva I-V de un panel FV proporciona la relación entre tensión y corriente, ya que asocia los valores de V e I para diferentes cargas. La potencia de salida para una dada

condición de trabajo está dada por el producto de los valores de I y V correspondientes.

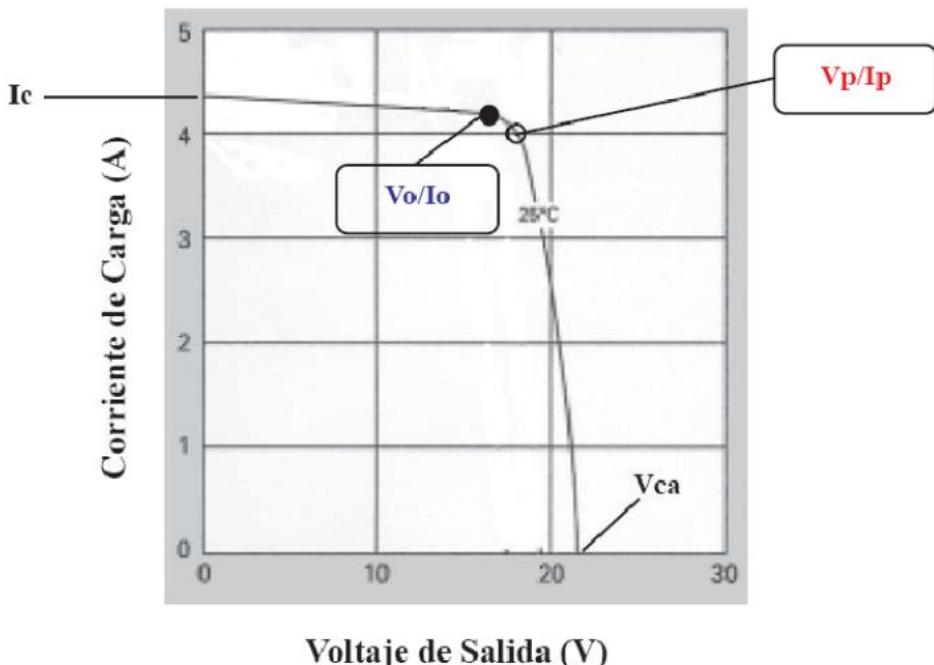


Figura 4.- Curva I-V característica de un panel fotovoltaico

Los parámetros eléctricos fundamentales de los módulos fotovoltaicos que se muestran en la curva I-V son los siguientes:

- Corriente de cortocircuito ( $I_c$ ): es la máxima intensidad que se genera en el panel cuando no está conectada ninguna carga y se cortocircuitan sus bornes.
- Tensión de circuito abierto ( $V_{ca}$ ): es la máxima tensión que proporciona el panel cuando no hay conectada ninguna carga entre los bornes del panel y dichos bornes están al aire.
- Punto de máxima potencia ( $I_p, V_p$ ): es el punto para el cual la potencia entregada es máxima, obteniéndose el mayor rendimiento posible del panel.
- Factor de forma ( $FF$ ): Es la relación entre la potencia máxima que el panel puede entregar y el producto de la corriente de máxima potencia ( $I_p$ ) y la tensión de máxima potencia ( $V_p$ ). Este parámetro sirve para conocer la curva característica I-V de los paneles.
- Eficiencia y rendimiento ( $\eta$ ): es el cociente entre la potencia máxima que el panel puede entregar y la potencia de la radiación solar incidente. Dependiendo de la tecnología utilizada a la hora de la fabricación del panel puede llegar hasta el 18%.

El principal efecto del aumento de la temperatura de trabajo de una célula fotovoltaica, es una considerable reducción del voltaje de circuito abierto. La corriente de cortocircuito por el contrario experimenta un aumento, que en

proporción, es mucho menor. El efecto global es que la potencia del panel disminuye al aumentar la temperatura de trabajo del mismo. Esta potencia varía de la forma:

$$P_m = P_m^* \cdot \frac{I}{I^*} \cdot [1 - \delta \cdot (T_c - T_c^*)]$$

Donde:

- $P_m^*$  es la potencia nominal en condiciones estándar, STC [W/m<sup>2</sup>].
- $I$  es la irradiancia global incidente en la superficie del módulo fotovoltaico [W].
- $I^*$  es la irradiancia en STC, [ $I^* = 1 \text{ kW/m}^2$ ].
- $T_c$  es la temperatura de célula [°C].
- $T_c^*$  es la temperatura en STC, [ $T_c^* = 25^\circ\text{C}$ ].
- $\delta$  es el coeficiente de variación con la temperatura de la potencia [%/°C].

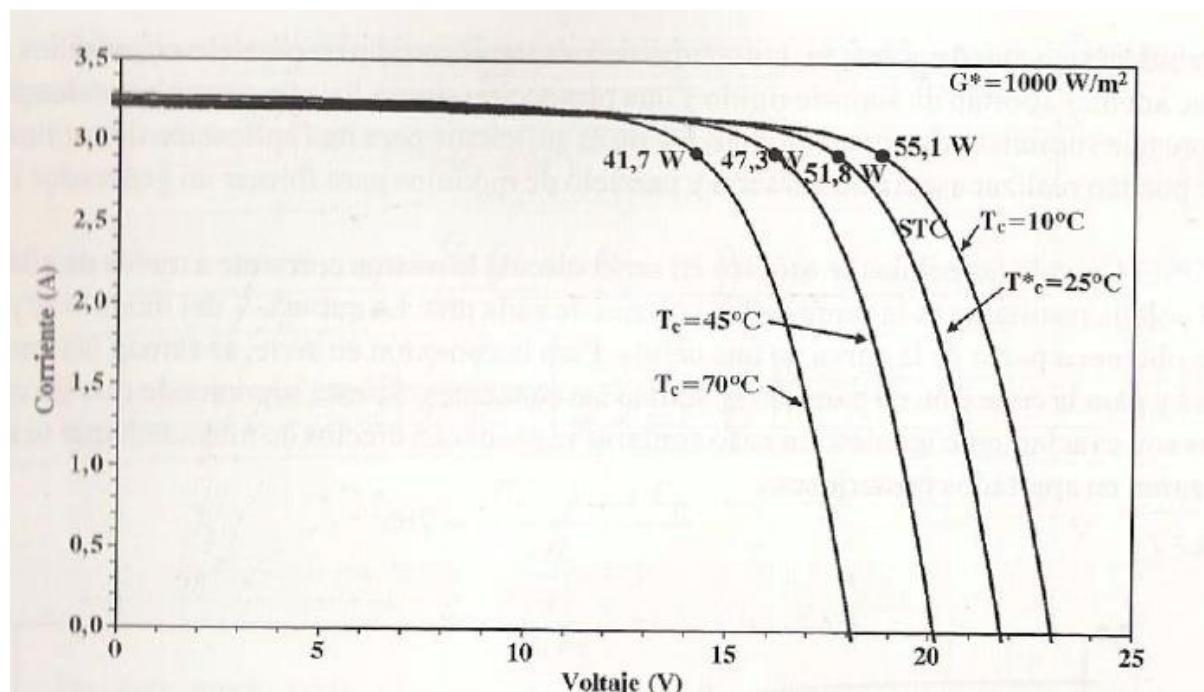


Figura 5.- Influencia de la temperatura en la curva I-V de un módulo fotovoltaico. Se presentan las curvas para una irradiancia de 1000 W/m<sup>2</sup> y temperaturas de célula de 10, 25, 45 y 70°C. Se indica la potencia en el punto de máxima potencia

### CALOR UTIL DEL PVT

El calor útil que produce un panel PVT es el calor que se transmite al fluido térmico que circula por las tuberías. Esta cantidad de calor se puede determinar en función del caudal másico de fluido térmico ( $m$  [kg/s]), el calor específico ( $C_p$  [J/kg°C]), y sus temperaturas de entrada ( $t_{epvt}$  [°C]) y salida ( $t_{spvt}$  [°C]).

$$q_u = \dot{m} \cdot C_p \cdot (t_{spvt} - t_{epvt})$$

## Método f-chart

El método f-chart es la metodología más extendida para el dimensionado de instalaciones solares térmicas. Reconocida fiable y precisa por organismos como el IDAE y que además cumple con los requisitos del CTE son muchos las herramientas de cálculo basadas en este método, por ejemplo CHEQ4 o el software CENSOL 5.0.

A continuación se detallan los pasos a seguir para el cálculo de un sistema solar térmico de ACS mediante el método f-chart:

1. Calcular, mes a mes, el consumo energético mensual

La carga mensual de calentamiento de agua caliente sanitaria puede valorarse como:

$$Q_a = C_e \cdot m \cdot (T_{ac} - T_r) \cdot n \cdot \rho$$

Donde

$Q_a$  : Carga o demanda calorífica mensual

$m$  : Cantidad de agua diaria consumida a la temperatura de acumulación

$C_e$  : Calor específico del agua (4187 J/kg °C)

$T_{ac}$  : Temperatura de acumulación del ACS en °C (normalmente 45°C)

$T_r$  : Temperatura del agua fría de red en °C

$n$  : Número de días del mes considerado

$\rho$  : Densidad del agua (1kg/L)

2. Calcular mensualmente la energía incidente  $E$  sobre la superficie del captador con la inclinación correspondiente.
  - 2.1. Buscar en tablas dimensionamiento el valor de la energía media diaria incidente sobre superficie horizontal  $H$  en MJ/m<sup>2</sup> día
  - 2.2. Modificar este valor con el factor  $K$  de inclinación según el ángulo elegido y la latitud del lugar. Buscar dicho valor en tablas de dimensionamiento
  - 2.3. Calcular la energía media diaria incidente sobre superficie inclinada  $E$  en MJ/m<sup>2</sup> día

$$E = 0,94 \cdot k \cdot H$$

3. Hallar la intensidad incidente  $I$  de cada mes sobre la superficie del captador  
Dividir la energía  $E$  entre el número de horas útiles de sol. El número de horas de sol se presenta de forma aproximada en las tablas de dimensionamiento
4. Calcular el rendimiento medio mensual del colector  $\eta$ , a partir de los datos del fabricante y las condiciones de trabajo

$$\eta = F_R \cdot (\alpha \cdot \tau) - F_R \cdot U_L \cdot \left[ \frac{(T_m - T_a)}{I} \right]$$

Donde:

$T_m$  : Temperatura media del fluido caloportador en °C (normalmente se considera 45°C)

$T_a$  : Temperatura ambiente en °C

5. Calcular mes a mes, la aportación solar media diaria por m<sup>2</sup> de colector [MJ/m<sup>2</sup> día]

$$\eta \cdot E$$

6. Corrección de la aportación solar

- Caso general  $0,85 \cdot \eta \cdot E$
- Caso desfavorable  $0,8 \cdot \eta \cdot E$  (si no existe seguridad sobre la validez de los datos utilizados en los cálculos anteriores)
- Caso favorable  $0,9 \cdot \eta \cdot E$  (si se considera que los datos utilizados son perfectamente válidos para la instalación elegida)

7. Cálculo de la superficie captadora total necesaria y del volumen de acumulación total

$$\text{Superficie necesaria } [m^2] = \frac{\text{Consumo anual a cubrir } [MJ/año]}{\text{Aportación solar anual } [MJ/m^2 año]}$$

Considerando la superficie útil de un captador, se calculará el número de colectores necesarios y se redondeará para obtener un número entero. Una vez redondeado, este número se multiplicará por la superficie útil de un captador, obteniendo finalmente la superficie captadora a instalar.

Una vez calculados los metros cuadrados de superficie colectora que se van a instalar, se calcula el acumulador necesario considerando un ratio de 70 litros de acumulación por metro cuadrado instalado

Debido a que la superficie captadora para instalar es mayor que la superficie necesaria antes calculada, se cubrirá una mayor demanda y por ello hay que corregir el valor de la demanda  $Q_a$  anteriormente calculada, del siguiente modo

$$Q_a = Q_a \cdot \frac{\text{Superficie captadora a instalar}}{\text{Superficie necesaria}}$$

El valor  $Q_a$  a considerar en el cálculo de los parámetros X e Y será este valor corregido, mientras que ese considerara el valor sin corregir para el cálculo de la energía útil mensual y la cobertura solar anual.

## 8. Calculo del parámetro Y

El parámetro Y expresa, mes a mes, la relación entre la energía absorbida por la placa del captador plano y la carga calorífica total de calentamiento durante un mes

$$Y = \frac{\text{Energía absorbida por el captador}}{\text{Carga calorífica mensual}}$$

$$Y = \frac{F_R(\alpha \cdot \tau)_n \times (F'_R/F_R) \times ((\bar{\alpha} \cdot \tau)/(\alpha \cdot \tau)) \times E \times n \times S}{Q_a}$$

Donde:

$F_R$  : Ordenada en el origen de la curva característica del captador

$S$  : Superficie captadora a instalar [ $m^2$ ]

$E$  : Radiación media diaria recibida por el captador, por unidad de superficie  
 $n$  : número de días del mes considerado

$Q_a$  : Carga calorífica mensual

$F'_R/F_R$  : Coeficiente corrector producido por el intercambio de calor en el sistema acumulador

$(\bar{\alpha} \cdot \tau)/(\alpha \cdot \tau)$  : Variación de la absorptancia y la transmitancia con el ángulo de incidencia. Se suele tomar 0,96 para cubierta simple y 0,94 para cubierta doble.

## 9. Calculo del parámetro X

El parámetro X expresa para cada mes, la relación entre las pérdidas de energía en el captador para una determinada temperatura y la carga calorífica de calentamiento durante un mes

$$X = \frac{\text{Energía perdida por el captador}}{\text{Carga calorífica mensual}}$$

$$X = \frac{F_R \cdot U_L \times (F'_R / F_R) \times (t_{ref} - t_a) \times \Delta\text{tiempo} \times S}{Q_a} \times K_1 \times K_2$$

Donde:

$\Delta\text{tiempo}$  : Número de segundos total del mes considerado

$K_1$  : Factor de corrección por el almacenamiento

$K_2$  : Factor de corrección para temperaturas

$t_{ref}$  : Temperatura de referencia (fijada en 100°C)

$t_a$  : Temperatura ambiente

## 10.Calculo de f-chart

La fracción <<f>> de la carga calorífica mensual aportada por el sistema de energía solar, puede determinarse por medio de la siguiente ecuación:

$$f = 1,029 \cdot Y - 0,065 \cdot X - 0,245 \cdot Y^2 + 0,0018 \cdot X^2 + 0,0215 \cdot Y^3$$

La ecuación es válida siempre que los parámetros X e Y calculados previamente se encuentren dentro de los siguientes rangos:

$$0 < Y < 3$$

$$0 < X < 18$$

## 11.Calculo de la energía útil mensual

La energía útil  $Q_u$  captada cada mes se calcula a partir de la siguiente expresión:

$$Q_u = f \cdot Q_a$$

La cobertura mensual calculada anteriormente, f es truncada a 1, pues no se pueden considerar como energía útil los excedentes: f>1

## 12.Cálculo de la cobertura solar anual %

$$\text{Cobertura anual} = \frac{\sum Q_u \text{necesaria}}{\sum Q_a \text{necesaria}}$$

## Método de cálculo dinámico

Al contrario que con el método f-chart, el cálculo dinámico horario realiza una simulación de los procesos térmicos que ocurren en la instalación a lo largo de todas las horas del día. El método f-chart sin embargo, realiza la simulación con los datos de radiación media diaria, sin diferenciar la hora en que tienen lugar dichos procesos.

La utilidad principal del método horario es la estimación de resultados de los procesos que tienen lugar en la instalación solar debido al crítico cambio de radiación que tiene lugar a lo largo del día. Este cambio puede ser debido a la variación de temperatura ambiente o a los pronunciados cambios de temperatura que tienen lugar en el colector debidos a las características de la carga térmica que fluye a través de él.

Esta simulación se hace con potentes herramientas o software de cálculo, como TRNSYS de los cuales se pueden obtener básicamente dos tipos de datos de las simulaciones.

En primer lugar, se puede determinar el comportamiento a largo plazo o para periodos de tiempo extensos, como un año. El periodo anual es el que normalmente se toma como referencia durante el cual se representan todas las condiciones climáticas medias que tendrán lugar a lo largo de la vida de la instalación. Estos datos se obtienen a partir de la integración de las diferentes variables de funcionamiento en el cálculo, como las características térmicas de los colectores, tanque de acumulación, caudal del fluido caloportador, eficiencia del intercambiador de calor, cantidad de energía auxiliar requerida, etc.

En segundo lugar, también se obtiene información del proceso dinámico que tiene lugar en la instalación. Los materiales de fabricación de cada uno de los elementos de la instalación pueden ser afectados por los cambios de temperatura a los cuales

estos se ven sometidos ya sea en condiciones normales o extremas. La presión del sistema de circulación del fluido caloportador viene determinada por las temperaturas en las distintas partes del circuito primario, pudiendo haber gran diferencia de temperatura entre por ejemplo el colector solar y el tanque de almacenamiento.

Es por este motivo, por los diferentes niveles de temperatura que se alcanzan en cada elemento del sistema por lo que el cálculo dinámico es más preciso que el f-chart, pues tiene en cuenta todos los elementos, calculando el comportamiento de cada elemento en base a la radiación horaria.

Para la realización de este proyecto se han utilizado como métodos de cálculo:

- F-chart: CENSOL 5.0

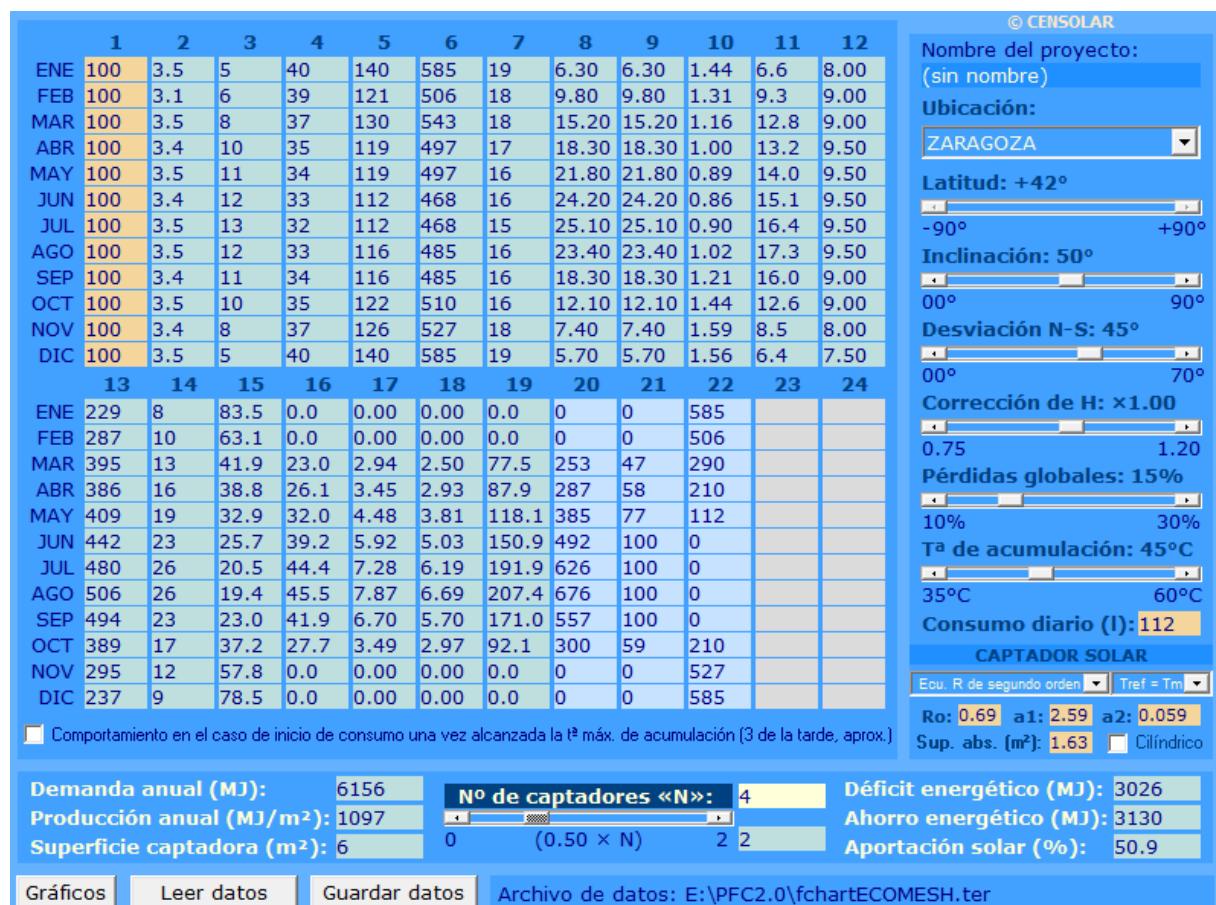


Figura 6.- Programa Censol 5.0

- Calculo dinámico: Excel calculo dinámico proporcionada en el master propio de energías renovables europeo impartido por la universidad de Zaragoza y CIRCE

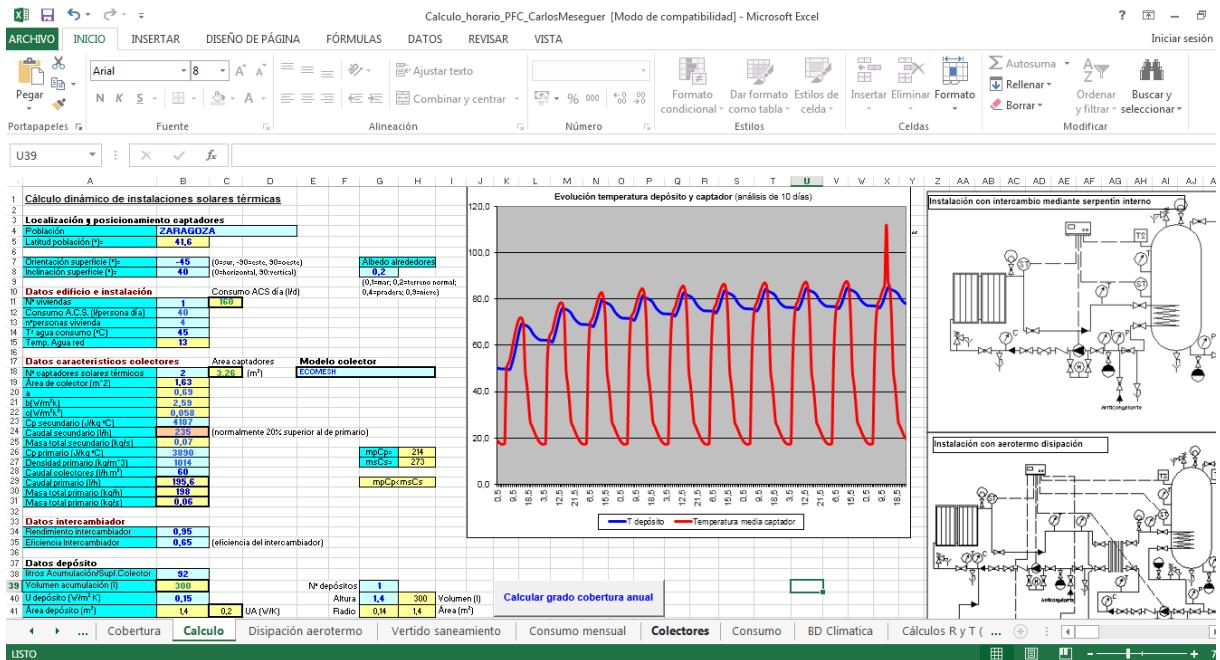


Figura 7.- Programa cálculo horario

### 3. Objeto del proyecto

El propósito de este proyecto es estudiar el comportamiento de los paneles híbridos termo-fotovoltaicos ECOMESH bajo distintas configuraciones y diferentes métodos de cálculo (f-chart y método de cálculo horario). Para ello se supone el caso del proyecto, una instalación térmica y fotovoltaica mediante dichos paneles, con preferencia de la captación de energía térmica para ACS de una vivienda unifamiliar situada en María de Huerva.

Los paneles Ecomesh montan un panel fotovoltaico de la marca Atersa, concretamente el modelo A-240P. El estudio comprende de:

1. Selección configuración optima de la instalación para el posterior análisis.
2. Cálculo componentes del circuito hidráulico de la instalación solar térmica mediante el método f-chart
3. Análisis de rendimiento y comportamiento térmico de los paneles ECOMESH mediante el método de cálculo horario
4. Análisis de rendimiento y comportamiento fotovoltaico de los paneles ECOMESH en función de la temperatura de célula
5. Comparación paneles ECOMESH y A-240P de Atersa

## **4. Datos de partida**

Para el estudio y simulación del comportamiento de los paneles ECOMESH, se toma como referencia una instalación para una vivienda unifamiliar, situada en una urbanización de la población María de Huerva.

- Dicha vivienda dispone de una orientación 45° SE con una inclinación de tejado de 25°, cochera y sistema de calefacción y suministro de ACS mediante gas natural.
- María de Huerva se encuentra en zona climática III según el documento de apoyo al CTE, DA DB-HE/1 en el cual se indican las zonas climáticas en función de la radiación solar global media anual correspondientes a cada municipio.
- Para el método f-chart se considera que el consumo se realiza de forma más o menos uniforme y repartido a lo largo del día y se estiman unas pérdidas globales de la instalación solar del 15%
- La casa cuenta con 3 habitaciones. La ocupación media según la tabla 4.2 del CTE, será de 4 personas

Numero de dormitorios	1	2	3	4	5	6	>6
Número de personas	1,5	3	4	5	6	6	7

*Tabla 1. Valores mínimos de ocupación de cálculo en uso residencial privado*

## **5. Consideraciones previas**

- Puesto que las viviendas cuentan con conexión a la red eléctrica y siguiendo las directrices del real decreto 1699/2011 por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de poca potencia; en su artículo 11, punto 4 se establece que “En el circuito de generación hasta el equipo de medida no podrá intercalarse ningún elemento de generación distinto del de la instalación autorizada, ni de acumulación”, y por ello no es posible la instalación de baterías para la acumulación de energía eléctrica para su posterior consumo

- Las viviendas cuentan con una instalación de suministro de agua caliente sanitaria y calefacción mediante caldera de gas natural. Dicha instalación pasará a ser auxiliar en el caso de que la instalación solar no sea capaz de suministrar la demanda energética requerida
- La orientación óptima es la orientación Sur, y la inclinación óptima para una demanda constante anual, es la latitud geográfica: 41° para María de Huerva. La inclinación de la estructura de las viviendas es de 25°. Dado que el diseño de la instalación solar está orientada a la captación y aprovechamiento térmico en los meses de invierno, según el CTE se debe dotar los paneles de una inclinación 10° mayor que la latitud geográfica. Por lo cual, mediante una estructura soporte sobre la cubierta inclinada, se dotará a los paneles de una inclinación de 50° sobre la horizontal.
- Para la realización del proyecto, según la tabla 4.1 de la sección DB HE4 del código técnico de edificación (CTE), se ha supuesto un consumo medio de 28 litros por persona y día, a una temperatura de acumulación de 60° C. Es decir, 112 litros por vivienda (4 personas)

Sin embargo, dado que la temperatura de acumulación es de 45°C, la demanda de A.C.S. se ve modificada mediante la fórmula:

$$D(T) = \sum_{i=1}^{12} D_i(T)$$

$$D_i(T) = D_i(60^\circ C) \frac{60 - T_i}{T - T_i}$$

Donde:

D(T) : Demanda de agua caliente sanitaria anual a la temperatura T elegida;

$D_i(T)$  : Demanda de agua caliente sanitaria para el mes i a la temperatura T elegida

$D_i(60^\circ C)$ : Demanda de agua caliente sanitaria para el mes i a la temperatura de 60 °C

T : Temperatura del acumulador final

$T_i$  : Temperatura media del agua fría en el mes i

Así pues, la demanda media de agua caliente sanitaria diaria en litros, será:

Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio
154	155,08	157,41	160	161,41	162,91
Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
164,5	162,91	161,41	160	157,41	154

Tabla 2. Demanda media de agua caliente diaria (litros)

Se deberá comprobar que el diseño propuesto permite cumplir con el aporte solar mínimo establecido en el CTE, por la tabla 2.1 del DB HE 4, contribución solar mínima para ACS

**Tabla 2.1. Contribución solar mínima anual para ACS en %.**

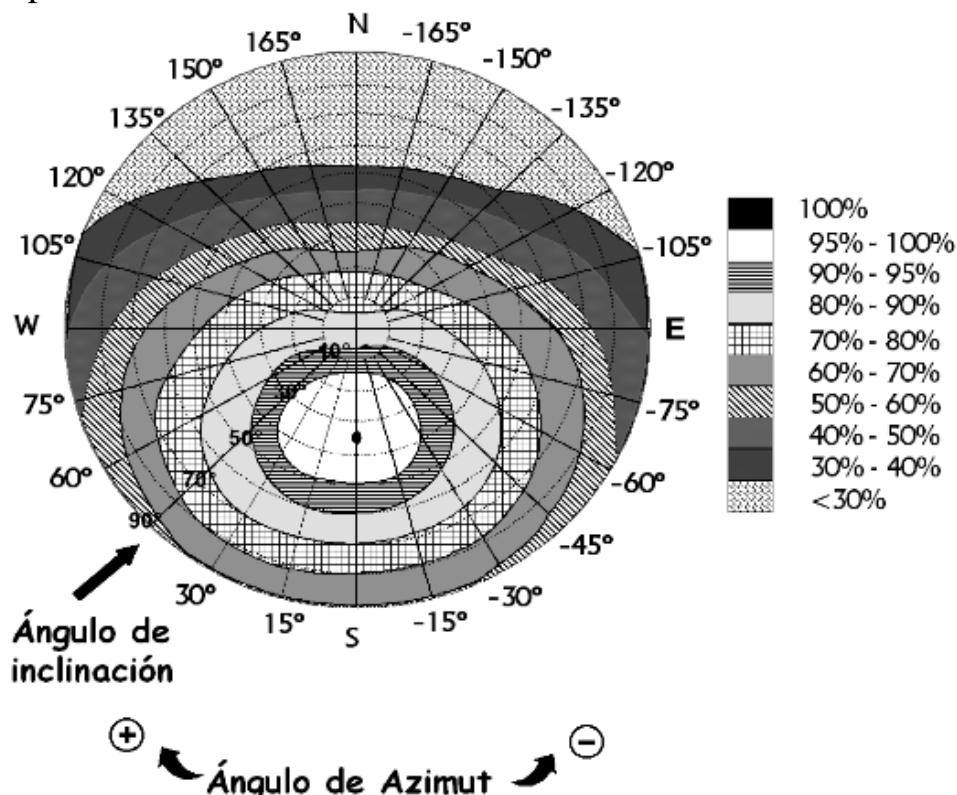
Demanda total de ACS del edificio (l/d)	Zona climática				
	I	II	III	IV	V
50 – 5.000	30	30	40	50	60
5.000 – 10.000	30	40	50	60	70
>10.000	30	50	60	70	70

### Perdidas por orientación y sombras

El cálculo de pérdidas por orientación se puede hallar mediante el siguiente diagrama.

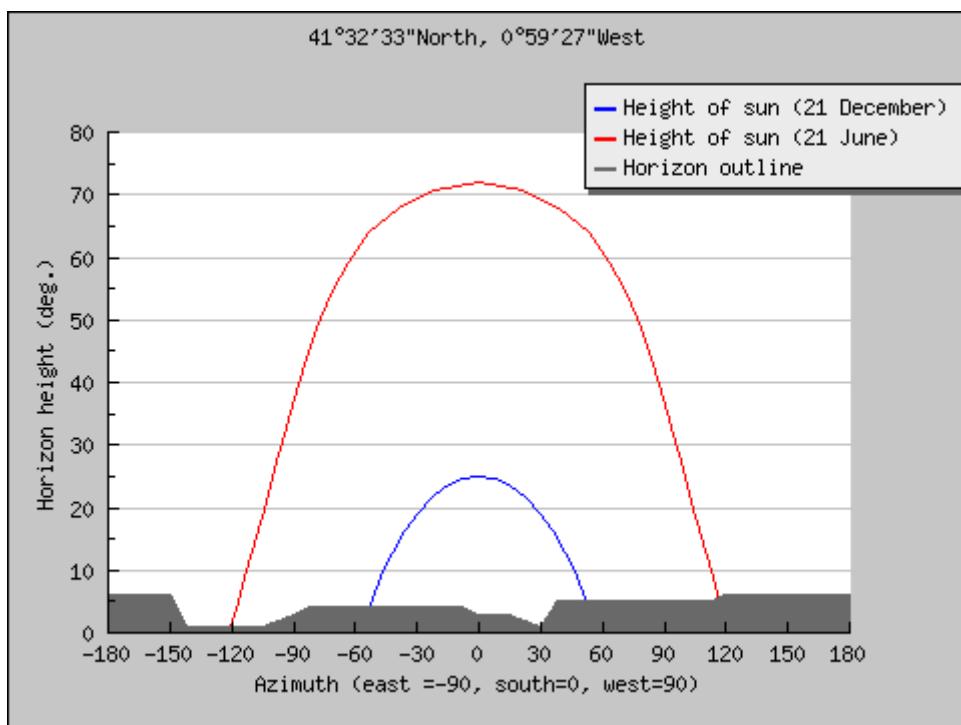
Conociendo la orientación e inclinación de los captadores, el diagrama indica el porcentaje de pérdidas a tener en cuenta

Para una orientación de  $-45^\circ$  y  $50^\circ$  de inclinación, las pérdidas por orientación están comprendidas alrededor del 10 - 15%



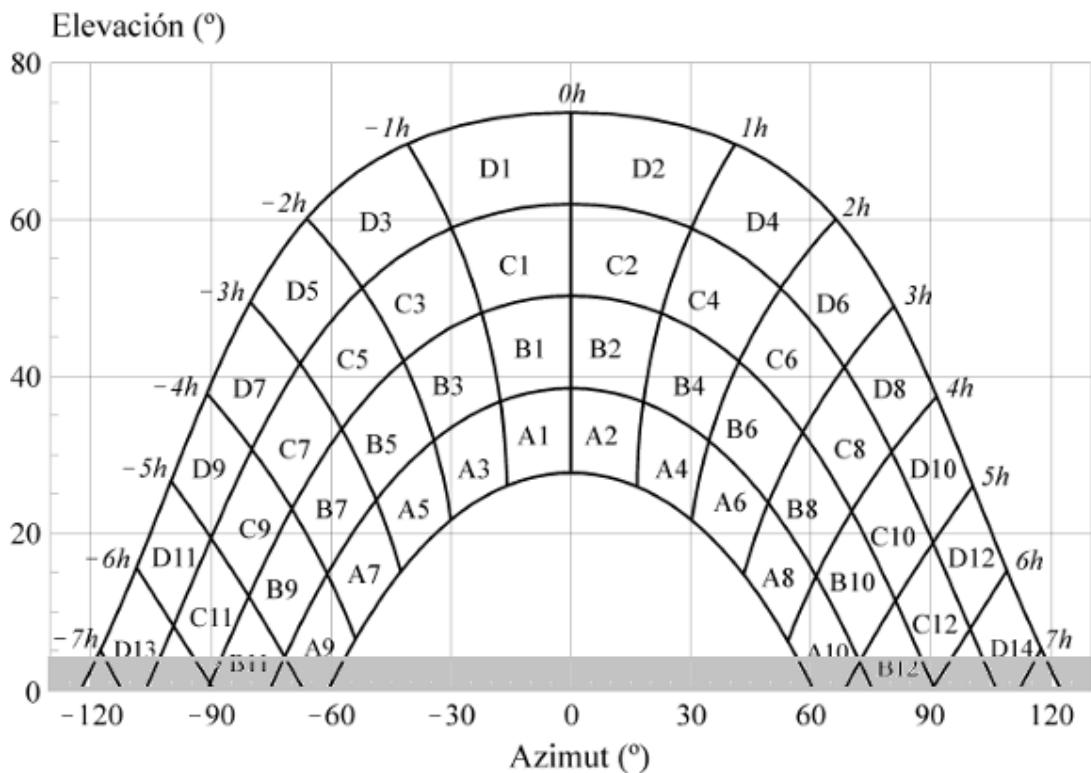
*Figura 8.- Pérdidas por orientación*

Para calcular las pérdidas por sombras, es necesario representar el perfil de obstáculos en el siguiente diagrama. La comparación del perfil de obstáculos con el diagrama de trayectorias del Sol permite calcular las pérdidas por sombreado de la irradiación solar global que incide sobre la superficie, a lo largo de todo el año. Para ello se han de sumar las contribuciones de aquellas porciones que resulten total o parcialmente ocultas por el perfil de obstáculos representado. En el caso de occultación parcial se utilizará el factor de llenado (fracción oculta respecto del total de la porción) más próximo a los valores: 0,25, 0,50, 0,75 ó 1. El perfil de obstáculos puede hallarse mediante el **plano 1**, que representa el ángulo más desfavorable de sombras proyectado ( $5^\circ$ ) Por otro lado, el perfil de sombras debido a la línea del horizonte puede verse en el siguiente diagrama:



*Figura 9.- Perfil de sombras del horizonte*

En el siguiente diagrama puede apreciarse la combinación de sombras dada por el horizonte y los obstáculos:



*Diagrama de trayectorias del Sol. [Nota: los grados de ambas escalas son sexagesimales].*

*Figura 10. Pérdidas por sombras*

La tabla más parecida a la configuración de los colectores es la tabla 5-H del pliego de condiciones en el que se especifica el cálculo de pérdidas por sombras. Mediante la tabla 5-H y superponiendo el perfil de obstáculos sobre el diagrama de trayectorias del sol, se calcula las perdidas por sombreado

$$\text{Pérdidas por sombreado (\% de irradiación global incidente anual)} = 0,25 \cdot D13 + 0,5 \cdot B11 + 0,5 \cdot A10 + 0,5 \cdot B12 + 0,25 \cdot D14 = 0,1$$

La pérdida de irradiación por sombreado es del 0,1% anual.

Con estos valores, de un máximo de pérdidas del 10 % por orientación y un 0,1% por sombreado, se cumple con lo estipulado en el CTE

## **6. Configuración optima**

Dada la climatología de la zona, con una media de 25 días de helada al año, 1 de nevada y una temperatura mínima histórica de -11,4 °C (*fuente: agencia estatal de meteorología*), es necesario añadir anticongelante al sistema por lo cual se ha optado por un sistema forzado. La instalación consta de:

- Circulación del circuito primario forzada mediante un electrocirculador
- Circuito primario cerrado
- Acumulador principal, en el cual se acumula el calor proveniente de los captadores
- Sistema auxiliar de gas natural que solo entra en funcionamiento cuando el sistema solar es incapaz de suministrar el agua a una temperatura mínima de 35°C

### **Protección contra congelación**

Durante la noche, las instalaciones solares están paradas por la ausencia de energía solar. Por este motivo, en zonas donde se registren bajas temperaturas existe riesgo de congelación durante el invierno, que obligara a adoptar medidas de protección.

Según el CTE, todas las partes del sistema expuestas al exterior deben ser capaces de soportar la mínima temperatura que se fije para el sistema. Además cualquier componente que vaya a instalarse en el interior de un recinto donde la temperatura pueda caer por debajo de 0°C debe estar protegido contra las heladas

En todos estos casos, la instalación debe protegerse contra la congelación con un producto químico no tóxico capaz de soportar una temperatura 5°C por debajo de la mínima histórica registrada. No obstante se pueden utilizar otros sistemas contra heladas siempre que garanticen el mismo nivel de protección.

Si la instalación se ubica en una zona con alto riesgo de congelación donde se alcanzan durante varios días temperaturas por debajo de 0°C, se utilizarán métodos de protección que conlleven un bajo consumo de energía. Estos métodos son:

- Paro total y vaciado de la instalación durante el invierno  
Si la instalación no se usa durante el invierno, es recomendable vaciar la instalación durante estos meses. El inconveniente principal es que los circuitos vacíos presentan mayor riesgo de corrosión

- Calentamiento del circuito primario por recirculación del fluido caloportador, tomando el calor del depósito acumulador  
Una sonda de temperatura controla la temperatura del fluido a la salida de los colectores, poniendo en funcionamiento la bomba circuladora cuando la temperatura alcance un valor inferior a la consigna preestablecida. Tomando una temperatura a la salida de los captadores ligeramente superior a la de congelación se evitan pérdidas significativas y se protege la instalación contra la congelación
- Utilización de un fluido anticongelante  
Utilizando como fluido caloportador una mezcla de agua y anticongelante se consigue proteger la instalación.
- Vaciado del circuito primario en caso de riesgo de congelación y llenado posterior.  
Este método se utiliza cuando el fluido caloportador es agua. Cuando la temperatura del fluido se acerca a los 0°C, se abre manual o automáticamente una válvula de vaciado en la parte baja del circuito para vaciar todo el circuito. Cuando las condiciones de temperatura lo permitan, se vuelve a llenar el circuito con agua de la red de abastecimiento

## **Protección contra sobrecalentamiento**

Los sobrecalentamientos pueden dañar los materiales o equipos de la instalación. Por ello, el CTE obliga a dotar las instalaciones solares de dispositivos de control manuales o automáticos que eviten los sobrecalentamientos en la instalación. En caso de usar dispositivos automáticos, hay que evitar las pérdidas del fluido anticongelante, el relleno con una conexión directa a la red y el control del sobrecalentamiento mediante un gasto excesivo de agua de red.

El sobrecalentamiento afecta de manera distinta a los circuitos que conforman la instalación, circuito primario, secundario y de consumo de ACS

- Métodos de protección para el circuito primario
  - Purgador de aire en la parte más alta de la instalación.
  - Válvula de seguridad
  - Vaso de expansión
  - Realizar circuito capaz de soportar la máxima presión previsible
  - Incorporar un intercambiador de calor al ambiente (aerotermo) que evacue el calor del circuito
  - Dar a los colectores mayor inclinación de la óptima para que en verano se capte menos radiación
  - Tapar parcial o totalmente la superficie captadora

- Métodos de protección para circuito secundario

En el circuito secundario el sobrecalentamiento puede originar problemas de sobre temperatura en el depósito acumulador

- Válvula de descarga por temperatura a la salida del depósito acumulador
- Intercambiador de calor al ambiente (aerotermo)

- Métodos de protección para el circuito de consumo

Según el CTE, en sistemas de agua caliente sanitaria donde la temperatura de agua caliente en los puntos de consumo pueda exceder de 60°C debe instalarse un sistema automático de mezcla (válvula de 3 vías mezcladoras) que limite dicha temperatura a 60°C, sin perjuicio de la aplicación de los requerimientos necesarios antilegionela. Este punto es especialmente importante si el agua es dura (concentración de sales de calcio entre 100 y 200 mg/l)

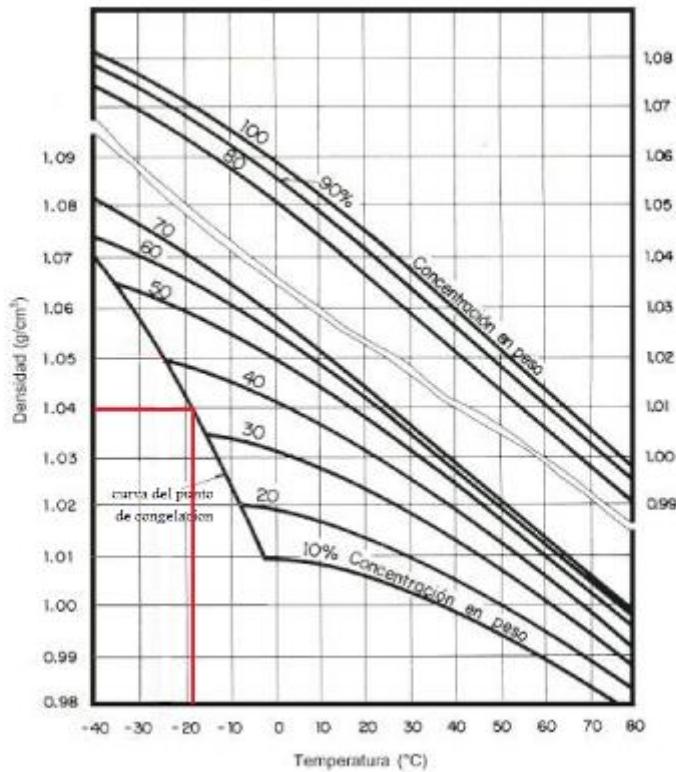
## **Fluido caloportador**

Como medida principal para la protección contra heladas, se va a utilizar un fluido anticongelante.

Con una media de 25 días de helada anuales y una temperatura mínima histórica de -11,4° C (*fuente: AEMET*), el fluido caloportador debe ser una mezcla de agua y anticongelante (propilenglicol). Para saber el % en peso del anticongelante en agua, se selecciona la temperatura mínima histórica y se le restan 5°C. (*Tomo IV: sistemas de aprovechamiento térmico, curso CENSOLAR*)

En este caso:  $-11,4 - 5 = -16,4^{\circ}\text{C}$ . Con este dato y el diagrama de densidad-temperatura del propilenglicol, se calcula la mezcla necesaria (35% en este caso)

► Propilenglicol:



*Figura 11.- Diagrama densidad-temperatura Propilenglicol*

Con estos datos de partida y con los datos técnicos proporcionados por el fabricante, se puede proceder al cálculo mediante el software CENSOL 5.0

Ubicación: María de Huerva

Latitud ( $^{\circ}$ ): +41

Inclinación ( $^{\circ}$ ): 50 $^{\circ}$

Desviación N-S ( $^{\circ}$ ): 45 $^{\circ}$

Corrección de H: 1.00

Pérdidas globales (%): 15

T<sup>a</sup> de acumulación ( $^{\circ}\text{C}$ ): 45

Consumo medio diario (l) a 45 $^{\circ}$ : 159,25

Rendimiento óptico del captador: 69%

Coeficiente de pérdidas del captador a1: 2,59 W/m<sup>2</sup>K

Coeficiente de pérdidas del captador a2: 0,058 W/m<sup>2</sup>K<sup>2</sup>

Superficie del captador (m<sup>2</sup>): 1,63

Resultados de los diferentes procesos de cálculo:

➤ **F-chart (CENSOL 5.0)**

Demanda anual (MJ): 8668

Producción anual (MJ/m<sup>2</sup>): 1097

La superficie captadora necesaria se calcula dividiendo la demanda anual entre la producción anual:

$$8668/1097 = 7.9 \text{ m}^2$$

Son necesarios un total de 7.9 metros cuadrados de superficie

Ya que cada captador aporta 1,63 m<sup>2</sup> de superficie de captación, son necesarios 5 captadores para cubrir la superficie necesaria de captación.

$$5 \times 1,63 = 8.15 \text{ m}^2$$

Sin embargo, para evitar que se produzcan sobrecalentamientos en los meses de verano, el CTE establece que la energía producida por la instalación:

- No debe superar en más de 3 meses el 100% de la necesidad energética
- Ningún mes debe superar el 110% de la necesidad energética

Con 5 captadores, se supera en más de 3 meses el 100% de la necesidad energética

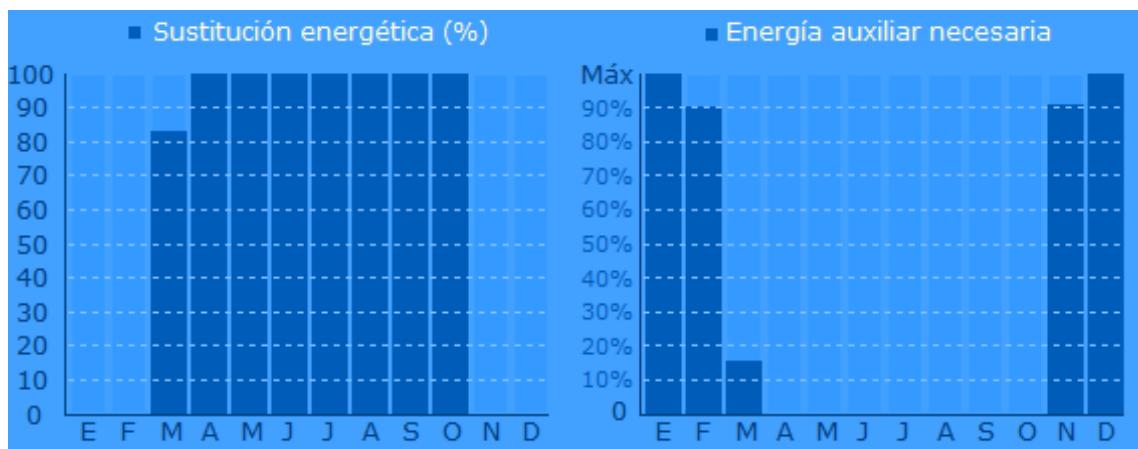


Figura 12.- % de sustitución energética

Es por ello que el nº de captadores instalados será de 2, con un total de 3,26 m<sup>2</sup> de superficie captadora. Resultados:

Déficit energético (MJ): 5092

Ahorro energético (MJ): 3576

Aportación solar (%): 41,3

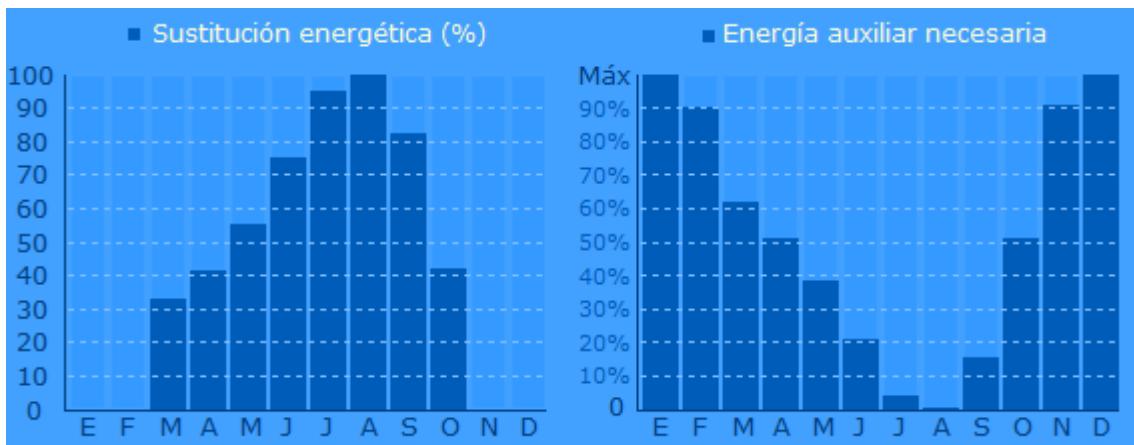


Figura 13.- % de sustitución energética

Así pues, con 2 captadores se comprueba que:

- En ningún mes la energía producida supera el 110% de la necesidad energética
- La energía producida no supera en más de 3 meses el 100% de la necesidad energética
- La aportación solar anual cumple con el aporte solar mínimo establecido en el CTE, por la tabla 2.1 del DB HE 4, contribución solar mínima para ACS: 40% para la zona III

#### Dimensionado del volumen del acumulador

Para el dimensionado del acumulador a una temperatura de acumulación de 45 °C se aplica la recomendación de 70 litros por m<sup>2</sup> de colector

Teniendo en cuenta que la instalación constará de una superficie total de 3,26 m<sup>2</sup>, el volumen del acumulador será de:

$$3,26 \times 70 = 228,2 \text{ Litros}$$

El CTE establece que el ratio de acumulación  $\frac{V}{A}$  puede variar en el siguiente rango:

$$50 < \frac{V}{A} < 180$$

Además, el acumulador debe tener un intercambiador con una superficie de intercambio mínima comprendida entre 1/4 y 1/3 de la superficie captadora. Esto es, superficie mínima comprendida entre 0,82 y 1,08 m<sup>2</sup>

El interacumulador MRVE300 de AQUAFLEX cumple todos los requisitos, pues tiene una capacidad total de 300 litros y su intercambiador una superficie de 1,05 m<sup>2</sup>

$$\frac{V}{A} = \frac{300}{3,26} = 92 \quad \text{Ratio de acumulación dentro del rango establecido por el CTE}$$

### **Círculo hidráulico**

El círculo hidráulico cumplirá las siguientes condiciones:

- Trazado de tuberías con retorno invertido para garantizar que el caudal se distribuya uniformemente entre los captadores.
- Bomba de circulación en línea, en la zona más fría del circuito y en tramo de tubería vertical.
- El vaso de expansión de conectará a la aspiración de la bomba.
- El circuito irá provisto de válvulas de seguridad taradas a una presión que garantice que en cualquier punto del circuito no se superará la presión máxima de trabajo de los componentes.
- Se colocarán sistemas antiretorno para evitar la circulación inversa y en la entrada de agua fría del acumulador solar.
- El circuito incorporará un sistema de llenado manual que permitirá llenar y mantener presurizado el circuito.
- Se montarán válvulas de corte para facilitar la sustitución o reparación de componentes sin necesidad de realizar el vaciado completo de la instalación. Estas válvulas independizarán baterías de captadores, intercambiador de calor, acumulador y bomba.
- Se instalarán válvulas de corte a la entrada de agua fría y salida de agua caliente del depósito de acumulación solar.
- Se instalarán válvulas que permitan el vaciado total o parcial de la instalación.
- En cada zona de la batería de captadores en la que se hayan situado válvulas de corte se instalarán válvulas de seguridad.

- En los puntos altos de la salida de baterías de captadores se colocarán sistemas de purga constituidos por botellines de desaireación y purgador manual o automático.
- En el trazado del circuito se evitan en lo posible los sifones invertidos y caminos tortuosos que faciliten el desplazamiento del aire atrapado hacia los puntos altos de la instalación.
- Los trazados horizontales de tubería tendrán siempre una pendiente mínima del 1 % en el sentido de la circulación.
- Las tuberías y accesorios se aislarán y protegerán con materiales que cumplan las normas especificadas.

- Elementos del circuito hidráulico
  - Tuberías

Según el CTE, el caudal del fluido portador se debe determinar de acuerdo con las especificaciones del fabricante del electrocirculador como consecuencia del diseño de su producto.

En su defecto, su valor estará comprendido entre 43,2 y 72 litros por hora y por  $m^2$  de colector instalado. En las instalaciones en las que los captadores estén conectados en serie, el caudal de la instalación se obtendrá dividiendo el ratio anterior entre el número de captadores conectados en serie.

Para el caso de esta instalación (2 colectores en paralelo), el caudal estará comprendido entre 43,2 y 72 litros por hora y  $m^2$ .

En la práctica, se suele adoptar un caudal de 50 litros por hora y  $m^2$  de colector instalado en el caso de que el fluido caloportador sea agua. Si el fluido caloportador no es agua, sino una mezcla agua y anticongelante, el caudal deberá ser algo superior dentro del rango expuesto anteriormente. Por ello se estima que el caudal necesario es de 60L/hora por cada  $m^2$  de superficie captadora.

El material utilizado para las tuberías será el cobre tanto en el circuito primario como en el secundario.

Para calcular el diámetro de las tuberías utilizaremos la siguiente expresión:

$$D = j \cdot C^{0.35}$$

Donde:

D = Diámetro en cm

$$C = \text{Caudal en } m^3/h$$

J = 2.2 para tuberías metálicas

Se estima que el caudal necesario es de 60L/hora por cada  $m^2$  de superficie captadora. El caudal mínimo será:

$$C = 60 \times 3,26 = 195,6 \text{ L/h} = 0,1956 \text{ m}^3/\text{h}$$

Entonces, el diámetro mínimo de las tuberías:  $D = 2,2 \times 0,1956^{0,35} = 1,243 \text{ cm}$

$$D = 12,43 \text{ mm}$$

Se debe comprobar que:

La pérdida de carga por metro lineal de tubo no supere los 40 mmca

La velocidad de circulación del líquido ha de ser inferior a 2 m/s

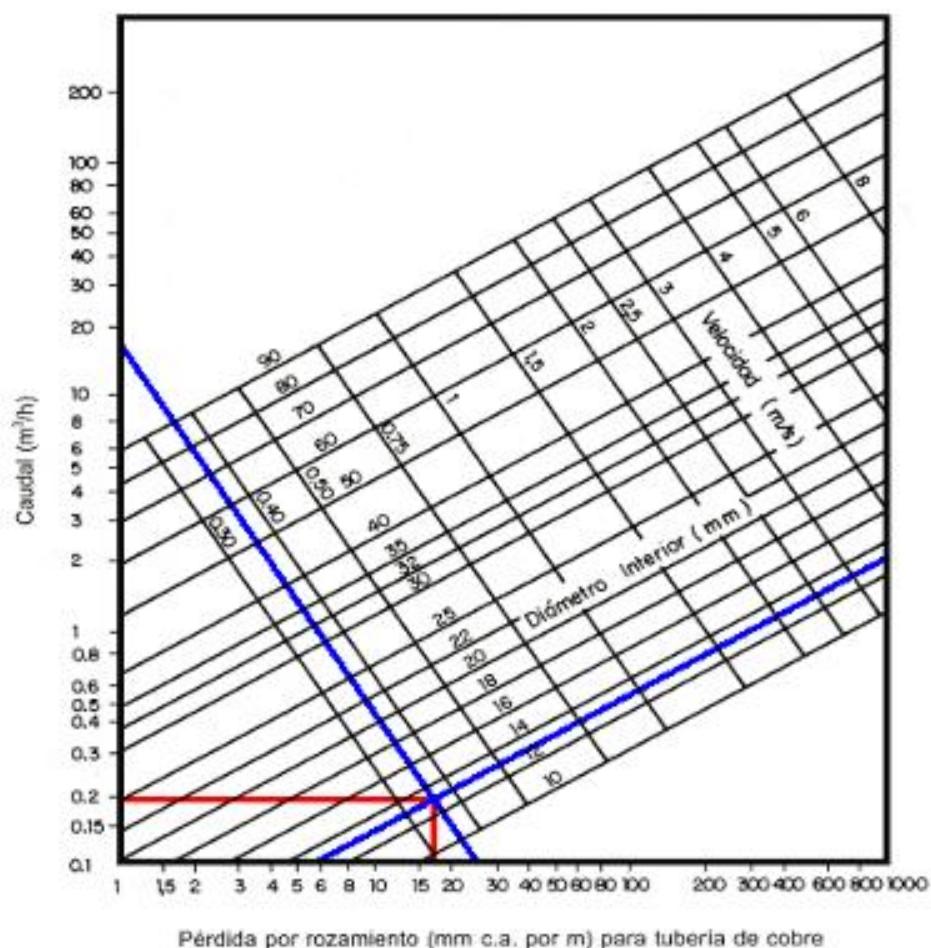


Figura 14.- Perdida por rozamiento en tubería de cobre

Con una tubería normalizada de 15x1 (13 mm de diámetro interior) se produce una pérdida de carga aproximada de 17 mm de columna de agua por metro de longitud.

$$Sección\ tubería = \pi \cdot \frac{D^2}{4} = 132,73\ mm^2 = 0,00013273\ m^2$$

$$velocidad = \frac{caudal}{sección} = \frac{0,1956 \left[ \frac{m^3}{h} \right]}{0,00013273 \left[ m^2 \right]} = 1473,66 \left[ \frac{m}{h} \right] = 0,41 \left[ \frac{m}{s} \right]$$

La velocidad de circulación del líquido es menor de 2 m/s

Dada la disposición del acumulador y el sistema de tuberías mostrado en el *plano nº 2*, se estima una longitud de 15 metros de tubería

Para estimar la perdida de carga de las singularidades, en primer lugar es necesario saber si el régimen del fluido en la tubería es laminar o turbulento.

$$R_e = \frac{\rho \cdot v \cdot D}{\mu}$$

Donde:

$\rho$  : Densidad del fluido, ( $\rho=1,01\text{g/cm}^3$  para propilenglicol al 35%)

$\mu$  : Viscosidad del fluido ( $\mu=1,7\text{ cP}$  para propilenglicol al 35% y 45°C)

$v$  : Velocidad del fluido (0,41 m/s)

$D$  : Diámetro interior de la tubería (13mm)

Así pues,  $Re=3166$ , lo cual indica un régimen turbulento.

Se supone que la velocidad del fluido es siempre constante en todas las singularidades

Para un régimen turbulento, el coeficiente de rozamiento es:

$$\lambda = \frac{0,32}{R_e^{0,25}} ; \text{ que en este caso vale } \lambda=0,04266$$

Una vez conocido el coeficiente de rozamiento, se puede calcular para cada singularidad su longitud equivalente mediante la fórmula:

$$L_E = KD/\lambda$$

<b>Elemento</b>	<b>K</b>	<b>Long equivalente (m)</b>	<b>Nº</b>	<b>TOTAL (m)</b>
Válvula antirretorno	12	3,65	3	10,95
Válvula de seguridad	125	38,1	1	38,1
Codo 90°	0,4	0,12	12	1,44
Derivación en T	1,4	0,43	3	1,29
Válvula de esfera	0,5	0,15	10	1,5
Entrada al deposito	1,6	0,49	1	0,49
Salida del deposito	1,2	0,37	1	0,37

Tabla 3.- Longitud equivalente elementos instalación

La suma de la longitud equivalente de todas estas singularidades es de 55 m aproximadamente, que sumándolos a los 15m de tubería de la instalación (estimados mediante el *plano nº 2*) hacen un total de 70 m aproximadamente.

Como el fluido utilizado es diferente al agua se ha de aplicar un factor corrector igual a la raíz cuarta del cociente entre la viscosidad de la disolución y la del agua a la temperatura considerada, en nuestro caso 45 grados.

Sin embargo, dado que el cálculo de coeficiente de rugosidad y longitud equivalente se ha realizado suponiendo el fluido de agua con propilenglicol al 35%, no es necesario aplicar ningún factor corrector  
La pérdida por metro lineal anteriormente calculada es de 17 mmca  
Perdida de carga en la instalación=  $70 \times 17 = 1190$  mmca

Según los fabricantes:

- La pérdida de carga en los colectores es de 18 mmca. Con 2 captadores que cuenta la instalación, esto hace una pérdida de carga de 36 mmca
- En el intercambiador de calor, se produce una pérdida de carga de 200 mbar (20000 Pa)

MODELO	Pérdidas de carga (mbar)

MRVE 150	80
MRVE 200	110
MRVE 300	200
MRVE 400	220
MRVE 500	270
MRVE 750	350
MRVE 1000	400

Tabla 4.- Perdida de carga en depósito acumulador (fuente: aquaflex.es)

La pérdida de carga total será de:

$$1190 \text{ mmca} + 36 \text{ mmca} + 20000 \text{ Pa} \cdot \frac{1 \text{ mmca}}{9,8 \text{ Pa}}$$

Perdida carga total= 3266 mmca

Se ha comprobado que:

La pérdida de carga por metro lineal de tubo no supera los 40 mmca

La velocidad de circulación del líquido es inferior a 2 m/s

La tubería normalizada de cobre a utilizar de diámetro 15x1 mm es válida

- Bomba de circulación

Siendo conocido el caudal necesario, la potencia mínima de la bomba de circulación viene dada por la fórmula:

$$P = \text{Caudal} \cdot \text{Pérdida de carga de la instalacion}$$

$$P = C \cdot \Delta p$$

$$P = 0,1956 \frac{\text{m}^3}{\text{h}} \cdot \frac{1\text{h}}{3600 \text{ s}} \cdot \frac{3266 \text{ mmca} \cdot 9,8 \frac{\text{N}}{\text{m}^2}}{1 \text{ mmca}} = 1,73 \text{ W}$$

Para calcular la potencia eléctrica del electrocirculador hay que dividir el valor resultante de la expresión anterior entre el factor de rendimiento correspondiente a la transformación de energía eléctrica en energía mecánica, y de energía mecánica a energía hidráulica. Si no se dispone de datos de rendimiento, o curvas características caudal-presión del fabricante, conviene estimar el rendimiento de los pequeños electrocirculadores (hasta 100 W) en torno al 25 %

En la práctica las bombas de circulación se identifican por la presión que son capaces de vencer y por el caudal que pueden suministrar. Para este tipo de instalaciones es recomendable que la presión mínima de funcionamiento sea de 1 bar para el circuito primario

El equipo hidráulico elegido es el SST25 de solar energy, que cuenta con un caudal variable de 1 a 10 l/min y una presión máxima de funcionamiento de 6 bares



DATOS TÉCNICOS:

Modelo	SST25	SSTE 25
Diámetro	DN15	DN20
Bomba	ST 20/6-3 etapas	ST 20/6-3 etapas
Temperatura de trabajo	140°C / 120°C	140°C / 120°C
Indicador de caudal	1-10 l/min	1-10 l/min

Figura 15.- Equipo hidráulico SST25

Dado que el caudal de la instalación es de 60L/h y la presión máxima de funcionamiento es mayor que la presión mínima exigida, dicho equipo hidráulico cumple con los requisitos necesarios.

El equipo hidráulico SST25 de Solar energy está provisto de una bomba de circulación variable con una potencia absorbida comprendida entre 36 (fase 1) y 49 W (fase 3). A falta de datos de rendimiento del fabricante, se supone un rendimiento del 25%. De esta manera, la potencia nominal de la bomba está comprendida entre:

$$36 * 0,25 = 9 \text{ W} \text{ y } 49 * 0,25 = 12,25 \text{ W}$$

- Vaso de expansión

Un vaso de expansión es un elemento utilizado en circuitos de calefacción de edificios para absorber el aumento de volumen que se produce al expandirse el fluido caloportador por efecto del calentamiento

Su función es compensar los cambios de volumen del fluido de trabajo ocasionados por la dilatación térmica, evitando el escape del fluido de trabajo a través de la válvula de seguridad. Al calentarse el circuito primario, una parte del fluido entra en el vaso de expansión, regresando al circuito cuando se enfriá, manteniendo así la presión en el circuito dentro del rango de presiones admisibles y siempre por encima de la atmosférica, impidiéndose la introducción de aire en el circuito cuando vuelve a enfriarse.

Existen dos tipos de vasos de expansión:

- Vaso de expansión abierto: recipiente que debe de estar colocado en la parte más alta de la instalación para recoger el agua sobrante de la expansión y devolverla cuando se enfriá el caloportador. Es importante que el agua contenida en este depósito tenga el menor contacto posible con el aire, puesto que si se oxigena produciría oxidación de los componentes de la instalación al reintroducirse
- Vaso de expansión cerrado: El vaso de expansión cerrado está formado por dos zonas: una en contacto con el circuito primario de calefacción y por tanto llena de agua y una segunda zona llena de aire o gas nitrógeno en su caso. Estas zonas están separadas por una membrana impermeable. Cuando el agua se expande, aumentando de volumen, la membrana cede comprimiendo el aire y logrando una presión de funcionamiento estable. Este tipo de vaso produce una sobrepresión en el circuito, cuestión que debe de estar prevista para que no dañe sus componentes. Su ventaja es que puede estar en el mismo local que las calderas y por lo tanto al abrigo de las heladas.

En las instalaciones solares se utilizan vasos de expansión cerrados, ya que son de fácil montaje, no requieren de aislamiento, no absorbe oxígeno del aire y no tiene pérdidas por evaporación del fluido

Emplearemos pues en la instalación un vaso de expansión cerrado, que dimensionaremos mediante la siguiente expresión:

$$V = V_t \cdot (0,2 + 0,01 \cdot h)$$

Siendo:

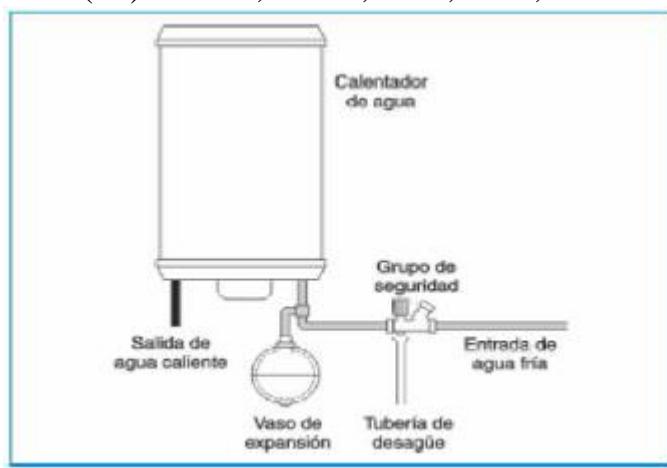
$V_t$  = Capacidad total circuito primario

$h$  = diferencia de altura entre el punto más alto del campo de colectores y del vaso de expansión

La capacidad del circuito primario viene dada por:

- Tuberías: el volumen por metro de tubería es el volumen de un cilindro de diámetro el diámetro interior de la tubería y longitud un metro. Para este caso de 0,201 litros/m, y siendo 15m la longitud de la instalación:  $0,201 \times 15 = 3,016\text{L}$
- Captadores: el fabricante nos indica que cada captador tiene 2,3 litros de capacidad. Si hay 3 captadores:  $3 \times 2,3 = 6,9\text{ L}$
- Intercambiador: el fabricante indica que la capacidad del intercambiador es de 13,3 L

La capacidad total ( $V_t$ ) es de  $3,016+6,9+13,3=23,216$  litros



*Figura 16 . Esquema instalación vaso de expansión*

Al estar el vaso de expansión en la cochera y los captadores en el tejado, el punto más alto de la instalación, en lo alto de los captadores, se encuentra 6,9 metros del vaso de expansión ( $h=6,9$ )

$$V=23,216 \cdot (0,2+0,01 \cdot 6,9)=6,24\text{ L}$$

Se debe instalar un vaso de expansión con una capacidad mayor de 6,24 L  
El modelo de membrana fija de 8 Litros 8 SMF cumple con los requisitos

Código	Artículo	Capacidad	Presión máx. bar	Dimensiones D x H	Conex. de agua Ø	Precarga bar	€
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Temperatura máxima: 130°C</li> <li>• Precarga: 2,5 bar</li> <li>• Apto para el uso hasta 50% anticongelante</li> </ul>							
SO 09 021	<b>5 SMF</b>	5	10	200x240	3/4"	2,5	26,00
SO 09 022	<b>8 SMF</b>	8	10	200x335	3/4"	2,5	29,00
SO 09 023	<b>12 SMF</b>	12	10	270x304	3/4"	2,5	33,00
SO 09 024	<b>18 SMF</b>	18	10	270x405	3/4"	2,5	35,00
SO 09 025	<b>24 SMF</b>	24	8	320x425	3/4"	2,5	42,00
<b>MEMBRANA FIJA</b>							
SO 09 026	<b>35 SMR-P</b>	35	10	360x615	1"	2,5	115,00
SO 09 027	<b>50 SMR-P</b>	50	10	360x750	1"	2,5	135,00
SO 09 028	<b>80 SMR-P</b>	80	10	450x750	1"	2,5	170,00
SO 09 029	<b>100 SMR-P</b>	100	10	450x850	1"	2,5	267,00
<b>MEMBRANA INTERCAMBIABLE</b>							
SO 09 030	<b>220 SMR</b>	200	10	485x1400	1-1/2"	2,5	563,00
SO 09 031	<b>350 SMR</b>	300	10	485x1965	1-1/2"	2,5	716,00
SO 09 032	<b>500 SMR</b>	500	10	600x2065	1-1/2"	2,5	1.007,00
SO 09 033	<b>700 SMR</b>	700	10	700x2215	1-1/2"	2,5	1.697,00

Figura 17.- Catálogo vasos de expansión

- Purgadores y desairadores

El sistema dispondrá de un sistema de purga de aire en la parte más elevada de la batería de colectores. El volumen útil del botellín de desaireación será de 15 cm<sup>3</sup> por cada m<sup>2</sup> de colector.

Para esta instalación será de:

$$15 \times 4,89 = 73,75 \text{ cm}^3$$

Se instalará 1 purgador automático de al menos 75 cm<sup>3</sup>

### ➤ Cálculo método horario

Una vez establecido mediante el método f-chart que son 2 los captadores necesarios, el volumen de acumulación y la potencia del electrocirculador, se procede a un cálculo más detallado de los procesos que tienen lugar en la instalación, mediante el cálculo horario:

Datos de partida:

Latitud población: 41,6° N

Orientación -45°

Inclinación 50°

Nº de captadores: 2

Nº personas en vivienda: 4

Consumo ACS por persona y día: 28

Consumo ACS día (L/d): 112

Caudal colectores: 60 l/h m<sup>2</sup>

$U$  deposito  $W/m^2 K = 0,15$

Litros acumulación/supf. Colector= 92

Para esta configuración de partida, la cobertura solar es:

Mes	Demanda mensual energética (kWh)	Energía aportada por colectores (kWh)	Cobertura necesidad (%)
Enero	210	98	46,8
Febrero	180	125	69,6
Marzo	176	155	87,8
Abril	143	142	99,5
Mayo	124	124	100
Junio	99	99	100
Julio	89	89	100
Agosto	92	92	100
Septiembre	103	103	100
Octubre	132	132	99,7
Noviembre	165	107	64,7
Diciembre	212	68	32,2
<b>ANUAL</b>	<b>1725</b>	<b>1334</b>	<b>77,4</b>

Tabla 5.- Cobertura solar y demanda energética

Demanda energética y cubrimiento por captadores

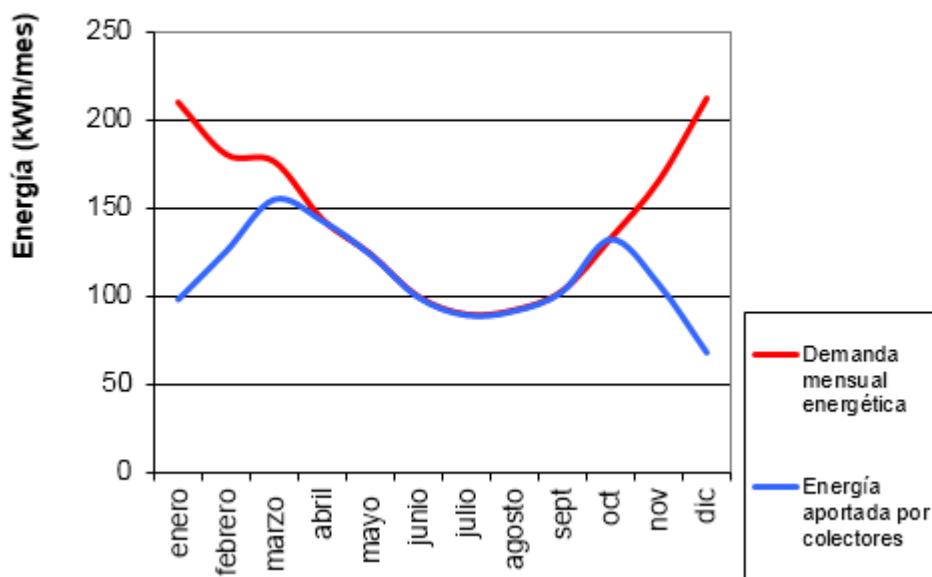
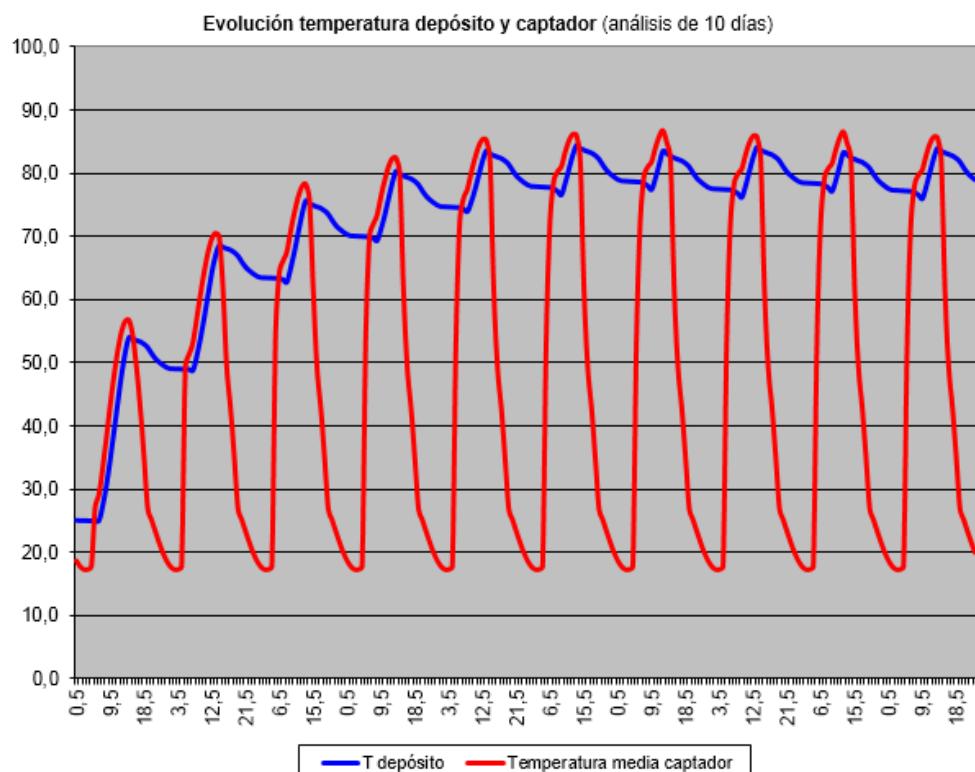


Figura 18.- Demanda energética y cobertura mensual

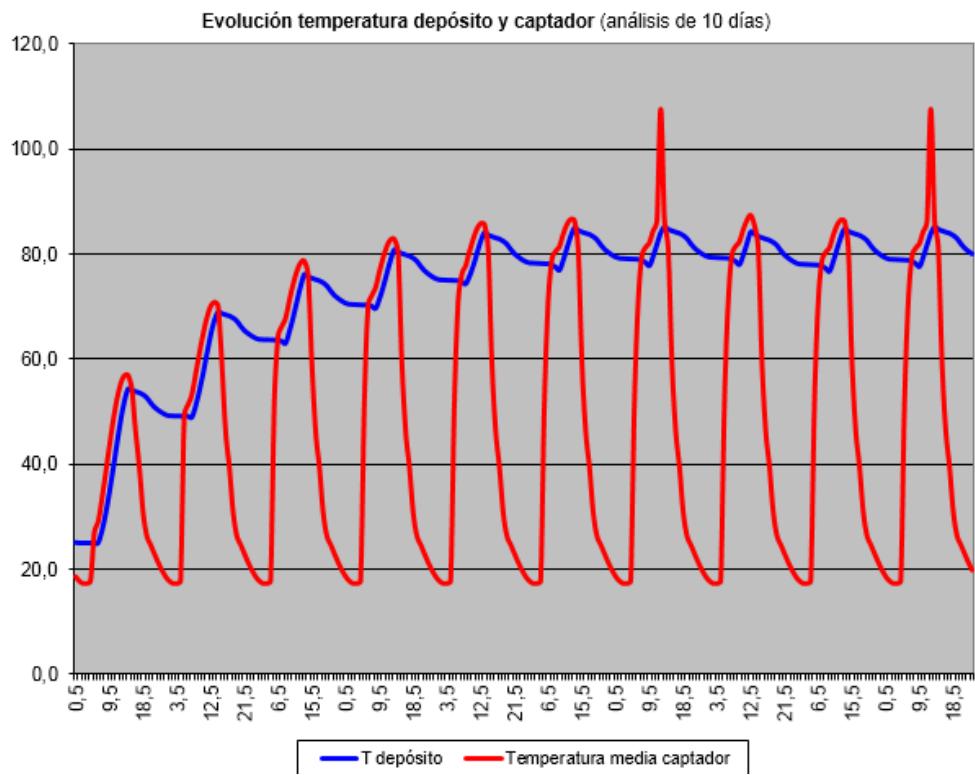
Se observa que se cubre más del 100% de la demanda en más de tres meses consecutivos. Esta instalación no sería válida según el CTE. Sin embargo, y gracias a este método de cálculo, podemos conocer la temperatura del depósito y de los captadores gracias a la simulación de 10 días que realiza el programa. Mediante esta simulación, y a diferencia del método f-chart, se pueden observar a partir de qué momento la temperatura de la instalación es peligrosa para la integridad de la misma.

Dicha temperatura de sobrecalentamiento se puede observar durante los meses de más calor, es decir Julio y Agosto para esta zona.



*Figura19.- Evolución temperatura depósito y captador mes de Julio*

Para el mes de julio se puede observar que en ningún momento ni captadores ni depósito de acumulación tienen riesgo de sobrecalentamiento



*Figura 20.- Evolución temperatura depósito y captador mes de Agosto*

Sin embargo, para el mes de agosto no sucede lo mismo, pues se produce sobrecalentamiento en la temperatura del captador, poniendo en riesgo la instalación

Una solución para que la instalación sea apta y no tenga riesgo de sobrecalentamiento es la variación del caudal que fluye a través de los colectores solares. Con un incremento de tan solo 5L/h m<sup>2</sup>, ni colector ni depósito de acumulación sufren ya de sobrecalentamiento

Para un caudal de 65L/h m<sup>2</sup>

Mes	Demanda mensual energética (kWh)	Energía aportada por colectores (kWh)	Cobertura necesidad (%)
Enero	210	98	46,9
Febrero	180	117	64,9
Marzo	176	155	87,8
Abril	143	142	99,3

<b>Mes</b>	<b>Demanda mensual energética (kWh)</b>	<b>Energía aportada por colectores (kWh)</b>	<b>Cobertura necesidad (%)</b>
Mayo	124	124	100
Junio	99	99	100
Julio	89	89	100
Agosto	92	92	100
Septiembre	103	103	100
Octubre	132	132	99,7
Noviembre	165	107	65
Diciembre	212	52	24,4
<b><u>ANUAL</u></b>	<b><u>1725</u></b>	<b><u>1310</u></b>	<b><u>75,9</u></b>

Tabla 6.- Cobertura solar y demanda energética

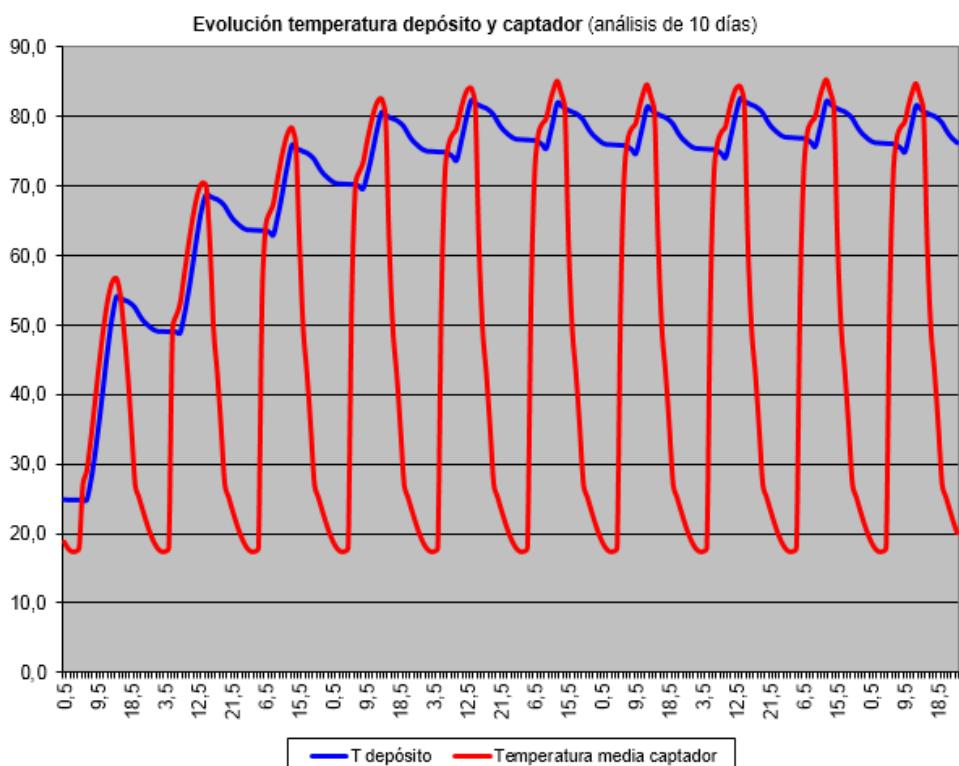
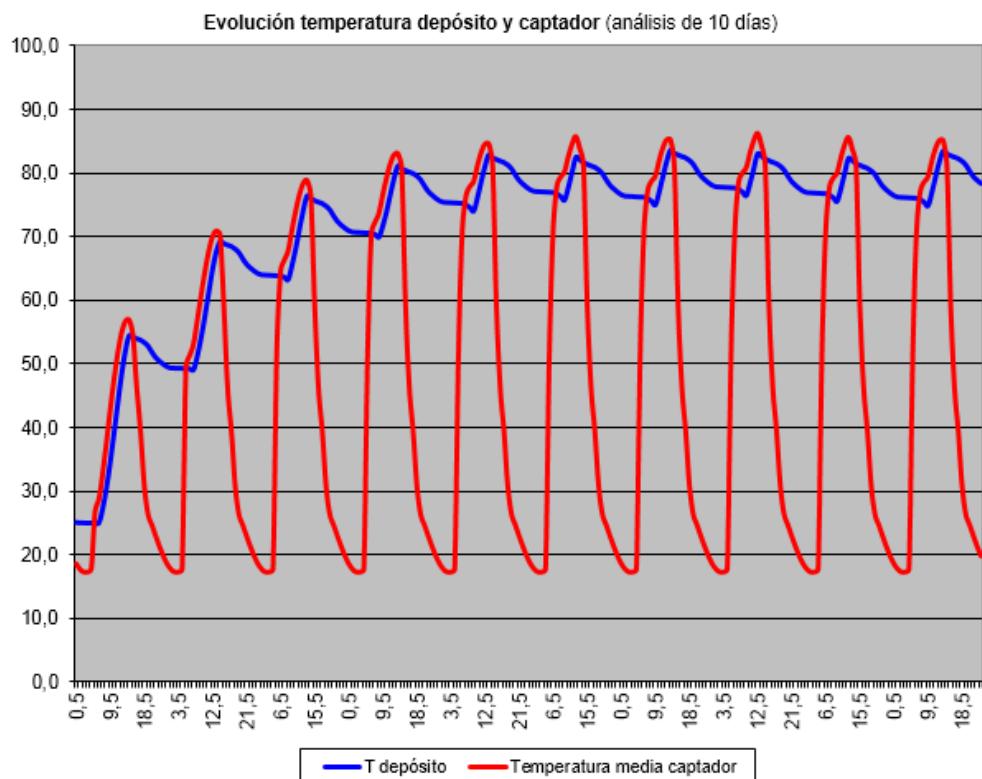


Figura 21.- Evolución temperatura depósito y captador mes de Julio



*Figura 22.- Evolución temperatura depósito y captador mes de Agosto*

Así pues, no se observan sobrecalentamientos para esta configuración. Se procede a recalcular los elementos hidráulicos necesarios para un caudal de  $65 \text{ L/h m}^2$

- Diámetro tuberías:

$$D = j \cdot C^{0.35}$$

$$C = 65 * 2 * 1.63 / 1000 = 0.2119 \text{ m}^3/\text{h}$$

$$D = 2,2 * 0,2119^{0.35} = 1,278 \text{ cm}$$

$$D = 12,78 \text{ cm.}$$

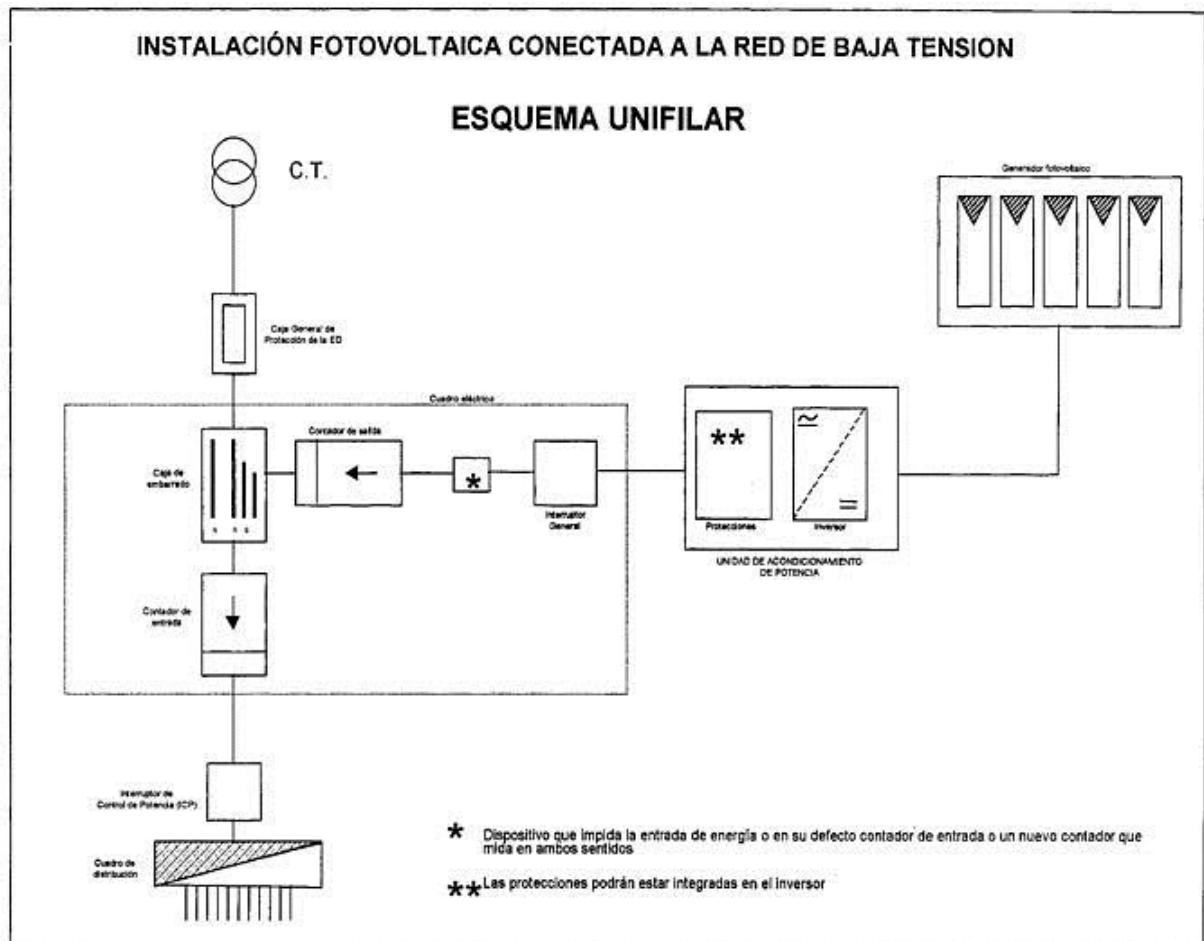
La tubería anteriormente seleccionada de  $15x1$  es válida para este caudal

## 7. Análisis fotovoltaico

La principal ventaja de los paneles híbridos PVT es la generación de energía eléctrica además de la captación de energía térmica.

Para el caso que ocupa este proyecto, la energía generada debe ser consumida instantáneamente, o vertida a red, pues no es posible su acumulación (*RD 1699/2011 art. 11, punto 4*)

El esquema unifilar de conexión de los módulos fotovoltaicos en la red eléctrica de la vivienda viene dada por la siguiente figura:



*Figura 23.- Esquema unifilar para instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión como aparece en el anexo de la resolución de 31 de mayo de 2001, de la Dirección General de Política Energética y Minas*

## **Análisis de rendimiento y comportamiento fotovoltaico de los paneles ECOMESH en función de la temperatura de célula**

La potencia eléctrica de un panel híbrido es la potencia que produce las láminas fotovoltaicas en forma de corriente continua. En función de la radiación interceptada y al igual que un panel fotovoltaico la potencia producida será igual a:

$$P_m = P_m^* \cdot \frac{I}{I^*} \cdot [1 - \delta \cdot (T_c - T_c^*)]$$

Donde:

- $P_m^*$  es la potencia nominal en condiciones estándar, STC [W/m<sup>2</sup>].
- $I$  es la irradiancia global incidente en la superficie del módulo fotovoltaico [W].
- $I^*$  es la irradiancia en STC, [ $I^* = 1 \text{ kW/m}^2$ ].
- $T_c$  es la temperatura de célula [°C].
- $T_c^*$  es la temperatura en STC, [ $T_c^* = 25^\circ\text{C}$ ].
- $\delta$  es el coeficiente de variación con la temperatura de la potencia [%/°C]. 0,43% para los paneles ECOMESH

Para la configuración descrita en el apartado anterior, y mediante el método de cálculo horario, se puede determinar la temperatura de la célula fotovoltaica. Esta temperatura de funcionamiento es la temperatura media del panel, la cual varía hora a hora a lo largo del día, en función de la temperatura ambiente y la radiación solar

En la tabla del anexo 1 se puede observar la variación de la temperatura media del colector a lo largo de 10 días de simulación

Con estos datos de temperatura y radiación (PVGIS) y conociendo los datos de rendimiento en función de la temperatura proporcionados por el fabricante, se puede calcular la potencia eléctrica que ofrece el panel hora a hora, así como la energía producida.

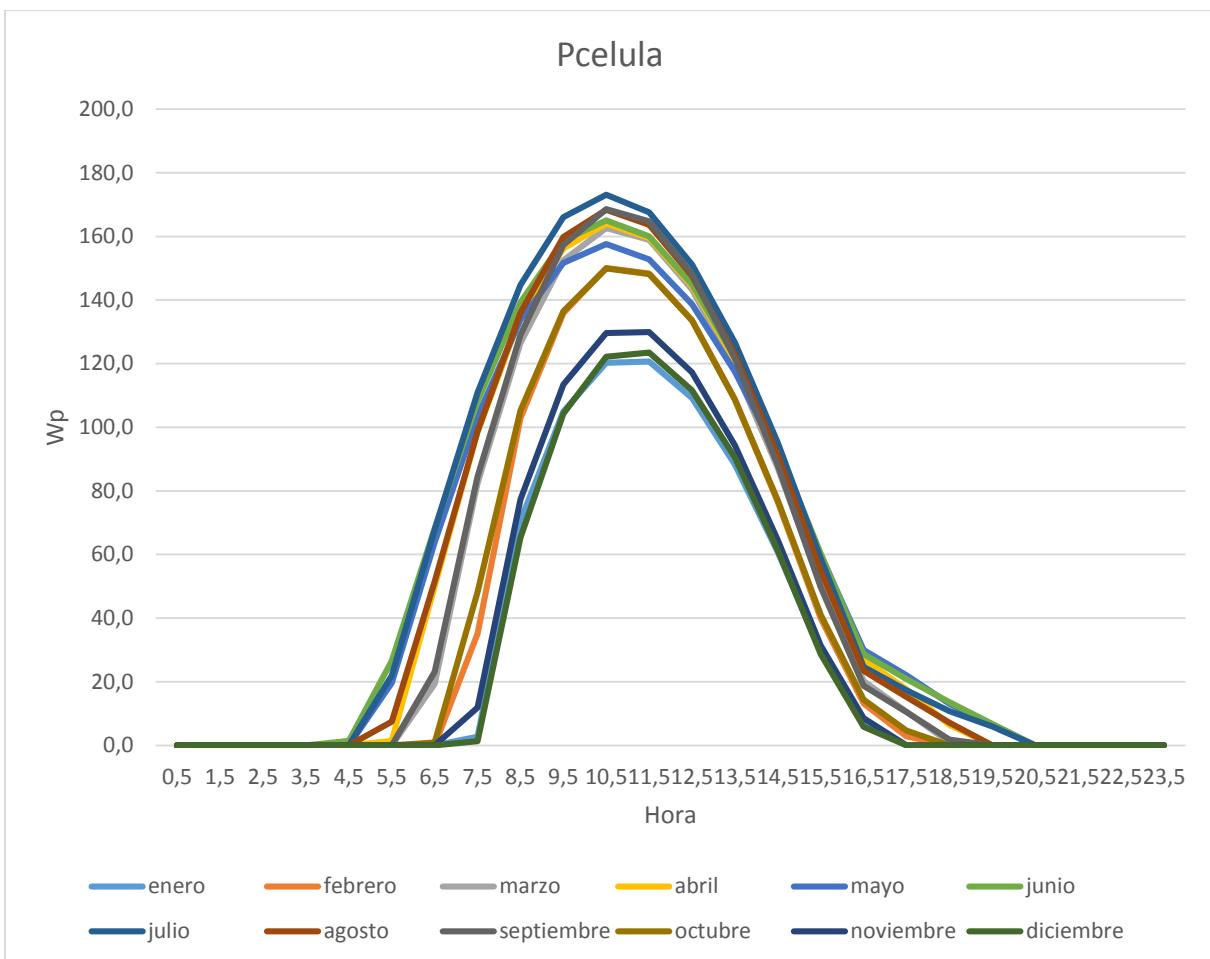


Figura 24.- Potencia máxima horaria

La energía producida por un panel fotovoltaico viene dada por:  
 $E = \text{Potencia} * \text{tiempo} * \text{PR}$

Donde PR es factor de rendimiento característico de los paneles fotovoltaicos, con un valor de 0,75

De esta manera, el cálculo de la potencia y producción eléctrica horaria para el mes de enero sería:

HORA	Enero			
	Rad (W/m <sup>2</sup> )	T Célula (°C)	P(Wp)	E(Wh)
0,5	0	21,2	0,0	0,0
1,5	0	21,0	0,0	0,0
2,5	0	20,9	0,0	0,0
3,5	0	20,9	0,0	0,0
4,5	0	20,9	0,0	0,0
5,5	0	20,9	0,0	0,0
6,5	0	21,0	0,0	0,0

HORA	Rad (W/m <sup>2</sup> )	T Célula (°C)	P(Wp)	E(Wh)
7,5	11,5	22,5	2,8	2,1
8,5	292,75	23,6	70,7	53,0
9,5	436,25	24,3	105,0	78,8
10,5	503,75	26,2	120,3	90,2
11,5	509,5	28,1	120,6	90,5
12,5	464	29,6	109,2	81,9
13,5	376	30,1	88,2	66,2
14,5	256,5	28,3	60,7	45,5
15,5	124,25	26,8	29,6	22,2
16,5	33	25,9	7,9	5,9
17,5	0	25,6	0,0	0,0
18,5	0	25,1	0,0	0,0
19,5	0	24,4	0,0	0,0
20,5	0	23,3	0,0	0,0
21,5	0	22,4	0,0	0,0
22,5	0	21,8	0,0	0,0
23,5	0	21,3	0,0	0,0
<b>TOTAL</b>				<b>536,2</b>

Tabla 7.- Cálculo potencia y producción fotovoltaica horaria

Análogamente se repite el proceso de cálculo para los 12 meses del año. (Anexo1 Cálculos, tabla1) y de esta manera se calcula la producción energética anual total

### ENERGIA PRODUCIDA

MES	DIAS	PRODUCCION MEDIA DIARIA (Wh)	PRODUCCIÓN MENSUAL (kWh)
ENERO	31	536,2	16,62
FEBRERO	28	710,4	19,88
MARZO	31	850,1	26,35
ABRIL	30	922,4	27,67
MAYO	31	946,2	29,33
JUNIO	30	988,6	29,65
JULIO	31	1006,9	31,21
AGOSTO	31	935,9	29,01
SEPTIEMBRE	30	874,4	26,23
OCTUBRE	31	726,1	22,51
NOVIEMBRE	30	583,7	17,51

MES	DIAS	PRODUCCION MEDIA DIARIA (Wh)	PRODUCCIÓN MENSUAL (kWh)
DICIEMBRE	31	535,9	16,61
TOTAL			292,62

*Tabla 8.- Producción eléctrica mensual de 1 panel Ecomesh*

Este es el comportamiento de los paneles ECOMESH, los cuales en su componente fotovoltaica montan el panel fotovoltaico A-240P de Atersa.

#### **Análisis de rendimiento y comportamiento fotovoltaico de los paneles A-240P en función de la temperatura de célula**

A continuación se analiza el rendimiento y comportamiento de los paneles A-240P, que pese a tener las mismas características eléctricas de los paneles ECOMESH, no tienen refrigeración.

El procedimiento de cálculo es similar, el cual se puede observar en el anexo 3, pero la temperatura de célula viene dada en este caso por la temperatura ambiente y por la fórmula

$$T_c = T_a + \frac{TONC - 20}{800} \times G$$

Donde:

TONC es la temperatura nominal de operación (conocida por el fabricante, 47°C)

Ta es la temperatura ambiente

G es la irradiancia global incidente en la superficie del módulo fotovoltaico

Una vez calculada la temperatura de célula, se procede forma análoga al caso anterior, calculando la potencia máxima que ofrece el panel hora a hora

De esta manera, la potencia de célula y producción eléctrica para el mes de enero es:

HORA	Enero			
	Rad (W/m <sup>2</sup> )	TCélula (°C)	P(Wp)	E(Wh)
0,5	0	3,1	0,0	0,0
1,5	0	2,6	0,0	0,0
2,5	0	2,3	0,0	0,0
3,5	0	2,3	0,0	0,0
4,5	0	2,6	0,0	0,0
5,5	0	3,1	0,0	0,0
6,5	0	3,8	0,0	0,0
7,5	11,5	5,1	3,0	2,2
8,5	292,75	15,6	73,1	54,8
9,5	436,25	21,4	106,3	79,7
10,5	503,75	24,7	121,1	90,8
11,5	509,5	25,8	121,9	91,4
12,5	464	25,0	111,4	83,5
13,5	376	22,5	91,2	68,4
14,5	256,5	18,7	63,2	47,4
15,5	124,25	14,3	31,2	23,4
16,5	33	10,9	8,4	6,3
17,5	0	9,3	0,0	0,0
18,5	0	8,6	0,0	0,0
19,5	0	7,7	0,0	0,0
20,5	0	6,7	0,0	0,0
21,5	0	5,7	0,0	0,0
22,5	0	4,7	0,0	0,0
23,5	0	3,8	0,0	0,0
TOTAL				548,1

Tabla 9.- Cálculo potencia y producción fotovoltaica horaria

Análogamente se repite el proceso de cálculo para los 12 meses del año. (ANEXO 4) y de esta manera se calcula la producción energética anual total

### ENERGIA PRODUCIDA

MES	DIAS	PRODUCCION MEDIA DIARIA (Wh)	PRODUCCIÓN MENSUAL (kWh)
ENERO	31	548,1	17
FEBRERO	28	733,9	20,6
MARZO	31	895,1	27,7
ABRIL	30	987,6	29,6
MAYO	31	1034,5	32,1
JUNIO	30	1098,9	33
JULIO	31	1138,2	35,3
AGOSTO	31	1066,5	33,1
SEPTIEMBRE	30	956,1	28,7
OCTUBRE	31	774,3	24
NOVIEMBRE	30	604,3	18,1
DICIEMBRE	31	530,4	16,4
TOTAL			316

*Tabla 10.- Producción eléctrica mensual de 1 panel A-240P*

### Estudio comparativo de ambos paneles

Se puede deducir pues a través de los gráficos y las tablas de producción anual, que el panel Ecomesh genera un 7,6% de energía eléctrica menos que los paneles fotovoltaicos convencionales

$$(1-292,62/316)*100= 7,6$$

En el siguiente grafico puede compararse la producción fotovoltaica de ambos paneles:

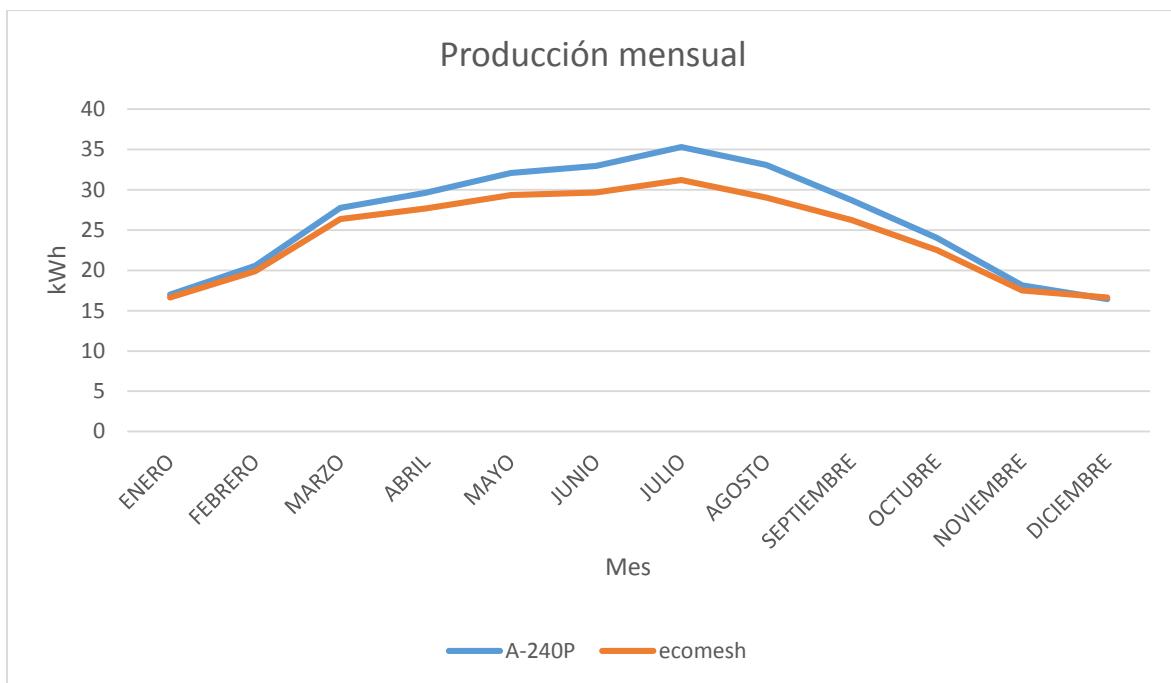


Figura 25.- Comparación producción mensual

A priori puede observarse que el rendimiento de los paneles Ecomesh es menor que a los módulos fotovoltaicos sin refrigeración. Esto se debe a que el diseño de esta instalación está dirigido al aprovechamiento térmico para ACS. Con lo cual la temperatura de célula de los PVT es mayor en los meses de verano.

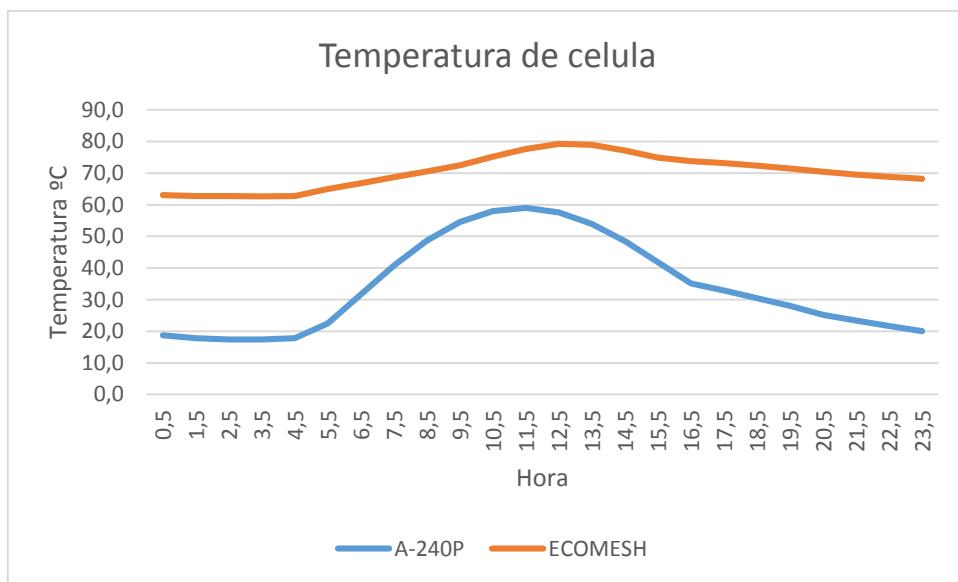


Figura 26.- Temperatura de célula mes de agosto

Hay que tener en cuenta sin embargo, que el panel ECOMESH no solo produce energía eléctrica, sino que además produce energía térmica. La producción energética total del panel ECOMESH será:

1310 kwh térmicos anuales (2 paneles) (*tabla 6*)

292,62 kwh eléctricos anuales (1 panel) (*tabla 8*)

Lo cual supone un total de:  $1310+292,62*2 = 1895,24$  kwh

Por otro lado, 2 paneles A-240P producen una energía total de:

$316*2= 632$  kwh

De esta manera,  $(1895,24/632)*100=299,93$ , el panel Ecomesh genera el 299,93% de la producción total de un panel fotovoltaico convencional. Es decir, con los paneles ECOMESH se obtiene una producción energética 3 veces mayor que con los paneles fotovoltaicos convencionales con la misma superficie de captación

Aumentando el caudal de la instalación se obtiene mayor nivel de refrigeración, incrementando la producción fotovoltaica en detrimento de la producción térmica.

El cálculo se ha efectuado desde los 65 L/h m<sup>2</sup> que es el caudal mínimo o caudal base a partir del cual no se produce sobrecalentamiento hasta los 180 L/h m<sup>2</sup> o caudal máximo que puede aportar la bomba. (*ANEXOS 2, 5-10*)

- Rango de caudales del electrocirculador: 1-10 L/min (60-600 L/h)
- Con 2 paneles, la superficie de captador es de 3,26 m<sup>2</sup>
- Así pues,  $180 \times 3,26 = 586,8$  L/h

En los siguientes gráficos se puede ver como varia la producción energética mensual y anual en función del caudal. Se puede observar que la producción aumenta en mayor medida en los meses de verano y menos significativamente en los meses invernales

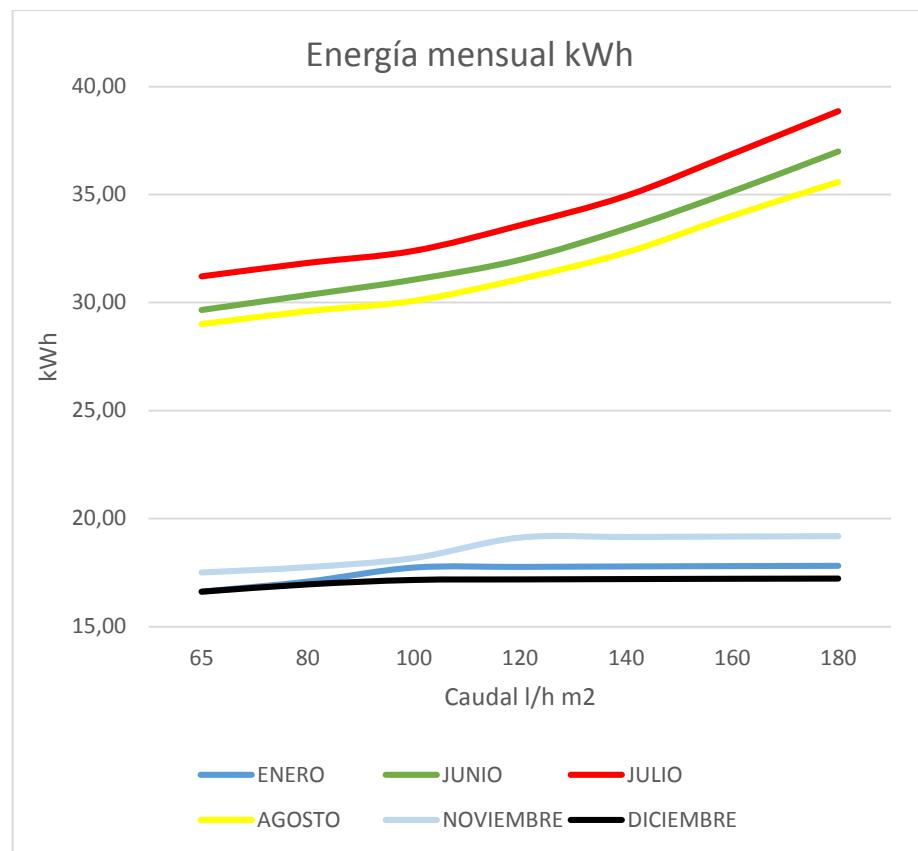


Figura 27- Producción fotovoltaica mensual del panel Ecomesh

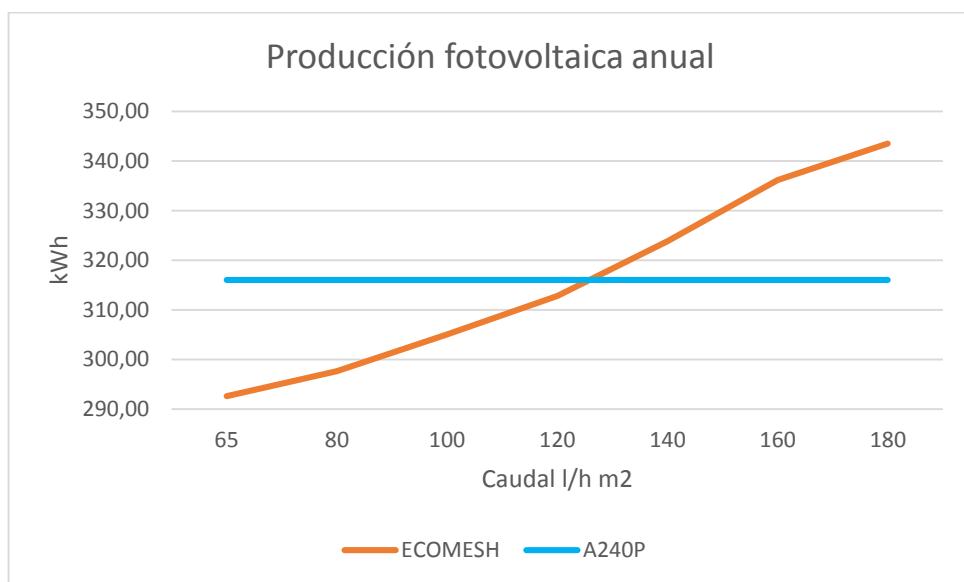


Figura 28.- Producción fotovoltaica anual del panel Ecomesh en función del caudal

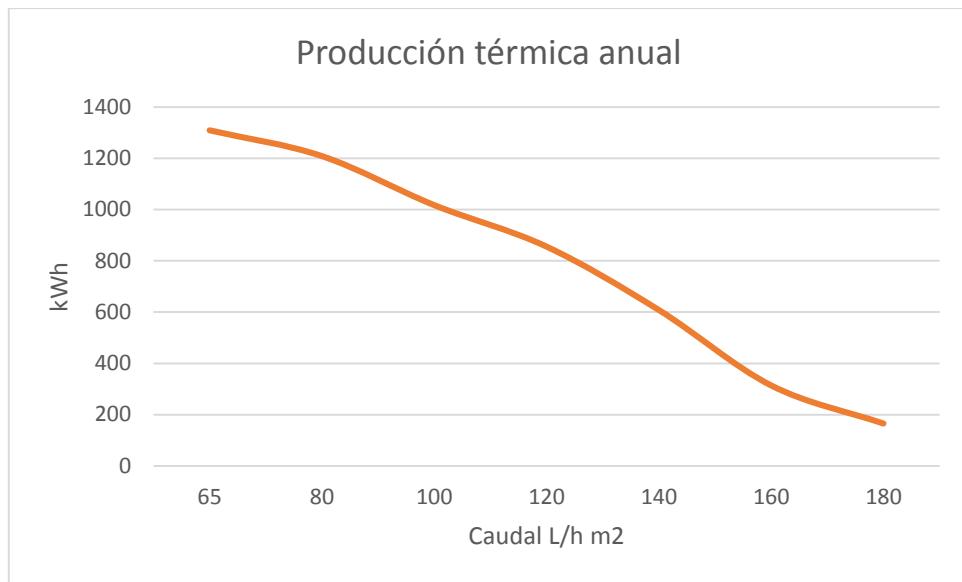


Figura 29.- Producción térmica anual de la instalación en función del caudal

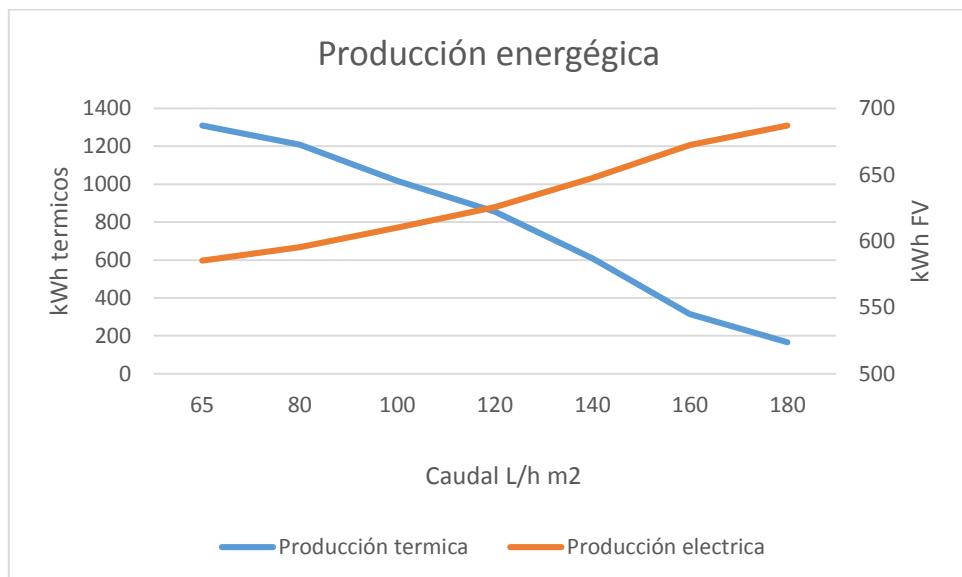


Figura 30.- Variación en la producción de energía de la instalación en función del caudal

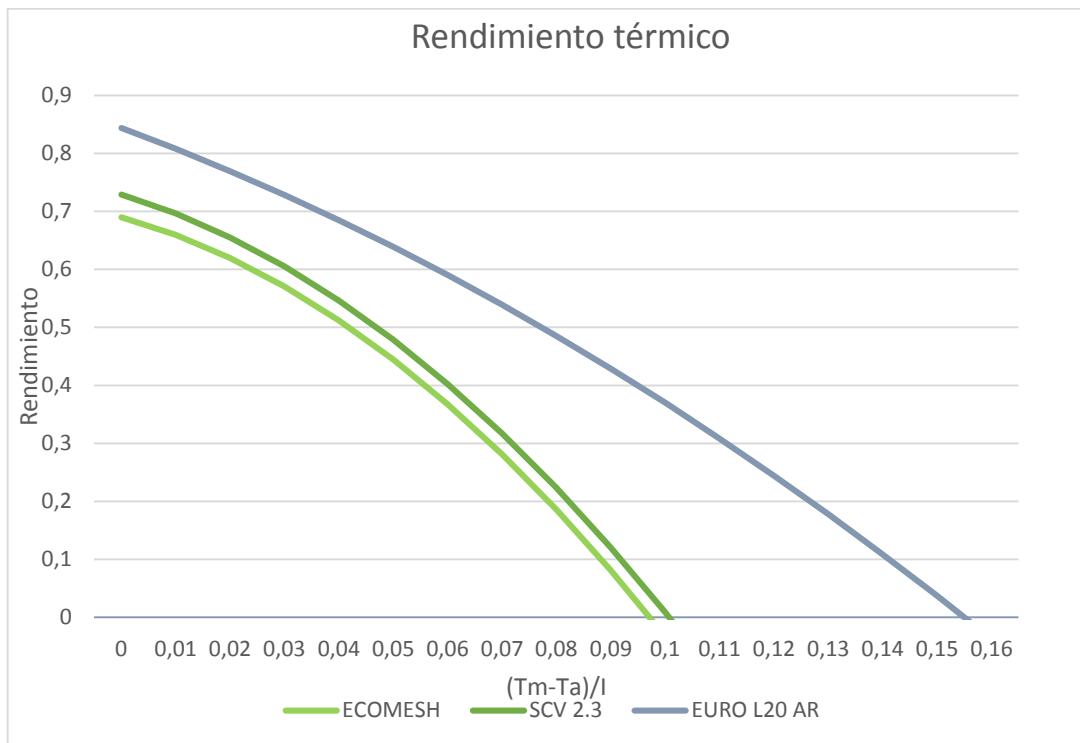
En la siguiente tabla puede observarse como a pesar de que la producción fotovoltaica aumenta con el incremento de caudal, la producción térmica decrece en mayor medida, resultando el menor caudal el que mayor producción energética total da.

Caudal L/h m <sup>2</sup>	65	80	100	120	140	160	180
Producción FV (kwh)	585,2	595,3	610,0	625,6	647,6	672,3	686,9
Producción térmica (kwh)	1309,7	1209,04	1017,8	855,9	608,6	314,3	165,5
<b>Total (kwh)</b>	<b>1959,9</b>	<b>1884,3</b>	<b>1727,9</b>	<b>1601,6</b>	<b>1396,2</b>	<b>1146,6</b>	<b>1032,5</b>

Tabla 11.- Producción energética total de la instalación en función del caudal

## 8.- Conclusiones del estudio

- Si tenemos en cuenta la producción térmica y fotovoltaica por separado, el rendimiento de los paneles Ecomesh es menor en comparación con otros paneles térmicos y fotovoltaicos de similares características.



*Figura 31.- Curvas de rendimiento térmico de los paneles Ecomesh en comparación con paneles de similares características térmicas (SCV 2.3) y paneles de gran rendimiento (EURO L20AR)*

2. La refrigeración de las células fotovoltaicas en este caso no es beneficioso en instalaciones orientadas al aprovechamiento térmico, pues la acumulación de agua caliente y recirculación por el panel híbrido no disminuye la temperatura de célula sino todo lo contrario, la incrementa, decreciendo con ello el rendimiento fotovoltaico del panel
3. Pese a tener un peor rendimiento térmico y a que la refrigeración en instalaciones orientadas al aprovechamiento térmico disminuye el rendimiento fotovoltaico del panel híbrido, éste presenta una mayor generación de energía con la misma superficie de captación, llegado a ser hasta 3 veces superior en el caso de los paneles fotovoltaicos A-240P de Atersa