

ÍNDICE

1. Memoria.....	9
1.1. Objeto del proyecto	9
1.2. Emplazamiento.....	9
1.2.1. Localización.....	9
1.3. Descripción de la vivienda	9
1.4. Elementos constructivos	11
1.4.1. Aislamiento.....	11
1.4.1.1. Ventanas.....	11
1.4.1.2. Fachada y tejado.....	11
1.5. INSTALACIONES.....	14
1.5.1. Energía Solar Térmica para ACS.....	14
1.5.1.1. Datos de partida.....	14
1.5.1.1.1. Datos referidos a la familia ocupante de la vivienda	14
1.5.1.1.2. Datos meteorológicos.....	14
1.5.1.1.3. Datos técnicos de la instalación.....	15
1.5.1.2. Elementos que componen la instalación.....	15
1.5.1.2.1. Captador solar plano.....	15
1.5.1.2.1.1. FUNCIONAMIENTO DEL CAPTADOR SOLAR PLANO	16
1.5.1.2.1.2. COMPONENTES DEL CAPTADOR SOLAR PLANO.....	18
1.5.1.2.1.3. PRINCIPIOS FISICOS DEL CAPTADOR SOLAR PLANO	20
1.5.1.2.1.4. ESPECIFICACIONES DE LOS CAPTADORES SOLARES PLANOS	22
1.5.1.2.2. Elementos para el montaje de captadores solares.....	23
1.5.1.2.3. Elementos de conexión	25
1.5.1.2.4. Conductos para el fluido termoforo	26
1.5.1.2.5. Aislamiento de las tuberías.....	28
1.5.1.2.6. Circuladores	29
1.5.1.2.6.1. DESCRIPCIÓN GENERAL.....	29
1.5.1.2.6.2. CARACTERÍSTICAS DEL CIRCULADOR.....	29
1.5.1.2.6.3. SELECCIÓN DEL CIRCULADOR.....	30
1.5.1.2.6.3.1. UBICACIÓN EN LA INSTALACIÓN	31

1.5.1.2.7.	Acumulador	31
1.5.1.2.7.1.1.	DESCRIPCIÓN GENERAL.....	31
1.5.1.2.7.2.	TIPOLOGIAS DE ACUMULADORES EN FUNCIÓN DE LA POSICIÓN.....	32
1.5.1.2.7.3.	CLASIFICACIÓN DE LOS ACUMULADORES EN FUNCIÓN DEL MATERIAL DE FABRICACIÓN.....	33
1.5.1.2.7.4.	AISLAMIENTOS DE LOS ACUMULADORES PARA ACS.....	34
1.5.1.2.7.5.	TIPOLOGIAS DE LOS ACUMULADORES EN FUNCIÓN DE LA CONFIGURACIÓN DEL SISTEMA DE CALENTAMIENTO.....	35
1.5.1.2.7.6.	UBICACIÓN EN LA INSTALACIÓN	36
1.5.1.2.8.	Intercambiador de calor.....	36
1.5.1.2.8.1.	DESCRIPCIÓN GENERAL	36
1.5.1.2.8.2.	TIPO DE INTERCAMBIADOR LÍQUIDO-LÍQUIDO	37
1.5.1.2.8.3.	CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE LOS INTERCAMBIADORES	39
1.5.1.2.8.4.	SELECCIÓN DEL ACUMULADOR-INTERCAMBIADOR.....	40
1.5.1.2.9.	Vaso de expansión.....	41
1.5.1.2.9.1.	DESCRIPCIÓN GENERAL	41
1.5.1.2.9.2.	TIPOLOGIAS DE VASOS DE EXPANSIÓN.....	41
1.5.1.2.9.3.	UBICACIÓN DENTRO DEL SISTEMA.....	41
1.5.1.2.9.4.	SELECCIÓN DEL VASO DE EXPANSIÓN.....	42
1.5.1.2.10.	Termostato diferencial.....	42
1.5.1.2.10.1.	DESCRIPCIÓN GENERAL	42
1.5.1.2.10.2.	PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO	42
1.5.1.2.10.3.	CONFIGURACIÓN INTERNA DEL TD.....	43
1.5.1.2.10.4.	UBICACIÓN DE LAS SONDAS DE TEMPERATURA	44
1.5.1.2.10.5.	SELECCIÓN DEL TERMOSTATO DIFERENCIAL.....	44
1.5.1.2.11.	Contadores de energía.....	45
1.5.1.2.11.1.	DESCRIPCIÓN GENERAL	45
1.5.1.2.11.2.	UBICACIÓN EN LA INSTALACIÓN	45
1.5.1.2.12.	Válvulas básicas y accesorios	46
1.5.1.2.12.1.	VÁLVULAS DE AISLAMIENTO O DE CORTE DE LA INSTALACIÓN	47
1.5.1.2.12.2.	VALVULA ANTI RETORNO.....	47
1.5.1.2.12.3.	PURGADOR.....	47
1.5.1.2.12.4.	SEPARADOR DE AIRE.....	48
1.5.1.2.12.5.	VALVULAS DE SEGURIDAD.....	48
1.5.1.2.13.	Fluido termoforo.....	49
1.5.1.2.13.1.	AGUA NATURAL.....	49
1.5.1.2.13.2.	AGUA CON ANTICONGELANTE	49
1.5.1.2.13.3.	ACEITES DE SILICONA.....	50
1.5.1.3.	Tipologías de conexión de los colectores	50
1.5.1.3.1.	Conexión en serie	51

1.5.1.3.2.	Conexión en paralelo	51
1.5.1.3.3.	Conexión mixta de colectores	52
1.5.1.4.	Configuraciones básicas de producción de ACS.....	52
1.5.1.4.1.	Termosifón en circuito directo.....	52
1.5.1.4.1.1.	FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA TERMOSIFÓN.....	53
1.5.1.4.1.2.	CARACTERÍSTICAS QUE TIENEN QUE CUMPLIR LOS ELEMENTOS DE LA INSTALACIÓN.....	53
1.5.1.4.2.	Termosifón con doble circuito.....	54
1.5.1.4.2.1.	CARACTERÍSTICAS QUE TIENEN QUE CUMPLIR LOS ELEMENTOS DE LA INSTALACIÓN	54
1.5.1.4.3.	Circulación forzada	55
1.5.1.4.3.1.	FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA	55
1.5.1.4.3.2.	CARACTERÍSTICAS DE LOS ELEMENTOS DE LA INSTALACIÓN	56
1.5.1.5.	Conexión de los sistemas de soporte convencional	56
1.5.1.5.1.	Conexión en serie	57
1.5.1.5.1.1.	DESCRIPCIÓN	57
1.5.1.5.1.2.	FUNCIONAMIENTO.....	57
1.5.1.5.1.3.	CARACTERÍSTICAS DE LOS EQUIPOS CONVENCIONALES.....	57
1.5.1.5.1.4.	REGULACIÓN Y CONTROL.....	57
1.5.1.5.2.	Conexión en paralelo	58
1.5.1.5.2.1.	DESCRIPCIÓN	58
1.5.1.5.2.2.	FUNCIONAMIENTO.....	58
1.5.1.5.2.3.	CARACTERÍSTICAS DEL SISTEMA.....	58
1.5.1.5.2.4.	REGULACIÓN Y CONTROL.....	58
1.5.1.6.	Esquemas básico de aplicación térmica de energía solar.....	59
1.5.1.6.1.	Producción de agua caliente sanitaria en viviendas unifamiliares.....	59
1.5.1.6.1.1.	DESCRIPCIÓN	59
1.5.1.6.1.2.	FUNCIONAMIENTO.....	60
1.5.1.6.1.3.	SISTEMA DE CONTROL.....	60
1.5.2.	ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA.....	61
1.5.2.1.	Componentes de una instalación fotovoltaica	61
1.5.2.1.1.	La célula solar.....	61
1.5.2.1.1.1.	EL SILICIO CRISTALINO	61
1.5.2.1.1.2.	OTROS MATERIALES	63
1.5.2.1.2.	Los módulos fotovoltaicos	64
1.5.2.1.2.1.	CUBIERTA EXTERIOR	65
1.5.2.1.2.2.	CAPAS ENCAPSULANTES.....	65
1.5.2.1.2.3.	PROTECCIÓN POSTERIOR	65
1.5.2.1.2.4.	MARCO DE APOYO.....	65

1.5.2.1.2.5.	PARÁMETROS DE UN MÓDULO FOTOVOLTAICO	66
1.5.2.1.2.5.1.	CURVA DE INTENSIDAD	67
1.5.2.1.2.5.2.	INTENSIDAD DE CORTOCIRCUITO ICC (ISC)	67
1.5.2.1.2.5.3.	TENSIÓN DE CIRCUITO ABIERTO VCO (VOC).....	68
1.5.2.1.2.5.4.	INTENSIDAD DE MÁXIMA POTENCIA I _{MAX}	68
1.5.2.1.3.	Las conexiones de los módulos solares	69
1.5.2.1.3.1.	CONEXIÓN EN SERIE.....	70
1.5.2.1.3.2.	CONEXIÓN EN PARALELO	70
1.5.2.1.3.3.	CONEXIÓN MIXTA.....	71
1.5.2.1.3.4.	ELEGIR LA CONFIGURACIÓN CORRECTA	71
1.5.2.1.4.	Las estructuras de apoyo y los elementos para fijar de módulos fotovoltaicos.....	72
1.5.2.1.4.1.	ESTUDIO DE ESFUERZOS DE LOS SOPORTES PARA MÓDULOS SOLARES FOTOVOLTAICOS.....	73
1.5.2.1.4.2.	SOLUCIONES SIMPLES PARA LAS INSTALACIONES PEQUEÑAS	74
1.5.2.1.5.	Acumuladores de energía eléctrica.....	75
1.5.2.1.6.	Comprobar el estado de carga de la batería.....	76
1.5.2.1.7.	Las operaciones de mantenimiento de una batería.....	77
1.5.2.1.8.	Las operaciones que hay que evitar en el mantenimiento y funcionamiento de una batería	77
1.5.2.1.9.	Las medidas de seguridad en las salas de baterías.....	78
1.5.2.1.10.	La regulación del proceso de carga de los acumuladores electroquímicos	78
1.5.2.1.11.	El convertidor de energía eléctrica cc/ca.....	79
1.6.	Domótica.....	82
1.6.1.	Domótica y medidas de ahorro energético	82
1.6.2.	Climatización.....	84
1.6.3.	Iluminación.....	85
1.6.4.	Agua	85
1.6.5.	Consumo eléctrico general	86
1.6.6.	Elección del sistema.....	86
1.7.	Condiciones medioambientales	88
1.7.1.	Reducción de CO ₂	88
1.7.1.1.	Energía Solar Térmica.....	88
1.7.1.2.	Energía Solar Fotovoltaica.....	89
1.7.2.	Huella ecológica.....	90
1.7.2.1.	Plan de energías Renovables 2005-2010.....	90
1.7.2.2.	Objetivos energéticos	92
1.7.2.3.	Medidas para el cumplimiento.....	93

1.7.2.4.	Efectos positivos	94
2.	Cálculos justificativos	95
2.1.	Energía Solar Termica (ACS)	95
2.1.1.	Datos de partida	95
2.1.1.1.	Datos referidos a la familia ocupante.....	95
2.1.1.2.	Datos geográficos	95
2.1.2.	Determinación de consumos energéticos	95
2.1.3.	Determinación de la energía solar disponible.....	98
2.1.3.1.	Inclinación de los captadores	98
2.1.3.2.	El mes del año	99
2.1.4.	Cálculo de la energía aprovechada por el equipo solar	99
2.1.5.	Dimensionado de la superficie de captación.....	100
2.1.5.1.	Radiación que aprovecha el captador	100
2.1.5.2.	Radiación que aprovecha el sistema.....	101
2.1.5.3.	Elección de la superficie y el número de captadores a montar	102
2.1.6.	Calculo de la superficie colectora	103
2.1.7.	Cálculo del volumen de acumulación	103
2.1.8.	Cálculo del diámetro de circuito primario	104
2.1.9.	Cálculo del aislamiento de la instalación	106
2.1.10.	Cálculo del circulador	107
2.1.11.	Cálculo del vaso de expansión.....	110
2.2.	Energía Solar Fotovoltaica.....	111
2.2.1.	Dimensionado de la instalación	111
2.2.1.1.	Necesidades a cubrir	111
2.2.1.2.	Energía necesaria	112
2.2.1.3.	Radiación incidente	113
2.2.1.4.	Número de módulos necesarios.....	114
2.2.1.5.	Conexión de los módulos fotovoltaicos.....	114
2.2.1.6.	Cálculo de la sección del cable de los módulos fotovoltaicos al inversor.....	115
2.2.1.7.	Elección del inversor	116
2.2.1.8.	Cálculo de la sección del cable del inversor a la red	116
2.2.1.9.	Conexión a red.....	118
3.	PLIEGO DE CONDICIONES	119

3.1. Requisitos generales Energía Solar Térmica	119
3.1.1. Objetivo y campo de aplicación.....	119
3.1.2. Generalidades	119
3.1.3. Requisitos generales.....	119
3.1.3.1. Fluido de trabajo.....	119
3.1.3.2. Protección contra heladas	120
3.1.3.2.1. GENERALIDADES.....	120
3.1.3.2.2. MEZCLAS ANTICONGELANTE	120
3.1.3.2.3. RECIRCULACIÓN DEL AGUA DEL CIRCUITO	121
3.1.3.2.4. DRENAJE AUTOMATICO CON RECUPERACION DEL FLUIDO	121
3.1.3.2.5. SISTEMA DE DRENAJE AL EXTERIOR (sólo para sistemas solares prefabricados).....	121
3.1.3.3. Sobrecalentamientos.....	121
3.1.3.3.1. PROTECCIÓN CONTRA SOBRECALENTAMIENTOS	121
3.1.3.3.2. PROTECCIÓN CONTRA QUEMADURAS	121
3.1.3.3.3. PROTECCIÓN DE MATERIALES Y COMPONENTES CONTRA ALTAS TEMPERATURAS	122
3.1.3.4. Resistencia a presión	122
3.1.3.5. Prevención de flujo inverso	122
3.1.3.6. Prevención de la legionelosis.....	122
3.1.4. Montaje.....	122
3.1.4.1. Condiciones generales de montaje de la instalación	122
3.1.4.2. Montaje de la estructura soporte del colector.....	123
3.1.4.3. Montaje de la bomba circuladora	123
3.1.4.4. Montaje de las tuberías	123
3.1.4.5. Otras consideraciones de montaje	124
3.1.5. Recepción de los materiales.....	124
3.1.5.1. Colector solar plano.....	124
3.1.5.2. Deposito interacumulador	125
3.1.5.3. Bomba circuladora	125
3.1.5.4. Material eléctrico	125
3.1.5.5. Material de fontanería.....	126
3.1.5.6. Equipo de energía auxiliar	126
3.1.6. Condiciones de mantenimiento.....	126
3.2. Requisitos generales Energía Solar Fotovoltaica.....	127

3.2.1.	Generalidades	127
3.2.2.	Componentes y materiales	128
3.2.2.1.	Generalidades.....	128
3.2.2.2.	Sistemas generadores fotovoltaicos.....	128
3.2.2.3.	Estructura soporte	129
3.2.2.4.	Inversores	129
3.2.2.5.	Cableado	130
3.2.2.6.	Conexión a red.....	131
3.2.2.7.	Medidas	131
3.2.2.8.	Protecciones	131
3.2.2.9.	Puesta en tierra de las instalaciones fotovoltaicas	131
3.2.2.10.	Armónicos y compatibilidad electromagnética.....	131
3.2.3.	Recepción de los materiales.....	131
3.2.3.1.	Modulo fotovoltaico.....	131
3.2.3.2.	Ondulador	132
3.2.3.3.	Material eléctrico	132
3.2.4.	Pruebas	133
3.2.5.	Condiciones de mantenimiento.....	133
3.3.	Condiciones de seguridad e higiene laboral	134
3.3.1.	Riesgos en la ejecución del proyecto	134
3.3.1.1.	Riesgos en la construcción	134
3.3.1.2.	Riesgos en la instalación y montaje de las tuberías	134
3.3.1.3.	Riesgos en el montaje eléctrico.....	134
3.3.2.	Prevención de riesgos laborales	134
3.3.2.1.	Protecciones individuales	135
3.3.2.2.	Servicio de prevención	136
3.3.2.3.	Formación.....	136
3.3.2.4.	Reconocimiento médico.....	136
4.	Bibliografía.....	137
ANEXO 1: Catalogos		
ANEXO 2: Presupuesto		
ANEXO 3: Formulas		
ANEXO 4: Planos		

Plano 1: Situación

Plano 2: Planta Baja

Plano 3: Planta Primera

Plano 4: Planta Cubierta

Plano 5: Sección

Plano 6: Esquema ACS

Plano 7: Esquema instalación fotovoltaica

1. Memoria

1.1. Objeto del proyecto

El presente proyecto tiene como objeto el diseño y dimensionado, de una instalación de agua caliente sanitaria (A.C.S.), para una vivienda unifamiliar ocupada por cuatro personas, durante todo el año, mediante la utilización de un sistema de energía solar térmica de baja temperatura, como medio aportación de calor.

Otro objetivo a llevar a cabo es el diseño de una cubierta solar fotovoltaica conectada a la red eléctrica en una vivienda unifamiliar. El fin perseguido es diseñar una cubierta solar fotovoltaica que genere el máximo de energía eléctrica posible con objeto de volcarla a la Red Eléctrica y obtener el consecuente beneficio económico por su venta tal y como establece el RD 436/2007, en el que se definen las condiciones de explotación de plantas de generación de energía eléctrica mediante placas fotovoltaicas. Además claro está, del correspondiente beneficio ambiental y social por el ahorro de emisiones contaminantes y la mejora en la imagen del edificio que la implantación del sistema solar fotovoltaico supone.

La vivienda objeto del proyecto tiene dos cubiertas, una en la planta primera (encima del garaje) donde se colocarán las placas fotovoltaicas, y otra en la planta cubierta donde se colocaran los captadores solares térmicos.

1.2. Emplazamiento

1.2.1. Localización

La vivienda unifamiliar objeto de estudio, esta situada en la C/ Pintor Fortuny, núm. 27 de CREIXELL, provincia de Tarragona.

Sus coordenadas geográficas son 41° 09' 48" N 1° 26' 18" E

1.3. Descripción de la vivienda

La vivienda como ya se ha dicho, esta situada en el termino municipal de Creixell, provincia de Tarragona, está a una altura respecto al mar de 73 metros , y con respecto a su orientación, tomando como referencia la fachada donde está situada la entrada a la vivienda, está orientada hacia el sur. La entrada se efectúa a través de la C/ Pintor Fortuny. Este dato implica que la orientación de las cubiertas, una con un grado de inclinación de 20° donde se colocarán los captadores solares térmicos y la otra con un grado de inclinación de 10°, sea la misma que la de la entrada, permitiendo así, que no haya pérdidas por orientación.

Dicha vivienda se distribuye en 3 plantas. La planta baja es por donde se accede a la vivienda y por la parte posterior se accede a una terraza-jardín privado, la cual está por debajo de la línea de la planta baja. Mediante una escalera interior se accede a la primera planta y por último dispone de una planta cubierta, la cual se accede mediante *una trampilla*. Para acceder a la cubierta, donde se instalarán las placas solares, se accede mediante una escalera portátil.

La planta baja (véase plano núm.2) dispone de las siguientes estancias, recibidor, donde se encuentra la entrada a la vivienda, un pequeño pasillo, el garaje, con capacidad para un vehiculo, el salón comedor, con acceso a la terraza-jardín, un aseo y por último la cocina. A través de la escalera se accede a la primera planta (véase plano núm. 3), la cual dispone de 2 dormitorios dobles, 1 baño y una habitación doble tipo suite. Por último, está la planta cubierta (véase plano núm. 4), donde se accede a una pequeña terraza, que es la que da acceso a la cubierta, tanto para la instalación de las placas solares como para su posterior mantenimiento.

La superficie de cada una de las estancias o recintos se describe en la siguiente tabla:

Planta baja		
	Estancia	Superficie (m ²)
	Recibidor	2,79
	Pasillo	2,13
	Aseo	2,53
	Garaje	18,75
	Salón comedor	20,69
	Cocina	7,58
	Escaleras	4,90
	Terraza entrada	31,12
	Entrada garaje	15,88
	Terraza - Jardín	70,67
Planta primera		
	Habitación 1	10,00
	Habitación 2	11,84
	Baño 1	4,50
	Distribuidor	2,88
	Habitación suite	12,45
	Baño 2	5,40
	Escaleras	4,91
	Cubierta garaje	17,45
Planta cubierta		
	Sala calderas	23,70
	Terraza	20,90
	Cubierta	43,96

Tabla 1.- Distribución de superficies.

A continuación se describen las ventanas, balconeras o puertas que dan acceso al exterior, indicando la superficie, orientación y tipo.

Planta baja				
	Estancia	Tipo	Superficie (m ²)	Orientación
	Recibidor	Puerta blindada	2,79	Oeste
	Pasillo	NO DISPONE	2,13	
	Aseo	NO DISPONE	2,53	
	Garaje	Puerta abatible en hierro esmaltado y con capa de pintura	18,75	Sur
	Salón comedor	Balconera aluminio con cristal de doble aislamiento	20,69	Norte
	Cocina	Ventana aluminio con cristal de doble aislamiento	7,58	Sur
	Escaleras	NO DISPONE	4,90	
Planta primera				
	Habitación 1	Ventana aluminio con cristal de doble aislamiento	10,00	Norte
	Habitación 2	Ventana aluminio con cristal de doble aislamiento	11,84	Norte
	Baño 1	Ventana aluminio con cristal de doble aislamiento	4,50	Oeste
	Distribuidor	NO DISPONE	2,88	
	Habitación suite	Ventana aluminio con cristal de doble aislamiento	12,45	Este
	Baño 2	Ventana aluminio con cristal de doble aislamiento	5,40	Sur
	Escaleras	NO DISPONE	4,91	
	Cubierta garaje	NO DISPONIBLE	17,45	Sur
Planta cubierta				
	Sala calderas	Puerta blindada	23,70	Norte
	Terraza	NO DISPONIBLE	20,90	Norte
	Cubierta	NO DISPONIBLE	43,96	Sur

Tabla 2.- Superficie, orientación y tipo de ventanas y puertas.

1.4. Elementos constructivos

1.4.1. Aislamiento

La necesidad de aislar térmicamente un edificio está justificada por cuatro razones fundamentales:

- Economizar energía, al reducir las pérdidas térmicas por las paredes.
- Mejorar el confort térmico, al reducir la diferencia de temperatura de las superficies interiores de las paredes y ambiente interior.
- Suprimir los fenómenos de condensación y con ello evitar humedades en los cerramientos
- Mejorar el entorno medioambiental, al reducir la emisión de contaminantes asociada a la generación de energía.

1.4.1.1. Ventanas

Las ventanas de la vivienda objeto de este proyecto serán de aluminio con cristal de doble aislamiento.

El cristal simple tiene un aislamiento termoacústico bajo, con el doble cristal (Fig. 2) se logra un alto aislamiento, mejorando el confort del ambiente. La unidad consta de dos cristales separados a lo largo de su perímetro por un espaciador, creando una cámara con propiedades aislantes térmicas y acústicas. El perfil espaciador contiene un desecante para evitar la condensación de la humedad del aire dentro de la cámara. El sellador en el perímetro evita el ingreso de la misma a la cámara.

La cámara del doble cristal aísla el ambiente interior de los cambios de temperatura del ambiente exterior. El cristal en contacto con el ambiente interior tiene una temperatura similar a la de éste. Con estos cristales su habitación es fresca en verano y cálida en invierno. Si se cuenta con un equipo de aire acondicionado, se puede reducir el consumo de energía eléctrica en un alto porcentaje.

En la figura 1 se puede observar la diferencia entre el cristal simple y el doble cristal y sus diferentes coeficientes de transmisión de calor.

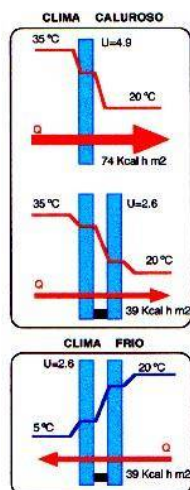


Fig. 1.- Coeficientes de transmisión

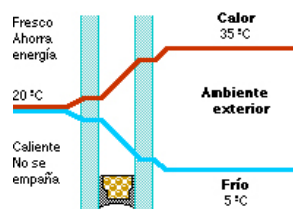


Fig. 2.- Características doble cristal

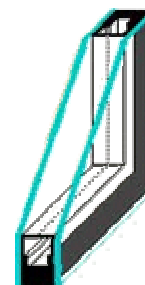


Fig. 3.- Sección ventana doble cristal

1.4.1.2. Fachada y tejado

Para el aislamiento de fachada y tejado se ha escogido la lana de roca, por sus grandes características. A continuación se detalla la composición y características de la lana de roca.

La lana mineral denominada «lana de roca», está elaborada a partir de rocas basálticas, obteniéndose un producto de propiedades complementarias a la lana de vidrio. Es un producto especialmente indicado para los aislamientos térmicos.

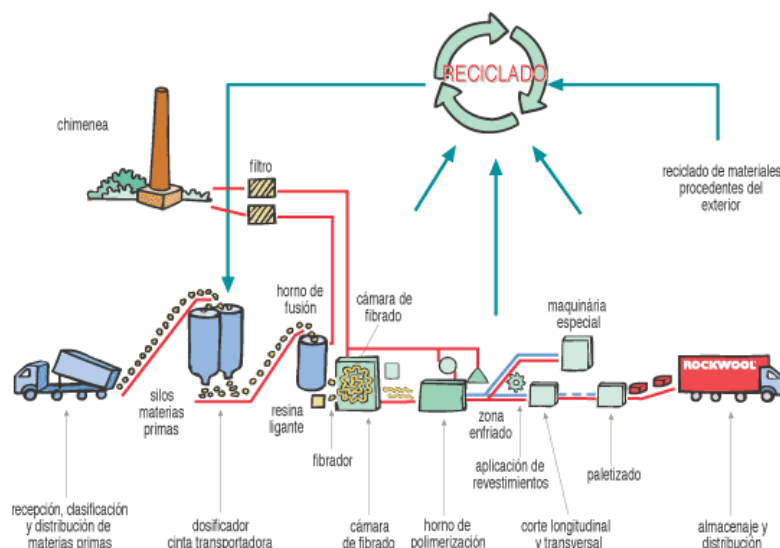


Fig.4.- Proceso de producción de la lana de roca

El proceso de producción de la Lana de Roca (Fig. 4) se inicia con la fusión del basalto a una temperatura superior a los 1500 °C. El segundo material que deberá aportarse es el coke, que servirá como combustible en el horno. El tercer componente son minerales calcáreos y magnesio. Estos materiales previamente seleccionados y dosificados son introducidos en el horno donde sometidos a temperaturas superiores a los 1500 °C son fundidos formando una masa de aspecto muy similar a la lava. El caldo obtenido es decantado sobre un sistema de ruedas que giran a gran velocidad y que provocan la centrifugación del caldo.

Una vez en el espacio el líquido material se solidifica por enfriamiento en una cámara de depresión, formando partículas de roca largas y filamentos de diámetro y longitud diferente según el proceso. Al tiempo que se producen las fibras, éstas son rociadas con ligante que tendrá por misión la compactación del material cuando alcance la forma final.

A partir de aquí la lana es aglutinada formando un colchón de densidad y espesor uniforme y depositado sobre una cinta transportadora mediante un sistema de péndulo que permitirá que las fibras tomen una forma multidireccional.

El mencionado colchón se somete a un proceso de compresión y polimerización tras el cual el producto adquiere las características deseadas. Los productos, desnudos o revestidos de velos minerales, de barreras de vapor, de betún oxiasfáltico o de láminas de aluminio, son cortados a medida, embalados y paletizados.

Es un proceso aparentemente simple pero que implica la utilización de las más modernas tecnologías de automatización e informática industrial, lo que confiere al producto sus cualidades excepcionales tanto térmicas como acústicas y de protección contra el fuego.

Una vez finalizado este proceso, los productos son acondicionados para su transporte en paquetes retráctiles envueltos en polietileno y éstos sobre palets de madera también envueltos en plástico retráctil e identificado mediante las correspondientes etiquetas.

Como puede observarse en la figura 5, la lana de roca se suministra en diferentes formatos.



Fig.5.- Lana de roca

Tal como se muestra en las figuras 6 y 7, la lana de roca es de fácil y rápida colocación.



Fig. 6.- Colocación lana de roca



Fig. 7.- Colocación lana de roca

Las características principales de la lana de roca son las siguientes:

a) Aislamiento acústico:

Estos productos tienen excelente comportamiento acústico. Gracias a su estructura consiguen conciliar masa volumica y absorción acústica, siendo indispensables en soluciones de aislamiento y corrección acústica.

b) Aislamiento térmico:

La lana de roca tiene muy buenas características aislantes térmicas. Las temperaturas de utilización en servicio van desde -200°C hasta $+800^{\circ}\text{C}$

c) Comportamiento frente al fuego:

La lana de roca es incombustible. La inclusión de este producto permite evitar la formación y transmisión del fuego por el aislante, y proteger las áreas aisladas frente a la acción del fuego.

d) Resistencia al agua:

La lana de roca tiene capilaridad nula. No es hidrófila, es decir que el agua no es atraída hacia el interior de la masa del producto.

e) Químicamente neutra:

La lana de roca tiene una composición química que es semejante al resultante de las rocas que la constituyen (basalto y calcareo), tiene PH neutro. Su estructura es estable y es inatacable por los agentes químicos.

f) Protege el ambiente:

Estos productos son fabricados de acuerdo con todos los cuidados de preservación del medio ambiente. No resultando sustancias agresivas ni contaminantes

Para la vivienda unifamiliar objeto de este estudio, se utilizarán paneles de lana de roca, Es el aislamiento ideal para que una vivienda ofrezca un rendimiento energético acorde con su vida útil y la elevada inversión que representa. Protege tanto la economía del usuario como al medioambiente.

1.5. INSTALACIONES

1.5.1. Energía Solar Térmica para ACS

1.5.1.1. Datos de partida

Los datos de partida son de gran importancia en el desarrollo de un proyecto, ya que de ellos dependen los cálculos realizados, y por lo tanto los resultados del proyecto. De manera que estos datos serán definidos, con la mayor exactitud posible para obtener unos resultados satisfactorios en el desarrollo del proyecto. Siendo estos datos los siguientes:

1.5.1.1.1. Datos referidos a la familia ocupante de la vivienda

- La familia esta formada por cuatro miembros dos adultos y dos niños
- El grado de ocupación de la vivienda será del 100% durante todo el año, excepto una quincena en verano.

1.5.1.1.2. Datos meteorológicos

Los datos meteorológicos de la provincia de Tarragona se resumen en la siguiente tabla, que recoge los valores medios de cada fenómeno meteorológico, durante diez años.

REUS (BASE AÉREA)												
Periodo: 1971-2000 Altitud (m): 73 Latitud: 41 08 45 Longitud: -1 09 36												
MES	T	TM	Tm	R	H	DR	DN	DT	DF	DH	DD	I
ENE	8.9	13.8	4.0	38	72	4	0	0	0	5	8	160
FEB	10.1	15.0	5.1	23	69	3	0	0	1	2	5	164
MAR	11.6	16.7	6.6	35	68	4	0	0	2	0	6	199
ABR	13.4	18.4	8.4	40	67	6	0	1	1	0	3	223
MAY	16.7	21.5	11.9	60	69	6	0	2	1	0	3	243
JUN	20.6	25.4	15.7	38	66	4	0	2	0	0	6	264
JUL	23.7	28.7	18.6	15	65	2	0	2	0	0	10	308
AGO	24.0	28.8	19.3	51	70	4	0	3	1	0	6	264
SEP	21.2	25.9	16.5	77	73	5	0	3	0	0	4	201
OCT	17.0	21.7	12.3	65	75	5	0	2	0	0	4	184
NOV	12.4	17.2	7.6	49	74	4	0	0	0	1	6	160
DIC	10.0	14.7	5.2	40	74	4	0	0	1	2	5	138
AÑO	15.8	20.7	10.9	504	70	51	0	15	8	11	66	2509

Tabla 3.- Extracto de la publicación “Guía resumida de clima en España 1971-2000”

T : Temperatura media mensual/anual (°C)

TM: Media mensual/anual de las temperaturas máximas diarias (°C)

Tm: Media mensual/anual de las temperaturas mínimas diarias (°C)

R: Precipitación mensual/anual media (mm)

H: Humedad relativa media (%)

DR: Número medio mensual/anual de días de precipitación superior o igual a 1 mm

DN: Número medio mensual/anual de días de nieve
DT: Número medio mensual/anual de días de tormenta
DF: Número medio mensual/anual de días de niebla
DH: Número medio mensual/anual de días de helada
DD: Número medio mensual/anual de días de helada
I: Número medio mensual/anual de horas de sol

1.5.1.1.3. Datos técnicos de la instalación

Tras realizar los cálculos técnicos sobre la instalación, se han seleccionado los elementos que formaran el sistema, siendo estas algunas de las características técnicas que tomaremos como datos de partida.

- Latitud: 41.09°
- Altitud sobre el nivel del mar: 73 m
- Orientación: Sur
- Ecuación del rendimiento del colector:

$$\eta = 0,75 - 4,1 \frac{(T_m - T_a)}{I} \quad (1)$$

- La temperatura de uso de agua caliente sanitaria será de 45 °C
- Caudal del circuito primario: 100 -125 l / h
- Fluido caloportador: Mezcla de agua 70% y propilenglicol 30%
- Calor específico del Fluido caloportador: 0.85 Kcal /l

1.5.1.2. Elementos que componen la instalación

1.5.1.2.1. Captador solar plano

El captador solar es un elemento básico en una instalación solar para el aprovechamiento térmico de la radiación solar. Es el componente encargado de capturar la energía del sol e introducirla en el sistema en forma de calor.

El captador o colector de placa plana tiene la mayor relación de coste/efectividad en nuestro clima, y se adapta correctamente a un gran número de aplicaciones (calentamiento de agua sanitaria, climatización de piscinas, soporte a la calefacción, precalentamiento de fluidos industriales, etc..)

Según la dimensión predominante del captador, se puede distinguir dos tipos de configuraciones, la vertical y la horizontal. Básicamente, la diferencia que hay entre las dos es:

1. La configuración vertical favorece la circulación del agua por el interior del colector, ya que tiene una estratificación mayor. Esto implica un incremento de temperatura más alto. Buen rendimiento.
2. La configuración horizontal permite integrar mejor los captadores a algunas tipologías de edificios, a costa de un rendimiento ligeramente inferior.

La configuración vertical es la escogida para los captadores que se instalaran en la vivienda, ubicados en la planta cubierta.

1.5.1.2.1.1. FUNCIONAMIENTO DEL CAPTADOR SOLAR PLANO

El funcionamiento de un captador es muy básico. De hecho cualquier cuerpo expuesto al sol recibe un flujo energético [E] que calienta, por lo tanto hace que aumente la temperatura.

Se tiene que tener en cuenta que un cuerpo a una temperatura dada [t] emite energía hacia su alrededor, en forma de radiación [Ep], y que esta depende directamente de la diferencia de temperaturas entre la del propio cuerpo y la ambiental. Cuando las ganancias de calor por radiación solar se igualan a las pérdidas de calor en forma de radiación del captador hacia el entorno, entonces, se puede decir que se ha llegado a una temperatura de equilibrio [Te]. Este fenómeno se puede expresar matemáticamente como:

$$E = E_p \text{ [MJ/día]} \quad (2)$$

Donde:

E es la energía captada procedente del sol

Ep es la energía emitida por el captador hacia el exterior en forma de radiación o pérdidas de calor a la temperatura de equilibrio.

La temperatura de equilibrio para los captadores comerciales varía desde valores cercanos a 100 °C en captadores simples hasta superar los 160 °C para captadores con superficie selectiva y absorbedores en circuitos en serie, siempre para niveles de insolación alrededor de los 1000 W/m².

Si se refrigera el colector haciéndole pasar un fluido por el interior, se aprovecha ese calor, de manera que se consigue que una parte de la energía captada se transmita hacia ese fluido con una energía útil o aprovechada [Eu]. El resto de energía se continúa perdiendo en forma de radiación desde el captador hacia el ambiente exterior. Entonces la expresión matemática sería:

$$E = E_p + E_u \text{ [MJ/día]} \quad (4)$$

Donde:

Eu es la energía útil que podemos extraer del captador a través del fluido térmico.

Ep es la energía radiada por el captador hacia el ambiente. Ésta es menor a la emitida en el caso anterior porque se aprovecha una parte de la energía absorbida.

En éste caso la temperatura de trabajo es siempre inferior a la de equilibrio. Si se quiere aumentar la energía aprovechada por los captadores hay dos opciones:

- Reducir las pérdidas del captador a base de mejorar el diseño y/o la construcción o de hacerlo trabajar a temperaturas más bajas.
- Aumentar la radiación recibida o aprovecharla, a partir de la concentración de la radiación de una gran superficie sobre el captador o de conseguir que la superficie absorbedora aproveche la máxima radiación posible (superficie selectiva).

La energía aprovechada se obtiene del captador a través del fluido térmico, generalmente formado por una mezcla de agua con anticongelante e inhibidores de la corrosión.

El rendimiento del captador es la relación existente entre la energía útil o que aprovecha y la radiación solar disponible. Cuanto más alto sea el aprovechamiento energético, mejor será el rendimiento o eficiencia.

$$\eta = E_u / E = E_u / (E_u + E_p) \quad (5)$$

Donde : η es el rendimiento o nivel de eficiencia del colector.

Como la energía radiada por el captador o energía perdida [Ep] está en función de la temperatura de trabajo t, y como que al aumentar las pérdidas baja la energía aprovechada, podemos decir que:

$$\text{Si } t \uparrow \rightarrow \eta \downarrow$$

Llegando al extremo en que si la temperatura del captador se acerca al valor máximo equilibrio, entonces ($\eta = 0$), es decir, toda la energía captada se irradia hacia el exterior del captador, y por tanto el aprovechamiento es nulo.

En conclusión, para obtener un buen rendimiento hace falta trabajar los captadores a la temperatura más baja posible, siempre que ésta sea suficiente para el uso que se quiera dar.

Este principio conducirá a dimensionar los acumuladores donde almacenar la energía térmica de manera que el captador trabaje solamente a 15 o 20 °C por encima de la temperatura de utilización final.

De hecho los fabricantes indican el rendimiento o la eficiencia de los captadores de forma gráfica, a partir de los valores de trabajo de temperatura del captador y el ambiente que le rodea.

El gráfico de rendimiento de un colector plano, representado en la figura 8, se basa en un modelo matemático simplificado, es por eso, que tanto la expresión matemática como su representación gráfica corresponde a la de una recta.

$$\eta = (0,94b) - \frac{m (t_m - t_a)}{I} \quad (6)$$

Donde :

η es el rendimiento expresado en tanto por uno.

b es el factor de ganancias del captador tiene que ser suministrado por ensayo del fabricante, es un valor adimensional, éste parámetro está afectado por un coeficiente 0,94 que corrige el efecto de la variación del ángulo de incidencia de la luz solar al captador a lo largo del día, el envejecimiento de la cubierta y la suciedad sobre la misma. El valor de 0,94b se llama transmitancia y da idea de la eficiencia de captación de la radiación del captador.

m es la pendiente de la recta y representa el factor de pérdidas térmicas del captador, tiene que ser suministrado por ensayo del fabricante, sus unidades son ($W/m^2 \text{ } ^\circ C$).

t_m es la temperatura media del captador.

t_a es la temperatura ambiente media diurna.

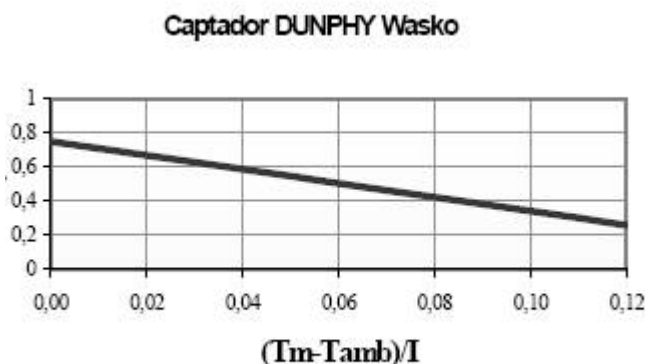


Fig. 8.- Curva de rendimiento

$$\eta = 0,75 - 4,1 \frac{(t_m - t_a)}{I}$$

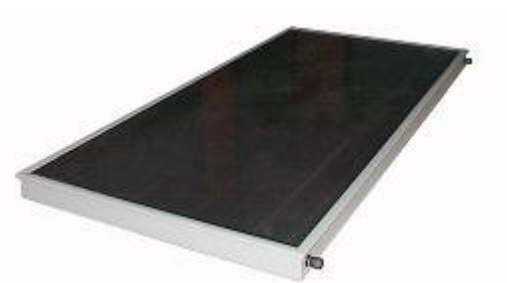


Fig. 9.- Captador WASKO 1.7

El modelo de colector solar plano escogido para la instalación de la vivienda es de la marca DUNPHY modelo WASKO 1.7. (Figura 9)

1.5.1.2.1.2. COMPONENTES DEL CAPTADOR SOLAR PLANO

El captador solar plano con cubierta vidriada es el más usado en nuestro país en las instalaciones solares de producción de agua caliente sanitaria. Está formado por los elementos siguientes:

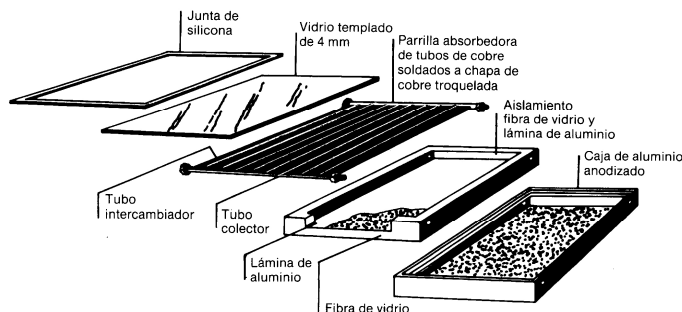


Fig. 10.- Componentes de un captador solar plano

a) ABSORBEDOR

Es el elemento que intercepta la radiación solar al interior del captador. Esta formado normalmente por una parrilla de tubos de cobre que llevan soldadas una aletas de plancha de cobre. También puede ser un panel de plancha embutida donde el fluido térmico crea una película continua.

El absorbedor del captador solar elegido WASKO 1.7 de la marca DUNPHY está formado con tubos y placa de cobre con tratamiento selectivo.

- Otras características de la placa absorbente son:

- Absortancia (α) : 0,94
- Emitancia (ε) : 0,12
- Volumen del fluido contenido: 1,25 Litros

b) CUBIERTA TRANSPARENTE

Tiene la función de aislar al captador de las condiciones ambientales exteriores, todo y que deja pasar la radiación solar además de provocar el efecto invernadero. Normalmente está formada por una sola lámina de vidrio templado (más resistente) con bajo contenido de hierro (más transparente) de 4 mm de grueso aproximadamente.

La cubierta del captador solar elegido WASKO 1.7 de la marca DUNPHY es una cubierta de vidrio templado con bajo contenido en hierro de 4 mm de espesor.

- Tramitancia (τ) : 0.85

c) AISLAMIENTO

Este elemento, igual que en el resto de aplicaciones, cumple la función de evitar las pérdidas de calor del interior del colector, concretamente en el absorbedor, hacia el exterior y está formado normalmente por planchas de espumas sintéticas situadas a los lados y en la parte posterior del captador.

El aislamiento lateral del captador solar elegido WASKO 1.7 de la marca DUNPHY está compuesto por 20 mm de lana de roca y el aislamiento posterior de 20 mm de poliuretano (40 Kg/m³).

d) CARCASA

Con la función de alojar el resto de componentes, este cerramiento normalmente está formado por una perfilaría de aluminio anodinado y habitualmente incorpora una protección posterior con plancha de acero galvanizado o plástico.

La carcasa del captador solar elegido WASKO 1.7 de la marca DUNPHY es de aluminio extrusionado pintado con epoxi resistente al agua del mar.

e) OTRAS CARACTERISTICAS

Las dimensiones del captador DUNPHY Modelo WASKO 1.7 son las que se muestran en la figura 11 y la tabla 4 que se muestran a continuación:

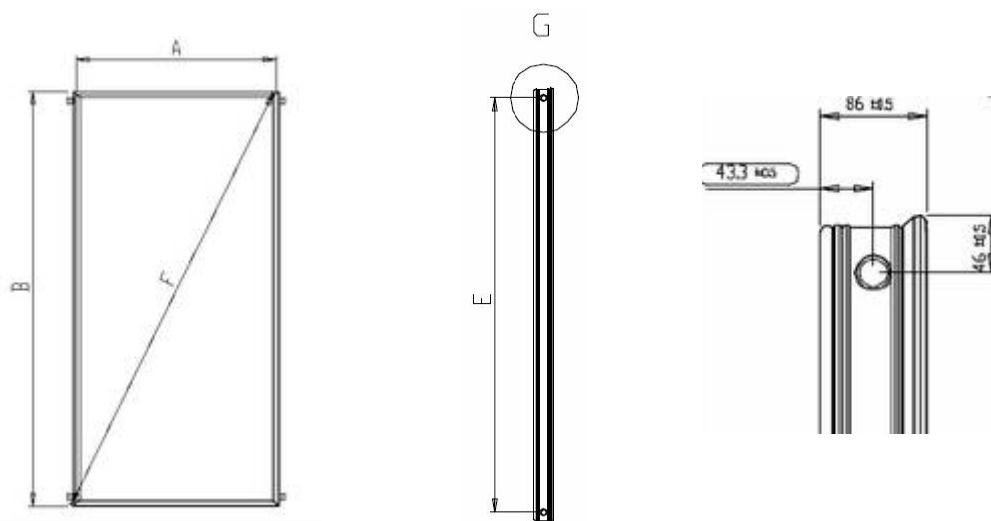


Fig. 11.- Dibujo cotas del captador

MODELO	A mm	B mm	C mm	D mm	E mm	F mm
1.7	1000	1760	1050	804	1668	2024

Tabla 4.- Dimensiones captador WASKO 1.7

Superficie útil de captación: 1.7 m²

Peso del captador en vacío: 38 Kg.

Presión máxima de trabajo: 10 bares

Presión de prueba: 15 bares

Caudal específico recomendado: 100 l/h

Sellado: Junta EPDM

Racores de unión: Unión cónica metálica ¾ "

1.5.1.2.1.3. PRINCIPIOS FÍSICOS DEL CAPTADOR SOLAR PLANO

El captador solar plano o placa plana funciona a partir de la aplicación de los principios físicos siguientes:

a) EL EFECTO INVERNADERO

La radiación solar incidente es parcialmente absorbida por los cuerpos. El resto es reflejado o los atraviesa. La relación entre estos efectos depende de:

- La naturaleza del cuerpo.
- El estado de la superficie.
- El grueso del cuerpo.
- El tipo de radiación: longitud de onda.
- El ángulo de incidencia de los rayos solares.

Los cuerpos transparentes son aquellos en los que predomina el componente de radiación que atraviesa y, por tanto, absorben muy poca radiación.

Normalmente los cuerpos transparentes, vidrio, plásticos, etc, lo son solamente para radiaciones con longitud de onda entre 0,3 y 3 μm (1 μm = 10^{-6} m).

La mayoría de radiación solar está comprendida entre 0,3 y 2,4 μm , por eso la luz solar pasa tan bien a través de un vidrio.

Una vez atravesado el vidrio, la radiación encuentra al absorbedor, que se calienta al ser impactado por los fotones, partículas de luz solar. Como las temperaturas que alcanza el absorbedor son bajas, éste emite radiaciones comprendidas entre los 4,5 y los 7,2 μm para las que el vidrio es opaco. Esta radiación que no puede salir por el vidrio, se refleja hacia el interior otra vez.

Algunos plásticos como el policarbonato tienen un comportamiento similar al vidrio, dejan pasar las radiaciones de onda corta procedente del sol y reflejan las emisiones de onda larga procedentes de la placa absorbidora. Pero no se utilizan porque son menos resistentes a la radiación ultravioleta y a la erosión.

Además de producirse el efecto invernadero, la cubierta vidriada minimiza el intercambio de calor por convección (enfriamiento) entre el interior y el exterior del captador.

A continuación se detallan las cualidades que hay que exigir a un material para ser usado como cubierta de captadores solares.

- buena transmisión de la radiación en la banda de 0,3 a 3 μm .
- estabilidad en el tiempo, cosa que no pasa con los plásticos.
- coeficiente bajo de transmisión del infrarrojo largo.
- resistencia elevada al romper por golpes.
- coeficiente bajo de dilatación.
- no adherencia de la suciedad.

El material usado habitualmente en los captadores solares planos es el vidrio de bajo contenido en hierro para mejorar la transmisividad.

Además el vidrio tiene que ser recocido o temperado, ya que este tratamiento lo dota de más resistencia (hasta 4 veces más) y también lo hace capaz de soportar temperaturas más elevadas (250°C en comparación con los 40°C del vidrio sin temperar).

Un vidrio temperado de 4 mm resiste al choque de una bola de acero de 300 g que cae libre desde una altura de 2 m. En cambio si el vidrio no está temperado, éste se fragmenta en pequeños trozos de manera que evita el peligro que podría suponer.

b) EL CUERPO NEGRO (EL ABSORBEDOR)

Otro de los principios físicos que permiten el funcionamiento de un captador solar térmico es el de la idoneidad de las superficies oscuras como captadores de energía radiada por el sol.

La radiación que ha atravesado el vidrio de la cubierta impacta en el absorbedor, que está formado por una superficie metálica que permite el intercambio de calor con agua o fluido térmico que circula por el interior; si ésta superficie es negra y de textura mate captará mejor la energía que si fuese de cualquier otro color.

Así, del total de radiación incidente en una superficie, se refleja más o menos en función del color de ésta. Con tal de aprovechar al máximo los fabricantes de captadores oscurecen el absorbedor de sus modelos siguiendo principalmente dos técnicas:

1. Pinturas calóricas, que resisten las temperaturas de trabajo superiores a los 100 °C.
2. Tratamientos selectivos, basados en deposiciones electroquímicas o pinturas con óxidos metálicos que tienen la virtud de ser buenos captadores de la radiación y tener una baja emisividad.

Hay que destacar que a diferencia del centro de Europa, en nuestras latitudes la mayoría de los fabricantes optan por la opción de pintar el absorbedor en vez de tratarlo para conseguir una superficie selectiva. Este hecho se debe a dos razones principales:

- El aumento del coste de tratamientos selectivos a menudo no se compensa por el aumento anual de captadores.
- Los tratamientos selectivos dan, por norma general, temperaturas de equilibrio más altas, y esto comporta más esfuerzos mecánicos por dilatación y a menudo vaporizaciones de fluido térmico.

Si se hace pasar agua a través del absorbedor, ésta va cogiendo el calor captado y llega a una temperatura final más baja que la de equilibrio estático. Esta cesión de calor será para conducción del absorbedor.

Se puede simplificar el cálculo de la temperatura media del agua en circulación dentro del captador como:

$$t_m = \frac{t_e + t_s}{2} \text{ [}^\circ\text{C]} \quad (7)$$

Donde: t_e temperatura del fluido a la entrada del captador
 t_s temperatura del fluido a la salida del captador.

Por tanto la diferencia entre la temperatura media del fluido y la temperatura ambiente será:

$$\Delta t = \frac{t_e + t_s}{2} - t_a \text{ [}^\circ\text{C]} \quad (8)$$

Los absorbedores empleados en captadores solares planos presentan generalmente una de estas geometrías:

1. Panel de planchas embutidas
2. Reja de tubos con aletas de plancha soldada
3. Serpiente

La mayoría de captadores del mercado tienen el absorbedor del tipo de reja de tubos de cobre con aletas también de cobre.

El absorbedor tiene que poder soportar perfectamente la presión de trabajo del circuito (inferior a los 3 bares de la válvula de seguridad).

Generalmente los absorbedores se prueban a presiones de 10-14 bares. El volumen de fluido en el interior suele ser de 1,7 l/m², hecho que comporta muy poca inercia térmica, y por lo tanto, velocidad elevada de respuesta.

c) EL AISLAMIENTO

El tercer de los principios físicos que intervienen en el funcionamiento de los captadores es el aislamiento del conjunto respecto del exterior, formado normalmente por un revestimiento interno de la caja contenedora o carcasa.

En la tabla 5 se muestran algunos de los aislamientos más usados por los fabricantes de captadores solares.

Material aislante	Conductividad térmica [W/m.K]	T máxima de utilización [°C]	Características
Lana de Vidrio	0,050	150	Pierde propiedades con la humedad
Lana de Roca	0,050	150	Pierde propiedades con la humedad
Espuma de Vidrio	0,057	150	No le afecta la humedad
Corcho prensado	0,052	110	Material orgánico estabilizado
Poliestireno	0,042	85	Disponible en planchas modeladas
Poliuretano	0,027	110	Disponible en espumas expansibles

Tabla 5.- Aislamientos utilizados en la construcción de captadores solares.

Las limitaciones de la lana de vidrio y roca, juntamente con la versatilidad de los aislamientos sintéticos en espuma expansible o en planchas de tipo sándwich que incorporan láminas de aluminio reflectante, hace que estos últimos materiales sean los más usados en la construcción de captadores en nuestro mercado.

1.5.1.2.1.4. ESPECIFICACIONES DE LOS CAPTADORES SOLARES PLANOS

Los captadores solares planos, como núcleo de las instalaciones solares térmicas, tienen que cumplir unos requisitos de calidad mínimos detallados en la norma UNE correspondiente. Estas prestaciones son certificadas por algún laboratorio acreditado que tiene que conseguir el protocolo de ensayo definido y empleado en España por el Instituto Nacional de Técnicas Aeroespaciales (INTA).

Una vez hecho los ensayos y habiendo emitido el correspondiente certificado, si es europeo, la "Direcció General de Seguretat Industrial, del Departament de Treball, Indústria, Comerç i Turisme de la Generalitat de Catalunya", puede hacer la homologación de los captadores. Este proceso hoy es imprescindible en los captadores que integran instalaciones sujetas a subvenciones e, incluso, es un requisito que también se especifica en las ordenanzas solares municipales, los captadores tienen que estar homologados.

La tramitación de la homologación de los captadores se puede hacer, igual que el resto de tramites administrativos a través de la red de oficinas en Cataluña de la OGU, "Oficina de Gestió Unificada"

La documentación técnica de un captador solar plano tiene que incorporar al menos la información siguiente:

- Curvas de rendimiento instantáneo realizadas por un laboratorio acreditado.
- Superficie útil de captación
- Peso en vacío
- Capacidad y tipo de líquido térmico recomendado por el fabricante.
- Caudal recomendado y pérdidas de carga.
- Presión máxima de servicio y presión de prueba.
- Materiales de constitución del absorbedor y del circuito del líquido.
- Materiales de constitución de la cubierta y de la caja.
- Sistema de sellado
- Tipos y groesos del aislamiento.
- Sistema de fijación
- Sistema de conexiones hidráulicas específicas.

Se tiene que destacar la importancia de la garantía que da el fabricante. La mejora en los procesos de fabricación y la confianza en el producto acabado hacen que actualmente todos los fabricantes den entre 5 y 8 años de garantía, incluso se llega a 15 años si se cumplen unos requisitos de mantenimiento.

1.5.1.2.2. Elementos para el montaje de captadores solares

A menudo el montaje de una instalación requiere la colocación de más de un colector solar. Los colectores se tienen que situar orientados al sur, con una desviación máxima recomendable de 40 y, con una inclinación determinada en función de la época del año de máxima utilización de la instalación, tal como indica la tabla 6. Estos condicionamientos hacen imprescindible, en la mayoría de los casos, colocar los captadores sobre unos soportes, si la propia estructura del edificio no está pensada para albergarlos de forma integrada o superpuesta.

Utilización principal	Inclinación
Verano	Latitud -10°
Invierno	Latitud +10°
Todo el año	Latitud 0, sino la más parecida al invierno

Tabla 6. Inclinación de los captadores

La latitud de la vivienda objeto de estudio es de 41, 09°, por lo que utilizando la tabla 6, se ha escogido una orientación de los captadores de 50°.

Como la inclinación de la cubierta es de 20° , los captadores se colocarán a una inclinación de 30° respecto a la cubierta de la vivienda unifamiliar, formando un ángulo total de 50° respecto a la horizontal.

Muchos fabricantes de captadores tienen su propio sistema de soportes, ya que el tipo de anclajes previsto condiciona a menudo la carcasa del captador. Los soportes de captadores solares tienen que tener las características principales enumeradas en la tabla 7.

Característica	Descripción
Resistencia mecánica	La estructura tiene que ser capaz de soportar esfuerzos mecánicos superiores a 2000 N equivalentes al peso de una masa de 200 Kg.
Firmeza	Las estructuras se tienen que fabricar con materiales resistentes al exterior y que no necesiten ningún mantenimiento.
Tornillería y accesorios	Los tornillos de sujeción y otros accesorios tienen que resistir esfuerzos mecánicos superiores a 2.500 N, tienen que ser inoxidable y tienen que incorporar varillas plásticas por tal de evitar las corrosiones galvanicas.
Facilidad de montaje	El montaje de una estructura no tiene que ser superior a 20 minutos por captador ni tiene que requerir la actuación de más de 2 operarios.
Adaptación	Las estructuras tienen que permitir diversas posibilidades de sujeción.
Coste	La estructura de soporte no tiene que superar los 60€ de coste por captador

Tabla 7. Características de los soportes.

La fijación del soporte se realiza principalmente de dos maneras: integrado a la estructura del edificio o bien, superpuesto a peso sobre una superficie plana.

Siempre que se pueda es mejor que el soporte descansa sobre unas zapatillas de hormigón en masa construida por encofrado. En el lugar de montaje se tiene que prever que el peso de los anclajes de hormigón sea superior a la fuerza que puede ejercer el viento sobre los colectores. Para facilitar el cálculo en la tabla 8 se dan valores orientativos de la fuerza del viento sobre colectores solares en diferentes situaciones.

Zona	Localización	Peso de los anclajes por captador
Urbana	Zona de fuertes vientos, superiores a 100 Km/h	190
	Zona de vientos flojos y altura inferior a 6 plantas	100
	Zona protegida de los vientos del norte	60
	Captadores sobre cubierta a igual inclinación.	60
Aislada	Zona de fuertes vientos, superiores a 100 Km/h	250
	Zona de vientos flojos y altura inferior a 6 plantas	120
	Zona protegida de los vientos del norte	60
	Captadores sobre cubierta a igual inclinación.	75

Tabla 8.- Peso de los anclajes de los soportes.



Fig. 12.- Soporte captador WASKO.



Fig. 13.- Captadores sobre soporte.

El captador solar plano WASKO se puede suministrar con estructura de soportación de acero galvanizado para cubiertas planas y inclinadas

La estructura de apoyo de los captadores solares planos modelo WASKO 1.7 han sido diseñados basándose en materiales normalizados, simplificando tanto como su montaje como el número de piezas que lo componen. Esta constituida por dos módulos base de uno o dos captadores, construidos con perfil L de acero, galvanizado por inmersión en caliente.

1.5.1.2.3. Elementos de conexión

El campo de captadores solares térmicos es, por definición, un circuito hidráulico que transmite el calor recibido del sol al fluido térmico. Un aspecto importante de las instalaciones son los sistemas de conexión entre los diversos captadores y entre el campo solar y las tuberías que transportan y distribuyen el fluido térmico hasta el punto de consumo o de intercambio de calor.

A la hora de definir y montar el campo solar, se tiene que tener en cuenta que se tiene que hacer una distribución de los captadores en grupos llamados baterías. Estas agrupaciones de captadores tendrán que estar siempre por unidades del mismo modelo y no tendrán que sumar más de 15 m².

Las conexiones entre captadores dependen en gran medida del fabricante, ya que en el mercado existen una gran variedad de acabados, terminales de conexión entre captadores.

Es muy importante tener en cuenta que los captadores solares trabajan en unas condiciones de cambios de temperatura muy acusados que obligan al instalador a estar especialmente atento a la hora de seleccionar el material y de ejecutar las conexiones.

Los captadores solares pueden pasar en cuestión de minutos de trabajar a temperaturas próximas al ambiente hasta temperaturas de estancamiento o de equilibrio, por ejemplo en el caso de parada de bomba por avería o por diseño del sistema en llegar a temperaturas elevadas en el acumulador.

Este hecho comporta frecuencias muy extremas de dilatación y contracción de los elementos de conexión. Además se tiene que tener en cuenta que temperaturas de equilibrio superiores a 120°C pueden provocar con facilidad evaporaciones en el primario, hecho que pone a prueba la total estanqueidad de la batería de captadores.

Estos esfuerzos se traducen en tensiones mecánicas en los conectores, circunstancia que, en el caso de uniones soldadas, provoca con relativa facilidad la rotura de las uniones.

Para evitar esta tensión la mejor recomendación es utilizar uniones flexibles que se pueden deformar por tal de evitar las deformaciones de los elementos rígidos del sistema.

Estos elementos absorbedores de los esfuerzos de dilatación se tendrían que colocar separando captadores, al menos un separador por cada tres baterías de seis.

Otra recomendación es no hacer conexiones entre captadores o entre captadores y tuberías de evacuación con soldadura suave, porque los esfuerzos mecánicos la estropearán en poco tiempo.

Una solución adoptada por la mayoría de constructores es la unión de captadores a partir de elementos de conexión bicónicos con anillos de teflón en los que la elasticidad del anillo puede absorber pequeños esfuerzos y que, en caso de una situación extrema, provoca el deslizamiento de la tubería sin la fragmentación de elementos.

En este sentido una tendencia del mercado es fabricar captadores de gran superficie, hasta 10 m², como una sola unidad acabada que permite la reducción del número de uniones que hace falta realizar en la obra.

Otro aspecto que se tiene que tener en cuenta a la hora de seleccionar el material y los elementos de conexión son las condiciones climatológicas del emplazamiento. Al colocarse al exterior, la lluvia, las temperaturas bajas y la radiación ultravioleta hacen desaconsejables algunos materiales, por problemas de corrosión, oxidación y otras alteraciones.

Para el montaje del campo de captadores, se tiene que prever un material accesorio específico mínimo:

- Válvulas de corte de entrada y salida de batería.
- Purgadores en la zona más elevada
- Vaina de inmersión para la sonda de temperatura.

1.5.1.2.4. Conductos para el fluido termoforo

Con respecto a las tuberías utilizadas en instalaciones solares, normalmente hará falta distinguir entre dos circuitos: primario, captadores- intercambiador y secundario, acumulador- consumo.

1. Con respecto al circuito secundario, hay que decir que la incorporación de la instalación solar no ofrece ninguna modificación de material con respecto a cualquier configuración con utilización de fuentes energéticas convencionales. Por lo tanto, las tuberías de conexión en el acumulador serán del mismo material que los utilizados en el resto de la instalación, pero evitando el cobre en caso de que la instalación de distribución posterior sea de hierro con el fin de minimizar la corrosión galvánica.

2. En cuanto al circuito primario, se tiene que tener en cuenta que en determinadas ocasiones la temperatura de circulación del fluido termoforo, entre captadores e intercambiador, puede llegar a temperaturas elevadas, hecho que producirá esfuerzos considerables sobre las tuberías y sus fijaciones debido a las dilataciones, además de acelerarse cualquier proceso de calcificación y corrosión

Por lo tanto, se recomienda la utilización de tuberías del material que se detallan en la tabla 9, donde se especifican algunas de sus particularidades.

Material	Ventajas	Inconvenientes
Cobre	Coeficiente bajo de dilatación Facilidad de trabajo Económico Gran variedad de figuras y accesorios en el mercado	Transmisión térmica elevada Uniones por soldadura empleando aleaciones Incompatibilidad con otras cañerías metálicas Corrosión galvánica
Polietileno	Coeficiente bajo de transmisión térmica Uniones por termofusión Elasticidad mecánica y compatibilidad con los hierros	coeficiente de dilatación elevado Coste económico elevado Precisa herramientas de trabajo específicas.

Tabla 9.- Tuberías para el circuito primario

Así, a la hora de la elección del material de las tuberías, los conceptos que hay que tener en cuenta son los siguientes:

- Las dilataciones provocadas por saltos térmicos pueden ser importantes, de -25°C a + 130°C
- La corrosión tanto interna como externa debido a los agentes ambientales y atmosféricos.
- La incompatibilidad entre los materiales que intervengan en el sistema pueden provocar corrosiones aceleradas del material más débil.

Una vez decidido el material que se utilizará en el circuito, el único parámetro para definir la tubería es su diámetro interior. La tubería escogida tendrá que cumplir con un requisito principal: producir una pérdida de carga inferior a 40mm de cda (columna de agua).

Con el fin de encontrar la tubería adecuada se puede emplear ábaco de cálculo mostrado en la figura 14 , en el que hace falta introducir el dato básico referido al caudal del agua que circulará por la tubería y tirar una línea al valor de pérdida de carga escogido, la línea cortará el eje de tuberías para el valor de diámetro necesario.

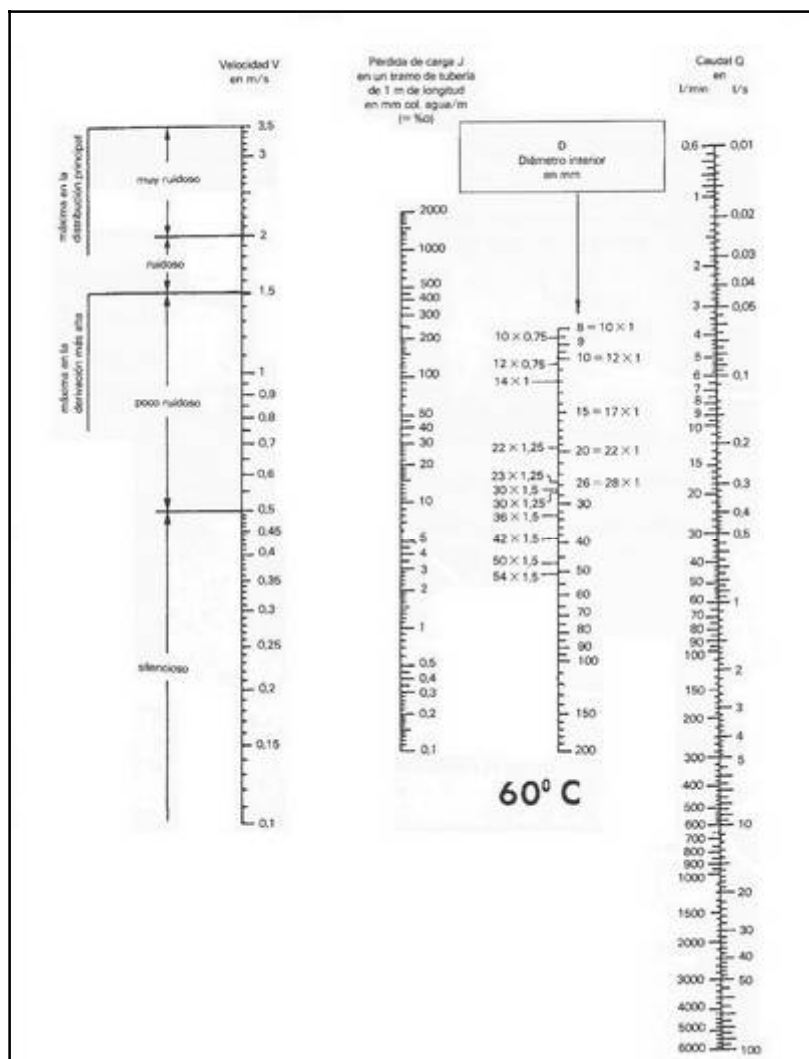


Fig.14.- Ábaco de cálculo para tuberías de pared lisa y temperatura de fluido de 60° C (Instalaciones hidrosanitarias).

Como criterio de diseño, se tiene que escoger un caudal de agua de 60l/h por cada m² de captador.

Para el diseño de la instalación objeto de este proyecto se utilizará tubería de cobre de diámetro 15 x 1 mm y una pérdida de carga de 35 mm de columna de agua (cda).

1.5.1.2.5. Aislamiento de las tuberías

Grosos mínimos del aislamiento

Por tal de minimizar las pérdidas de energía calorífica en el conjunto del sistema de captación solar es conveniente colocar aislamientos térmicos en todos los componentes del sistema en general y a las tuberías en particular.

Estos aislamientos tienen que cumplir la normativa vigente. En este caso es el Reglamento de Instalaciones Térmicas en Edificios, RITE, a través de la Instrucción Técnica Complementaria (ITE 03.12) y el apéndice 03.1 “espesores mínimos de aislamiento térmico” que dicta los criterios que tienen que cumplir los aislamientos de las instalaciones.

El apéndice 03.1 presenta las fórmulas matemáticas para el cálculo del grosor que tienen que tener los aislamientos correspondientes a tuberías instaladas en el interior de las edificaciones hechas a partir de materiales con las siguientes características:

-Coeficiente de conductividad térmica a 20 °C:
0.040W/mK

-Margen de temperaturas de trabajo -35 °C y 100 °C.

Para aislamientos de materiales con otros valores de conductividad térmica, el apéndice indica una metodología de compensación de grosores.

Si las tuberías están en el exterior, se tendrá que garantizar las siguientes características de los aislamientos:

- Inalterabilidad a causa de los agentes atmosféricos así como resistencia a la formación de hongos.
- Resistencia a la radiación solar del material aislante, en el caso contrario hará falta cubrirlo adecuadamente con fundas o pinturas protectoras.
- Sellado de los pasos al exterior, eliminación de puentes térmicos.

Por lo tanto, a la vez de definir el aislamiento que se aplicará en una instalación se tiene que especificar los valores de las siguientes características del material empleado:

- Coeficiente de conductividad térmica del material.
- Margen de temperaturas de trabajo según el fabricante.
- Coeficiente de absorción de agua.
- Grosor nominal escogido en cada zona de la instalación.
- Características y sistema de cubierta para la protección en los tramos montados en el exterior y que resten expuestos a la radiación solar.

Los valores tabulados de espesores mínimos de los aislamientos recomendados para tuberías según el RITE ($\lambda_{ref}= 0.040\text{W/m.K}$ a 20 °C) son diferentes según su ubicación:

- 1.- En tuberías instaladas en el interior de las edificaciones (Tabla 10).
- 2.- En tuberías montadas en el exterior de las edificaciones.
Cuando las tuberías portadoras de fluidos termóforos estén instaladas en el exterior, el espesor indicado en la tabla 10 se tendrá que incrementar, como mínimo en 10 mm.
- 3.- En tuberías subterráneas
Si las tuberías son de exterior pero están subterráneas, no será necesario que se tengan en cuenta en los valores de incremento de grosor recomendados.

Si el material de aislamiento tiene una conductividad térmica inferior al valor estándar indicado en el RITE, $\lambda = 0.040 \text{ W/m.K}$ a 20°C , podemos escoger los grosores de las siguientes maneras:

- 1.- A partir de las tablas de equivalencia que el fabricante especifica en su catálogo técnico.
- 2.- Aplicando los criterios de la normativa (apéndice 03.1 del RITE).

Temperatura del fluido ($^\circ\text{C}$)				
Diámetro exterior Tubería (mm) (1)	40 a 65	66 a 100	101 a 150	151 a 200
$D \leq 35$	20	20	30	40
$35 < D \leq 60$	20	30	40	40
$60 < D \leq 90$	30	30	40	50
$90 < D \leq 140$	30	40	50	50
$140 < D$	30	40	50	60

- (1) Diámetro exterior de la tubería sin aislar
(2) Se escoge temperatura máxima de red.

Tabla 10. Grosor de los aislamientos para tuberías interiores en función de la temperatura de trabajo y el diámetro de la tubería para un fluido caliente.

El grosor del aislamiento de las tuberías interiores de la vivienda será de 20 mm de espuma rígida de poliuretano y para las tuberías exteriores será de 30 mm de espesor.

1.5.1.2.6. Circuladores

1.5.1.2.6.1. DESCRIPCIÓN GENERAL

El circulador o bomba de recirculación, es el elemento de la instalación solar térmica encargado de mover el fluido del circuito primario, o de otros circuitos cerrados de la instalación, como: el circuito entre acumulador e intercambiador exterior, anillos de recirculación de ACS, circuitos de calefacción, etc.

En el caso particular del circuito primario solar, el objetivo de forzar esta circulación es transportar el calor desde los colectores solares hasta el intercambiador, compensando las pérdidas de carga (resistencia al movimiento del fluido) de los diferentes accesorios que forman el circuito: tuberías, válvulas, derivaciones, colectores e intercambiador.

1.5.1.2.6.2. CARACTERÍSTICAS DEL CIRCULADOR

El circulador esta construido por dos partes diferenciadas:

- Un cuerpo hidráulico, fabricado con diferentes materiales (hierro fundido, bronce, acero inoxidable) que alberga al rodillo de impulsión.
- Un motor eléctrico, fijado al cuerpo hidráulico mediante tornillos, que acciona el rodillo de impulsión.
-

Las dos partes forman un conjunto compacto equipado con las correspondientes conexiones eléctricas del motor y de unión hidráulica a la tubería mediante accesorios roscados o bridas planas.

Una vez que la bomba comienza a funcionar, el fluido del circuito baña el rotor o eje del motor y sus cojinetes provocando su refrigeración y lubricación. Es por eso que a estos circuladores o bombas se les llama de rotor húmedo, teniendo una vida útil muy larga y prácticamente sin mantenimiento.

El material de fabricación del cuerpo hidráulico de los circuladores definen su aplicación en función del fluido que transportan, así se hace la distinción de los tipos de materiales en función de la aplicación.

- Circuitos cerrados: El hierro fundido es el material más usado en la fabricación del cuerpo hidráulico de los circuladores destinados a estos circuitos ya que resulta más económico que otros materiales. El líquido que circula es siempre el mismo, generalmente agua con aditivos anticalcarios y anticongelantes.

Además este fluido no es de consumo, por lo tanto, no tiene que mantener inalterables las características del agua.

- Circuitos abiertos: El bronce y el acero inoxidable son los materiales más usados en circuitos abiertos. El líquido que circula es el agua de consumo y por lo tanto las sales que lleva disueltas producen problemas de calcificación y corrosión a ciertos materiales como, por ejemplo, el hierro fundido. Además al tener que estar en contacto con el agua de consumo, el material de construcción del rodillo tiene que mantener inalterables las características del agua.

Por otro lado, los motores eléctricos de los circuladores, son del tipo de inducción y se alimentan con tensión de 230 V de corriente alterna monofásica y/o 400 V trifásico con frecuencia de 50 Hz, en función de la capacidad de transporte del fluido.

Una característica importante que tienen los circuladores es la posibilidad de seleccionar diferentes rangos de caudal mediante un selector de velocidad que llevan incorporados en la caja de conexiones del motor. Generalmente estos selectores disponen de 3 o 4 posiciones, dependiendo del fabricante, permitiendo adaptar la bomba a diferentes regimenes de caudal en función de las pérdidas de carga del circuito.

En general, las condiciones técnicas que tienen que cumplir los circuladores son:

Temperatura máxima de trabajo 110 °C

Presión máxima del circuito 10 Kg/cm²

Un aspecto importante que se tiene que tener en cuenta para el buen funcionamiento del circulador es comprobar que la presión de la boca de aspiración alcanza unos valores superiores a los mínimos recomendados por el fabricante, por tal de evitar ruidos de cavitación y/o daños de cojinetes.

Una variante muy habitual de los circuladores para circuitos cerrados es, el doble motor. Esto permite asegurar el funcionamiento de la instalación reduciendo las probabilidades de fallo en relación a un circulador simple. Estos circuladores permiten hacer la reparación del motor defectuoso con la instalación en funcionamiento usando el otro motor, todo y que supone un incremento de coste del 50 a 100% en función del modelo y dimensión.

1.5.1.2.6.3. SELECCIÓN DEL CIRCULADOR

Para la selección del circulador apropiado en cada caso hay que hacer un estudio de dos parámetros básicos;

- La pérdida de carga que ofrece el circuito completo es de 1.267,15 mm cda
- El caudal de diseño es 3,4 l/min

Una vez definidos y/o calculados estos dichos parámetros, la selección del circulador la haremos a partir de los gráficos de funcionamiento que suministran los fabricantes.

El circulador escogido para la instalación es de la casa GRUNDFOS modelo UPS 25-40 180 (Fig.15)



Fig. 15.- UPS 25-40 180

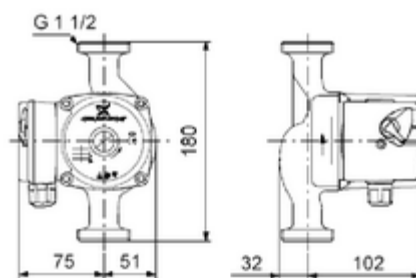


Fig. 16.- Dimensiones circulador

El circulador escogido es del tipo de rotor encapsulado, es decir la bomba y el motor forman una unidad íntegra sin cierre y con sólo dos juntas para el sellado. Los cojinetes están lubricados por el líquido bombeado.

El circulador se caracteriza por:

- Eje y cojinetes radiales de cerámica
- Cojinete axial de carbono
- Camisa de rotor y placa soporte de acero
- Impulsor resistente a la corrosión
- Cuerpo de bomba de fundición
- Temperatura máxima de trabajo 110 °C
- Presión máxima del circuito 10 bar

1.5.1.2.6.3.1. UBICACIÓN EN LA INSTALACIÓN

En general y a título de recomendación, la bomba se colocará en la línea de retorno, de intercambiador a captadores, para evitar el excesivo calentamiento del fluido de la salida de captadores. En todo caso, si se decidiese otro lugar de ubicación se tiene que tener en cuenta los límites de temperatura admisibles por el aparato y el cumplimiento de las presiones mínimas necesarias para su correcto funcionamiento.

En las instalaciones solares con acumulación centralizada, el circulador se ubica en la sala de máquinas, junto con el resto de equipos y elementos. Si se diese la situación que la sala de maquinas estuviera con desnivel por encima del campo de captadores solares, se tendrá cuidado en comprobar que la presión de funcionamiento de la bomba sea la mínima pedida por el fabricante.

Cuando se instala una bomba de circulación resulta recomendable equiparla con un manómetro de presión diferencial. Eso permite comprobar las presiones manométricas en las bocas de aspiración e impulsión de la bomba a la vez que obtener el valor de pérdida de carga real en el circuito primario dirigido por el circulador.

Por tal de poder realizar una reparación o cambio de bomba sin necesidad de vaciar todo el circuito primario, bastará con colocar dos válvulas de corte a las conexiones hidráulicas del aparato.

1.5.1.2.7. Acumulador

1.5.1.2.7.1.1. DESCRIPCIÓN GENERAL

El acumulador es el elemento de la instalación donde se almacena la energía térmica, producida por el campo solar, en forma del aumento de la temperatura de un fluido, básicamente agua caliente para el uso sanitario. Este elemento es necesario en las instalaciones solares térmicas debido a que nos permite utilizar el agua caliente en cualquier momento del día independientemente del nivel instantáneo de la radiación solar.

Un acumulador es un depósito fabricado en acero al carbono o acero inoxidable y equipado con una serie de tomas laterales para su conexión a la red de suministro, consumo de agua y coacción de otros elementos como, termómetros, termostatos, ánodos de protección, etc. La superficie exterior del depósito incorpora un forro de aislamiento térmico para evitar las pérdidas de calor hacia el exterior.

Además el acumulador, tanto por su coste como por sus dimensiones adquiere una gran importancia en el conjunto de la instalación. A la hora de hacer su selección y de escoger las protecciones que tiene que incorporar se tiene que tener en cuenta que es un elemento clave en la limitación de la vida útil del conjunto.

La calidad del agua y la temperatura de trabajo tienen mucha relación con los problemas de corrosión, estos son los aspectos más importantes a la hora de escoger el acumulador ideal para cada utilización.

Esto hace que no sea posible determinar un material que resulte ser el más adecuado a nivel general, la experiencia del técnico y su conocimiento de la calidad del agua local puede determinar mejor la idoneidad de cada material.

Por todo lo expuesto hay que remarcar que la mejor manera de mantener un acumulador en las mejores condiciones es incorporar los sistemas de protección catódica y efectuar el mantenimiento preventivo por tal de minimizar los procesos corrosivos a los que se ve sometido.

1.5.1.2.7.2. TIPOLOGIAS DE ACUMULADORES EN FUNCIÓN DE LA POSICIÓN

Los acumuladores en el mercado son muy diversos, la posición en que van montados, el material de construcción así como su incorporación o no de elementos de intercambio de calor son los principales parámetros que nos permitirán agruparlos en diferentes tipologías.

Clasificaremos en primer lugar los acumuladores según la posición física de colocación en dos grupos: verticales y horizontales.

a) ACUMULADORES VERTICALES

La posición vertical del acumulador (Fig.18) es la más habitual en las instalaciones solares térmicas a igual que sucede con las instalaciones térmicas convencionales.

El acumulador en posición vertical, es la opción más recomendable ya que favorece la estratificación del agua, acumulándose la más caliente en la parte superior y la más fría en parte inferior del depósito. Esto permite dar un suministro instantáneo de agua a temperatura de servicio sin que el depósito a esa temperatura.

La estratificación vertical también permite la aportación de calor de soporte con fuentes energéticas convencionales en la parte alta del acumulador sin generar interferencia o pérdida de rendimiento grave en el equipo solar

En relación a la capacidad de acumulación, los volúmenes más estándares para usos sanitarios de este tipo de acumuladores oscilan entre 150 y 500 litros, para viviendas unifamiliares pueden llegar a 1000 litros cuando la instalación solar da servicio también al sistema de calefacción de la vivienda y de 1000 a 7000 litros para instalaciones colectivas: centros deportivos, hoteles, hospitales, etc, donde la demanda energética es muy importante.

b) ACUMULADORES HORIZONTALES

Esta posición del acumulador, donde predomina la dimensión paralela al suelo respecto de la altura que ocupa el depósito es la usada principalmente en los siguientes casos:

- Equipos solares compactos por termosifón ya que permiten mejor integración arquitectónica.
- Grandes acumuladores y/o depósitos de inercia de más de 4000 litros, dada la mejor distribución de carga sobre la superficie de soporte.
- Lugares con dificultades de espacio donde la dimensión limitante es la altura, altillos, golfas, bajos de escaleras, etc.

Los volúmenes estandarizados para estos tipos de acumuladores oscilan entre los modelos pertenecientes a las series domésticas: 150-200-300 y 400 litros, hasta los acumuladores de gran volumen llegando a los 12000 litros en función del fabricante y el material usado.

Se tiene que resaltar que en esta posición del acumulador (Fig.18), el agua no tiene capacidad de estratificarse por temperatura, hecho que comporta, no poder disponer de una capa superior de agua a la temperatura de utilización hasta que todo el depósito este caliente. Esto se tendrá en cuenta a la hora de la selección y conexión con los diferentes sistemas auxiliares.

Este último concepto hace que excepto los casos anunciados, en el resto de instalaciones solares los acumuladores horizontales sean muy poco frecuentes.



Fig. 17.- Acumulador vertical



Fig. 18.- Acumulador horizontal

1.5.1.2.7.3. CLASIFICACIÓN DE LOS ACUMULADORES EN FUNCIÓN DEL MATERIAL DE FABRICACIÓN

Los acumuladores se fabrican principalmente con acero al carbono y acero inoxidable.

A) Acero al carbono

Los depósitos fabricados con acero al carbono y destinados a usos sanitarios están protegidos interiormente con diferentes tipos de recubrimientos para evitar la corrosión a que ven sometidos a la hora de ofrecer una calidad biológica del agua que suministran. Este revestimiento interior puede ser de:

Galvanizado en caliente por inmersión

El galvanizado en caliente por inmersión es el sistema más extendido y económico sobretudo para depósitos con grandes volúmenes de acumulación. El proceso consiste en sumergir el depósito en un baño electrolítico de sales de zinc. Los iones de zinc se depositan en toda la superficie del tanque formando una capa de un espesor calculado para la aplicación en concreto. Este proceso de protección es el mismo que el utilizado en la industria metalúrgica para proteger el acero de la corrosión a causa de los elementos climatológicos adversos.

Los acumuladores con este tratamiento presentan un buen comportamiento a niveles de temperatura de acumulación de 45 a 60°C. A partir de los 70°C la precipitación de sales y el carácter ácido del agua aceleran los procesos de corrosión.

B) Vitrificado de simple o doble capa

El vitrificado consiste en revestir internamente la superficie del depósito con una capa líquida formada por sustancias cerámicas y posteriormente someterlo a temperaturas de alrededor de 800°C dentro de un horno para obtener la cristalización o vitrificación de las mismas.

Este proceso es bastante delicado, de manera que la calidad y propiedades finales del revestimiento dependen de la precisión en el control del esmaltado. No obstante, el vitrificado es uno de los sistemas de protección que mejor resultados da en el margen habitual de temperatura de uso, 55 a 65°C. Siendo 70°C la temperatura límite de utilización por las mismas razones que los galvanizados.

Aún con estas cualidades, las aplicaciones de vitrificado quedan limitadas a volúmenes de acumulación de hasta 700 litros, debido al riesgo de producirse grietas en el esmalte por efecto de las dilataciones del acero sobre el que se deposita el recubrimiento, el coeficiente de dilatación del acero es mucho más elevado que el del esmalte.

c) Resinas epoxy

Los revestimientos con resinas epoxy aparecen en los últimos tiempos como un variante de las anteriores. Estos revestimientos presentan un buen comportamiento y se adaptan bastante bien a volúmenes de acumulación elevados debido a que son más elásticos que los vitrificados. Estos revestimientos han de ser compatibles con la temperatura de trabajo y con la aplicación de un sistema efectivo de protección catódica.

D) Acero inoxidable

El comportamiento anticorrosivo del acero inoxidable está relacionado con los elementos constituyentes de su aleación y del proceso de fabricación del depósito. El acero inoxidable AISI 316 L, con tratamiento pausado y aleación de Cromo-Niquel-Molibde, da buenas prestaciones frente a la corrosión del agua y es el más utilizado para la fabricación de depósitos destinados a ACS.

Además, los constituyentes del acero inoxidable no garantizarán de forma absoluta su inalterabilidad frente a la corrosión. El proceso de fabricación es un paso importante para que el producto tenga las garantías máximas, debido a las altas temperaturas que asumen las soldaduras de las diferentes partes del depósito, estas pueden perder la cualidad anticorrosiva sino quedan sometidas bajo una atmósfera inerte durante la soldadura. Un sistema de protección catódica efectivo para el depósito durante su funcionamiento garantizará una larga vida útil de éste.

Los depósitos de acero inoxidable para la producción de ACS están limitados a los volúmenes de fabricación que hay en el mercado, principalmente por su elevado costo si se compara con los materiales antes mencionados. No obstante, se pueden encontrar fácilmente con volúmenes que oscilan desde los 50-60 litros hasta los 800-1000 litros de capacidad.

1.5.1.2.7.4. AISLAMIENTOS DE LOS ACUMULADORES PARA ACS

El aislamiento térmico del acumulador tiene por objetivo evitar la pérdida de calor dada la diferencia de temperaturas existente entre el agua acumulada, 45 – 60° C y la temperatura ambiente de la sala de máquinas que suelen ser de 10 – 12° C, ya que suele ser un espacio no calefactado: galerías, patios de vecinos, garajes, golfas, etc.

Al igual que pasa con las tuberías el RITE marca unos espesores mínimos de aislamiento para los acumuladores y depósitos de la instalación empleando como estándar un material con conductividad térmica $\lambda_{ref} = 0.040 \text{ W/m.K}$ a 20° C.

Los valores indicados en la norma se expresan en la tabla 11 y varían en función de la superficie exterior del acumulador.

Superficie del acumulador [m ²]	Grosor del aislamiento [mm]
<2	30
≥2	50

Tabla 11. Espesores del aislamiento para aparatos

Estos valores se tienen que incrementar en 10 mm como mínimo en el caso de acumuladores montados en el exterior, tal y como pasa con los equipos compactos.

1.5.1.2.7.5. *TIPOLOGIAS DE LOS ACUMULADORES EN FUNCIÓN DE LA CONFIGURACIÓN DEL SISTEMA DE CALENTAMIENTO*

Uno de los aspectos que permite clasificar a los acumuladores es su relación con la producción de calor del proceso. Así, se pueden establecer dos categorías básicas:

Acumulador de ACS

Depósito para el almacenaje de ACS.

El calentamiento del agua se produce externamente al depósito y éste, se destina únicamente a almacenarla.

Acumulador-productor de ACS

Depósito para la producción y almacenaje de ACS. La acumulación y el sobre calentamiento del agua se produce en el mismo depósito mediante el intercambiador de calor que lleva incorporado.

Esta última categoría nos lleva a una nueva clasificación de los acumuladores productores en función del tipo de intercambiador incorporado.

4.5.6. Acumuladores – productores de agua caliente sanitaria

Acumuladores-productores de ACS con intercambiador de doble pared.

Este tipo de depósito está formado por dos circuitos independientes donde los diferentes fluidos circulan sin mezclarse. El circuito primario, o circuito de calentamiento, lo forma una camisa por donde circula el fluido termóforo procedente del generador de calor (captadores solares térmicos, caldera de gas o caldera de gas-oil). Una de las paredes de esta cámara forma a la vez el circuito secundario, o circuito de ACS, donde se acumula el agua para el consumo sanitario.

Esta cámara de doble pared es el intercambiador de calor, comunalmente conocida como “doble pared” o “doble envolvente”. Un símil del proceso de calentamiento de este acumulador-productores sería el “baño María”.

Esta tipología de acumulador es el más adecuado para instalaciones solares de producción de ACS doméstica donde el volumen de acumulación es inferior a 500 litros.

Acumulador-productor de ACS con intercambiador interno de serpentín.

En este tipo de acumulador (Fig. 20) el intercambiador está formado por un tubo, del mismo material que el depósito, curvado en espiral o serpentín. El proceso de funcionamiento es el mismo que el descrito en el apartado anterior, es decir, el fluido del circuito primario calienta el fluido del circuito secundario sin ninguna mezcla entre ellos.

Esta tipología de acumulador son montados habitualmente como acumuladores de apoyo a la instalación solar con calentamiento por caldera de combustible fósil de hasta 1.000 litros.

Acumulador-productor de ACS con intercambiador interno de doble serpentín.

La diferencia entre este tipo de depósito (Fig. 19) y el anterior (Fig. 20) es la existencia de un segundo intercambiador de serpentín en el mismo depósito. Esta tipología de configuración interna del depósito permite su utilización con dos fuentes energéticas de calentamiento: captadores solares térmicos y generador de calor convencional (caldera de gas-oil, recuperador de calor de chimenea, etc).

Se avanza en este punto una aclaración sobre el orden de conexiones de las dos fuentes energéticas para este tipo de depósito:

- La fuente energética solar se conectará al serpentín interior, con más superficie de intercambio.
- La fuente energética convencional, se conectará al serpentín superior, con menos superficie de intercambio.

La integración de dos fuentes energéticas en un mismo depósito productor beneficia la facilidad de montaje y resulta más económico.

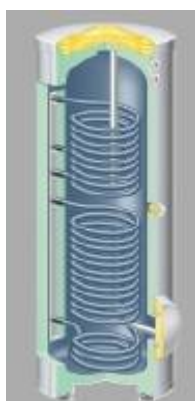


Fig.19.- Acumulador-productor de ACS con intercambiador interno de doble serpentín.



Fig.20.- Acumulador-productor de ACS con intercambiador interno de serpentín

1.5.1.2.7.6. UBICACIÓN EN LA INSTALACIÓN

En general, los depósitos se ubicarán en espacios protegidos del exterior y adecuados a su utilización. En los equipos solares de termosifón, el depósito tendrá que estar convenientemente protegido para mantener estables las propiedades de los materiales, aislamiento y envolvente.

En depósitos ubicados en salas de máquinas, esta tendrá que estar equipada con las correspondientes bocas de desguace y disponer de espacio suficiente por tal de favorecer los trabajos de mantenimiento y limpieza de los acumuladores.

1.5.1.2.8. Intercambiador de calor

1.5.1.2.8.1. DESCRIPCIÓN GENERAL

El intercambiador de calor es el elemento de la instalación encargado de transferir el calor generado a los captadores solares al agua del depósito mediante el movimiento forzado del fluido termoforo sin que haya mezcla de los dos fluidos, es decir, con separación física del fluido que circula por el circuito primario solar del fluido de uso al circuito secundario o de consumo.

Las ventajas que presenta una configuración de circuito independiente, primario y secundario, son:

- El circuito primario trabaja a la presión adecuada para los captadores, sin fluctuaciones importantes.
- El fluido empleado en el circuito primario es un líquido térmico con anticongelante y agentes inhibidores por tal de proteger los captadores de posibles heladas y de calcificación.
- La circulación del circuito primario puede ser regulada con criterios de optimización energética.

1.5.1.2.8.2. TIPO DE INTERCAMBIADOR LÍQUIDO-LÍQUIDO

Existen diversas posibilidades a la hora de hacer una clasificación de los intercambiadores de calor, una de ellas es en la función del tipo de fluidos de trabajo empleados:

- Líquido-líquido: Sería el caso de un serpentín en el interior de un acumulador.
- Líquido-gas: Sería el caso de un radiador de calefacción.
- Gas-gas: Sería el caso de un recuperador de calor para un sistema de calefacción por aire.

De las tipologías enumeradas, la más empleada en los sistemas de aprovechamiento de la energía solar térmica son los “intercambiadores líquido-líquido”. El líquido termóforo que habitualmente es agua más aditivos, circula por el primario y el agua de consumo circula por el secundario.

Estos intercambiadores pueden encontrarse dentro o fuera del acumulador dependiendo de la complejidad de la instalación. En función de esta ubicación establecemos dos categorías:

1. Intercambiador incorporados en el acumulador

En instalaciones pequeñas es aconsejable utilizar intercambiadores situados dentro del acumulador (serpentín o doble pared) ya que son más económicos. Esta tipología de intercambiador es la más utilizada en las instalaciones solares tanto en sistemas de termosifón como en sistemas forzados con capacidad hasta 500 o 1.500 litros.

En el apartado de las tipologías de los acumuladores-productores, se describieron los dos tipos más comunes de intercambiador incorporados al depósito: doble pared y serpentín. En la tabla 12 se ofrece un resumen de las características comparativas entre estas tipologías.

Los materiales de fabricación de este tipo de intercambiador son el acero inoxidable, acero vitrificado, acero galvanizado y el cobre, siendo los de más amplia utilización los dos primeros.

El intercambiador tipo serpentín, todo y tener menos superficie, al estar sumergido en el fluido del secundario permite tener mejor rendimiento que el de doble pared.

<i>Doble pared</i>	Habitual en acumuladores con capacidad de hasta 700 litros Gran superficie de intercambio Baja pérdida de carga Rendimiento de intercambio más bajo que los tipo serpentín y placas Acumuladores con coste bajo Equipos bastante estandarizados en el mercado
<i>Serpentín</i>	Empleado en acumuladores con capacidad de hasta 1.500 litros Baja superficie de intercambio Pérdida de carga mediana Rendimiento de intercambiador medio Acumulador de coste mediano Equipos bastante estandarizados en el mercado

Tabla 12.- Características de los intercambiadores incorporados en los acumuladores.

2. Intercambiador no incorporados al acumulador

En las instalaciones con depósitos superiores a los 1.500 litros se tendrán que utilizar intercambiadores externos al acumulador ya que, por un lado, permiten obtener la potencia necesaria sin limitaciones y, por el otro, los fabricantes suministran estos acumuladores sin intercambiador incorporado.

Los intercambiadores no incorporados al depósito se clasifican en dos tipos:

- de fajo de tubos
- de placas

Los intercambiadores de fajo de tubos fueron los primeros en utilizarse en la industria desde hace décadas. Actualmente los intercambiadores de placas los han sustituido casi por completo por sus mejores prestaciones.

Placas	Elemento externo del depósito. Superficie de intercambio muy elevado con dimensiones exteriores reducidas. Pérdidas de carga grandes Alto rendimiento de intercambio. Requiere dos bombas, hecho que incrementa el coste del conjunto. Elemento estandarizado en el mercado.
--------	---

Tabla 13.- Características de los intercambiadores externos a los acumuladores

En la figura 21, el elemento de intercambio esta constituido por un paquete de placas metálicas, generalmente de acero inoxidable con grosores entre 0,4 y 3 mm estampadas con un gravado específico para que el fluido circule a gran velocidad provocando turbulencias y aumente el coeficiente de transferencia de calor.



Fig. 21.-Intercambiador de placas

Este paquete se le da rigidez mediante dos placas (bastidores) fijados con pernos de compresión con las correspondientes conexiones hidráulicas para los dos circuitos de trabajo.

1.5.1.2.8.3. CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE LOS INTERCAMBIADORES

Generalmente, los intercambiadores de calor están diseñados para condiciones de funcionamiento diferentes a las que normalmente trabaja una instalación solar térmica.

En sistemas de producción de ACS con caldera de gas doméstica de 20 kW, un intercambiador de placas se diseña a partir de unos parámetros de funcionamiento: T_{ep} , T_{sp} , C_p , T_{es} , T_{ss} y C_s .

Tabla 14.- Datos de diseño de un intercambiador de placas en sistemas convencionales de producción de ACS doméstica con caldera de gas

Circuito primario		Circuito secundario
$T_{ep} = 80^{\circ}\text{C}$	Potencia de	$T_{es} = 10^{\circ}\text{C}$
$T_{sp} = 60^{\circ}\text{C}$	20kW	$T_{ss} = 45^{\circ}\text{C}$
$C_p = 860\text{ l/h}$		$C_s = 491\text{ l/h}$

T_{ep} : Temperatura de entrada en el circuito primario
 T_{sp} : Temperatura de salida del circuito primario
 C_p : Caudal de circulación en el circuito primario
 T_{es} : Temperatura de entrada en el circuito secundario
 T_{ss} : Temperatura de salida del circuito secundario
 C_s : Caudal de circulación en el circuito secundario

En las instalaciones solares térmicas los parámetros de funcionamiento son diferentes a los utilizados en sistemas convencionales, por la cual cosa el intercambiador se tendrá que calcular con los parámetros correspondientes al sistema solar. Esto implica que los saltos térmicos serán mas bajos y las temperaturas de operación en circuito primario mas bajas que en un sistema con caldera.

En la tabla 15 se muestran las condiciones típicas de diseño del intercambiador para sistemas solares térmicos de producción de ACS doméstica. El fabricante del intercambiador tendrá que proponer o seleccionar el modelo más adaptado a estas condiciones.

Circuito primario		Circuito secundario
$T_{ep} = 50^{\circ}\text{C}$	Potencia de intercambio	$T_{es} = 40^{\circ}\text{C}$
$T_{sp} = 41^{\circ}\text{C}$	según caudal definido	$T_{ss} = 45^{\circ}\text{C}$
$C_p = \text{l/h}$ según el campo de captadores		$C_s = \text{s/ fabricante}$

Tabla 15.- Datos de diseño de un intercambiador de placas en sistemas solares térmicos de producción de ACS

Los datos del circuito primario solar dependen de la superficie de captador y del salto térmico que puede lograr manteniendo un rendimiento óptimo. En cuanto al circuito secundario podemos lograr saltos térmicos parecidos o más pequeños que el primario y nunca imponer las mismas condiciones que en un funcionamiento convencional con caldera donde hace falta calentar agua de la red, aproximadamente de media anual 10°C , hasta la temperatura de consumo de forma instantánea, 45°C .

Las características mínimas de diseño que tiene que cumplir el intercambiador para un sistema solar térmico son:

- Salto térmico máximo de diseño de 15°C en la máxima potencia de captación.
- Presión de trabajo mínima: la de las válvulas de seguridad.
- Temperatura de trabajo de 100°C .
- Materiales compatibles con fluidos de trabajo y tuberías del circuito primario y secundario.

Por lo tanto, a la hora de definir completamente los intercambiadores a utilizar en un proyecto hará falta que el proyectista o fabricante del equipo determine correctamente el tipo de intercambiador así como las siguientes especificaciones mínimas:

- Presión máxima que puede soportar.
- Caudal y pérdida de carga en el circuito primario.
- Caudal y pérdida de carga en el circuito secundario.
- Potencia de intercambio para las condiciones nominales de funcionamiento de la instalación.
- Salto térmico al primario para las condiciones nominales de diseño.
- Salto térmico al secundario para las condiciones nominales de diseño.

1.5.1.2.8.4. SELECCIÓN DEL ACUMULADOR-INTERCAMBIADOR

Para el cálculo de la instalación se ha escogido un acumulador vertical con intercambiador de serpentín fijo de la casa DUNPHY Modelo BM200 (Fig. 22)

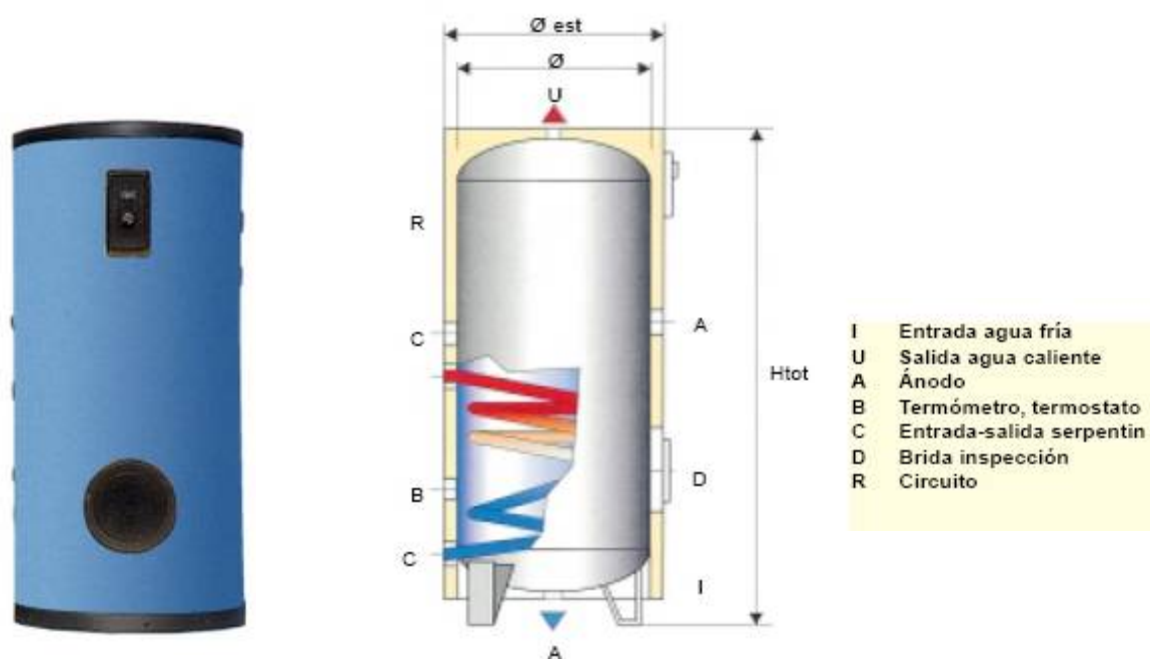


Fig.22.- Acumulador DUNPHY BM200

Acumulador de acero esmaltado con tratamiento Ecoglass a 850°C doble capa.
Todos los modelos disponen de boca de inspección y aislamiento de 65 mm de poliuretano.
Hasta 1.000 litros de capacidad, acabado interno esmaltado.

1.5.1.2.9. Vaso de expansión

1.5.1.2.9.1. DESCRIPCIÓN GENERAL

El vaso de expansión es uno de los elementos que aseguran el correcto funcionamiento de la instalación. Es básicamente un depósito que contrarresta las variaciones de volumen y presión que se producen en un circuito cerrado cuando el fluido aumenta o disminuye de temperatura.

Cuando el fluido circulante por el circuito cerrado aumenta de temperatura se dilata, aumenta de volumen y llena el vaso de expansión. Cuando la temperatura desciende el fluido se contrae saliendo del vaso de expansión para volver a circuito.

La capacidad necesaria del vaso de expansión depende de la capacidad total del circuito, de la temperatura del agua y de la presión a la que se trabaja. Esta capacidad varía en función del tipo de vaso empleado.

1.5.1.2.9.2. TIPOLOGIAS DE VASOS DE EXPANSIÓN

Existen dos tipologías básicas de vasos de expansión en el mercado:

Vasos de expansión abierto: Estos vasos consisten en un depósito de plancha de acero galvanizado abierto que trabaja a la presión atmosférica. Actualmente, este tipo se utiliza muy poco debido a los inconvenientes que presenta, pérdidas de fluido por derrame y pérdidas de calor. Por normativa, la utilización de estos elementos esta limitada a instalaciones de potencia térmica inferior a 70 kW.

Vaso de expansión cerrado: Es un pequeño depósito estanco, normalmente de acero. En su interior contiene una membrana que lo divide en dos partes, una que esta conectada hidráulicamente al circuito cerrado de la instalación y la otra que contiene un gas, normalmente nitrógeno. Este sistema permite que, en las dilataciones del fluido del circuito, la membrana se deforme comprimiendo el gas y permitiendo que se mantenga constante la presión del circuito cerrado y, por lo tanto, no se malmetan las tuberías ni los elementos de la instalación.

Cuando el fluido se enfría, el gas vuelve al volumen inicial empujando el fluido fuera del vaso para volver a ocupar las tuberías del circuito.

Las ventajas de esta configuración respecto al vaso de expansión abierto son básicamente:

- Evita las pérdidas por evaporación del fluido del circuito.
- Evita los riesgos de corrosión de las tuberías por contacto con el oxígeno atmosférico.
- No es necesario aislarlos.
- Fácil montaje. No es necesario que estén en la parte más alta de la instalación.
- El menor coste debido a la fabricación en grandes series y el material más económico empleado.

1.5.1.2.9.3. UBICACIÓN DENTRO DEL SISTEMA

El vaso de expansión abierto al funcionar por vasos comunicados se tiene que colocar en la parte más alta de todo el circuito.

El vaso de expansión cerrado se puede situar en la parte de la instalación que sea más fácil, ya sea por falta de espacio o por accesibilidad. De todas maneras hay dos aspectos a tener en cuenta:

- Es aconsejable poner el vaso de expansión en la zona de aspiración de la bomba para evitar depresiones en el sí del circuito.
- En una instalación con mucha diferencia de cota entre captadores y sala de máquinas es mejor que el vaso de expansión se sitúe en la parte más alta del circuito evitando que tenga que soportar presiones elevadas que obliguen a sobredimensionar el vaso.

1.5.1.2.9.4. SELECCIÓN DEL VASO DE EXPANSIÓN

El vaso de expansión cerrado seleccionado para la instalación (fig.23) es de la casa Ibersolar de 5 l de capacidad, con membrana resistente al glycol y a altas temperaturas. Las temperaturas óptimas de trabajo son de 0-90 °C.



Fig. 23.- Vaso expansión cerrado IBERSOLAR

1.5.1.2.10. Termostato diferencial

1.5.1.2.10.1. DESCRIPCIÓN GENERAL

En las instalaciones forzadas el elemento encargado de transportar la energía térmica producida en los captadores hacia el acumulador es la bomba de impulsión o circulador. Ahora bien, la bomba necesita de un elemento de control que le de la orden de puesta en marcha cuando haya energía suficiente en los captadores para que se pueda almacenar en el depósito y el orden de parada al circulador cuando el depósito llegue a la temperatura programada o no tenga radiación solar suficiente para continuar calentando el sistema.

Este elemento de control se llama “Termostato Diferencial”, de ahora en adelante T D. A menudo el sistema es más complejo ya que puede llegar a controlar diferente utilizaciones y/o usuarios, activar sistemas de apoyo, adquirir datos, etc., entonces lo llamaremos Control Solar.

1.5.1.2.10.2. PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO

El principio de funcionamiento del TD se basa en comparar dos medidas de temperatura, con la ayuda de dos sondas situadas, una en la salida de captadores y la otra en la parte baja del depósito, en el circuito de ACS o de la red. Estas medidas se comparan en el TD y cuando su diferencia es igual o superior a un valor prefijado por el instalador el aparato da orden de puesta en marcha a la bomba. La parada de la bomba se producirá cuando la diferencia de temperaturas medidas se sitúe con un valor igual o menor que el prefijado al aparato para la parada.

Hay que tener en cuenta que a efectos de evitar continuas conmutaciones, los termostatos diferenciales presentan un ciclo de histéresis, similar al de los termostatos de ambiente utilizados en calefacción. Si tenemos prefijada la puesta en marcha cuando la diferencia de temperaturas sea de 6 °C determinaremos que la altura de la misma no se produzca hasta que la diferencia sea 2 o 3° C.

En la tabla 16 se ofrecen los valores más usuales aplicados al TD para el control de la maniobra “marcha-paro” del circuito primario de un sistema solar simple de producción de ACS.

ORDEN	$\Delta t (^{\circ} \text{C})$
MARCHA	$\geq 6^{\circ} \text{C}$
PARO	$\leq 2,5^{\circ} \text{C}$

Tabla 16.- Valores de ajuste de los termostatos diferenciales.

Todo y que estos valores son los más usuales en el ciclo de funcionamiento de la instalación, el instalador los podrá variar según convenga ya que el aparato dispone de esta opción de manipulación.

Otra modalidad de funcionamiento que a menudo tienen incorporados algunos TD, es la “Función Antihielo”, que permite evitar los problemas de heladas de los captadores cuando la temperatura ambiente llega a valores de riesgo. Cuando la sonda de captadores detecta esta temperatura de riesgo envía señal al TD y este pone en marcha la bomba para que haga circular el agua del depósito solar y caliente los captadores evitando la congelación y rotura de la parrilla de tubos del absorbedor.

Al igual que las funciones paro-marcha, el valor de activación de la función antihelada se puede prefijar al valor que se ajuste a las condiciones de congelación del fluido termóforo empleado. Hay que tener en cuenta que la circulación del fluido por los captadores a temperaturas bajas produce grandes pérdidas de energía y que por lo tanto es importante ajustar bien esta función.

1.5.1.2.10.3. CONFIGURACIÓN INTERNA DEL TD

Los termostatos diferenciales, como elementos de maniobra que son, constan de dos circuitos diferenciados:

- El circuito electrónico de medida y control.
- El circuito eléctrico de potencia.

El *circuito electrónico de control* es el encargado de procesar los datos de las sondas, contrastarlas y decidir el tipo de orden en función de los parámetros prefijados. Esta orden será ejecutada por el *circuito eléctrico de potencia*, que esta formado generalmente por un pequeño relé de 10A monofásico, que pide la bomba.

En relación a las potencias de bomba que puede pedir un TD en el circuito de potencia, se tiene decir que, todo y que suelen estar equipadas con un relé de 10A, es aconsejable utilizar esta salida para alimentar la bobina de un contactor y que sea éste el encargado de pedir a la bomba cuando esta supere los rangos de 600-800W. Así evitaremos el calentamiento y avería del circuito de potencia del aparato.

La alimentación de los TD se hace, generalmente, a un voltaje de 200 Vca monofásico y una frecuencia de 50Hz. El cuadro eléctrico irá complementado con un interruptor magnetotérmico adecuada a la potencia de la línea y todo el conjunto estará protegido por una caja con grado de protección IP 54.

Generalmente el cuadro eléctrico irá colocado dentro de la sala de acumuladores o sala de máquinas de la instalación. Si por cualquier circunstancia, se tuviera que colocar en el exterior, el grado de protección sería IP-65, siempre respetando las correspondientes normativas.

1.5.1.2.10.4. UBICACIÓN DE LAS SONDAS DE TEMPERATURA

La ubicación de las sondas de temperatura en la instalación es un tema clave:

Sonda de colectores. Es la encargada de tomar medida de la temperatura del agua en la salida del captador o batería de captadores. Esta medida es enviada al TD.

Para conseguir que la medida de temperatura sea fiable en el tiempo, es importante que la sonda esté ubicada dentro del tubo de salida del captador (inmersión). Esto se realiza mediante la colocación de una vaina con el correspondiente accesorio roscado que permita esta ubicación tal como muestra la figura 34.

Como las sondas son resistencias variables con la temperatura, tipo PTC o NTC, es importante tener en cuenta la distancia que hay desde el punto de colocación de las sondas hasta al TD. El valor medido por el TD será correcto cuando se descuenta el valor resistivo del cable de conexión.

La mayoría de los equipos tienen la opción de hacer esta corrección a partir de un menú de programación del instalador. En el caso contrario, el fabricante del equipo asesorará sobre la forma más adecuada de corregir la variación de la lectura provocada por la excesiva longitud del cable hasta el aparato.

Sonda del depósito. Esta sonda tiene las mismas características que la sonda de captadores, de hecho son dos sondas iguales, y se aplicarán los mismos criterios de montaje que los captadores (corrección de la lectura en función de la distancia, forma de colocación, etc.).

El lugar de ubicación de esta sonda será en el circuito primario, en la salida del intercambiador o bien, en el circuito secundario (ACS) en la parte baja del depósito. Se tiene que tener en cuenta que, si ubicamos la sonda en la parte media del depósito o en la parte superior de este, corremos el riesgo de que el termostato diferencial pare la bomba antes de que todo el depósito se haya calentado, perdiendo eficiencia el sistema.

1.5.1.2.10.5. SELECCIÓN DEL TERMOSTATO DIFERENCIAL

El regulador diferencial escogido es de la casa comercial DUNPHY modelo Sistema Legiotronic AL3 con función antilegionela, (Fig. 24) el cual tiene las siguientes características:

El AL3 es un termostato controlado por microprocesador con 3 salidas para sensores Pt1000 y 3 salidas de relés. El termostato es capaz de llevar a cabo diferentes variantes para el calentamiento del acumulador con desinfección térmica y control de la bomba de circulación. Gracias a una pantalla de texto de 16 dígitos y 3 botones es posible manejar los menús y controlar las funciones en diferentes idiomas.

El AL3 regula el calentamiento del acumulador en función de los parámetros de tiempo y temperatura y con una función termostática doble, de forma que, según la temperatura del agua requerida, se pueden utilizar dos fuentes de energía diferentes.

De forma opcional, el AL3 también puede asumir la activación de las bombas de circulación. Además, el AL3 ofrece la posibilidad de llevar a cabo una desinfección térmica del acumulador y de los sistemas de tuberías cerrados.



Fig. 24.- Termostato diferencial AL3 de la casa DUNPHY

1.5.1.2.11. Contadores de energía

1.5.1.2.11.1. DESCRIPCIÓN GENERAL

Cuando se diseña una instalación de energía solar térmica, el técnico se basa en los datos de consumo de ACS dadas por el usuario y en la radiación solar del emplazamiento.

La medida del consumo energético es de suma importancia a la hora de comparar el funcionamiento de las instalaciones ejecutadas con las previsiones de diseño. Estos valores se obtienen con un aparato llamado “contador de calorías”.

El elemento esta formado por un contador volumétrico o caudalímetro de agua caliente equipado con un emisor de impulsos, dos sondas de temperatura y una unidad de adquisición y procesamiento de datos.

El contador volumétrico se encarga de medir el volumen de agua que circula por la cañería y le envía esta información al procesador. De la misma forma funcionan las dos sondas de temperatura, situadas una en la línea de agua caliente y la otra en la fría. El procesador calcula, a partir de estos datos la energía y la presenta en pantalla, generalmente expresada en kWh.

A continuación se expresa el cálculo que realizan los medidores para evaluar el consumo:

$$Q = V \delta Ce \Delta t \text{ [Kcal]} \quad (9)$$

Donde:	Q	es la cantidad de calor necesaria expresada en Kcal.
	V	es el volumen diario de consumo expresado en litros.
	δ	es la densidad del agua (1kg/l como valor de referencia).
	Ce	es el calor específico del agua (1kcal/kg° C)
	Δt	es el incremento de temperatura expresado en ° C.

La conexión del aparato depende del tipo de circuito hidráulico que se quiera medir, pero, como criterio básico, una de las sondas irá montada a la cañería por donde circula el fluido mas frío y la otra sonda se colocará en la tubería por donde circula el fluido mas caliente.

Es recomendable colocar un filtro en la boca de la alimentación del contador por tal de protegerlo de la erosión por partículas en suspensión al fluido, sobretodo si esta colocado en la línea de agua de red.

Otra versión del mismo equipo es la configuración mural, que permite colocar el procesador separado del contador, por ejemplo podemos fijar el procesador en la pared o incorporarlo en un armario de instrumental en un lugar accesible para su lectura a la vez que el contador puede estar ubicado en un sitio inaccesible.

1.5.1.2.11.2. UBICACIÓN EN LA INSTALACIÓN

La posición del contador de energía aportada por la instalación solar presenta dos opciones o posibilidades:

Opción A. Colocación del equipo al circuito primario de la instalación solar.

El equipo montado en el circuito primario mide la energía térmica aportada por los contadores solares sin tener en cuenta si hay o no consumo de ACS. Esta opción permite medir con mas exactitud la producción solar, todo y que una parte de esta energía no llegará a ser consumida debido a las pérdidas térmicas de tuberías, acumulador i/o circuito secundario.

Opción B. Colocación del equipo al circuito secundario o de consumo de ACS.

El equipo montado en el circuito secundario evalúa la energía solar consumida a partir de la acumulación en el depósito solar. Esta opción permite medir la energía realmente aportada al usuario, pero tiene la limitación de que solo es válida en circuitos con energía de soporte externa al acumulador solar.

Para evaluar el rendimiento energético de una instalación solar completa, con un sistema auxiliar convencional incluido, se tendría que realizar medidas en el circuito solar, primario o secundario y medir a la vez la energía total consumida por los dos circuitos. Esto nos permitirá comprobar las aportaciones solares versus las estimaciones de cálculo y ajustar el método de diseño utilizado.

Sin un equipo mínimo de medida no se puede saber si la instalación da los resultados esperados y/o garantizados pero, este puede representar un coste significativo en el presupuesto total de la instalación. Esto hace que para instalaciones pequeñas no sea habitual su colaboración,

Ahora bien, según el tipo de instalación se puede sustituir el contador energético por un simple contador de agua fría colocado en la línea de alimentación con un coste razonable.

En este caso, todo y que no se puede realizar una medida exacta de la aportación energética de la instalación, el hecho de obtener unos datos reales del consumo de agua nos permitiría calcular la aportación de la instalación solar y su rendimiento estacional a partir de una temperatura de referencia y de los valores de volúmenes medidos.

Esta opción puede ser la más adecuada para pequeñas instalaciones donde el coste económico de un equipo calorimétrico puede representar hasta el 15-18% del coste total, en comparación con el 2% de un simple contador de agua fría.

La instalación de la vivienda unifamiliar objeto de este proyecto no dispondrá de contador de energía, ya que es una instalación pequeña y repercute en exceso en el presupuesto de la instalación.

1.5.1.2.12. Válvulas básicas y accesorios

Generalmente, una instalación solar térmica los únicos elementos que la diferencian del resto de instalaciones generadoras de calor son el captador solar térmico y el termostato diferencial, el resto de elementos son componentes estándares del mercado, siendo las válvulas utilizadas un componente más.

Las válvulas convencionales más utilizadas como grifos de corte de tipo “esfera”, válvulas antirretorno del tipo “clapeta” y “york”, purgadores, separadores de aire, válvulas de seguridad, etc. Haremos una descripción breve de cada uno de estos elementos y su aplicación en los circuitos de producción solar.

Estas válvulas tienen la función de aislar cualquier elemento del resto de la instalación para poder arreglarlo o cambiarlo por otro nuevo sin necesidad de vaciar todo el circuito, por ejemplo la bomba, el intercambiador de calor, etc... también se utilizan para cortar el suministro de agua en la instalación.

1.5.1.2.12.1. VÁLVULAS DE AISLAMIENTO O DE CORTE DE LA INSTALACIÓN

El tipo más representativo de estas válvulas es el llamado “de esfera” que recibe su nombre la forma esférica del elemento que obstruye de paso del agua tiene forma esférica, tal y como se ve en la figura 25. Estas válvulas se fabrican para una amplia variedad de medidas y principalmente su unión a la tubería o a otro elemento se realiza con rosca.



Fig.25.- Válvula de esfera

Habitualmente se utilizan válvulas de esfera para aislar cada batería de captadores solares, colocando una válvula a la alimentación y otra en la cañería de retorno de los captadores. La bomba de circulación llevará dos válvulas de corte, una en cada boca de la bomba. El depósito acumulador llevará válvulas de corte en cada una de las bocas de conexión de tuberías tanto en el circuito primario (intercambiador) como en el secundario (consumos), y en general, en cualquier elemento de los dos circuitos susceptible de cambio por averías.

1.5.1.2.12.2. VALVULA ANTI RETORNO

Esta válvula se utiliza para evitar recirculaciones inversas y provocar el enfriamiento del depósito por la noche. De hecho, esta válvula deja circular el fluido en un único sentido; si por cualquier circunstancia el fluido intenta circular en sentido contrario, la válvula se cierra impidiendo la circulación.

El tipo más común de válvula de retención es la de “compuerta batiente” todo y que el tipo “YORK” también es muy extensa. Las dimensiones de la rosca de conexión oscilan desde 3/8” hasta a 4” en todos los modelos.

La válvula de clapeta tiene una posición concreta de colocación para que la clapeta actúe de forma correcta, en cambio, la válvula tipo YORK puede colocarse en cualquier posición siempre respetando en las dos el sentido de circulación del fluido.

1.5.1.2.12.3. PURGADOR

Este elemento se utiliza para evacuar el aire existente en la red de tuberías de los circuitos cerrados tanto de calefacción como de refrigeración. Es importante la eliminación del aire del interior de tuberías cuando estas pertenecen a circuitos cerrados. Si no se realiza de forma correcta, el aire provoca un tapón en la tubería y evita la circulación libre del fluido, entonces, el calor no se transmite desde el generador hasta la unidad terminal. Esto es aplicable igualmente en las instalaciones solares térmicas y en particular, a las baterías de captadores solares.

En purgador mas utilizado en las instalaciones térmicas es del tipo “automático de flotador” (Fig. 26), el cuerpo esta fabricado de latón estampado y el flotador en plástico resistente a la temperatura. Dispone de una conexión roscada para adaptarlo a la tubería o elemento específico y una pequeña boca de descarga del aire equipada con un tapón roscado.



Fig.26.- Purgador

Es importante conocer los parámetros máximos de funcionamiento del purgador como son la temperatura y la presión máxima de trabajo por tal de no sobrepasarlo y deteriorarlo. Recordaremos que las temperaturas que pueden lograr los colectores solares en condiciones de buena radiación y con fluido parado pueden ser de 110 a 140° C y de forma puntual aún superiores, dependiendo del tipo de colector y esto comporta que el purgador se pueda ver sometido a estas temperaturas.

1.5.1.2.12.4. SEPARADOR DE AIRE

Este elemento no es muy común en las instalaciones solares todo y que su coste es bajo y su funcionamiento lo hacen recomendable. Su función es la de provocar la separación del aire disuelto en el agua y la posterior eliminación de este por el purgador que lleva incorporado. El material de fabricación es, generalmente, hierro fundido y el acoplamiento roscado oscila desde $\frac{3}{4}$ " hasta a 3".

1.5.1.2.12.5. VALVULAS DE SEGURIDAD

La válvula de seguridad es un elemento importante en la instalación solar térmica y, en general, en cualquier instalación de generación de calor o frío.

En consecuencia, será aconsejable que la válvula disponga de un manómetro incorporado por tal de controlar la presión de trabajo del primario solar a la vez que observar las fluctuaciones y la posibilidad de que este quede vacío. Un concepto importante en la hora de ubicar la válvula, es que no tiene que haber ningún dispositivo de corte entre este y el elemento a proteger.

Las instalaciones solares térmicas dispondrán de una válvula de seguridad tarada a la presión de 3 bares en el circuito primario solar y otra válvula tarada de 6 bares en el circuito secundario.

Las válvulas de seguridad tienen que llevar, entre la boca de descarga y el tubo de conexión al desagüe, un elemento que permita verificar visualmente su correcto funcionamiento durante el proceso de puesta en marcha y posterior mantenimiento de la instalación, este elemento es un embudo de latón preparado al efecto.

Para entender mejor el funcionamiento de la válvula de seguridad hará falta definir unos cuantos conceptos básicos:

<i>Presión de timbre:</i>	Presión máxima a la cual un aparato se ha sometido por el fabricante bajo las condiciones predeterminadas del ensayo.
<i>Presión de servicio:</i>	Presión a la que trabaja un aparato o una instalación en condiciones normales de funcionamiento.
<i>Presión de precinto o tarado:</i>	Presión a la cual la válvula de seguridad se dispara. En ningún caso será superior a la del timbre de los aparatos colocados en el circuito.

<i>Sobrepresión:</i>	Incremento de presión que se produce por encima de la presión de tarado, con la válvula completamente abierta.
<i>Presión del cierre:</i>	Presión a la cual se cierra la válvula una vez desaparecida la causa que provocó su apertura.
<i>Escape:</i>	Diferencia entre la presión del tarado y la de cierre.

1.5.1.2.13. Fluido termóforo

El fluido termóforo es aquel que circula por los conductos del captador transfiriendo la energía térmica recibida en su paso por los colectores a otra parte del sistema, generalmente en el acumulador.

- Cuando el sistema está abierto, el agua que circula por los colectores es la misma agua de consumo. Los circuitos abiertos se utilizan muy poco.
- En la mayoría de casos se utilizan circuitos cerrados donde el fluido termóforo es una mezcla de agua con algún otro líquido que actúa como anticongelante. En este caso, el agua que circula por los colectores no es la misma que se utiliza para el uso doméstico.

Entonces, el fluido termóforo puede ser de cuatro tipos diferentes:

- 1.- Agua natural.
- 2.- Agua con anticongelante.
- 3.- Derivados del petróleo o líquidos orgánicos sintéticos.
- 4.- Aceites de silicona.

1.5.1.2.13.1. AGUA NATURAL

En este caso, el agua que circula por los captadores es la misma que se utiliza para el uso doméstico, sin ningún componente químico agregado. Entonces hace falta asegurarse de que todos los conductos soportan el efecto corrosivo del agua calentada. También hará falta que los materiales empleados estén permitidos por la legislación actual para la conducción del agua potable. Hay algunas legislaciones locales y manuales de referencia, que prohíben y/o desaconsejan este tipo de configuración.

1.5.1.2.13.2. AGUA CON ANTICONGELANTE

La opción más generalizada es la utilización de agua con aditivos anticongelantes, generalmente alcoholes como el etilenglicol y el propilenglicol, como fluidos termóforos en los circuitos cerrados o primarios de las instalaciones solares.

Cuando se le añaden otros componentes al agua hace falta ir con cuidado porque las propiedades físicas y químicas de la mezcla varía, por ejemplo, pueden hacer aumentar las pérdidas de carga del circuito y por lo tanto modificar las condiciones de funcionamiento de la instalación.

Principalmente se tiene que tener en cuenta las siguientes propiedades de la mezcla agua-anticongelante:

1. Toxicidad: Algunos anticongelantes son tóxicos, por lo tanto, se tendrá que evitar siempre la mezcla de ésta con agua de consumo. Esto se puede conseguir sometiendo el circuito primario (el de los colectores), a una presión menor que el del circuito secundario. Así, si se produce una fuga de gas de los conductos será el fluido del secundario el que vaya hacia el primario y no al revés.
2. Viscosidad: Si aumenta la viscosidad de la mezcla, aumentan las pérdidas de carga del circuito.
3. Dilatación: La dilatación también aumenta por lo tanto, se tiene que tener en cuenta al dimensionar el vaso de expansión.

4. Estabilidad y durabilidad en el tiempo.

5. Calor específico: Generalmente es inferior al del agua pura, hecho a tener en cuenta al calcular el caudal y en dimensionar, por ejemplo, los conductos.

6. Temperatura de ebullición: aumenta la temperatura de ebullición que es un aspecto favorable para la instalación en épocas de fuerte radiación y bajo consumo.

El líquido anticongelante escogido para la instalación de captadores solares es SOLARFLUID de la casa Basicbathsolar. (Fig. 27)



Fig. 27.-Líquido anticongelante

CARACTERÍSTICAS SOLARFLUID -18:

- Concentración propilenglicol en la solución 37 %.
- Punto de ebullición entre +127°C.
- Punto de congelación a -18°C.
- Totalmente biodegradable.
- Evita los depositos de barro en el circuito refrigerante.
- Líquido de detección de fugas.
- Disponible en color azul.
- Disponible en formatos de 5L, 25L, 200L y 1000L.

El líquido anticongelante escogido para la instalación de captadores solares es SOLARFLUID de la casa Basicbathsolar.

1.5.1.2.13.3. ACEITES DE SILICONA

Son productores de gran calidad y bastante estables. A la vez, no son tóxicos ni inflamables. Son, de momento, económicamente no accesibles ni compatibles con los fluidos orgánicos.

Estos fluidos se utilizan en instalaciones térmicas de media y alta temperatura.

1.5.1.3. Tipologías de conexión de los colectores

Se hará una descripción de los elementos básicos que forman parte de una instalación solar térmica. Estos elementos se pueden agrupar en los sectores o subsistemas siguientes:

Campo de captación solar.

Acumulación de calor.

Sistema de apoyo.

Sistema de regulación y control.

También se hace una descripción de las diferentes posibilidades de configuración de sistemas solares para la producción de agua caliente solar en función de los subsistemas que lo integran, como también los elementos que lo forman.

Por lo que hace en el campo de captación de una instalación solar térmica, el aspecto más importante a definir después de su superficie, es el tipo de agrupación de captadores para poder dimensionar parámetros como ahora el caudal, el diámetro de tuberías, los soportes, etc.

Existen dos opciones o tipologías básicas para agrupar dos o más captadores, en serie y en paralelo. Además, se puede configurar un campo de captación combinando las dos agrupaciones, es lo que llamamos agrupaciones o circuitos mixtos.

1.5.1.3.1. Conexión en serie

En la conexión en serie, la salida del primer colector se conecta directamente con la entrada del siguiente, y así consecutivamente.

El esquema de la figura 1 presenta esta configuración, la temperatura del fluido de entrada en cada colector es superior a la del captador precedente, de forma que en la salida de la batería o grupo de captadores podemos obtener temperaturas más altas que si trabajásemos con el salto térmico de un solo captador.

Este tipo de conexión tiene un inconveniente: el rendimiento de los colectores va disminuyendo proporcionalmente con el aumento de la temperatura de trabajo; por lo tanto, esta tipología de conexionado no se acostumbra a utilizar, únicamente se utiliza en aplicaciones muy particulares, y en ningún caso, se tendrían que conectar más de 3 colectores en serie, según dicta la ITE 10.1 del RITE.

De hecho, el Reglamento de instalaciones térmicas en edificios (RITE) indica textualmente:

“ITE 10.1.3.1... dentro de cada fila de colectores se conectarán en paralelo. Solo pueden disponerse en serie cuando la temperatura de utilización del agua caliente sea superior a 50° C. No se tienen que conectar en serie más de tres colectores ni más de tres filas de colectores conectados en paralelo.”

1.5.1.3.2. Conexión en paralelo

En la conexión en paralelo, tanto en la salida como en la entrada de los captadores están conectados a puntos de entrada y salida comunes al resto de captadores.

Con esta configuración, la temperatura del fluido de entrada es la misma en todos los captadores y pasa lo mismo con las temperaturas de salida, de forma que en la salida de la batería o el grupo de captadores obtenemos la temperatura como si trabajásemos con el salto térmico de un solo captador. Por lo tanto, todos los captadores trabajan en el mismo punto de la curva de rendimiento.

La conexión en paralelo es el más habitual en las instalaciones solares térmicas realizadas en Cataluña, ya que es la más eficiente y rendible. De hecho, la conexión en paralelo es la indicada según el RITE, en la ITE 10.1.3

Cuando los colectores empleados solo tienen dos tomas, una de entrada y otra de salida, la conexión en paralelo obliga a montar dos tuberías auxiliares, una de ida y otra de retorno, que actúan como colectores y los que se van conectando a los colectores.

Esta tipología comporta la utilización de más accesorios y más mano de obra, por el contrario, es una tipología que permite ajustar los captadores lateralmente, hecho que permite una mejor integración, siempre que se le de una solución eficaz al recorrido de las tuberías auxiliares.

El captador de cuatro tomas laterales, dos en cada lado, permiten la conexión en paralelo aprovechando elementos internos del propio colector como tubería de distribución del fluido termóforo.

Esta opción ahorra materiales y tiempo de ejecución de la instalación, hecho que ha llevado a la mayoría de los fabricantes a emplear esta tipología de captadores.

A más, en el mercado hay cada vez más productos que permiten que el campo de captación sea de hasta 10m² en un solo elemento constructivo premontado y conectado en fábrica.

En la instalación solar de la vivienda unifamiliar se colocarán 2 captadores en paralelo.

1.5.1.3.3. Conexión mixta de colectores

En algunas ocasiones, el volumen de los captadores y/o la necesidad de temperaturas más elevadas da como resultado instalaciones que combinan la disposición en serie y en paralelo. A esta tipología la llamaremos mixta.

El RITE especifica que las instalaciones mixtas pueden estar formadas por:

- Conexión en paralelo de baterías formadas por un máximo de tres captadores conectados en serie.
- Conexión de un máximo de tres baterías en serie formadas por captadores en paralelo.

1.5.1.4. Configuraciones básicas de producción de ACS

La aplicación principal de los sistemas solares térmicos a baja temperatura es la producción de agua caliente sanitaria. Este hecho está motivado por las razones siguientes:

- Es la aplicación térmica más extendida en el sector residencial y servicios.
- Se trata de una utilización con consumo continuado a lo largo del año.
- Las temperaturas de trabajo son asequibles para los captadores solares planos y permiten que trabajen a un buen rendimiento muchos meses del año, teniendo en cuenta nuestro clima.
- Las dimensiones del sistema son fácilmente cabibles en la estructura de las viviendas.
- Las ordenanzas solares que se están aprobando hacen obligatoria la producción de ACS con energía solar bajo ciertas condiciones.
- No producen emisiones de CO² a la atmósfera.

A continuación, se detallan las configuraciones o las tipologías más básicas que pueden tener las instalaciones solares para la producción de ACS en función de los circuitos primarios y secundarios.

1.5.1.4.1. Termosifón en circuito directo

La primera clasificación de estos sistemas se puede hacer a partir de cómo se trata de fluido de consumo, el agua. Existen dos posibilidades:

- Circuito directo o abierto, donde el agua de consumo es el mismo fluido que circula por el interior del captador.
- Circuito indirecto, cerrado o doble, donde el agua de consumo se calienta por intercambio de calor de un fluido termóforo que circula por los captadores sin que se mezclen ambos fluidos.

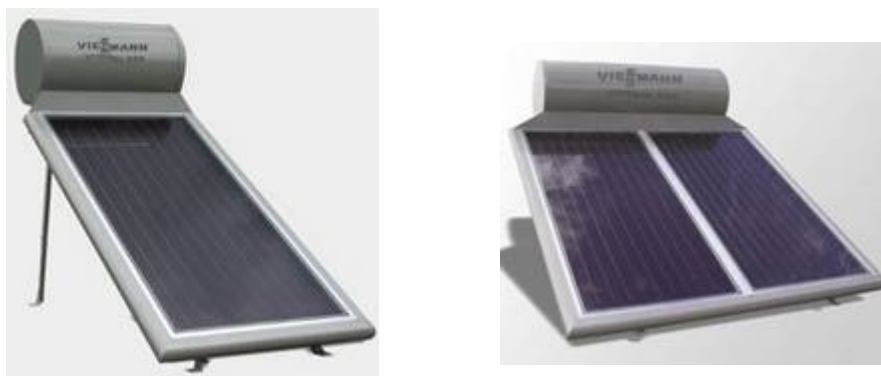


Fig.28.- Sistema termosifón

Los sistemas con circuito abierto tienen la ventaja principal de presentar un esquema de montaje más sencillo, integrado por menos elementos, la cual cosa lo hace más económico y eficiente. Al no disponer de intercambio de calor se evita las pérdidas de esta etapa. Estos sistemas, presentan una serie de problemas que limitan bastante la aplicación, la corrosión, el envejecimiento acelerado del captador, el riesgo de heladas y el trabajo de todos los elementos a presión de red.

Estos sistemas abiertos funcionan generalmente con circulación natural o termosifón, el paso del agua entre los captadores se hace aprovechando la convección natural producida por la diferencia de temperatura entre el agua que hay en los captadores y la que hay en el acumulador. Para que se produzca esta circulación natural hace falta que el acumulador este situado físicamente en la parte superior del circuito.

Los fabricantes han optado por construir estos sistemas compactos o del tipo *kit*, en que todos los elementos (captadores, acumular y elementos de conexión) son suministrados como un conjunto prefabricado y se sitúan sobre una misma estructura. Coloquialmente esta configuración también se conoce con el nombre de equipos con mochila, dada la ubicación en la parte alta y posterior del acumulador, tal y como se puede apreciar en la figura 28. En estos casos el acumulador suele ser horizontal.

1.5.1.4.1.1. *FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA TERMOSIFÓN*

El agua llena el acumulador queda estratificada por la temperatura, es decir, la parte superior es más caliente que la inferior. La parte inferior del acumulador esta hidráulicamente conectada en la zona baja del captador; por lo tanto, esta agua más fría del circuito también llena el captador.

Cuando el sol incide en el captador, el agua que contiene se calienta y pierde densidad. Este fluido ligero sube hacia la parte alta del acumulador y es remplazado por el agua fría que entra por la parte baja del captador.

Esta circulación se produce siempre que la radiación solar genera un gradiente positivo de temperatura entre la parte alta del captador y la parte inferior del acumulador, a más salto térmico, más caudal circulante. Es un equipo que no requiere ningún equipo de control.

En los momentos en que la radiación no puede generar el gradiente de temperatura, de noche o con nubes compactos, la circulación se para.

Cuando se produce esta parada en la circulación el agua del captador se enfría. Existe el riesgo que agua caliente del depósito pueda entrar por la parte alta del captador, circulación inversa, y esto se evita empleando dos técnicas:

- Manteniendo una separación física entre la parte superior del captador y la parte inferior del acumulador (10-15 cm)
- Colocando una válvula antiretorno en la tubería inferior del equipo. Esta opción permite colocar el acumulador un poco más bajo, de manera que se reduce el impacto visual y la resistencia al viento.

1.5.1.4.1.2. *CARACTERÍSTICAS QUE TIENEN QUE CUMPLIR LOS ELEMENTOS DE LA INSTALACIÓN*

Captadores solares

En estos sistemas de circulación del agua a través del captador no está forzada por ningún elemento mecánico, conviene que la pérdida de carga (resistencia al paso del agua) sea mínima o, lo que es lo

mismo, que los tubos que forman la parrilla sean del máximo diámetro posible.

Como la circulación del fluido se debe al gradiente entre el captador y el acumulador, funcionan mejor los elementos llamados verticales

Ahora bien, para facilitar la integración arquitectónica y reducir el impacto visual, algunos fabricantes montan captadores planos horizontales en sus equipos compactos.

Acumulador

Aunque técnicamente sería mejor montar acumuladores verticales, donde la estratificación de la temperatura es superior. Los criterios de integración hacen que la mayoría de equipos del mercado incorporen acumuladores horizontales que guardan mejor simetría estética con el conjunto.

Otra característica a tener en cuenta es que las tomas de agua sean de un diámetro similar al de la tubería de unión por tal de evitar que ésta enfríe la zona caliente cuando se produce entrada de agua nueva.

1.5.1.4.2. Termosifón con doble circuito

El doble circuito o indirecto implica que el agua de consumo es diferente de la que circula por el interior de los captadores solares. Esto nos permite:

- Estabilizar la corrosión en los captadores.
- Incluir aditivos anticongelantes en el fluido termoforo del primario.

Funcionamiento

Cuando llega bastante radiación solar, valores superiores a 200 W/m^2 , el fluido que circula a través de los captadores aumenta de temperatura y cede este calor a la camisa del acumulador, que funciona como un intercambiador, sin mezclarse con el agua de consumo del interior. El funcionamiento en el circuito primario es por termosifón. La diferencia de temperatura habitual en las bocas del captador (T2-T3), suele ser de 5 a 10°C dependiendo del nivel de insolación.

A medida que se calienta, el agua del acumulador se estratifica por temperatura, es decir, la parte alta está ocupada por agua caliente y en la parte baja queda el agua más fría. En acumuladores verticales este gradiente de temperaturas puede llegar a ser de 15°C . En acumuladores horizontales este gradiente baja a nada más $4\text{-}5^\circ\text{C}$.

1.5.1.4.2.1. CARACTERÍSTICAS QUE TIENEN QUE CUMPLIR LOS ELEMENTOS DE LA INSTALACIÓN

Captadores solares

En estos sistemas, la circulación del agua a través del captador no está forzada por ningún elemento mecánico, por lo tanto conviene que la pérdida de carga sea mínima, es decir que los tubos que forman la parrilla sean del máximo diámetro posible (se recomienda 22 mm para los tubos colectores y 12 mm para los tubos traveseros).

La presión del circuito primario es de 1 a 2 bares, por lo tanto se pueden emplear captadores diseñados para soportar presiones máximas de trabajo de 3 bares.

Acumulador

El acumulador usado en los equipos con funcionamiento por termosifón en circuito indirecto suele ser de tipo envolvente.

En este tipo de montaje lo mejor sería poder usar acumuladores verticales para aprovechar la estratificación de la temperatura, pero los condicionantes de integración estética hacen que la mayoría de equipos incorporen acumuladores horizontales.

Otra cualidad a considerar es que las tomas de agua, de los componentes del circuito primario, sean de un diámetro similar al de la tubería de unión por tal de evitar las pérdidas de carga que representan las reducciones.

Es importante también que la entrada de agua fría esté situada en la parte inferior del tanque para evitar que ésta enfríe la zona de agua caliente cuando se produce entrada de agua nueva.

Sistema de control

En los equipos termosifónicos no hay necesidad de colocar elementos de control de la circulación para que el impulso del agua se realice sin la intervención de ningún elemento electromecánico.

Ahora bien, por el hecho de tener dos circuitos separados hace falta prever la incorporación de los elementos de seguridad adecuados a cada uno:

- Circuito primario: Por el hecho de ser un circuito cerrado con bastante contraste de temperaturas en momentos de insolación o ausencia de radiación, hay que incorporar un vaso de expansión generalmente cerrado. Además se colocará una válvula de seguridad, normalmente tarada a 3 bares. Se tiene que tener en cuenta que como se trata de un circuito cerrado tiene que ir provisto de un purgador en la zona más elevada. Existen en el mercado unos equipos que representan una variante de termosifón clásico, se trata de los llamados termosifones de perfil bajo. En estos equipos el acumulador no está por encima del captador, sino que está situado detrás. Esta posición obliga a incorporar una válvula antiretorno para evitar la circulación inversa del fluido termoforo por la noche.
-
- Circuito secundario: Se pondrá una válvula de seguridad tarada a 7 bares de presión. También se tendrá que evaluar la posibilidad de incorporar una válvula de regulación de presión en la entrada del acumulador y una válvula mezcladora en la salida para ahorrar agua y energía.

1.5.1.4.3. Circulación forzada

En la mayoría de los sistemas térmicos de energía solar montados en Cataluña la ubicación de los captadores está a una cota superior a la del acumulador, por ejemplo: captadores en la cubierta y acumulador dentro de la vivienda o captadores en el terrado y acumuladores distribuidos en los lavaderos de las viviendas colectivas, etc.

En estas situaciones el agua que circula entre los captadores y el acumulador no puede ser por convección natural, ya que la parte más caliente ya se encuentra en el punto más alto de la instalación y no hay ninguna fuerza natural que haga subir el agua fría del acumulador que está en el punto más bajo y es la más pesada. Por tanto, habrá que forzar a subir esta agua fría.

El sistema de circulación forzada es el escogido para la instalación de captadores solares en la vivienda unifamiliar objeto de este proyecto.

1.5.1.4.3.1. FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA

El agua circula por impulsos de una bomba desde la parte inferior del acumulador, zona más fría, en dirección a la parte baja de los captadores. Esta bomba ha de tener suficiente potencia para conseguir un caudal que supere todas las pérdidas de carga hidráulica del circuito primario.

1.5.1.4.3.2. *CARACTERÍSTICAS DE LOS ELEMENTOS DE LA INSTALACIÓN*

Captadores solares

Los captadores solares y la valvulería de conexión que forman el conjunto de captación de una instalación forzada pueden ser de diámetros inferiores respecto a los sistemas termosifónicos siempre que la bomba circuladora tenga suficiente potencia.

Como la circulación del fluido es forzada se pueden utilizar indistintamente captadores verticales y/o horizontales. No obstante, en el mercado predominan los captadores verticales.

Acumulador

Este tipo de sistema permite la utilización de variantes, ya que la bomba hace pasar el agua a través de él directamente o por el intercambiador que incorpore.

Como los sistemas con circulación forzada suelen ser con circuito cerrado, se tendrá que tener en cuenta la purga de todos los elementos, incluyendo el intercambiador, especialmente si está integrado en el acumulador.

Sistema de control

En los equipos con circulación forzada, es necesario controlar y regular el funcionamiento de la bomba de manera que sólo impulse el agua en los momentos en que haya suficiente ganancia energética, es decir, en aquellos momentos en que haga sol y la temperatura del agua de los captadores sea superior a la del acumulador.

El aparato encargado de hacerlo es el termostato diferencial, que compara las temperaturas de las placas con las del acumulador, conectando o desconectando la bomba en función de cual se superior.

Existen otras posibilidades de control que se escogen según la complejidad y/o las funciones de la instalación:

- Utilización de una fotocélula que da la orden de conexión de la bomba a partir de una intensidad de radiación solar determinada, con una célula de 200W/m² es suficiente.
- En instalaciones complejas, con diferentes aplicaciones de energía solar térmica, el control lo puede hacer un autómata programable que decida, en cada momento, si se pone en marcha la bomba o la para, como también las diversas electroválvulas del circuito, en función, no sólo de la radiación solar, sino también de las temperaturas de acumulación e incluso basándose en previsiones de consumo estacionales.

1.5.1.5. *Conexión de los sistemas de soporte convencional*

La incorporación de un equipo convencional de apoyo permite al sistema solar de producción de calor asegurar el suministro a los usuarios en condiciones de climatología adversa o de consumos más elevados de los previstos.

A continuación, se definen estos equipos, la mejor forma de integrarlos en el sistema y los parámetros de regulación de su funcionamiento.

1.5.1.5.1. Conexión en serie

1.5.1.5.1.1. DESCRIPCIÓN

Los equipos de apoyo conectados en serie aportan su energía en la salida del acumulador solar. De esta forma podremos decir que el sistema esta formado por un precalentamiento solar con temperatura variable en función de la insolación y del nivel de consumo y, de un sistema de preparación final con la temperatura de consumo establecida en el diseño del sistema.

1.5.1.5.1.2. FUNCIONAMIENTO

El sistema solar calienta el agua procedente de la red aumentando su temperatura progresivamente según el nivel de radiación disponible. En el momento en que se produce una demanda por parte de los diferentes consumos de ACS del sistema se pueden producir las situaciones siguientes:

- Si el agua calentada con el sol esta a una temperatura igual o superior a la prefijada en el sistema 50-55° C, dicha agua se sirve directamente a los consumos sin que se active el sistema convencional de apoyo. En estos momentos toda la energía servida procede del aprovechamiento solar.
- Si el agua del interior del acumulador esta a una temperatura inferior a la prefijada el equipo convencional se activa aportando la energía necesaria para conseguir la temperatura prefijada del sistema. En estos momentos una parte de la energía servida procede del aprovechamiento solar y el resto es convencional.
- En caso de climatología adversa, si no hay calentamiento solar, el sistema convencional de apoyo tiene que calentar completamente el agua de la red dentro del acumulador. En este caso toda la energía servida es convencional.

1.5.1.5.1.3. CARACTERÍSTICAS DE LOS EQUIPOS CONVENCIONALES

Para una buena integración, una eficiencia del sistema y una durabilidad de los equipos convencionales acoplados en serie al sistema solar de producción de calor estos tienen que tener las características siguientes:

- Si el equipo convencional es de producción instantánea, sin acumulación, esta tiene que ser capaz de modular su potencia con el suficiente margen y velocidad par adaptarse a las variaciones de temperatura del agua suministrada por el sistema solar.
- Todos los componentes del equipo convencional de apoyo han de estar diseñados para mantener larga durabilidad recibiendo agua precalentada.
- La potencia y la capacidad de calentamiento del sistema convencional tiene que ser dimensionada para poder cubrir la totalidad del consumo cuando la aportación solar sea nula.

1.5.1.5.1.4. REGULACIÓN Y CONTROL

El parámetro principal que se tiene que regular en este tipo de instalación es la aportación energética del sistema convencional o auxiliar y, el parámetro de control es la temperatura final del agua de consumo.

Se tiene que evitar que la temperatura de consumo se dispare ya que se sumarian las aportaciones de calor solar y de los sistemas convencionales, manteniendo la premisa de optimizar el ahorro de energía convencional. Esto lo conseguimos de formas diferentes dependiendo del equipo de apoyo empleado:

- Si el equipo convencional es instantáneo, tiene que incorporar sensores de temperatura que informen al circuito de control por tal de que este module la potencia del quemador. En el

marcado hay pocos equipos que lo hagan correctamente, por lo tanto hará falta pedir esta información específica al suministrador antes de escoger el equipo que se tiene que montar.

- Si el equipo convencional no es instantáneo, es decir, si supone un segundo acumulador que se mantiene a la temperatura de consumo, simplemente hará falta diseñarlo de que tenga capacidad de producción suficiente para cubrir el 100% del suministro en momentos de climatología adversa. Hará falta tener cuidado de no sobredimensionar este sistema por tal de evitar pérdidas térmicas en el volumen acumulado.

1.5.1.5.2. Conexión en paralelo

1.5.1.5.2.1. DESCRIPCIÓN

Los equipos de apoyo conectados en paralelo hacen una aportación energética en el mismo punto del circuito que lo hace el sistema solar, es decir, el acumulador.

1.5.1.5.2.2. FUNCIONAMIENTO

El acumulador solar es calentado por el campo de captación a través del intercambiador situado en la parte inferior, parte más fría. El agua calentada tiene tendencia a subir y ocupar la zona más elevada del depósito, dejando el fluido más frío y pesado en la zona de calentamiento solar y permitiendo de esta forma que los captadores trabajen a buen rendimiento.

Paralelamente, el equipo de apoyo calienta la parte superior del acumulador y aporta calor a través de un segundo intercambiador situado en esta zona, siempre que la temperatura sea inferior a la prefijada. El agua calentada por la caldera, como esta más caliente, no baja a la parte inferior, por lo tanto se crea una separación virtual de los sistemas, de forma que casi podríamos decir que el agua es precalentada con energía solar y puesta en servicio por la caldera.

1.5.1.5.2.3. CARACTERÍSTICAS DEL SISTEMA

Las características principales de este sistema son:

- El acumular tiene que ser vertical para mantener la máxima estratificación posible de temperaturas y evitar que el acumulador entero pueda ser calentado con la energía convencional. Hace falta evitar la utilización de este sistema cuando se empleen acumuladores horizontales donde no hay un margen para la estratificación.
- El intercambiador de la caldera tiene que tener potencia suficiente para poder preparar el ACS pedida por los consumos en ausencia de aportación solar, en días nublados, en consumos extraordinarios, en averías, etc.
- El equipo convencional trabaja a régimen, hecho que permite ajustarlo a la eficiencia máxima.
- Se recomienda incorporar esta tipología de conexión del equipo en sistemas con acumuladores de hasta a 1.000 l de volumen.

1.5.1.5.2.4. REGULACIÓN Y CONTROL

La regulación del equipo convencional se hace por termostato con sonda de inmersión, esta se tiene que ajustar a la temperatura correcta para suministrar el agua de los consumos. Es importante limitar esta temperatura a valores de 55° C por tal de reducir la aportación del sistema convencional al mínimo y garantizar una fracción solar máxima.

Por otro lado, es muy importante colocar correctamente las sondas de inmersión en el acumulador. Zona superior del acumulador para el equipo convencional y zona inferior para la sonda de acumulador del termostato diferencial.

Esta tipología se adapta perfectamente a los procedimientos de aumento de la temperatura periódicos de hasta 70° C durante 2 horas mediante la aportación de calor del equipo convencional tal y como establece el Real Decreto 909/2001 para el control de la legionela.

1.5.1.6. Esquemas básico de aplicación térmica de energía solar

A continuación, se hará una descripción breve del sistema empleado en la instalación de la vivienda unifamiliar de aprovechamiento térmico de la energía solar.

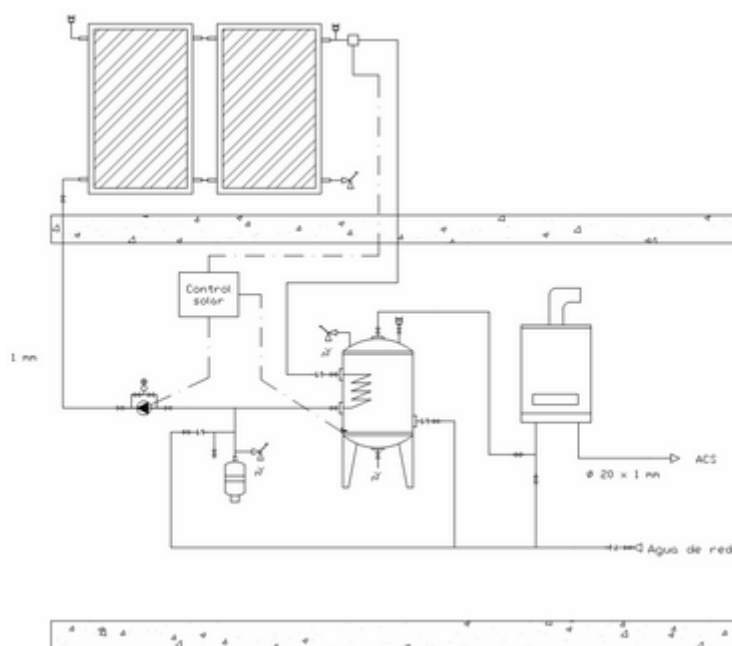


Fig.29.-Esquema ACS vivienda unifamiliar

1.5.1.6.1. Producción de agua caliente sanitaria en viviendas unifamiliares

1.5.1.6.1.1. DESCRIPCIÓN

En la instalación solar de ACS en la vivienda unifamiliar, las diversas tipologías de los equipos de apoyo (caldera mixta mural, calentador instantáneo de gas, termo eléctrico, etc.) condicionan bastante el tipo de configuración que hace falta utilizar. De los enunciados, el sistema de apoyo más extendido en el ámbito doméstico es la caldera mural mixta de ACS y la calefacción de potencia variable o modulada.

La conexión utilizada para este sistema es del tipo serie, eso quiere decir que la salida del depósito solar se conecta en la entrada de agua de la caldera.

1.5.1.6.1.2. FUNCIONAMIENTO

Para el funcionamiento del sistema solar hacer falta que la válvula de corte y la de bypass estén abierta y cerrada, respectivamente.

Cuando hay demanda de ACS la caldera se pone en marcha para asegurar el servicio, regula automáticamente la potencia del quemador y suministra agua caliente a la temperatura seleccionada por el usuario, en función de la temperatura del agua precalentada del depósito solar.

Durante el proceso de modulación de la caldera, esta ahorra combustible de forma proporcional a la temperatura del agua suministrada por el sistema solar. Se llega a parar si el agua del acumulador se encuentra a la temperatura de consigna de 50-55° C.

Este modo de funcionamiento es igualmente aplicable a otros equipos auxiliares como ahora el calentador instantáneo modulante termostático de gas, la caldera de pie mixta (gasoil y gas) y los acumuladores eléctricos.

1.5.1.6.1.3. SISTEMA DE CONTROL

El sistema de control esta formado por el termostato diferencial que actúa sobre el circuito solar. El equipo auxiliar dispone de la propia regulación interna electrónica por tal de mantener constante la temperatura del ACS, actuando sobre el caudal de gas del quemador.

Una alternativa o una variante al sistema propuesto para aquellas viviendas que no tiene disponibilidad de gases canalizados y que no quieran almacenar gasoil u otros combustibles en casa es el apoyo eléctrico conectado en serie con el depósito solar.

El hecho de recibir agua precalentada permite que la temperatura de salida del termo sea mucho más estable que en el caso de las instalaciones convencionales, donde son alimentados por agua de red directa.

En este caso, hace falta tener en cuenta que el termostato de comando de la resistencia eléctrica tiene que ser regulado a temperaturas del orden de los 50-55° C para obtener un buen rendimiento del sistema.

1.5.2. ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA

1.5.2.1. Componentes de una instalación fotovoltaica

1.5.2.1.1. La célula solar

1.5.2.1.1.1. EL SILICIO CRISTALINO

La célula solar más habitual es una lámina de silicio de un grosor de aproximadamente 0,3mm y de una superficie de entre 10x10cm y 16x16cm. El proceso de elaboración tiene un nivel sofisticado y delicado para poder conseguir una homogeneidad del material.

La elaboración se hace en hornos a temperaturas de unos 1.400° C. A través de una barrita, que en el extremo contiene un germen de silicio, se hace crecer un lingote de sección circular y de una longitud de un metro aproximadamente, partiendo de una masa fundida de silicio con una pureza del 99,99%. Previamente, se ha añadido a esta masa una ínfima cantidad de Boro (material menos electronegativo que el silicio). Este lingote es un monocristal con cierta carencia de electrones (tipo P). El tiempo de elaboración de esta barra es de unas 8 horas.

A continuación se secciona la barra de silicio en obleas (finas yescas de sólo 0,3mm de grosor), que se tratan químicamente (difusión de fósforo) para crear la unión p-n, es decir, un semiconductor con un campo eléctrico por diferencia de electronegatividades entre la zona P y la zona N.

Se consigue así, que una de sus zonas tenga defecto de electrones, la P, y la otra tenga exceso de electrones, la N. Debido a esta diferencia de carga eléctrica en el material, se produce un campo eléctrico encargado de empujar a los electrones a salir de la célula por la superficie de la capa N, y esto comporta que se establezca un corriente eléctrico.

La célula que se obtiene tiene que estar dotada de unos contactos eléctricos para poder canalizar la energía que produce cuando se la ilumina. Estos contactos están diseñados de forma ramificada (en la cara asoleada). Hay dos contactos principales y ramificaciones que los unen, para captar mejor los electrones, en toda la superficie de la célula.



Fig. 30.-Barras de silicio

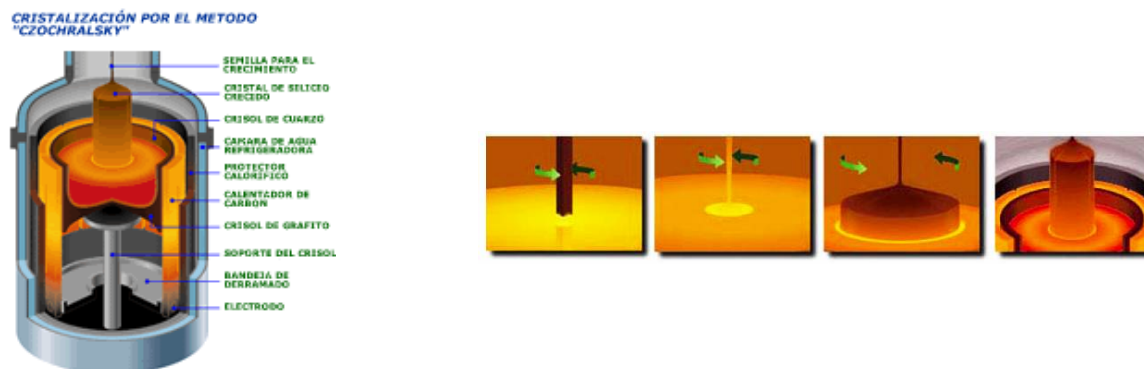


Fig. 31.-Procedimiento Czochralski y zona flotante para crecer monocristales de silicio

En el dibujo anterior (Fig.31), se ven los dos procesos que se hacen servir actualmente para fabricar el silicio monocristalino:

- Método Czochralski: Se sumerge una semilla o muestra de silicio en magma de silicio fundido y se extrae a una velocidad controlada de forma que, en la parte de atrás, se solidifica una barra que copia fielmente la orientación electrónica de las moléculas.
-
- Zona Flotante: Una vez extraída una barra de silicio a una velocidad elevada, se va recalentando por medio de una bobina y hace que las moléculas se vayan reorientando, siguiendo la semilla o muestra.

A continuación, se muestra un dibujo comparativo de como se alinean los átomos en el silicio mono y policristalino.

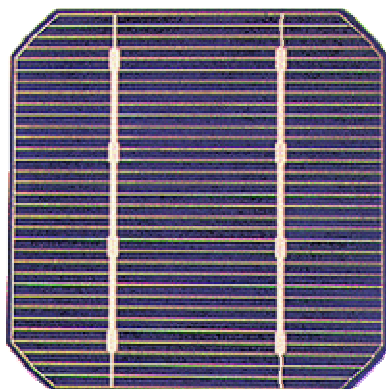


Fig.32.- Silicio monocristalino

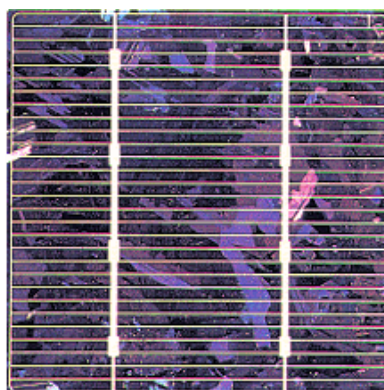


Fig. 33.- Silicio policristalino

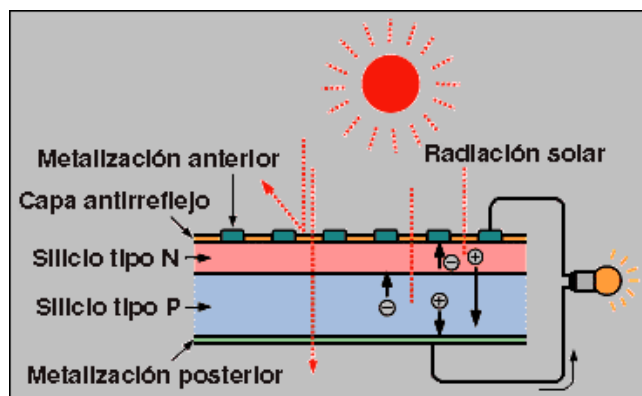


Fig.34.- Células solares fotovoltaicas

En la figura 34 se puede observar la sección de una célula solar con detalle de la superficie antirrefleтора, gracias a la cual se forma una superficie rugosa que permite captar mejor los fotones.

1.5.2.1.1.2. OTROS MATERIALES

Actualmente hay otras tecnologías y/o materiales que se hacen servir para fabricar células solares, entre las cuales hace falta destacar las siguientes:

Materiales amorfos: Silicio amorfo hidrogenado (a-Si:H).

Materiales policristalinos: Silicio policristalino
Teluro de Cadmi (CdTe).
Diseleniuro de cobre- indio (CIS).

Materiales monocristalinos: Arseniuro de Gali (AsGa).
Fósforo de Indio (InP).

Todo y esto alguno de estos materiales aún no han pasado de los ensayos de laboratorio, otros como el silicio policristalino, están compitiendo en el mercado con el monocristal, atendido que tiene un menor coste energético y económico y que la diferencia en el rendimiento es relativamente pequeña. Parece ser que en los últimos años, y gracias a nuevas patentes que elevan el rendimiento y estabilizan el funcionamiento en el tiempo, ha recibido el visto bueno para producir silicio amorfo y Teluro de Cadmi de forma masiva.

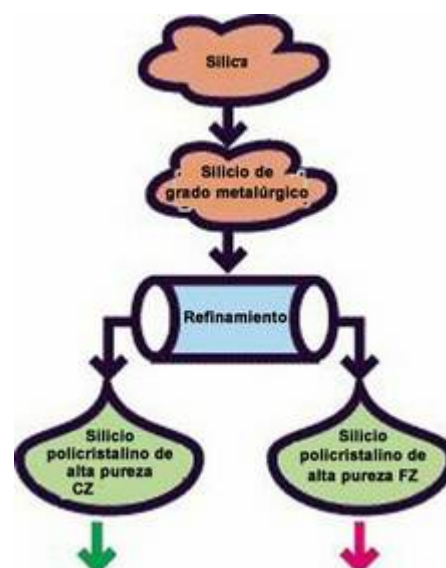


Fig. 35.- Proceso fabricación de lingotes de silicio policristalino.



Fig.36.- Fábrica de módulos solares fotovoltaicos de la firma Shell, en Alemania, con una producción de 12 MW anuales, inaugurada el año 1999

1.5.2.1.2. Los módulos fotovoltaicos

El modulo fotovoltaico es el elemento de la instalación solar encargado de transformar la energía del sol en electricidad de corriente continua de forma directa.

Un módulo fotovoltaico esta formado por un conjunto de células solares o pequeños generadores de intensidad conectados en serie, o de grupos de células conectadas en serie dispuestos paralelos (este último caso solo se da en módulos de gran potencia), encapsulados entre un vidrio templado y varias capas de material plástico; el conjunto se refuerza con perfiles metálicos de aluminio que forman un marco exterior y que dará firmeza y facilitará poder colocar el modulo en la estructura de apoyo. En la parte posterior del modulo, se ubica la caja (o cajas) de conexiones con los terminales, identificándose el positivo y el negativo.

Normalmente, un módulo fotovoltaico estándar de mercado esta formado por una asociación de 33 a 36 células en serie y un voltaje nominal de 12 V cc. Actualmente encontramos en el mercado módulos con el doble o triple de células y que pueden funcionar a otros voltajes de salida (24V,36V).

Para la instalación de la vivienda unifamiliar, objeto de este proyecto se ha escogido 4 módulos fotovoltaicos SUNTECH STP280S de la casa IBERSOLAR de 280 Wp. (Fig.37)

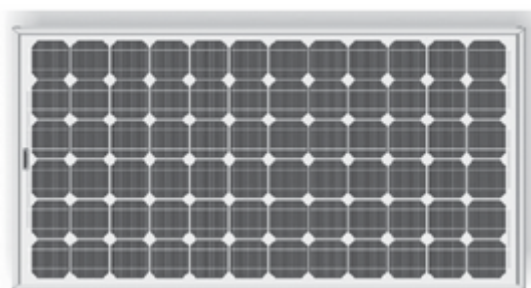
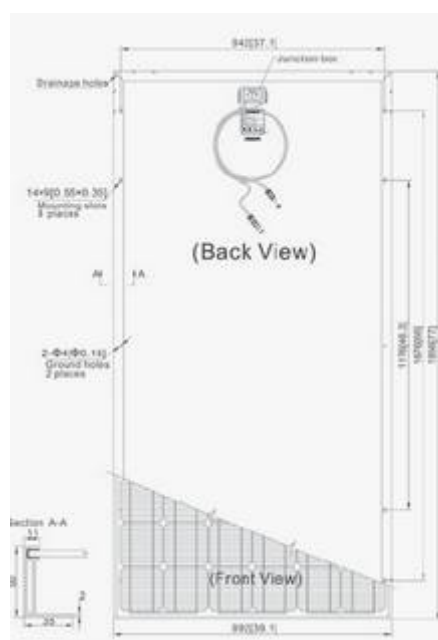


Fig.37.- Modulo fotovoltaico SUNTECH STP280S formado por 72 células.



A continuación, se describe cada uno de los componentes que conforman el módulo fotovoltaico por separado, a más de las células que hemos visto en el punto anterior.

1.5.2.1.2.1. CUBIERTA EXTERIOR

Tiene una función eminentemente protectora, ya que es la que padece la acción de los agentes atmosféricos.

Se hace servir el vidrio templado ya que presenta una buena protección contra los impactos y, a la vez, tiene una excelente transmisión a la radiación del espectro solar. El espesor más habitual es de 4mm.

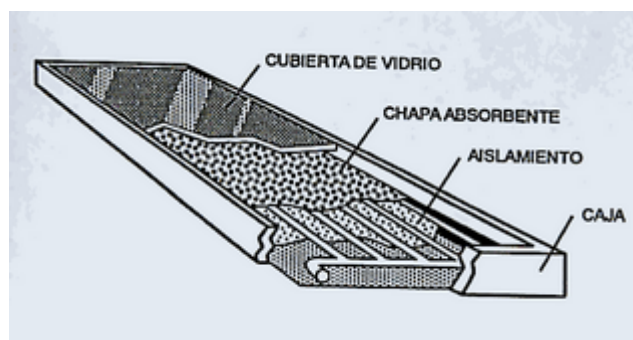


Fig. 38.- Componentes de un módulo fotovoltaico

1.5.2.1.2.2. CAPAS ENCAPSULANTES

Son las encargadas de envolver las células solares y sus contactos. El material más empleado es el Etileno-Vinilo-Acelerado (EVA), que proporcionan una excelente transmisión a la radiación solar, así como una nula degradación delante las radiaciones ultravioletas.

También, confieren cierta elasticidad al conjunto de células, delante las posibles vibraciones exteriores en el uso del módulo.

Las células del módulo fotovoltaico SUNTECH STP280S de la casa IBERSOLAR de 280 Wp, están encapsuladas entre vidrio templado de alta transmisión y bajo contenido de hierro, una lámina de material Tedlar y dos láminas de EVA para prevenir el ingreso de la humedad dentro del módulo.

1.5.2.1.2.3. PROTECCIÓN POSTERIOR

Su misión consiste, fundamentalmente, en proteger contra los agentes atmosféricos, ejerciendo una barrera infranqueable contra la humedad. Normalmente, se hacen servir materiales acrílicos, TEDLAR o EVA. A menudo son de color blanco, ya que esto favorece el rendimiento del panel, gracias al reflejo que produce en las células.

1.5.2.1.2.4. MARCO DE APOYO

Es la parte que presta robusteza mecánica al conjunto y que permite ubicarlo en estructuras que tienen que agrupar los módulos.

El marco, normalmente, es de aluminio anodizado y va provisto de los agujeros necesarios para ancorarlo a un bastidor, evitando así tenerlo que manipularlo posteriormente. Algunos módulos llevan acoplados una toma de corriente, que sobretodo se tendrá que hacer servir si el nombre de unidades a instalar es grande.

El marco del módulo fotovoltaico SUNTECH STP280S de la casa IBERSOLAR de 280 Wp, es de aluminio anodinado con acceso conveniente para el montaje, para soportar alta presión del viento y cargas de nieve.

La parte trasera del marco está equipada con agujeros de drenaje. Con esto se elimina el riesgo de que el agua de lluvia o nieve pueda acumularse en el marco.

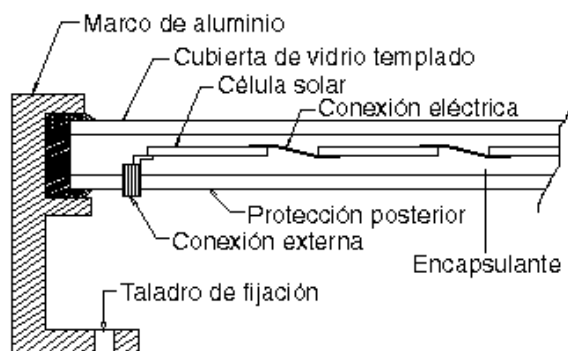


Fig.39.- Marco soporte

1.5.2.1.2.5. PARÁMETROS DE UN MÓDULO FOTOVOLTAICO

Las características de un módulo fotovoltaico vienen determinadas por el tipo de la célula. Hay tres tipos básicos de módulos fotovoltaicos.

- El módulo de silicio monocristalino: Presenta una tonalidad uniforme de las obleas y ofrecen un rendimiento medio de un 14-15%, con prestaciones aceptables con radiación solar baja.
- El módulo del silicio policristalino: Presenta una tonalidad poligráfica de las obleas y ofrece un rendimiento medio del 12-13%, con muy bajo rendimiento con radiaciones bajas.
- El módulo de silicio amorfo: Presenta un tono oscuro uniforme y ofrece un rendimiento medio de un 6%, pero presenta un buen comportamiento con radiaciones solares mínimas.

El módulo fotovoltaico SUNTECH STP280S de la casa IBERSOLAR de 280 Wp es de silicio monocristalino, consta de 72 células monocristalinas conectadas en serie. Su rendimiento es del 16%.

1.5.2.1.2.5.1. CURVA DE INTENSIDAD

La curva de Intensidad-Tensión (I-V) que define el comportamiento de un modulo fotovoltaico esta representada en la figura siguiente:

En esta figura se puede ver la curva I-V del modulo solar monocristalino escogido, SUNTECH STP280S de la casa IBERSOLAR de 280 Wp de potencia. En la curva se pueden apreciar los parámetros básicos que definen un modulo fotovoltaico y que son los siguientes:

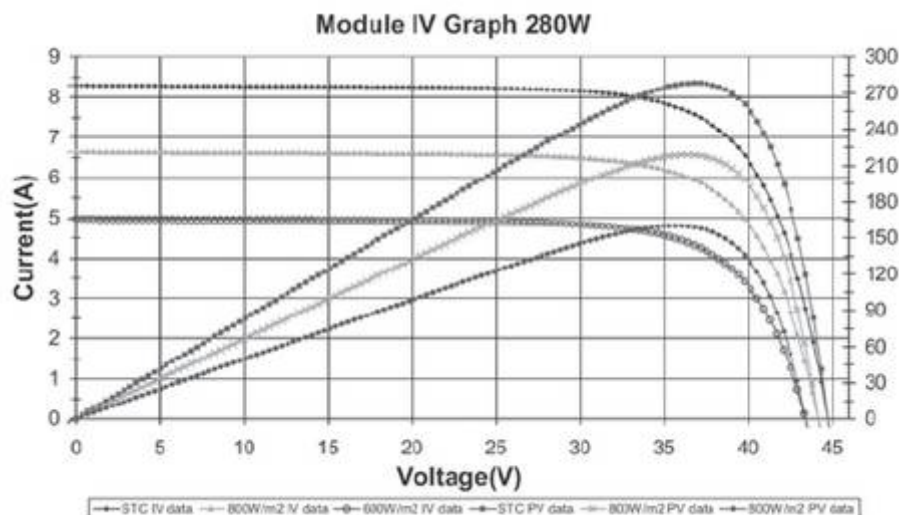


Fig.40.- Curva I-V de un módulo solar BP Solar

Corriente de cortocircuito (I_{sc}) = 8,3 A

Corriente a potencia máxima (I_{mp}) = 7,95 A

Voltaje a circuito abierto (V_{oc}) = 44,2 V

Voltaje a potencia máxima = 35,2 V

1.5.2.1.2.5.2. INTENSIDAD DE CORTOCIRCUITO ICC (ISC)

Es la intensidad que produce el modulo cuando es forzado a trabajar a voltaje cero. Esta situación se da cuando la carga del modulo tiene una resistencia nula al paso de la corriente.

A nivel experimental, se puede medir directamente con un amperímetro (impedancia muy pequeña) conectado a la salida de los bornes del modulo solar. El valor varia de forma proporcional en función de la radiación solar a la cual la célula o el modulo están expuestos.

Esta medida no es destructiva, no deteriora el modulo, atendido que la intensidad resultante es la máxima que pueden producir las células y para la cual están preparadas.

Para el modulo fotovoltaico SUNTECH STP280S de la casa IBERSOLAR:

Corriente de cortocircuito (I_{sc}) = 8,3 A

1.5.2.1.2.5.3. TENSIÓN DE CIRCUITO ABIERTO VCO (VOC)

Es la tensión que miden los bornes del módulo al no haber ninguna carga conectada y representa la tensión máxima que puede dar el modulo.

Esta medida se hace conectando voltímetro entre bornes del modulo cuando no hay ningún otro elemento conectado.

El valor de la medida puede llegar a ser muy elevado respecto del voltaje nominal del modulo. Por lo tanto, hay que recordar de seleccionar una escalera del tester superior a los 12 o 24 V.

Para el modulo fotovoltaico SUNTECH STP280S de la casa IBERSOLAR:

Voltaje a circuito abierto (V_{oc}) = 44,2 V

1.5.2.1.2.5.4. INTENSIDAD DE MÁXIMA POTENCIA I_{MAX}

Es el valor de la intensidad que puede ofrecer el modulo cuando las condiciones de carga permiten trabajar a la máxima potencia.

Tensión de máxima potencia V_{max}

Es el valor de la tensión que puede ofrecer el modulo a la máxima potencia.

Para el modulo fotovoltaico SUNTECH STP280S de la casa IBERSOLAR:

Voltaje a potencia máxima = 35,2 V

Punto de máxima potencia

Los valores de I_{max} y de V_{max} conforman lo que se conoce como a punto de máxima potencia. El producto de los dos valores da la potencia máxima o pico del panel y cualquier otro punto de la curva I-V tiene potencia inferior al primero.

Para el modulo fotovoltaico SUNTECH STP280S de la casa IBERSOLAR:

Corriente a potencia máxima (I_{mp}) = 7,95 A

Potencia nominal del panel

La potencia nominal del panel quedará determinada por el punto de máxima potencia con una radiación de 1.000W/m². Este es el valor estándar para probar y homologar los paneles.

Con el producto, los fabricantes de panel facilitan todos los parámetros comentados anteriormente.

Es importante recalcar que la curva I-V admite variaciones cuando varía la radiación solar y cuando varía la temperatura de la célula. A continuación, se presentan los gráficos I-V, en función de la variación de la temperatura (Fig.41) y de la variación de la radiación (Fig. 42).

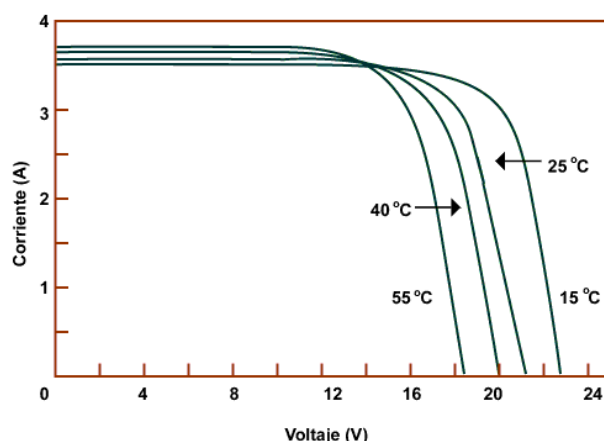


Fig. 41.- Dependencia de la corriente producida en función del voltaje para diferentes intensidades de radiación (temperatura constante de 25 °C)

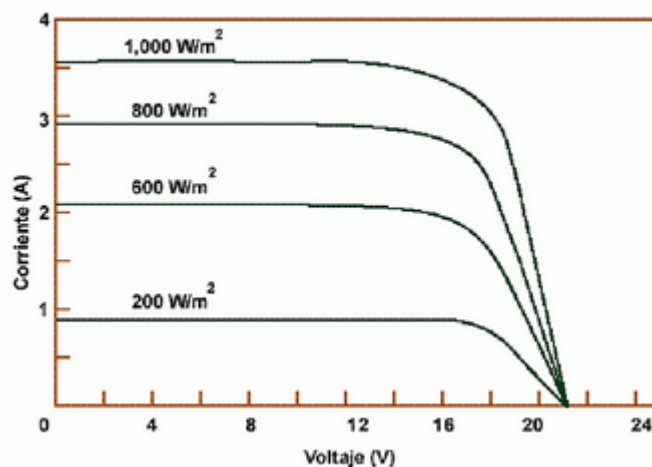


Fig. 42.- Dependencia de la corriente producida en función del voltaje para diferentes temperaturas de operación (irradiancia constante 1,000W/m²)

1.5.2.1.3. Las conexiones de los módulos solares

Un modulo fotovoltaico tiene una potencia limitada, en función del fabricante, que va desde los 5 Wp a los 280 Wp que actualmente se fabrican. Esta gamma de potencias hace que, cuando se calculan las instalaciones, a menudo haga falta servir un nombre concreto de módulos fotovoltaicos para conseguir la potencia necesaria.

Las conexiones de módulos fotovoltaicos siguen, evidentemente, las reglas básicas de la electricidad. Se pueden conectar módulos fotovoltaicos en serie, en paralelo y combinando las anteriores por tal de conseguir sumar la potencia de los módulos conectados y a la vez adaptar el funcionamiento al voltaje del circuito de carga de batería.

Los módulos fotovoltaicos nos dan, generalmente, un voltaje de referencia (nominal) de 12V en corriente continua, es decir, diferenciando el positivo y el negativo. Actualmente, los fabricantes pueden suministrar los módulos de más grande formato, a partir de 100 Wp con voltajes de 12 o 24 V. El módulo más pequeño (hasta a 85 Wp) solo es comercializan para voltaje de 12 V.

1.5.2.1.3.1. CONEXIÓN EN SERIE

Este tipo de conexión se basa en conectar el terminal de un módulo con el negativo del siguiente, y así, sucesivamente hasta acabar la serie completa. Finalmente, la salida será entre el terminal positivo del último módulo conectado y el negativo del primero.

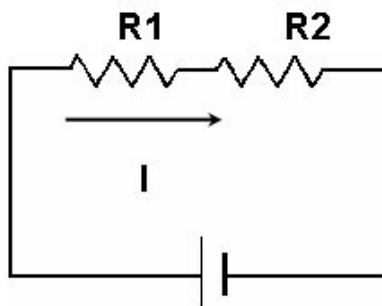


Fig.43.- Esquema conexión en serie

En la conexión en serie, la intensidad eléctrica que genera el módulo fotovoltaico tiene que atravesar al resto de módulos, de forma que el aumento de potencia se basa en mantener la intensidad que puede dar un módulo y la suma del voltaje de los módulos conectados.

Normalmente, se hacen conexiones en serie para conseguir voltajes de 24 o 48 V, en instalaciones autónomas de electrificación y superiores, de 96 a 144 V, en instalaciones de conexión a red o alimentación de variadores de frecuencia para bombeos directos.

El voltaje de un módulo fotovoltaico, cuando funciona en el punto de máxima potencia, puede llegar a ser de 1,4 veces el voltaje nominal.

1.5.2.1.3.2. CONEXIÓN EN PARALELO

Este tipo de conexión se basa en conectar juntos los terminales positivos de todos los módulos y, de otro lado, todos los terminales negativos. Finalmente, la salida será entre el terminal positivo común y el negativo también común.

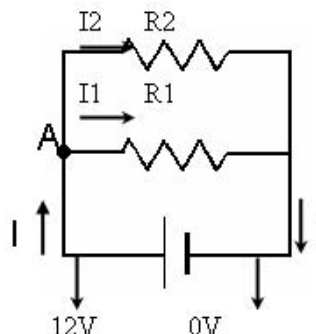


Fig. 44.-Esquema conexión en paralelo

En la conexión en paralelo, la intensidad eléctrica que genera el modulo fotovoltaico se añade a la que generan los otros módulos, de forma que el aumento de potencia se basa en mantener el voltaje que puede dar un modulo y la suma de intensidades que generan los módulos conectados. Normalmente, se hacen conexiones en paralelo hasta conseguir intensidades de 20 o 25 A, en instalaciones autónomas de electrificación y/o bombeo y superiores, en instalaciones de conexión a red de elevada potencia.

El aumento de intensidad produce un aumento de las pérdidas por el efecto Joule (calentor de los conductores) de forma cuadrática $P=R \cdot I^2$, hecho que obliga a montar conductores de mucha sección por tal de que puedan soportar intensidades elevadas.

Hace falta tener en cuenta que no podemos superar la intensidad máxima admitida por el reglamento electrotécnico de baja tensión para cada sección de conductor.

1.5.2.1.3.3. CONEXIÓN MIXTA

A menudo, en las instalaciones solares, hace falta hacer conexiones en serie y en paralelo ya que queremos trabajar a un voltaje determinado y tendremos un nombre concreto de módulos. En estos casos, conectamos en serie el nombre grupos de módulos (conectados en paralelo) que haga falta para conseguir el voltaje de funcionamiento.

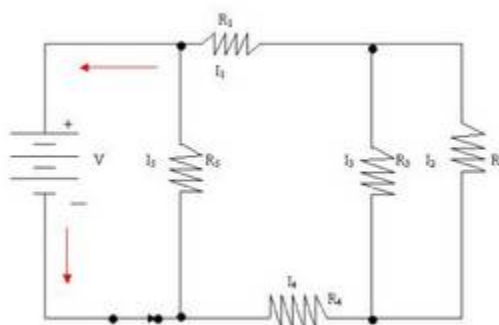


Fig.45.- Esquema conexión mixta

1.5.2.1.3.4. ELEGIR LA CONFIGURACIÓN CORRECTA

A menudo nos encontramos delante del dilema de a que voltaje hace falta diseñar una instalación (12,24 o 48 V). Esta pregunta no tiene una respuesta clara y contundente y la podríamos enfocar desde dos puntos de vista diferentes.

- Criterio eficientista: Es decir el que procura minimizar las pérdidas de energía por calentamiento de los conductores i/o de los equipos de regulación. Según este criterio habrá que diseñar las instalaciones a 48 V, ya cuando más voltaje hay, menor es la intensidad para un valor de potencia constante. Claro que este criterio tiene un problema: trabajar a 48 V equivale a hacer servir 24 vasos de batería (2 V/vas) y esto, generalmente, encarece la instalación.

- Criterio economicista: Es decir, el que procura el mínimo coste de instalación. Según este criterio, montaríamos siempre instalaciones a 12 V, haciendo servir sólo 6 vasos de batería, pero a costa de tener intensidades de paso en conductores y controles elevados, a medida que aumentaríamos la potencia de la instalación.

Una vez analizados estos planteamientos, parece sensato encontrar algún parámetro que nos permita ponderar la economía y la eficiencia. Normalmente, este parámetro es la intensidad que se calcula que puede generar el campo fotovoltaico (conjunto de módulos instalados).

$$I_T = I_{cc} \times N_p \quad [A] \quad (10)$$

En que:

I_T = Intensidad máxima que se espera recibir en el campo solar

I_{cc} = Intensidad de corto circuito de un módulo

N_p = Número de grupos o de módulos en paralelo

Como se ha escogido un criterio técnico y económico que nos permita trabajar, siempre que sea posible, con conductores de medida habitual (estandarizada), y con reguladores de baja intensidad (son económicos y numerosos en el mercado), proponemos trabajar al voltaje más bajo posible, siempre y cuando la intensidad máxima no supere demasiado los 50 A. A partir de este valor, aumentaríamos un escalón el voltaje (de 12 a 24 V) o (de 24 a 48 V) por tal de controlar la intensidad en niveles bajos.

A partir de 48 V, las condiciones de diseño varían, ya que un aumento de voltaje tiene que estar muy justificado por el peligro y por los problemas legales que comporta.

El criterio de selección: Intentar no superar los 50 A, ampliando el voltaje hasta llegar a 48 V. A partir de 48 V, tendremos que dimensionar en función de la intensidad máxima que haya de tener (una posibilidad es dividir los grupos de módulos y de reguladores).

Hace falta especial cuidado a la hora de hacer las conexiones entre módulos, ya que cada fabricante tiene un diseño de caja de conexiones diferente (módulos con una sola caja, o con dos cajas). Además, hace falta tener mucho cuidado con la polaridad. Las inversiones de polaridad normalmente ocasionan averías en los diodos de bloqueo.

En caso de duda, siempre hay que hacer servir el tester, para asegurarse de la polaridad y del borne correcto de conexión a partir de las medidas de voltaje en cc.

1.5.2.1.4. Las estructuras de apoyo y los elementos para fijar de módulos fotovoltaicos

A menudo, cuando se proyecta una instalación solar fotovoltaica se presta toda la atención a la dimensión y al escoger los módulos fotovoltaicos, y se descuida el diseño i/o selección de los elementos que se encargan de soportar o de fijar estos módulos al suelo, al techo o a la fachada del edificio.

Hace falta recordar que los módulos fotovoltaicos pesan muy poco, pero en cambio, son una gran superficie que se opone al viento y que puede generar esfuerzos. Por lo tanto, puede pasar que durante un episodio de fuerte viento, los módulos salgan proyectados desde donde se encuentren ubicados. En Cataluña, hay que prever vientos máximos de 15km/h, quitando las áreas del Ebro y del Empordà, donde hace falta diseñar las instalaciones para vientos de 170 km/h.

A la hora de decidir la dimensión de un apoyo, hay que tener en cuenta los siguientes elementos:

- El material que se hace servir: Hace falta que sea estable en el tiempo. Preferiblemente de acero inoxidable o de aluminio. También se montan soportes de hierro galvanizado y de madera tratada con autocierre.

- Los tornillos y los elementos de fijación: Es preferible que sea de acero inoxidable. Los tornillos que pongan en contacto fisicamente metales diferentes, habrían de incorporar virolles de plástico por tal de evitar corrosiones galvanicas.

- Puntos de sujeción: Siempre que sea posible, hace falta instalar los soportes en superficies horizontales sobre estructuras de hormigón en masa por medio de tacos metálicos de expansión.

En caso de hacer servir soportes de mucha volada o palos cilíndricos, hace falta tener en cuenta de sujetarlos con cables de acero (vientos).

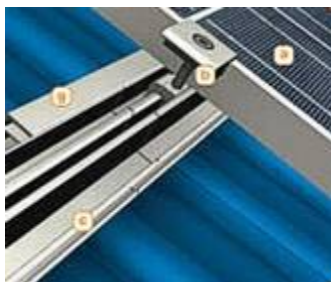


Fig. 46.- Estructuras metálicas de soporte de módulos fotovoltaicos

Además de servir de soporte de los módulos solares, la estructura también sirve para dar la orientación y la inclinación correctas. A continuación, se enumeran algunos criterios para escoger mejor la inclinación:

- | | |
|--|--|
| - Instalaciones de uso de invierno; inclinación; | Latitud del sitio + 20° |
| - Instalaciones de uso continuado todo el año sin grupo electrógeno de soporte; inclinación; | Latitud de sitio +10° |
| - Instalaciones de uso continuado todo el año con grupo electrógeno de soporte; inclinación; | Latitud de sitio +15° |
| - Instalaciones con conexión en red; inclinación; | Latitud de sitio |
| - Instalaciones de uso principal en verano | Latitud de sitio -10° |
| - Instalaciones de uso estacional | Ángulo complementario a la altura solar de la época de uso |

Es conveniente conectar la estructura a una toma de tierra, que se ajuste a las especificaciones del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión REBT (Instrucción Técnica MI.BT.039).



Fig. 47.- Soporte de unos módulos fotovoltaicos basado en un palo o poste

1.5.2.1.4.1. ESTUDIO DE ESFUERZOS DE LOS SOPORTES PARA MÓDULOS SOLARES FOTOVOLTAICOS

El tipo de anclaje de módulos fotovoltaicos dependerá de la ocupación que tenga en la cubierta, en el terrado, en la fachada o sobre el poste, y de la fuerza que actúan encima como consecuencia de la presión del viento a la que se encuentre sometida. Como que los módulos estarán orientados hacia el sur, el único viento que puede representar un riesgo es el que venga del norte, ya que se producirá una fuerza de tracción sobre los anclajes, que siempre son más destructivas que las fuerzas de compresión.

Por tal de evaluar con precisión la fuerza que puede actuar sobre cada uno de los módulos, se hace servir la siguiente expresión matemática.

$$f = pS \sin^2 a \text{ [N]} \quad (11)$$

Donde:

- S: Superficie de módulos
 a: Ángulo de inclinación de los módulos respecto la horizontal
 p: Presión frontal del viento, es decir, presión que haría el viento sobre el módulo si estuviesen en posición perpendicular al viento. Este valor viene en función de la velocidad del viento y se puede consultar en la tabla siguiente:

Velocidad del viento (m/s)	Velocidad del viento (km/h)	Presión del viento (N/m ²)
28	100,8	479
30	108	550
32	115,2	626
34	122,4	707
36	129,6	792
38	136,8	883
40	144	978
42	151,2	1.078
44	158,4	1.184
46	165,6	1.294
48	172,8	1.409
50	180	1.528
52	187,2	1.653
54	194,4	1.783
56	201,6	1.917
58	208,8	2.057
60	216	2.201

Tabla 17.- Presión frontal del viento en función de la velocidad

1.5.2.1.4.2. SOLUCIONES SIMPLES PARA LAS INSTALACIONES PEQUEÑAS

El mercado ofrece un sistema de sujeción (soporte de módulos fotovoltaicos) muy útil, práctico y económico para pequeñas instalaciones. El sistema consiste en unos cajones de plástico que llenan de material pesado (runa, bloques de cemento, piedras, tierra, etc.) encima de las cuales se fijan los módulos fotovoltaicos.

Este sistema combina algunas cualidades remarcables:

- Es rápido y fácil de montar.
- Se trata de un sistema modular (un soporte para cada modulo).
- Ofrece la posibilidad de colocarlos sobre cualquier superficie horizontal sin obra civil.
- Está fabricado con polietileno reciclado sin cloro.
- Tiene un diseño funcional.
- Ofrece una larga durabilidad.
- Es libre de corrosiones.
- Es ligero.
- Incorpora aislamiento eléctrico.
- Tiene un coste bajo.



Fig.48.- Sistema de soporte "ConSole-2.1" fabricado por la empresa Ecofys (Holanda)

1.5.2.1.5. Acumuladores de energía eléctrica

En las instalaciones autónomas de suministro de electricidad, hace falta almacenar la energía captada durante horas de sol a fin de poder cubrir el suministro durante las horas de no insolación (ciclo diario). La principal característica de los acumuladores tiene que tener capacidad para asegurar el suministro de electricidad durante los periodos de nubosidad abundante.

Las funciones básicas de los acumuladores en instalaciones solares son:

- Suministrar una potencia instantánea superior a la de los módulos solares.
- Mantener estable el voltaje de la instalación.
- Suministrar energía en ausencia de radiación (noches y días de nubes, ciclo diario y estacional).



Fig. 49.- Batería de la firma FULMEN

Todo y que hay acumuladores de diferentes tecnologías, como las baterías alcalinas de Níquel-Cadmi, los acumuladores que se hacen servir en energía solar son en un 99% del tipo plomo-ácido, es decir que están formados por unos electrodos (placas) de plomo como material básico, inmersos en una solución electrolítica (agua con ácido sulfúrico).

De entre los acumuladores electroquímicos de plomo ácido disponibles en el mercado hace falta destacar dos tipos:

1.- Los acumuladores del tipo monobloque (parecidos a las baterías de arrancada). Hay que evitar el uso en el caso de las instalaciones muy pequeñas y siempre que sea posible rebajar la densidad del electrolito, perdiendo capacidad, pero disminuyendo la corrosión al ánodo (polo+).

2.- Acumuladores estacionarios (construidos en vasos independientes con placas tubulares y rejillas con bajo contenido de antimonio. Son las ideales para instalaciones solares, dado que han estado diseñadas para poderlas descargar lentamente y recargarlas cuando haya disponibilidad de energía.

El conjunto que forman una pareja de electrodos (positivo y negativo) en baño electrónico se le llama celda o vaso de batería y tiene como característica principal la capacidad de mantener una diferencia de potencial eléctrico nominal de 2 V.

A través de la conexión de un grupo de celdas en serie, podemos obtener acumuladores de voltajes diversos (6, 12, 24, 48 V, etc.).

Todo y que normalmente los acumuladores se identifican por este voltaje nominal, en realidad, el voltaje de cada vaso varía en función del estado de carga fluctuante entre valores de 1,85 V (batería descargada) a 2,40 V (batería cargada), aproximadamente en función del tipo y del fabricante.

La capacidad de acumulación de una batería se expresa en [Ah] y se calcula multiplicando la intensidad de descarga por el tiempo que la batería podrá mantenerla.

Es obvio que el proceso de descarga de una batería no es el mismo si le mantenemos un nivel de descarga suave (100h), que si este es intenso (5h). En el segundo caso, el calor que emiten las placas conductoras y el desorden interno producido hacen menos eficiente la descarga, por lo tanto:

Si el tiempo de descarga ↓, entonces, la capacidad ↓

De forma que una batería a un régimen de descarga de 2A sólo duraría 40h y por lo tanto, la descarga total quedaría en 80Ah, en lugar de 100Ah siguiendo un régimen más suave.

1.5.2.1.6. Comprobar el estado de carga de la batería

Hace falta conocer de forma permanente el estado de carga de las baterías, ya que a partir de este dato podemos decidir que consumos podemos hacer (lavar la ropa, en caso de tener excedente energético, reducir las horas de televisión si tenemos carencias, etc.).

La densidad del electrolito de las baterías es el indicador más fiable para saber en que estado de carga se encuentran y, por lo tanto, cuanta energía hay acumulada. Para medir la densidad hacemos servir el densímetro, que esta formado por una “pera” de goma o de caucho y que nos permite succionar el electrolito de la batería y llenar un tubo transparente donde flota un flotador que indica el valor de la densidad según el nivel al cual llegue el líquido en una escalera graduada.

Es importante que el flotador flote libremente por tal que la medida sea correcta; sin que toque a la parte superior (demasiado líquida) ni descansa en la inferior (demasiado poco).

También es importante llevar el densímetro a la altura de los ojos para evitar errores de lectura, teniendo la preocupación de no salpicar la piel ni la ropa con el electrolito (ácido).

ESTADO DE CARGA DE UNA BATERIA	
Densidad del electrolito	% de carga
1,24	100
1,23	94
1,22	88
1,21	82
1,20	75
1,19	69
1,18	62
1,17	56
1,16	50
1,15	45
1,14	39
1,13	33
1,12	28
1,11	24
1,10	20

Tabla 18.- Estado de carga de una batería
Estos valores pueden variar en función del tipo de batería.

La tensión de las baterías, también indica el estado de carga de la batería (siempre hace falta tomar la medida en ausencia de carga de los módulos y sin conexión de grandes consumos en la batería a fin que el valor sea indicativo).

1.5.2.1.7. Las operaciones de mantenimiento de una batería

El mantenimiento preventivo en pequeñas instalaciones pasa principalmente por tener cuidado de la batería

- Rellenarla con agua destilada para restituir las pérdidas por vaporización y electrólisis (en caso de no tener agua destilada, se puede hacer servir agua de lluvia recogida en recipientes limpios). Hay que tener cuidado de no llenarla demasiado ya que la podríamos hacer rebosar y perder materia activa.
- Verificar los bornes de la batería y las conexiones. Eliminar los restos de óxidos y de sales. Proteger las conexiones con vaselina neutra y collarlas fuerte.

1.5.2.1.8. Las operaciones que hay que evitar en el mantenimiento y funcionamiento de una batería

- Descargarla por debajo del 20% de la capacidad absoluta que tenga.
- Dejar el nivel de electrolito por debajo del nivel de cubierta de las placas de plomo.
- Hacer la conexión directa a módulos sin pasar por un regulador de carga.
- Tocar el electrolito con las manos.
- Rellenar las baterías con ácido.
- Conectar baterías diferentes en serie o en paralelo.
- Cambiar la moralidad de la conexión.
- Manipular la batería solar con herramientas no protegidas.
- Hacer servir la batería solar como elemento de arrancada de vehículos.
- Añadir agua de consumo a la batería.
- La proximidad de llamas (bufadores, cigarros, etc.).

1.5.2.1.9. Las medidas de seguridad en las salas de baterías

- Las baterías tienen que estar protegidas de un contacto eventual con objetos i/o herramientas metálicas en los bornes. La mejor solución consiste en colocar una cubierta de plástico o de madera.
- Las baterías contienen ácido, que es peligroso. En caso de salpicar a los ojos, hay que lavárselos inmediatamente con agua abundante y consultar a un especialista en un tiempo breve.
- Garantizar una buena ventilación y evitar las temperaturas extremas.

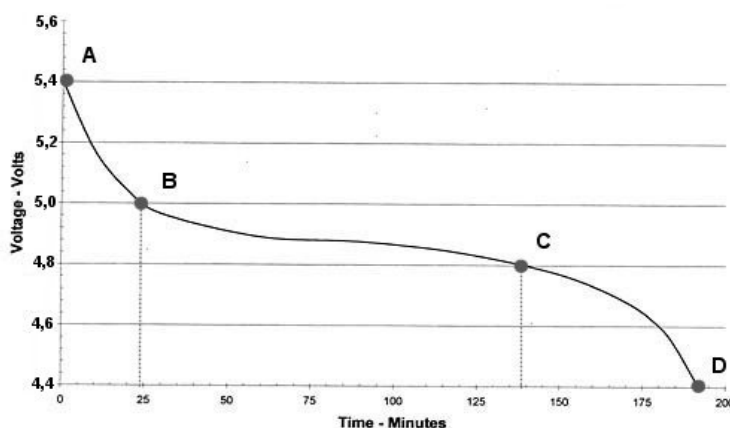


Fig. 50.- Curva de descarga de una batería

1.5.2.1.10. La regulación del proceso de carga de los acumuladores electroquímicos

A primera vista, parece que una instalación solar fotovoltaica solo necesite módulos fotovoltaicos (para generar el corriente eléctrico) y acumuladores (para almacenar la electricidad hasta el momento haga falta consumirla). Todo y que este concepto intuitivo podría ser válido, hay un elemento clave en las instalaciones que es el que se encarga que, tanto en el proceso de carga como el de descarga de los acumuladores, se haga de forma que el acumulador este siempre dentro de las condiciones correctas de funcionamiento. Este elemento es el regulador de carga.

En el mercado hay reguladores de carga de diferentes fabricantes y con diferentes prestaciones. A continuación, se detallan las prestaciones más habituales de los reguladores de carga que se hacen servir en instalaciones solares autónomas (que son las que llevan acumulación).



Fig 51.- Regulador de carga de la firma ISO FOTON

- Protección contra sobrecarga del acumulador (corte por alta): Esta es la función básica del regulador, ya que, de esta forma, se evita que la batería se caliente; que se pierda el agua del electrolito y que las placas se oxiden.

- Alarma para batería baja: Consiste en indicadores sonoros i/o luminosos que indican que el acumulador esta bastante descargado. A partir de este momento, el usuario tiene la posibilidad de moderar el consumo, evitando una descarga muy perjudicial y excesiva del acumulador.
- Desconexión para batería baja (corte por baja): Esta función hace que el regulador corte el suministro de corriente eléctrico hacia los consumos si el nivel de cargadle acumulador es demasiado baja y, por lo tanto, corre peligro de una descarga profunda, hecho que originaria problemas de sulfatación.
- Protección contra cortocircuitos: Esta función permite, por medio de un fusible, proteger el propio regulador, así como proteger la salida del acumulador de sufrir intensidades elevadas en caso de cortocircuito en alguno de los circuitos de consumo de la instalación.
- Visualización de funciones: La mayoría de los reguladores del mercado tienen algún sistema visual que permita obtener alguna información sobre el estado de la instalación, bien sea simplemente con unos indicadores de si los módulos fotovoltaicos están dando intensidad, si la batería esta cargada o descargada o más apuradamente por medio de indicadores de los niveles actuales de carga, voltaje de la batería, etc.

Los datos característicos más importantes a la hora de seleccionar un regulador son:

- 1.- El voltaje de funcionamiento. Este tiene que ser el mismo que el de la batería (12, 24, 48 V).
- 2.- La intensidad máxima de mando. Este tiene que ser de al menos un 10% a la máxima intensidad de carga que pueden proporcionar los módulos fotovoltaicos de la instalación.

Los acumuladores de energía no serán necesarios en la instalación solar fotovoltaica de la vivienda unifamiliar, ya que estos solo se utilizan para instalaciones aisladas, y en el caso de la vivienda unifamiliar la electricidad generada se inyectará en red.

1.5.2.1.11. El convertidor de energía eléctrica cc/ca

Cuando nació la energía solar fotovoltaica, las instalaciones de electrificación hacían servir la electricidad para los consumos del mismo voltaje y forma de ola que la recibían de los módulos solares y de los acumuladores, es decir de 12, 24, o 48 V de corriente continua. Esto marcó una gran diferencia con los usuarios que disponían de red eléctrica o de grupos electrógenos (230 V de corriente alterno).

El mercado de los electrodomésticos se ha adaptado a la mayoría de los usuarios y, por lo tanto, se puede encontrar cualquier aparato para funcionar a 230 V. En cambio, conseguir electrodomésticos fiables, de calidad y a un precio razonable que funciona a bajo voltaje y corriente continua es casi imposible.

El avance de la electrónica de potencia y la aparición de los transmisores llamados GTO ha facilitado la construcción de aparatos convertidores de corriente continua a corriente alterna (cc/ca), llamados inversores o onduladores, en función de si su salida es mas o menos parecida a la onda senoidal que suministra la red eléctrica.

Las ventajas de disponer de energía eléctrica en forma de corriente alterna son diversas:

- Es el tipo de corriente eléctrica que más se hace servir en el mundo y, por lo tanto, da un punto de normalidad.
- Facilita la compra de electrodomésticos para poder acceder a los que son más eficientes.
- Permite mantener valores estables de voltaje y forma de onda todo y la variabilidad del estado de carga de las baterías.
- El hecho de trabajar a voltajes superiores (230 es 18 veces 12 V) permite trabajar con corrientes eléctricas bajos y, por lo tanto, se pueden hacer servir conductores más delgados, protecciones eléctricas habituales y se minimizan las pérdidas energéticas para calentar los conductores (efecto Joule).

Evidentemente, no todo son ventajas y también hay algún inconveniente:

- La instalación consta de un elemento más, el convertidor. Por lo tanto, disminuye la fiabilidad (ya que en caso de fallo del convertidor, el usuario quedará sin suministro energético a 230 V).
- El convertidor tiene unas pérdidas eléctricas que se tienen que compensar generando más electricidad en los módulos (hecho que nos hace modificar el cociente de rendimiento global de las instalaciones en un 5%).
- En instalaciones pequeñas, el convertidor puede representar una parte importante del coste (para una instalación de 100Wp de potencia de módulos, un convertidor de 250 W puede suponer el 20% del coste total).
- Además, los convertidores (sobre todo los económicos) suelen dar problemas de acoplamiento electrónico con algunos aparatos electrónicos, como ahora las radios, los teléfonos móviles o los radioteléfonos y las emisoras. Estos acoplamientos se hacen evidentes con sonidos bastante molestos y es difícil eliminarlos.

Las principales características que definen un convertidor son:

- 1- El voltaje de entrada (V_{cc}): Este valor tiene que ser igual al del acumulador (12, 24 o 48 V).
- 2- El voltaje de salida (V_{ca}): Tiene que ser normalizado (230 V en Europa) y 115 V en algunos países de América Central y del Norte.
- 3- Estabilidad del voltaje de salida: Se tiene que mantener, como máximo, alrededor de $\pm 10\%$, que es el valor que las normas admiten por el voltaje de las redes eléctricas convencionales.
- 4- Tipo de onda: Hay diversas posibilidades:

♦ Onda cuadrada

Son económicos, poco estables, no soportan mucha sobrecarga y hacen muchas interferencias sobre aparatos electrónicos de radio y telefonía. De hecho, simplemente están formados por un oscilador biestable y una etapa de potencia de salida transistorizada. La principal aplicación que tienen es la alimentación de circuitos de iluminación y de carga resistivas.

♦ Onda senoidal modificada (trapezoidal)

Son los más habituales a causa de la buena relación precio/calidad. Tienen una salida bastante estabilizada, soportan bien las sobrecargas y pueden generar interferencias y ruidos en las telecomunicaciones. Estos convertidores hacen un tipo de onda trapezoidal que, a menudo, es más cercana a la onda cuadrada que la senoidal. Normalmente, estos convertidores incorporan protecciones contra sobrecargas y cortocircuitos y desconexión por voltaje bajo de batería.

♦ Onda senoidal pura

Son las más caras, todo y que actualmente su precio es bastante competitivo. Muy estables (en voltaje y frecuencia de salida), no soportan muchas sobrecargas y normalmente no generan interferencias ni incompatibilidades.

- 5- Capacidad de sobrecarga y de protección térmica: Es muy útil en instalaciones donde hay motores, ya que en el momento de arrancada se puede duplicar la potencia necesaria para el funcionamiento nominal, aunque solo durante unos segundos. Se tiene que tener en cuenta que, en el momento de encender, cualquier motor (máquina, bomba o compresor) consume un pico de corriente que puede llegar a ser de cinco veces la intensidad nominal y que, por regla general, es, aproximadamente, de tres veces.
- 6- Eficiencia: La eficiencia energética o el rendimiento de un convertidor es, por definición, la relación que hay entre la energía que facilita el convertidor a los consumos de corriente alterna y la energía que necesita este convertidor a la batería, a fin de dar el servicio.

- 7- Arrancada automática y estado de espera: Permite que el equipo desconecte los circuitos de potencia en ausencia de consumo y los reconecte en el momento que haga falta.
- 8- Protección contra la polaridad y cortocircuitos: Estas opciones son básicas ya que las posibilidades de error o de funcionamiento defectuoso de los circuitos de consumo que son elevados al largo de la vida del convertidor.



Fig.52.- Inversor monofásico para conexión a red SOLAR MAX 4200C de IBERSOLAR

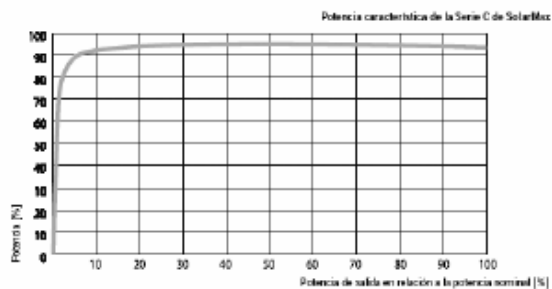


Fig.53.- Curva de potencia

El inversor escogido para la instalación fotovoltaica de la vivienda unifamiliar es de IBERSOLAR, Modelo SOLARMAX 4200C para conexión a red. (Fig.52)

1.6. Domótica

1.6.1. Domótica y medidas de ahorro energético

El siguiente apartado pretende justificar la implantación de un sistema para la automatización de la vivienda en pro del ahorro energético, ofreciendo también al usuario final un nivel de confort que con las instalaciones convencionales no se dispone. La idea es ofrecer la implantación de un sistema lo suficientemente potente y flexible, para tener un ahorro energético importante. En cuanto al confort y como no a la seguridad es el usuario final quién decide que nivel de automatización quiere.

Antes de entrar en la elección del sistema a implantar se tienen que tener en cuenta otros aspectos en las instalaciones que pueden llegar a ser igual o más importantes que la domótica en cuanto al ahorro energético. En este caso es muy importante, una vez seleccionados elementos como la orientación, elementos estructurales, para el clima, la iluminación natural etc, se tiene que tener en cuenta el tipo de electrodomésticos a utilizar, en este caso el mercado ofrece una amplia gama de electrodomésticos de bajo consumo, estos están considerados como de clase A+.



Fig. 54.- Clasificación A+

Posteriormente se escogen sistemas de iluminación de bajo consumo, evitando en todo momento iluminación innecesaria, ajustándose a lo necesario en cada estancia. En el caso del parking y la cocina se utilizan fluorescentes, para el resto de estancias bombillas de bajo consumo, incluyendo la iluminación exterior. En el caso de que la iluminación requiera de equipos de encendido, como pueden ser reactancias, transformadores etc. Se prescinde de estos equipos implantando balastos electrónicos, ya que por el simple hecho de utilizar estos equipos ya se obtiene un ahorro importante.



Fig.55.- Balastro electrónico y bombilla de bajo consumo

En el caso del ahorro de agua, se instalan grifos automáticos con difusor (Fig. 56). Estos grifos sólo se accionan cuando sea necesario, o sea cuando se ponga las manos bajo este.



Fig.56 .- Mezclador electrónico

En el caso de los inodoros se ponen cisternas de doble descarga.



Fig. 57.- Mecanismo universal de doble pulsador para ahorro de agua para la descarga de cisterna

Para la ducha y bañera se ponen grifos termostáticos, los cuales mezclan el agua fría y caliente mediante la asignación de una temperatura, evitando que cuando se vuelva a dar el agua no se tenga que volver a ajustar la cantidad de agua caliente y fría que se requiere.



Fig. 58.- Mezclador termostático para baño/ducha

Una vez seleccionados los sistemas posibles de ahorro energético sin llegar a utilizar la domótica, a continuación se describe lo que esta nos ofrece. Hay varios puntos donde esta nos puede ser realmente útil, como el ahorro en climatización, iluminación, agua y consumo eléctrico en general.

1.6.2. Climatización

Es evidente que el sistema ha de incorporar uno o varios termostatos para la regulación de la temperatura en la casa, puesto que esta es la principal fuente de ahorro energético en cuanto a clima se refiere. Estos aparte del encendido/apagado, ha de disponer de 2 modos de funcionamiento básicos, el de confort, cuando el usuario este en la vivienda y bajo consumo, para cuando este no esté, o se active el modo noche. A parte de este, se puede incluir otros modos como puede ser el de antihelada, para evitar que ciertas instalaciones de la casa sufran en caso de presentarse temperaturas muy bajas.



Fig. 59.- Termostato digital

Otro elemento que ha de incorporar el sistema es el de una programación horaria y semanal, para que el usuario, pueda programar ciertas franjas horarias y días en donde el sistema tendrá que trabajar en modo confort o en bajo consumo, evitando así que haya días en donde por descuido el usuario no recuerde desconectar o poner a bajo consumo el sistema antes de abandonar la vivienda o bien al irse a dormir.

Otro elemento importante es la incorporación de la función de entrada de rayos solares (calor), dependiendo de si es verano o invierno. Esto es realmente útil cuando al casa se queda vacía y así no influir en el confort del usuario, pudiendo, eso sí, activarlo cuando este esté dentro. El funcionamiento es bastante sencillo, el sistema subirá y bajará persianas o toldos en función de si se requiere calor o no. En el caso de que estemos en invierno, el sistema subirá las persianas para la entrada de calor durante el día, y en verano las bajará. También se dispondrán de sensores de ventana abierta, para parar el sistema de climatización, evitando así un consumo innecesario. A parte estos sensores pueden servir de sistema de intrusión, en el caso de que el usuario lo crea pertinente.

Otra posibilidad que ha de ofrecer el sistema, y que eso es el usuario quien decidirá incorporarlo, es incluir un control remoto del clima, ya sea a través de teléfono (Fig. 60) o Internet, en este caso entraría más en el aspecto de confort que en el de ahorro energético.



Fig. 60.- Teléfono móvil

1.6.3. Iluminación

Para la iluminación, se han de incorporar como mínimo, reguladores de intensidad de luz en el salón y habitaciones, ya sean de regulación manual o automática (regulación de la intensidad mediante un sensor de luz), de esta manera, evitaremos dar la máxima intensidad en casos que no son necesarios. Para las zonas de paso, como pueden ser pasillos, escaleras o el propio parking se instalan sensores de presencia para apagar luces en caso de que no haya nadie y así evitar posibles descuidos.

Para la iluminación exterior y que sea de encendido necesario, como puede ser la entrada a la vivienda, se coloca un sensor fotoeléctrico, para encender la luz pertinente en caso de poca iluminación natural.



Fig.61.- Sensor crepuscular

A parte el sistema ha de disponer de apagados generales, para asegurarse de que se apaguen todas las luces, o bien en el caso de irse a dormir, colocando un pulsador a tal efecto en la cabecera de la cama de la habitación, o bien a la salida de la vivienda, pudiendo así apagar todas las luces cuando el usuario abandone la casa.

1.6.4. Agua

Para el ahorro de agua se actúa sobre el sistema de riego, encendiendo este a las horas necesarias y siempre que se requiera agua, puesto que si llueve o ha llovido el sistema no debe activarse.



Fig. 62.- Programador de riego

Otro elemento a controlar son las posibles fugas que se puedan presentar en baño, aseo y cocina. Se colocan sensores de detección de agua en estas estancias y electroválvulas para el corte del suministro en el caso de presentarse una.



Fig. 63.- Detección de agua

1.6.5. Consumo eléctrico general

En este caso el sistema controla determinadas tomas de corriente, evitando que haya dispositivos o electrodomésticos eléctricos que estén alimentados continuamente, por ejemplo actuar sobre las tomas que alimentan televisores, equipos de audio, reproductores de video etc. Estas tomas se quedan sin alimentación cuando el usuario pulse unos de pulsadores de apagado general, volviendo a activarlos con una pulsación al mismo pulsador.

1.6.6. Elección del sistema

Una vez descritas las funciones de que ha de disponer el sistema, hay que seleccionar uno lo suficientemente potente para llegar a controlarlas todas. Además se ha de tener en cuenta que tanto el usuario o bien por nuevas funciones o sistemas de ahorro energético, pueda en un futuro ampliar el sistema sin necesidad de grandes cambios en la instalación. A parte se tienen en cuenta otros aspectos como poder incrementar el confort así como poder integrar el sistema de alarma dentro del sistema domótico.

En la actualidad hay una gran oferta de sistemas domóticos. Para este caso hay muchos que ya quedan fuera por sus pocas funciones, que son los kits que presentan varios fabricantes para aplicaciones sencillas y de difícil ampliaciones. Estos sistemas están pensados para pequeños pisos y promociones de vivienda, donde el precio es lo más importante.

Esta claro que para poder cubrir todas las necesidades y las posibles ampliaciones de la casa, el sistema ha de ser bastante potente. Una vez llegado ha este punto hay que diferenciar dos clases de sistemas, los que están basados en un control centralizado, tipo PLC, donde todo el control se gestiona desde un único dispositivo y los de control distribuido, donde el control se distribuye por toda la casa. En este caso cada dispositivo dispone de la electrónica suficiente para controlar la parte de la casa o función que le es asignada. Los dos tienen sus ventajas e inconvenientes. Para este caso se escoge un sistema totalmente distribuido, por la siguiente razón. Pese a que los dos tipos por potencia y tecnología si que nos permite cubrir todas las necesidades y permite ampliar elementos y funciones ha controlar. Hay que pensar que en el sistema centralizado, se ha de tener muy claro que es lo que se necesita y que es lo que se puede ampliar, puesto que estos sistemas requieren cablear todos los elementos a controlar (luces, tomas, persianas...) y los de control (sensores, pulsadores...) a un cuadro, que es donde esta el dispositivo de control.

En este caso la tirada de cables es importante, a parte de la tirada de cables necesarios, hay que dejar cables de reserva en distintos puntos de la casa. Además en el caso de no haber contemplado una posible ampliación, esta llevaría a tener que hacer una nueva tirada de cable desde el punto de control y otra desde el punto a controlar hasta el cuadro de control, con los problemas que esto pueda acarrear, como pueden ser las obras.

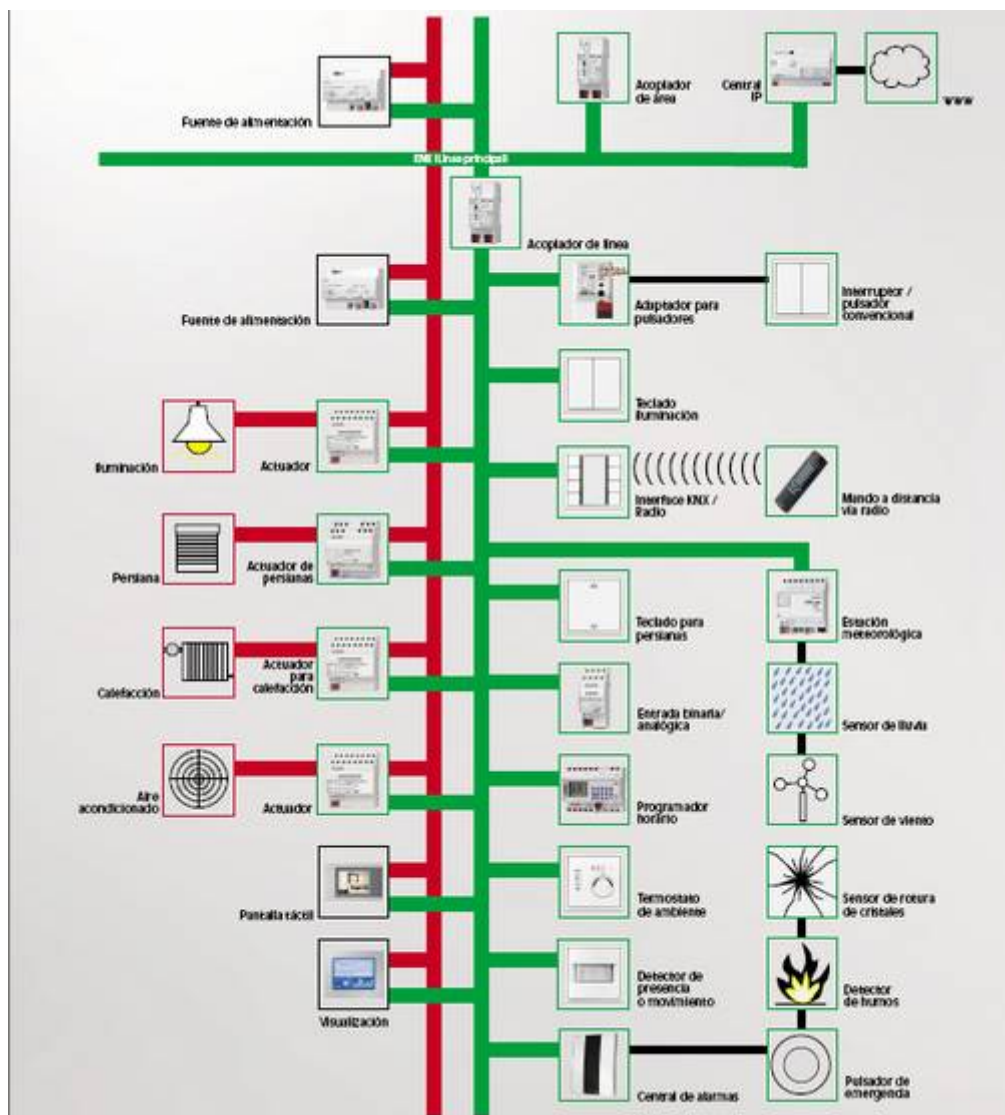


Fig. 64.- Control distribuido

En un control distribuido el cableado se reduce mucho, puesto que todos los dispositivos que de control que hay repartidos por toda la casa se comunican a través de una manguera que van de 2 a 4 hilos. Lo que se ha de tener en cuenta es que todos los dispositivos de control estén conectados a esta manguera. A parte de la instalación inicial, donde el cableado se ve reducido, las ampliaciones del sistema son mínimas, puesto que sólo hay que preocuparse de conectar los nuevos dispositivos al cable de comunicación.

Para este caso decir que hay un sistema que por prestaciones y tecnología se ajusta a las necesidades, este es el sistema KNX, el cual es un estándar, lo cual permite utilizar dispositivos de distintos fabricantes con la seguridad de un 100% de compatibilidad entre sistemas.



Fig. 65.- Logo KNX

1.7. Condiciones medioambientales

1.7.1. Reducción de CO₂

Como se verá a continuación, tanto con la implantación de la energía solar termica, como con la fotovoltaica, el ahorro de CO₂ es importante.

Costes	C kWh bruto	Coste kWh útil
kWh eléctrico (€)	0,102	0,141
kWh gas (€)	0,043	0,12
kWh gasoil (€)	0,036	0,104

Tabla 19. Costes energía

Factor de CO₂ : 0,783 Kg CO₂/Kwhe
0,30 Kg CO₂/KwhT

1.7.1.1. Energía Solar Termica

Como se puede observar en las tablas 20 y 21, la instalación se amortiza en 9 años y la reducción de emisiones de CO₂ a la atmósfera es de 43 Tn en el caso de que se utilice un termo eléctrico para el agua caliente sanitaria.

Area captación	3,4 m ²
Necesidades térmicas anuales	3509,69 kWh
Necesidades térmicas 20 años	70193,9kWh
Nº captadores	2
Producción solar anual	2735,90
Producción solar 20 anys	54718,16
Fracción solar	78,99%
Ahorro energético anual	2724,14
Ahorro energético 20 años	54482,86

Tabla 20.-Ahorro energético.

ENERGÍA AUXILIAR	ELECTRICIDAD	GAS	GASOIL
Ahorro económico anual	384,10 €	326,90 €	283,31 €
Ahorro económico 20 anys	7.682,08 €	6.537,94 €	5.666,22 €
Ahorro emisiones de CO ₂ Kg	42660,08	16344,85	42660,08
Ahorro emisiones de CO ₂ Tn	43	16	43
Coste de la instalación €	3.489,56	3.489,56	3.489,56
Amortización (años)	9	10,6	12

Tabla 21.- Ahorro emisiones CO₂ y amortización de la instalación.

1.7.1.2. *Energía Solar Fotovoltaica*

Como se observa en la tabla 22 la instalación fotovoltaica genera unos ingresos cada mes que a final de año son de 722,20 €

En la tabla 23 se observa que el periodo de amortización de la instalación es de 12 años y también una considerable reducción de CO2 a la atmósfera, 25 Tn.

MESES	Radiación efectiva (kWh/m2/día)	Energía útil (kWh/m2/día)	Energía útil (kWh/m2/mes)	Ingresos €
ENE	3,716	3,437	106,55	47,56
FEB	4,345	4,019	112,53	50,23
MAR	5,021	4,654	144,27	64,40
ABR	5,408	5,022	150,65	67,25
MAY	5,452	5,079	157,46	70,29
JUN	5,405	5,054	151,61	67,67
JUL	5,421	5,085	157,63	70,36
AGO	5,418	5,088	157,73	70,41
SEP	5,133	4,805	144,14	64,34
OCT	4,486	4,198	130,14	58,09
NOV	3,802	3,538	106,15	47,38
DIC	3,444	3,191	98,91	44,15
INGRESOS ANUALES				722,2

Tabla 22.- Ingresos

Coste de la instalación fotovoltaica	9.101,80 €
Amortización	12 años
Ahorro emisiones de CO2 Kg	24.670,88
Ahorro emisiones de CO2 Tn	25

Tabla 23.- Ahorro emisiones CO2 y amortización de la instalación

El precio de venta del Kwh a la Red eléctrica es , según el Real Decreto 809/2006, del 575% de la Tarifa Media de Referencia (TMR) que para el año 2007 es de 0,077644, por lo tanto la compañía compra por 0, 4464 €/el Kwh.

1.7.2. Huella ecológica

España en compromiso de lo acordado en el Protocolo de Kyoto está tomando medidas para llegar a los compromisos de dicho Protocolo. Entre otras medidas está el plan de energías renovables, el cual se encarga de regular las medidas mínimas que se tiene que cumplir para llegar a lo acordado en cuanto a energías renovables se refiere, dentro de este plan se incluyen la energía solar fotovoltaica y la energía solar térmica, la segunda obligada a instalarse en edificaciones de obra nueva o grandes reformas, y la segunda potenciada por ayudas.

A continuación se muestra un gráfico de las emisiones de gases emitidos en el territorio español y los objetivos a cumplir.

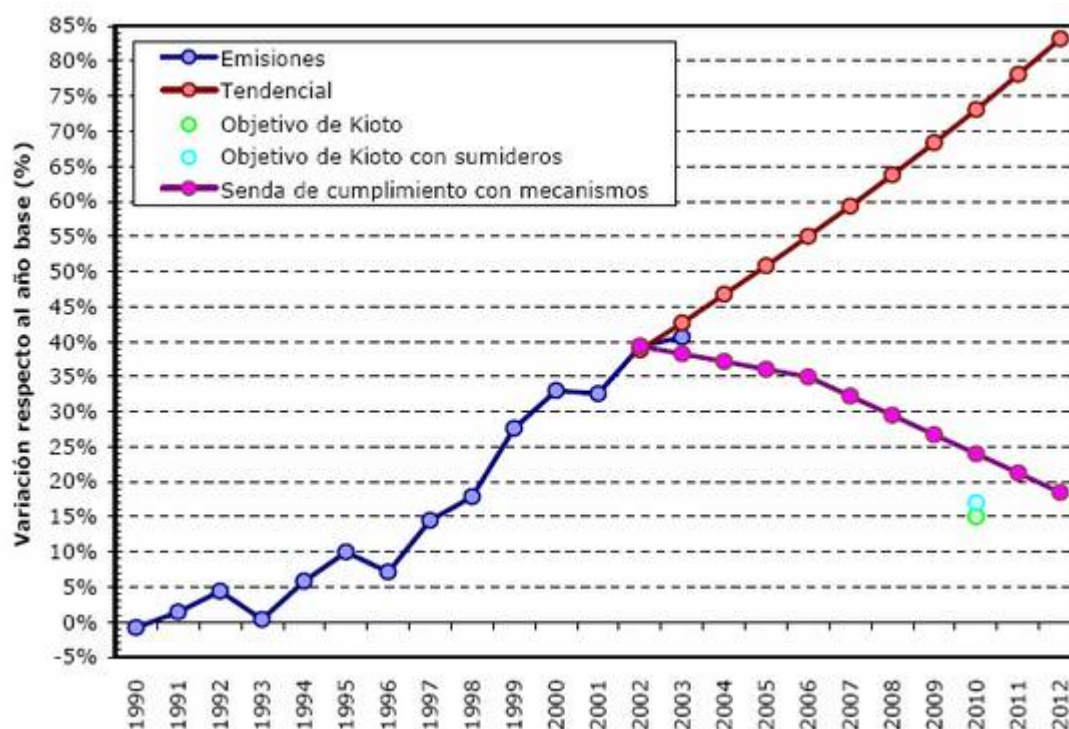


Tabla 24 .- Emisiones de gases

1.7.2.1. Plan de energías Renovables 2005-2010

El Plan de Fomento de las Energías Renovables (PFER) 2000-2010, de acuerdo con la Ley 54/1997 del Sector Eléctrico, establecía unos objetivos que permitían alcanzar, en el año 2010, el objetivo de que las fuentes de energía renovables cubrieran como mínimo el 12% de la demanda total de energía primaria. Este objetivo, que informa las políticas de fomento de las energías renovables en la UE desde la aprobación del Libro Blanco en 1997, vuelve a ser asumido por el nuevo Plan de Energías Renovables 2005-2010 que propone, sin embargo, una distribución diferente de los esfuerzos por áreas, de manera que sea posible la consecución de dicho objetivo global.

Área tecnológica (ktep)	Objetivo	1999-2004	Logro (%)
Minihidráulica (<10 MW)	192	64	33,3%
Hidráulica (10 a 50 MW)	60	7	11,7%
Eólica	1.680	1.511	89,9%
Biomasa	6.000	538	9,0%
Biocarburantes	500	228	45,6%
Biogás	150	186	124,0%
Solar fotovoltaica	17	4	23,5%
Solar termoeléctrica	180	0	0,0%
Solar térmica a baja temperatura	309	25	8,1%
Residuos sólidos	436	134	30,7%
Geoterminia	0	4	N.A.
Total	9.524	2.701	28,4%

Tabla 25 .-Cumplimiento de objetivos del Plan de Fomento de las Energías Renovables

Ktep: Miles de toneladas equivalentes de petróleo

Tal y como recoge la tabla 25, desde la aprobación del PFER hasta finales de 2004 el consumo global de energías renovables ha aumentado en España en 2,7 Mtep/año, un crecimiento significativo, aunque insuficiente para alcanzar los ambiciosos objetivos fijados, pues hasta finales de 2004 se había cumplido el 28,4% del objetivo de incremento global. Tres fuentes renovables han evolucionado de forma satisfactoria: eólica, biocarburantes y biogás. La energía minihidráulica avanza más despacio de lo previsto y áreas como biomasa y las solares se están desarrollando sensiblemente por debajo del ritmo necesario para alcanzar los objetivos finales. Por lo que se refiere a la biomasa, el balance del PFER señala la necesidad de introducir cambios urgentes y sustanciales en el marco en el que se desenvuelve, sin los cuales no sería posible alcanzar los objetivos a 2010.

Junto a la propia dinámica de seguimiento del PFER, que indica que las previsiones iniciales de crecimiento no se están cumpliendo, existen razones adicionales que aconsejan la mencionada revisión. En primer lugar, el consumo de energía primaria -y la intensidad energética- han crecido muy por encima de lo previsto, en gran medida inducido por el importante incremento de la demanda eléctrica y del consumo de carburantes para el transporte. Y ello, por sí solo, obligaría a revisar al alza el crecimiento previsto de las energías renovables por el PFER para alcanzar el 12% en el año 2010. En segundo lugar, tras la aprobación del PFER han sido establecidos otros dos objetivos indicativos que hacen referencia a la generación de electricidad con fuentes renovables y al consumo de biocarburantes, que es necesario contemplar en un nuevo Plan:

- 1) La Directiva 2001/77/CE, cuya transposición se encuentra en trámite, contempla una serie de actuaciones para promocionar la electricidad generada con fuentes de energía renovables en el mercado interior de la electricidad. Esta Directiva establece unos objetivos indicativos nacionales para 2010 que, en el caso de España, suponen que la electricidad generada con estas fuentes en ese año alcance el 29,4% del consumo nacional bruto de electricidad.

Sectores	2004 como año medio			Objetivo año 2010		
	Potencia (MW)	Prod. (GWh)	E.P. (ktep)	Potencia (MW)	Prod. (GWh)	E.P. (ktep)
Hidráulica (> 50 MW)	13.521	25.014	1.979	13.521	25.014	1.979
Hidráulica (10 a 50 MW)	2.897	5.794	498	3.257	6.480	557
Hidráulica (<10 MW)	1.749	5.421	466	2.199	6.692	575
Centrales de biomasa	344	2.193	680	1.317	8.980	3.586
Co-combustión	0	0	0	722	5.036	1.552
Residuos sólidos urbanos	189	1.223	395	189	1.223	395
Eólica	8.155	19.571	1.683	20.155	45.511	3.914
Solar fotovoltaica	37	56	5	400	609	52
Biogás	141	825	267	235	1.417	455
Solar termoeléctrica	0	0	0	500	1.298	509
Subtotal áreas eléctricas	27.033	60.097	5.973	42.495	102.260	13.574
Biomasa			3.487			4.070
Solar térmica de baja T (m ²)	700.805		51	4.900.805		376
Subtotal áreas térmicas			3.538			4.446
Biocarburantes del transporte			228			2.200
Total energías renovables			9.739			20.220
Consumo de energía primaria			141.567			167.100
Renovables en energía primaria			6,88%			12.10%

Tabla 26 .-Objetivos del Plan de Energías Renovables 2005-2010

2) La Directiva 2003/30/CE, relativa al fomento del uso de biocarburantes u otros combustibles renovables en el transporte y transpuesta mediante el Real Decreto 1700/2003, establece unos objetivos indicativos, calculados sobre la base del contenido energético, del 2% a finales de 2005 y el 5,75% a finales de 2010, de la gasolina y el gasóleo comercializados con fines de transporte en los respectivos mercados nacionales

1.7.2.2. *Objetivos energéticos*

De acuerdo con el análisis del contexto energético general y sus perspectivas de evolución, de las posibilidades de desarrollo de cada área y del objetivo global sobre consumo de energías renovables, así como de los otros dos objetivos indicativos para el año 2010, se han definido los objetivos de desarrollo de cada una de las fuentes renovables. La tabla 26 recoge, de forma sintética, la situación de las energías renovables en España a finales de 2004 y el resumen de los nuevos objetivos del Plan de Energías Renovables 2005-2010 (PER), divididos en tres grandes bloques: áreas de generación eléctrica, usos térmicos de las energías renovables y biocombustibles utilizados como carburantes en el sector transporte -biocarburantes-. Estos objetivos suponen una contribución de las fuentes renovables del 12,10% del consumo de energía primaria en el año 2010, una producción eléctrica con estas fuentes del 30,3% del consumo bruto de electricidad, y un consumo de biocarburantes del 5,83% sobre el consumo de gasolina y gasóleo previsto para el transporte.

Destaca la importante contribución prevista de la energía eólica, que eleva hasta 20.155 MW el objetivo de potencia instalada, con una producción estimada de 45.511 GWh. Se elevan también de forma importante los objetivos de biocarburantes -desde 0,5 Mtep que contemplaba el PFER, a 2,2 Mtep-, solar fotovoltaica -que ahora sitúa su objetivo en 400 MW instalados-, solar termoeléctrica, que eleva su objetivo a 500 MW y biogás. Con respecto a la biomasa hay que hacer la diferenciación entre la destinada a generación de electricidad y la de usos térmicos. En la primera, el objetivo de crecimiento se sitúa en 1.695 MW, para cuyo desarrollo se cuenta, entre otros, con tres elementos: la puesta en marcha de un programa de co-combustión, para la combustión conjunta de biomasa y carbón en centrales existentes de este combustible fósil; un sensible incremento de la retribución a la electricidad generada en instalaciones de biomasa eléctrica; y la ya existente Comisión Interministerial de la Biomasa, cuyo funcionamiento se espera dinamice el mercado potencial. Y en lo que respecta a la biomasa térmica, el objetivo de incremento asciende a 583 ktep, y para ello se cuenta, entre otras actuaciones, con mejorar la logística de suministro de los residuos y con una nueva línea de apoyo a la inversión a fondo perdido.

1.7.2.3. Medidas para el cumplimiento

Como es lógico, el adecuado cumplimiento de los objetivos establecidos en el PER requiere el mantenimiento y/o la puesta en marcha de un conjunto de medidas en las diferentes áreas. Con carácter general, y por lo que se refiere a la generación de electricidad, cabe señalar que el principal apoyo que reciben las energías renovables es el derivado del sistema de primas vigente en nuestro país. El mantenimiento de los actuales niveles de retribución, en unos casos, y la mejora de esa retribución en otros, son condición sine qua non para alcanzar los objetivos propuestos. En conjunto el PER supone una inversión durante el periodo 2005-2010 de 23.599 M€, con un volumen total de apoyos a las energías renovables de 8.492 M€, de los que 3.536 M€ corresponden a ayudas públicas en sentido estricto -con cargo a los Presupuestos Generales de Estado, en parte vía ayudas a la inversión y en parte por incentivos fiscales a la producción de biocarburantes- y 4.956 M€ representan el apoyo total a la generación de electricidad con renovables a través del sistema de primas. Así, el resumen de las medidas prioritarias en cada una de las áreas es:

1) Eólica: la realización de las medidas prioritarias afectan de una manera esencial a la consecución del objetivo eólico definido en el Plan, relativo a la puesta en marcha de instalaciones eólicas por una nueva potencia de 12.000 MW durante el período 2005-2010 hasta alcanzar los 20.000 MW eólicos acumulados.

2) Hidroeléctrica: la realización de las medidas prioritarias planteadas afectan de una manera esencial a la consecución de objetivos del área hidráulica entre 10 y 50 MW, ya que la mayoría de las instalaciones previstas (70%) son centrales de pie de presa, que necesitan para su desarrollo que salga a concurso público el aprovechamiento de la presa. Para el área minihidráulica, estas medidas afectan también aproximadamente en un 30% del objetivo total.

3) Solar térmica: el cumplimiento del objetivo supone incrementar la superficie anual media a 700.000 m². Esto no es posible sin medidas estructurales que provoquen un cambio de tendencia, como el que supone la aprobación del Código Técnico de la Edificación. Con el fin de garantizar la rentabilidad económica de los proyectos y mantener un incremento de la superficie instalada anualmente hasta el año 2008, cuando empezará a notarse en el mercado la aprobación del Código Técnico de la Edificación, es necesario el mantenimiento de las ayudas conforme a los niveles previstos.

4) Solar termoeléctrica: el Real Decreto 436/2004 establece 200 MW como límite para la remuneración con las primas actuales. Por tanto como el objetivo definido en el Plan es 500 MW, sino se incrementa este límite no se ejecutarían 300 MW.

5) Solar fotovoltaica: la medida considerada para asegurar la viabilidad de los proyectos es el mantenimiento de las condiciones del Real Decreto 436/2004. Por tanto, desde el punto de vista económico, la consecución del 95 % de los objetivos depende de esta medida.

6) Biomasa: para alcanzar los objetivos previstos es necesario un cambio en la tendencia en cuanto a las aplicaciones eléctricas. En consecuencia deben realizarse las modificaciones legislativas correspondientes que posibiliten una sensible mejora de la retribución. Estas modificaciones deben incluir la posibilidad de incorporar proyectos de co-combustión al régimen especial, puesto que ofrece claras ventajas técnicas, energéticas y económicas.

7) Biocarburantes: para dar confianza y movilizar las inversiones que posibiliten el cumplimiento de los objetivos es necesario que las ventajas fiscales se consoliden durante el periodo de amortización de las inversiones. Ahora bien, ello requerirá evaluar, en el momento oportuno, si concurren las condiciones exigidas por la normativa comunitaria que se concretan en que los incentivos fiscales a los biocarburantes no puedan exceder del mayor coste de producción que en cada momento éstos presenten frente a los carburantes convencionales.

Así mismo, el importante crecimiento de las energías renovables en este Plan representa un reto y una oportunidad para la innovación tecnológica. Este impulso a la innovación tecnológica contará con fondos

del IDAE para I+D+i, de acuerdo a unas líneas prioritarias que se definirán, así como con fondos del Programa de Fomento de la Investigación Técnica.

1.7.2.4. Efectos positivos

La forma y cantidad en que se satisfacen las necesidades energéticas presenta importantes implicaciones en el orden social, económico y ambiental. A la vez que la energía es un elemento clave en el desarrollo económico y social, su transformación y consumo dan lugar a una importante agresión al medio ambiente y constituyen la principal injerencia humana en el sistema climático, además de un consumo de recursos limitados. Por ello, la mejora de la eficiencia energética y un crecimiento sustancial de las fuentes de energía renovables son elementos de estrategia económica, social y ambiental, que dan lugar a importantes impactos positivos.

1) Diversificación energética: la diversificación de las fuentes de energía y la limitación, en lo posible, de la dependencia energética exterior son elementos que aportan estabilidad a la economía, mejoran la seguridad del suministro y contribuyen a reducir los importantes déficit comerciales que presenta la balanza de pagos. Globalmente, los objetivos suponen aumentar la contribución de las energías renovables al final del periodo en cerca de 10,5 Mtep, de los que 7,6 Mtep corresponden a generación de electricidad. A la hora de evaluar los beneficios del aumento de esta producción autóctona, junto a otras consideraciones conviene hacer referencia al peso que tienen sobre nuestra economía las importaciones energéticas. En este sentido, cabe señalar que el saldo energético exterior entre 2000 y 2003 ha sido deficitario por valor de unos 15.000 M€ anuales y, en el año 2004, el saldo negativo ha ascendido a más de 17.500 M€, cifra que representa el 29% del saldo comercial negativo del conjunto de la economía nacional y equivale al 2,2% del PIB.

2) Ambientales: la creciente preocupación por las consecuencias ambientales, sociales y económicas del cambio climático, su reflejo en el Protocolo de Kioto, y el hecho de que la producción y consumo de energía sean los principales responsables de las emisiones de gases de efecto invernadero, sitúan al sector energético como clave para alcanzar los objetivos. La utilización de energías renovables presenta múltiples ventajas de tipo ambiental frente al uso de otras fuentes -combustibles fósiles y energía nuclear-. De acuerdo con la hipótesis conservadora utilizada para el cálculo de las emisiones evitadas en generación eléctrica, es decir, frente a las de una moderna central de ciclos combinados a gas natural, se alcanza un volumen de emisiones evitadas por el PER en el año 2010 de 27,3 Mt CO₂. En cuanto a la valoración económica de estas emisiones evitadas, considerando un precio de 20 €/t CO₂, asciende a 547 M€ en 2010. Además, las emisiones evitadas hasta el año 2010 serían 77 Mt CO₂, bajo la misma hipótesis, salvo en lo que respecta a la co-combustión. En cuanto a la valoración económica de estas emisiones evitadas, y considerando el mismo precio, asciende hasta 2010 a 1.540 M€.

3) Socioeconómicos: la puesta en marcha del PER da lugar a beneficios socioeconómicos de diferente tipo, entre los que cabe destacar la mejora y modernización del tejido industrial, la generación de empleo y la contribución al desarrollo regional. Por lo que se refiere al tejido industrial y, en un sentido más amplio, al conjunto de actividades económicas vinculadas con el desarrollo de las energías renovables, en España existe un buen número de empresas, con cifras de negocio significativas, especialmente en algunas áreas. Actualmente se tienen registradas más de 1.300 empresas que desenvuelven su actividad en diferentes actividades relacionadas con el sector de las energías renovables. En relación con el mercado laboral, se ha hecho una evaluación del empleo neto generado en cada una de las áreas como consecuencia del PER; aunque la dificultad de estimar esta variable, especialmente a futuro, aconseja tomar estos datos con prudencia. Durante los últimos años se han llevado a cabo en Europa diferentes estimaciones sobre el potencial de creación de empleo de las energías renovables, que varían en función de la tecnología analizada y la metodología utilizada. En general, parece aceptado que el desarrollo de las energías renovables contribuye de forma efectiva a la generación de empleo. Además, la dispersión de estas fuentes redundaría en una distribución más equitativa de los empleos generados, afectando, en la mayor parte de las ocasiones a zonas geográficas con escasez de oportunidades laborales. La evaluación llevada a cabo sitúa alrededor de 100.000 los empleos netos generados durante el periodo 2005-2010.

2. Cálculos justificativos

2.1. Energía Solar Termica (ACS)

2.1.1. Datos de partida

Los datos de partida son de gran importancia en el desarrollo de un proyecto, ya que de ellos dependen los cálculos realizados, y por lo tanto los resultados del proyecto. De manera que estos datos serán definidos, con la mayor exactitud posible para obtener unos resultados satisfactorios en el desarrollo del proyecto. Siendo estos datos los siguientes:

2.1.1.1. Datos referidos a la familia ocupante

- La familia esta formada por cuatro miembros dos adultos y dos niños
- Los hábitos de consumo de agua caliente sanitaria de esta familia son los habituales, por lo que se utilizara como consumo diario 55 litros por persona.
- El grado de ocupación de la vivienda será del 100% durante todo el año, excepto una quincena del mes de Agosto.

2.1.1.2. Datos geográficos

La vivienda unifamiliar objeto de estudio, esta situada en la C/ Pintor fortuny, núm. 27 de CREIXELL, provincia de Tarragona.

Con coordenadas geográficas 41° 09' 48" N 1° 26' 18" E

2.1.2. Determinación de consumos energéticos

El primer cálculo lógico en cualquier instalación es evaluar el consumo necesario. En el caso de agua caliente sanitaria, hay que conocer los litros de agua que cada día consumen los usuarios de las viviendas.

Según su aplicación:

APLICACIÓN	CONSUMO TIPO
Ducha equipamiento deportivo	30 l/usuario
Consumo medio viviendas colectivas	35 l/ persona
Consumo medio vivienda unifamiliar	55 l/ persona
Pensiones, hostales y albergues	70 l/cliente
Camping	60 l/plaza
Hoteles de tres y cuatro estrellas	120 l/cliente
Hoteles de lujo	160 l/cliente
Restaurantes	10 l/comida
Cafeterías	2 l/servicio
Gimnasios	40 l/usuario
Hospitales y clínicas	60 l/cama
Residencias geriátricas	40 l/persona
Escuelas	5 l/alumno
Fabricas y talleres	20 l/trabajador
Lavanderías	6 l/Kg de ropa

Tabla 27.- Consumos

Aparato	3 hab.	4 hab.
	3-5 pax	4-7 pax
Cocina	46 l	57 l
Lavabo	18 l	23 l
Ducha	46 l	46 l
Bidé	6 l	11 l
Baño	125 l	250 l

Aparato	Consumo litros	Consumo T°
Cocina	20 l/día	60
Lavabo	6 l/día	40
Ducha	40 (35) l/día	40 (45)
Bidé	6 l/día	40
Baño	128 (110) l/día	40 (45)

Tabla 28.- Consumos aparatos ACS

Tabla 29.- Consumos aparatos ACS por pax.

Hay que tener en cuenta un factor de simultaneidad porque a medida que aumenta el número de viviendas, también lo hace las viviendas deshabitadas y las que están ocupadas por pocas personas.

f = 1	Edificios de < 10 viviendas
f = 0,9	Edificios entre 10-15 viviendas
f = 0,8	Edificios entre 15-25 viviendas
f = 0,7	Edificios de > 25 viviendas

Tabla 30.- Factor simultaneidad

Según las tablas anteriores en la vivienda que calcularemos, estableceremos que el consumo de agua es de 55 l/ persona, por lo tanto tendremos que el consumo diario de la vivienda unifamiliar es :

$$55 \text{ l/persona} \times 4 \text{ personas} = 220 \text{ l/ diarios}$$

Una vez se ha establecido el volumen de agua que consumirán los usuarios de la instalación, hay que encontrar la energía que se tiene que aportar para conseguir aumentar la temperatura del agua de red hasta los 42 o 45 °C de servicio. Para hacer este cálculo primero encontraremos el salto térmico mediante la expresión:

$$\Delta t = (t_{\text{servicio}} - t_{\text{red}}) \text{ [}^{\circ}\text{C]} \quad (12)$$

Donde:

t_{servicio} Es la temperatura del agua de consumo. Habitualmente haremos servir los 45° C.
 t_{red} Es la temperatura a la que llega el agua fría de consumo de la red de distribución. Este valor lo puede suministrar la compañía local y, si no se dispone de ningún dato local, se utiliza la siguiente tabla de temperaturas medias mensuales provinciales.

	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
Barcelona	8	9	11	13	14	15	16	15	14	13	11	8
Girona	6	7	9	11	12	13	14	13	12	11	9	6
Lleida	5	6	8	10	11	12	13	12	11	10	8	5
Tarragona	6	7	9	11	12	13	14	13	12	11	9	6

Tabla. 31.-Temperatura media mensual del agua fría de la red en las provincias de Cataluña (°C)

Variación de temperatura necesaria

Temperatura de consumo: 45 °C

	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
Barcelona	37	36	34	32	31	30	29	30	31	32	34	37
Girona	39	38	36	34	33	32	31	32	33	34	36	39
Lleida	40	39	37	35	34	33	32	33	34	35	37	40
Tarragona	39	38	36	34	33	32	31	32	33	34	36	39

Tabla. 32.- Incremento T°

Una vez conocemos el volumen de agua a calentar diariamente y el salto térmico que hay que dar, calcularemos la energía necesaria a consumir a través de la expresión:

$$Q = V \delta C_e \Delta t \text{ [Kcal]} \quad (9)$$

Donde:

- Q es la cantidad de calor necesaria expresada en Kcal.
- V es el volumen diario de consumo expresado en litros.
- Δ es la densidad del agua (1 kg/l como valor de referencia).
- Ce es el calor específico del agua (1 Kcal/Kg °C).
- Δt es el incremento de temperatura expresado en °C.

La cantidad de calor necesaria es muy importante en el cálculo, ya que se trata del dato de partida, es decir, del resultado que queremos obtener de la instalación.

Cálculo de la energía necesaria (kcal)

Densidad del agua : 1 kg/l

Calor específico del agua: 1 kcal (°Ckg)

Volumen diario de consumo: 238 l

	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
Barcelona	8806	8568	8092	7616	7378	7140	6902	7140	7378	7616	8092	8806
Girona	9282	9044	8568	8092	7854	7616	7378	7616	7854	8092	8568	9282
Lleida	9520	9282	8806	8330	8092	7854	7616	7854	8092	8330	8806	9520
Tarragona	9282	9044	8568	8092	7854	7616	7378	7616	7854	8092	8568	9282

Tabla 33.- Energía necesaria

Energía	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
kcal/día	9282	9044	8568	8092	7854	7616	7378	7616	7854	8092	8568	9282
MJ/día	38,85	37,85	35,86	33,86	32,87	31,87	30,88	31,87	32,87	33,86	35,86	38,85

kWh/día	10,79	10,51	9,96	9,40	9,13	8,85	8,57	8,85	9,13	9,40	9,96	10,79
----------------	-------	-------	------	------	------	------	------	------	------	------	------	-------

Tabla 34.- Energía necesaria en MJ/día y kWh/día

2.1.3. Determinación de la energía solar disponible

La energía que hay disponible en un lugar determinado, se puede evaluar de diferentes maneras: tomando medidas en el emplazamiento de la instalación, evaluando la radiación a partir de otras instalaciones próximas, haciendo estimaciones de la población local, etc.

Los datos que utilizaremos en los cálculos serán los que corresponden a las tablas de radiación solar emitidas por los departamentos competentes de la administración: ICAEN en Cataluña y el Instituto Nacional de Meteorología para el resto del Estado.

Radiación solar global diaria sobre superficies inclinadas (MJ/m²/día). Estación: Tarragona

Orientación: 0°													
Inclinación	Gen	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual
0°	7,28	10,37	14,86	19,72	23,51	25,24	24,41	21,20	16,56	11,72	7,97	6,33	15,79
5°	8,26	11,37	15,78	20,38	23,86	25,42	24,67	21,73	17,39	12,67	8,93	7,28	16,50
10°	9,20	12,31	16,60	20,95	24,06	25,44	24,77	22,13	18,12	13,54	9,85	8,19	17,12
15°	10,09	13,17	17,33	21,39	24,11	25,31	24,72	22,42	18,73	14,34	10,70	9,05	17,63
20°	10,91	13,95	17,95	21,70	24,01	25,01	24,52	22,60	19,23	15,04	11,49	9,85	18,04
25°	11,67	14,64	18,46	21,87	23,84	24,59	24,22	22,63	19,61	15,66	12,21	10,59	18,35
30°	12,35	15,24	18,85	21,91	23,53	24,09	23,81	22,53	19,87	16,17	12,86	11,27	18,55
35°	12,95	15,74	19,13	21,81	23,08	23,46	23,25	22,29	20,00	16,58	13,41	11,87	18,64
40°	13,46	16,15	19,28	21,58	22,48	22,67	22,56	21,91	20,01	16,89	13,89	12,38	18,62
45°	13,89	16,45	19,31	21,21	21,75	21,75	21,72	21,40	19,90	17,09	14,27	12,83	18,47
50°	14,23	16,64	19,23	20,71	20,88	20,70	20,76	20,75	19,66	17,18	14,56	13,19	18,21
55°	14,47	16,73	19,02	20,09	19,89	19,53	19,67	19,98	19,30	17,16	14,75	13,46	17,84
60°	14,62	16,70	18,69	19,34	18,78	18,29	18,47	19,08	18,82	17,04	14,85	13,64	17,36
65°	14,66	16,57	18,25	18,48	17,62	17,03	17,28	18,08	18,22	16,80	14,85	13,73	16,80
70°	14,62	16,34	17,69	17,51	16,40	15,67	15,98	16,98	17,51	16,46	14,75	13,72	16,13
75°	14,47	15,99	17,02	16,43	15,10	14,23	14,60	15,84	16,70	16,01	14,56	13,63	15,38
80°	14,23	15,55	16,25	15,28	13,71	12,71	13,14	14,61	15,79	15,47	14,27	13,44	14,53
85°	13,90	15,01	15,38	14,08	12,25	11,21	11,62	13,30	14,78	14,83	13,89	13,17	13,61
90°	13,47	14,37	14,42	12,80	10,75	9,77	10,19	11,93	13,69	14,09	13,42	12,81	12,63

Tabla 35.-Radiación solar en Tarragona para Azimut 0°. (MJ/m² día)

Fuente: "Atlas de Radiació a Catalunya"

A partir de estas tablas, se observan dos datos a tener en cuenta a la hora de escoger el valor de radiación adecuado.

2.1.3.1. Inclinación de los captadores

Seguiremos los siguientes criterios en función de la estación del año, en la cual se haga servir más la instalación:

VERANO: (Latitud del lugar - 10°) Para Cataluña esto supone 30-35°C

INVIERNO: (Latitud del lugar + 10°) Para Cataluña esto supone 50-55°C

USO CONTINUADO: La inclinación del montaje será igual que la del invierno, porque es la época más desfavorable.

La latitud de la vivienda objeto de estudio es alrededor de 40°, y como la instalación será de uso continuado se sumará 10°, por lo tanto:

INCLINACIÓN CAPTADORES: $40^{\circ} + 10^{\circ} = 50^{\circ}$

2.1.3.2. El mes del año

En las tablas aparecen datos de radiación del día medio de cada uno de los 12 meses del año. Por lo tanto la mejor opción es hacer un cálculo de necesidades y de superficie de captadores para cada uno de los meses y después escoger la superficie más interesante a efectos técnicos y económicos.

2.1.4. Cálculo de la energía aprovechada por el equipo solar

En una instalación solar no se puede aprovechar el 100% de la radiación disponible, es decir el equipo solar sólo aprovecha una parte del total. Este rendimiento se debe principalmente a las características del captador y a las pérdidas de calor en las tuberías y en el acumulador.

El calculo de la energía que puede aprovechar la instalación, se conseguirá haciendo servir como dato de partida, la radiación disponible y aplicándole sucesivos rendimientos para los conceptos que a continuación se exponen:

1. Radiación efectiva.

Hay una parte de radiación solar que pertenece a las franjas horarias de comienzo y final del día en que la intensidad de radiación es muy baja (inferior a los 200 W/m²), de manera que no produce ningún efecto práctico sobre el captador.

A partir de los datos de radiación horaria, se establece que el valor total de la radiación solar que llega en estas horas (no útiles) es del 6% respecto del total de radiación diaria.

Por lo tanto, a la hora de encontrar la radiación efectiva se hace el siguiente cálculo:

RADIACIÓN EFECTIVA = RADIACIÓN DIPONIBLE (TABLAS) X 0,94

Donde ,

0,94 es el factor de conversión para eliminar el 6% residual.

Radiación solar	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
MJ/m2/día	14,23	16,64	19,23	20,71	20,88	20,7	20,76	20,75	19,66	17,18	14,56	13,19
kWh/m2/día	3,95	4,62	5,34	5,75	5,80	5,75	5,76	5,76	5,46	4,77	4,04	3,66
Radiación efectiva	3,71	4,34	5,02	5,40	5,45	5,40	5,42	5,41	5,13	4,48	3,80	3,44

Tabla 36 .- Radiación efectiva

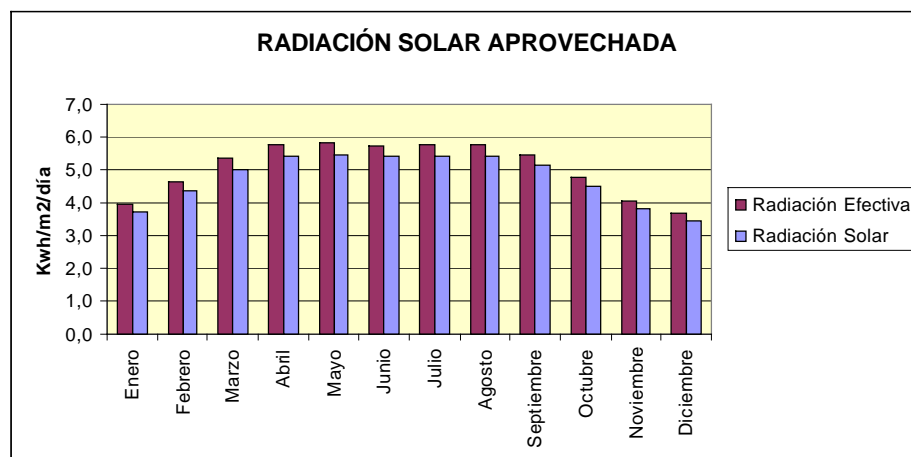


Tabla 37.- Gráfico radiación solar aprovechada

2.1.5. Dimensionado de la superficie de captación

2.1.5.1. Radiación que aprovecha el captador

Del total de radiación que llega al captador en intensidad suficiente como para producir un calentamiento efectivo una parte es rechazada por reflexión en el vidrio, otra es captada y, finalmente, una parte de esta última, es reemitida hacia el medio ambiente.

La proporción de radiación que aprovecha el captador respecto la radiación efectiva que llega al captador, la define el rendimiento del captador.

El rendimiento del captador no es un valor fijo, ya que depende de factores que varían durante el funcionamiento del captador (temperatura media del captador, temperatura ambiente, intensidad de radiación solar). Por lo tanto, se hará servir una expresión que permite acercarnos al rendimiento medio diario del captador para cada uno de los meses del año.

$$\eta = (0,94b) - [m (tm - ta)/I] \quad (6)$$

Donde,

η es el rendimiento expresado en tanto por uno

b es el valor de ganancias del captador que ha de facilitar por ensayo el fabricante (adimensional). Este valor está afectado por un coeficiente 0,94 que corrige el efecto negativo dado por el valor del ángulo de incidencia de la luz solar al captador a lo largo del día, así como el envejecimiento de la cubierta y la suciedad que se forma.

m es la pendiente de la recta e indica el factor de pérdidas del captador. La tiene que facilitar el fabricante por ensayo ($W/m^2 \text{ } ^\circ C$)

tm es la temperatura media del captador (normalmente se escoge el mismo valor del agua de consumo 45°)

tn es la temperatura media diurna (durante las horas de sol). Hay que consultarla el las tablas climáticas.

I es la intensidad de radiación media durante las horas de sol expresada en W/m^2 .

La temperatura ambiente diurna en Cataluña es:

	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
Barcelona	11	12	14	17	20	24	26	26	24	20	16	12
Girona	9	10	13	15	19	23	26	25	23	18	13	10
Lleida	7	10	14	15	21	24	27	27	23	18	11	8
Tarragona	11	12	14	16	19	22	25	26	23	20	15	12

Tabla 38.- T° ambiente diurna

Para poder calcular el valor de I , hay que aplicar la siguiente expresión:

I = Radiación efectiva/horas de sol diarias

Meses	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
Radiación efectiva (kWh/m ² /día)	3,71	4,34	5,02	5,40	5,45	5,40	5,42	5,41	5,13	4,48	3,80	3,44
Horas de sol (h)	7,5	8	9	9,5	9,5	9,5	9,5	9,5	9	9	8	7
Intensidad radiación (W/m ² /día)	495,41	543,11	557,90	569,22	573,89	568,94	570,59	570,32	570,38	498,43	475,22	492
Tº ambiente media (°C)	11	12	14	16	19	22	25	26	23	20	15	12
Tº media captador (°C)	40	40	40	45	50	50	50	50	45	40	40	40
Rendimiento	0,45	0,48	0,50	0,48	0,47	0,48	0,51	0,51	0,53	0,52	0,47	0,45
Energía útil (kWh/m ² /día)	1,68	2,08	2,51	2,60	2,56	2,64	2,77	2,80	2,73	2,35	1,80	1,57

Tabla 39.- Rendimiento y energía útil.

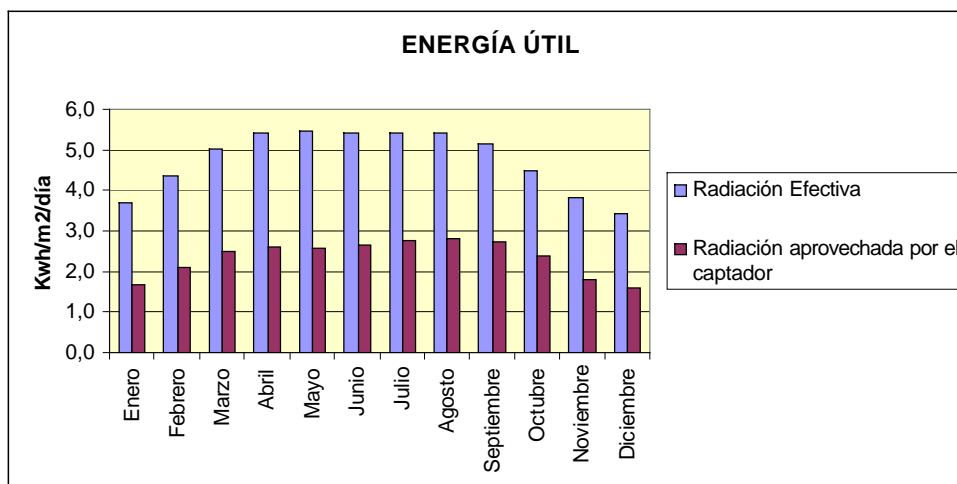


Tabla 40.- Energía útil

2.1.5.2. Radiación que aprovecha el sistema

Del total de la radiación que puede aprovechar el captador, el usuario aprovecha sólo una parte en forma de ACS, el resto se pierde en forma de calor a través de las paredes del acumulador, las tuberías, las válvulas y el resto de accesorios del circuito.

Evaluar exactamente estas pérdidas es muy complicado, ya que depende de la temperatura del fluido (ACS en el secundario y fluido caloportador en el primario), así como de la temperatura ambiente, de la calidad de los aislamientos, de su colocación, etc.

Así que se establece empíricamente un valor de pérdidas, que corresponden bastante a la realidad de las instalaciones en funcionamiento. Se trata del 10 al 15% en pérdidas para instalaciones de ACS de producción y consumos diarios, pero puede variar hasta un 8% para instalaciones en que el consumo de agua sea diario (instalaciones deportivas) o bien ampliar hasta un 20% en instalaciones con desfase entre producción y consumo (casas de fin de semana, etc.).

De manera que para encontrar la energía que aprovecha todo el sistema, se tiene que aplicar el porcentaje correspondiente:

Energía aprovechada por el sistema = Energía aprovechada por el captador x 0,85

Meses	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
Energía útil	1,68	2,08	2,51	2,60	2,56	2,64	2,77	2,80	2,73	2,35	1,80	1,57
Energía sistema	1,57	1,96	2,35	2,45	2,40	2,48	2,60	2,63	2,56	2,21	1,70	1,48

Tabla 41.- Energía sistema

2.1.5.3. Elección de la superficie y el número de captadores a montar

Una vez hemos calculado la superficie de captadores que haría falta montar para cubrir el 100% de las necesidades de cada uno de los meses del año, hay que analizar los resultados de cara a tomar una decisión de que superficie montar, teniendo en cuenta que se trata de un compromiso técnico-económico con los siguientes matices:

1. Cada mes del año tiene unas necesidades energéticas y un nivel de aprovechamiento solar diferentes.
2. Si se montan los captadores que hacen falta para cubrir los peores meses del año (invierno), la instalación estará sobredimensionada el resto del año, y esto alargará el término de amortización y provocará un sobrecalentamiento que puede llegar a ser problemático.
3. Si se montan los captadores justos para cubrir el mejor mes del año (verano), durante el resto de meses, la aportación solar será inferior al 100% de las necesidades y hará falta utilizar energía de soporte. Esta opción ofrece la mejor solución económica.

En la siguiente tabla se exponen 3 opciones de números de captadores a instalar:

Opción 1 : 1 captador, superficie de captación de 1,7 m²

Opción 2 : 2 captadores, superficie de captación de 3,4 m²

Opción 3 : 3 captadores, superficie de captación de 5,1 m²

Meses	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	Anual
E. sumin 1	2,68	3,33	4,01	4,16	4,09	4,22	4,42	4,48	4,36	3,76	2,89	2,52	
E sumin 2	5,36	6,66	8,02	8,33	8,19	8,45	8,85	8,96	8,72	7,53	5,78	5,04	
E sumin 3	8,05	9,99	12,03	12,50	12,28	12,68	13,27	13,45	13,09	11,30	8,67	7,57	
Frac. solar 1	24,9%	31,7%	40,3%	44,3%	44,9%	47,7%	51,6%	50,6%	47,8%	40,1%	29,0%	23,4%	39,7%
Frac. solar 2	49,7%	63,4%	80,5%	88,6%	89,7%	95,5%	103,2%	101,3%	95,6%	80,1%	58,0%	46,8%	79,4%
Frac. solar 3	74,6%	95,1%	120,8%	132,9%	134,6%	143,2%	154,8%	151,9%	143,4%	120,2%	87,0%	70,2%	119,0%
Frac. solar real 1	24,9%	31,7%	40,3%	44,3%	44,9%	47,7%	51,6%	50,6%	47,8%	40,1%	29,0%	23,4%	39,7%
Frac solar real 2	49,7%	63,4%	80,5%	88,6%	89,7%	95,5%	100%	100%	95,6%	80,1%	58,0%	46,8%	79,0%
Frac. solar real 3	74,6%	95,1%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	87,0%	70,2%	93,9%

Tabla 42.- Superficie de captación y fracción solar

Analizando la tabla 42, la elección más correcta desde el punto de vista tecno-económico sería la opción 2, la de 2 captadores, de esta manera se pueden alcanzar niveles elevados de fracción solar manteniendo una buena eficiencia.

La fracción solar anual de la opción de 2 captadores solares es del 79,4 %

Según el Código Técnico de la Edificación, el municipio de Creixell está situado en la zona climática III donde la contribución solar mínima anual es del 50 %, y la energía producida por la instalación solar no podrá superar en ningún mes el 110 % de la demanda energética y no más de tres meses el 100%.

Por lo tanto la opción que se ha escogido (2 captadores) cumple con las condiciones especificadas en el Código Técnico de la Edificación, ya que supera el 50% de contribución solar con un 79,4 % de fracción solar anual y no supera ningún mes el 110% de fracción solar y sólo 2 meses superan el 100%.

2.1.6. Cálculo de la superficie colectora

Los sistemas solares no se diseñan para abastecer la totalidad de la demanda energética anual, ya que de esta manera durante los meses de mas insolación, el equipo daría mucha mas energía de la necesaria, y resultaría por tanto un equipo sobredimensionado, con la elevación del precio de la instalación que conllevaría.

Resulta mucho más rentable, diseñar la instalación para suministrar solo una fracción de la demandada anual, mientras el resto de la demanda energética anual es suministrada por el sistema de energía auxiliar.

El RITE establece que en instalaciones de energía solar térmica se debe cumplir esta condición con respecto a la superficie captadora:

$$1,25 * 100 A/M * 2 \quad (13)$$

Siendo:

- A la suma de las áreas de los colectores, en metros cuadrados
- M el consumo medio diario en l/día

A continuación se comprueba el cumplimiento de esta condición:

El modelo de captador solar plano elegido, es el WASCO 1.7 cuya superficie colectora es de 1,7 metros cuadrados. Según los cálculos anteriores realizados serán necesario 2 captadores, por lo tanto la superficie total instalada es de 3,4 m²

$$100 \times A / M = 100 \times 3,4 / 220 = 1,54$$

$$1,25 * 1,54 * 2$$

De manera que la superficie colectora que se instalara cumple la normativa vigente.

2.1.7. Cálculo del volumen de acumulación

A partir de la superficie de captadores que hay que montar en una instalación, se puede escoger el volumen óptimo de acumulación, ya que sino existe una relación adecuada, encontraremos

temperaturas de acumulación no deseada, demasiado bajas para acumuladores grandes y demasiado altas en acumuladores pequeños.

La relación entre la superficie de captadores y el volumen de acumulación más adecuada para nuestra latitud es la siguiente:

50 a 75 l de acumulador por cada metro cuadrado de captador.

Por lo tanto el volumen del acumulador escogido para la vivienda objeto de estudio es de 200 litros.

Se ha escogido un acumulador de serpentín fijo de Industrial Llobera BM200.

El RITE establece que en instalaciones cuyo consumo sea constante a lo largo del año, el volumen de acumulación cumplirá la siguiente condición:

$$0,8 M * V * M$$

Siendo :

- M el consumo medio diario en l/día
- V el volumen de acumulación del depósito acumulador expresado en l.

Así a continuación se procede al cálculo del consumo medio diario:

$$M = 55 \text{ l / persona día} * n^{\circ} \text{ personas}$$

$$M = 55 \text{ l / persona día} * 4 \text{ personas} = 220 \text{ l / día}$$

De manera que el volumen de acumulación cumple esta condición según se puede comprobar a continuación:

$$176 * 200 * 220$$

El sistema interacumulador se utiliza para acumular agua caliente sanitaria en las horas de máxima radiación solar y esta agua será utilizada en los momentos de demanda. La producción de agua caliente sanitaria no suele coincidir con los momentos de consumo, de ahí la necesidad de acumularla.

2.1.8. Cálculo del diámetro de circuito primario

El material escogido para las tuberías es el cobre, ya que tiene un bajo coeficiente de dilatación, facilidad de trabajo y hay gran variedad de accesorios en el mercado.

El diámetro del circuito primario se calcula a continuación:

Como criterio de diseño, se ha escogido un caudal de agua de 60 l/h por cada m² de captador.

Como requisito principal la tubería escogida tendrá que producir una pérdida de carga entre 20 y 40 mm de cda.

Para encontrar la tubería adecuada se utilizara el ábaco de cálculo siguiente, en el que habrá que introducir el dato básico referido al caudal de agua que circulará por la tubería.

Para la instalación solar objeto de este proyecto se utilizarán 2 colectores solares WASKO 1.7, con una superficie útil de 1,7 m² cada colector, por lo tanto aplicando la siguiente expresión obtendrá el caudal de diseño

$$C = \text{Núm. de colectores} \times S \text{ útil} \times 60 \text{ l/hm}^2$$

$$C = 2 \times 1,7 \times 60 \text{ l/hm}^2 = 204 \text{ l/h} = 3,4 \text{ l/min.}$$

Una vez conocido el caudal que circulará por el circuito primario, éste se marcará en la columna de la derecha. A continuación se marca el valor de la pérdida de carga admisible (entre 20 y 40 mm de cda). Una vez marcados estos puntos se traza una línea recta que pase por los dos puntos, dicha línea cortará la columna de diámetros interiores. Normalmente el diámetro encontrado no coincide con los normalizados que se fabrican. Por lo tanto se tendrá que comprobar el valor de la pérdida de agua que habrá, haciendo servir el diámetro estándar más cercano, uniéndolo con el caudal de diseño y prolongando la línea hasta cortar la columna de pérdidas de carga.

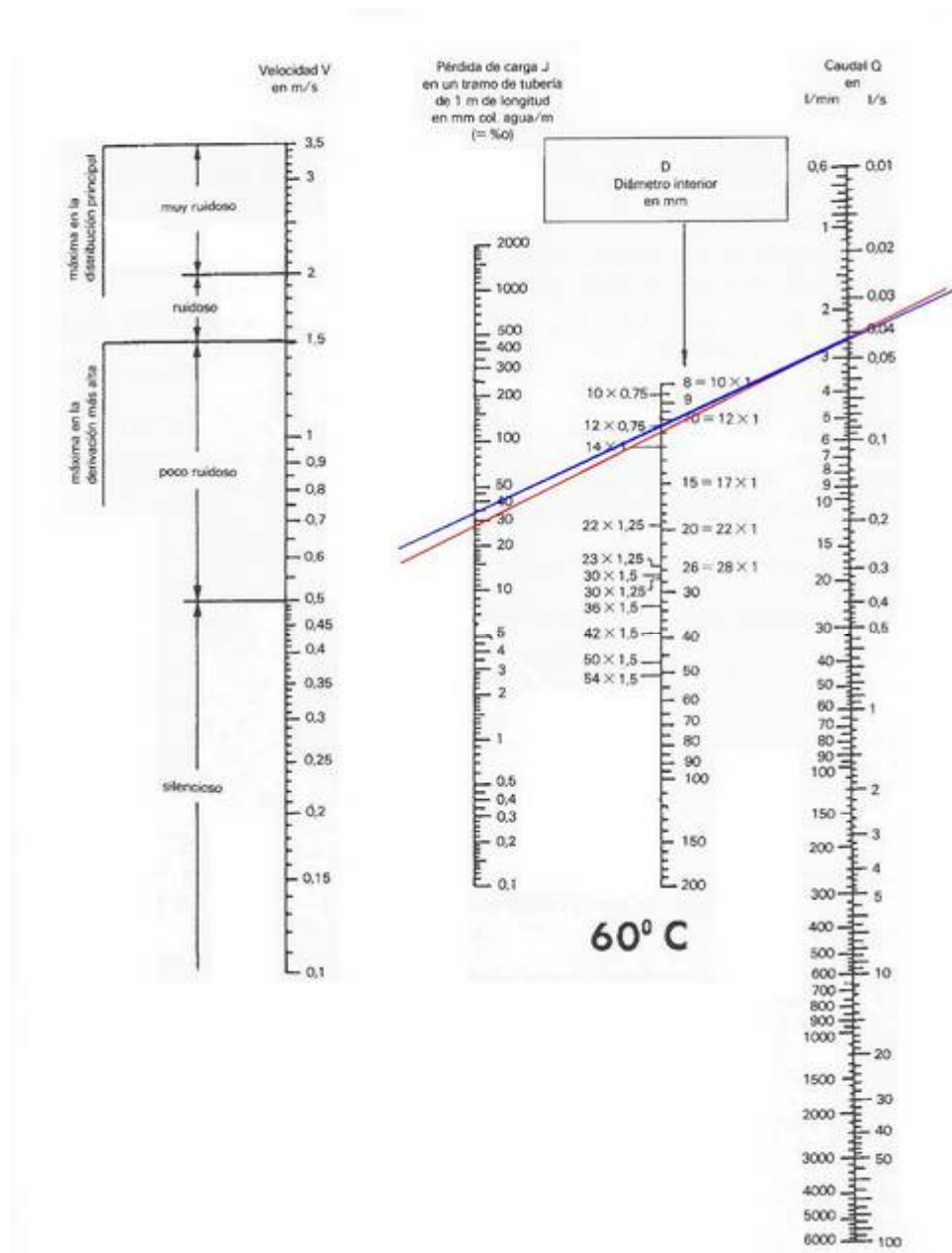


Fig. 65.- Ábaco de cálculo para tuberías de pared lisa y temperatura de fluido de 60° C (Instalaciones hidrosanitarias).

Según la línea trazada (línea a) el diámetro interior encontrado es: 14 mm, según la tabla 43, el diámetro normalizado más próximo para un espesor de 1mm es 13mm el diámetro interior y 15 el diámetro exterior.

Una vez encontrado el diámetro interior normalizado (13mm), se vuelve a trazar la línea con dicho diámetro para encontrar la pérdida de columna de agua (línea b), que es 35 mm de cda.

Diámetro Exterior Nominal (mm)	Espesor de la pared de la tubería(mm)			
	0,75	1	1,2	1,5
	Diámetro interior resultante (mm)			
8	6,5	6		
10	8,5	8		
12	10,5	10		
15	13,5	13		
18	16,5	16		
22		20	19,6	19
28		26	25,6	25
35		33	32,6	32
42		40	39,6	39

Tabla 43. Diámetros tuberías RITE

Por lo tanto el diámetro de tubo de cobre escogido es de 15 x 1 mm

2.1.9. Cálculo del aislamiento de la instalación

Los aparatos, equipos y conducciones de las instalaciones de agua caliente sanitaria deben estar aislados térmicamente, con el fin de evitar consumos de energéticos superfluos y conseguir que el fluido caloportador llegue a las unidades terminales con temperaturas próximas a la de salida de los equipos de producción, así como para cumplir las condiciones de seguridad para evitar contactos accidentales con superficies calientes.

Para realizar el aislamiento se deben utilizar aislantes térmicos que cumplan las características técnicas y de colocación especificadas en la norma UNE 100171.

Los equipos y aparatos aislados por el fabricante cumplirán la normativa existente al respecto. (ITE 04.6)

El espesor de aislamiento térmico necesario para cumplir los requisitos de uso eficiente de la energía y para la seguridad contra quemaduras por contactos accidentales se obtendrá según la siguiente tabla recogida del reglamento de instalaciones térmicas (RITE), Apéndice 03.1, que es de obligado cumplimiento:

Fluido interior caliente				
Diámetro exterior	Temperatura del fluido (2)			
(1) mm	°C			
	40 a 60	66 a 100	101 a 150	151 a 200
D = 35	20	20	30	40
35 < D = 60	20	30	40	40
60 < D = 90	30	30	40	50
90 < 35 < D	30	40	50	50
D < 140	30	40	50	60

Tabla 44.- Espesor aislamiento térmico

- (1) Diámetro exterior de la tubería sin aislar.
 (2) Se escoge la temperatura máxima en la red.

Según la tabla anterior para tuberías de cobre de diámetro inferior o igual a 35 mm el espesor mínimo es de 20 mm de material aislante, el material escogido es espuma rígida de poliuretano.

En tramos de tubería que discorra por el exterior de la vivienda este espesor será de 10 milímetros más es decir 30 mm, ya que así lo dictan las normas que regulan el RITE.

2.1.10. Cálculo del circulador

Para escoger un circulador adecuado, hay que hacer un estudio de la pérdida de carga que ofrece el circuito. Este valor junto con el caudal de diseño, permitirá una bomba a partir de los gráficos de funcionamiento que elaboran los fabricantes.

Para el cálculo de las pérdidas de carga totales del circuito primario, se tiene que tener en cuenta lo siguiente:

- Las tuberías ofrecen una resistencia al paso del agua que son las pérdidas primarias y que varían en función del diámetro y del caudal de paso.

Se inicia el cálculo determinando el caudal de circulación de diseño, a partir de la regla d cálculo de 1 l/min. por cada m² de captador

$$C_{\text{diseño}} = 2 \text{ colectores} \times 1,7 \text{ m}^2 \times 1 \text{ l/min.} \times \text{m}^2 = 3,4 \text{ l/min} = 0,024 \text{ m}^3/\text{h}$$

A continuación se usará el ábaco de cálculo para encontrar las pérdidas de carga específica de la tubería de cobre de 13 x 15 mm con un cudal de 3,4 y se obtiene 35 mm de cda.

- Todos los cambios de dirección (codos, tes, etc.), así como los accesorios, provocan alteraciones en el flujo del agua. Estas pérdidas se llaman secundarias.

Diámetro interior de la tubería	3/8	1/2	3/4	1	1 1/4	1 1/2	2	2 1/2
(mm)	10	15	20	25	32	40	50	65
Manguito de unión	0	0	0,03	0,04	0,05	0,07	0,08	0,12
Reducción	0,28	0,42	0,70	0,91	1,19	1,40	1,82	2,80
Codo de 45°	0,28	0,48	0,60	0,66	0,78	0,98	1,16	1,40
Curva de 90°	0,25	0,46	0,63	0,84	1,18	1,34	1,78	2,07
Codo de 90°	0,53	0,70	0,88	1,06	1,41	1,85	2,39	2,72
T de 45°	1,43	1,18	1,26	1,34	1,68	2,1	2,52	2,94
T arcada	2,1	2,35	2,52	2,69	3,36	4,20	5,04	5,88
T con paso recto	0,14	0,21	0,28	0,42	0,56	0,70	1,12	0,98
T con derivación	2,52	3,50	4,20	5,04	5,74	6,44	7,00	7,70
Válvula de retención batiente	0,28	0,42	0,77	1,05	1,61	2,10	2,66	3,71
Válvula de retención pistón	1,86	2,38	3,25	3,99	5,21	6,54	8,05	9,67
Válvula de compuerta abierta	0,20	0,25	0,29	0,36	0,50	0,62	0,77	0,97
Válvula de paso recto y asiento inclinado	1,54	1,88	2,44	3,19	4,05	4,84	6,34	7,71
Válvula de escape	2,66	3,57	4,69	6,02	7,84	9,59	12,04	15,54
Válvula de asiento de paso recto	--	4,76	5,04	6,30	7,91	11,34	12,60	--
Intercambiador	--	--	--	2,94	7	17,5	18,48	19,88
Caldera	3,50	4,20	4,90	5,60	6,30	7,00	8,05	9,10
Caldera con válvulas	5,25	6,16	7,35	8,40	9,45	10,50	15,96	17,78

Tabla 45.- Pérdidas de carga accesorios

El circuito primario de la vivienda unifamiliar estudiada consta de los siguientes elementos, aproximadamente:

ACCESORIO	CANTIDAD	LONGITUD EQ (m)	TOTAL (m)
Codos 90°	15	0,70	10,5
T de paso recto	6	0,21	1,26
Válvula de compuerta	9	0,25	2,25
Válvula antiretorno	1	2,38	2,38
Intercambiador del acumulador	1	1,5	1,5
TOTAL			17,89

Tabla 46.- Pérdidas de carga circuito primario

- Para simplificar los cálculos, las perdidas secundarias se convertirán en pérdidas primarias, a partir de los datos de la tabla 46, en que se asigna una longitud equivalente de tubo a cada accesorio.

P singulares = 17,89 m eq x 35 mm de cda/m = 626,15 mm de cda.

P lineales = 15 m x 35 mm de cda = 525 mm de cda.

P batería colectores = 58 mm cda x 2 colectores = 116 mm de cda

- Una vez encontrada las pérdidas de carga producidas por la tubería y los accesorios, se calculará y sumarán las pérdidas originadas en la batería de colectores. De esta manera se hallará la pérdida total del circuito formado por colectores, valvulería y primario del acumulador.

$P_{\text{totales}} = P_{\text{singulares}} + P_{\text{lineales}} + p_{\text{en los colectores}}$

$P_{\text{total}} = 626,15 + 525 + 116 = 1.267,15 \text{ mm cda}$

- A partir del valor de pérdidas de carga, se buscará un circulador capaz de suministrar el caudal de diseño según los gráficos de suministro que facilita el fabricante de bombas.

A continuación se dibuja el punto de funcionamiento sobre las curvas de trabajo del circulador de la casa GRUNDFOS modelo UPS 25-40 180 escogido para la instalación.

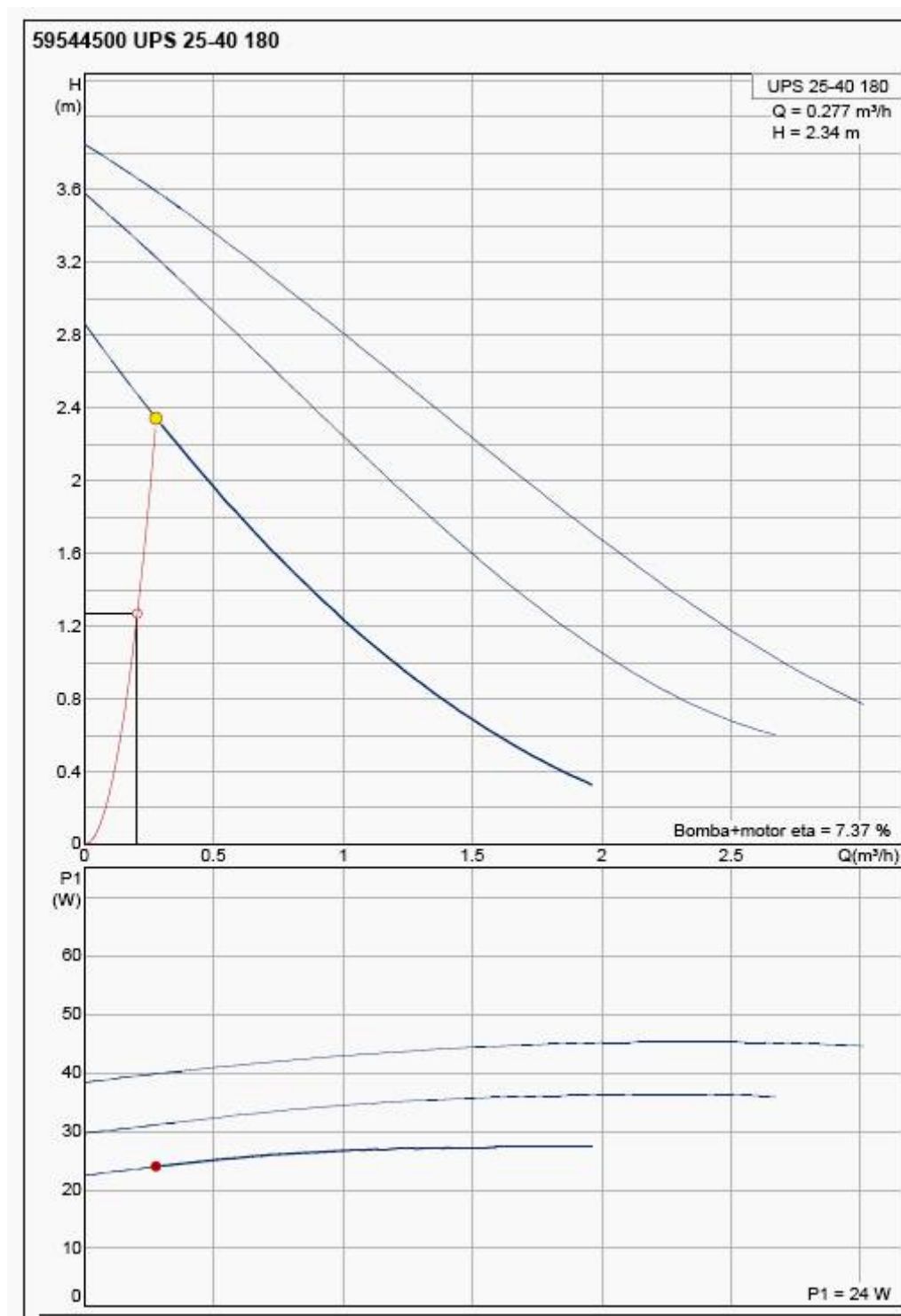


Fig. 66.-Curvas de trabajo del circulador de la casa GRUNDFOS modelo UPS 25-40 180.

Tal y como se puede observar en el figura 66, para un caudal tan pequeño como el de la instalación de la vivienda unifamiliar estudiada, la bomba escogida está sobredimensionada, ya que incluso en la velocidad más lenta (velocidad 1) para una pérdida de carga de 2,34 m de cda, da un caudal de 0,27 m³/, es decir 4,5 l/min que es un poco más grande que el caudal de diseño.

Por lo tanto hará falta colocar una válvula de regulación para cerrar el paso del agua en el primario hasta ajustar la pérdida de presión a un valor suficiente como para asegurar el caudal de diseño.

2.1.11. Cálculo del vaso de expansión

El depósito de expansión se diseñara para un volumen mínimo de dilatación, igual al 4,5 % del volumen total del circuito primario de la instalación.

- Calculo del volumen de fluido que circula por los 15 m de tuberías más 17,89 m eq de los accesorios:

$$V = L \times S = L \times \pi D^2 / 4 = 32,89 \times \pi 0,013^2 / 4 = 0,00436 \text{ m}^3$$

$$V = 4,36 \text{ l}$$

Calculo del volumen del serpentín del interacumulador , aproximadamente (ya que el fabricante no especifica la longitud del serpentín)

$$V = 10 \text{ l}$$

- Calculo del volumen de fluido que el captador solar plano:

$$V = 2 \text{ captadores} \times 1,25 \text{ l} = 2,5 \text{ l}$$

- Calculo del volumen de fluido en la bomba:

Según especificaciones técnicas:

$$V = 0,004 \text{ m}^3 = 4 \text{ l}$$

$$V_T = 4,36 + 10 + 2,5 + 4 = 20,76 \text{ Litros de fluido}$$

- Calculo del mínimo volumen de expansión:

$$E_{\text{expansión}} = 0,045 \times V_T = 0,045 \times 20,76 = 0,934 \text{ Litros}$$

Este será el volumen por el que se seleccionara el depósito de expansión para la instalación objeto del proyecto.

Por lo que el vaso de expansión seleccionado será de 5 l de la casa IBERSOLAR.

2.2. Energía Solar Fotovoltaica

2.2.1. Dimensionado de la instalación

Hay diferentes métodos para calcular la dimensión de las instalaciones solares fotovoltaicas.

Para decidir cual ha de ser la dimensión de una instalación fotovoltaica, hay que tener en cuenta, básicamente los siguientes componentes:

- a) Los datos de entrada
 - Necesidades a cubrir
 - Energía necesaria
 - Radiación incidente (hps)
- b) Los datos a calcular
 - Números de módulos necesarios
 - Sección del cable necesario.

2.2.1.1. Necesidades a cubrir

Este punto es básico en la dimensión de una instalación fotovoltaica, ya que de ahí partirán todos los cálculos para saber la dimensión que tienen que tener los equipos de la instalación.

Por tal de que el cálculo de consumos sea lo más preciso posible, se determinaran los siguientes datos de partida:

- Tipo de uso
- Estacionalidad del uso
- Uso fin de semana/ diario
- Numero de usuarios

Una vez determinados estos datos, se hará una previsión, elaborando una tabla de consumo, teniendo en cuenta la potencia y el uso que se quiere hacer de los diferentes electrodomésticos que alimentará la instalación.

En la tabla siguiente se indica el valor más habitual de consumo de algunos electrodomésticos.

El consumo típico de los electrodomésticos de uso no continuo se produce cuando se hace servir durante unas horas al día o a la semana y la energía que consumen al día es igual al producto de la potencia que tienen, expresada en W, por el tiempo que se calcula que funcionen cada día, expresado en h.

APARATO	POTENCIA (W)	APARATO	POTENCIA (W)
Bombilla incandescente	25-100 (60)	Emisora de radio	35-50
Bombilla de bajo consumo	9-20 (15)	Batidora	200-300
Fluorescente	4-58 (36)	Extractor cocina/baño	50-70
Bombilla halógena	15-300	Video reproductor	30-45
Televisor	50-150	Plancha	800-2000
Radio	10-25	Aspirador	300-600
Cassette	35-50	Ordenador	100-150
Tocadiscos	100-200	Monitor	100-200
Bomba de agua	70-500	Impresora	15-25
Secador de pelo	500-2000	Módem telefónico	15-30
Ventilador	25-50	Tostadora	500-1000
Cocina eléctrica	2000-7000	Microondas	500-700
Horno eléctrico	1500-2500	Exprimidor	30-160
Licuada	200	Batidora	250-400

Freidora	1400-2100	Cafetera eléctrica	600-1100
----------	-----------	--------------------	----------

Tabla 67.- Potencia aparatos.

APARATO	POTENCIA (W)	APARATO	POTENCIA (W)
Radio teléfono	150	Amplificador de antena	125-250
Lavadora en frío	400/lavada	Contestador telefónico	175-250
Lavadora 90° 5 Kg	1800-2500/lavada	Radio reloj	65-100
Lavavajillas 14 servicios	1300-1700/lavada	Ambientador eléctrico	20-30
Secadora 5 Kg	3200-3500/secado	Anti mosquitos electrico	20-30
Nevera combi 300 l	1700-1500	Nevera normal 300 l	800-1500
Nevera bajo consumo combi 300 l	800-1200	Congelador normal 300 l	1500-2000
Nevera bajo consumo 300 l	300-400		
Congelador bajo consumo 250 l	650-800		

Tabla 68. Tabla consumos electrodomesticos

Con instalaciones fotovoltaicas en funcionamiento, no se recomienda hacer servir equipos con calentamiento eléctrico, por ejemplo, los hornos eléctricos, los microondas, los radiadores eléctricos, las lavadoras de agua calientes, las secadoras, los calentadores de agua eléctrico, etc. Estos electrodomésticos tienen un consumo elevado y una eficiencia global baja. Por otro lado en caso de tener instalaciones fotovoltaicas, se recomienda utilizar electrodomésticos de bajo consumo, ya que al reducir el consumo se reduce la inversión en el equipo fotovoltaico.

2.2.1.2. Energía necesaria

Se utiliza una tabla de consumos que permite determinar la energía que hace falta prever para cada día o semana, en función si el cálculo se hace para uso diario o de fin de semana.

CONSUMOS NO CONTINUOS				
Aparato	N,um. Aparatos	Potencia (W)	Tiempo	Energía (Wh/día)
Bombillas bajo consumo	9	15	4	540
Bombillas bajo consumo	10	15	1	150
Fluorescente	3	36	0,50	54
Televisor	1	80	4	320
Radio	2	20	3	120
Bomba de agua	1	100	2	200
Secador	1	500	0,15	75
Batidora	1	200	0,15	30
Video	1	40	1	40
Plancha	1	800	0,15	120
Extractor	2	50	0,5	50
Ordenador	1	100	2	200
Monitor	1	100	2	200
Impresora	1	25	1	25
Modem telefónico	1	20	2	40
Motor puerta parquin	1	650	0,5	325
Total consumos no continuos				2.489
CONSUMOS CONTINUOS				
Aparato	N,um. Aparatos	Energía Wh/día		Energía (Wh/día)
Lavadora	0,5	400		200
Nevera bajo consumo 300 l	1	300		300
Congelador bajo consumo 300 l	1	650		650
Radio teléfono	1	150		150
Total consumos continuos				1.300
Total consumos previstos previos				3.789

Tabla 69.- Consumos no continuos

Teniendo en cuenta que el suministro de corriente se realiza a 230 V ca, se aplica el rendimiento global de la instalación de 0,75.

Energía necesaria: $3.789\text{Wh} / 0,75 = 5.052\text{ Wh}$

2.2.1.3. Radiación incidente

Para calcular la radiación incidente, se hará servir las tablas de radiación que determinan la radiación incidente, el lugar, la inclinación y la orientación determinada. A diferencia del cálculo de captadores térmicos, en el que se busca un compromiso térmico y económico, en la fotovoltaica, el cálculo está encaminado a procurar el máximo nivel de abastecimiento energético. Por lo tanto, a la hora de calcular se escoge los datos del mes más desfavorable (el mes con menor radiación disponible).

Como los fabricantes de módulos fotovoltaicos expresan la capacidad de generación de sus productos en W y, además, en condiciones de radiación de 1.000 W/m^2 , se hará un cambio de unidades para pasar de los $\text{MJ/m}^2/\text{día}$ de las tablas de radiación a $\text{kW/m}^2/\text{día}$, dividiendo el valor de la tabla entre 3.6, ya que la relación de unidades es:

$$1\text{kWh} = 3.6\text{ MJ}$$

Una vez se dispone la radiación en $\text{kW/m}^2/\text{día}$, se divide entre la potencia de radiación estándar que se hace servir para calibrar los módulos y se obtiene la cantidad de hsp (horas sol pico).

Este valor viene a ser las horas de sol a intensidad fija de 1.000 W/m^2 , que producirán la misma energía que el día medio del mes escogido.

$$\text{hps} = \frac{\text{radiación según tablas de radiación}}{\text{potencia estándar para calibrar los paneles}} = \frac{[\text{KWh/m}^2/\text{día}]}{[\text{Kwh/m}^2]} = [\text{h}]$$

Radiación solar global diaria sobre superficies inclinadas ($\text{MJ/m}^2/\text{día}$). Estacio: Tarragona

Orientació: 0°													
Inclinació	Gen	Feb	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Oct	Nov	Dic	Anual
0°	7,28	10,37	14,86	19,72	23,51	25,24	24,41	21,20	16,56	11,72	7,97	6,33	15,79
5°	8,26	11,37	15,78	20,38	23,86	25,42	24,67	21,73	17,39	12,67	8,93	7,28	16,50
10°	9,20	12,31	16,60	20,95	24,06	25,44	24,77	22,13	18,12	13,54	9,85	8,19	17,12
15°	10,09	13,17	17,33	21,39	24,11	25,31	24,72	22,42	18,73	14,34	10,70	9,05	17,63
20°	10,91	13,95	17,95	21,70	24,01	25,01	24,52	22,60	19,23	15,04	11,49	9,85	18,04
25°	11,67	14,64	18,46	21,87	23,84	24,59	24,22	22,63	19,61	15,66	12,21	10,59	18,35
30°	12,35	15,24	18,85	21,91	23,53	24,08	23,81	22,53	19,87	16,17	12,86	11,27	18,55
35°	12,95	15,74	19,13	21,81	23,08	23,46	23,25	22,29	20,00	16,58	13,41	11,87	18,64
40°	13,46	16,15	19,28	21,58	22,48	22,67	22,56	21,91	20,01	16,89	13,89	12,38	18,62
45°	13,89	16,45	19,31	21,21	21,75	21,75	21,72	21,40	19,90	17,09	14,27	12,83	18,47
50°	14,23	16,64	19,23	20,71	20,88	20,70	20,76	20,75	19,66	17,18	14,56	13,19	18,21
55°	14,47	16,73	19,02	20,09	19,89	19,53	19,67	19,98	19,30	17,16	14,75	13,46	17,84
60°	14,62	16,70	18,69	19,34	18,78	18,29	18,47	19,08	18,82	17,04	14,85	13,64	17,36
65°	14,66	16,57	18,25	18,48	17,62	17,03	17,28	18,08	18,22	16,80	14,85	13,73	16,80
70°	14,62	16,34	17,68	17,51	16,40	15,67	15,98	16,98	17,51	16,46	14,75	13,72	16,13
75°	14,47	15,99	17,02	16,43	15,10	14,23	14,60	15,84	16,70	16,01	14,56	13,63	15,38
80°	14,23	15,55	16,25	15,28	13,71	12,71	13,14	14,61	15,79	15,47	14,27	13,44	14,53
85°	13,90	15,01	15,38	14,08	12,25	11,21	11,62	13,30	14,78	14,83	13,89	13,17	13,61
90°	13,47	14,37	14,42	12,80	10,75	9,77	10,19	11,93	13,69	14,09	13,42	12,81	12,63

Tabla 70.- Radiación solar diaria. "Atlas Solar se Catalunya"

Radiación solar	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
MJ/m2/día	14,23	16,64	19,23	20,71	20,88	20,7	20,76	20,75	19,66	17,18	14,56	13,19
kWh/m2/día	3,953	4,622	5,342	5,753	5,800	5,750	5,767	5,764	5,461	4,772	4,044	3,664
Hps/día	3,953	4,622	5,342	5,753	5,800	5,750	5,767	5,764	5,461	4,772	4,044	3,664

Tabla 71.- Radiación solar en Tarragona

La radiación más desfavorable es en diciembre: 3,664 hsp

2.2.1.4. Número de módulos necesarios

El número de módulos necesarios se determina por la siguiente fórmula:

$$\text{Núm. de módulos} = \frac{\text{Energía necesaria [Wh/día]}}{\text{Potencia pico del módulo [Wp]} \times \text{Radiación [hps/día]}}$$

$$\text{Núm. de módulos} = 5.052 \text{ Wh/día} / 280 \text{ Wp} \times 3,664 = 4,92 \text{ módulos}$$

Redondeando el resultado por exceso se obtienen 5 módulos fotovoltaicos IBERSOLAR SUNTECH STP280S, como es número impar, será obligado a trabajar a 12 V y conexión en paralelo de todos los módulos.

Redondeando el resultado por defecto, se obtienen 4 módulos IBERSOLAR SUNTECH STP280S, como es número par se podrá trabajar a 12 o 24 V.

Se decide escoger la opción de 4 módulos, ya que la instalación se conectará a red porque se obtiene mayor beneficio económico. Los 4 módulos ya son suficientes para que la instalación no se encarezca con exceso.

2.2.1.5. Conexión de los módulos fotovoltaicos

Los módulos fotovoltaicos están formados por 4 unidades cada uno de 280 Wp y 24 V.

Si se conectaran los módulos en serie, una ventaja a tener en cuenta sería que la intensidad sería menor y por lo tanto la sección del cable sería más pequeña. Por otro lado tendría como inconveniente que la tensión al sumarse sería mayor de 50 V, con lo cual sería superior al MBTS (Muy Baja Tensión de Seguridad) y sería un problema para las personas.

Si se conectaran los módulos en paralelo, una ventaja a tener en cuenta sería que la tensión sería menor con lo cual sería inferior al MBTS (Muy Baja Tensión de Seguridad) y no sería un problema para las

personas. Pero por lo contrario, al sumarse las intensidades, la intensidad es más alta y por lo tanto la sección del cable es mayor.

Así que por lo expuesto anteriormente, se decide hacer una conexión mixta de los módulos. Los módulos serán conectados de la siguiente manera:

Módulo 1	Módulo 2
Módulo 3	Módulo 4

Los módulos 1 y 3 y los módulos 2 y 4 se conectarán en serie entre ellos y a su vez los módulos 1-3 y los módulos 2-4 están conectados en paralelo.

Por lo tanto se obtiene que:

$$I_1 + I_2 = I_{\text{placa máx.}}$$

$$I_{\text{placa máx.}} = P_{\text{placa máx.}} / V_{\text{placa máx.}} = 280 \text{ W} / 35,2 \text{ V} = 7,95 \text{ A}$$

$$P_{\text{Sist. máx.}} = V_{\text{máx.}} \times I_{\text{máx.}} = 70,4 \times 15,90 = 1.129,36 \text{ W} = 1,12 \text{ Kwp}$$

2.2.1.6. Cálculo de la sección del cable de los módulos fotovoltaicos al inversor

La sección del cable tiene que ser la adecuada, para poder obtener un buen rendimiento global de la instalación. Los conductores eléctricos (de cobre) tienen por función transportar la electricidad, pero no son perfectos y ofrecen una resistencia al paso de la energía.

Esta resistencia eléctrica se materializa en dos efectos:

- 1- Caída de tensión en el conductor. Este efecto hace que la carga alimentada tenga un voltaje inferior al de la fuente alimentadora.
- 2- Pérdidas energéticas por efecto Joule. Estas pérdidas son una función cuadrática de la intensidad (a doble intensidad, las pérdidas crecen 4 veces). Si el calor es demasiado fuerte, el conductor se deteriora y puede llegar a situaciones peligrosas.

Para evitar estos dos problemas se calculará los conductores por tal que:

- 1- La caída de tensión máxima sea de un 3% en el cableado del trayecto módulos-ondulador y un 5% en la línea de consumo. A partir de la siguiente expresión:

$$\Delta V = 2 L I / S \cdot 56 \quad (16)$$

Donde:

ΔV : es la caída de tensión en %
L: es la longitud de la línea en m
I: es la intensidad en W
S: es la sección del cable en mm²
56: es la conductividad del cobre

$$\Delta V = 2 \times L \times I / S \times 56 = 2 \times 6 \times 15,96 / 2,5 \times 56 = 1,36$$

$$\frac{1,36}{70,4} \times 100 = 1,93\%$$

2- Una vez se determina la sección del conductor, se comprobará que la intensidad de circulación es menor que el máximo admisible, según el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión. A continuación se adjunta una tabla de la intensidad máxima admisible para conductores eléctricos que discurren por el interior de tubo de protección a temperaturas de servicio de 45°C

2.2.1.7. Elección del inversor

Teniendo en cuenta que la instalación es de 1,2 Kw y que hay una intensidad máxima de 15,90 A, se escoge el inversor monofásico para conexión a red siguiente:



Fig.67.- Inversor SUNTECH de IBERSOLAR

Los inversores monofásicos son fáciles de instalar, pudiéndose colocar tanto en interiores como en exteriores gracias a su duradera cubierta de aluminio. Todos los puntos del circuito se pueden conectar. Con índices de eficiencia máxima del 97 %, son una garantía de larga duración, con un peso de tan sólo 16,3 Kg. Combinan su tecnología punta con la ventaja de ofrecer un rápido y eficaz servicio al cliente y una garantía de 5 años.

Cuentan con la certificación TUV y poseen una garantía que asegura la durabilidad y el perfecto estado de todos sus componentes, así como la ausencia de interrupciones debidas al mal funcionamiento de los mismos.

Las principales características del inversor SUNTECH SOLARMAX 4200C son las siguientes:

- Máxima eficiencia
- Amplia gama de voltajes de entrada
- 5 años de garantía
- Panel de control multifunciones integrado
- Interfase RS 232/485 integrada
- Peso reducido

2.2.1.8. Cálculo de la sección del cable del inversor a la red

Según la ICT-BT-40, punto 5 del RBT (Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión), los cables de conexión deberán estar dimensionados para una intensidad no inferior al 125% de la máxima intensidad del generador y la caída de tensión entre el generador y el punto de interconexión a la Red de Distribución Pública o a la instalación interior, no será superior al 1,5%, para la intensidad nominal.

En este caso se tiene se ha escogido un inversor de corriente de 3.800 W de potencia nominal, es evidente que la instalación no ofrecerá esta potencia, pero se escoge esta por si en un futuro se cambian los módulos fotovoltaicos por otros de más potencia.

$$P = V I \cos \gamma \quad (17)$$

Donde:

P es la potencia en W

V es la tensión en V

$\cos \gamma$, es el factor de potencia. Se escoge 0,98 porque es el caso más desfavorable para la corriente

$$P = V \times I \times \cos \gamma$$

$$I = 3800 / 230 \times 0,98 = 16,86 \text{ A}$$

$$\Delta V = 2 \times L \times I / S \times 56 = 2 \times 15 \times 16,86 / 2,5 \times 56 = 3,61$$

$$\frac{3,61}{230} \times 100 = 1,57 \%$$

La sección de cable del inversor es de 2,5 mm

Una vez se determina la sección del conductor, se comprobará que la intensidad de circulación es menor que el máximo admisible, según el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión. A continuación se adjunta una tabla 72 de la intensidad máxima admisible para conductores eléctricos que discurren por el interior de tubo de protección a temperaturas de servicio de 45°C

A		Conductores aislados en tubos empotrados en paredes aislantes	3x PVC	2x PVC	3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR								
A2		Cables multiconductores en tubos empotrados en paredes aislantes	3x PVC	2x PVC	3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR								
B		Conductores aislados en tubos ¹⁾ en montaje superficial o empotrados en obra			3x PVC	2x PVC			3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR				
B2		Cables multiconductores en tubos ¹⁾ en montaje superficial o empotrados en obra		3x PVC	2x PVC		3x XLPE o EPR		2x XLPE o EPR					
C		Cables multiconductores directamente sobre la pared ¹⁾				3x PVC	2x PVC		3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR				
E		Cables multiconductores al aire libre ²⁾ Distancia a la pared no inferior a 0,3D ³⁾					3x PVC		2x PVC	3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR			
F		Cables unipolares en contacto mutuo ⁴⁾ Distancia a la pared no inferior a D ⁵⁾						3x PVC			3x XLPE o EPR ¹¹⁾			
G		Cables unipolares separados mínimo D ¹¹⁾								3x PVC ¹¹⁾		3x XLPE o EPR		
Cobre			mm ²	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
			1,5	11	11,5	13	13,3	15	16	-	18	21	24	-
			2,5	15	16	17,5	18,3	21	22	-	25	29	33	-
			4	20	21	23	24	27	30	-	34	38	45	-
			6	25	27	30	32	36	37	-	44	49	57	-
			10	34	37	40	44	50	52	-	60	68	76	-
			16	45	49	54	59	66	70	-	80	91	105	-
			25	59	64	70	77	84	88	96	106	116	123	166
			35		77	86	96	104	110	119	131	144	154	206
			50			103		117	125	133	145	159	175	250
			70				149	160	171	188	202	224	244	321
			95					180	194	207	230	245	271	391
			120					208	225	240	267	284	314	455
			150					236	260	278	310	338	363	404
			185					268	297	317	354	386	415	464
			240					315	350	374	419	455	490	552
			300					360	404	423	484	524	565	640

1) A partir de 25 mm² de sección.

2) Incluyendó canales para instalaciones -canaletas- y conductos de sección no circular.

3) O en bandeja no perforada.

4) O en bandeja perforada.

5) D es el diámetro del cable.

Tabla 72.- Intensidad máxima admisible para conductores eléctricos “RBT”

2.2.1.9. *Conexión a red*

La instalación dispondrá de un contador para contabilizar la energía inyectada en red.



Fig. 68. Contador eléctrico.

3. PLIEGO DE CONDICIONES

3.1. Requisitos generales Energía Solar Térmica

3.1.1. Objetivo y campo de aplicación

El objeto de este documento es fijar las condiciones técnicas mínimas que deben cumplir las instalaciones solares térmicas para calentamiento de líquido, especificando los requisitos de durabilidad, fiabilidad y seguridad.

El ámbito de aplicación de este documento se extiende a todos los sistemas mecánicos, hidráulicos, eléctricos y electrónicos que forman parte de las instalaciones.

En determinados supuestos para los proyectos se podrán adoptar, por la propia naturaleza del mismo o del desarrollo tecnológico, soluciones diferentes a las exigidas en este documento, siempre que quede suficientemente justificada su necesidad y que no impliquen una disminución de las exigencias mínimas de calidad especificadas en el mismo.

Este documento no es de aplicación a instalaciones solares con almacenamientos estacionales.

3.1.2. Generalidades

En general, a las instalaciones recogidas bajo este documento le son de aplicación el Reglamento de Instalaciones Térmicas en Edificios (RITE), y sus Instrucciones Técnicas Complementarias (ITC), Reglamento de Baja Tensión (REBT) y sus instrucciones complementarias, junto con la serie de normas UNE sobre solar térmica .

A efectos de requisitos mínimos, se consideran las siguientes clases de instalaciones:

– *Sistemas solares de calentamiento prefabricados* son lotes de productos con una marca registrada, que son vendidos como equipos completos y listos para instalar, con configuraciones fijas. Los sistemas de esta categoría se consideran como un solo producto y se evalúan en un laboratorio de ensayo como un todo.

Si un sistema es modificado cambiando su configuración o cambiando uno o más de sus componentes, el sistema modificado se considera como un nuevo sistema, para el cual es necesario una nueva evaluación en el laboratorio de ensayo.

– *Sistemas solares de calentamiento a medida o por elementos* son aquellos sistemas contruidos de forma única o montados eligiéndolos de una lista de componentes. Los sistemas de esta categoría son considerados como un conjunto de componentes. Los componentes se ensayan de forma separada y los resultados de los ensayos se integran en una evaluación del sistema completo. Los sistemas solares de calentamiento a medida se subdividen en dos categorías:

– *Sistemas grandes a medida* son diseñados únicamente para una situación específica. En general son diseñados por ingenieros, fabricantes y otros expertos.

– *Sistemas pequeños a medida* son ofrecidos por una Compañía y descritos en el así llamado archivo de clasificación, en el cual se especifican todos los componentes y posibles configuraciones de los sistemas fabricados por la Compañía. Cada posible combinación de una configuración del sistema con componentes de la clasificación se considera un solo sistema a medida.

3.1.3. Requisitos generales

3.1.3.1. Fluido de trabajo

Como fluido de trabajo en el circuito primario se utilizará agua de la red, o agua desmineralizada, o agua

con aditivos, según las características climatológicas del lugar y del agua utilizada.

Los aditivos más usuales son los anticongelantes, aunque en ocasiones se puedan utilizar aditivos anticorrosivos.

La utilización de otros fluidos térmicos requerirá incluir su composición y calor específico en la documentación del sistema y la certificación favorable de un laboratorio acreditado.

En cualquier caso el pH a 20 °C del fluido de trabajo estará comprendido entre 5 y 9, y el contenido en sales se ajustará a los señalados en los puntos siguientes:

a) La salinidad del agua del circuito primario no excederá de 500 mg/l totales de sales solubles. En el caso de no disponer de este valor se tomará el de conductividad como variable limitante, no sobrepasando los 650 $\mu\text{S}/\text{cm}$.

b) El contenido en sales de calcio no excederá de 200 mg/l. expresados como contenido en carbonato cálcico.

c) El límite de dióxido de carbono libre contenido en el agua no excederá de 50 mg/l.

Fuera de estos valores, el agua deberá ser tratada.

El diseño de los circuitos evitará cualquier tipo de mezcla de los distintos fluidos que pueden operar en la instalación. En particular, se prestará especial atención a una eventual contaminación del agua potable por el fluido del circuito primario.

Para aplicaciones en procesos industriales, refrigeración o calefacción, las características del agua exigidas por dicho proceso no sufrirán ningún tipo de modificación que pueda afectar al mismo.

3.1.3.2. *Protección contra heladas*

3.1.3.2.1. GENERALIDADES

El fabricante, suministrador final, instalador o diseñador del sistema deberá fijar la mínima temperatura permitida en el sistema. Todas las partes del sistema que estén expuestas al exterior deberán ser capaces de soportar la temperatura especificada sin daños permanentes en el sistema.

Cualquier componente que vaya a ser instalado en el interior de un recinto donde la temperatura pueda caer por debajo de los 0 °C, deberá estar protegido contra heladas.

El fabricante deberá describir el método de protección anti-heladas usado por el sistema. A los efectos de este documento, como sistemas de protección anti-heladas podrán utilizarse:

1. Mezclas anticongelantes.
2. Recirculación de agua de los circuitos.
3. Drenaje automático con recuperación de fluido.
4. Drenaje al exterior (sólo para sistemas solares prefabricados).

3.1.3.2.2. MEZCLAS ANTICONGELANTE

Como anticongelantes podrán utilizarse los productos, solos o mezclados con agua, que cumplan la reglamentación vigente y cuyo punto de congelación sea inferior a 0 °C. En todo caso, su calor específico no será inferior a 3 kJ/(kgAK), equivalentes a 0,7 kcal/(kgA°C).

Se deberán tomar precauciones para prevenir posibles deterioros del fluido anticongelante como resultado de condiciones altas de temperatura. Estas precauciones deberán de ser comprobadas de acuerdo con UNE-EN 12976-2.

La instalación dispondrá de los sistemas necesarios para facilitar el llenado de la misma y para asegurar que el anticongelante está perfectamente mezclado.

Es conveniente que se disponga de un depósito auxiliar para reponer las pérdidas que se puedan dar del fluido en el circuito, de forma que nunca se utilice un fluido para la reposición cuyas características incumplan el Pliego. Será obligatorio en los casos de riesgos de heladas y cuando el agua deba tratarse.

En cualquier caso, el sistema de llenado no permitirá las pérdidas de concentración producidas por fugas del circuito y resueltas con reposición de agua de red.

3.1.3.2.3. RECIRCULACIÓN DEL AGUA DEL CIRCUITO

Este método de protección anti-heladas asegurará que el fluido de trabajo está en movimiento cuando exista riesgo a helarse.

El sistema de control actuará, activando la circulación del circuito primario, cuando la temperatura detectada preferentemente en la entrada de captadores o salida o aire ambiente circundante alcance un valor superior al de congelación del agua (como mínimo 3 °C).

Este sistema es adecuado para zonas climáticas en las que los períodos de baja temperatura sean de corta duración.

Se evitará, siempre que sea posible, la circulación de agua en el circuito secundario.

3.1.3.2.4. DRENAJE AUTOMATICO CON RECUPERACION DEL FLUIDO

El fluido en los componentes del sistema que están expuestos a baja temperatura ambiente, es drenado a un depósito, para su posterior uso, cuando hay riesgo de heladas.

La inclinación de las tuberías horizontales debe estar en concordancia con las recomendaciones del fabricante en el manual de instalador al menos en 20 mm/m.

El sistema de control actuará la electroválvula de drenaje cuando la temperatura detectada en captadores alcance un valor superior al de congelación del agua (como mínimo 3 °C).

El vaciado del circuito se realizará a un tanque auxiliar de almacenamiento, debiéndose prever un sistema de llenado de captadores para recuperar el fluido.

El sistema requiere utilizar un intercambiador de calor entre los captadores y el acumulador para mantener en éste la presión de suministro de agua caliente.

3.1.3.2.5. SISTEMA DE DRENAJE AL EXTERIOR (sólo para sistemas solares prefabricados)

El fluido en los componentes del sistema que están expuestos a baja temperatura ambiente, es drenado al exterior cuando ocurre peligro de heladas.

La inclinación de las tuberías horizontales debe estar en concordancia con las recomendaciones del fabricante en el manual de instalador al menos en 20 mm/m.

Este sistema no está permitido en los sistemas solares a medida.

3.1.3.3. *Sobrecalentamientos*

3.1.3.3.1. PROTECCIÓN CONTRA SOBRECALENTAMIENTOS

El sistema deberá estar diseñado de tal forma que con altas radiaciones solares prolongadas sin consumo de agua caliente, no se produzcan situaciones en las cuales el usuario tenga que realizar alguna acción especial para llevar al sistema a su forma normal de operación.

Cuando el sistema disponga de la posibilidad de drenajes como protección ante sobrecalentamientos, la construcción deberá realizarse de tal forma que el agua caliente o vapor del drenaje no supongan ningún peligro para los habitantes y no se produzcan daños en el sistema, ni en ningún otro material en el edificio o vivienda.

Cuando las aguas sean duras, se realizarán las previsiones necesarias para que la temperatura de trabajo de cualquier punto del circuito de consumo no sea superior a 60 °C, sin perjuicio de la aplicación de los requerimientos necesarios contra la *legionella*. En cualquier caso, se dispondrán los medios necesarios para facilitar la limpieza de los circuitos.

3.1.3.3.2. PROTECCIÓN CONTRA QUEMADURAS

En sistemas de agua caliente sanitaria, donde la temperatura de agua caliente en los puntos de consumo pueda exceder de 60 °C deberá ser instalado un sistema automático de mezcla u otro sistema que limite la temperatura de suministro a 60 °C, aunque en la parte solar pueda alcanzar una temperatura superior para sufragar las pérdidas. Este sistema deberá ser capaz de soportar la máxima temperatura posible de extracción del sistema solar.

3.1.3.3.3. PROTECCIÓN DE MATERIALES Y COMPONENTES CONTRA ALTAS TEMPERATURAS

El sistema deberá ser diseñado de tal forma que nunca se exceda la máxima temperatura permitida por todos los materiales y componentes.

3.1.3.4. *Resistencia a presión*

Se deberán cumplir los requisitos de la norma UNE-EN 12976-1.

En caso de sistemas de consumo abiertos con conexión a la red, se tendrá en cuenta la máxima presión de la misma para verificar que todos los componentes del circuito de consumo soportan dicha presión.

3.1.3.5. *Prevención de flujo inverso*

La instalación del sistema deberá asegurar que no se produzcan pérdidas energéticas relevantes debidas a flujos inversos no intencionados en ningún circuito hidráulico del sistema.

La circulación natural que produce el flujo inverso se puede favorecer cuando el acumulador se encuentra por debajo del captador, por lo que habrá que tomar, en esos casos, las precauciones oportunas para evitarlo.

En sistemas con circulación forzada se aconseja utilizar una válvula anti-retorno para evitar flujos inversos.

3.1.3.6. *Prevención de la legionelosis*

Se deberá cumplir el Real Decreto 909/2001, por lo que la temperatura del agua en el circuito de distribución de agua caliente no deberá ser inferior a 50 °C en el punto más alejado y previo a la mezcla necesaria para la protección contra quemaduras o en la tubería de retorno al acumulador. La instalación permitirá que el agua alcance una temperatura de 70 °C. En consecuencia, no se admite la presencia de componentes de acero galvanizado.

3.1.4. Montaje

3.1.4.1. *Condiciones generales de montaje de la instalación*

- La instalación se construirá en su totalidad utilizando materiales y procedimientos de ejecución que garanticen las exigencias del servicio, durabilidad, salubridad y mantenimiento.
- A efectos de las especificaciones de montaje de la instalación, estas se complementaran con la aplicación de la reglamentación vigente que tengan competencia en el caso y las recomendaciones del fabricante del equipo.
- El instalador evitara que el colector este expuesto al Sol por periodos prolongados de tiempo durante el montaje. Y si se produjera dicha exposición las conexiones del colector debe estar abiertas a la atmósfera, pero impidiendo la entrada de suciedad.
- Terminado el montaje de los colectores, cuando se prevea un periodo de tiempo hasta su funcionamiento o arranque de la instalación, se taparan el colector para su protección.
- En las partes dañadas por roces en los equipos durante su instalación o montaje, se aplicara pintura rica en cinc u otro material similar.
- Se tendrá en cuenta la presión máxima en red que se puede producir en la vivienda.
- La instalación de los equipos, válvulas, purgadores, etc. Permitirá su posterior acceso para su reparación, mantenimiento o desmontaje.
- Una vez instalados los equipos se procurara que sus placas de características técnicas sean visibles.

- Todos los elementos metálicos que no estén protegidos contra la oxidación por su fabricante, se les dará dos capas de pintura antioxidante.
- Los circuitos de agua caliente sanitaria se protegerán mediante el empleo de ánodos de sacrificio.
- Todos los equipos irán provistos de una válvula de vaciado que permita ser vaciados parcialmente o totalmente.
- Las conexiones de la red de vaciado se realizarán en PVC, cobre y acero

3.1.4.2. Montaje de la estructura soporte del colector

- La sujeción de los colectores a la estructura resistirá las cargas de viento y nieve, pero el sistema de fijación permitirá, si fuera necesario el movimiento del colector de forma que no se transmitan esfuerzos de dilatación.
- La instalación permitirá el acceso al colector, para su mantenimiento y desmontaje en caso de rotura.
- La conexión del colector podrá hacerse con accesorios metálicos o manguitos flexibles.
- El montaje de las tuberías flexibles evitara que las tuberías queden retorcidas y que se produzcan radios de curvatura superiores a los especificados por el fabricante.
- Los conductos de drenaje del colector se montarán de forma que no puedan congelarse.
- La conexión entre el colector y la válvula de seguridad tendrá la longitud mínima posible, y no se instalarán llaves u otros elementos que puedan obstruirse por la suciedad.
- La estructura soporte se montará en la terraza existente en la cubierta de la vivienda, de manera adecuada en cuanto a orientación y características mecánicas que debe soportar.

3.1.4.3. Montaje de la bomba circuladora

- La bomba se montará con el eje de rotación horizontal, dejando espacio suficiente para poder desmontarla en caso necesario.
- Las tuberías conectadas a la bomba se fijarán en sus proximidades, de forma que no provoquen esfuerzos recíprocos.
- Se montará a la bomba en la toma de aspiración e impulsión una conexión para medir la presión.
- Se protegerá a la bomba mediante el montaje del filtro aguas arriba.

3.1.4.4. Montaje de las tuberías

- Las tuberías serán instaladas de forma ordenada, formando tres ejes perpendiculares entre sí, y paralelas a elementos estructurales del edificio, salvo en las pendientes que se deban montar.
- Las tuberías se instalarán lo más próximo posible a paramentos, dejando espacio suficiente para manipular el aislamiento y los accesorios.
- Las tuberías siempre se instalarán por debajo de las conducciones eléctricas que crucen o sean paralelas. Manteniendo una distancia mínima de 5 cm para cables con protección.

- Las tuberías no se instalaran nunca encima de instalaciones eléctricas.
- Las tuberías no se instalaran de forma que transmitan esfuerzos a los demás elementos de la instalación.
- Para evitar la formación de bolsas de aire los tramos de tubería horizontales tendrán una pendiente del 1 % en sentido de la circulación.
- Durante el montaje de las tuberías se evitara en su corte las rebabas y escorias.

3.1.4.5. Otras consideraciones de montaje

El colector solar plano se instalara según se especifico en el apartado de la memoria dedicado a la orientación e inclinación, así se montaran sobre la estructura soporte que se montara en la terraza existente en la cubierta de la vivienda.

El colector se conectara con los demás elementos situados en el interior de la buhardilla mediante un orificio practicado en un tabique de la buhardilla que da a la parte Sur de la vivienda.

El deposito interacumulador se instalara en el interior de la buhardilla que existe en la cubierta de la vivienda, utilizando para ello los soportes de los que dispone, de manera que quede bien fijado al suelo, siendo todas sus conexiones accesibles para su manipulación y mantenimiento.

Además se deberá de cumplir todo lo especificado en la memoria del presente proyecto con respecto a la realización de las obras.

3.1.5. Recepción de los materiales

Todos los materiales necesarios para la ejecución de la obra y de la instalación de deberán de encontrar a disposición de los operarios que los monten o manipulen en el momento de dicha operación, debiéndose entregar todos los materiales y equipos un día antes del comienzo de las obras de manera que no se puedan producir retrasos por la demora en la llegada de los materiales.

Siendo responsabilidad de la recepción de los materiales el contratista, siendo también los materiales reconocidos en obra antes de su empleo por la dirección facultativa, sin cuya aprobación no podrán ser empleados en la obra.

El contratista proporcionará a la dirección facultativa muestra de los materiales para su aprobación. Los ensayos y análisis que la dirección facultativa crea necesarios, se realizarán en laboratorios autorizados para ello o realizados por el propio fabricante de los elementos que componen la instalación.

Los accesorios, codos, latiguillos, racores, etc. serán de buena calidad y estarán igualmente exentos de defectos, tanto en su fabricación como en la calidad de los materiales empleados.

3.1.5.1. Colector solar plano

El colector solar plano será suministrado en jaulas de madera, montado sobre la base de un palet adecuados para su traslado mediante transpaleta o para elevación mediante carretillas elevadoras.

El palet esta acondicionado para el transporte de un solo colector solar plano, modelo especificado en la memoria descriptiva de este proyecto, colocado en posición vertical.

La jaula que contiene al colector se almacenara en espacios cubiertos, depositándolos sobre el suelo plano, en caso de almacenaje a la intemperie deberán estar protegidos de la lluvia.

El colector ha sido diseñado para ser totalmente estanco al agua de lluvia en la posición normal de montaje entre 20° y 70°.

En el caso de que el colector una vez desembalado y previamente a su montaje deba estar depositado a la intemperie, se colocara con un ángulo de inclinación de 20° como mínimo y 70° como máximo, con la cubierta de cristal hacia arriba. Se evitara la posición horizontal y vertical.

Con el fin de evitar excesivas dilataciones, es conveniente cubrir a los colectores, una vez instalados, hasta el llenado de la instalación con el fluido caloportador.

Además en el momento de la recepción del colector solar plano se comprobara que es el modelo WASKO 1.7, que es el modelo seleccionado y el adecuado para la instalación objeto del proyecto.

Así mismo se comprobara que el colector solar plano, vaya acompañado de los certificados de calidad y de garantía que su fabricante establece en el contrato de compra con el contratista. Y de las características técnicas que reúne el colector solar plano.

Se deberá comprobar que el colector solar plano no ha sufrido daños durante su transporte, en cuyo caso correrán a cargo de la empresa de transporte que ha realizado dicho transporte, siendo repuesto el colector solar plano en un tiempo no excesivo por parte del fabricante, en caso de que sea necesario su devolución por daños.

3.1.5.2. Depósito interacumulador

El depósito interacumulador se suministrara, embalado adecuadamente de forma que no pueda sufrir ningún deterioro durante su transporte y manipulación.

El depósito interacumulador se almacenara durante el tiempo que permanezca en la vivienda si montarse, en posición vertical y de manera que se evite su caída o rodadura que podría dañarle.

Las conexiones donde se deben de conexionar los elementos que forman la instalación deberán protegerse especialmente para evitar el deterioro de la roscas de conexión.

Así mismo se deberá de comprobar que corresponde con el modelo de depósito interacumulador especificado en la memoria descriptiva de este proyecto y que lleva consigo los certificados de calidad y de garantía, así como que corresponde con las características técnicas de diseño.

Al depósito interacumulador deberá de taponar todas sus conexiones hasta su montaje para evitar la entrada de suciedad en su interior.

3.1.5.3. Bomba circuladora

Se recibirá embalada, adecuadamente de forma que no pueda sufrir ningún deterioro durante su transporte y manipulación.

Se protegerá de forma especial sus conexiones eléctricas para que no sufran deterioro alguno.

Se comprobara que corresponde con el modelo especificado en la memoria descriptiva de este proyecto. y que corresponde con las características técnicas que necesita la instalación. Comprobando que lleva consigo los certificados de calidad y de características técnicas que le corresponden.

3.1.5.4. Material eléctrico

Se comprobara la sección del cable suministrado, así como sus características de aislamiento y su longitud de manera que se adapte a las necesidades de la obra.

El termostato diferencial se deberá de recibir embalado de forma que no pueda sufrir ningún tipo de deterioro durante su transporte y manejo, se comprobara que se corresponde con el especificado en al

memoria descriptiva de este proyecto, viendo si trae consigo los certificados de calidad y garantía de su fabricante.

Las sondas se procederá de forma similar al del termostato diferencial y en cuanto a el relee eléctrico se comprobara sus características y el modelo de que se trata y si cumple con lo especificado en la memoria descriptiva de este proyecto.

El interruptor magnetotérmico se comprobara sus características técnicas de manera que coincida con las necesidades de la instalación.

3.1.5.5. Material de fontanería

Se recepcionara cada tipo de material embalado de forma que no puedan sufrir deterioro durante su transporte o manejo, debiendo cumplir toda la normativa existente al respecto.

Las tuberías de cobre se recibirán en barras de 5 m de longitud y en los diámetros de 15 mm en el número indicado en la memoria descriptiva.

Todo este material deberá su calidad certificada por su fabricante, así como sus características técnicas.

3.1.5.6. Equipo de energía auxiliar

Se comprobara que el equipo auxiliar de energía, vaya acompañado de los certificados de calidad y de garantía que su fabricante establece en el contrato de compra con el contratista. Y de las características técnicas que debe reunir para satisfacer las necesidades energéticas de la instalación.

También deberá de llevar una descripción completa de su funcionamiento y las medidas para ahorrar energía en su funcionamiento.

3.1.6. Condiciones de mantenimiento

El contratista garantizara el conjunto de la instalación y los equipos por un periodo mínimo de dos años. Responsabilizándose del mantenimiento por el mismo periodo de tiempo de dos años.

Este mantenimiento implica una revisión de la instalación con una periodicidad mínima de seis meses.

Las operaciones de mantenimiento se especifican a continuación:

- Comprobación de los niveles del fluido caloportador
- Comprobación de la estanqueidad del circuito de distribución
- Comprobación de la estanqueidad de las válvulas de interrupción
- Comprobación del tarado de los elementos de regulación
- Comprobación del tarado de la válvula de seguridad
- Revisión del filtro de agua del circuito primario
- Revisión del estado del aislamiento térmico
- Comprobación del funcionamiento de la bomba circuladora
- Comprobación de las posibles fugas de agua en las juntas
- Comprobación de la exactitud de los elementos de medida
- Comprobación del sistema de control
- Comprobar el depósito interacumulador su funcionamiento y estanqueidad

Por parte del usuario de la instalación se debera realizar una observación de la instalación para comprobar su correcto funcionamiento, para detectar posibles anomalías en el funcionamiento y hacer unas pequeñas operaciones de mantenimiento preventivo en la instalación, estas operaciones son las siguientes:

- Comprobación en frío de la presión del circuito cerrado
- Comprobación del estado del anticongelante

- Vaciado del aire de los circuitos por medio del purgador
- Verificación de la alimentación eléctrica
- Control del estado del colector solar y estructura soporte
- Comprobación de la presión del vaso de expansión

Estas son unas operaciones fáciles de realizar y de gran importancia para la instalación, mejorando así su rendimiento, funcionamiento, y durabilidad de los elementos, alargando así la vida de la instalación que se estima en quince años.

3.2. Requisitos generales Energía Solar Fotovoltaica

3.2.1. Generalidades

Este Pliego es de aplicación en su integridad a todas las instalaciones solares fotovoltaicas destinadas a la producción de electricidad para ser vendida en su totalidad a la red de distribución. Quedan excluidas expresamente las instalaciones aisladas de la red.

En todo caso es de aplicación toda la normativa que afecte a instalaciones solares fotovoltaicas:

- **Ley 54/1997, de 27 de noviembre**, del Sector Eléctrico.
- **Real Decreto 2818/1998, de 23 de diciembre**, sobre producción de energía eléctrica por recursos o fuentes de energías renovables, residuos y cogeneración.
- R.E.B.T. (Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión). **Real Decreto 842/2002 de 2 de Agosto de 2002**.
- **Real Decreto 1663/2000, de 29 de septiembre**, sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión.
- **Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre**, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.
- **Real Decreto 1556/2005**, por el que se establece la tarifa eléctrica para el 2006.
- **Resolución de 31 de mayo de 2001** por la que se establecen modelo de contrato tipo y modelo de factura para las instalaciones solares fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.
- Para el caso de integración en edificios se tendrá en cuenta las Normas Básicas de la Edificación (NBE).
- **Real Decreto 841/2002, de 2 de agosto**, por el que se regula para las instalaciones de producción de energía eléctrica en régimen especial su incentivación en la participación en el mercado de producción, determinadas obligaciones de información de sus previsiones de producción, y la adquisición por los comercializadores de su energía eléctrica producida.
- **ORDEN ITC/71/2007, de 22 de enero**, por la que se modifica el anexo de la Orden de 28 de julio de 1980, por la que se aprueban las normas e instrucciones técnicas complementarias para la homologación de paneles solares.
- **Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo**, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial. BOE 126/2007 de 26 de mayo.

- **Real Decreto 314/2006, de 17 de marzo**, por el que se aprueba el Código Técnico de la Edificación

3.2.2. Componentes y materiales

3.2.2.1. Generalidades

Como principio general se ha de asegurar, como mínimo, un grado de aislamiento eléctrico de tipo básico clase I en lo que afecta tanto a equipos (módulos e inversores), como a materiales (conductores, cajas y armarios de conexión), exceptuando el cableado de continua, que será de doble aislamiento.

La instalación incorporará todos los elementos y características necesarios para garantizar en todo momento la calidad del suministro eléctrico.

El funcionamiento de las instalaciones fotovoltaicas no deberá provocar en la red averías, disminuciones de las condiciones de seguridad ni alteraciones superiores a las admitidas por la normativa que resulte aplicable.

Asimismo, el funcionamiento de estas instalaciones no podrá dar origen a condiciones peligrosas de trabajo para el personal de mantenimiento y explotación de la red de distribución.

Los materiales situados en intemperie se protegerán contra los agentes ambientales, en particular contra el efecto de la radiación solar y la humedad.

Se incluirán todos los elementos necesarios de seguridad y protecciones propias de las personas y de la instalación fotovoltaica, asegurando la protección frente a contactos directos e indirectos, cortocircuitos, sobrecargas, así como otros elementos y protecciones que resulten de la aplicación de la legislación vigente.

Por motivos de seguridad y operación de los equipos, los indicadores, etiquetas, etc. de los mismos estarán en alguna de las lenguas españolas oficiales del lugar de la instalación.

3.2.2.2. Sistemas generadores fotovoltaicos

Todos los módulos deberán satisfacer las especificaciones UNE-EN 61215 para módulos de silicio cristalino, o UNE-EN 61646 para módulos fotovoltaicos capa delgada, así como estar cualificados por algún laboratorio reconocido (por ejemplo, Laboratorio de Energía Solar Fotovoltaica del Departamento de Energías Renovables del CIEMAT, Joint Research Centre Ispra, etc.), lo que se acreditará mediante la presentación del certificado oficial correspondiente.

El módulo fotovoltaico llevará de forma claramente visible e indeleble el modelo y nombre o logotipo del fabricante, así como una identificación individual o número de serie trazable a la fecha de fabricación.

Los módulos deberán llevar los diodos de derivación para evitar las posibles averías de las células y sus circuitos por sombreados parciales y tendrán un grado de protección IP65.

Los marcos laterales, si existen, serán de aluminio o acero inoxidable.

Para que un módulo resulte aceptable, su potencia máxima y corriente de cortocircuito reales referidas a condiciones estándar deberán estar comprendidas en el margen del $\pm 10 \%$ de los correspondientes valores nominales de catálogo.

Será rechazado cualquier módulo que presente defectos de fabricación como roturas o manchas en cualquiera de sus elementos así como falta de alineación en las células o burbujas en el encapsulante.

Se valorará positivamente una alta eficiencia de las células.

La estructura del generador se conectará a tierra.

Por motivos de seguridad y para facilitar el mantenimiento y reparación del generador, se instalarán los

elementos necesarios (fusibles, interruptores, etc.) para la desconexión, de forma independiente y en ambos terminales, de cada una de las ramas del resto del generador.

3.2.2.3. *Estructura soporte*

Las estructuras soporte deberán cumplir las especificaciones de este apartado.

La estructura soporte de módulos ha de resistir, con los módulos instalados, las sobrecargas del viento y nieve, de acuerdo con lo indicado en la normativa básica de la edificación NBE-AE-88.

El diseño y la construcción de la estructura y el sistema de fijación de módulos, permitirá las necesarias dilataciones térmicas, sin transmitir cargas que puedan afectar a la integridad de los módulos, siguiendo las indicaciones del fabricante.

Los puntos de sujeción para el módulo fotovoltaico serán suficientes en número, teniendo en cuenta el área de apoyo y posición relativa, de forma que no se produzcan flexiones en los módulos superiores a las permitidas por el fabricante y los métodos homologados para el modelo de módulo.

El diseño de la estructura se realizará para la orientación y el ángulo de inclinación especificado para el generador fotovoltaico, teniendo en cuenta la facilidad de montaje y desmontaje, y la posible necesidad de sustituciones de elementos.

La estructura se protegerá superficialmente contra la acción de los agentes ambientales. La realización de taladros en la estructura se llevará a cabo antes de proceder, en su caso, al galvanizado o protección de la estructura.

La tornillería será realizada en acero inoxidable, cumpliendo la norma MV-106. En el caso de ser la estructura galvanizada se admitirán tornillos galvanizados, exceptuando la sujeción de los módulos a la misma, que serán de acero inoxidable.

Los topes de sujeción de módulos y la propia estructura no arrojarán sombra sobre los módulos.

En el caso de instalaciones integradas en cubierta que hagan las veces de la cubierta del edificio, el diseño de la estructura y la estanquidad entre módulos se ajustará a las exigencias de las Normas Básicas de la Edificación y a las técnicas usuales en la construcción de cubiertas.

Se dispondrán las estructuras soporte necesarias para montar los módulos, tanto sobre superficie plana (teraza) como integrados sobre tejado, cumpliendo lo especificado en sobre sombras. Se incluirán todos los accesorios y bancadas y/o anclajes.

La estructura soporte será calculada según la norma MV-103 para soportar cargas extremas debidas a factores climatológicos adversos, tales como viento, nieve, etc.

Si está construida con perfiles de acero laminado conformado en frío, cumplirá la norma MV-102 para garantizar todas sus características mecánicas y de composición química.

Si es del tipo galvanizada en caliente, cumplirá las normas UNE 37-501 y UNE 37-508, con un espesor mínimo de 80 micras para eliminar las necesidades de mantenimiento y prolongar su vida útil.

3.2.2.4. *Inversores*

Serán del tipo adecuado para la conexión a la red eléctrica, con una potencia de entrada variable para que sean capaces de extraer en todo momento la máxima potencia que el generador fotovoltaico puede proporcionar a lo largo de cada día.

Las características básicas de los inversores serán las siguientes:

– Principio de funcionamiento: fuente de corriente.

- Autoconmutados.
- Seguimiento automático del punto de máxima potencia del generador.
- No funcionarán en isla o modo aislado.

Los inversores cumplirán con las directivas comunitarias de Seguridad Eléctrica y Compatibilidad Electromagnética (ambas serán certificadas por el fabricante), incorporando protecciones frente a:

- Cortocircuitos en alterna.
- Tensión de red fuera de rango.
- Frecuencia de red fuera de rango.
- Sobretensiones, mediante varistores o similares.
- Perturbaciones presentes en la red como microcortes, pulsos, defectos de ciclos, ausencia y retorno de la red, etc.

Cada inversor dispondrá de las señalizaciones necesarias para su correcta operación, e incorporará los controles automáticos imprescindibles que aseguren su adecuada supervisión y manejo.

Cada inversor incorporará, al menos, los controles manuales siguientes:

- Encendido y apagado general del inversor.
- Conexión y desconexión del inversor a la interfaz CA. Podrá ser externo al inversor.

Las características eléctricas de los inversores serán las siguientes:

- El inversor seguirá entregando potencia a la red de forma continuada en condiciones de irradiancia solar un 10 % superiores a las CEM. Además soportará picos de magnitud un 30 % superior a las CEM durante períodos de hasta 10 segundos.
- Los valores de eficiencia al 25 % y 100 % de la potencia de salida nominal deberán ser superiores al 85 % y 88 % respectivamente (valores medidos incluyendo el transformador de salida, si lo hubiere) para inversores de potencia inferior a 5 kW, y del 90 % al 92 % para inversores mayores de 5 kW.
- El autoconsumo del inversor en modo nocturno ha de ser inferior al 0,5 % de su potencia nominal.
- El factor de potencia de la potencia generada deberá ser superior a 0,95, entre el 25 % y el 100 % de la potencia nominal.
- A partir de potencias mayores del 10 % de su potencia nominal, el inversor deberá inyectar en red.
- Los inversores tendrán un grado de protección mínima IP 20 para inversores en el interior de edificios y lugares inaccesibles, IP 30 para inversores en el interior de edificios y lugares accesibles, y de IP 65 para inversores instalados a la intemperie. En cualquier caso, se cumplirá la legislación vigente.
- Los inversores estarán garantizados para operación en las siguientes condiciones ambientales: entre 0 °C y 40 °C de temperatura y entre 0 % y 85 % de humedad relativa.

3.2.2.5. Cableado

Los positivos y negativos de cada grupo de módulos se conducirán separados y protegidos de acuerdo a la normativa vigente.

Los conductores serán de cobre y tendrán la sección adecuada para evitar caídas de tensión y calentamientos. Concretamente, para cualquier condición de trabajo, los conductores de la parte CC deberán tener la sección suficiente para que la caída de tensión sea inferior del 1,5 % y los de la parte CA para que la caída de tensión sea inferior del 2 %, teniendo en ambos casos como referencia las tensiones correspondientes a cajas de conexiones.

Se incluirá toda la longitud de cable CC y CA. Deberá tener la longitud necesaria para no generar esfuerzos en los diversos elementos ni posibilidad de enganche por el tránsito normal de personas.

Todo el cableado de continua será de doble aislamiento y adecuado para su uso en intemperie, al aire o enterrado, de acuerdo con la norma UNE 21123.

3.2.2.6. Conexión a red

Todas las instalaciones cumplirán con lo dispuesto en el Real Decreto 1663/2000 (artículos 8 y 9) sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión, y con el esquema unifilar que aparece en la Resolución de 31 de mayo de 2001.

3.2.2.7. Medidas

Todas las instalaciones cumplirán con lo dispuesto en el Real Decreto 1663/2000 (artículo 10) sobre medidas y facturación de instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.

3.2.2.8. Protecciones

Todas las instalaciones cumplirán con lo dispuesto en el Real Decreto 1663/2000 (artículo 11) sobre protecciones en instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión y con el esquema unifilar que aparece en la Resolución de 31 de mayo de 2001.

En conexiones a la red trifásicas las protecciones para la interconexión de máxima y mínima frecuencia (51 y 49 Hz respectivamente) y de máxima y mínima tensión (1,1 Um y 0,85 Um respectivamente) serán para cada fase.

3.2.2.9. Puesta en tierra de las instalaciones fotovoltaicas

Todas las instalaciones cumplirán con lo dispuesto en el Real Decreto 1663/2000 (artículo 12) sobre las condiciones de puesta a tierra en instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.

Todas las masas de la instalación fotovoltaica, tanto de la sección continua como de la alterna, estarán conectados a una única tierra. Esta tierra será independiente de la del neutro de la empresa distribuidora, de acuerdo con el Reglamento de Baja Tensión.

3.2.2.10. Armónicos y compatibilidad electromagnética

Todas las instalaciones cumplirán con lo dispuesto en el Real Decreto 1663/2000 (artículo 13) sobre armónicos y compatibilidad electromagnética en instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.

3.2.3. Recepción de los materiales

El instalador entregará al usuario un documento-albarán en el que conste el suministro de componentes, materiales y manuales de uso y mantenimiento de la instalación. Este documento será firmado por duplicado por ambas partes, conservando cada una un ejemplar. Los manuales entregados al usuario estarán en alguna de las lenguas oficiales españolas para facilitar su correcta interpretación.

3.2.3.1. Módulo fotovoltaico

El módulo fotovoltaico será suministrado en jaulas de madera, montado sobre la base de un palets adecuados para su traslado mediante transpaleta o para elevación mediante carretillas elevadoras.

El palet esta acondicionado para el transporte de un solo módulo fotovoltaico, colocado en posición vertical.

La jaula que contiene al módulo fotovoltaico se almacenara en espacios cubiertos, depositándolos sobre el suelo en posición inclinada, en caso de almacenaje a la intemperie deberán estar protegidos de la lluvia.

El módulo fotovoltaico ha sido diseñado para ser totalmente estanco al agua de lluvia en la posición normal de montaje entre 20° y 70°.

En el caso de que el módulo fotovoltaico una vez desembalado y previamente a su montaje deba estar depositado a la intemperie, se colocara con un ángulo de inclinación de 20° como mínimo y 70° como máximo, con la cubierta de cristal hacia arriba. Se evitara la posición horizontal y vertical.

Además en el momento de la recepción del módulo fotovoltaico se comprobara que es el modelo especificado en la memoria descriptiva de este proyecto y el adecuado para la instalación objeto del proyecto.

Así mismo se comprobara que el módulo fotovoltaico, vaya acompañado de los certificados de calidad y de garantía que su fabricante establece en el contrato de compra con el contratista. Y de las características técnicas que reúne el módulo fotovoltaico.

Se deberá comprobar que el módulo fotovoltaico no ha sufrido daños durante su transporte, en cuyo caso correrán a cargo de la empresa de transporte que ha realizado dicho transporte, siendo repuesto el módulo fotovoltaico en un tiempo no excesivo por parte del fabricante, en caso de que sea necesario su devolución por daños.

3.2.3.2. *Ondulador*

Se recibirá embalado, adecuadamente de forma que no pueda sufrir ningún deterioro durante su transporte y manipulación.

Se protegerá de forma especial sus conexiones eléctricas para que no sufran deterioro alguno.

Se comprobara que corresponde con el modelo especificado en la memoria descriptiva de este proyecto. y con las características técnicas que necesita la instalación. Comprobando que lleva consigo los certificados de calidad y de características técnicas que le corresponden.

3.2.3.3. *Material eléctrico*

Se comprobara las distintas secciones del cable suministrado, así como sus características de aislamiento y su longitud de manera que se adapte a las necesidades de la obra.

En cuanto al cuadro eléctrico se comprobara que se corresponde con el especificado en la memoria descriptiva de este proyecto.

Los diferenciales se deberán de recibir embalados de forma que no puedan sufrir ningún tipo de deterioro durante su transporte y manejo, se comprobara que se corresponden con el especificado en la memoria descriptiva de este proyecto, viendo si trae consigo los certificados de calidad y garantía de su fabricante.

Las magnetotérmicos se procederán de forma similar al de los diferenciales y en cuanto al contactor eléctrico se comprobara sus características y el modelo de que se trata y si cumple con lo especificado en la memoria descriptiva de este proyecto.

Los interruptores, fusibles y demás aparatos de protección y control se comprobaran sus características técnicas de manera que coincida con las necesidades de la instalación.

3.2.4. Pruebas

Antes de la puesta en servicio de todos los elementos principales (módulos, inversores, contadores) éstos deberán haber superado las pruebas de funcionamiento en fábrica, de las que se levantará oportuna acta que se adjuntará con los certificados de calidad.

Las pruebas a realizar por el instalador, con independencia de lo indicado con anterioridad en este PCT, serán como mínimo las siguientes:

- Funcionamiento y puesta en marcha de todos los sistemas.
- Pruebas de arranque y parada en distintos instantes de funcionamiento.
- Pruebas de los elementos y medidas de protección, seguridad y alarma, así como su actuación, con excepción de las pruebas referidas al interruptor automático de la desconexión.
- Determinación de la potencia instalada, de acuerdo con el procedimiento descrito en el anexo I.
- Concluidas las pruebas y la puesta en marcha se pasará a la fase de la Recepción Provisional de la Instalación. No obstante, el Acta de Recepción Provisional no se firmará hasta haber comprobado que todos los sistemas y elementos que forman parte del suministro han funcionado correctamente durante un mínimo de 240 horas seguidas, sin interrupciones o paradas causadas por fallos o errores del sistema suministrado, y además se hayan cumplido los siguientes requisitos:
- Entrega de toda la documentación requerida en este PCT.
- Retirada de obra de todo el material sobrante.
- Limpieza de las zonas ocupadas, con transporte de todos los desechos a vertedero.
- Durante este período el suministrador será el único responsable de la operación de los sistemas suministrados, si bien deberá adiestrar al personal de operación.
- Todos los elementos suministrados, así como la instalación en su conjunto, estarán protegidos frente a defectos de fabricación, instalación o diseño por una garantía de tres años, salvo para los módulos fotovoltaicos, para los que la garantía será de 8 años contados a partir de la fecha de la firma del acta de recepción provisional.
- No obstante, el instalador quedará obligado a la reparación de los fallos de funcionamiento que se puedan producir si se apreciase que su origen procede de defectos ocultos de diseño, construcción, materiales o montaje, comprometiéndose a subsanarlos sin cargo alguno. En cualquier caso, deberá atenerse a lo establecido en la legislación vigente en cuanto a vicios ocultos.

3.2.5. Condiciones de mantenimiento

- El instalador garantizará el conjunto de la instalación y los equipos por un período de tres años.
- El instalador se responsabiliza del mantenimiento de la instalación por el mismo período de tiempo que la garantía.
- El mantenimiento implicará una revisión de la instalación con una periodicidad mínima de seis meses.
- Las operaciones de mantenimiento se reflejarán en un Libro de Mantenimiento de la Instalación, con indicación de las fechas y horas.
- Comprobación del conexionado del Campo de Paneles, repasando el apriete de las conexiones.
- Comprobación del tarado de la tensión de ajuste del regulador a la temperatura de comprobación.
- Registro de los Amperios hora generados y consumidos en la instalación desde la revisión anterior.
- Con independencia de las operaciones anteriores, en las instalaciones de paneles bifaciales, anualmente se repintará el entorno del campo de paneles con objeto de mantener el valor del coeficiente de albedo.

3.3. Condiciones de seguridad e higiene laboral

Las condiciones de seguridad e higiene es muy importante en la realización de una obra o una instalación, de estas condiciones depende la seguridad y la salud de los trabajadores, por ello se debe de prestar una gran atención a las normas de seguridad e higiene.

La seguridad de los trabajadores de la obra, debe de ser un objetivo a cumplir en la realización del proyecto, esta seguridad se puede conseguir cumpliendo todas las leyes, Reales Decretos y reglamentos, que existen en relación con la seguridad e higiene en le trabajo.

La ley que regula de forma general este tema es la ley, 31 / 1992 de 8 de noviembre, de Seguridad e Higiene en el trabajo y Prevención de Riesgos Laborales, esta ley esta desarrollada por numerosos, decretos y reglamentos específicos, para cada sector en los que se desarrolla el trabajo.

El reglamento que regula la actividad de la construcción es el reglamento de seguridad e higiene en el trabajo en la industria de la construcción. Además de deberán de tener los reglamentos de seguridad e higiene en el trabajo de fontanería y de electricidad, ya que forman parte de los trabajos a realizar en la ejecución del proyecto.

Las Condiciones de Seguridad e Higiene establecen las normativas y recomendaciones respecto a la prevención de riesgos de accidentes y enfermedades profesionales, así como los derivados de los trabajos de reparación, conservación, y mantenimiento, y las instalaciones preceptivas de higiene y bienestar de los trabajadores, durante la construcción y montaje del sistema de captación de energía solar para producción de agua caliente sanitaria.

3.3.1. Riesgos en la ejecución del proyecto

A continuación se especificaran los posibles riesgos que se pueden producir durante la realización del proyecto, estos riesgos se expondrán dependiendo de la actividad en que se puedan producir.

3.3.1.1. Riesgos en la construcción

- Caídas a distinto nivel
- Polvo
- Ruido
- Caída de altura de personal y objetos
- Electrocución

3.3.1.2. Riesgos en la instalación y montaje de las tuberías

- Golpes de ó contra objetos
- Suspensión y transporte de grandes cargas
- Cortes, pinchazos y golpes con máquina, herramienta y material
- Proyección de partículas a los ojos
- Atrapamientos
- Peligro en el uso de equipo de oxicorte y amolado
- Propias de soldadura

3.3.1.3. Riesgos en el montaje eléctrico

- Derivados de útiles eléctricos
- Electrocución.
- Riesgo de incendios
- Caídas a distinto nivel

3.3.2. Prevención de riesgos laborales

La prevención de riesgos laborales es el objetivo, de la seguridad en el trabajo, puesto que previniendo estos riesgos, se asegura que no se produzcan los accidentes, esta prevención se consigue cumpliendo lo establecido en los reglamentos de seguridad e higiene laboral, extrayéndose a continuación lo más importante.

3.3.2.1. Protecciones individuales

Todos los trabajadores que se encuentre en la obra deberán utilizar estas protecciones individuales, puesto que su uso reduce la gravedad de las lesiones que se producen en caso de accidente.

De manera que cuando se realice alguna actividad que requiera una protección individual su uso será obligatorio, siendo responsabilidad del director de la obra, velar por el cumplimiento de esta obligación por parte de los trabajadores.

Las protecciones individuales que se deberán de usar en la ejecución del proyecto se especifican a continuación:

- Cascos: para todas las personas que participan en la obra
- Guantes de uso general
- Guantes de goma
- Guantes de soldador
- Guantes dieléctricos
- Botas de agua
- Botas dieléctricas
- Mono de trabajo
- Gafas contra impacto y antipolvo
- Gafas para oxicorte
- Pantalla de seguridad para soldador
- Mandiles de soldador
- Manguitos de soldador
- Protectores auditivo
- Extintores de incendios

Todos estos elementos de protección personal se ajustarán a las Normas de Homologación del Ministerio de Trabajo (O.M. 17-5-74) (B.O.E. 29-5-74) de manera que proporcione la máxima protección al trabajador que la esta usando.

Todas las prendas de protección personal o elementos de protección colectiva tendrán fijado un período de vida útil, desechándose a su término. En Las prendas de uso individual como, botas de seguridad, mono de trabajo, estos serán repuestos cada 6 meses.

Cuando por las circunstancias del trabajo se produzca un deterioro más rápido en una determinada prenda ó equipo, se repondrá ésta, independientemente de la duración prevista o fecha de entrega.

Toda prenda o equipo de protección que haya sufrido un trato límite, es decir, el máximo para el que fue concebido será desechado y repuesto al momento.

Aquellas prendas que por su uso hayan adquirido más holguras o tolerancias de las admitidas por el fabricante, serán repuestas inmediatamente. El uso de una prenda o equipo de protección nunca representará un riesgo en sí mismo.

Los trabajadores deberán utilizar, las protecciones personales, y si no las utilizaran cuando sea necesario, se les podrá sancionar por incumplimiento de una obligación laboral.

3.3.2.2. Servicio de prevención

El contratista deberá de contar con los servicios de un técnico superior en seguridad e higiene laboral, que realice un plan de prevención de riesgos laborales, pudiendo este técnico pertenecer o no a la empresa contratista.

Se realizara periódicamente por parte del técnico superior en seguridad e higiene laboral, una inspección para comprobar el cumplimiento de lo establecido en el plan de prevención de riesgos laborales, en las obras que este realizando la empresa contratista, incluida la obra objeto del proyecto.

Este inspector sancionara a todo el personal que incumpla el plan de prevención de riesgos laborales, y también al director de la obra que es el responsable del cumplimiento de este plan, en la obra.

3.3.2.3. Formación

El técnico superior en seguridad e higiene laboral realizara una charla para todo el personal que vaya a trabajar en la obra, con anterioridad al comienzo de la obra. Donde se les explicará los métodos de trabajo y los riesgos que estos pudieran entrañar, juntamente con las medidas de seguridad que deberá emplear y los equipos de protección individual que deberán de usar para cada actividad a realizar.

También se les deberá formar sobre socorrismo y primeros auxilios, de forma que las diferentes fases de obra dispongan de una persona con conocimiento de estos primeros auxilios.

En todo momento los trabajadores deberán conocer la ubicación de los botiquines de primeros auxilios que deberán de estar en la obra, conociendo además el servicio sanitario más cercano al lugar donde se desarrolla la obra.

Dicho botiquín deberá contener los elementos necesarios para un primer auxilio.

3.3.2.4. Reconocimiento médico

El contratista deberá de tener un contrato con una mutua de trabajo, para realizar reconocimientos médicos a los trabajadores, periódicamente para detectar cualquier enfermedad profesional o cualquier otra enfermedad común con la que no es conveniente que el trabajador siga trabajando, a riesgo de su salud.

Este servicio lo podrá realizar el servicio medico de la empresa contratista si dispone de él.

4. Bibliografia

- Reglamento electrotécnico para Baja Tensión (REBT) RD 842/2002
- Reglamento de Instalaciones Térmicas en los Edificios (RITE)
- Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red (PCT-C Rev. 2002)
- Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones de Baja Temperatura (PET –REV 2002)
- Código Técnico de la Edificación
- Energía Solar Fotovoltaica: Curso de Formación (Institut Català d'Energia)
- Energía Solar Térmica: Curso de Formación (Institut Català d'Energia)