



Universidad de León



Escuela Superior y Técnica
de Ingenieros de Minas

GRADO EN INGENIERÍA DE LA ENERGÍA

TRABAJO FIN DE GRADO

PROYECTO DE UNA INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA AISLADA Y SOLAR TÉRMICA PARA LA APORTACIÓN DE ACS DE UNA VIVIENDA UNIFAMILIAR SITUADA EN OTERUELO DE LA VALDONCINA (LEÓN)

León, julio de 2016

Autor: Sergio Mejías Pérez
Tutor: José Luis Falagán Calero

El presente proyecto ha sido realizado por D. Sergio Mejías Pérez, alumno de la Escuela Superior y Técnica de Ingenieros de Minas de la Universidad de León para la obtención del título de Grado en Ingeniería de la Energía.

La tutoría de este proyecto ha sido llevada a cabo por D. José Luis Falagan Calero, profesor del Grado en Ingeniería de la Energía.

Visto Bueno

Fdo.: D. Sergio Mejías Pérez
El autor del Trabajo Fin de Grado

Fdo.: D. José Luis Falagán Calero
El Tutor del Trabajo Fin de Grado

RESUMEN

El presente proyecto tiene por objeto el diseño y dimensionado de una instalación solar fotovoltaica aislada de red y de una instalación solar térmica para la contribución de ACS de una vivienda unifamiliar situada en Oteruelo de la Valduncina (León).

La instalación solar fotovoltaica contará con 28 placas solares con una potencia instalada total de 7 kW. Los paneles se situarán sobre una cubierta plana orientados al sur e inclinados a 50°. Estos paneles serán capaces de satisfacer la demanda incluso en el mes de diciembre, que es el más desfavorable no solo por que exista menor radiación sino porque es el mes de mayor consumo. La instalación se ha dimensionado para una autonomía de 4 días con una batería cuya capacidad es de 3100Ah.

La instalación solar térmica para la contribución de ACS se ha dimensionado para un consumo de 150 litros/día a una temperatura de 60°C. Dicha instalación irá dotada de un solo captador que estará instalado sobre una superficie plana con orientación sur y una inclinación de 45°. El captador será capaz de satisfacer un 58% de la demanda energética anual. Cuando la instalación solar térmica no sea capaz de satisfacer las necesidades dispondrá de un sistema auxiliar constituido por una caldera de gasoil.

ABSTRACT

The objective of this project is the design and dimensioning of an installation of a photovoltaic solar installation isolated from the electric network and of an installation solar thermal energy for the contribution of ACS of one house in Oteruelo de la Valdoncina (León).

Solar photovoltaic will have 28 solar panels with a total installed power of 7 kW. The panels will be placed on a flat roof facing south and inclined at 50 °. These panels will be able to meet demand even in the month of December, which is the worst not only because there is less radiation but also because it is the month of highest consumption. The installation is designed for a range of 4 days with a battery whose capacity is 3100Ah.

The solar thermal installation for the contribution of ACS is dimensioned for consumption of 150 liters / day at 60 ° C. Such anger facility with a single sensor that is installed on a flat surface facing south and an inclination of 45 degrees. The sensor will be able to meet 58% of the annual energy demand. When the solar thermal system is not able to meet the needs, there will be an auxiliary system consisting of a diesel boiler.

ÍNDICE

RESUMEN	3
ABSTRACT	4
ÍNDICE.....	I
ÍNDICE DE FIGURAS.....	VII
ÍNDICE DE TABLAS.....	VIII

DOCUMENTO Nº 1: MEMORIA

1 Aspectos generales	1
1.1 Objeto del proyecto	1
1.2 Promotor de la instalación	1
1.3 Emplazamiento de la instalación	1
1.4 Legislación aplicable	3
1.5 Abreviaturas	3
2 Descripción de la instalación solar fotovoltaica	4
2.1 Módulos fotovoltaicos	5
2.2 Regulador	5
2.3 Acumulador	6
2.4 Inversor	6
2.5 Cableado.....	6
2.6 Protecciones	8
3 Descripción de la instalación solar térmica	9
3.1 Captador solar	10
3.2 Acumulador	11
3.3 Red de tuberías.....	11

ANEXO I: CÁLCULOS

1 Cálculo instalación solar fotovoltaica.....	12
1.1 Radiación solar superficie horizontal.....	12
1.2 Inclinación, orientación y sombras	12
1.3 Radiación útil	13
1.3.1 Horas pico solar (HPS).....	14

1.4	Calculo de la demanda energética	15
1.5	Potencia pico del campo generador	17
1.6	Número de captadores	17
1.7	Conexionado de módulos.....	18
1.8	Dimensionado de baterías	18
1.9	Dimensionado del inversor	19
1.10	Dimensionado del regulador	20
1.11	Dimensionado cableado	21
1.11.1	Resumen del dimensionado cableado corriente continua	21
1.11.2	Resumen del dimensionado cableado corriente alterna.....	27
1.12	Dimensionado de los elementos de protección	29
1.12.1	Tramo modulo fotovoltaico-regulador	30
1.12.2	Tramo regulador-batería.....	30
1.12.3	Tramo conexión al inversor.....	30
1.12.4	Tramo entre inversor y cuadro general	30
2	Calculo instalación solar térmica	31
2.1	Radiación solar superficie horizontal.....	31
2.2	Orientación e inclinación	32
2.3	Pérdidas.....	33
2.3.1	Orientación e inclinación	33
2.3.2	Sombras.....	34
2.4	Radiación útil	35
2.5	Demanda energética.....	36
2.6	Contribución solar mínima	37
2.7	Energía necesaria.....	38
2.8	Sistema de captación	38
2.8.1	Superficie de captación.....	38
2.8.2	Rendimiento del captador	39
2.9	Energía aportada por el sistema.....	41
2.10	Fracción solar aportada	41
2.11	Rendimiento del sistema	43
2.12	Intercambiador	43
2.13	Fluido caloportador	44
2.14	Red de tuberías	44
2.14.1	Aislamiento tuberías	47

2.15	Bomba.....	48
2.16	Vaso de expansión.....	49
3	Lista de referencias	50

ANEXO II: FICHAS TÉCNICAS

1	SOLAR FOTOVOLTAICA.....	51
1.1	Captador.....	51
1.2	Regulador	52
1.3	Batería	53
1.4	Inversor	54
1.5	Cableado.....	55
1.6	Protecciones	56
1.6.1	Fusibles.....	56
1.6.2	Magnetotérmico.....	57
1.6.3	Diferencial	57
2	SOLAR TERMICA.....	58
2.1	Captador.....	58
2.2	Acumulador	59
2.3	Aislamiento tuberías	60
2.4	Vaso de expansión	61
2.5	Bomba	62

DOCUMENTO Nº2: PLANOS

1	Plano ubicación	i
2	Plano localización.....	i
3	Plano general de elementos	i
4	Plano distribución instalación solar fotovoltaica.....	i
5	Plano distribución instalación solar térmica	i
6	Plano conexionado sistema solar fotovoltaico	i

DOCUMENTO Nº 3: PLIEGO DE CONDICIONES TÉCNICAS

1	Introducción.....	69
2	Pliego de condiciones técnicas instalación solar fotovoltaica.....	69
2.1	Objeto.....	69
2.2	Diseño.....	70
2.2.1	Orientación, inclinación y sombras	70
2.3	Componentes y materiales	71
2.3.1	Generadores fotovoltaicos.....	72
2.3.2	Estructura soporte	72
2.3.3	Acumuladores de plomo-ácido	73
2.3.4	Reguladores de carga.....	74
2.3.5	Inversor	76
2.3.6	Cargas de consumo.....	77
2.3.7	Cableado.....	78
2.3.8	Protecciones y puesta a tierra	78
2.4	Recepción y pruebas	79
2.5	Requerimientos técnicos del contrato de mantenimiento.....	80
2.5.1	Generalidades.....	80
2.5.2	Programa de mantenimiento	80
2.6	Garantías	81
2.6.1	Ámbito general de la garantía	81
2.6.2	Plazos	81
2.6.3	Condiciones económicas.....	82
2.6.4	Lugar y tiempo de la prestación	82
2.6.5	Anulación de la garantía	82
2.7	Mantenimiento instalación solar fotovoltaica	83
2.7.1	Mantenimiento de los componentes	84
3	Pliego de condiciones técnicas instalación solar térmica	87
3.1	Objeto y campo de aplicación	87
3.2	Requisitos generales	87
3.2.1	Fluido de trabajo.....	87
3.2.2	Protección contra heladas.....	88
3.2.3	Sobrecalentamientos	89
3.2.4	Resistencia a la presión.....	90

3.2.5	Prevención de flujo inverso.....	90
3.2.6	Prevención de la legionelosis	90
3.3	Criterios generales de diseño	91
3.3.1	Dimensionado y cálculo	91
3.3.2	Diseño del sistema de captación	93
3.3.3	Diseño del sistema de acumulación solar	94
3.3.4	Diseño del circuito hidráulico	96
3.3.5	Recomendaciones específicas adicionales para sistemas por circulación natural.....	97
3.3.6	Requisitos específicos adicionales para sistemas directos	97
3.3.7	Diseño del sistema de energía auxiliar	97
3.4	Mantenimiento instalación solar térmica	98
3.4.1	Programa de mantenimiento	99
3.4.2	Plan de vigilancia	100
3.4.3	Plan de mantenimiento preventivo	100
3.4.4	Instrucciones en caso de emergencia.....	103
3.4.5	Especificaciones técnicas	104

DOCUMENTO Nº 4: MEDICIONES Y PRESUPUESTO

DOCUMENTO Nº 5: ESTUDIO BÁSICO DE SEGURIDAD Y SALUD

1	Objeto del presente Estudio Básico de Seguridad y Salud	106
1.1	Justificación del Estudio Básico de Seguridad y Salud	106
1.2	Objeto del Estudio Básico de Seguridad y Salud	106
2	Características generales de la obra	106
2.1	Descripción de la obra y situación	107
2.2	Suministro de energía eléctrica	107
2.3	Suministro de agua potable	107
2.4	Servidumbre y condicionantes	107
2.5	Presupuesto, plazo de ejecución y mano de obra.....	107
3	Riesgos laborales.....	108
3.1	Toda la obra.....	108
3.2	Transporte de materiales	109
3.3	Montaje de la instalación fotovoltaica y térmica	110

3.3.1	Montaje de la estructura	110
3.3.2	Colocación y Conexionado de los módulos.....	111
3.3.3	Instalación eléctrica	113
3.4	Evacuación de residuos y materiales	114
4	Riesgos en el empleo de medios auxiliares	115
4.1	Escaleras de mano y tijera.....	115
4.2	Andamios.....	117
5	Riesgos en el empleo de maquinaria y herramientas.....	119
5.1	Grúa autopulsada y/o carretilla elevadora	119
6	Asistencia sanitaria.....	120
7	Prevención de daños a terceros.....	121
8	Previsiones para trabajos posteriores	121

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1.- Ubicación Oteruelo de la Valdoncina	2
Figura 1.2.- Ubicación de la instalación.....	2
Figura 2.1.- Esquema instalación fotovoltaica	4
Figura 3.1.- Esquema instalación solar.....	9
Figura 3.2.- Aporte vs necesidad	10
Figura 2.1.- Pérdidas por sombra.....	33
Figura 2.2.- Ubicación panel térmico	34
Figura 2.3.- Mapa zonas climáticas	37
Figura 2.4.- Aporte frente a necesidad	42
Figura 2.5.- Abaco pérdida de carga	46
Figura 2.6.- Curvas de funcionamiento de la bomba.....	48

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 2.5.1.- Resumen secciones e intensidades	7
Tabla 2.6.1.- Resumen protecciones.....	8
Tabla 1.1.1 Radiación solar sobre superficie horizontal	12
Tabla 1.3.1 Factores de corrección para superficie inclinada	13
Tabla 1.3.2 Radicación útil.....	14
Tabla 1.3.3.-Horas sol pico	14
Tabla 1.4.1.- Consumos reales.....	15
Tabla 1.4.2.- Consumo estimado	16
Tabla 1.11.1.- Coeficiente de corrección para temperatura ambiente distinta de 40°C	21
Tabla 1.11.2.- Intensidades admisibles (A) al aire 40°C. Nº de conductores con carga y naturaleza del aislamiento	22
Tabla 1.11.3.- Resumen secciones y tensiones corriente continua	23
Tabla 1.11.4.- Sección mínima de los conductores de protección	23
Tabla 1.11.5.- Sección de los conductores de protección.....	23
Tabla 1.11.6.- Diámetro mínimo de los tubos de protección	24
Tabla 1.11.7.- Resumen secciones del cableado y diámetro tubo de protección CC.....	24
Tabla 1.11.8.- Resumen secciones y tensiones corriente alterna	28
Tabla 1.11.9.- Resumen secciones del cableado y diámetro tubo de protección CA	28
Tabla 1.12.1.- Radiación sobre superficie horizontal, temperatura ambiente y del agua de red	31
Tabla 2.2.1.- Factor de corrección de la radiación para latitud de 42º	32
Tabla 2.3.1.- Pérdidas máximas en función del tipo de instalación	33
Tabla 2.4.1.- Radiación útil en kWh/m ² día	35
Tabla 2.4.2.- Radiación útil en kWh/m ²	35
Tabla 2.5.1.- Demanda de referencia a 60 °C	36
Tabla 2.6.1.- Contribución mínima exigida	37
Tabla 2.7.1.- Energía necesaria.....	38
Tabla 2.8.1.- Irradiancia.....	40
Tabla 2.8.2.- Rendimiento del captador	40
Tabla 2.9.1.- Aporte de energía	41
Tabla 2.10.1.- Contribución solar.....	42
Tabla 2.11.1.- Rendimiento del sistema.....	43
Tabla 2.14.1.- Aislamiento tuberías	47

Tabla 2.2.1 Perdidas máximas permitidas	70
Tabla 2.2.2 Inclinación óptima en función del periodo de diseño	70
Tabla 2.3.1 Rendimiento mínimo según el tipo de inversor.	77
Tabla 3.3.1 Perdidas máximas permitidas	93
Tabla 3.4.1 Plan de vigilancia.....	100
Tabla 3.4.2 Plan de mantenimiento preventivo sistema de captación	101
Tabla 3.4.3 Plan de mantenimiento preventivo sistema de acumulación	101
Tabla 3.4.4 Plan de mantenimiento preventivo circuito hidráulico	102
Tabla 3.4.5 Plan de mantenimiento preventivo sistema eléctrico.....	102
Tabla 3.4.6 Plan de mantenimiento preventivo sistema de energía auxiliar	102



Universidad de León



Escuela Superior y
Técnica de Ingenieros de
Minas

MEMORIA

ÍNDICE

1	Aspectos generales	1
1.1	Objeto del proyecto	1
1.2	Promotor de la instalación	1
1.3	Emplazamiento de la instalación	1
1.4	Legislación aplicable	3
1.5	Abreviaturas	3
2	Descripción de la instalación solar fotovoltaica	4
2.1	Módulos fotovoltaicos	5
2.2	Regulador	5
2.3	Acumulador	6
2.4	Inversor	6
2.5	Cableado.....	6
2.6	Protecciones	8
3	Descripción de la instalación solar térmica	9
3.1	Captador solar	10
3.2	Acumulador	11
3.3	Red de tuberías.....	11

1 Aspectos generales

1.1 Objeto del proyecto

El objeto del presente proyecto es el cálculo y diseño de una instalación solar fotovoltaica aislada de red para el abastecimiento eléctrico de una vivienda unifamiliar.

También se proporcionara a la vivienda una instalación de captadores solares térmicos cumpliendo con la contribución, para agua caliente sanitaria, mínima fijada en el código técnico de la edificación sección HE4.

El proyecto cumplirá con toda la normativa vigente.

1.2 Promotor de la instalación

El encargo de la instalación ha sido solicitada por:

RAZON SOCIAL: ESTRUCTURAS MEGO SL

CIF: B-24364898

DOMICILIO SOCIAL: C/ Gran Vía, nº34, Oteruelo de la Valdoncina, León

1.3 Emplazamiento de la instalación

La ubicación de ambas instalaciones se encuentra situadas en C/ Gran Vía, número 34, Oteruelo de la Valdoncina, León. A continuación se indican las coordenadas de ambas instalaciones:

Latitud: 42°34'45.3"N

Longitud: 5°36'17.9"W

Altitud: 862 m

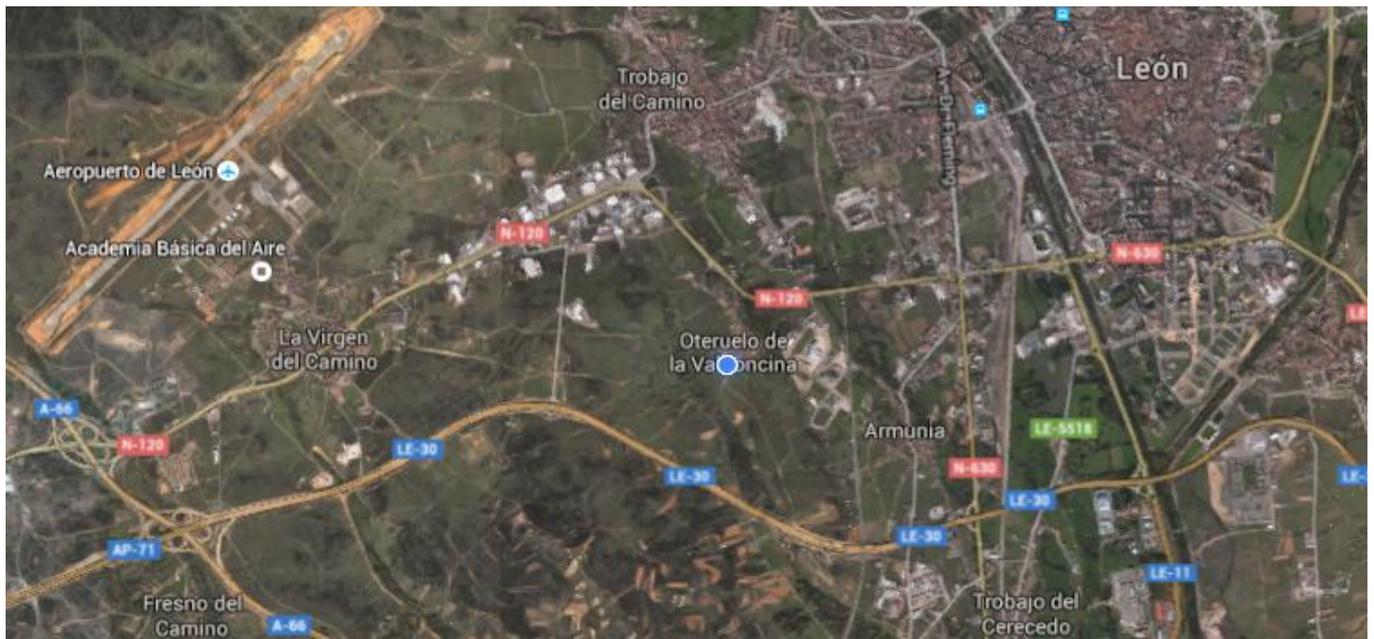


Figura 1.1.- Ubicación Oteruelo de la Valduncina

Los paneles solares, tanto térmicos como fotovoltaicos, irán colocados sobre la superficie plana de la nave colindante como se muestra en la siguiente imagen.

La vivienda a la que suministrarán tanto energía eléctrica como energía para la contribución de ACS consta de tres habitantes permanentes y en ocasiones otras dos personas de vacaciones.



Figura 1.2.- Ubicación de la instalación

1.4 Legislación aplicable

-Real Decreto 842/2002, del 2 de Agosto, por el que se aprueba el Reglamento-
Electrotécnico para Baja Tensión (B.O.E. de 18-9-2002) y sus Instrucciones Técnicas
Complementarias y Guías de Aplicación.

-Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del sector eléctrico modificada el 28 de
diciembre del 2013.

-Ley 31/1995, del 8 de Noviembre de 1995, de Prevención de Riesgos Laborales

-Código Técnico de la Edificación (CTE).

-Reglamento de Instalaciones Térmicas en los Edificios (RITE) y sus
Instrucciones Técnicas.

-Ordenanzas de Seguridad e Higiene en el Trabajo (OSHT).

-Ley de Protección del Ambiente Atmosférico (LPAA).

-Ley número 88/67 de 8 de noviembre: Sistema Internacional de Unidades de
Medida SI.

-Real Decreto 865/2003, de 4 de julio, por el que se establecen los criterios
higiénico-sanitarios para la prevención y control de la legionelosis.

-Orden de 28 de julio de 1980, por la que se aprueban las normas e
instrucciones técnicas complementarias para la homologación de los paneles solares.

-Orden ITC/71/2007, de 22-01-2007, por la que se modifica el anexo de la
Orden 28-07-1980 por la que se aprueban las normas e instrucciones técnicas
complementarias para la homologación de paneles solares.

-Orden ITC/2761/2008, de 26 de septiembre, por la que se amplía el plazo
establecido en la disposición transitoria segunda de la 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.

1.5 Abreviaturas

ACS: agua caliente sanitaria

PCT: pliego de condiciones técnicas

IDAE: Instituto para la diversificación y ahorro de la energía

CTE: código técnico de la edificación

EREN: ente regional de la energía

BT: Reglamento de baja tensión

IT: instrucciones técnicas

HE4: documento de ahorro de energía (contribución solar mínima de ACS)

2 Descripción de la instalación solar fotovoltaica

La instalación solar fotovoltaica será capaz de transformar la radiación procedente del sol en energía eléctrica mediante los módulos fotovoltaicos.

La instalación aportara a la vivienda toda la energía eléctrica necesaria para el correcto funcionamiento de la misma, ya que será de tipo aislado, es decir, que únicamente el consumo de la vivienda será satisfecho por la instalación.

Los paneles fotovoltaicos, por ser una instalación de uso anual, llevaran una inclinación igual a la latitud más 10° , siendo por tanto su inclinación de 50° . La orientación al instalarse sobre una superficie plana podrán ser orientados al sur para su máximo aprovechamiento.

La instalación será calculada para el mes con menor radiación solar disponible sobre los captadores que es Diciembre ($2.07 \text{ kWh/m}^2 \text{ día}$) coincidiendo con el mes que mayor consumo existe en la vivienda (8.49 kWh/día).

Este consumo se sobredimensionara por perdidas en los diferentes componentes y por posibles picos de consumo obteniendo un valor para el diseño de $12\,229 \text{ Wh/día}$. No existirán consumos en corriente continua.

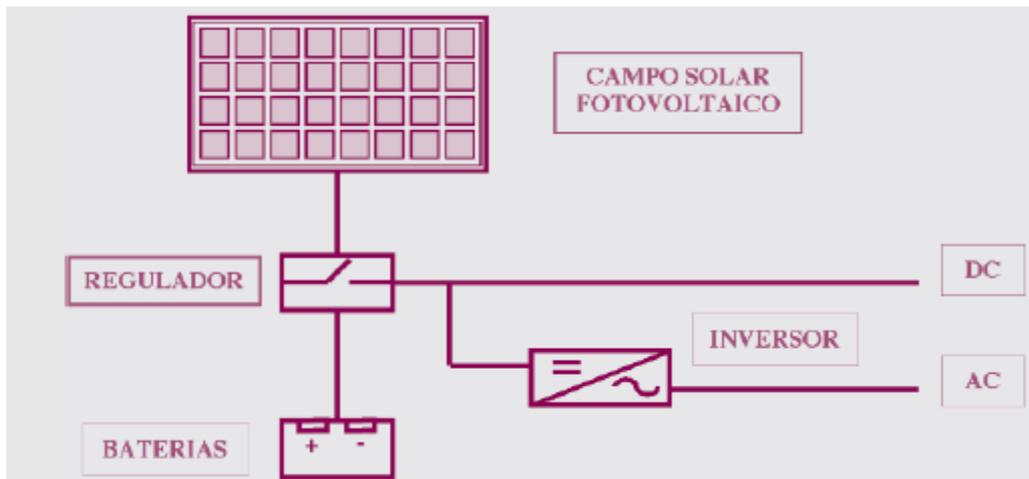


Figura 2.1.- Esquema instalación fotovoltaica

2.1 Módulos fotovoltaicos

La instalación la compondrán 28 módulos modelo A-250P de la marca Atersa con una potencia de 250W teniendo una potencia instalada de 7 kW.

Las características principales del captador son:

- Potencia nominal= 250 W
- Eficiencia del módulo = 15.35 %
- Corriente Punto de Máxima Potencia (I_{mp}) = 8.45 A
- Tensión Punto de Máxima Potencia (V_{mp}) = 29.53 V
- Corriente en Cortocircuito (I_{sc}) = 8.91 A
- Tensión de Circuito Abierto (V_{oc}) = 37.60 V

Los módulos se conectaran entre ellos en paralelo teniendo por tanto la tensión de un captador (29.53 V) pero la intensidad de 28 paneles (236.6 A).

Los módulos se dividirán en filas de 7 captadores, separadas entre sí 2.70 metros para evitar pérdidas por sombras.

2.2 Regulador

Cada grupo de 7 captadores irán conectador a un regulador mediante cableado de cobre de sección 95 mm^2 . Por lo que a cada entrada de regulador la intensidad de máxima será de 77.96 A.

El regulador también deberá ser capaz de soportar una potencia de los siete módulos por tanto de 1750 W y una tensión máxima de 37.60 V. El regulador será el modelo MPPT Blue Solar 150 V 85 A de la marca Victron que cumple con todos los requisitos como se observa en sus características principales son:

- Corriente de carga nominal = 85 A
- Potencia fotovoltaica máxima = 2400 W
- Tensión máxima del circuito abierto FV = 150 V
- Eficiencia = 98 %

2.3 Acumulador

La conexión del regulador con la batería se realizara en cable de 120 mm^2 de sección. La acumulación se calculara para una autonomía de 4 días y una profundidad de descarga máxima del 75 %.

La batería deberá satisfacer por tanto un consumo de 2989 Ah. La batería seleccionada es el modelo OPzS 2 V 3100 Ah de la marca Exide. Sera necesarios 12 vasos para obtener la tensión de servicio de 24 V. Sus principales características son:

- Elementos de 2 V
- Capacidad 3100 Ah
- Peso 151 kg

2.4 Inversor

La conexión del regulador con inversor se realizara en cable de 6 mm^2 de sección. Para el dimensionamiento del inversor se tendrá en cuenta la potencia instalada en la vivienda (6998 W), la tensión máxima procedente del los módulos fotovoltaicos (29.53 V) y la intensidad máxima (236.60 A).

El inversor escogido será el modelo Solar de 5000 VA 24 V de la marca Victron cuyas características principales son:

- Rango de tensión de entrada: 19.5 V – 33 V
- Potencia constante de salida: 5000 W
- Pico de potencia: 10000 W
- Eficiencia: 95%

2.5 Cableado

Los tramos de cableado en corriente continua constan de dos conductores activos (positivo y negativo) al igual que el tramo en corriente alterna que también lo formaran dos conductores activos (fase y tierra).

El cable, tanto de protección como de los conductores activos, será de cobre con aislamiento 0,6/1 kV y cubierta aislante de XLPE con una temperatura máxima de 90°C.

A continuación vemos un resumen de las secciones utilizadas en cada tramo con la intensidad máxima admisible y la intensidad que circula por cada tramo.

Tabla 2.5.1.- Resumen secciones e intensidades

TRAMO	SECCIÓN ACTIVA (mm ²)	SECCIÓN DE PROTECCIÓN (mm ²)	INTENSIDAD MAXIMA (A)	INTENSIDAD DEL TRAMO (A)
Módulos – regulador	95	50	257.45	62.37
Regulador – batería	120	70	295.30	249.48
Regulador – inversor	6	6	46.55	22.88
Inversor – cuadro general	6	6	46.55	21.74

Todo el cableado se protegerá con tubos rígidos de PVC. A continuación se describe el diámetro de protección en función de la sección del cable:

- Para sección de 120 mm² tubo de protección de 50 mm de diámetro.
- Para sección de 95 mm² tubo de protección de 50 mm de diámetro.
- Para sección de 6 mm² tubo de protección de 16 mm de diámetro.

2.6 Protecciones

La instalación debe protegerse contra sobrecargas, cortocircuitos y sobre intensidades para ello se tomaran diferentes medidas como fusibles, magnetotérmico, interruptor diferencial y toma tierra.

Tabla 2.6.1.- Resumen protecciones

TRAMO	PROTECCIÓN	DESCRIPCIÓN
Módulos – regulador	FUSIBLE	Fusible de Ni 105/80 corte a los 80 A
Regulador – batería	FUSIBLE	Fusible de Ni 105/260 corte a los 260 A
Regulador – inversor	FUSIBLE	Fusible de Ni 105/40 corte a los 40 A
Inversor – cuadro general	MAGENETOTERMICO	Magnetotérmico corte a los 25 A

La instalación cuenta también con un diferencial de una corriente nominal de 25 A y una corriente diferencial máxima de 30 mA.

Todos los elementos irán puestos a tierra mediante una pica de cobre enterrada.

3 Descripción de la instalación solar térmica

La instalación solar térmica será capaz de captar la radiación procedente del sol y transformarla en energía calorífica mediante los captadores térmicos.

La instalación aportara a la vivienda la energía necesaria para la contribución mínima exigida por el CTE-HE4 para el calentamiento de agua caliente sanitaria.

En este caso la instalación se diseñara para una temperatura de acumulación de 60°C y una ocupación de tres personas siendo el resultado un consumo diario de agua caliente de 90 litros aunque la sobredimensionaremos hasta 150 litros con el fin de cumplir con la demanda en caso de visitas.

Con estos datos y la situación de León la instalación deberá cumplir con el 50% de la energía necesaria para el calentamiento del agua a consumir. Cuando la instalación no pueda satisfacer la demanda de agua caliente ya sea por exceso de consumo o porque la temperatura de acumulación no es suficiente se dispondrá de un sistema de apoyo que consistirá en la caldera de gasóleo ya instalada en la vivienda.

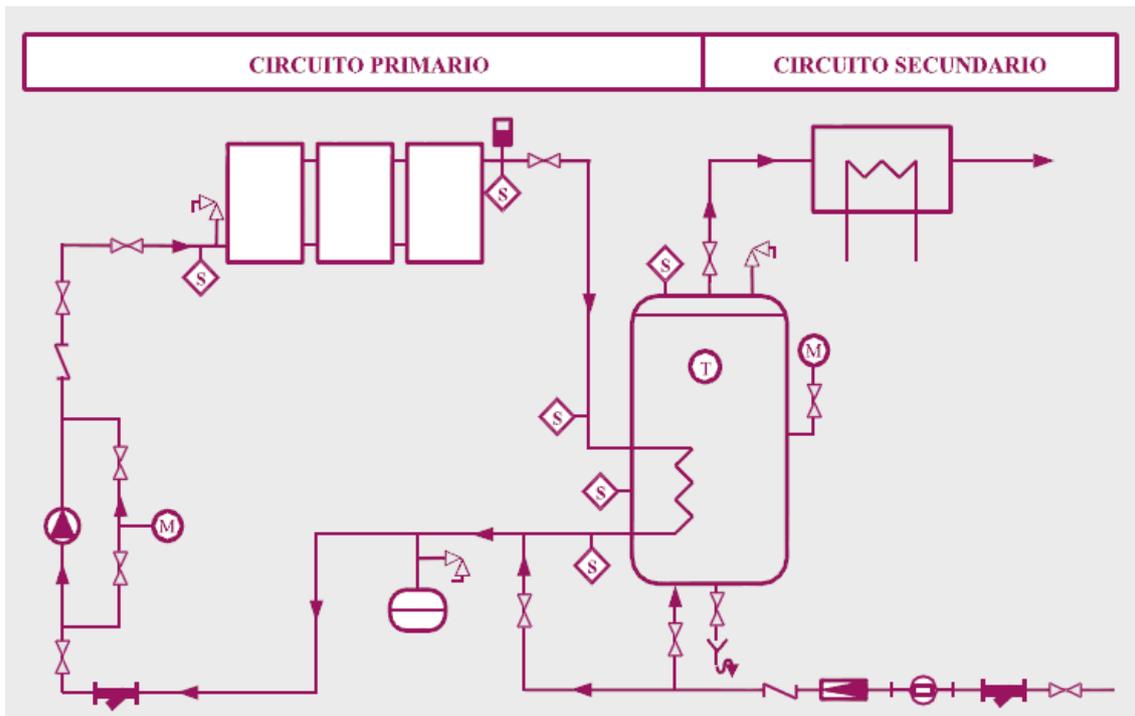


Figura 3.1.- Esquema instalación solar

Las necesidades energéticas anuales requeridas para calentar este volumen 150 litros de agua son de 11 859 MJ ó 3 294 kWh. De esta energía necesaria la instalación proyecta deberá por tanto satisfacer un mínimo del 50%.

Los colectores térmicos, por ser una instalación de uso anual, llevaran una inclinación igual a la latitud, siendo por tanto su inclinación de 45°. La orientación de los captadores, al instalarse sobre una superficie plana (caso general), podrán ser orientados al sur para su máximo aprovechamiento. No existirá ningún obstáculo que pueda dar sombras por lo que no se considerara perdidas por este factor.

La energía sobre los captadores será de 5 825 MJ/m² ó 1 618 kWh/m². Y la energía real aprovechada para el calentamiento del ACS sera de 1878.21 kWh satisfaciendo el 58% de la demanda.

3.1 Captador solar

La instalación la formara un solo captador cuyo modelo es el SRV 2.3 fabricante Saunier Duval. Sus características principales son:

- Área de apertura = 2.352 m²
- Rendimiento = 0.79
- Perdidas lineales = 2.414 W/m² K
- Volumen = 1.85 litros

Este captador teniendo en cuenta las diferentes perdidas aportara para cumplir con el 50% de la contribución requerida. Cumpliendo en este caso con una contribución del 58% lo que equivale a un aporte de 1 878.21 kWh. Siendo el mes de menor aporte en Diciembre con un 14%.

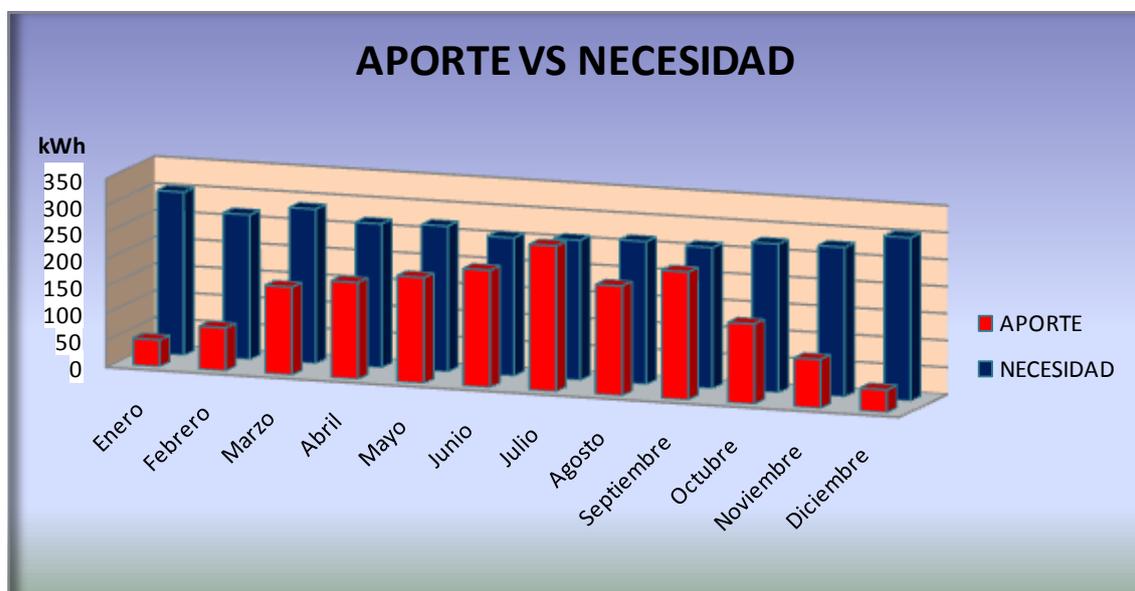


Figura 3.2.- Aporte vs necesidad

El captador térmico escogido también debe cumplir con un rendimiento mínimo anual del 40 % y además ningún mes sea inferior al 20% estos dos requisitos los cumple ya que el rendimiento anual del captador es del 52% y el rendimiento mínimo se da en Diciembre con un 31 %, ya que el salto de temperatura entre el agua de red y el agua de acumulación es el más alto y además es el mes de menor radiación.

3.2 Acumulador

El volumen de diseño como se explico anteriormente será de 150 litros. El captador elegido es el modelo FE 150 S del fabricante Saunier Duval cuyas características principales son:

- Cuba de acero vitrificado
- Ánodo de protección de magnesio
- Capacidad nominal de 151 litros
- Temperatura máxima de ACS 85°C
- Temperatura máxima fluido solar 110 °C
- Superficie serpentín 0.60 m²

3.3 Red de tuberías

El circuito primario o circuito solar que transporta la energía calorífica captada en el colector hasta el intercambiador de serpentín incorporado en el acumulador.

Este circuito lo formara una tubería de cobre de 15 mm de diámetro exterior y 13 mm de diámetro interior. Por esta tubería circulara un fluido solar que cumple con todas las características para evitar el congelamiento de la instalación.

La tubería que circula por el exterior llevara un aislamiento del tipo Elastómero extruido de célula cerrada Nitril – PVC de espesor 40mm de la marca salvador escoda.

Para mover este fluido solar se requerirá una bomba que deberá suministrar el caudal requerido de 150 litros/h y deberá vencer las pérdidas de carga del circuito que son de 1,577 mcda. Todo ello respetando la pérdida máxima de carga permitida y la velocidad máxima.

ANEXO I:

CÁLCULOS

INDICE

1	Cálculo instalación solar fotovoltaica.....	12
1.1	Radiación solar superficie horizontal.....	12
1.2	Inclinación, orientación y sombras.....	12
1.3	Radiación útil.....	13
1.3.1	Horas pico solar (HPS).....	14
1.4	Calculo de la demanda energética.....	15
1.5	Potencia pico del campo generador.....	17
1.6	Número de captadores.....	17
1.7	Conexionado de módulos.....	18
1.8	Dimensionado de baterías.....	18
1.9	Dimensionado del inversor.....	19
1.10	Dimensionado del regulador.....	20
1.11	Dimensionado cableado.....	21
1.11.1	Resumen del dimensionado cableado corriente continua.....	21
1.11.2	Resumen del dimensionado cableado corriente alterna.....	27
1.12	Dimensionado de los elementos de protección.....	29
1.12.1	Tramo modulo fotovoltaico-regulador.....	30
1.12.2	Tramo regulador-batería.....	30
1.12.3	Tramo conexión al inversor.....	30
1.12.4	Tramo entre inversor y cuadro general.....	30
2	Calculo instalación solar térmica.....	31
2.1	Radiación solar superficie horizontal.....	31
2.2	Orientación e inclinación.....	32
2.3	Pérdidas.....	33
2.3.1	Orientación e inclinación.....	33
2.3.2	Sombras.....	34
2.4	Radiación útil.....	35
2.5	Demanda energética.....	36
2.6	Contribución solar mínima.....	37
2.7	Energía necesaria.....	38
2.8	Sistema de captación.....	38

2.8.1	Superficie de captación.....	38
2.8.2	Rendimiento del captador	39
2.9	Energía aportada por el sistema.....	41
2.10	Fracción solar aportada	41
2.11	Rendimiento del sistema	43
2.12	Intercambiador	43
2.13	Fluido caloportador	44
2.14	Red de tuberías	44
2.14.1	Aislamiento tuberías	47
2.15	Bomba.....	48
2.16	Vaso de expansión.....	49
3	Lista de referencias	50

1 Cálculo instalación solar fotovoltaica

1.1 Radiación solar superficie horizontal

Para poder evaluar la radiación disponible en el lugar recurriremos a los datos de las tablas indicadas en el EREN, según el Plan Solar de Castilla y León.

En la tabla se muestra, para las diferentes provincias de Castilla y León, el valor medio mensual de la radiación diaria sobre superficie horizontal (R_0) expresada en kWh/m² día.

Tabla 1.1.1 Radiación solar sobre superficie horizontal

	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sept	Oct	Nov	Dic
Avila	1,67	2,53	3,75	4,92	5,39	6,20	7,31	7,03	5,22	3,11	1,92	1,45
Burgos	1,42	2,20	3,45	4,45	5,20	5,98	6,39	5,75	4,64	2,81	1,81	1,25
León	1,61	2,42	3,84	4,78	5,42	6,14	6,73	5,81	4,78	2,89	1,95	1,33
Palencia	1,47	2,50	3,67	4,86	5,47	6,06	6,70	6,00	4,75	3,03	1,83	1,28
Salamanca	1,70	2,64	3,75	4,75	5,47	6,34	6,84	6,28	4,86	3,14	2,06	1,45
Segovia	1,58	2,45	3,72	5,11	5,67	6,28	7,14	6,92	5,22	3,17	1,89	1,42
Soria	1,64	2,42	3,56	4,75	5,47	6,06	6,70	6,20	4,86	3,08	2,11	1,56
Valladolid	1,53	2,45	3,86	4,78	5,53	6,28	6,98	6,39	5,09	3,11	1,92	1,17
Zamora	1,50	2,47	3,67	4,81	6,17	6,00	6,53	6,11	4,78	3,08	1,86	1,28

1.2 Inclinación, orientación y sombras

Debido a la instalación de los paneles sobre una superficie plana se instalaran con orientación sur (Azimut, $\alpha=0^\circ$). que es la óptima para su máximo aprovechamiento.

Para determinar la inclinación adecuada para una instalación que se usara todo el año recurriremos a lo indicado en el EREN que determina la inclinación más idónea en función de su uso:

- Para instalaciones que va a ser usada durante todo el año se aumente en 10º la latitud.
- Para instalaciones que van a ser usadas principalmente en invierno se aumenta en 20º la latitud.
- Para instalaciones que van a ser usadas principalmente en verano se disminuye la latitud en 10º.

Dado que la latitud del lugar es 42º y su periodo de diseño es anual por lo que obtenemos que la inclinación óptima sea 52º que normalizaremos para encontrar una estructura a una inclinación de 50º.

Se determinara la distancia entre filas de captadores para evitar que se den sombra entre ellos.

$$\text{Distancia} = \frac{\text{altura del obstáculo}}{\text{tg}(67^\circ - \text{latitud})} = \frac{1,65 \cdot \text{sen}(50)}{\text{tg}(67^\circ - 42)} = 2,7 \text{ m}$$

Como se dispone de suficiente espacio se situaran a 2,7 metros de distancia para evitar pérdidas por sombras.

La estructura realizada está fabricada en aluminio con tornillería de acero inoxidable y calculada según el Código Técnico de la Edificación. Debido a esto las estructuras estarán perfectamente adecuadas para soportar las cargas de viento y nieve cumpliendo con la norma UNE EN ISO 1461 y MN 106.

1.3 Radiación útil

Para conocer la radiación sobre la superficie inclinada, que determinara la radiación útil, se utilizarán los coeficientes correctores (k_β) según establece el EREN en el Plan Solar de Castilla y León para una latitud de 42º.

Tabla 1.3.1 Factores de corrección para superficie inclinada

Grados	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sept	Oct	Nov	Dic
0	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
10	1,15	1,12	1,09	1,06	1,04	1,03	1,04	1,06	1,11	1,15	1,18	1,17
20	1,27	1,21	1,15	1,09	1,04	1,03	1,05	1,10	1,18	1,28	1,34	1,32
30	1,36	1,28	1,19	1,09	1,02	1,00	1,02	1,10	1,23	1,37	1,46	1,44
40	1,42	1,31	1,19	1,06	0,97	0,94	0,97	1,08	1,24	1,42	1,54	1,52
50	1,44	1,31	1,16	1,00	0,89	0,86	0,90	1,02	1,21	1,44	1,59	1,56
60	1,43	1,28	1,10	0,92	0,79	0,75	0,80	0,93	1,15	1,41	1,59	1,57
70	1,38	1,21	1,01	0,81	0,67	0,62	0,67	0,82	1,07	1,35	1,55	1,53
80	1,30	1,12	0,90	0,68	0,53	0,48	0,53	0,69	0,95	1,25	1,47	1,46
90	1,19	1,00	0,76	0,54	0,38	0,32	0,38	0,54	0,81	1,12	1,36	1,35

Con la radiación sobre la superficie horizontal en León y el factor de corrección para la inclinación de 50º se obtiene la radiación disponible sobre la superficie inclinada (R_β) expresada en kWh/m² día.

$$R_\beta = R_0 \cdot k_\beta$$

Tabla 1.3.2 Radicación útil

Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sept	Oct	Nov	Dic
2,32	3,17	4,45	4,78	4,82	5,28	6,06	5,93	5,78	4,16	3,10	2,07

1.3.1 Horas pico solar (HPS)

Los paneles fotovoltaicos son caracterizados bajo unas condiciones de radiación y temperatura del panel, que son tomadas como referencia y que se denominan Condiciones Estándar de Medida (CEM).

- Radiación: 1.000 W/m².
- Distribución espectral: AM 1,5 (La masa de aire que ha atravesado la radiación solar hasta llegar al punto de medida).
- Incidencia normal.
- Temperatura de célula: 25°C.

Si se quiere evaluar la energía que el panel fotovoltaico puede producir diariamente, habría que conocer cuántas horas diarias con una radiación de 1.000 W/m² equivalen a la radiación total diaria (la correspondiente a la inclinación del panel fotovoltaico). Este concepto se denomina Horas Pico Solar (HPS). Atendiendo a su definición, las horas pico solar se pueden estimar según la siguiente expresión:

$$HPS_{\beta} = \frac{R_{\beta}}{I_{\beta(CEM)}}$$

Donde:

- HPS_{β} = Horas pico solar para una inclinación β .
- R_{β} = Radiación media diaria en kWh/m² día para una inclinación β .
- $I_{\beta(CEM)}$ = Potencia de radiación incidente en kW/m². Para las Condiciones Estándar de Medida (CEM) su valor es 1 kW/m².

Por lo tanto, si los datos de la radiación diaria se dan en kWh/m² día, el valor numérico de las horas pico solar y la radiación diaria coincide como se muestra a continuación.

Tabla 1.3.3.-Horas sol pico

Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sept	Oct	Nov	Dic
2,32	3,17	4,45	4,78	4,82	5,28	6,06	5,93	5,78	4,16	3,10	2,07

Se observa que el menor número de horas sol pico se da en el mes de Diciembre con un valor de 2,07 horas/día por lo que se diseñara la instalación fotovoltaica para este mes.

1.4 Cálculo de la demanda energética

Se calculara la demanda energética de la vivienda teniendo en cuenta los datos reales de los últimos tres años a partir de las facturas de la compañía. Obteniendo los siguientes valores:

Tabla 1.4.1.- Consumos reales

PERIODOS	CONSUMO kWh
12/12/2012 al 20/02/2013	744
21/02/2013 al 15/04/2013	549
16/04/2013 al 17/06/2013	592
18/06/2013 al 19/08/2013	561
20/08/2013 al 15/10/2013	579
16/10/2013 al 16/12/2013	672
17/12/2013 al 14/02/2014	704
15/02/2014 al 15/04/2014	555
16/04/2014 al 19/06/2014	591
20/06/2014 al 21/08/2014	549
22/08/2014 al 14/10/2014	542
15/10/2014 al 12/12/2014	680
13/12/2014 al 18/02/2015	888
19/02/2015 al 21/04/2015	677
22/04/2015 al 16/06/2015	566
17/06/2015 al 17/08/2015	515
18/08/2015 al 30/09/2015	363
01/10/2015 al 30/11/2015	612
01/12/2015 al 14/02/2016	895

Se observa que en los meses de diciembre, enero y febrero son los de mayor consumo. Por lo tanto, y sabiendo que el mes de diciembre como se ha visto en el apartado anterior es el de menor horas sol pico, estudiaremos el consumo de este mes con más detalle.

Tabla 1.4.2.- Consumo estimado

Equipo	Nº equipos	Potencia (W)	Horas día	Consumo día (Wh)
Iluminación cocina	2	16	12	384
Iluminacion salon	8	7	4	224
Iluminacion salita	2	36	1	72
Iluminacion hab.1	3	7	8	168
Iluminacion hab.2	3	12	8	288
Iluminacion hab.3	3	7	1	21
Iluminacion baño 1	4	7	1	28
Iluminacion baño 2	3	7	1	21
Iluminacion baño 3	3	7	1,5	31,5
Iluminacion Cochera	1	40	0,25	10
Iluminacion vestibulo 1	6	7	1	42
Iluminacion vestibulo 2	6	7	1	42
TV 1 salon	1	96	10	960
TV 2 habitacion	1	80	8	640
TV 3 salita	1	70	2	140
Ordenador	1	90	4	360
Lavavadora	1	1050	0,75	787,5
Frigorifico	1	80	24	1920
Microondas	1	900	0,5	450
Cafetera	1	700	0,75	525
Lavavajillas	1	800	0,5	400
Horno	1	1500	0,25	375
Vitrocaramica	1	1200	0,5	600
TOTAL				8489

Disponiendo del dato del consumo diario 8489 Wh/día se procederá al cálculo del consumo diario total (E_d) teniendo en cuenta el rendimiento del regulador e inversor. También se sobredimensionara un 20 % para abastecer con seguridad a la vivienda ya que no se ha tenido en cuenta pequeños consumos (cargadores, teléfonos, relojes...) como especifica el EREN:

$$E_d = \frac{\text{Consumo diario (Wh)}}{\eta_{\text{Reg}} \cdot \eta_{\text{Inv}}} = \frac{8489}{0,98 \cdot 0,85} \cdot 1,20 = 12229 \frac{\text{Wh}}{\text{día}}$$

Donde:

- η_{Reg} = Rendimiento del regulador en tanto por uno. Se puede considerar un valor medio de 0,98.
- η_{Inv} = Rendimiento del inversor en tanto por uno. El rendimiento mínimo del inversor variará entre 0,7 y 0,85, en función del tipo de inversor y carga a la que está trabajando.

1.5 Potencia pico del campo generador

Para el cálculo de la potencia pico del campo generador ($P_{\text{pgenerador}}$), que es la potencia máxima en kW que puede entregar el campo fotovoltaico en las Condiciones Estándar de Medida (CEM) se calcula con lo dispuesto en el EREN

$$P_{\text{pgenerador}} = \frac{E_d}{\eta_{\text{panel}} \cdot \text{HPS}_{\beta}} = \frac{12229}{0.85 \cdot 2.07} = 6.95 \text{ kW}$$

Donde:

- HPS_{β} = Horas pico solar para una inclinación β
- E_d = Energía media consumida, kWh/m²día
- η_{panel} = Rendimiento medio del panel fotovoltaico. Se puede tomar un valor de 0,85.

1.6 Número de captadores

Se determinará el número de captadores atendiendo a lo especificado en el EREN que indica que se elegirá el número de paneles fotovoltaicos, de acuerdo con su potencia pico y voltaje de trabajo, dependiente del regulador e inversor seleccionados, necesarios para proporcionar la potencia calculada del campo de paneles. Por lo que el número de captadores vendrá dado por:

$$\text{N}^{\circ} \text{ captadores} = \frac{P_{\text{pgenerador}}}{P_{\text{panel}}} = \frac{6.95}{0.25} = 27,80 \cong 28 \text{ paneles}$$

La instalación por tanto la compondrán 28 módulos modelo A-250P de la marca Atersa con una potencia de 250W teniendo una potencia instalada de 7 kW.

1.7 Conexión de módulos

Para el cálculo del número de ramas y número de paneles por rama fotovoltaica se utilizara lo expresado en el EREN:

$$N^{\text{a}} \text{ paneles serie} = N^{\text{o}} \text{ paneles/rama} = \frac{V_n}{V_{n \text{ panel}}} = \frac{24}{29,53} = 1 \text{ panel serie}$$

Donde:

- V_n = Tensión nominal de la instalación en Voltios.
- $V_{n \text{ panel}}$ = Tensión nominal de los paneles en Voltios.

$$N^{\text{o}} \text{ paneles paralelo} = N^{\text{o}} \text{ ramas} = \frac{N^{\text{o}} \text{ paneles}}{N^{\text{o}} \text{ paneles/rama}} = \frac{28}{1} = 28 \text{ paneles paralelo}$$

1.8 Dimensionado de baterías

Para el dimensionado de las baterías es necesario definir los siguientes parámetros:

- Consumo medio diario de la instalación en Wh (E_d) para el mes de diseño será necesario expresarlo en Ah teniendo en cuenta que la tensión de trabajo es de 24 voltios.

$$E_d = \frac{12229 \text{ Wh/día}}{24 \text{ V}} = 509.54 \text{ Ah/Día}$$

- Profundidad de descarga (PD) = Cociente, en porcentaje, entre la carga extraída de una batería y su capacidad nominal. No excederá del 80% por lo que se diseñara la instalación para una profundidad de descarga máxima del 75%.
- Autonomía (A) = máximo número de días seguidos que la instalación es capaz de satisfacer el consumo de electricidad en condiciones completamente desfavorables, es decir, a expensas de las baterías sin producción de energía en los paneles. El número de días de autonomía para el diseño será de 4 días.

- Capacidad útil (C_u) = Capacidad en Ah disponible o utilizable en función de la profundidad máxima de descarga permitida (75%). Se sobredimensionara esta capacidad en un 10%.

$$C_u = 1.1 \cdot E_d \cdot A = 1.1 \cdot 509.54 \cdot 4 = 2242 \text{ Ah}$$

- Capacidad nominal (C_n) = Cantidad de carga en Ah que es posible extraer de una batería en un número n de horas determinado.

$$C_n = \frac{C_u}{PD_{\max}} = \frac{2242}{0.75} = 2989 \text{ Ah}$$

La elección de la batería deberá ser mayor al anterior valor de 2989 Ah, siendo la escogida para el proyecto el elemento OPzS 2V 3100Ah por lo que la instalación estará compuesta de 12 vasos en serie (necesarios para obtener los 24V finales de tensión de servicio).

1.9 Dimensionado del inversor

Para el cálculo del regulador es necesario conocer la tensión de trabajo de la batería, la tensión de entrada en continua y la potencia demandada por las cargas. Además se debe calcular la tensión y corriente en el punto de máxima potencia de los paneles solares.

- Tensión de máxima potencia del generador fotovoltaico.

$$V_{MP \text{ total}} = V_{MP} \cdot N_{\text{serie}} = 29,53 \cdot 1 = 29,53 \text{ V}$$

- Corriente de máxima potencia del generador fotovoltaico.

$$I_{MP \text{ total}} = I_{MP} \cdot N_{\text{paralelo}} = 8,45 \cdot 28 = 236,60 \text{ A}$$

Para calcular la potencia del inversor, es necesario tener en cuenta la potencia consumida en corriente alterna y un margen de seguridad del 35% para compensar el pico de intensidad producido al encender o arrancar algunos equipos eléctricos.

$$P_{\text{inv}} = 1,35 \cdot P_{\text{ac}} = 1,35 \cdot 6998 = 9447,30 \text{ W}$$

El inversor debe soportar una potencia de 9447.30 W. Se comprueba así que el inversor seleccionado, con una potencia pico de 10 000 W y un rendimiento del 95 % es apto para la instalación

1.10 Dimensionado del regulador

Para el cálculo del regulador es necesario conocer la máxima corriente que debe soportar el regulador tanto a la entrada como a la salida

- Intensidad máxima de entrada proveniente de los paneles fotovoltaicos

$$I_{Re} = 1,25 \cdot I_{SC} \cdot N_{Paralelo} = 1,25 \cdot 8,91 \cdot 28 = 311,85 \text{ A}$$

- Intensidad máxima a la salida del regulador

$$I_{Rs} = \frac{1,25 \cdot \left(\frac{P_{ac}}{\eta_{Inv}}\right)}{V_{Bat}} = \frac{1,25 \cdot \left(\frac{6998}{0,95}\right)}{24} = 383,66 \text{ A}$$

- La instalación contara con 4 reguladores de este modo la intensidad se reparte entre los 4 se obtiene la siguiente intensidad por regulador:

$$I_{Re} = \frac{311,85}{4} = 77,96 \text{ A}$$

Cumpliendo con el máximo permitido por el regulador escogido que es 85 A. También debe cumplir los siguientes requisitos:

- Rango de tensión de entrada de diseño del regulador seleccionado MPPT-150/85. Cada regulador va a ser alimentado por 7 ramales en paralelo con un módulo fotovoltaico, por lo que la tensión de operación será igual a la del módulo, $V_{MP} = 29,53 \text{ V}$ que queda dentro del rango de diseño del regulador.
- Tensión máxima en circuito abierto admitida por el regulador escogido es de 150 V y la tensión máxima en circuito abierto del módulo es de 37,60 V por lo que cumple.
- Potencia máxima admisible por el regulador MPPT-150/85: 2400 W. Cada regulador va a ser alimentado por 7 ramales en paralelo con un módulo por ramal, la potencia máxima producida por cada grupo será de: $7 \cdot 250 \text{ W} = 1750 \text{ W}$, el regulador seleccionado resulta válido.

1.11 Dimensionado cableado

1.11.1 Resumen del dimensionado cableado corriente continúa

Los tramos de cableado en corriente continua constan de dos conductores activos (positivo y negativo). El cable será de cobre con aislamiento 0,6/1 kV y cubierta aislante de XLPE con una temperatura máxima de 90°C.

Para determinar la sección del cable se utilizara la siguiente expresión:

$$S = \frac{2 \cdot L \cdot I}{\Delta V \cdot C}$$

Donde:

- S= Sección del cable conductor, en mm^2
- L= Longitud del cable conductor, en m.
- I= Intensidad, en amperios.
- ΔV = Caída de tensión máxima permitida en los conductores. Según el IDAE, en los conductores de corriente continua se permite un hasta un 1,5%.
- C= La conductividad del material que forma el conductor, en este caso cobre, cuya conductividad a 90°C (temperatura de trabajo) es de $44 \text{ m}/\Omega \cdot mm^2$.

Se debe comprobar que las intensidades que circulan por los diferentes tramos cumplen con la intensidad que admite el cable.

Se utiliza un factor de corrección de temperatura según lo indicado en la ITC-BT-07 que nos da la siguiente tabla:

Tabla 1.11.1.- Coeficiente de corrección para temperatura ambiente distinta de 40°C

Temperatura de servicio Θ_s , en °C	Temperatura ambiente, Θ_a , en °C										
	10	15	20	25	30	35	40	45	50	55	60
90	1.27	1.22	1.18	1.14	1.10	1.05	1	0.95	0.90	0.84	0.77
70	1.41	1.35	1.29	1.22	1.15	1.08	1	0.91	0.81	0.71	0.58

Se debe corregir por tanto ya que la temperatura ambiente de la instalación en un día de mucho calor puede llegar a los 45°C y considerando que la temperatura máxima de servicio es de 90 °C se utilizara un factor de 0.95, ya que los valores de intensidad máxima admisible expresados en la ITC-BT-19 vienen dados para una temperatura de 40°C.

Se dimensionara teniendo en cuenta que los cables se colocaran aislados en el interior de tubos de XLPE de montaje superficial.

Tabla 1.11.2.- Intensidades admisibles (A) al aire 40°C. Nº de conductores con carga y naturaleza del aislamiento

A		Conductores aislados en tubos empotrados en paredes aislantes	3x		2x		3x		2x				
			PVC	PVC	PVC	PVC	XLPE o EPR	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 en montaje superficial o empotrados en obra					3x PVC	2x PVC			3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR	
B2		Cables multiconductores en tubo 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 ⁵⁾							3x PVC		2x PVC	3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR
F		Cables unipolares en contacto mutuo ³⁾ Distancia a la pared no inferior a D ⁵⁾							3x PVC			3x XLPE o EPR ⁴⁾	
G		Cables tripolares separados mínimo D ⁵⁾									3x PVC ⁴⁾	3x XLPE o EPR	
Cobre	mm ²		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
	1,5	11	11,5	13	13,5	15	16	-	18	21	24	-	-
	2,5	15	16	17,5	18,5	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	103	-	-
	25	59	64	70	77	84	88	96	106	116	123	146	-
	35		77	86	95	104	110	119	131	144	154	166	196
	50		94	103	117	125	133	145	159	175	188	230	321
	70				149	160	171	188	202	224	244	321	435
	95				180	194	207	230	245	271	296	391	525
	120				208	225	240	267	284	314	348	455	604
	150				236	260	279	310	328	365	404	525	696
	185				268	297	317	354	386	415	464	604	801
240				315	350	374	419	455	490	532	711	936	
300				380	404	423	484	528	565	640	831	1104	

- 1) A partir de 25 mm² de sección.
- 2) Incluyendo 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 1.11.3.- Resumen secciones y tensiones corriente continua

TRAMO	SECCION mm ²	Intensidad máxima admisible a 40 °C (A)	Intensidad máxima admisible a 90 °C (A)	Intensidad del tramo (A)
Conexión con regulador	95	271	257.45	62.37
Conexión con batería	120	314	298.3	249.48
Conexión con inversor	6	49	46.55	22.88

Para el dimensionamiento del cableado de protección se tendrá en cuenta lo expresado en la ITC-BT-19

Tabla 1.11.4.- Sección mínima de los conductores de protección

Sección de los conductores activos (mm ²)	Sección mínima de los conductores de protección (mm ²)
$S \leq 16$	$S_p = S$
$16 < S \leq 35$	$S_p = 16$
$35 > S$	$S_p = S/2$

Teniendo en cuenta lo anterior se obtiene las siguientes secciones de los conductores de protección

Tabla 1.11.5.- Sección de los conductores de protección

TRAMO	Sección de los conductores activos (mm ²)	Sección de los conductores de protección (mm ²)
Conexión con regulador	95	50
Conexión con batería	120	70
Conexión con inversor	6	6

También se deberá tener especial atención a los tubos de protección para el cableado en corriente continua. El diámetro de los mismos se elegirá en función de la siguiente tabla indicada en la ITC-BT-21, para canalizaciones fijas en superficie:

Tabla 1.11.6.- Diámetro mínimo de los tubos de protección

Sección nominal de los conductores activos (mm ²)	Diámetro exterior de los tubos (mm)				
	Número de conductores				
	1	2	3	4	5
6	12	16	20	20	25
95	32	50	63	63	75
120	40	50	63	75	75

El diámetro de los tubos de protección por lo tanto será el siguiente:

Tabla 1.11.7.- Resumen secciones del cableado y diámetro tubo de protección CC

TRAMO	Sección de los conductores activos (mm ²)	Sección de los conductores de protección (mm ²)	Diámetro del tubo de protección (mm)
Conexión con regulador	95	50	50
Conexión con batería	120	70	50
Conexión con inversor	6	6	16

Los tubos de protección elegidos son los siguientes:

- Tramo conexión con regulador, se utiliza un tubo rígido de PVC de 16 mm de diámetro.
- Tramo conexión con inversor, se utiliza un tubo rígido de PVC de 50 mm de diámetro.
- Tramo conexión con batería, se utiliza un tubo rígido de PVC de 50 mm de diámetro.
-

1.11.1.1 Tramo modulo fotovoltaicos-regulador

Se calculara la sección para el tramo desde los módulos fotovoltaicos a los reguladores será la siguiente:

$$S = \frac{2 \cdot L \cdot I}{\Delta V \cdot C} = \frac{2 \cdot 13 \cdot 62.37}{0.443 \cdot 44} = 83.19 \text{ mm}^2$$

Se utilizara una sección de 95 mm² con una intensidad admisible a 40°C de 271 A.

Donde:

- S= Sección del cable conductor, en mm²
- L= Longitud del cable conductor, 13 m.
- I= Intensidad, 8.91*7=62.37 amperios.
- ΔV= Caída de tensión máxima permitida en los conductores. Según el IDAE, en los conductores de corriente continua se permite un hasta un 1,5%. Por lo que existirá una caída de tensión máxima de 29.53*0.015=0.443 V
- C= La conductividad del material que forma el conductor, en este caso cobre, cuya conductividad a 90°C (temperatura de trabajo) es de 44 m/Ω·mm².

1.11.1.2 Tramo regulador-batería

Se calculara la sección para el tramo desde los reguladores a la batería será la siguiente:

$$S = \frac{2 \cdot L \cdot I}{\Delta V \cdot C} = \frac{2 \cdot 2.50 \cdot 249.48}{0.443 \cdot 44} = 64 \text{ mm}^2$$

El cálculo da sección de 70 mm² pero para el cumplimiento con la intensidad máxima admisible se utilizara una sección de 120 mm² con una intensidad admisible a 40°C de 314 A.

Donde:

- S= Sección del cable conductor, en mm^2
- L= Longitud del cable conductor, 2.50 m.
- I= Intensidad, $8.91 \cdot 28 = 249.48$ amperios.
- ΔV = Caída de tensión máxima permitida en los conductores. Según el IDAE, en los conductores de corriente continua se permite un hasta un 1,5%. Por lo que existirá una caída de tensión máxima de $29.53 \cdot 0.015 = 0.443$ V
- C= La conductividad del material que forma el conductor, en este caso cobre, cuya conductividad a 90°C (temperatura de trabajo) es de $44 \text{ m}/\Omega \cdot mm^2$.

1.11.1.3 Tramo regulador-inversor

Para el cálculo de la intensidad de corriente máxima que circula por la salida del inversor utilizaremos la siguiente expresión:

$$I_{ac} = \frac{P}{V \cdot \cos\varphi} = \frac{5000}{230 \cdot 1} = 21.74 \text{ A}$$

Donde:

- I_{ac} = corriente alterna a la salida del inversor
- P = potencia en alterna máxima del inversor, 5000 W
- V = tensión salida del inversor, 230 V
- $\cos\varphi$ = Factor de potencia, según el IDAE, se estima en la unidad

La intensidad en corriente continua a la entrada del inversor, sabiendo que el inversor escogido tiene un rendimiento del 95% se calculara con la siguiente expresión:

$$I_{cc} = \frac{I_{ca}}{\mu} = \frac{21.74}{0.95} = 22.88 \text{ A}$$

Entonces se determina que la sección será la siguiente:

$$S = \frac{2 \cdot L \cdot I}{\Delta V \cdot C} = \frac{2 \cdot 2.5 \cdot 22.88}{0.443 \cdot 44} = 5.87 \text{ mm}^2$$

Se utilizara una sección de 6 mm² con una intensidad admisible a 40°C de 49 A.

Donde:

- S= Sección del cable conductor, en mm²
- L= Longitud del cable conductor 2.5 m.
- I= Intensidad, 22.88 amperios.
- ΔV= Caída de tensión máxima permitida en los conductores. Según el IDAE, en los conductores de corriente continua se permite un hasta un 1,5%. Por lo que existirá una caída de tensión máxima de 29.53*0.015=0.443 V
- C= La conductividad del material que forma el conductor, en este caso cobre, cuya conductividad a 90°C (temperatura de trabajo) es de 44 m/Ω·mm².

1.11.2 Resumen del dimensionado cableado corriente alterna

El tramo de cableado en corriente alterna que va desde la salida del inversor hasta la entrada a la vivienda, constara de dos conductores (fase y neutro) además del conductor de protección. El cable será de cobre con aislamiento 0,6/1 kV y cubierta aislante de XLPE con una temperatura máxima de 90°C.

Para determinar la sección del cable se utilizara la siguiente expresión:

$$S = \frac{2 \cdot L \cdot P}{\Delta V \cdot C \cdot V}$$

Donde:

- S= Sección del cable conductor, en mm²
- L= Longitud del cable conductor, en m.

- P = potencia máxima que va a transportar el cable, en W.
- ΔV = Caída de tensión máxima permitida en los conductores. Según el IDAE, en los conductores de corriente alterna se permite un hasta un 2%.
- C = La conductividad del material que forma el conductor, en este caso cobre, cuya conductividad a 90°C (temperatura de trabajo) es de 44 m/Ω·mm².
- V = tensión de la línea, en V.

Se debe comprobar que las intensidades que circulan por los diferentes tramos. Se utiliza un factor de corrección de temperatura de 0,95, ya que los valores de intensidad máxima admisible expresados en la ITC-BT-19 vienen dados para una temperatura de 40°C.

Tabla 1.11.8.- Resumen secciones y tensiones corriente alterna

TRAMO	SECCION mm ²	Intensidad máxima admisible a 40 °C (A)	Intensidad máxima admisible a 90 °C (A)	Intensidad del tramo (A)
Inversor-cuadro general	6	49	46.55	21.74

El cable de protección también constará de una sección de 6 mm² y el tubo de protección será de 25 mm de diámetro.

Tabla 1.11.9.- Resumen secciones del cableado y diámetro tubo de protección CA

TRAMO	Sección de los conductores activos (mm ²)	Sección mínima de los conductores de protección (mm ²)	Diámetro del tubo de protección (mm)
Inversor-cuadro general	6	6	16

El tubo de protección elegido es un tubo rígido de PVC de 16 mm de diámetro.

1.11.2.1 Tramo salida del inversor al cuadro general de la vivienda

Se determinara la sección desde la salida del inversor al cuadro general de la vivienda a continuación:

$$S = \frac{2 \cdot 23 \cdot 5000}{4.6 \cdot 44 \cdot 230} = 4.94 \text{ mm}^2$$

Se utilizara una sección de 6 mm² von una intensidad admisible a 40°C de 49 A.

Donde:

- S= Sección del cable conductor, en mm²
- L= Longitud del cable conductor, 23 m.
- P= potencia máxima que va a transportar el cable, 5000 W.
- ΔV = Caída de tensión máxima permitida en los conductores. Según el IDAE, en los conductores de corriente alterna se permite un hasta un 2%. Por lo que existirá una caída de tensión máxima de $230 \cdot 0.02 = 4.6 \text{ V}$
- C= La conductividad del material que forma el conductor, en este caso cobre, cuya conductividad a 90°C (temperatura de trabajo) es de $44 \text{ m}/\Omega \cdot \text{mm}^2$.
- V = tensión de la línea, 230 V.

1.12 Dimensionado de los elementos de protección

Para la selección de los elementos de protección contra cortacircuitos, en este caso se optara por fusibles, se dimensionaran cumpliendo lo siguiente:

$$I_b \leq I_n \geq 0.9 \cdot I_{adm}$$

Donde:

I_b: La intensidad de corriente que recorre la línea.

I_n: La intensidad nominal del fusible asignado a la línea.

I_{adm}: La máxima intensidad admisible del cable conductor de la línea.

1.12.1 Tramo modulo fotovoltaico-regulador

En este tramo se tienen los siguientes valores para la elección del fusible adecuado:

$$62.37 \leq I_n \leq 231.71$$

El fusible escogido es el modelo "NI 105-80N, de la casa Fuselco", con una corriente nominal de 80 A.

1.12.2 Tramo regulador-batería

En este tramo se tienen los siguientes valores para la elección del fusible adecuado:

$$249.48 \leq I_n \leq 268.47$$

El fusible escogido es el modelo "NI 105-260N, de la casa Fuselco", con una corriente nominal de 260 A.

1.12.3 Tramo conexión al inversor

En este tramo se tienen los siguientes valores para la elección del fusible adecuado:

$$22.88 \leq I_n \leq 41.90$$

El fusible escogido es el modelo "NI 105-40N, de la casa Fuselco", con una corriente nominal de 40 A.

1.12.4 Tramo entre inversor y cuadro general

Este tramo es de corriente alterna por lo que se dispondrá de protecciones diferentes a los tramos anteriores. En este caso se dispondrá de:

- un interruptor magnetotérmico de 25 A marca Chint gama eB
- un interruptor diferencial de 25 A modelo P 25 A 30 mA tipo AC Marca Chint.

2 Cálculo instalación solar térmica

Para el diseño de la instalación se seguirá con lo indicado en el código técnico de la edificación CTE-HE4 para el cumplimiento con la contribución mínima exigida y en pliego de condiciones del IDAE.

Los datos de temperaturas ambiente, temperatura del agua de red y radiación disponible los obtendremos de los anexos del pliego de condiciones técnicas del IDAE que utiliza como fuente CENSOLAR y los datos de temperatura del agua de red los obtendremos del EREN, siendo estos:

Tabla 1.12.1.- Radiación sobre superficie horizontal, temperatura ambiente y del agua de red

MES	Radiación solar (MJ/m ² Día)	Radiación solar (kWh/m ² Día)	T ^a media ambiente (°C)	T ^a media agua de red (°C)
Enero	5,80	1,61	5	4
Febrero	8,70	2,42	6	5
Marzo	13,80	3,83	10	7
Abril	17,20	4,78	12	9
Mayo	19,50	5,42	15	10
Junio	22,10	6,14	19	11
Julio	24,20	6,72	22	12
Agosto	20,90	5,81	22	11
Septiembre	17,20	4,78	19	10
Octubre	10,40	2,89	14	9
Noviembre	7,00	1,94	9	7
Diciembre	4,80	1,33	6	4

2.1 Radiación solar superficie horizontal

Para evaluar la radiación disponible en lugar donde se ubica la instalación se tendrá en cuenta las siguientes modificaciones ya que esta radiación se deberá modificar en función de la situación del emplazamiento siendo:

- 0,95 si la instalación está dentro de un casco urbano.
- 1,05 si está en atmósfera limpia o está en zona de montaña.

Como la instalación no se encuentra en el casco urbano ni tampoco en una zona de montaña se considerará un factor de 1 debido a su emplazamiento.

Por lo que la radiación solar disponible sobre superficie horizontal corresponderá a la misma que expresa la tabla del apartado anterior.

2.2 Orientación e inclinación

También la radiación deberá modificarse en función de su inclinación y de su orientación.

Debido a la instalación de los paneles sobre una superficie plana se instalarán con orientación sur (Azimut, $\alpha=0^\circ$) que es la óptima para su máximo aprovechamiento

Para determinar la inclinación adecuada para una instalación que se usará todo el año recurriremos a lo indicado en el CTE-HE4 que especifica que hay que inclinar los colectores un ángulo sobre el plano horizontal que se determina en función de la latitud geográfica β y el periodo de utilización de la instalación:

- Para una utilización anual será la misma inclinación que la latitud
- Para una utilización en invierno se aumentará en 10° la latitud
- Para una utilización en verano se disminuirá en 10° la latitud

Por lo que la inclinación de los paneles solares térmicos de la instalación deberá de ser de 42° que es la latitud del lugar pero para encontrar una inclinación de estructura estandarizada se colocarán a una inclinación de 45° .

Se deberá por tanto aplicar el factor de corrección de la radiación por ser sobre una superficie inclinada descrito a continuación.

Esta corrección de la radiación se calcularán aplicando un factor K (en el caso de la instalación latitud 42° e inclinación 45°) y viene dado en las tablas del PLIEGO y es el siguiente:

Tabla 2.2.1.- Factor de corrección de la radiación para latitud de 42°

FACTOR K PARA LATITUD 42°												
Incli.	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
45°	1,43	1,32	1,18	1,04	0,94	0,90	0,94	1,05	1,23	1,43	1,57	1,54

2.3 Pérdidas

Para saber la radiación disponible es necesario conocer las pérdidas por orientación, inclinación y sombras. Además se deben cumplir unos valores indicados en el CTE-HE4 en función del tipo de instalación como se observa a continuación:

Tabla 2.3.1.- Pérdidas máximas en función del tipo de instalación

Caso	Orientación e inclinación	Sombras	Total
General	10%	10%	15%
Superposición	20%	15%	30%
Integración arquitectónica	40%	20%	50%

La instalación se encuentra en el caso de tipo general por colocarse sobre una superficie plana por lo que debemos cumplir los porcentajes descritos.

2.3.1 Orientación e inclinación

Para determinar las pérdidas por orientación e inclinación se seguirá con lo indicado el apartado 3.5 del DB-HE4 no pudiendo superar estas el 10% por estar los captadores en el caso general, se calcularán las pérdidas por el método gráfico mediante la figura siguiente:

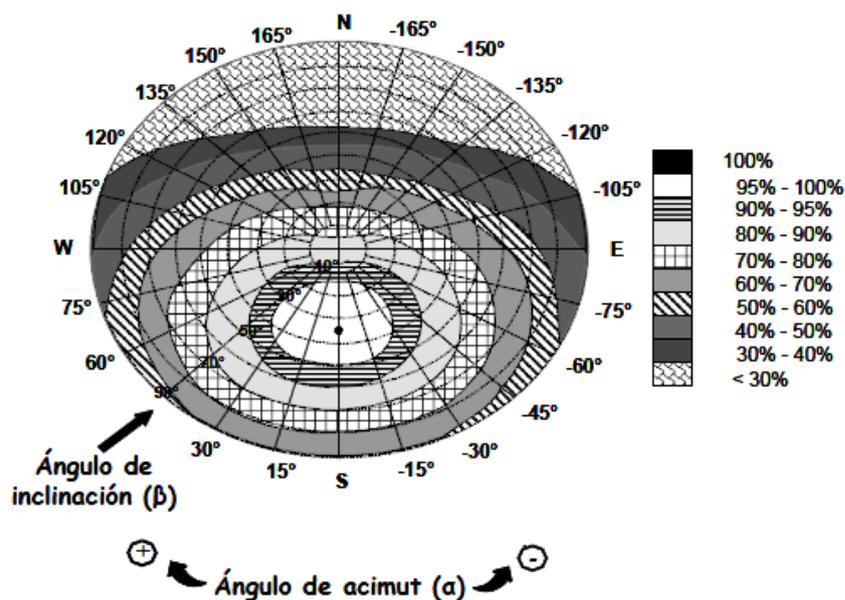


Figura 2.1.- Pérdidas por sombra

Debido a que la orientación es 0° y la inclinación es de 45° muy cerca de la inclinación óptima que sería la latitud 42° se puede despreciar las pérdidas por inclinación y orientación.

La estructura realizada está fabricada en aluminio con tornillería de acero inoxidable y calculada según el Código Técnico de la Edificación. Debido a esto las estructuras estarán perfectamente adecuadas para soportar las cargas de viento y nieve cumpliendo con la norma UNE EN ISO 1461 y MN 106.

2.3.2 Sombras

Para determinar las pérdidas por sombras se seguirá con lo indicado el apartado 3.5 del DB-HE4 no pudiendo superar estas el 10% por estar los captadores en el caso general.

Como se muestra en la imagen no existe ningún tipo de obstáculo que generen sombra sobre el sistema de captación por ello las pérdidas por sombras se consideran nulas.



Figura 2.2.- Ubicación panel térmico

2.4 Radiación útil

La radiación útil se calcula teniendo en cuenta las pérdidas anteriores descritas. En el caso de la instalación solo se verá afectada por el factor de inclinación.

Con este factor se obtiene la radiación útil sobre los paneles de la instalación, que será la siguiente:

Tabla 2.4.1.- Radiación útil en kWh/m² día

MES	Radiación solar (MJ/m ² Día)	Radiación solar (kWh/m ² Día)	FACTOR K	Radiación útil (MJ/m ² Día)	Radiación útil (kWh/m ² Día)
Enero	5,80	1,61	1,43	8,29	2,30
Febrero	8,70	2,42	1,32	11,48	3,19
Marzo	13,80	3,83	1,18	16,28	4,52
Abril	17,20	4,78	1,04	17,89	4,97
Mayo	19,50	5,42	0,94	18,33	5,09
Junio	22,10	6,14	0,90	19,89	5,53
Julio	24,20	6,72	0,94	22,75	6,32
Agosto	20,90	5,81	1,05	21,95	6,10
Septiembre	17,20	4,78	1,23	21,16	5,88
Octubre	10,40	2,89	1,43	14,87	4,13
Noviembre	7,00	1,94	1,57	10,99	3,05
Diciembre	4,80	1,33	1,54	7,39	2,05

Otra forma de expresar la radiación útil será teniendo en de forma mensual como se muestra a continuación:

Tabla 2.4.2.- Radiación útil en kWh/m²

ENERGIA UTIL					
MES	Días	Radiación útil (MJ/m ² Día)	Radiación útil (kWh/m ² Día)	Radiación útil (MJ/m ²)	Radiación útil (kWh/m ²)
Enero	31	8,29	2,30	257	71
Febrero	28	11,48	3,19	322	89
Marzo	31	16,28	4,52	505	140
Abril	30	17,89	4,97	537	149
Mayo	31	18,33	5,09	568	158
Junio	30	19,89	5,53	597	166
Julio	31	22,75	6,32	705	196
Agosto	31	21,95	6,10	680	189
Septiembre	30	21,16	5,88	635	176
Octubre	31	14,87	4,13	461	128
Noviembre	30	10,99	3,05	330	92
Diciembre	31	7,39	2,05	229	64
TOTAL (anual)				5825	1618

2.5 Demanda energética

El edificio de proyecto se trata de una vivienda unifamiliar con una demanda de referencia a 60°C que según la siguiente tabla del CTE-HE4 le pertenece 30 litros por persona.

Tabla 2.5.1.- Demanda de referencia a 60 °C

DEMANDA DE REFERENCIA A 60 °c		
Criterio de demanda	Litros ACS/día a 60° C	
Viviendas unifamiliares	30	por persona
Viviendas multifamiliares	22	por persona
Hospitales y clínicas	55	por cama
Hotel ****	70	por cama
Hotel ***	55	por cama
Hotel/Hostal **	40	por cama
Camping	40	por emplazamiento
Hostal/Pensión*	35	por cama
Residencia (ancianos, estudiantes, etc)	55	por cama
Vestuarios/Duchas colectivas	15	por servicio
Escuelas	3	por alumno
Cuarteles	20	por persona
Fábricas y talleres	15	por persona
Administrativos	3	por persona
Gimnasios	20 a 25	por usuario
Lavanderías	3 a 5	por kilo de ropa
Restaurantes	5 a 1	por comida
Cafeterías	1	por almuerzo

Sabiendo que la vivienda la ocupan 3 personas tendremos una demanda de ACS al día de:

$$\text{Demanda diaria} = 3 \cdot 30 = 90 \text{ litros} \frac{\text{ACS}}{\text{día}} \text{ a } 60^{\circ}\text{C}$$

La demanda total de ACS al día es de 90 litros a 60°C, pero la instalación llevara un acumulador de 150 litros de la marca SAUNIER DUVAL modelo FE 150 S, con el fin de abastecer la demanda de ACS en caso de visitas.

2.6 Contribución solar mínima

Para el cálculo de la contribución solar mínima se requieren dos factores demanda energética obtenida en el apartado anterior 150 litros y la zona climática donde se sitúa el edificio del proyecto para ello observamos la siguiente figura y nos muestra que la zona climática de León es ZONA III.



Figura 2.3.- Mapa zonas climáticas

Teniendo en cuenta los consumos calculados de 150 litros, el sistema de apoyo nos encontramos en el caso general ya que es una caldera de gasóleo, y que la zona climática donde se encontrará la instalación zona III, el porcentaje de cobertura solar mínima a conseguir será del 50 % como viene indicado en la siguiente tabla:

Tabla 2.6.1.- Contribución mínima exigida

Contribución solar mínima en %. Caso general					
Demanda total de ACS del edificio (l/d)	Zona climática				
	I	II	III	IV	V
50-5000	30	30	50	60	70

2.7 Energía necesaria

La energía necesaria al mes para calentar el volumen de acumulación a temperatura de agua de red hasta la temperatura deseada. Se muestra en la siguiente tabla:

Tabla 2.7.1.- Energía necesaria

ENERGIA NECESARIA						
MES	Días	Consumo de agua (litros/día)	Tª acumulación (°C)	Tª media agua de red (°C)	Energía necesaria (MJ)	Energía necesaria (kWh)
Enero	31	150	60	4	1090	303
Febrero	28	150	60	5	967	269
Marzo	31	150	60	7	1032	287
Abril	30	150	60	9	961	267
Mayo	31	150	60	10	973	270
Junio	30	150	60	11	923	256
Julio	31	150	60	12	935	260
Agosto	31	150	60	11	954	265
Septiembre	30	150	60	10	942	262
Octubre	31	150	60	9	993	276
Noviembre	30	150	60	7	999	277
Diciembre	31	150	60	4	1090	303
TOTAL (anual)					11859	3294

2.8 Sistema de captación

En este apartado se estimara los metros cuadrados de captación necesarios así como el rendimiento del captador. También se realizaran las comprobaciones oportunas para cumplir con la legislación aplicable.

2.8.1 Superficie de captación

Para determinar el número de captadores que debemos instalar se utilizan las siguientes ecuaciones:

$$\text{Superficie abs. necesaria (m}^2\text{)} = \frac{\text{Energía necesaria}}{\text{Energía útil}} = \frac{3294 \text{ kWh}}{1618 \text{ kWh/m}^2} = 2.04 \text{ m}^2$$

La instalación ira dotada de un captador de la marca SAUNIER DUVAL modelo Helioplan SRV 2.3 con una superficie de apertura de 2.352 m².

Con esta superficie de captación se cumple con lo requerido en el CTE-HE4 que indica lo siguiente:

$$50 \leq \frac{\text{Consumo } \left(\frac{\text{litros}}{\text{día}}\right)}{\text{Area captadores (m}^2\text{)}} \geq 180$$

Utilizando el volumen de acumulación de 150 litros y la superficie de captación de 2.352 m² obtenemos un resultado de 63.78 estando entre los valores fijados y por tanto cumpliendo con la legislación.

2.8.2 Rendimiento del captador

Para el cálculo del rendimiento del captador de la marca SAUNIER DUVAL modelo Helioplan SRV 2.3, necesitaremos las características del mismo:

- Rendimiento máximo: 0.79
- K₁, pérdidas lineales: 2.414 W/m² K
- K₂, pérdidas cuadráticas: 0.049 W/m² K

También es necesario para el cálculo del rendimiento mensual los siguientes datos:

➤ T_a, temperatura media mensual de la localidad. Valores indicados anteriormente extraídos del IDAE.

➤ T_m, La temperatura media del fluido en el captado. Se calcula como la media entre la temperatura del fluido a la entrada y a la salida del captador (°C). A efectos prácticos seguiremos con lo indicado en el EREN y se tomará como la temperatura a la que se demanda la carga energética, por lo tanto 60°C.

➤ G, irradiación solar global (W/m²), el cálculo de la irradiación se desarrolla a continuación, el número de horas de sol se extrae del EREN

$$G \left(\frac{W}{m^2}\right) = \frac{\text{Energía útil } \left(\frac{Wh}{m^2 \text{ día}}\right)}{\text{horas utiles de sol (h/día)}}$$

Tabla 2.8.1.- Irradiancia

IRRADIANCIA			
MES	Radiación útil (Wh/m ² día)	Horas utiles al día (h/día)	IRRADIANCIA (W/m ²)
Enero	2300	8,00	288
Febrero	3190	9,00	354
Marzo	4520	9,00	502
Abril	4970	9,50	523
Mayo	5090	9,50	536
Junio	5530	9,50	582
Julio	6320	9,50	665
Agosto	3100	9,50	326
Septiembre	5800	9,00	644
Octubre	4130	9,00	459
Noviembre	3050	8,00	381
Diciembre	2050	7,50	273
Media anual	4171	8,92	461

Una vez se dispone de los datos de irradiancia y demás datos necesarios se procede al cálculo del rendimiento (se despreciaran las pérdidas cuadráticas) a partir de la siguiente fórmula:

$$\eta = \eta_0 - K_1 \cdot \frac{T_m - T_a}{G}$$

Tabla 2.8.2.- Rendimiento del captador

RENDIMIENTO CAPTADOR					
MES	Rendimiento máximo (η_0)	K1	T _m - T _a (K)	IRRADIANCIA (W/m ²)	RENDIMIENTO
Enero	0,79	2,414	55	288	33%
Febrero	0,79	2,414	54	354	42%
Marzo	0,79	2,414	50	502	55%
Abril	0,79	2,414	48	523	57%
Mayo	0,79	2,414	45	536	59%
Junio	0,79	2,414	41	582	62%
Julio	0,79	2,414	38	665	65%
Agosto	0,79	2,414	38	326	51%
Septiembre	0,79	2,414	41	644	64%
Octubre	0,79	2,414	46	459	55%
Noviembre	0,79	2,414	51	381	47%
Diciembre	0,79	2,414	54	273	31%
Rendimiento anual					52%

El captador tendrá un rendimiento medio anual del 52% cumpliendo con lo indicado en el CTE-HE4 en el cual se especifica que debe ser igual o superior al 40%.

También cumple con que ningún mes el rendimiento es inferior al 20%.

2.9 Energía aportada por el sistema

Para el cálculo de la energía aportada por el sistema se estimara en un 10% las pérdidas de calor en los diferentes componentes (tuberías, acumulación...). La ecuación utilizada para este cálculo será la siguiente:

$$Q(\text{kWh}) = 0.9 \cdot \text{Radiación útil} \left(\frac{\text{kWh}}{\text{m}^2} \right) \cdot \eta \cdot \text{m}^2 \text{ captación}$$

Tabla 2.9.1.- Aporte de energía

APORTE DE ENERGIA					
MES	Rendimiento	Radiación útil (kWh/m ²)	Factor de corrección	m ² de captación	APORTE (kWh)
Enero	33%	71	0,9	2,352	49,74
Febrero	42%	89	0,9	2,352	79,74
Marzo	55%	140	0,9	2,352	163,12
Abril	57%	149	0,9	2,352	179,37
Mayo	59%	158	0,9	2,352	196,24
Junio	62%	166	0,9	2,352	217,51
Julio	65%	196	0,9	2,352	270,38
Agosto	51%	189	0,9	2,352	203,45
Septiembre	64%	176	0,9	2,352	237,47
Octubre	55%	128	0,9	2,352	148,58
Noviembre	47%	92	0,9	2,352	90,51
Diciembre	31%	64	0,9	2,352	42,11
Aporte anual					1878,21

2.10 Fracción solar aportada

Una vez obtenidos la energía necesaria y la energía que aportada por la instalación solar térmica se procede al cálculo de las fracciones solares o contribución solar mínima que se calcula mediante la siguiente expresión:

$$\text{Fracción solar (\%)} = \frac{\text{Energía aportada (kWh)}}{\text{Energía necesaria (kWh)}} \cdot 100$$

Tabla 2.10.1.- Contribución solar

CONTRIBUCIÓN SOLAR			
MES	Aporte (kWh)	Energía necesaria (kWh)	Contribución solar
Enero	50	303	16%
Febrero	80	269	30%
Marzo	163	287	57%
Abril	179	267	67%
Mayo	196	270	73%
Junio	218	256	85%
Julio	270	260	104%
Agosto	203	265	77%
Septiembre	237	262	91%
Octubre	149	276	54%
Noviembre	91	277	33%
Diciembre	42	303	14%
Contribución solar anual (%)			58%

Se observa que la contribución solar es del 58% superando por tanto lo requerido en el CTE-HE4 calculado anteriormente que es del 50%. También se cumple con los requisitos de que ningún mes supere el 110% ni en tres meses consecutivos el 100%.

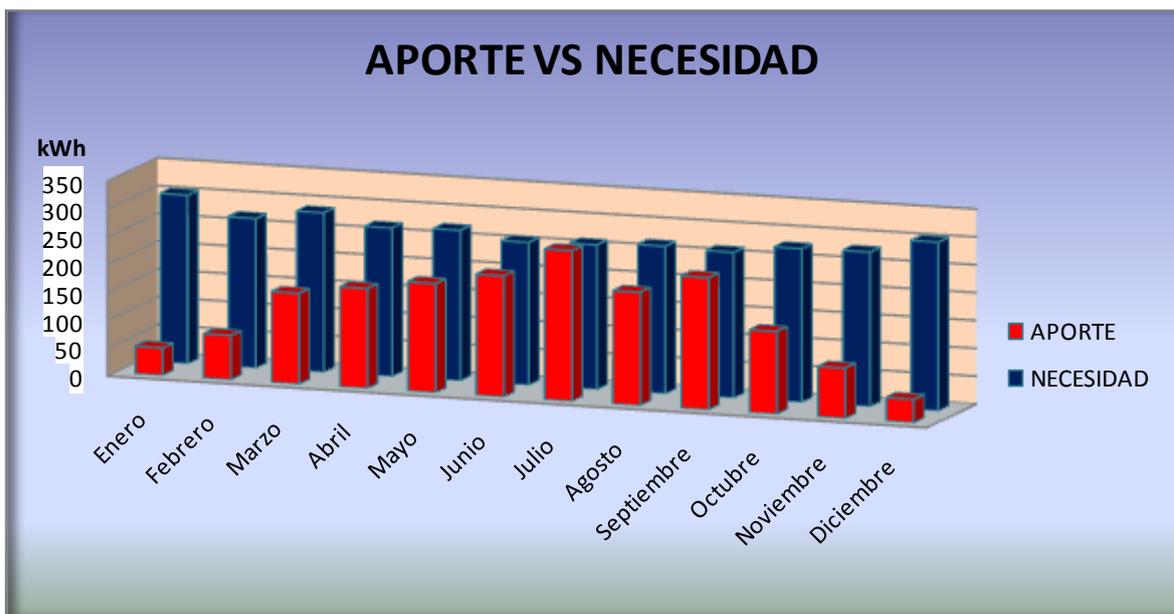


Figura 2.4.- Aporte frente a necesidad

2.11 Rendimiento del sistema

El rendimiento del sistema se calcula con la siguiente ecuación:

$$\text{Rendimiento de la instalación (\%)} = \frac{\text{Energía aportada (kWh/m}^2\text{)}}{\text{Radiación útil (kWh/m}^2\text{)}} \cdot 100$$

Tabla 2.11.1.- Rendimiento del sistema

RENDIMIENTO DEL SISTEMA			
MES	Aporte (kWh/m ²)	Radiación útil (kWh/m ²)	Rendimiento del sistema
Enero	21	71	30%
Febrero	34	89	38%
Marzo	69	140	49%
Abril	76	149	51%
Mayo	83	158	53%
Junio	92	166	56%
Julio	115	196	59%
Agosto	87	189	46%
Septiembre	101	176	57%
Octubre	63	128	49%
Noviembre	38	92	42%
Diciembre	18	64	28%
Rendimiento medio anual (%)			47%

2.12 Intercambiador

El intercambiador ira incorporado en el acumulador, marca SAUNIER DUVAL modelo FE 150 S, y contara con una superficie de intercambio de 0.90 m².

Por ir incorporado en el acumulador deberá cumplir lo estipulado en el CTE-HE4 que indica que la relación de la superficie del intercambiador y de la superficie de captación no debe ser inferior a 0.15.

En este caso $0.9/2.352 = 0.38$ cumpliendo con el mínimo exigido de 0.15.

2.13 Fluido caloportador

Para evitar la posibilidad de congelamiento del fluido caloportador, no se utilizará agua de red sin tratar con aditivos.

Teniendo en cuenta que el fluido caloportador deberá cumplir lo especificado en el DB-HE4 que indica que debe garantizar que no se congelara en una temperatura inferior a 5°C por debajo de la mínima histórica que según los anexos del IDAE para la provincia de León es de -18°C.

Se añadirá por tanto un fluido caloportador que es suministrado por el propio fabricante (SAUNIER DUVAL) como se especifica en el captador, garantizando que no se congelara hasta una temperatura de -28°C cumpliendo con la temperatura mínima requerida -23°C.

2.14 Red de tuberías

El cálculo del diámetro de la tubería del circuito primario (circuito intercambiador-captador) deberá cumplir con lo indicado en el CTE-HE 4 como en el pliego de condiciones del IDAE. Las tuberías serán de cobre con uniones soldadas. Los requisitos a cumplir serán los siguientes:

- La pérdida de carga por metro lineal de tubo no supere los 40 mmca
- Por circular por lugares no habilitados la velocidad no superara los 3m/s
- Los tramos horizontales tendrán siempre con una pendiente mínima del 1% en el sentido de la circulación

Para determinar el diámetro de la tubería es necesario conocer el caudal que circulara por la misma. El CTE-HE4 indica que su valor estará comprendido entre 1,2 l/s y 2 l/s por cada 100 m² de red de captadores. Lo que equivale a 43,2 l/m²h y 72 l/m²h,

Se diseñara por tanto para un caudal de 64 l/m²h; teniendo en cuenta que la instalación cuenta con 2.352 m² de captación el caudal de diseño será de 150 l/h o 0.15 m³/h.

Es necesario tener en cuenta que el fluido no es agua sino una mezcla de anticongelante (45%) y agua (55%) aunque el anticongelante tiene una densidad de 1,032 - 1,035 g/cm³ a 20 °C muy parecida a la del agua pura así como su calor específico por lo que no requerirá de ningún factor de corrección.

Para una aproximación se usara la siguiente ecuación:

$$D = J \cdot Q^{0.35} = 22 \cdot 0.15^{0.35} = 11.32 \text{ mm}$$

Donde:

- D = Diámetro en mm
- Q= Caudal 0.15m³/h
- J = 22 para tuberías metálicas

El diámetro comercial elegido será de 15mm de diámetro exterior y 13 mm de diámetro interior. Una vez determinada la tubería se debe comprobar el cumplimiento de la normativa.

En primer lugar debe cumplir que no supere la velocidad permitida de 3m/s.

$$V = \frac{Q}{S} = \frac{\frac{0.15}{3600}}{\pi(6.5 \cdot 10^{-3})^2} = 0.31 \text{ m/s}$$

Donde:

- S= Sección $\pi \cdot (6.5 \cdot 10^{-3})^2$ en m²
- Q= Caudal (0.15/3600) en m³/s
- V= velocidad en m/s

Una vez comprobado que cumple se calculara las pérdidas de carga que no deben superar los 40 mmcda por metro lineal.

Para el cálculo de las pérdidas de carga acudiremos con la velocidad y el diámetro interior al ábaco proporcionado por el fabricante de la tubería del cual obtenemos una pérdida de carga por rozamiento de 12 mmcda por metro lineal cumpliendo con el requisito.

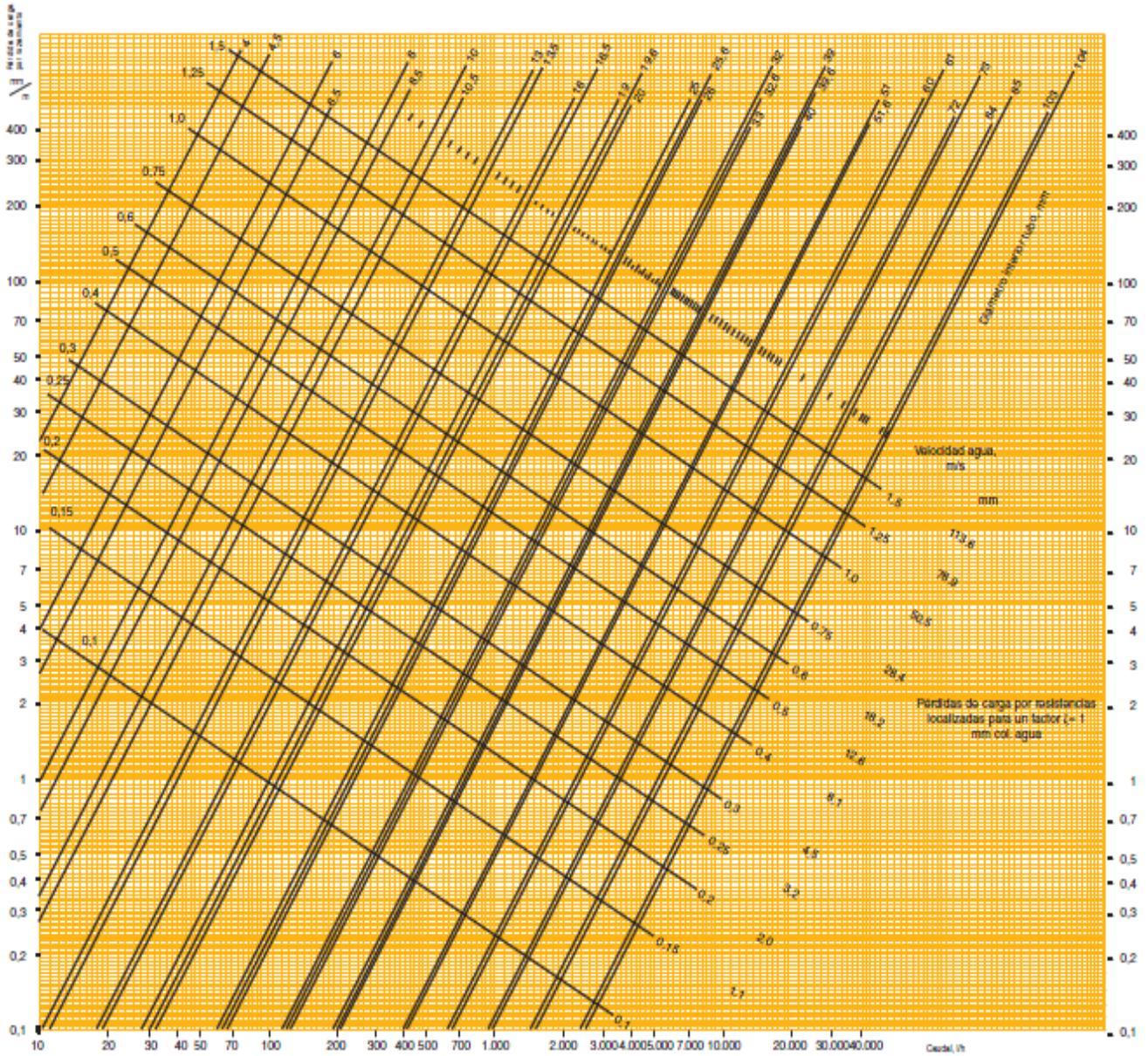


Figura 2.5.- Abaco pérdida de carga

Obteniendo unas pérdidas totales en el circuito de:

- Tubería = 37 metros*12 = 444 mcdca
- Perdidas en accesorios(codos, reducciones, intercambiador...) se considerara el 30% de la perdida de carga en la tubería= 133.2 mcdca
- Perdidas en el captador se obtiene mediante la grafica adjunta en las características del captador= 1 mcdca

Perdidas de carga total son por tanto de 1,577 mcdca.

2.14.1 Aislamiento tuberías

Con el objeto de evitar pérdidas térmicas en el circuito primario todas las tuberías irán aisladas cumpliendo con lo indicado en el pliego de condiciones:

Tabla 2.14.1.- Aislamiento tuberías

Fluido interior caliente			
Diámetro exterior (mm) (*)	Temperatura del fluido (°C) (**)		
	40 a 60	61 a 100	101 a 180
$D \leq 35$	25	25	30
$35 < D \leq 60$	30	30	40
$60 < D \leq 90$	30	30	40
$90 < D \leq 140$	30	40	50
$140 < D$	35	40	50

(*) Diámetro exterior de la tubería sin aislar.

(**) Se escoge la temperatura máxima de red.

También indica que las tuberías que circulan por el exterior, que es el caso de la instalación proyectada, deberán tener 10mm más de espesor que el fijado en la tabla por tanto considerando que hay que aumentar 10 mm el aislamiento, un diámetro de 15 mm y una temperatura de 61 a 100 °C obtenemos un aislamiento de 35 mm.

El tipo de aislamiento será Elastómero extruido de célula cerrada Nitril – PVC de espesor 40mm de la marca salvador escoda.

2.15 Bomba

Para el dimensionamiento de la bomba se requiere dos factores:

-Caudal a suministrar $0,15 \text{ m}^3/\text{h} = 150 \text{ l/h} = 2.5 \text{ l/min}$

-Pérdidas de carga que tiene que vencer $1,577 \text{ mcda} = 157 \text{ mbar}$

Con estos dos factores dibujamos el punto de la instalación en la curva de la bomba proporcionada por el fabricante para ver si la bomba elegida es la correcta.

El grupo de circulación del que ira dotada la instalación es el saunier duval con un caudal máximo de 6 l/min pudiendo suministrar el caudal necesario venciendo las pérdidas de carga del circuito como se observa, a continuación, en el grafico:

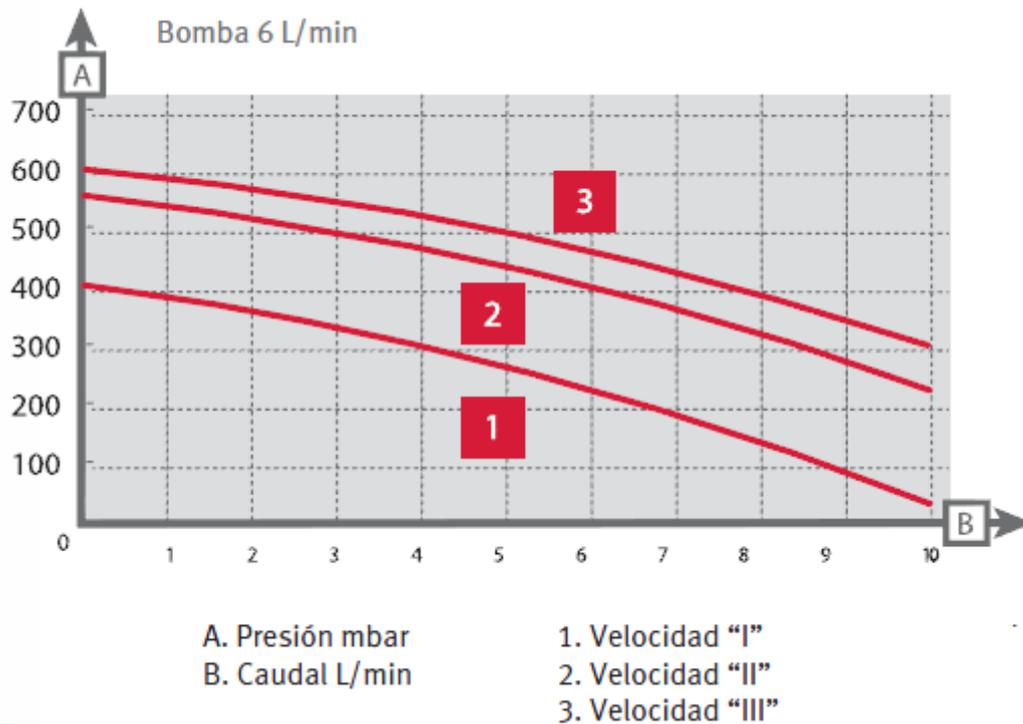


Figura 2.6.- Curvas de funcionamiento de la bomba

2.16 Vaso de expansión

Se empleara en la instalación un vaso de expansión cerrado, que dimensionaremos mediante la siguiente expresión:

$$V = V_t (0.2 + 0.01h) = 6.85 (0.2 + 0.01 \cdot 6) = 1.78 \text{ litros}$$

Siendo:

V_t = Capacidad total circuito, 6.85 litros

h = diferencia de altura entre el punto más alto del campo de colectores y del vaso de expansión, 6 metros.

A continuación procedemos a calcular la capacidad aproxima del circuito primario en sus diferentes elementos:

-Colectores: el fabricante nos remite a una capacidad de 1.85 litros

-Volumen de las tuberías: con una tubería de diámetro interno de 13 mm y una longitud de 37 m hallaremos la capacidad mediante la siguiente expresión:

$$V = S \cdot h = \pi \cdot (6.5 \cdot 10^{-3})^2 \cdot 37 = 5 \cdot 10^{-3} \text{ m}^3 = 5 \text{ litros}$$

Donde:

- S = Sección, $\pi \cdot (6.5 \cdot 10^{-3})^2$, en m^2
- h = Longitud del circuito, 37, en m

Escogeremos por tanto un vaso de expansión de 5 litros de la marca salvador escoda del tipo membrana fija.

3 Lista de referencias

- [1] Ana María Diez Suarez; Tema 5, Sistemas eléctricos aislados
- [2] Reglamento baja tensión
- [3] EREN; Manual del proyectista energía solar fotovoltaica
- [4] EREN; Manual del proyectista energía solar térmica
- [5] IDAE; Pliego de condiciones técnicas de instalaciones de baja temperatura
- [6] IDEA; Pliego de condiciones técnicas de instalaciones aisladas de red
- [7] CENSOLAR; Centro de estudios de la energía solar
- [8] Código técnico de la edificación

ANEXO II:

FICHAS TÉCNICAS

INDICE

1	SOLAR FOTOVOLTAICA	51
1.1	Captador	51
1.2	Regulador	52
1.3	Batería	53
1.4	Inversor	54
1.5	Cableado.....	55
1.6	Protecciones	56
1.6.1	Fusibles.....	56
1.6.2	Magnetotérmico.....	57
1.6.3	Diferencial	57
2	SOLAR TERMICA	58
2.1	Captador	58
2.2	Acumulador	59
2.3	Aislamiento tuberías	60
2.4	Vaso de expansión	61
2.5	Bomba	62

1 SOLAR FOTOVOLTAICA

1.1 Captador

Características eléctricas (STC: 1kW/m², 25°C±2°C y AM 1,5)*

	A-240P	A-245P	A-250P
Potencia Nominal (0/+5 W)	240 W	245 W	250 W
Eficiencia del módulo	14,74%	15,04%	15,35%
Corriente Punto de Máxima Potencia (Imp)	8,21 A	8,33 A	8,45 A
Tensión Punto de Máxima Potencia (Vmp)	29,21 V	29,37 V	29,53 V
Corriente en Cortocircuito (Isc)	8,73 A	8,82 A	8,91 A
Tensión de Circuito Abierto (Voc)	37,16 V	37,38 V	37,60 V

Parámetros térmicos

Coefficiente de Temperatura de Isc (α)	0,04% /°C
Coefficiente de Temperatura de Voc (β)	-0,32% /°C
Coefficiente de Temperatura de P (γ)	-0,43% /°C

Características físicas

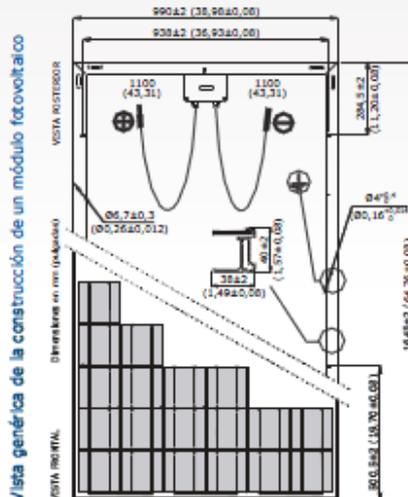
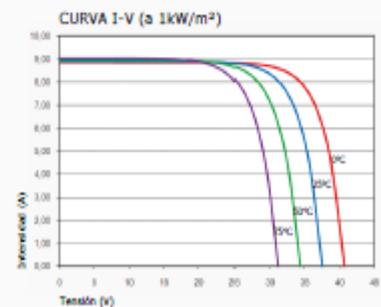
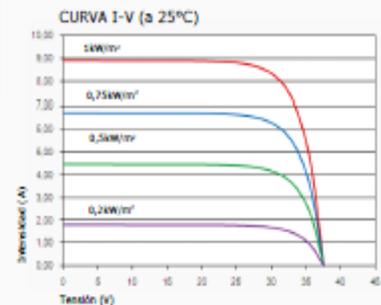
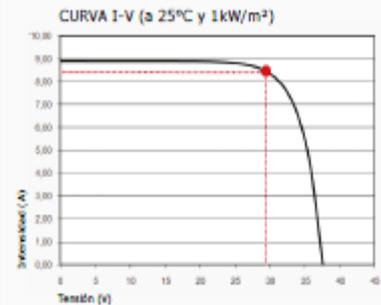
Dimensiones (mm ± 2 mm)	1645x990x40
Peso (kg)	21,5
Área (m ²)	1,63
Tipo de célula	Policristalina 156x156 mm (6 pulgadas)
Células en serie	60 (6x10)
Cristal delantero	Cristal templado ultra claro de 4 mm
Marco	Aleación de aluminio pintado en poliéster
Caja de conexiones / Opcional	QUAD IP54 / QUAD IP65
Cables	Cable Solar 4 mm ² 1100 mm
Conectores	MC4 o combinable MC4

Rango de funcionamiento

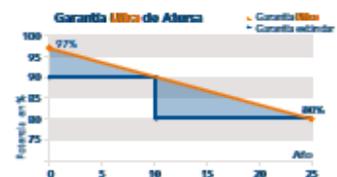
Temperatura	-40°C a +85°C
Máxima Tensión del Sistema / Protección	1000 V / CLASS II
Carga Máxima Viento / Nieve	2400 Pa (130 km/h) / 5400 Pa (551 kg/m ²)
Máxima Corriente Inversa (IR)	15,1 A

*Especificaciones eléctricas medidas en STC, NOCT: 47±2°C.
Tolerancias medida STC: ±3% (Pmp); ±10% (Isc, Voc, Imp, Vmp).

Curvas modelo A-250P



- Módulos por caja: 25 uds
- Peso por palé: 580 kg
- En un contenedor de 40 pies entran 25 cajas: 625 paneles
- En un contenedor de 40 pies HC entran 26 cajas: 650 paneles
- En un contenedor de 20 pies entran 10 cajas: 250 paneles
- En un camión TAUTLINER entran 30 cajas: 750 paneles

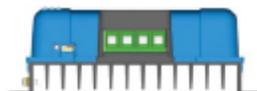


NOTA: Los datos contenidos en esta documentación están sujetos a modificación sin previo aviso.

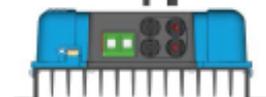
1.2 Regulador

Controladores de carga BlueSolar con conexión roscada- o MC4 PV MPPT 150/45, MPPT 150/60, MPPT 150/70, MPPT 150/85, MPPT 150/100

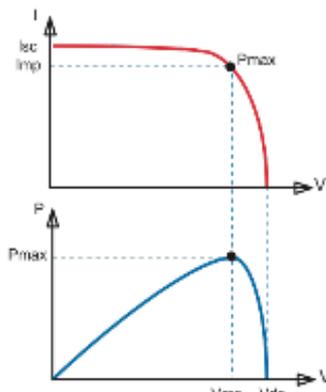
www.victronenergy.com



Controlador de carga solar
MPPT 150/70-Tr



Controlador de carga solar
MPPT 150/70-MC4



Seguimiento del punto de potencia máxima

Curva superior:

Corriente de salida (I) de un panel solar como función de tensión de salida (V). El punto de máxima potencia (MPP) es el punto Pmax de la curva en el que el producto de I x V alcanza su pico.

Curva inferior:

Potencia de salida $P = I \times V$ como función de tensión de salida. Si se utiliza un controlador PWM (no MPPT) la tensión de salida del panel solar será casi igual a la tensión de la batería, e inferior a Vmp.

Seguimiento ultrarrápido del punto de máxima potencia (MPPT, por sus siglas en inglés)
Especialmente con cielos nubosos, cuando la intensidad de la luz cambia continuamente, un controlador MPPT ultrarrápido mejorará la recogida de energía hasta en un 30%, en comparación con los controladores de carga PWM, y hasta en un 10% en comparación con controladores MPPT más lentos.

Detección Avanzada del Punto de Máxima Potencia en caso de nubosidad parcial
En casos de nubosidad parcial, pueden darse dos o más puntos de máxima potencia (MPP) en la curva de tensión de carga.

Los MPPT convencionales tienden a seleccionar un MPP local, que pudiera no ser el MPP óptimo. El innovador algoritmo de BlueSolar maximizará siempre la recogida de energía seleccionando el MPP óptimo.

Excepcional eficiencia de conversión
Sin ventilador. La eficiencia máxima excede el 98%.

Algoritmo de carga flexible
Algoritmo de carga totalmente programable (consulte la sección Asistencia y Descargas -> Software en nuestra página web), y ocho algoritmos preprogramados, seleccionables mediante interruptor giratorio (ver manual para más información).

Amplia protección electrónica
Protección de sobretensión y reducción de potencia en caso de alta temperatura.
Protección de cortocircuito y polaridad inversa en los paneles FV.
Protección de corriente inversa FV.

Sensor de temperatura interna
Compensa la tensión de carga de absorción y flotación en función de la temperatura.

Opciones de datos en pantalla en tiempo real
- Smartphones, tabletas y otros dispositivos Apple y Android consulte "Mochila inteligente de conexión VE.Direct a Bluetooth"
- Panel ColorControl



Controlador de carga BlueSolar	MPPT 150/45	MPPT 150/60	MPPT 150/70	MPPT 150/85	MPPT 150/100
Tensión de la batería	Selección automática 12 / 24 / 48 V (se necesita una herramienta de software)				
Corriente de carga nominal	45 A	60 A	70 A	85 A	100 A
Potencia FV máxima, 12V 1a,b)	650 W	860 W	1000 W	1200 W	1450 W
Potencia FV máxima, 24V 1a,b)	1300 W	1720 W	2000 W	2400 W	2900 W
Potencia FV máxima, 48V 1a,b)	2600 W	3440 W	4000 W	4800 W	5800 W
Tensión máxima del circuito abierto FV	150 V máximo absoluto en las condiciones más frías 145 V en arranque y funcionando al máximo				
Eficiencia máxima	98 %				
Autoconsumo	10 mA				
Tensión de carga de "absorción"	Valores predeterminados: 14,4 / 28,8 / 43,2 / 57,6 V (ajustable)				
Tensión de carga de "flotación"	Valores predeterminados: 13,8 / 27,6 / 41,4 / 55,2 V (ajustable)				
Algoritmo de carga	variable multietapas				
Compensación de temperatura	-16 mV / °C, -32 mV / °C resp.				
Protección	Polaridad inversa de la batería (fusible, no accesible por el usuario) Polaridad inversa/Cortocircuito de salida/Sobretensión				
Temperatura de trabajo	-30 a +60°C (potencia nominal completa hasta los 40°C)				
Humedad	95 %, sin condensación				
Puerto de comunicación de datos y on-off remoto	VE.Direct (consulte el libro blanco sobre comunicación de datos en nuestro sitio web)				
Funcionamiento en paralelo	Sí (no sincronizado)				

CARCASA	
Color	Azul (RAL 5012)
Terminales FV 2)	35 mm ² /AWG2 (modelos Tr), o conectores Dual MC4 (modelos MC4)
Bornes de batería	35 mm ² / AWG2
Tipo de protección	IP43 (componentes electrónicos), IP21 (área de conexión)
Peso	3 kg 4,5 kg
Dimensiones (al x an x p)	Modelos Tr: 185 x 250 x 95 mm Modelos MC4: 215 x 250 x 95 mm Modelos Tr: 218 x 295 x 103 mm Modelos MC4: 248 x 295 x 103 mm
ESTÁNDARES	
Seguridad	EN/IEC 62109

1a) Si se conecta más potencia FV, el controlador limitará la potencia de entrada al máximo estipulado.

1b) La tensión FV debe exceder en 5V la Vbat (tensión de la batería) para que arranque el controlador.

Una vez arrancado, la tensión FV mínima será de Vbat + 1V.

2) Modelos MC4: se necesitarán varios separadores para conectar en paralelo las cadenas de paneles solares

1.3 Batería

BATERÍAS EXIDE MODELOS OPZS CLASSIC SOLAR

La gama Classic OpzS Solar ha sido utilizada durante décadas en requerimientos de energía medios y grandes.

Este acumulador de energía es una batería de plomo-ácido de bajo mantenimiento con electrólito líquido.

Debido a su robustez, larga vida de diseño y alta fiabilidad, estas baterías son ideales para el uso en estaciones solares y eólicas, telecomunicaciones, compañías de distribución de energía, ferrocarriles y muchos otros suministros de energía de equipos de seguridad.

Características

- Placas tubulares.
- Capacidad nominal 70-4600 Ah.
- Monoblocs.
- Elementos de 2 V.
- 2000 ciclos según IEC 896-1.
- Bajo mantenimiento.
- Reciclables.



Modelo	Ten.Nom. (V)	Capacidad C ₁₀₀ 1.85 V/C 25 °C Ah	Long x Anch x Alt* (mm)	Long. Inst. (mm)	Peso Incluido Acido (kg)	Peso Acido** (kg)	Resistencia Interna	Intensidad Cortocircuito Según A	Terminal	N°Term / polo
190	2	190	105 208 395	115	13.7	5.20		1.45	1400	F-M8 1
245	2	245	105 208 395	115	15.2	5.00		1.05	1950	F-M8 1
305	2	305	105 208 395	115	16.6	4.60		0.83	2450	F-M8 1
380	2	380	126 208 395	136	20.0	5.80		0.72	2850	F-M8 1
450	2	450	147 208 395	157	23.3	6.90		0.63	3250	F-M8 1
550	2	550	126 208 511	136	26.7	8.10		0.63	3250	F-M8 1
660	2	660	147 208 511	157	31.0	9.30		0.56	3650	F-M8 1
765	2	765	168 208 511	178	35.4	10.8		0.50	4100	F-M8 1
985	2	985	147 208 686	157	43.9	13.0		0.47	4350	F-M8 1
1080	2	1080	147 208 686	157	47.2	12.8		0.43	4800	F-M8 1
1320	2	1320	212 193 686	222	59.9	17.1		0.30	6800	F-M8 2
1410	2	1410	212 193 686	222	63.4	16.8		0.27	7500	F-M8 2
1650	2	1650	212 235 686	222	73.2	21.7		0.26	7900	F-M8 2
1990	2	1990	212 277 686	222	86.4	26.1		0.23	8900	F-M8 2
2350	2	2350	212 277 836	222	108	33.7		0.24	8500	F-M8 2
2500	2	2500	212 277 836	222	114	32.7		0.22	9300	F-M8 2
3100	2	3100	215 400 812	225	151	50.0		0.16	12800	F-M8 3
3350	2	3350	215 400 812	225	158	48.0		0.14	14600	F-M8 3
3850	2	3850	215 490 812	225	184	60.0		0.12	17000	F-M8 4
4100	2	4100	215 490 812	225	191	58.0		0.11	17800	F-M8 4
4600	2	4600	215 580 812	225	217	71.0		0.11	18600	F-M8 4

*La altura indicada en la tabla puede diferir dependiendo de los tapones usados.

**Densidad de ácido dN = 1.24 Kg / l.

Reservado el derecho de cambios sin previo aviso.

1.4 Inversor

[12V: 180-5000 VA]
[24V: 180-5000 VA]
[48V: 180-5000 VA]

CARACTERÍSTICAS DEL 230VAC/50HZ



- SinusMax – Diseño superior**
Un verdadero inversor sinusoidal con una eficiencia optimizada que no compromete su rendimiento. Al utilizar tecnología híbrida de alta frecuencia, obtenemos como resultado un producto de la mayor calidad, de dimensiones compactas, ligero y capaz de suministrar electricidad, sin problemas, a cualquier carga.
- Potencia de arranque adicional**
Una de las características singulares de la tecnología SinusMax es su muy alta potencia de arranque. Los inversores Phoenix, sin embargo, están bien dotados para alimentar cargas difíciles, como son frigoríficos, compresores, motores eléctricos y aparatos similares.
- Potencia prácticamente ilimitada gracias a su funcionamiento en paralelo y trifásico.**
Hasta 10 unidades Phoenix 24/5000 pueden conectarse en paralelo para alcanzar una potencia de salida de 50 KVA. También puede configurarse para funcionamiento trifásico.
- Transferencia de la carga a otra fuente CA: el conmutador de transferencia automático**
Si fuese necesario añadir un conmutador de transferencia automático en modelos con una capacidad de 1200 VA o superior, recomendamos utilizar el Phoenix MultiPlus en vez de este. El conmutador está incluido en estos productos y la función de cargador del MultiPlus puede deshabilitarse. Para los modelos de menor potencia recomendamos el uso de nuestro conmutador de transferencia automático "Filax". Los ordenadores y demás equipos electrónicos continuarán funcionando sin interrupción, ya que tanto el Filax como el Phoenix MultiPlus disponen de un tiempo de conmutación muy corto (menos de 20 milisegundos).
- Interfaz para el ordenador**
Todos los modelos de 1200 VA, o superiores, disponen de un interfaz de ordenador RS-485. Junto con el software VEConfigure se pueden personalizar todos los parámetros de los inversores. Los inversores también pueden conectarse a VEnet, la red de control de potencia de Victron Energy.

ACCESORIOS



BMV-600-5
Monitor de baterías



Panel de control del inversor Phoenix (PIV)



Funcionamiento y seguimiento controlado por ordenador (Interfaz Victron MK2)



Alarma de la batería: Indica que la tensión es demasiado alta o demasiado baja por medio de una alarma visual y sonora y de un relé de señalización remota.

Phoenix 12 Voltios Inversor 14 Voltios 48 Voltios	12/180 24/180	12/350 24/350 48/350	12/750 24/750 48/750	C12/1200 C24/1200	C12/1600 C24/1600	C12/2000 C24/2000	12/3000 24/3000 48/3000	24/5000 48/5000	
Rango de tensión de entrada (VCC)	10.5 - 15.5 21.0 - 31.0 42.0 - 62.0	10.5 - 15.5 21.0 - 31.0 42.0 - 62.0	10.5 - 15.5 21.0 - 31.0 42.0 - 62.0	9.5 - 16 19.5 - 32.2	9.5 - 16 19.5 - 33	9.5 - 16 19.5 - 33	9.5 - 16 19.5 - 33 38 - 66	9.5 - 16 19.5 - 33 38 - 66	
Potencia cont. de salida a 25 °C	180	350	750	1200 (3)	1600 (3)	2000 (3)	3000 (3)	5000 (3)	
Potencia cont. a 25 °C/40 °C (W)	175 / 150	300 / 250	700 / 650	1000 / 900 (4)	1300 / 1200 (4)	1600 / 1450 (4)	2500 / 2000 (4)	4500 / 4000 (4)	
Pico de potencia (W)	350	700	1400	2400	2300 3000	4000	6000	10000	
Eficiencia máx. 12/24/48 V (%)	91 / 92 / 92	90 / 91 / 92	91 / 93 / 94	93 / 94	93 / 94	93 / 94	93 / 94 / 95	94 / 95	
Consumo en vacío 12/24/48 (W)	2.2 / 3.0 / 4.0	3.0 / 3.5 / 4.0	12 / 12 / 12	8 / 11	8 / 11	10 / 10	15 / 15 / 16	25	
Consumo en vacío en modo de ahorro (AES) n.a.	n.a.	n.a.	3/4/5	5/8	5/8	8/10	10/10/12	20/20	
Controlador del relé multifunción o relé (2)				relay	relay	relay	relayx2	relay x2	
Protección (4)	a,b,d,h	a,b,d,h	a,b,d,h	a,b,d,c,d,f,g,h	a,b,d,c,d,f,g,h	a,b,d,c,d,f,g,h	a-h	a-h	
Características comunes	Salida: 120V ± 2% /60 Hz ± 0,2% (seleccionable por Interruptor) Temperatura de funcionamiento: -20 to +50°C Humedad: máx. 95%								
CARCASA									
Material y color	Aluminio (azul RAL 5012)								
Conexión de la batería	1)	1)	Conarusca 1)	1)	1)	Pernos M8	Pernos M8	Pernos M8	
Conexión 230 V AC	IEC-320 (enchufe IEC-320 incluido) o Schuko			G-ST181	G-ST181	Abrazadera de resorte	Abrazadera de tornillo		
Tipo de protección	IP20	IP20	IP20	IP21	IP21	IP21	IP21	IP21	
Peso (kg)	2.7	3.5	2.7	10	10	12	18	30	
Dimensiones (a l x an x p en mm)	72x132x200	72x155x237	72x180x295	375x214x110	375x214x110	520x255x125	362x258x218	444x328x240	
ACCESORIOS									
Panel remoto				√ (PIV)	√ (PIV)	√ (PIV)	√ (PIV)	√ (PIV)	
Interruptor on/off remoto	√	√	√	√	√	√	√	√	
Conmutador de transferencia automático	FILAX	FILAX	FILAX	Phoenix multi					Quattro
NORMATIVAS									
Seguridad	EN 60950			EN 60335-1					
Emisiones/Normativas	EN 55014-1 / EN55014-2								
Directiva de automoción	95/54/EC and 2004/104/EC								

1) Cables de batería de 1,5 metros 2) Relé multifunción que puede configurarse como alarma general, subtensión CC o señal de arranque para el generador
3) Puede funcionar en paralelo o en trifásico 4) Protección
a. Cortocircuito de salida b. Sobrecarga c. Tei d. Temperatura demasiado alta
e. Detección de polaridad invertida de la batería f. 230 VCA en la salida del Inversor g. Or h. Temperatura demasiado alta



1.5 Cableado

EXZHELLENT XXI 1000 V RZ1-K (AS)



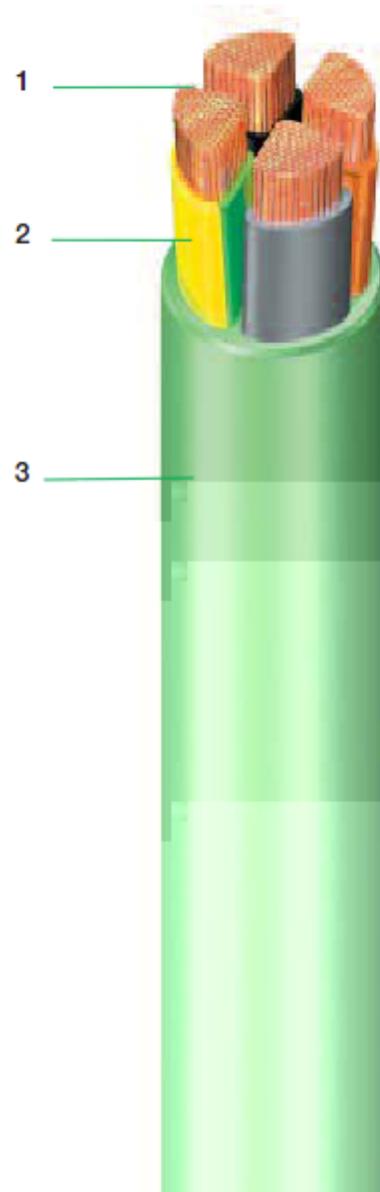
Tensión 0,6/1 kV



NORMAS CONSTRUCTIVAS:	NACIONAL/EUROPEA	INTERNACIONAL
UNE 21123-4	UNE-EN 60332-1-2 UNE-EN 50266-2-4 UNE-EN 50267 UNE-EN 61034-2	IEC 60332-1-2 IEC 60332-3-24 IEC 60754 IEC 61034-2

CONSTRUCCIÓN:

- 1.- **CONDUCTOR:**
Cobre flexible clase 5 para instalación fija (-K).
- 2.- **AISLAMIENTO:**
Poliétileno reticulado (R).
- 3.- **CUBIERTA:**
Polioléfina termoplástica ignífuga, libre de halógenos (Z1).



APLICACIONES Y CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES:

La serie de cables EXZHELLENT XXI 1000 V, está constituida por cables flexibles unipolares y multipolares de 600/1000 V, correspondiendo su designación técnica a RZ1-K (AS).

A partir de la sección de 50 mm² inclusive se ofrece la configuración **SECTORFLEX®** con conductor sectorial flexible que, manteniendo idénticas prestaciones eléctricas y los mismos terminales y accesorios convencionales que el cable circular, consigue un menor diámetro y peso del cable, incrementando significativamente su manejabilidad y facilidad de instalación.

Son cables especialmente indicados para ser instalados en viviendas (línea general de alimentación y derivaciones individuales) según indica el Reglamento de Baja Tensión en las correspondientes **ITC-BT-14** y **15**, en los locales de pública concurrencia según **ITC-BT-28**, así como en aquellos lugares donde se pretenda elevar el grado de seguridad.

Los cables EXZHELLENT XXI 1000 V son productos certificados con la marca AENOR.

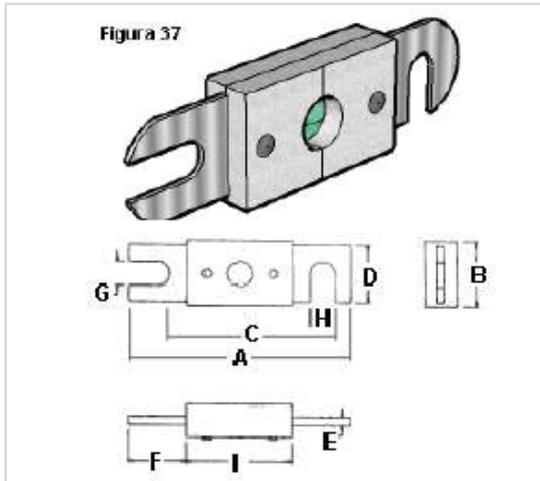
Es capaz de trabajar a muy baja temperatura (-40 °C).

La temperatura máxima del conductor en servicio permanente es de 90 °C.

1.6 Protecciones

1.6.1 Fusibles

MODELO NI105-N



Los fusibles DELTA modelo NI105 de fusión Normal, son diseñados para la protección de sistemas con baterías de corriente continua en camiones motorizados.

Información General.

- Los fusibles NI105 se fabrican para uso en 32 V dc o 130 V ac
- Para protección de cables en equipos móviles con baterías.
- Elemento de cobre con plateado electrolítico.
- Cuerpo sellado no combustible.
- Ventanilla de mica para visualizar estado del fusible.



Características mecánicas

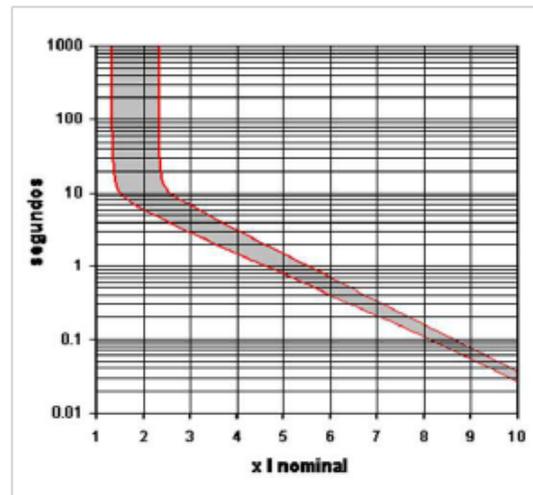
Número	Modelo	Figura	Material del cuerpo	A	B	C	D	E	F	G	H	I
105	NI	37	Fibro cemento	83	22	62,5	19		22,5	8,5	8,5	37

Nota: Dimensiones en milímetros.

Características eléctricas

Código	Amper	Volts DC/AC	Fusión
NI105-40N	40	32/130	N
NI105-50N	50	32/130	N
NI105-60N	60	32/130	N
NI105-70N	70	32/130	N
NI105-75N	75	32/130	N
NI105-80N	80	32/130	N
NI105-100N	100	32/130	N
NI105-150N	150	32/130	N
NI105-170N	170	32/130	N
NI105-175N	175	32/130	N
NI105-200N	200	32/130	N
NI105-225N	225	32/130	N
NI105-250N	250	32/130	N
NI105-275N	275	32/130	N
NI105-300N	300	32/130	N
NI105-320N	320	32/130	N
NI105-350N	350	32/130	N
NI105-375N	375	32/130	N
NI105-400N	400	32/130	N
NI105-425N	425	32/130	N
NI105-450N	450	32/130	N
NI105-475N	475	32/130	N
NI105-500N	500	32/130	N

Zona de operación fusible DELTA NI105 fusión normal



1.6.2 Magnetotérmico



2,80 €

115 artículos

Modelo eB-2-25-C

Condición Nuevo

Magnetotérmico Marca Chint gama eB para uso doméstico

SE SUMINISTRA EN :	UNIDADES SUELTAS
SECTOR:	DOMÉSTICO
MARCA:	CHINT ELECTRIC
Nº DE POLOS:	2 POLOS
TENSIÓN :	230 / 400 VOLTIOS
INTENSIDAD NOMINAL:	25 A
CURVA:	C
PODER DE CORTE:	6 KA

1.6.3 Diferencial



12,85 €

116 artículos

Modelo NL1-2-25-30AC

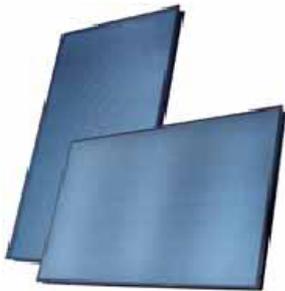
Condición Nuevo

Interruptor Diferencial 2P 25 A 30 mA tipo AC Marca Chint

SE SUMINISTRA EN :	UNIDADES SUELTAS
SECTOR:	DOMÉSTICO
MARCA:	CHINT ELECTRIC
Nº DE POLOS:	2 POLOS
TENSIÓN :	230 / 400 VOLTIOS
INTENSIDAD NOMINAL:	25 A
PODER DE CORTE:	6 KA

2 SOLAR TERMICA

2.1 Captador

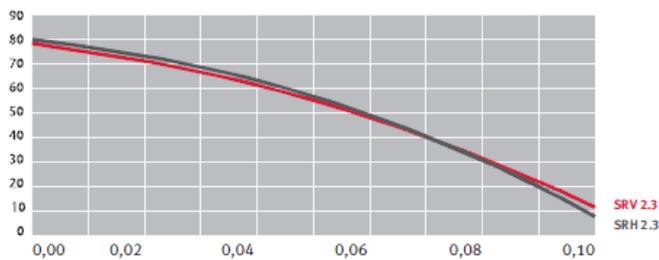


Captadores planos serie SR

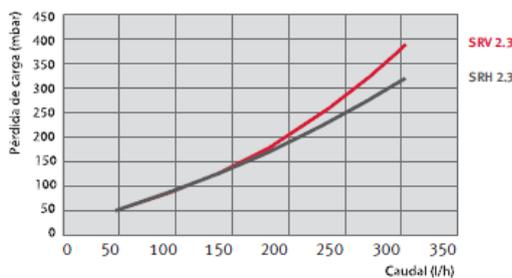
		Helioplan SRV 2.3	Helioplan SRH 2.3
Referencia		0010008905	0010008906
Tipo instalación		Vertical	Horizontal
Área de absorción	m ²	2,327	
Área de apertura	m ²	2,352	
Área total	m ²	2,51	
Dimensiones	HxLxD mm	2.033 x 1.233 x 80	
Peso	Kg	38	
Volumen	L	1,85	2,16
Temperatura máxima estancamiento	°C	210	
Presión máxima	bar	10	
Absorbedor	mm	Aluminio (tratamiento selectivo al vacío)	
		Altamente selectivo (azul)	
Tratamiento selectivo	%	$\alpha = 0,94$	
	%	$\epsilon = 0,05$	
Cubierta de vidrio	mm	3,2	
Tipo de vidrio		Vidrio solar de seguridad (bajo contenido en hierro)	
Transmisión	%	$\tau = 91$	
	mm	40	
Aislamiento trasero	W/m ² K	$\lambda = 0,035$	
	Kg/m ³	$\rho = 55$	

Superficie de absorción		
Rendimiento η_0		0,798
Pérdidas K1	W/m ² K	2,440
Pérdidas K2	W/m ² K ²	0,050
Superficie de apertura		
Rendimiento η_0		0,790
Pérdidas K1	W/m ² K	2,414
Pérdidas K2	W/m ² K ²	0,049

Rendimiento de los captadores



Pérdida de carga de los captadores



NOTA: Todos los captadores Saunier Duval pueden trabajar tanto en Low-Flow como en High-Flow

2.2 Acumulador

Interacumuladores vitrificados VE/FE

Características

- Cuba de acero vitrificado
- Aislamiento de 32 a 75 mm (según modelo)
- Ánodo de protección de magnesio
- Modelos murales (VE) y de suelo (FE) para instalación vertical
- Modelos con 1 ó 2 serpentines
- Modelos de 75 a 500 litros



Datos técnicos

		VE 75 S	VE 100 S	VE 150 S	FE 120 S	FE 150 S	FE 200 S	FE 300 S	FE 400 S	FE 500 S	FE 300 SC
Referencia		0010002847	0010002848	0010002849	0010002683	0010002684	0010002685	0010002850	0010002851	0010002860	0010002852
Tipo instalación		Mural	Mural	Mural	Suelo						
Capacidad nominal	L	75	100	150	114	151	200	295	404	496	289
Presión máxima ACS	bar	7	7	7	10	10	10	10	10	10	10
Superficie serpentín	m ²	0,62	0,81	0,81	0,85	0,90	1,17	1,60	1,50	2,10	1,60/0,70*
Temperatura máxima ACS	°C	85	85	85	85	85	85	85	85	85	85
Espesor de aislamiento	mm	32	32	32	50	50	50	75	75	75	75
Presión máxima circuito solar	bar	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
Volumen fluido solar	L	4,0	5,3	4,6	5,9	6,2	8,1	10,7	9,9	14,2	10,7
Temperatura máx. fluido solar	°C	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110
Peso en vacío	Kg	42	54	63	62	73	89	125	145	165	150
Dimensiones											
A	mm	715	874	1.215	753	966	1.240	1.775	1.475	1.775	1.475
B	mm	260	340	340	564	604	604	130	159	159	159
C	mm	500	570	1.050	525	650	792	1.086	862	1.062	862
D	mm	300	350	360	-	-	-	216	245	245	245
E	mm	450	450	450	-	-	-	500	650	650	650
F	mm	-	-	-	-	-	-	1.632	1.301	1.601	1.301
G	mm	-	-	-	-	-	-	981	760	960	760
H	mm	-	-	-	-	-	-	660	810	810	810
I	mm	-	-	-	-	-	-	725	875	875	875

VE 75/100/150 S

1. Retorno del panel solar 1" - 2. Ida hacia el panel solar 1" - 3. Racor agua caliente 3/4" - 4. Racor agua fría 3/4" - 5. Ánodo de protección

FE 120/150/200 S

1. Racor Agua fría 3/4" - 2. Racor agua caliente 3/4" - 3. Conducto solar captador-depósito 1" - 4. Conducto solar depósito-captador 1" - 5. Racor recirculación 3/4" - 6. Sonda de temperatura del acumulador - 7. Ánodo de protección - 8. Vaciado

FE 300/400/500 S · FE 300 SC

1. Boca de limpieza - 2. Conexión para resistencia eléctrica 1-1/2" - 3. Salida agua caliente 1" - 4. Toma para recirculación 3/4" - 5. Entrada primario solar 1" - 6. Salida primario solar 1" - 7. Entrada agua fría 1" - 8. Vaina para sonda de temperatura inferior - 9. Ánodo de protección de magnesio - 10. Vaina para sonda de temperatura superior - 11. Entrada de calefacción auxiliar 1" (mod. FE 300 SC) - 12. Salida de calefacción auxiliar 1" (mod. FE 300 SC)

2.3 Aislamiento tuberías

04 AISLAMIENTO TUBULAR FLEXIBLE AUTOADHESIVO Clase M1

Inocell

Características:

- Grueso: ≤ 25 mm.
- Elastómero extruido de célula cerrada Nitril - PVC
- Conductibilidad térmica λ:
0,033 W(m.k) a 0°C
0,034 W(m.k) a 10°C
0,037 W(m.k) a 40°C
- Temp. trabajo tubos: -40 a +110°C
- Coef. permeabilidad (UNI 9233): ≥ μ 10.000
- Clasificación al fuego: B_L S2 d0
- Resistencia al ozono*: Excelente
- Resist. agentes atmosféricos*: Excelente
- Longitud estándar: 2 mts.

(*) Consulte dpto. técnico



SUMINISTRO
CAJA
COMPLETA

Características:

- Grueso: > 25 mm.
- Conductibilidad térmica λ:
0,036 W/mk a 0°C
0,037 W/mk a 10°C
0,040 W/mk a 40°C
- Escala de temperatura
tubo: -45 a 110° C
manta: -45 a 85°C
- Factor fusión vapor agua: ≥ μ 7.000
- Flexibilidad: Excelente
- Clasificación al fuego: B_L S3 d0
- Reducción al ruido: 32 dB (A)
- Densidad: 65±10 Kg/m³
- Longitud estándar: 2 mts

Código	Artículo					Metro lineal €
	Ref.	Ø nominal	Ø Cobre	Ø Hierro	Cont. caja	
ESPESOR 25 mm						
IA 04 401	12 x 25	12	1/2"	—	54	5,82
IA 04 402	15 x 25	15	5/8"	—	52	5,87
IA 04 403	18 x 25	18	3/4"	3/8"	50	5,97
IA 04 404	22 x 25	22	7/8"	1/2"	42	6,01
IA 04 405	25 x 25	25	1"	—	40	6,76
IA 04 406	28 x 25	28	1-1/8"	3/4"	40	7,21
IA 04 407	35 x 25	35	1-3/8"	1"	24	8,10
ESPESOR 30 mm						
IA 04 411	15 x 30	15	5/8"	—	52	6,50
IA 04 412	18 x 30	18	3/4"	3/8"	50	6,87
IA 04 413	22 x 30	22	7/8"	1/2"	24	7,64
IA 04 414	25 x 30	25	1"	—	24	8,35
IA 04 415	28 x 30	28	1-1/8"	3/4"	24	9,15
IA 04 416	35 x 30	35	1-3/8"	1"	18	9,72
IA 04 417	42 x 30	42	1-5/8"	1-1/4"	18	9,72
IA 04 418	48 x 30	48	—	1-1/2"	16	10,60
IA 04 419	54 x 30	54	2-1/8"	—	16	11,44
IA 04 420	60 x 30	60	2-3/8"	2"	12	12,14
IA 04 421	64 x 30	64	2-5/8"	—	12	12,98
IA 04 422	76 x 30	76	3"	2-1/2"	10	14,30
IA 04 423	89 x 30	89	3-1/2"	3"	8	16,55
IA 04 424	102 x 30	102	—	3-1/2"	8	21,59
IA 04 425	108 x 30	108	4"	—	6	21,62
IA 04 426	114 x 30	114	4-1/2"	4"	6	21,66
IA 04 427	140 x 30	140	—	5"	4	26,13
IA 04 428	160 x 30	160	—	—	4	37,19
IA 04 429	168 x 30	168	—	6"	4	39,47
ESPESOR 40 mm						
IA 04 441	18 x 40	18	3/4"	3/8"	22	13,96
IA 04 442	22 x 40	22	7/8"	1/2"	22	14,70
IA 04 443	25 x 40	25	1"	—	16	15,71
IA 04 444	28 x 40	28	1-1/8"	3/4"	16	15,94
IA 04 445	35 x 40	35	1-3/8"	1"	16	17,19
IA 04 446	42 x 40	42	1-5/8"	1-1/4"	16	17,76
IA 04 447	48 x 40	48	—	1-1/2"	12	19,27
IA 04 448	54 x 40	54	2-1/8"	—	10	19,64
IA 04 449	60 x 40	60	2-3/8"	2"	10	19,98
IA 04 450	64 x 40	64	2-5/8"	—	10	20,82
IA 04 451	76 x 40	76	3"	2-1/2"	10	21,59
IA 04 452	80 x 40	80	—	—	10	22,19
IA 04 453	89 x 40	89	3-1/2"	3"	10	22,83
IA 04 454	102 x 40	102	—	3-1/2"	8	24,95
IA 04 455	114 x 40	114	4-1/2"	4"	6	26,53
IA 04 456	140 x 40	140	—	5"	6	29,05
IA 04 457	160 x 40	160	—	—	4	40,18
IA 04 458	168 x 40	168	—	6"	4	40,82

2.4 Vaso de expansión

• Vasos expansión energía solar

Código	Artículo	Capacidad l	Presión máx. bar	Dimensiones D x H	Conex. agua Ø	Precarga bar	€
	<ul style="list-style-type: none"> • Temperatura máxima: 130°C • Precarga: 2,5 bar • Apto para el uso hasta 50% anticongelante 						
	MEMBRANA FIJA						
SO 09 021	5 SMF	5	10	200x250	3/4"	2,5	27,30
SO 09 022	8 SMF	8	10	200x340	3/4"	2,5	30,45
SO 09 023	12 SMF	12	10	270x310	3/4"	2,5	34,65
SO 09 024	18 SMF	18	10	270x415	3/4"	2,5	36,76
SO 09 025	24 SMF	24	8	320x430	3/4"	2,5	44,10
	MEMBRANA INTERCAMBIABLE						
SO 09 026	35 SMR-P	35	10	360x615	1"	2,5	120,75
SO 09 027	50 SMR-P	50	10	360x750	1"	2,5	141,75
SO 09 028	80 SMR-P	80	10	450x750	1"	2,5	178,50
SO 09 029	100 SMR-P	100	10	450x850	1"	2,5	280,36
SO 09 030	220 SMR	200	10	485x1400	1-1/2"	2,5	591,16
SO 09 031	350 SMR	300	10	485x1965	1-1/2"	2,5	751,81
SO 09 032	500 SMR	500	10	600x2065	1-1/2"	2,5	1.057,35
SO 09 033	700 SMR	700	10	700x2145	1-1/2"	2,5	1.781,85

2.5 Bomba

Grupos de bombeo 6 y 22 L/min

Para instalaciones individuales y colectivas de ACS

Los grupos de bombeo están concebidos para facilitar al máximo su trabajo al proyectista y al instalador.

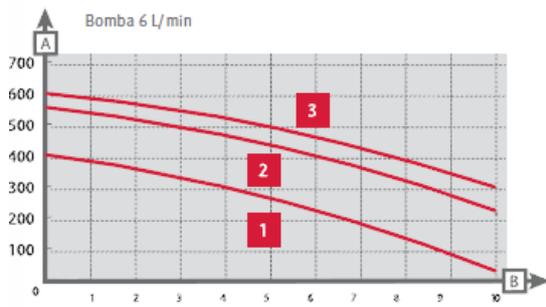
Saunier Duval pone a disposición de los profesionales dos grupos de bombeo diferenciados fundamentalmente por la bomba de circulación que incorporan. El grupo de bombeo para instalaciones colectivas dispone de una bomba con un caudal máximo de 22 L/min que nos permite cubrir edificios hasta 14-16 viviendas.



Referencia	Para instalaciones individuales	Para instalaciones colectivas
	0020129142	0020129145

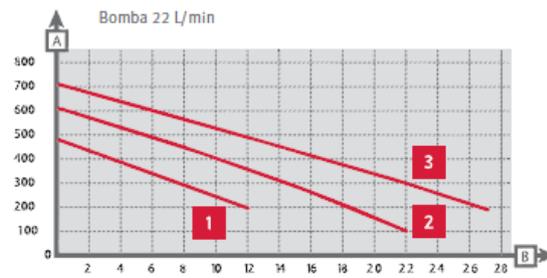
Caudal máximo de la bomba L/min 6 22

Incluyen: bomba de circulación, grupo de seguridad con manómetro, llaves de llenado y vaciado, válvula de seguridad, etc.



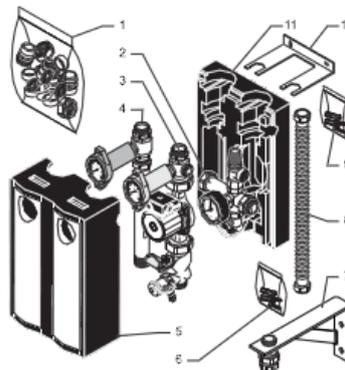
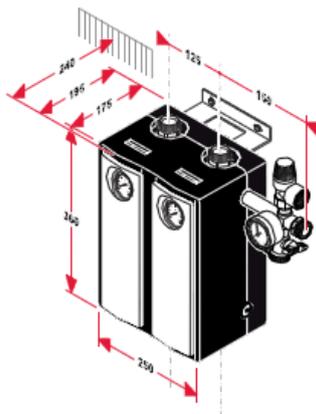
A. Presión mbar
B. Caudal L/min

1. Velocidad "I"
2. Velocidad "II"
3. Velocidad "III"



La velocidad viene determinada por el dimensionado de la instalación solar. El caudal real indicado por la curva característica de la bomba debe ser ligeramente superior al caudal nominal de la instalación.

Dimensiones y despiece



- 1 Bolsa de conexionado
- 2 Grupo de seguridad con manómetro, llave de llenado y válvula de seguridad
- 3 Conducto solar montante con clapet antiretorno, limitador de caudal con llave de llenado/vaciado, bomba de circulación, llave de corte y visualizador de temperatura
- 4 Conducto solar descendente con clapet antiretorno, llave de corte y visualizador de temperatura
- 5 Panel de protección delantero
- 6 Bolsa de fijación
- 7 Escuadra de fijación vaso de expansión / vaso de pre-expansión (opcional) con racor
- 8 Tubo flexible
- 9 Bolsa de fijación
- 10 Escuadra de fijación estación solar
- 11 Panel de protección trasero



Universidad de León

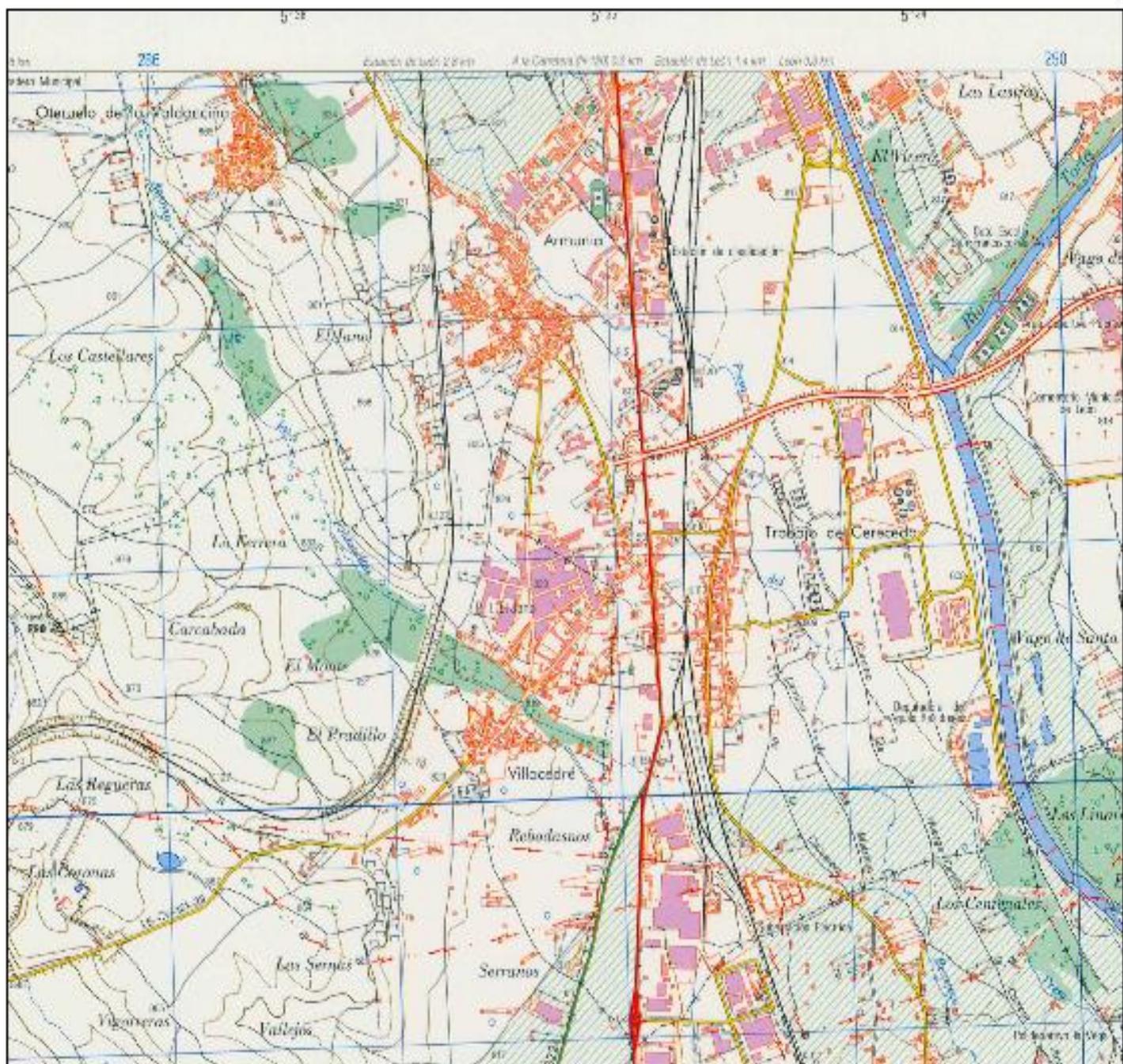


Escuela Superior y Técnica de
Ingenieros de Minas

PLANOS

INDICE

- 1 Plano localización**
- 2 Plano ubicación**
- 3 Plano general de elementos**
- 4 Plano distribución instalación solar fotovoltaica**
- 5 Plano distribución instalación solar térmica**
- 6 Plano conexionado sistema solar fotovoltaico**



UNIVERSIDAD DE LEÓN
ESCUELA SUPERIOR Y TÉCNICA DE INGENIEROS DE MINAS



GRADO EN INGENIERÍA DE LA ENERGÍA

PROYECTO DE **Instalación solar fotovoltaica aislada e instalación solar térmica para contribución de ACS**

PLANO DE LOCALIZACIÓN

ESCALA

1:25000

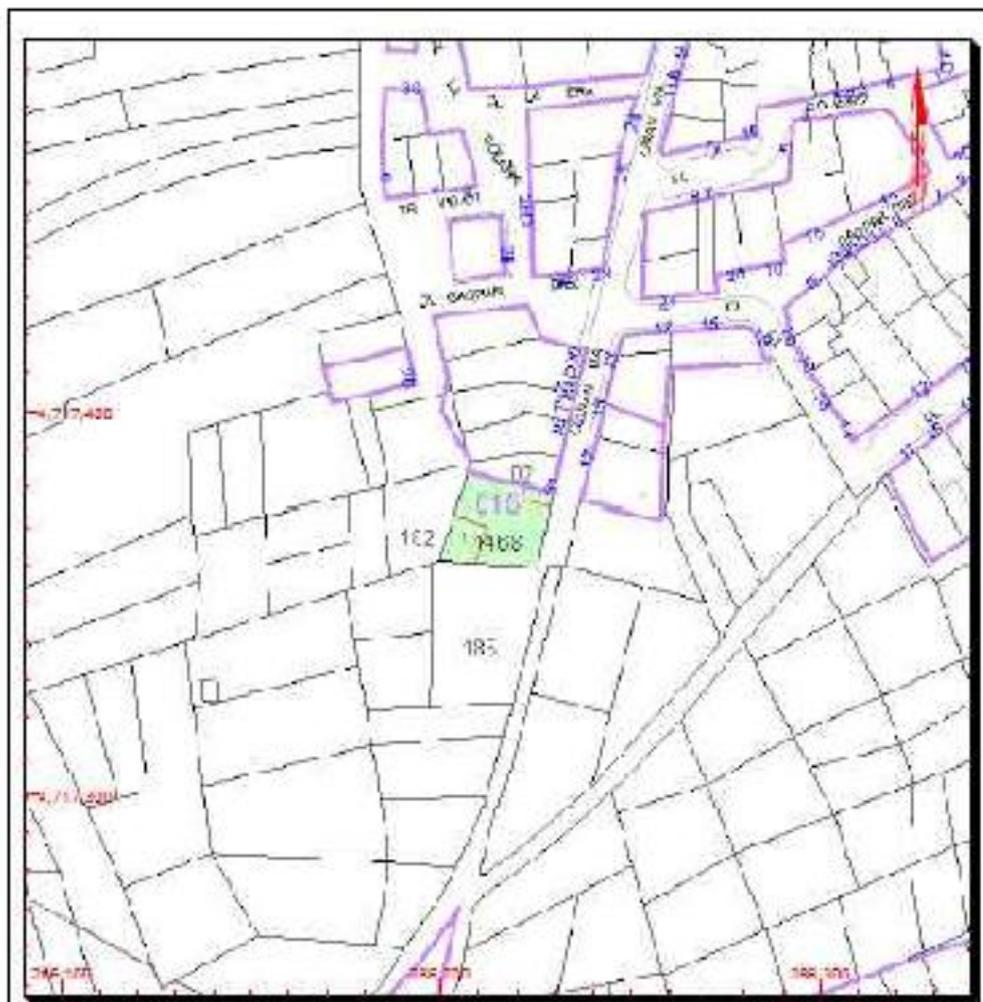
PLANO Nº

1

FECHA

15/06/16

Fdo.: Sergio Mejías Pérez



UNIVERSIDAD DE LEÓN
ESCUELA SUPERIOR Y TÉCNICA DE INGENIEROS DE MINAS



GRADO EN INGENIERÍA DE LA ENERGÍA

PROYECTO DE **Instalación solar fotovoltaica aislada e instalación solar térmica para contribución de ACS**

PLANO DE **UBICACIÓN**

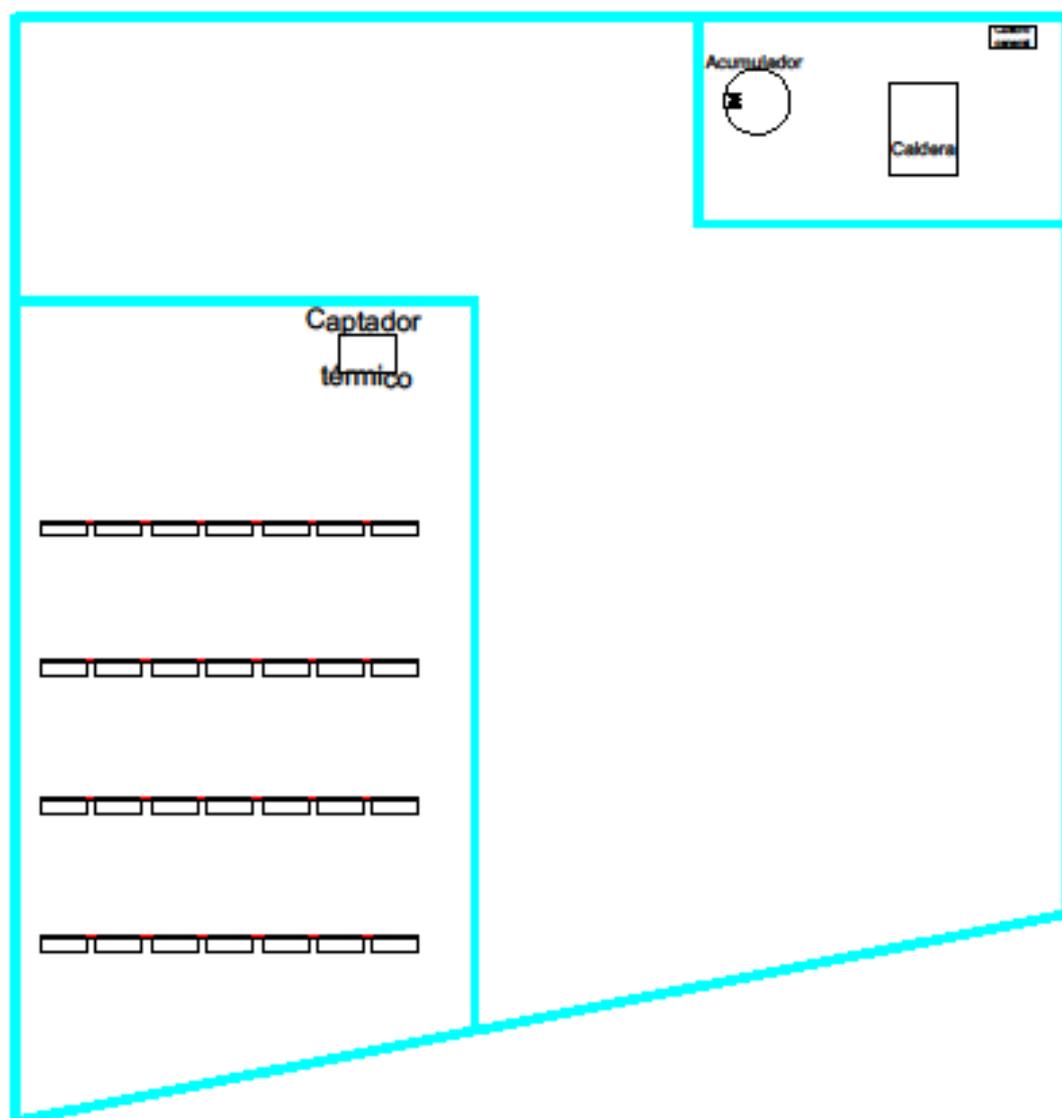
ESCALA **1:2000**

PLANO Nº

2

FECHA **15/06/16**

Fdo: **Sergio Mejías Pérez**



UNIVERSIDAD DE LEÓN
ESCUELA SUPERIOR Y TÉCNICA DE INGENIEROS DE MINAS



GRADO EN INGENIERÍA DE LA ENERGÍA

PROYECTO DE **Instalación solar fotovoltaica aislada e instalación solar térmica para contribución de ACS**

PLANO DE **Ubicación de elementos**

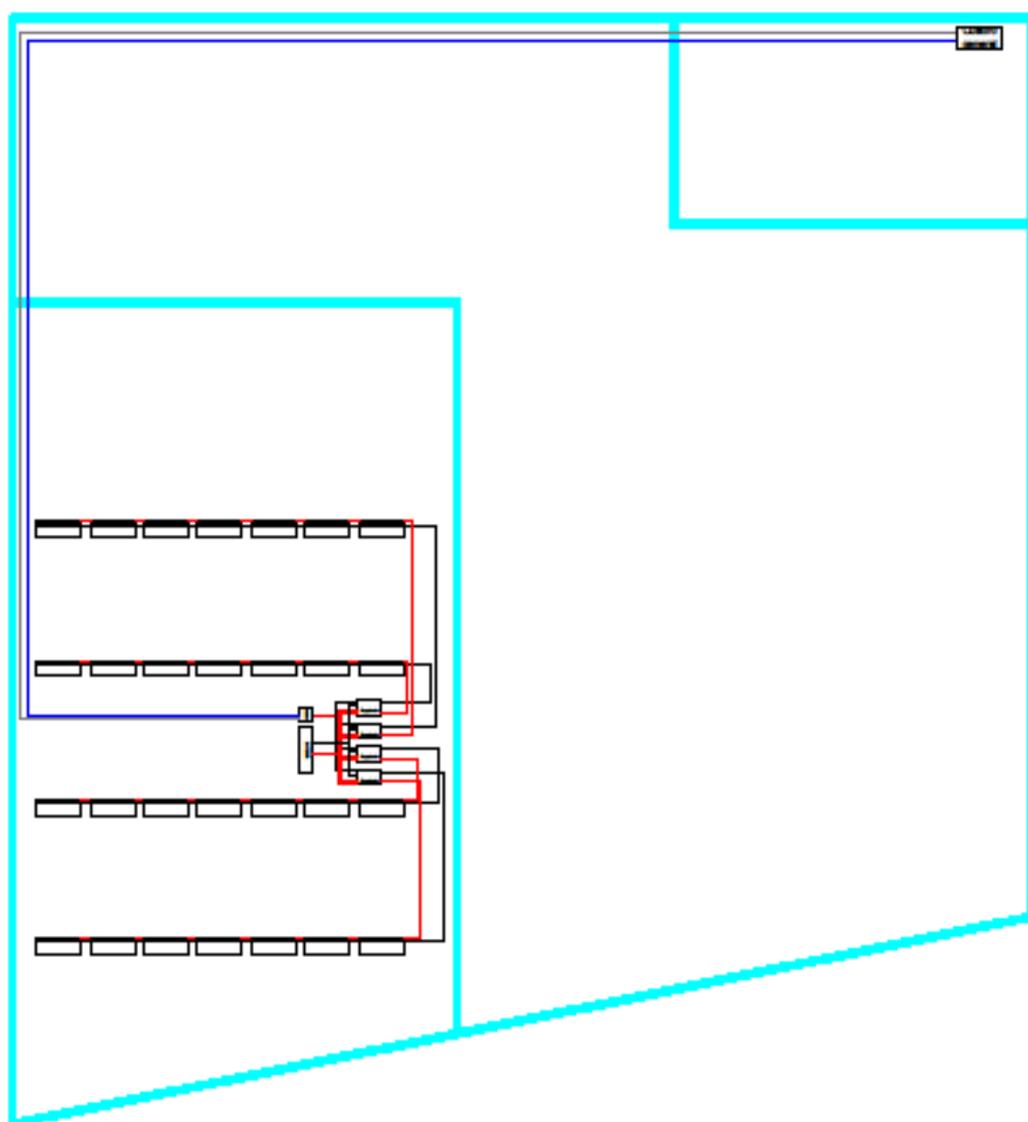
ESCALA **1:200**

PLANO Nº

FECHA **15/06/16**

Fdo.: **Sergio Mejías Pérez**

3



UNIVERSIDAD DE LEÓN
ESCUELA SUPERIOR Y TÉCNICA DE INGENIEROS DE MINAS



GRADO EN INGENIERÍA DE LA ENERGÍA

PROYECTO DE **Instalación solar fotovoltaica aislada e instalación solar térmica para contribución de ACS**

PLANO DE **Distribución instalación solar fotovoltaica**

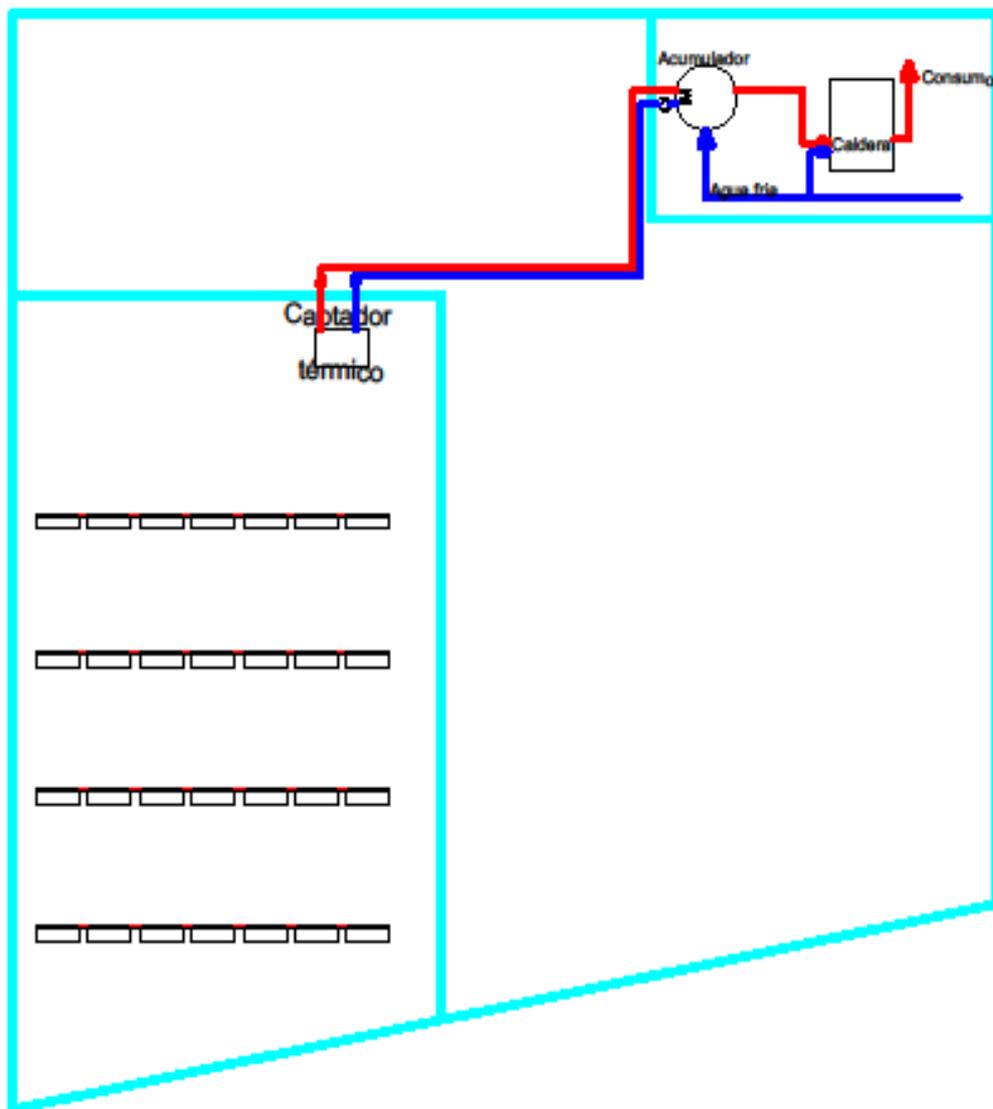
ESCALA **1:200**

PLANO Nº

FECHA **15/06/16**

Fdo.: **Sergio Mejías Pérez**

4



UNIVERSIDAD DE LEÓN
ESCUELA SUPERIOR Y TÉCNICA DE INGENIEROS DE MINAS

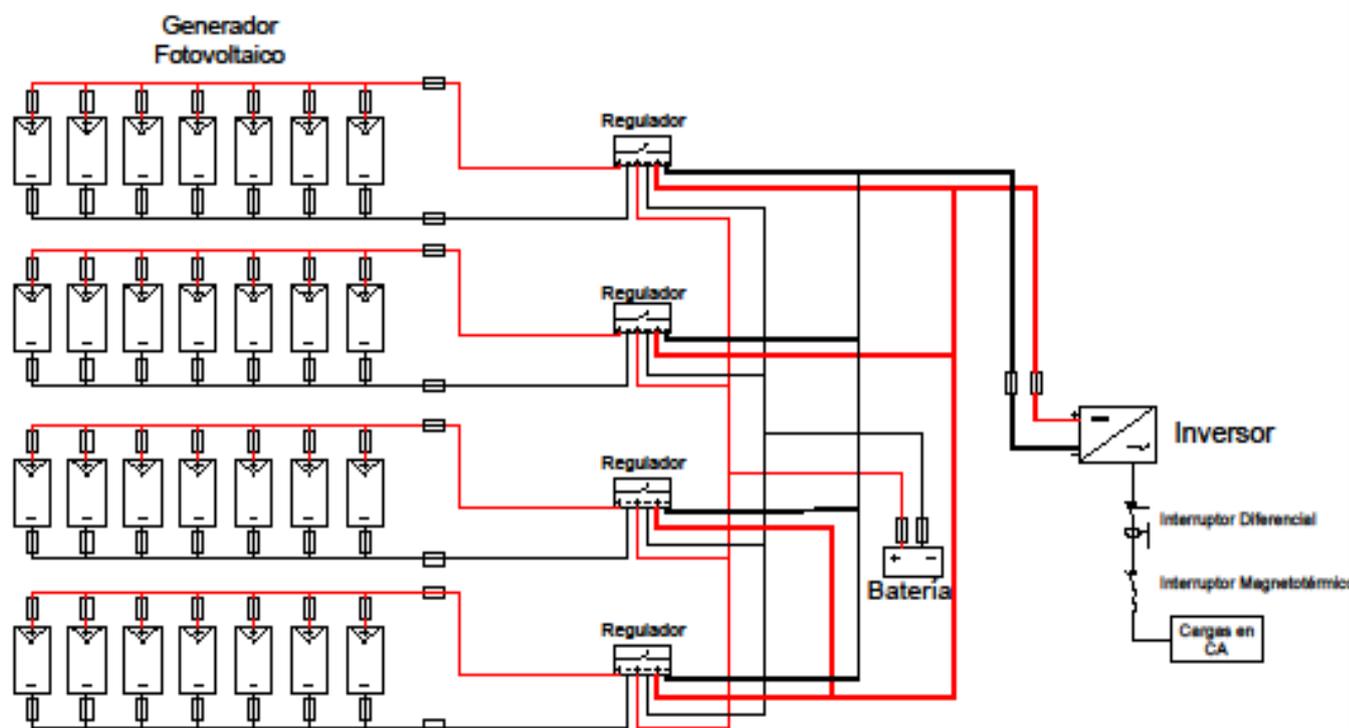


GRADO EN INGENIERÍA DE LA ENERGÍA

PROYECTO DE **Instalación solar fotovoltaica aislada e instalación solar térmica para contribución de ACS**

PLANO DE **Distribución instalación solar térmica**

ESCALA	1:200	Fdo.: Sergio Mejías Pérez	PLANO Nº
FECHA	15/06/16		5



UNIVERSIDAD DE LEÓN
ESCUELA SUPERIOR Y TÉCNICA DE INGENIEROS DE MINAS



GRADO EN INGENIERÍA DE LA ENERGÍA

PROYECTO DE **Instalación solar fotovoltaica aislada e instalación solar térmica para contribución de ACS**

PLANO DE **Esquema conexionado sistema solar fotovoltaico**

ESCALA **n/n**

PLANO Nº

FECHA **15/06/16**

Fdo.: **Sergio Mejías Pérez**

6



Universidad de León



Escuela Superior y Técnica
de Ingenieros de Minas

PLIEGO DE CONDICIONES TÉCNICAS

INDICE

1	Introducción.....	69
2	Pliego de condiciones técnicas instalación solar fotovoltaica.....	69
2.1	Objeto.....	69
2.2	Diseño.....	70
2.2.1	Orientación, inclinación y sombras	70
2.3	Componentes y materiales	71
2.3.1	Generadores fotovoltaicos.....	72
2.3.2	Estructura soporte	72
2.3.3	Acumuladores de plomo-ácido	73
2.3.4	Reguladores de carga.....	74
2.3.5	Inversor	76
2.3.6	Cargas de consumo.....	77
2.3.7	Cableado.....	78
2.3.8	Protecciones y puesta a tierra.....	78
2.4	Recepción y pruebas	79
2.5	Requerimientos técnicos del contrato de mantenimiento.....	80
2.5.1	Generalidades.....	80
2.5.2	Programa de mantenimiento	80
2.6	Garantías	81
2.6.1	Ámbito general de la garantía	81
2.6.2	Plazos	81
2.6.3	Condiciones económicas.....	82
2.6.4	Lugar y tiempo de la prestación	82
2.6.5	Anulación de la garantía	82
2.7	Mantenimiento instalación solar fotovoltaica	83
2.7.1	Mantenimiento de los componentes	84
3	Pliego de condiciones técnicas instalación solar térmica	87
3.1	Objeto y campo de aplicación	87
3.2	Requisitos generales	87

3.2.1	Fluido de trabajo.....	87
3.2.2	Protección contra heladas.....	88
3.2.3	Sobrecalentamientos	89
3.2.4	Resistencia a la presión.....	90
3.2.5	Prevención de flujo inverso.....	90
3.2.6	Prevención de la legionelosis	90
3.3	Criterios generales de diseño	91
3.3.1	Dimensionado y cálculo	91
3.3.2	Diseño del sistema de captación	93
3.3.3	Diseño del sistema de acumulación solar	94
3.3.4	Diseño del circuito hidráulico	96
3.3.5	Recomendaciones específicas adicionales para sistemas por circulación natural	97
3.3.6	Requisitos específicos adicionales para sistemas directos	97
3.3.7	Diseño del sistema de energía auxiliar	97
3.4	Mantenimiento instalación solar térmica.....	98
3.4.1	Programa de mantenimiento	99
3.4.2	Plan de vigilancia	100
3.4.3	Plan de mantenimiento preventivo.....	100
3.4.4	Instrucciones en caso de emergencia.....	103
3.4.5	Especificaciones técnicas	104

1 Introducción

El objetivo del documento es fijar las condiciones técnicas que ambas instalaciones tienen que cumplir.

Como son dos instalaciones diferentes cada una con sus condiciones técnicas se detallarán por separado las condiciones que deben cumplir.

2 Pliego de condiciones técnicas instalación solar fotovoltaica

2.1 Objeto

Este documento tiene por objeto fijar las condiciones técnicas mínimas que deben cumplir las instalaciones solares fotovoltaicas aisladas de red que por sus características estén comprendidas en:

- Electrificación de viviendas.
- Alumbrado público.
- Aplicaciones agropecuarias.
- Bombeo y tratamiento de agua.
- Aplicaciones mixtas con otras fuentes de energías renovables.

El documento pretende servir de guía para instaladores y fabricantes de equipos, definiendo las especificaciones mínimas que debe cumplir una instalación para asegurar su calidad, en beneficio del usuario y del propio desarrollo de esta tecnología.

Se valorará la calidad final de la instalación por el servicio de energía eléctrica proporcionado (eficiencia energética, correcto dimensionado, etc.) y por su integración en el entorno.

El ámbito de aplicación de este Pliego de Condiciones Técnicas se aplica a todos los sistemas mecánicos, eléctricos y electrónicos que forman parte de las instalaciones.

En determinados supuestos del proyecto se podrán adoptar, por la propia naturaleza del mismo o del desarrollo tecnológico, soluciones diferentes a las exigidas en este PCT, siempre que quede suficientemente justificada su necesidad y que no impliquen una disminución de las exigencias mínimas de calidad especificadas en el mismo.

Este PCT está asociado a las líneas de ayuda para la promoción de instalaciones de energía solar fotovoltaica en el ámbito del Plan de Energías Renovables.

2.2 Diseño

2.2.1 Orientación, inclinación y sombras

Las pérdidas de radiación causadas por una orientación e inclinación del generador distintas a las óptimas, y por sombreado, en el período de diseño, no serán superiores a los valores especificados en la siguiente tabla:

Tabla 2.2.1 Pérdidas máximas permitidas

Pérdidas de radiación del generador	Valor máximo permitido (%)
Inclinación y orientación	20
Sombras	10
Combinación de ambas	20

El cálculo de las pérdidas de radiación causadas por una inclinación y orientación del generador distinta a las óptimas se hará de acuerdo a lo descrito a continuación:

Se determinará la orientación e inclinación óptimas (α_{-0° , β_{opt}) para el período de diseño elegido. En la siguiente tabla se presentan períodos de diseño habituales y la correspondiente inclinación del generador (β) que hace que la colección de energía sea máxima.

Tabla 2.2.2 Inclinación óptima en función del periodo de diseño

Periodo de diseño	Ángulo de inclinación (β_{opt})
Invierno	Latitud + 20°
Todo el año	Latitud + 10°
Primavera y verano	Latitud - 10°

El diseñador buscará, en la medida de lo posible, orientar el generador de forma que la energía captada sea máxima en el período de diseño. Sin embargo, no será siempre posible orientar e inclinar el generador de forma óptima, ya que pueden influir otros factores como son la acumulación de suciedad en los módulos, la resistencia al viento, las sombras, etc. Para calcular el factor de irradiación para la orientación e inclinación elegidas se utilizará la expresión aproximada:

$$FI = 1 - \left[1,2 \cdot 10^{-4} \cdot (\beta - \beta_{opt})^2 + 3,5 \cdot 10^{-5} \cdot \alpha^2 \right] \text{ para } 15^\circ < \beta < 90^\circ$$

$$FI = 1 - \left[1,2 \cdot 10^{-4} \cdot (\beta - \beta_{opt})^2 \right] \text{ para } \beta \leq 15^\circ$$

En aquellos casos en los que, por razones justificadas, no se verifiquen las condiciones de la tabla 2.2.1, se evaluarán las pérdidas totales de radiación, incluyéndose el cálculo en la Memoria de Solicitud.

2.3 Componentes y materiales

Todas las instalaciones deberán cumplir con las exigencias de protecciones y seguridad de las personas, y entre ellas las dispuestas en el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión o legislación posterior vigente.

Como principio general, se tiene que asegurar, como mínimo, un grado de aislamiento eléctrico de tipo básico (clase I) para equipos y materiales.

Se incluirán todos los elementos necesarios de seguridad para proteger a las personas frente a contactos directos e indirectos, especialmente en instalaciones con tensiones de operación superiores a 50 V de corriente alterna o 120 V de corriente continua. Se recomienda la utilización de equipos y materiales de aislamiento eléctrico de clase II.

Se incluirán todas las protecciones necesarias para proteger a la instalación frente a cortocircuitos, sobrecargas y sobretensiones.

Los materiales situados en intemperie se protegerán contra los agentes ambientales, en particular contra el efecto de la radiación solar y la humedad. Todos los equipos expuestos a la intemperie tendrán un grado mínimo de protección IP65, y los de interior, IP20.

Los equipos electrónicos de la instalación cumplirán con las directivas comunitarias de Seguridad Eléctrica y Compatibilidad Electromagnética (ambas podrán ser certificadas por el fabricante).

Se incluirá en la Memoria toda la información del consumo de energía eléctrica diario según los servicios, los parámetros del sistema de bombeo y del dimensionado del generador.

En la Memoria de Diseño o Proyecto se incluirá toda la información del apartado anterior, resaltando los cambios que hubieran podido producirse y el motivo de los mismos. En la Memoria de Diseño o Proyecto también se incluirán las especificaciones técnicas, proporcionadas por el fabricante, de todos los elementos de la instalación.

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 donde se sitúa la instalación.

2.3.1 Generadores fotovoltaicos

Todos los módulos deberán satisfacer las especificaciones UNE-EN 61215 para módulos de silicio cristalino, UNE-EN 61646 para módulos fotovoltaicos de capa delgada, o UNE-EN 62108 para módulos de concentración, así como la especificación UNE-EN 61730-1 y 2 sobre seguridad en módulos FV, Este requisito se justificará mediante la presentación del certificado oficial correspondiente emitido por algún laboratorio acreditado.

El módulo llevará de forma claramente visible e indeleble el modelo, nombre o logotipo del fabricante, y el número de serie, trazable a la fecha de fabricación, que permita su identificación individual.

Se utilizarán módulos que se ajusten a las características técnicas descritas a continuación. En caso de variaciones respecto de estas características, con carácter excepcional, deberá presentarse en la Memoria justificación de su utilización.

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 $\pm 5\%$ 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.

Cuando las tensiones nominales en continua sean superiores a 48 V, la estructura del generador y los marcos metálicos de los módulos estarán conectados a una toma de tierra, que será la misma que la del resto de la instalación.

Se instalarán los elementos necesarios para la desconexión, de forma independiente y en ambos terminales, de cada una de las ramas del generador.

En aquellos casos en que se utilicen módulos no cualificados, deberá justificarse debidamente y aportar documentación sobre las pruebas y ensayos a los que han sido sometidos. En cualquier caso, todo producto que no cumpla alguna de las especificaciones anteriores deberá contar con la aprobación expresa del IDAE. En todos los casos han de cumplirse las normas vigentes de obligado cumplimiento.

2.3.2 Estructura soporte

Se dispondrán las estructuras soporte necesarias para montar los módulos y se incluirán todos los accesorios que se precisen.

La estructura de soporte y el sistema de fijación de módulos permitirán las necesarias dilataciones térmicas sin transmitir cargas que puedan afectar a la integridad de los módulos, siguiendo las normas del fabricante.

La estructura soporte de los módulos ha de resistir, con los módulos instalados, las sobrecargas del viento y nieve, de acuerdo con lo indicado en el Código Técnico de la Edificación (CTE).

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 misma.

La tornillería empleada deberá ser de acero inoxidable. En el caso de que la estructura sea galvanizada se admitirán tornillos galvanizados, exceptuando los de 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 ajustarán a las exigencias del Código Técnico de la Edificación y a las técnicas usuales en la construcción de cubiertas. 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.

2.3.3 Acumuladores de plomo-ácido

Se recomienda que los acumuladores sean de plomo-ácido, preferentemente estacionarias y de placa tubular. No se permitirá el uso de baterías de arranque.

Para asegurar una adecuada recarga de las baterías, la capacidad nominal del acumulador (en Ah) no excederá en 25 veces la corriente (en A) de cortocircuito en CEM del generador fotovoltaico. En el caso de que la capacidad del acumulador elegido sea superior a este valor (por existir el apoyo de un generador eólico, cargador de baterías, grupo electrógeno, etc.), se justificará adecuadamente.

La máxima profundidad de descarga (referida a la capacidad nominal del acumulador) no excederá el 80 % en instalaciones donde se prevea que descargas tan profundas no serán frecuentes. En aquellas aplicaciones en las que estas sobredescargas puedan ser habituales, tales como alumbrado público, la máxima profundidad de descarga no superará el 60 %.

Se protegerá, especialmente frente a sobrecargas, a las baterías con electrolito gelificado, de acuerdo a las recomendaciones del fabricante.

La capacidad inicial del acumulador será superior al 90 % de la capacidad nominal. En cualquier caso, deberán seguirse las recomendaciones del fabricante para aquellas baterías que requieran una carga inicial.

La autodescarga del acumulador a 20°C no excederá el 6% de su capacidad nominal por mes.

La vida del acumulador, definida como la correspondiente hasta que su capacidad residual caiga por debajo del 80 % de su capacidad nominal, debe ser superior a 1000 ciclos, cuando se descarga el acumulador hasta una profundidad del 50 % a 20 °C.

El acumulador será instalado siguiendo las recomendaciones del fabricante. En cualquier caso, deberá asegurarse lo siguiente:

- El acumulador se situará en un lugar ventilado y con acceso restringido.
- Se adoptarán las medidas de protección necesarias para evitar el cortocircuito accidental de los terminales del acumulador, por ejemplo, mediante cubiertas aislantes.

Cada batería, o vaso, deberá estar etiquetado, al menos, con la siguiente información:

- Tensión nominal (V).
- Polaridad de los terminales.
- Capacidad nominal (Ah).
- Fabricante (nombre o logotipo) y número de serie.

2.3.4 Reguladores de carga

Las baterías se protegerán contra sobrecargas y sobredescargas. En general, estas protecciones serán realizadas por el regulador de carga, aunque dichas funciones podrán incorporarse en otros equipos siempre que se asegure una protección equivalente.

Los reguladores de carga que utilicen la tensión del acumulador como referencia para la regulación deberán cumplir los siguientes requisitos:

- La tensión de desconexión de la carga de consumo del regulador deberá elegirse para que la interrupción del suministro de electricidad a las cargas se produzca cuando el acumulador haya alcanzado la profundidad máxima de descarga permitida. La precisión en las tensiones de corte efectivas respecto a los valores fijados en el regulador será del 1 %.
- La tensión final de carga debe asegurar la correcta carga de la batería.
- La tensión final de carga debe corregirse por temperatura a razón de $-4 \text{ mV/ } ^\circ\text{C}$ a $-5 \text{ mV/ } ^\circ\text{C}$ por vaso, y estar en el intervalo de $\pm 1 \%$ del valor especificado.
- Se permitirán sobrecargas controladas del acumulador para evitar la estratificación del electrolito o para realizar cargas de igualación.

Se permitirá el uso de otros reguladores que utilicen diferentes estrategias de regulación atendiendo a otros parámetros, como por ejemplo, el estado de carga del acumulador. En cualquier caso, deberá asegurarse una protección equivalente del acumulador contra sobrecargas y sobredescargas.

Los reguladores de carga estarán protegidos frente a cortocircuitos en la línea de consumo.

El regulador de carga se seleccionará para que sea capaz de resistir sin daño una sobrecarga simultánea, a la temperatura ambiente máxima, de:

- Corriente en la línea de generador: superior a la corriente de cortocircuito del generador fotovoltaico en CEM.
- Corriente en la línea de consumo: superior a la corriente máxima de la carga de consumo.

El regulador de carga debería estar protegido contra la posibilidad de desconexión accidental del acumulador, con el generador operando en las CEM y con cualquier carga. En estas condiciones, el regulador debería asegurar, además de su propia protección, la de las cargas conectadas.

Las caídas internas de tensión del regulador entre sus terminales de generador y acumulador serán inferiores al 4% de la tensión nominal (0,5 V para 12 V de tensión nominal), para sistemas de menos de 1 kW, y del 2% de la tensión nominal para sistemas mayores de 1 kW, incluyendo los terminales. Estos valores se especifican para las siguientes condiciones: corriente nula en la línea de consumo y corriente en la línea generador-acumulador igual a la corriente máxima especificada para el regulador. Si las caídas de tensión son superiores, por ejemplo, si el regulador incorpora un diodo de bloqueo, se justificará el motivo en la Memoria de Solicitud.

Las caídas internas de tensión del regulador entre sus terminales de batería y consumo serán inferiores al 4 % de la tensión nominal (0,5 V para 12 V de tensión nominal), para sistemas de menos de 1 kW, y del 2 % de la tensión nominal para sistemas mayores de 1 kW, incluyendo los terminales. Estos valores se especifican para las siguientes condiciones: corriente nula en la línea de generador y corriente en la línea acumulador-consumo igual a la corriente máxima especificada para el regulador.

Las pérdidas de energía diarias causadas por el autoconsumo del regulador en condiciones normales de operación deben ser inferiores al 3 % del consumo diario de energía.

Las tensiones de reconexión de sobrecarga y sobredescarga serán distintas de las de desconexión, o bien estarán temporizadas, para evitar oscilaciones desconexión-reconexión.

El regulador de carga deberá estar etiquetado con al menos la siguiente información:

- Tensión nominal (V).
- Corriente máxima (A).
- Fabricante (nombre o logotipo) y número de serie.
- Polaridad de terminales y conexiones.

2.3.5 Inversor

Los requisitos técnicos de este apartado se aplican a inversores monofásicos o trifásicos que funcionan como fuente de tensión fija (valor eficaz de la tensión y frecuencia de salida fijos). Para otros tipos de inversores se asegurarán requisitos de calidad equivalentes.

Los inversores serán de onda senoidal pura. Se permitirá el uso de inversores de onda no senoidal, si su potencia nominal es inferior a 1 kVA, no producen daño a las cargas y aseguran una correcta operación de éstas.

Los inversores se conectarán a la salida de consumo del regulador de carga o en bornes del acumulador. En este último caso se asegurará la protección del acumulador frente a sobrecargas y sobredescargas, de acuerdo con lo especificado en el apartado 2.3.4. Estas protecciones podrán estar incorporadas en el propio inversor o se realizarán con un regulador de carga, en cuyo caso el regulador debe permitir breves bajadas de tensión en el acumulador para asegurar el arranque del inversor.

El inversor debe asegurar una correcta operación en todo el margen de tensiones de entrada permitidas por el sistema.

La regulación del inversor debe asegurar que la tensión y la frecuencia de salida estén en los siguientes márgenes, en cualquier condición de operación:

$$V_{NOM} \pm 5\%, \text{ siendo } V_{NOM} = 220 V_{CA} \text{ o } 230 V_{CA}$$

$$50 \text{ Hz} \pm 2\%$$

El inversor será capaz de entregar la potencia nominal de forma continuada, en el margen de temperatura ambiente especificado por el fabricante.

El inversor debe arrancar y operar todas las cargas especificadas en la instalación, especialmente aquellas que requieren elevadas corrientes de arranque (TV, motores, etc.), sin interferir en su correcta operación ni en el resto de cargas.

Los inversores estarán protegidos frente a las siguientes situaciones:

- Tensión de entrada fuera del margen de operación.
- Desconexión del acumulador.
- Cortocircuito en la salida de corriente alterna.
- Sobrecargas que excedan la duración y límites permitidos.

El autoconsumo del inversor sin carga conectada será menor o igual al 2 % de la potencia nominal de salida.

Las pérdidas de energía diaria ocasionadas por el autoconsumo del inversor serán inferiores al 5 % del consumo diario de energía. Se recomienda que el inversor tenga un sistema de "stand-by" para reducir estas pérdidas cuando el inversor trabaja en vacío (sin carga).

El rendimiento del inversor con cargas resistivas será superior a los límites especificados en la siguiente tabla:

Tabla 2.3.1 Rendimiento mínimo según el tipo de inversor.

Tipo de inversor		Rendimiento al 20 % de la potencia nominal	Rendimiento a potencia nominal
Onda senoidal(*)	$P_{\text{NOM}} \leq 500 \text{ VA}$	> 85%	> 75%
	$P_{\text{NOM}} > 500 \text{ VA}$	> 90%	> 85%
Onda no senoidal		> 90%	% 85%

(*)Se considerará que los inversores son de onda senoidal si la distorsión armónica total de la tensión de salida es inferior al 5% cuando el inversor alimenta cargas lineales, desde el 20 % hasta el 100 % de la potencia nominal.

Los inversores deberán estar etiquetados con, al menos, la siguiente información:

- Potencia nominal (VA).
- Tensión nominal de entrada (V).
- Tensión (V_{CA}) y frecuencia (Hz) nominales de salida.
- Fabricante (nombre o logotipo) y número de serie.
- Polaridad y terminales.

2.3.6 Cargas de consumo

Se utilizarán lámparas LED, preferiblemente de alta eficiencia, tanto en alterna como en continua. No se permitirá el uso de lámparas incandescentes.

Las lámparas fluorescentes de corriente alterna deberán cumplir la normativa al respecto. Se recomienda utilizar lámparas que tengan corregido el factor de potencia.

En caso de utilización de lámparas fluorescentes de continua, estos dispositivos deberán verificar los siguientes requisitos:

- El balastro debe asegurar un encendido seguro en el margen de tensiones de operación, y en todo el margen de temperaturas ambientes previstas.
- La lámpara debe estar protegida cuando:
 - Se invierte la polaridad de la tensión de entrada.
 - La salida del balastro es cortocircuitada.
 - Opera sin tubo.
- La potencia de entrada de la lámpara debe estar en el margen de $\pm 10\%$ de la potencia nominal.
- El rendimiento luminoso de la lámpara debe ser superior a 40 lúmenes/ W.
- La lámpara debe tener una duración mínima de 5000 ciclos cuando se aplica el siguiente ciclo: 60 segundos encendido/ 150 segundos apagado, y a una temperatura de 20 °C.
- Las lámparas deben cumplir las directivas europeas de seguridad eléctrica y compatibilidad electromagnética.

Se recomienda que no se utilicen cargas para climatización.

Los sistemas con generadores fotovoltaicos de potencia nominal superior a 500 W tendrán, como mínimo, un contador para medir el consumo de energía (excepto sistemas de bombeo). En sistemas mixtos con consumos en continua y alterna, bastará un contador para medir el consumo en continua de las cargas CC y del inversor. En sistemas con consumos de corriente alterna únicamente, se colocará el contador a la salida del inversor.

Los enchufes y tomas de corriente para corriente continua deben estar protegidos contra inversión de polaridad y ser distintos de los de uso habitual para corriente alterna.

2.3.7 Cableado

Todo el cableado cumplirá con lo establecido en la legislación vigente.

Los conductores necesarios tendrán la sección adecuada para reducir las caídas de tensión y los calentamientos. Concretamente, para cualquier condición de trabajo, los conductores deberán tener la sección suficiente para que la caída de tensión sea inferior, incluyendo cualquier terminal intermedio, al 1,5 % a la tensión nominal continua del sistema.

Se incluirá toda la longitud de cables necesaria (parte continua y/o alterna) para cada aplicación concreta, evitando esfuerzos sobre los elementos de la instalación y sobre los propios cables.

Los positivos y negativos de la parte continua de la instalación se conducirán separados, protegidos y señalizados (códigos de colores, etiquetas, etc.) de acuerdo a la normativa vigente.

Los cables de exterior estarán protegidos contra la intemperie.

2.3.8 Protecciones y puesta a tierra

Todas las instalaciones con tensiones nominales superiores a 48 voltios contarán con una toma de tierra a la que estará conectada, como mínimo, la estructura soporte del generador y los marcos metálicos de los módulos.

El sistema de protecciones asegurará la protección de las personas frente a contactos directos e indirectos. En caso de existir una instalación previa no se alterarán las condiciones de seguridad de la misma.

La instalación estará protegida frente a cortocircuitos, sobrecargas y sobretensiones. Se prestará especial atención a la protección de la batería frente a cortocircuitos mediante un fusible, disyuntor magnetotérmico u otro elemento que cumpla con esta función.

2.4 Recepción y pruebas

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 del lugar del usuario de la instalación, para facilitar su correcta interpretación.

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 del sistema.
- Prueba de las protecciones del sistema y de las medidas de seguridad, especialmente las del acumulador.

Concluidas las pruebas y la puesta en marcha se pasará a la fase de la Recepción Provisional de la Instalación. El Acta de Recepción Provisional no se firmará hasta haber comprobado que el sistema ha funcionado correctamente durante un mínimo de 240 horas seguidas, sin interrupciones o paradas causadas por fallos del sistema suministrado. Además se deben cumplir los siguientes requisitos:

- Entrega de 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 del sistema, aunque deberá adiestrar al usuario.

Todos los elementos suministrados, así como la instalación en su conjunto, estarán protegidos frente a defectos de fabricación, instalación o elección de componentes por una garantía de tres años, salvo para los módulos fotovoltaicos, para los que la garantía será de ocho años contados a partir de la fecha de la firma del Acta de Recepción Provisional.

No obstante, vencida la garantía, el instalador quedará obligado a la reparación de los fallos de funcionamiento que se puedan producir si se aprecia 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.

2.5 Requerimientos técnicos del contrato de mantenimiento

2.5.1 Generalidades

Se realizará un contrato de mantenimiento (preventivo y correctivo), al menos, de tres años.

El mantenimiento preventivo implicará, como mínimo, una revisión anual.

El contrato de mantenimiento de la instalación incluirá las labores de mantenimiento de todos los elementos de la instalación aconsejados por los diferentes fabricantes.

2.5.2 Programa de mantenimiento

El objeto de este apartado es definir las condiciones generales mínimas que deben seguirse para el mantenimiento de las instalaciones de energía solar fotovoltaica aisladas de la red de distribución eléctrica.

Se definen dos escalones de actuación para englobar todas las operaciones necesarias durante la vida útil de la instalación, para asegurar el funcionamiento, aumentar la producción y prolongar la duración de la misma:

- Mantenimiento preventivo
- Mantenimiento correctivo

Plan de mantenimiento preventivo: operaciones de inspección visual, verificación de actuaciones y otras, que aplicadas a la instalación deben permitir mantener, dentro de límites aceptables, las condiciones de funcionamiento, prestaciones, protección y durabilidad de la instalación.

Plan de mantenimiento correctivo: todas las operaciones de sustitución necesarias para asegurar que el sistema funciona correctamente durante su vida útil. Incluye:

- La visita a la instalación en un plazo máximo de 48 horas, y cada vez que el usuario lo requiera por avería grave en la instalación.
- El análisis y presupuesto de los trabajos y reposiciones necesarias para el correcto funcionamiento de la misma.
- Los costes económicos del mantenimiento correctivo, con el alcance indicado, forman parte del precio anual del contrato de mantenimiento. Podrán no estar incluidas ni la mano de obra, ni las reposiciones de equipos necesarias más allá del período de garantía.

El mantenimiento debe realizarse por personal técnico cualificado bajo la responsabilidad de la empresa instaladora.

El mantenimiento preventivo de la instalación incluirá una visita anual en la que se realizarán, como mínimo, las siguientes actividades:

- Verificación del funcionamiento de todos los componentes y equipos.
- Revisión del cableado, conexiones, pletinas, terminales, etc.
- Comprobación del estado de los módulos: situación respecto al proyecto original, limpieza y presencia de daños que afecten a la seguridad y protecciones.
- Estructura soporte: revisión de daños en la estructura, deterioro por agentes ambientales, oxidación, etc.
- Baterías: nivel del electrolito, limpieza y engrasado de terminales, etc.
- Regulador de carga: caídas de tensión entre terminales, funcionamiento de indicadores, etc.
- Inversores: estado de indicadores y alarmas.
- Caídas de tensión en el cableado de continua.
- Verificación de los elementos de seguridad y protecciones: tomas de tierra, actuación de interruptores de seguridad, fusibles, etc.

En instalaciones con monitorización la empresa instaladora de la misma realizará una revisión cada seis meses, comprobando la calibración y limpieza de los medidores, funcionamiento y calibración del sistema de adquisición de datos, almacenamiento de los datos, etc.

Las operaciones de mantenimiento realizadas se registrarán en un libro de mantenimiento.

2.6 Garantías

2.6.1 Ámbito general de la garantía

Sin perjuicio de una posible reclamación a terceros, la instalación será reparada de acuerdo con estas condiciones generales si ha sufrido una avería a causa de un defecto de montaje o de cualquiera de los componentes, siempre que haya sido manipulada correctamente de acuerdo con lo establecido en el manual de instrucciones.

La garantía se concede a favor del comprador de la instalación, lo que deberá justificarse debidamente mediante el correspondiente certificado de garantía, con la fecha que se acredite en la entrega de la instalación.

2.6.2 Plazos

El suministrador garantizará la instalación durante un período mínimo de tres años, para todos los materiales utilizados y el montaje. Para los módulos fotovoltaicos, la garantía será de ocho años.

Si hubiera de interrumpirse la explotación del sistema debido a razones de las que es responsable el suministrador, o a reparaciones que haya de realizar para cumplir las estipulaciones de la garantía, el plazo se prolongará por la duración total de dichas interrupciones.

2.6.3 Condiciones económicas

La garantía incluye tanto la reparación o reposición de los componentes y las piezas que pudieran resultar defectuosas, como la mano de obra.

Quedan incluidos los siguientes gastos: tiempos de desplazamiento, medios de transporte, amortización de vehículos y herramientas, disponibilidad de otros medios y eventuales portes de recogida y devolución de los equipos para su reparación en los talleres del fabricante.

Asimismo, se debe incluir la mano de obra y materiales necesarios para efectuar los ajustes y eventuales reglajes del funcionamiento de la instalación.

Si, en un plazo razonable, el suministrador incumple las obligaciones derivadas de la garantía, el comprador de la instalación podrá, previa notificación escrita, fijar una fecha final para que dicho suministrador cumpla con sus obligaciones. Si el suministrador no cumple con sus obligaciones en dicho plazo último, el comprador de la instalación podrá, por cuenta y riesgo del suministrador, realizar por sí mismo las oportunas reparaciones, o contratar para ello a un tercero, sin perjuicio de la reclamación por daños y perjuicios en que hubiere incurrido el suministrador.

2.6.4 Lugar y tiempo de la prestación

Cuando el usuario detecte un defecto de funcionamiento en la instalación lo comunicará fehacientemente al suministrador. Cuando el suministrador considere que es un defecto de fabricación de algún componente lo comunicará fehacientemente al fabricante.

El suministrador atenderá el aviso en un plazo máximo de 48 horas si la instalación no funciona, o de una semana si el fallo no afecta al funcionamiento.

Las averías de las instalaciones se repararán en su lugar de ubicación por el suministrador. Si la avería de algún componente no pudiera ser reparada en el domicilio del usuario, el componente deberá ser enviado al taller oficial designado por el fabricante por cuenta y a cargo del suministrador.

El suministrador realizará las reparaciones o reposiciones de piezas con la mayor brevedad posible una vez recibido el aviso de avería, pero no se responsabilizará de los perjuicios causados por la demora en dichas reparaciones siempre que sea inferior a 15 días naturales.

2.6.5 Anulación de la garantía

La garantía podrá anularse cuando la instalación haya sido reparada, modificada o desmontada, aunque sólo sea en parte, por personas ajenas al suministrador o a los servicios de asistencia técnica de los fabricantes no autorizados expresamente por el suministrador, excepto si, en un plazo razonable, el suministrador incumple las obligaciones derivadas de la garantía, el comprador de la instalación

podrá, previa notificación escrita, fijar una fecha final para que dicho suministrador cumpla con sus obligaciones. Si el suministrador no cumple con sus obligaciones en dicho plazo último, el comprador de la instalación podrá, por cuenta y riesgo del suministrador, realizar por sí mismo las oportunas reparaciones, o contratar para ello a un tercero, sin perjuicio de la reclamación por daños y perjuicios en que hubiere incurrido el suministrador.

2.7 Mantenimiento instalación solar fotovoltaica

La realización del plan de mantenimiento se realizará según lo indicado en el pliego de condiciones del IDAE y según lo expuesto en el código técnico de la edificación.

Una vez realizada la instalación, se debe de llegar a un acuerdo de contrato para el mantenimiento tanto preventivo como correctivo de todos los elementos de la instalación.

Es preferible que este contrato de mantenimiento se realice con la misma empresa instaladora que ha realizado el proyecto.

En estos aspectos generales podemos diferenciar dos tipos de mantenimiento:

· **Mantenimiento preventivo.**

El mantenimiento preventivo constará de operaciones de inspección visual, verificación de actuaciones y otras, que aplicadas a la instalación deben permitir mantener, dentro de límites aceptables, las condiciones de funcionamiento, prestaciones, protección y durabilidad de la instalación. Algunas de las actividades u operaciones que se deben de llevar a cabo son las siguientes:

- Verificación del funcionamiento de todos los componentes y equipos.
- Revisión del cableado, conexiones, pletinas, terminales, etc.
- Comprobación del estado de los módulos: Situación respecto al proyecto original, limpieza y presencia de daños que afecten a la seguridad y protecciones.
- Estructuras soporte: revisión de daños en la estructura, deterioro por agentes ambientales, oxidación, etc.
- Baterías: Nivel de electrolito, limpieza y engrasado de terminales, etc.
- Regulador de carga: caídas de tensión entre terminales, funcionamiento de indicadores, etc.
- Inversores: estado de indicadores y alarmas.
- Caídas de tensión en el cableado de continua.
- Verificación de los elementos de seguridad y protecciones: tomas de tierra, actuación de interruptores de seguridad, fusibles, etc.

• **Mantenimiento correctivo.**

El mantenimiento correctivo es aquel que engloba todas las operaciones de sustitución necesarias para asegurar el buen funcionamiento del sistema durante su vida útil. Algunas de estas actividades son:

- La visita a la instalación en los plazos indicados en el apartado 7.3.5.2 del pliego de condiciones del IDAE y cada vez que el usuario lo requiera por avería grave de la instalación.
- La visita mencionada en el párrafo anterior, se refiere a que el instalador deberá de acudir en un plazo máximo de 48 horas, a la instalación si esta no funcionara, o en una semana si la instalación puede seguir funcionando incluso con esta avería.
- Los costes económicos del mantenimiento correctivo, con el alcance indicado, forman parte del precio anual del contrato de mantenimiento. Podrán no estar incluidas ni la mano de obra, ni las reposiciones de equipos necesarias más allá del periodo de garantía.

Todas las actividades referidas al mantenimiento, ya sea preventivo o correctivo, deben de realizarse por personal técnico cualificado bajo la responsabilidad de una empresa instaladora. Las operaciones de mantenimiento, deben de estar registradas en un libro de mantenimiento.

2.7.1 Mantenimiento de los componentes

2.7.1.1 Módulos fotovoltaicos

Con objeto de un rendimiento óptimo de la instalación, el buen mantenimiento de los generadores fotovoltaicos es imprescindible. Para tal fin debemos de realizar lo siguiente:

- Se realizará una inspección visual de la limpieza de estos paneles. En caso de que la acumulación de polvo y suciedad sea elevada, se realizará una limpieza de la superficie.
- Inspección visual de posibles deformaciones, oscilaciones y estado de la conexión a tierra de la carcasa.
- Realización de un apriete de bordes y conexiones y se comprueba el estado de los diodos de protección o anti retorno que evitarán el efecto isla, explicado con anterioridad en la presente memoria.
- Realización de una medición eléctrica para comprobar el rendimiento de los paneles.
- Inspección visual de posibles degradaciones, indicios de corrosión en las estructuras y apriete de los tornillos.

2.7.1.2 Batería

Los acumuladores es el elemento de la instalación solar fotovoltaica que más, mantenimiento necesita, debido a su composición química, pudiendo ser muy perjudicial para el resto de dispositivos. Algunas de las acciones que se pueden realizar para mantener los acumuladores en buen estado son las siguientes:

- Control del funcionamiento de la densidad del líquido electrolítico.
- Inspección visual del nivel de líquido de las baterías.
- Comprobación de las terminales, su conexión y engrase.
- Comprobación de la estanqueidad de la batería.
- Medición de la temperatura dentro de la habitación.
- Comprobación de la ventilación.

2.7.1.3 Inversor

- Verificar que el área de ubicación del inversor se mantenga limpia, seca y bien ventilada.
- Verificar que el inversor esté protegido de los rayos solares.
- Comprobar que el inversor funciona adecuadamente y que no se producen ruidos extraños dentro de él. En caso de que la operación sea defectuosa o no funcione, contactar al personal especializado.

2.7.1.4 Regulador

Las operaciones que se llevarán a cabo para mantener el regulador en buen estado durante su vida útil son las siguientes:

- De forma visual revisar que las conexiones sigan bien hechas.
- Control del funcionamiento de los indicadores.
- Comprobar posibles caídas de tensión entre los terminales.
- Si existiera acumulación de polvo o suciedad, limpiar bien los dispositivos.

2.7.1.5 Estructura

- Comprobar la estructura visualmente con posibles daños o desperfecto causados por la oxidación o por algún agente ambiental.
- Comprobación de que los paneles fotovoltaicos estén bien sujetos a esta.
- Comprobación de que la orientación de estas estructuras sea la adecuada cumpliendo lo expuesto en el presente proyecto.
- Comprobación de que las cimentaciones que sujetan estas estructuras estén en buen estado.

2.7.1.6 Cableado y canalizaciones

- Comprobar las uniones de los cables en cada uno de los elementos y entre ellos
- Comprobar el aislamiento de los cables
- Comprobar los tubos protectores del cableado

3 Pliego de condiciones técnicas instalación solar térmica

3.1 Objeto 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.

3.2 Requisitos generales

3.2.1 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.

3.2.2 Protección contra heladas

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:

Mezclas anticongelantes.

Recirculación de agua de los circuitos.

Drenaje automático con recuperación de fluido.

Drenaje al exterior (sólo para sistemas solares prefabricados).

Mezclas anticongelantes

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/ (kg K), equivalentes a 0,7 kcal/ (kg °C), medido a una temperatura 5 °C menor que la mínima histórica registrada.

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.

Recirculación del agua del circuito

Este método de protección anti-heladas asegurará que el fluido de trabajo está en movimiento cuando exista riesgo de 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.

Drenaje automático con recuperación 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 sobre 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.

3.2.3 Sobrecalentamientos

Generalidades

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 legionela. En cualquier caso, se dispondrán los medios necesarios para facilitar la limpieza de los circuitos.

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.

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.

3.2.4 Resistencia a la 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.

3.2.5 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.

3.2.6 Prevención de la legionelosis

Se deberá cumplir, cuando sea de aplicación, el Real Decreto 865/2003, 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.

3.3 Criterios generales de diseño

3.3.1 Dimensionado y cálculo

3.3.1.1 Datos de partida

Los datos de partida necesarios para el dimensionado y cálculo de la instalación están constituidos por dos grupos de parámetros que definen las condiciones de uso y climáticas.

Condiciones de uso

Las condiciones de uso vienen dadas por la demanda energética asociada a la instalación según los diferentes tipos de consumo:

Para aplicaciones de A.C.S., la demanda energética se determina en función del consumo de agua caliente.

Condiciones climáticas

Las condiciones climáticas vienen dadas por la radiación global total en el campo de captación, la temperatura ambiente diaria y la temperatura del agua de la red.

Al objeto de este PCT podrán utilizarse datos de radiación publicados por entidades de reconocido prestigio y los datos de temperatura publicados por el Instituto Nacional de Meteorología.

A falta de otros datos, se recomienda usar las tablas de radiación y temperatura ambiente por provincias publicadas por Censolar, que son las utilizadas en el proyecto.

3.3.1.2 Dimensionamiento básico

A los efectos de este PCT, el dimensionado básico de las instalaciones o sistemas a medida se refiere a la selección de la superficie de captadores solares y, en caso de que exista, al volumen de acumulación solar, para la aplicación a la que está destinada la instalación. El dimensionado básico de los sistemas solares prefabricados se refiere a la selección del sistema solar prefabricado para la aplicación de A.C.S. a la que está destinado.

El dimensionado básico de una instalación, para cualquier aplicación, deberá realizarse de forma que en ningún mes del año la energía producida por la instalación solar supere el 110% de la demanda de consumo y no más de tres meses seguidos el 100%. A estos efectos, y para instalaciones de un marcado carácter estacional, no se tomarán en consideración aquellos períodos de tiempo en los cuales la demanda se sitúe un 50 % debajo de la media correspondiente al resto del año.

En el caso de que se dé la situación de estacionalidad en los consumos indicados anteriormente, deberán tomarse las medidas de protecciones correspondientes a la instalación, indicadas en la memoria.

El rendimiento de la instalación se refiere sólo a la parte solar de la misma. En caso de sistemas de refrigeración por absorción se refiere a la producción de la energía solar térmica necesaria para el sistema de refrigeración.

A estos efectos, se definen los conceptos de fracción solar y rendimiento medio estacional o anual de la siguiente forma:

-Fracción solar mes "x" = (Energía solar aportada el mes "x" / Demanda energética durante el mes "x") × 100

-Fracción solar año "y" = (Energía solar aportada el año "y" / Demanda energética durante el año "y") × 100

-Rendimiento medio año "y" = (Energía solar aportada el año "y" / Irradiación incidente año "y") × 100

-Irradiación incidente año "y" = Suma de las irradiaciones incidentes de los meses del año "y"

-Irradiaciones incidentes en el mes "x" = Irradiación en el mes "x" × Superficie captadora

El concepto de energía solar aportada el año "y" se refiere a la energía demandada realmente satisfecha por la instalación de energía solar. Esto significa que para su cálculo nunca podrá considerarse más de un 100 % de aporte solar en un determinado mes.

Para el cálculo del dimensionado básico de instalaciones a medida podrá utilizarse cualquiera de los métodos de cálculo comerciales de uso aceptado por proyectistas, fabricantes e instaladores. El método de cálculo especificará, al menos sobre base mensual, los valores medios diarios de la demanda de energía y del aporte solar. Asimismo, el método de cálculo incluirá las prestaciones globales anuales definidas por:

- La demanda de energía térmica.
- La energía solar térmica aportada.
- Las fracciones solares medias mensual y anual.
- El rendimiento medio anual.

La selección del sistema solar prefabricado se realizará a partir de los resultados de ensayo del sistema, teniendo en cuenta que tendrá también que cumplir lo especificado en el RITE.

Independientemente de lo especificado en los párrafos anteriores, en el caso de A.C.S. se debe tener en cuenta que el sistema solar se debe diseñar y calcular en función de la energía que aporta a lo largo del día y no en función de la potencia del generador (captadores solares), por tanto se debe prever una acumulación acorde con la demanda y el aporte, al no ser ésta simultánea con la generación.

Para esta aplicación el área total de los captadores tendrá un valor tal que se cumpla la condición:

$$50 < V/A < 180$$

Donde A será el área total de los captadores, expresada en m², y V es el volumen del depósito de acumulación solar, expresado en litros, cuyo valor recomendado es aproximadamente la carga de consumo diaria M: $V = M$.

Además, para instalaciones con fracciones solares bajas, se deberá considerar el uso de relaciones V/A pequeñas y para instalaciones con fracciones solares elevadas se deberá aumentar dicha relación.

3.3.2 Diseño del sistema de captación

Generalidades

El captador seleccionado deberá poseer la certificación emitida por un organismo competente en la materia, según la legislación vigente.

A efectos de este PCT, será necesaria la presentación de la certificación de los ensayos del captador realizados por laboratorio acreditado, así como las curvas de rendimiento obtenidas por el citado laboratorio.

Orientación, inclinación, sombras e integración arquitectónica

La orientación e inclinación del sistema de captación y las posibles sombras sobre el mismo serán tales que las pérdidas respecto al óptimo, sean inferiores a los límites de la siguiente tabla. Se considerarán tres casos: general, superposición de captadores e integración arquitectónica según se define más adelante. En todos los casos se han de cumplir tres condiciones: pérdidas por orientación e inclinación, pérdidas por sombreado y pérdidas totales inferiores a los límites estipulados respecto a los valores óptimos.

Tabla 3.3.1 Pérdidas máximas permitidas

	<i>Orientación e inclinación (OI)</i>	<i>Sombras (S)</i>	<i>Total (OI+S)</i>
General	10%	10%	15%
Superposición	20%	15%	30%
Integración arquitectónica	40%	20%	50%

Se considera la dirección Sur como orientación óptima y la mejor inclinación, B_{opt} , dependiendo del período de utilización, uno de los valores siguientes:

- Consumo constante anual: la latitud geográfica
- Consumo preferente en invierno: la latitud geográfica + 10°
- Consumo preferente en verano: la latitud geográfica -10°

Estructura soporte

Si el sistema posee una estructura soporte que es montada normalmente en el exterior, el fabricante deberá especificar los valores máximos de s_k (carga de nieve) y v_m (velocidad media de viento) de acuerdo con ENV 1991-2-3 y ENV 1991-2-4.

Esto deberá verificarse durante el diseño calculando los esfuerzos de la estructura soporte de acuerdo con estas normas.

El sistema sólo podrá ser instalado en localizaciones donde los valores de s_k y v_m determinados de acuerdo con ENV 1991-2-3 y ENV 1991-2-4 sean menores que los valores máximos especificados por el fabricante.

El diseño y la construcción de la estructura y el sistema de fijación de captadores, permitirá las necesarias dilataciones térmicas, sin transmitir cargas que puedan afectar a la integridad de los captadores o al circuito hidráulico.

Los puntos de sujeción del captador serán suficientes en número, teniendo el área de apoyo y posición relativa adecuada, de forma que no se produzcan flexiones en el captador superiores a las permitidas por el fabricante.

Los topes de sujeción de los captadores y la propia estructura no arrojarán sombra sobre estos últimos.

3.3.3 Diseño del sistema de acumulación solar

Generalidades

Los acumuladores para A.C.S. y las partes de acumuladores combinados que estén en contacto con agua potable, deberán cumplir los requisitos de UNE EN 12897.

Preferentemente, los acumuladores serán de configuración vertical y se ubicarán en zonas interiores.

Para aplicaciones combinadas con acumulación centralizada es obligatoria la configuración vertical del depósito, debiéndose además cumplir que la relación altura/diámetro del mismo sea mayor de dos.

En caso de que el acumulador esté directamente conectado con la red de distribución de agua caliente sanitaria, deberá ubicarse un termómetro en un sitio claramente visible por el usuario. El sistema deberá ser capaz de elevar la temperatura del acumulador a 60°C y hasta 70°C con objeto de prevenir la legionelosis, tal como dispone el RD 865/2003, de 4 de julio.

En caso de aplicaciones para A.C.S. es necesario prever un conexionado puntual entre el sistema auxiliar y el solar de forma que se pueda calentar este último con el auxiliar, para poder cumplir con las medidas de prevención de legionella. Se podrán proponer otros métodos de tratamiento anti-legionella.

Situación de las conexiones

Con objeto de aprovechar al máximo la energía captada y evitar la pérdida de la estratificación por temperatura en los depósitos, la situación de las tomas para las diferentes conexiones serán las establecidas en los puntos siguientes:

a) La conexión de entrada de agua caliente procedente del intercambiador o de los captadores al acumulador se realizará, preferentemente, a una altura comprendida entre el 50 % y el 75 % de la altura total del mismo.

b) La conexión de salida de agua fría del acumulador hacia el intercambiador o los captadores se realizará por la parte inferior de éste.

c) En caso de una sola aplicación, la alimentación de agua de retorno de consumo al depósito se realizará por la parte inferior. En caso de sistemas abiertos en el consumo, como por ejemplo A.C.S., esto se refiere al agua fría de red. La extracción de agua caliente del depósito se realizará por la parte superior.

d) En caso de varias aplicaciones dentro del mismo depósito habrá que tener en cuenta los niveles térmicos de éstas, de forma que tanto las salidas como los retornos para aplicaciones que requieran un mayor nivel térmico en temperaturas estén por encima de las que requieran un nivel menor.

Se recomienda que la/s entrada/s de agua de retorno de consumo esté equipada con una placa deflectora en la parte interior, a fin de que la velocidad residual no destruya la estratificación en el acumulador o el empleo de otros métodos contrastados que minimicen la mezcla.

Las conexiones de entrada y salida se situarán de forma que se eviten caminos preferentes de circulación del fluido.

Sistema auxiliar en el acumulador solar

No se permite la conexión de un sistema auxiliar en el acumulador solar, ya que esto puede suponer una disminución de las posibilidades de la instalación solar para proporcionar las prestaciones energéticas que se pretenden obtener con este tipo de instalaciones.

Diseño del sistema de intercambio

El intercambiador del circuito de captadores incorporado al acumulador solar estará situado en la parte inferior de este último y podrá ser de tipo sumergido o de doble envolvente. El intercambiador sumergido podrá ser de serpentín o de haz tubular. La relación entre la superficie útil de intercambio del intercambiador incorporado y la superficie total de captación no será inferior a 0,15.

En caso de aplicación para A.C.S. se puede utilizar el circuito de consumo con un intercambiador, teniendo en cuenta que con el sistema de energía auxiliar de producción instantánea en línea o en acumulador secundario hay que elevar la temperatura hasta 60°C y siempre en el punto más alejado de consumo hay que asegurar 50 °C.

3.3.4 Diseño del circuito hidráulico

Generalidades

Debe concebirse en fase de diseño un circuito hidráulico de por sí equilibrado. Si no fuera posible, el flujo debe ser controlado por válvulas de equilibrado.

En caso de aplicación para A.C.S., el circuito hidráulico del sistema de consumo deberá cumplir los requisitos especificados en UNE-EN 806-1.

En cualquier caso los materiales del circuito deberán cumplir lo especificado en ISO/TR 10217.

Tuberías

Con objeto de evitar pérdidas térmicas, la longitud de tuberías del sistema deberá ser tan corta como sea posible, evitando al máximo los codos y pérdidas de carga en general.

El diseño y los materiales deberán ser tales que no exista posibilidad de formación de obturaciones o depósitos de cal en sus circuitos que influyan drásticamente en el rendimiento del sistema.

Bombas

Si el circuito de captadores está dotado con una bomba de circulación, la caída de presión se debería mantener aceptablemente baja en todo el circuito.

Siempre que sea posible, las bombas en línea se montarán en las zonas más frías del circuito, teniendo en cuenta que no se produzca ningún tipo de cavitación y siempre con el eje de rotación en posición horizontal.

Las tuberías conectadas a las bombas se soportarán en las inmediaciones de éstas, de forma que no provoquen esfuerzos recíprocos de torsión o flexión. El diámetro de las tuberías de acoplamiento no podrá ser nunca inferior al diámetro de la boca de aspiración de la bomba.

Vasos de expansión

Los vasos de expansión preferentemente se conectarán en la aspiración de la bomba.

Cuando no se cumpla el punto anterior, la altura en la que se situarán los vasos de expansión abiertos será tal que asegure el no desbordamiento del fluido y la no introducción de aire en el circuito primario.

Purga de aire

En los puntos altos de la salida de baterías de captadores y en todos aquellos puntos de la instalación donde pueda quedar aire acumulado, se colocarán sistemas de purga constituidos por botellines de desaireación y purgador manual o automático. El

volumen útil del botellín será superior a 100 cm³. Este volumen podrá disminuirse si se instala a la salida del circuito solar y antes del intercambiador un desaireador con purgador automático.

Drenaje

Los conductos de drenaje de las baterías de captadores se diseñarán en lo posible de forma que no puedan congelarse.

3.3.5 Recomendaciones específicas adicionales para sistemas por circulación natural

Es muy importante, en instalaciones que funcionen por circulación natural, el correcto diseño de los distintos componentes y circuitos que integran el sistema, de forma que no se introduzcan grandes pérdidas de carga y se desfavorezca la circulación del fluido por termosifón. Para esto se recomienda prestar atención a:

- El diseño del captador y su conexionado. Preferentemente se instalarán captadores con conductos distribuidores horizontales y sin cambios complejos de dirección de los conductos internos.

- El trazado de tuberías. Deberá ser de la menor longitud posible, situando el acumulador cercano a los captadores. En ningún caso el diámetro de las tuberías será inferior a DN15. En general, dicho diámetro se calculará de forma que corresponda al diámetro normalizado inmediatamente superior al necesario en una instalación equivalente con circulación forzada.

3.3.6 Requisitos específicos adicionales para sistemas directos

No están permitidos los sistemas directos para las aplicaciones de A.C.S.

3.3.7 Diseño del sistema de energía auxiliar

Para asegurar la continuidad en el abastecimiento de la demanda térmica, las instalaciones de energía solar deben disponer de un sistema de energía auxiliar.

Por razones de eficiencia energética, entre otras, se desaconseja la utilización de energía eléctrica obtenida por efecto Joule como fuente auxiliar, especialmente en los casos de altos consumos y fracciones solares anuales bajas.

Queda prohibido el uso de sistemas de energía auxiliar en el circuito primario de captadores.

El diseño del sistema de energía auxiliar se realizará en función de la aplicación (o aplicaciones) de la instalación, de forma que sólo entre en funcionamiento cuando sea estrictamente necesario y que se aproveche lo máximo posible la energía extraída del campo de captación solar. En el caso de la instalación proyectada se recomienda lo siguiente:

1. Para pequeñas cargas de consumo se recomienda usar un sistema de energía auxiliar en línea, siendo para estos casos los sistemas de gas modulantes en temperatura los más idóneos.

2. No se recomienda la conexión de un retorno desde el acumulador de energía auxiliar al acumulador solar, salvo que existan períodos de bajo consumo estacionales, en los que se prevea elevadas temperaturas en el acumulador solar. La instalación térmica deberá efectuarse de manera que en ningún caso se introduzca en el acumulador solar energía procedente de la fuente auxiliar.

3. Para la preparación de agua caliente sanitaria, se permitirá la conexión del sistema de energía auxiliar en paralelo con la instalación solar cuando se cumplan los siguientes requisitos:

-Exista previamente un sistema de energía auxiliar constituida por uno o varios calentadores instantáneos no modulantes y sin que sea posible regular la temperatura de salida del agua.

-Exista una preinstalación solar que impida o dificulte el conexionado en serie.

4. Para sistemas con energía auxiliar en paralelo y especialmente en aplicaciones de climatización, usos industriales y otras aplicaciones en ese rango de temperaturas, es necesario un sistema de regulación del agua calentada por el sistema solar y auxiliar de forma que se aproveche al máximo la energía solar.

En los puntos 3 y 4, la conmutación de sistemas será fácilmente accesible.

Para A.C.S., el sistema de aporte de energía auxiliar con acumulación o en línea siempre dispondrá de un termostato de control sobre la temperatura de preparación que en condiciones normales de funcionamiento permitirá cumplir con el RD 865/2003. Este punto no será de aplicación en los calentadores instantáneos de gas no modulantes.

3.4 Mantenimiento instalación solar térmica

El mantenimiento de la instalación lo realizará la empresa mantenedora autorizada.

La instalación deberá cumplir con lo indicado en el RITE apartado IT 3.2 MANTENIMIENTO Y USO DE LAS INSTALACIONES TÉRMICAS que indica lo siguiente:

La instalación térmica se mantendrá de acuerdo con un programa de mantenimiento preventivo que cumpla con lo establecido en el apartado IT.3.3.

La instalación térmica dispondrá de un programa de gestión energética, que cumplirá con el apartado IT.3.4.

La instalación térmica dispondrá de instrucciones de seguridad actualizadas de acuerdo con el apartado IT.3.5.

La instalación térmica se utilizará de acuerdo con las instrucciones de manejo y maniobra, según el apartado IT.3.6.

La instalación térmica se utilizará de acuerdo con un programa de funcionamiento, según el apartado IT.3.7

3.4.1 Programa de mantenimiento

Como se ha visto todos los componentes de una instalación solar son importantes para su correcto funcionamiento. Para garantizar que la instalación solar térmica funcione correctamente, sea fiable y poder prolongar su vida útil, realizaremos un plan de acciones y operaciones de mantenimiento.

Es cierto que durante la fase del diseño de la instalación solar térmica se han efectuado determinados acondicionamientos que permitirán desarrollar las operaciones de mantenimiento de un modo más eficaz.

Como principales puntos que se han tenido en cuenta han sido:

- Distribución de sala de solar para facilitar la accesibilidad de las labores de mantenimiento.
- Elementos de medida visual (manómetros, termómetros...) se han ubicado en lugares de fácil acceso para los posteriores trabajos de mantenimiento.
- Instalación de los elementos mecánico e hidráulico, en la que se han tenido en cuenta, al igual que otros elementos, su situación en zonas de fácil acceso para el desmontaje en caso de avería.

El objeto del programa de mantenimiento es definir las condiciones generales mínimas que deben seguirse para el adecuado mantenimiento de las instalaciones de energía solar térmica para producción de agua caliente.

Se definen tres escalones de actuación para englobar todas las operaciones necesarias durante la vida útil de la instalación para asegurar el funcionamiento, aumentar la fiabilidad y prolongar la duración de la misma:

a) Vigilancia

b) Mantenimiento preventivo

c) Mantenimiento correctivo

3.4.2 Plan de vigilancia

El plan de vigilancia se refiere básicamente a las operaciones que permiten asegurar que los valores operacionales de la instalación sean correctos. Es un plan de observación simple de los parámetros funcionales principales, para verificar el correcto funcionamiento de la instalación. Será llevado a cabo, normalmente, por el usuario, que asesorado por el instalador observará el correcto comportamiento y estado de los elementos y tendrá un alcance similar al descrito a continuación:

IV: inspección visual.

CF: control de funcionamiento

Tabla 3.4.1 Plan de vigilancia

ITEM	OPERACION	FRECUENCIA (meses)	DESCRIPCIÓN
Captador	Limpieza	A determinar	Con agua y productos adecuados
	Cristales	3	IV Condensaciones, sustitución
	Juntas	3	IV Agrietamientos y deformidades
	Absorbedor	3	IV Corrosión, deformación, fugas...
	Conexiones	3	IV Fugas
Circuito Primario	Tubería, aislamiento y sistema de llenado	6	IV Ausencia de humedad y fugas
Circuito secundario y de Consumo	Tratamiento Legionela	12	Aplicación procedimiento de desinfección recogido en el anexo3 del RD 865/2003
	Tubería y aislamiento	3	IV Ausencia de humedad y fugas

3.4.3 Plan de mantenimiento preventivo

Según el RITE apartado IT 3.3 Instalaciones de energía solar térmica:

Son operaciones de inspección visual, verificación de actuaciones y otros, que aplicados a la instalación deben permitir mantener dentro de límites aceptables las condiciones de funcionamiento, prestaciones, protección y durabilidad de la instalación.

El plan de mantenimiento debe realizarse por personal técnico especializado que conozca la tecnología solar térmica y las instalaciones mecánicas en general. La instalación tendrá un libro de mantenimiento en el que se reflejen todas las operaciones realizadas así como el mantenimiento correctivo.

El mantenimiento preventivo ha de incluir todas las operaciones de mantenimiento y sustitución de elementos desgastados por el uso, necesarias para asegurar que el sistema funcione correctamente durante su vida útil.

A continuación se definen las operaciones de mantenimiento preventivo que deben realizarse en las instalaciones de energía solar térmica para producción de agua caliente, la periodicidad mínima establecida (en meses) y observaciones en relación con las prevenciones a observar

Sistema de captación

Tabla 3.4.2 Plan de mantenimiento preventivo sistema de captación

EQUIPO	FRECUENCIA (meses)	DESCRIPCIÓN
Captador	6	IV Diferencias sobre original
Cristales	6	IV Condensaciones y suciedad
Juntas de degradación	6	IV Agrietamientos, deformidades
Absorbedor	6	IV Corrosión, deformaciones
Carcasa	6	IV Deformación, oscilaciones, ventanas de respiración
Conexiones	6	IV Aparición de fugas
Estructura	6	IV degradación, indicios de corrosión, apriete de tornillos

Sistema de acumulación

Tabla 3.4.3 Plan de mantenimiento preventivo sistema de acumulación

EQUIPO	FRECUENCIA (meses)	DESCRIPCIÓN
Depósito	24	Presencia de lodos en el fondo
Ánodos de sacrificio	12	Comprobación del desgaste
Aislamiento	12	Comprobar que no hay humedad

Circuito hidráulico

Tabla 3.4.4 Plan de mantenimiento preventivo circuito hidráulico

EQUIPO	FRECUENCIA (meses)	DESCRIPCIÓN
Fluido refrigerante	12	Comprobar su densidad y PH
Estanqueidad	24	Efectuar prueba de presión
Aislamiento exterior	6	IV degradación, protección uniones y ausencia de humedad
Aislamiento interior	12	IV uniones y ausencia de humedad
Purgador automático	12	CF y limpieza
Bomba	12	Estanqueidad
Vaso de expansión cerrado	6	Comprobación de la presión
Sistema de llenado	6	CF actuación
Válvula de corte	12	CF actuaciones (abrir y cerrar) para evitar agarrotamiento
Válvula de seguridad	12	CF actuación

Sistema eléctrico

Tabla 3.4.5 Plan de mantenimiento preventivo sistema eléctrico

EQUIPO	FRECUENCIA (meses)	DESCRIPCIÓN
Cuadro eléctrico	12	Comprobar que está siempre bien cerrado para que no entre polvo
Control diferencial	12	CF actuación
termostato	12	CF actuación

Sistema de energía auxiliar

Tabla 3.4.6 Plan de mantenimiento preventivo sistema de energía auxiliar

EQUIPO	FRECUENCIA (meses)	DESCRIPCIÓN
Sistema auxiliar	12	CF actuación
Sondas de temperatura	12	CF actuación

Dado que el sistema de energía auxiliar no forma parte del sistema de energía solar propiamente dicho, sólo será necesario realizar actuaciones sobre las conexiones del mismo al sistema de energía solar, así como la verificación del funcionamiento combinado de los dos sistemas. Se deja un mantenimiento más exhaustivo para la empresa instaladora del sistema auxiliar.

3.4.3.1 Mantenimiento correctivo

Son operaciones realizadas como consecuencia de la detección de cualquier anomalía en el funcionamiento de la instalación, en el plan de vigilancia o en el de mantenimiento preventivo.

Incluye la visita a la instalación, en los mismos plazos máximos indicados en el apartado de garantías, cada vez que el usuario así lo requiera por avería grave de la instalación, así como el análisis y elaboración del presupuesto de los trabajos y reposiciones necesarias para el correcto funcionamiento de la misma.

Los costes económicos del mantenimiento correctivo, con el alcance indicado, forman parte del precio anual del contrato de mantenimiento. Podrán no estar incluidas ni la mano de obra, ni las reposiciones de equipos necesarias.

3.4.4 Instrucciones en caso de emergencia

En caso de emergencia, es decir que la instalación proyecta no funcione correctamente o se detecte alguna avería en alguno de sus componentes, el usuario se lo comunicará inmediatamente al suministrador.

Cuando el suministrador considere que es un defecto de fabricación de algún componente lo comunicará al fabricante.

El suministrador atenderá el aviso en un plazo de:

- 24 horas, si se interrumpe el suministro de agua caliente, procurando establecer un servicio mínimo hasta el correcto funcionamiento de ambos sistemas (solar y de apoyo).
- 48 horas, si la instalación solar no funciona.
- una semana, si el fallo no afecta al funcionamiento.

Las averías de las instalaciones se repararán en su lugar de ubicación por el suministrador. Si la avería de algún componente no pudiera ser reparada en el domicilio del usuario, el componente deberá ser enviado al taller oficial designado por el fabricante por cuenta y a cargo del suministrador.

El suministrador realizará las reparaciones o reposiciones de piezas a la mayor brevedad posible una vez recibido el aviso de avería, pero no se responsabilizará de los perjuicios causados por la demora en dichas reparaciones siempre que sea inferior a 15 días naturales.

3.4.5 Especificaciones técnicas

Como medidas adicionales a los puntos descritos anteriormente, se adjuntan algunos puntos complementarios, y particularizados para las instalaciones solares térmicas de tubo de vacío.

- Desconexión de la instalación.

Desconecte la tensión de la instalación (p.ej., mediante un fusible aparte ó mediante el interruptor principal) y asegúrela contra una conexión externa.

- Comprobar el aislamiento térmico de las tuberías.

Compruebe si se han producido deterioros en el aislamiento de la instalación y si está bien fijo y, en caso necesario, arrégelos.

Cambie las piezas deterioradas.

El aislamiento de las tuberías en el exterior debe ser resistente a la temperatura y a los rayos UVA.

- Comprobar el depósito de expansión y la presión de la instalación.

1. Vacíe la instalación hasta que el manómetro indique "0" o cierre la válvula de casquete del depósito de expansión y elimine la presión.

2. Si la presión inicial del depósito de expansión es menor que el valor de consigna, rellene nitrógeno hasta que la presión inicial sea igual al valor de consigna.

3. Rellene medio portador de calor hasta que la presión de la instalación sea de 0,3 a 0,5 bares mayor que el valor de consigna de la presión inicial del depósito de expansión.

- Comprobar las conexiones eléctricas.

Compruebe que los colectores y los pasacables están fijos, compruebe si los cables han sufrido deterioros.

- Comprobar la temperatura de protección anti hielo del medio portador de calor.

Compruebe la temperatura de protección anti hielo del medio portador de calor con el comprobador de anticongelante del fabricante.



Universidad de León



Escuela Superior y Técnica
de Ingenieros de Minas

MEDICIONES Y PRESUPUESTO

INSTALACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA				
CODIGO	DESCRIPCIÓN	UNIDADES	PRECIO UNIDAD	PRECIO TOTAL
MODULOS FOTOVOLTAICOS				
ISV-01	Captador térmico modelo A-250P fabricante Atersa	28	214,95 €	6.018,60 €
ESTRUCTURA				
ISV-02	Soporte de aluminio para 7 captadores con una inclinación de 50 °	7	158,00 €	1.106,00 €
BATERIA				
ISV-03	Batería OPzS 2V 3100 Ah transparente fabricante EXIDE	1	805,85 €	805,85 €
REGULADOR				
ISV-04	Regulador modelo MPPT blue solar 150V 85A fabricante VICTRON	4	546,00 €	2.184,00 €
INVERSOR				
ISV-05	Inversor solar de 5000 VA 24 V fabricante VICTRON	1	1.865,85 €	1.865,85 €
CABLEADO 95 mm2				
ISV-06	Cable de cobre de 95 mm2 de sección	104	7,98 €	829,92 €
CABLEADO 120 mm2				
ISV-07	Cable de cobre de 120 mm2 de sección	20	11,10 €	222,00 €
CABLEADO 6 mm2				
ISV-08	Cable de cobre de 6 mm2 de sección	89	3,04 €	270,56 €
CABLEADO 70 mm2				
ISV-09	Cable de cobre de 70 mm2 de sección	10	6,85 €	68,50 €
FUSIBLE 80 A				
ISV-10	Fusible NI 105 / 80	1	28,33 €	28,33 €
FUSIBLE 40 A				
ISV-11	Fusible NI 105 / 40	1	17,62 €	17,62 €
FUSIBLE 260 A				
ISV-12	Fusible NI 105 / 260	1	31,79 €	31,79 €
INTERRUPTOR MAGNETOTERMICO				
ISV-13	Magnetotérmico marca CHINT gama Eb 25 A	1	2,80 €	2,80 €
INTERRUPTOR DIFERENCIAL				
ISV-14	Interruptor diferencial marca CHINT gama 2P 25 A	1	12,85 €	12,85 €
TUBO PROTECCION 16 mm				
ISV-15	Tubería de PVC rígida de 16 mm de diámetro	50	1,20 €	47,40 €
TUBO PROTECCION 50 mm				
ISV-16	Tubería de PVC rígida de 50 mm de diámetro	150	5,63 €	667,55 €
MANO DE OBRA				
ISV-17	Se considerara el 30 % del precio del material	-	-	4.253,89 €
TOTAL sin iva				18.433,51 €
TOTAL con iva				22.304,55 €

INSTALACIÓN SOLAR TÉRMICA				
CODIGO	DESCRIPCIÓN	UNIDADES	PRECIO UNIDAD	PRECIO TOTAL
CAPTADORES TÉRMICOS				
IST-01	Captador térmico Serie SR - modelo SRV 2.3 fabricante Saunier Duval	1	560,00 €	560,00 €
ESTRUCTURA				
IST-02	Soporte de aluminio para el captador con una inclinación de 45°	1	150,00 €	150,00 €
ACUMULADOR				
IST-03	Acumulador FE150 de 150 litros de volumen con intercambiador incorporado	1	550,00 €	550,00 €
BOMBA CIRCULACIÓN				
IST-04	Grupo de bombeo 6 l/min fabricante Saunier Duval	1	225,00 €	225,00 €
VASO EXPANSIÓN				
IST-05	Vaso de expansión de 5 litros y membrana flica fabricante Saunier Duval	1	27,30 €	27,30 €
TUBERIA 15 mm				
IST-06	Tubería de cobre de 15 mm de diametro exterior y 13 mm de diametro interior	37	3,65 €	135,05 €
AISLAMIENTO 40 mm				
IST-07	Aislamiento tubular flexible de 40 mm para tubería de 15 mm de diametro	37	6,50 €	240,50 €
LIQUIDO SOLAR				
IST-08	Garrafa de liquido solar de 50 litros	1	70,00 €	70,00 €
Accesorios varios				
IST-09	Codos, T, reducciones, purgador, valvulas,,,	-	-	250,00 €
MANO DE OBRA				
IST-10	Se considerara el 30 % del precio del material	-	-	662,36 €
TOTAL sin iva				2.870,21 €
TOTAL con iva				3.472,95 €

El total del precio (con IVA) de la instalación del proyecto es veinticinco mil seiscientos sesenta y nueve con setenta y cinco euros (25 669,75€).



Universidad de León



Escuela Superior y Técnica
de Ingenieros de Minas

ESTUDIO BÁSICO DE SEGURIDAD Y SALUD

INDICE

1	Objeto del presente Estudio Básico de Seguridad y Salud	106
1.1	Justificación del Estudio Básico de Seguridad y Salud	106
1.2	Objeto del Estudio Básico de Seguridad y Salud	106
2	Características generales de la obra	106
2.1	Descripción de la obra y situación	107
2.2	Suministro de energía eléctrica	107
2.3	Suministro de agua potable	107
2.4	Servidumbre y condicionantes	107
2.5	Presupuesto, plazo de ejecución y mano de obra	107
3	Riesgos laborables	108
3.1	Toda la obra	108
3.2	Transporte de materiales	109
3.3	Montaje de la instalación fotovoltaica y térmica	110
3.3.1	Montaje de la estructura	110
3.3.2	Colocación y Conexionado de los módulos	111
3.3.3	Instalación eléctrica	113
3.4	Evacuación de residuos y materiales	114
4	Riesgos en el empleo de medios auxiliares	115
4.1	Escaleras de mano y tijera	115
4.2	Andamios	117
5	Riesgos en el empleo de maquinaria y herramientas	119
5.1	Grúa autopropulsada y/o carretilla elevadora	119
6	Asistencia sanitaria	120
7	Prevención de daños a terceros	121
8	Previsiones para trabajos posteriores	121

1 Objeto del presente Estudio Básico de Seguridad y Salud

1.1 Justificación del Estudio Básico de Seguridad y Salud

El Real Decreto 1627/1.997 de 24 de Octubre, por el que se establecen disposiciones mínimas de seguridad y salud en las obras de construcción, establece en el apartado 2 del Artículo 4 que en los proyectos de obra no incluidos en los supuestos previstos en el apartado 1 del mismo Artículo, el promotor estará obligado a que en la fase de redacción del proyecto se elabore un Estudio Básico de Seguridad y Salud.

Por lo tanto, hay que comprobar que se dan todos los supuestos siguientes:

- a) El Presupuesto de Ejecución por Contrata (PEC) es inferior a 450.759,07 euros.
- b) La duración estimada de la obra no es superior a 30 días o no se emplea en ningún momento a más de 20 trabajadores simultáneamente. En nuestro caso el plazo de ejecución previsto es de 30 días y el número de trabajadores será de 10 personas.
- c) Que el volumen de mano de obra estimada, entendiéndose por tal la suma de los días de trabajo del total de los trabajadores en la obra, no sea superior a 500.
- d) Las obras no serán de túneles, galerías, conducciones subterráneas ni presas

1.2 Objeto del Estudio Básico de Seguridad y Salud

El Estudio de Seguridad y Salud también sirve como base para que, con anterioridad al comienzo de las obras, se elabore un Plan de Seguridad y Salud, tal como establece el anteriormente citado RD 1627/97. Durante el desarrollo de las obras contempladas en este Estudio, el Plan de Seguridad y Salud será el que permita conseguir y mantener las condiciones de trabajo necesarias para proteger la salud y la vida de los trabajadores. En dicho Plan podrán modificarse algunos de los aspectos señalados en este Estudio cumpliendo con los requisitos señalados en la normativa mencionada anteriormente.

2 Características generales de la obra

En este punto se analizan con carácter general, independientemente del tipo de obra, las diferentes servidumbres o servicios que se deben tener perfectamente definidos y solucionados antes del comienzo de las obras.

2.1 Descripción de la obra y situación

La situación de la obra a realizar y el tipo de la misma se recogen en el documento de Memoria del presente proyecto.

2.2 Suministro de energía eléctrica

El suministro de energía eléctrica provisional de obra se generará mediante un grupo electrógeno.

2.3 Suministro de agua potable

El suministro de agua potable será a través de las conducciones habituales de suministro en la región, zona, etc...En el caso de que esto no sea posible, dispondrán de los medios necesarios que garanticen su existencia regular desde el comienzo de la obra.

2.4 Servidumbre y condicionantes

No se prevén interferencias en los trabajos, puesto que en el caso de que la obra civil y el montaje se ejecuten por empresas diferentes, no existe coincidencia en el tiempo. No obstante, de acuerdo con el artículo 3 de R.D. 1627/1997, si interviene más de una empresa en la ejecución del proyecto, o una empresa y trabajadores autónomos, o más de un trabajador autónomo, el Promotor deberá designar un Coordinador en materia de Seguridad y Salud durante la ejecución de la obra. Esta designación debería ser objeto de un contrato expreso.

2.5 Presupuesto, plazo de ejecución y mano de obra

▪ Presupuesto

El presupuesto de ejecución material para las obras, reflejado en el Proyecto de Ejecución de la Instalación Solar Fotovoltaica y Solar Térmica, asciende a la cantidad de veinticinco mil seiscientos sesenta y nueve con setenta y cinco euros (25 669,75€).

▪ Plazo de Ejecución Estimado

Se ha estimado que la duración de los trabajos será de aproximadamente seis semanas a partir de la fecha de su comienzo.

▪ Número de Trabajadores

El máximo personal que se prevé que participe en la ejecución de las obras de forma simultánea será de seis operarios.

3 Riesgos laborales

Este apartado contiene la identificación de los riesgos laborales que no pueden ser completamente eliminados, y las medidas preventivas y protecciones técnicas que deberán adoptarse para el control y la reducción de este tipo de riesgos. La primera relación se refiere a aspectos generales que afectan a la totalidad de la obra, y las restantes, a los aspectos específicos de cada una de las fases en las que ésta puede dividirse.

3.1 Toda la obra

Riesgos más frecuentes

- Caídas de operarios al mismo nivel.
- Caídas de operarios a distinto nivel.
- Caídas de objetos sobre operarios.
- Caídas de objetos sobre terceros.
- Choques o golpes contra objetos.
- Fuertes vientos.
- Ambientes pulvígenos.
- Trabajos en condición de humedad.
- Contactos eléctricos directos e indirectos.
- Cuerpos extraños en los ojos.
- Sobreesfuerzos.

Medidas preventivas y protecciones colectivas

- Orden y limpieza de las vías de circulación de la obra.
- Orden y limpieza de los lugares de trabajo.
- Recubrimiento, o distancia de seguridad (1 m) a líneas eléctricas de B.T.
- Iluminación adecuada y suficiente (alumbrado de obra).
- No permanecer en el radio de acción de las máquinas.
- Puesta a tierra en cuadros, masas y máquinas sin doble aislamiento.
- Señalización de la obra (señales y carteles).
- Cintas de señalización y balizamiento a 10 m de distancia.
- Vallado del perímetro completo de la obra, resistente y de altura 2 m.
- Marquesinas rígidas sobre accesos a la obra.
- Extintor de polvo seco, de eficacia 21^a - 113B.
- Evacuación de escombros.

- Escaleras auxiliares.
- Información específica.
- Grúa parada y en posición veleta.

Equipos de protección individual

- Cascos de seguridad.
- Calzado protector.
- Ropa de trabajo.
- Casquetes anti ruidos.
- Gafas de seguridad.
- Cinturones de protección.

3.2 Transporte de materiales

Riesgos más frecuentes

- Caída de personas al mismo nivel.
- Cortes.
- Caída de objetos.
- Desprendimientos.
- Desplomes y derrumbes.
- Atrapamiento.
- Confinamiento.
- Condiciones ambientales y señalización.

Medidas preventivas y protecciones colectivas

- Inspección del estado del terreno.
- Utilización de los pasos y vías existentes.
- Limitación de la velocidad de los vehículos.
- Respeto de zonas señalizadas y delimitadas.
- Exigencia y mantenimiento del orden.
- Precaución en el transporte de materiales.

Protecciones individuales

- Guantes de protección.

- Cascos de seguridad.
- Botas de seguridad.

3.3 Montaje de la instalación fotovoltaica y térmica

3.3.1 Montaje de la estructura

Riesgos más frecuentes

- Caída de personas al mismo nivel.
- Caída de personas a distinto nivel.
- Caída de materiales y objetos desde la cubierta.
- Cortes y golpes producidos por el manejo de herramientas manuales.
- Cortes producidos por las aristas de la estructura.
- Choques contra objetos.
- Sobreesfuerzos.

Medidas preventivas y protecciones colectivas

- Se mantendrá en todo momento el orden y la limpieza de la obra, para evitar los riesgos de pisadas y tropiezos.
- Las escaleras de mano a utilizar serán del tipo “tijera”, dotadas con zapatas antideslizantes y cadenilla limitadora de apertura.
- Se prohíbe la formación de andamios utilizando escaleras de mano a modo de borriquetas.
- Se prohíbe en general la utilización de escaleras de mano o de andamios sobre borriquetas, en lugares de caída desde altura durante los trabajos de montaje de la estructura, si antes no se han instalado las protecciones de seguridad adecuadas.
- Cuando sea necesario se instalarán redes de protección colectiva.
- Será obligatorio el uso de arnés.
- Se mantendrá en todo momento el orden y la limpieza durante los trabajos efectuados en la cubierta, para evitar la caída de objetos al vacío.
- Se acotará y señalizará la zona de trabajo, prohibiendo el tránsito en las inmediaciones del edificio durante el tiempo que duren los trabajos en la cubierta.
- El transporte y montaje de los elementos que componen la estructura se realizará con guantes de protección para evitar cortes producidos con las rebabas de los extremos de las barras que componen la estructura.
- Cuando se monten o transporten partes de la estructura de considerable peso o volumen, los operarios que los trasladen vigilarán en todo momento que los lugares de paso estén libres de materiales y objetos, para evitar posibles golpes.

-El personal será debidamente formado en materia de ergonomía para evitar malas posturas.

Protecciones individuales

- Ropa de trabajo.
- Casco de seguridad.
- Guantes de protección.
- Botas de seguridad.
- Cinturón de seguridad de clase A.
- Arnés.

3.3.2 Colocación y Conexión de los módulos

Riesgos más frecuentes

- Caída de personas al mismo nivel.
- Caída de personas a distinto nivel.
- Caída de materiales y objetos desde la cubierta.
- Cortes y golpes producidos por el manejo de herramientas manuales.
- Cortes producidos por las aristas de la estructura.
- Choques contra objetos.
- Sobreesfuerzos.
- Electrocución o quemaduras por presencia de tensión en los conductores.
- Electrocución o quemaduras por conexiones directas sin clavijas macho hembra.
- Electrocución por el uso de herramientas sin aislamiento.
- Quemaduras por el uso de soldadura

Medidas preventivas y protecciones colectivas

- Se mantendrá en todo momento el orden y la limpieza de la obra, para evitar los riesgos de pisadas y tropiezos.
- Las escaleras de mano a utilizar serán del tipo “tijera”, dotadas con zapatas antideslizantes y cadenilla limitadora de apertura.
- Se prohíbe la formación de andamios utilizando escaleras de mano a modo de borriquetas.
- Se prohíbe en general la utilización de escaleras de mano o de andamios sobre borriquetas, en lugares de caída desde altura durante los trabajos de colocación de los

módulos en la estructura, si antes no se han instalado las protecciones de seguridad adecuadas.

-Cuando sea necesario se instalarán redes de protección colectivas.

-Será obligatorio el uso de arnés.

-Se mantendrá en todo momento el orden y la limpieza durante los trabajos efectuados en la cubierta, para evitar la caída de objetos al vacío.

-Se acotará y señalizará la zona de trabajo, prohibiendo el tránsito en las inmediaciones del edificio durante el tiempo que duren los trabajos en la cubierta.

-La colocación de los módulos en la estructura se realizará con guantes de protección para evitar cortes producidos con las rebabas de los extremos de las barras que componen a estructura.

-El conexionado de los módulos fotovoltaicos y del modulo térmico será ejecutado siempre por personal especialista, para evitar montajes incorrectos.

-Antes de conectar los módulos fotovoltaicos entre sí se realizará una minuciosa revisión de los terminales, para comprobar que se encuentran en perfecto estado.

-Para evitar que entre los terminales de los módulos fotovoltaicos exista tensión, con el peligro de electrocución que plantea, los módulos permanecerán tapados hasta que concluyan la totalidad de los trabajos concernientes a la instalación eléctrica.

-Se prohíbe el conexionado de los módulos fotovoltaicos sin la utilización de los multi-contactos o clavijas macho-hembra adecuadas.

-Las herramientas utilizadas por los instaladores estarán protegidas por material aislante normalizado contra los contactos de energía eléctrica.

-Toda herramienta de los instaladores cuyo aislamiento esté deteriorado será retirada inmediatamente y sustituida por otra en buen estado.

-El personal será debidamente formado en materia de ergonomía para evitar malas posturas.

Protecciones individuales

-Ropa de trabajo.

-Casco de seguridad.

-Guantes de protección.

-Guantes aislantes.

-Botas de seguridad.

-Botas aislantes de electricidad.

-Cinturón de seguridad de clase A.

-Arnés.

-Comprobadores de tensión.

-Herramientas aislantes de electricidad.

- Gafas de soldadura
- Guantes de soldadura

3.3.3 Instalación eléctrica

Riesgos más frecuentes

- Caída de personas al mismo nivel.
- Caída de personas a distinto nivel.
- Cortes y golpes producidos por el manejo de herramientas manuales.
- Cortes y pinchazos por el manejo de guías y conductores.
- Electrocución o quemaduras por la mala protección de cuadros eléctricos.
- Electrocución o quemaduras por maniobras incorrectas en las líneas.
- Electrocución o quemaduras por conexiones directas sin clavijas macho hembra.
- Electrocución por el uso de herramientas sin aislamiento.
- Sobreesfuerzos por posturas forzadas.

Medidas preventivas y protecciones colectivas

- Se mantendrá en todo momento el orden y la limpieza de la obra, para evitar los riesgos de pisadas y tropiezos.
- Cuando se realicen trabajos en interiores la iluminación no será inferior a 100 lux, medidos a 2 m del suelo.
- Las escaleras de mano a utilizar serán del tipo "tijera", dotadas con zapatas antideslizantes y cadenilla limitadora de apertura.
- Se prohíbe la formación de andamios utilizando escaleras de mano a modo de borriquetas.
- Se prohíbe en general la utilización de escaleras de mano o de andamios sobre borriquetas, en lugares de caída desde altura durante la ejecución de la instalación eléctrica, si antes no se han instalado las protecciones de seguridad adecuadas.
- Los cuadros eléctricos se mantendrán en perfectas condiciones y estarán protegidos para evitar contactos directos con la electricidad. La apertura del cuadro estará siempre cerrada, y solo la persona encargada y entendida de su manejo tendrá acceso al interior.
- El montaje de los aparatos eléctricos será ejecutado siempre por personal especialista, para evitar montajes incorrectos.
- Se prohíbe el conexionado de cables a los cuadros de suministro eléctrico de obra, sin la utilización de clavijas macho-hembra adecuadas.
- Las herramientas utilizadas por los instaladores electricistas estarán protegidas por material aislante normalizado contra los contactos de energía eléctrica.

- Toda herramienta de los instaladores cuyo aislamiento esté deteriorado será retirada inmediatamente y sustituida por otra en buen estado.
- En caso de ser necesaria la iluminación con portátiles, ésta se realizará con portalámparas estancos con mango aislante y rejilla de protección de la bombilla.
- El personal será debidamente formado en materia de ergonomía para evitar malas posturas.

Protecciones individuales

- Ropa de trabajo.
- Casco de seguridad.
- Guantes aislantes.
- Botas de seguridad.
- Botas aislantes de electricidad.
- Cinturón de seguridad de clase A.
- Comprobadores de tensión.
- Herramientas aislantes de electricidad.

3.4 Evacuación de residuos y materiales

Riesgos más comunes

- Caída de personas al mismo nivel.
- Atrapamiento por objetos pesados.
- Partículas en los ojos.
- Sobreesfuerzos por alzamiento de cargas pesadas.

Medidas preventivas

- Todos los residuos se almacenarán en la zona prevista para ello.
- Cuando se desmonten y transporten materiales o residuos de considerable peso o volumen, los operarios que los trasladen vigilarán en todo momento que los lugares de paso estén libres de personal, para evitar golpes con objetos.
- Se prohíbe la permanencia de operarios dentro del radio de acción de cargas suspendidas.
- Si en las operaciones de carga de residuos se levanta polvo en el área de trabajo, los operarios deberán disponer de gafas de protección contra partículas.
- El personal será debidamente formado en materia de ergonomía para evitar malas posturas.

Protecciones individuales

- Ropa de trabajo.
- Casco de seguridad.
- Guantes de protección.
- Botas de seguridad.
- Cinturón de seguridad.
- Gafas anti-proyecciones.

4 Riesgos en el empleo de medios auxiliares

4.1 Escaleras de mano y tijera

Consideraciones generales referentes al uso de escaleras metálicas:

- Los largueros serán de una sola pieza y no presentarán deformaciones que puedan mermar su seguridad.
- Las escaleras metálicas no estarán suplementadas con uniones soldadas.
- El empalme de escaleras metálicas se realizará mediante los dispositivos industriales fabricados para tal fin.
- Las escaleras metálicas estarán pintadas con pinturas anti-oxidación que las preserven de las agresiones de la intemperie.

Consideraciones generales referentes al uso de escaleras de madera:

- Se prohíbe el uso de escaleras de madera en la ejecución de los trabajos contemplados en el presente Estudio.

Riesgos más comunes en escaleras de mano

- Rotura por defectos ocultos.
- Caída de personas a distinto nivel y/o al vacío.
- Vuelco lateral por apoyo irregular y/o deslizamientos por apoyo incorrecto.

Medidas preventivas

- Las escaleras metálicas se protegerán de la intemperie mediante barnices transparentes, para que no queden ocultos los posibles desperfectos.
- Se prohíbe la utilización de escaleras de mano para salvar alturas superiores a 5 metros, entendiéndose esta cota como tope máximo admisible. Para acceder a cotas elevadas se recomienda establecer una plataforma de resalto intermedia a los 2,5 m de altura, dotada de protección perimetral.

- Está prohibido el acceso a lugares de altura igual o superior a 7 m mediante el uso de escaleras de mano sin largueros reforzados en el centro contra oscilaciones. Para mayores alturas se recomiendan otros sistemas.
- Se prohíbe transportar pesos a mano o a hombro iguales o superiores a 25 kg sobre las escaleras de mano, ya que el operario puede desequilibrarse fácilmente.
- Está prohibido que los trabajadores asciendan o desciendan con objetos ocupando sus manos, a tal efecto se emplearán cinturones portaherramientas, cajas pendientes de los hombros o medios similares para transportar los pequeños objetos o herramientas.
- Se prohíbe la utilización de una misma escalera por dos o más operarios simultáneamente.
- El ascenso y el descenso se realizarán frontalmente, es decir, mirando directamente hacia los peldaños de la escalera.
- Bajo régimen de fuertes vientos, cuando se salven alturas superiores a los 3 m el ascenso y descenso por la escalera se realizará dotado de cinturón de seguridad amarrado a un cable de seguridad de acero montado en paralelo a la escalera. Por dicho cable circulará libremente un “dispositivo de frenado anticaídas”, al que se anclará el fiador del cinturón de seguridad.
- Las escaleras de mano estarán dotadas en su extremo inferior de zapatas antideslizantes de seguridad.
- El extremo superior de la escalera se amarrará firmemente al objeto o estructura al que da acceso.
- La colocación de la escalera de mano se hará de tal forma que su apoyo inferior diste de la proyección vertical del superior $\frac{1}{4}$ de la longitud del larguero entre apoyos.
- Las escaleras de mano a utilizar sobrepasarán en 0,9 m la altura a salvar. Esta cota se medirá en vertical desde el extremo superior del larguero al plano de desembarco, quedando totalmente prohibido el uso de tubos o redondos para suplementar los largueros.
- Se prohíbe apoyar la base de las escaleras sobre lugares u objetos poco firmes que puedan mermar su estabilidad.

Riesgos más comunes en escaleras de tijera

- Caída de personas a distinto nivel y/o al vacío.
- Vuelco lateral por apoyo irregular y/o deslizamientos por apoyo incorrecto.

Medidas preventivas con escaleras de tijera

- Queda prohibida la utilización de escaleras de tijera a modo de borriquetas para sustentar las plataformas de trabajo, ya que tales plataformas deben tener una anchura mínima de 60 cm (3 tablones), y el ancho normalizado de las escaleras no permite un apoyo de tal amplitud.

- Los cuatro apoyos de la escalera se situarán sobre una superficie firme, quedando prohibido su sustento sobre suplementos como cajones, bloques, materiales diversos, etc., por crear situaciones inestables de alto riesgo.
- Las escaleras de tijera estarán dotadas hacia la mitad de su altura de cadenilla (o cable de acero), de limitación de apertura máxima.
- Las escaleras de tijera estarán dotas de topes de seguridad de apertura en su articulación superior.
- Las escaleras se montarán siempre sobre pavimentos horizontales (o sobre superficies provisionales horizontales).
- Los cuatro apoyos de la escalera se situarán sobre una superficie firme, quedando prohibido su sustento sobre suplementos como cajones, bloques, materiales diversos, etc., por crear situaciones inestables de alto riesgo.
- Las escaleras de tijera se utilizarán siempre como tales, abriendo ambos largueros para no mermar su seguridad.

Protecciones individuales

- Ropa de trabajo.
- Casco de seguridad.
- Guantes de protección de PVC o goma.
- Cinturón portaherramientas.
- Cinturón de seguridad.
- Calzado antideslizante.

4.2 Andamios

Riesgos más comunes

- Caída de personas a distinto nivel.
- Caída de objetos.
- Desplome del andamio.
- Todos aquellos que se derivan del posible padecimiento de enfermedades no detectadas (epilepsia, vértigo,...)

Medidas preventivas y protecciones colectivas

- Los andamios siempre deben estar perfectamente arriostrados para evitar movimientos que puedan hacer perder el equilibrio a los trabajadores.
- Las plataformas de trabajo tendrán una anchura mínima de 60 cm y estarán firmemente ancladas a los apoyos, evitando así movimientos por deslizamiento o vuelco.

- Los tablones que formen las plataformas de trabajo no presentarán defectos visibles y estarán libres de nudos que mermen su resistencia. Se cuidará la limpieza de los tablones, de forma que puedan apreciarse posibles desperfectos causados por el uso.
- Las plataformas de trabajo que se ubique a 2 o más metros de altura, poseerán barandillas perimetrales continuas con una altura mínima de 90 cm, formadas por pasamanos, barra o listón intermedios y rodapiés.
- La distancia de separación entre el andamio y el parámetro vertical de trabajo no será superior a 30 cm en prevención de caídas.
- Queda totalmente prohibido correr sobre las plataformas de los andamios, para evitar accidentes por caídas.
- Se prohíbe abandonar sobre las plataformas de los andamios materiales o herramientas, ya que pueden caer sobre las personas.
- Antes de que los trabajadores suban a la plataforma andamiada se revisará toda su estructura para evitar situaciones de riesgo.
- Los tramos verticales de los andamios (módulos o pies derechos) se apoyarán sobre tablones de reparto de cargas.
- En las zonas de terreno inclinado los pies derechos de los andamios se suplementarán mediante tacos o porciones de tablón trabadas entre sí y recibidas al durmiente de reparto.
- Los andamios deberán soportar 4 veces la carga máxima prevista.
- A lo largo y ancho de los parámetros verticales se establecerán “puntos fuertes” de seguridad en los que arriostrar los andamios.
- Si en algún elemento se detecta un fallo técnico o mal funcionamiento, será inmediatamente desmontado para su reparación.
- Durante los reconocimientos técnicos previos para la admisión del personal que trabajará sobre los andamios en esta obra, se intentarán detectar aquellos trastornos orgánicos que puedan padecer los operarios y provocarles accidentes (vértigo, epilepsia, trastornos cardíacos, etc).

Protecciones individuales

- Ropa de trabajo.
- Casco de seguridad.
- Guantes de protección.
- Botas de seguridad.
- Cinturón de seguridad.
- Cinturón portaherramientas.
- Calzado antideslizante.

5 Riesgos en el empleo de maquinaria y herramientas

5.1 Grúa autopropulsada y/o carretilla elevadora

Se empleará para descargar los materiales (estructura, módulos fotovoltaicos, modulo térmico...) desde el medio de transporte utilizado.

Riesgos más comunes

- Atropello de personas.
- Desplome de la carga.
- Colisión contra otras máquinas.
- Golpes por la carga a personas o estructuras.
- Vuelco del vehículo.
- Atrapamientos.
- Caídas al subir o bajar a la zona de mandos.

Medidas preventivas y protecciones colectivas

- Si no se tiene visibilidad no se dará marcha atrás sin la ayuda de un maquinista.
- Se prohíbe la permanencia de personas en torno a las máquinas en distancias inferiores a 5 metros.
- El maquinista limpiará sus botas de barro o grava antes de iniciar los desplazamientos, para evitar resbalar en los pedales.
- Los ganchos de cuelgue estarán dotados de pestillos de seguridad.
- No se utilizarán aparejos, balancines, eslingas o estribos defectuosos o dañados.
- Nunca se abandonará la máquina en carga.
- Antes de izar una carga, el maquinista comprobará en la tabla de cargas de la cabina la distancia de extensión máxima del brazo.
- Se prohíbe expresamente sobrepasar la carga máxima admisible fijada por el fabricante de la máquina en función de la extensión del brazo.
- Si no se tiene visibilidad no se dará marcha atrás sin la ayuda de un maquinista.
- Se instalarán señales de peligro de obra, balizamiento y dirección obligatoria para la orientación del resto de vehículos o maquinaria.
- Las maniobras de descarga serán dirigidas por alguien especialista en los riesgos de maniobras incorrectas.
- El maquinista asegurará la inmovilización del brazo antes de iniciar ningún desplazamiento.
- Las cargas en suspensión se guiarán con la ayuda de cabos de gobierno.

- El grústa tendrá en todo momento a la vista la carga suspendida. Si esto no fuera posible, las maniobras serán dirigidas expresamente por un señalista, para evitar riesgos por maniobras incorrectas.
- Quedan totalmente prohibidos el paso y la permanencia de personas bajo la carga en suspensión.
- Antes de iniciar las maniobras de carga se instalarán los calzos inmovilizadores en las cuatro ruedas y en los gatos estabilizadores.
- En caso de existir rampas de acceso, éstas no superarán el 20 % de inclinación.
- Se prohíbe realizar la suspensión de cargas de forma lateral cuando la superficie de apoyo esté inclinada hacia el lado de la carga.
- Se prohíbe estacionar o circular a distancias inferiores de 2 m de cortes del terreno.
- La máquina se mantendrá alejada de terrenos inseguros, propensos a hundimientos.
- Se prohíbe arrastrar cargas con la máquina.
- Todos los operarios evitarán el contacto con el brazo telescópico en servicio.
- Los operarios subirán y bajarán de las máquinas por los lugares previstos para ello.
- Los operarios limpiarán sus botas de barro o grava antes de subir a las máquinas, para evitar resbalones.
- Se prohíbe saltar directamente al suelo desde la máquina, salvo riesgo inminente para la integridad física del operario.

Protecciones individuales

- Ropa de trabajo.
- Casco de seguridad.
- Guantes de protección.
- Botas de seguridad.

6 Asistencia sanitaria

La obra dispondrá de un botiquín portátil debidamente señalizado y de fácil acceso, con los medios necesarios para los primeros auxilios en caso de accidente y estará a cargo de él una persona capacitada designada por la empresa constructora.

La dirección de la obra acreditará la adecuada formación del personal de la obra en materia de prevención y primeros auxilios. Así como la de un Plan de emergencia para atención del personal en caso de accidente y la contratación de los servicios asistenciales adecuados (Asistencia primaria y asistencia especializada).

Se colocarán en lugares visibles listas con los teléfonos y direcciones de los centros asignados para urgencias, ambulancias, taxis, ..., para garantizar un rápido transporte de los posibles accidentados a los centros de asistencia. Como mínimo, los carteles recogerán los siguientes datos:

- Teléfono general de urgencias: 112
- Nombre del centro, dirección y teléfono del centro sanitario con servicio de urgencias más cercano.

7 Prevención de daños a terceros

Se señalarán los accesos a la obra y se prohibirá el paso a toda persona ajena a la misma colocando en su caso, si es posible, los cerramientos necesarios.

8 Previsiones para trabajos posteriores

El apartado 3 del artículo 6 del R.D. 1627/1997, establece que en el Estudio Básico se contemplarán también las previsiones y las informaciones útiles para efectuar en su día, en las debidas condiciones de seguridad y salud, los previsibles trabajos posteriores.

En el Proyecto de Ejecución se han especificado una serie de elementos que han ido previstos para facilitar las futuras labores de mantenimiento y reparación en condiciones de seguridad y salud, y que una vez colocados, también servirán para la seguridad durante el desarrollo de las obras.