



UNIVERSIDAD DE JAÉN
Escuela Politécnica Superior de Linares

VIVIENDA UNIFAMILIAR ALIMENTADA CON ENERGÍAS RENOVABLES

Alumno: Juan Carlos Álvarez García

Tutor: David Vera Candéas

Depto.: Departamento de Ingeniería Eléctrica

1. RESUMEN

El siguiente proyecto tiene como objetivo el dimensionado y cálculo económico de la electrificación de una vivienda con energías renovables. Este proyecto surge como respuesta al cada vez mayor interés por parte de la sociedad de poder autoabastecerse con energías limpias y no tener que depender de empresas externas de suministro energético. La mayor concienciación de la población hacia los problemas energéticos, el abaratamiento de todo el equipo necesario para su puesta en funcionamiento en los últimos años, así como el continuado aumento de los precios de la electricidad crean el entorno ideal para plantearse la viabilidad o no de éste proyecto. La vivienda, considerada ya construida, y funcionando con conexión a la red será adaptada para poder abastecerse de energía fotovoltaica, junto con el resto de equipo necesario, en el que se incluye el uso de baterías. Se realizará una comparación económica entre la actual situación de conexión a red de la vivienda y el uso de energía renovable.

ÍNDICE GENERAL

1. MEMORIA	4
2. CÁLCULOS.....	9
3. PRESUPUESTO.....	113
4. ANEXOS	117
5. PLIEGO DE CONDICIONES	131
6. PLANOS.....	160
7. BIBLIOGRAFÍA.....	166

1. MEMORIA

1. MEMORIA	4
1.1. ASPECTOS GENERALES.....	6
1.1.1. EMPLAZAMIENTO DE LA INSTALACIÓN	6
1.1.2. REGLAMENTACIÓN	6
1.2. CARACTERÍSTICAS DE LA INSTALACIÓN.....	6

1. MEMORIA

1.1. ASPECTOS GENERALES

1.1.1. EMPLAZAMIENTO DE LA INSTALACIÓN

El proyecto se realiza para una vivienda situada en la provincia de Jaén, concretamente en el municipio de Linares, por lo que se utilizarán los datos que sean necesarios (irradiancia, latitud, longitud, etc) para esta situación geográfica.

La latitud del municipio de Linares es: 38,0981° N

La longitud de Linares es: 3,6296° O

Altitud de Linares: 419 m

1.1.2. REGLAMENTACIÓN

Las leyes, normativas y disposiciones en los que se basa este proyecto son las citadas a continuación:

1º Ley 54/1997 de 27 de noviembre del Sector Eléctrico (BOE nº 285 del 28/11/1977)

2º Real Decreto 842/ 2002 del 2 de Agosto. Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión.

3º Pliego de condiciones técnicas para instalaciones aisladas del IDAE.

4º Ley 31/1995 sobre la Prevención de Riesgos Laborales.

5º Real Decreto 1627/97 del 24 de Octubre de 1997 por el que se establecen las Disposiciones Mínimas de Seguridad y Salud en las Obras de Construcción.

1.2. CARACTERÍSTICAS DE LA INSTALACIÓN.

Se considerará que la vivienda estará habitada de forma permanente por una familia formada por 3 personas (dos adultos y un niño). Se establecerá una previsión de cargas para poder considerar la potencia de la instalación que pueda cubrir las necesidades de la familia.

La vivienda consta de las siguientes superficies útiles:

- Total superficie útil planta primera: 77.25 m²
- Total superficie útil planta baja: 79.95 m²
- Total superficie útil planta semisótano: 52.75 m²

- Total superficie útil: 209.95 m²

La superficie disponible para la colocación de los paneles en el ala del tejado orientada al sur es por un lado un alero de 4,35 m x 1,25 m a lo que hay que añadir un ala del tejado de 4,35m x 2,61 m, lo que da un área total disponible de 16.79 m².

A continuación se expone las características de la instalación. El desglose de los cálculos necesarios para obtener este apartado se realizara en la sección 2.CÁLCULOS.

Elemento	Modelo	Número	Precio unitario (€)	Precio total (€)
Paneles	Ecofener SCL-250P	12	213,95	2567,4
Baterías	Rolls S-550 12 V	7	783	5481
Regulador	Powermax SCL-60A	4	355	1420
Inversor	TBS electronics Powersine 2600W 12 V _{cc}	1	1539	1539
Estructura	Elecsolsolar soporte 4 módulos 35° vertical	3	320,15	960,45
Sistema fijación paneles	Sistema HOOK	48	1,64	78,72
Conductores	Sección 2,5 mm ²	42	0,28	11,76
	Sección 4 mm ²	12	0,45	5,4
Canalizaciones	Tubo Ø40 mm	8	6	48
Protecciones	Fusible KPS NH-00 16 Gg AC500/440 V _{cc}	8	5,85	46,8
	Fusible KPS NH-00 40 Gg AC500/440 VCC	2	5,85	11,7
	Base portafusibles KPS NH-00	6	9,92	59,52
	Interruptor de corte Schneider Compact INS40	1	77,3	77,3
			TOTAL	12.307

Tabla 1.1 Resumen de elementos de la instalación y su presupuesto correspondiente.

La vivienda consta de las siguientes estancias:

- Planta baja:

Un salón

Una cocina

Un despacho

Un baño

Una terraza

Un porche de entrada

Una entrada

Un pasillo

Una escalera

- Planta primera:

Dos dormitorios

Dos baños

Dos vestidores

Un pasillo

Una escalera

Una habitación de uso indeterminado

- Planta semisótano:

Un garaje

2. CÁLCULOS

2. CÁLCULOS.....	9
2.1. CONSIDERACIONES PREVIAS.....	13
2.2. PREVISIÓN DE CARGAS.....	16
2.2.1. ILUMINACIÓN	16
2.2.2. ELEMENTOS DE FUERZA	17
2.2.3. TOTAL VIVIENDA.....	18
2.3. CÁLCULOS SOLARES.....	18
2.3.1. CÁLCULO DE LA IRRADIANCIA ANUAL MEDIA Y DE LA IRRADIACIÓN TOTAL ANUAL Y DIARIA MEDIA EN EL LUGAR DE LA VIVIENDA.	18
2.3.2. CÁLCULO DE LA INCLINACIÓN DE LOS PANELES.	20
2.3.3. CÁLCULO DE LAS HORAS DE SOL PICO (H.S.P.)	21
2.4. CÁLCULOS ELÉCTRICOS.....	25
2.4.1. ACUMULADORES (BATERÍAS).....	25
2.4.1.1. Tipos de acumuladores según su función	25
2.4.1.2. Tipos de acumuladores según su composición.....	26
2.4.1.3. Capacidad.....	27
2.4.1.4. Términos asociados a un acumulador.	28
2.4.1.5. Voltaje	30
2.4.1.6. Ciclos de carga-descarga de la batería de acumuladores.....	32
2.4.1.7. Profundidad de descarga de la batería	33
2.4.1.8. Comportamiento de la batería de acumuladores en una instalación fotovoltaica.....	33
2.4.1.9. Efecto de la temperatura.	33
2.4.1.10. Vida útil.....	34
2.4.1.11. Datos de partida para los cálculos.	36
2.4.1.12. Cálculo del rendimiento.	39
2.4.1.13. Cálculo de la energía necesaria.....	39
2.4.1.14. Días de autonomía.....	40
2.4.1.15. Capacidad útil de las baterías.	41
2.4.1.16. Capacidad nominal de las baterías.	41
2.4.1.17. Cálculo del número de baterías necesarias.	42
2.4.1.18. Días de autonomía reales.....	44
2.4.2. PANELES	46
2.4.2.1. Parámetros característicos de la célula fotovoltaica	46

2.4.2.2.	Interconexión de paneles.....	49
2.4.2.3.	Efecto del regulador	49
2.4.2.4.	Datos de partida.	50
2.4.2.5.	Cálculo de la potencia que deben producir los paneles teniendo en cuenta las pérdidas por el uso del regulador.....	50
2.4.2.6.	Efecto de la temperatura.	52
2.4.2.7.	Cálculo del número de paneles totales a instalar.	54
2.4.2.8.	Potencia total generada por los paneles.	55
2.4.2.9.	Tensión de entrada máxima en circuito abierto (OC).	55
2.4.2.10.	Intensidad máxima de corriente.	55
2.4.2.11.	Energía producida por los paneles	56
2.4.3.	REGULADOR.....	58
2.4.3.1.	Parámetros eléctricos característicos de un regulador.....	59
2.4.3.2.	Tipos de reguladores	60
2.4.3.3.	Diodo de bloqueo.	61
2.4.3.4.	Necesidad del regulador.....	62
2.4.3.5.	Elección del regulador	63
2.4.3.6.	Configuraciones posibles.....	64
2.4.3.6.1.	Un regulador.....	64
2.4.3.6.2.	Dos reguladores.	66
2.4.4.	INVERSOR (CONVERTIDOR).....	71
2.4.4.1.	Convertidores CC-CC.....	72
2.4.4.2.	Convertidores CC-CA.....	72
2.4.4.3.	Cálculo de la potencia del sistema	76
2.4.4.3.1.	Sistema de iluminación	76
2.4.4.3.2.	Sistema de fuerza.....	76
2.4.4.3.3.	Sistema total.....	76
2.4.5.	CONDUCTORES	77
2.4.5.1.	Tramo paneles-regulador.	79
2.4.5.2.	Tramo regulador-cuadro CC.	81
2.4.5.3.	Tramo cuadro CC-inversor.....	85
2.4.5.4.	Tramo cuadro CC-Baterías.....	83
2.4.5.5.	Tramo inversor-cuadro CA.	84
2.4.5.6.	Tramo cuadro CA-electrodomésticos.	88

2.4.5.7.	Cuadro resumen de las secciones.	89
2.4.6.	PUESTA A TIERRA.....	89
2.4.6.1.	Circuito interior de puesta a tierra.	89
2.4.6.2.	Circuito del sistema fotovoltaico.	90
2.4.6.3.	Cálculo de los conductores de protección.	92
2.4.7.	PROTECCIONES	93
2.4.7.1.	Protecciones en corriente continua.....	93
2.4.7.1.1.	Cálculo de fusibles.....	93
2.4.7.1.1.1.	Tramo paneles-regulador.	93
2.4.7.1.1.2.	Tramo cuadro CC-baterías.	96
2.4.7.1.1.3.	Tramo cuadro CC-inversor.....	98
2.4.7.1.2.	Cálculo del interruptor de corte en carga.	98
2.4.7.2.	Protecciones en corriente alterna.....	99
2.5.	CÁLCULOS DE LA ESTRUCTURA	100
2.5.1.	ESTRUCTURA PARA SOPORTE Y ANCLAJE.....	100
2.5.2.	DETERMINACIÓN DE SOMBRAS.	105
2.5.3.	DISTANCIA MÍNIMA ENTRE PLACAS.	106

2. CÁLCULOS.

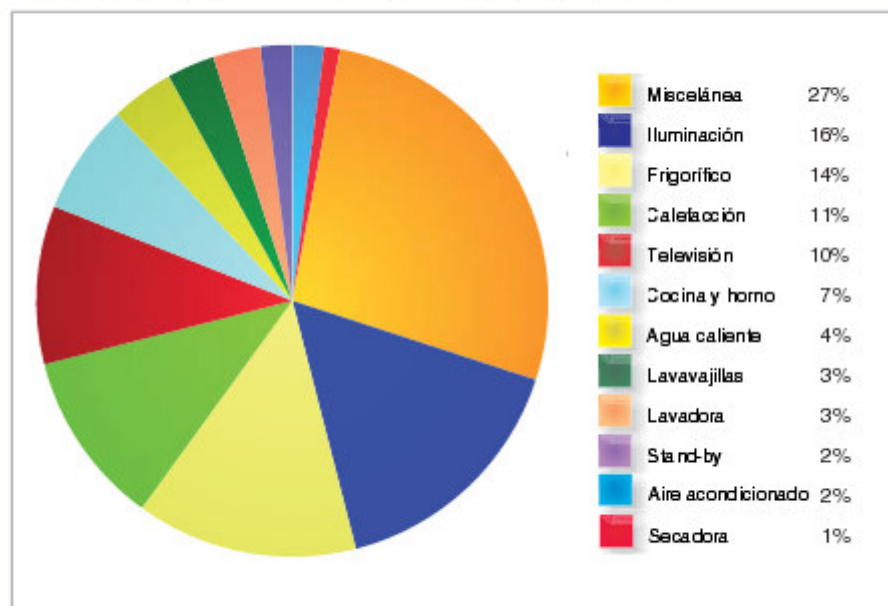
2.1. CONSIDERACIONES PREVIAS.

El uso de la vivienda es permanente, habitada por 3 personas, dos adultos y un niño. Se requiere pues dotar a la misma de todo lo necesario para garantizar el suministro eléctrico durante todo el año.

Dado la vital importancia de reducir en la manera de lo posible los consumos eléctricos para no sobredimensionar la instalación y que los costes sean excesivos se tendrán en cuenta una serie de consideraciones a la hora de establecer tanto el tipo de aparato eléctrico con el que la vivienda se encuentra equipado, así como el racional uso del mismo, adaptándolo a las características de la instalación.

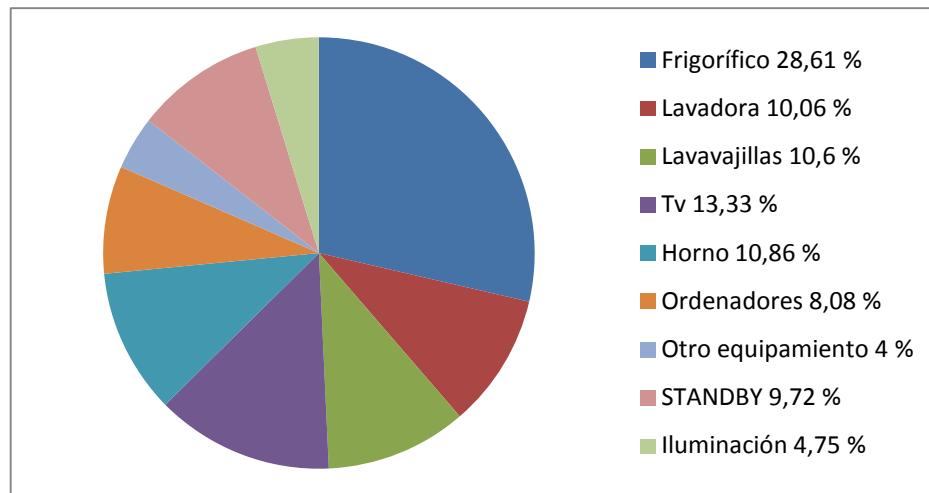
La clasificación de aparatos de los que consta la vivienda se ha hecho usando como referencia el estudio realizado por el IDAE (1), realizándose los siguientes cambios sobre dicho estudio: la calefacción, la cocina y el agua caliente sanitaria (ACS) no serán de tipo eléctrico, usándose otras fuentes (gas natural, butano, etc y considerando el uso de placas solares térmicas para el ACS), por lo que la cantidad de energía eléctrica que sería necesaria para su uso no es considerada, a diferencia de cómo se observa en la figura 2.1 facilitada por REE. Por tanto el porcentaje en el caso de la vivienda considerada en este proyecto sería más similar a la figura 2.2, gráfica que estará justificada en el apartado 2.2 PREVISIÓN DE CARGAS.

PORCENTAJE DE CONSUMO ELÉCTRICO EN UN HOGAR TIPO



Fuente: Guía de consumo inteligente. www.ree.es

Figura 2.1. Porcentaje de consumo eléctrico en un hogar tipo (fuente: R.E.E.)



*Figura 2.2. Porcentaje de consumo eléctrico en la vivienda estudio del proyecto
(fuente: Elaboración propia)*

También hay que tener en cuenta que el consumo no es uniforme a lo largo del día, dándose casos en los que se conecta un número elevado de aparatos a la misma hora. En la medida de lo posible, hay que intentar evitar que esto se produzca y en caso de que sea inevitable esta situación, que se produzca en las horas centrales del día, por los motivos que se han expuesto anteriormente.

Otra medida a adoptar es la adquisición de aparatos eléctricos lo más eficientes posibles. Por ello se usarían aparatos encuadrados en las categorías A, A+, A++ o A+++. En la figura 2.3. se observa la comparación de los diferentes consumos en función de su clasificación.

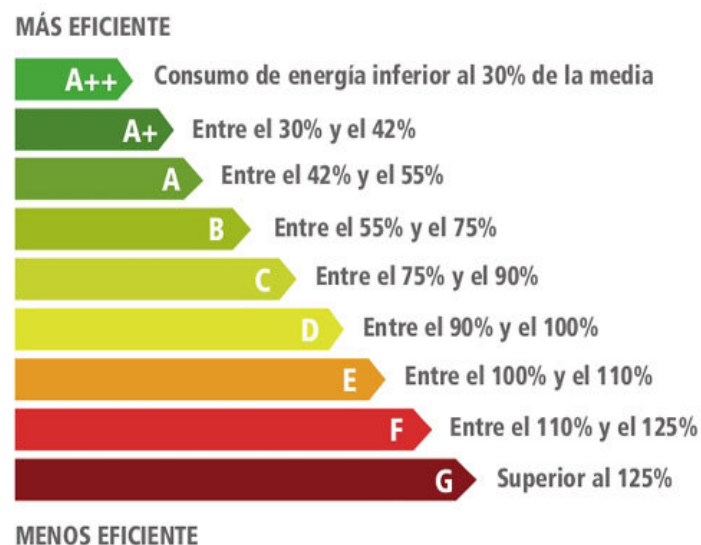


Figura 2.3. Comparativa de la eficiencia de los aparatos eléctricos de consumo

Otra medida que permite ahorrar consumo eléctrico es la desconexión de los equipos que no se están utilizando para bajar el consumo en el modo de *stand by*. Este consumo, aunque pueda parecer lo contrario no es despreciable como se aprecia en la tabla 2.3.

Otras medidas a tomar serían el aprovechamiento de la luz y el calor solar como fuentes de iluminación y calefacción naturales, así como el aprovechamiento de corrientes de aire y sistemas de protección solar, como toldos, persianas, etc, para reducir la temperatura de la vivienda y el uso excesivo de aire acondicionado.

Por otra parte, la puesta en marcha de algunos electrodomésticos (lavavajillas, lavadora) se debe realizar en las horas centrales del día, momento en el cual la producción de energía por parte de las placas fotovoltaicas es máxima, aprovechando así este exceso de producción.

Como se puede apreciar en la figura 2.4, las puntas de consumo en los hogares españoles es en torno a las 15 h del mediodía y las 22 h de la noche en verano y en torno a las 22 h en invierno. La hora punta en torno a las 15 h en verano se debe principalmente al uso de aire acondicionado.

En este sentido, puesto que el uso del aire acondicionado se produce exclusivamente en los meses donde la radiación solar es mayor y puesto que el dimensionamiento de la instalación se realizará para el mes con una menor radiación (que es enero en la zona del estudio del proyecto), no tendremos en cuenta, por tanto, el consumo de aire acondicionado, puesto que este no se va a conectar en enero. Además, se da la circunstancia de que en el uso, mayoritariamente, de este tipo de aparato en los meses de verano, se produce precisamente en las horas donde más energía producen las placas fotovoltaicas.

Inevitablemente, en el resto de horas punta (22h) tanto para verano como para invierno, se tendrá que recurrir al uso de las baterías de la instalación. De nuevo, hay que hacer hincapié en el hecho de que el usuario de este tipo de instalaciones solares fotovoltaicas debe intentar adaptar sus hábitos a las características de la instalación, es decir, como ya se ha comentado, la utilización en la mayor medida de lo posible de los aparatos eléctricos en las horas centrales del día.

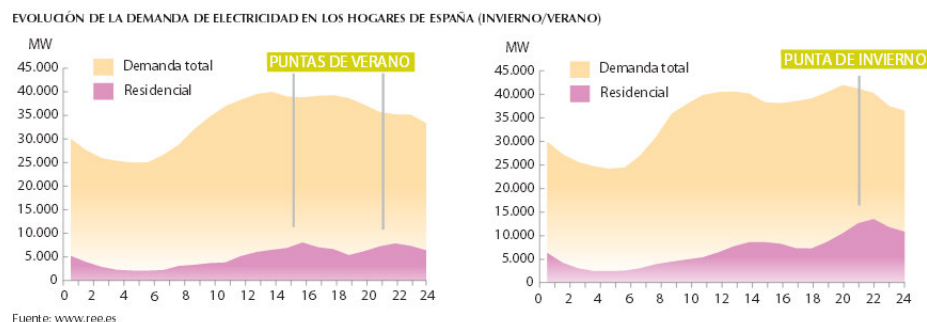


Figura 2.4 Evolución de la demanda de electricidad en los hogares de España tanto en invierno como en verano (fuente: R.E.E.).

2.2. PREVISIÓN DE CARGAS.

2.2.1. ILUMINACIÓN

Iluminación de toda la vivienda, seleccionándose lámparas de tipo led, por ser las que menor consumo conllevan.

En la tabla 2.1 se muestra las equivalencias entre las bombillas tipo led y el resto de tipos de iluminarias.

EQUIVALENCIAS		BOMBILLA INCANDESCENTE	HALOGENAS HALOGENAS	HALOGENAS TIPO PAR	BOMBILLAS BAJA CONSUMO	TUBO FLUORESCENTE	FOCO HALOGENURO	VAPOR DE SODIO	LUMENES (lm)
POTENCIA LED	2 W		20 W		6 W				50 - 80
	3 W		35 W		8 W				180 - 270
	5 W		40 W		11 W				240 - 420
	6 W		50 W		13 W	12 W			390 - 550
	7 W		60 W		15 W	14 W			510 - 640
	9 W		70 W		18 W	18 W			600 - 830
	10 W		80 W		20 W	20 W	50 W		810 - 950
	12 W		100 W		25 W	25 W	60 W		900 - 1100
	13 W		110 W		30 W	28 W	70 W		955 - 1200
	15 W		120 W		40 W	32 W	75 W		1000 - 1400
	18 W		140 W		50 W	36 W	90 W		1100 - 1700
	20 W		150 W		60 W	44 W	120 W		1200 - 1900
	25 W		200 W		70 W	58 W	150 W		1250 - 2400
	30 W		250 W		80 W	70 W	170 W		1300 - 2500
	35 W		300 W		90 W		180 W		1350 - 2800
	50 W		350 W		100 W		200 W	100 W	2440 - 4500
	80 W		400 W		150 W		250 W	150 W	3600 - 7500
	100 W		500 W		200 W		300 W	250 W	5100 - 9500
	120 W		550 W		250 W		350 W	300 W	6000 - 11000
	150 W		700 W		300 W		500 W	400 W	7500 - 14000

Tabla 2.1 Tabla comparativa entre los distintos tipos de iluminación. (fuente: www.volani-designs.com)

El tipo de bombillas seleccionadas serán en concreto de dos valores. Por un lado los leds de 5 W para zonas de tránsito (pasillos, escaleras, entrada, porche) y las de 7 W para el resto de zonas.

La tabla 2.2 muestra la previsión de cargas para la iluminación para la vivienda considerada en el proyecto.

PLANTA	ESTANCIA	NÚMERO Y POTENCIA	HORAS DE USO AL DÍA	CONSUMO MEDIO DIARIO (kWh)
BAJA	Entrada	1 lámpara de 5 W	1 hora	0,005
	Pasillo	2 lámparas de 5 W	2 horas	0,02
	Porche de entrada	1 lámpara de 5 W	1 hora	0,005
	Salón	3 lámparas de 7 W	5 horas	0,105
	Cocina	2 lámparas de 7 W	3 horas	0,042
	Baño	1 lámpara de 7 W	2 horas	0,014
	Despacho	1 lámpara de 7 W	2 horas	0,014
	Escalera	1 lámpara de 5 W	1 hora	0,005
	Terraza	1 lámpara de 7 W	1 hora	0,007
	TOTAL			0,217
PRIMERA	Dos dormitorios	2 lámparas de 7 W	1 hora	0,014
	Dos baños	2 lámparas de 7 W	2 horas	0,028
	Dos vestidores	2 lámparas de 7 W	1 hora	0,14
	Pasillo	1 lámpara de 5 W	2 horas	0,01
	Escalera	1 lámpara de 5 W	1 hora	0,005
	Habitación	1 lámpara de 7 W	2 horas	0,014
	TOTAL			0,085
SEMISÓTANO	Garaje	1 lámpara de 7 W	1 hora	0,007
	TOTAL			0,007
TOTAL ILUMINACIÓN				0,309

*Tabla 2.2 Previsión de cargas de la iluminación de la vivienda del proyecto
(fuente: elaboración propia).*

2.2.2. ELEMENTOS DE FUERZA

Los aparatos o receptores que van a funcionar con esta energía son:

Aparatos eléctricos de uso generalizado: televisores, lavadora, frigorífico, horno, microondas, Pc's, aire acondicionado, etc. Estos aparatos eléctricos son los que aparecen en el estudio de eurostat, presentado en un documento por el IDAE, titulado "Consumos del Sector Residencial en España." (1) y cuyo índice de penetración en los hogares españoles sea superior al 50 %. Además de los aparatos con las características recién citados que aparecen en el informe, se ha añadido el uso del aire acondicionado.

TIPO DE ELECTRODOMÉSTICO	TASA DE EQUIPAMIENTO	MULTIEQUIPAMIENTO	CONSUMO MEDIO ANUAL (kWh)	CONSUMO MEDIO DIARIO (kWh)
Frigorífico	99,80%	x1	680	1,863
Lavadora	94,10%	x1	239	0,655
Lavavajillas	55,90%	x1	252	0,690
Tv	100%	x2,2	317	0,868
Horno	75,40%	x1	258	0,707
Ordenadores	89,50%	x1,2	192	0,526
Otro equipamiento	100%	x2,5	95	0,260
STANDBY	100%	x1	231	0,633
TOTAL ELECTRODOMÉSTICOS			2264	6,203

Tabla 2.3. Previsión de cargas de los elementos de fuerza de la vivienda del proyecto (fuente: elaboración propia).

2.2.3. TOTAL VIVIENDA

CONSUMO MEDIO DIARIO ELECTRODOMÉSTICOS (kWh)	CONSUMO MEDIO DIARIO ILUMINACIÓN (kWh)	CONSUMO MEDIO DIARIO TOTAL (kWh)	CONSUMO MEDIO ANUAL TOTAL (kWh)
6,203	0,309	6,512	2376,785

Tabla 2.4. Previsión de cargas de la vivienda del proyecto (fuente: elaboración propia).

2.3. CÁLCULOS SOLARES

2.3.1. CÁLCULO DE LA IRRADIANCIA ANUAL MEDIA Y DE LA IRRADIACIÓN TOTAL ANUAL Y DIARIA MEDIA EN EL LUGAR DE LA VIVIENDA.

La localidad en la que se sitúa la vivienda, como se ha comentado anteriormente, es la ciudad de Linares, situada en la provincia de Jaén con una latitud Norte de 38,0981° y una longitud Oeste de 3,6296°. Tiene un número medio de horas de sol de 2.795 como

se aprecia en la figura 2.5. proporcionada por CENSOLAR y su temperatura media anual es de 17 °C (dato extraído de la web CLIMATE-DATA.ORG (3)).

MAPA SOLAR DE ESPAÑA

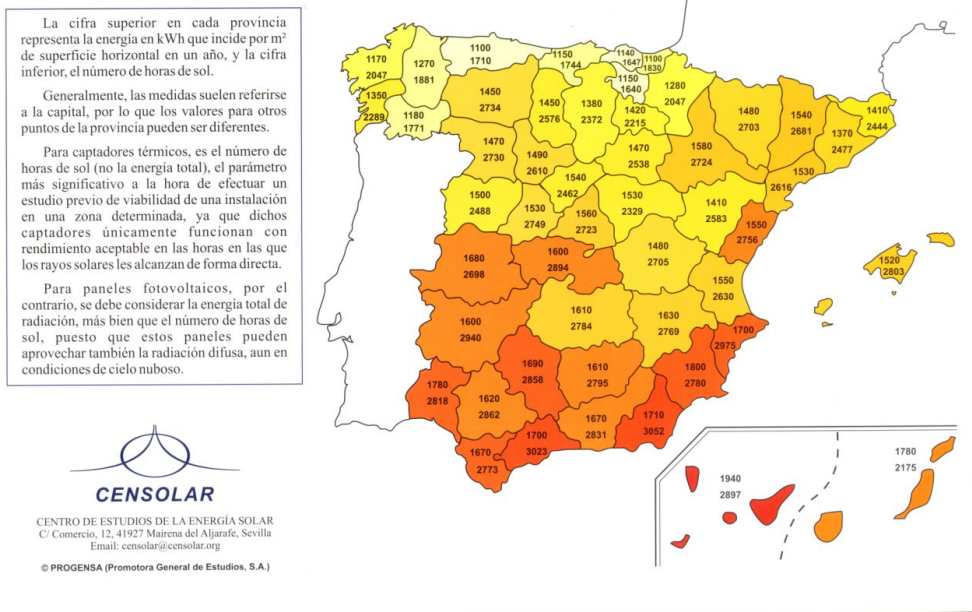


Figura 2.5 Mapa de irradiancia en las provincias de España (fuente: CENSOLAR).

Por tanto el valor de la irradiancia total anual en la ciudad de Linares, se obtiene de la cifra superior situada en la provincia de Jaén de la figura 2.5. Este valor se corresponde con 1.610 kWh/m², para 1 m² orientado al Sur y situado horizontalmente.

Para el cálculo de la irradiación diaria media simplemente dividimos este valor por los 365 días del año:

$$\text{Irradiación diaria media} = \frac{\text{irradiación media anual}}{365 \text{ días/año}} = \frac{1.610 \frac{\text{kWh}}{\text{m}^2 \cdot \text{año}}}{365 \frac{\text{días}}{\text{año}}} = 4,41 \frac{\text{kWh}}{\text{m}^2 \cdot \text{dia}} \quad (1)$$

Para el cálculo de la irradiancia lo que haremos es dividir la irradiación total anual entre el número de horas de sol:

$$\text{irradiancia} = \frac{\text{irradiación total anual}}{\text{nº horas}} = \frac{1.610 \text{ Kwh/m}^2 \cdot \text{año}}{2.795 \text{ h/año}} = 0,576 \frac{\text{kW}}{\text{m}^2} \quad (2)$$

Si pasamos este valor a W/m^2 :

$$\text{Irradiancia} = 576 \text{ W/m}^2 \quad (3)$$

2.3.2. CÁLCULO DE LA INCLINACIÓN DE LOS PANELES.

En cuanto a la inclinación de los paneles, la recomendación es la siguiente:

- 20° mayor que la latitud para instalaciones de función prioritaria en invierno, como la de servicios eléctricos o albergues de montaña.
- 15° mayor que la latitud para instalaciones de funcionamiento más o menos uniforme durante todo el año, como por ejemplo en electrificación de viviendas, bombas de agua, repetidores de TV, etc.
- Igual a la latitud para instalaciones de funcionamiento prioritario en primavera o verano, como en campings, residencias veraniegas, etc.

Por tanto, en este caso, tomaremos la recomendación de inclinar el panel el valor de su latitud incrementado por 15° , para que su rendimiento sea uniforme a lo largo del año. Como el ángulo cenital (θ) es el complementario del ángulo de inclinación de los paneles (α) obtenemos el siguiente resultado:

$$\alpha = \text{latitud} + 15^\circ = 38^\circ + 15^\circ = 53^\circ \quad (4)$$

$$\theta = 90^\circ - \alpha = 90^\circ - (\text{latitud} + 15^\circ) = 90^\circ - (38^\circ + 15^\circ) = 90^\circ - 53^\circ = 37^\circ \quad (5)$$

Este valor es orientativo. Como se ve en la tabla 2.8. el valor que mejor coeficiente presenta para este proyecto es de 50° , por tanto, la hipótesis adoptada previamente de inclinar 15° los paneles se considera acertada para este proyecto.

Para el cálculo del azimut nos valdremos de la figura 2.6.

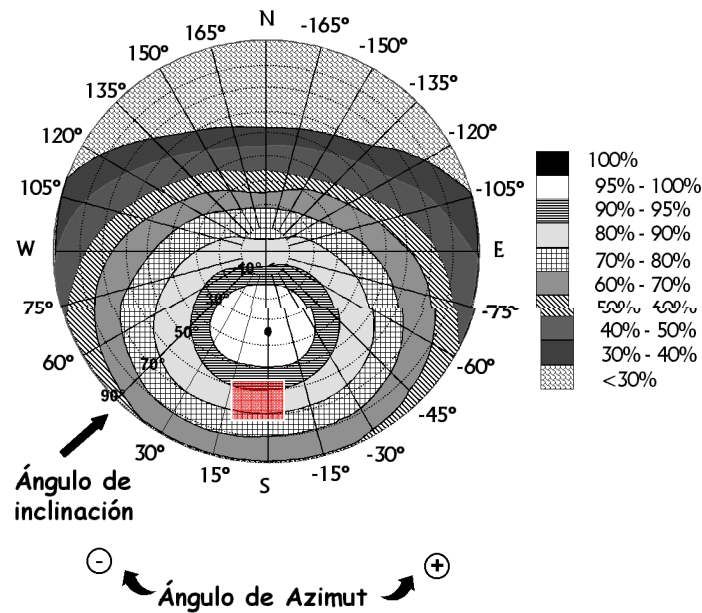


Figura 2.6 Ángulo de Azimut (fuente: CENSOLAR).

Podemos observar como la zona donde podemos obtener un rendimiento del 100% coincide exclusivamente con la orientación Sur (punto dentro del recuadro rojo en la figura 2.6.). Por tanto, la mejor opción es situar los paneles con un azimut de 0°. Indicar que de todas formas, para unas inclinaciones alrededor de los 40 ° hay un amplio margen de orientación (entre -30 ° y +30°) con los que se obtendría un rendimiento en el intervalo 95 % - 100 %.

2.3.3. CÁLCULO DE LAS HORAS DE SOL PICO (H.S.P.)

El HSP o número de horas de sol pico, es el número de horas en que debería haber una irradiancia de 1000 W/m², para igualar a la energía que realmente incide diariamente.

$$HSP = k \cdot k_N \cdot k_0 \cdot H(MJ) \cdot \frac{1}{3,6 MJ/kWh} \quad (6)$$

Donde:

- H es la irradiación diaria sobre horizontal. Para el cálculo del HSP mensual usaremos la Figura 2.5, de irradiación diaria media ($1.610 \frac{kWh}{m^2 \cdot año}$) y la tabla 2.5. proporcionada por CENSOLAR de energía H, en megajulios, que incide sobre un metro cuadrado de superficie horizontal en un día medio de cada mes.

	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	AÑO
1 ÁLAVA	4,6	6,9	11,2	13	14,8	16,6	18,1	17,3	14,3	9,5	5,5	4,1	11,3
2 ALBACETE	6,7	10,5	15	19,2	21,2	25,1	26,7	23,2	18,8	12,4	8,4	6,4	16,1
3 ALICANTE	8,5	12	16,3	18,9	23,1	24,8	25,8	22,5	18,3	13,6	9,8	7,6	16,8
4 ALMERÍA	8,9	12,2	16,4	19,6	23,1	24,6	25,3	22,5	18,5	13,9	10	8	16,9
5 ASTURIAS	5,3	7,7	10,6	12,2	15	15,2	16,8	14,8	12,4	9,8	5,9	4,6	10,9
6 ÁVILA	6	9,1	13,5	17,7	19,4	22,3	26,3	25,3	18,8	11,2	6,9	5,2	15,1
7 BADAJOZ	6,5	10	13,6	18,7	21,8	24,6	25,9	23,8	17,9	12,3	8,2	6,2	15,8
8 BALEARES	7,2	10,7	14,4	16,2	21	22,7	24,2	20,6	16,4	12,1	8,5	6,5	15
9 BARCELONA	6,5	9,5	12,9	16,1	18,6	20,3	21,6	18,1	14,6	10,8	7,2	5,8	13,5
10 BURGOS	5,1	7,9	12,4	16	18,7	21,5	23	20,7	16,7	10,1	6,5	4,5	13,6
11 CÁCERES	6,8	10	14,7	19,6	22,1	25,1	28,1	25,4	19,7	12,7	8,9	6,6	16,6
12 CÁDIZ	8,1	11,5	15,7	18,5	22,2	23,8	25,9	23	18,1	14,2	10	7,4	16,5
13 CANTABRIA	5	7,4	11	13	16,1	17	18,4	15,5	13	9,5	5,8	4,5	11,3
14 CASTELLÓN	8	12,2	15,5	17,4	20,6	21,4	23,9	19,5	16,6	13,1	8,6	7,3	15,3
15 CEUTA	8,9	13,1	18,6	21	24,3	26,7	26,8	24,3	19,1	14,2	11	8,6	18,1
16 CIUDAD REAL	7	10,1	15	18,7	21,4	23,7	25,3	23,2	18,8	12,5	8,7	6,5	15,9
17 CÓRDOBA	7,2	10,1	15,1	18,5	21,8	25,9	28,5	25,1	19,9	12,6	8,6	6,9	16,7
18 LA CORUÑA	5,4	8	11,4	12,4	15,4	16,2	17,4	15,3	13,9	10,9	6,4	5,1	11,5
19 CUENCA	5,9	8,8	12,9	17,4	18,7	22	25,6	22,3	17,5	11,2	7,2	5,5	14,6
20 GERONA	7,1	10,5	14,2	15,9	18,7	19	22,3	18,5	14,9	11,7	7,8	6,6	13,9
21 GRANADA	7,8	10,8	15,2	18,5	21,9	24,8	26,7	23,6	18,8	12,9	9,6	7,1	16,5
22 GUADALAJARA	6,5	9,2	14	17,9	19,4	22,7	25	23,2	17,8	11,7	7,8	5,6	15,1
23 GUIPÚZCOA	5,5	7,7	11,3	11,7	14,6	16,2	16,1	13,6	12,7	10,3	6,2	5	10,9
24 HUELVA	7,6	11,3	16	19,5	24,1	25,6	28,7	25,6	21,2	14,5	9,2	7,5	17,6
25 HUESCA	6,1	9,6	14,3	18,7	20,3	22,1	23,1	20,9	16,9	11,3	7,2	5,1	14,6
26 JAÉN	6,7	10,1	14,4	18	20,3	24,4	26,7	24,1	19,2	11,9	8,1	6,5	15,9
27 LEÓN	5,8	8,7	13,8	17,2	19,5	22,1	24,2	20,9	17,2	10,4	7	4,8	14,3
28 LÉRIDA	6	9,9	18	18,8	20,9	22,6	23,8	21,3	16,8	12,1	7,2	4,8	15,2
29 LUGO	5,1	7,6	11,7	15,2	17,1	19,5	20,2	18,4	15	9,9	6,2	4,5	12,5
30 MADRID	6,7	10,6	13,6	18,8	20,9	23,5	26	23,1	16,9	11,4	7,5	5,9	15,4
31 MÁLAGA	8,3	12	15,5	18,5	23,2	24,5	26,5	23,2	19	13,6	9,3	8	16,8
32 MELILLA	9,4	12,6	17,2	20,3	23	24,8	24,8	22,6	18,3	14,2	10,9	8,7	17,2
33 MURCIA	10,1	14,8	16,6	20,4	24,2	25,6	27,7	23,5	18,6	13,9	9,8	8,1	17,8
34 NAVARRA	5	7,4	12,3	14,5	17,1	18,9	20,5	18,2	16,2	10,2	6	4,5	12,6
35 ORENSE	4,7	7,3	11,3	14	16,2	17,6	18,3	16,6	14,3	9,4	5,6	4,3	11,6
36 PALENCIA	5,3	9	13,2	17,5	19,7	21,8	24,1	21,6	17,1	10,9	6,6	4,6	14,3
37 LAS PALMAS	11,2	14,2	17,8	19,6	21,7	22,5	24,3	21,9	19,8	15,1	12,3	10,7	17,6
38 PONTEVEDRA	5,5	8,2	13	15,7	17,5	20,4	22	18,9	15,1	11,3	6,8	5,5	13,3
39 LA RIOJA	5,6	8,8	13,7	16,6	19,2	21,4	23,3	20,8	16,2	10,7	6,8	4,8	14
40 SALAMANCA	6,1	9,5	13,5	17,1	19,7	22,8	24,6	22,6	17,5	11,3	7,4	5,2	14,8
41 STA. C. TENERIFE	10,7	13,3	18,1	21,5	25,7	26,5	29,3	26,6	21,2	16,2	10,8	9,3	19,1
42 SEGOVIA	5,7	8,8	13,4	18,4	20,4	22,6	25,7	24,9	18,8	11,4	6,8	5,1	15,2
43 SEVILLA	7,3	10,9	14,4	19,2	22,4	24,3	24,9	23	17,9	12,3	8,8	6,9	16
44 SORIA	5,9	8,7	12,8	17,1	19,7	21,8	24,1	22,3	17,5	11,1	7,6	5,6	14,5
45 TARRAGONA	7,3	10,7	14,9	17,6	20,2	22,5	23,8	20,5	16,4	12,3	8,8	6,3	15,1
46 TERUEL	6,1	8,8	12,9	16,7	18,4	20,6	21,8	20,7	16,9	11	7,1	5,3	13,9
47 TOLEDO	6,2	9,5	14	19,3	21	24,4	27,2	24,5	18,1	11,9	7,6	5,6	15,8
48 VALENCIA	7,6	10,6	14,9	18,1	20,6	22,8	23,8	20,7	16,7	12	8,7	6,6	15,3
49 VALLADOLID	5,5	8,8	13,9	17,2	19,9	22,6	25,1	23	18,3	11,2	6,9	4,2	14,7
50 VIZCAYA	5	7,1	10,8	12,7	15,5	16,7	17,9	15,7	13,1	9,3	6	4,6	11,2
51 ZAMORA	5,4	8,9	13,2	17,3	22,2	21,6	23,5	22	17,2	11,1	6,7	4,6	14,5
52 ZARAGOZA	6,3	9,8	15,2	18,3	21,8	24,2	25,1	23,4	18,3	12,1	7,4	5,7	15,6

Tabla 2.5. Energía incidente por m^2 horizontal en la provincia de Jaén en MJ. (fuente: CENSOLAR)

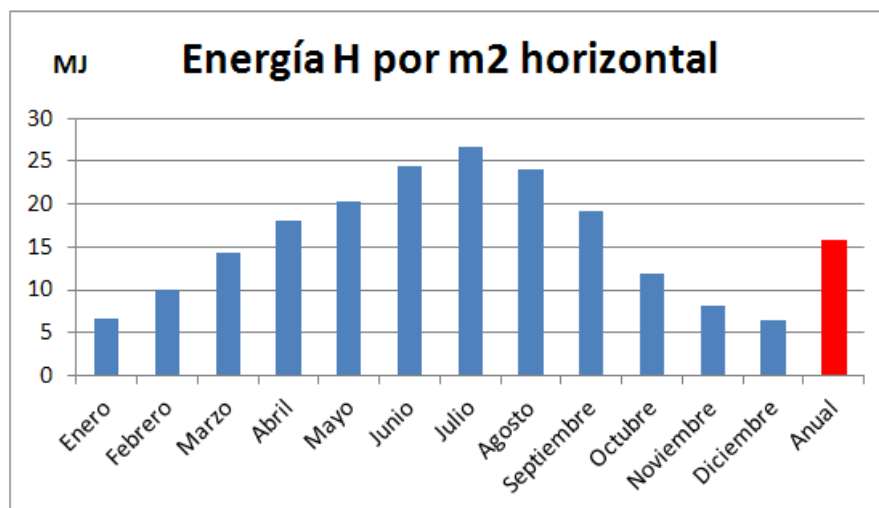


Figura 2.7. Energía incidente por m² horizontal en la provincia de Jaén (fuente: elaboración propia).

- **k** es un factor de corrección que tiene en cuenta los factores atmosféricos, como la contaminación y la nubosidad. El valor de k oscila entre 0,75 y 1,20. En nuestro caso tomaremos un valor intermedio de **k = 1**, que es un valor intermedio.
- **k_N** es un factor de corrección que tiene en cuenta la inclinación del panel FV. Para el cálculo de k_N usaremos la tabla 2.6, obtenida de CENSOLAR.

LATITUD = 38°

Incli.	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
5	1.07	1.06	1.04	1.03	1.02	1.01	1.02	1.03	1.05	1.07	1.08	1.08
10	1.13	1.11	1.08	1.05	1.02	1.02	1.03	1.05	1.09	1.14	1.16	1.16
15	1.19	1.15	1.11	1.06	1.03	1.01	1.03	1.07	1.13	1.19	1.23	1.22
20	1.24	1.19	1.13	1.07	1.02	1.01	1.02	1.07	1.15	1.24	1.3	1.29
25	1.28	1.22	1.14	1.07	1.01	0.99	1.01	1.08	1.17	1.28	1.35	1.34
30	1.31	1.24	1.15	1.06	0.99	0.97	0.99	1.07	1.18	1.31	1.4	1.38
35	1.34	1.25	1.15	1.04	0.96	0.94	0.97	1.05	1.19	1.34	1.43	1.42
40	1.36	1.26	1.14	1.02	0.93	0.9	0.93	1.03	1.18	1.35	1.46	1.45
45	1.37	1.26	1.13	0.99	0.89	0.86	0.89	1	1.17	1.36	1.48	1.47
50	1.37	1.25	1.1	0.96	0.85	0.81	0.85	0.97	1.15	1.35	1.49	1.48
55	1.36	1.23	1.07	0.91	0.8	0.75	0.8	0.92	1.12	1.34	1.49	1.48
60	1.35	1.21	1.04	0.86	0.74	0.69	0.74	0.87	1.08	1.32	1.48	1.47
65	1.33	1.18	0.99	0.81	0.68	0.63	0.68	0.82	1.04	1.29	1.46	1.45
70	1.29	1.14	0.94	0.75	0.61	0.56	0.61	0.76	0.98	1.25	1.43	1.42
75	1.25	1.09	0.89	0.69	0.54	0.49	0.54	0.69	0.93	1.2	1.39	1.39
80	1.21	1.04	0.83	0.62	0.47	0.42	0.47	0.62	0.86	1.14	1.34	1.34
85	1.15	0.98	0.76	0.55	0.4	0.34	0.39	0.55	0.79	1.08	1.29	1.29
90	1.09	0.91	0.69	0.47	0.32	0.26	0.31	0.47	0.72	1.01	1.22	1.23

Tabla 2.6. Valores de k_N para una latitud de 38° y distintas inclinaciones de los paneles (fuente: CENSOLAR). Resaltándose el intervalo en el que se inclinarán los paneles (50°-53°)

- k_0 es un factor de corrección que tiene en cuenta la desviación respecto al Sur geográfico (en el hemisferio Norte). La expresión que determina el valor de k_0 viene expresada de la siguiente manera:

$$k_0 = 1,14 - 0,0085 \psi \quad (7)$$

Siendo ψ el azimut. Esta expresión es válida para $20^\circ < \psi < 70^\circ$. Como en nuestro caso tomamos un valor de $\psi = 0^\circ$, no tenemos que usar esta expresión y podemos darle el valor a $k_0 = 1$

Llevando todos estos valores a la expresión [4] para cada mes, obtenemos los siguientes valores para HSP de cada mes y el valor medio anual, expresados en la tabla 2.7:

MES	k	k_N	k_0	H (MJ)	HSP (horas)
Enero	1	1,37	1	6,7	2,55
Febrero	1	1,25	1	10,1	3,51
Marzo	1	1,1	1	14,4	4,40
Abril	1	0,96	1	18	4,80
Mayo	1	0,85	1	20,3	4,79
Junio	1	0,81	1	24,4	5,49
Julio	1	0,85	1	26,7	6,30
Agosto	1	0,97	1	24,1	6,49
Septiembre	1	1,15	1	19,2	6,13
Octubre	1	1,35	1	11,9	4,46
Noviembre	1	1,49	1	8,1	3,35
Diciembre	1	1,48	1	6,5	2,67
Año					4,58

Tabla 2.7. HSP corregido con k , k_N y k_0 para cada mes y valor medio anual (fuente: elaboración propia). El valor de k_N se ha tomado para 50° .

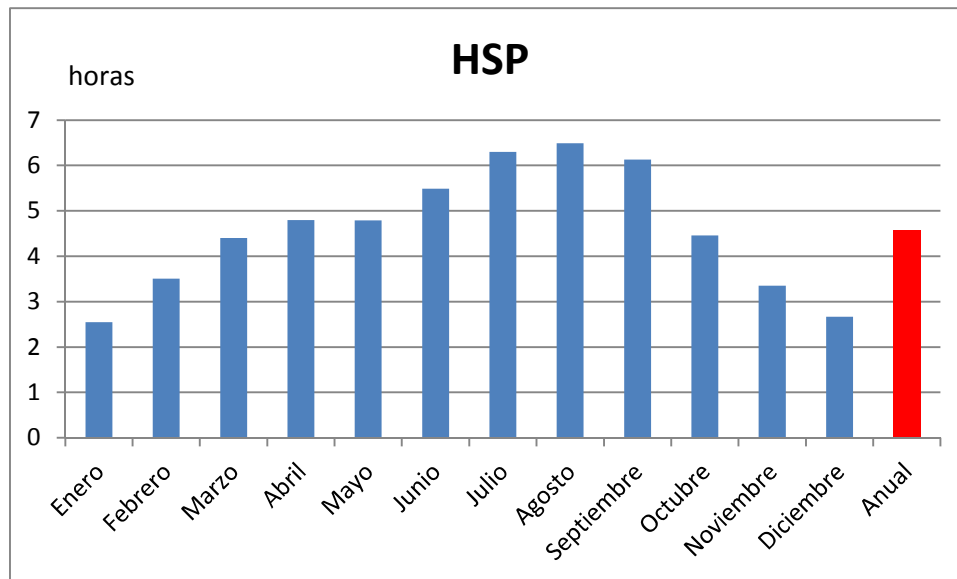


Figura 2.8. HSP corregido con k , k_N y k_0 para cada mes y valor medio anual (elaboración propia).

Tomaremos como HSP el valor más desfavorable, que en este caso coincide con el mes de enero y cuyo valor es de **2,55 h**.

2.4. CÁLCULOS ELÉCTRICOS

2.4.1. ACUMULADORES (BATERÍAS)

En las asociaciones de acumuladores todos deben ser idénticos entre sí y encontrarse en el mismo estado de uso, para evitar desequilibrios que harían que unos acumuladores se cargasen a expensas de otros.

2.4.1.1. Tipos de acumuladores según su función

- **De arranque:** Por ejemplo las baterías de coche, las cuales, además de suministrar energía para los diversos servicios, están encargadas de proporcionar una gran intensidad durante unos pocos segundos cada vez que deseemos poner en marcha el motor, deben estar contruidos de forma que sean capaces de soportar estas elevadas intensidades. Las placas que forman sus electrodos son más gruesas que las de los acumuladores estacionarios y la vida útil de los mismos es menor, debido a las duras condiciones de uso.
- **Estacionarios:** Destinados a permanecer fijos, ubicados en un determinado lugar y destinados a producir una corriente, bien de forma permanente o de forma esporádica, para muy diversos fines, pero sin que en ningún momento estén obligados a

producir corrientes de alta intensidad en breves periodos de tiempo. **Este tipo de acumulador es el más adecuado para las instalaciones solares fotovoltaicas, en las que no se debe, excepto en casos muy específicos, instalar un acumulador de arranque.**

- **De tracción:** Un ejemplo de este tipo de baterías son las que están encargadas de suministrar corriente a los motores de los pequeños vehículos eléctricos, como los que existen en las estaciones para transportar el equipaje y las mercancías. A estas baterías se les exige una intensidad moderadamente alta durante periodos de algunas horas de forma casi ininterrumpida.

- **Otros tipos específicos.**

2.4.1.2. Tipos de acumuladores según su composición

- **Electrolito ácido:** Dominan el mercado los que tienen el plomo como elemento base de sus electrodos. Se denominan, por tanto, acumuladores de plomo-ácido. Entre éstos, destacan los de placas tubulares, así denominados porque la placa positiva está constituida por tubos resistentes al ácido que sirven de soporte a la materia activa situada en su interior. Dicha disposición hace que **estos acumuladores sean especialmente adecuados para soportar las condiciones de trabajo que se dan en una instalación solar fotovoltaica.** Admite descargas moderadamente altas, aunque el número de ciclos de carga-descarga y, por tanto, la vida útil será mayor cuanto menor sea la profundidad de descarga a la que es regularmente sometido. Lo ideal es que ésta se mantenga inferior al 30%, pudiéndose llegar eventualmente al 80% como máximo, razón por la que se denomina a este tipo de baterías de “ciclo profundo”.

- **Electrolito alcalino:** Destacan los de níquel-cadmio y los de níquel-hierro. Más caras que las de electrolito ácido, pero ofrecen una excelente fiabilidad y resistencia. Son baterías de baja autodescarga. Se componen básicamente de placas positivas de oxihidróxido de níquel, placas negativas de cadmio y una solución acuosa de hidróxido de potasio. El electrolito en las baterías de Ni-Cd, no interviene en las reacciones químicas, actuando únicamente como medio que permite el movimiento de los iones de un electrodo a otro, por lo que la batería puede suministrar prácticamente el mismo flujo de energía a voltaje constante durante todo el ciclo de descarga. Pueden soportar descargas de hasta el 90 % de su capacidad teórica, recuperándose totalmente, y aguantar temperaturas extremadamente bajas. Además, ocasionales cortocircuitos que dañarían las baterías de plomo no son demasiado peligrosos para las de Ni-Cd, así como la eventual falta de agua, que haría que la batería sólo dejara temporalmente de funcionar hasta que se le añadiera. Tampoco producen gases corrosivos, y su mantenimiento es mínimo. La limitación en su uso se debe a como se ha comentado a su mayor precio.

- **Niquel-metal hidruro:** Excesivamente caras
- **Litio:** Excesivamente caras

2.4.1.3. Capacidad.

La capacidad de un acumulador, C , es la máxima cantidad de electricidad que puede contener. Teóricamente, descargando por completo el acumulador en condiciones ideales podemos obtener una cantidad de electricidad igual a su capacidad, y a un voltaje determinado por las características del acumulador. En la práctica, y para evitar daños irreversibles en los acumuladores utilizados habitualmente en energía solar, únicamente es posible obtener una cantidad de electricidad sensiblemente inferior a la capacidad teórica o *nominal*, que llamaremos *capacidad útil*. La capacidad útil, según el tipo de acumulador y las condiciones de trabajo a que se somete, representa una fracción de la capacidad nominal que puede oscilar entre un 30% para algunos acumuladores de bajo precio, y más de un 90% para los acumuladores alcalinos de alta calidad.

La cantidad de electricidad que podemos obtener de un acumulador depende también del tiempo en que efectuemos el proceso de extracción, siendo mayor cuanto más lentamente se realice dicho proceso. Por eso, junto a la cifra de capacidad de descarga se suele especificar un tiempo de descarga. A veces, este tiempo, expresado en horas, se sitúa como subíndice del símbolo C de la capacidad. Así, C_5 , C_{15} , C_{25} , representan la capacidad con tiempo de descarga de 5, 15 y 25 horas respectivamente. Este fenómeno se puede observar en la figura 2.9.

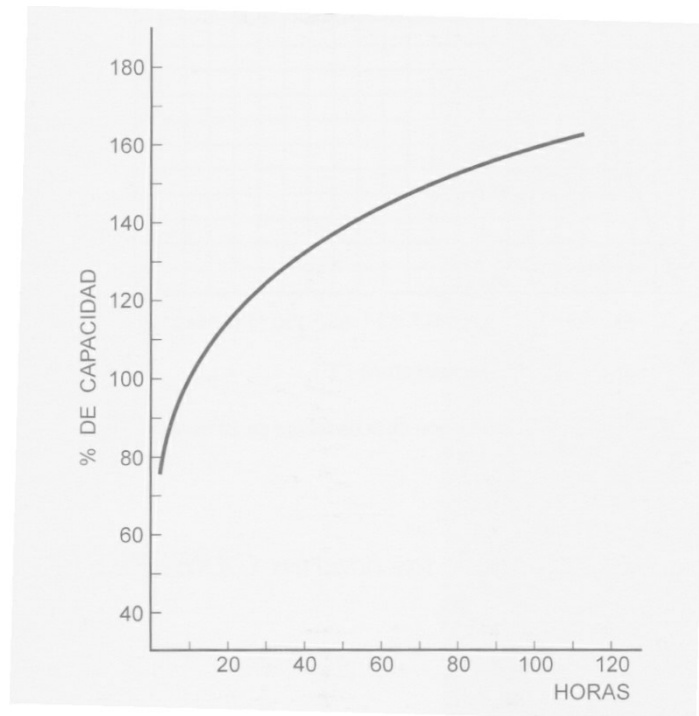


Figura 2.9. Capacidad en función del régimen de descarga (fuente: CENSOLAR)

Debido a que los valores de las capacidades suministradas por los fabricantes suelen estar referidos a una temperatura estándar de 25 °C, se recomienda utilizar el siguiente coeficiente de corrección que indica cómo decrece la capacidad de la batería con la temperatura, aplicable cuando la temperatura media que debe soportar la batería es menor de 20 °C.

$$k_T = 1 - \Delta t^0 / 160 \quad (8)$$

Donde Δt^0 es el número de grados centígrados por debajo de los 20 °C en que, como media, se supone va a trabajar la batería.

Al estar la batería en el interior de la vivienda, en un espacio habilitado para ello, es poco probable, incluso en invierno que la temperatura sea un factor a tener en cuenta a la hora de calcular la capacidad de la misma en este proyecto. Por tanto, no se hará uso de este coeficiente.

2.4.1.4. Términos asociados a un acumulador.

- **Profundidad de descarga, pd:** Porcentaje sobre la capacidad máxima de un acumulador que se llega a extraer del mismo en las aplicaciones habituales. La profundidad de descarga es un término variable, dependiendo del tipo de acumulador, que influye decisivamente en su tiempo de vida útil.

- **Vida útil:** La vida útil de un acumulador se suele medir en ciclos mas bien que en años. Un ciclo es un proceso completo de carga y descarga (hasta alcanzar la profundidad de descarga recomendada).
- **Autodescarga:** Fenómeno por el cual un acumulador, debido a causas diversas, experimenta una lenta pero continua descarga aunque no esté conectado a ningún circuito externo.

La autodescarga hay que considerarla como si fuera un consumo adicional que demanda diariamente un cierto porcentaje de la energía almacenada en la batería.

Se define una variable que mide esta autodescarga de la batería: *coeficiente de autodescarga*.

El valor de la autodescarga debe ser dado por el fabricante, siendo función, además de las características intrínsecas del acumulador, de los factores ambientales, sobre todo de la temperatura. Si no se conocen los datos, la autodescarga deberá estimarse de un **0,5 % a 1 %** diario de la capacidad del acumulador, según que la temperatura del lugar sea media o alta. En España, y dado que los cálculos suelen estar referidos al período invernal, suele ser suficiente tomar el primer valor, el cual resulta superior a la autodescarga real de la mayoría de las baterías que existen en el mercado, obteniéndose un margen de seguridad. Para el modelo seleccionado de batería, el coeficiente de autodescarga es de un 2 % mensual, lo que equivale a un 0,067 % diario, como se apreciarán en los cálculos realizados a tal efecto.

En la figura 2.10 se observa este fenómeno.

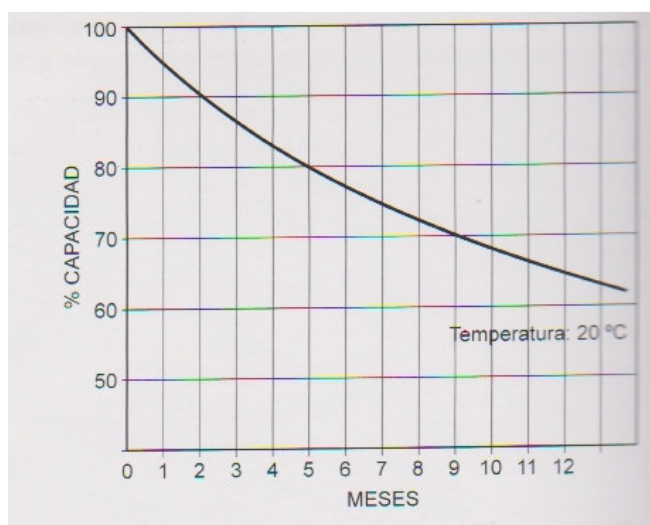


Figura 2.10 Capacidad de la batería en función de la autodescarga a 20 °C (fuente: CENSOLAR)

La presencia del acumulador es necesaria, ya que los paneles sólo generan energía eléctrica en los momentos en que incide sobre ellos la luz (bien sea directa o difusa), pero en la vivienda de estudio de este proyecto, la energía se requerirá también durante las horas nocturnas o en los momentos en los que la incidencia luminosa es demasiado débil.

Otras dos funciones importantes que cumple el acumulador son las siguientes:

Suministrar una potencia instantánea, o durante un tiempo limitado, superior a la que el campo de paneles podría generar aún en los momentos más favorables posibles. Tal es el caso de los arranques de motores, por ejemplo, los del frigorífico, que requiere durante unos segundos una potencia varias veces superior a la de su normal funcionamiento.

Mantener un nivel de tensión estable. La tensión de salida del panel varía en función de la intensidad radiante, lo cual puede no ser adecuado para el funcionamiento de los aparatos. El acumulador proporciona un voltaje estable y constante (dentro de un cierto rango), independientemente de las condiciones de incidencia luminosa.

2.4.1.5. Voltaje

El voltaje de la batería (que es aproximadamente constante) es el que determina el voltaje de funcionamiento de los paneles, es decir, en la curva $i-V$ de respuesta eléctrica del panel, el voltaje será aquel que la batería le proporcione, y nunca al revés. Esto significa que, aunque un panel o un conjunto de paneles pueda suministrar teóricamente un voltaje de, digamos, 19 V, no quiere esto decir que al conectarlos a una batería de 12 V se estén aplicando sobre los bornes de la misma 19 V, ya que la intensidad de la corriente suministrada por el panel se ajustará automáticamente al valor tal que en su curva $i-V$ el voltaje sea precisamente de 12 V (si la intensidad es suficiente, la tensión en bornes de la batería puede incrementarse en uno o dos voltios). Esto es importante a la hora de decidir qué paneles y qué baterías, ya que se deben elegir de forma que el voltaje en el que los paneles tienen su punto de máximo trabajo debe ser en una zona próxima al voltaje de la batería de 12 V ó 24 V. De hecho, como el voltaje de una batería de 12 V de valor nominal puede variar, según su estado de carga y otros factores (ver figura 2.11), 1 ó 2 voltios por encima o por debajo de su valor medio, esto define una zona de trabajo del panel, en lo que a su voltaje se refiere, usualmente comprendida entre los 11 y los 15 voltios. Ésta es la razón por la que suelen unirse en serie 35 ó 36 células, obteniéndose un voltaje total que, dependiendo de la temperatura, puede ser en la práctica de unos 17 V.

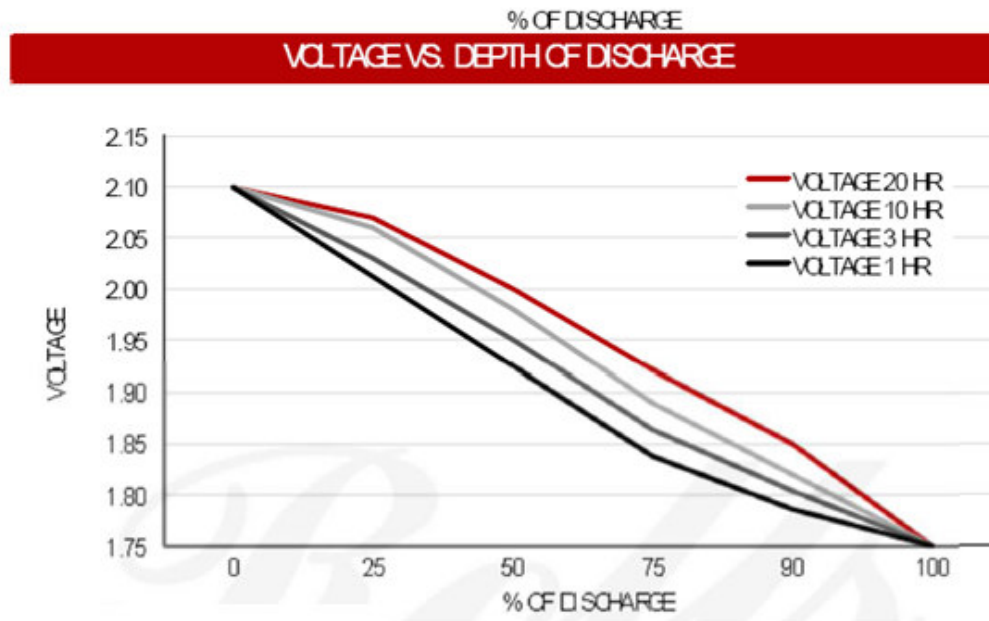


Figura 2.11 Voltaje de la batería en función de la profundidad de descarga (fuente: CENSOLAR)

Aunque dicho valor puede parecer todavía demasiado alto, ya que para cargar perfectamente una batería de 12 V, únicamente son necesarios unos 14,5 V, este pequeño margen de seguridad es conveniente pues, si la temperatura de trabajo de la célula del panel aumenta, el voltaje caerá, pero todavía el panel estará en condiciones de cumplir su cometido. Si ajustásemos demasiado la salida máxima teórica de tensión al valor idóneo para cargar la batería en condiciones de temperatura media (por ejemplo, 25 °C), cuando las condiciones fueran desfavorables, el panel no podría generar suficiente energía para introducir corriente en la batería. Este caso se daría típicamente en momentos de baja radiación solar, aunque también en ese caso la temperatura suele ser en consecuencia menor a la establecida como temperatura de trabajo normal. Por tanto, esta situación es difícil de que se produzca en cualquier caso.

Como contrapartida, este pequeño margen de seguridad supondrá una pequeña pérdida respecto a la potencia máxima que el panel pueda teóricamente suministrar y que normalmente se alcanzaría a voltajes algo mayores a los que en realidad trabaja el panel (el voltaje que determina la propia batería). Globalmente, dicha pérdida puede representar alrededor de un 10 % con respecto a la potencia máxima del panel que, de forma más bien optimista, los fabricantes anuncian en su catálogo. Aunque en algunos catálogos de paneles ya se especifica la potencia “real”, que es la que corresponde al voltaje de carga de la batería, y no a la potencia máxima, por lo que no hace falta efectuar la deducción del 10 % explicada anteriormente. El dimensionamiento de la instalación se hace para el mes más desfavorable, que es enero. En este mes la radiación es baja y por tanto la temperatura exterior también lo es. De esta forma, la situación comentada no será influyente y por tanto no se tendrá en cuenta para los cálculos.

El acumulador “ideal” para una instalación fotovoltaica no existe en la realidad pues aquellos que tienen, por ejemplo, una autodescarga muy baja (lo cual es deseable) no soportan descargas excesivas (lo cual a veces es necesario), y los que admiten profundidades de descargas grandes resultan muy caros.

Para la elección de la batería para este proyecto se ha tenido que realizar un ejercicio de compromiso entre la economía y la idoneidad, respetando, por supuesto, el principio de procurar la calidad mínima necesaria que asegure la fiabilidad y larga vida de la instalación.

El acumulador en este proyecto nunca va a estar sometido a intensidades de descarga grandes durante los meses de verano y gran parte del año, por lo que su capacidad real superará incluso a la nominal (recordar que la capacidad de un acumulador depende del tiempo de descarga). Solamente durante los meses de radiación más baja (diciembre y enero) se espera tener que utilizar el 100 % de la profundidad de descarga de la batería, que para este proyecto se estimará de un 80 %, valor que recomiendan como máximo los fabricantes. El tiempo de descarga para estos meses más desfavorables se estimará aproximadamente de 72 horas o más, pues de este orden de magnitud sería el tiempo de autonomía mínima que se le exige a la instalación, que será de 3 días, como se explica más adelante.

2.4.1.6. Ciclos de carga-descarga de la batería de acumuladores

Ciclo autónomo: Denominado así porque durante este periodo la batería depende únicamente de su propia capacidad útil para satisfacer la demanda de energía durante dicho periodo. Cuando se producen varios días consecutivos cubiertos de nubes, con una escasa luminosidad, prácticamente la totalidad del consumo se hace a expensas de la energía almacenada en la batería, sin que ésta pueda reponer la energía gastada mediante la energía solar.

Terminado el período de condiciones meteorológicas desfavorables, y volviendo la intensidad a alcanzar unos valores suficientes, los paneles irán cargando la batería hasta su máxima capacidad, operación que tardará varios días en completarse, ya que el consumo diario continúa, haciendo que sólo una parte de la energía captada pueda destinarse a ser almacenada, completándose de esta forma el *ciclo autónomo*.

2.4.1.7. Profundidad de descarga de la batería

La profundidad de descarga en el ciclo diario es pequeña; usualmente alcanza un nivel entre un 5 % y un 10 % de la capacidad total para instalaciones de electrificación de viviendas, como es en el caso de éste proyecto. En ningún caso debe superar el 80 % (límite recomendado para la batería de Ni-Cd y la estacionaria de Pb-Sb). Como ya se ha comentado, para este proyecto se estima una profundidad de descarga máxima del 80 %, valor al que se llegará sólo en los meses más desfavorables de radiación solar (diciembre-enero).

2.4.1.8. Comportamiento de la batería de acumuladores en una instalación fotovoltaica.

Las intensidades de carga y descarga de una batería en una instalación fotovoltaica son en general muy bajas, por lo que los rendimientos, al haber poca pérdida en calor por efecto Joule y otras causas, son bastante aceptables, del orden del 90 %. Esta pérdida de rendimiento por conversión se tendrá en cuenta en el cálculo de la instalación.

2.4.1.9. Efecto de la temperatura.

Al ser de naturaleza química las reacciones internas que tienen lugar en una batería, la temperatura influirá decisivamente sobre las mismas. En efecto, el **voltaje final** recomendado para conseguir que la batería alcance el estado de plena carga deber ser mayor cuanto más baja sea la temperatura, pues la reacción química se efectuará con mayor dificultad, necesitándose mayor energía para que el proceso se complete. Este hecho puede tener importancia, pues según el lugar donde se ubique la instalación podrá ser necesario corregir el voltaje aplicado, en función de la temperatura media que se espera vaya a soportar la batería. Para el caso de Linares, con una temperatura media de 17 °C en el exterior de la vivienda, la temperatura media en el interior de la vivienda se encontrará muy próxima a la considerada de trabajo en régimen nominal, por lo que el efecto de la temperatura en la batería no será un parámetro que haya que tener en cuenta en este proyecto.

Este efecto se puede observar en la figura 2.12.

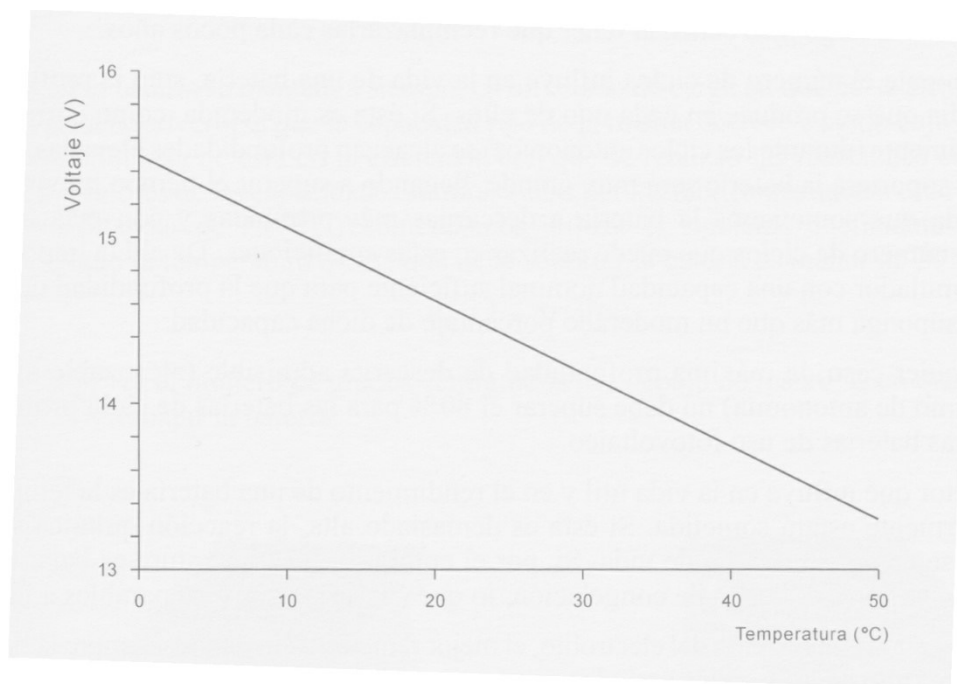


Figura 2.12. Voltaje que hay que aplicar para conseguir una plena carga de la batería, en función de la temperatura (fuente: CENSOLAR)

2.4.1.10. Vida útil.

La vida útil de una batería es un parámetro decisivo para elegir un determinado modelo o para evaluar la rentabilidad de la instalación. La vida de una batería se mide en ciclos de carga-descarga más que en tiempo. Así, una batería que estuviese sometida a muchos ciclos diarios de carga-descarga, probablemente no duraría más que unos meses, mientras que aquellas baterías de reserva o emergencia que se mantienen perfectamente cargadas y solamente se utilizan de cuando en cuando, tienen muchos años de vida útil.

Para el caso de instalaciones de energía solar fotovoltaica en viviendas, como es en este proyecto, se supone una media de un ciclo por día, y si el mantenimiento de la batería es correcto, y ésta es adecuada para el uso que se le da, la vida útil mínima que debería tener sería de unos 10 años. En la figura 2.13. se aprecia la vida útil según el número de descargas para la batería seleccionada.

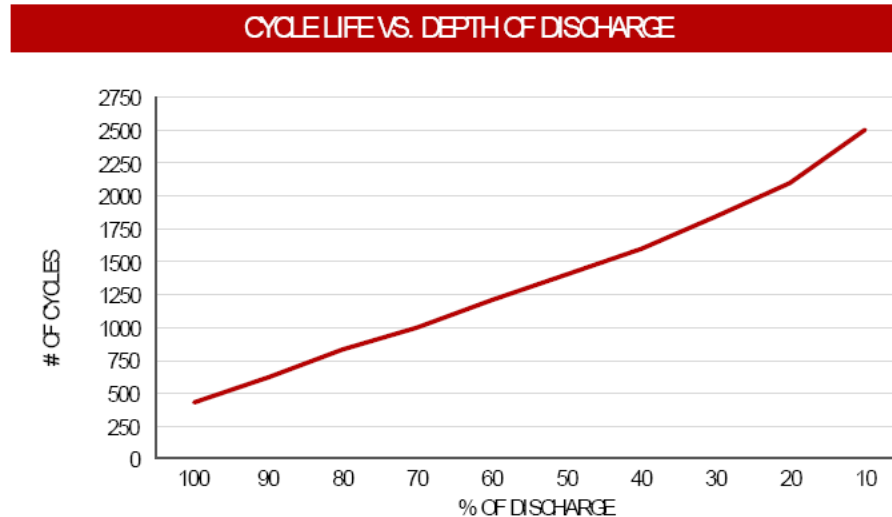


Figura 2.13. Vida del acumulador seleccionado en este proyecto en función de la profundidad del ciclaje diario (fuente: CENSOLAR)

No sólo el número de ciclos influye en la vida de una batería, sino la profundidad de descarga media que se produce en cada uno de ellos. Si ésta es moderada, como corresponde, y sólo ocasionalmente (durante los ciclos autónomos) se alcanzan profundidades elevadas, el número de ciclos que soportará la batería será muy grande, llegando a superar el tiempo previsto de vida útil. A medida que sometamos la batería a descargas más profundas y con más frecuencia, disminuirá el número de ciclos que puede realizar en estas condiciones. De ahí la importancia de elegir un acumulador con una capacidad nominal suficiente para que la profundidad de descarga necesaria no suponga más que un moderado porcentaje de dicha capacidad.

Hay que hacer notar que para este proyecto la profundidad de descarga no es uniforme a lo largo del año, como ya se ha comentado anteriormente. Dicho de otro modo, en los meses de mayor radiación (de febrero a noviembre) la radiación solar será lo suficientemente grande como para tener que utilizar poco las baterías. Por tanto, durante estos meses los ciclos de descarga serán muy poco profundos. En cambio, para los meses de diciembre y enero, se tendrá que hacer un uso intensivo de la batería. Por ello para estos meses se ha supuesto como ciclo de descarga de la batería el máximo recomendado por el fabricante, que es como ya se ha comentado anteriormente, de un 80 %. Como puede apreciarse, al ser relativamente pocas veces al año la necesidad de estos ciclos de descarga profundos, la vida de la batería está asegurada para muchos años.

En cualquier caso, la máxima profundidad de descarga admisible (alcanzable al final del periodo máximo de autonomía, y que en este proyecto es de 3 días) no debe superar el 80 % para las baterías de ciclo profundo, como son las del tipo utilizado en este proyecto.

La vida útil de la batería también se ve afectada por la temperatura a la que trabaja. Si es demasiado alta, la reacción química se acelera demasiado y se acorta su tiempo de vida. Si por el contrario, la temperatura es baja, la vida se prolonga, pero se corre el riesgo de congelación, lo que causaría daños irreparables a la batería. En la figura 2.14. se muestra el efecto de la temperatura en el punto de congelación de una batería de plomo-ácido en función de la profundidad de descarga. Como en este proyecto la batería se encuentra situada en una habitación dentro de la vivienda, esta segunda hipótesis no es viable, pues se tendrían que alcanzar temperaturas muy por debajo de los 0 °C para darse la congelación. En el caso de Linares, la temperatura media mínima histórica es de 8,2 ° C, que se alcanza en el mes de enero (fuente climate-date.org). Aplicando un margen de 5 ° C de seguridad nos marca un límite absoluto a la profundidad de descarga que puede tolerarse, y que puede ser inferior incluso a la que es recomendable por otras causas.

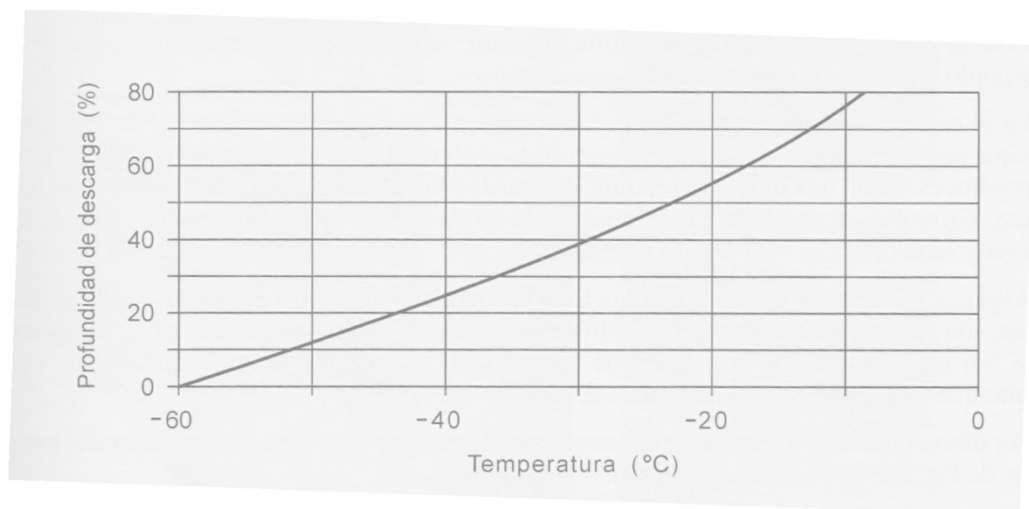


Figura 2.14. Punto de congelación de una batería de plomo-ácido en función de la profundidad de descarga (fuente: CENSOLAR)

2.4.1.11. Datos de partida para los cálculos.

1. Consumo medio diario: 6.512 W.h/día (ver tabla 2.4.)
2. Al usarse como vivienda habitual consideramos un número de días de autonomía según se indica en el “Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Aisladas de Red” facilitado por el IDAE. En este documento se indica que la autonomía mínima del sistema será de tres días. Por tanto este es el valor que se tomará, pues aunque podría ser conveniente tomar un valor más alto, esto encarecería el coste de la instalación de forma considerable y también de forma innecesaria. N representa el máximo número de días consecutivos que pudieran producirse con condiciones absolutamente desfavorables (totalmente cubiertos). Durante ese periodo los paneles no recogen prácticamente energía, y todo el consumo se hace a expensas de la reserva de la batería, la cual disminuye rápidamente su nivel de carga.

Para evitar sobrecostes es conveniente reducir el número N de días de autonomía, aún a costa de correr el riesgo de que alguna vez haya que recortar el consumo para evitar descargar la batería más de lo conveniente.

3. Estimamos una profundidad de descarga máxima para las baterías de un 80%, que es lo que la mayoría de los fabricantes recomienda para alargar al máximo la vida útil de éstas.
4. Una vez fijado el número N de días de autonomía y, conocida también la energía teórica E_T requerida en un periodo de 24 horas (que en este caso es de 8.188 W.h/día), se procederá a hallar la energía real necesaria E que, proveniente de los paneles, deber recibir el acumulador.

El valor E equivaldrá exactamente a la energía que se necesita diariamente, teniendo en cuenta las diferentes pérdidas que existen y responden a la expresión:

$$E = E_T / R \quad (9)$$

Donde R es un factor global de rendimiento de la instalación, que vale:

$$R = 1 - [(1 - k_b - k_c - k_v) \cdot k_a \cdot N / P_d] - k_b - k_c - k_v \quad (10)$$

O bien, de forma equivalente:

$$R = (1 - k_b - k_c - k_v)(1 - k_a \cdot N / P_d) \quad (11)$$

Donde:

k_b es el coeficiente de pérdidas por rendimiento en el acumulador. Es la fracción de energía que la batería no devuelve con respecto a la absorbida procedente de los paneles, es decir, a la que entra en la batería. A falta de datos concretos, el coeficiente k_b puede tomarse igual a **0,05** para servicios en condiciones que no demanden descargas intensas (como es el caso de instalaciones fotovoltaicas en viviendas, similar a este proyecto), e igual a 0,1 en otros casos más desfavorables.

También conviene tener en cuenta que no toda la energía generada por los paneles ha de pasar necesariamente por la batería. En el consumo que se realiza durante las horas de sol, una parte o incluso toda la energía consumida puede provenir directamente de los paneles, y no se verá afectada por las pérdidas de rendimiento de la batería. Esto se puede deducir observando la figura 2.4. en la que se aprecia los picos de consumo durante los meses de invierno, y donde se refleja que uno de estos picos de consumo se produce, obviamente, durante la parte del día en la que

sí hay radiación lumínica (en torno al mediodía). No obstante, como margen de seguridad, en este proyecto se considerará que para el mes de referencia del cálculo (enero), toda la energía demandada a lo largo del día pueda ser utilizada desde la batería, sin aplicar energía directamente desde las placas fotovoltaicas a las cargas de consumo. Esto nos proporcionará un margen extra de autonomía, para cubrir la peor de las situaciones que se puedan presentar. Por tanto el valor para k_b que se va a tomar es el menor posible, es decir, de **0,05**.

k_a es el coeficiente de autodescarga. Representa la fracción de energía de la batería que se pierde diariamente por autodescarga. El fabricante debe especificar este dato. A falta de información el valor que se asigna a k_a es de **0,005** (0,5 % diario).

Si k_a la calculamos basándonos en los datos suministrados por el fabricante para una temperatura de 20 °C o 25 °C, podemos estimar la autodescarga k'_a para cualquier otra temperatura t en °C (en el intervalo desde -5 °C hasta 45 °C), por medio de la expresión:

$$k'_a = (0.0014t^{0.2} + 0.0021t^0 + 0.4)k_a \quad (12)$$

Esta corrección solamente es importante en los casos de grandes capacidades y en los que la temperatura media anual del lugar donde se encuentren los acumuladores sea menor de 15 °C o mayor de 25 °C. En este proyecto no se estima que la temperatura donde se ubican las baterías alcance valores por debajo de esos 15 °C durante los meses de invierno, que son los meses sobre los que se va a realizar el dimensionamiento de la instalación. Por tanto, no será necesario realizar esta corrección.

k_c es el coeficiente de pérdidas del ondulator, si existe y afecta a toda la red de consumo. En el supuesto de que sólo se utilizase para algunos aparatos, k_c , se supondrá igual a cero, incluyendo en este caso las pérdidas del ondulator en el cálculo previo del consumo de los aparatos que afecte. En este proyecto hay ondulator y afecta a todos los aparatos, por lo tanto habrá que tener en cuenta su rendimiento.

El rendimiento del ondulator debe ser suministrado por el fabricante y suele oscilar entre un 75 % y un 95 %. A falta de otros datos, podemos tomar $k_c = 0.2$ para los onduladores senoidales y $k_c = 0,1$ para los de onda cuadrada. El modelo seleccionado para este proyecto tiene una eficiencia del 93 % a valores nominales, por tanto el valor que se tomará para k_c será $k_c = 0,07$. Suponemos que el consumo propio de los circuitos del ondulator está tenido en cuenta en k_c , aunque en el caso de grandes potencias es aconsejable desglosar el valor del consumo del propio ondulator y las pérdidas que origina. Pero en este proyecto se considera que eso no es necesario por no estar trabajando con grandes potencias.

k_v es el coeficiente que agrupa otras pérdidas (rendimiento global de toda la red de consumo, pérdidas de efecto Joule, etc). El valor oscila entre 0,15 y **0,05** si ya se han tenido en cuenta los rendimientos de cada aparato habiéndolos englobado en los datos de consumo, como ha sido el caso en este proyecto.

Por tanto el valor de estos coeficientes para este proyecto son los que se aprecian en la tabla 2.8.

k_b	k_a	k_c	k_v	P_d
0,05	0,00067	0,07	0,05	0,7

Tabla 2.8. Valores de los coeficientes a usar en el cálculo del número de acumuladores

2.4.1.12. Cálculo del rendimiento.

Primeramente calcularemos el valor de k_a .

El valor indicado por el fabricante es de un 2% mensual.

$$k_a = \frac{0,02 \text{ mes}}{30 \text{ días/mes}} = 0,00067 \quad (13)$$

$$R = 1 - [(1 - k_b - k_c - k_v) \cdot k_a \cdot N / P_d] - k_b - k_c - k_v \quad (14)$$

$$R = 1 - \left((1 - 0,05 - 0,07 - 0,05) \cdot 0,00067 \cdot \frac{3}{0,7} \right) - 0,05 - 0,07 - 0,05 \quad (15)$$

$$R = 0,83 \quad (16)$$

2.4.1.13. Cálculo de la energía necesaria.

$$E = E_T / R \quad (17)$$

$$E = 6.512 \text{ Wh} / 0,83 \quad (18)$$

$$E = 7.845,78 \text{ W} \cdot \text{h} \quad (19)$$

2.4.1.14. Días de autonomía

$$A = \frac{C_{u,72} PD_{max}}{L_D} \eta_{inv} \eta_{rb} \quad (20)$$

Con:

A= Autonomía del sistema en días.

$C_{u,72}$ = Capacidad útil del acumulador en Ah. Se utiliza este valor, debido a que para N=3 días de autonomía (72 horas) éste es el tiempo máximo de descarga de la batería. La utilización de $C_{u,72}$ en lugar de la $C_{u,100}$ lleva a sobredimensionar el acumulador, pero se compensa con la pérdida de capacidad con el tiempo. En este caso, el fabricante facilita el valor de C_{72} , por lo que no será necesario hacer esta corrección y se utilizará específicamente el valor dado.

PD_{max} =Profundidad de descarga.

η_{inv} = Rendimiento energético del inversor. Para el modelo seleccionado en este proyecto el valor es de 0,93.

η_{rb} = Rendimiento energético del acumulador + regulador. A falta de un valor específico se tomará el valor de 0,9.

L_D =Consumo diario de la carga en Ah.

- 12 V

$$A = \frac{C_{u,72} PD_{max}}{L_D} \eta_{inv} \eta_{rb} = \frac{C_{u,72} \cdot 0.8}{7.845,78/12V} 0.93 * 0.9 = 3 \text{ días} \quad (21)$$

- 24 V

$$A = \frac{C_{u,72} PD_{max}}{L_D} \eta_{inv} \eta_{rb} = \frac{C_{u,72} \cdot 0.8}{7.845,78/24V} 0.93 * 0.9 = 3 \text{ días} \quad (22)$$

- 48 V

$$A = \frac{C_{u,72} PD_{max}}{L_D} \eta_{inv} \eta_{rb} = \frac{C_{u,72} \cdot 0.8}{7.845,78/48V} 0.93 * 0.9 = 3 \text{ días} \quad (23)$$

2.4.1.15. Capacidad útil de las baterías.

Expresada en A·h:

- 12 V

$$C_{u,72} = \frac{3 \text{ días} * 7.845,78/12V}{0.8 * 0.93 * 0.9} = 2.929,28 \text{ A} \cdot h \quad (24)$$

- 24 V

$$C_{u,72} = \frac{3 \text{ días} * 7.845,78/24V}{0.8 * 0.93 * 0.9} = 1.464,64 \text{ A} \cdot h \quad (25)$$

- 48 V

$$C_{u,72} = \frac{3 \text{ días} * 7.845,78/48V}{0.8 * 0.93 * 0.9} = 732,32 \text{ A} \cdot h \quad (26)$$

2.4.1.16. Capacidad nominal de las baterías.

$$C_{72} = C_{u,72}/Pd \quad (27)$$

- 12 V

$$C_{72} = 2.929,28 \text{ A} \cdot h / 0,8 \quad (28)$$

$$C_{72} = 3.661,6 \text{ A} \cdot h \quad (29)$$

- 24 V

$$C_{72} = 1.464,64 \text{ A} \cdot \text{h} / 0,8 \quad (30)$$

$$C_{72} = 1.830,8 \text{ A} \cdot \text{h} \quad (31)$$

- 48 V

$$C_{72} = 732,32 \text{ A} \cdot \text{h} / 0,8 \quad (32)$$

$$C_{72} = 915,4 \text{ A} \cdot \text{h} \quad (33)$$

2.4.1.17. Cálculo del número de baterías necesarias.

- 12 V

$$n^{\circ} = C_{72} / C_{72} \text{ baterías} \quad (34)$$

$$n^{\circ} = 3.661,6 \text{ A} \cdot \text{h} / 524 \text{ A} \cdot \text{h} \quad (35)$$

$$n^{\circ} = 6,99 \sim 7 \quad (36)$$

Por lo tanto la capacidad nominal real del conjunto de las baterías será

$$n^{\circ} \text{ baterías} * C_{72} = 7 * 524 \text{ A} \cdot \text{h} = 3.668 \text{ A} \cdot \text{h} \quad (37)$$

El % de margen de seguridad es:

$$\frac{3.688 \text{ A} \cdot \text{h}}{3.661,6 \text{ A} \cdot \text{h}} * 100 \% - 100 \% = 0,17 \% \quad (38)$$

- 24 V

$$n^{\circ} = C_{72} / C_{72} \text{ baterías} \quad (39)$$

$$n^{\circ} = 1.830,8 \text{ A} \cdot \text{h} / 524 \text{ A} \cdot \text{h} \quad (40)$$

$$n^{\circ} = 3,49 \sim 4 \quad (41)$$

Por lo tanto la capacidad nominal real del conjunto de las baterías será

$$n^{\circ} \text{ baterías} * C_{72} = 4 * 524 \text{ A} \cdot \text{h} = 2.096 \text{ A} \cdot \text{h} \quad (42)$$

El % de margen de seguridad es:

$$\frac{2.096 \text{ A} \cdot \text{h}}{1.830,8 \text{ A} \cdot \text{h}} * 100 \% - 100 \% = 14,49 \% \quad (43)$$

- 48 V

$$n^{\circ} = C_{72} / C_{72} \text{ baterías} \quad (44)$$

$$n^{\circ} = 915,4 \text{ A} \cdot \text{h} / 524 \text{ A} \cdot \text{h} \quad (45)$$

$$n^{\circ} = 1,75 \sim 2 \quad (46)$$

Por lo tanto la capacidad nominal real del conjunto de las baterías será

$$n^{\circ} \text{ baterías} * C_{72} = 2 * 524 \text{ A} \cdot \text{h} = 1.048 \text{ A} \cdot \text{h} \quad (47)$$

El % de margen de seguridad es:

$$\frac{1.048 \text{ A} \cdot \text{h}}{915,4 \text{ A} \cdot \text{h}} * 100 \% - 100 \% = 14.49 \% \quad (48)$$

2.4.1.18. Días de autonomía reales.

$$A = \frac{C_{72}PD_{max}}{L_D} \eta_{inv} \eta_{rb} \quad (49)$$

○ 12 V

$$A = \frac{C_{72}PD_{max}}{L_D} \eta_{inv} \eta_{rb} = \frac{3.688 \cdot 0,8 \cdot 0,8}{7.845,78/12V} 0.93 * 0.9 = 3,02 \text{ días} \quad (50)$$

○ 24 V

$$A = \frac{C_{72}PD_{max}}{L_D} \eta_{inv} \eta_{rb} = \frac{2.096 \cdot 0,8 \cdot 0,8}{7.845,78/24V} 0.93 * 0.9 = 3,43 \text{ días} \quad (51)$$

○ 48 V

$$A = \frac{C_{72}PD_{max}}{L_D} \eta_{inv} \eta_{rb} = \frac{1.048 \cdot 0,8 \cdot 0,8}{7.845,78/48V} 0.9 * 0.9 = 3,43 \text{ días} \quad (52)$$

Con los valores obtenidos, se tomará la decisión de usar **4** baterías de **24 V**, dado que aunque económicamente no es la opción más rentable, de acuerdo con la guía de buenas prácticas del IDAE para sistemas fotovoltaicos aislados, la tensión de trabajo del sistema deber ser 24 V para potencias instaladas superiores a 1,5 kW e inferiores a 5 kW, como es en este proyecto. Así pues, el modelo en cuestión es la batería **ROLLS 24V S-550** de capacidad $C_{72} = 524 \text{ A} \cdot \text{h}$ y $C_{100} = 554 \text{ A} \cdot \text{h}$.

A continuación se muestra la ficha técnica de la batería en la figura 2.15.

		6 VOLTS	
CONTAINER: High Density Polypropylene		WEIGHT DRY:	43 kg 94 Lbs.
COVER: High Density Polypropylene		WEIGHT WET:	56 kg 123 Lbs.
TERMINALS: Flag M		LENGTH:	315 mm 12 1/2 inches
HANDLES: Rope		WIDTH:	181 mm 7 1/8 inches
		HEIGHT:	425 mm 16 3/4 inches
		CELLS:	17 Plates/Cell 3 Cell
		SEPARATOR THICKNESS:	2 mm 0.061 inches
PLATE HEIGHT:	293 mm 11.550 inches	GLASS MAT INSULATION:	1 mm 0.02 inches
PLATE WIDTH:	143 mm 5.625 inches	ELECTROLYTE RESERVE:	57 mm 2.25 inches
THICKNESS (POSITIVE):	4.32 mm 0.170 inches	ABOVE PLATES	
THICKNESS (NEGATIVE):	3.05 mm 0.120 inches		
COLD CRANK AMPS (CCA):	0°F / -17.8°C		1315
MARINE CRANK AMPS (MCA):	32°F / 0°C		1645
RESERVE CAPACITY (RC @ 25A):			931 Minutes

CAPACITY

428 AH

HOURLY RATE:	SPECIFIC GRAVITY	CAPACITY / AMP HOUR	CURRENT / AMPS
@ 100 HOURS RATE	1.280	554	5.54
@ 72 HOURS RATE	1.280	524	7.28
@ 50 HOURS RATE	1.280	500	10.00
@ 24 HOURS RATE	1.280	441	18.37
@ 20 HOURS RATE	1.280	428	21.40
@ 15 HOURS RATE	1.280	401	26.76
@ 12 HOURS RATE	1.280	381	31.74
@ 10 HOURS RATE	1.280	364	36.38
@ 8 HOURS RATE	1.280	342	42.80
@ 6 HOURS RATE	1.280	317	52.79
@ 5 HOURS RATE	1.280	300	59.92
@ 4 HOURS RATE	1.280	278	69.55
@ 3 HOURS RATE	1.280	253	84.17
@ 2 HOURS RATE	1.280	218	109.14
@ 1 HOURS RATE	1.280	154	154.08

Figura 2.15. Ficha técnica de la batería seleccionada para este proyecto. Rolls S-550 (fuente: FABRICANTE)

2.4.2. PANELES

2.4.2.1. Parámetros característicos de la célula fotovoltaica

La respuesta de un panel frente a la radiación solar vendrá determinada por la de las células que lo forman, pudiendo ser descrita mediante varios parámetros, los cuales se definen a continuación:

- **Corriente de cortocircuito (i_{sc}).** Es la intensidad máxima de la corriente que se puede obtener de un panel bajo unas determinadas condiciones (generalmente normalizadas). Correspondería a la medida, mediante un amperímetro (de resistencia prácticamente nula), de la corriente entre bornes del panel, sin ninguna otra resistencia adicional, esto es, provocando un cortocircuito. Al no existir resistencia alguna al paso de la corriente, la caída de potencial es cero.
- **Voltaje a circuito abierto (V_{OC}).** Es el voltaje máximo que se podría medir con un voltímetro sin permitir que pase corriente alguna entre bornes de un panel, es decir, en condiciones de circuito abierto (resistencia entre bornes infinita).
- **Corriente (i) a un determinado voltaje (V).** Las dos definiciones anteriores corresponden a casos extremos. En la práctica, lo usual es que un panel produzca una determinada corriente eléctrica que fluye a través del circuito externo que una los bornes del mismo y que posee una determinada resistencia R , que define la característica eléctrica del circuito (curva intensidad-voltaje), cuya intersección con la propia curva del panel fija el voltaje de operación del mismo y, en consecuencia, la intensidad que éste entrega al circuito. Si la diferencia de potencial entre los bornes es V , decimos que la corriente de intensidad i se produce a un voltaje V .
- **Potencia máxima (P_M).** En unas condiciones determinadas, la intensidad i tendrá un cierto valor comprendido entre 0 e i_{sc} , correspondiéndole un voltaje V que tomará un valor entre 0 y V_{OC} . Dado que la potencia es el producto del voltaje y la intensidad, ésta será máxima únicamente para un cierto par de valores (i, V) , en principio desconocidos.

Decimos que un panel trabaja en condiciones de potencia máxima cuando la resistencia del circuito externo es tal que determina unos valores de i_M y V_M tales que su producto sea máximo. Normalmente un panel no trabaja en condiciones de potencia máxima, y aunque existe la posibilidad de utilizar dispositivos electrónicos conocidos como “*seguidores del punto de máxima potencia*”, esto supone un coste adicional, y no suelen emplearse en pequeñas instalaciones.

- **Eficiencia total del panel.** Es el cociente entre la potencia eléctrica producida por éste y la potencia de la radiación incidente sobre el mismo.
- **Factor de forma (FF).** Es un concepto teórico, útil para medir la forma de la curva definida por las variables i y V .

$$FF = \frac{P_M}{i_{SC} \cdot V_{OC}} = \frac{i_M \cdot V_M}{i_{SC} \cdot V_{OC}} \quad (53)$$

Variando la resistencia externa desde un valor nulo hasta infinito, se pueden medir diversos valores de pares (i, V) denominados puntos de trabajo que, uniéndolos, forman la denominada *curva característica del panel* o curva de intensidad-voltaje (abreviadamente, curva $i-V$), la cual presenta un aspecto bastante similar de unos paneles a otros y que puede apreciarse en la figura 2.16.

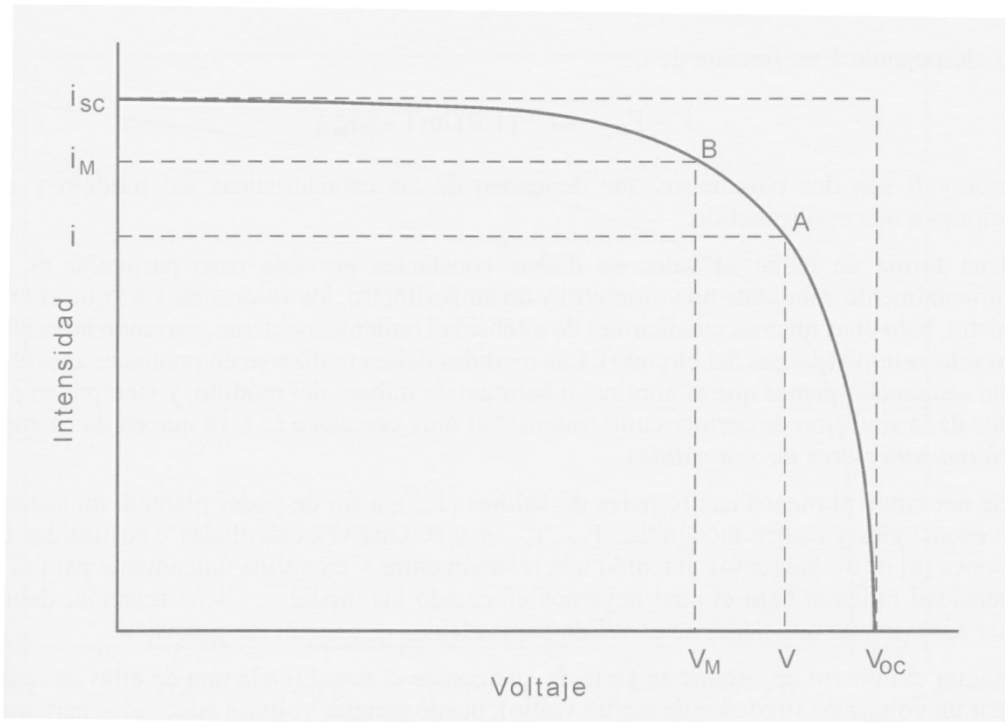


Figura 2.16. Curva característica de los puntos de trabajo del panel fotovoltaico (fuente: CENSOLAR)

El voltaje V_M que corresponde al punto de máxima potencia es, aproximadamente un 80% del voltaje a circuito abierto V_{OC} , para la mayoría de los módulos comerciales de silicio cristalino.

El factor de forma FF es el cociente del área del rectángulo definido por un punto de trabajo y el rectángulo exterior a la curva, cuyos lados son i_{SC} y V_{OC} .

Para un determinado modelo de panel, y en unas condiciones de intensidad luminosa y temperatura constantes, la curva $i-V$ queda determinada, y el punto concreto sobre dicha curva que representa las condiciones de trabajo del panel quedará fijado para el circuito que alimenta éste. Si, por ejemplo, deseamos usar el panel para cargar una batería de 12 V, el voltaje mínimo que habrá que suministrar será de 13 V (siempre es preciso que sea algo mayor para que la batería se cargue correctamente), así que no serviría de nada si el panel, debido a una insuficiente iluminación o a otras causas, no fuera capaz de alcanzar este voltaje.

La ecuación matemática que relaciona la intensidad i con el voltaje V producidos por un módulo o panel fotovoltaico puede expresarse, de manera aproximada, así:

$$i = i_{SC}[1 - e^{B(V-V_{OC}+Ai)}] \quad (54)$$

O bien, despejando V en función de i :

$$V = V_{OC} - Ai + (1/B)\ln(1 - i/i_{SC}) \quad (55)$$

Donde A y B son dos parámetros que dependen de las características del módulo y de las condiciones a que está sometido.

Si se modifica la intensidad radiante incidente sobre el panel o la temperatura ambiente, que son las dos variables que más influencia tienen en la respuesta eléctrica del mismo, la curva i-V también se modifica.

Si no se dispone de las curvas de variación con la temperatura de las magnitudes características del panel (que deben ser suministradas por el fabricante o proveedor del mismo), resulta útil conocer unas variaciones medias, a saber:

- Para paneles de células de silicio el voltaje disminuye a razón de $2,3 \times 10^{-3}$ voltios por cada célula que contenga el panel y por cada grado centígrado de aumento de temperatura de la célula por encima de los 25°C . La corriente aumenta a razón de 15×10^{-6} amperios por cada centímetro cuadrado de área de células y grado centígrado de aumento de temperatura por encima de 25°C .
- Para paneles con tecnología de película delgada las variaciones son, respectivamente de $-2,8 \times 10^{-3}$ V/célula y $+1,3 \times 10^{-5}$ A/cm² por cada grado centígrado de aumento.

En la práctica, basta recordar que la potencia del panel disminuye aproximadamente un **0,5 %** por cada grado centígrado de aumento de la temperatura de la célula por encima de los 25°C .

Hay que tener en cuenta que la temperatura de la célula a la que nos hemos estado refiriendo no coincide con la temperatura ambiente, debido a que la célula, al ser un cuerpo receptor de radiación situado bajo una cubierta transparente, se calentará al incidir sobre ella la luz solar.

El incremento de temperatura de la célula respecto a la temperatura del aire depende de las características de la misma y de las de construcción del propio panel. A título orientativo, podemos admitir como válida la función siguiente:

$$\Delta t^0 = 0,034I - 4 \quad (56)$$

Para evitar tener que calcular intensidades medias de radiación, basta en la mayoría de los casos suponer que la temperatura media de la célula es 20°C superior a la del ambiente, lo que constituye una buena aproximación. Por este concepto, el rendimiento del panel baja aproximadamente en un 10 % (0,5 % por cada grado de más), alcanzando por tanto un valor aproximado del 90 %.

Normalmente, cuando nos referimos a un panel de una determinada potencia, entendemos que se trata de su *potencia nominal*, es decir, aquella que el fabricante o la entidad encargada de efectuar las medidas aseguran que el panel es capaz de suministrar bajo unas determinadas condiciones.

La potencia nominal pico es la proporcionada al recibir el panel irradiación de 1.000 W/m² cuando la temperatura de las células es de 25 °C. El nombre de “pico” hace referencia a que una intensidad radiante de 1.000 W/m² constituye un pico máximo en las medidas reales de la intensidad radiante (corresponde más o menos a la obtenida en un día claro con el Sol cercano al cenit).

En la mayor parte del tiempo la intensidad radiante recibida por el panel es inferior a 1.000 W/m², por lo que la potencia real producida será también inferior a la nominal pico.

2.4.2.2. Interconexión de paneles.

Los paneles están diseñados para formar una estructura modular, siendo posible combinarlos entre sí en serie, en paralelo o de forma mixta, a fin de obtener la tensión e intensidad deseadas.

Sabemos, que al igual que cualquier fuente de fuerza electromotriz, el acoplamiento de dos o más paneles en serie producen un voltaje igual a la suma de los voltajes individuales de cada panel, manteniéndose invariable la intensidad. En paralelo, es la intensidad la que aumenta, permaneciendo igual el voltaje.

Es importante advertir que los paneles que se interconexionan deberán tener la misma curva $i-V$, a fin de evitar descompensaciones. Por ello lo recomendable es utilizar siempre en mismo tipo de paneles, como se hará en este proyecto.

2.4.2.3. Efecto del regulador

El valor de energía producido por los paneles debe entrar en los bornes del acumulador, sin embargo, entre los paneles y la batería se instalará un regulador que disipa energía en forma de calor o bien corta el suministro a la batería durante ciertos periodos, por lo que la cantidad diaria, E_p , que deben producir los paneles debe ser siempre superior a la energía requerida por la batería.

Es difícil evaluar con precisión las pérdidas del regulador, ya que éstas dependen del estado de carga de la batería, que a su vez depende del perfil de consumo diario. Así, evidentemente, en aquellos momentos en que la batería esté totalmente cargada, el regulador no dejará pasar ninguna energía. Por término medio, consideramos que un 10% de la energía anual que produzcan los paneles va a ser disipada en el regulador y no se convertirá en energía útil.

En las épocas del año más favorables, las baterías se encuentran en estado de máxima carga durante buena parte del día y, por lo tanto, la energía sobrante que podrían teóricamente producir los paneles sería disipada en el regulador, elevando a bastante más del 10% el valor del factor de pérdidas que se ha considerado. Sin embargo, como el periodo que nos interesa a efectos de dimensionado es el más desfavorable (enero), en el que el estado de carga máxima se alcanzará pocas veces, el regulador no desaprovechará mucha energía, y puede ser aceptable tomar como valor para el rendimiento el valor máximo de eficiencia del regulador. Para el caso específico de este proyecto, el regulador seleccionado tiene una eficiencia del 98 %, por tanto, será este valor el que se tenga en cuenta en los cálculos.

Por tanto:

$$E_p = E / 0,98 \quad (57)$$

2.4.2.4. Datos de partida.

$$H.S.P = 2,55 \text{ horas.} \quad (58)$$

$$E = 6.512 \text{ W} \cdot h \quad (59)$$

2.4.2.5. Cálculo de la potencia que deben producir los paneles teniendo en cuenta las pérdidas por el uso del regulador.

Combinando las expresiones (57) y (59):

$$E_p = 6.512 \text{ W} \cdot h / 0,98 \quad (60)$$

$$E_p = 6.644,9 \text{ W} \cdot h \quad (61)$$

Con estos datos la mejor relación potencia/precio la encontramos en placas policristalinas de 60 células y una potencia nominal $W_p = 250 \text{ W}$ para 12 V/24V de ECOFENER.

A continuación se expone en la figura 2.17. los detalles técnicos del panel. Información facilitada por el fabricante.



Módulo policristalino

Modelo SCL-250P

Certificados:



- IEC EN 61215, IEC EN 61730-1-2, CE Conformity
- UL 1703 2002/03/15 Ed:3 Rev:2008/04/08
- ULC/ORD-C1703-01 second edition 2001/01/01
- UL and Canadian estándar for safety flat-plate
- CEC Listed: modules are eligible for California rebates
- MCS The Microgeneration Certification Scheme UK
- PV CYCLE: voluntary module take back and recycling

CARACTERÍSTICAS MECÁNICAS

TIPO	SCL -250P
Células	60 (6x10) células multicristalinas 156 X 156 mm
Caja conexión	TUV certificado
Conectores	MC4 compatible
Cables	Longitud 900mm
Dimensiones	1640 X 990 X 40 mm
Peso	18.6 kg
Carga máxima	Carga de viento: 2400 Pa / Carga peso: 5400 Pa

CARACTERÍSTICAS TEMPERATURA

TIPO	SCL-250P
NOCT**	47+/- 2°C
Coefficiente de temperatura Pmax	-0.45% / °C
Coefficiente de temperatura Voc	-0.35% / °C
Coefficiente de temperatura Isc	+0.04% / °C
Coefficiente de temperatura Vm	-0.35% / °C
Temperatura de trabajo	-40/+85°C

NOCT ** Irradiancia 800W/m², velocidad del viento 1m/s

Figura 2.17. Datos técnicos de los paneles seleccionados (fuente: fabricante)

2.4.2.6. Efecto de la temperatura.

El valor de la temperatura ambiente influye en la producción del panel, siendo ésta mayor cuanto menor es la temperatura.

La temperatura media en Linares para enero es: $t_m = 8,2^{\circ}\text{C}$

Irradiancia en Enero en Jaén: 218 W/m²

	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	AÑO
1 ÁLAVA	151	200	326	357	406	457	498	476	414	275	179	142	323.4
2 ALBACETE	220	306	434	528	584	690	733	639	545	360	274	221	461.2
3 ALICANTE	277	349	472	519	635	680	710	620	530	394	321	265	481
4 ALMERÍA	291	354	477	539	636	675	696	618	536	404	328	279	486.1
5 ASTURIAS	174	222	307	334	414	419	462	407	361	283	192	162	311.4
6 ÁVILA	197	265	391	485	533	612	721	695	546	326	226	181	431.5
7 BADAJOZ	213	289	395	514	600	676	711	653	520	355	269	217	451
8 BALEARES	235	311	418	446	577	623	666	566	474	350	276	226	430.7
9 BARCELONA	211	276	375	441	511	559	593	497	422	313	236	202	386.3
10 BURGOS	165	228	361	440	514	592	631	568	484	292	213	157	387.1
11 CÁCERES	223	291	427	538	606	689	772	698	573	367	290	229	475.3
12 CÁDIZ	263	332	456	510	609	653	713	631	525	411	326	257	473.8
13 CANTABRIA	163	216	318	358	443	466	505	427	376	276	188	157	324.4
14 CASTELLÓN	261	355	450	479	567	588	657	537	483	380	282	256	441.3
15 CEUTA	292	381	539	577	669	735	738	668	555	412	359	298	518.6
16 CIUDAD REAL	230	292	434	514	588	652	696	636	547	362	283	226	455
17 CÓRDOBA	234	292	438	509	599	711	783	691	578	367	279	239	476.7
18 LA CORUÑA	178	231	330	340	422	446	477	420	402	315	209	179	329.1
19 CUENCA	194	257	375	477	515	604	703	613	509	324	234	192	416.4
20 GERONA	232	304	412	438	513	523	614	507	432	340	255	230	400
21 GRANADA	255	314	441	508	603	682	733	649	546	375	313	246	472.1
22 GUADALAJARA	212	266	406	491	532	624	686	636	515	339	255	193	429.6
23 GUIPÚZCOA	179	222	328	322	402	447	444	375	370	299	202	175	313.8
24 HUELVA	249	328	464	537	662	704	789	702	615	420	300	263	502.8
25 HUESCA	199	280	416	514	558	606	635	573	491	327	236	178	417.8
26 JAÉN	218	294	419	494	559	671	735	663	556	345	265	227	453.8
27 LEÓN	189	253	401	473	537	607	665	574	499	302	227	169	408
28 LÉRIDA	195	286	522	516	573	621	654	586	487	350	236	166	432.7
29 LUGO	165	220	339	417	470	536	554	505	436	288	201	156	357.3
30 MADRID	220	307	394	516	574	645	714	636	491	330	245	206	439.8
31 MÁLAGA	272	347	449	509	639	673	728	638	551	396	303	277	481.8
32 MELILLA	308	365	499	559	633	681	681	621	531	413	357	304	496
33 MURCIA	328	430	482	559	666	702	761	645	539	402	319	282	509.6
34 NAVARRA	162	215	357	399	469	519	564	501	469	297	197	157	358.8
35 ORENSE	154	211	327	385	446	484	502	455	415	274	183	150	332.2
36 PALENCIA	174	261	382	481	540	599	664	593	495	317	216	160	406.8
37 LAS PALMAS	366	413	515	540	597	618	667	603	574	439	401	373	508.8
38 PONTEVEDRA	178	237	378	432	482	561	604	520	438	328	223	193	381.2
39 LA RIOJA	184	255	397	456	529	589	641	570	470	311	222	169	399.4
40 SALAMANCA	200	276	392	469	541	625	677	621	508	328	242	181	421.7
41 STA. C. TENERIFE	350	385	525	590	707	728	805	731	616	469	352	324	548.5
42 SEGOVIA	185	255	389	506	561	621	707	684	545	330	221	177	431.8
43 SEVILLA	238	315	419	526	617	667	684	633	520	356	286	240	458.4
44 SORIA	193	253	370	471	541	599	663	612	507	322	247	195	414.4
45 TARRAGONA	240	310	433	485	555	617	655	564	476	358	287	220	433.3
46 TERUEL	199	255	374	458	504	566	600	568	492	320	233	183	396
47 TOLEDO	202	275	407	530	576	670	748	673	525	346	248	194	449.5
48 VALENCIA	248	308	433	497	565	626	655	568	484	349	284	230	437.3
49 VALLADOLID	178	254	402	472	548	621	690	632	530	324	226	147	418.7
50 VIZCAYA	164	207	313	349	426	460	492	431	381	269	196	162	320.8
51 ZAMORA	175	259	383	474	609	593	645	605	500	321	219	160	411.9
52 ZARAGOZA	206	286	441	502	598	665	689	644	531	352	243	198	446.3

Tabla 2.9. Valores de intensidad media útil en W/m^2 , sobre horizontal, en un día medio de cada mes (fuente: CENSOLAR)

Factor de corrección $k_N=1,37$

$$I_{\text{corregida}} = k_N \cdot I \quad (62)$$

$$I_{corregida} = 1,37 \cdot 218 = 298,66 \text{ W/m}^2 \quad (63)$$

$$\Delta t^0 = 0,034I - 4 \quad (64)$$

$$\Delta t^0 = 0,034 \cdot 298,66 - 4 = 6,15 \text{ } ^\circ\text{C} \quad (65)$$

Temperatura de la célula:

$$t_{cel} = t_m + \Delta t^0 = 8,2^\circ\text{C} + 6,15 \text{ } ^\circ\text{C} = 14,35 \text{ } ^\circ\text{C} \quad (66)$$

Producción real de los paneles (a t_{cel}):

$$P_{real,p} = P_p - \left((25^\circ\text{C} - t_{cel}) \cdot \%_{caida \text{ por } ^\circ\text{C}} \right) \quad (67)$$

$$P_{real,p} = 250W - \left((25^\circ\text{C} - 14,35) \cdot (-0.4) \right) = 254,79 \text{ W} \quad (68)$$

2.4.2.7. Cálculo del número de paneles totales a instalar.

$$N^\circ \text{ de paneles} = \frac{Ep}{P_{real,p} \cdot H \cdot S \cdot P} \quad (69)$$

El valor que debemos usar en esta expresión para la potencia de los paneles no debe ser el valor de la potencia nominal ($P_{real,p}$), pues en condiciones normales de trabajo, estos producen en torno a un 10 % menos de su potencia nominal. Este factor de corrección también incluye las pequeñas pérdidas adicionales debidas, por ejemplo, a la posible suciedad de los paneles, pérdidas por reflexión en los momentos de incidencia muy oblicua, etc. Por tanto, con esta corrección, el número de paneles sería el siguiente:

$$P_{panel} = P_{real,p} \cdot 0,9 \quad (70)$$

$$P_{panel} = 254,79 \cdot 0,9 = 229,31 \text{ kW} \quad (71)$$

$$N^{\circ} \text{ de paneles} = \frac{Ep}{P_{panel} \cdot H \cdot S \cdot P} \quad (72)$$

$$N^{\circ} \text{ de paneles} = \frac{6.644,9}{229,31 \cdot 2,55} = 11,36 \quad (73)$$

$$N^{\circ} \text{ de paneles} = 11,36 \sim \mathbf{12 \text{ paneles}} \quad (74)$$

2.4.2.8. Potencia total generada por los paneles.

$$W_p = N^{\circ} \text{ paneles} \cdot P_{panel} \quad (75)$$

$$W_p = 12 \cdot 229,31 \text{ W} = \mathbf{2.751,72 \text{ W} = 2,75 \text{ kW}} \quad (76)$$

2.4.2.9. Tensión de entrada máxima en circuito abierto (OC).

$$V_{OC,max} = n^{\circ} \text{ paneles en serie} \cdot V_{OC,panel} \quad (77)$$

$$V_{OC,max} = 12 \cdot 36,99 = 443,88 \text{ V} \quad (78)$$

2.4.2.10. Intensidad máxima de corriente.

$$I_{max,panel} = \frac{V_{oc}}{1,25 \cdot V} \cdot I_{sc} \quad (79)$$

$$I_{max,panel} = \frac{36,99}{1,25 \cdot 24} \cdot 8,62 = 10,63 \text{ A} \quad (80)$$

Para el total de la instalación:

$$I_{max} = N^{\circ} \text{ paneles en paralelo} \cdot I_{max,panel} \quad (81)$$

$$I_{max} = 12 \cdot 8,62 \text{ A} = 103,44 \text{ A} \quad (82)$$

2.4.2.11. Energía producida por los paneles

- **Diariamente, mensualmente, total anual y media anual.**

La producción diaria real se puede obtener a partir de la expresión:

$$N^{\circ} \text{ de paneles} = \frac{Ep}{P_{panel} \cdot H.S.P} \quad (83)$$

$$Ep = N^{\circ} \text{ de paneles} \cdot P_{panel} \cdot H.S.P \quad (84)$$

$$Ep = 12 \cdot 229,31 \cdot 2,55 = 7.016,89 \text{ Wh} \quad (85)$$

El margen de seguridad con respecto a la cantidad de energía requerida (6.6449 Wh) es:

$$\frac{7.016,89 \text{ Wh}}{6.644,9 \text{ Wh}} * 100 \% - 100 \% = 5,6 \% \quad (86)$$

La producción energética anual será la suma de la producida cada mes. Para calcular la producción energética mensual, haremos uso de las HSP mensuales.

El cálculo de la energía diaria en condiciones STC (1000 W/m²; masa de aire AM =1,5; temperatura de la célula 25 °C) producida viene expresada por la siguiente fórmula:

$$E_{\text{diario}} = P_{\text{panel}} \cdot \text{HSP}_{\text{mes}} \quad (87)$$

Donde P_{panel} es la potencia nominal pico de las placas con el factor corrector 0,9. En este caso el valor es de 2,75 KWp.

- **Mensualmente.**

La energía producida por los paneles para cada mes saldrá como resultado de multiplicar los valores de E_{diario} obtenidos en la tabla 2.10 por el número de días de cada mes

$$E_{\text{mes}} = E_{\text{diario}} \cdot n^{\circ} \text{ días}_{\text{mes}} \quad (88)$$

La energía media anual producida por los paneles saldrá como resultado de realizar el sumatorio de la energía mensual entre el número de meses del año (12).

- **Anualmente**

$$E_{\text{anual}} = \frac{\sum_{\text{mes}} E_{\text{mes}}}{12} \quad (89)$$

MES	HSP (horas)	E_{diario} (kWh)	E_{mes} (kWh)
Enero	2,53	6,96	215,68
Febrero	3,48	9,57	267,96
Marzo	4,32	11,88	368,28
Abril	4,65	12,79	383,63
Mayo	4,62	12,71	393,86
Junio	5,22	14,36	430,65
Julio	6,08	16,72	518,32
Agosto	6,29	17,30	536,22
Septiembre	6,03	16,58	497,48
Octubre	4,43	12,18	377,66
Noviembre	3,35	9,21	276,38
Diciembre	2,67	7,34	227,62
Media anual	4,47	12,30	374,11

Tabla 2.10. Cuadro resumen de la energía producida por los paneles en cada mes para un día medio del mes y para el mes completo. También se recoge el valor anual medio y valor mensual medio (fuente: elaboración propia)

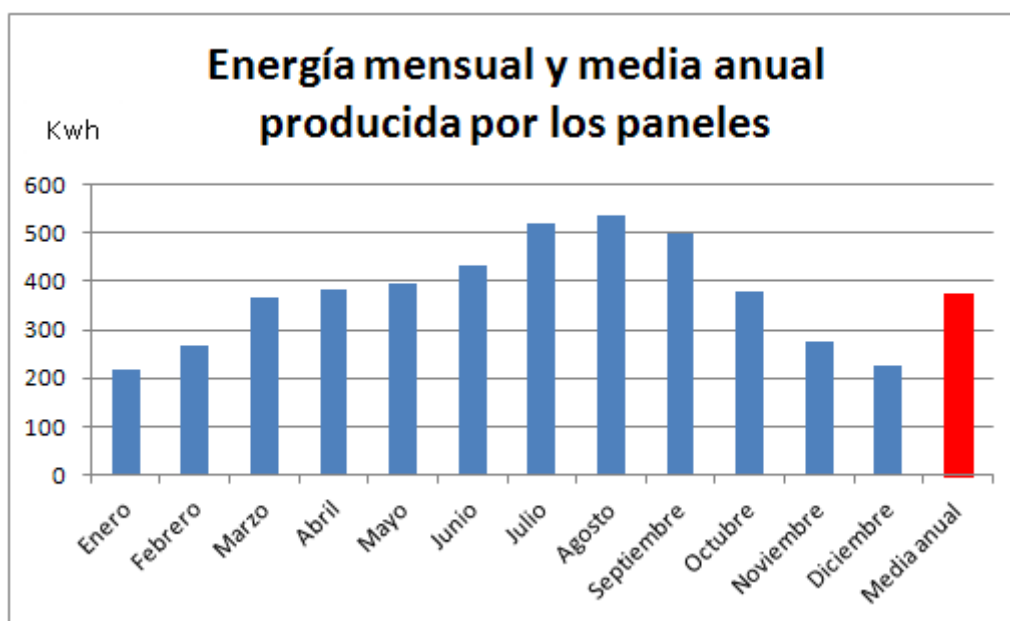


Figura 2.18. Gráfica que recoge los valores obtenidos en la tala 2.10.

2.4.3. REGULADOR

Los paneles fotovoltaicos se diseñan para que puedan producir una tensión de salida algunos voltios superior a la tensión que necesita una batería para cargarse. Esto se hace así para asegurar que el panel siempre estará en condiciones de cargar la batería, incluido cuando la temperatura de la célula sea alta y se produzca una disminución del voltaje generado.

El inconveniente de esta ligera sobretensión es doble. Por una parte, se desperdicia un poco de la energía máxima teóricamente obtenible del panel (alrededor del 10%), que se conseguiría a tensiones algo mayores que las que impone la batería. Por otra parte, ocurrirá que, aunque ésta llegue a su estado de plena carga, no alcanzará el potencial máximo que el panel teóricamente puede lograr, y éste seguirá intentado “inyectar” energía a través de los bornes de la batería, produciendo una sobrecarga perjudicial para la misma que, si no es evitada, puede llegar a destruirla.

El regulador de carga, como su nombre indica (también se le denomina a veces controlador) tiene la misión de regular la corriente que absorbe la batería, con el fin de

que en ningún momento pueda ésta sobrecargarse peligrosamente, pero, al mismo tiempo, evitando en lo posible que deje de aprovechar energía captada por los paneles (lo que inevitablemente ocurriría si el control fuera mediante un simple interruptor de accionamiento manual). Para ello, el regulador, mediante dispositivos electrónicos, debe detectar y medir constantemente el voltaje, que será una indicación del estado de carga de la batería y, si éste llega al valor de consigna previamente establecido, correspondiente a la tensión máxima admisible, debe actuar de forma que impida que la corriente siga fluyendo hacia la batería, o bien que fluya únicamente la justa para mantenerla en estado de plena carga, pero sin sobrepasarse. Dicha corriente mínima se denomina “de flotación”, y se dice que la batería se encuentra en dicho estado cuando sólo recibe la cantidad de energía justamente suficiente para mantenerse a plena carga (que en periodos de ausencia de consumo será únicamente la necesaria para compensar la autodescarga).

2.4.3.1. Parámetros eléctricos característicos de un regulador.

Los cuatro parámetros de regulación que un buen regulador debe ser capaz de aceptar, pudiendo ser fijados (dentro de ciertos límites) según las peculiaridades de cada instalación, son los siguientes:

- **El voltaje máximo admisible, o voltaje máximo de regulación:**

Es el máximo voltaje que el regulador permite que sea aplicado a la batería.

- **El intervalo de histéresis superior:**

Se denomina así a la diferencia entre el voltaje máximo de regulación y el voltaje al cual el regulador permite el paso de toda la intensidad de la corriente producida por los paneles. Para un voltaje intermedio, el regulador únicamente permite el paso hacia la batería de una fracción de la corriente producida por los paneles, menor cuanto más se acerque el voltaje entre bornes de la batería al voltaje máximo de regulación.

- **Voltaje de desconexión:**

Es el valor al cual se desconectan automáticamente las cargas de consumo, a fin de prevenir una sobredescarga de la batería.

- **El intervalo de histéresis inferior:**

Es la diferencia entre el voltaje de desconexión y el voltaje al cual se permite que las cargas de consumo se reconecten de nuevo a la batería.

2.4.3.2. Tipos de reguladores

Fundamentalmente, existen dos tipos de reguladores, según el sistema que empleen para lograr su objetivo: los de tipo *paralelo* (también denominados reguladores “*shunt*”) y los de tipo *serie*.

Los *shunt* han sido utilizados tradicionalmente en pequeñas instalaciones, aunque últimamente se están imponiendo los reguladores serie, reservados en un principio a instalaciones mayores.

El regulador *shunt*, al detectar un valor de la tensión demasiado elevado, deriva la corriente a través de un dispositivo de baja resistencia, convirtiendo su energía en calor por efecto Joule, disipando dicho calor mediante unas aletas metálicas de diseño adecuado.

Se comprenden las limitaciones (en cuanto a la potencia de las instalaciones) de este tipo de reguladores, ya que la disipación de una potencia térmica grande conlleva problemas técnicos diversos.

Los reguladores serie, en vez de disipar energía, simplemente interrumpen el circuito cuando el voltaje alcanza un valor determinado. Estos aparatos se intercalan en serie (de ahí su denominación), y su resistencia es despreciable cuando permiten paso de corriente.

Un relé de alta fiabilidad, mecánico o de estado sólido, comandado por un dispositivo electrónico de control, se encarga de abrir o cerrar el circuito, según la tensión detectada.

Al no existir disipación de calor, este tipo de reguladores puede ser de pequeño tamaño, y son aptos para ser encerrados en compartimentos herméticos si fuera necesario.

Al realizar la conexión a los bornes de la batería, hay que asegurarse bien de la polaridad de los conductores, pues una inversión de la misma puede producir daños al equipo.

Conviene mencionar la existencia de otros tipos de reguladores, utilizados en grandes instalaciones, que cuando la batería está cargada desvían la corriente de los paneles a fin de aprovecharla para otros usos, y también dispositivos que, de forma automática, van desconectando paulatinamente los paneles o grupos de paneles a medida que la tensión de la batería crece, para dejar pasar únicamente la corriente necesaria, y nunca en exceso.

Suele aprovecharse la estructura externa del regulador para integrar, formando un conjunto compacto, una serie de instrumentos que complementan la función del mismo y efectúan un control de la instalación. Así, es frecuente disponer de amperímetro y voltímetro (graduado con una escala adecuada a la potencia y voltaje del campo de

paneles), una alarma para avisar de la baja tensión en batería, un sensor de temperatura que regula automáticamente el valor de la tensión máxima de carga, que es función de la temperatura y, en los modelos más completos, que son verdaderas centralitas de control, se incorporan también desconectores automáticos del circuito de consumo por baja tensión, contadores de A·h, visualizadores digitales, etc.

Una de las características diferenciadoras de los reguladores, y que más evolución ha sufrido durante los últimos años, es precisamente el control de la carga de la batería. Así, en el mercado actual se pueden encontrar reguladores cuyo proceso de control de carga consta de una, dos, tres e incluso cuatro etapas, reflejadas claramente en su curva tensión-tiempo. El propósito de esta progresiva complejidad en el control de carga no es otro que el de aumentar el estado promedio de carga en la batería y, consecuentemente, el tiempo de vida de la misma (número de ciclos de carga-descarga).

Además, el uso generalizado del microprocesador y la aplicación de técnicas electrónicas como la modulación por anchura de pulsos (PWM) han supuesto que los modernos reguladores nada tengan que ver con los primeros aparatos de control “todo-nada”, mejorando en mucho la fiabilidad, el control y la durabilidad de las actuales instalaciones fotovoltaicas autónomas con acumulación.

La cuarta etapa, cuando existe, coincide con la carga periódica de ecualización de la batería, y tiene lugar entre las etapas de carga rápida inicial y de absorción.

2.4.3.3. Diodo de bloqueo.

Un elemento, especialmente importante, que suele incorporarse también al regulador es un *diodo de bloqueo*, que permite el paso de la corriente en un solo sentido (del panel hacia la batería), y no en sentido contrario. Dicho diodo es necesario para evitar que, cuando las condiciones de iluminación sean débiles o nulas (noches), al ser la tensión de la batería superior a la que es capaz de generarse en el panel, ésta se descargue, haciendo circular corriente a través del circuito de paneles. Aunque dicha corriente, debido a la resistencia de la célula fotovoltaica a ser atravesada por una corriente en sentido inverso al de la naturalmente generada, es siempre pequeña, no es deseable, pues podría perjudicar al panel, y siempre representaría un derroche de energía innecesario. El diodo de bloqueo, que no hay que confundir con el diodo de baipás de las células fotovoltaicas, es el equivalente eléctrico de la válvula anti-retorno de los circuitos hidráulicos.

Si, por accidente o un defecto en el aislamiento, se produce un fallo en el sistema de protección de puesta a tierra, la corriente puede tomar un sentido contrario al normal, al pasar a través de un panel o grupo de paneles antes de fugarse hacia tierra y, sobre todo si la instalación es grande, hacerlo con una intensidad varias veces superior a la esperada. En estos casos, el diodo de bloqueo resulta esencial para evitar una avería grave en el panel. Por el contrario, un buen aislamiento y una puesta a tierra segura y

conforme a las recomendaciones más exigentes, podría eximir de la necesidad de instalar diodo de bloqueo, según la opinión de algunos expertos.

Dicho diodo de bloqueo puede estar incluido en el regulador o fuera de él. Supone una pequeña caída de potencial adicional de, aproximadamente, 0,5 ó 1 voltios, lo que constituye una razón más para diseñar los paneles de forma que produzcan un voltaje mayor que el aparentemente necesario para cargar las baterías (no hay que olvidar tampoco que en el propio circuito panel-batería siempre se produce una pequeña caída de potencial).

Los reguladores serie no necesitan diodo de bloqueo, pues su propio diseño hace que el circuito quede interrumpido cuando las condiciones son desfavorables, por ejemplo, por la noche.

2.4.3.4. Necesidad del regulador

El regulador, como elemento de seguridad y protección de la batería, siempre es recomendable. Sin embargo, hay casos en que puede no resultar imprescindible.

En instalaciones en las que la relación entre la potencia de los paneles y la capacidad de la batería es muy pequeña (caso de baterías sobredimensionadas por razones de seguridad u otros motivos), la corriente de carga difícilmente podrá llegar a producir daños en la batería.

Si la autonomía del sistema es superior a 20 días, es casi seguro que la batería es lo suficientemente grande para absorber la intensidad de corriente producida por los paneles, aún en estado de plena carga, durante bastante tiempo antes de que comiencen a presentarse problemas de gasificación (no hay que olvidar que, además se producirá una autodescarga constante que contribuirá a aliviar el nivel de carga). Durante este tiempo, probablemente, se habrán producido consumos que descarguen un poco la batería.

Una regla empírica que marca el límite entre la necesidad o no de utilizar regulador es la siguiente: Si la potencia del campo de paneles, en vatios, es menor que una centésima de la capacidad de la batería *medida en watios-hora*, puede prescindirse del regulador.

También, para tratar de evitar el uso del regulador, se han fabricado paneles denominados *autorregulados*, los cuales, utilizados bajo determinadas circunstancias, eliminan la necesidad de la instalación del regulador.

La idea es simple: si se utilizan en la fabricación del panel tres o cuatro células menos de lo que es habitual, es evidente que la curva $i-V$ del mismo “caerá” en su parte derecha antes de los que lo hace la de un panel normal, esto es, alcanzará en el eje de abscisas un voltaje menor.

Cuando la batería no está muy cargada, el panel autorregulado proporciona una intensidad ligeramente inferior a la normal (la potencia será algo menor debido al menor número de células), pero perfectamente admisible para conseguir una buena alimentación de la batería. Sin embargo, a medida que el estado de carga de ésta se acerca a su valor máximo y, por consiguiente, la tensión entre sus bornes sube, el punto de trabajo del panel autorregulado, al trasladarse hacia la derecha de la curva $i-V$, entra en la zona de caída brusca de la misma, y decrece muy rápidamente. Esto conlleva una disminución grande de la corriente de carga, la cual se reduce a un valor lo suficientemente pequeño para que apenas pueda seguir cargando la batería, evitando así el peligroso efecto de una sobrecarga.

Al efectuarse consumos, y el voltaje disminuir de nuevo, el punto de trabajo del panel se desplaza otra vez hacia la izquierda, subiendo rápidamente la intensidad de carga.

Este sistema de regulación debe utilizarse con ciertas precauciones, pues no es tan perfecto como el uso de un regulador, ya que a pesar de que la corriente de carga en estado de plena carga de la batería es pequeña, no es nula y, si no se efectúa consumo durante mucho tiempo, puede terminar igualmente produciendo una sobrecarga perjudicial, sobre todo si la batería no es muy grande en comparación con la potencia de los paneles. Debemos exigir, antes de utilizar este tipo de paneles, que la potencia de los mismos, medida en vatios, sea menor que dos centésimas partes de la capacidad de la batería en $W \cdot h$.

Incluso si se cumple la condición anterior, no deben usarse los paneles autorregulados en climas excepcionalmente fríos (árticos), pues el voltaje, al aumentar cuando la temperatura es baja, puede no disminuir lo suficiente para producirse la autorregulación.

Tampoco es aconsejable el uso de este panel en lugares donde la temperatura sea excesivamente alta y la radiación muy elevada, pues entonces la temperatura de la célula será también alta, y se producirá una disminución de la tensión que el panel puede producir, la cual, al estar ya de por sí el panel infradimensionado respecto al número de células en serie, puede resultar insuficiente para lograr cargar la batería.

Por todas las consideraciones anteriores, en este proyecto sí se utilizará un regulador, ya que no se cumplen las condiciones descritas en esta apartado para prescindir de su utilización.

No se tendrá en consideración el uso de paneles autorregulados.

2.4.3.5. Elección del regulador

1º En primer lugar, la suma de las potencias de todos los módulos solares conectados (expresada en W_p) no debe sobrepasar la potencia máxima de entrada del regulador de carga solar MPPT. En este proyecto, según se ha visto en la parte del cálculo de los paneles, la producción máxima producida por los 12 paneles es de $W_p = 2,75 \text{ kW}$. Por

tanto, el regulador (o los reguladores) tienen que soportar este valor máximo de potencia entregada por los paneles. Para la realización de los cálculos, y para su facilidad, se tomará no obstante el valor de $W_p = 3 \text{ kW}$, lo cual nos permite distribuir de una forma más uniforme la potencia por las posibles ramas de las que pueda constar la instalación. Además esto nos permite tener un margen de seguridad en cuanto a la capacidad del regulador del orden de un 10%.

2º En segundo lugar, la tensión de circuito abierto ($V_{OC,max}$) de todos los módulos solares conectados en serie no debe sobrepasar, bajo ningún concepto, la tensión de entrada máxima del regulador de carga solar, dejando un margen para tener especial cuidado en lo que se refiere a la dependencia de la temperatura de la tensión de circuito abierto de los módulos solares. Esta tensión aumenta al bajar la temperatura ambiental. Basándose en la temperatura mínima esperada en la instalación, debe calcularse la tensión de circuito abierto del módulo solar con ayuda del coeficiente de temperatura que consta en la hoja de datos del módulo. La tensión de entrada máxima del regulador de carga solar debe superar esta tensión.

3º La tensión que genera el conjunto de los paneles no puede ser inferior al mínimo recomendado por el fabricante del regulador solar para trabajar con una tensión determinada de baterías.

2.4.3.6. Configuraciones posibles.

2.4.3.6.1. Un regulador.

Una única rama en paralelo con 12 paneles en serie.

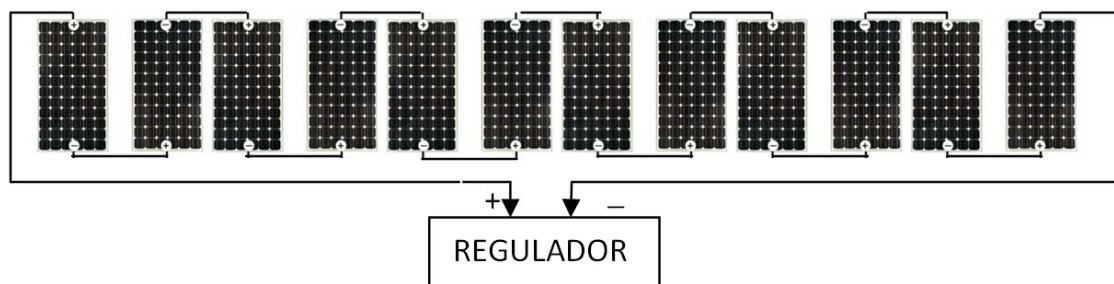


Figura 2.19. Configuración de una única rama de 12 paneles en serie

$$I_{max} = N_p \cdot I_{SC} \quad (90)$$

Recordando que $I_{SC} = 8,62 \text{ A}$

$$I_{max} = 1 \cdot 8,62 \text{ A} = 8,62 \text{ A} \quad (91)$$

$$V_{OC,max} = N_s \cdot V_{OC} \quad (92)$$

$$V_{OC,max} = 12 \cdot 36,99 \text{ V} = 443,88 \text{ V} \quad (93)$$

El valor obtenido para $V_{OC,max}$ es excesivamente alto. Además el valor de potencia que tendría que soportar el regulador sería 3.000 W. Por lo tanto no se tendrá en cuenta esta configuración.

Vemos por tanto, que la posibilidad de incorporar un solo regulador no es posible, pues tendría que hacer frente a los 3.000 W, él solo. Así pues, para el resto de configuraciones a estudio habrá que considerar como mínimo la inclusión de dos reguladores o más.

$$N_{reg} = \frac{N_{pp} \cdot i_p}{i_r} \quad (94)$$

Donde:

N_p es el número de ramas en paralelo que soporta cada regulador.

N_s es el número de paneles den serie que soporta cada regulador.

N_{reg} es el número de reguladores.

N_{pp} es el número de paneles en paralelo.

i_p es la intensidad pico del panel seleccionado.

i_r es la intensidad máxima que es capaz de disipar el regulador.

2.4.3.6.2. Dos reguladores.

Cada regulador ser hará cargo de 6 paneles, por lo tanto, cada regulador tiene que tener un mínimo de 1.500 W. Por ello el modelo seleccionado para el estudio con dos reguladores será el modelo POWERMAX SCL-60 A debido a que es el que mejor se ajusta a las condiciones requeridas en esta situación. Para este modelo la i_r es de 50 A y el valor máximo de tensión admisible es $V_{OC,max} = 145 V$.

El margen de seguridad con respecto a $W_p = 2,75 \text{ kW}$ para el modelo POWERMAX SCL-60 A de 1.600 W es:

$$\% = \frac{N^{\text{a}} \text{ reguladores} \cdot W_{p,\text{regulador}}}{W_p} \cdot 100 - 100 = \frac{2 \cdot 1.600 \text{ W}}{2.750 \text{ W}} \cdot 100 - 100 \quad (95)$$

$$= 16,36 \%$$

Tenemos cuatro posibles configuraciones, dependiendo de su combinación serie/paralelo.

a) Combinación de seis paneles en serie y una rama en paralelo.

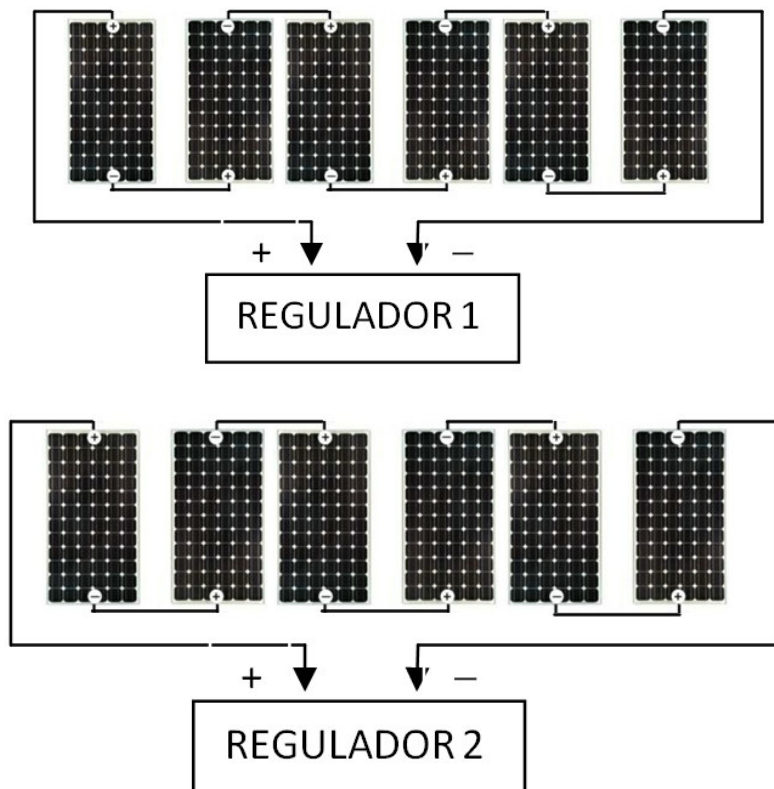


Figura 2.20. Configuración de dos reguladores con seis paneles en serie y una rama en paralelo por cada regulador.

En este caso, cada rama en paralelo aporta 1.500 W.

$$I_{max} = 1 \cdot 8,62 \text{ A} = 8,62 \text{ A} < 50 \text{ A} \quad (96)$$

$$V_{OC,max} = 6 \cdot 36,99 \text{ V} = 221,94 \text{ V} > 145 \text{ V} \quad (97)$$

De nuevo, el valor obtenido para $V_{OC,max}$ es excesivamente alto, por lo que tampoco se tendrá en cuenta esta configuración.

b) Combinación de tres paneles en serie y dos ramas en paralelo para cada regulador.

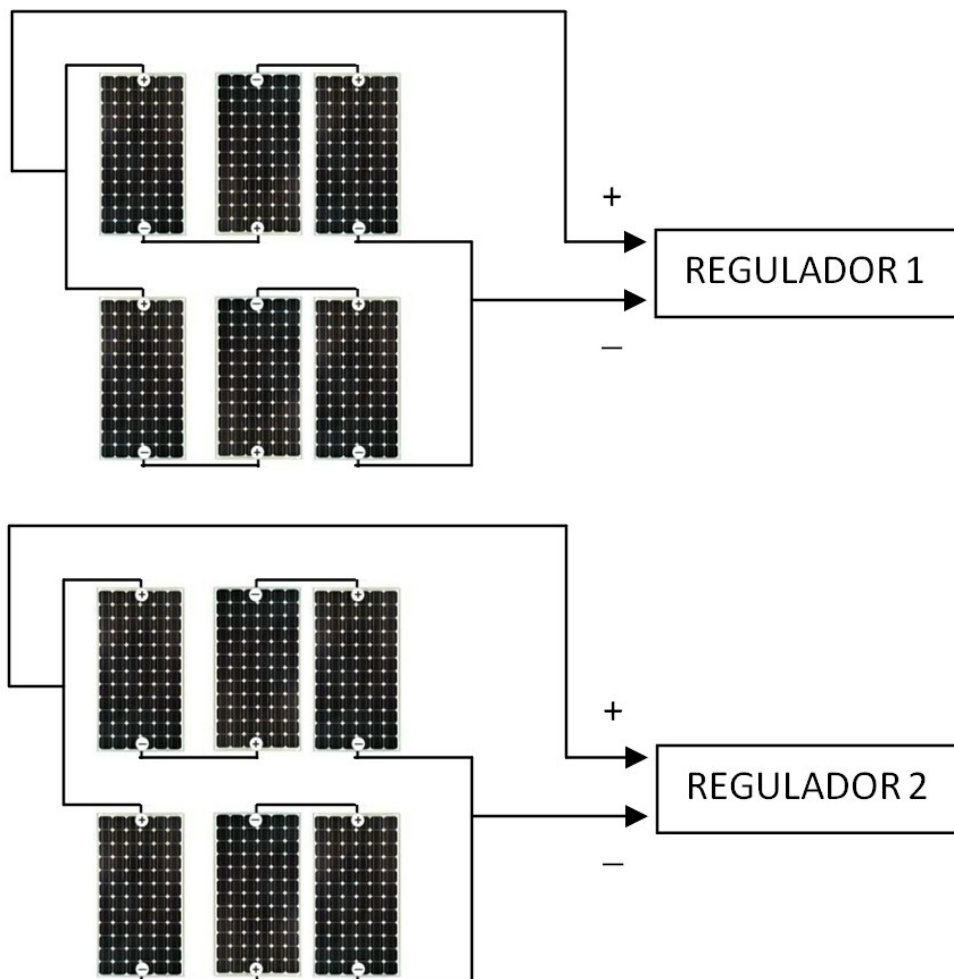


Figura 2.21. Configuración de dos reguladores con tres paneles en serie y dos ramas en paralelo para cada regulador

En este caso, cada rama en paralelo aporta 750 W.

$$I_{max} = 2 \cdot 8,62 \text{ A} = 17,24 \text{ A} < 50 \text{ A} \quad (98)$$

$$V_{OC,max} = 3 \cdot 36,99 \text{ V} = 110,97 \text{ V} < 145 \text{ V} \quad (99)$$

$$N_{reg} = \frac{42,52 \text{ A}}{50 \text{ A}} < 1 \text{ por cada combinación de seis paneles} \quad (100)$$

Por tanto, este caso es posible, y necesitaríamos dos reguladores del modelo POWERMAX SCL-60 A

c) Combinación de dos paneles en serie y tres ramas en paralelo para cada regulador.

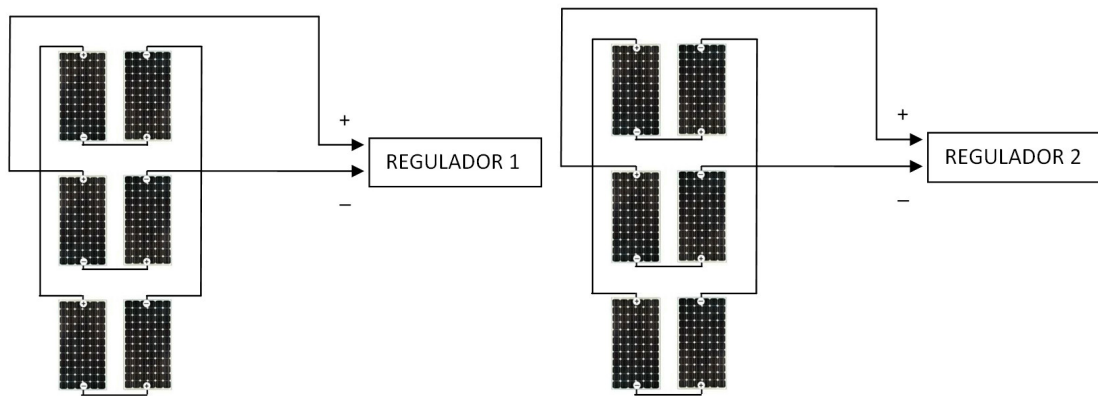


Figura 2.22. Configuración de 2 reguladores con dos paneles en serie y tres ramas en paralelo por cada regulador.

En este caso, cada rama en paralelo aporta 500 W.

$$I_{max} = 3 \cdot 8,62 A = 25,86 A < 50 A \quad (101)$$

$$V_{OC,max} = 2 \cdot 36,99 V = 73,98 V < 145 V \quad (102)$$

$$1 < N_{reg} = \frac{63,78 A}{50 A} < 2 \text{ por cada combinación de 6 paneles} \quad (103)$$

Por tanto, aunque esta combinación sería posible nos exigiría el usar dos reguladores por cada combinación, aumentando su número a cuatro en total, lo cual lo hace innecesario y de mayor coste para el proyecto.

Así pues, esta configuración no se tendrá en cuenta.

d) Combinación de un panel en serie y seis ramas en paralelo para cada regulador.

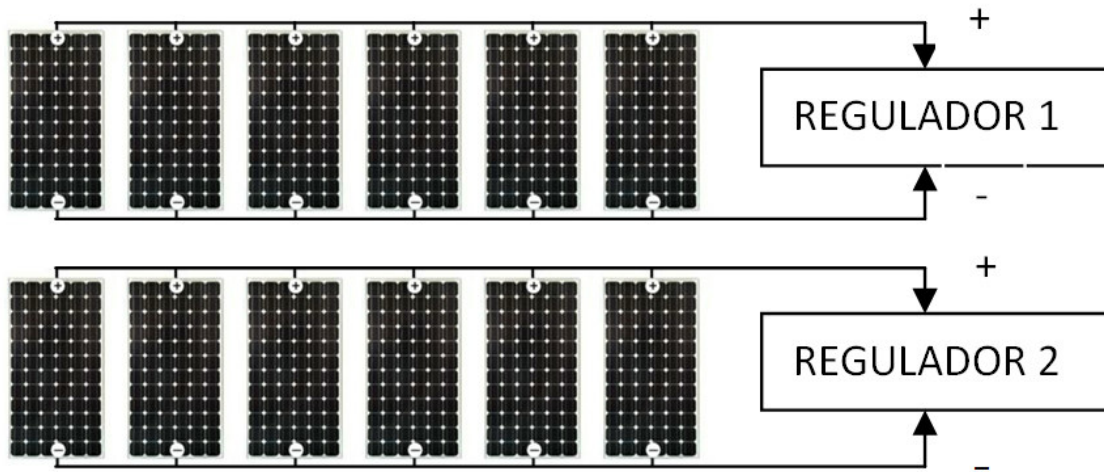


Figura 2.23. Configuración de dos reguladores con seis paneles en paralelo por cada regulador.

En este caso, cada rama en paralelo aporta 250 W.

$$I_{max} = 6 \cdot 8,62 A = 51,72 A > 50 A \quad (104)$$

$$V_{OC,max} = 1 \cdot 36,99 V = 36,99 V < 145 V \quad (105)$$

$$2 < N_{\text{reg}} = \frac{127,56 \text{ A}}{50 \text{ A}} < 3 \text{ por cada combinación de seis paneles} \quad (106)$$

Por tanto, aunque esta combinación sería posible nos exigiría el usar tres reguladores por cada combinación de seis paneles en paralelo, aumentando su número a seis en total, lo cual lo hace innecesario y de mayor coste para el proyecto.

Así pues, esta configuración no se tendrá en cuenta.

A partir de aquí, se podría continuar el estudio para más combinaciones con más reguladores, pero debido al aumento de coste que conllevaría no se realizará y se parará el estudio en este punto.

- A continuación se expondrá un cuadro resumen (ver tabla 2.11.) con las posibles configuraciones estudiadas.

Nº reguladores	Configuración por cada regulador		I_{max} (A)	Cumple condición I_{max}	V_{OCmax} (V)	Cumple condición V_{OCmax}	Modelo	% seguridad con W_p
	Serie	Paralelo						
1	12	1	8,62	SI	443,88	NO	---	---
2	6	1	8,62	SI	221,94	NO	POWERMAX SCL-60A	16,36
	3	2	17,24	SI	110,97	SI		
	2	3	25,86	SI	73,98	SI		
	1	6	51,72	NO	36,99	SI		

Tabla 2.11. Cuadro resumen de las diferentes combinaciones posibles según el número de reguladores seleccionados. Se encuadra en rojo la combinación seleccionada (fuente: elaboración propia)

Como se observa en la tabla 2.11, las configuraciones que no cumplen alguna de las condiciones de I_{max} o de $V_{\text{OC,max}}$ se han marcado en rojo y quedan descartadas.

Finalmente las dos configuraciones posibles que cumplen ambas condiciones (I_{max} , $V_{\text{OC,max}}$) se ha resaltado en verde. Así pues, tras todas estas consideraciones, **la configuración seleccionada para el proyecto será la de 2 reguladores, con tres paneles en serie y dos ramas en paralelo para cada regulador** que ofrece un amplio margen de seguridad tanto para las condiciones de I_{max} , de $V_{\text{OC,max}}$ y de W_p .

A continuación se muestra la ficha técnica del regulador seleccionado, que corresponde al modelo POWERMAX SCL-60A.

- ❑ Tecnología MPPT aumenta la eficiencia del 25 al 30%
- ❑ Compatible con sistemas fotovoltaicos a 12V, 24V o 48V
- ❑ Tres etapas de carga de la batería
- ❑ Corriente de carga máxima de hasta 60A
- ❑ Máxima eficiencia de hasta el 98%
- ❑ Incluye sensor de temperatura de la batería (BTS)
- ❑ Compatible con baterías de plomo-ácido, AGM y gel
- ❑ Pantalla multifunción LCD de información detallada



VALORES ENTRADA PV		SCL-60A	
Rango MPPT		60 – 115 VDC	
Tensión máxima entrada PV		145 VDC	
Potencia máxima de entrada PV para instalación a 12V		800w	
Potencia máxima de entrada PV para instalación a 24V		1600w	
Potencia máxima de entrada PV para instalación a 48V		3200w	
Intensidad máxima de entrada		50A	

VALORES BATERÍA		SCL-60A	
Voltaje nominal de batería		12/24/48V	
Tipo de batería admitidos		Plomo ácido/ AGM/GEL	
Corriente máxima de carga		60A	
Eficiencia máxima		98%	
Metodo carga		Flotación/Absorción/Final de carga	

CARACTERÍSTICAS FÍSICAS	SCL-60A	CONDICIONES AMBIENTALES	SCL-60A
Dimensiones	315 x 165 x 128	Humedad	5 – 95% RH (
Peso	4.5kg	Temperatura de trabajo	0°C hasta 55°C
Protección	IP31	Temperatura almacenaje	-15°C hasta 60°C

COMUNICACIÓN	SCL-60A
Estandar	RS 232 / contacto seco
Opcional	USB, Modbus y SNMP



Figura 2.24. Características generales del regulador (fuente: fabricante)

2.4.4. INVERSOR (CONVERTIDOR)

Los convertidores son dispositivos capaces de alterar la tensión y características de la corriente eléctrica que reciben, transformándola de manera que resulte más apta para los usos específicos a que vaya destinada en cada caso.

Los convertidores que reciben corriente continua a un determinado voltaje y la transforman en corriente continua pero a un voltaje diferente reciben la denominación de convertidores CC-CC (DC-DC en inglés), y los que transforman corriente continua en alterna se denominan convertidores CC-CA (DC-AC en inglés), onduladores y también inversores.

2.4.4.1. Convertidores CC-CC.

En las instalaciones fotovoltaicas, los primeros tienen un menor uso, aunque son a veces utilizados cuando la tensión de la batería no coincide con la requerida por los aparatos de consumo, por ejemplo, en el caso de querer alimentar un electrodoméstico a 24 V con una batería de 12 V, o viceversa. Su uso presenta la ventaja adicional de conseguir una tensión de salida estable, que beneficiará siempre al elemento de consumo de la corriente.

El procedimiento normal de funcionamiento de un equipo CC-CC es convertir previamente, mediante un dispositivo electrónico inversor, la corriente continua de entrada en corriente alterna, la cual es elevada o reducida de tensión mediante un simple transformador, volviéndose posteriormente a convertirla en continua, pero ya al voltaje requerido. Todos estos procesos comportan, como fácilmente se comprende, una cierta pérdida de rendimiento, que debe ser tenida en cuenta.

No hay que confundir un convertidor CC-CC con otro aparato llamado *estabilizador*, que reduce la tensión que recibe, pero a costa de un desperdicio de potencia muy considerable.

Las especificaciones mínimas que deberán acompañar a un convertidor CC-CC son: las tensiones nominales de entrada y salida, el rendimiento, la sobrecarga admisible y la resistencia a cortocircuito.

2.4.4.2. Convertidores CC-CA.

Los convertidores CC-CA (denominados *inversores* u *onduladores*) permiten transformar la corriente continua de 12 V o 24 V que producen los paneles y almacena la batería, en corriente alterna de 125 V o 220 V (ó 230 V como en el modelo seleccionado para este proyecto), como la que normalmente se utiliza en los lugares donde llega la red eléctrica convencional. Esto permite usar los aparatos eléctricos habituales diseñados para funcionar con este tipo de corriente. La contrapartida que esta transformación lleva acarreada es la inevitable pérdida de energía en el propio convertidor, el cual tiene un rendimiento que en determinadas circunstancias de trabajo es bastante pequeño. En este proyecto, el convertidor usado tiene un rendimiento del 93 % a potencia nominal.

Un convertidor CC-CA, mediante un circuito electrónico con transistores o tiristores, es capaz de “cortar”, muchas veces cada segundo, la corriente continua que recibe, produciendo una serie de impulsos alternativos de corriente que simulan las características de la corriente alterna convencional.

Según la forma de la onda característica de la corriente que el ondulator produce, se habla de ondulator de onda cuadrada, de onda cuadrada modificada, de onda senoidal (o sinusoidal) modificada o cuasi-senoidal y de onda senoidal “verdadera”. En este proyecto se utilizará un convertidor del último tipo.

Dado que la corriente alterna se presenta bajo forma de onda senoidal pura, el ondulator más perfecto será el de tipo senoidal, aunque también es el más caro y, para muchas aplicaciones (iluminación, pequeños motores, etc), innecesario, bastando utilizar uno de onda cuadrada, que resulta mucho más económico.

Los ondulator pueden obtenerse en una amplia gama de potencias, desde 100 vatios hasta cientos de kilovatios.

Los últimos avances en las tecnologías de la electrónica de potencia han conducido al desarrollo de los inversores denominados IGBT (*Isolated Gate Bipolar Transistor*), con características superiores, que se vislumbran como una de las opciones con más futuro.

- Es importante exigir del ondulator unas cualidades determinadas que lo hagan apto para su empleo en instalaciones solares, a saber:

1º Capacidad de resistir potencias “punta”, como la producida en los arranques de los motores, durante breves instantes sin que se colapse el dispositivo inversor. Los ondulator de onda cuadrada tienen muy poca capacidad de resistir estas subidas de potencia instantáneas. El modelo seleccionado para este proyecto es capaz de soportar una potencia “punta” de hasta 5.000 W, lo cual queda muy por encima de lo necesario para esta instalación.

2º Una eficiencia razonable. En este aspecto hay que considerar que, si cualquier convertidor diseñado para trabajar con una potencia determinada, se hace funcionar solamente a una fracción de dicha potencia, como en el caso de periodos en los que el consumo sólo sea una pequeña parte del máximo previsto, su rendimiento disminuye considerablemente.

Se debe exigir, como mínimo, que el rendimiento de un ondulator senoidal sea del 70 %, trabajando a una potencia igual al 20 % de la nominal, y del 85 % cuando trabaje a una potencia superior al 40 % de la nominal. Para el inversor seleccionado para este proyecto la eficiencia en rendimiento nominal es de un $\eta=92\%$.

3º Estabilidad de voltaje. Debe mantener un voltaje de salida para el circuito de consumo aproximadamente constante, con independencia de la potencia demandada en cada momento. Son admisibles variaciones de hasta un 5 % en el caso de ondulator de onda senoidal, y de hasta un 10 % para los de onda cuadrada. En el modelo utilizado en este proyecto la variación es de un 2 %.

Por otra parte, en instalaciones con acumuladores la tensión de entrada real no deberá ser mayor del 125 %, ni menor del 85 %, de la tensión nominal de entrada del ondulator.

4° Baja distorsión armónica. Éste es un parámetro que se refiere a la calidad de la onda producida. Los componentes parásitos de dicha onda son parcialmente eliminados mediante filtros electrónicos, aunque en este proceso también se pierde algo de potencia útil. La variación de la frecuencia de salida será inferior al 3 % de la nominal. Para el modelo seleccionado para este proyecto el valor THD<5% a potencia nominal.

5° Posibilidad de poder ser combinado en paralelo. Esto permite un posible futuro crecimiento de la instalación y de la potencia de consumo. El modelo seleccionado en este proyecto permite un uso en paralelo de hasta 6 unidades.

6° Arranque automático. Los onduladores deben ser capaces de conectarse automáticamente cuando detecten una demanda energética por encima de un nivel umbral previamente fijado. Esto evita el que estén permanentemente activos aunque no se necesite energía.

7° Seguridad. Los onduladores utilizados en instalaciones fotovoltaicas deberán estar dotados de protección contra circuitos, sobrecarga e inversión de polaridad, así como de un mecanismo de desconexión por falta de carga. El modelo seleccionado en este proyecto cumple con todos estos requerimientos.

8° Buen comportamiento frente a la variación de temperatura. El rango de operación estará, como mínimo, entre -5 °C y 40°C. El modelo seleccionado para este proyecto tiene un rango de funcionamiento mayor. En concreto trabaja entre -20 °C y 50 °C, con un 95 % de humedad máxima.

9° Señalización adecuada. Debe incluir una señal luminosa que nos indique un posible cortocircuito.

10° Documentación técnica suficiente. Deberá ser exigida, al menos, la información siguiente:

- Tensiones de trabajo de entrada y salida.
- Potencia nominal
- Frecuencia nominal y factor de distorsión.
- Forma de la onda.
- Rango de temperaturas admisible.
- Rendimiento en función de la potencia demandada.
- Sobrecarga que resiste.
- Resistencia a cortocircuito.
- Factor de potencia.

Para el modelo seleccionado en este proyecto, el POWERSINE 2800W 24V_{cc} de onda senoidal pura TBS PS 3500/24, la ficha técnica facilitada por el fabricante es la siguiente (Figura 2.25)

Parameter		PS3000-12 (art. no. 5008300)	PS3500-24 (art. no. 5008320)
Output power ^a	P _{nom}	2600W	2800W
	P10minutes	3200W	3800W
	P _{surge}	5000W	6500W
Output voltage		230Vac ± 2%	
Output frequency		50Hz or 60Hz ± 0.05%	
Output waveform		True sine wave (THD < 5% ^b @ P _{nom})	
Admissible cos φ of load		0.2 – 1 (up to P _{nom})	
Input voltage :	Nominal	12Vdc	24Vdc
	Range	10.5 ^c – 16Vdc	21 ^c – 32Vdc
Maximum efficiency		92%	93%
No load power consumption ^a		<20W	<20W
[ASB]		[3.5W]	[4W]
ASB threshold		Variable	
Operating temperature range (ambient)		-20°C ... +50°C (humidity max. 95% non condensing)	
Storage temperature range		-40°C ... +80°C (humidity max. 95% non condensing)	
Cooling		Variable speed fan controlled by temperature and load	
TBSLink enabled		Yes	
Protected against		Short circuit, overload, high temperature, AC back feed, high/low battery voltage and high input ripple voltage	
Indications		Power on, output power bar, error and ASB mode	
DC input connections		M10 bolt terminals	
AC output connections		Screw terminals	
Enclosure body size		370 x 431 x 132mm	
Total weight		18.5 kg	
Protection class		IP21 (mounted in upright position)	
Standards		CE marked meeting EMC directive 2004/108/EC and LVD 2006/95/EC complying with EN60335-1, RoHS 2002/95/EC	

Note: the given specifications are subject to change without notice.

^a Measured with resistive load at 25°C ambient. Power ratings are subject to a tolerance of 10% and are decreasing as temperature rises with a rate of approx. 1.2%/°C starting from 25°C

^b Undervoltage limit is dynamic. This limit decreases with increasing load to compensate the voltage drop across cables and connections

^c Measured at nominal input voltage and 25°C



Figura 2.25. Modelo y características técnicas del inversor elegido para el proyecto
(fuente: fabricante)

2.4.4.3. Cálculo de la potencia del sistema

2.4.4.3.1. Sistema de iluminación

TIPO DE ILUMINACIÓN	NÚMERO DE LÁMPARAS	POTENCIA TOTAL (W)
Lámparas 5 W	7	35
Lámparas 7 W	16	112
TOTAL ILUMINACIÓN	23	147

Tabla 2.12. Tabla resumen de la potencia de los elementos de iluminación de la instalación (fuente: elaboración propia)

2.4.4.3.2. Sistema de fuerza

TIPO DE ELECTRODOMÉSTICO	TIPO/MODELO	MULTIEQUIPAMIENTO	POTENCIA POR UNIDAD (W)	POTENCIA TOTAL (W)
Frigorífico	Genérico	x1	100	100
Lavadora	Lavadora A++	x1	350	350
Lavavajillas	Renlig DW45 (potencia por ciclo completo) (2011)	x1	800	800
Tv	LCD, 40 pulgadas, HANNSPREE. SJ42DMBB (2011)	x2,2	150	330
Horno	Datid OV8 (2011)	x1	790	790
Ordenadores	Apple, iMac Core, i3-550 3.2GHZ/4GB	x1,2	241	289
Otro equipamiento		X1	150	150
STANDBY	100%	x1	0	0
TOTAL ELECTRODOMÉSTICOS			2581	2809

Tabla 2.13. Cuadro resumen de la potencia de los elementos de fuerza de la instalación (fuente: elaboración propia)

2.4.4.3.3. Sistema total

SISTEMA	POTENCIA (W)
ILUMINACIÓN	147
FUERZA	2809
TOTAL INSTALACIÓN	2956

Tabla 2.14. Cuadro resumen de la potencia de los elementos de la instalación (fuente: elaboración propia)

Aplicando el coeficiente de simultaneidad de un 0,8

$$P = 2.956 \text{ W} * 0,8 = 2.364,8 \text{ W} \quad (107)$$

Eficiencia: $\eta = 92 \%$

$$P_T = \frac{P}{\eta} \quad (108)$$

$$P_T = \frac{2.364,8 \text{ W}}{0,92} = 2.570,43 \text{ W} \quad (109)$$

$$N_{inv} = \frac{P_T}{P_{cont}} \quad (110)$$

$$N_{inv} = \frac{2.570,43 \text{ W}}{2.600 \text{ W}} < 1 \quad (111)$$

Por tanto se necesita un único inversor.

2.4.5. CONDUCTORES

Respecto al cableado de la instalación, es muy importante minimizar todo lo posible la longitud del cable a utilizar, procurando para ello que las distancias entre los paneles, el regulador, las baterías y el inversor sean los menores posibles.

La sección de los cables se debe elegir de forma que las máximas caídas de tensión en ellos, comparadas con la tensión a la que están trabajando, estén por debajo de unos límites.

A continuación se muestra la tabla 2.15 extraída de la tabla 6 de la GUÍA-BT-ANEXO 2 de las Normas de Endesa donde se aprecian las caídas máximas de tensión permitidas según el caso.

Parte de la instalación	Para alimentar a :	Caída de tensión máxima en % de la tensión de suministro.	$e=\Delta U_{III}$	$e=\Delta U_I$
LGA: (Línea General de Alimentación)	Suministros de un único usuario	No existe LGA	--	--
	Contadores totalmente concentrados	0,5%	2 V	--
	Centralizaciones parciales de contadores	1,0%	4 V	--
DI (Derivación Individual)	Suministros de un único usuario	1,5%	6 V	3,45 V
	Contadores totalmente concentrados	1,0%	4 V	2,3 V
	Centralizaciones parciales de contadores	0,5%	2 V	1,15 V
Circuitos interiores	Circuitos interiores en viviendas	3%	12 V	6,9 V
	Circuitos de alumbrado que no sean viviendas	3%	12 V	6,9 V
	Circuitos de fuerza que no sean viviendas	5%	20 V	11,5 V

Tabla 2.15 Tabla 6 de la GUÍA-BT-ANEXO 2 donde se muestran las caídas máximas de tensión para cada caso en circuitos interiores

No obstante, unas condiciones más restrictivas son las impuestas según el pliego de condiciones del IDAE, en su apartado 5.8.2. La sección de los conductores, debe ser aquella que haga que como máximo la caída de tensión esté por debajo del 1,5 % de la tensión nominal continua del sistema.

Por otro lado, esta condición del 1,5 % se utilizará conjuntamente con las recomendaciones establecidas según CENSOLAR y que se muestran en la tabla 2.16, de forma que se usará una caída de tensión máxima del 1,5 % cuando los valores recomendados por CENSOLAR sean superiores (tramo línea principal-iluminación y tramo línea principal-otros equipos).

	Valor máximo admisible	Valor recomendado
Tramo campo de paneles - regulador o inversor	3 %	1 %
Tramo regulador - acumulador	1 %	0.5 %
Tramo acumulador - inversor	1 %	1 %
Tramo línea principal - iluminación	3 %	3 %
Tramo línea principal - otros equipos (bombas, electrodomésticos, etc.)	5 %	3 %

Tabla 2.16 Valores de caída máxima de tensión y recomendados para los conductores según CENSOLAR.

El factor de potencia se tomará como 0,8.

2.4.5.1. Tramo paneles-regulador.

En este tramo disponemos de dos circuitos idénticos que conectan los dos grupos de paneles serie/paralelo con los dos reguladores. Ver planos 3/5 y 4/5.

En este tramo la longitud del conductor es de 10 m.

La corriente en este tramo es de tipo continua.

La potencia para cada conductor se calculará teniendo en cuenta que cada uno de los dos reguladores se hace cargo de seis paneles.

$$P = N^{\circ} \text{ paneles} \cdot W_{\text{panel}} = 6 \cdot 254,79 \text{ W} = \mathbf{1.528,74 \text{ W}} \quad (112)$$

La caída de tensión coincide con $V_{OC,max} = 110,97 \text{ V}$

- **Cálculo de la sección del conductor por el criterio de intensidad de corriente.**

La intensidad será la intensidad de corto-circuito para un módulo $I_{cc} = 8,62 \text{ A}$ multiplicada por el número de ramas en paralelo, que son dos.

$$I = N_p \cdot I_{cc} = 2 \cdot 8,62 \text{ A} = 17,24 \text{ A} \quad (113)$$

Para esta intensidad según la tabla 1 de la ITC-BT-19 (ver tabla 2.17) para un cable unipolar con conductores aislados en tubos empotrados en obra (tipo B) con aislamiento PVC, el valor de la sección mínima necesaria para soportar esos 17,24 A sería de 2,5 mm^2 (columna 4). Igualmente, para la parte en la que van al aire libre (CASO E, columna 6), el valor permisible es aún mayor (22 A), siendo por tanto el valor de 2,5 mm^2 suficiente.

A		Conductores aislados en tubos empotrados en paredes aislantes		3x PVC	2x PVC		3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR						
A2		Cables multiconductores en tubos empotrados en paredes aislantes	3x PVC	2x PVC		3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR							
B		Conductores aislados en tubos ^{a)} en montaje superficial o empotrados en obra				3x PVC	2x PVC		3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR				
B2		Cables multiconductores en tubos ^{a)} 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 ^{b)}					3x PVC	2x PVC	3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR				
E		Cables multiconductores al aire libre ^{c)} Distancia a la pared no inferior a 0,3D ^{d)}						3x PVC	2x PVC	3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR			
F		Cables unipolares en contacto mutuo ^{e)} Distancia a la pared no inferior a D ^{f)}						3x PVC			3x XLPE o EPR ^{g)}			
G		Cables unipolares separados mínimo D ^{h)}								3x PVC ⁱ⁾		3x XLPE o EPR		
			mm ²	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Cobre			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	105	-
			25	59	64	70	77	84	88	96	106	116	123	166
			35		77	86	96	104	110	119	131	144	154	206
			50		94	103	117	125	133	145	159	175	188	250
			70				149	160	171	188	202	224	244	321
			95				180	194	207	230	245	271	296	391
			120				208	225	240	267	284	314	348	455
			150				236	260	278	310	338	363	404	525
			185				268	297	317	354	386	415	464	601
			240				315	350	374	419	455	490	552	711
			300				360	404	423	484	524	565	640	821

Tabla 2.17. Tabla 1 de la ITC-BT-19 de Intensidades admisibles (A) al aire a 40 °C. N° de conductores con carga y naturaleza del aislamiento. Casos B y E para una sección de 2,5 mm²

- Cálculo de la sección del conductor por el criterio de caída de tensión.

La caída máxima permitida se tomará de un 1% debido a las razones que se han comentado anteriormente. Este 1% sería:

$$e = 1\% \text{ de } V_{OC} = 0,01 \cdot 110,97 \text{ V} = 1,1097 \text{ V} \quad (114)$$

$$S = \frac{2 \cdot P \cdot L}{k_{Cu,20^\circ C} \cdot V_{OC,max} \cdot e} = \frac{2 \cdot 1.528,74 \text{ W} \cdot 10 \text{ m}}{56 \cdot \frac{m}{\Omega \cdot mm^2} \cdot 110,97 \text{ V} \cdot 1,1097 \text{ V}} \quad (115)$$

$$= 4,43 \text{ mm}^2$$

Por tanto tomamos un cable con una sección inmediatamente superior, es decir, viendo la tabla 2.17 sería un cable con 6 mm²

El tubo se seleccionará de la tabla C de la ITC-BT-15 (tabla 2.18.), dando como resultado un tubo diámetro de 36 mm.

tipo de instalación		Intensidad max. admisible en el conductor (A)											
		Sección nominal del conductor (Cu) (mm ²)											
		6	10	16	25	35	50	70	95	120	150	185	240
tubos empotrados, tubos en montaje superficial	sm	36	50	66	84	104	-	-	-	-	-	-	-
	st	32	44	59	77	96	117	149	180	208	236	268	315

Nota 1: Según tabla 1 de la ITC-19, método B, columna 8, temperatura ambiente 40 °C,
Nota 2: sm: suministro monofásico;
st: suministro trifásico

Tabla 2.18. Tabla C de la ITC-BT-15. Diámetro de los tubos en función de la sección del conductor (suministro monofásico)

Por tanto la línea a utilizar por cada grupo de paneles – regulador sería:

Cable unipolar de 3x6 mm² Cu ES07Z1-K (450/750 V) que en el exterior se encuentra al aire libre y que en el interior se encuentra en un tubo de Ø 32 mm

2.4.5.2. Tramo regulador-cuadro CC.

Este tramo conecta los dos reguladores con el cuadro de corriente continua.

La corriente es de tipo continua.

La longitud de cada tramo es de 2 metros, puesto que se encuentran muy próximos los reguladores al cuadro de CC. Ver plano 4/5.

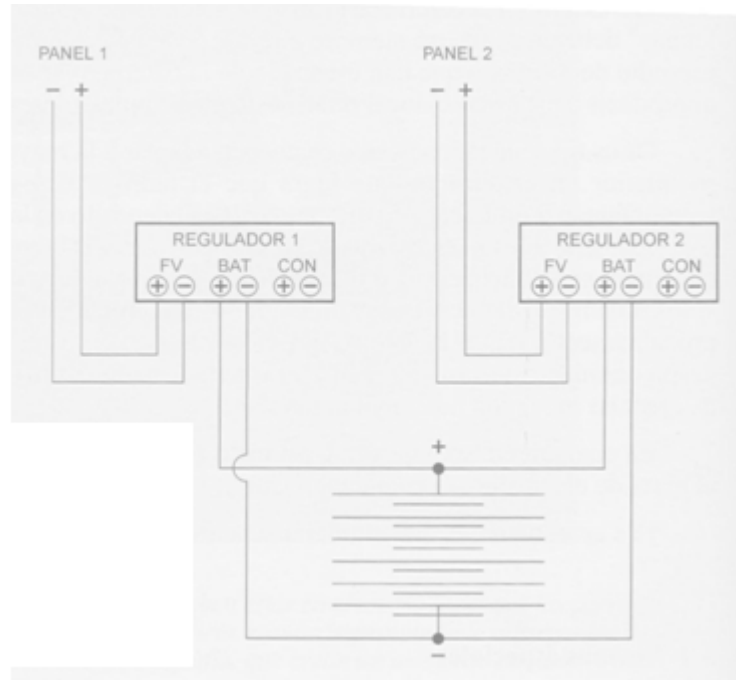


Figura 2.26 Esquema de conexión de los paneles con los reguladores (fuente: CENSOLAR)

- **Cálculo de la sección del conductor por el criterio de intensidad de corriente.**

La intensidad es la misma que para el cálculo anterior $I = 17,24 \text{ A}$

Al igual que para el tramo paneles-regulador por el criterio de intensidad que acabamos de calcular, el valor de la sección del conductor, extraído de la tabla 2.17 es de 6 mm^2 .

- **Cálculo de la sección del conductor por el criterio de caída de tensión.**

En este caso la potencia es la del total de los paneles:

$$S = \frac{2 \cdot P \cdot L}{k_{Cu,20^\circ C} \cdot V_{OC,max} \cdot e} = \frac{2 \cdot 1.528,74 \text{ W} \cdot 2 \text{ m}}{56 \cdot \frac{m}{\Omega \cdot mm^2} \cdot 110,97 \text{ V} \cdot 1,1097 \text{ V}} \quad (116)$$

$$= 0,197 \text{ V}$$

$$S = 0,89 \text{ mm}^2 \quad (117)$$

Y la caída de tensión sería:

$$e = \frac{2 \cdot P \cdot L}{k_{Cu,20^{\circ}C} \cdot V_{OC,max} \cdot S} = \frac{2 \cdot 1.528,74 \text{ W} \cdot 2 \text{ m}}{56 \cdot \frac{m}{\Omega \cdot mm^2} \cdot 110,97 \text{ V} \cdot 6 \text{ mm}^2} = 0,164 \text{ V} \quad (118)$$

Por tanto, la línea a utilizar en el tramo regulador-cuadro CC sería:

Cable unipolar de $3 \times 6 \text{ mm}^2 \text{ Cu}$ ES07Z1-K (450/750 V) al aire libre.

No obstante del valor obtenido, por razones de cálculo de las protecciones (ver apartado **2.4.7.1.1.2. Tramo regulador-baterías**) el valor de la sección se subirá a 10 mm^2 para poder usar un interruptor de carga en corte adecuado a las necesidades de la instalación, como se explicará en ese apartado.

Por tanto el valor del conductor seleccionado para este tramo será el siguiente:

Cable unipolar de $10 \text{ mm}^2 \text{ Cu}$ ES07Z1-K (450/750 V) al aire libre.

2.4.5.3. Tramo cuadro CC-Baterías.

En este tramo se une el cuadro de corriente continua con las baterías.

La corriente en este tramo es de tipo continua.

La longitud del conductor es de 2 metros.

- **Cálculo de la sección del conductor por el criterio de intensidad de corriente.**

El cálculo es análogo al realizado para el tramo cuadro CC-inversor.

$$I = 4 \cdot I_{cc} = 34,48 \text{ A} \quad (119)$$

Al igual que para el tramo cuadro CC-inversor, para esta intensidad según la tabla 1 de la ITC-BT-19 para un cable unipolar con conductores al aire libre (tipo E) con aislamiento PVC, el valor de la sección mínima necesaria para soportar esos 34,48 A sería de 6 mm^2 .

- **Cálculo de la sección del conductor por el criterio de caída de tensión.**

El cálculo es análogo al realizado para el tramo regulador-inversor.

$$S = \frac{2 \cdot P \cdot L}{k_{Cu,20^{\circ}C} \cdot V_{OC,max} \cdot e} = \frac{2 \cdot 3.057,48 \text{ W} \cdot 2 \text{ m}}{56 \cdot \frac{m}{\Omega \cdot mm^2} \cdot 110,97 \text{ V} \cdot 6} = 1,77 \text{ mm}^2 \quad (120)$$

Por tanto, al igual que para el tramo cuadro CC-inversor, la línea a utilizar sería:

Cable unipolar de 3x6 mm² Cu ES07Z1-K (450/750 V) al aire libre.

2.4.5.4. Tramo inversor-cuadro CA.

En este tramo se une el inversor con el cuadro de corriente alterna.

La corriente en este tramo es alterna.

La longitud del tramo es de 2 metros.

- **Cálculo de la sección del conductor por el criterio de intensidad de corriente.**

En este caso consideraremos la potencia como la potencia pico que puede soportar el inversor, y que según el fabricante es (ver figura 2.25):

$$P = 6.500 \text{ W} \quad (121)$$

Así pues, la intensidad es:

$$I = \frac{P}{V \cdot \cos\phi} = \frac{6.500 \text{ W}}{230 \text{ V} \cdot 1} = 28,26 \text{ A} \quad (122)$$

Para esta intensidad según la tabla 1 de la ITC-BT-19 para un cable unipolar con conductores al aire libre (tipo E) con aislamiento PVC, el valor de la sección mínima necesaria para soportar esos 28,26 A sería de 4 mm².

A		Conductores aislados en tubos empotrados en paredes aislantes	3x PVC	2x PVC	3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR								
A2		Cables multicónductores 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 multicónductores en tubos en montaje superficial o empotrados en obra		3x PVC	2x PVC	3x XLPE o EPR		2x XLPE o EPR						
C		Cables multicónductores directamente sobre la pared ³				3x PVC	2x PVC	3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR					
E		Cables multicónductores al aire libre ⁴ 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 ⁶ Distancia a la pared no inferior a D ⁵						3x PVC			3x XLPE o EPR ⁷			
G		Cables unipolares separados mínima D ⁵								3x PVC ⁸		3x XLPE o EPR		
			mm ²	I	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Cobre			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	28	-	34	38	45	-
			6	25	27	30	32	36	37	-	44	49	57	-
			10	34	37	40	44	50	52	-	60	68	76	-
			16	45	49	54	59	66	70	-	80	91	105	-
			25	59	64	70	77	84	88	96	106	116	123	166
			35		77	86	96	104	110	119	131	144	154	206
			50		94	103	117	125	133	145	159	175	188	250
			70				149	160	171	188	202	224	244	321
			95				180	194	207	230	245	271	296	391
			120				208	225	240	267	284	314	348	455
			150				236	256	278	310	338	363	404	525
			185				268	297	317	354	386	415	464	601
			240				315	350	374	419	455	490	552	711
			300				360	404	423	484	524	565	640	821

Tabla 2.20. Tabla 1 de la ITC-BT-19 de Intensidades admisibles (A) al aire a 40 °C. N° de conductores con carga y naturaleza del aislamiento. Caso E para 3 x PVC y sección de 4 mm²

- Cálculo de la sección del conductor por el criterio de caída de tensión.

$$e = 1\% \text{ de } V = 0,01 \cdot 230 \text{ V} = 23 \text{ V} \quad (123)$$

$$S = \frac{2 \cdot P \cdot L \cdot c \cdot \varphi}{k_{Cu,20^\circ C} \cdot V_{OC,max} \cdot e} = \frac{2 \cdot 6.500 \text{ W} \cdot 2 \text{ m} \cdot 1}{56 \cdot \frac{m}{\Omega \cdot mm^2} \cdot 230 \text{ V} \cdot 23 \text{ V}} = 0,88 \text{ mm}^2 \quad (124)$$

Por tanto, la línea a utilizar sería:

Cable 3 x 4 mm² Cu ES07Z1-K (450/750 V) al aire libre.

2.4.5.5. Tramo cuadro CC-inversor.

Este tramo conecta el cuadro de corriente continua con el inversor.

La corriente es de tipo continua.

La longitud de cada tramo es de 2 metros.

- Cálculo de la sección del conductor por el criterio de intensidad de corriente.

La intensidad de corriente es

$$I = 4 \cdot I_{cc} = 34,48 \text{ A} \quad (125)$$

Para esta intensidad según la tabla 1 de la ITC-BT-19 para un cable unipolar con conductores al aire libre (tipo E) con aislamiento PVC, el valor de la sección mínima necesaria para soportar esos 34,48 A sería de 6 mm^2 .

A		Conductores aislados en tubos empotrados en paredes aislantes		3x PVC	2x PVC		3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR						
A2		Cables multiconductores en tubos empotrados en paredes aislantes		3x PVC	2x PVC		3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR						
B		Conductores aislados en tubos en montaje superficial o empotrados en obra					3x PVC	2x PVC		3x XLPE o EPR	2x XLPE o EPR			
B2		Cables multiconductores en tubos 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 unipolares al aire libre ²⁾ Distancia a la pared no inferior a 0,3D ²⁾						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 ³⁾							3x PVC			3x XLPE o EPR ³⁾		
G		Cables unipolares separados mínimo D ³⁾									3x PVC ³⁾		3x XLPE o EPR	
			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	105	-
			25	59	64	70	77	84	88	96	106	116	123	166
			35		77	86	96	104	110	119	131	144	154	206
			50		94	103	117	125	133	145	159	175	188	250
			70				149	160	171	188	202	224	244	321
			95				180	194	207	230	245	271	296	391
			120				208	225	240	267	284	314	348	455
			150				236	260	278	310	338	363	404	525
			185				268	297	317	354	386	415	464	601
			240				315	350	374	419	455	490	552	711
			300				360	404	423	484	524	565	640	821

Tabla 2.19. Tabla 1 de la ITC-BT-19 de Intensidades admisibles (A) al aire a 40 °C. N° de conductores con carga y naturaleza del aislamiento. Caso E para 3 x PVC y sección de 6 mm²

- **Cálculo de la sección del conductor por el criterio de caída de tensión.**

La potencia que tiene que soportar el conductor se calculará teniendo en cuenta la potencia pico del inversor, es decir, 6.500 W pero en la parte de alterna primero

$$I_{ac} = \frac{P}{V_{ac} \cdot \cos\varphi} = \frac{6.500 \text{ W}}{230 \text{ V} \cdot 1} = 28,26 \text{ A} \quad (126)$$

La intensidad en continua será:

$$I_{cc} = \frac{I_{ac}}{\eta_{inv}} = \frac{28,26 \text{ A}}{0,93} = 30,39 \text{ A} \quad (127)$$

$$S = \frac{2 \cdot I_{cc} \cdot L}{k_{Cu,20^\circ\text{C}} \cdot e} = \frac{2 \cdot 30,39 \text{ A} \cdot 2 \text{ m}}{56 \cdot \frac{m}{\Omega \cdot \text{mm}^2} \cdot 1,1097 \text{ V}} \quad (128)$$

$$S = 1,95 \text{ mm}^2 \quad (129)$$

Y la caída de tensión sería por tanto con el conductor de 6 mm²:

$$e = \frac{2 \cdot P \cdot L}{k_{Cu,20^\circ\text{C}} \cdot V_{OC,max} \cdot S} = \frac{2 \cdot 6.500 \text{ W} \cdot 2 \text{ m}}{56 \cdot \frac{m}{\Omega \cdot \text{mm}^2} \cdot 110,97 \text{ V} \cdot 6 \text{ mm}^2} = 0,697 \text{ V} \quad (130)$$

Por tanto, la línea a utilizar en el tramo cuadro CC-inversor sería:

Cable unipolar de 3x6 mm² Cu ES07Z1-K (450/750 V) al aire libre.

Hay que reflejar que en realidad el tramo a considerar sería realmente desde el regulador hasta el inversor. Por lo tanto se sumaran las caídas de tensión en los dos tramos y se comprobará que es menor que el 1 %.

$$e = e_I + e_{II} \quad (131)$$

Donde:

e_I es la caída de tensión en el tramo regulador-cuadro CC.

e_{II} es la caída de tensión en el tramo cuadro de CC-inversor.

$$e = 0,164 \text{ V} + 0,697 \text{ V} = 0,861 \text{ V} \quad (132)$$

$$e (\%) = \frac{0,861 \text{ V}}{110,97 \text{ V}} \times 100 = 0,78 \% < 1 \% \quad (133)$$

Por tanto no cambia la sección del conductor que ya habíamos considerado previamente.

No obstante del valor obtenido, por razones de cálculo de las protecciones (ver apartado **2.4.7.1.1.3. Tramo regulador-inversor**) el valor de la sección se subirá a 10 mm^2 para poder usar un fusible adecuado a las necesidades de la instalación, como se explicará en ese apartado.

Por tanto el valor del conductor seleccionado para este tramo será el siguiente:

Cable unipolar de 10 mm^2 Cu ES07Z1-K (450/750 V) al aire libre.

2.4.5.6. Tramo cuadro CA-electrodomésticos.

Aquí se hará uso de los circuitos interiores de los que ya constaba la instalación previamente y que son los establecidos por la ITC-BT-25.

Circuito C_1 : Circuito de distribución interna, destinado a alimentar los puntos de iluminación.

Circuito C_2 : Circuito de distribución interna, destinado a tomas de corriente de uso general y frigorífico.

Circuito C_3 : Circuito de distribución interna, destinado a alimentar cocina y horno.

Circuito C₄: Circuito de distribución interna, destinado a alimentar lavadora, lavavajillas y termo eléctrico.

Circuito C₅: Circuito de distribución interna, destinado a alimentar tomas de corriente de los cuartos de baño, así como las bases auxiliares del cuarto de cocina.

Circuito C₆: Circuito adicional del tipo C₁, por cada 30 puntos de luz.

Circuito C₇: Circuito adicional tipo C₂, por cada 20 tomas de corriente de uso general o si la superficie útil de la vivienda es mayor de 160 m².

2.4.5.7. Cuadro resumen de las secciones.

A continuación se expone un cuadro resumen de las secciones de los conductores por tramos:

TRAMO	SECCIÓN (mm ²)
paneles-regulador	6
regulador-cuadro CC	6
cuadro CC-inversor	6
cuadro CC-baterías	6
inversor-cuadro CA	4

*Tabla 2.21. Cuadro resumen de las secciones de los conductores por tramos
(fuente: elaboración propia)*

2.4.6. PUESTA A TIERRA

En este apartado se realizará el cálculo de la puesta a tierra de la instalación siguiendo las directrices establecidas por la ITC-BT-18. Habrá dos circuitos de puesta a tierra, uno es el de la propia vivienda interior y que ya está confeccionado desde la construcción inicial de la vivienda. El otro será para la instalación fotovoltaica. A continuación se describe el circuito de la vivienda interior.

2.4.6.1. Circuito interior de puesta a tierra.

Salvo los circuitos de alumbrado, los circuitos restantes contarán con conductores de puesta a tierra conectados en el cuadro general de mando y protección con un conductor de cobre de 10 mm² de sección nominal, aislado bajo tubo de PVC flexible de 13 mm.

de diámetro interior, que llegará hasta el contador y desde aquí conectará con la arqueta de conexión de puesta a tierra.

La línea principal de puesta a tierra se conectará con la conducción enterrada mediante una arqueta que contendrá una placa de cobre recubierta de cadmio de 2,5 x 33 x 0,4 cm. sobre apoyos de material aislante.

La conducción enterrada formará una malla enterrada a una profundidad no menor de 80 cm., y estará situada preferiblemente bajo las zanjas de cimentación. Estará constituida por un conductor desnudo de cobre de 35 mm² de sección nominal conectado con el punto de puesta a tierra situado en la arqueta. Las uniones del cable se ejecutarán mediante soldadura aluminotérmica.

Las estructuras metálicas y armaduras de estructuras de hormigón se soldarán, mediante un cable conductor a la red enterrada en puntos situados por encima de la solera o forjado de cota inferior.

Para mejorar la puesta a tierra se podrán disponer uno o varios electrodos de pica de acero galvanizado de 14 mm. de ϕ y 2 m. de longitud, que se unirán a la conducción enterrada mediante soldadura aluminotérmica. El hincado de la pica se hará verticalmente, cuidando que la penetración se produzca correctamente y sin roturas o alabeos de la misma. La pica de puesta a tierra se dispondrá en una arqueta de conexión con tapa registrable.

2.4.6.2. Circuito del sistema fotovoltaico.

Al tratarse de un terreno de tipo de arenas arcillosas y graveras, según se observa en la tabla 2.22. el valor de la resistividad del terreno es un valor comprendido entre 50 y 500 $\Omega \cdot m$.

NATURALEZA DEL TERRENO	RESISTIVIDAD EN OHMIOS x METRO $\rho = 2 \cdot \pi \cdot a \cdot R$
Terrenos pantanosos	de algunas unidades a 30
Limo	20 a 100
Humus	10 a 150
Turba húmeda	5 a 100
Arcilla plástica	50
Margas y arcillas compactas	100 a 200
Margas del jurásico	30 a 40
Arena arcillosa	50 a 500
Arena silicea	200 a 3000
Suelo pedregoso cubierto de césped	300 a 500
Suelo pedregoso desnudo	1500 a 3000
Calizas blandas	100 a 300
Calizas compactas	1000 a 5000
Calizas agrietadas	500 a 1000
Pizarras	50 a 300
Rocas de mica y cuarzo	800
Granitos y gres alterados	1500 a 10000
Granitos y gres muy alterados	100 a 600
Hormigón	2000 a 3000
Basalto o grava	3000 a 5000

Tabla 2.22. Tabla 3 de la ITC-BT-18. Valores orientativos de la resistividad en función del terreno

El valor por tanto que se tomará será un valor intermedio, es decir, 225 $\Omega \cdot m$

Teniendo en cuenta que la estructura se considera como local húmedo, al estar a la intemperie, el valor a considerar como tensión es de 24 V.

Por otro lado, el diferencial de la vivienda es de 30 mA, por tanto, éste será el valor considerado como intensidad para realizar los cálculos.

Por tanto, la resistividad máxima permitida:

$$R_{\text{máx}} = \frac{V}{I} = \frac{24 \text{ V}}{0,03 \text{ A}} = 800 \Omega \quad (134)$$

La expresión utilizada para calcular la resistencia, para un pica vertical enterrada es:

$$R = \frac{\rho}{L} \quad (135)$$

Donde ρ es la resistividad del terreno ($\Omega \cdot m$) y L es la longitud de la pica

El número de picas a instalar serán 3, con un metro de longitud, así pues la resistencia obtenida será:

$$R = \frac{225 \Omega \cdot m}{3 * 1m} = 75 \Omega \quad (136)$$

Este valor es menor que los 800Ω de resistividad máxima, por tanto estamos dentro de las condiciones exigidas para la instalación de la puesta a tierra.

A continuación se realizará el cálculo de la tensión:

$$V = R \cdot I = 75 \Omega \cdot 0,03 A = 2,25 V \quad (137)$$

Este valor es menor que los 24 V permitidos como máximo, por tanto, estamos dentro de las condiciones exigidas para la instalación de la puesta a tierra.

2.4.6.3. Cálculo de los conductores de protección.

Los conductores de protección sirven para unir eléctricamente las masas de la instalación a los elementos de toma de tierra, con el fin de asegurar la protección contra contactos indirectos.

En el circuito de conexión a tierra, los conductores de protección unirán las masas al conductor de tierra.

La sección de los conductores de protección será la indicada en la tabla 2.23.

Sección de los conductores de fase de la instalación $S \text{ (mm}^2\text{)}$	Sección mínima de los conductores de protección $S_p \text{ (mm}^2\text{)}$
$S \leq 16$	$S_p = S$
$16 < S \leq 35$	$S_p = 16$
$S > 35$	$S_p = S/2$

Tabla 2.23. Tabla 2 de la ITC-BT-18. Relación entre las secciones de los conductores de protección y los de fase.

A continuación se establece un cuadro resumen con los distintos valores de los conductores de protección para los distintos tramos.

TRAMO	SECCIÓN (mm ²)
paneles-regulador	6
regulador-cuadro CC	10
cuadro CC-inversor	10
cuadro CC-baterías	6
inversor-cuadro CA	4

Tabla 2.24. Resumen de las secciones de los conductores de protección, por tramos (fuente: elaboración propia)

2.4.7. PROTECCIONES

2.4.7.1. Protecciones en corriente continua.

2.4.7.1.1. Cálculo de fusibles.

El cálculo de los fusibles a utilizar se realizará por tramos.

2.4.7.1.1.1. Tramo paneles-regulador.

Para los fusibles se tienen que cumplir las siguientes dos condiciones:

$$1^{\text{a}} \text{ condición: } I_B \leq I_n \leq I_z \quad (138)$$

$$2^{\text{a}} \text{ condición: } I_2 \leq 1,45 \cdot I_z \quad (139)$$

Donde:

I_B es la intensidad del cálculo para la que se ha diseñado el circuito

$$I_B = n^{\circ} \text{ ramas en paralelo} \cdot I_{panel} = 2 \cdot 8,62 \text{ A} = 17,24 \text{ A} \quad (140)$$

I_z es la intensidad máxima admisible en el conductor

Según se observa en la tabla 2.17. este valor es de 18,5 A (tomamos el valor menor de los tipos), para 2,5 mm², pero como se recordará se tomó un conductor de 6 mm² por razones de caída de tensión. Así pues, el valor máximo permitido de intensidad para el conductor es de (caso B):

$$I_z = 32 \text{ A} \quad (141)$$

I_n es la intensidad nominal del dispositivo de protección.

El dispositivo seleccionado será el **fusible NH-00 20 A gG AC500V/440 V_{cc}**, con un poder de corte de 120 kA/(25 kA 440 V_{cc})

$$1^{\text{a}} \text{ condición: } 17,2 \text{ A} \leq 20 \text{ A} \leq 32 \text{ A} \quad (142)$$

I_2 es la intensidad que asegura la actuación del dispositivo de protección

Para un fusible es:

Fusibles tipo gG ($I_2 = I_f$)
$I_f = 1.60 I_n$ si $I_n \geq 16A$
$I_f = 1.90 I_n$ si $4A < I_n < 16A$
$I_f = 2.10 I_n$ si $I_n \leq 4A$

Tabla 2.25. Valores de I_2 para fusibles de tipo gG

$$I_2 = 1,6 \cdot I_n \quad (143)$$

$$I_2 = 1,6 \cdot 20 A = 32 A \quad (144)$$

$$1,45 \cdot I_z = 1,45 \cdot 32 A = 46,4 A \quad (145)$$

Como se ve, se cumple la segunda condición:

$$I_2 \leq 1,45 \cdot I_z \quad (146)$$

$$32 A < 46,4 A \quad (147)$$

Por otro lado, para conocer si se cumple la condición de tensión:

$$V_{DC} \geq V_{OC} \cdot N_{serie} \cdot 1,2 \quad (148)$$

Donde V_{DC} es el valor máximo de tensión soportable por el fusible.

V_{OC} es el valor de tensión en abierto del panel

El factor 1,2 es un margen de seguridad en ms

$$440 \text{ V} \geq 36,99 \text{ V} \cdot 3 \cdot 1,2 = 133,16 \text{ V} \quad (149)$$

Cumpléndose por tanto la condición necesaria.

Por tanto serán necesarios 4 fusibles **NH-00 20 A gG AC500V/440 V_{cc}**.

2.4.7.1.1.2. Tramo cuadro CC-baterías.

$$I_B = n^{\circ} \text{ ramas en paralelo} \cdot I_{panel} = 4 \cdot 8,62 \text{ A} = 34,48 \text{ A} \quad (150)$$

En este tramo la sección del conductor es de 6 mm². Por tanto el valor máximo de intensidad admisible por el conductor es (caso E):

$$I_z = 37 \text{ A} \quad (151)$$

En este caso el fusible anterior no es posible pues no se cumple la primera condición:

$$34,48 \text{ A} \not\leq 20 \text{ A} \leq 37 \text{ A} \quad (152)$$

Debemos seleccionar un fusible con una I_n superior, en concreto se seleccionará el modelo **NH-00 35 A gG AC500V/440 V_{cc}**, con un poder de corte de 120 kA/(25 kA 440 V_{cc}):

Veamos que se cumple la primera condición:

$$34,48 \text{ A} \leq 35 \text{ A} \leq 37 \text{ A} \quad (153)$$

Comprobamos ahora si se cumple la segunda condición:

$$I_2 \leq 1,45 \cdot I_z \quad (154)$$

$$1,6 \cdot I_n \leq 1,45 \cdot I_z \quad (155)$$

$$1,6 \cdot 35 A \leq 1,45 \cdot 37 A \quad (156)$$

$$56 A \not\leq 53,65 A \quad (157)$$

Por tanto no se cumple. Necesitamos aumentar el valor de I_z , ello implica aumentar la sección del conductor. Así pues, en lugar de los 6 mm² que se seleccionaron inicialmente se debe aumentar la sección al siguiente valor que es 10 mm².

$$I_z = 52 A \quad (158)$$

$$1,45 \cdot I_z = 1,45 \cdot 52 A = 75,4 A \quad (159)$$

$$56 A \leq 75,4 A \quad (160)$$

Para el cálculo de la tensión:

$$V_{DC} \geq 36,99 V \cdot 3 \cdot 1,2 = 133,16 V \quad (161)$$

Y al igual que en el caso anterior se cumple la condición:

$$440 V \geq 133,16 V \quad (162)$$

Por tanto será necesario 1 fusible **NH-00 35 A gG AC500V/440 V_{cc}**.

2.4.7.1.1.3. Tramo cuadro CC-inversor.

El cálculo en esta sección es análogo al realizado anteriormente para el tramo cuadro CC-baterías, por tanto el fusible necesario será un **NH-00 35 A gG AC500V/440 V_{cc}**.

2.4.7.1.2. Cálculo del interruptor de corte en carga.

El dispositivo se colocará en el cuadro de corriente continua.

En este caso las dos condiciones a cumplir son las mismas, pero $I_2 = 1,45 \cdot I_n$.

Así pues:

$$I_B = n^{\circ} \text{ paneles en paralelo} \cdot I_{\text{panel}} = 4 \cdot 8,62 \text{ A} = 34,48 \text{ A} \quad (163)$$

Se selecciona un dispositivo con $I_n = 40 \text{ A}$

1ª condición:

$$I_B \leq I_n \leq I_z \quad (164)$$

$$34,48 \text{ A} \leq 40 \text{ A} \leq 52 \text{ A} \quad (165)$$

2ª condición:

$$I_2 = 1,45 \cdot I_n = 1,45 \cdot 40 \text{ A} = 58 \text{ A} \quad (166)$$

$$I_2 \leq 1,45 \cdot I_z \quad (167)$$

$$58 A \leq 1,45 \cdot 52 A = 75,4 A$$

(168)

Cumpléndose por tanto las dos condiciones.

El dispositivo seleccionado será el modelo **Compact INS40 -3 polos- 40 A de Schneider Electric**.

2.4.7.2. Protecciones en corriente alterna.

En este caso toda la instalación ya estaba previamente realizada cumpliendo con todas las exigencias para satisfacer las protecciones requeridas para el circuito de corriente alterna.

En cuanto a los aparatos que se introducen debido a la instalación del sistema fotovoltaico expuesto en este proyecto, como son el caso del inversor, éste cumple con todos los requerimientos exigidos en cuanto a protecciones, como se puede observar en la ficha técnica del fabricante:

Technical specifications

Parameter		PS3000-12 (art. no. 5008300)	PS3500-24 (art. no. 5008320)
Output power ^a	P _{nom}	2600W	2800W
	P10minutes	3200W	3800W
	P _{surge}	5000W	6500W
Output voltage		230Vac ± 2%	
Output frequency		50Hz or 60Hz ± 0.05%	
Output waveform		True sinewave (THD < 5% ^b @ P _{nom})	
Admissible cos φ of load		0.2 – 1 (up to P _{nom})	
Input voltage :	Nominal	12Vdc	24Vdc
	Range	10.5 ^c – 16Vdc	21 ^c – 32Vdc
Maximum efficiency		92%	93%
No load power consumption ^a [ASB]		<20W [3.5W]	<20W [4W]
ASB threshold		Variable	
Operating temperature range (ambient)		-20°C ... +50°C (humidity max. 95% non condensing)	
Storage temperature range		-40°C ... +80°C (humidity max. 95% non condensing)	
Cooling		Variable speed fan controlled by temperature and load	
TBSLink enabled		Yes	
Protected against		Short circuit, overload, high temperature, AC back feed, high/low battery voltage and high input ripple voltage	
Indications		Power on, output power bar, error and ASB mode	
DC input connections		M10 bolt terminals	
AC output connections		Screw terminals	
Enclosure body size		370 x 431 x 132mm	
Total weight		18.5 kg	
Protection class		IP21 (mounted in upright position)	
Standards		CE marked meeting EMC directive 2004/108/EC and LVD 2006/95/EC complying with EN60335-1, RoHS 2002/95/EC	

Note: the given specifications are subject to change without notice.

^a Measured with resistive load at 25°C ambient. Power ratings are subject to a tolerance of 10% and are decreasing as temperature rises with a rate of approx. 1.2%/°C starting from 25°C

^b Undervoltage limit is dynamic. This limit decreases with increasing load to compensate the voltage drop across cables and connections

^c Measured at nominal input voltage and 25°C

Figura 2.27. Cuadro resumen de las características técnicas del inversor. Se resaltan las protecciones de las que dispone (fuente: fabricante)

En resumen, estas protecciones engloban:

2. Protecciones contra cortocircuitos.
3. Protecciones contra sobrecargas.
4. Protecciones contra altas temperaturas.
5. Protecciones contra altos/bajos valores de tensión en las baterías.
6. Protecciones contra retornos de la red.
7. Protecciones contra altas tensiones de entrada.

2.5. CÁLCULOS DE LA ESTRUCTURA

2.5.1. ESTRUCTURA PARA SOPORTE Y ANCLAJE.

Calculado el ángulo de inclinación de los captadores que optimiza el rendimiento de la instalación, función de la latitud del lugar y de la aplicación que se piensa dar a la energía solar, es preciso materializarlo mediante un sistema de anclaje y soporte adecuado.

El bastidor que sujeta al panel, la estructura soporte del mismo y el sistema de sujeción son tan importantes como el propio panel, pues un fallo en estos elementos conlleva la inmediata paralización de la instalación.

A menudo los fabricantes del panel suministran los elementos necesarios, sueltos o en forma de “kits”, para proceder a un complejo montaje. Otras veces, es el propio proyectista o el instalador quien, haciendo uso de los perfiles normalizados que se encuentran en el mercado, construye una estructura para el panel.

En cualquier caso, la solución propuesta debe tener una serie de características para poder ser considerada como tal, como son en orden creciente de importancia: rapidez de montaje, coste lo más bajo posible y seguridad en el anclaje y sujeción.

No hay que olvidar que el principal enemigo no es el peso de los paneles (más ligeros que por ejemplo los captadores térmicos), sino la fuerza del viento que, como sabemos, puede llegar a ser muy considerable.

Si, debido a un viento huracanado (que se produce con bastante probabilidad alguna vez cada cierto número de años, dependiendo de la zona), se desprenden algunos paneles, es casi seguro que al caer al suelo resultarán rotos o muy dañados, debiendo ser sustituidos. Dado el elevado coste de estos elementos, se comprende la necesidad de cuidar que la estructura de soporte y sujeción sea lo suficientemente segura y sólida, aún a riesgo de parecer exageradamente fuerte. En cualquier caso, la estructura deberá resistir vientos de, como mínimo 150 km/h.

El tipo de anclaje dependerá de su ubicación en cubierta o terraza y de las fuerzas que actúan sobre él como consecuencia de la presión del viento a que se encuentra sometido. Como las placas estarán orientadas al Sur, el único viento que puede representar un riesgo es el que venga del Norte, ya que ejercerá fuerzas de tracción sobre los anclajes, que siempre son mucho más peligrosas que las de compresión. Ver figura 2.28.

Para calcular con precisión la fuerza que puede actuar sobre cada una de las placas, habrá que acudir a la ecuación

$$f = p \cdot S \cdot \sin \alpha \quad (169)$$

Siendo:

S = Superficie de la placa.

A = Ángulo de inclinación de la placa con la horizontal.

P = Presión frontal del viento, es decir, presión que ejercería sobre una superficie que fuese perpendicular a la dirección del mismo. Dicha presión (ver tabla 2.27.) depende de su velocidad.

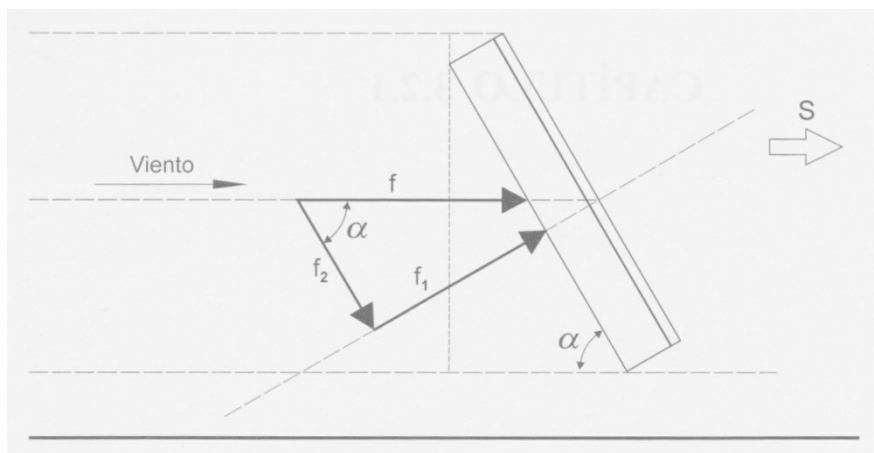


Figura 2.28. Esquema del ángulo que forma la placa con la horizontal (α) y del viento que incide sobre la misma (fuente: CENSOLAR)

A continuación se muestra en la tabla 2.26., los valores máximos de viento alcanzado en Jaén (no se disponen de datos de Linares), en los últimos 40 años. El valor máximo obtenido fue en diciembre de 1981, en el que se alcanzó un valor máximo de racha de viento de 144 km/h.

Racha máxima de viento en el mes en diciembre, en Jaén															
2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011				
111.96	78.84	95.04	83.16	78.84	79.92	75.96	77.04	69.84	87.12	91.08	60.84				VelRacha
1983	1984	1985	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	
101.88	0.00	0.00	59.04	137.16	66.96	60.84	86.04	0.00	68.04	83.16	106.92	117.00	84.96	74.16	VelRacha
1968	1969	1970	1971	1972	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982	
0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	101.88	114.84	126.00	69.84	74.88	144.00	100.08	VelRacha
1953	1954	1955	1956	1957	1958	1959	1960	1961	1962	1963	1964	1965	1966	1967	
0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	VelRacha
1938	1939	1940	1941	1942	1943	1944	1945	1946	1947	1948	1949	1950	1951	1952	
0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	VelRacha

*Tabla 2.26. Velocidad del viento en km/h máxima en Jaén desde el año 1976, correspondiendo el valor máximo a 144 km/h alcanzado en diciembre de 1981.
(fuente: web [“La cosa pública”](#))*

Así pues el valor obtenido de presión del viento p (N/m^2) y p (kp/m^2) es el que se observa en la tabla 2.27., siendo:

$$p = 978 \text{ N/m}^2 \quad (170)$$

$$p = 99,8 \text{ kp/m}^2 \quad (171)$$

v (m/s)	v (km/h)	p (N/m ²)	p (kp/m ²)
5	18	15	1.6
6	21.6	22	2.2
7	25.2	30	3.1
8	28.8	39	4
9	32.4	50	5.1
10	36	61	6.2
11	39.6	74	7.5
12	43.2	88	9
13	46.8	103	10.5
14	50.4	120	12.2
15	54	138	14
16	57.6	157	16
17	61.2	177	18
18	64.8	198	20.2
19	68.4	221	22.5
20	72	245	25
21	75.6	270	27.5
22	79.2	296	30.2
23	82.8	323	33
24	86.4	352	35.9
25	90	382	39
26	93.6	413	42.2
27	97.2	446	45.5
28	100.8	479	48.9
29	104.4	514	52.5
30	108	550	56.1
31	111.6	588	60
32	115.2	626	63.9
33	118.8	666	67.9
34	122.4	707	72.1
35	126	749	76.4
36	129.6	792	80.9
37	133.2	837	85.4
38	136.8	883	90.1
39	140.4	930	94.9
40	144	978	99.8
41	147.6	1028	104.9
42	151.2	1078	110
43	154.8	1130	115.4
44	158.4	1184	120.8
45	162	1238	126.3
46	165.6	1294	132
47	169.2	1351	137.8
48	172.8	1409	143.7
49	176.4	1468	149.8
50	180	1528	156
51	183.6	1590	162.3
52	187.2	1653	168.7
53	190.8	1717	175.2
54	194.4	1783	181.9
55	198	1849	188.7
56	201.6	1917	195.6
57	205.2	1986	202.7
58	208.8	2057	209.9
59	212.4	2128	217.2
60	216	2201	224.6
61	219.6	2275	232.1
62	223.2	2350	239.8
63	226.8	2427	247.6
64	230.4	2504	255.5
65	234	2583	263.6
66	237.6	2663	271.8
67	241.2	2744	280
68	244.8	2827	288.5
69	248.4	2911	297
70	252	2996	305.7
71	255.6	3082	314.5
72	259.2	3169	323.4

Tabla 2.27. Presión frontal del viento en función de su velocidad (fuente: CENSOLAR)

La fuerza f del viento, que actúa de forma perpendicular a la superficie vertical $S \cdot \sin \alpha$, se descompone en $f_1 = f \cdot \sin \alpha$, que incide perpendicularmente a la superficie de la placa, y en $f_2 = f \cdot \cos \alpha$, que lo hace paralelamente, causando el deslizamiento del aire, cuyos efectos se desvanecen en rozamientos y remolinos a lo largo de la superficie de la placa. La fuerza f_1 al actuar en sentido normal al panel es, pues, la única que cuenta.

$$f_1 = f \cdot \sin \alpha = p \cdot S \cdot \sin \alpha \cdot \sin \alpha = p \cdot S \cdot \sin^2 \alpha \quad (172)$$

Así pues para este proyecto el valor obtenido para f_1 es el siguiente:

$$S = 1.640 \text{ mm} \cdot 990 \text{ mm} = 1.623.600 \text{ mm}^2 = 1,6236 \text{ N/m}^2 \quad (173)$$

(datos obtenido del fabricante del módulo fotovoltaico)

$$f_1 = 978 \text{ N/m}^2 \cdot 1,6236 \text{ m}^2 \cdot \sin^2 53^\circ \quad (174)$$

$$f_1 = 1.012,78 \text{ N} \quad (175)$$

En los lugares en los que suelen presentarse fuertes vientos que alcance por atrás y sin ningún tipo de protección a las placas, es muy importante determinar mediante cálculo las posibles sobrecargas dinámicas que puedan provocar el deslizamiento o vuelco de las mismas. Se han dado casos de placas fotovoltaicas que han salido literalmente volando por la acción del viento, con el consiguiente peligro y pérdida económica.

La mayoría de fabricantes de placas, en función del tamaño y de la posición horizontal o vertical de las mismas, dan indicaciones en sus folletos comerciales sobre las características de la estructura para soporte y anclaje.

Algunas reglas prácticas para la colocación de dicha estructura son las siguientes:

- Si se puede evitar, no es aconsejable traspasar con el anclaje la cubierta del edificio porque puede dar lugar a infiltración de agua. Lo ideal es construir muretes de hormigón armado que garanticen la total sujeción aún en el caso de viento muy fuerte.

- La dimensión mínima de la sección del murete de hormigón, que debe estar armado con varilla metálica, debe ser de 20 cm x 20 cm. Los últimos anclajes de cada hilera se situarán como mínimo a 25 cm del extremo del murete.
- En el caso de grandes instalaciones, debe estudiarse en detalle el despiece del soporte para que elaboración en taller y su posterior montaje en la cubierta sea más rápido y económico.
- Un punto muy importante a tener en cuenta es la protección de la estructura contra la corrosión. Como normalmente la misma se hará con perfil de hierro, se pueden presentar con el tiempo oxidaciones si no se ha efectuado el adecuado tratamiento. En zonas de interior puede bastar el tratarla con pintura de minio y posterior pintura de acabado. En zonas cercanas a la costa, la única solución válida consiste en un galvanizado por inmersión en caliente, que es costoso y exige la elaboración de la estructura en piezas con anterioridad al montaje. El espesor de la capa de galvanizado deberá ser, como mínimo, de 100 μm . Para paliar el efecto de la corrosión galvánica, que siempre se produce cuando dos metales diferentes se ponen en contacto, se utilizan unos aislantes que evitan el contacto físico entre el marco del panel y la estructura soporte.
- La sujeción de las placas a la estructura deberá contar con materiales idóneos. La tornillería deberá ser de acero inoxidable o cualquier otro material resistente a la corrosión.

2.5.2. DETERMINACIÓN DE SOMBRAS.

En el día más desfavorable del periodo de utilización, el equipo no ha de tener más del 5 % de la superficie útil de captación cubierta por sombras. Resultaría prácticamente inoperante si el 20 % de la misma estuviese sombreada.

La determinación de sombras proyectadas sobre placas fotovoltaicas por parte de obstáculos próximos se efectúa en la práctica observando el entorno desde el punto medio de la arista inferior de la placa, tomando como referencia la línea Norte-Sur. Haciendo un barrido angular a ambos lados de la línea N-S no han de verse obstáculos frente a la placa o campo de placas, con una altura angular superior a 15 ° en zonas geográficas de latitud en torno a los 40 ° (Península) o a 25 ° en latitudes cercanas a 30 ° (Canarias).

Una determinación más cuidadosa de las posibles sombras requerirá del uso de la tabla 2.28, mediante la cual conoceremos la altura y el azimut solar durante todo el año, pudiendo comprobar si algún obstáculo en los alrededores de la instalación puede ocultar el Sol en algún momento.

LATITUD = 38°																											
</																											

Tabla 2.28. Azimuts y alturas solares (fuente: CENSOLAR)

La primera columna de la izquierda (“Hora”) expresa el número de horas de diferencia con el mediodía solar (12 horas solares). El azimut (A) se considera negativo antes del mediodía, y positivo después.

Existen siempre dos momentos del día, uno por la mañana y otro por la tarde, en los que son iguales tanto las alturas (h) como los azimuts (excepto en lo que respecta al signo de éstos, según se ha dicho). Por ejemplo, a las 8 de la mañana los valores son los mismos que a las 4 de la tarde; a las 9 de la mañana coinciden con los de las 3 de la tarde, etc. Por esta razón, basta con tabular únicamente respecto a la diferencia horaria con el medio día solar.

2.5.3. DISTANCIA MÍNIMA ENTRE PLACAS.

La separación entre líneas de placas orientadas hacia el ecuador se establece de tal forma que al mediodía solar del día más desfavorable (altura solar mínima) del periodo de utilización, la sombra de la arista superior de una fila ha de proyectarse, como máximo, sobre la arista inferior de la fila siguiente. Habrá de tenerse en cuenta la tabla 2.28.

En equipos que se utilicen todo el año o en invierno (como es el caso de este proyecto), el día más desfavorable corresponde al 21 de diciembre (recordemos que nos estamos refiriendo al hemisferio norte). En este día la altura solar es mínima, y al mediodía solar tiene el valor siguiente:

$$h_0 = (90^\circ - \text{Latitud lugar}) - 23,5^\circ \quad (176)$$

Para el caso de este proyecto:

$$h_0 = (90^\circ - 38^\circ) - 23,5^\circ = 28,5^\circ \quad (177)$$

Valor que se acerca mucho al expresado en la tabla 2.28

En la figura 2.29. vemos que la distancia mínima, d , entre filas de captadores vale

$$d = d_1 + d_2 = \frac{z}{\tanh h_0} + \frac{z}{\tanh \alpha} \quad (178)$$

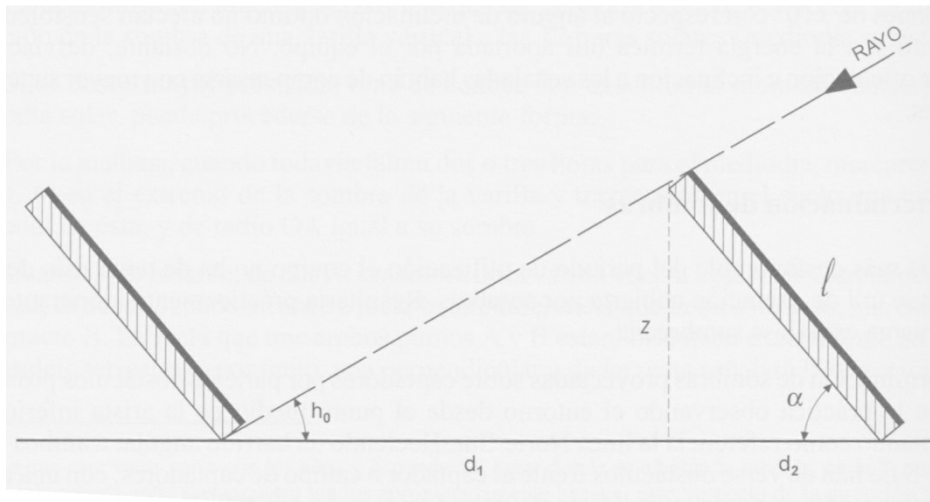


Figura 2.29. Sombras que proyectan unas hileras de placas en las siguientes (fuente: CENSOLAR)

Por tanto, la fórmula de la distancia mínima entre hileras de captadores queda así:

$$d = l \cdot \left(\frac{\sin \alpha}{\tanh h_0} + \cos \alpha \right) \quad (179)$$

Si las filas de paneles se dispusieran sobre una superficie no horizontal (como es el caso en este proyecto), sino inclinada un ángulo γ y orientada hacia el ecuador (por ejemplo, un tejado inclinado), la expresión (220) se convertiría en:

$$d = l \cdot \left[\frac{\sin(\alpha - \gamma)}{\tanh (h_0 + \gamma)} + \cos(\alpha - \gamma) \right] \quad (180)$$

Donde α sigue siendo el ángulo de inclinación de la placa con respecto al plano horizontal (no con respecto a la superficie del tejado).

En el caso de este proyecto, se colocarán las placas en una posición vertical. De esta forma se aprovecha mejor la superficie del tejado disponible. Por tanto, el valor tomado para $l = 1.64 \text{ m}$, y la expresión (179) se convierte en:

$$d = 1.64 \text{ m} \cdot \left[\frac{\sin(53^\circ - 17^\circ)}{\tanh(28,5^\circ + 17^\circ)} + \csc(53^\circ - 17^\circ) \right] = 2.29 \text{ m} \quad (181)$$

$$d = 2.29 \text{ m} \quad (182)$$

El ángulo α siempre se toma con valor positivo. El ángulo γ , sin embargo, se toma con valor positivo si el sentido de la inclinación del tejado es el mismo que el de la placa (caso A, como es en el caso de este proyecto) y con valor negativo en caso contrario (caso B), como se observa en la figura 2.30.

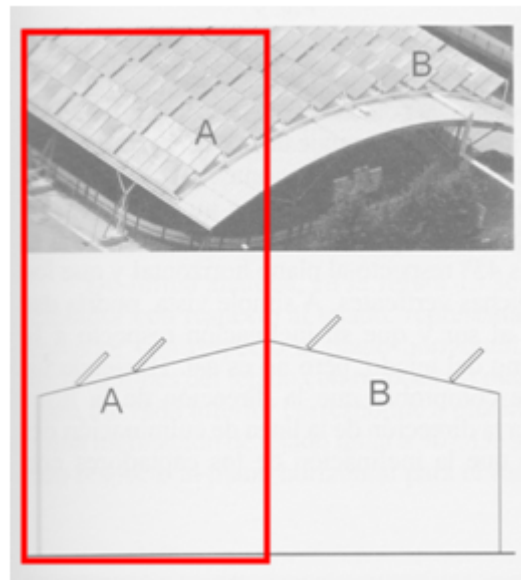


Figura 2.30. Ángulo de montaje de los paneles con respecto a la inclinación del tejado (fuente: CENSOLAR)

La inclinación de la placa se debe conocer con respecto al plano horizontal (en este proyecto $\alpha=53^\circ$), ya que éste es el plano de referencia correspondiente a la altura solar. De igual modo, la dirección de la placa se debe conocer con respecto a la dirección norte-sur ($A=0$ en este proyecto), ya que ésta es la dirección de referencia correspondiente al azimut solar.

Se recomienda conectar la estructura a una toma de tierra, ajustándose a las especificaciones del Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión, cálculo que se realiza en la sección **2.4.7. PROTECCIONES**.

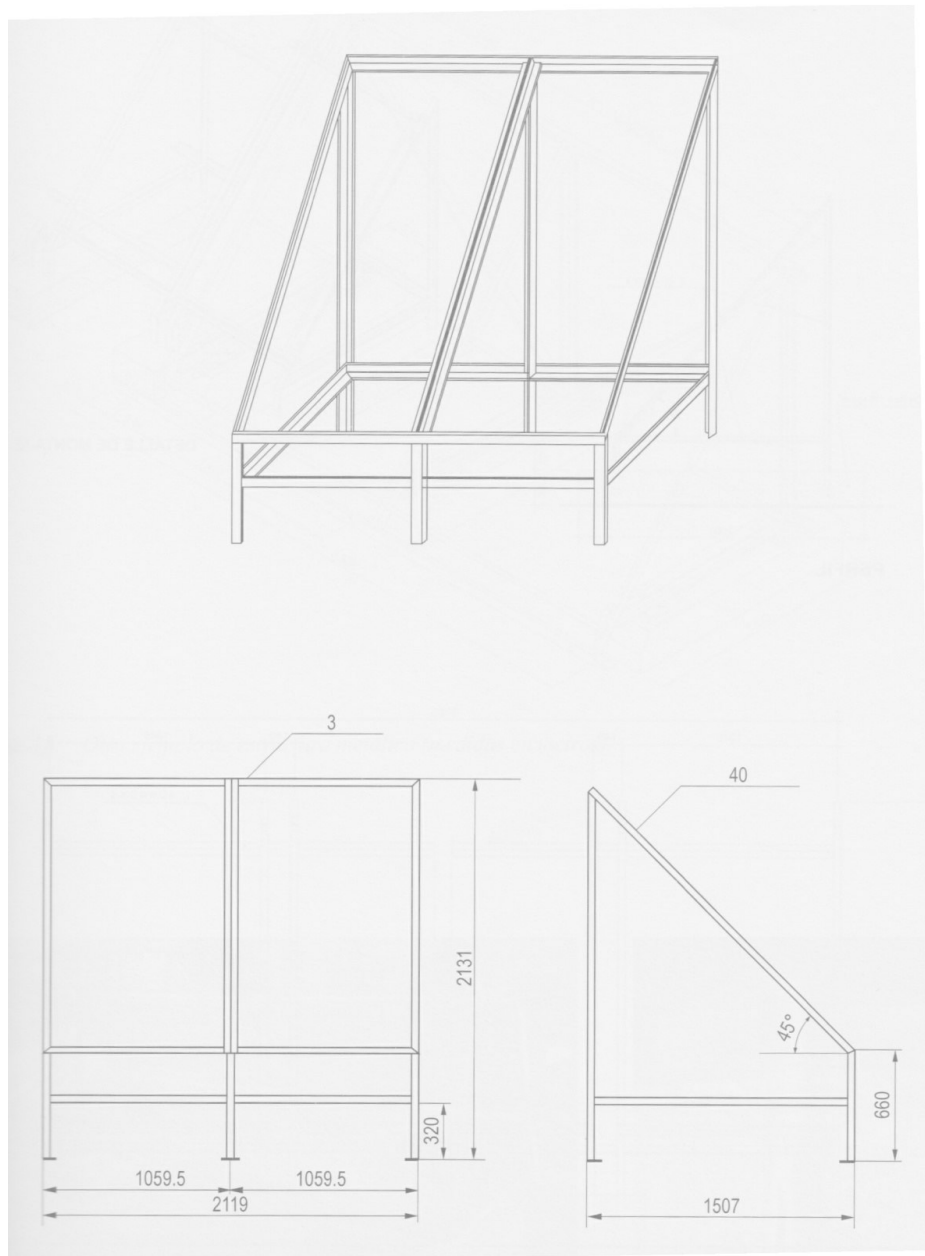


Figura 2.31. Típica estructura metálica para paneles fotovoltaicos, en perspectiva, alzado y perfil, mostrando sus medidas en milímetros (fuente: CENSOLAR)

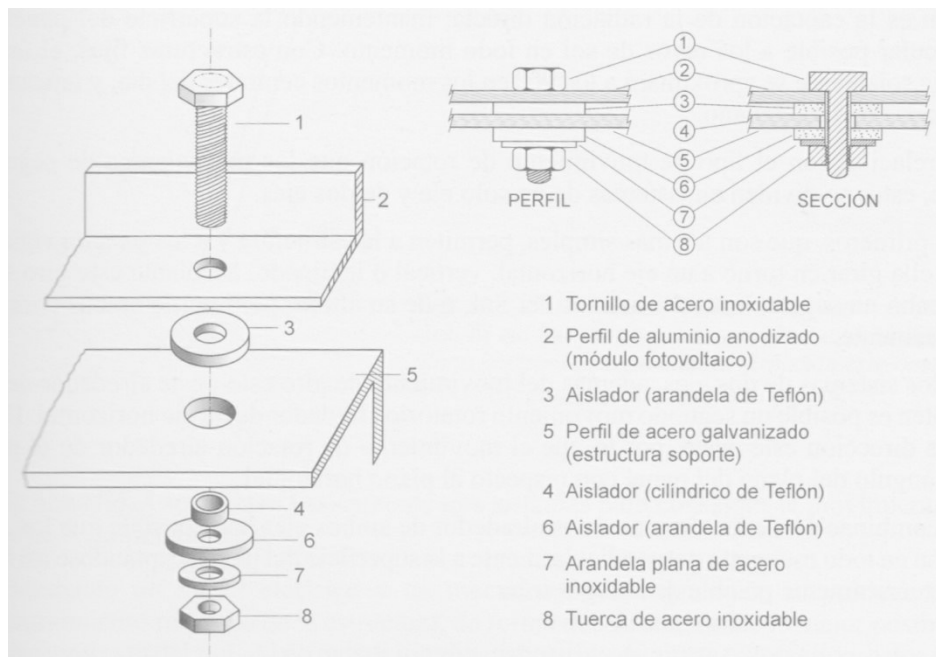


Figura 2.32. Detalle de la fijación del panel a la estructura con las correspondientes arandelas aislantes (fuente: CENSOLAR)

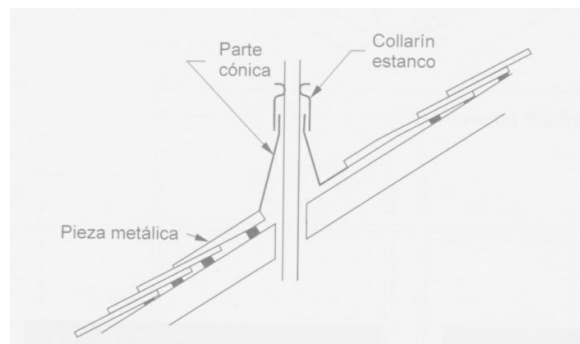


Figura 2.33. Esquema de cómo atravesar un tejado inclinado de techumbre de pizarra o de teja plana para efectuar la fijación de la estructura en los elementos resistentes bajo el mismo (fuente: CENSOLAR)

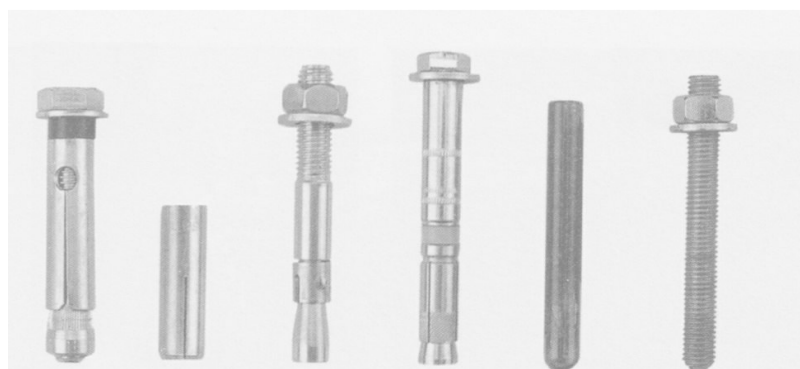


Figura 2.34. Diversos tipos de tornillos y tacos de anclajes aptos para soportar grandes cargas (fuente: CENSOLAR)

Con todas las consideraciones establecidas anteriormente, la estructura seleccionada será la siguiente:



Figura 2.35. Estructura de 4 módulos seleccionada para el proyecto (fuente: fabricante)

Esta estructura está pensada para colocar verticalmente cuatro placas fotovoltaicas con 60 células en posición vertical con unas dimensiones aproximadas de 1.650 x 1.000 mm, cada una de ellas, lo que la convierte en una opción válida para este proyecto.

La estructura está constituida por perfilera de aluminio estructural 6005 T6 y tornillería de acero inoxidable A2-70, permite ser anclada mediante pernos a la superficie que se desee. La sujeción del módulo al perfil es mediante pieza omega superior, con tornillería autoblocante y arandela de presión; válida para módulos desde 35 a 50 mm de grosor.

El ángulo de inclinación está fijado en 35°, que sumados a los 17° que tiene el tejado con respecto a la horizontal hacen que la inclinación total de los paneles sea:

$$\alpha = 35^{\circ} + 17^{\circ} = 52^{\circ}$$

(183)

Este valor está muy próximo a los 53° que se han tomado para realizar todos los cálculos y por tanto la pequeña diferencia de un grado no supone una variación importante de los mismos.

En cuanto al sistema de fijación seleccionado para colocar los paneles en la estructura se seleccionará el *sistema de fijación Hook*. Este sistema de fijación, consiste en anclar los paneles solares a la estructura sin atornillar los paneles a la estructura, sino que se anclan con unas pletinas de acero inoxidable de 2 mm de espesor a través de un tornillo con tuercas antiroscantes para asegurar que el panel solar no se desprenderá de la estructura a lo largo de los 25 años de garantía que ofrecen.

Lo habitual es usar 4 grapas Hook por cada panel solar; independientemente de la potencia y del tamaño del panel solar. Las grapas Hook se instalarán dos por cada lado del panel solar. Por tanto, para este proyecto se necesitarán un total de 48 grapas Hook.



Figura 2.36. Sistema de fijación Hook. Sistema seleccionado para el proyecto (fuente: fabricante)

3. PRESUPUESTO

3. PRESUPUESTO.....	113
3.1. PRESUPUESTO DE LA INSTALACIÓN.....	115

3. PRESUPUESTO

3.1. PRESUPUESTO DE LA INSTALACIÓN

PANELES FOTOVOLTAICOS			
MODELO	NÚMERO ELEMENTOS	PRECIO UNITARIO (€)	PRECIO TOTAL (€)
SCL-250P	12	213,95	2567,4

ACUMULADORES			
MODELO	NÚMERO ELEMENTOS	PRECIO UNITARIO (€)	PRECIO TOTAL (€)
Rolls S-550 24V	4	1566,59	6266,36

REGULADOR			
MODELO	NÚMERO ELEMENTOS	PRECIO UNITARIO (€)	PRECIO TOTAL (€)
POWERMAX SCL-60A	2	355	710

INVERSOR			
MODELO	NÚMERO ELEMENTOS	PRECIO UNITARIO (€)	PRECIO TOTAL (€)
TBS electronics Powersine 2800W 24V _{cc}	1	1249	1249

ESTRUCTURA			
MODELO	NÚMERO ELEMENTOS	PRECIO UNITARIO (€)	PRECIO TOTAL (€)
ELECSOLSOLAR - Estructura soporte 4 módulos 35 ° vertical	3	320,15	960,45
Sistema de fijación HOOK	48	1,64	78,72
TOTAL			1039,17

CONDUCTORES			
MODELO	NÚMERO ELEMENTOS	PRECIO UNITARIO (€)	PRECIO TOTAL (€)
Conductor de 4 mm ²	2	0,28	0,56
Conductor de 6 mm ²	22	0,45	9,9
Conductor de 10 mm ²	6	1	6
Tubo de Ø 32 mm	8	6	48
TOTAL			64,46

PROTECCIONES			
MODELO	NÚMERO ELEMENTOS	PRECIO UNITARIO (€)	PRECIO TOTAL (€)
Fusible KPS NH-00 20 Gg AC500/440 V _{CC}	4	5,85	23,4
Fusible KPS NH-00 40 Gg AC500/440 V _{CC}	2	5,85	11,7
Base portafusibles KPS NH-00	6	9,92	59,52
Interruptor de corte Schneider Compact INS40	1	77,3	77,3
TOTAL			171,92

TOTAL	12.068 €
--------------	-----------------

Tabla 3.1. Cuadro resumen del presupuesto del proyecto (fuente: elaboración propia)

4. ANEXOS

4. ANEXOS	117
4.1. COMPARATIVA ECONÓMICA CON ACCESO A RED.....	119
4.1.1. EVOLUCIÓN DEL PRECIO DE LA ENERGÍA Y DE LA POTENCIA.....	119
4.1.1.1. Precio del kWh.....	121
4.1.1.2. Precio de la potencia	121
4.1.2. CÁLCULO DEL PRECIO DE LA FACTURA EL PRIMER AÑO.	123
4.1.2.1. Parte fija.....	123
4.1.2.2. Parte variable.....	124
4.1.3. CÁLCULO DEL PRECIO DE LA FACTURA EN EL TOTAL DE AÑOS	125
4.1.4. COMPARATIVA CON EL COSTE DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA	127
4.1.5. CÁLCULO DE LA TASA INTERNA DE RENTABILIDAD (TIR) DEL PROYECTO	130

4.1. COMPARATIVA ECONÓMICA CON ACCESO A RED

En este apartado se hará una comparativa entre lo que supone el costo de la instalación y su mantenimiento anual en un periodo de 25 años, comparado con el costo que supondría el pago de la electricidad consumida a lo largo de esos mismos 25 años.

Para realizar este estudio se tienen que tener en cuenta una serie de factores, como son, el precio de la electricidad y su variación a lo largo de los años.

4.1.1. EVOLUCIÓN DEL PRECIO DE LA ENERGÍA Y DE LA POTENCIA.

Valores de la tarifa eléctrica -ATR 2.0 A-, en los últimos 7 años									
Año	fecha cambio Tarifa	Potencia (€/día)	Energía (€/kWh)	Precios Energía (€/kWh) (1)	Fecha BOE	Incremento Potencia	Incremento Energía	Potencia Precio Base 100 2007	Energía
2007	01/01/2007	0,052729567	0,089868		30/12/06			100	100
	01/07/2007	0,052729567	0,089868		30/06/07			100	100
2008	01/01/2008	0,054469633	0,092834		29/12/07	3,3%	3,3%	103	103
	01/07/2008	0,054469633	0,092834	0,106234	28/06/08	0,0%	0,0%	103	103
2009	01/01/2009	0,054745167	0,11248	0,14087	31/12/08	0,5%	21,2%	104	125
	01/07/2009	0,056529	0,11473		30/06/09	3,3%	2,0%	107	128
2010	01/01/2010	0,056529	0,117759		31/12/09	0,0%	2,6%	107	131
	01/10/2010	0,056529	0,125159		30/06/10	0,0%	6,3%	107	139
2011	01/01/2011	0,056529	0,140069		29/12/10	0,0%	11,9%	107	156
	01/07/2011	0,056529	0,142319		1/07/11	0,0%	1,6%	107	158
2012	01/10/2011	0,056375	0,152559		26/04/2012	-0,3%	7,2%	107	170
	01/01/2012	0,07427	0,168075		26/04/2012	31,7%	10,2%	141	187
2013	01/06/2012	0,059817	0,142138		26/04/2012	-19,5%	-15,4%	113	158
	01/07/2012	0,059817	0,142208		26/04/2012	0,0%	0,0%	113	158
2014	01/10/2012	0,059817	0,149198		29/06/2012	0,0%	4,9%	113	166
	01/01/2013	0,05998134	0,150938			0,3%	1,2%	114	168
2015	01/04/2013	0,05998134	0,138658			0,0%	-8,1%	114	154
	01/10/2013	0,097669789	0,130485			62,8%	-5,9%	185	145
2016	01/01/2014	0,097669789	0,133295			0,0%	2,2%	185	148
	01/02/2014	0,115187468	0,124107			17,9%	-6,9%	218	138
2017	01/04/2014	0,115187468	0,124107			0,0%	0,0%	218	138
	01/01/2015	0,115187468	0,124107			0,0%	0,0%	218	138
	01/10/2015	0,115187468	0,124107			0,0%	0,0%	218	138
Año	fecha cambio Tarifa	Potencia (€/día)	Energía (€/kWh)	Precios Energía (€/kWh) (2)	Fecha BOE	Incremento Potencia	Incremento Energía	Potencia Precio Base 100 2007	Energía

Tabla 4.1. En esta tabla se observa la evolución del precio de la electricidad en España en los últimos desde el 2007 hasta el 2015. Datos facilitados por Eurostat.

Tabla realizada por la web www.javiersevillano.com

Se observa que el incremento en ese periodo en el precio del kWh es de un 38 % y que el incremento en el precio de la potencia contratada es de un 118 %.

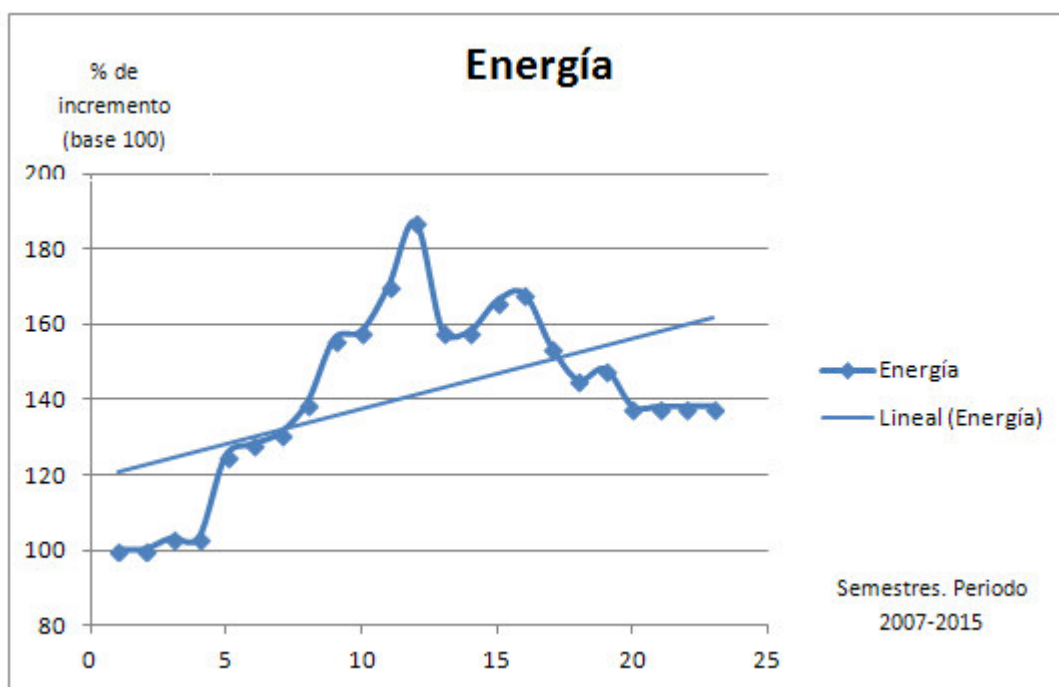


Figura 4.1. Incremento del precio de la energía en % en el periodo 2007-2015 (fuente: Eurostat)

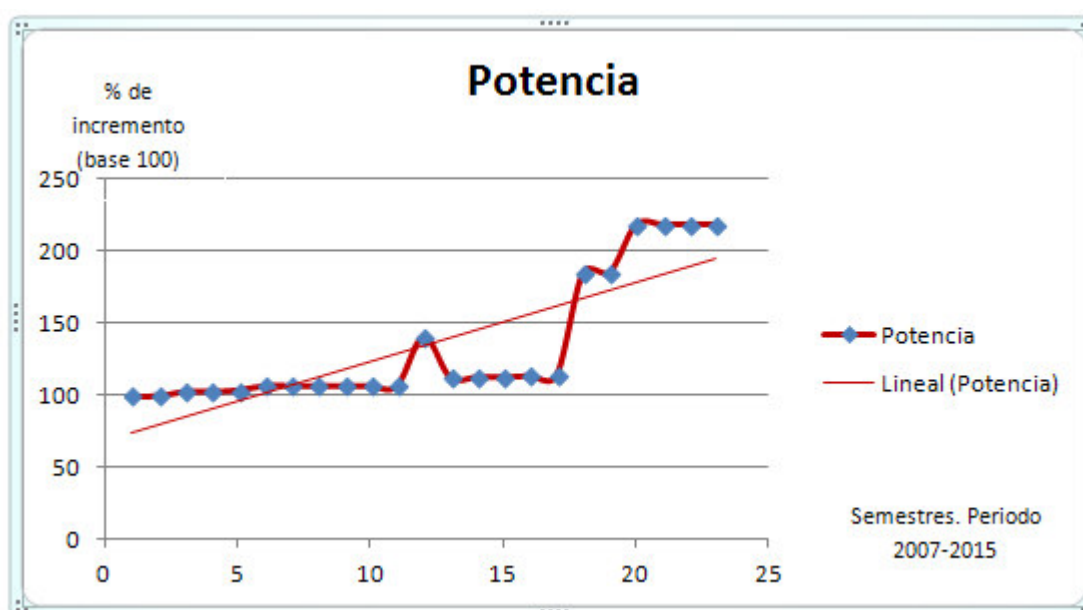


Figura 4.2 Incremento del precio de la potencia en % en el periodo 2007-2015 (fuente: Eurostat)

Por tanto si realizamos un valor medio de los incrementos tanto en el precio del kWh, como de la potencia contratada, los valores obtenidos serían los siguientes:

4.1.1.1. Precio del kWh.

$$100 \cdot (1 + x)^n = 138 \quad (184)$$

Donde:

x es el porcentaje medio anual (en tanto por uno)

n es el número de años del periodo a estudiar. En este caso son ocho años

Despejando x:

$$x = \sqrt[n]{\frac{138}{100}} - 1 \quad (185)$$

$$x = \sqrt[8]{\frac{138}{100}} - 1 = 0,0411 \quad (186)$$

Así pues, en % sería **4,11 %**

4.1.1.2. Precio de la potencia

Realizando un cálculo análogo para la potencia, obtenemos un porcentaje de incremento anual:

$$x = \sqrt[n]{\frac{218}{100}} - 1 \quad (187)$$

$$x = \sqrt[8]{\frac{218}{100}} - 1 = 0.1023 \quad (188)$$

Y en %, sería un **10,23 %**

Estos dos porcentajes serán los que se tengan en cuenta a la hora de realizar los cálculos para el incremento de precios del kWh y de la potencia contratada. Para el resto de términos de la factura que son de carácter fijo, se tomará también como valor del incremento anual el obtenido para la potencia fija, es decir, un 10,23 %.

Tras el estudio de una factura reciente con una tarifa contratada que se ajusta a las características de la vivienda de este proyecto se constata el desglose de la misma:

CONCEPTO	PRECIO (€)	% SOBRE EL TOTAL (antes del IVA)
PARTE FIJA		
Importe por peaje de acceso 4,4 kW	13,26	30%
Importe por margen de comercialización fijo	1,4	3,17%
Alquiler de equipos de medida y control	0,77	1,74%
TOTAL	15,43	34,94%
PARTE VARIABLE		
Facturación por energía consumida	26,62	60,28%
Impuesto de electricidad	2,11	4,78%
TOTAL	28,73	65,06%
TOTAL PARTE FIJA + VARIABLE	44,16	100%
IVA 21 %	9,27	
TOTAL FACTURA	53,43	

Tabla 4.2. Desglose de una factura eléctrica. (Valores tomados de una factura real con fecha junio-2016).

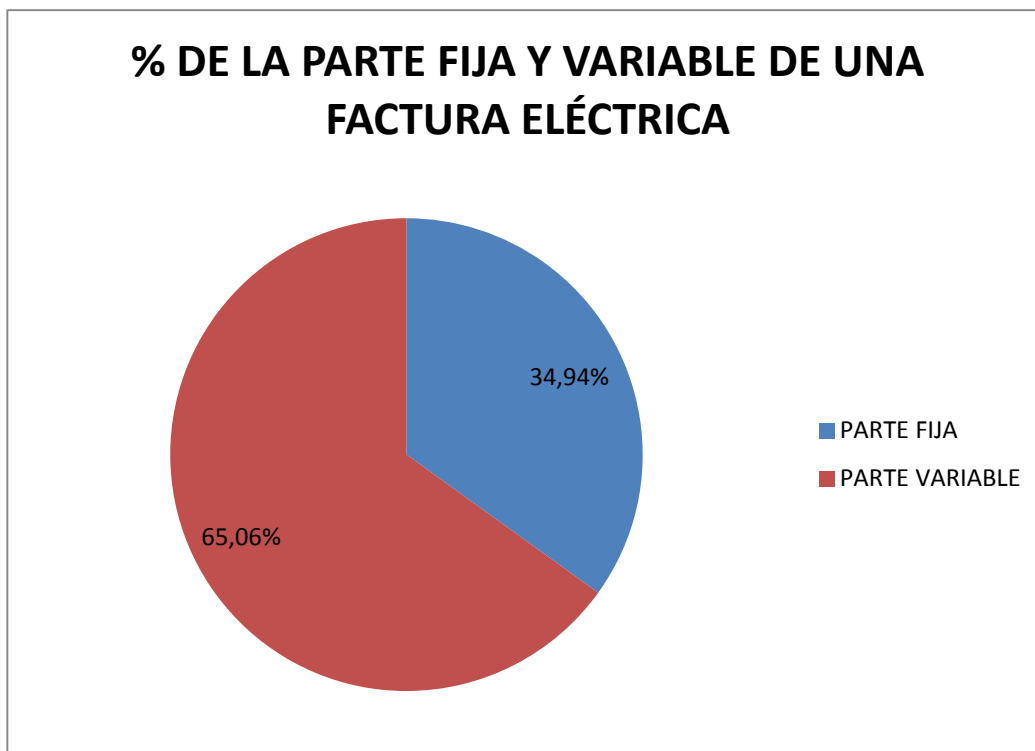


Figura 4.3 Distribución en tanto por ciento de la parte fija y variable de una factura eléctrica (Valores tomados de una factura real con fecha junio-2016).

4.1.2. CÁLCULO DEL PRECIO DE LA FACTURA EL PRIMER AÑO.

En este apartado veremos cuál es el coste que supone el consumo eléctrico sin realizar la instalación fotovoltaica, es decir, el gasto que generaría para la familia el seguir conectados a la red en el periodo de estudio, que son 25 años. Para ello usaremos los datos de evolución del precio de la energía y de la potencia calculados en el apartado anterior y se usarán también el consumo estimado de la energía en un año.

Energía consumida en un año: 2.376,785 kWh (Ver tabla 2.4.)

4.1.2.1. Parte fija

Importe por peaje de acceso (4,4 kW):

$$13,26 \frac{\text{€}}{\text{mes}} \cdot 12 \text{ meses} = 159,12 \text{ €} \quad (189)$$

Importe por margen de comercialización fijo:

$$1,4 \frac{\text{€}}{\text{mes}} \cdot 12 \text{ meses} = 16,8 \text{ €} \quad (190)$$

Alquiler de equipos de medida y control:

$$0,77 \frac{\text{€}}{\text{mes}} \cdot 12 \text{ meses} = 9,24 \text{ €} \quad (191)$$

Total de la parte fija en un año:

$$159,12 \text{ €} + 16,8 \text{ €} + 9,24 \text{ €} = 185,16 \text{ €} \quad (192)$$

Total con IVA (21 %):

$$185,16 \text{ €} \cdot 1,21 = 224,04 \text{ €} \quad (193)$$

4.1.2.2. Parte variable.

Facturación por energía consumida:

Precio del kWh (según factura consultada para la tarifa 2.0A): 0,095424 €

$$2.376,785 \text{ kWh} \cdot 0,095424 \frac{\text{€}}{\text{kWh}} = 226,8 \text{ €} \quad (194)$$

Impuesto de electricidad (5,11269632 %):

$$(159,12 \text{ €} + 16,8 \text{ €} + 226,8 \text{ €}) \cdot 0,511269632 = 20,59 \text{ €} \quad (195)$$

Total parte variable en un año:

$$226,8 \text{ €} + 20,59 \text{ €} = 247,39 \text{ €} \quad (196)$$

Total con IVA (21 %):

$$247,39 \text{ €} \cdot 1,21 = \mathbf{299,34 \text{ €}} \quad (197)$$

Total parte fija + variable con IVA:

$$224,04 \text{ €} + 299,34 \text{ €} = \mathbf{523,38 \text{ €}} \quad (198)$$

4.1.3. CÁLCULO DEL PRECIO DE LA FACTURA EN EL TOTAL DE AÑOS

La expresión que se utilizará para realizar este cálculo es la siguiente:

$$Coste_n = Coste_1 \cdot \sum_{n=1}^n (1 + t_v)^n \quad (199)$$

Donde:

$Coste_1$ es el coste del primer año de la factura, en este caso es el valor calculado en el apartado anterior: 523,39 €

$Coste_n$ es el coste de la factura en el total de los n años de estudio.

t_v es el incremento estimado del coste de la electricidad. Como el incremento no es el mismo para la potencia como para la energía, se hará de forma separada. Así pues, la expresión (198) queda realmente de la siguiente forma:

$$Coste_n = \left[Coste_{1,e} \cdot \sum_{n=1}^n (1 + t_{v,e})^n \right]_{energía} + \left[Coste_{1,p} \cdot \sum_{n=1}^n (1 + t_{v,p})^n \right]_{potencia} \quad (200)$$

Con:

$Coste_{1,e}$ el coste de la energía para el primer año: $Coste_{1,e} = 299,34 \text{ €}$

$Coste_{1,p}$ el coste de la parte fija para el primer año: $Coste_{1,p} = 224,04 \text{ €}$

$t_{v,e}$ incremento porcentual del precio de la energía en el periodo de estudio: $t_{v,e} = 4,11 \%$

$t_{v,p}$ incremento porcentual del precio de la potencia en el periodo de estudio: $t_{v,p} = 10,23 \%$

n es el número de años de estudio: $n = 25 \text{ años}$.

Llevando estos valores a (199):

$$Coste_n = \left[299,34 \cdot \sum_{n=1}^n (1 + 0,0411)^n \right]_{energía} + \left[224,04 \cdot \sum_{n=1}^n (1 + 0,1023)^n \right]_{potencia} \quad (201)$$

$$Coste_n = \left[299,34 \cdot \sum_{n=1}^n (1,0411)^n \right]_{energía} + \left[224,04 \cdot \sum_{n=1}^n (1,1023)^n \right]_{potencia} \quad (202)$$

Para proseguir con el desarrollo de la expresión anterior, utilizaremos la fórmula de la suma de una serie geométrica de n términos cuyo primer término es a y cuya razón es k , a saber:

$$\sum_1^n a_i = S = \frac{ak^n - a}{k - 1} \quad (203)$$

En este caso $a=k=1,0411$ para el término de la energía y $a=k=1,1023$ para el término de la potencia.

Así pues la expresión (201) queda:

$$Coste_n = \left[299,34 \cdot \frac{1,0411 \cdot 1,0411^n - 1,0411}{1,0411 - 1} \right]_{energía} + \left[224,04 \cdot \frac{1,1023 \cdot 1,1023^n - 1,1023}{1,1023 - 1} \right]_{potencia} \quad (204)$$

$$Coste_n = [7.283,21 \cdot (1,0411 \cdot 1,0411^n - 1,0411)]_{energía} + [2.190,03 \cdot (1,1023 \cdot 1,1023^n - 1,1023)]_{potencia} \quad (205)$$

$$Coste_n = [7.582,55 \cdot (1,0411^n - 1)]_{energía} + [2.414,07 \cdot (1,1023^n - 1)]_{potencia} \quad (206)$$

Si sustituimos el valor de n por 25 años, obtendremos el coste total tras esos 25 años:

$$Coste_{25} = [7.582,55 \cdot (1,0411^{25} - 1)]_{energía} + [2.414,07 \cdot (1,1023^{25} - 1)]_{potencia} \quad (207)$$

$$Coste_{25} = 38.316,39 \text{ €} \quad (208)$$

4.1.4. COMPARATIVA CON EL COSTE DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA

Si realizamos ahora una comparativa con lo que cuesta la instalación y su mantenimiento en este mismo periodo, podremos ver si la instalación es rentable o no.

Recuperando el valor obtenido en el apartado de presupuesto de este proyecto, el coste de la instalación es de **$Coste_{fot} = 12.068 \text{ €}$**

A este valor habrá que añadirle un coste por mantenimiento que se considerará en un 0,5 % anual del valor de la instalación. Este coste de mantenimiento, al igual que se ha hecho para el precio de la energía y de la potencia, conlleva un incremento anual. En este caso se tomará el IPC como valor de referencia.

$$Coste_{M,1} = 0,5\% \cdot Coste_{fot} = 0,5\% \cdot 12.068 \text{ €} = 60,34 \text{ €} \quad (209)$$

El IPC se ha variado en los últimos años como se aprecia en la figura 4.4



Figura 4.4 Evolución del IPC en España y la zona euro en el periodo 2007-Enero 2015.
(fuente: El País)

El valor del IPC tiene una tendencia negativa en los últimos años, no obstante, para realizar los cálculos con un mayor margen de seguridad se dispondrá de un valor de IPC de un 2%.

Cuando el coste de la instalación se iguale con el coste de la factura, en el caso de seguir conectados a la red, se habrá alcanzado el punto en el que se igualan los costes. Para calcular este punto, haremos el siguiente cálculo:

$$Coste_n = Coste_{fot} + Coste_{M,n} \quad (210)$$

El coste de mantenimiento también habrá que referirlo a un valor de n años:

$$Coste_{M,n} = Coste_{M,1} \cdot \sum_{n=1}^n (1 + IPC)^n \quad (211)$$

$$Coste_{M,n} = 60,34 \cdot \sum_{n=1}^n (1 + 0,02)^n \quad (212)$$

$$Coste_{M,n} = 60,34 \cdot \sum_{n=1}^n (1,02)^n \quad (213)$$

$$Coste_{M,n} = 60,34 \cdot \frac{1,02 \cdot 1,02^n - 1,02}{1,02 - 1} \quad (214)$$

$$Coste_{M,n} = 3.017 \cdot (1,02 \cdot 1,02^n - 1,02) \quad (215)$$

$$Coste_{M,n} = 3.077,34 \cdot (1,02^n - 1) \quad (216)$$

Por tanto, llevando este valor a la expresión (209);

$$Coste_n = 12.068 + 3.077,34 \cdot (1,02^n - 1) \quad (217)$$

$$\begin{aligned} & [7.582,55 \cdot (1,0411^n - 1)]_{energía} + [2.414,07 \cdot (1,1023^n - 1)]_{potencia} \\ & = 12.068 + 3.077,34 \cdot (1,02^n - 1) \end{aligned} \quad (218)$$

Realizando una iteración de valores para n , se obtiene que el valor en el que se igualan ambas expresiones es un valor comprendido entre $n = 14$ y $n = 15$.

Así pues, el punto muerto o umbral de rentabilidad de la instalación se produce a los **15 años**, produciéndose un ahorro a partir de ese año.

4.1.5. CÁLCULO DE LA TASA INTERNA DE RENTABILIDAD (TIR) DEL PROYECTO

Para el cálculo del valor de la Tasa Interna de Rentabilidad, TIR, usaremos una variación de la expresión (198), en la que se introduce la rentabilidad, r . Lo que haremos será calcular la rentabilidad a partir del coste de la instalación fotovoltaica (menos el mantenimiento) que sería necesario para igualar el coste de las facturas eléctricas en el periodo de 25 años.

$$Coste_{25} = Coste_{fot} \cdot (1 + r)^n - Coste_{M,1} \cdot \sum_{n=1}^{25} (1 + IPC)^n \quad (219)$$

$$0 = 12.068 \cdot (1 + r)^n - 60,34 \cdot \sum_{n=1}^{25} (1 + 0,02)^n - 38.316 \quad (220)$$

$$0 = 12.068 \cdot (1 + r)^{25} - 3.077,34 \cdot (1,02^{25} - 1) - 38.316 \quad (221)$$

$$0 = 12.068 \cdot (1 + r)^{25} - 1.971,36 - 38.316 \quad (222)$$

$$0 = 12.068 \cdot (1 + r)^{25} - 40.287,36 \quad (223)$$

Realizando un cálculo iterado de esta expresión se obtiene un valor de r comprendido entre $r = 0.0482$ y $r = 0.0483$. Por tanto la rentabilidad obtenida sería de un **4,94 %**

5. PLIEGO DE CONDICIONES

5. PLIEGO DE CONDICIONES	131
5.1. OBJETO	133
5.2. GENERALIDADES.....	133
5.3. DEFINICIONES.....	134
5.4. DISEÑO	138
5.5. COMPONENTES Y MATERIALES	139
5.6. 5.6. RECEPCIÓN Y PRUEBAS	148
5.7. REQUERIMIENTOS TÉCNICOS DEL CONTRATO DE MANTENIMIENTO ...	149
ANEXO I: DIMENSIONADO DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO	153
ANEXO II: DOCUMENTACIÓN QUE SE DEBE INCLUIR EN LAS MEMORIAS	159

5.1. OBJETO

5.1.1 Fijar las condiciones técnicas mínimas que deben cumplir las instalaciones fotovoltaicas aisladas de la red, que por sus características estén comprendidas en el apartado segundo de este Pliego. 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.

5.1.2 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.

5.1.3 El ámbito de aplicación de este Pliego de Condiciones Técnicas (en lo que sigue, PCT) se aplica a todos los sistemas mecánicos, eléctricos y electrónicos que forman parte de las instalaciones.

5.1.4 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.

5.1.5 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.

5.2. GENERALIDADES

5.2.1 Este Pliego es de aplicación, en su integridad, a todas las instalaciones solares fotovoltaicas aisladas de la red destinadas a:

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

5.2.2 También podrá ser de aplicación a otras instalaciones distintas a las del apartado 5.2.1, siempre que tengan características técnicas similares.

5.2.3 En todo caso es de aplicación toda la normativa que afecte a instalaciones solares fotovoltaicas:

5.2.3.1 Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión (B.O.E. de 18-9-2002).

5.2.3.2 Código Técnico de la Edificación (CTE), cuando sea aplicable.

5.2.3.3 Directivas Europeas de seguridad y compatibilidad electromagnética.

5.3. DEFINICIONES

5.3.1 Radiación solar

5.3.1.1 Radiación solar Energía procedente del Sol en forma de ondas electromagnéticas.

5.3.1.2 Irradiancia

Densidad de potencia incidente en una superficie o la energía incidente en una superficie por unidad de tiempo y unidad de superficie. Se mide en kW/m^2 .

5.3.1.3 Irradiación

Energía incidente en una superficie por unidad de superficie y a lo largo de un cierto período de tiempo. Se mide en MJ/m^2 o kWh/m^2 .

5.3.1.4 Año Meteorológico Típico de un lugar (AMT)

Conjunto de valores de la irradiación horaria correspondientes a un año hipotético que se construye eligiendo, para cada mes, un mes de un año real cuyo valor medio mensual de la irradiación global diaria horizontal coincida con el correspondiente a todos los años obtenidos de la base de datos.

5.3.2 GENERADORES FOTOVOLTAICOS

5.3.2.1 Célula solar o fotovoltaica

Dispositivo que transforma la energía solar en energía eléctrica.

5.3.2.2 Célula de tecnología equivalente (CTE)

Célula solar cuya tecnología de fabricación y encapsulado es idéntica a la de los módulos fotovoltaicos que forman el generador fotovoltaico.

5.3.2.3 Módulo fotovoltaico

Conjunto de células solares interconectadas entre sí y encapsuladas entre materiales que las protegen de los efectos de la intemperie.

5.3.2.4 Rama fotovoltaica

Subconjunto de módulos fotovoltaicos interconectados, en serie o en asociaciones serie-paralelo, con voltaje igual a la tensión nominal del generador.

5.3.2.5 Generador fotovoltaico

Asociación en paralelo de ramas fotovoltaicas.

5.3.2.6 Condiciones Estándar de Medida (CEM)

Condiciones de irradiancia y temperatura en la célula solar, utilizadas como referencia para caracterizar células, módulos y generadores fotovoltaicos y definidas del modo siguiente:

- Irradiancia (GSTC): 1000 W/m^2
- Distribución espectral: AM 1,5 G
- Incidencia normal
- Temperatura de célula: $25 \text{ }^{\circ}\text{C}$

5.3.2.7 Potencia máxima del generador (potencia pico)

Potencia máxima que puede entregar el módulo en las CEM.

5.3.2.8 TONC

Temperatura de operación nominal de la célula, definida como la temperatura que alcanzan las células solares cuando se somete al módulo a una irradiancia de 800 W/m^2 con distribución espectral AM 1,5 G, la temperatura ambiente es de $20 \text{ }^{\circ}\text{C}$ y la velocidad del viento de 1 m/s .

5.3.3 ACUMULADORES DE PLOMO-ÁCIDO

5.3.3.1 Acumulador

Asociación eléctrica de baterías.

5.3.3.2 Batería

Fuente de tensión continua formada por un conjunto de vasos electroquímicos interconectados.

5.3.3.3 Autodescarga

Pérdida de carga de la batería cuando ésta permanece en circuito abierto. Habitualmente se expresa como porcentaje de la capacidad nominal, medida durante un mes, y a una temperatura de 20 °C.

5.3.3.4 Capacidad nominal: $C_{20}(\text{Ah})$

Cantidad de carga que es posible extraer de una batería en 20 horas, medida a una temperatura de 20 °C, hasta que la tensión entre sus terminales llegue a 1,8 V/vaso. Para otros regímenes de descarga se pueden usar las siguientes relaciones empíricas: $C_{100}/C_{20} \approx 1,25$, $C_{40}/C_{20} \approx 1,14$, $C_{20}/C_{10} \approx 1,17$.

5.3.3.5 Capacidad útil

Capacidad disponible o utilizable de la batería. Se define como el producto de la capacidad nominal y la profundidad máxima de descarga permitida, $PD_{\max}$.

5.3.3.6 Estado de carga

Cociente entre la capacidad residual de una batería, en general parcialmente descargada, y su capacidad nominal.

5.3.3.7 Profundidad de descarga (PD)

Cociente entre la carga extraída de una batería y su capacidad nominal. Se expresa habitualmente en %.

5.3.3.8 Régimen de carga (o descarga)

Parámetro que relaciona la capacidad nominal de la batería y el valor de la corriente a la cual se realiza la carga (o la descarga). Se expresa normalmente en horas, y se representa como un subíndice en el símbolo de la capacidad y de la corriente a la cuál se realiza la carga (o la descarga). Por ejemplo, si una batería de 100 Ah se descarga en 20 horas a una corriente de 5 A, se dice que el régimen de descarga es 20 horas ($C_{20} = 100 \text{ Ah}$) y la corriente se expresa como $I_{20} = 5 \text{ A}$.

5.3.3.9 Vaso

Elemento o celda electroquímica básica que forma parte de la batería, y cuya tensión nominal es aproximadamente 2 V.

5.3.4 REGULADORES DE CARGA

5.3.4.1 Regulador de carga

Dispositivo encargado de proteger a la batería frente a sobrecargas y sobredescargas. El regulador podrá no incluir alguna de estas funciones si existe otro componente del sistema encargado de realizarlas.

5.3.4.2 Voltaje de desconexión de las cargas de consumo

Voltaje de la batería por debajo del cual se interrumpe el suministro de electricidad a las cargas de consumo.

5.3.4.3 Voltaje final de carga

Voltaje de la batería por encima del cual se interrumpe la conexión entre el generador fotovoltaico y la batería, o reduce gradualmente la corriente media entregada por el generador fotovoltaico.

5.3.5 INVERSORES

5.3.5.1 Inversor

Convertidor de corriente continua en corriente alterna.

5.3.5.2 V_{RMS}

Valor eficaz de la tensión alterna de salida.

5.3.5.3 Potencia nominal (VA)

Potencia especificada por el fabricante, y que el inversor es capaz de entregar de forma continua.

5.3.5.4 Capacidad de sobrecarga

Capacidad del inversor para entregar mayor potencia que la nominal durante ciertos intervalos de tiempo.

5.3.5.5 Rendimiento del inversor

Relación entre la potencia de salida y la potencia de entrada del inversor. Depende de la potencia y de la temperatura de operación.

5.3.5.6 Factor de potencia

Cociente entre la potencia activa (W) y la potencia aparente (VA) a la salida del inversor.

5.3.5.7 Distorsión armónica total: THD (%)

Parámetro utilizado para indicar el contenido armónico de la onda de tensión de salida. Se define como:

$$THD (\%) = 100 \frac{\sqrt{\sum_{n=2}^{n=\infty} V_n^2}}{V_1} \quad (224)$$

donde V_1 es el armónico fundamental y V_n el armónico enésimo.

5.3.6 Cargas de consumo

5.3.6.1 Lámpara fluorescente de corriente continua

Conjunto formado por un balastro y un tubo fluorescente.

5.4. DISEÑO

5.4.1 ORIENTACIÓN, INCLINACIÓN Y SOMBRAS

5.4.1.1 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 tabla 5.1.

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

Tabla 5.1.

5.4.1.2 El cálculo de las pérdidas de radiación causadas por una inclinación y orientación del generador distintas a las óptimas se hará de acuerdo al apartado 5.3.2 del anexo I.

5.4.1.3 En aquellos casos en los que, por razones justificadas, no se verifiquen las condiciones del apartado 4.1.1, se evaluarán las pérdidas totales de radiación, incluyéndose el cálculo en la Memoria de Solicitud.

5.4.2 DIMENSIONADO DEL SISTEMA

5.4.2.1 Independientemente del método de dimensionado utilizado por el instalador, deberán realizarse los cálculos mínimos justificativos que se especifican en este PCT.

5.4.2.2 Se realizará una estimación del consumo de energía de acuerdo con el primer apartado del anexo I.

5.4.2.3 Se determinará el rendimiento energético de la instalación y el generador mínimo requerido ($P_{mp, min}$) para cubrir las necesidades de consumo según lo estipulado en el anexo I, apartado 3.4.

5.4.2.4 El instalador podrá elegir el tamaño del generador y del acumulador en función de las necesidades de autonomía del sistema, de la probabilidad de pérdida de carga requerida y de cualquier otro factor que quiera considerar. El tamaño del generador será, como máximo, un 20% superior al $P_{mp, min}$ calculado en 5.4.2.3. En aplicaciones especiales en las que se requieran probabilidades de pérdidas de carga muy pequeñas podrá aumentarse el tamaño del generador, justificando la necesidad y el tamaño en la Memoria de Solicitud.

5.4.2.5 Como norma general, la autonomía mínima de sistemas con acumulador será de tres días. Se calculará la autonomía del sistema para el acumulador elegido (conforme a la expresión del apartado 3.5 del anexo I). En aplicaciones especiales, instalaciones mixtas eólico-fotovoltaicas, instalaciones con cargador de baterías o grupo electrógeno de apoyo, etc. que no cumplan este requisito se justificará adecuadamente.

5.4.2.6 Como criterio general, se valorará especialmente el aprovechamiento energético de la radiación solar.

5.4.3 SISTEMA DE MONITORIZACIÓN

5.4.3.1 El sistema de monitorización, cuando se instale, proporcionará medidas, como mínimo, de las siguientes variables:

- Tensión y corriente CC del generador.
- Potencia CC consumida, incluyendo el inversor como carga CC.
- Potencia CA consumida si la hubiere, salvo para instalaciones cuya aplicación es exclusivamente el bombeo de agua.
- Contador volumétrico de agua para instalaciones de bombeo.
- Radiación solar en el plano de los módulos medida con un módulo o una célula de tecnología equivalente.
- Temperatura ambiente en la sombra.

5.4.3.2 Los datos se presentarán en forma de medias horarias. Los tiempos de adquisición, la precisión de las medidas y el formato de presentación de las mismas se hará conforme al documento del JRC-Ispra “Guidelines for the Assessment of Photovoltaic Plants – Document A”, Report EUR 16338 EN.

5.5. COMPONENTES Y MATERIALES

5.5.1 GENERALIDADES

5.5.1.1 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.

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

5.5.1.3 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 $50 V_{RMS}$ o $120 V_{cc}$. Se recomienda la utilización de equipos y materiales de aislamiento eléctrico de clase II.

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

5.5.1.5 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.

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

5.5.1.7 Se incluirá en la Memoria toda la información requerida en el anexo II.

5.5.1.8 En la Memoria de Diseño o Proyecto se incluirá toda la información del apartado 5.5.1.7, 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.

5.5.1.9 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.

5.5.2 GENERADORES FOTOVOLTAICOS

5.5.2.1 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.

5.5.2.2 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.

5.5.2.3 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.

5.5.2.3.1 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.

5.5.2.3.2 Los marcos laterales, si existen, serán de aluminio o acero inoxidable.

5.5.2.3.3 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.

5.5.2.3.4 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.

5.5.2.4 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.

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

5.5.2.6 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.

5.5.3 ESTRUCTURA DE SOPORTE

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

5.5.3.2 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.

5.3.3 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).

5.5.3.4 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.

5.5.3.5 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.

5.5.3.6 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.

5.5.3.7 Los topes de sujeción de módulos, y la propia estructura, no arrojarán sombra sobre los módulos.

5.5.3.8 En el caso de instalaciones integradas en cubierta que hagan las veces de la cubierta del edificio, el diseño de la estructura y la estanquidad entre módulos se ajustará a las exigencias del Código Técnico de la Edificación y a las técnicas usuales en la construcción de cubiertas.

5.5.3.9 Si está construida con perfiles de acero laminado conformado en frío, cumplirá la Norma MV102 para garantizar todas sus características mecánicas y de composición química.

5.5.3.10 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.

5.5.4 ACUMULADORES DE PLOMO-ÁCIDO

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

5.5.4.2 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.

5.5.4.3 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 %.

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

5.5.4.5 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.

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

5.5.4.7 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.

5.5.4.8 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.

5.5.4.9 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

5.5.5 REGULADORES DE CARGA

5.5.5.1 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.

5.5.5.2 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 (ver 5.5.4.3). 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.

5.5.5.3 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.

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

5.5.5.5 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: un 25% superior a la corriente de cortocircuito del generador fotovoltaico en CEM.
- Corriente en la línea de consumo: un 25 % superior a la corriente máxima de la carga de consumo.

5.5.5.6 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.

5.5.5.7 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.

5.5.5.8 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.

5.5.5.9 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.

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

5.5.5.11 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

5.5.6 INVERSORES

5.5.6.1 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.

5.5.6.2 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.

5.5.6.3 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 5.4. 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.

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

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

$$V_{\text{NOM}} \pm 5 \%, \text{ siendo } V_{\text{NOM}} = 220 V_{\text{RMS}} \text{ o } 230 V_{\text{RMS}} \quad (225) \\ 50 \text{ Hz} \pm 2\%$$

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

5.5.6.7 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.

5.5.6.8 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.

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

5.5.6.10 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).

5.5.6.11 El rendimiento del inversor con cargas resistivas será superior a los límites especificados en la tabla 5.2.

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

Tabla 5.2.

(*) 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.

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

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

5.5.7 CARGAS DE CONSUMO

5.5.7.1 Se recomienda utilizar electrodomésticos de alta eficiencia.

5.5.7.2 Se utilizarán lámparas fluorescentes, preferiblemente de alta eficiencia. No se permitirá el uso de lámparas incandescentes.

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

5.5.7.4 En ausencia de un procedimiento reconocido de cualificación 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 ciclado: 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.

5.5.7.5 Se recomienda que no se utilicen cargas para climatización.

5.5.7.6 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.

5.5.7.7 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.

5.5.7.8 Para sistemas de bombeo de agua:

5.5.7.8.1 Los sistemas de bombeo con generadores fotovoltaicos de potencia nominal superior a 500 W tendrán un contador volumétrico para medir el volumen de agua bombeada.

5.5.7.8.2 Las bombas estarán protegidas frente a una posible falta de agua, ya sea mediante un sistema de detección de la velocidad de giro de la bomba, un detector de nivel u otro dispositivo dedicado a tal función.

5.5.7.8.3 Las pérdidas por fricción en las tuberías y en otros accesorios del sistema hidráulico serán inferiores al 10% de la energía hidráulica útil proporcionada por la motobomba.

5.5.7.8.4 Deberá asegurarse la compatibilidad entre la bomba y el pozo. En particular, el caudal bombeado no excederá el caudal máximo extraíble del pozo cuando el generador fotovoltaico trabaja en CEM. Es responsabilidad del instalador solicitar al propietario del pozo un estudio de caracterización del mismo. En ausencia de otros procedimientos se puede seguir el que se especifica en el anexo I.

5.5.8 CABLEADO

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

5.5.8.2 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.

5.5.8.3 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.

5.5.8.4 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.

5.5.8.5 Los cables de exterior estarán protegidos contra la intemperie.

5.5.9 PROTECCIONES Y PUESTA A TIERRA

5.5.9.1 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.

5.5.9.2 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.

5.5.9.3 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.

5.6. RECEPCIÓN Y PRUEBAS

5.6.1 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.

5.6.2 Las pruebas a realizar por el instalador, con independencia de lo indicado con anterioridad en este PCT, serán, como mínimo, las siguientes:

5.6.2.1 Funcionamiento y puesta en marcha del sistema.

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

5.6.3 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:

5.6.3.1 Entrega de la documentación requerida en este PCT.

5.6.3.2 Retirada de obra de todo el material sobrante.

5.6.3.3 Limpieza de las zonas ocupadas, con transporte de todos los desechos a vertedero.

5.6.4 Durante este período el suministrador será el único responsable de la operación del sistema, aunque deberá adiestrar al usuario.

5.6.5 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.

5.6.6 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.

5.7. REQUERIMIENTOS TÉCNICOS DEL CONTRATO DE MANTENIMIENTO

5.7.1 GENERALIDADES

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

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

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

5.7.2 PROGRAMA DE MANTENIMIENTO

5.7.2.1 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.

5.7.2.2 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

5.7.2.3 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.

5.7.2.4 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 los plazos indicados en el apartado 7.3.5.2, y cada vez que el usuario lo requiera por avería grave en la instalación.
- El análisis y presupuestación 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.

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

5.7.2.6 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.

5.7.2.7 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.

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

5.7.3 GARANTÍAS

5.7.3.1 Ámbito general de la garantía:

5.7.3.1.1 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.

5.7.3.1.2 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.

5.7.3.2 Plazos:

5.7.3.2.1 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.

5.7.3.2.2 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.

5.7.3.3 Condiciones económicas:

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

5.7.3.3.2 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.

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

5.7.3.3.4 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.

5.7.3.4 Anulación de la garantía:

5.7.3.4.1 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 en las condiciones del último punto del apartado 5.7.3.3.4.

5.7.3.5 Lugar y tiempo de la prestación:

5.7.3.5.1 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.

5.7.3.5.2 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.

5.7.3.5.3 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.

5.7.3.5.4 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.

ANEXO I: DIMENSIONADO DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO

I. Estimación del consumo diario de energía

I.1 Generalidades

I.1.1 La estimación correcta de la energía consumida por el sistema fotovoltaico sólo es sencilla en aquellas aplicaciones en las que se conocen exactamente las características de la carga (por ejemplo, sistemas de telecomunicación). Sin embargo, en otras aplicaciones, como puede ser la electrificación de viviendas, la tarea no resulta fácil pues intervienen multitud de factores que afectan al consumo final de electricidad: tamaño y composición de las familias (edad, formación, etc.), hábitos de los usuarios, capacidad para administrar la energía disponible, etc.

I.1.2 El objeto de este apartado es estimar la energía media diaria consumida por el sistema, ED (Wh/día).

I.1.3 El cálculo de la energía consumida incluirá las pérdidas diarias de energía causadas por el autoconsumo de los equipos (regulador, inversor, etc.).

I.1.4 El consumo de energía de las cargas incluirá el servicio de energía eléctrica ofrecido al usuario para distintas aplicaciones (iluminación, TV, frigorífico, bombeo de agua, etc.).

I.1.5 Para propósitos de dimensionado del acumulador, se calculará el consumo medio diario en Ah/día, L_D , como:

$$L_D \text{ (Ah/día)} = \frac{E_D \text{ (Wh/día)}}{V_{NOM} \text{ (V)}} \quad (226)$$

donde V_{NOM} (V) es la tensión nominal del acumulador.

I.1.6 Los parámetros requeridos en la Memoria de Solicitud para una aplicación destinada al bombeo de agua serán calculados por el instalador usando los métodos y herramientas que estime oportunos. En su defecto, el apartado 2 describe un procedimiento aproximado de cálculo que permite considerar las características dinámicas del pozo.

II. Dimensionado del sistema

II.1 Generalidades

II.1.1 El objeto de este apartado es evaluar el dimensionado del generador fotovoltaico llevado a cabo por el instalador, con independencia de los métodos que el instalador utilice para esta tarea.

II.1.2 Para ello se le pedirá que indique la eficiencia energética esperada para la instalación.

II.2 Definiciones

II.2.1 Ángulo de inclinación β .

Ángulo que forma la superficie de los módulos con el plano horizontal (figura 1). Su valor es 0° para módulos horizontales y 90° para verticales.

II.2.2 Ángulo de azimut α

Ángulo entre la proyección sobre el plano horizontal de la normal a la superficie del módulo y el meridiano del lugar (figura 2). Valores típicos son 0° para módulos orientados al sur, -90° para módulos orientados al este y $+90^\circ$ para módulos orientados al oeste.

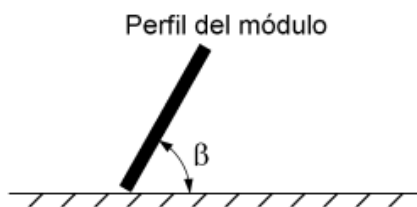


Fig. 1

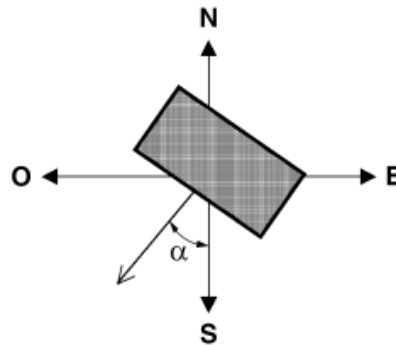


Fig. 2

II.2.3 $G_{dm}(0)$.

Valor medio mensual o anual de la irradiación diaria sobre superficie horizontal en $\text{kWh}/(\text{m}^2 \cdot \text{día})$.

II.2.4 $G_{dm}(\alpha_{opt}, \beta_{opt})$

Valor medio mensual o anual de la irradiación diaria sobre el plano del generador orientado de forma óptima ($\alpha_{opt}, \beta_{opt}$), en $\text{kWh}/(\text{m}^2 \cdot \text{día})$. Se considera orientación óptima aquella que hace que la energía colectada sea máxima en un período

II.2.5 $G_{dm}(\alpha, \beta)$

II.2.6. Factor de irradiación (FI).

Valor medio mensual de la irradiación diaria sobre el plano del generador en kWh/(m²/día) y en el que se hayan descontado las pérdidas por sombreado.

II.2.7 Factor de sombreado (FS).

Porcentaje de radiación incidente sobre el generador respecto al caso de ausencia total de sombras. Las pérdidas por sombreado vienen dadas por $(1 - FS)$.

II.2.8 Rendimiento energético de la instalación o “performance ratio”, PR

Eficiencia de la instalación en condiciones reales de trabajo para el período de diseño, de acuerdo con la ecuación:

$$PR = \frac{E_D G_{CEM}}{G_{dm}(\alpha, \beta) P_{mp}} \quad (227)$$

$$G_{CEM} = 1 \text{ kW/m}^2$$

P_{mp} : Potencia pico del generador (kWp)

E_D : Consumo expresado en kWh/día.

Este factor considera las pérdidas en la eficiencia energética debido a:

- La temperatura.
- El cableado.
- Las pérdidas por dispersión de parámetros y suciedad.
- Las pérdidas por errores en el seguimiento del punto de máxima potencia.
- La eficiencia energética, η_{rb} , de otros elementos en operación como el regulador, batería, etc.
- La eficiencia energética del inversor, η_{inv}
- Otros.

Valores típicos son, en sistemas con inversor, $PR \approx 0,7$ y, con inversor y batería, $PR \approx 0,6$. A efectos de cálculo y por simplicidad, se utilizarán en sistemas con inversor $PR =$

0,7 y con inversor y batería $PR = 0,6$. Si se utilizase otro valor de PR , deberá justificarse el valor elegido desglosando los diferentes factores de pérdidas utilizados para su estimación.

En caso de acoplo directo de cargas al generador (por ejemplo, una bomba), se hará un cálculo justificativo de las pérdidas por desacoplo del punto de máxima potencia.

II.3 Procedimiento

II.3.1 Período de diseño

Se establecerá un período de diseño para calcular el dimensionado del generador en función de las necesidades de consumo y la radiación. Se indicará cuál es el período para el que se realiza el diseño y los motivos de la elección. Algunos ejemplos son:

- En escenarios de consumo constante a lo largo del año, el criterio de “mes peor” corresponde con el de menor radiación.
- En instalaciones de bombeo, dependiendo de la localidad y disponibilidad de agua, el “mes peor” corresponde a veces con el verano.
- Para maximizar la producción anual, el período de diseño es todo el año.

II.3.2 Orientación e inclinación óptimas. Pérdidas por orientación e inclinación

Se determinará la orientación e inclinación óptimas ($\alpha = 0^\circ$, β_{opt}) para el período de diseño elegido. En la tabla 5.3. se presentan períodos de diseño habituales y la correspondiente inclinación (β) del generador que hace que la colección de energía sea máxima.

<i>Periodo de diseño</i>	β_{opt}	$K = \frac{G_{dm}(\alpha=0, \beta_{opt})}{G_{dm}(0)}$
Diciembre	$\phi + 10$	1,7
Julio	$\phi - 20$	1
Anual	$\phi - 10$	1,15

ϕ = Latitud del lugar en grados

Tabla 5.3.

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 ($\alpha = 0^\circ$, β_{opt}). 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:

$$\begin{aligned} FI &= 1 - [1,2 \times 10^{-4} (\beta - \beta_{\text{opt}})^2 + 3,5 \times 10^{-5} \alpha^2] && \text{para } 15^\circ < \beta < 90^\circ \\ FI &= 1 - [1,2 \times 10^{-4} (\beta - \beta_{\text{opt}})^2] && \text{para } \beta \leq 15^\circ \end{aligned} \quad (228)$$

[Nota: α, β se expresan en grados]

II.3.3 Irradiación sobre el generador

Deberán presentarse los siguientes datos:

$$G_{\text{dm}}(0)$$

Obtenida a partir de alguna de las siguientes fuentes:

- Instituto Nacional de Meteorología
- Organismo autonómico oficial

$$G_{\text{dm}}(\alpha, \beta)$$

Calculado a partir de la expresión:

$$G_{\text{dm}}(\alpha, \beta) = G_{\text{dm}}(0) \cdot K \cdot FI \cdot FS \quad (229)$$

donde:

$$K = \frac{G_{\text{dm}}(\alpha=0, \beta_{\text{opt}})}{G_{\text{dm}}(0)} \quad (230)$$

Este parámetro puede obtenerse de la tabla 5.3. para el período de diseño elegido.

II.3.4 Dimensionado del generador

El dimensionado mínimo del generador, en primera instancia, se realizará de acuerdo con los datos anteriores, según la expresión:

$$P_{mp,min} = \frac{E_D G_{CEM}}{G_{dm}(\alpha, \beta) PR} \quad (231)$$

$$G_{CEM} = 1 \text{ kW/m}^2$$

E_D : Consumo expresado en kWh/día.

Para el cálculo, se utilizarán los valores de PR especificados en el punto 2.8 de este anexo.

II.3.5 Diseño del sistema

El instalador podrá elegir el tamaño del generador y del acumulador en función de las necesidades de autonomía del sistema, de la probabilidad de pérdida de carga requerida y cualquier otro factor que quiera considerar, respetando los límites estipulados en el PCT:

- La potencia nominal del generador será, como máximo, un 20 % superior al valor P para el caso general (ver 4.2.4 de este PTC).
- La autonomía mínima del sistema será de tres días.
- Como caso general, la capacidad nominal de la batería no excederá en 25 veces la corriente de cortocircuito en CEM del generador fotovoltaico.

La autonomía del sistema se calculará mediante la expresión:

$$A = \frac{C_{20} PD_{max}}{L_D} \eta_{inv} \eta_{rb} \quad (232)$$

Donde:

A = Autonomía del sistema en días

C20 = Capacidad del acumulador en Ah (*)

PDmax = Profundidad de descarga máxima

η_{inv} = Rendimiento energético del inversor

η_{rb} = Rendimiento energético del acumulador + regulador

LD = Consumo diario medio de la carga en Ah

ANEXO II: DOCUMENTACIÓN QUE SE DEBE INCLUIR EN LAS MEMORIAS

II.1. Consumo diario de energía eléctrica

<i>Servicio</i>	<i>Energía diaria (Wh/día)</i>
E_D (Wh/día)	

Tabla 5.4.

II.2. Dimensionado del generador

<i>Parámetro</i>	<i>Unidades</i>	<i>Valor</i>	<i>Comentario</i>
Localidad			
Latitud ϕ			
E_D	kWh/día		Consumo de la carga
Periodo diseño			Razón:
$(\alpha_{opt}, \beta_{opt})$			
(α, β)			
$G_{an}(0)$	kWh/(m ² ·día)		Fuente:
FI			$FI = 1 - [1,2 \times 10^{-4} (\beta - \beta_{opt})^2 + 3,5 \times 10^{-5} \alpha^2]$
FS			Causa:
PR			
$G_{an}(\alpha, \beta)$	kWh/(m ² ·día)		$G_{an}(\alpha, \beta) = G_{an}(0) \cdot K \cdot FI \cdot FS$
$P_{mp, min}$	kWp		$P_{mp, min} = \frac{E_D \cdot G_{CEM}}{G_{an}(\alpha, \beta) \cdot PR}$

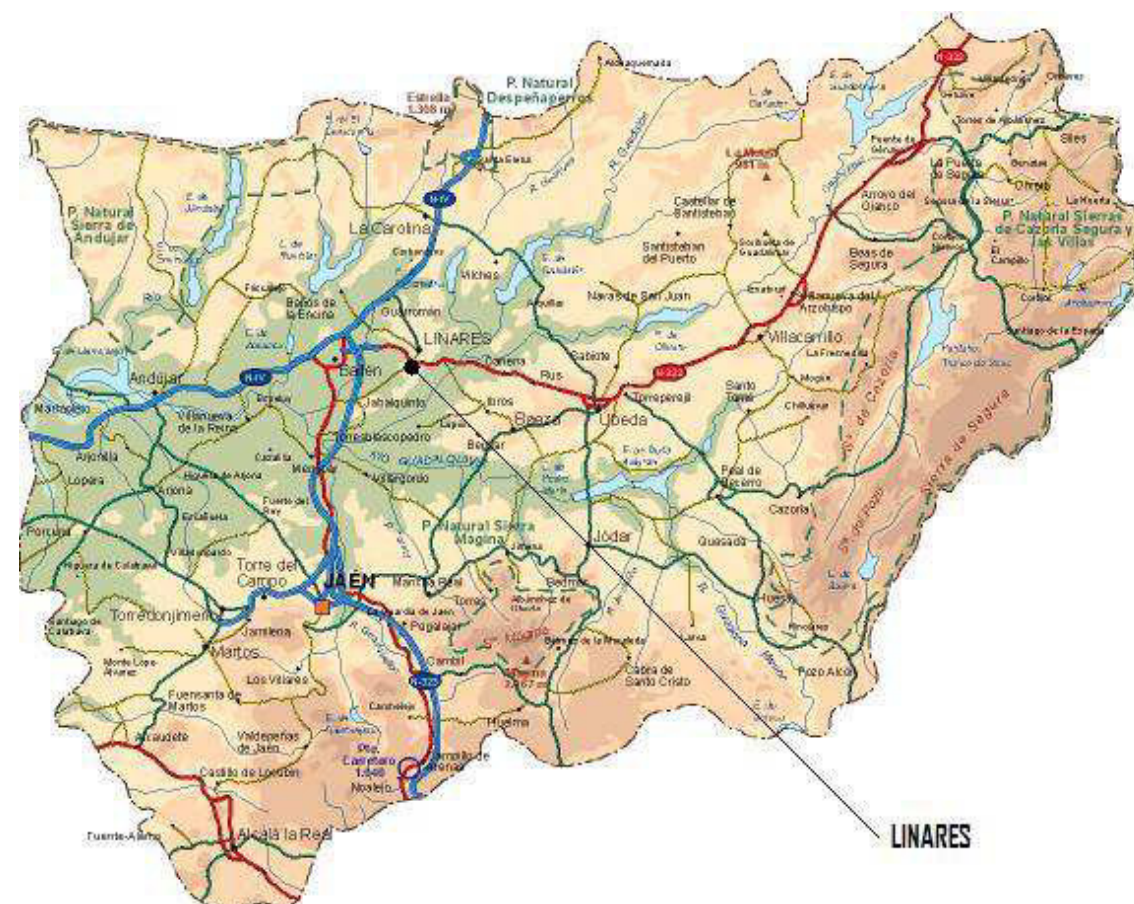
Tabla 5.5.

II.3. Dimensionado final del sistema

Parámetro	Unidades	Valor	Comentario
P_{mp}	Wp		Potencia pico del generador
C_{20}	Ah		Capacidad nominal del acumulador
PD_{max}			Profundidad de descarga máx. permitida por el regulador
η_{inv}			Rendimiento energético del inversor
η_{rb}			Rendimiento energético del regulador-acumulador
V_{NOM}	V		Tensión nominal del acumulador
L_D	Ah		Consumo diario de la carga ($L_D = E_D / V_{NOM}$)
A	Días		Autonomía: $A = \frac{C_{20} PD_{max}}{L_D} \eta_{inv} \eta_{rb}$
C_{20}/I_K	h		$C_{20}/I_K < 25$ para el caso general

Tabla 5.6.

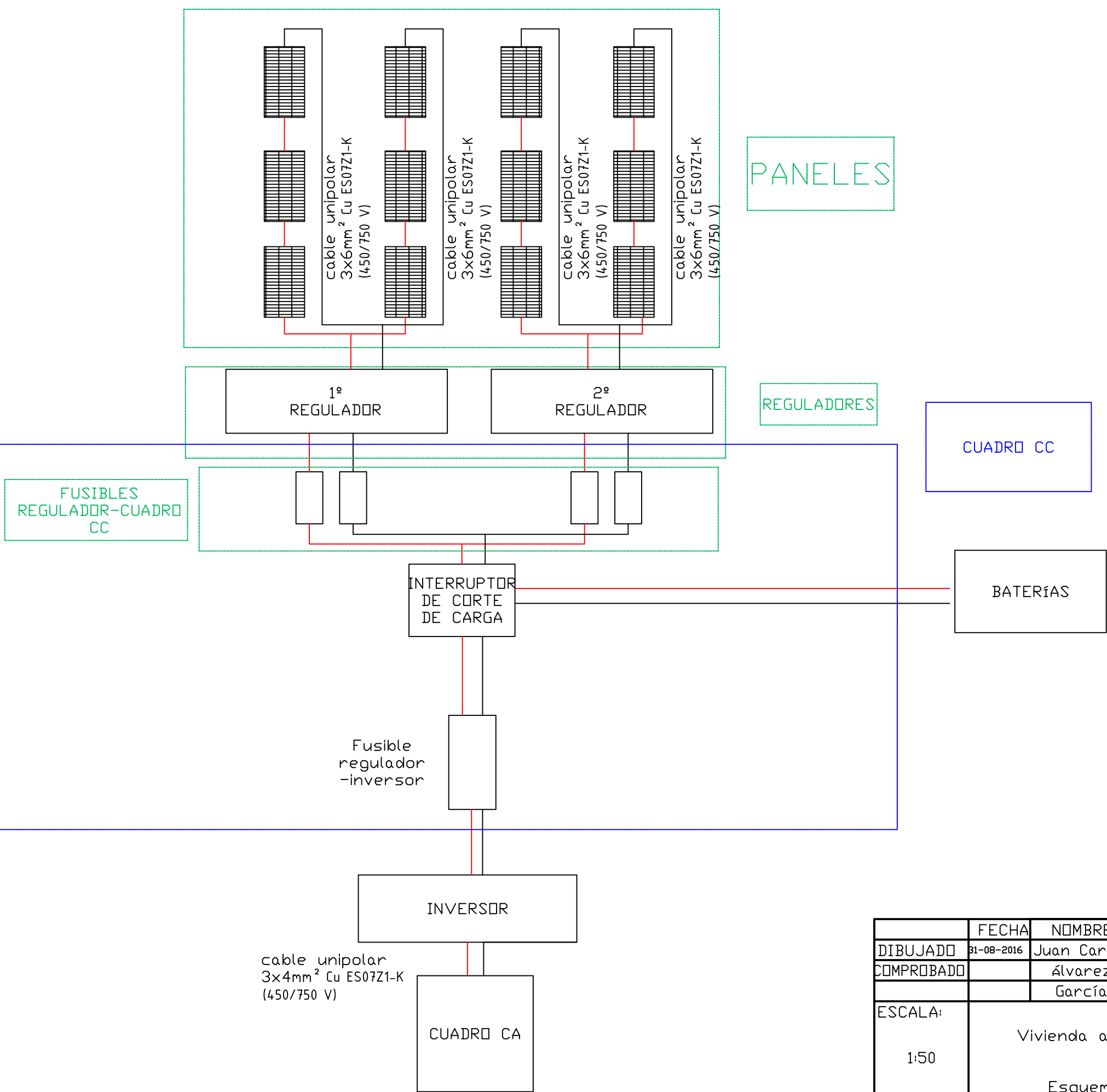
6. PLANOS



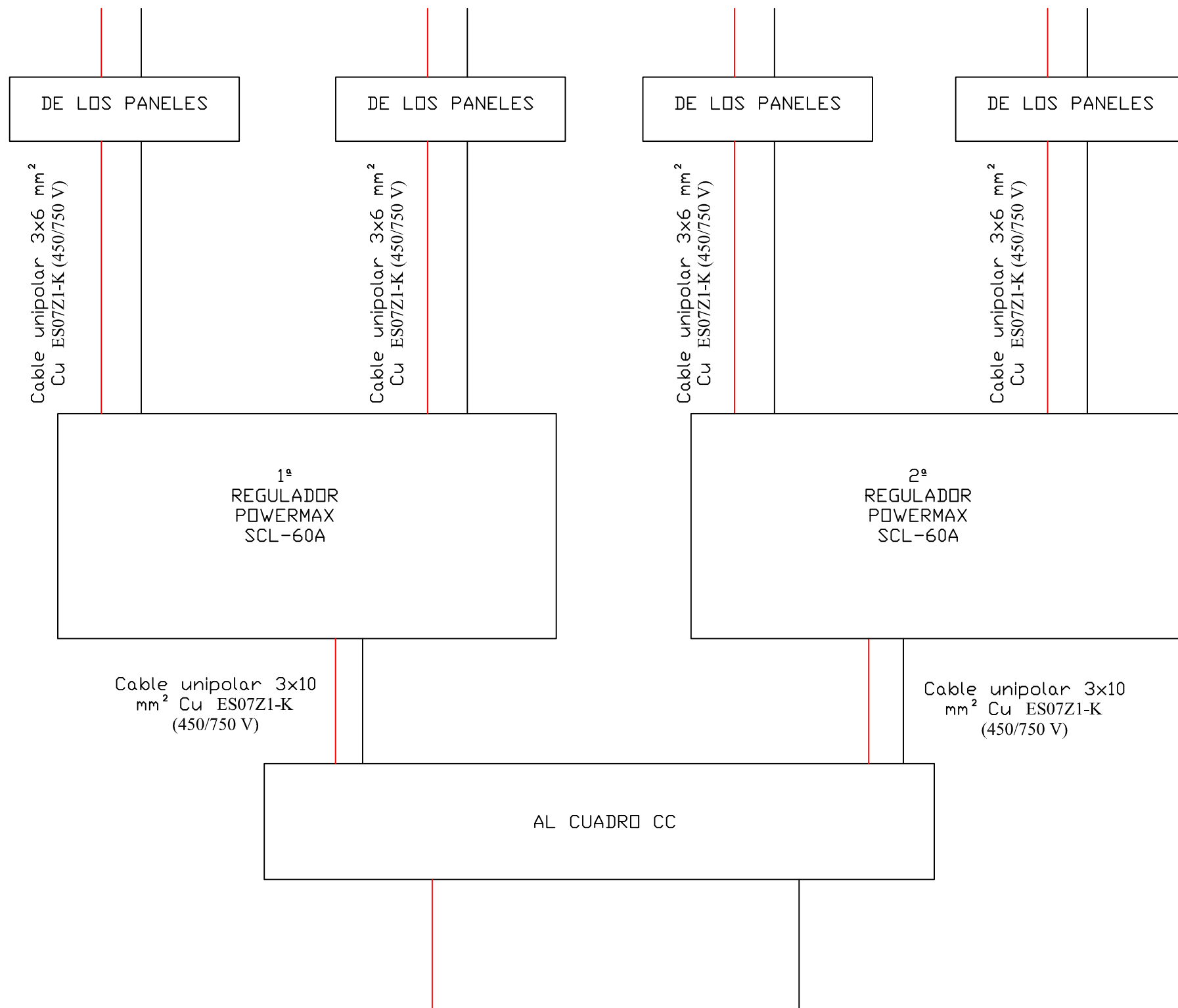
	FECHA	NOMBRE	FIRMA	ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR LINARES
DIBUJADO	11-08-2016	Juan Carlos		
COMPROBADO		Álvarez		
		García		
ESCALA	Vivienda alimentada con energías renovables Mapa de situación			Nº PLANO 1/5
1:800.000				SUSTITUYE A:
				SUSTITUIDO POR:



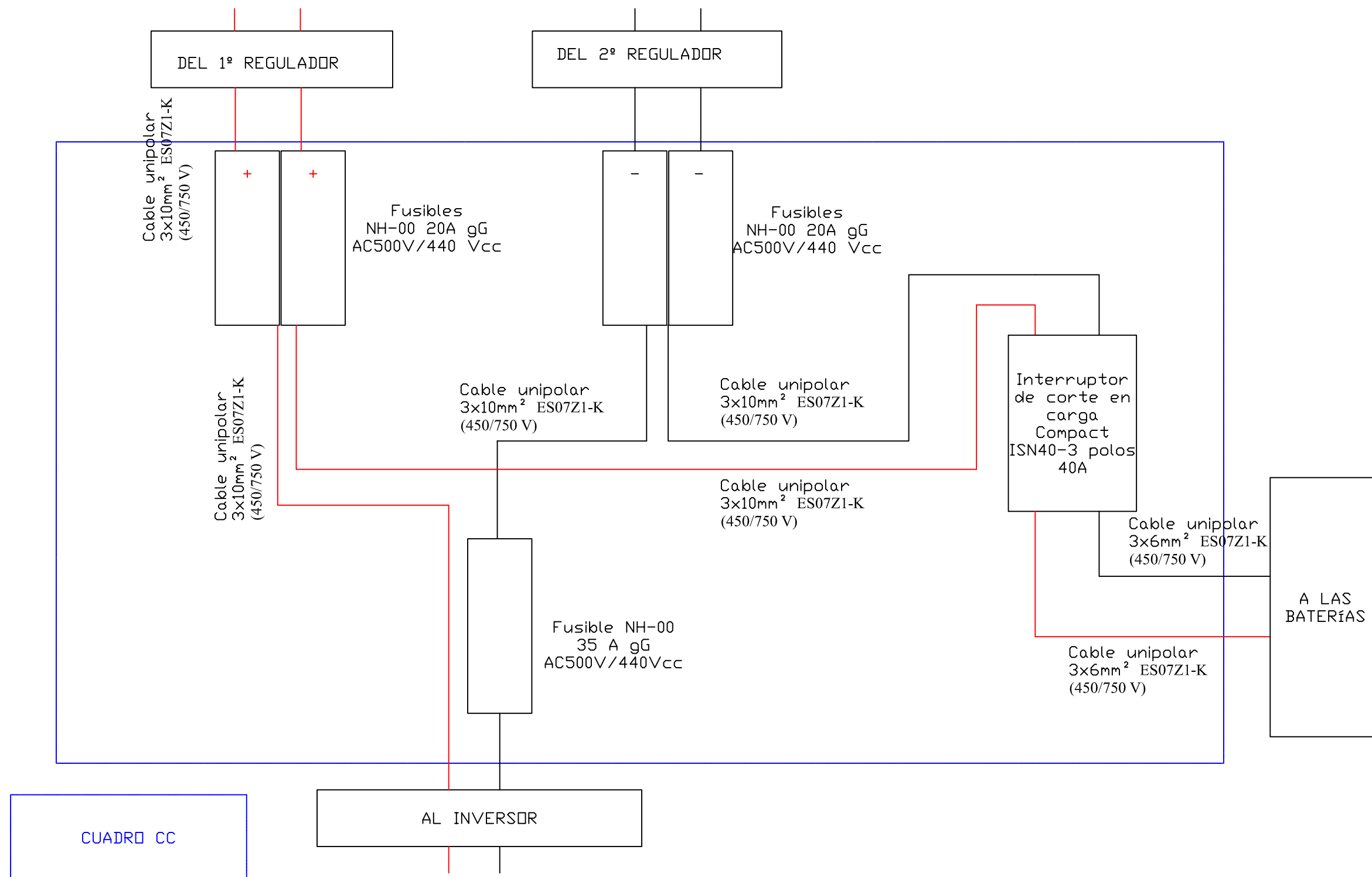
	FECHA	NOMBRE	FIRMA	ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR LINARES
DIBUJADO	31-08-2016	Juan Carlos		
COMPROBADO		Álvarez		
		García		
ESCALA:	Vivienda alimentada con energías renovables Planos de la vivienda			Nº PLANO 2/5
1:50				SUSTITUYE A:
				SUSTITUIDO POR:



	FECHA	NOMBRE	FIRMA	ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR LINARES
DIBUJADO	31-08-2016	Juan Carlos		
COMPROBADO		Álvarez		
		García		
ESCALA:	Vivienda alimentada con energías renovables Esquema eléctrico general			Nº PLANO 3/5
1:50				SUSTITUYE A:
				SUSTITUIDO POR:



	FECHA	NOMBRE	FIRMA	ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR LINARES
DIBUJADO	31-08-2016	Juan Carlos		
COMPROBADO		Álvarez		
		García		
ESCALA:	Vivienda alimentada con energías renovables Esquema eléctrico. REGULADORES			Nº PLANO 4/5
1:50				SUSTITUYE A:
				SUSTITUIDO POR:



	FECHA	NOMBRE	FIRMA	ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR LINARES	
DIBUJADO	31-08-2016	Juan Carlos			
COMPROBADO		Álvarez			
		García			
ESCALA:	Vivienda alimentada con energías renovables Esquema eléctrico-Cuadro CC				Nº PLANO 5/5
1:50					SUSTITUYE A:
					SUSTITUIDO POR:

7. BIBLIOGRAFÍA

- (1) “Consumos del Sector Residencial en España.” IDAE.
- (2) Curso Censolar: Instalaciones de Energía solar.
- (3) http://www.ree.es/sites/default/files/downloadable/el_suministro_de_la_electricidad.pdf
- (4) <http://www.blogenergiasostenible.com/como-calcular-consumo-electricidad/>
- (5) <http://www.volani-designs.com/productos-led/>
- (6) <http://energias-renovables-y-limpias.blogspot.com.es/2012/08/como-calcular-nuestro-consumo-electrico.html>
- (7) [Cálculos en la instalaciones de nuestra vivienda:](#)
http://e-educativa.catedu.es/44700165/aula/archivos/repositorio/1000/1107/html/2_cculos_en_la_instalacion
- (8) [Guía para calcular el consumo eléctrico doméstico:](#)
<http://es.slideshare.net/cruizgaray/gua-para-calcular-el-consumo-elctrico-domstico>
- (9) <http://superhogar.es/service/compra/>
- (10) <http://www.electrocalculator.com/index.php>
- (11) <http://es.climate-data.org/location/57058/>
- (12) <http://javiersevillano.es/clima/Mensual.php>
- (13) www.solarmat.es
- (14) www.schneider-electric.es
- (15) www.kps-soluciones.es
- (16) www.sumidelec.com
- (17) www.autosolar.es
- (18) www.ecofener.com