
Diseños y cálculos

**unidad
didáctica5**

1. Dimensionado de la instalación

Cuando se realiza el cálculo del dimensionado de una instalación fotovoltaica, ha de tenerse en cuenta de qué tipo de instalación se trata: cuando se diseñan instalaciones aisladas de la red, el objetivo es garantizar el suministro de energía eléctrica; cuando se trata de instalaciones conectadas a la red, el objetivo es maximizar la producción de electricidad solar.

El procedimiento básico de cálculo del dimensionado de este tipo de instalaciones puede dividirse en tres pasos:

- Primero hay de estimar la demanda energética.
- Segundo, la aportación del sistema solar.
- Tercero, a partir de los datos anteriores, establecer la potencia del campo generador.

Esto se hará teniendo en cuenta los **valores medios diarios** de la demanda energética, la aportación del sistema solar y el rendimiento de la instalación. Con estos valores se establecerá un cálculo mensual y anual.

La relación entre la demanda de energía del sistema y la energía aportada por el sol nos va a servir para dimensionar las instalaciones aisladas.

1.1. Cálculo de la demanda energética

La estimación de la demanda de energía no es fácil, ya que existen numerosos factores que afectan al consumo final de electricidad. Las condiciones de uso de

las instalaciones fotovoltaicas presentan una gran diversidad en función y aplicación:

- Electrificación de viviendas y edificios.
- Alumbrado público.
- Aplicaciones agropecuarias, bombeo y tratamiento de agua, etc.

Los datos de consumo se obtienen principalmente a partir de los valores medidos en años anteriores, obtenidos de la lectura de contadores, facturas eléctricas, etc., y calculando a partir de las especificaciones de potencia eléctrica de los equipos de corriente alterna y continua que se pretenden alimentar y las horas de funcionamiento diarias.

CONSUMO MEDIO DE APARATOS DOMÉSTICOS			
APARATO	POTENCIA (W)		TIEMPO DE USO
	CA	CC	(horas/día)
Iluminación de dormitorio	20	13	1
Iluminación de cuartos de baño	20	13	2
Iluminación cocina	20	13	3
Iluminación salón	40	13	7
Lavadora	1.600	-	0,5
Lavadora en frío	300	-	0,2
Lavavajillas	1.600	-	1
Frigorífico	100	-	24
Microondas	850	-	1
Vitrocerámica	1.000-3.000	-	1
Plancha	1.500	-	1

CONSUMO MEDIO DE APARATOS DOMÉSTICOS			
APARATO	POTENCIA (W)		TIEMPO DE USO
	CA	CC	(horas/día)
Aspirador	1.500	-	0,5
Pequeños electrodomésticos	300	-	1
Televisor	45-90	-	4
Equipo Hi-Fi	150	-	1
Vídeo	90	-	1
Ordenador	100	-	1

Para cada mes se estima en consumo medio diario, para lo que pueden seguirse los siguientes pasos:

Realizar un inventario de los diferentes equipos de corriente alterna y de corriente continua, indicando su potencia y el tiempo de utilización diaria estimado para cada uno de ellos.

Una vez que tengamos establecido cuáles van a ser los consumos diarios de cada equipo, calculamos el total de cada tipo de corriente. El consumo diario total vendrá dado por la suma del consumo de corriente alterna y continua. En las instalaciones que incluyan regulador y/o inversores, se tendrá en cuenta el rendimiento del mismo. El consumo total diario vendrá dado por la expresión:

$$E_d = \left(\frac{E_{cc}}{\eta_{reg}} + \frac{E_{ca}}{\eta_{reg} \cdot \eta_{inv}} \right)$$

donde

E_d = consumo diario total, en Wh/día.

E_{cc} = consumo diario de energía en continua, en Wh/día.

Energía solar fotovoltaica

Diseños y cálculos

E_{ca} = consumo diario de energía en alterna, en Wh/día.

η_{reg} = rendimiento del regulador en tanto por uno.

η_{inv} = rendimiento del inversor en tanto por uno.

CÁLCULO DE LA DEMANDA DE CONSUMO EN CA			
MES			
Equipo	Potencia P_{ca_i} (W) (1)	Tiempo de utilización Horas/Día (2)	Consumo diario E_{ca_i} (Wh/día) (3) = (1) x (2)
			(3)
			(3)'
			(3)''
	Consumo total alterna E_{ca} (Wh/día)		(4) = (3) + (3)' + ...
	Rendimiento inversor η_{inv} (tanto por uno)		(5)
	Rendimiento regulador η_{reg} (tanto por uno)		(6)
	Consumo total alterna con pérdidas $E_{ca} / \eta_{inv} \eta_{reg}$ (Wh/día)		(7) = (4) / (5) x (6)

CÁLCULO DE LA DEMANDA DE CONSUMO EN CC			
MES			
Equipo	Potencia P_{cc_i} (W) (8)	Tiempo de utilización Horas/Día (9)	Consumo diario E_{cc_i} (Wh/día) (10) = (8) x (9)
			(10)
			(10)'
			(10)''
	Consumo total continua E_{cc} (Wh/día)		(11) = (10) + (10)' + ...
	Rendimiento regulador η_{reg} (tanto por uno)		(6)
	Consumo total continua con pérdidas E_{cc}/η_{reg} (Wh/día)		(12) = (11) / (6)
VALORES TOTALES			
	Consumo total diario E_d (Wh/día)		(13) = (7) + (12)
	Utilización mensual, días/mes		(14)
	Consumo total mensual E_m (Wh/mes)		(15) = (13) x (14)

Una vez calculado el consumo diario, se procede al cálculo mensual, teniendo en cuenta los días de utilización al mes. Para el ciclo anual, los resultados obtenidos se presentarán en Ah/mes.

1.2. Evaluación del aporte solar

Para evaluar la energía aportada es necesario conocer la radiación solar incidente por m² de panel fotovoltaico orientado hacia el sur y con un ángulo de inclinación β respecto a la horizontal.

La radiación solar sobre la superficie horizontal (R_0) se buscará en las Tablas de Radiación, en las que se muestran para diferentes lugares el valor medio de la radiación diaria sobre la superficie horizontal en kWh/m². Debe escogerse el valor de la zona más próxima a donde vaya a ubicarse la instalación. Si se consideran superficies inclinadas y con unos determinados valores de inclinación y elevación, los valores obtenidos de las tablas deben multiplicarse por un factor de corrección (k_β). Se obtiene así el valor R_β .

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

donde

β = ángulo de inclinación del panel fotovoltaico respecto a la horizontal.

R_0 = valor medio mensual de la radiación diaria sobre la superficie horizontal en, kWh/m²día.

R_β = valor medio mensual de la radiación diaria sobre el panel fotovoltaico con un ángulo de inclinación β en, kWh/m²día.

k_β = coeficiente corrector en función del ángulo de inclinación β .

RADIACIÓN EN ESPAÑA SOBRE UNA SUPERFICIE HORIZONTAL (en KWh/m²/días)													
MES	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	
CIUDAD													
ÁLAVA	1,3	1,9	3,1	3,6	4,1	4,6	5	4,8	4	2,6	1,5	1,1	
ALBACETE	1,9	2,9	4,2	5,3	5,9	7	7,4	6,4	5,2	3,4	2,3	1,8	
ALICANTE	2,4	3,3	4,5	5,2	6,4	6,9	7,2	6,2	5,1	3,8	2,7	2,1	
ALMERÍA	2,8	3,4	4,6	5,4	6,4	6,8	7	6,2	5,1	3,9	2,8	2,2	

RADIACIÓN EN ESPAÑA SOBRE UNA SUPERFICIE HORIZONTAL (en KWh/m²/días)												
MES	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
CIUDAD												
ASTURIAS	1,5	2,1	2,9	3,4	4,2	4,2	4,7	4,1	3,4	2,7	1,6	1,3
ÁVILA	1,7	2,5	3,8	4,9	5,4	6,2	7,4	7	5,2	3,1	1,9	1,4
BADAJOS	1,8	2,8	3,8	5,2	6,1	6,8	7,2	6,6	5	3,4	2,3	4,4
BALEARES	2	3	4	4,5	5,8	6,3	6,7	5,7	4,6	3,4	2,8	1,8
BARCELONA	1,8	2,6	3,6	4,5	5,2	5,6	6	5	4,1	3	2	1,6
BURGOS	1,4	2,2	3,4	4,4	5,2	6	6,4	5,8	4,6	2,8	1,8	1,2
CÁCERES	1,9	2,8	4,1	5,4	6,1	7	7,8	7,1	5,5	3,5	2,5	1,8
CÁDIZ	2,2	3,2	4,4	5,1	6,2	6,6	7,2	6,4	5	3,9	2,8	2,1
CANTABRIA	1,4	2,1	3,1	3,6	4,5	4,7	5,1	4,3	3,6	2,6	1,6	1,2
CASTELLÓN	2,2	3,4	4,3	4,8	5,7	5,9	6,6	5,4	4,6	3,6	2,4	2
CEUTA	2,5	3,6	5,2	5,8	6,7	7,4	7,4	6,7	5,3	3,9	3,1	2,4
CIUDAD REAL	1,9	2,8	4,2	5,2	5,9	6,6	7	6,4	5,2	3,5	2,4	1,8
CÓRDOBA	2	2,8	4,2	5,1	6,1	7,2	7,9	7	5,5	3,5	2,4	1,9
LA CORUÑA	1,5	2,2	3,2	3,4	4,3	4,5	4,8	4,2	3,9	3	1,8	1,4
CUENCA	1,6	2,4	3,6	4,8	5,2	6,1	7,1	6,2	4,9	3,1	2	1,5
GERONA	2	2,9	3,9	4,4	5,2	5,3	6,2	5,1	4,1	3,2	2,2	1,8
GRANADA	2,2	3	4,2	5,1	6,1	6,9	7,4	6,6	5,2	3,6	2,7	2
GUADALAJARA	1,8	2,6	3,9	5	5,4	6,3	6,9	6,4	4,9	3,2	2,2	1,6
GUIPÚZCOA	1,5	2,1	3,1	3,2	4,1	4,5	4,5	3,8	3,5	2,9	1,7	1,4
HUELVA	2,1	3,1	4,4	5,4	6,7	7,1	8	7,1	5,9	4	2,6	2,1

RADIACIÓN EN ESPAÑA SOBRE UNA SUPERFICIE HORIZONTAL (en KWh/m²/días)												
MES	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
CIUDAD												
HUESCA	1,7	2,7	4	5,2	5,6	6,1	6,4	5,8	4,7	3,1	2	1,4
JAÉN	1,9	2,8	4	5	5,6	6,8	7,4	6,7	5,3	3,3	2,2	1,8
LEÓN	1,6	2,4	3,8	4,8	5,4	6,1	6,7	5,8	4,8	2,9	1,9	1,3
LÉRIDA	1,7	2,7	5	5,2	5,8	6,3	6,6	5,9	4,7	3,4	2	1,3
LUGO	1,4	2,1	3,2	4,2	4,8	5,4	5,6	5,1	4,2	2,7	1,7	1,2
MADRID	1,9	2,9	3,8	5,2	5,8	6,5	7,2	6,4	4,7	3,2	2,1	1,6
MÁLAGA	2,3	3,3	4,3	5,1	6,4	6,8	7,4	6,4	5,3	3,8	2,6	2,2
MELILLA	2,6	3,5	4,8	5,6	6,4	6,9	6,9	6,3	5,1	3,9	3	2,4
MURCIA	2,8	4,1	4,6	5,7	6,7	7,1	7,7	6,5	5,2	3,9	2,7	2,2
NAVARRA	1,4	2,1	3,4	4	4,8	5,2	5,7	5,1	4,5	2,8	1,7	1,2
ORENSE	1,3	2	3,1	3,9	4,5	4,9	5,1	4,6	4	2,6	1,6	1,2
PALENCIA	1,5	2,5	3,7	4,9	5,5	6,1	6,7	6	4,8	3	1,8	1,3
LAS PALMAS	3,1	3,9	4,9	5,4	6	6,2	6,7	6,1	5,5	4,2	3,4	3
PONTEVEDRA	1,5	2,3	3,6	4,4	4,9	5,7	6,1	5,2	4,2	3,1	1,9	1,5
LA RIOJA	1,6	2,4	3,8	4,6	5,3	5,9	6,5	5,8	4,5	3	1,9	1,3
SALAMANCA	1,7	2,6	3,8	4,8	5,5	6,3	6,8	6,3	4,9	3,1	2,1	1,4
STA.C.TENERIFE	3	3,7	5	6	7,1	7,4	8,1	7,4	5,9	4,5	3	2,6
SEGOVIA	1,6	2,4	3,7	5,1	5,7	6,3	7,1	6,9	5,2	3,2	1,9	1,4
SEVILLA	2	3	4	5,3	6,2	6,7	6,9	6,4	5	3,4	2,4	1,9

RADIACIÓN EN ESPAÑA SOBRE UNA SUPERFICIE HORIZONTAL (en KWh/m²/días)													
MES	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	
CIUDAD													
SORIA	1,6	2,4	3,6	4,8	5,5	6,1	6,7	6,2	4,9	3,1	2,1	1,6	
TARRAGONA	2	3	4,1	4,9	5,6	6,2	6,6	5,7	4,6	3,4	2,4	1,8	
TERUEL	1,7	2,4	3,6	4,6	5,1	5,7	6,1	5,8	4,7	3,1	2	1,5	
TOLEDO	1,7	2,6	3,9	5,4	5,8	6,8	7,6	6,8	5	3,3	2,1	1,6	
VALENCIA	2,1	2,9	4,1	5	5,7	6,3	6,6	5,8	4,6	3,3	2,4	1,8	
VALLADOLID	1,5	2,4	3,9	4,8	5,5	6,3	7	6,4	5,1	6,1	1,9	1,2	
VIZCAYA	1,4	2	3	3,5	4,3	4,6	5	4,4	3,6	2,6	1,7	1,3	
ZAMORA	1,5	2,5	3,7	4,8	6,2	6	6,5	6,1	4,8	3,1	1,9	1,3	
ZARAGOZA	1,8	2,7	4,2	5,1	6,1	6,7	7	6,5	5,1	3,4	2,1	1,6	

Si se quiere evaluar la energía que el panel fotovoltaico puede producir diariamente, habría que conocer cuántas horas diarias con una radiación de 1.000 W/m² equivalen a la radiación total diaria (la correspondiente a la inclinación del panel fotovoltaico). Este concepto se denomina horas de pico solar (HPS) y pueden calcularse de la siguiente forma:

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

donde

HPS_{β} = horas de pico solar para una inclinación β .

R_{β} = radiación media diaria en kWh/m²día para una inclinación β .

$I_{\beta(CEM)}$ = potencia de radiación incidente en kW/m² (para las condiciones estándar de medida, CEM, su valor es 1 kW/m²).

Energía solar fotovoltaica

Diseños y cálculos

Si los datos de la radiación incidente se dan en kWh/m²día, el valor numérico de las horas pico solar y la radiación diaria, coincide ($R_{\beta} = HPS_{\beta}$).

CÁLCULO DE LA ENERGÍA SOLAR DISPONIBLE PARA CADA MES				
Mes	R₀ (kWh/m²día)	k_β factor corrección	R_β (kWh/m²día)	HPS_β Horas/día
Ene	(1)	(2)	(3) = (1) x (2)	(4) = (3)
Feb				
Mar				
Abr				
May				
Jun				
Jul				
Ago				
Sep				
Oct				
Nov				
Dic				

Como la radiación solar varía de una zona a otra para cada mes del año, y esto también influye en el valor del coeficiente de corrección, lo aconsejable es dimensionar las instalaciones con los datos del mes más desfavorable, condición imprescindible para que mantengan el servicio previsto en todo momento.

Estos cálculos resultan mucho más fáciles si se dispone de un software específico.

1.3. Potencia del campo generador

Una vez que se han calculado cuánto se va a gastar mensualmente y de qué suministro se dispone por aporte solar, es el momento de calcular la potencia del campo generador.

El criterio general es dimensionar el campo de forma que quede garantizado el abastecimiento durante el periodo más desfavorable: si la instalación es de uso estacional, el periodo de cálculo considerado es el mes más desfavorable del periodo de uso; si es una instalación de uso permanente, se considera el mes más desfavorable del periodo anual.

Por mes más desfavorable se entiende aquél en el que el cociente entre la energía disponible por aporte solar y las necesidades energéticas es menor. Este cociente suele representarse en una tabla en la que se compara para cada mes el consumo medio diario (E_d) con la energía media diaria aportada (R_β). La instalación se dimensionará para el mes en que el cociente (R_β/E_d) resulte más bajo. Se obtiene así el área de captación teórica, considerando el rendimiento igual a 1. La instalación mínima precisa para la instalación será la correspondiente a la inclinación óptima que resulta de elegir el valor mínimo entre los máximos de cada inclinación. Se determina de esta manera la inclinación óptima y el periodo crítico.

En principio, con este tipo de instalaciones pretenderá cubrirse toda la demanda planteada, por lo que se procederá igualando la energía media diaria generada con la energía media diaria consumida.

OBTENCIÓN DEL MES MÁS DESFAVORABLE			
Mes	Energía disponible R_{β} (kWh/m²día)	Consumo de energía E_d (kWh/m²día)	Cociente R_{β} / E_d
Ene	(1)	(2)	(3) = (1) / (2)
Feb			
Mar			
Abr			
May			
Jun			
Jul			
Ago			
Sep			
Oct			
Nov			
Dic			
MES DE DISEÑO:			MIN (R_{β} / E_d)

Una vez determinada la inclinación óptima y el periodo crítico, y conociendo HPS_{β} y E_d , se procede al dimensionado del generador fotovoltaico. Para calcular la energía media diaria generada, se parte de la potencia pico del campo generador (que es la potencia máxima en kW que puede entregar el campo fotovoltaico en condiciones estándar de medida, CEM), pero teniendo en cuenta las pérdidas:

$$P_{\text{generador}} \cdot \eta_{\text{panel}} \cdot HPS_{\beta} = E_d$$

donde

$P_{\text{pgenerador}}$ = potencia pico del generador en condiciones estándar de medida (CEM).

η_{panel} = rendimiento medio del panel fotovoltaico.

HPS_{β} = horas de pico solar para un ángulo de inclinación β .

E_d = energía media diaria consumida, en kWh/m²día.

Despejando en la ecuación anterior obtenemos:

$$P_{\text{pgenerador}} = \frac{E_d}{\eta_{\text{panel}} \cdot \text{HPS}_{\beta}}$$

que nos da la potencia del campo de paneles fotovoltaicos.

El número de paneles fotovoltaicos se elegirá de acuerdo con su potencia pico y el voltaje de trabajo, dependiente del regulador y del inversor seleccionado, necesarios para proporcionar la potencia calculada del campo de paneles, redondeándose el resultado del cálculo al número de módulos entero inmediatamente superior. El número de paneles fotovoltaico se obtiene con la fórmula

$$\text{N}^{\circ} \text{ paneles} = \text{Parte entera} \left(\frac{P_{\text{pgenerador}}}{P_{\text{ppanel}}} \right) + 1$$

donde

$P_{\text{pgenerador}}$ = potencia pico del campo de paneles fotovoltaico.

P_{ppanel} = potencia pico del panel fotovoltaico en kW (en CEM), según los datos que proporciona el fabricante.

Como con un solo panel no se puede alcanzar la potencia pico que tiene el campo, es necesario proceder a conectar varios de ellos formando una matriz de filas y columnas (o ramas). Para calcular el número de paneles en serie que constituyen cada rama del generador, se divide la tensión nominal de la instalación por la tensión nominal de un módulo:

$$N^{\circ}p_s = \frac{V_n}{V_{n\text{panel}}}$$

donde

$N^{\circ}p_s$ = número de paneles en serie que componen cada rama.

V_n = tensión nominal de la instalación, en voltios (V).

$V_{n\text{panel}}$ = tensión nominal de los paneles, en voltios (V).

Para calcular el número de ramas de paneles en serie, que puestas en paralelo componen el campo fotovoltaico, se divide el número total de paneles entre el número de paneles en serie que tiene cada rama:

$$N^{\circ}r_{FV} = \frac{N^{\circ}\text{paneles}}{N^{\circ}p_s}$$

donde

$N^{\circ}r_{FV}$ = número de ramas que componen el campo generador fotovoltaico.

$N^{\circ}\text{paneles}$ = número de paneles total.

$N^{\circ}p_s$ = número de paneles en serie que componen cada rama.

Cuando las instalaciones van destinadas a la producción de energía eléctrica para ser volcada a la red, el criterio de dimensionado varía, y la potencia del campo generador se calcula para cubrir la potencia que el usuario desea volcar en la red. En instalaciones conectadas a la red general de distribución, la potencia del campo generador fotovoltaico se calcula como el cociente entre la potencia que se

pretende volcar en la red y el producto de los rendimientos del panel fotovoltaico y del inversor seleccionado, según la siguiente expresión:

$$P_{\text{pgenerador}} = \frac{P_{\text{red}}}{\eta_{\text{panel}} \cdot \eta_{\text{inv}}}$$

donde

$P_{\text{pgenerador}}$ = potencia pico del campo de paneles fotovoltaico, en kW.

P_{red} = potencia a volcar en la red, en kW.

η_{panel} = rendimiento medio del panel fotovoltaico.

η_{inv} = rendimiento del inversor en tanto por uno.

Una vez conocida la potencia del campo fotovoltaico, para calcular el número de paneles fotovoltaicos se procede de la misma forma que para el cálculo de instalaciones fotovoltaicas aisladas.

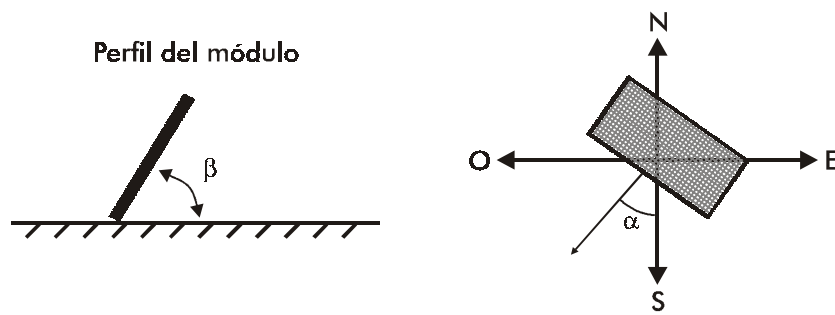
2. Diseño del sistema de captación

Ya hemos apuntado en el apartado anterior la necesidad de disponer los módulos fotovoltaicos de manera que capturen la mayor cantidad de radiación posible. Para ello habrá que estudiar la disposición que hace que esto sea así, lo que implica el estudio no solo de la orientación y la inclinación de los módulos, sino también las posibles sombras que puedan ocasionar, la distancia mínima entre módulos, o qué condiciones debe reunir la estructura de anclaje que los soporte.

2.1. Orientación e inclinación

La localización de cualquier punto de la superficie terrestre está determinada por un sistema de coordenadas en el que intervienen dos ángulos: **el ángulo de azimut** y el **cenital**.

Para un captador solar colocado sobre un soporte en el que pudiera moverse alrededor del eje vertical y el horizontal, el eje cenital se corresponde con el eje vertical y el ángulo de azimut con el horizontal del captador. En el hemisferio norte, los captadores solares, independientemente de su aplicación, deben siempre orientarse hacia el sur, ya que es la orientación en la que el aprovechamiento anual de la radiación es máximo. La desviación no será superior a $\pm 10^\circ$, salvo integración arquitectónica.

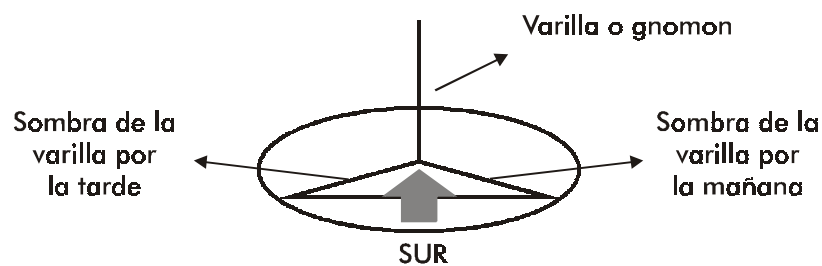


Orientación e inclinación de los módulos

Nota

Cuando para averiguar dónde está el sur se emplea una brújula, lo que se obtiene con ella es el sur magnético, no el sur verdadero (el geográfico). Los paneles deben orientarse según el sur verdadero. La desviación entre el sur verdadero y el magnético puede ser importante para perjudicar el rendimiento del sistema. La localización del sur geográfico puede realizarse de la siguiente forma:

- 2 ó 3 horas antes del mediodía, se coloca en el suelo una varilla vertical (gnomon), se mide su sombra y se hace una señal.
- Con la medida de la sombra, se traza en el suelo un círculo.
- Cuando por la tarde la sombra de la varilla vuelva a tener la medida del círculo, se hace otra señal.
- Se unen ambas señales con una recta. Mirando desde ella hacia la varilla, tenemos el sur geográfico.



Determinación práctica del sur geográfico

Generalmente los módulos de las instalaciones solares tienen una orientación e inclinación fijas, pero existen instalaciones dotadas con dispositivos que permiten la modificación de la orientación e inclinación del módulo, y con los que se logra mantener la superficie del panel en una posición lo más perpendicular posible a la radiación solar, y durante más tiempo, por lo que serán capaces de proporcionar mayor cantidad de energía eléctrica a lo largo del año.

2.2. Sombras

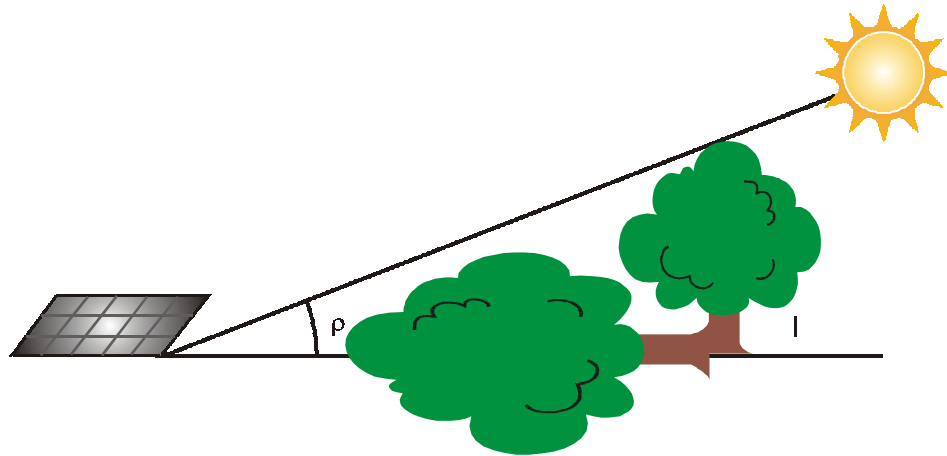
Los paneles se situarán en un lugar en el que edificios colindantes, árboles, chimeneas, otros módulos, etc., no hagan sombra sobre ellos en ningún momento del día. En las instalaciones fotovoltaicas las sombras son especialmente peligrosas ya que pueden hacer que la instalación funcione de manera inversa, es decir, que en las zonas sombreadas los módulos actúen como receptores de corriente.

Una determinación exacta de las posibles sombras se puede realizar conociendo la altura solar y el azimut durante todo el año y así comprobar si algún obstáculo puede en algún momento, llegar a ocultar el sol e impedir que llegue la radiación solar al panel.

Para calcular la posibilidad de incidencia de las sombras sobre el módulo, se establece el siguiente proceso de cálculo y dibujo de proyección de sombras, también utilizaremos las tablas solares de alzada y azimut que corresponden a la latitud en la que nos encontremos (para España, son aproximadamente 42° N).

En la tabla de coordenadas solares aparecen los datos de altura y azimut para el día 1 de cada mes del año y a diferentes horas del día. Hay que tener en cuenta que la órbita descrita diariamente por el sol en el cielo es simétrica y que la alzada solar máxima coincide con el mediodía solar. Esto hace que los datos de altura sean iguales para los intervalos de tiempo que transcurren anteriores y posteriores al mediodía. Lo mismo ocurre con el azimut, pero para distinguirlos, se coloca delante el signo negativo (-) si es antes del mediodía (dirección este) y positivo (+) si es después del mediodía (dirección oeste).

Una vez que se conocen la altura solar y el azimut correspondientes a la fecha y hora de cálculo, solo nos queda saber la altura del objeto para poder calcular la longitud de la sombra que proyecta. Para ello nos serviremos del siguiente gráfico,



y de la siguiente expresión:

$$\text{sombra proyectada} = \frac{l}{\text{tg } \rho}$$

donde

l = altura del objeto a partir de la cota donde se colocan los módulos.

ρ = altura solar (ángulo) a partir de las tablas de coordenadas.

2.2.1. Diagrama de sombras

El diagrama de sombras es una representación gráfica del área sombreada por un objeto en el transcurso de las horas centrales del día (horas de mayor radiación). La importancia de este diagrama radica en que nos permite tomar una decisión sobre la ubicación de los módulos sin sorpresas posteriores (módulos a la sombra) o bien evaluar la energía disponible en caso de que no sea posible encontrar una localización sin sombras.

El primer paso para representar el diagrama en planta es dibujar el objeto de estudio. A continuación se trazan unos ejes de coordenadas que coincidan con los puntos cardinales y se determina la escala del dibujo.

A partir de las tablas solares y de la expresión matemática del cálculo de sombras, se hacen los cálculos relativos a las horas centrales del día (de 9 a 15 hora solar). Con el resultado de estos cálculos se confecciona una tabla de datos que nos ayudará a hacer el dibujo.

Comenzamos a dibujar los datos referentes al mediodía (12 hora solar), que será una proyección de los vértices del objeto en dirección paralela al norte (dado que el sol está al sur). A partir de esta proyección, se traza el resto teniendo en cuenta la desviación al sur según los datos de azimut.

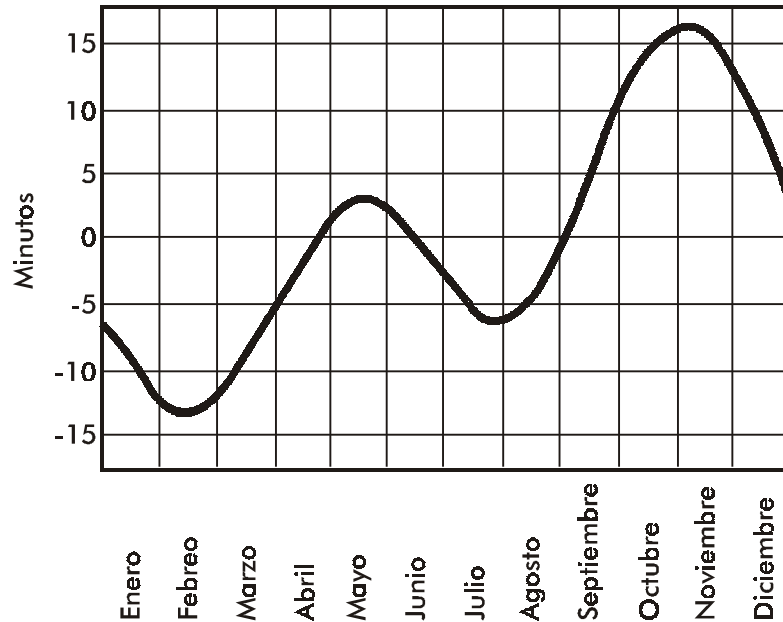
Nota

Hay que tener en cuenta que existe diferencia entre la hora solar y la hora local que marca el reloj, debido a los adelantos horarios, la longitud del lugar y otros parámetros. El tiempo solar verdadero (TSV) se calcula a partir de la siguiente expresión:

$$\text{TSV} = \text{Hora solar local} - \text{adelanto respecto a la hora solar} \pm \text{longitud del lugar} \\ \pm \text{ecuación del tiempo}$$

La longitud del lugar influye con ± 4 minutos por grado: hacia el este, se restarán y hacia el oeste, se sumarán.

La ecuación del tiempo se muestra en la siguiente gráfica:

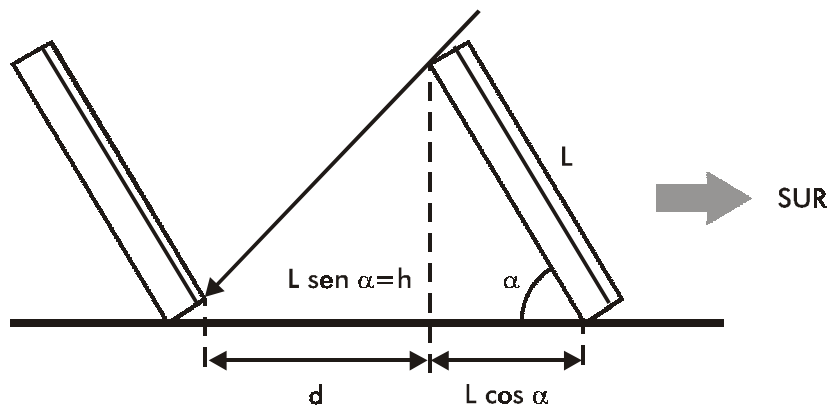


Ecuación del tiempo

De no ser posible evitar la presencia de sombras, éstas serán admitidas previa justificación. La pérdida de energía debida a las sombras no debe ser superior al 10%, aunque esto depende de por qué se produce.

2.3. Distancia entre módulos

Una de las principales aplicaciones del cálculo de sombras que proyecta un objeto es la de conocer si una línea de módulos solares hará o no sombra a otra que se encuentre detrás, o dicho de otra forma, calcular la distancia mínima de colocación entre baterías de módulos para evitar que los de delante tapen a los de atrás.



Distancia mínima entre módulos

donde

L = longitud del módulo.

α = ángulo de inclinación del módulo.

d = distancia mínima entre la parte posterior de una fila de módulos y la parte baja de la siguiente.

Tal y como muestra la figura anterior, la distancia mínima entre dos filas de módulos es la suma de dos longitudes: una que corresponde a la ocupación del primer módulo y otra que corresponde a la sombra que proyecta.

La ocupación del primer módulo se obtiene por trigonometría, a partir del triángulo que forma el módulo con la horizontal y sería:

$$b = L \cos \alpha$$

Para calcular el valor de la sombra se necesita conocer el valor de la altura de la parte posterior del módulo FV.

$$c = L \sin \alpha$$

entonces

$$\alpha = \frac{c}{\text{tg } \rho}$$

Agrupando las dos expresiones anteriores obtenemos

$$d_{\min} = L \cos\alpha + \frac{L \operatorname{sen}\alpha}{\operatorname{tg}\rho} = L \left(\cos\alpha + \frac{\operatorname{sen}\alpha}{\operatorname{tg}\rho} \right)$$

donde

d_{\min} = distancia mínima entre los módulos para evitar sombras, en m.

Para hacer una estimación en planta de la superficie necesaria para la ubicación de los módulos, incluyendo los módulos y la separación entre ellos, bastará con multiplicar el número de módulos por el valor de $(a + b)$ y por la anchura de cada módulo.

2.4. Estructura soporte

El principal factor a la hora de fijar la estructura no es el peso de los paneles al ser estos ligeros sino la fuerza del viento que, dependiendo de la zona, puede llegar a ser considerable. La estructura debe tener un anclaje que la haga resistente a la acción de los agentes atmosféricos de la zona, pero deberá resistir vientos de, como mínimo, 150 km/h.

Como los módulos fotovoltaicos estarán aproximadamente orientados al sur, las cargas de viento que pueden ser peligrosas serán las que vengan del norte, ya que suponen fuerzas de tracción sobre los anclajes que son mucho más peligrosas que las de compresión.

La fuerza del viento que puede actuar sobre cada uno de los módulos, se puede calcular a partir de la siguiente expresión:

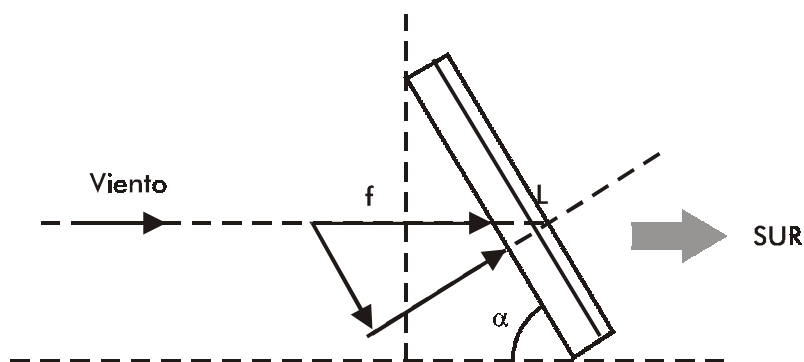
$$f = p S \operatorname{sen}\alpha$$

donde

S = superficie del módulo.

α = ángulo de inclinación de los módulos respecto a la horizontal.

p = presión frontal del viento, es decir, la que ejercería el viento sobre los módulos si estos se encontraran perpendiculares a la dirección del mismo. Depende de la velocidad.



Esquema de actuación de la fuerza del viento sobre un módulo

En terrazas o suelos la estructura deberá permitir una altura mínima del panel de 30 cm, la cual, en zonas de montaña o donde se produzcan abundantes precipitaciones de nieve, deberá ser superior a fin de evitar que los paneles queden total o parcialmente cubiertos por las sucesivas capas de nieve depositadas en invierno.

3. Dimensionado del sistema de baterías

La batería es el almacén de energía de la instalación fotovoltaica. Para dimensionar el sistema acumulador hay que tener en cuenta tanto los parámetros nominales de la batería (capacidad nominal, profundidad de descarga y capacidad útil) como las condiciones de funcionamiento de la instalación.

3.1. Parámetros nominales de la batería

3.1.1. Capacidad nominal

Recibe este nombre la carga eléctrica que una batería en estado de plena carga puede suministrar bajo determinadas condiciones. Se representa por C_n y se expresa en Amperios hora (Ah).

Normalmente se usan valores de la capacidad correspondientes a una descarga de 20 horas (C_{20}) o 100 horas (C_{100}). La relación entre ambas es:

$$\frac{C_{100}}{C_{20}} \approx 1,25$$

Se trata de un valor empírico. Otra relación empírica que se puede establecer es la que relaciona la descarga a 20 horas con la descarga a 40 (C_{40}):

$$\frac{C_{40}}{C_{20}} \approx 1,14$$

3.1.2. Profundidad de descarga

Por profundidad de descarga (PD) entendemos la carga eléctrica que puede ceder la batería en determinadas condiciones. Se expresa en tanto por ciento (%) de la capacidad. La necesidad de evitar descargas excesivas lleva a limitar la máxima profundidad de descarga hasta un cierto valor ($PD_{m\acute{a}x}$), que generalmente está entre 0,3 y 0,6, pero que puede aproximarse a 0,8 según el tipo de batería.

La profundidad de descarga de una batería que hay que tener en cuenta en el cálculo, depende del tipo que se use:

- 0,6 a 0,8 para acumuladores estacionales de alto volumen de electrolito.
- 0,5 a 0,6 para acumuladores tipo monobloc.
- 0,3 a 0,5 para baterías de automóvil.

3.1.3. Capacidad útil

Es la capacidad disponible o utilizable en función de la profundidad de descarga máxima disponible. La capacidad útil de la batería (C_u) es el producto de la capacidad nominal de la batería por la máxima profundidad de descarga permitida por el regulador. Se expresa en Amperios hora (Ah). Se calcula así:

$$C_u = C_n \cdot PD_{m\acute{a}x}$$

Es recomendable que la capacidad útil de la batería permita ente 3 y 5 días de autonomía.

3.2. Condiciones de funcionamiento de la instalación

Se establece en función del consumo medio diario de la instalación en Wh para el mes de diseño (el mes más desfavorable), calculado a partir de los consumos de los equipos de corriente continua y alterna, incluyendo los rendimientos del inversor y del regulador, y el máximo número de días seguidos que la instalación es

capaz de satisfacer el consumo de electricidad en condiciones completamente desfavorables, es decir, a partir de la energía que hay acumulada en las baterías sin que haya producción de energía en los paneles.

Por tanto, la capacidad de la batería quedará determinada por la autonomía (A) que queramos obtener, que varía en función del tipo de instalación. Valores aconsejables pueden ser:

- Instalaciones totalmente autónomas y de difícil acceso (equipos de telecomunicaciones, etc.): aplicar tantos días de autonomía como días nublados seguidos indiquen las estadísticas meteorológicas más cercanas al lugar de ubicación (de 7 a 15 días).
- Electrificación rural de uso continuo: de 4 a 6 días. Este valor se puede reducir a 3 días si se dispone de grupo electrógeno auxiliar de conexión automática.
- Estancias de fin de semana: 2 a 3 días.

Una vez determinada la autonomía, podemos calcular la capacidad de la batería con la siguiente expresión:

$$\text{Capacidad de la batería} = \frac{\text{Energía necesaria x días de autonomía}}{\text{voltage x profundidad de descarga de la batería}}$$

Por cuestiones de seguridad se puede aumentar esa capacidad en un 10%, multiplicando la expresión anterior por $F_s = 1,1$. F_s es un factor de seguridad con el que se tienen en cuenta los efectos de la suciedad, la variación de la eficiencia del generador fotovoltaico con el espectro solar, etc., entonces:

$$C_n = \frac{1,1 \cdot E_d \cdot A}{V_n \cdot PD_{\text{máx}}}$$

donde

C_n = capacidad nominal del campo de baterías, en Ah.

E_d = energía media diaria consumida.

A = días de autonomía.

V_n = tensión nominal de la instalación.

$PD_{m\acute{a}x}$ = profundidad de descarga máxima permitida.

Para evitar que las corrientes de carga resulten excesivamente bajas para el tipo de baterías escogido, es necesario limitar el tamaño o capacidad del sistema acumulador, de forma que el total del sistema de baterías se encontrará en el intervalo

$$\frac{1,1 \cdot E_d \cdot A}{V_n \cdot PD_{m\acute{a}x}} \leq C_n \leq 25 \cdot I_{cc_{\text{generador}}}$$

donde

$I_{cc_{\text{generador}}}$ = corriente de cortocircuito del sistema generador.

La intensidad de cortocircuito del sistema generador vendrá dada de multiplicar el número de ramas de paneles fotovoltaicos conectados en paralelo y la corriente de cortocircuito en condiciones estándar de medida (CEM) de los paneles ($I_{cc_{\text{panel}}}$).

$$I_{cc_{\text{generador}}} = I_{cc_{\text{panel}}} \cdot N^{\circ} \text{ ramas FV}$$

El número de baterías que forman el sistema acumulador vendrá dado por el cociente entre la capacidad nominal total del campo y la C_{100} de la batería escogida.

$$N^{\circ} \text{ baterías} = \frac{C_n}{C_{100}}$$

Los acumuladores se conectan entre sí de forma que la tensión del campo de baterías sea la de diseño del campo generador. Las baterías pueden formar grupos de baterías de forma que dentro de cada grupo se conecten en serie, mientras que los grupos se conectan en paralelo. El número elementos de batería que se conectan en serie se obtendrá dividiendo la tensión nominal del campo solar por la tensión nominal del elemento de la batería elegida:

$$N^{\circ} \text{ baterías por grupo} = \frac{V_n}{V_{n_{\text{batería}}}}$$

donde

V_n = tensión nominal de la instalación, en V.

$V_{n_{batería}}$ = tensión nominal de las baterías, en V.

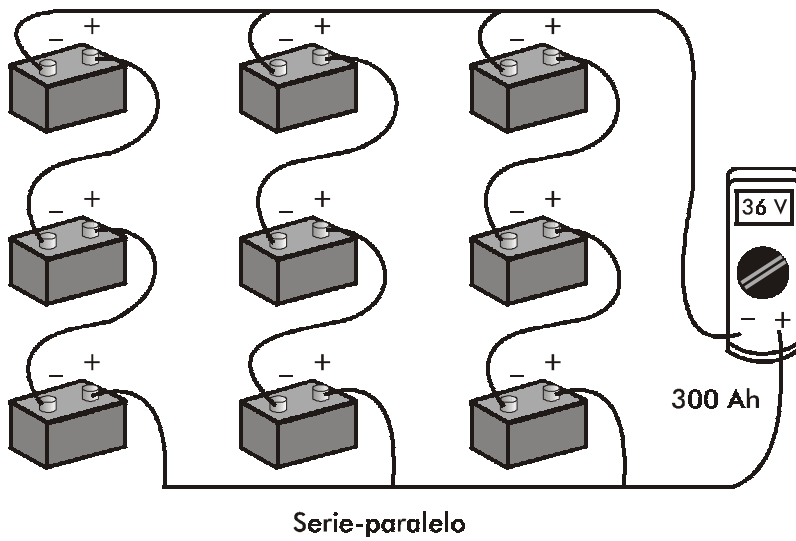
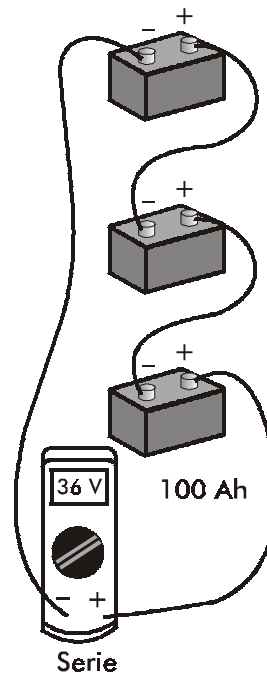
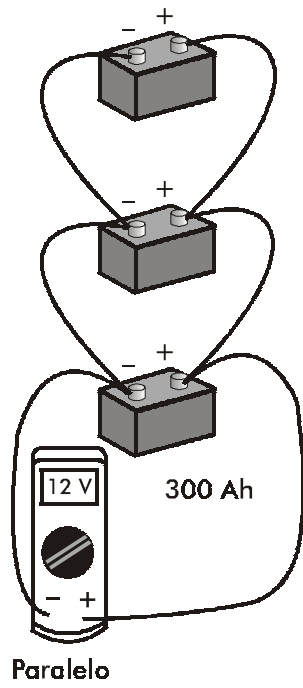
Salvo que esté justificado, los *elementos* de baterías no se conectarán en paralelo.

El número de grupos de baterías que se conectan en paralelo sería:

$$\text{N}^\circ \text{ grupos} = \frac{\text{N}^\circ \text{ baterías}}{\text{N}^\circ \text{ baterías por grupo}}$$

A la hora de decidir el lugar en el que irán colocadas las baterías, sus dimensiones y pesos son determinantes.

Habrá que escoger el voltaje del acumulador de manera que sea lo suficientemente elevado como para obtener unas corrientes de carga/descarga razonables ($I < 50A$), así como un buen acoplamiento con el voltaje del grupo de módulos fotovoltaicos.



4. Dimensionado del regulador

El dimensionado del regulador consiste en elegir entre los equipos disponibles en el mercado, uno que se adapte al resto de los parámetros eléctricos de los componentes de la instalación, por eso hay que proceder a su elección una vez conocido el número de paneles fotovoltaicos y la capacidad de los acumuladores.

El regulador debe asegurar las siguientes funciones:

- Proteger a la batería frente a sobrecargas y a descargas excesivas (sobredescargas).
- Disponer de sistema de alarma por baja carga de la batería, desconector manual de alarma, y que se conecten automáticamente cuando suba de nuevo la carga de la batería por encima de un valor prefijado.
- Reconexión automática o manual.

Los principales requisitos que debería cumplir el regulador serán:

- El regulador deberá estar protegido contra descargas profundas y deberá estar calibrado para que se desconecte de la carga cuando se llegue a la profundidad de descarga máxima.
- El voltaje fin de carga debe estar en el rango 2,3-2,4 V/vaso a 25 °C.
- El voltaje de reconexión de carga debería ser 0,08 V/vaso (ó 0,5 V para 12 V) superior al voltaje de desconexión de la carga.
- El voltaje de alarma (estado de carga bajo) debe ser 0,2 V (para sistemas de 12 V) superior a la tensión de consumo.

- Los voltajes de desconexión, reconexión y alarma deben tener una precisión de $\pm 1\%$ (± 20 mV/vaso, ó ± 120 mV/batería de 12 V) y mantenerse constante en todo el rango posible de variación de temperatura.
- La desconexión de la carga debe retardarse entre 3 y 30 s desde que se alcanza el voltaje de desconexión de carga. Con esto se evita la interrupción indeseable de la alimentación durante el encendido de aparatos eléctricos que requieren grandes corrientes de arranque.

Los reguladores se clasifican por la intensidad máxima que pueden soportar, así como por el voltaje de trabajo. Los valores estándar del mercado son 8 A, 11 A, 15 A, 30 A y 50 A para la intensidad, y 12 V; 24 V ó 48 V para el voltaje.

El tipo de regulador necesario quedará determinado por la potencia máxima del campo de módulos, de manera que para una potencia máxima de 120 W a 12 V, corresponderá un regulador de 10 A.

$$I_{\text{máx}} \text{ del regulador} > \text{Intensidad máxima del campo de módulos}$$

5. Dimensionado del inversor

El dimensionado del inversor también se realizará una vez conocido el número de módulos fotovoltaicos y la capacidad de los acumuladores. Hay que tener en cuenta los siguientes parámetros:

- La tensión nominal de entrada del inversor.
- La potencia nominal del inversor.

La potencia nominal del inversor (o del convertidor) adecuado será el resultado de sumar las potencias nominales de los equipos consumidores multiplicados por un coeficiente de simultaneidad comprendido entre 0,5 y 0,75 (en función del tipo y cantidad del consumo, ya que nunca funcionan todos los equipos a la vez).

$(\text{Suma de la potencia nominal de todos los elementos de consumo} \times 0,75) > P_{\text{convertidor}}$
 $> (\text{Suma de la potencia nominal de todos los elementos de consumo} \times 0,5)$

El resultado de esta operación determinará la potencia nominal del convertidor, con la excepción de que la potencia nominal de alguno de los aparatos de consumo sea superior a este valor y que por tanto, sea este aparato el que determine la potencia del convertidor. En este sentido hay que tener en cuenta que algunos electrodomésticos tiene picos de potencia superiores a la nominal (en ocasiones 4 veces más), como por ejemplo la televisión en color y la nevera.

6. Cableados

En las instalaciones fotovoltaicas debe evitarse la excesiva longitud del cableado, ya que en los conductores eléctricos, de cobre, por los que se transporta la energía, se producen pérdidas debido a la resistencia que oponen al paso de la corriente; por lo que los módulos, el regulador, las baterías y el inversor, deben instalarse lo más cerca posible.

Es básico que la sección de cable sea adecuada para obtener un buen rendimiento global de la instalación. La resistencia eléctrica que presenta el conductor tiene dos efectos:

- Debido a la resistencia, se produce una caída de tensión en el conductor. Este efecto hace que la carga alimentada tenga un voltaje inferior a la de la fuente de alimentación.
- Se produce el calentamiento del conductor, lo que genera pérdidas de energía por efecto Joule. Estas pérdidas son una función cuadrática de la intensidad (a doble intensidad, se producen cuatro veces más pérdidas). Un calentamiento excesivo puede resultar peligroso, ya que los conductores se deterioran y puede llegar a producirse un incendio.

Las secciones de los conductores deben ser tales que las caídas de tensión entre ellos sean inferiores al 3% entre el generador FV y el regulador de carga, inferiores al 1% entre la batería y el regulador de carga, e inferiores al 5% entre el regulador de carga y las cargas. Todos estos valores corresponden a la condición de máxima corriente.

Estas caídas de tensión están exclusivamente asociadas al cableado (cables y terminales), y deben ser interpretadas como adicionales a las caídas de tensión en el regulador de carga.

Para los cables de cobre (resistividad = $0,01724 \Omega\text{mm}^2/\text{m}$ a 20°C) y con tensiones nominales de 12 V , el cálculo de la sección del conductor, a fin de evitar esos efectos, se hará aplicando la siguiente fórmula:

$$S = \frac{3,448 \cdot L \cdot I}{\Delta V(\%) \cdot V_{AB}}$$

donde

S = sección del conductor, en mm^2 .

L = longitud del cable entre dos puntos A y B, en m.

I = intensidad de corriente, en A.

ΔV = caída de tensión, en %.

V_{AB} = tensión de trabajo entre los puntos A y B, en V.

Sin perjuicio del resultado anterior, las mínimas secciones de los cables en cada una de las líneas deben ser:

- $2,5 \text{ mm}^2$ del generador FV al regulador de carga.
- 4 mm^2 del regulador de carga a las baterías.

La sección de los cables calculada según la fórmula anterior, debe ser tal que las máximas caídas de tensión, comparadas con la tensión a la que se esté trabajando, esté por debajo de los límites expresados en la siguiente tabla:

CAÍDA DE TENSION EN EL CABLEADO	
Campo de Paneles-Acumulador	3%
Acumulador-Inversor	1%
Línea Principal	3%
Línea Principal-Iluminación	3%
Línea Principal-Equipos	5%
Campo paneles-carga CC	5%

Una vez determinada la sección de conductor, comprobaremos que la intensidad de circulación es menor que el máximo admisible según el REBT.