

## ÍNDICE

<b>1. INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA.....</b>	<b>2</b>
<b>1.1. Potencia del generador.....</b>	<b>2</b>
1.1.1. Energía generada por el panel.....	2
1.1.2. Conexionado entre los módulos.....	5
<b>1.2. Inversor.....</b>	<b>5</b>
<b>1.3. Distancia mínima entre filas de módulos.....</b>	<b>7</b>

## Cálculos justificativos

### INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA

#### 1.1. Potencia del generador

##### 1.1.1. Energía generada por el panel

$$E_p = \frac{G_{dm}(\alpha, \beta) P_{mp} PR}{G_{CEM}}$$

$$G_{dm}(\alpha, \beta) = G_{dm}(0) \cdot K \cdot FI \cdot FS$$

-  $\beta \leq 15^\circ$ :

$$FI = 1 - \left[ 1.2 \cdot 10^{-4} \cdot (\beta - \beta_{opt})^2 \right]$$

-  $15^\circ < \beta < 90^\circ$ :

$$FI = 1 - \left[ 1.2 \cdot 10^{-4} \cdot (\beta - \beta_{opt})^2 + 3.5 \cdot 10^{-5} \cdot \alpha^2 \right]$$

$$PR = (1 - L_{cab}) \cdot (1 - L_{dis}) \cdot (1 - L_{inv}) \cdot (1 - L_{pol}) \cdot (1 - L_{ref}) \cdot (1 - L_{reg}) \cdot (1 - L_{tem}) \cdot (1 - L_{usu})$$

$$E_p = \sum E_{pn}$$

$E_p$	Energía producida ( $Wh/día$ )
$P_{mp}$	Potencia nominal ( $W$ )
$G_{CEM}$	Irradiación sobre los paneles en CEM ( $kWh/m^2$ )
$G_{dm}(0)$	Valor medio mensual de la irradiación diaria sobre el plano horizontal ( $kWh/m^2$ día)
$G_{dm}(\alpha, \beta)$	Valor medio mensual de la irradiación diaria sobre el plano del panel, en el que se han descontado las pérdidas por sombras
$FI$	Factor de irradiación para la orientación e inclinación elegidas
$FS$	Factor de sombra para el emplazamiento de los paneles ( $1 - L_{som}$ )
$\alpha$	Orientación de los paneles respecto al Sur ( $^\circ$ )
$\beta$	Inclinación de los paneles respecto a su posición horizontal ( $^\circ$ )
$\beta_{opt}$	Inclinación óptima de los paneles respecto a su posición horizontal ( $^\circ$ )

Periodo de diseño	$\beta_{opt}$
Invierno	$\phi + 10.00$
Verano	$\phi - 20.00$

$\phi$  = Latitud del emplazamiento, en grados

$K$	Factor dependiente de la inclinación óptima de los paneles
-----	--

## Cálculos justificativos

Latitud 39°												
Inclinación	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
0°	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
5°	1.07	1.06	1.04	1.03	1.02	1.01	1.02	1.03	1.05	1.07	1.09	1.08
10°	1.14	1.11	1.08	1.05	1.03	1.02	1.03	1.06	1.10	1.14	1.17	1.16
15°	1.19	1.16	1.11	1.07	1.03	1.02	1.03	1.07	1.13	1.20	1.24	1.23
20°	1.25	1.20	1.14	1.07	1.03	1.01	1.03	1.08	1.16	1.25	1.31	1.29
25°	1.29	1.23	1.15	1.07	1.02	1.00	1.02	1.08	1.18	1.29	1.36	1.35
30°	1.33	1.25	1.16	1.07	1.00	0.97	1.00	1.08	1.19	1.33	1.41	1.40
35°	1.35	1.27	1.16	1.05	0.97	0.94	0.98	1.06	1.20	1.35	1.45	1.43
40°	1.37	1.27	1.15	1.03	0.94	0.91	0.94	1.04	1.19	1.37	1.48	1.46
45°	1.38	1.27	1.14	1.00	0.90	0.87	0.90	1.01	1.18	1.37	1.50	1.48
50°	1.39	1.26	1.12	0.97	0.86	0.82	0.86	0.98	1.16	1.37	1.51	1.50
55°	1.38	1.25	1.09	0.93	0.81	0.77	0.81	0.94	1.13	1.36	1.51	1.50
60°	1.37	1.22	1.05	0.88	0.75	0.71	0.75	0.89	1.10	1.34	1.51	1.49
65°	1.35	1.19	1.01	0.83	0.69	0.65	0.69	0.83	1.05	1.31	1.49	1.47
70°	1.32	1.15	0.96	0.77	0.63	0.58	0.63	0.77	1.00	1.27	1.46	1.45
75°	1.28	1.11	0.91	0.70	0.56	0.51	0.56	0.71	0.95	1.23	1.42	1.41
80°	1.23	1.06	0.84	0.64	0.49	0.43	0.48	0.64	0.88	1.17	1.37	1.37
85°	1.18	1.00	0.78	0.56	0.41	0.35	0.41	0.56	0.81	1.11	1.32	1.32
90°	1.12	0.93	0.71	0.49	0.33	0.28	0.33	0.49	0.74	1.04	1.25	1.26

Latitud 40°												
Inclinación	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
0°	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
5°	1.07	1.06	1.05	1.03	1.02	1.01	1.02	1.03	1.05	1.08	1.09	1.09
10°	1.14	1.11	1.08	1.05	1.03	1.02	1.03	1.06	1.10	1.14	1.17	1.16
15°	1.20	1.16	1.12	1.07	1.03	1.02	1.04	1.08	1.14	1.21	1.25	1.24
20°	1.25	1.20	1.14	1.08	1.03	1.02	1.03	1.09	1.17	1.26	1.32	1.30
25°	1.30	1.23	1.16	1.08	1.02	1.00	1.02	1.09	1.19	1.30	1.38	1.36
30°	1.34	1.26	1.17	1.07	1.01	0.98	1.01	1.09	1.20	1.34	1.43	1.41
35°	1.37	1.28	1.17	1.06	0.98	0.95	0.98	1.07	1.21	1.37	1.47	1.45
40°	1.39	1.29	1.16	1.04	0.95	0.92	0.95	1.05	1.21	1.39	1.50	1.48
45°	1.40	1.29	1.15	1.01	0.91	0.88	0.92	1.03	1.20	1.39	1.52	1.50
50°	1.41	1.28	1.13	0.98	0.87	0.83	0.87	0.99	1.18	1.39	1.54	1.52
55°	1.40	1.27	1.10	0.94	0.82	0.78	0.82	0.95	1.15	1.38	1.54	1.52
60°	1.39	1.24	1.07	0.89	0.77	0.72	0.77	0.90	1.12	1.36	1.53	1.51
65°	1.37	1.21	1.03	0.84	0.71	0.66	0.71	0.85	1.07	1.34	1.51	1.50
70°	1.34	1.17	0.98	0.78	0.64	0.59	0.64	0.79	1.02	1.30	1.49	1.47
75°	1.30	1.13	0.92	0.72	0.57	0.52	0.57	0.73	0.97	1.25	1.45	1.44
80°	1.25	1.08	0.86	0.65	0.50	0.45	0.50	0.66	0.90	1.20	1.41	1.40
85°	1.20	1.02	0.80	0.58	0.43	0.37	0.42	0.58	0.84	1.14	1.35	1.35
90°	1.14	0.95	0.73	0.50	0.35	0.29	0.34	0.50	0.76	1.07	1.29	1.29

PR Rendimiento energético

$L_{cab}$  Pérdidas de potencia en el cableado de corriente continua entre los paneles fotovoltaicos y la entrada del inversor, incluyendo las pérdidas en fusibles, conmutadores, conexiones, diodos antiparalelo en caso de que se dispongan, etc. (0.06)

$L_{dis}$  Pérdidas de potencia por dispersión de parámetros entre módulos (0.02)

$L_{inv}$  Pérdidas de potencia en el inversor (0.02)

$L_{pol}$  Pérdidas de potencia debidas al polvo y la suciedad sobre los módulos fotovoltaicos (0.03)

## Cálculos justificativos

$L_{ref}$	Pérdidas de potencia por reflectancia angular espectral, cuando se utiliza un piranómetro como referencia de medidas. Si se utiliza una célula de tecnología equivalente (CTE), el término es cero. (0.03)
$L_{tem}$	Pérdidas medias por temperatura
$L_{usu}$	Otras pérdidas de potencia (0.00)

### 1.1.1.1. Pérdidas por orientación e inclinación

-  $\beta \leq 15^\circ$ :

$$FI = 1 - \left[ 1.2 \cdot 10^{-4} \cdot (\beta - \beta_{opt})^2 \right]$$

-  $15^\circ < \beta < 90^\circ$ :

$$FI = 1 - \left[ 1.2 \cdot 10^{-4} \cdot (\beta - \beta_{opt})^2 + 3.5 \cdot 10^{-5} \cdot \alpha^2 \right]$$

FI	Factor de irradiación para la orientación e inclinación elegidas
$\alpha$	Orientación de los paneles respecto al Sur ( $^\circ$ )
$\beta$	Inclinación de los paneles respecto a su posición horizontal ( $^\circ$ )
$\beta_{opt}$	Inclinación óptima de los paneles respecto a su posición horizontal ( $^\circ$ )

Periodo de diseño	$\beta_{opt}$
Invierno	$\phi + 10.00$
Verano	$\phi - 20.00$

$\phi$  = Latitud del emplazamiento, en grados

### 1.1.1.2. Pérdidas por sombras

$$FS = 1 - L_{som}$$

FS Factor de sombra para el emplazamiento de los paneles ( $1 - L_{som}$ )

### 1.1.1.3. Valores máximos permitidos para las pérdidas por orientación, inclinación y sombras

La orientación e inclinación del generador fotovoltaico y las posibles sombras sobre el mismo serán tales que las pérdidas sean inferiores a los límites de la tabla siguiente:

	Orientación e inclinación (OI)	Sombras (S)	Total (OI + S)
Plano inclinado	10%	10%	20%
Superposición	20%	15%	35%
Integración arquitectónica	40%	20%	60%

### 1.1.1.4. Pérdidas por temperatura

$$L_{tem} = g \cdot (T_c - 25)$$

## Cálculos justificativos

$$T_c = T_{amb} + (TONC - 20) \cdot \frac{G}{800}$$

$L_{tem}$	Pérdidas medias por temperatura
$g$	Coefficiente de temperatura de la potencia, en $1/^\circ\text{C}$ .
$T_c$	Temperatura de las células solares, en $^\circ\text{C}$ .
$T_{amb}$	Temperatura ambiente a la sombra, en $^\circ\text{C}$ .
TONC	Temperatura de operación nominal del módulo.
$G$	Irradiación solar, $\text{W/m}^2$

### 1.1.1.5. Pérdidas por efecto Joule en el cableado

$L_{cab}$  Pérdidas de potencia en el cableado de corriente continua entre los paneles fotovoltaicos y la entrada del inversor, incluyendo las pérdidas en fusibles, conmutadores, conexiones, diodos antiparalelo en caso de que se dispongan, etc. (0.06)

### 1.1.1.6. Pérdidas por polvo y suciedad

Dependen del emplazamiento de la instalación y de las condiciones meteorológicas. El valor anual estimado es:

$$L_{pol} = 0.03$$

### 1.1.1.7. Pérdidas por rendimiento del inversor

El inversor tiene un rendimiento del 98.40 %, por lo que las pérdidas por rendimiento serán:

$$L_{inv} = 0.02$$

### 1.1.1.8. Pérdidas por disipación de parámetros entre módulos y por reflectancia angular espectral

Se estiman en:

$$L_{dis} = 0.02$$

$$L_{ref} = 0.03$$

### 1.1.2. Conexión entre los módulos

La instalación diseñada se compone de 10 ramas de 18 paneles por rama.

## 1.2. Inversor

La potencia del inversor será como mínimo el 90.00 % de la potencia pico real del generador fotovoltaico.

$$P_g = \frac{E_{gTOTAL} \cdot G_{CEM}}{G_{dm}(\alpha, \beta) \cdot PR}$$

$$P_{min,INV} = \% \cdot P_g$$

Potencia mínima del inversor: 89100.00 W

Potencia del inversor: 100000.00 W ✓

## Cálculos justificativos

La tensión de entrada al inversor se encuentra dentro del rango de tensiones admisibles del equipo.  
(MPPT 1)

$$200.00 \text{ V} < 755.28 \text{ V} < 1000.00 \text{ V} \quad \checkmark$$

La tensión de entrada al inversor se encuentra dentro del rango de tensiones admisibles del equipo.  
(MPPT 2)

$$200.00 \text{ V} < 755.28 \text{ V} < 1000.00 \text{ V} \quad \checkmark$$

La tensión de entrada al inversor se encuentra dentro del rango de tensiones admisibles del equipo.  
(MPPT 3)

$$200.00 \text{ V} < 755.28 \text{ V} < 1000.00 \text{ V} \quad \checkmark$$

La tensión de entrada al inversor se encuentra dentro del rango de tensiones admisibles del equipo.  
(MPPT 4)

$$200.00 \text{ V} < 755.28 \text{ V} < 1000.00 \text{ V} \quad \checkmark$$

La tensión de entrada al inversor se encuentra dentro del rango de tensiones admisibles del equipo.  
(MPPT 5)

$$200.00 \text{ V} < 755.28 \text{ V} < 1000.00 \text{ V} \quad \checkmark$$

La tensión de entrada al inversor se encuentra dentro del rango de tensiones admisibles del equipo.  
(MPPT 6)

$$200.00 \text{ V} < 755.28 \text{ V} < 1000.00 \text{ V} \quad \checkmark$$

La tensión de entrada al inversor se encuentra dentro del rango de tensiones admisibles del equipo.  
(MPPT 7)

$$200.00 \text{ V} < 755.28 \text{ V} < 1000.00 \text{ V} \quad \checkmark$$

La tensión de entrada al inversor se encuentra dentro del rango de tensiones admisibles del equipo.  
(MPPT 8)

$$200.00 \text{ V} < 755.28 \text{ V} < 1000.00 \text{ V} \quad \checkmark$$

La tensión de entrada al inversor se encuentra dentro del rango de tensiones admisibles del equipo.  
(MPPT 9)

$$200.00 \text{ V} < 755.28 \text{ V} < 1000.00 \text{ V} \quad \checkmark$$

La tensión de entrada al inversor se encuentra dentro del rango de tensiones admisibles del equipo.  
(MPPT 10)

$$200.00 \text{ V} < 755.28 \text{ V} < 1000.00 \text{ V} \quad \checkmark$$

La intensidad de entrada al inversor es inferior a la intensidad admisible del equipo. (MPPT 1)

$$13.11 \text{ A} < 26.00 \text{ A} \quad \checkmark$$

La intensidad de entrada al inversor es inferior a la intensidad admisible del equipo. (MPPT 2)

$$13.11 \text{ A} < 26.00 \text{ A} \quad \checkmark$$

## Cálculos justificativos

La intensidad de entrada al inversor es inferior a la intensidad admisible del equipo. (MPPT 3)

$$13.11 \text{ A} < 26.00 \text{ A} \quad \checkmark$$

La intensidad de entrada al inversor es inferior a la intensidad admisible del equipo. (MPPT 4)

$$13.11 \text{ A} < 26.00 \text{ A} \quad \checkmark$$

La intensidad de entrada al inversor es inferior a la intensidad admisible del equipo. (MPPT 5)

$$13.11 \text{ A} < 26.00 \text{ A} \quad \checkmark$$

La intensidad de entrada al inversor es inferior a la intensidad admisible del equipo. (MPPT 6)

$$13.11 \text{ A} < 26.00 \text{ A} \quad \checkmark$$

La intensidad de entrada al inversor es inferior a la intensidad admisible del equipo. (MPPT 7)

$$13.11 \text{ A} < 26.00 \text{ A} \quad \checkmark$$

La intensidad de entrada al inversor es inferior a la intensidad admisible del equipo. (MPPT 8)

$$13.11 \text{ A} < 26.00 \text{ A} \quad \checkmark$$

La intensidad de entrada al inversor es inferior a la intensidad admisible del equipo. (MPPT 9)

$$13.11 \text{ A} < 26.00 \text{ A} \quad \checkmark$$

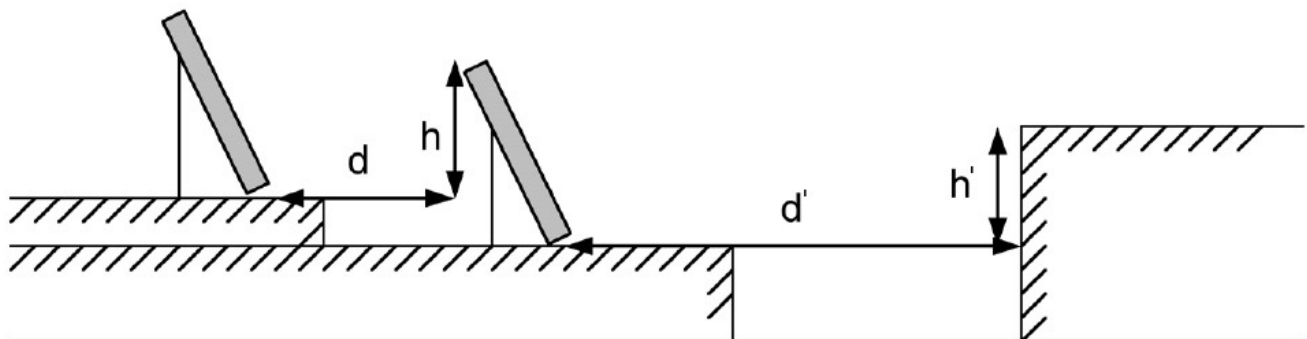
La intensidad de entrada al inversor es inferior a la intensidad admisible del equipo. (MPPT 10)

$$13.11 \text{ A} < 26.00 \text{ A} \quad \checkmark$$

### 1.3. Distancia mínima entre filas de módulos

Como norma general de diseño, cuando se realiza una instalación fotovoltaica sobre un plano horizontal, la distancia entre filas de módulos o entre una fila y un obstáculo de altura 'h' que pueda proyectar sombras, debe garantizar al menos 4 horas de sol en torno al mediodía del solsticio de invierno.

Asimismo, la separación entre la parte posterior de una fila y el comienzo de la siguiente respetará la distancia mínima, considerando en este caso 'h' la diferencia de alturas entre la parte alta de una fila y la parte baja de la posterior, efectuándose todas las medidas con relación al plano que contiene las bases de los módulos.



## Cálculos justificativos

En cualquier caso, estas distancias han de ser como mínimo igual a:

$$d = h \cdot k$$

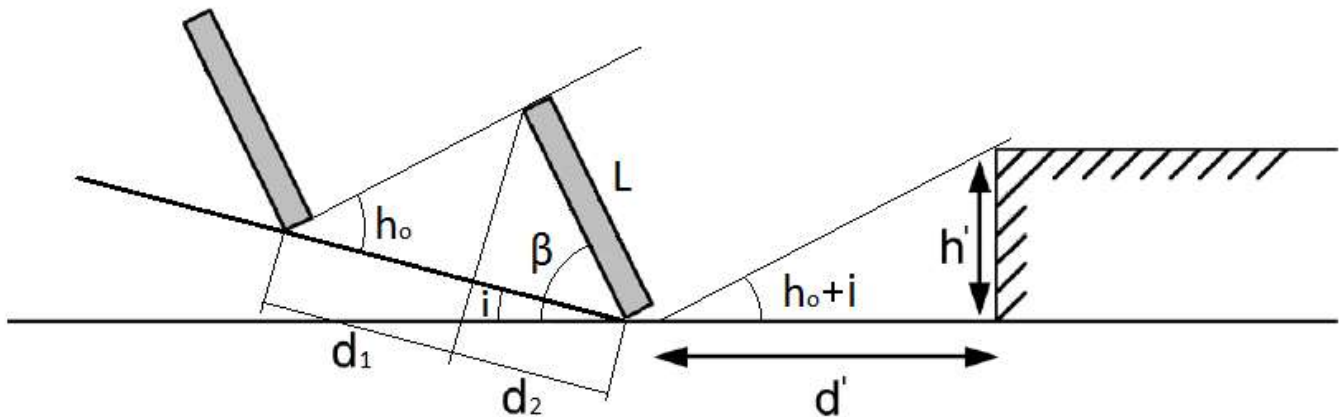
$$k = \frac{1}{\tan(61^\circ - \phi)}$$

- d Distancia entre filas de módulos ( m )
- d' Distancia entre la primera fila de módulos y un obstáculo de altura h ( m )
- h Diferencia de alturas entre la parte alta de una fila y la parte baja de la posterior ( m )
- h' Altura de un obstáculo que pueda producir sombras sobre los paneles ( m )
- k Factor de incidencia de la latitud del emplazamiento ( )
- $\phi$  Latitud del emplazamiento ( ° )

Si los módulos se instalan sobre cubiertas inclinadas, dada la complejidad del análisis, el cálculo de la distancia entre filas deberá efectuarse mediante la ayuda de un programa de cálculo a fin de que se cumplan las condiciones requeridas:

La distancia entre filas de módulos o entre una fila y un obstáculo de altura 'h' que pueda proyectar sombras, debe garantizar al menos 4 horas de sol en torno al mediodía del solsticio de invierno.

Asimismo, la separación entre la parte posterior de una fila y el comienzo de la siguiente respetará la distancia mínima, considerando en este caso 'h' la diferencia de alturas entre la parte alta de una fila y la parte baja de la posterior, efectuándose todas las medidas con relación al plano que contiene las bases de los módulos.





## Cálculos justificativos

En cualquier caso, estas distancias han de ser como mínimo igual a:

$$d = 1.25 \cdot L \cdot (d_1 + d_2)$$

$$d_1 = \frac{\sin(\beta - i)}{\operatorname{tg}(h_o + i)}$$

$$d_2 = \cos(\beta - i)$$

$$h_o = 90 - \phi - \delta$$

$$d' = \frac{h'}{\operatorname{tg}(h_o + i)}$$

- d Distancia entre filas de módulos, medida sobre el plano inclinado ( *m* )
- L Longitud del módulo ( *m* )
- d<sub>1</sub> Distancia entre la proyección del módulo sobre el plano inclinado y la base del panel de la fila siguiente ( *m* )
- d<sub>2</sub> Proyección del módulo sobre el plano inclinado ( *m* )
- β Inclinação de los paneles respecto a su posición horizontal ( ° )
- i Inclinação del plano de instalación de los paneles ( ° )
- h<sub>o</sub> Altura solar ( ° )
- φ Latitud del emplazamiento ( ° )
- δ Declinación solar debida a la inclinación del eje terrestre ( ° )
- d' Distancia entre la primera fila de módulos y un obstáculo de altura h ( *m* )
- h' Altura de un obstáculo que pueda producir sombras sobre los paneles ( *m* )