

2. MEMORIA DE CÁLCULO

2.1 DEFINICIONES

- **Instalaciones fotovoltaicas**

Aquellas que disponen de módulos fotovoltaicos para la conversión directa de la radiación solar en energía eléctrica sin ningún paso intermedio.

- **Instalaciones fotovoltaicas interconectadas**

Aquellas que normalmente trabajan en paralelo con la empresa distribuidora.

- **Línea y punto de conexión y medida**

La línea de conexión es la línea eléctrica mediante la cual se conectan las instalaciones fotovoltaicas con un punto de red de la empresa distribuidora o con la acometida del usuario, denominado punto de conexión y medida.

- **Interruptor automático de la interconexión**

Dispositivo de corte automático sobre el cual actúan las protecciones de interconexión.

- **Radiación Solar**

Energía procedente del Sol en forma de ondas electromagnéticas.

- **Irradiancia**

Densidad de potencia incidente en una superficie o la energía incidente por unidad de tiempo y unidad de superficie. Se mide en kW/m².

- **Irradiación**

Energía incidente en una superficie por unidad de superficie y a lo largo de un cierto período de tiempo. Se mide en kWh/m².

- **Generador fotovoltaico**

Asociación en paralelo de ramas fotovoltaicas.

- **Célula solar o fotovoltaica**

Dispositivo que transforma la radiación solar en energía eléctrica.

- **Módulo o panel fotovoltaico**

Conjunto de células solares directamente interconectadas y encapsuladas entre materiales que las protegen de los efectos de la intemperie.

- **Rama fotovoltaica (String)**

Subconjunto de módulos interconectados en serie o en asociaciones serie-paralelo, con voltaje igual a la tensión nominal del generador.

- **Condiciones Estándar de Medida (CEM)**

Condiciones de irradiancia y temperatura en la célula solar, utilizadas universalmente para caracterizar células, módulos y generadores solares y definidas del modo siguiente:

- Irradiancia solar: 1000 W/m²
- Distribución espectral: AM 1,5 G
- Temperatura de célula: 25 °C

- **Potencia pico**

Potencia máxima del panel fotovoltaico en CEM.

- **Potencia pico o nominal del generador fotovoltaico**

Suma de las potencias máximas de los módulos fotovoltaicos.

- **Potencia de la instalación fotovoltaica o potencia nominal**

Suma de la potencia nominal de los inversores (la especificada por el fabricante) que intervienen en las tres fases de la instalación en condiciones nominales de funcionamiento.

- **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/m² con distribución espectral AM 1,5 G, la temperatura ambiente es de 20 °C y la velocidad del viento, de 1 m/s.

2.2 DATOS DE PARTIDA

- **Ubicación Geográfica:** Termino municipal de Utrera, provincia de Sevilla.

- **Superficie disponible:** La parcela de la que disponemos tiene unas 4 hectáreas, pero está destinada en su mayoría al cultivo del olivo. Sólo disponemos de una parte de la parcela para nuestra instalación que, según queda reflejado en el plano, es una zona rectangular de unos 20x200 metros.

- **Potencia a instalar:** La máxima que podamos obtener con la superficie disponible.

2.3 DISTRIBUCIÓN DEL HUERTO SOLAR

La distribución de la instalación se realiza teniendo en cuenta los siguientes aspectos:

- **La potencia nominal de cada instalación no debe superar los 100 kW.** Esto responde a un aspecto fundamentalmente económico en lo que se refiere a la rentabilidad del huerto solar. El Real Decreto 436/2004 de 12 de Marzo dice textualmente en su artículo 33:

Tarifas, primas e incentivos para instalaciones de la categoría b), grupo b.1: energía solar.

1. Instalaciones de energía solar fotovoltaica del subgrupo b.1.1 de no más de 100 kW de potencia instalada:

Tarifa: 575 por ciento durante los primeros 25 años desde su puesta en marcha y 460 por ciento a partir de entonces.

2. Resto de instalaciones de energía fotovoltaica del subgrupo b.1.1:

Tarifa: 300 por ciento durante los primeros 25 años desde su puesta en marcha y 240 por ciento a partir de entonces.

Este porcentaje al que se refiere el Real Decreto es el porcentaje a aplicar sobre la tarifa eléctrica media o de referencia de cada año definida en el artículo 2 del Real Decreto 1432/2002. Si en 2007 tenemos un precio de referencia del kWh eléctrico de 7.7644 c€, esto quiere decir que el kWh de energía eléctrica producida en una instalación de menos de 100 kW de potencia nominal sería de:

$$7.7644 \times 5.75 = 44.6453 \text{ c€}$$

Por contra para una instalación de más de 100 kW el precio de venta sería de:

$$7.7644 \times 3 = 23.2932 \text{ c€}$$

Razón más que suficiente para declinarnos a subdividir el huerto solar en instalaciones de no más de 100 kW.

- **A mayor tensión menores pérdidas.** Mientras mayor sea la potencia nominal del inversor, mayor tensión del generador solar permite. Esto se traduce en que el número de módulos fotovoltaicos que se conecten en serie puede ser mayor y por lo tanto la tensión nominal de nuestra instalación sea mayor. Esta configuración con un inversor de gran potencia que recoja la potencia se denomina de "inversor central".

Existe otra configuración por la que no se ha optado en este caso, la cual tiene sus ventajas e inconvenientes. Es la de instalar los denominados "inversores string". Estos son inversores que se ubican al final de cada cadena de módulos fotovoltaicos que se conectan en serie, y tienen una potencia de hasta 10 kW. Poseen la ventaja de que al agrupar menos módulos en un mismo inversor, éste puede sacar mejor rendimiento de cada uno, pues el sistema de "seguimiento del punto de máxima potencia" funciona mejor mientras más parecido sean los módulos (los cuales suelen tener una tolerancia del 3% en sus parámetros) y mientras más parecidas sean las condiciones de radiación a las que están sometidos. Lo que es decir, que al tener menor número de módulos es más fácil que sean más parecidos y que sus condiciones de irradiancia se asemejen más.

Otra ventaja de los inversores string es que una avería en uno de ellos no hace de que se dejen producir 100 kW, sino 10 kW tan sólo, aunque al tener mayor número de inversores mayor es la probabilidad de que alguno se averíe.

El problema es que diez inversores string de 10 kW son más caros que un inversor central de 100 kW, si bien es verdad que los inversores string están preparados para el exterior, por lo que nos ahorraríamos la caseta donde se ubicarían los inversores centrales.

- **Minimizar distancias** para ahorrar en cableado. El inversor debe ir situado lo más próximo posible a los captadores solares, y estos deben concentrarse en el menor espacio posible. Hay que tener en cuenta que las filas de captadores deben respetar una distancia mínima entre ellas para evitar sombras.

2.4 ESTUDIO ELÉCTRICO FOTOVOLTAICO

Según lo expuesto se plantea hacer una instalación de una potencia nominal total de 300 kW, dividido en tres instalaciones de 100 kW.

El inversor a usar será el SolarMax 100C y los módulos fotovoltaicos serán de la marca y modelo Suntechnics STM-180 (los datos técnicos se especifican en el anexo correspondiente). La estructura a utilizar será la Solar Giant que puede ubicar hasta 28 captadores de este tipo.

Tendremos que decidir:

- a) Cuántos módulos conectar en serie por string
- b) Cuántos ramales conectar en paralelo

a) CUÁNTOS MÓDULOS CONECTAR EN SERIE POR STRING

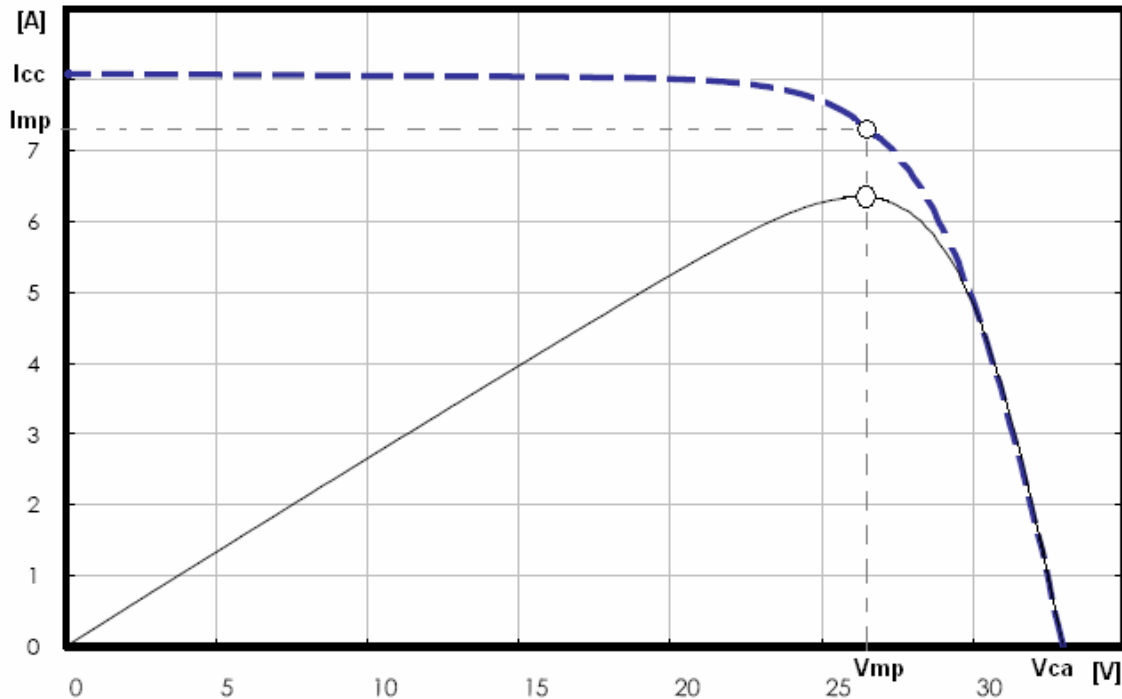
Para saber el número óptimo de módulos a conectar en serie tendremos que saber cual es el rango de tensiones en el que nuestro inversor trabaja sacando el máximo partido del generador fotovoltaico. Es lo que se conoce como "rango de tensiones de máxima potencia".

Cada módulo fotovoltaico tiene una curva característica I-V, como la que se detalla en la figura.

El eje de abscisas es la tensión y el de ordenadas la intensidad. Los valores señalados son:

- Imp: intensidad de máxima potencia.

- I_{cc} : intensidad de cortocircuito.
- V_{mp} : tensión de máxima potencia.
- V_{ca} : tensión a circuito abierto.



Curva I-V característica de un módulo fotovoltaico

Esta gráfica se corresponde a unas condiciones de Irradiancia y temperatura de panel dadas, la curva gruesa a trazos es la que nos da la intensidad del módulo en función de la tensión a la que éste se encuentra y la curva delgada continua es la potencia que se genera para cada par tensión-intensidad.

Tenemos un punto donde se maximiza la potencia, siendo este el punto que el inversor busca obtener en cada momento, regulando la tensión a la que funciona nuestro sistema.

La curva, aunque semejante en forma, será diferente según las condiciones de irradiancia y temperatura de panel que tengamos en cada momento, y es por eso que el inversor tiene definido un rango de tensiones en el cual es capaz de localizar el punto de máxima potencia.

Los pasos a seguir para realizar un buen acople entre el inversor y los módulos son los siguientes:

1. Analizar la variación de los parámetros característicos del módulo según la irradiancia y la temperatura.
2. Estimar los días más extremos del año en irradiancia y temperatura para así calcular la tensión de máxima potencia mínima y máxima del captador a lo largo del año.
3. Según la tensión mínima y máxima calculada, ver cual es el número de módulos que podemos conectar en serie sin salirnos del rango de tensión en el cual el inversor es capaz de localizar el punto de máxima potencia.
4. Comprobar que no se supera la máxima tensión de funcionamiento admitida por el inversor.

La tensión de máxima potencia (V_{mp}) varía linealmente con la temperatura del módulo, disminuyendo a medida que aumenta la temperatura según un coeficiente que viene dado por el fabricante. Para el STM-180 tenemos:

$$\Delta V_{mp}/\Delta T = 0,096 \text{ V/}^\circ\text{C}$$

La V_{mp} de referencia que nos da el fabricante es la que se corresponde a las condiciones estándar de medida, siendo:

$$V_{mp} (25^\circ\text{C}, 1000 \text{ W/m}^2) = 23,7 \text{ V}$$

La fórmula que nos da la V_{mp} en función de la temperatura del módulo:

$$V_{mp} (T) = V_{mp} (25^\circ\text{C}, 1000 \text{ W/m}^2) + \Delta V_{mp}/\Delta T \times (25-T)$$

Sustituyendo los valores de nuestro captador:

$$V_{mp} (T) = 23,7 + 0,096 \times (25-T)$$

Necesitamos saber cual es la temperatura máxima y mínima del panel el día más frío y el día más calurosos del año.

Para Sevilla consideraremos:

- Día más caluroso: $T_{amb} = 45 \text{ }^\circ\text{C}$, $I = 1000 \text{ W/m}^2$
- Día más frío: $T_{amb} = 0 \text{ }^\circ\text{C}$, $I = 100 \text{ W/m}^2$

La fórmula que nos da la temperatura del panel en función de la temperatura ambiente y la irradiancia es:

$$T = T_{amb} + \frac{TONC - 20}{800} \cdot I$$

Si nuestro captador tiene un $TONC = 47,5^\circ\text{C}$; para los días considerados tendremos:

$$T_{max} = T(45^\circ\text{C}, 1000 \text{ W/m}^2) = 45 + [(47,5-20)/800] \times 1000 = 79,38 \text{ }^\circ\text{C}$$

$$T_{min} = T(0^\circ\text{C}, 100 \text{ W/m}^2) = 0 + [(47,5-20)/800] \times 100 = 3,44 \text{ }^\circ\text{C}$$

Y por lo tanto la V_{mp} mínima y máxima será:

$$V_{mp,min} = V_{mp}(T_{max}) = 23,7 + 0,096 \times (25 - 79,38) = 18,48 \text{ V}$$

$$V_{mp,max} = V_{mp}(T_{min}) = 23,7 + 0,096 \times (25 - 3,44) = 25,77 \text{ V}$$

El rango de tensiones de seguimiento del punto de máxima potencia de nuestro inversor es de 430 a 800 V, y teniendo en cuenta que al ir conectando paneles en serie estamos sumando la tensión total que tenemos a la salida, deberán de cumplirse las condiciones siguientes:

$$Nps \times V_{mp,min} > 430 \text{ V} \rightarrow Nps > 430/18,48 \rightarrow Nps > 24$$

$$Nps \times V_{mp,max} < 800 \text{ V} \rightarrow Nps < 800/25,77 \rightarrow Nps < 31$$

Estas inequaciones nos dicen que si conectamos entre 24 y 31 paneles en serie, nos aseguramos de que todos los días del año nuestra tensión de salida del generador fotovoltaico estará comprendido entre 430 y 800 V,

esto es, el rango de tensión en el cual el inversor hace el seguimiento del punto de máxima potencia.

En principio el número óptimo de módulos a interconectar en serie sería 31, pues al tener mayor tensión tenemos menores pérdidas. Pero finalmente nos decidimos por hacer una conexión en serie de 28 módulos por string, ya que la estructura que disponemos puede albergar hasta 28 módulos, obteniéndose por tanto un string por cada estructura. Esto simplifica considerablemente el cableado de nuestro huerto solar al tener una mayor homogeneidad en la distribución de la instalación.

Finalmente tendríamos que comprobar que no se sobrepasan los valores límites de tensión en intensidad soportados por nuestro inversor.

El Solarmax 100C soporta una tensión máxima a circuito abierto de 900 V y una intensidad máxima de 225 A a la entrada, es decir, en la parte de corriente continua.

La tensión a circuito abierto de nuestro panel (la máxima que puede alcanzar) en las condiciones estándar de medida es $V_{ca} = 30,0 V$.

Por tanto, la tensión máxima a circuito abierto de nuestra instalación valdrá:

$$N_{ps} \times V_{ca} = 28 \times 30 = 840 V$$

Puesto que:

$$840 V < 900 V$$

Se verifica que no sobrepasaremos la tensión máxima soportada por nuestro inversor.

b) CUÁNTOS STRING CONECTAR EN PARALELO

Se trata de ver que potencia pico total del generador fotovoltaico conectamos a nuestro inversor.

Si bien el número máximo de string que se conectan en paralelo vendrá dado por la intensidad máxima que soporta nuestro inversor, el elegir la potencia pico a instalar es una decisión algo más subjetiva, pues la radiación, y por tanto, la producción de nuestro generador fotovoltaico será variable.

Es claro que a mayor número de módulos más energía produciríamos, el problema es que no aprovecharíamos todo el potencial de los módulos y del inversor, y podríamos caer en un sobredimensionamiento de la instalación costoso e innecesario.

Por ejemplo, si instaláramos un número de módulos que nos diera una potencia pico de 130 kW estos nos darían una buena producción en invierno (si consideramos que en esta época del año las condiciones desfavorables harían que la potencia generada fuera inferior a 100 kW), pero en verano estaríamos produciendo por encima de 100 kW, valor máximo de potencia que es capaz de generar nuestro inversor. En este caso, se desaprovecharía parte de la energía producida.

En muchas ocasiones el fabricante del inversor da un rango de potencia pico que debiera tener el generador fotovoltaico y aconseja un valor óptimo concreto. En cualquier caso el dimensionado se hace teniendo en cuenta una relación considerada óptima entre la potencia pico del generador fotovoltaico y la nominal del inversor.

$$\frac{Pot_nom(inversor)}{Pot_pico(generator)} = 0,85 \approx 0,95$$

En nuestro caso tenemos que por cada string hay 28 módulos de 180 Wp cada uno, por tanto:

$$Pot_pico_string = 28 \times 180 = 5040 \text{ Wp}$$

Si conectamos en paralelo 22 string tendríamos:

$$Pot_pico_total = 5040 \text{ Wp} \times 22 = 110,88 \text{ Kwp}$$

Obteniéndose una relación:

$$\frac{Pot_nom(inversor)}{Pot_pico(generator)} = \frac{100}{110,88} = 0,90$$

Consideramos está relación como buena a falta de comprobar que la intensidad máxima de cortocircuito de nuestra instalación no supera el valor límite soportado por el inversor.

$$Intensidad_máxima_inversor = 225 \text{ A}$$

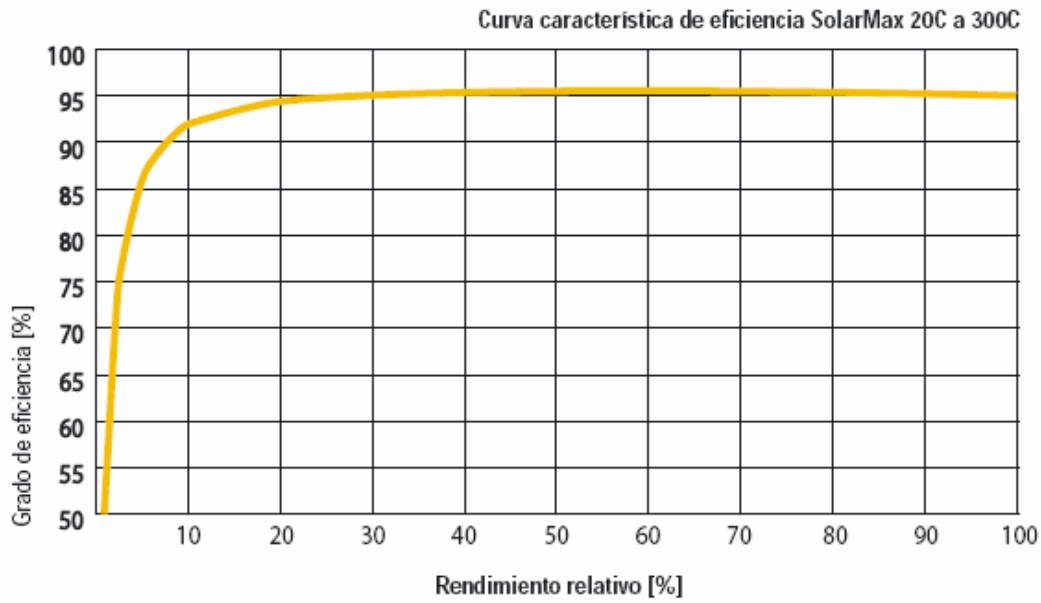
$$Icc_generador_fv = Icc_módulo \times N^o_string = 8,37 \times 22 = 184,14 \text{ A}$$

$$184,14 \text{ A} < 225 \text{ A} \rightarrow \text{No se supera la intensidad máxima del inversor.}$$

Es interesante también hacer referencia al rendimiento del inversor en función de la potencia. Se obtiene un rendimiento mejor mientras más nos acerquemos a la potencia nominal de funcionamiento, sin embargo para este tipo de usos fotovoltaicos donde no se trabaja siempre a altas potencias, es muy importante que los inversores presenten unas altas prestaciones incluso a carga parcial.

Por este motivo se definió el **rendimiento europeo**, que toma como valor de referencia del rendimiento del inversor el que se obtiene de una media ponderada para varios niveles de carga, tal como puede observarse en la figura adjunta.

7.10 Eficiencia



Curva característica de eficiencia SolarMax 20C a 300C

P _{relativa} [%]	$\eta_{(450VDC)}$ [%]
5%	87.0
10%	92.0
20%	94.5
30%	95.2
50%	95.6
100%	94.8
Eficiencia europea	94.8

Leyenda:

- P_{relativa} Relación entre potencia de salida y potencia nominal [%]
- $\eta_{(VDC)}$ Eficiencia con una correspondiente tensión de entrada [%]

Rendimiento del inversor Solarmax 100C

Finalmente como resumen de lo calculado mostramos un cuadro que puede realizarse con una sencilla hoja Excel. Éste nos da todos los resultados que han sido detallados con anterioridad con tan solo introducir los parámetros característicos del inversor y del módulo fotovoltaico, así como los datos climáticos.

STM 180F		SOLARMAX 100C	
Imp (A)	7,6	Potencia (kW)	100
Icc (A)	8,37	Vmp min (V)	430
Vmp (V)	23,7	Vmp max (V)	800
Vca (V)	30	I max (A)	225
Pmax (Wp)	180	Vca max (V)	900
TONC (°C)	47,5		
dV/dT (°C/V)	0,096		

Tmax panel (°C)	79,38	Tamb max (°C)	45
Vmp min (V)	18,48	Imax (W/m2)	1000
Tmin panel (°C)	3,44	Tamb min (°C)	0
Vmp máx (V)	25,77	Imin (W/m2)	100
Nmod serie min	24		
Nmod serie max	31		

CAMPO SOLAR		
N mod serie	28	
N string	22	
N mod total	616	
Imp string	7,6	
Imp total	167,2	
Vmp total	663,6	
Vca total	840	
Icc total	184,14	debe ser menor que la Vca max del inversor
Pmax total (kWp)	110,88	debe ser menor que la Icc máx del inversor

2.5 CÁLCULOS EN BAJA TENSIÓN

▪ **Sección del cableado de cc entre módulos e inversor**

Caída de tensión corriente continua. En esta parte de la instalación este será el criterio más restrictivo para el dimensionamiento de los conductores desde los propios módulos hasta la caja de conexión previa al inversor, pues tenemos que salvar grandes distancias.

De esta última caja (donde se suman todos los ramales) hasta el inversor tendremos unos 2 metros, sin embargo la intensidad será igual a 184.14 A, por lo que el criterio más restrictivo en este tramo será el térmico. Según la ITC-BT 19 para cables aislados en tubos sobre pared, aislamiento XLPE, comprobamos que necesitamos una sección mínima de 70 mm².

Para el cálculo de la caída de tensión utilizaremos la siguiente fórmula:

$$\varepsilon = \frac{2 \cdot L \cdot I_{cc}}{U_{mp} \cdot \sigma \cdot s}$$

Donde:

ε *Caída de tensión [%]*

L *Longitud del tramo en [m]*

I_{cc} *Intensidad de cortocircuito del string [A]*

U_{mp} *Tensión de máxima potencia del generador FV [V]*

σ *Conductividad [48 m/Ω·mm² a 70°C para el cobre]*

s *Sección del conductor [mm²]*

El diseño del generador fotovoltaico está previsto de modo que por cada ramal no pueda circular corriente procedente de otros ramales. Por éste motivo se colocan fusibles de seguridad ajustados a un valor 1,3 veces la corriente máxima que puede circular por el ramal. En el cálculo de secciones hemos tenido en cuenta que la máxima caída de tensión que exista entre el generador fotovoltaico y la entrada al inversor no sea superior al 1%.

INSTALACIÓN A								
RAMAL más desfavorable	Ump (V)	Icc (A)	Potencia pico (Wp)	Longitud (m)	Sección adoptada (mm ²)	Caída tensión (V)	Caída tensión relativa (%)	Potencia perdida (W)
A4-C.Campo	663,6	8,37	5040	45	10	1,57	0,24%	11,92
C.Campo-C.Con	663,6	33,48	20160	30	16	2,62	0,39%	79,46
C.Con-INV_A	663,6	184,14	110880	2	70	0,22	0,03%	36,63
TOTAL	663,6	184,14	110880			4,19	0,66%	128,01
A8-C.Campo	663,6	8,37	5040	45	10	1,57	0,24%	11,92
C.Campo-C.Con	663,6	33,48	20160	19	16	1,66	0,25%	50,33
C.Con-INV_A	663,6	184,14	110880	2	70	0,22	0,03%	36,63
TOTAL	663,6	184,14	110880			3,23	0,52%	98,87
A12-C.Campo	663,6	8,37	5040	45	10	1,57	0,24%	11,92
C.Campo-C.Con	663,6	33,48	20160	12	16	1,05	0,16%	31,78
C.Con-INV_A	663,6	184,14	110880	2	70	0,22	0,03%	36,63
TOTAL	663,6	184,14	110880			2,62	0,43%	80,33
A16-C.Campo	663,6	8,37	5040	45	10	1,57	0,24%	11,92
C.Campo-C.Con	663,6	33,48	20160	23	16	2,01	0,30%	60,92
C.Con-INV_A	663,6	184,14	110880	2	70	0,22	0,03%	36,63
TOTAL	663,6	184,14	110880			3,57	0,57%	109,47
A20-C.Campo	663,6	8,37	5040	45	10	1,57	0,24%	11,92
C.Campo-C.Con	663,6	33,48	20160	36	16	3,14	0,47%	95,35
C.Con-INV_A	663,6	184,14	110880	2	70	0,22	0,03%	36,63
TOTAL	663,6	184,14	110880			4,71	0,74%	143,90
A22-C.Campo	663,6	8,37	5040	15	10	0,52	0,08%	3,97
C.Campo-C.Con	663,6	16,74	10080	67	16	2,92	0,44%	44,37
C.Con-INV_A	663,6	184,14	110880	2	70	0,22	0,03%	36,63
TOTAL	663,6	16,74	10080			3,66	0,55%	84,97

INSTALACIÓN B								
RAMAL más desfavorable	Ump (V)	Icc (A)	Potencia pico (Wp)	Longitud (m)	Sección adoptada (mm ²)	Caída tensión (V)	Caída tensión relativa (%)	Potencia perdida (W)
B2-C.Campo	663,6	8,37	5040	15	10	0,52	0,08%	3,97
C.Campo-C.Con	663,6	16,74	10080	29	16	1,26	0,19%	19,20
C.Con-INV_B	663,6	184,14	110880	2	70	0,22	0,03%	36,63
TOTAL	663,6	16,74	10080			2,01	0,30%	59,80

B6-C.Campo	663,6	8,37	5040	45	10	1,57	0,24%	11,92
C.Campo-C.Con	663,6	33,48	20160	19	16	1,66	0,25%	50,33
C.Con-INV_B	663,6	184,14	110880	2	70	0,22	0,03%	36,63
TOTAL	663,6	33,48	110880			3,45	0,52%	98,87

B6-C.Campo	663,6	8,37	5040	45	10	1,57	0,24%	11,92
C.Campo-C.Con	663,6	33,48	20160	13	16	1,13	0,17%	34,43
C.Con-INV_B	663,6	184,14	110880	2	70	0,22	0,03%	36,63
TOTAL	663,6	33,48	110880			2,92	0,44%	82,98

B14-C.Campo	663,6	8,37	5040	45	10	1,57	0,24%	11,92
C.Campo-C.Con	663,6	33,48	20160	24	16	2,09	0,32%	63,57
C.Con-INV_B	663,6	184,14	110880	2	70	0,22	0,03%	36,63
TOTAL	663,6	33,48	110880			3,88	0,58%	112,12

B18-C.Campo	663,6	8,37	5040	45	10	1,57	0,24%	11,92
C.Campo-C.Con	663,6	33,48	20160	35	16	3,05	0,46%	92,71
C.Con-INV_B	663,6	184,14	110880	2	70	0,22	0,03%	36,63
TOTAL	663,6	33,48	110880			4,84	0,73%	141,25

B22-C.Campo	663,6	8,37	5040	45	10	1,57	0,24%	11,92
C.Campo-C.Con	663,6	33,48	20160	46	16	4,01	0,60%	121,84
C.Con-INV_B	663,6	184,14	110880	2	70	0,22	0,03%	36,63
TOTAL	663,6	33,48	110880			5,80	0,87%	170,39

INSTALACIÓN C								
RAMAL más desfavorable	Ump (V)	Icc (A)	Potencia pico (Wp)	Longitud (m)	Sección adoptada (mm ²)	Caída tensión (V)	Caída tensión relativa (%)	Potencia perdida (W)
C4-C.Campo	663,6	8,37	5040	45	10	1,57	0,24%	11,92
C.Campo-C.Con	663,6	33,48	20160	30	16	2,62	0,39%	79,46
C.Con-INV_B	663,6	184,14	110880	2	70	0,22	0,03%	36,63
TOTAL	663,6	184,14	110880			4,40	0,66%	128,01
C8-C.Campo	663,6	8,37	5040	45	10	1,57	0,24%	11,92
C.Campo-C.Con	663,6	33,48	20160	20	16	1,74	0,26%	52,97
C.Con-INV_B	663,6	184,14	110880	2	70	0,22	0,03%	36,63
TOTAL	663,6	184,14	110880			3,53	0,53%	101,52
C8-C.Campo	663,6	8,37	5040	45	10	1,57	0,24%	11,92
C.Campo-C.Con	663,6	33,48	20160	14	16	1,22	0,18%	37,08
C.Con-INV_B	663,6	184,14	110880	2	70	0,22	0,03%	36,63
TOTAL	663,6	184,14	110880			3,01	0,45%	85,63
C8-C.Campo	663,6	8,37	5040	45	10	1,57	0,24%	11,92
C.Campo-C.Con	663,6	33,48	20160	24	16	2,09	0,32%	63,57
C.Con-INV_B	663,6	184,14	110880	2	70	0,22	0,03%	36,63
TOTAL	663,6	184,14	110880			3,88	0,58%	112,12
C8-C.Campo	663,6	8,37	5040	45	10	1,57	0,24%	11,92
C.Campo-C.Con	663,6	33,48	20160	28	16	2,44	0,37%	74,16
C.Con-INV_B	663,6	184,14	110880	2	70	0,22	0,03%	36,63
TOTAL	663,6	184,14	110880			4,23	0,64%	122,71
C22-C21	663,6	8,37	5040	15	10	0,52	0,08%	3,97
C21-INV_C	663,6	16,74	10080	42	16	1,83	0,28%	27,81
C.Con-INV_B	663,6	184,14	110880	2	70	0,22	0,03%	36,63
TOTAL	663,6	184,14	110880			2,35	0,35%	31,78

▪ **Sección del cableado de ca de los inversores al CT**

La determinación reglamentaria de la sección de un cable consiste en calcular la sección mínima normalizada que satisface simultáneamente las dos condiciones siguientes:

- *Criterio de la intensidad máxima admisible o de calentamiento.*

La temperatura del conductor del cable, trabajando a plena carga y en régimen permanente, no deberá superar en ningún momento la temperatura máxima admisible asignada de los materiales que se utilizan para el aislamiento del cable. Esta temperatura se especifica en las normas particulares de los conductores y suele ser de 70°C para cables con aislamiento termoplásticos y de 90°C para cables con aislamientos termoestables.

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot U \cdot \cos\varphi}$$

Donde:

I Intensidad [A]

P Potencia [W]

U Tensión [V]

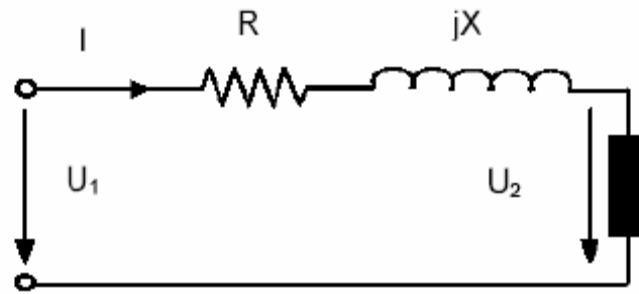
cosφ Factor de potencia

Según esta fórmula, la intensidad nominal que circulará por el conductor en régimen permanente es de 144,34 A.

Según la ITC-BT-07, para una terna de cables unipolares con aislamiento XLPE enterrados bajo tubo se necesita una sección mínima de 50mm².

- *Criterio de la caída de tensión.*

La expresión que se utiliza para el cálculo de la caída de tensión que se produce en una línea se obtiene considerando el circuito equivalente de una línea corta (inferior a unos 50 km) es la siguiente:



Circuito equivalente de una línea corta

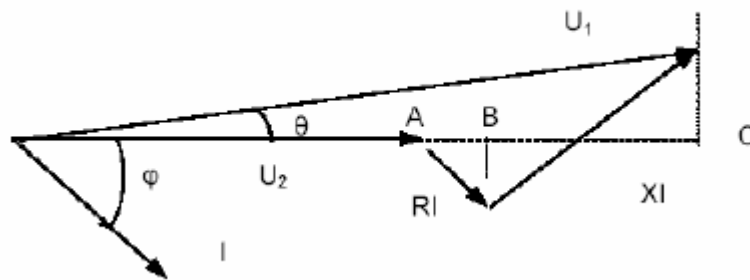


Diagrama vectorial

Debido al pequeño valor del ángulo θ , entre las tensiones en el origen y el extremo de la línea, se puede asumir sin cometer prácticamente ningún error, que el vector U_1 , es igual a su proyección horizontal, siendo por tanto el valor de la caída de tensión.

$$\Delta U = U_1 - U_2 \approx AB + BC = R I \cos \varphi + X I \sin \varphi$$

Como la potencia transportada por la línea es:

$$P_n = \sqrt{3} \cdot I_n \cdot U_n \cdot \cos \varphi$$

Donde:

P_n Potencia nominal [W]

U_n Tensión nominal [V]

I_n Intensidad nominal [A]

$\cos \varphi$ Factor de potencia

Basta con sustituir la intensidad calculada en función de la potencia en la fórmula anterior, y obtenemos:

$$\Delta U_{III} (V) = (R + X \tan \varphi) \cdot (P / U)$$

Donde:

ΔU_{III} Caída de tensión de línea en trifásico [V]

R Resistencia de la línea [O]

X Reactancia de la línea [O]

P Potencia transportada por la línea [W]

U Tensión de línea [V]

$\tan \varphi$ Tangente del ángulo del factor de potencia de la carga.

La reactancia X, de los conductores varía con el diámetro y la separación entre conductores. En redes de distribución subterráneas, para conocer el valor de la reactancia de la línea se puede estimar el valor de la reactancia inductiva como 0,1 Ω /km, o bien como un incremento adicional de la resistencia. De tal forma, podemos suponer que para un conductor cuya sección sea:

Sección	Reactancia inductiva (X)
$S \leq 120 \text{ mm}^2$	$X \cong 0$
$S = 150 \text{ mm}^2$	$X \cong 0,15 R$
$S = 185 \text{ mm}^2$	$X \cong 0,20 R$
$S = 240 \text{ mm}^2$	$X \cong 0,25 R$

Aproximación del valor de la Reactancia de la línea de BT (Guía Técnica de Aplicación del REBT)

Aplicando lo expuesto para una sección de 150 mm² se obtienen los resultados resumidos en la siguiente tabla, donde se verifica que la caída de tensión en el tramo considerado no es superior al 1,5% en ninguno de los casos.

INSTALACIÓN	POTENCIA (kW)	Un (V)	Φ	L (m)	S (mm ²)	X (Ω /km)	$\Delta U_{III}(V)$	$\Delta U_{III}(\%)$
A	100	400	0	50	150	0,0027	1,49	0,37%
B	100	400	0	103	150	0,0027	3,07	0,77%
C	100	400	0	167	150	0,0027	4,97	1,24%

2.6 PUNTO DE CONEXIÓN

▪ **Selección del Transformador**

La potencia aparente generada por la instalación, viene dada por la expresión:

$$S_n = P / \cos \varphi$$

Donde:

S_n Potencia aparente de la instalación [kVA]

P Potencia activa de la instalación [kW]

$\cos \varphi$ Factor de potencia

Según la empresa suministradora, para conectar una instalación de generación a la red de distribución se debe cumplir que la potencia generada sea inferior o igual al 50% de la potencia del transformador.

Potencia aparente de la instalación = 300 kVA

Potencia aparente del transformador = 600 kVA

Por lo que dentro de la gama de trafos del mercado seleccionamos uno de 630 kVA. Es un transformador en baño de aceite mineral gama integral serie 36 kV de la marca ORMAZABAL, cuyas características eléctricas cumplen la normativa UNE-21428, EN-60076 e IEC-76.

▪ **Intensidad lado de A.T.**

La intensidad secundaria en un transformador trifásico viene dada por la expresión:

$$I_p = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U_p}$$

Donde:

S Potencia del transformador [kVA]

U_p Tensión del primario [kV]

I_s Intensidad del primario [A]

Sustituyendo:

$$I_p = \frac{630}{\sqrt{3} \cdot 25} = 14,55 A$$

▪ Intensidad lado de B.T.

La intensidad secundaria en un transformador trifásico viene dada por la expresión:

$$I_s = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U_s}$$

Donde:

S Potencia del transformador [kVA]

U_s Tensión del secundario [V]

I_s Intensidad del secundario [A]

Sustituyendo:

$$I_s = \frac{630 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 400} = 909,32 A$$

▪ Cortocircuitos

Para el cálculo de la intensidad primaria de cortocircuito se tendrá en cuenta una potencia de cortocircuito de 500 MVA en la red de distribución, dato proporcionado por la Compañía suministradora.

A la hora de calcular la corriente de cortocircuito en la instalación, utilizaremos la expresión:

$$I_{ccp} = \frac{S_{cc}}{\sqrt{3} \cdot U_p}$$

Donde:

S_{cc} potencia de cortocircuito de la red [MVA]

U_p tensión de servicio [kV]

I_{ccp} corriente de cortocircuito [kA]

Sustituyendo:

$$I_{ccp} = \frac{500}{\sqrt{3} \cdot 25} = 11,55 \text{ kA}$$

Para los cortocircuitos secundarios, se considera que la potencia de cortocircuito disponible es la teórica de los transformadores de MT-BT, siendo por esto más conservadores que en las consideraciones reales.

La corriente de cortocircuito del secundario de un transformador trifásico, viene dada por la expresión:

$$I_{ccs} = \frac{100 \cdot S}{\sqrt{3} \cdot E_{cc} \cdot U_s}$$

Donde:

S Potencia de transformador [kVA]

E_{cc} Tensión de cortocircuito del transformador [%]

U_s Tensión en el secundario [V]

I_{ccs} Corriente de cortocircuito [kA]

Sustituyendo:

$$I_{ccs} = \frac{100 \cdot 630}{\sqrt{3} \cdot 4,5 \cdot 420} = 19,24 \text{ kA}$$

▪ **Dimensionado del embarrado**

Las celdas fabricadas por ORMAZABAL han sido sometidas a ensayos para certificar los valores indicados en las placas de características, por lo que no es necesario realizar cálculos teóricos ni hipótesis de comportamiento de las celdas.

Las características del embarrado son:

- Intensidad asignada: 400 A.
- Límite térmico, 1 s.: 16 kA eficaces.
- Límite electrodinámico: 40 kA cresta.

Comprobación por densidad de corriente

La comprobación por densidad de corriente tiene por objeto verificar que el conductor indicado es capaz de conducir la corriente nominal máxima sin superar la densidad máxima posible para el material conductor. Esto, además de mediante cálculos teóricos, puede comprobarse realizando un ensayo de intensidad nominal, que con objeto de disponer de suficiente margen de seguridad, se considerará que es la intensidad del bucle, que en este caso es de 400 A. Para las celdas del sistema CGC la certificación correspondiente que cubre el valor necesitado se ha obtenido con el protocolo 9901B026-AKLE-02 realizado por los laboratorios LBEIN en Vizcaya (España).

Comprobación por solicitud electrodinámica

La intensidad dinámica de cortocircuito se valora en aproximadamente 2,5 veces la intensidad eficaz de cortocircuito calculada en el apartado correspondiente en este capítulo, por lo que:

$$I_{cc_din} = 11,55 \times 2,5 = 28,875 \text{ kA}$$

Dado que se utilizan celdas bajo envolvente metálica fabricadas por Orma-SF6 conforme a la normativa vigente se garantiza su cumplimiento.

Comprobación por solicitud térmica

La comprobación térmica tiene por objeto comprobar que no se producirá un calentamiento excesivo de la aparamenta por defecto de un cortocircuito. Esta comprobación se puede realizar mediante cálculos teóricos, pero preferentemente se debe realizar un ensayo según la normativa en vigor. En este caso, la intensidad considerada es la eficaz de cortocircuito, el valor del cual es:

$$I_{cc_ter} = 11,55 \text{ kA.}$$

Para las celdas del sistema CGC la certificación correspondiente que cubre el valor necesitado se ha obtenido con el protocolo GPS-98/01432 en el laboratorio de CESIO en Italia.

▪ **Protección contra sobrecargas y cortocircuitos**

Los transformadores están protegidos tanto en MT como en BT. En MT la protección la efectúan las celdas asociadas a estos transformadores, mientras que en BT la protección se incorpora en los cuadros de las líneas de salida.

- Transformador. La protección en MT de este transformador se realiza utilizando una celda de interruptor con fusibles, siendo estos los que efectúan la protección ante eventuales cortocircuitos.

Estos fusibles realizan su función de protección de forma ultrarrápida (de tiempos inferiores a los de los interruptores automáticos), puesto que su fusión evita incluso el paso del máximo de las corrientes de cortocircuitos por toda la instalación.

Los fusibles se seleccionan para:

- Permitir el funcionamiento continuado a la intensidad nominal requerida para esta instalación.
- No producir disparos durante el arranque en vacío de los transformadores, tiempo en el cual la intensidad es muy superior a la nominal y de una duración intermedia.
- No producir disparos cuando se producen corrientes de entre 10 y 20 veces la nominal, siempre que su duración sea inferior a 0,1 s, evitando que los fenómenos transitorios provoquen interrupciones del suministro.

Sin embargo, los fusibles no constituyen una protección suficiente contra las sobrecargas, que deberán ser evitadas incluyendo un relé de protección de transformador, o si no es posible, una protección térmica del transformador. La intensidad nominal de estos fusibles es de 63 A para las estaciones transformadoras 1x630 kVA. La celda de protección de este transformador no incorpora relé, al considerarse suficiente la ocupación de las otras protecciones.

- Termómetro. El termómetro verifica que la temperatura del dieléctrico del transformador no supera los valores máximos admisibles.

- Protecciones en BT. Todas las salidas de BT cuentan con fusibles, con una intensidad nominal igual al valor de la intensidad nominal exigida a esta salida y un poder de corte como mínimo igual al de cortocircuito correspondiente.

▪ **Dimensionamiento de los puentes de MT**

Los cables que se utilizan en esta instalación, descritos en la memoria, deberán ser capaces de soportar tanto la intensidad nominal como la de cortocircuito.

Comprobación de la intensidad nominal. La intensidad nominal demandada por este transformador es igual a:

$$I_n = 14,55 \text{ A}$$

Un cable de sección de 150 mm^2 de Aluminio es capaz de soportar una corriente máxima de 305 A, según el fabricante.

Comprobación de la intensidad de cortocircuito. El cálculo de la sección del cable que permite el paso de una corriente de cortocircuito, viene dada por la siguiente expresión:

$$I_{cc}^2 \cdot t = C \cdot S^2 \cdot \Delta T$$

Donde:

I_{cc} Intensidad de cortocircuito eficaz [A]

t Tiempo máximo de desconexión del elemento de protección [s]
(0,3 s para los fusibles y 0,65 s para el interruptor automático)

C Constante del material del aislamiento que para el caso del cable descrito en Al tiene un valor de 57 y para el Cu de 135

ΔT Incremento de temperatura admisible para el paso de la intensidad de cortocircuito (160° C para este material de aislamiento) [$^\circ \text{C}$]

La corriente de cortocircuito en esta instalación tiene un valor eficaz de 11,55 kA.

Para este transformador, protegido con fusibles, el puente de cables de MT debe tener una sección mínima de:

$$S = 66,17 \text{ mm}^2$$

Valor menor que la sección del puente de MT utilizado en este caso.

▪ **Dimensionamiento de la ventilación del CT**

Para calcular la superficie de la reja de entrada de aire en el edificio se utiliza la siguiente expresión:

$$Sr = \frac{W_{cu} + W_{fe}}{0,24 \cdot K \cdot \sqrt{H \cdot \Delta T^3}}$$

Donde:

W_{cu} Pérdidas en el cobre del transformador [W]

W_{fe} Pérdidas en el hierro del transformador [W]

K Coeficiente en función de la forma de las rejillas de entrada
[aproximadamente entre 0,35 y 0,40]

h Distancia vertical entre las rejillas de entrada y salida [m]

ΔT Aumento de temperatura del aire [°C]

Sr Superficie mínima de las rejillas de entrada [mm²]

No obstante, y aunque es aplicable esta expresión a todos los Edificio Prefabricados de ORMAZABAL, se considera de mayor interés la realización de ensayos de homologación de los Centros de Transformación hasta las potencias indicadas, dejando la expresión para valores superiores a los homologados.

El edificio empleado en esta aplicación ha sido homologado según los protocolos obtenidos en laboratorio Labein (Vizcaya - España):

- 97624-1-Y, para ventilación de transformador de potencia hasta 1000 kVA.
- 960124-CJ-EB-01, para ventilación de transformador de potencia hasta 1600 kVA.

▪ **Dimensionamiento del pozo apagafuegos**

Se dispone de un foso de recogida de aceite de 600 l de capacidad cubierto de grava para la absorción del fluido y para prevenir el vertido del mismo hacia el exterior y minimizar el mal en caso de fuego.

2.7 CÁLCULO DE LAS INSTALACIONES DE PUESTA A TIERRA

▪ Investigación de las características del suelo

El Reglamento de Alta Tensión indica que para instalaciones de tercera categoría, y de intensidad de cortocircuito a tierra inferior o igual a 16 kA no será imprescindible realizar la citada investigación previa de la resistividad del suelo, bastando el examen visual del terreno y pudiéndose estimar su resistividad, siendo necesario medirla para corrientes superiores.

Según la investigación previa del terreno dónde se instalará este Centro de Transformación, se determina la resistividad media en $150 \Omega \cdot m$.

▪ Determinación de las corrientes máximas de puesta a tierra y del tiempo máximo correspondiente a la eliminación del defecto.

En las instalaciones de MT de tercera categoría, los parámetros que determinan los cálculos de faltas a tierra son las siguientes:

- *De la red:*

a) Tipo de neutro.

El neutro de la red puede estar aislado, rígidamente unido a tierra, unido a ésta mediante resistencias o impedancias. Esto producirá una limitación de la corriente de la falta, en función de las longitudes de líneas o de los valores de impedancias en cada caso.

b) Tipo de protecciones. Cuando se produce un defecto, este se eliminará mediante la apertura de un elemento de corte que actúa por indicación de un dispositivo relé de intensidad, que puede actuar en un tiempo fijo (tiempo fijo), o según una curva de tipo inverso (tiempo dependiente). Adicionalmente, pueden existir reenganches posteriores al primer tiro, que sólo influirán en los cálculos si se producen en un tiempo inferior a los 0,5 segundos.

No obstante, y dada la casuística existente dentro de las redes de cada compañía suministradora, en ocasiones se debe resolver este cálculo considerando la intensidad máxima empírica y un tiempo máximo de ruptura, valores que deben ser indicados por la compañía eléctrica.

Los datos obtenidos de la compañía suministradora son:

- *Intensidad máxima de defecto a tierra, $I_{dm\acute{a}x}$ [A]= 300*
- *Tiempo máximo de eliminación del defecto [s] = 0.7*

▪ **Cálculo de la resistencia del sistema de tierra**

- *Características de la red de alimentación.*

Tensión de servicio: $U_n = 25$ kV

- *Puesta a tierra del neutro.*

Resistencia del neutro $R_n = 0$ Ω

Reactancia del neutro $X_n = 25$ Ω

Limitación de la intensidad a tierra $I_{dm\acute{a}x} = 300$ A

- *Nivel de aislamiento de las instalaciones de BT.*

$V_{bt} = 10000$ V

- *Características del terreno:*

Resistencia de tierra $R_o = 150$ $\Omega \cdot m$

Resistencia del hormigón $R_H = 3000$ $\Omega \cdot m$

La resistencia máxima de la puesta a tierra de protección del edificio, y la intensidad del defecto salen de:

$$I_d \cdot R_t \leq V_{bt}$$

Donde:

I_d Intensidad de falta a tierra [A]

R_t Resistencia total de puesta a tierra [Ω]

V_{bt} Tensión de aislamiento en baja tensión [V]

El valor máximo de R_t será por tanto:

$$R_t \leq \frac{V_{bt}}{I_d} = \frac{10000}{300} = 33,33\Omega$$

La intensidad del defecto se calcula de la siguiente forma:

$$I_d = \frac{U_n}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(R_n + R_t)^2 + X_n^2}}$$

Donde:

U_n Tensión de servicio [V]

R_n Resistencia de puesta a tierra del neutro [Ω]

R_t Resistencia total de puesta a tierra [Ω]

X_n Reactancia de puesta a tierra del neutro [Ω]

I_d Intensidad de falta a tierra [A]

Operando en este caso, el resultado preliminar obtenido es:

$$I_d = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(0 + 33,33)^2 + 25^2}} = 346,43A$$

Como la empresa suministradora define que la intensidad máxima de defecto a tierra sea 300 A, fijamos como $I_d = 300 A$

La resistencia total de puesta a tierra:

$$R_t = K_r \cdot R_o$$

Valor unitario de resistencia de puesta a tierra del electrodo:

$$K_r \leq \frac{R_t}{R_o} = \frac{33,33}{150} = 0,22 \Omega / \Omega \cdot m$$

Donde:

R_t Resistencia total de puesta a tierra [Ω]

R_o Resistividad del terreno en [$\Omega \cdot m$]

K_r Coeficiente del electrodo [$\Omega / \Omega \cdot m$]

Se selecciona el electrodo tipo (de entre los incluidos en las mesas, y de aplicación en este caso concreto, según las condiciones del sistema de tierra) que cumple el requisito de tener una K_r más próxima (inferior o igual) a la calculada para este caso y para este centro.

La configuración adecuada para este caso tiene las siguientes propiedades:

Geometría del sistema: Picas en hilera

Número de picas = 3

Longitud de las picas = 2m

Separación entre picas = 3m

Parámetros característicos de la configuración de electrodos seleccionado:

Resistencia $K_r = 0.085 \Omega / \Omega \cdot m$

Tensión de paso $K_p = 0.0191 V/(\Omega \cdot m)A$

Tensión de contacto exterior $K_c = 0.0386 V/(\Omega \cdot m)A$

Valor final de la resistencia total de puesta a tierra:

$$R_t = K_r \cdot R_o = 0,085 \cdot 150 = 12,75 \Omega$$

Medidas de seguridad adicionales para evitar tensiones de contacto.

Para que no aparezcan tensiones de contacto exteriores ni interiores, se adaptan las siguientes medidas de seguridad:

- Las puertas y rejillas metálicas que dan al exterior del Edificio/s no tendrán contacto eléctrico con masas conductoras susceptibles de quedar a tensión debido a defectos o averías.

- En el piso del Centro de Transformación se instalara un mallazo cubierto por una capa de hormigón de 10 cm, conectado a la puesta a tierra del mismo. En el caso de instalar las picas en hilera, se dispondrán alineadas con el frente del edificio.

▪ **Cálculo de las tensiones de paso al interior de la instalación**

Adoptando las medidas de seguridad adicionales, no hace falta calcular las tensiones de paso y contacto en el interior en los edificios de maniobra interior, puesto que estas son prácticamente nulas.

La tensión de defecto vendrá dada por:

$$U_d = R_t \cdot I_d$$

Donde:

R_t Resistencia total de puesta a tierra [Ω]

I_d Intensidad de defecto [A]

U_d Tensión de defecto [V]

Sustituyendo:

$$U_d = 12,75 \times 300 = 3825 \text{ V}$$

▪ **Cálculo de las tensiones de paso al acceso a la instalación**

En el piso del Centro de Transformación se instalará un mallazo electrosoldado, con redondos de diámetro no inferior a 4 mm, formando una retícula no superior a 0,30x0,30 m. Este mallazo se conectará como mínimo en dos puntos opuestos de la puesta a tierra de protección del Centro.

Dicho mallazo estará cubierto por una capa de hormigón de 10 cm como mínimo. Con esta medida se consigue que la persona que deba acceder a una parte que pueda quedar en tensión, de forma eventual, estará sobre

una superficie equipotencial, con lo que desaparece el riesgo de la tensión de contacto y de paso interior.

De esta forma no será necesario el cálculo de las tensiones de contacto y de paso en el interior, ya que su valor será prácticamente cero.

Asimismo la existencia de una superficie equipotencial conectada al electrodo de tierra, hace que la tensión de paso en el acceso sea equivalente al valor de la tensión de contacto exterior.

$$U_p (acc) = K_c \cdot \rho_o \cdot I_d$$

Donde:

K_c *Coeficiente de la tensión de contacto exterior [V/(Ω m)A]*

ρ_o *Resistividad del terreno [Ω m]*

I_d *Intensidad de defecto [A]*

$U_p (acc)$ *Tensión de paso en al acceso de la instalación [V]*

Sustituyendo:

$$U_p (acc) = 0,0386 \times 150 \times 300 = 1737 \text{ V}$$

▪ **Cálculo de las tensiones de paso al exterior de la instalación**

Adoptando las medidas de seguridad adicionales, no hace falta calcular las tensiones de contacto en el exterior de la instalación, puesto que estas serán prácticamente nulas.

Tensión de paso en el exterior:

$$U_p = K_p \cdot \rho_o \cdot I_d$$

Donde:

K_p *Coeficiente de la tensión de paso [V/(Ω m)A]*

ρ_o *Resistividad del terreno [Ω m]*

I_d Intensidad de defecto [A]

U_p Tensión de paso en el exterior de la instalación [V]

Por lo que tendremos en el Centro de Transformación:

$$U_p = 0,0191 \times 150 \times 300 = 859,5 \text{ V}$$

▪ Cálculo de las tensiones aplicadas

Para la obtención de los valores máximos admisibles de la tensión de paso exterior y en el acceso, se utilizan las siguientes expresiones:

$$U_{pa} = \frac{10 \cdot k}{t^n \cdot (1 + 6 \cdot \rho_0 \cdot 10^{-3})}$$

$$U_{pa(acc)} = \frac{10 \cdot k}{t^n \cdot (1 + 3 \cdot \rho_0 \cdot 10^{-3} + 3 \cdot \rho_H \cdot 10^{-3})}$$

$$t = t' + t''$$

Donde :

U_{pa} Tensión de paso admisible al exterior [V]

$U_{pa} (acc)$ Tensión en el acceso admisible [V]

k, n Constantes según MIERAT 13, dependen de t

t Tiempo de duración de la falta [s]

t' Tiempo de desconexión inicial [s]

t'' Tiempo de la segunda desconexión en segundos.

ρ_0 Resistividad del terreno [W·m]

ρ_H Resistividad del hormigón [W·m]

Según lo expuesto anteriormente el tiempo de duración de la falta es:

$$t' = 0.7 \text{ s.}$$

$$t = t' = 0.7 \text{ s.}$$

Los resultados obtenidos al aplicar las fórmulas anteriores son:

	Valor calculado	Condición	Valor admisible
Tensión de paso al exterior	$U_p = 859,5 \text{ V}$	\leq	$U_{pa} = 1954,29 \text{ V}$
Tensión de paso en el acceso	$U_{p(acc)} = 1737 \text{ V}$	\leq	$U_{pa(acc)} = 10748,57 \text{ V}$
Tensión de defecto	$U_d = 3825 \text{ V}$	\leq	$V_{bt} = 10000 \text{ V}$

▪ **Investigación de las tensiones transferibles al exterior.**

Para garantizar que el sistema de tierras de protección no transfiera tensiones al sistema de tierra de servicio, evitando no bien afecten a los usuarios, debe establecerse una separación entre los electrodos más próximos de ambos sistemas, siempre que la tensión de defecto supere los 1000V.

En este caso es imprescindible mantener esta separación, al ser la tensión de defecto superior a los 1000 V indicados.

La distancia mínima de separación entre los sistemas de tierras viene dada por la expresión:

$$D = \frac{\rho_o \cdot I_d}{2000 \cdot \pi}$$

Donde:

ρ_o Resistividad del terreno en $[\Omega m]$

I_d Intensidad de defecto $[A]$

D Distancia mínima de separación $[m]$

Sustituyendo:

$$D = \frac{150 \cdot 300}{2000 \cdot \pi} = 7,16m$$

Se conectará a este sistema de tierras de servicio el neutro del transformador, así como la tierra de los secundarios de los transformadores de tensión e intensidad de la celda de medida.

La configuración adecuada para este caso tiene las siguientes propiedades:

Geometría del sistema: Picas en hilera

Profundidad del electrodo = 0.5 m

Numero de picas = 3

Longitud de las picas = 2 m

Separación entre picas = 3 m

Parámetros característicos del electrodo:

Resistencia Kr = 0.135 Ω / $\Omega \cdot m$

El criterio de selección de la tierra de servicio es no ocasionar en el electrodo una tensión superior a 24 V cuando existe un defecto a tierra en una instalación de BT protegida contra contactos indirectas por un diferencial de 650 mA. Para lo cual la resistencia de puesta a tierra de servicio debe ser inferior a 37 Ω .

$$R_{tserv} = Kr \rho_o < 37 \Omega$$

$$Resistencia \text{ de Puesta a Tierra de servicio} = 0,135 \times 150 = 20,25 \Omega$$

Para mantener los sistemas de puesta a tierra de protección y de servicio independientes, la puesta a tierra del neutro se realizará con cable aislado de 0,6/1 KV, protegido con tubo de PVC de grado de protección 7 como mínimo, contra males mecánicos.

▪ **Corrección y ajuste del diseño inicial**

Según el proceso de justificación del electrodo de puesta a tierra seleccionado, no se considera necesaria la corrección del sistema proyectado.

No obstante, se puede ejecutar cualquier configuración con características de protección mejores que las calculadas, es decir, atendiendo a las mesas adjuntas al Método de Cálculo de Tierras de UNESA, con valores de K_r inferiores a los calculados, sin necesidad de repetir los cálculos, independientemente de que se cambie la profundidad de entierro, geometría de la red de tierra de protección, dimensiones, número de picas o longitud de estas, puesto que los valores de tensión serán inferiores a los calculados en este caso.

2.8 LÍNEA SUBTERRÁNEA DE MEDIA TENSIÓN

- **Características principales de la línea**

Clase de corriente	Alterna trifásica
Frecuencia	50 Hz
Tensión nominal	25 kV
Categoría de la red (según UNE 20435)	Categoría A

Valores de la línea

- **El conductor**

El conductor que se utilizará será de aislamiento de dieléctrico seco, según NI-564301 de las características esenciales siguientes:

- Conductor: Aluminio compacto, sección circular, clase 2
UNE 21-022
- Pantalla sobre el conductor: Capa de mezcla semiconductora aplicada por extrusión.
- Aislamiento: Mezcla a base de etileno propileno de alto módulo (HEPR).
- Pantalla sobre aislamiento: Una capa de mezcla semiconductora pelable no metálica aplicada por extrusión, asociada a una corona de alambre y contraespira de cobre.
- Cubierta: Compuesto termoplástico a base de poliolefina y sin contenido de componentes clorados u otros contaminantes.

Tipo Constructivo	Tensión Nominal [kV]	Sección Conductor [mm ²]	Sección pantalla [mm ²]
HEPRZ1	12/20	150	16
		240	16
		400	16
	<i>18/30</i>	150	25
		240	25
		400	25

Características del conductor

Algunas otras características más importantes son:

Sección [mm ²]	Tensión nominal [kV]	Resistencia Máx. a 105°C [Ω·km]	Reactancia por fase [Ω·km]	Capacidad [μF/km]
150	12/20	0,277	0,112	0,368
240		0,169	0,105	0,453
400		0,107	0,098	0,536
150	<i>18/30</i>	0,277	0,121	0,266
240		0,169	0,113	0,338
400		0,107	0,106	0,401

Temperatura máxima en servicio permanente 105°C

Temperatura máxima en cortocircuito t < 5s 250°C

▪ **Intensidad admisible**

Las intensidades máxima admisible en servicio permanente depende de la temperatura máxima que el aislante pueda soportar sin alteraciones en sus propiedades eléctricas, mecánicas o químicas.

Ésta temperatura es función del tipo de aislamiento y del régimen de carga.

Para cables sometidos a ciclos de carga, las intensidades máximas admisibles serán superiores a las correspondientes en servicio permanente.

Las temperaturas máximas admisibles de los conductores, en servicio permanente y en cortocircuito, para este tipo de aislamiento, se especifican a continuación:

Tipo de aislamiento	Tipo de condiciones	
	Servicio permanente	Cortocircuito $t \leq 5s$
Etileno Propileno de alto módulo (HEPR)	105	> 250

Temperatura máxima en °C asignada al conductor

Las condiciones del tipo de instalaciones y la disposición de los conductores, influyen en las intensidades máximas admisibles.

▪ Condiciones tipo de instalación enterrada

A los efectos de determinar la intensidad admisible, se considera las siguientes condiciones tipo:

- Cables con aislamiento seco. Una terna de cables unipolares directamente enterrados en toda su longitud en una zanja de 1 m de profundidad en terreno de resistividad térmica de 1 km/W y temperatura ambiente del terreno a dicha profundidad de 25°C.

Sección nominal [mm ²]	Tensión nominal [kV]	Intensidad [A]
150	12/20	330
240		435
400		560
150	18/30	330
240		435
400		560

Intensidad máxima admisible en servicio permanente

▪ **Intensidad de cortocircuito admisible en los conductores**

La intensidad máxima admisible de cortocircuito en los conductores, es función del tiempo de duración del cortocircuito. Éstas intensidades se calculan partiendo de la temperatura máxima de servicio de 105°C, y como temperatura final la de cortocircuito > 250 °C, tal como se indica en la tabla. La diferencia entre ambas temperaturas es 145 °C.

En el cálculo se ha considerado que todo el calor desprendido durante el proceso es absorbido por los conductores, ya que su masa es muy grande en comparación con la superficie de disipación de calor y la duración del proceso es relativamente corta (proceso adiabático). En estas condiciones:

$$I_{cc} \cdot \sqrt{t} = k \cdot s$$

Donde:

I_{cc} Intensidad de cortocircuito [A]

t Tiempo que dura el cortocircuito [s]

K=93 Coeficiente que depende de la naturaleza del conductor y de la temperatura al inicio y al final (según UNE 20435)

s Sección del conductor [mm²]

Si se desea conocer la intensidad máxima de cortocircuito para un valor de *t* distinto de los tabulados, se aplica la fórmula anterior. *K* coincide con el valor de intensidad tabulado para *t* = 1s.

Si, por otro lado, interesa conocer la densidad de corriente de cortocircuito correspondiente a una temperatura inicial θ_1 diferente a la máxima asignada al conductor para servicio permanente θ_s , basta multiplicar el correspondiente valor de la tabla por el factor de corrección,

$$\sqrt{\frac{\text{Ln}\left(\frac{(\theta_{cc} + \beta)}{(\theta_i + \beta)}\right)}{\text{Ln}\left(\frac{(\theta_{cc} + \beta)}{(\theta_s + \beta)}\right)}}$$

Donde:

$\beta = 235$ para el cobre

$\beta = 228$ para el Aluminio

SECCIÓN DEL CONDUCTOR [mm ²]	DURACIÓN DEL CORTOCIRCUITO [s]								
	0,1	0,2	0,3	0,5	1	1,5	2	2,5	3
150	44,1	30,4	25,5	19,8	13,9	11,4	9,9	8,8	8,1
240	70,5	48,7	40,8	31,6	22,3	18,2	15,18	14,1	12,9
400	117,6	81,2	68	52,8	37,2	30,4	26,4	23,6	21,6

Intensidad de cortocircuito admisible en los conductores en kA

Tomando como valor de duración del cortocircuito 0,5 s la sección mínima resultante será:

$$s = \frac{I_{cc} \cdot \sqrt{t}}{K} = 96 \text{ mm}^2$$

2.9 ESTUDIO DE LA RADIACIÓN SOLAR

▪ **La radiación solar**

El sol produce energía en forma de radiación electromagnética que es la fuente energética básica para la vida en la Tierra. El origen de esta energía está en el interior del sol, donde tienen lugar las reacciones de fusión por la que 4 átomos de hidrógeno dan lugar a dos átomos de helio y la masa atómica sobrante se transforma en energía de acuerdo con la célebre fórmula de Einstein $E = mc^2$.

Es decir, el sol se comporta como un reactor de fusión situado a 150 millones de kilómetros.

Debido a la gran distancia entre el sol y la Tierra, la radiación solar en la superficie terrestre es sólo una pequeña parte de la emitida por el sol (3,86.10²⁶ W que, por unidad de superficie del sol es 6,35 10⁷ W/m²). En concreto, al planeta Tierra llegan como valor medio 1367 W/m² que se denomina constante solar.

▪ **Terminología**

La radiación solar se valora en varias unidades físicas concretas.

- *Irradiancia*: Es la potencia de la radiación solar por unidad de superficie y se expresa en la unidad correspondiente del Sistema Internacional, el vatio dividido por metro cuadrado (W/m²)

- *Irradiación*: Es la energía que incide por unidad de superficie en un tiempo determinado, y que se expresa en las unidades correspondientes del sistema internacional, es decir, en julios dividido por metro cuadrado [J/m²].

- *Irradiación* = Irradiancia multiplicada por la unidad de tiempo.

- *Irradiancia espectral*: Es la potencia radiante por unidad de área y de longitud de onda, cuya unidad es [W/(m²·µm)]

- *Irradiancia directa*: Es la radiación que llega a un determinado lugar procedente del disco solar, y su unidad de medida es [W/m²].

- *Irradiancia difusa*: Es la radiación procedente de toda la bóveda celeste excepto la procedente del disco solar, y cuya unidad de medida es también [W/m²].

- *Irradiancia Global*: Se puede entender como la suma de la radiación directa y difusa. Es el total de la radiación que llega a un determinado lugar en [W/m²].

- *Irradiancia circunsolar*: Es la parte de la radiación difusa procedente de las proximidades del disco solar en [W/m²].

- *Radiación extraterrestre*: Es la radiación que llega al exterior de la atmósfera terrestre [W/m²]. Solo varía con la distancia entre la Tierra y el Sol.

▪ **Distribución de la radiación solar**

La potencia radiante de 1367 W/m² que llega al Planeta Tierra no es la que finalmente alcanza la superficie terrestre, puesto que la atmósfera terrestre atenúa la radiación solar debido a la reflexión, absorción y difusión que los componentes atmosféricos (moléculas de aire, ozono, vapor de agua, CO₂, aerosoles, etc.) producen sobre la radiación solar.

Al pasar la radiación solar por la atmósfera se reduce la intensidad de la radiación debido a:

- Reflexión por la atmósfera, incluidas las nubes.
- Absorción de las moléculas que componen la atmósfera (O₃, H₂O, O₂, CO₂ etc.)
- Difusión producida por las moléculas de aire y otros componentes, incluidos los aerosoles (naturales o precedentes de la contaminación).

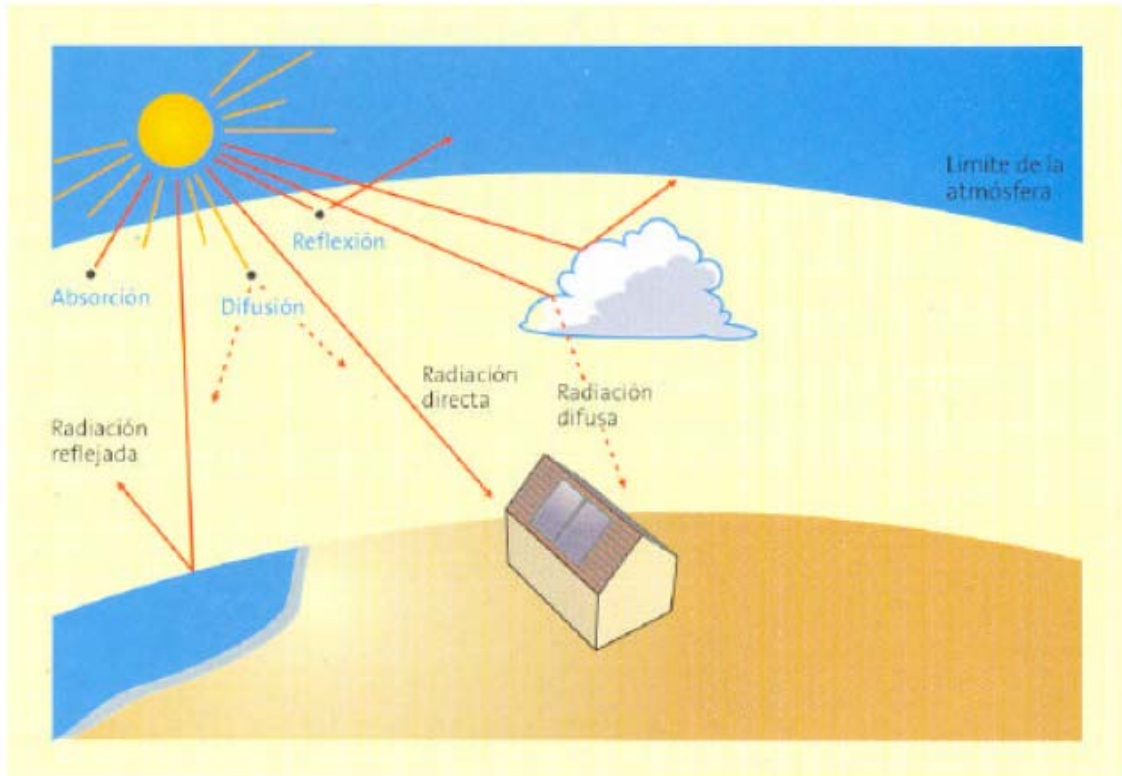
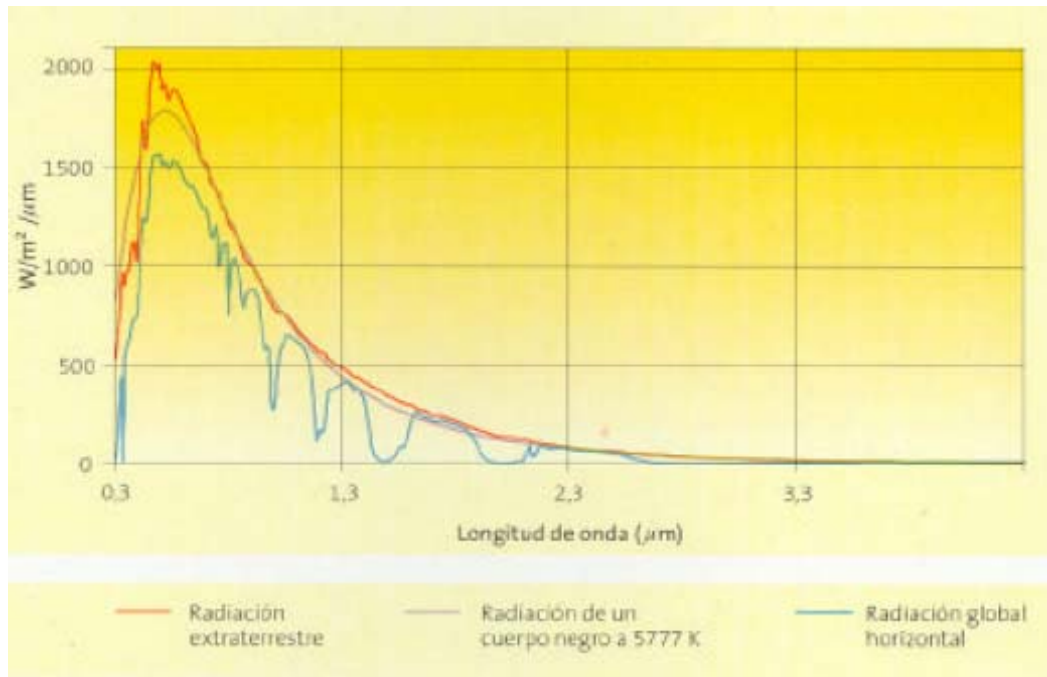


Ilustración de la interacción de la radiación solar con los componentes atmosféricos

En la siguiente figura se puede observar el espectro solar antes de atravesar la atmósfera (espectro extraterrestre), el espectro de un cuerpo negro a la temperatura equivalente del sol (5777 K), y el espectro real de la radiación solar en un lugar de la superficie terrestre (Radiación global horizontal) una vez que esta ha atravesado la atmósfera con una composición determinada.



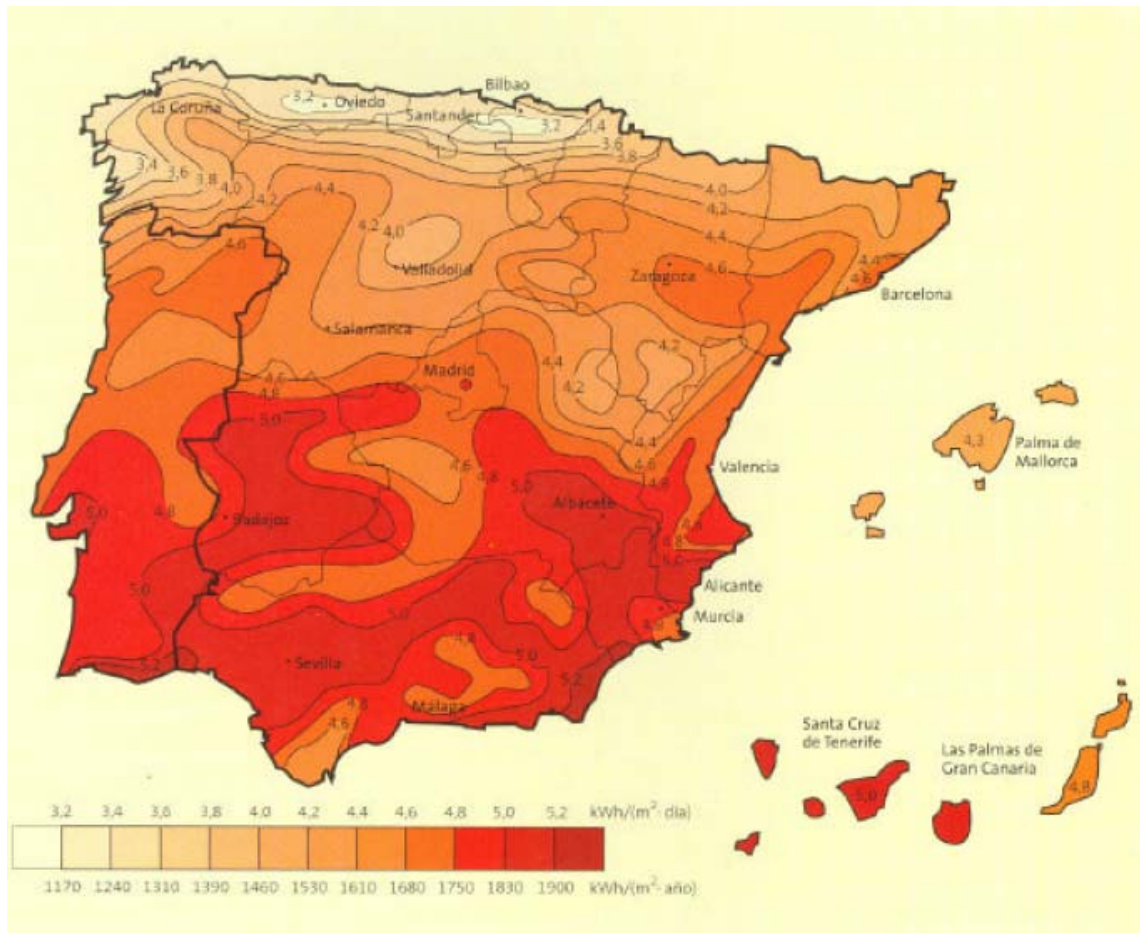
Distintos espectros de la radiación solar

La difusión debida al polvo y a la contaminación del aire (aerosoles) depende bastante del lugar donde se mida, siendo mayor en los lugares industriales y en las ciudades. Los efectos meteorológicos locales como nubosidad, lluvia, nieve, etc. afectan también a la irradiancia solar que llega a un determinado lugar.

En la superficie terrestre, en un plano horizontal, un día claro al mediodía la irradiancia alcanza un valor máximo de unos $1000 W/m^2$. Este valor depende del lugar y, sobre todo de la nubosidad.

Si se suma toda la radiación global que incide sobre un lugar determinado en un periodo de tiempo definido (hora, día, mes, año) se obtiene la energía en kWh/m^2 (o en MJ/m^2). Este valor es diferente según la región a que hagamos referencia.

En la siguiente figura se observan las diferencias regionales de irradiancia global media anual dentro de España con valores mayores en el sur (aprox. $5 kWh/(m^2 \cdot día)$) y menores en el norte, como todo el mundo conoce.



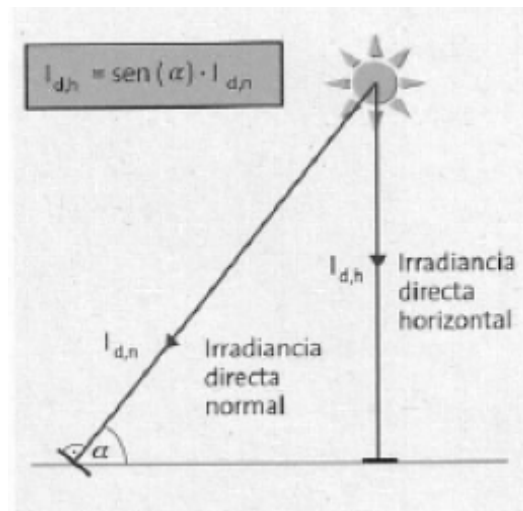
Valor medio anual de la radiación solar global diaria sobre superficie horizontal en España

▪ Radiación solar directa y difusa

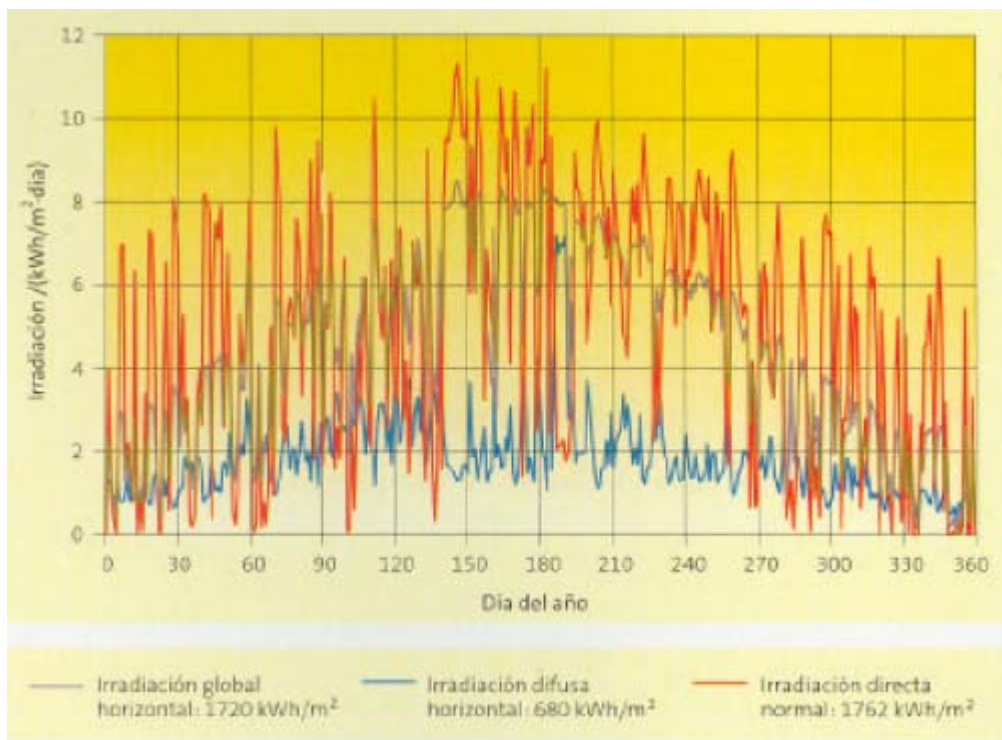
La radiación solar que incide sobre la superficie terrestre se puede aceptar formada por dos componentes: directa y difusa. La radiación directa es aquella que alcanza la superficie directamente desde el sol, mientras que la difusa procede de toda la bóveda celeste y se origina sobre todo en las interacciones (difusión y absorción) de la radiación solar con los componentes atmosféricos.

Cuando se mide la componente directa de la radiación solar es necesario utilizar un dispositivo seguidor del movimiento aparente del sol, de tal manera que la radiación procedente del disco solar sea la que incide sobre el sensor de radiación correspondiente. Esa medida es la llamada componente normal de la radiación directa.

Otras veces, sin embargo, la componente directa de la radiación se calcula a partir de las medidas de la radiación global horizontal y de la difusa horizontal. En ese caso, la componente directa que se obtiene como diferencia entre ellas es la componente horizontal (proyección horizontal) de la radiación directa y se relaciona con la componente normal como se indica en la figura.

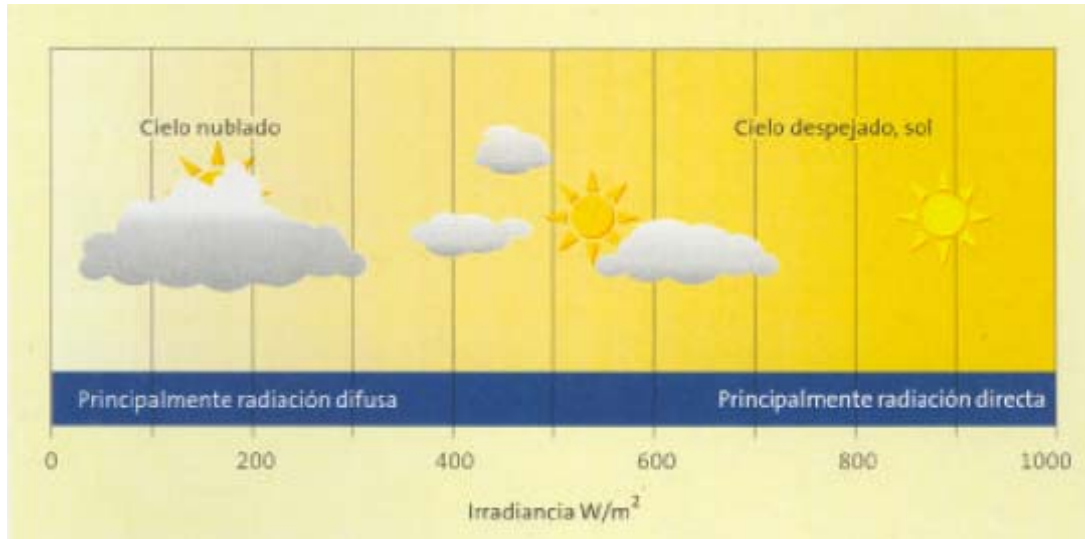


Componente horizontal y normal de la radiación directa



Distribución anual de la irradiación global horizontal, directa normal y difusa horizontal diarias

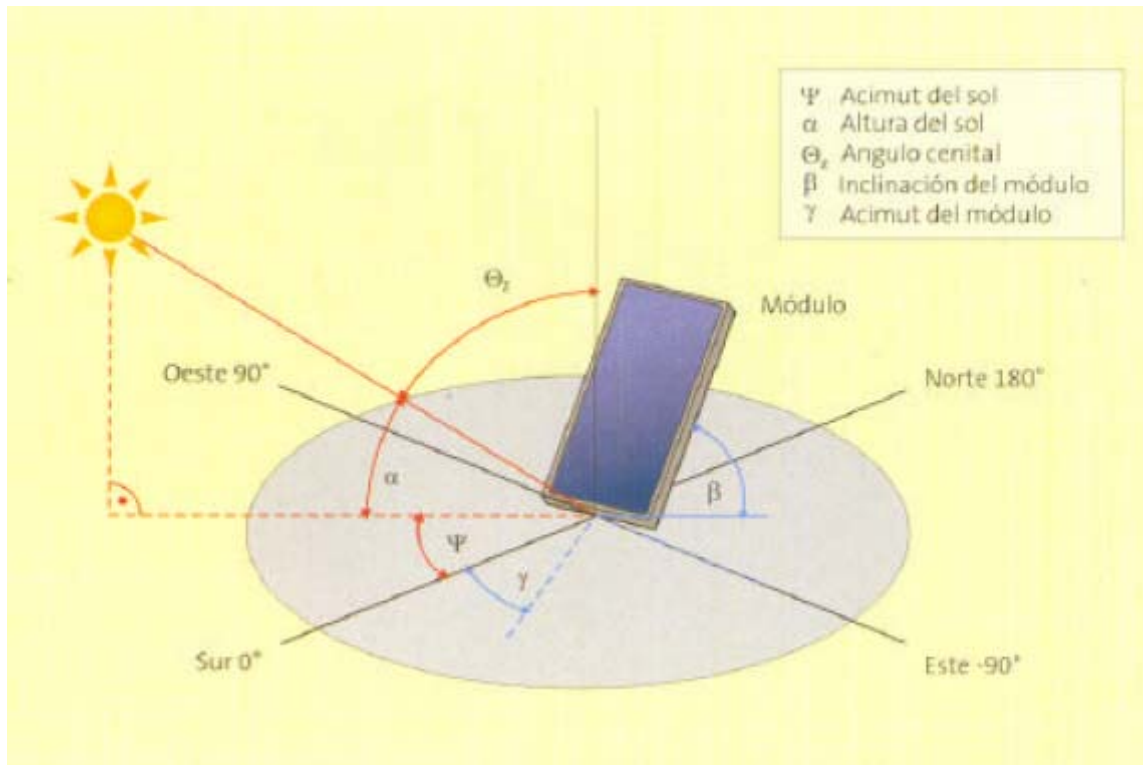
En la próxima figura se tiene un esquema en el que se representan los valores aproximados de la irradiancia máxima en días con diferente nivel de nubosidad. En él se indica que en los días muy nubosos la componente difusa es la predominante y en los días claros, lo es la directa.



Irradiancia global en varios estados del tiempo

▪ Geometría solar

Para el cálculo de la producción energética de una instalación solar es fundamental conocer la irradiación solar en el plano correspondiente a la instalación y la trayectoria solar en el lugar en las diferentes épocas del año. La situación del sol en un lugar cualquiera viene determinada por la altura y el azimut del sol.



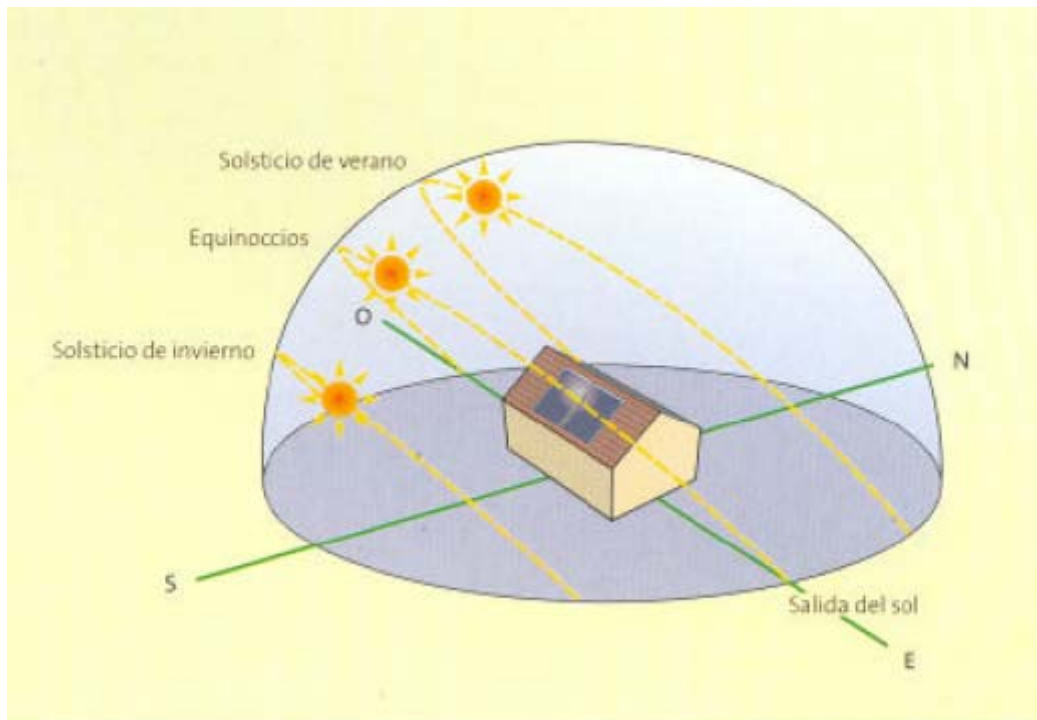
Geometría Solar

Se define la orientación mediante el acimut. El acimut solar es el ángulo que forma la dirección sur con la proyección horizontal del sol, hacia el norte por el noreste o por el noroeste, considerando la orientación sur con $\psi = 0^\circ$, y considerando los ángulos entre el sur y el noreste negativos y entre el sur y el noroeste positivos.

Por ejemplo la orientación este se considera $\psi = -90^\circ$, mientras que para la orientación oeste, $\psi = 90^\circ$.

La inclinación viene definida por el ángulo β (para el módulo) y por la altura solar α o su complementario θ_z , (ángulo cenital) para el sol.

En la siguiente figura se visualiza la trayectoria aparente del sol en relación a una instalación solar situada en la cubierta de un edificio en días determinados del año (solsticios de verano e invierno y equinoccios de primavera y otoño). Los demás días del año el sol recorre trayectorias intermedias entre las representadas. No es difícil calcular la posición del sol en cualquier lugar en cualquier momento y también el ángulo de incidencia con cualquier plano.



Posición del sol en los días de cambio de estación

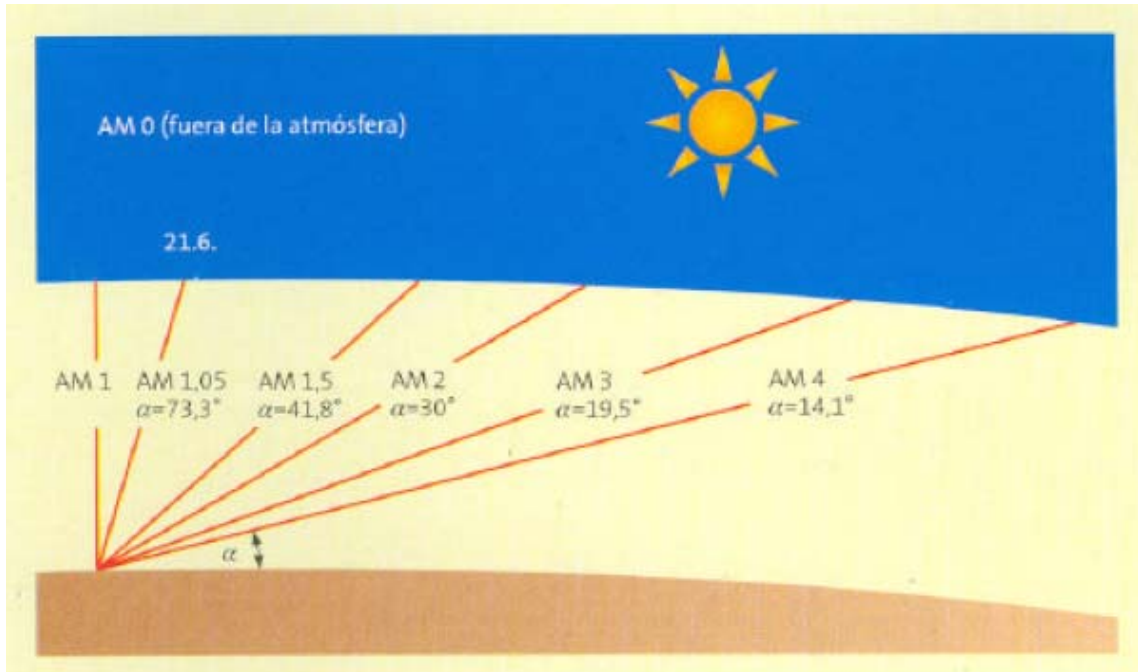
▪ Recorrido óptico de la radiación solar

Cuanto más perpendicular se encuentra el sol con respecto a la superficie terrestre (menor valor del ángulo cenital) menor es el camino que recorre la radiación solar a través de la atmósfera. Por el contrario para ángulos cenitales mayores (menor altura solar) el camino a recorrer por la radiación solar en la atmósfera es mayor, lo que implica que la intensidad de la radiación solar que llega a la superficie terrestre es menor.

Se define la masa de aire (AM), como el cociente entre el recorrido óptico de un rayo solar y el correspondiente a la normal a la superficie terrestre (ángulo cenital cero) y está relacionada con la altura solar (a) según la ecuación:

Para $a = 90^\circ$, $AM = 1$, que es el valor mínimo de AM y se corresponde con la situación del sol en el cenit (vertical del observador).

En la figura adjunta se tiene la altura solar y su correspondiente valor de AM, de acuerdo con la fórmula anterior. El valor de $AM = 1$ (sol en el cenit) no se da ningún día del año en nuestras latitudes. La radiación solar en el espacio exterior, es decir sin atravesar la atmósfera terrestre, supone $AM=0$.



Altura solar y valor de AM correspondiente según la posición del sol

▪ Irradiación en superficies inclinadas

La radiación solar en una superficie perpendicular a la dirección de propagación de la radiación solar es siempre mayor que en la misma superficie colocada en cualquier otra posición. Al variar el azimut y la altura solar a lo largo del día y del año, el ángulo de incidencia de radiación óptimo en una superficie dada no es constante. La situación óptima se daría en un tejado cuya inclinación y orientación variara constantemente. Lo normal, sin embargo, es que la superficie sea fija.

Para considerar si una determinada superficie ya existente es apta para su uso solar, es necesario conocer la radiación solar incidente sobre dicha superficie.

En la figura se muestra un ejemplo de gráfico para Sevilla, donde se ha calculado la radiación solar de un año sobre una superficie cualquiera dependiendo del azimut y del ángulo de inclinación como porcentaje respecto del máximo.

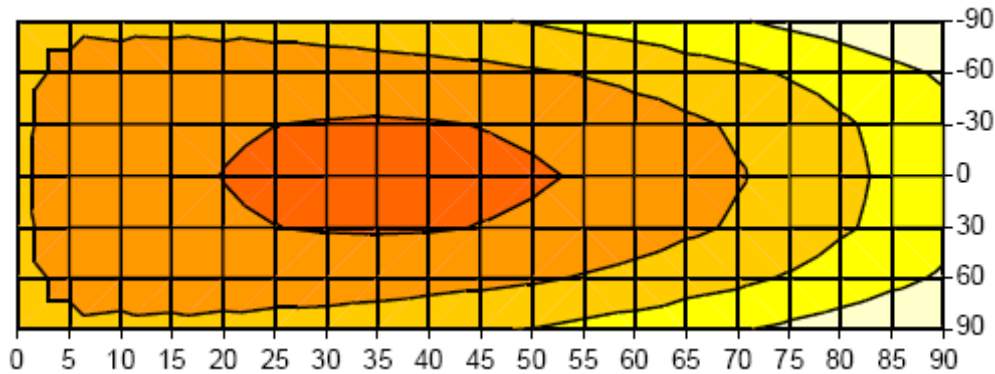


Gráfico de la variación energética en función del azimut y la altura solar

Dado que no se mide la radiación solar en todas las superficies inclinadas que son posibles para colocar una instalación solar se han establecido diferentes sistemas de cálculo que permiten obtener el valor de la irradiación sobre una superficie inclinada con cualquier orientación e inclinación en periodos de tiempo definidos, normalmente una hora o un día representativos de un periodo de tiempo mayor, habitualmente un mes.

▪ Horas de sol pico

En la tecnología fotovoltaica se emplea un concepto relacionado con la radiación solar que conviene explicar someramente. Se trata de las horas de sol pico. Se puede definir como número de horas de un día con una irradiancia ficticia de 1000 W/m^2 que tendría la misma irradiación total que la real de ese día. Con esa definición, si se tiene la irradiación de un determinado día, y se divide por 1000 W/m^2 , se tienen las horas de sol pico.

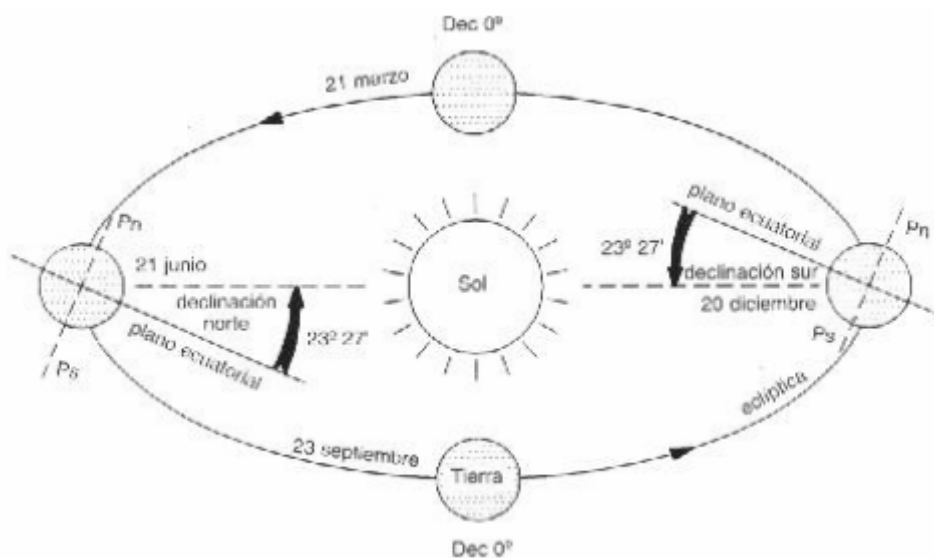
Hay un caso singular particularmente interesante: Cuando la irradiación se expresa en kWh/m^2 y se divide por los citados 1000 W/m^2 el resultado es obviamente el mismo número en el que estaba expresada la irradiación. Por ejemplo:

$$HSP = 5 \text{ kWh/m}^2 / 1000 \text{ W/m}^2 = 5$$

Así pues, una tabla o mapa de radiación expresada en kWh/m² sirve como tabla o mapa de horas de sol pico.

▪ El movimiento solar

Sabemos que el sol sale por el este, se pone por el oeste y se eleva más o menos, dependiendo de la estación en la que nos encontremos. Hace mucho tiempo se pensaba que el Sol se movía, pero en la actualidad se sabe que ese movimiento aparente es debido al movimiento de la Tierra, girando una vez cada 24 horas. Pero para estudiar éste fenómeno, vamos a suponer que el elemento que se mantiene inmóvil es la Tierra, y es el Sol el que gira a su alrededor.



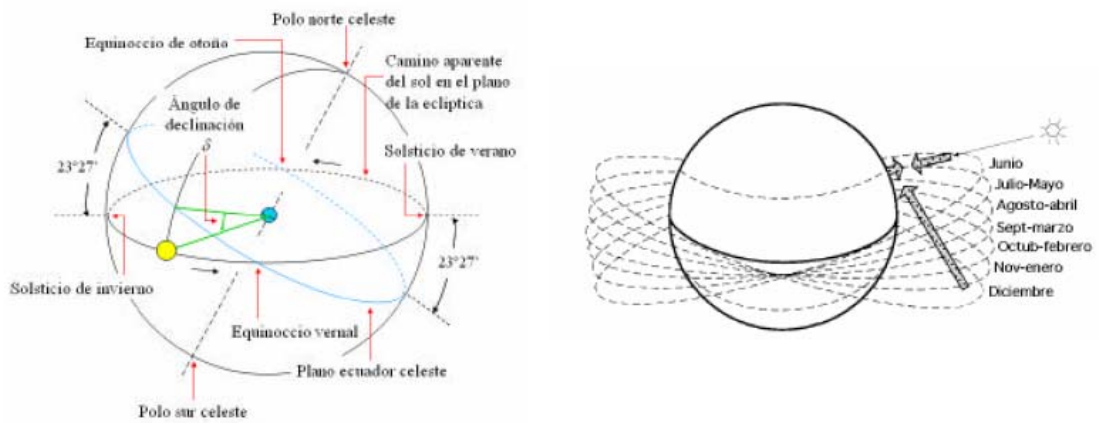
Movimiento de translación de la tierra

La Tierra se mueve en una órbita en forma de elipse alrededor del Sol. El eje de rotación de la Tierra forma un ángulo de 23,5° con la normal al plano de la elipse, y es el responsable de la duración del día y de la noche en las distintas estaciones del año.

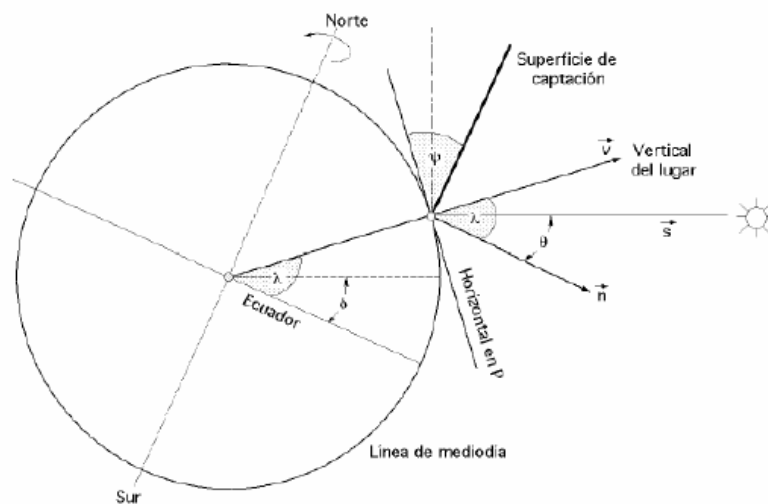
En la siguiente figura se muestra las posiciones de la Tierra en sus puntos extremos (solsticio de verano e invierno). En España, tenemos

mucho más tiempo de Sol en junio que en diciembre, ya que ilumina el hemisferio norte mucho mejor. En el hemisferio sur, sería al revés.

En el polo norte, el día del equinoccio de primavera, el sol girará justo sobre el horizonte, y a medida el ángulo entre el eje de rotación y los rayos solares de va haciendo menor, el sol se mantendrá por encima del horizonte durante todo el día hasta que en el día 21 de junio alcanza una altura máxima sobre el horizonte de $23,5^\circ$, empezando a disminuir nuevamente hasta que se vuelve a esconder por el horizonte en el equinoccio de invierno. El resultado conocido por todos es que en los polos hay un periodo de seis meses donde no se pone nunca el sol, y un periodo equivalente donde el sol nunca sale y es de noche continuamente.



Movimiento solar en la bóveda celeste



Situación espacial de los diferentes ángulos

El equinoccio es cuando tenemos igual tiempo de oscuridad que de luz, y suele ser el 21 de marzo (equinoccio de primavera), y el 23 septiembre (equinoccio de otoño).

En el solsticio de verano tenemos el día más largo, que corresponde al 21 de junio, mientras que el día de menor duración es el 22 de diciembre.

▪ **Cálculo de las sombras**

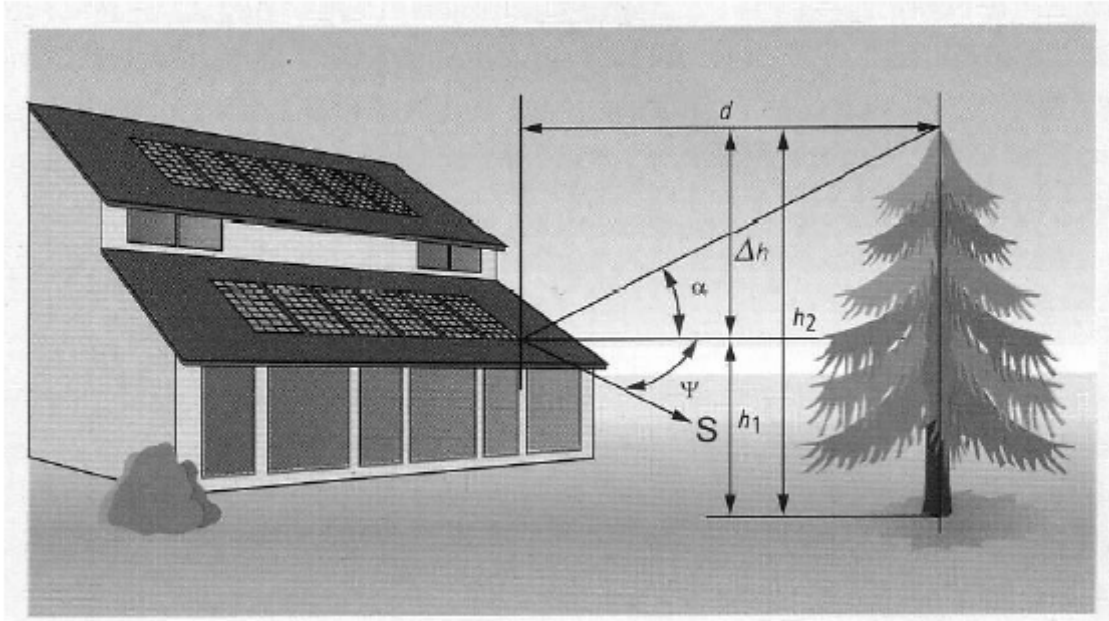
Para conocer cuando se produce sombreado temporal es necesario analizar las posibilidades de nieve, polvo, caída de hojas, etc... en función del entorno de la instalación. Sin embargo, los otros dos tipos de sombras se pueden conocer con detalle, es decir, qué días y a que horas se puede producir la sombra. En este apartado se explica un procedimiento para calcular estos dos tipos de sombras.

La sombra se suele determinar en relación a un punto de la instalación, por lo general el punto medio del generador fotovoltaico y en función del contorno de los posibles obstáculos entre el sol y la instalación. En el caso de grandes instalaciones este análisis se realiza para varios puntos del generador.

El procedimiento consiste en analizar el contorno de los posibles obstáculos entre el sol y la instalación. Esto se puede realizar con:

- Un analizador de sombras (fotográficamente o a través de una cámara digital y un software)
- Un diagrama de trayectorias solares en una lámina.
- Con un plano de la situación y un diagrama de trayectorias solares.

En un plano y con un diagrama de trayectorias solares se obtienen las distancias y medidas de las sombras arrojadas por los obstáculos. Con esos datos se determinan, como se indica continuación, los ángulos azimut y la altura solar.



Determinación de la altura solar y del azimut de un obstáculo

La altura solar α se calcula a partir de la diferencia entre la altura de la instalación fotovoltaica h_1 , la altura del objeto que hace sombra h_2 , y de su distancia de separación d .

$$\tan \alpha = \frac{h_2 - h_1}{d} \rightarrow \alpha = \arctan \frac{\Delta h}{d}$$

La determinación de la altura solar se realiza para todos los obstáculos de los alrededores de la instalación solar, para lo cual se deben conocer tanto la altura como la distancia al punto de observación. El cálculo del azimut del obstáculo se puede obtener directamente del plano de situación o de un esquema.

La determinación de la altura solar y del azimut de los objetos también se puede obtener con un analizador de sombras (con una cámara de fotos adecuada, o cámara digital y software).

También es suficiente un diagrama de trayectorias solares. Éste se copia en una transparencia y se coloca de forma semicircular. El observador, colocado en el punto de visión de la instalación, observa el objeto a través

del diagrama de forma que puede leer directamente en él la altura solar y el azimut y anotarlos.

En el caso de querer abarcar un ángulo sólido mayor puede ser muy útil el empleo de una lente de gran angular como sería el caso, por ejemplo, del utilizado en la mirilla de una puerta.

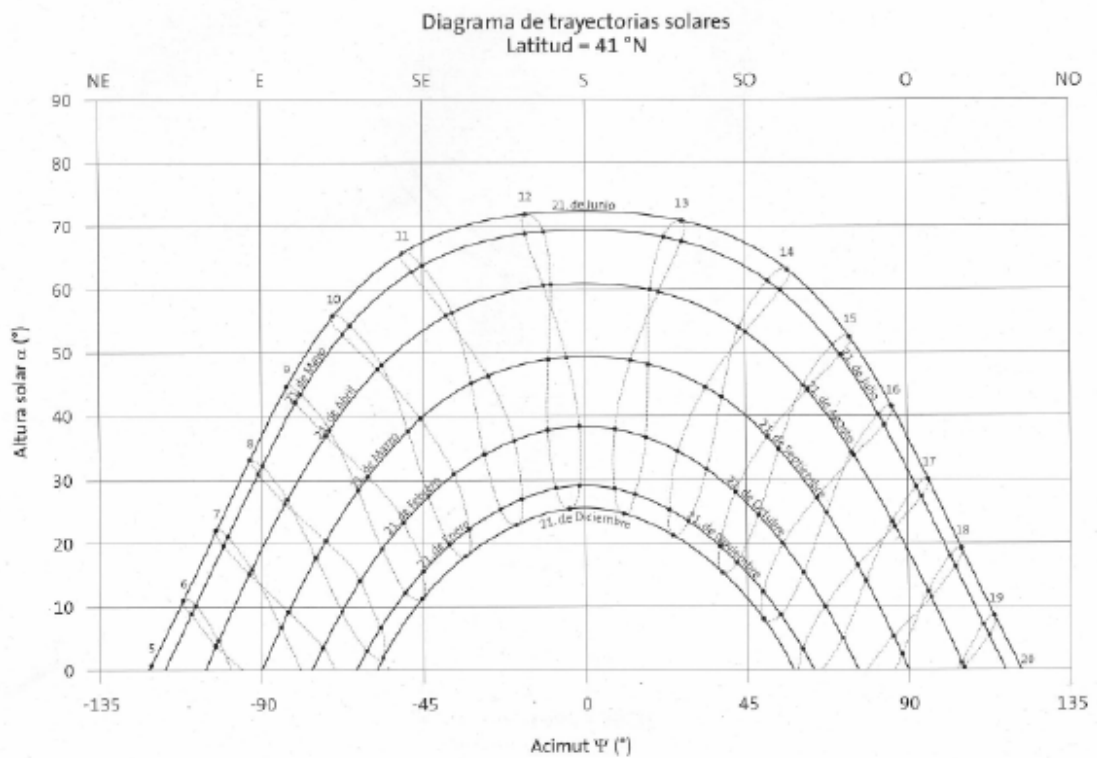
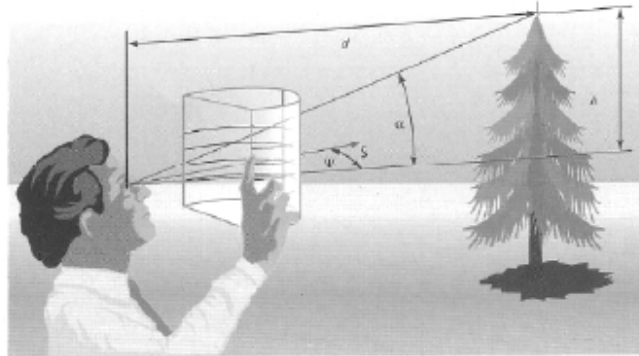
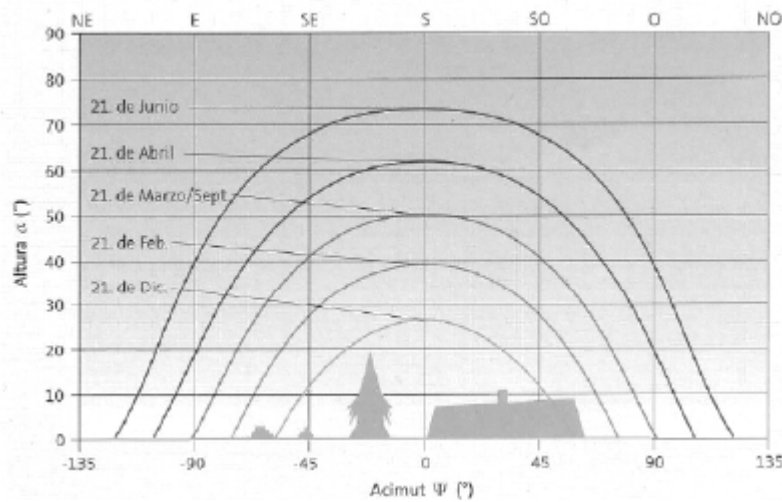


Diagrama de las trayectorias solares y método de utilización

Con objeto de cuantificar lo intensa que es la sombra, para el caso de árboles, se indican unos coeficientes de transmisión de la radiación solar a través del árbol:

Para árboles de hoja de aguja: $t = 0,30$

Para árboles de hoja ancha: $t = 0,64$ (invierno) y $t = 0,23$ (verano)



Resultado del método del diagrama de trayectorias solares

Sobre dicho diagrama se puede observar, en qué meses se van a producir sombras. En el ejemplo presentado se observa que la cubierta sólo estará sombreada desde el mes de noviembre hasta el mes de enero durante la tarde. A partir de unos días antes del 21 de febrero no hay ningún tipo de sombras. En el periodo de marzo a octubre (inclusive) no se tiene ninguna sombra.

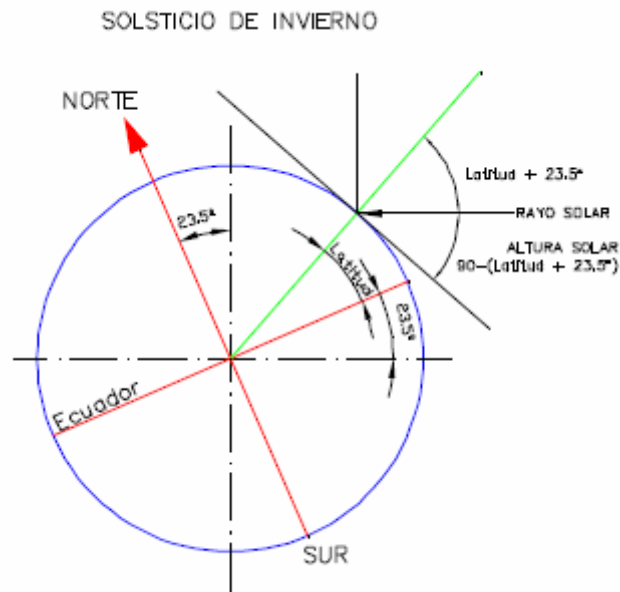
Se puede realizar una valoración más extensa del diagrama gráficamente, numéricamente o de manera más sencilla mediante un software. La mayoría de los programas de simulación calculan la disminución de la radiación incidente, y a partir de éstas, las pérdidas de producción. Para ello se proporciona el contorno de la sombra en un punto del generador fotovoltaico, generalmente el punto medio. La exactitud es en muchos casos suficiente.

La geometría del generador y el conexionado de los módulos se tiene en cuenta únicamente en programas de simulación más sofisticados. Si no se usa un software se necesitan los valores de radiación para cada uno de los meses en el lugar de la instalación. De aquí se puede estimar para cada uno

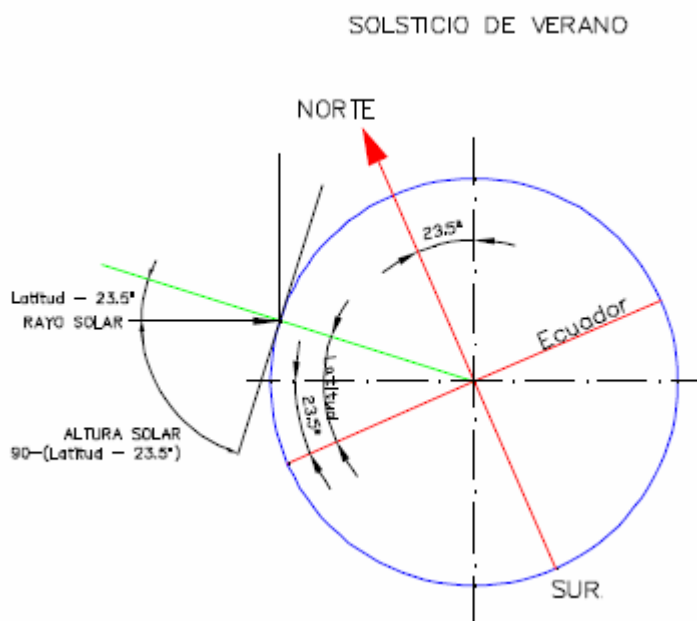
de los meses las pérdidas de radiación a partir del porcentaje de sombras obtenido en el diagrama de trayectorias solares.

▪ **Altura solar α**

Si analizamos el movimiento y el valor de la altura solar a lo largo del año, se observa que:



Análisis del valor de la altura solar el día más favorable del año



Análisis del valor de la altura solar el día más favorable del año

En consecuencia obtenemos los siguientes valores:

	Latitud	Declinación	Altura Solar
Invierno	37	23,5°	$90-(37+23,5)=29,5^\circ$
Primavera		0°	$90-37= 53^\circ$
Verano		23,5°	$90-(37-23,5)=76,5^\circ$
Otoño		0°	$90-37= 53^\circ$

Como conclusión de los valores obtenidos en la tabla, podemos decir que la peor situación, es decir, el momento en que la posición del sol está más baja y además es cuando producirá la sombra más larga de todo el año, es el solsticio de invierno, cuyo rayo solar tiene una inclinación con respecto la horizontal de 29,5°.

A partir de entonces, la altura solar va aumentando a medida que avanza los días y en consecuencia la sombra se hace más pequeña. Por éste motivo para calcular la separación que se deberá dejar entre las filas de paneles se tienen que calcular para una altura solar $\alpha = 29^\circ$.

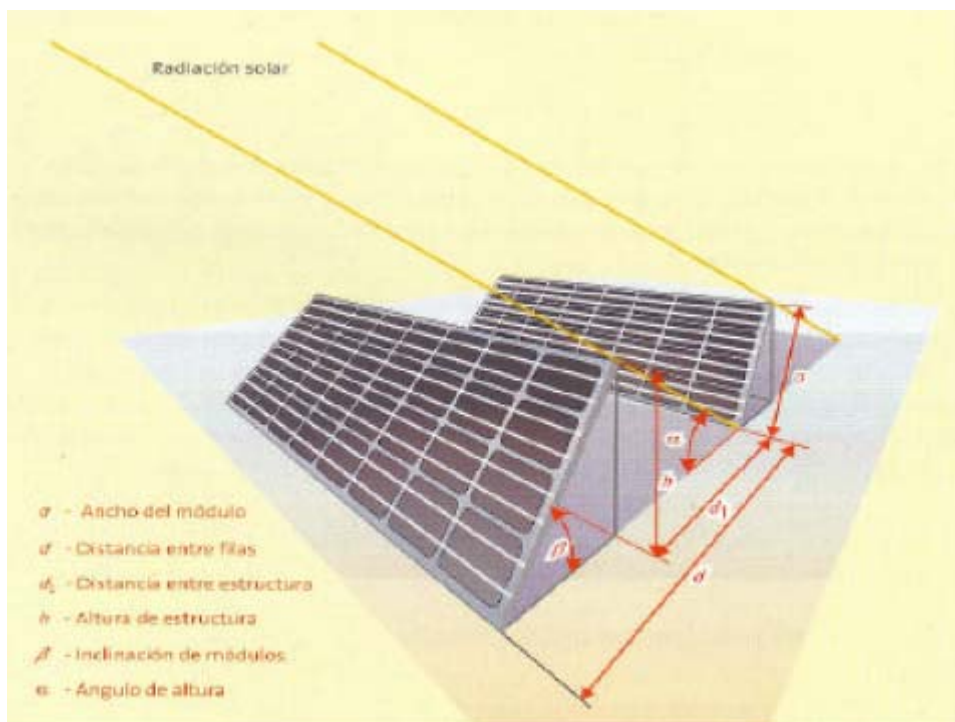
▪ Ángulo de inclinación de los módulos

Radiación Global Diaria sobre superficie inclinada en MJ/m ² -día en Sevilla (fuente: Suntechnics)													
Orientación SUR													
Inclin.	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Año
0	9,9	13,4	16,1	20,0	24,7	25,6	25,5	24,2	18,9	15,0	11,3	10,0	17,9
5	9,9	13,4	16,1	20,0	24,7	25,6	25,5	24,2	18,9	15,0	11,3	10,0	17,9
10	11,1	14,3	16,8	20,6	24,5	25,4	25,7	24,4	20,1	16,5	13,2	11,8	18,7
15	12,0	15,0	17,2	20,4	23,3	24,2	24,5	23,7	20,4	17,1	14,1	12,7	18,7
20	12,3	15,4	17,6	20,9	23,9	24,8	25,1	24,3	20,9	17,5	14,4	13,0	19,2
25	12,9	15,8	17,9	20,4	23,3	23,3	24,2	24,2	20,8	17,9	15,0	14,2	19,2
30	13,0	15,9	18,0	20,5	23,4	23,4	24,3	24,3	20,9	18,0	15,1	14,2	19,3
35	13,5	16,3	17,9	20,0	22,4	22,0	22,9	23,3	20,8	18,4	15,6	14,8	19,0
40	13,5	16,3	17,9	20,0	22,4	22,0	22,9	23,3	20,8	18,4	15,6	14,8	19,0
45	14,1	16,3	17,4	19,1	20,6	20,2	20,7	21,9	20,3	18,4	15,6	15,3	18,3
50	14,1	16,3	17,4	19,1	20,6	20,2	20,7	21,9	20,3	18,4	15,6	15,3	18,3
60	13,4	16,2	16,9	17,8	18,6	18,3	18,5	20,1	19,3	17,7	15,5	15,2	17,3
70	11,3	12,7	12,6	11,9	10,9	9,8	10,1	12,6	13,6	13,8	13,3	13,8	12,2
80	11,3	12,7	12,6	11,9	10,9	9,8	10,1	12,6	13,6	13,8	13,3	13,8	12,2
90	11,3	12,7	12,6	11,9	10,9	9,8	10,1	12,6	13,6	13,8	13,3	13,8	12,2

Como se observa claramente en la tabla, el ángulo de inclinación de panel que anualmente es capaz de captar más radiación por metro cuadrado es una de 30°.

▪ Separación entre filas

Para entender mejor los cálculos que determinan la separación adecuada que debe existir entre filas para evitar que se generen sombras, la siguiente figura nos será bastante fácil de entender.



Distancia entre filas para evitar sombras

Por lo tanto, con las medidas de los módulos FV que son de 1x1,32 m. Y teniendo en cuenta que en cada estructura colocaremos $7 \times 4 = 28$ módulos dispuestos de forma horizontal (para no tener una gran altura y consecuentemente mayores sombras) tendremos:

$$h = a \cdot \text{sen } \beta = 4 \cdot \text{sen } 30 = 2 \text{ m}$$

$$d_1 = h / \text{tg } \alpha = 2 / \text{tg } 29 = 3,61 \text{ m}$$

$$d = a \cdot \text{cos } \beta + d_1 = 4 \cdot \text{cos } 30 + 3,61 = 7,07 \text{ m}$$

▪ **Producción Energética**

Para estimar la energía que produce realmente la instalación, E_{real} , se procede de la siguiente forma:

Conocida la potencia pico del generador y la radiación solar incidente sobre el mismo se estima la energía máxima teórica que puede producir, E_{ideal} , la cual se obtiene como el producto de la irradiación solar H , por la superficie del generador fotovoltaico A , y por el rendimiento ρ del módulo fotovoltaico.

El rendimiento medio de un módulo varía entre un 7% y un 15% en función de la tecnología.

$$E_{ideal} = H \cdot A \cdot \eta$$

La energía ideal se reduce debido a las pérdidas que se producen mediante unos factores de pérdidas cuyos valores medios son:

- Pérdidas por tolerancia respecto a valores nominales 4.5%
- Pérdidas por polvo y suciedad 2.5%
- Pérdidas por temperatura 3.5%
- Pérdidas por sombra 2.0%
- Pérdidas en parte de cc 3.5%
- Pérdidas en seguidor PMP 1.5%
- Pérdidas en inversor 7.5%
- Pérdidas en parte de ca 3%

La energía real será por tanto el producto de la energía ideal reducida por los factores de pérdidas. Se denomina ratio de producción PR al cociente entre la energía realmente producida por la instalación y la energía teórica máxima que puede generar la instalación. Obviamente, mientras mayor sea el ratio de producción menos pérdidas se producen en la misma.

$$PR = E_{real} / E_{ideal}$$

Con este ratio se pueden comparar entre sí diferentes instalaciones fotovoltaicas de distintos lugares. El ratio de producción de una instalación fotovoltaica típica sin sombrear oscila entre 0,6 y 0,8.

Para analizar la estimación de energía que es capaz de proporcionar la instalación hemos utilizado la hoja de cálculo que nos ha facilitado nuestro proveedor de módulos e inversores (Suntechnics).

La producción prevista para cada una de las instalaciones de 100 kW según los resultados que nos da dicha hoja de cálculo se adjunta seguidamente.

Producción y Radiación



lugar: Utrera
potencia pico: 110,88 kWp
orientación: 0 °
inclinación: 30 °

	ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic	año
Radiación* [MJ/m²día]	13,0	15,9	18,0	20,5	23,4	23,4	24,3	24,3	20,9	18,0	15,1	14,2	19,3
Producción prevista [kWh]	9.490	11.633	13.163	15.000	17.143	17.143	17.755	17.755	15.306	13.163	11.021	10.408	168.981