

PROYECTO FIN DE CARRERA
Planta Solar Fotovoltaica en
Sorbas (Almería)

ANEJO DE CÁLCULO ENERGÉTICO

Rafael Emper Martínez
Tutora: Dña. Eulalia Jadraque Gago



INDICE del ANEJO DE CÁLCULOS ENERGÉTICOS

INTRODUCCIÓN	3
DIMENSIONAMIENTO	4
CARACTERÍSTICAS DEL PANEL FOTOVOLTAICO	6
CARACTERÍSTICAS DEL INVERSOR	7
DIMENSIONAMIENTO DE LOS MÓDULOS	8
NÚMERO DE RAMALES EN SERIE:	8
NÚMERO DE RAMALES EN PARALELO:	9
CÁLCULO DE DISTANCIA ENTRE PANELES	10
POTENCIA A INSTALAR	11
PRODUCCIÓN ESTIMADA	12
PRODUCCIÓN ESTIMADA POR MESES Y ANUAL	13
CÁLCULO DE PERDIDAS POR ORIENTACIÓN, INCLINACIÓN Y SOMBRAS	14
CÁLCULO DE PERDIDAS POR ORIENTACIÓN E INCLINACIÓN.	14
ESTUDIO DE SOMBRAS	17



Introducción

En primer lugar, es necesario realizar un dimensionamiento para poder ver el número de placas que podemos instalar.

Para ello será fundamental conocer las dimensiones de la parcela ya que el área efectiva nos proporcionará la potencia a la que podemos llegar con el espacio disponible.

Para establecer un orden en la instalación se proponen la instalación de módulos de 100 kW de potencia. Así podremos dividir la planta en módulos para el cálculo del área efectiva.

A partir del modelo del panel e inversor escogido podremos saber la extensión de cada uno de estos módulos, con los cuáles deduciremos la potencia a instalar en la parcela.

Se procede por tanto a la elección de éstos, posteriormente a la elección de paneles e inversores se calculará la potencia a instalar en la parcela.

Abordaremos el problema de la siguiente forma, se quiere diseñar una instalación de una determinada potencia nominal y como resultado se obtiene una configuración y una superficie ocupada total.

Dimensionamiento

Para configurar el generador fotovoltaico y seleccionar el inversor partimos de la potencia nominal del generador que se va a instalar. Este dato puede ser un requisito de partida, cuando el objetivo es diseñar una planta de un determinado número de Wp, o bien el resultado de la estimación de la superficie útil de paneles a partir de la superficie de terreno disponible.

Se relaciona fácilmente la superficie de paneles y potencia nominal a partir de las especificaciones técnicas suministradas por el fabricante de los paneles. Aproximadamente 1 kWp de paneles de silicio cristalino ocupa una superficie de 8m².

En instalaciones grandes una primera decisión que se debe tomar es la división de la planta en campos o grupos de generadores, comúnmente asociados a un inversor por campo. Dependiendo del tamaño y características de los inversores elegidos, varía la configuración del generador fotovoltaico.

Uno de los aspectos más importantes a tener en cuenta en el diseño de una instalación fotovoltaica es realizar una configuración adecuada para maximizar su rendimiento y eficiencia en la medida que sea posible.

En las especificaciones técnicas del inversor se recogen importantes advertencias que hay que considerar durante el diseño y montaje de la instalación. El tipo de configuración de la instalación y su interconexión determina el número, rango de tensiones y potencia del inversor/es.

Cuando la potencia nominal de todos los inversores de la instalación supere 5 kW, la acometida a la red general debe ser trifásica, de acuerdo al R.D.1663/00, si es menor puede hacerse monofásica.

Para comenzar el dimensionado se fija la potencia nominal del inversor o la potencia pico del generador en función de la superficie disponible, inversión económica a realizar, tarifas vigentes, etc.

En nuestro proyecto lo realizaremos en función de la superficie disponible.



Para conseguir la máxima eficiencia del conjunto generador fotovoltaico-inversor, la relación entre la potencia nominal del inversor y la potencia pico del generador fotovoltaico que se conecta al inversor debe ser del orden de 0,7 a 0,8 para climas como los de España.

En general, la potencia del inversor no debe ser superior a la potencia pico del generador fotovoltaico, ya que el inversor no funcionará a su potencia nominal. Esto es debido a que, en condiciones climáticas reales, un generador fotovoltaico nunca produce la potencia pico ya que la temperatura normal de funcionamiento del módulo es mayor de 25°C cuando la irradiancia es de 1000 W/m². Además, raras veces se alcanza un nivel de irradiancia de 1000 W/m², ya que los niveles medios que se alcanzan en España varían entre 400 y 700 W/m².

Existen otras razones por las cuales la potencia nominal del inversor no debe superar a la potencia pico del generador fotovoltaico, por ejemplo, la instalación normalmente no tiene la orientación ni la inclinación óptima o está parcialmente cubierta por sombras. También existen pérdidas dentro del generador fotovoltaico debido a la dispersión de los parámetros eléctricos de cada uno de los módulos, así como al cableado y a las conexiones entre ellos.

Sólo cuando los inversores deben soportar muy altas temperaturas debido a que se instalan en exteriores se analizará la posibilidad, con los datos suministrados por el fabricante del inversor, de seleccionar un inversor de mayor potencia nominal que la potencia pico del generador fotovoltaico.

Teniendo en cuenta estas consideraciones, el rango de potencias nominales del inversor puede oscilar entre 0,7 y 1,2 veces la potencia pico del generador fotovoltaico. Si se utilizan módulos amorfos se debe tener en cuenta a la hora de dimensionar la potencia de los inversores, la degradación del módulo.

Cuando se seleccione el inversor hay que asegurarse de que para cualquier condición climática de irradiancia y temperatura funcionará correctamente y que la eficiencia máxima del inversor se corresponda con el rango de irradiancia más frecuente del lugar.

Hay que garantizar que para cualquier condición climática, el rango de tensiones a la salida del generador fotovoltaico debe estar dentro del rango de tensiones admisibles a la entrada del inversor.

En este sentido hay que tener en cuenta que la tensión, y en menor medida la corriente, a la salida del generador fotovoltaico varía con la temperatura.

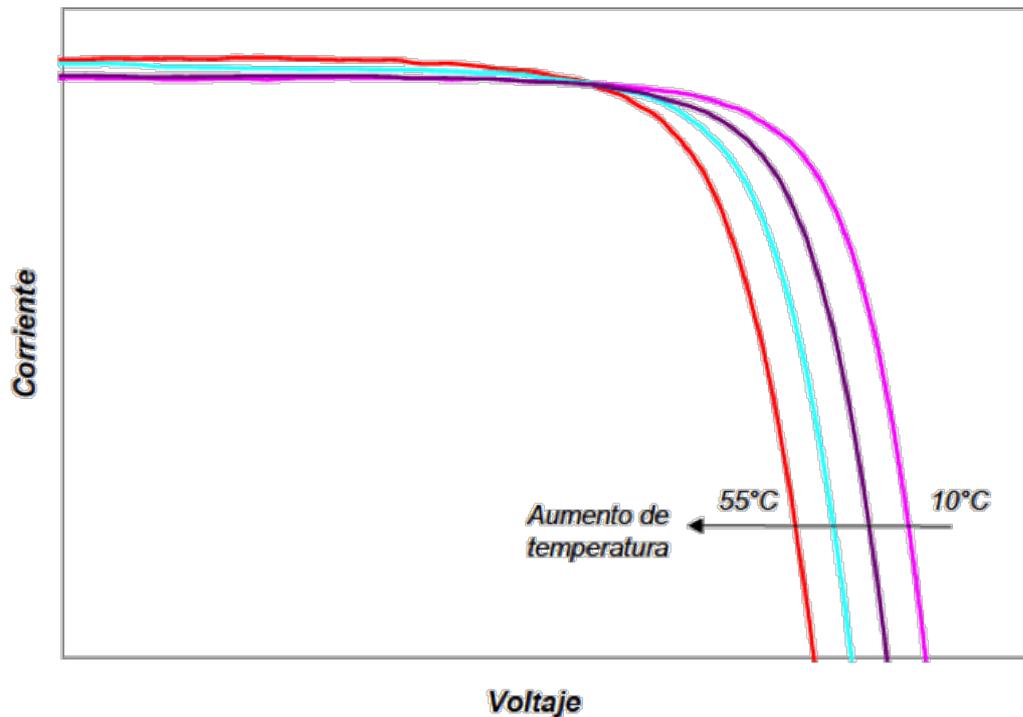


Gráfico: $V - I$ con variación de temperatura

Características del Panel Fotovoltaico

El panel escogido es el **Modelo BS-180P de la marca BRISBAN SOLAR**, de potencia igual a **180Wp** cuyas características técnicas son las siguientes:

- 48 células Policristalinas de Alta Eficiencia
- Eficiencia del Módulo, superior a 14,60%
- Cristal de 4mm de espesor con un alto nivel de Transmisividad
- Encapsulamiento con etil-viniloacetato modificado (EVA). La lamina posterior consta de varias capas, cada una con una función específica.
- Inspección EL para prevención de micro-roturas
- 5 años de garantía del producto. 12 años 90%, 25 años 80%.



Especificaciones técnicas:

	Pot. [W]	Im [Amp.]	Vm [Volt.]	Isc [Amp.]	Voc [Volt.]	Eficiencia (%)
BS-180P	180	7.60	23.70	8.34	28.80	13.80

Datos bajo **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

Características del Inversor

El inversor escogido es el **SMA inversor Sunny Mini Central SMC 7000 HV** que presenta las siguientes características:

Datos técnicos	Sunny Mini Central 7000HV
Entrada (CC)	
Potencia máxima de CC (con cos φ=1)	7500 W
Tensión de entrada máx.	800 V
Rango de tensión del punto de máxima potencia [MPP] / tensión asignada de entrada	335 V - 560 V / 340 V
Tensión de entrada mín. / tensión de entrada de inicio	290 V / 400 V
Corriente máx. de entrada	23 A
Corriente máx. de entrada por string	23 A
Número de entradas de punto de máxima potencia [MPPT] independientes / strings por entradas de punto de máxima potencia [MPPT]	1 / 4
Salida (CA)	
Potencia nominal (a 230 V, 50 Hz)	6650 W
Potencia aparente de CA máxima	7000 VA
Tensión nominal de CA / rango	220 V, 230 V, 240 V / 160 V - 265 V
Frecuencia de red de CA / rango	50 Hz, 60 Hz / -6 Hz ... +5 Hz
Frecuencia asignada de red / tensión asignada de red	50 Hz / 230 V
Corriente máx. de salida	31 A
Factor de potencia a potencia asignada	1
Factor de desfase ajustable	0,8 inductivo ... 0,8 capacitivo
Fases de inyección / fases de conexión	1 / 1
Power Balancing	●
Rendimiento	
Rendimiento máx. / rendimiento europeo	96,2% / 95,5%



Dimensionamiento de los Módulos

Tras la elección de los paneles e inversores, vamos a calcular el número de **módulos en serie por ramal** y el número de **ramales en paralelo** que pueden instalarse por cada inversor.

Número de Ramales en Serie:

Para determinar el número de módulos que estarán conectados en serie en cada ramal se tendrá en cuenta que la tensión máxima y mínima producida por ramal, en todo caso deberá estar comprendida dentro del rango de tensiones de entrada del inversor.

Por otra parte se tendrá en cuenta que el valor máximo de la tensión de entrada del inversor corresponde a la tensión a circuito abierto del generador fotovoltaico.

En nuestro caso, teniendo en cuenta tal como se ha indicado en los anteriores apartados de características técnicas del inversor y generadores fotovoltaicos, tenemos:

Tensión a circuito abierto del generador	28,80 Voltios
Tensión máxima del generador	23,70 Voltios
Tensión mínima de entrada del inversor	335 Voltios
Tensión máxima de entrada del inversor	800 Voltios

Por lo que, dimensionando obtendremos que el número de módulos instalados en serie será:

Tensión por ramal:

- 28,80 V/Modulo x 20 Módulos..... 576 Voltios

Se escogen **20 módulos en serie** para obtener una tensión por ramal intermedia entre 335 y 800 voltios.



Número de Ramales en paralelo:

El número de ramales en paralelo se determina como el cociente entre la **potencia pico del generador fotovoltaico** (PPMP, fv) y la **potencia pico de un ramal**.

$$N^{\circ} \text{ ramales} = \text{PPMP, fv} / \text{PPMP, ramal}$$

Por lo que sustituyendo valores tendremos:

$$N^{\circ} \text{ ramales} = 7.000 \text{ W} / (180 \times 20) = 1,95$$

Redondeando esa cantidad obtendremos \rightarrow **2 ramales en paralelo**.

Además se debe cumplir que la corriente de cortocircuito máxima de cada ramal por el número de ramales en paralelo será menor que la corriente máxima admisible de entrada al inversor.

$$N^{\circ} \text{ ramales} * I_{cc, \text{ramal}} < I_{\text{max, Inv}}$$

Siendo:

- $I_{cc, \text{ramal}} = 8,34 \text{ Amp.}$
- $I_{\text{max, Inv}} = 23 \text{ Amp}$

Despejando tendremos:

- $23 \text{ Amp} > N \times 8,34 \text{ Amp.}$
- **$23 \text{ Amp} > 2 \times 8,34 = 16,68 \text{ Amp.}$**

Por lo tanto, Cumple la restricción exigida, y mantenemos en **dos el número de ramales en paralelo**.



Cálculo de Distancia entre Paneles

Vamos a calcular la distancia mínima entre filas de módulos.

La distancia d , medida sobre la horizontal, entre unas filas de módulos obstáculo, de altura h , que pueda producir sombras sobre la instalación deberá garantizar un mínimo de 4 horas de sol en torno al mediodía del solsticio de invierno.

Esta **distancia d** será superior al valor obtenido por la expresión:

$$d = h / \tan (61^\circ - \text{latitud})$$

donde $1 / \tan (61^\circ - \text{latitud})$ es un coeficiente adimensional denominado k .

Para nuestro caso, considerando que la latitud de la ubicación del campo solar es $37,116^\circ$, sustituyendo valores tendremos

$$k = 1 / \tan (61^\circ - 37,116^\circ) = 2,258$$

Teniendo en cuenta que los **módulos** elegidos tienen las siguientes dimensiones:

Altura L= 1.316 mm
Ancho A=992 mm
Fondo F= 48 mm

Se agruparán en soportes de 20 módulos en dos filas colocados de forma vertical por los que las **dimensiones aproximadas de cada soporte** serán:

$$\text{Altura L} = 2 \times 1,316 = 2,632 \text{ mm}$$

Ancho A= se instalarán de forma corrida a lo largo de la parcela

$$\text{Fondo F} = 48 \text{ mm}$$

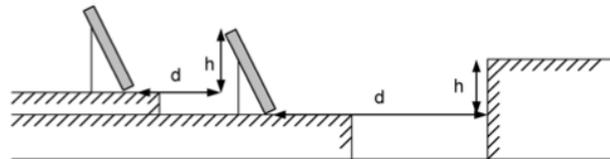
Y teniendo en cuenta que la inclinación de los paneles es de 33° (la cual es la óptima para el caso de instalaciones fijas) necesitaremos una separación mínima entre los mismos que vendrá dada por las siguientes expresiones.

$$h = L \sin 33^\circ = 2,632 \sin 33^\circ = 1.433,5 \text{ mm}$$

Por tanto la **distancia mínima entre paneles** para el modelo elegido será de:

$$d = k \times H = 1.433,5 \times 2,258 = \mathbf{3,237 \text{ m}}$$

Siendo d la distancia entre la parte exterior de la proyección sobre la horizontal del panel delantero y la parte delantera del panel posterior.



Finalmente, optaremos por una **separación** median entre filas de **4,50 metros**, apta también para el paso de vehículos destinados al mantenimiento de las placas.

Potencia a Instalar

Tras realizar el anterior Dimensionamiento, y teniendo en cuenta las especificaciones técnicas, la geometría y las dimensiones de la parcela, colocaremos:

30 agrupaciones de módulos a lo largo de la misma (de 100kW/modulo), **560 placas en cada modulo**, lo que hace un total de **16800 placas**.

Consecuentemente, **la potencia instalada será de 3000kW**.



Producción Estimada

Para el calculo de la potencia, utilizaremos la aplicación y base de datos PVGIS. Para lo cual introduciremos nuestros datos de estudio: Tecnologías utilizadas, potencia a instalar, perdidas estimadas, inclinación y orientación

PV Estimation Monthly radlatlon Dally radlatlon

Performance of Grid-connected PV

Radiation database:
 [What is this?]

PV technology:

Installed peak PV power kWp

Estimated system losses [0;100] %

Fixed mounting options:

Mounting position:

Slope [0;90] ° Optimize slope (Azimuth angle from -180 to 180. East=-90, South=0)

Azimuth ° Also optimize azimuth

Tracking options:

Vertical axis Slope [0;90] ° Optimize

Inclined axis Slope [0;90] ° Optimize

2-axis tracking

Horizon file
 nada seleccionado

Output options

Show graphs Show horizon

Web page Text file PDF

 [\[help\]](#)



Datos obtenidos:

Performance of Grid-connected PV

PVGIS estimates of solar electricity generation

- Location: 37°6'45" North, 2°7'2" West,
- Elevation: 422 m a.s.l.,
- Solar radiation database used: PVGIS-classic

Nominal power of the PV system: 3000.0 kW (crystalline silicon)

Estimated losses due to temperature: 11.6% (using local ambient temperature)

Estimated loss due to angular reflectance effects: 2.7%

Other losses (cables, inverter etc.): 14.0%

Combined PV system losses: 26.0%

Producción Estimada por Meses y Anual

Fixed system: inclination=33 deg., orientation=0 deg.				
Month	Ed	Em	Hd	Hm
Jan	9750.00	302000	4.16	129
Feb	10800.00	301000	4.66	131
Mar	12700.00	392000	5.64	175
Apr	12900.00	386000	5.79	174
May	13800.00	428000	6.32	196
Jun	13800.00	414000	6.44	193
Jul	14100.00	436000	6.63	206
Aug	13400.00	414000	6.29	195
Sep	12600.00	379000	5.82	175
Oct	11500.00	355000	5.17	160
Nov	9120.00	274000	3.97	119
Dec	8760.00	271000	3.74	116
Year	11900.00	363000	5.39	164
Total for year		4350000		1970

Ed: Average daily electricity production from the given system (kWh)

Em: Average monthly electricity production from the given system (kWh)

Hd: Average daily sum of global irradiation per square meter received by the modules of the given system (kWh/m²)

Hm: Average sum of global irradiation per square meter received by the modules of the given system (kWh/m²)

Por lo tanto, tras utilizar el PVGIS para realizar los cálculos antes mostrados, se aprecia que la producción generada a esperar será de 4.350.000 kWh.

Cálculo de 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:

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

Se considerarán tres casos: general, superposición de módulos e integración arquitectónica.

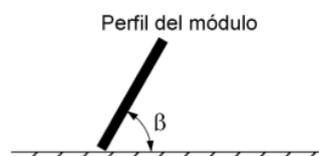
En todos los casos han de cumplirse tres condiciones: pérdidas por orientación e inclinación, pérdidas por sombreado y pérdidas totales inferiores a los límites estipulados respecto a los valores óptimos.

Cuando, por razones justificadas, y en casos especiales en los que no se puedan instalar cumpliendo lo estipulada en la tabla, se evaluará la reducción en las prestaciones energéticas de la instalación, incluyéndose en la Memoria del Proyecto.

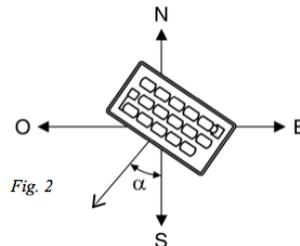
Cálculo de pérdidas por orientación e inclinación.

Las pérdidas por este concepto se calcularán en función de:

- **Ángulo de inclinación β** , definido como el ángulo que forma la superficie de los módulos con el plano horizontal. Su valor es 0° para módulos horizontales y 90° para verticales.



- **Ángulo de azimut α** , definido como el ángulo entre la proyección sobre el plano horizontal de la normal a la superficie del módulo y el meridiano del lugar. Su valor es 0° para módulos orientados al Sur, -90° para módulos orientados al Este y $+90^\circ$ para módulos orientados al Oeste.



Habiendo determinado el ángulo de azimut del generador, se calcularán los límites de inclinación aceptables de acuerdo a las pérdidas máximas respecto a la inclinación óptima.

Para ello se utilizará el siguiente diagrama, válida para una latitud, N , de 41° , de la siguiente forma:

- Conocido el azimut, de la siguiente grafica, los límites para la inclinación en el caso de $N = 41^\circ$. Para el caso general, las pérdidas máximas por este concepto son del 10 %; para superposición, del 20 %, y para integración arquitectónica del 40 %. Los puntos de intersección del límite de pérdidas con la recta de azimut nos proporcionan los valores de inclinación máxima y mínima.
- Si no hay intersección entre ambas, las pérdidas son superiores a las permitidas y la instalación estará fuera de los límites. Si ambas curvas se intersectan, se obtienen los valores para latitud $N = 41^\circ$ y se corrigen de acuerdo al apartado 2.2.
- Se corregirán los límites de inclinación aceptables en función de la diferencia entre la latitud del lugar en cuestión y la de 41° , de acuerdo a las siguientes fórmulas:
 - Inclinación máxima = Inclinación ($N = 41^\circ$) - (41° - latitud).
 - Inclinación mínima = Inclinación ($N = 41^\circ$) - (41° - latitud), siendo 0° su valor mínimo.

En casos cerca del límite, y como instrumento de verificación, se utilizará la siguiente fórmula:

$$Pérdidas (\%) = 100 \times [1,2 \times 10^{-4} (f - N + 10)^2 + 3,5 \times 10^{-5} f^2]$$

para $15^\circ < f < 90^\circ$

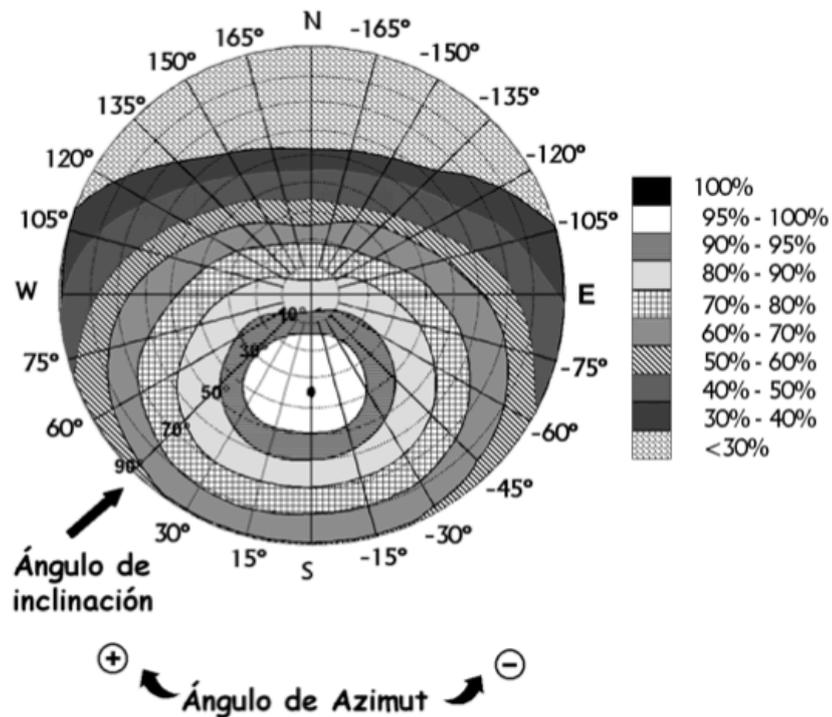
$$Pérdidas (\%) = 100 \times [1,2 \times 10^{-4} (f - N + 10)^2]$$

para $f < 15^\circ$

(Nota: f, N se expresan en grados, siendo N la latitud del lugar)

Para calcular si las pérdidas por orientación e inclinación del generador están dentro de los límites permitidos para una instalación fotovoltaica en la Planta Solar proyectada y teniendo en cuenta que está orientado al sur (azimut = $+0^\circ$) y con una inclinación de 33° respecto a la horizontal, para Sorbas (Almería), cuya latitud es de $37^\circ 6'$.

Determinaremos los límites en la inclinación para el caso de $N = 41^\circ$. Los puntos de intersección del límite de pérdidas del 10 % (borde exterior de la región 90%-95%), máximo para el caso general, con la recta de azimut 0° nos proporcionan los valores siguientes:



Inclinaciones máximas y mínimas



Inclinación máxima = 60°

Inclinación mínima = 10°

Corregimos para la latitud del lugar:

- Inclinación máxima = $60^\circ - (41^\circ - 37,6^\circ) = 56,6^\circ$
- Inclinación mínima = $10^\circ - (41^\circ - 37,6^\circ) = 6,6^\circ$, que está fuera de rango y se toma, por lo tanto, inclinación mínima = 0° .

Por tanto, esta instalación que esta proyectada con una **inclinación de 33°** (como ya dimensionábamos con el Pvgis, *Vease Anejo de Radicación*) **cumple los requisitos de pérdidas por orientación e inclinación.**

Estudio de Sombras

El procedimiento consiste en la comparación del perfil de obstáculos que afecta a la superficie de estudio con el diagrama de trayectorias del Sol.

Los pasos a seguir son los siguientes:

- Obtención del perfil de obstáculos: Localización de los principales obstáculos que afectan a la superficie, en términos de sus coordenadas de posición azimut (ángulo de desviación con respecto a la dirección Sur) y elevación (ángulo de inclinación con respecto al plano horizontal). Para ello puede utilizarse un teodolito.
- Representación del perfil de obstáculos: Representación del perfil de obstáculos en el diagrama de la figura siguiente, en el que se muestra la banda de trayectorias del Sol a lo largo de todo el año, válido para localidades de la Península Ibérica y Baleares (para las Islas Canarias el diagrama debe desplazarse 12° en sentido vertical ascendente). Dicha banda se encuentra dividida en porciones, delimitadas por las horas solares (negativas antes del mediodía solar y positivas después de éste) e identificadas por una letra y un número (A1, A2,..., D14).

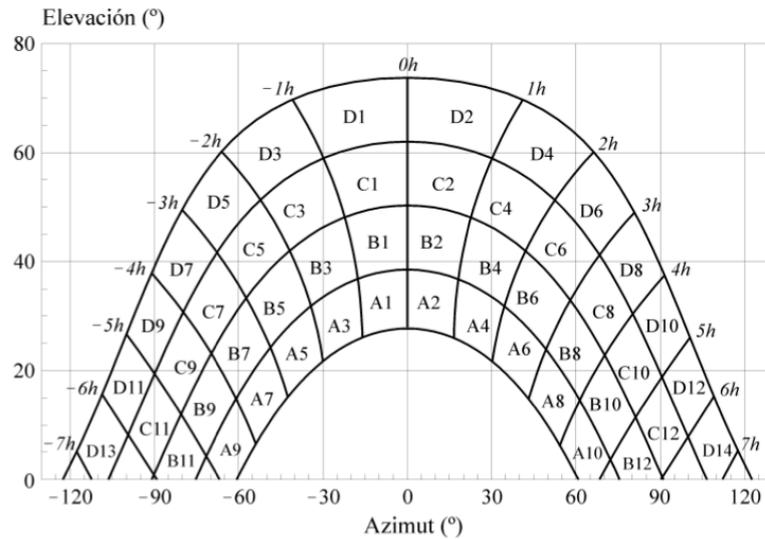


Fig. 5. Diagrama de trayectorias del Sol. [Nota: los grados de ambas escalas son sexagesimales].

Cada una de las porciones de la figura representa el recorrido del Sol en un cierto período de tiempo (una hora a lo largo de varios días) y tiene, por tanto, una determinada contribución a la irradiación solar global anual que incide sobre la superficie de estudio.

$\beta = 35^\circ$ $\alpha = 0^\circ$	A	B	C	D
13	0,00	0,00	0,00	0,03
11	0,00	0,01	0,12	0,44
9	0,13	0,41	0,62	1,49
7	1,00	0,95	1,27	2,76
5	1,84	1,50	1,83	3,87
3	2,70	1,88	2,21	4,67
1	3,15	2,12	2,43	5,04
2	3,17	2,12	2,33	4,99
4	2,70	1,89	2,01	4,46
6	1,79	1,51	1,65	3,63
8	0,98	0,99	1,08	2,55
10	0,11	0,42	0,52	1,33
12	0,00	0,02	0,10	0,40
14	0,00	0,00	0,00	0,02

Tabla de Pérdidas por sombra en función de la elevación

Así, el hecho de que un obstáculo cubra una de las porciones supone una cierta pérdida de irradiación, en particular aquella que resulte interceptada por el obstáculo.

Y así se puede determinar las pérdidas por sombra que puedan afectar y el tiempo que los paneles están en sombra.