

ÍNDICE DE CÁLCULOS

Índice de cálculos	1
Capítulo 1: Potencia de la instalación	5
Capítulo 2: Estudio energético	9
2.1. Radiación solar.....	9
2.1.1. Cálculo de la trayectoria solar	9
2.1.2. Cálculo de la radiación en superficie horizontal	10
2.1.3. Cálculo de la radiación en superficie inclinada	12
2.2. Interdistancia mínima e inclinación de los módulos.....	15
2.2.1. Separación entre hileras de módulos	15
2.2.2. Orientación e inclinación	16
2.3. Previsión de producción energética	17
2.4. Cálculo de pérdidas.....	19
2.4.1. Pérdidas por sombras.....	19
Capítulo 3: Cálculo de la estructura de los módulos.....	25
3.1. Estructura del soporte	25
3.1.1. Sobrecarga por viento	25
3.1.2. Sobrecarga por nieve	27
3.2. Refuerzo de estructura	28
Capítulo 4: Dimensionado de la instalación eléctrica	31
4.1. Secciones del circuito de c.c.	31
4.1.1. Conductores para la conexión entre módulos (string).....	32
4.1.2. Conductores para la conexión entre strings y cajas de conexión	33
4.1.3. Conductores para la conexión entre cajas de conexión de strings y cajas de conexión generales.....	33
4.1.4. Conductores para la conexión entre cajas de conexión generales e inversor	34
4.2. Secciones del circuito de c.a.....	37
4.2.1. Conductores del tramo del inversor a la CGP.	38
4.2.2. Conductores del tramo de la CGP al embarrado del transformador de c.a.	39
4.2.3. Calculo pletina	39
4.3. Protecciones de la instalación	40

4.3.1.	Cálculo del poder de corte de las protecciones	41
4.3.2.	Comprobación de la corriente admisible del conductor con la corriente nominal de las protecciones	43
Capítulo 5: Dimensionado del centro de transformación.....		46
5.1.	Observaciones	46
5.2.	Intensidad en Media Tensión	47
5.3.	Intensidad en Baja Tensión	47
5.4.	Cortocircuitos.....	48
5.4.1.	Observaciones	48
5.4.2.	Cálculo de las corrientes de cortocircuito.....	48
5.5.	Selección de las protecciones de Baja y Media Tensión.....	49
Capítulo 6: Puestas a tierra		52
6.1.	Resistividad del terreno	52
6.2.	Diseño de la instalación a tierra del centro de transformación	52
6.3.	Puesta a tierra de continua	55
6.4.	Puesta a tierra de alterna	56
Capítulo 7: Ventilación		58
7.1.	Caseta de inversores.....	58
7.2.	Centro de transformación	59

CAPÍTULO 1:

POTENCIA DE LA INSTALACIÓN

Para la instalación del parque fotovoltaico se tiene que definir una serie de parámetros que se calcularán en este apartado. Se ha de saber cuantos paneles por inversor se han de colocar, cuantos paneles se colocarán en serie y cuantos en paralelo, a partir de los datos del fabricante del panel e inversor.

El numero de paneles por inversor a colocar dende del factor de escala. Este valor en el Sur de Europa esta comprendido entre 0,85 y 1:

$$N_{\text{máx paneles}} = \frac{P_{\text{inv}}}{Fe_{\text{mín}} \cdot P_{\text{GF}}} = \frac{100000 \text{ W}}{0,85 \cdot 240 \text{ W}} = 490 \text{ paneles} \quad (1.1)$$

$$N_{\text{mín paneles}} = \frac{P_{\text{inv}}}{Fe_{\text{mán}} \cdot P_{\text{GF}}} = \frac{100000 \text{ W}}{1 \cdot 240 \text{ W}} = 418 \text{ paneles} \quad (1.2)$$

Donde:

P_{inv} Potencia nominal del inversor (W).

FR Factor adimensional que depende de la zona geográfica.

P_{GF} Potencia nominal del módulo fotovoltaico (W).

Para determinar el número máximo de paneles en serie que se instalarán en cada string se recurre a los datos proporcionados por el fabricante del panel e inversor e indicados a continuación:

$$N_{\text{máx, panel-serie}} = \frac{V_{\text{máx(inv)}}}{V_{\text{oc(GF, -10}^{\circ}\text{C)}}} = \frac{700}{43,6 \cdot (1 - (\frac{35}{100}(-0,109)))} = 15 \text{ paneles} \quad (1.3)$$

$$V_{\text{ocGF,Temp}} = V_{\text{ocSTC}} \cdot (1 - \frac{\Delta T}{100} \cdot \Delta V) \quad (1.4)$$

$$N_{\text{mín, panel-serie}} = \frac{V_{\text{mín(inv)}}}{V_{\text{oc(GF, 70}^{\circ}\text{C)}}} = \frac{330}{43,6 \cdot (1 + (\frac{45}{100}(-0,109)))} = 9 \text{ paneles} \quad (1.5)$$

Tabla 1.1. Características del panel y del inversor necesario para los cálculos anteriores

Inversor		Panel	
$V_{\text{máx}}$ (V)	$V_{\text{mín}}$ (V)	$V_{\text{o STC}}$ (V)	ΔV
700	330	43,6	-0,109V/°C

El máximo de strings que se podrán instalar por cada inversor es de:

$$N_{\text{máx, strings}} = \frac{I_{\text{máx(inv)}}}{I_{\text{N_String}}} = \frac{820}{6,77} = 121 \text{ strings} \quad (1.6)$$

A continuación se indica el resumen de las características del parque fotovoltaico que deben cumplirse junto a la configuración escogida:

Tabla 1.2. Resumen de los requisitos de la instalación y configuración escogida

	Nº máximo	Nº mínimo	Nº escogido
Módulos por inversor	490	4171042	490
Módulos-serie/string	15	9	14
Strings por inversor	47	-	35

Por lo que la potencia total máxima de la instalación, con un total de 2450 paneles, será de 588 kWp:

Tabla 1.3. Potencia de la instalación

	Nº paneles	Potencia máxima (kWp)
Por inversor	490	118
TOTAL	2450	588

CAPÍTULO 2:

ESTUDIO

ENERGÉTICO

2.1. Radiación solar

Para el cálculo de la posición del sol se ha realizado un modelo matemático que, dada una latitud, devuelve los datos de altura solar y acimut solar a cualquier hora y día del año. A partir de los datos de la radiación extraterrestre en superficie horizontal extraídos del Atlas de Radiación Solar de Catalunya y la determinación de la orientación e inclinación de los paneles a partir de los datos ofrecidos por el Departamento de Energía Solar del IDAE, se ha implementado el Modelo Pérez para el cálculo de la radiación en superficie inclinada.

2.1.1. Cálculo de la trayectoria solar

Para el cálculo de la radiación en superficie inclinada primero se ha realizado un algoritmo para el cálculo de la trayectoria solar para los 12 días representativos del año a partir de la latitud de la ubicación de la instalación: $\phi = 41,2026^\circ$.

Los parámetros necesarios para calcular la trayectoria del sol son su altura solar y ángulo acimut, calculados a partir de la declinación, ángulo de salida del sol, y ángulo cenit:

Declinación [$^\circ$]:

$$\delta = 23,45 \cdot \sin\left(360 \frac{284 + n}{365}\right) \quad (2.1)$$

Hora de salida del sol [°]:

$$\omega_{puesta} = a \cos(-\tan \phi \cdot \tan \delta) = -\omega_{salida} \quad (2.2)$$

La altura solar y ángulo acimut se han calculado para cada punto medio de dos horas solares consecutivas (sin que estas dos horas tengan porque definir una hora) entre la hora de salida del sol y la de puesta:

Ángulo cénit [°]:

$$\theta_z = a \cos(\cos \phi \cdot \cos \delta \cdot \cos \omega + \sin \phi \cdot \sin \delta) \quad (2.3)$$

Altura solar [°]:

$$\alpha_s = 90 - \theta_z \quad (2.4)$$

Ángulo cénit [°]:

$$\gamma_s = \text{signo}(\omega) \cdot \left| a \cos \left(\frac{\cos \theta_z \cdot \sin \phi - \sin \delta}{\sin \theta_z \cdot \cos \phi} \right) \right| \quad (2.5)$$

2.1.2. Cálculo de la radiación en superficie horizontal

El parque solar está situado en una zona rural del Prat de Llobregat. Para esta zona se puede modelizar la radiación diaria total mediante el modelo propuesto por Santabàrbara et al. (1996) incluido en el Atlas de Radiación Solar de Catalunya:

$$H = M + A \cos \left(\frac{2 \cdot \pi \cdot n}{365,25} + B \right) \quad (2.6)$$

Donde, para la zona más cercana al Prat, contemplada en el Atlas de Radiación Solar de Cataluña se ha elegido, Barcelona (Barcelonés), los datos M, A y B toman los siguientes valores:

$$M = 15,04 \text{ MJ/m}^2$$

$$A = 9,16 \text{ MJ/m}^2$$

$$B = 3,31 \text{ rad}$$

A continuación se utilizan las expresiones que siguen para calcular la radiación diaria en superficie horizontal.

Radiación diaria horizontal extraterrestre [MJ/m²]:

$$H_0 = \frac{24 \cdot 3,610^{-3}}{\pi} \cdot G_{sc} \left(1 + 0,033 \cdot \cos \left(\frac{360 \cdot n}{365} \right) \right) \left(\cos \phi \cdot \cos \delta \cdot \sin \omega_{puesta} + \frac{\pi \cdot \omega_{puesta}}{180} \cdot \sin \phi \cdot \sin \delta \right) \quad (2.7)$$

Índice de claridad [adimensional]:

$$K_t = \frac{H}{H_0} \quad (2.8)$$

Donde $G_{sc} = 1367 \text{ W/m}^2$.

Radiación diaria horizontal difusa [MJ/m²]:

$$\begin{aligned} & \text{Si } \omega_{puesta} \leq 81,4^\circ \\ & \begin{cases} H_d = (1 - 0,2727 \cdot K_t + 2,4495 \cdot K_t^2 - 11,9514 \cdot K_t^3 + 9,3879 \cdot K_t^4) H & \text{si } K_t < 0,715 \\ H_d = 0,143 \cdot H & \text{si } K_t \geq 0,715 \end{cases} \\ & \text{Si } \omega_{puesta} > 81,4^\circ \\ & \begin{cases} H_d = (1 + 0,2832 \cdot K_t - 2,5557 \cdot K_t^2 + 0,8448 \cdot K_t^3) H & \text{si } K_t < 0,722 \\ H_d = 0,175 \cdot H & \text{si } K_t \geq 0,722 \end{cases} \end{aligned} \quad (2.9)$$

Radiación diaria horizontal directa [MJ/ m²]:

$$H_b = H - H_d \quad (2.10)$$

Teniendo la radiación diaria, se obtiene la radiación horaria de la siguiente forma.

Radiación horaria horizontal extraterrestre (I) [MJ/ m²], difusa (I_d) [MJ/ m²] y directa (I_b) [MJ/ m²]:

$$\begin{aligned} I &= H \cdot r_t \\ I_d &= H_d \cdot r_d \\ I_b &= I - I_d \end{aligned} \quad (2.11)$$

Donde los coeficientes r_t y r_d dependen de la hora analizada y se obtienen según las siguientes expresiones:

$$r_t = \frac{\pi}{24} \cdot (a + b \cdot \cos \omega) \cdot \frac{\cos \omega - \cos \omega_{puesta}}{\sin \omega_{puesta} - \frac{\pi \cdot \omega_{puesta}}{180} \cdot \cos \omega_{puesta}}$$

$$a = 0,409 + 0,5016 \cdot \sin(\omega_{puesta} - 60)$$

$$b = 0,6609 - 0,4767 \cdot \sin(\omega_{puesta} - 60)$$

$$r_d = \frac{\pi}{24} \cdot \frac{\cos \omega - \cos \omega_{puesta}}{\sin \omega_{puesta} - \frac{\pi \cdot \omega_{puesta}}{180} \cdot \cos \omega_{puesta}} \quad (2.12)$$

2.1.3. Cálculo de la radiación en superficie inclinada

Para el cálculo de la radiación en superficie inclinada se ha utilizado el modelo de Perez et al. (1990) a la hora del cálculo de la componente difusa de la radiación horaria en superficie inclinada. La inclinación y orientación de los paneles es de $\beta=35^\circ$ y $\gamma=0^\circ$.

Radiación horaria total en superficie horizontal [MJ/ m²]:

$$I_0 = \frac{12 \cdot 3,6 \cdot 10^{-3}}{\pi} \cdot G_{sc} \cdot \left(1 + 0,033 \cdot \cos \left(\frac{360 \cdot n}{365} \right) \right) \cdot \left(\cos \phi \cdot \cos \delta \cdot (\sin \omega_2 - \sin \omega_1) + \frac{\pi \cdot (\omega_2 - \omega_1)}{180} \cdot \sin \phi \cdot \sin \delta \right) \quad (2.13)$$

Donde, en ésta última expresión, ω_1 y ω_2 definen el inicio y fin de la hora en la que se está calculando la radiación. También se puede utilizar la expresión para tiempos distintos a la hora.

Radiación horaria inclinada directa [MJ/ m²]:

$$I_{b,T} = I_b \cdot R_b \quad (2.14)$$

Donde R_b se define como:

$$R_b = \frac{\cos \theta}{\cos \theta_z} \quad (2.15)$$

Para un ángulo de incidencia [$^\circ$] de:

$$\theta = a \cos \left(\begin{aligned} & \text{sen} \delta \cdot \text{sen} \phi \cdot \cos \beta - \text{sen} \delta \cdot \cos \phi \cdot \text{sen} \beta \cdot \cos \gamma \\ & + \cos \delta \cdot \cos \phi \cdot \cos \beta \cdot \cos \omega + \cos \delta \cdot \text{sen} \phi \cdot \text{sen} \beta \cdot \cos \gamma \cdot \cos \omega \\ & + \cos \delta \cdot \text{sen} \beta \cdot \text{sen} \gamma \cdot \text{sen} \omega \end{aligned} \right) \quad (2.16)$$

Radiación horaria inclinada reflejada [MJ/m^2]:

$$I_{r,T} = I \cdot \rho_g \cdot \left(\frac{1 - \cos \beta}{2} \right) \quad (2.17)$$

Donde para el coeficiente de reflectividad ρ_g se ha tomado un valor de 0,2 teniendo en cuenta el tipo de superficie donde está instalado el parque solar.

Radiación horaria inclinada difusa [MJ/m^2]:

$$I_{d,T} = I_d \cdot \left[(1 - F_1) \cdot \left(\frac{1 + \cos \beta}{2} \right) + F_1 \cdot \frac{a}{b} + F_2 \cdot \text{sen} \beta \right] \quad (2.18)$$

Donde los coeficientes a, b, F_1 y F_2 se definen como:

$$\begin{aligned} a &= \max(0, \cos \theta) \\ b &= \max(\cos 85, \cos \theta_z) \\ F_1 &= \max \left[0, \left(f_{11} + f_{12} \cdot \Delta + \frac{\pi \cdot \theta_z}{180} \cdot f_{13} \right) \right] \\ F_2 &= f_{21} + f_{22} \cdot \Delta + \frac{\pi \cdot \theta_z}{180} \cdot f_{23} \end{aligned} \quad (2.19)$$

Con:

$$\Delta = m \frac{I_d}{I_0} = \frac{1}{\cos \theta_z} \frac{I_d}{I_0} \quad (2.20)$$

Los coeficientes f_{11} , f_{12} , f_{13} , f_{21} , f_{22} y f_{23} toman los valores de la tabla 2.1 según el valor del parámetro de claridad ε .

Parámetro de claridad [Adimensional]:

$$\varepsilon = \frac{\frac{I_d + I_b / \cos \theta_z}{I_d} + 5.535 \cdot 10^{-6} \cdot \theta_z^3}{1 + 5.535 \cdot 10^{-6} \cdot \theta_z^3} \quad (2.21)$$

Tabla 2.1. Coeficientes de claridad para el modelo Pérez de cielo anisotrópico

Rango de ε	f_{11}	f_{12}	f_{13}	f_{21}	f_{22}	f_{23}
1,000-1,065	-0,008	0,588	-0,062	-0,060	0,072	-0,022
1,065-1,230	0,130	0,683	-0,151	-0,019	0,066	-0,029
1,230-1,500	0,330	0,487	-0,221	0,055	-0,064	-0,026
1,500-1,950	0,568	0,187	-0,295	0,109	-0,152	0,014
1,950-2,800	0,873	-0,392	-0,362	0,226	-0,462	0,001
2,800-4,500	1,132	-1,237	-0,412	0,288	-0,823	0,056
4,500-6,200	1,060	-1,600	-0,359	0,264	-1,127	0,131
6,200- ∞	0,678	-0,327	-0,250	0,156	-1,377	0,251

Por último, la radiación total en superficie inclinada [MJ/m^2] será la suma de la componente directa, difusa y reflejada:

$$I_T = I_{b,T} + I_{r,T} + I_{d,T} \quad (2.22)$$

2.2. Interdistancia mínima e inclinación de los módulos

2.2.1. Separación entre hileras de módulos

Para evitar el sombreado entre paneles, se determina la distancia mínima entre las filas a partir del cálculo propuesto en el Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones de Energía Solar Fotovoltaica conectadas a la Red. Esta distancia d será superior al valor obtenido por la expresión:

$$d = \frac{h}{\tan(61^\circ - \text{latitud})} \quad (2.23)$$

Se toma como h la altura de la estructura dependiendo de su inclinación:

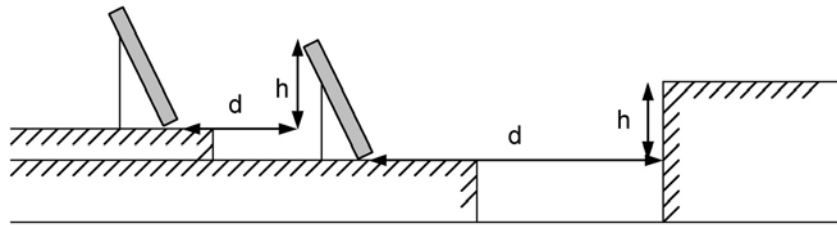


Figura 2.1 Ejemplos de toma de datos relativos a h y d .

Las dimensiones del panel son de 1610x861 mm y en la estructura hay dos filas de 7 paneles en horizontal, por lo que las dimensiones de la estructura son de aproximadamente 11,3x1,7 m. La altura de la estructura, con una inclinación de 35° , es de:

$$h = 1 + 1,7 \cdot \sin 35^\circ = 1,97 \text{ m} \quad (2.24)$$

Por lo que la distancia mínima entre paneles para evitar sombreados es de:

$$d = \frac{1,97}{\tan(61^\circ - 41,2022^\circ)} = 5,47 \text{ m} \quad (2.25)$$

Tal y como se verá a continuación, a partir de la simulación de la instalación, se ha determinado una separación entre paneles de 6,20 metros para una óptima eficiencia.

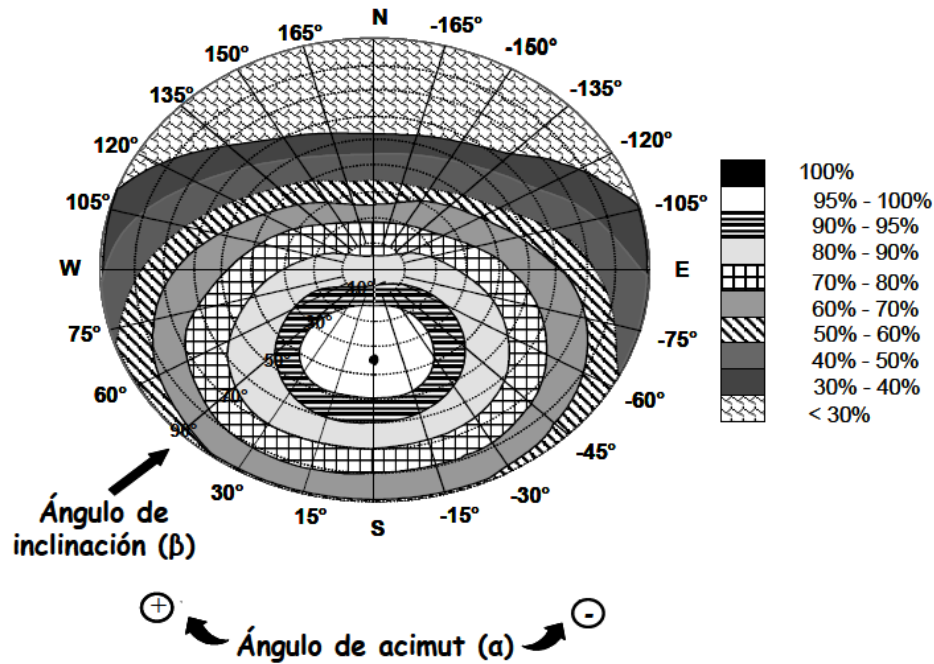
2.2.2. Orientación e inclinación

Para la orientación de los paneles se ha escogido la óptima, de 0° . En el caso de la inclinación, según el documento HE 5 del CTE, los ángulos límite se calculan según la latitud de la instalación comparándolos con una latitud de referencia de 41° :

$$\begin{aligned} \text{Inclinación máxima} &= \text{inclinación}(\phi = 41^\circ) - (41^\circ - \phi) \\ \text{Inclinación mínima} &= \text{inclinación}(\phi = 41^\circ) - (41^\circ - \phi) \end{aligned} \quad (2.26)$$

Con unas pérdidas máximas por orientación e inclinación del 10% y un ángulo acimut de 0° se obtiene, a partir de la siguiente figura, unos ángulos de inclinación límites de 60° y 5° :

Figura 2.2 Porcentaje de energía respecto al máximo como consecuencia de las pérdidas por orientación e inclinación.



Para el caso de la instalación, cuya latitud es de $41,2022^\circ$, los ángulos límite corregidos son de:

$$\begin{aligned} \beta_{\max} &= 60^\circ - (41^\circ - 41,2022^\circ) = 60,2022^\circ \\ \beta_{\min} &= 5^\circ - (41^\circ - 41,2022^\circ) = 5,2022^\circ \end{aligned}$$

Se ha escogido una inclinación de 35° , por lo que está dentro de los límites. Además, según el diagrama de pérdidas por orientación e inclinación válido para toda la Península Ibérica, se obtienen unas pérdidas a orientación 0° e inclinación 35° prácticamente nulas.

2.3. Previsión de producción energética

La previsión de la producción energética se ha realizado según se indica en el apartado 7 (Cálculo de la producción anual esperada) del Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Solares Fotovoltaicas Conectadas a Red del IDAE:

$$E_p = \frac{G_{dm}(\beta, \gamma) \cdot P_{mp} \cdot PR}{G_{CEM}} \quad [kWh / día] \quad (2.27)$$

Donde:

$G_{dm}(\beta, \gamma)$	Valor medio mensual de la irradiación diaria sobre el plano del generador [kWh/(m ² ·día)]
P_{mp}	Potencia pico del generador
PR	Performance Ratio
G_{CEM}	1 kW/m ²

Para este cálculo se ha considerado la irradiación $G_{dm}(\beta, \gamma)$ obtenida a partir del algoritmo implementado con las ecuaciones del apartado 2.1 a partir del modelo Pérez para el cálculo de radiación en superficie inclinada. En este caso la potencia pico P_{mp} es de 588 kWp y se ha considerado un PR de 0,75 a partir de los resultados de la simulación en PVsyst del parque solar considerando la dependencia de la eficiencia con la temperatura, la eficiencia del cableado, las pérdidas por dispersión de parámetros y suciedad, las pérdidas por errores en el seguimiento del punto de máxima potencia, la eficiencia energética del inversor, etc.

Estos datos coinciden con los simulados con el Pvsyst, una vez introducidos los datos y creado los dispositivos específicos utilizados

PVSYST V5.1	22/11/10	Página 4/5
-------------	----------	------------

Sistema Conectado a la Red: Resultados principales

Proyecto : Proyecto Final de Carrera

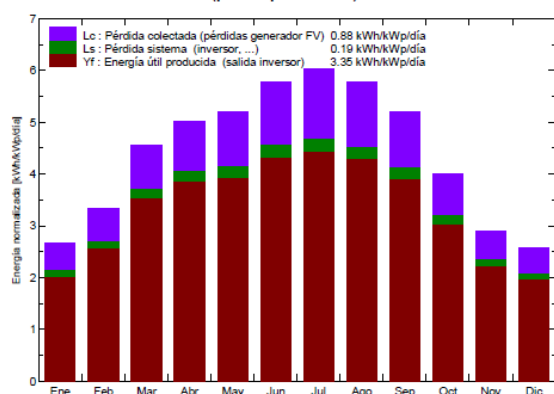
Variante de simulación :

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	Conectado a la red
Sombras cercanas	Sombreado lineal	
Orientación Campos FV	inclinación	35° acimut 0°
Módulos FV	Modelo	HIT-240HDE4 Pnom 240 Wp
Generador FV	N° de módulos	2450 Pnom total 588 kWp
Inversor	Modelo	EU_100 Pnom 100 kW ac
Banco de inversores	N° de unidades	5.0 Pnom total 500 kW ac
Necesidades de los usuarios	Carga ilimitada (red)	

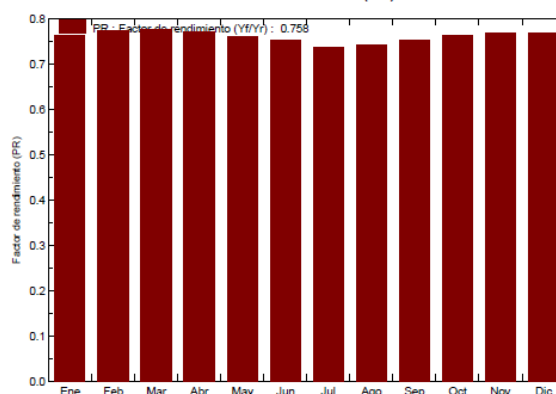
Resultados principales de la simulación

Producción del Sistema	Energía producida	683 MWh/año	Produc. específico	1161 kWh/kWp/año
	Factor de rendimiento (PR)	75.8 %		

Producciones normalizadas (por kWp instalado): Potencia nominal 588 kWp



Factor de rendimiento (PR)



Balances y resultados principales

	GlobHor kWh/m²	T Amb °C	GlobInc kWh/m²	GlobEff kWh/m²	EArray kWh	E_Grid kWh	EffArrR %	EffSysR %
Enero	53.0	9.70	82.6	75.9	37386	35067	13.32	12.50
Febrero	69.0	9.90	93.4	85.9	42504	40146	13.40	12.66
Marzo	117.0	11.30	141.3	130.3	64588	61134	13.45	12.73
Abril	142.0	12.90	150.3	137.8	68032	64453	13.33	12.63
Mayo	168.0	16.20	160.9	146.4	71519	67730	13.09	12.39
Junio	188.0	20.10	173.1	158.5	76475	72505	13.01	12.33
Julio	200.0	23.70	186.8	171.9	81333	77011	12.82	12.14
Agosto	175.0	23.50	179.4	165.8	78687	74589	12.91	12.24
Septiembre	133.0	21.30	156.3	144.8	69453	65820	13.09	12.40
Octubre	93.0	17.00	123.8	114.4	55805	52748	13.28	12.55
Noviembre	58.0	12.70	86.9	80.2	39503	37250	13.38	12.62
Diciembre	48.0	10.80	79.8	73.3	36353	34211	13.41	12.62
Año	1444.0	15.80	1614.7	1485.3	721639	682665	13.16	12.45

Leyendas:	GlobHor	Irradiación global horizontal	EArray	Energía efectiva en la salida del generador
	T Amb	Temperatura Ambiente	E_Grid	Energía reinyectada en la red
	GlobInc	Global incidente en plano receptor	EffArrR	Eficiencia Esal campo/superficie bruta
	GlobEff	Global efectivo, corr. para IAM y sombreados	EffSysR	Eficiencia Esal sistema/superficie bruta

2.4. Cálculo de pérdidas

2.4.1. Pérdidas por sombras

Con los cálculos de este apartado, podremos determinar las distancias que habrá entre las hileras de los módulos para poder evitar los efectos de sombreado, también se pretende calcular el porcentaje de pérdidas de radiación que sufriremos con el tipo de distribución elegida.

Con los datos obtenidos en los apartados anteriores, se hará la primera estimación del porcentaje de radiación que se perdería para el caso más crítico, que en sería para el 21 de Diciembre. Por ello partiremos de los datos básicos de situación y orientación de la instalación:

Tabla 2.3. Datos básicos de la instalación.

Latitud de la instalación	Orientación respecto al Sur	Inclinación de los módulos
41,2022 °	0 °	35 °

A continuación se han determinado las horas de sol que se dispone, la radiación en el plano inclinado para cada una de ellas y el porcentaje relativo de esta irradiación respecto al total del día en la siguiente tabla:

Tabla 2.4. Irradiación en plano inclinado en las distintas horas del día.

ω (°)	67,5	52,5	37,5	22,5	7,5	-7,5	-22,5	-37,5	-52,5	-67,5
I_T (MJ/m ²)	0,62	0,97	1,13	1,50	1,72	1,72	1,50	1,13	0,97	0,62
H_T (MJ/m ²)	11,87	11,87	11,87	11,87	11,87	11,87	11,87	11,87	11,87	11,87
I_T/H_T (%)	5,24	8,16	9,48	12,66	14,49	14,49	12,66	9,48	8,16	5,24

Cogiendo el peor día del año en términos de radiación (21 de diciembre) podemos ver cual es el porcentaje de radiación que tenemos según la hora del día.

En los momentos de salida y puesta del sol es cuando el porcentaje de radiación es menor, por lo tanto podemos valorar que al ser tan poco representativo no tenemos una gran pérdida de radiación, si esta no es aprovechada.

Teniendo presente que lo máximo permitido en pérdidas por sombra son del 10%, hay que valorar que las pérdidas en el peor día del año son de entre un 10,48 % y 12,32%, por lo tanto podemos decir que este valor será el máximo

alcanzado por la instalación, pero además en nuestro caso, las sombra en la puesta y la salida no es total, como se puede ver en la simulación con PVsyst:

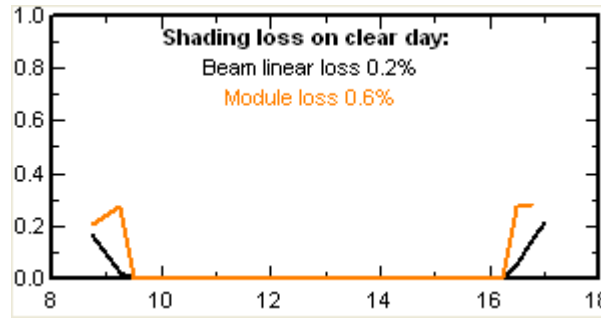


Figura 2.3 Diagrama de pérdidas por sombra para el 21/12

Teniendo en cuenta estos resultados los niveles de sombra que tendremos en términos de porcentaje serán del orden de 2,10% a 3,26% en el caso más crítico.

Para mayor seguridad se ha generado con PVsyst un perfil de sombra:

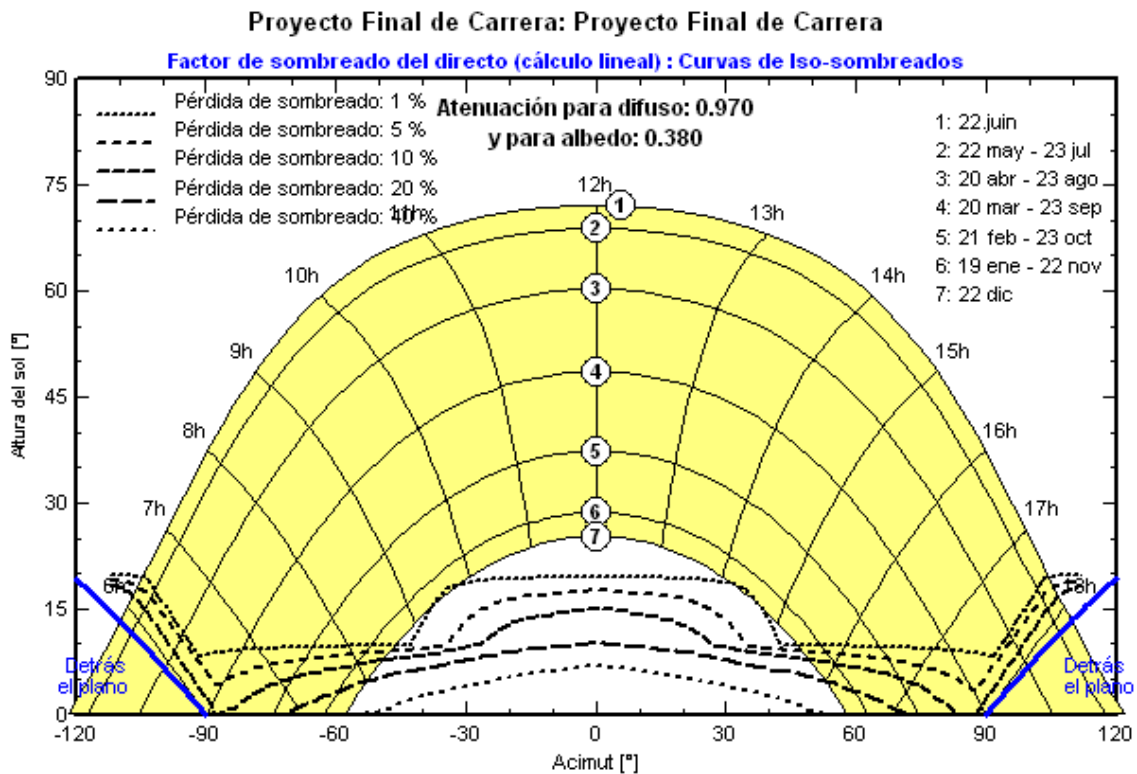


Figura 2.4 Diagrama de pérdidas por sombra para el 21/12

En el perfil de sombra se puede observar que el resultado global que nos da que tan solo hay un 3% de pérdidas por sombra, Tan solo hay un momento de pérdidas representativas que surgirían en la salida y puesta de sol.

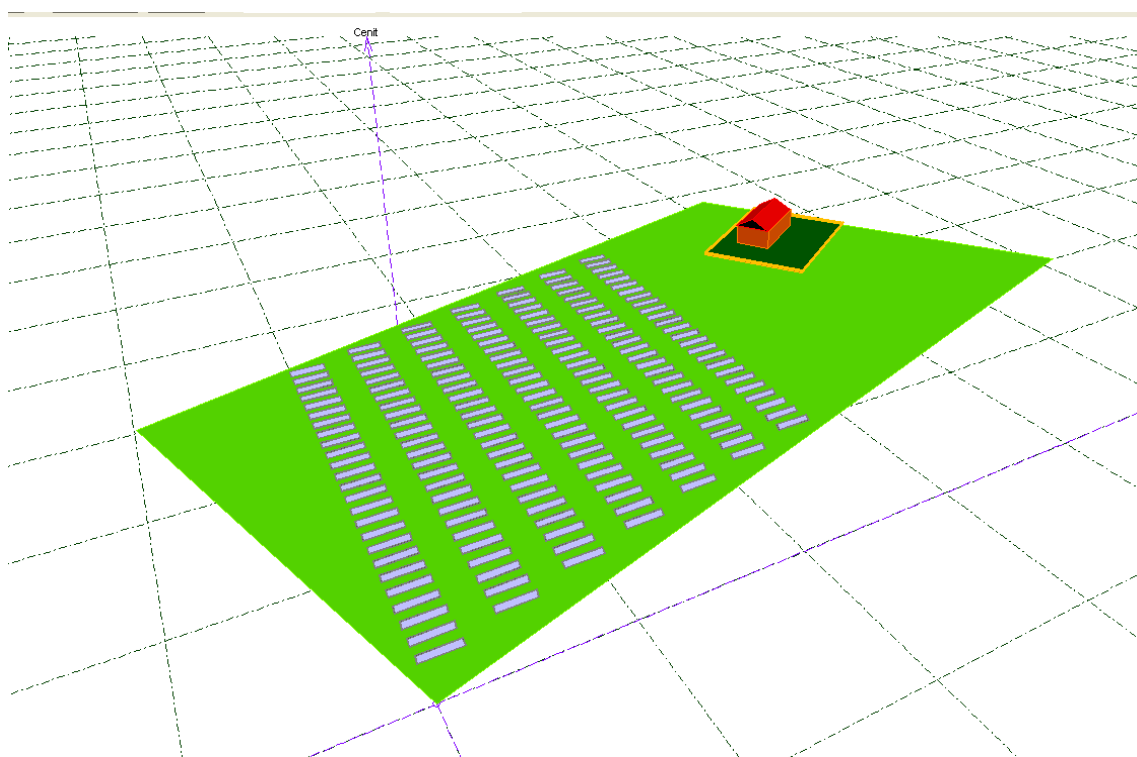


Figura 2.5 Simulación de la instalación en la puesta de sol para el 21/12

El tiempo de duración de los picos de sombra es de apenas 30 minutos a lo largo de todo un día, donde ya hemos demostrado que la radiación es despreciable durante la puesta y la salida del sol.

Con la intención de asegurarse que se pueda conseguir evitar en mayor medida cualquier zona de sombra que se pueda presentar en nuestros paneles, hay que determinar cual es la distancia mínima que nos asegure que no se hagan sombra los paneles de una fila a otra. Utilizando un esquema generado por Autocad que contiene los dibujos de las sombras cada intervalo de hora, con su argumento (azimut) y modulo (distancia de la sombra) calculados con el algoritmo, y este a sido el resultado:

Tabla 2.5 Irradiación en plano inclinado en las distintas horas del día.

ω (°)	67,5	52,5	37,5	22,5	7,5	-7,5	-22,5	-37,5	-52,5	-67,5
d (m)	22,98	6,06	3,26	2,39	2,08	2,08	2,39	3,26	6,06	22,98
γ_s (°)	55,50	47,48	35,64	22,26	7,59	-7,59	-22,26	-35,64	-47,48	-55,50

Donde la primera y última hora es en realidad la hora media entre la hora de salida y puesta (67,5°) y 60°, ya que si no se realizase esta consideración, no es viable calcular la longitud de la sombra para una altura solar de 0°.

Con los datos de la tabla anterior se ha dibujado un perfil de la proyección de la sombra que generarán nuestros paneles.

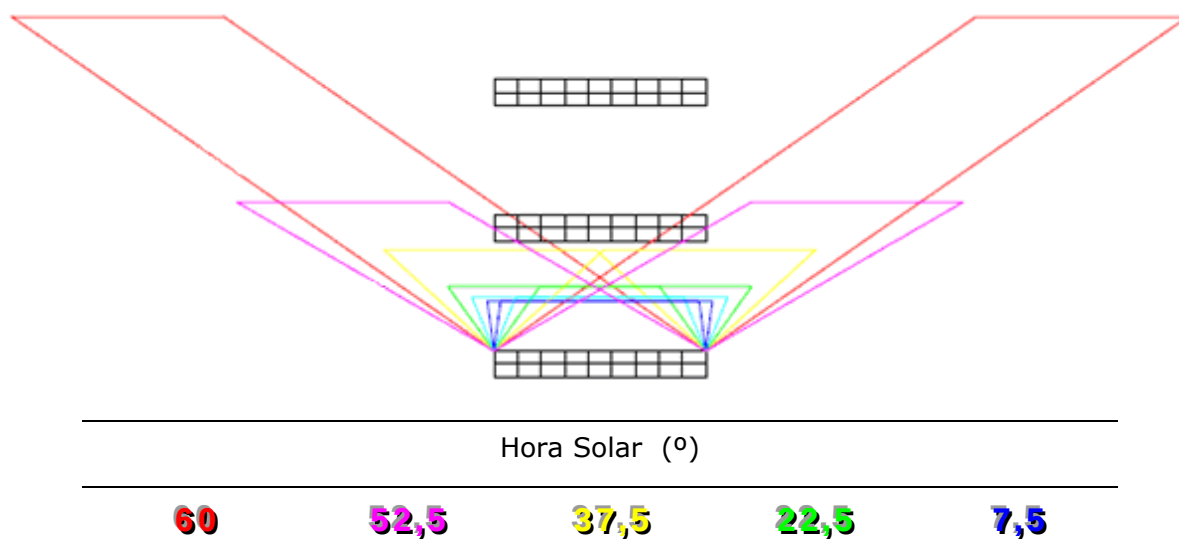


Figura 2.6 Diagrama de sombras.

Para el peor día del año nos sale que despreciando la puesta y la salida del sol la distancia es de 6,06m para evitar la sombra, pero con la idea de optimizar espacio y curarnos en salud cogeremos una distancia de seguridad que asegure que no haya apenas pérdidas por sombra. Esa distancia mínima para evitar el sombreado y con el fin de curarnos en salud y evitar al máximo posible los picos de sombras a la salida y la puesta de sol colocaremos las placas a una distancia de 6,20 m.

A continuación se procederá a calcular las perdidas que sufrimos con la distancias de separación elegida. Para ello, se utilizará el diagrama de trayectorias del Sol del Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a la Red del IDAE (Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía). Para poder realizar los cálculos hay que crear el perfil del obstáculo que generará la sombra, por ello tendremos saber las distancias y ángulos azimut.

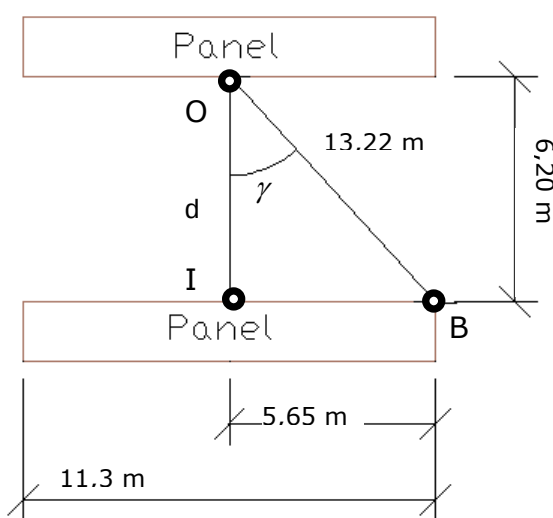


Figura 2.7 Perfil de obstáculo (vista aérea).

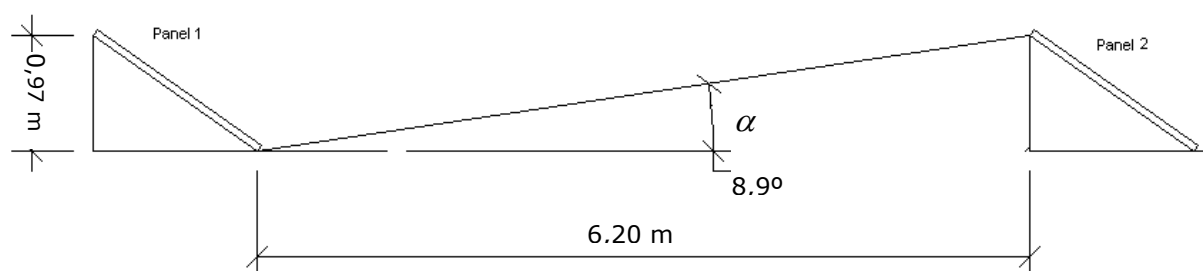


Figura 2.8 Perfil de obstáculo (vista perfil).

Una vez generado el esquema de perfil de obstáculos, se procederá al cálculo del ángulo de elevación entre cada punto del objeto generador de sombra (puntos A, I y B), también se tendrá en cuenta el punto central de la fila de módulos siguientes, sobre el que se calculan las sombras producidas (punto O).

Una vez determinado los valores de cada formula se han resumido en la tabla siguiente:

Tabla 2.6 Datos del perfil de obstáculos.

	γ (°)	d (m)	α (°)
OA	-42,34	8,39	13,22
OB	42,34	8,39	13,22
OI	0	6,20	17,63

Y como resultado nos sale el siguiente perfil de sombras entre paneles:

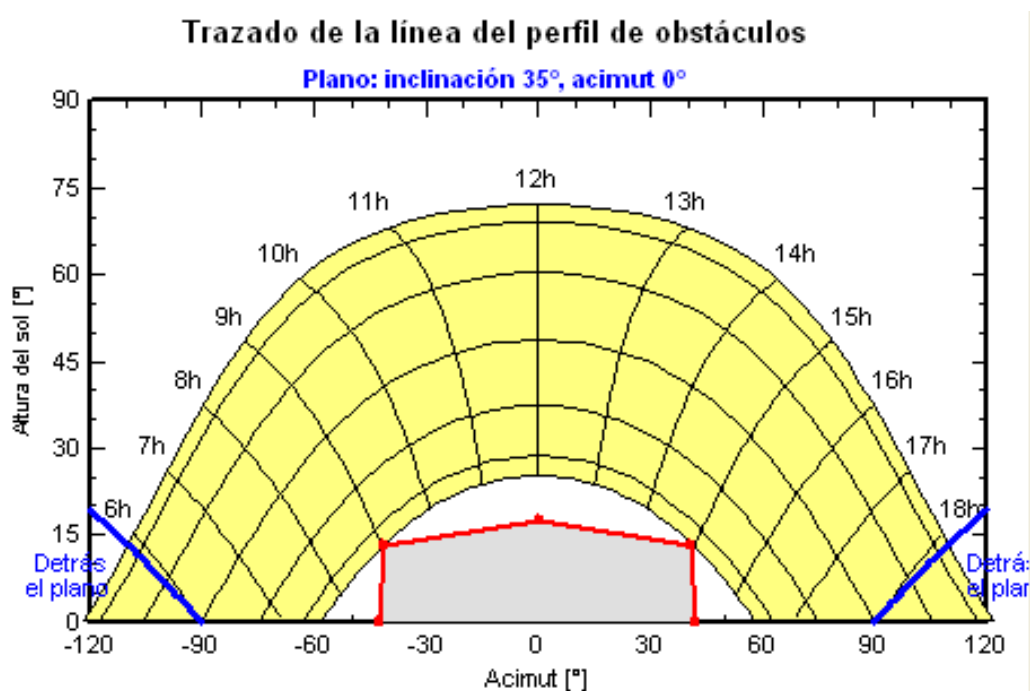


Figura 2.9. Perfil de obstáculo (vista perfil).

Que como podemos observar no nos produce ningún tipo de sombra entre filas.

Como conclusión podemos asegurar que los únicos perfiles de sombra que afectan a nuestra instalación son los generados por la casa de campo y un mínimo generado ente las columnas de paneles que se ha asumido por problemas de espacio para el cual disponíamos a la hora de dimensionar la instalación.

CAPÍTULO 3:

CÁLCULO DE LA

ESTRUCTURA DE

LOS MÓDULOS

3.1. Estructura del soporte

La estructura de las placas solares ha de resistir las sobrecargas del viento y de nieve, tal como indica el código técnico de la edificación NBE-AE-88. Para ello, se realiza la suposición del caso más desfavorable para la instalación.

3.1.1. Sobrecarga por viento

En caso del viento, según normativa, su velocidad puede provocar valores de presión dinámica peligrosos. La presión dinámica depende de la velocidad del viento que esta relacionada directamente con la altura de la estructura que sostiene los módulos sobre el terreno.

Según la tabla 5.1 de la NBE-AE-88 (Expresada en la tabla 3.1, del presente proyecto), la velocidad del viento es de 28 m/s y la presión dinámica es de 50 kg/m².

Tabla 3.1 Presión dinámica del viento (Tabla 5.1 del NBE-AE-88).

Presión dinámica del viento			
Altura sobre el terreno (m)		Velocidad del viento	Presión dinámica
Normal	Expuesta	(m/s)	(kg/m ²)
De 0 a 10	-	28	50
De 11 a 30	-	34	75
De 31 a 100	De 0 a 30	40	100
Mayores de 100	De 31 a 100	45	125
-	Mayores de 100	49	150

Para observar como afecta esta presión a la estructura, se puede hallar la fuerza que ejerce el viento en la estructura, sabiendo que la fuerza del viento atraviesa la superficie de los 14 módulos que forman la estructura con un ángulo de 35° (ángulo de inclinación de los módulos).

Ahora ya podemos calcular la fuerza del viento:

$$f_v = w \cdot S \cdot \sin \alpha \quad (3.1)$$

$$f_v = 50 \cdot (19,21) \cdot \sin 35 = 551 \text{ kp} = 5 \text{ kN}$$

w = presión dinámica (kg/m²)

S = superficie del conjunto de paneles por estructura

Sin α = ángulo inclinación respecto la horizontal

La fuerza del viento que debe soportar la estructura es de 545 kp que es equivalente a 5,4 kN.

Para ver la sobrecarga que ejercerá el viento sobre la superficie de la estructura, se ayudara de los datos que ofrece el NBE-AE/88 sobre Coeficiente eólico de sobrecarga (Tabla 5.2).

$$p = c \cdot w \quad (3.2)$$

$$p = (+0,3) \cdot 50 = 15 \text{ kg/m}^2$$

Donde:

c = Coeficiente eólico de sobrecarga (Tabla 5.2)

w = Presión dinámica

Sumando esto a la presión inicial, tendremos una presión resultante de 65 kg/m².

3.1.2. Sobrecarga por nieve

Según la NBE-AE-88, en caso de nieve, el fenómeno meteorológico más desfavorable sería una sobrecarga de nieve mezclada con granizo, con una carga de 400 kg/m³.

Las placas están colocadas sobre una estructura metálica. Cada estructura agrupa a 14 módulos a una inclinación de 35° y la carga prevista es para una superficie horizontal, por lo tanto, se corrige esta carga.

Según el código técnico para inclinaciones menores a 60°, se utiliza la siguiente expresión:

$$p' = p \cdot \cos \alpha \quad (3.3)$$

$$p' = 400 \cdot \cos 35 = 327,66 \text{ kg/m}^3 \quad (3.4)$$

Se ha de considerar la sobrecarga por condiciones de nieve de 327,66 kg/m³.

Según los datos meteorológicos de 1962, la mayor nevada registrada se produjo en ese año, y fue de 38 cm de nieve, así nos ponemos en el caso más crítico. Si adjuntamos este dato a la carga, la nueva presión es:

$$p'' = p' \cdot h_m \quad (3.5)$$

$$p'' = 327,66 \cdot 0,38 = 124,5 \text{ kg/m}^2 \quad (3.6)$$

Donde:

p'' = La nueva presión.

h_m = La máxima de nieve caída.

Por lo tanto la sobrecarga por nieve será de 124,5 kg/ m².

Tabla 3.2 Resumen de sobrecargas.

Sobrecarga por viento (kg/m ²)	Sobrecarga por nieve (kg/m ²)	Características de carga de la estructura (kg/m ²)
65	124,5	140

Por lo tanto podemos asegurar que la estructura resistirá las sobrecargas sufridas de origen meteorológico.

3.2. Refuerzo de estructura

Para reforzar la estructura de los paneles, se instalarán bloques de hormigón en las sujeciones de los soportes, para ello se hará uso de la teoría de momentos que genera la fuerza del viento a su apoyo.

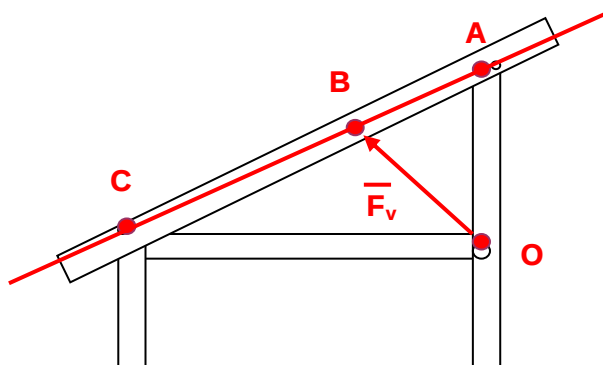


Figura 3.1 Diagrama de fuerzas y momentos

En la figura 3.1, el punto B es la mitad de la distancia de entre la distancia AC. Se procede al cálculo del momento que puede ejercer la fuerza del viento al soporte en C, y observar como actúa en la estructura.

Hay tres puntos claramente diferenciados A, B y C. El punto A genera un momento opuesto al generado por C, así que ayuda a la estabilidad de la estructura, y el punto B, como se encuentra en la mitad de la estructura, y es donde se concentra la gran parte de fuerza ejercida por el viento, el momento que se ejerce es 0 (la distancia del vector fuerza a B es 0).

$$M_A = f_v \cdot d_{AB} = 551 \cdot \left(\frac{1}{3} \cdot 2 \right) = 367 \text{ kp} \cdot \text{m}$$

$$M_C = f_v \cdot d_{BC} = 551 \cdot \left(\frac{2}{3} \cdot 2 \right) = 735 \text{ kp} \cdot \text{m}$$

(3.7)

Para mayor seguridad, se aumenta el par un 20% del esperado, para sobredimensionar los bloques de la estructura, por que sería peligroso que en algún momento haya ráfagas de viento mayores a 28 m/s y la estructura no soporte.

$$M_{m\acute{a}x} = M_C \cdot coef = 735 \cdot 1.2 = 882 \text{ kp}\cdot\text{m}$$

(3.8)

La estructura escogida Conergy SolarGigant II se fabrica por la empresa Conergy a medida según la longitud de los módulos a instalar. Una estructura con 2 filas de 7 paneles en horizontal, que hacen una longitud de 11,3 m, tienen 2 pies. Si el par máximo es de 882 kp·m y la estructura tiene dos pies de hormigón, cada pie tiene que soportar un par de 441 kp·m. En la figura 3.2 se ve un esquema de fuerzas para hallar el peso.

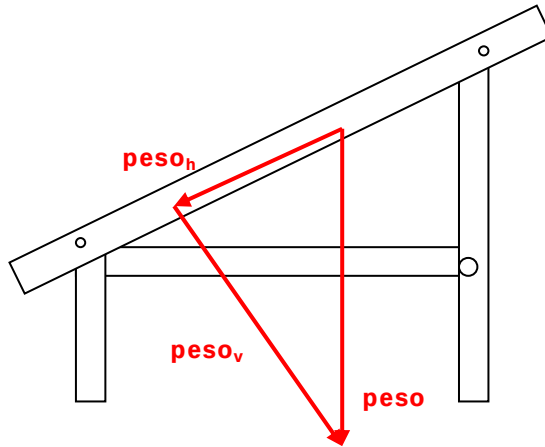


Figura 3.2 Diagrama de fuerzas sobre los bloques de hormigón

$$peso_h = \frac{M_{m\acute{a}x}}{d_{AB}} = \frac{441}{\frac{1}{3} \cdot 2} = 661 \text{ kp}$$

(3.9)

$$peso = \frac{peso_h}{\cos \alpha} = \frac{661}{\cos 35} = 807 \text{ kp}$$

(3.10)

Por lo que el bloque de hormigón tiene que soportar una fuerza de 807 kp. Para dimensionar el bloque de hormigón, se determina mediante el volumen de éste y la fuerza a soportar:

$$V = \frac{\text{peso}}{\rho} = \frac{807}{2500} = 0,322 \text{ m}^3$$

(3.11)

Conseguir el volumen concreto de $0,322 \text{ m}^3$ no será posible, así que se considerará un volumen de $0,4 \text{ m}^3$ para ir más sobre seguro.

Tabla 3.2. Dimensiones de los bloques de hormigón

Dimensiones de los bloques de hormigón		
Ancho (m)	Profundidad (m)	Altura (m)
0,5	2,5	0,3

CAPÍTULO 4:

DIMENSIONADO DE

LA INSTALACIÓN

ELÉCTRICA

4.1. Secciones del circuito de c.c.

El tramo de c.c. discurre desde los paneles hasta la entrada en continua del inversor. Para realizar los cálculos de este apartado se ha de tener en cuenta las siguientes características:

- a) La intensidad de los conductores tiene que ser $1,25 \cdot I_{sc}$, según la ITC-BT-40.
- b) Los conductores irán en canales con un grado de protección al agua IPX4.
- c) El conductor será de tensión asignada no inferior a 0,6/1 kV con un recubrimiento que garantice las adversidades de la intemperie.
- d) Según la ITC-30, la temperatura de trabajo del conductor será de 50°C como referencia a la norma UNE 20.460 -5-523.
- e) La caída de tensión máxima es de 1,5% según el Pliego de Condiciones Técnicas de IDAE

Según las características a cumplir se realizará la instalación con un conductor tipo RZ1-K con aislamiento de polietileno reticulado (XLPE).

Para la intensidad admisible de los conductores se utilizarán los siguientes factores correctores:

1. Factor corrector de la temperatura ambiente del aire: se realizarán los cálculos para el peor caso, a una temperatura de 50°C. Según la norma UNE 20460-5-523 este factor es de 0,9.
2. Según la ITC-06 del REBT, se aplica un factor de exposición solar de 0,9.
3. Se tendrá en cuenta un factor de corrección de 0,5 para 7 circuitos y 0,55 para 5 circuitos, como coeficientes aplicables a la agrupación de circuitos.

Los canales protectores de la parte de c.c. tendrán las dimensiones adecuadas para poder ampliar la sección de los conductores inicialmente instalados en un 30%.

Para el cálculo de la sección de los conductores, primero se ha realizado una aproximación de su sección según la intensidad admisible y la intensidad de carga que tienen que soportar. Para los tramos más largos, se ha tenido que rectificar este primer valor de sección para ajustar la caída de tensión del tramo. A continuación se definen las expresiones utilizadas para el cálculo de la sección en cada tramo.

4.1.1. Conductores para la conexión entre módulos (string)

La corriente de cortocircuito en cada string, rectificadas a 70°C y sobredimensionada al 25% según lo anteriormente citado, es de:

$$I_{SC,70^{\circ}C} = I_{sc,25^{\circ}C} \cdot \left(1 + \frac{\Delta T}{100} \cdot \Delta I \right) \quad (4.1)$$

Donde:

$I_{SC,25^{\circ}C}$ (A) Corriente de cortocircuito del panel en condiciones STC (25°C)

ΔT (°C) Incremento de temperatura respecto a las condiciones estándar

ΔI (%/°C) Coeficiente de temperatura para I_{SC} del panel

Para el panel Sanyo HIT-240HDE4 seleccionado, este valor de corriente es de:

$$I_{SC,70^{\circ}C} = 7,37 \cdot \left(1 + \frac{(70 - 25)}{100} \cdot 0,3254 \right) = 7,48 \text{ A}$$

Sobredimensionado al 25%, este valor es de 9,35 A. Por caída de tensión, se ha seleccionado un conductor de 10 mm² con una intensidad admisible con coeficientes de 66,42 A. Por lo que la caída de tensión de este tramo se calcula con la siguiente expresión:

$$\%Cdt = \frac{2 \cdot L_M \cdot I_{SC, \text{módulo}}}{S_M \cdot V_{MPP} \cdot \sigma} \quad (4.2)$$

Donde:

L_M (m) Longitud del cable de conexión entre módulos por string

$I_{SC, \text{módulo}}$ (A) Corriente de cortocircuito del módulo rectificadora a 70°C

S_M (mm²) Sección del conductor

V_{MPP} (V) Tensión en condiciones óptimas, rectificadora a 70°C

σ (m/Ω·mm²) Conductividad del conductor a 90°C (para aislamiento XLPE)

Para este tramo se utilizarán conductores de cobre de 10 mm² según lo mostrado en la tabla 4.1.

4.1.2. Conductores para la conexión entre strings y cajas de conexión

La corriente de cortocircuito de este tramo es la misma que la de cada string, es decir, se considera de 9,4 A según lo calculado a partir de la expresión 4.1. Para la caída de tensión del tramo entre strings y cajas de conexión se utiliza la expresión 4.2 del caso anterior.

Para este tramo se utilizarán conductores de cobre de 10 mm², 16 mm², 25 mm², 35 mm², 50 mm², 70 mm² y 95 mm² según lo mostrado en la tabla 4.1, con una intensidad admisible de 33,21 A, 44,55 A, 56,70 A, 70,47 A, 85,05 A, 108,95 A y 132,44 A respectivamente.

4.1.3. Conductores para la conexión entre cajas de conexión de strings y cajas de conexión generales

La corriente de cortocircuito de este tramo es la de cortocircuito de cada string multiplicada por el número de strings que agrupa la caja de conexiones. Según la caja, se agrupan 7 strings, por lo que las corrientes asignadas para este tramo son de 65,43 A.

La caída de tensión para este tramo se determina con la siguiente expresión:

$$\%Cdt = \frac{2 \cdot L_M \cdot I_{SC, GFV}}{S_M \cdot V_{MPP} \cdot \sigma} \quad (4.3)$$

Donde:

L_M (m) Longitud del cable de conexión entre cajas de conexión

$I_{SC, GFV}$ (A) Corriente de cortocircuito del grupo de strings rectificadora a 70°C

S_M (mm²) Sección del conductor

V_{MPP} (V) Tensión en condiciones óptimas, rectificadora a 70°C

σ (m/ Ω ·mm²) Conductividad del conductor a 90°C (para aislamiento XLPE)

Para este tramo se ha decidido utilizar conductores de cobre de 95 mm² con una intensidad admisible de 119,84 A.

4.1.4. Conductores para la conexión entre cajas de conexión generales e inversor

Para este tramo se suman las corrientes provenientes de cada grupo de strings asignados a la cada caja de conexión general. En este tramo circulará la suma de corrientes de los 5 grupos de 7 strings cada uno, es decir, 327,17 A.

La caída de tensión para este tramo, por lo tanto, se calculara con la siguiente expresión:

$$\%cdt = \frac{2 \cdot L_M \cdot I_{SC, GFV}}{S_M \cdot V_{MPP} \cdot \sigma} \quad (4.4)$$

Donde:

L_M (m) Longitud del cable de conexión entre cajas de conexión generales e inversor

$I_{SC, GFV}$ (A) Corriente de cortocircuito de los strings a 70°C

S_M (mm²) Sección del conductor

V_{MPP} (V) Tensión en condiciones óptimas, rectificada a 70°C

σ (m/ Ω ·mm²) Conductividad del conductor a 90°C (para aislamiento XLPE)

Para este tramo se utilizarán conductores de cobre de 240 mm² con una intensidad admisible de 477,90 A.

Tabla 4.1 Tabla de conductores seleccionados para cada tramo de la instalación de c.c.

		L (m)	S (mm ²)	Isc 70°C (A)	1,25·Isc (A)	I _{adm} (A)	I _{adm} x coef (A)	U a 70°C (V)	σ a 90°C (m/Ω·mm ²)	Cdt (%)
String		15	10	7,48	9,35	82	66,42	428,34	44	0,119
	Columna nº 7 de paneles	160	95	7,48	9,35	82	33,21	428,34	44	0,119
De	Columna nº 6 de paneles	137	70	7,48	9,35	110	44,55	428,34	44	0,238
String - CCS	Columna nº 5 de paneles	115	50	7,48	9,35	140	56,70	428,34	44	0,225
Grupo CCS	Columna nº 4 de paneles	93	35	7,48	9,35	174	70,47	428,34	44	0,211
(del 1 al 25)	Columna nº 3 de paneles	71	25	7,48	9,35	210	85,05	428,34	44	0,183
(7 strings)	Columna nº 2 de paneles	48	16	7,48	9,35	269	108,95	428,34	44	0,155
	Columna nº 1 de paneles	15	10	7,48	9,35	327	132,44	428,34	44	0,134
De	Grupo 1 (1 - 5 CCS)	15	95	52,35	65,43	327	145,68	428,34	44	0,088
CCS - CCI	Grupo 2 (6 - 10 CCS)	15	95	52,35	65,43	327	145,68	428,34	44	0,088
	Grupo 3 (11 - 15 CCS)	15	95	52,35	65,43	327	145,68	428,34	44	0,088
Grupo CCI	Grupo 4 (16 - 20 CCS)	15	95	52,35	65,43	327	145,68	428,34	44	0,088
(del 1 al 5)										
(5 CCS)	Grupo 5 (21 - 25 CCS)	15	95	52,35	65,43	327	145,68	428,34	44	0,088
De	Grupo 1 (1 CCI)	75	240	261,73	327,17	590	477,90	428,34	44	0,868
CCI - Entr. Inv.	Grupo 2 (2 CCI)	50	240	261,73	327,17	590	477,90	428,34	44	0,579
	Grupo 3 (3 CCI)	30	240	261,73	327,17	590	477,90	428,34	44	0,347
Grupo	Grupo 4 (4 CCI)	50	240	261,73	327,17	590	477,90	428,34	44	0,579
COND.INV.										
(5 CCI)	Grupo 5 (5 CCI)	75	240	261,73	327,17	590	477,90	428,34	44	0,868

Tabla 4.2 Caída de tensión para el peor tramo (el más largo)

Rama	Cdt máxima (%)
Inversor 1	1,313
Inversor 2	1,023
Inversor 3	0,792
Inversor 4	1,023
Inversor 5	1,313

4.2. Secciones del circuito de c.a.

Este tramo discurre desde la salida en alterna del inversor hasta el punto de conexión de la red.

Las características para las que se ha diseñado la sección de los conductores de alterna son las siguientes:

- a) La caída de tensión máxima será del 5 %, según la ITC-19.
- b) La caída de tensión máxima se restringirá al 2% para cumplir también el Pliego de Condiciones Técnicas de IDAE.
- c) La intensidad de los conductores tiene que ser $1,25 \cdot I_{sc}$, según la ITC-40.

Se utilizarán los siguientes factores correctores para la intensidad admisible por el conductor:

- Factor corrector de la temperatura ambiente del aire, se realizarán los cálculos para una temperatura de 50°C. Según la norma UNE 20-460-5-523 este factor es de 0,9.
- Para el factor de corrección por agrupamiento de circuitos, se realizarán los cálculos para 5 circuitos en sobre capa única sobre bandejas perforadas horizontales o verticales. Según la norma UNE 20-460-5-523 este factor es de 0,75 y 0,7 para conductores enterrados a una profundidad de 0,7m y una resistividad térmica del terreno de 2,5 K·m/W.
- Según la UNE 20-460-5-523, el factor corrector por temperatura del terreno es de 0,79 para una temperatura de 50°C.
- Para el factor de corrección de intensidad admisible en cables enterrados según la resistencia del terreno, se ha cogido un valor homogéneo para toda la tierra de 2,5 K·m/W con un factor de 1, según la norma UNE 20-460-5-523, recientemente modificada.
- Los tubos y canales protectores de la parte de c.a. tendrán una sección nominal que permita ampliar la sección de los conductores inicialmente instalados.

4.2.1. Conductores del tramo del inversor a la CGP.

Para este tramo se ha considerado la corriente nominal del inversor sobredimensionada un 25% a partir de la siguiente expresión:

$$I_{N\ INV} = \frac{P_{N\ INV}}{\sqrt{3} \cdot V_L \cdot \cos \varphi} \quad (4.5)$$

Donde:

$P_{N\ INV}$ (W)	Potencia nominal del inversor
V_L (V)	Tensión de línea a la salida de alterna del inversor
$\cos \varphi$	Factor de potencia del inversor

Sustituyendo los valores con los del inversor escogido, el NEOS Invertir Ni 100kWp se obtiene una corriente nominal a la salida del inversor de:

$$I_{N\ INV} = \frac{100 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 400 \cdot 0,98} = 177\ A$$

Que sobredimensionada al 25% es de 221 A, por encima del valor máximo dado por el fabricante, que es de 179,6 A. La caída de tensión del conductor en este tramo es de:

$$\%cdt = \frac{\sqrt{3} \cdot L_M \cdot I_{N\ INV}}{S_M \cdot V_L \cdot \sigma} \quad (4.6)$$

Donde:

L_M (m)	Longitud del cable de conexión entre el inversor y embarrado de c.a.
$I_{N\ INV}$ (A)	Corriente nominal del inversor
S_M (mm ²)	Sección del conductor
V_L (V)	Tensión de línea
σ (m/Ω·mm ²)	Conductividad del conductor a 90°C (para aislamiento XLPE)

Para este tramo se ha decidido utilizar conductores de cobre de 120 mm² con una intensidad admisible de 256,5 A.

4.2.2. Conductores del tramo de la CGP al embarrado del transformador de c.a.

Para este caso se considera prácticamente como el anterior, con la diferencia que los cables estarán enterrados y bajo tubo, es esta manera y atendiendo a las normas específicas para este caso se han ido aplicando los diferentes factores de corrección necesarios, que restringen la corriente admisible, todavía más que en el caso anterior.

Partiendo de la ecuación 4.5, continuaríamos:

Sustituyendo los valores con los del inversor escogido, el NEOS Invertir Ni 100kWp se obtiene una corriente nominal a la salida del inversor de:

$$I_{N\ INV} = \frac{120 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 400 \cdot 0,98} = 177\ A$$

Que sobredimensionada al 25% es de 221 A, por encima del valor máximo dado por el fabricante, que es de 179,6 A. La caída de tensión del conductor en este tramo es de:

$$\%cdt = \frac{\sqrt{3} \cdot L_M \cdot I_{N\ INV}}{S_M \cdot V_L \cdot \sigma} \quad (4.7)$$

Donde:

L_M (m)	Longitud del cable de conexión entre el inversor y embarrado de c.a.
$I_{N\ INV}$ (A)	Corriente nominal del inversor
S_M (mm ²)	Sección del conductor
V_L (V)	Tensión de línea
σ (m/Ω·mm ²)	Conductividad del conductor a 90°C (para aislamiento XLPE)

Para este tramo se ha decidido utilizar conductores de cobre de 240 mm² con una intensidad admisible de 305,6 A una vez rectificado con los diferentes factores de corrección.

4.2.3. Calculo pletina

Para el cálculo de las pletinas se ha utilizado la siguiente fórmula:

$$\text{Dimensión pletina} = \frac{\text{Intensidad real de la instalación}}{K1 \cdot K2 \cdot K3 \cdot K4}$$

(4.8)

Donde:

K1	Coeficiente de conductividad
K2	Coeficiente de temperatura
K3	Coeficiente de posición de pletina
K4	Coeficiente de altitud

Para los calculos se han cogido los siguientes valores

K1 = 0,9 (escogemos pletinas de C = 44)
 K2 = 1,1 (para T aire 50° y T pletina 90°)
 K3 = 1 (las pletinas van de canto)
 K4 = 1 (por debajo de los 1000m)

Con estos valores la Intensidad resultante es de 1115,8 A, con lo cual mirando la tabla:

Tabla 4.3 Características de las pletinas y sus capacidades

Lon x Alt (mm)	Secc (mm ²)	Peso (kg)	Tipo	Corriente en A, según el nº de barras					
				1	2	3	4	5	6
80 x 10	799	7,11	Pintada	1500	2360				
			Desnuda	1240	1960				
100x10	999	8,89	Pintada	1810	2870	3660	4390	5080	5740
			Desnuda	1490	2370	3020	3620	4190	4740

Por lo tanto la pletina de 80x10 como la de 100x10 son adecuadas para la instalación, se cogerán la de 100x10, pintada, para poder luego si se desea ampliar la instalación.

4.3. Protecciones de la instalación

Como toda instalación eléctrica, el parque fotovoltaico ha de tener las medidas correspondientes para proteger la instalación.

Estará protegido contra los efectos de las sobreintensidades que puedan presentarse en el mismo, para esto la interrupción de este circuito se realizará en un tiempo conveniente o estará dimensionado para las sobreintensidades previsibles.

Las sobreintensidades pueden exponerse por medio de:

- Sobrecargas debidas a los aparatos de utilización o defectos de aislamiento de gran impedancia.
- Cortocircuitos.
- Descargas eléctricas atmosféricas.

1. Sobrecargas o sobreintensidades permanentes

En caso que la corriente generada sea mayor a la estimada, provocará un sobrecalentamiento en los conductores que será perjudicial para nuestra instalación. Para que no ocurra este imprevisto se colocará un interruptor automático que limite la corriente máxima admitida por el conductor.

2. Cortocircuito

Este caso es producido por un contacto defectuoso o por un mal uso o mala conexión de los conductores o equipos de la instalación, produciendo así un cortocircuito en la instalación, como consecuencia se genera un nivel de corriente superior al nominal y es entonces cuando debe actuar el equipo de protección contra sobrecargas.

Estas corrientes son muy elevadas y el equipo de protección debe soportar esta corriente y proteger la instalación.

3. Sobreintensidades intermitentes (Descargas eléctricas atmosféricas)

Este caso es producido por agentes externos atmosféricos como puede ser un rayo o una tormenta, produciendo una descarga eléctrica que repercute en la instalación aumentando brutalmente los valores de corriente.

Este efecto debe protegerse mediante un interruptor de sobreintensidades intermitentes, ya que este en caso de producirse una descarga eléctrica este equipo lo atrae y lo deriva a la puesta a tierra de la instalación.

4.3.1. Cálculo del poder de corte de las protecciones

La corriente de cortocircuito después del transformador en la parte trifásica de alterna viene dada por la siguiente ecuación:

$$I_{cc} = \frac{S_n}{\sqrt{3} \cdot U_2} \cdot \frac{100}{u_{cc}(\%)} = \frac{800000}{\sqrt{3} \cdot 25000} \cdot \frac{100}{5} = 11,54 \text{ kA}$$

(4.9)

S_n = Potencia aparente del transformador.

U_2 = Tensión del secundario del transformador.

$u_{cc}(\%)$ = Caída de tensión del transformador en cortocircuito.

A la salida del transformador se tiene una corriente de cortocircuito de 11,54 kA.

Para determinar el poder de corte de las protecciones de la línea se procederá al cálculo de las intensidades de cortocircuito.

Se empieza el cálculo por el principio de la instalación, desde el centro de transformación hasta los módulos, teniendo en cuenta que en caso de cortocircuito se tendrán valores más elevados para corrientes provenientes del

transformador. Cuanto mayor sea el tramo a calcular, mayor será la resistencia y menor la intensidad de corriente de cortocircuito.

Primero se calculan las resistencias de los equipos y de las líneas de la instalación a partir de los datos proporcionados por el fabricante o, en caso de no tenerlos, por estimación:

$$\begin{aligned} |Z_{sist}| &= \frac{U_n^2}{P_{cc}} & |Z_{línea}| &= \rho \cdot \frac{L}{S} \\ |Z_{trafo}| &= |Z_{Inversor}| = \frac{e_{cc} \cdot U_n^2}{100 \cdot P_n} & |Z_{tramo}| &= \sum Z_i \end{aligned} \quad (4.10)$$

Donde:

U_n (V)	Tensión nominal
P_n (W)	Potencia nominal
P_{cc} (VA)	Potencia de cortocircuito
e_{cc} (%)	Caída de tensión
Z (Ω)	Impedancia
$\rho \frac{mm^2}{m} \cdot \Omega$	Resistividad del cobre a 90°
L (m)	Longitud de línea
S (mm ²)	Sección del conductor

A partir de estas consideraciones, los valores de impedancia para cada elemento de la instalación son los siguientes, donde se han despreciado las caídas de tensión debidas a los dispositivos de protección:

Tabla 4.4 Valor de impedancia de los principales elementos de la instalación.

Elemento	Impedancia (Ω)
Línea 1 (De C.T. a C.I.)	0,000379
Línea 2 (De C.I. a CCI)	0,002841
Línea 3 (De CCI a CCS)	0,000957
Línea 4 (De CCI a String)	0,022727

En el caso de la Línea 4 (De CCI a String) se ha tomado el conductor de menor longitud, es decir, el peor caso para el valor de corriente de cortocircuito.

Una vez obtenidos estos valores se calcula la corriente de cortocircuito en todos los tramos de la instalación:

Tabla 4.5 Corriente de cortocircuito en cada tramo de la instalación.

Tramo	Impedancia (Ω)			I _{cc} (kA)
	Real	Imaginaria	Módulo	
Salida transformador	0,25	1,2254	1,2506	11,55
Línea 1 (De C.T. a C.I.)	0,2530	1,2383	1,2639	17,85
Línea 2 (De C.I. a CCI)	0,2559	1,3442	1,3683	0,31
Línea 3 (De CCI a CCS)	0,2568	1,3442	1,3685	0,31
Línea 4 (De CCI a String)	0,2795	1,3442	1,3729	0,06

Para la parte de alterna se utilizarán protecciones con un poder de corte mínimo de 15 y de 20 kA, y para la parte de continua, con un poder de corte mínimo de 1 kA.

4.3.2. Comprobación de la corriente admisible del conductor con la corriente nominal de las protecciones

Para cada caso se comprueba que la corriente nominal de las protecciones instaladas corresponde a la corriente admisible por los conductores asignados con las siguientes expresiones:

Para el caso de interruptores magnetotérmicos:

$$\begin{aligned} I_B &\leq I_N \\ I_N &\leq I_Z \end{aligned} \quad (4.11)$$

Donde:

I_B Corriente nominal en el tramo

I_N Corriente nominal del interruptor magnetotérmico

I_Z Corriente admisible del conductor del tramo

Para el caso de fusibles:

$$\begin{aligned} I_B &\leq I_N \\ I_N \cdot K_3 &\leq I_Z \end{aligned} \quad (4.12)$$

Donde:

I_B Corriente nominal en el tramo

I_N Corriente nominal del fusible

I_Z Corriente admisible del conductor del tramo

Factor de corrección de la corriente de corte del fusible

$K_3 = 1,31$ para $I_N \leq 10 \text{ A}$

$K_3 = 1,21$ para $10 < I_N \leq 25 \text{ A}$

$K_3 = 1,1$ para $I_N > 25 \text{ A}$

1. Tramo de los strings a la caja de conexiones de strings: en este tramo se han instalado fusibles de 16 A, por lo se cumple lo siguiente:

$$I_B \leq I_N$$

$$I_N \cdot 1,21 \leq I_Z$$

$$9,35 \text{ A} \leq 16 \text{ A}$$

$$19,36 \text{ A} \leq 33,21 \text{ A}$$

2. Tramo entre la caja de conexiones de los strings y la caja de conexiones general: en la caja de conexiones general se han instalado fusibles de 80 A:

$$I_B \leq I_N$$

$$I_N \cdot 1,1 \leq I_Z$$

$$65,43 \text{ A} \leq 80 \text{ A}$$

$$88 \text{ A} \leq 145,68 \text{ A}$$

3. Tramo entre los inversores y embarrado de c.a.: en este tramo hay instalado un interruptor magnetotérmico de 250 A de intensidad nominal:

$$I_B \leq I_N$$

$$I_N \leq I_Z$$

$$220,92 \text{ A} \leq 250 \text{ A}$$

$$250 \text{ A} \leq 256,1 \text{ A}$$

CAPÍTULO 5: DIMENSIONADO DEL CENTRO DE TRANSFORMACIÓN

5.1. Observaciones

Para el cálculo del transformador se ha de tener en cuenta la potencia aparente total que generará la instalación, de esta manera podremos realizar los cálculos para el dimensionado del transformador.

Para realizar el dimensionado del transformador deberemos evitar el sobredimensionado en condiciones normales de funcionamiento. Para ello se consideraremos un factor de potencia de la instalación de 0,8.

Una vez definidos los siguientes parámetros realizamos los cálculos:

$$S = \frac{P}{\cos \varphi} \quad (5.1)$$

Donde:

S= potencia activa en VA

P=potencia de la instalación en kW

Cosφ= factor de potencia

$$S = \frac{500\text{kW}}{0,8} = 625\text{kVA}$$

Como podemos observar el consumo es de 625 kVA y el transformador ideal normalizado para dicha instalación es de 800 kVA .

5.2. Intensidad en Media Tensión

En un transformador trifásico la intensidad del circuito primario I_p viene dada por la expresión:

$$I_p = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U_p} \quad (5.2)$$

Siendo:

S = Potencia del transformador en kVA = 800 kVA

U_p = Tensión compuesta primaria en kV = 25 kV

I_p = Intensidad primaria en A.

Sustituyendo valores:

$$I_p = \frac{800}{\sqrt{3} \cdot 25} = 18,47 \text{ A}$$

5.3. Intensidad en Baja Tensión

En un transformador trifásico la intensidad del circuito secundario I_s viene dada por la expresión:

$$I_s = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U_s} \quad (5.3)$$

Siendo:

S = Potencia del transformador en kVA = 800 kVA

Us = Tensión compuesta secundaria en V = 400 V

Is = Intensidad secundaria en A.

Sustituyendo valores:

$$I_s = \frac{800}{\sqrt{3} \cdot 0.4} = 1154,70 \text{ A}$$

5.4. Cortocircuitos

5.4.1. Observaciones

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.

5.4.2. Cálculo de las corrientes de cortocircuito

Para el cálculo de las corrientes de cortocircuito utilizaremos las siguientes expresiones:

- Intensidad primaria para cortocircuito en el lado de Media Tensión:

$$I_{ccp} = \frac{S_{cc}}{\sqrt{3} \cdot U_p} \quad (5.4)$$

Siendo:

Scc = Potencia de cortocircuito de la red en MVA = 500 MVA

Up = Tensión compuesta primaria en kV = 25 kV

Iccp = Intensidad de cortocircuito primaria en kA.

Sustituyendo valores:

$$I_{ccp} = \frac{500}{\sqrt{3} \cdot 25} = 11,54 \text{ kA}$$

- Intensidad secundaria para cortocircuito en el lado de Baja Tensión (despreciando la impedancia de la red de Alta Tensión):

$$I_{ccs} = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U_s \cdot U_{cc} (\%)} \quad (5.5)$$

Siendo:

S = Potencia del transformador en kVA = 800 kVA

Ucc (%) = Tensión de cortocircuito en % del transformador = 6%

Us = Tensión compuesta en carga en el secundario en V = 400 V

Iccs = Intensidad de cortocircuito secundaria en kA.

$$I_{ccs} = \frac{800}{\sqrt{3} \cdot 0.4 \cdot 0.06} = 17,85 \text{ kA}$$

La Icc es de 17,85 kA no es estándar. Se considerará una Icc de 20 kA.

5.5. Selección de las protecciones de Baja y Media Tensión.

Los transformadores están protegidos tanto en MT como en BT. En Media tensión la protección la efectúan las celdas asociadas a esos transformadores, y en baja tensión la protección se incorpora en los cuadros de BT.

- Protección transformador en la parte de MT

La protección del transformador en MT de este CT se realiza utilizando una celda de interruptores con fusibles combinados, siendo éstos los que efectúan la protección ante cortocircuitos. Estos fusibles son limitadores de corriente, produciéndose su rotura antes de que la corriente de cortocircuito haya alcanzado su valor máximo.

Los fusibles se seleccionan para:

- Permitir el paso de la punta de corriente producida en la conexión del transformador en vacío.
- Soportar la intensidad nominal en servicio continuo.

La intensidad nominal de los fusibles se escogerá por tanto en función de la potencia. Para una potencia de 800 kVA le corresponde un fusible de 63 A según la Tabla 5.1, extraída de la Guía técnica sobre suministros en media tensión (Anexo III) de ENDESA:

Tabla 5.1 Calibre de los fusibles de MT según el transformador

Potencia del transformador (kVA)	Calibre para tensión de MT de 25 kV (A)
400	40
630	50
800	63
1000	63

Para la protección contra sobrecargas y homopolar se instalará un relé electrónico con captadores de intensidad por fase y rodeando las tres fases, cuya señal alimentará a un disparador electromecánico liberando el dispositivo de retención del interruptor.

CAPÍTULO 6:

PUESTAS A TIERRA

6.1. Resistividad del terreno

Dado que el terreno es considerado como Terrenos cultivables y fértiles, terraplenes compactos y húmedos, según la Tabla 4 de la ITC-BT 18, se toma un valor medio de resistividad de $50 \Omega \cdot m$.

Aunque se podría escoger $50 \Omega \cdot m$, escogemos la opción de $100 \Omega \cdot m$ por ser más restrictiva.

6.2. Diseño de la instalación a tierra del centro de transformación

- Tipo de conexión de puesta a tierra del neutro

Para una tensión de servicio del CT de 25 kV, se consideran los valores de la puesta a tierra del neutro del Transformador $R_n=0 \Omega$ y $X_n=35 \Omega$ según los datos proporcionados por la empresa subministradora.

- Nivel de aislamiento de la BT en el CT: 10 kV
- Protecciones de línea con relés de curva de actuación extremadamente inversa que garantice la desaparición del defecto en un tiempo inferior 0,6 segundos y con una intensidad de arranque de 60 A (25 kV) según la NTP 4 sobre Centros de Transformación.
- Cálculo de la resistencia máxima de la puesta a tierra (R_t) e intensidad de defecto (I_d):

$$\left. \begin{aligned} I_d \cdot R_t &\leq V_{bt} \Rightarrow I_d \cdot R_t \leq 10000 \\ I_d &= \frac{U}{\sqrt{3} \sqrt{(R_n + R_t)^2 + X_n^2}} = \frac{25000}{\sqrt{3} \sqrt{R_t^2 + 35^2}} \end{aligned} \right\} R_t = 33,63 \, \Omega ; I_d = 297,38 \, A$$

(6.1)

- Selección del electrodo tipo:

Condición de elección:

$$K_R \leq \frac{R_t}{\rho} = \frac{33,63}{100} = 0,336 \, \Omega / \Omega \cdot m$$

(6.2)

- Según las tablas del procedimiento de UNESA propuestas en el "Método de cálculo y proyecto de instalaciones de puesta a tierra para centro de transformación de tercera categoría", para un cuadrado de 5x5 metros, que son las dimensiones del CT, se utilizará:

Sección conductor: Cu 50 mm²

Diámetro de picas: 14 mm

Profundidad: 0,5 metros

Configuración: 4 picas de 6 metros de longitud

Código UNESA de electrodos: 50-50/5/46

- Valores unitarios del electrodo seleccionado, según procedimiento UNESA:

Resistencia $K_R = 0,057 \, \Omega / \Omega \cdot m$

Tensión de contacto exterior $K_C = K_{p \text{ (acc)}} = 0,0220 \, V / (\Omega \cdot m) \cdot A$

Tensión de paso $K_p = 0,0116 \, V / (\Omega \cdot m) \cdot A$

- Resistencia de la puesta a tierra (R'_t), intensidad de defecto (I'_d), tensión de paso en el exterior (V'_p) y en el acceso ($V'_{p \text{ (acc)}}$) y tensión de defecto para el electrodo seleccionado:

$$R'_t = K_R \cdot \rho = 0,057 \cdot 500 = 5,7 \, \Omega$$

$$I'_d = \frac{U}{\sqrt{3} \sqrt{(R_n + R'_t)^2 + X_n^2}} = \frac{25000}{\sqrt{3} \sqrt{32^2 + 5,7^2}} = 407,03 \, A$$

$$V'_p = K_p \cdot \rho \cdot I'_d = 0,0116 \cdot 100 \cdot 407,03 = 472,16 \, V$$

$$V'_{p(acc)} = K_{p(acc)} \cdot \rho \cdot I'_d = 0,0220 \cdot 100 \cdot 407,03 = 3865,35 \, V$$

$$V'_d = R'_t \cdot I'_d = 5,7 \cdot 407,03 = 2320,07 \, V$$

(6.3)

- Valores máximos admisibles de tensión de paso en el exterior (V_p) y tensión de paso en el exterior ($V_{p(acc)}$), donde $\rho' = 3000 \, \Omega \cdot m$ (resistividad del hormigón) y se ha considerado un tiempo de fallo de 1,1 segundos ya que el relé de protección garantiza la desaparición en 0,6 segundos además de una duración de reenganche a la red de 0,5 segundos:

$$\left. \begin{array}{l} K = 78,5 \\ n = 0,18 \end{array} \right\} \begin{array}{l} \text{Según el MIE-RAT 13, para tiempos} \\ \text{superiores a 0,9 segundos e inferiores} \\ \text{a 3 segundos} \end{array}$$

$$V'_{p MAXIMA} = \frac{10 \cdot K}{t^n} \cdot \left(1 + \frac{6 \cdot \rho}{1000} \right) = \frac{10 \cdot 78,5}{1,1^{0,18}} \cdot \left(1 + \frac{6 \cdot 100}{1000} \right) = 1234,64 \, V$$

$$V'_{p(acc) MAXIMA} = \frac{10 \cdot K}{t^n} \cdot \left(1 + \frac{3 \cdot \rho + 3 \cdot \rho'}{1000} \right) = \frac{10 \cdot 78,5}{1,1^{0,18}} \cdot \left(1 + \frac{3 \cdot 100 + 3 \cdot 3000}{1000} \right) = 7947,97 \, V$$

(6.4)

- Para dar validez a la elección del electrodo deben cumplirse las siguientes condiciones, donde I_a es la intensidad de arranque de los relés de protección:

Tabla 6.1. Validación del electrodo seleccionado.

		Condición	Valor calculado	Valor admisible	Se cumple
Tensión defecto	de	$V'_d \leq V_{BT}$	$V'_d = 2320,07 \text{ V}$	$V_{BT} = 10.000 \text{ V}$	SI
Intensidad defecto	de	$I'_d > I_a$	$I'_d = 407,03 \text{ A}$	$I_a = 60 \text{ A}$	SI
Tensión paso en exterior	de el	$V'_p \leq V_{p \text{ MAXIMA}}$	$V'_p = 472,16 \text{ V}$	$V_{p \text{ MAXIMA}} = 1234,64 \text{ V}$	SI
Tensión paso en acceso	de el	$V'_{p \text{ acc}} \leq V'_{p \text{ acc MAXIMA}}$	$V'_{p \text{ acc}} = 895,47 \text{ V}$	$V'_{p \text{ acc MAXIMA}} = 7947,97 \text{ V}$	SI

- Como la tensión de defecto es superior a 1000 V, se dispondrá de un sistema de tierras separado para el sistema de puesta a tierra del CT y del neutro del transformador a una distancia de:

$$D \geq \frac{\rho \cdot I_d}{2 \cdot \pi \cdot U} = \frac{100 \cdot 407,03}{2000 \cdot \pi} = 6,48 \text{ m}$$

(6.5)

Para un valor de tensión U de 1000 V, según la ITC-BT 18 modificada por Fecsa Endesa.

6.3. Puesta a tierra de continua

Debido a que el parque solar es una instalación a la intemperie se considera una instalación tipo local mojado según ITC-BT 30, por lo que la tensión máxima permitida de defecto no debe superar los 24 V.

Se dispondrá de una red de tierra que constara de un conductor de cobre desnudo directamente enterrado de 35 mm². Este se enterrará directamente a una profundidad aproximada de 0,5 metros y su longitud será de 8 metros por cada estructura. Con esta configuración se tiene una resistencia de puesta a tierra de:

$$R = \frac{2 \cdot \rho}{L_{conductor}} = \frac{2 \cdot 100}{3} = 66,67 \text{ } \Omega$$

(6.6)

De manera que la tensión de contacto es de:

$$V_d = R_t \cdot I_d = 66,67 \cdot 300 \cdot 10^{-3} = 20 \text{ V}$$

(6.7)

6.4. Puesta a tierra de alterna

Como la instalación está a la intemperie se considera una instalación tipo local mojado según ITC-BT 30, por lo que la tensión máxima permitida de defecto no debe superar los 24 V.

Se dispondrá de dos puestas a tierra, una la del centro de transformación ya calculada y la otra pertenece a los inversores. La puesta a tierra de los cinco inversores se unificarán y se instalará una pica de cuatro metros. Se enterrará verticalmente a una profundidad aproximada de 0,5 metros.

Según los cálculos con esto ya sería suficiente, cumple con la normativa del REBT.:

$$R = \frac{\rho}{L_{pica}} = \frac{100}{2} = 50,00 \Omega$$

(6.8)

De manera que la tensión de contacto es de:

$$V_d = R_t \cdot I_d = 50,00 \cdot 300 \cdot 10^{-3} = 15,00 \text{ V}$$

(6.9)

CAPÍTULO 7:

VENTILACIÓN

7.1. Caseta de inversores

El caudal mínimo de extracción para llevar a cabo una correcta ventilación del local será de:

$$Q_{\text{extracción}} = \frac{C}{0,34 \cdot (t_i - t_e)} \quad (7.1)$$

Donde:

C Calor cedido por los inversores (W)

($t_i - t_e$) Diferencia máxima admisible entre la temperatura del aire interior y la del exterior. Se utiliza normalmente un valor de 5 para ambientes más calurosos y 10 en zonas más frescas.

Q Es el caudal de aire necesario en m^3/h para mantener el diferencial máximo elegido entre la temperatura interior y exterior

Se asume, según las características del fabricante de los inversores, unas pérdidas en forma de calor del 4%. Por lo que el caudal mínimo de extracción del sistema de ventilación forzada proporcionado por el fabricante será de:

$$Q_{\text{extracción}} = \frac{0,04 \cdot 100 \cdot 10^3}{0,34 \cdot 5} = 2353 \text{ m}^3 / h$$

7.2. Centro de transformación

El sistema de ventilación para el centro de transformación será únicamente natural. Para el cálculo de la sección de las rejillas de ventilación se utiliza la siguiente expresión, indicada el NTP-CT 4 sobre Centros de Transformación de Fecsa Endesa:

$$S = \frac{P}{0,24 \cdot \Gamma \cdot \sqrt{H} \cdot (t_i - t_e)^{3/2}} \quad (7.2)$$

Donde:

P Potencia de las pérdidas del transformador (kW)

S Superficie de la rejilla de entrada de aire (m²)

Γ Coeficiente de forma de las rejillas (se toma 0,4)

H Distancia en altura entre centros geométricos de ventanas de ventilación (m)

t_i Temperatura máxima admisible en el interior del CT, 55°C

t_e Temperatura media diaria prevista en el exterior del CT, 30°C

Por lo tanto, la sección de las rejillas a instalar será de:

$$S = \frac{12,5}{0,24 \cdot 0,4 \cdot \sqrt{1,7} \cdot (55 - 30)^{3/2}} = 0,80 \text{ m}^2$$

Se instalarán unas rejillas de 1200x700 mm tanto para la salida como para la entrada de aire.