

Instalación de una Cubierta Fotovoltaica en superposición en una Nave Industrial



Introducción al Cálculo Básico de
Instalaciones de Energía Solar Fotovoltaica

JOSE MARÍA LUCERO MARTÍNEZ
INGENIERO TÉCNICO INDUSTRIAL - ESP. EN MECANICA
PRÁCTICA DE LA ASIGNATURA TECNOLOGÍA AMBIENTAL

ÍNDICE

I INTRODUCCIÓN

II DATOS TÉCNICOS

II.1 Nave Industrial y su ubicación

II.2 Módulos o captadores fotovoltaicos

II.3 Inversor

III DESCRIPCIÓN DE LA INSTALACIÓN

IV MEMORIA JUSTIFICATIVA

IV.1 Ámbito de aplicación y exigencias del Código Técnico de la Edificación

IV.2 Pérdidas por orientación e inclinación

IV.3 Pérdidas por sombras

IV.4 Número máximo y mínimo de captadores por cada entrada PMP del inversor

IV.5 Diseño de Instalación y verificación de Potencia

I. INTRODUCCIÓN

Este proyecto docente pretende ser complemento de la bibliografía existente e introducir al alumno en las instalaciones fotovoltaicas y su cálculo básico.

Tan solo se tratará, de forma introductoria, lo referido a: Código Técnico de la Edificación, pérdidas por orientación e inclinación, pérdidas por sombra, y restricciones técnicas en el diseño de la instalación fotovoltaica.

Para una mayor profundización en la materia, se recomienda consultar bibliografía y proyectos de instalaciones fotovoltaicas.

II. DATOS TÉCNICOS

II.1 NAVE INDUSTRIAL Y SU UBICACIÓN

Los paneles solares fotovoltaicos que constituyen la Planta Solar, se dispondrán en posición fija, en superposición con la cubierta de la nave, ubicada en zona de uso industrial, dedicada a la floricultura:

LOCALIDAD:	Chipiona
PROVINCIA:	CÁDIZ
LATITUD:	36 ° 44 ' 20,93 ''
ZONA CLIMÁTICA:	V
CUBIERTA:	Cubierta a un agua Pendiente de 15% (8'5° de inclinación) Superficie de 30 x 60m (1800 m ²) Orientación Sur (ángulo acimutal 0°) Distancia entre pórticos de 6m Correas principales cada 1'6m

II.2 MÓDULOS O CAPTADORES FOTOVOLTAICOS

Características técnicas básicas de los captadores solares fotovoltaicos	
Marca/modelo: Brisban BS 200 S5 de 200 W_p	
Dimensiones (vertical x horizontal x ancho):	1580x808x35 mm
Peso:	17 Kg.
Nº células (serie x paralelo):	12 x 6 = 72 células de Si
Potencia nominal de 1 captador:	$P_{NOM, 1\ CAPTADOR} = 180\ W_p$
Intensidad de corriente de cortocircuito:	$I_{SC} = 5,30\ A$
Intensidad de corriente nominal:	$I_{NOM\ PMP} = 4,90\ A$
Tensión de circuito abierto:	$V_{OC} = 44,5\ V$
Tensión nominal:	$V_{NOM\ PMP} = 36,55\ V$
Tensión máxima del sistema:	$V_{MAX} = 1000\ V$
Eficiencia de módulo:	$\eta = 14,0\ \%$
Coefficiente de temperatura de tensión de circuito abierto:	$C(Voc) = -100\ mV/^{\circ}C$
Coefficiente de temperatura de corriente de cortocircuito:	$C(Isc) = 0,06\ \%/C$
Coefficiente de temperatura de potencia:	$C(P) = -0,4\ \%/C$

II.3 INVERSOR

Características técnicas básicas de los inversores	
Marca/modelo: Sunways Solar Inverter NT 8000.	
Nº entradas independientes:	3, para 3 configuraciones distintas.
ENTRADA AL INVERSOR (Corriente continua DC):	
Potencia nominal del inversor, máxima del generador solar:	$P_{NOM, GENERADOR} = 9600\ W_p$ $P_{MAX, DC\ inv} =$
Intensidad de corriente máxima DC del inversor, por cada entrada PMP:	$I_{MAX, DC\ inv} = 8,00\ A$
Tensión de vacío máxima DC del inversor:	$V_{MAX, DC\ inv} = 850\ V$
Rango de tensiones de entrada FV, operativas del inversor, VPMP:	$V_{MIN\ OP\ INV, PMP} = 350,00\ V$
	$V_{MAX\ OP\ INV, PMP} = 750,00\ V$
SALIDA DEL INVERSOR (Corriente alterna AC):	
Potencia nominal de salida AC del inversor:	$P_{NOM, AC\ inv} = 8000\ W$
Tensión de red 3ph AC:	$V_{AC, inv} = 400\ V$
Eficiencia europea:	$\eta_{EUR} = 96,30\ \%$
Margen de tolerancia de frecuencia:	49.0 Hz a 51.0 Hz

III. DESCRIPCIÓN DE LA INSTALACIÓN

La Planta Solar que trata este proyecto está ubicada en la cubierta de una nave industrial dedicada a la floricultura en la localidad de Chipiona, provincia de Cádiz (zona climática V).

La nave tiene orientación sur y una superficie en planta de 30 x 60m (1800 m^2). La cubierta es a un agua con una pendiente de 15% ($8'5^\circ$ de inclinación).

La Planta Solar constará de 720 captadores BRISBAN modelo BS-180S5 y 13 inversores SUNWAYS SOLAR INVERTER modelo NT8000.

Las placas fotovoltaicas se agrupan en grupos de 3x3 (9 placas por grupo), siendo la distribución de los grupos rectangular de 8 x 10 (80 grupos en total). La distancia entre placas será de 5 cm, y entre grupos de 80 cm.

Cada entrada MPP del inversor tiene asociado un campo solar, que en esta Instalación estará compuesto por un único ramal o string. De los 13 inversores que posee la Instalación, a 12 de ellos se les asocia 57 placas fotovoltaicas (19 placas en serie por cada entrada MPP), y al restante 36 placas fotovoltaicas (12 placas en serie por cada entrada MPP). Los campos solares de 19 placas en serie dan una potencia pico de 10260 W_p , y los campos solares de 12 placas en serie de 6480 W_p , siendo ambas potencias pico asumibles por el inversor utilizado.

Los inversores se ubicarán de modo que el recorrido del cableado sea el mínimo posible.

Los captadores se atornillan a una estructura secundaria de correas diseñada para la ocasión, que transmite las cargas a la estructura principal.

En total, la Planta Solar suministra una potencia de 129600 KW.

Las pérdidas por orientación e inclinación están determinadas por el Factor de Incidencia (FI), tomando este factor el valor $FI = 0,96$. Es decir, la instalación tiene unas pérdidas por orientación e inclinación del 4%.

Las pérdidas por sombras están determinadas por el Factor del Sombreado (FS), tomando este factor el valor $FS=1$. Es decir, la instalación tiene 0% de pérdidas por sombras. Ni hay obstáculos, árboles, edificios, etc. que hagan sombra a los captadores fotovoltaicos, ni estos se hacen sombra entre ellos por estar colocados en superposición, paralelos a la cubierta.

IV. MEMORIA JUSTIFICATIVA

IV.1 ÁMBITO DE APLICACIÓN Y EXIGENCIAS DEL CTE

El Código Técnico de la Edificación (CTE), en su sección HE5, regula que en determinados edificios es obligatorio incorporar sistemas fotovoltaicos para uso propio o para conexión a red, estableciendo unas limitaciones de pérdidas por radiación solar y una potencia mínima instalada. Estos impositivos legales determinarán la disposición de la instalación.

La potencia mínima a instalar (P) por ley depende de varios factores: zona climática donde se ubica el edificio, superficie construida y tipo de uso del edificio, respondiendo a la siguiente expresión:

$$P[kWp] = C \times (A \times S + B), \text{ con un mínimo de } 6'25 \text{ kWp}$$

Siendo C un coeficiente que depende de la zona climática, A y B son coeficientes según el tipo de uso y S es la superficie construida en metros cuadrados.

Los edificios en los cuales es de aplicación este requisito, son los que superan los límites indicados en la siguiente tabla:

Tipo de uso	Ámbito de aplicación	Límite de aplicación
Hipermercado		5.000 m ² construidos
Multitienda y centros de ocio		3.000 m ² construidos
Nave de almacenamiento		10.000 m ² construidos
Administrativos		4.000 m ² construidos
Hoteles y hostales		100 plazas
Hospitales y clínicas		100 camas
Pabellones de recintos feriales		10.000 m ² construidos

Figura 1. Ámbito de aplicación del Código Técnico de la Edificación (CTE).

La nave que ocupa a este proyecto, con 1800 m², no tiene obligación legal de cumplir el requisito de potencia mínima a instalar indicado en el CTE. Es por ello que, cuando se calcule la potencia mínima a instalar (P) según CTE, nos dará un valor negativo.

No obstante, la norma limita las pérdidas por radiación solar en las tres condiciones de pérdidas: por orientación e inclinación, por sombreado y totales. Esta limitación de pérdidas deben cumplirla todas las instalaciones, también las que se realicen por interés privado sin obligatoriedad por parte del CTE.

Caso	Orientación e inclinación	Sombras	Total
General	10 %	10 %	15 %
Superposición	20 %	15 %	30 %
Integración arquitectónica	40 %	20 %	50 %

Figura 2. Límite de pérdidas según el CTE.

Se procede al cálculo de la potencia mínima a instalar indicada en la norma, $P[kWp]$, que como se indicó anteriormente, debe ofrecer un resultado negativo:

$$P[kWp] = C \times (A \times S + B)$$

siendo:

$P[kWp]$, la potencia pico a instalar
A y B, coeficientes en función del uso de la edificación
S [m^2], superficie construida del edificio
C, coeficiente en función de la zona climática

Tipo de uso	A	B
Hipermercado	0,001875	-3,13
Multitienda y centros de ocio	0,004688	-7,81
Nave de almacenamiento	0,001406	-7,81
Administrativo	0,001223	1,36
Hoteles y hostales	0,003516	-7,81
Hospitales y clínicas privadas	0,000740	3,29
Pabellones de recintos feriales	0,001406	-7,81

Zona climática	C
I	1
II	1,1
III	1,2
IV	1,3
V	1,4

Figura 3. Coeficientes A, B y C para el cálculo de la potencia pico mínima a instalar según CTE.

Para esta instalación:

$$A = 0'001406$$

$$B = -7'81 \text{ y } C = 1'4$$

$$P[kWp] = 1'4 \times (0'001406 \times 1800 - 7'81) = - 7'391 \text{ kWp}$$

IV.2 PÉRDIDAS POR ORIENTACIÓN E INCLINACIÓN

Se calculan los límites de inclinación de los módulos

La instalación se encuentra en Chipiona, con una latitud $\Phi = 36^\circ 44' 20,93''$ y orientada con un azimut 0° , es decir, en el sur geográfico.

Los límites de inclinación de los módulos fotovoltaicos se obtienen del siguiente gráfico disponible en el CTE, donde se relaciona una orientación e inclinación de los módulos distintas a las óptimas ($\alpha=0^\circ$, β_{opt}), con los porcentajes de radiación aprovechable (indirectamente el porcentaje de pérdidas producidas).

Asimismo, el CTE indica que los módulos instalados en superposición deben tener pérdidas por orientación e inclinación menores al 20%, es decir, un porcentaje de radiación aprovechable mayor al 80%.

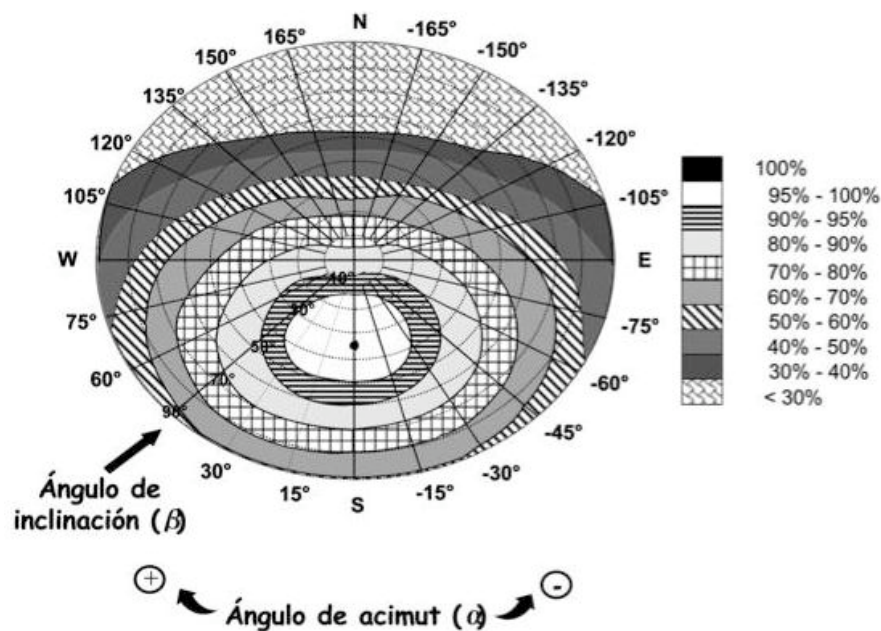


Figura 4. Gráfico para el cálculo de pérdidas por orientación e inclinación

La orientación óptima es la orientación sur, y se conoce que para un periodo de diseño anual, la inclinación óptima de los paneles (β_{opt}), considerando orientación sur ($\alpha=0^\circ$), es: $\beta_{opt} = \Phi - 10^\circ = 26^\circ 44' 20,93''$, siendo $K=1,15$ la relación entre irradiación diaria óptima y la que se tendría en un plano horizontal¹.

¹ $K = G_{dm}(\alpha = 0, \beta_{opt}) / G_{dm}(0)$, siendo $G_{dm}(0)$ $[\frac{KWh}{m^2 \cdot día}]$ el promedio anual de irradiación diaria sobre una superficie horizontal y $G_{dm}(\alpha = 0, \beta_{opt})$ el promedio anual de irradiación diaria sobre una superficie con orientación sur e inclinación óptima.

El gráfico es válido para una latitud de 41° , por lo que habrá que aplicar una corrección para latitudes distintas, en las expresiones que nos facilitan las inclinaciones máxima y mínima para cumplir con el límite de pérdidas deseado.

$$\beta_{max} = \beta_{mayor\ gráfico} - (41^\circ - \Phi)$$

$$\beta_{min} = \beta_{menor\ gráfico} - (41^\circ - \Phi), \text{ con un valor mínimo de } 5^\circ$$

La recta sobre el eje correspondiente al azimut $\alpha=0^\circ$ del gráfico interseca con el límite de pérdidas menores al 20% (radiación aprovechada mayor al 80%), obteniéndose:

$$\beta_{mayor\ gráfico} = 70^\circ$$

$$\beta_{menor\ gráfico} = 0^\circ$$

Por lo tanto:

$$\beta_{max} = 70^\circ - (41^\circ - 36,74^\circ) = 65,74^\circ$$

$$\beta_{min} = 5^\circ$$

Se comprueba que los módulos fotovoltaicos instalados en superposición en la cubierta de la nave, que tiene $8,5^\circ$ de inclinación (15% de pendiente) está dentro del intervalo $[\beta_{min}, \beta_{max}]$, que determina el límite de pérdidas legalmente aceptado.

Se calculan las pérdidas por orientación e inclinación.

Gracias al desarrollo del apartado anterior, referido a los límites de inclinación de los módulos, se conoce que las pérdidas por orientación e inclinación están dentro de lo legalmente permitido, es decir, menores al 20%. El porcentaje exacto de pérdidas por orientación e inclinación es:

$$P (\%) = 100 (1 - FI)$$

siendo FI el Factor de Irradiación del módulo, tal que:

$$FI = 1 - [1,2 \times 10^{-4} (\beta - \beta_{opt})^2] \text{ para } \beta \leq 15^\circ$$

Para $\beta = 8,5^\circ$ y $\beta_{opt} = 26,74^\circ$, se obtiene $FI = 0,96$ y $P = 4\%$

IV.3 PÉRDIDAS POR SOMBRAS

Perfil de obstáculos

Una vez se conoce cómo quedarán colocados los módulos fotovoltaicos, en cuanto a su inclinación y orientación, es preciso determinar si el emplazamiento elegido para instalación queda expuesto a sombras que provoquen una disminución del aprovechamiento de la radiación.

Una buena aproximación del Factor de Sombreado (FS) se obtiene mediante el gráfico de la Figura 5.

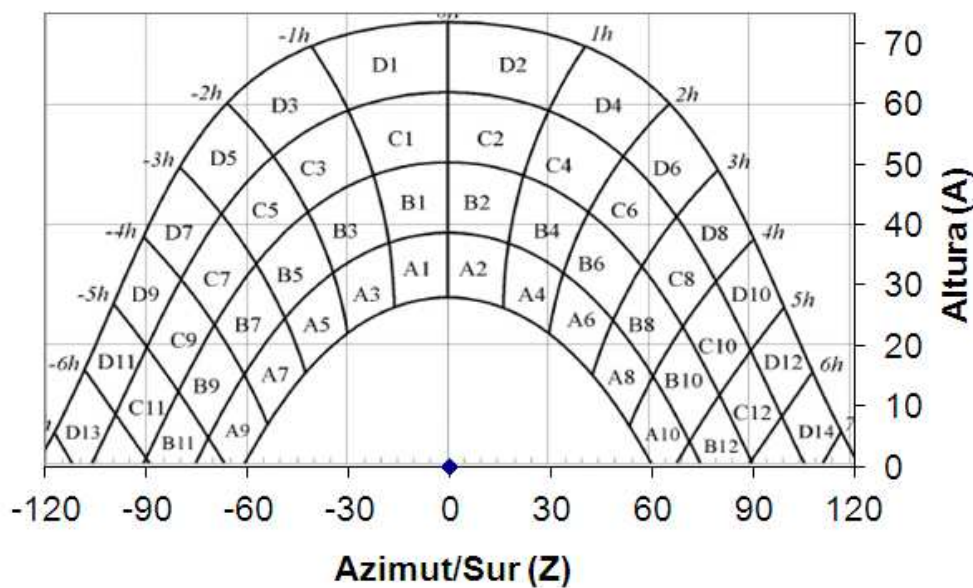


Figura 5. Gráfico para el trazado del Perfil de Sombras

En él se representan las trayectorias del Sol a lo largo del año. En el eje vertical, se muestra la elevación que alcanza el Sol para cada hora marcada, teniendo en cuenta que las horas con valor negativo son antes del mediodía solar y positivo después del mediodía. La banda inferior corresponde a la trayectoria solar el 21 de diciembre, y la banda superior indica la trayectoria el 21 de junio. En el eje horizontal se muestra el ángulo de orientación desde el Sur. Los valores positivos indican el Oeste, y los negativos el Este.

El procedimiento consiste en representar el perfil de obstáculos (edificios, árboles, torres, etc.) que pueden proyectar su sombra sobre los módulos. Cada cuadrícula tendrá asignado un valor, que se corresponde con el porcentaje de irradiación solar que representa sobre el total irradiado en un año. Solo proyectan sombras sobre los módulos los objetos que se cruzan con las trayectorias solares, ocupando total o parcialmente alguna cuadrícula. Este

factor de llenado valdrá 1 si se ocupa una cuadrícula entera, 0'75 si se ocupan tres cuartas partes, etc.

Se representan pues siete obstáculos susceptibles de hacer sombra a nuestra instalación y se traza el Perfil de Obstáculos:

CÁLCULO ELEVACION (A) Y AZIMUT (Z)

α	8,5	β	8,5
----------	-----	---------	-----

Punto Geo.	1	2	3	4	5	6	7
Elevación (A)	9	6	15	25	24	14	8
Azimut/ sur (Z)	-45	-30	-25	5	17	30	40

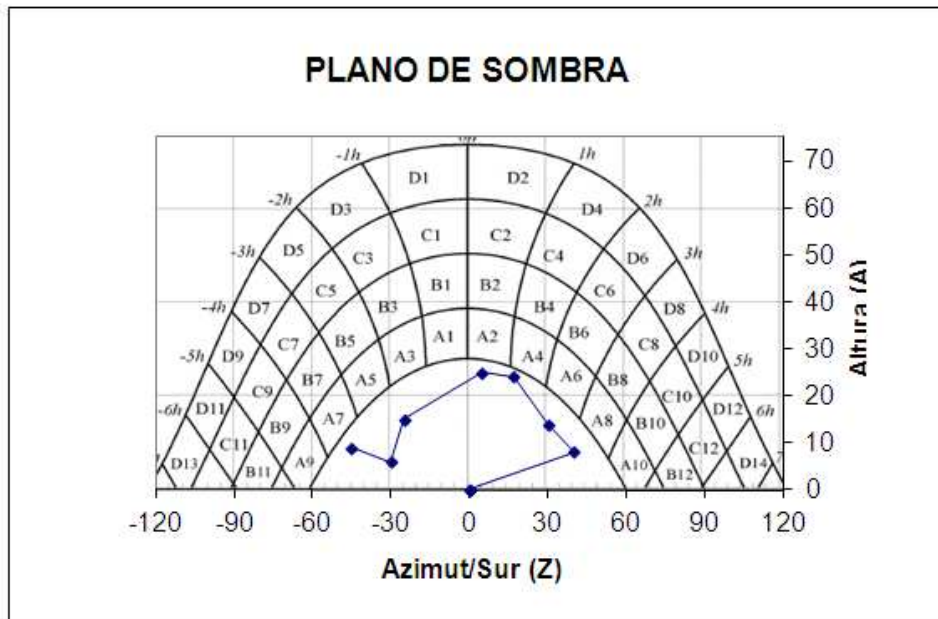


Figura 6. Perfil de sombras

Se observa que el Perfil de obstáculos queda bajo la banda inferior, por lo que ninguno de los obstáculos hará sombra a nuestra Planta Solar.

TOTAL DE PÉRDIDAS POR SOMBREADO: 0%
FACTOR DE SOMBREADO: FS=1

Sombra entre módulos

Los módulos se instalan en superposición, paralelos a la superficie, por lo que no se hacen sombra entre ellos.

IV.4 NÚMERO MÁXIMO Y MÍNIMO DE CAPTADORES POR CADA ENTRADA PMP DEL INVERSOR

La tensión máxima del plano generador en circuito abierto ($V_{OC,GENERADOR}$) es igual a la tensión en circuito abierto de un *string* o serie de captadores asociados a la entrada PMP, es decir: la tensión en circuito abierto de un captador por el número de captadores en serie:

$$V_{OC\ GENERADOR} = V_{OC,CAPTADOR} \times N_{MAX\ CAPTADORES\ EN\ SERIE}$$

La tensión máxima del plano generador en circuito abierto ($V_{OC,GENERADOR}$) debe ser menor que la tensión máxima que soporta el inversor en corriente continua ($V_{MAX,DC\ INVERSOR}$):

$$V_{OC\ GENERADOR} < V_{MAX\ DC\ INVERSOR}$$

Combinando ambas expresiones, se obtiene la restricción (1):

$$(1) \quad V_{OC,CAPTADOR} \times N_{MAX\ CAPTADORES\ EN\ SERIE} < V_{MAX,DC\ INVERSOR}$$

según las fichas técnicas del captador y del inversor:

$$V_{OC,CAPTADOR} = 44'50V \quad \text{y} \quad V_{MAX,DC\ INVERSOR} = 850\ V$$

sustituyendo en (1):

$$N_{MAX\ CAPTADORES\ EN\ SERIE} < \frac{V_{MAX,DC\ INVERSOR}}{V_{OC,CAPTADOR}};$$

$$N_{MAX\ CAPTADORES\ EN\ SERIE} < \frac{850}{44'5} = 19'10\ \text{paneles}$$

La restricción (1) establece 19 como el número máximo de captadores o paneles fotovoltaicos instalables en cada ramal o string.

Además, debe comprobarse que la tensión de trabajo habitual de los paneles fotovoltaicos en serie están dentro del rango de tensiones que el inversor elegido es capaz de soportar. Para el presente proyecto, el rango de tensiones admisibles por cada MPP del inversor NT8000 va de 350V a 750V en corriente continua, y suponiendo que los captadores BS-180S5 funcionan con su máxima potencia $V_M = 36'55V$, se expresan las restricciones (2) y (3):

$$(2) \quad V_{MPP \text{ MAX CC}} > V_M \times N_{MAX \text{ CAPTADORES}}$$

$$(3) \quad V_{MPP \text{ MIN CC}} > V_M \times N_{MIN \text{ CAPTADORES}}$$

por lo tanto:

$$N_{MAX \text{ CAPTADORES}} = V_{MPP \text{ MAX CC}} / V_M = 750 / 36'55 = 20'5 \text{ captadores}$$

$$N_{MIN \text{ CAPTADORES}} = V_{MPP \text{ MIN CC}} / V_M = 350 / 36'55 = 9'5 \text{ captadores}$$

Las restricciones (2) y (3) establecen 20 como el número máximo de captadores por string, y 9 como mínimo.

Pero el campo generador y el inversor están sujetos a otra restricción: la intensidad de ramal no debe superar la intensidad máxima admisible en corriente continua por cada MPP del inversor, $I_{MPP \text{ MAX CC}}$:

$$(4) \quad I_{MPP \text{ MAX CC}} = I_M \times N_{STRINGS \text{ EN PARALELO/MPP}}$$

Siendo $I_{MPP \text{ MAX CC}} = 8 \text{ V}$ para el inversor NT 8000 y $I_M = 4'90 \text{ A}$ la corriente de una placa BS-180S5 en el punto de máxima potencia:

$$N_{STRINGS \text{ EN PARALELO/MPP}} = I_{MPP \text{ MAX CC}} / I_M = 8 / 4'90 = 1'63$$

El número máximo de ramales o strings que pueden colocarse en paralelo por cada MPP del inversor es 1.

Se verifica que la intensidad máxima del generador (corriente de cortocircuito; $I_{SC} = 5'30 \text{ A}$ para el captador BS-180S5) es menor a la intensidad máxima admisible por el inversor ($I_{MPP \text{ MAX CC}} = 8 \text{ A}$ para el inversor NT 8000). Se debe introducir un factor de seguridad 1'25, pues la corriente de la ficha técnica del captador se especifica para Condiciones Estándar de Medida (CEM, o STC por sus siglas en inglés), y los valores podrían superarse en ciertos días:

$$1'25 \times I_{SC} < I_{MPP \text{ MAX CC}} ;$$

$$6'625 \text{ A} < 8 \text{ A}$$

IV.5 DISEÑO DE INSTALACIÓN Y VERIFICACIÓN DE POTENCIA

Diseño de la Planta Solar

Para el estudio de la distribución de las placas fotovoltaicas en cubierta, se respetará una zona perimetral de un metro de ancho alrededor del perímetro de la cubierta para el mantenimiento. Asimismo se establece una separación de 50 mm entre placas, para evitar que los efectos adversos producidos por la temperatura puedan ser transmitidos a la estructura.

La superficie horizontal, planta de la nave, tiene una superficie de 30 x 60 metros. Siendo así, y aplicando el Teorema de Pitágoras, la superficie cubierta de nuestra nave, inclinada 8,5° respecto a la horizontal, tendrá una superficie 30 x L metros, tal que:

$$L = \sqrt{60^2 + (60 \cdot \sin(8,5))^2} = 60,65 \text{ metros}$$

Agrupando en grupos de 3x3 las placas fotovoltaicas (1580x808m) y dejando un espacio de 5 centímetros entre placa y placa, y un espacio de 80 centímetros entre grupos; caben 10 grupos a lo largo, que suman una longitud total de:

$$L_{GRUPO} = 1580 + 50 + 1580 + 50 + 1580 = 4840 \text{ milímetros}$$

$$L_{LONGITUDINAL} = 10 \times (4'840 + 0'800) - 0'800 = 55'600 \text{ metros}$$

A lo ancho caben 8 grupos, que suman una ancho total de:

$$A_{GRUPO} = 808 + 50 + 808 + 50 + 808 = 2524 \text{ milímetros}$$

$$L_{ANCHO} = 8 \times (2'524 + 0'800) - 0'800 = 25,792 \text{ metros}$$

Si se suman los dos metros perimetrales mínimos:

$$L_{LONGITUDINAL} = 57'600 \text{ metros}$$

$$L_{ANCHO} = 27,792 \text{ metros}$$

La longitudes restantes en el cálculo, a lo largo ($L_{LONG.REST}$) y a lo ancho ($L_{ANCH.REST.}$), se destinarán a engrosar la zona perimetral de la cubierta:

$$L_{LONG.REST} = 58'650 - 57'600 = 0,400 \text{ metros}$$

$$L_{ANCH.REST.} = 28'000 - 27,792 = 0'208 \text{ metros}$$

En total se instalarán 720 captadores o placas fotovoltaicas en grupos de 3x3, siendo la distribución de los grupos rectangular de 8 x 10 grupos.

Los captadores se atornillarán a una estructura secundaria de correas diseñada para la ocasión, que transmitirá las cargas a la estructura principal.

De los 720 captadores: 684 se conectarán a de los 12 inversores a razón de 57 captadores por inversor, 19 por cada entrada MPP. Los 36 captadores restantes se conectarán al último inversor, con 12 captadores por cada entrada MPP. Los inversores se colocarán de manera que el recorrido del cableado a usar sea el mínimo posible.

La Potencia Total Suministrada por la Planta Solar será:

$$12 \text{ Inversor} \times 3 \frac{\text{Entrada MPP}}{\text{Inversor}} \times 19 \frac{\text{Captador}}{\text{Entrada MPP}} \times 180 \frac{\text{KW}}{\text{Captador}} = 123120 \text{ KW}$$

$$1 \text{ Inversor} \times 3 \frac{\text{Entrada MPP}}{\text{Inversor}} \times 12 \frac{\text{Captador}}{\text{Entrada MPP}} \times 180 \frac{\text{KW}}{\text{Captador}} = 6480 \text{ KW}$$

$$P_{TOTAL\ SUM.} = 123120 \text{ KW} + 6480 \text{ KW} = 129600 \text{ KW}$$

Hoja de Cálculo

CARACTERÍSTICAS DEL GENERADOR SOLAR ASOCIADO A CADA UNO DE LOS CAMPOS SOLARES											
Nº Campo Solar	Nº paneles serie	Nº paneles paralelo	Total Paneles campo solar	Total Paneles asociados al inversor	Nº Inversor	V _{nom} generador solar PMP [V]	I _{generador solar NOM} PMP [A]	P _{generador solar NOM} PMP = P _{DC inv} [W _p]	I _{sc} GENERADOR SOLAR [A]	V _{oc} , GENERADOR SOLAR [v]	Dimensiones de cada campo solar [m ²]
1	19	1	19	57	INV. 1	694,45	5,35	10260	5,30	845,5	24,13
2	19	1	19			694,45	5,35		5,30	845,5	24,13
3	19	1	19			694,45	5,35		5,30	845,5	24,13
4	19	1	19	57	INV. 2	694,45	5,35	10260	5,30	845,5	24,13
5	19	1	19			694,45	5,35		5,30	845,5	24,13
6	19	1	19			694,45	5,35		5,30	845,5	24,13
7	19	1	19	57	INV. 3	694,45	5,35	10260	5,30	845,5	24,13
8	19	1	19			694,45	5,35		5,30	845,5	24,13
9	19	1	19			694,45	5,35		5,30	845,5	24,13
11	19	1	19	57	INV. 4	694,45	5,35	10260	5,30	845,5	24,13
11	19	1	19			694,45	5,35		5,30	845,5	24,13
12	19	1	19			694,45	5,35		5,30	845,5	24,13
13	19	1	19	57	INV. 5	694,45	5,35	10260	5,30	845,5	24,13
14	19	1	19			694,45	5,35		5,30	845,5	24,13
15	19	1	19			694,45	5,35		5,30	845,5	24,13
16	19	1	19	57	INV. 6	694,45	5,35	10260	5,30	845,5	24,13
17	19	1	19			694,45	5,35		5,30	845,5	24,13
18	19	1	19			694,45	5,35		5,30	845,5	24,13

19	19	1	19	57	INV. 7	694,45	5,35	10260	5,30	845,5	24,13
20	19	1	19			694,45	5,35		5,30	845,5	24,13
21	19	1	19			694,45	5,35		5,30	845,5	24,13
22	19	1	19	57	INV. 8	694,45	5,35	10260	5,30	845,5	24,13
23	19	1	19			694,45	5,35		5,30	845,5	24,13
24	19	1	19			694,45	5,35		5,30	845,5	24,13
25	19	1	19	57	INV. 9	694,45	5,35	10260	5,30	845,5	24,13
26	19	1	19			694,45	5,35		5,30	845,5	24,13
27	19	1	19			694,45	5,35		5,30	845,5	24,13
28	19	1	19	57	INV. 10	694,45	5,35	10260	5,30	845,5	24,13
29	19	1	19			694,45	5,35		5,30	845,5	24,13
30	19	1	19			694,45	5,35		5,30	845,5	24,13
31	19	1	19	57	INV. 11	694,45	5,35	10260	5,30	845,5	24,13
32	19	1	19			694,45	5,35		5,30	845,5	24,13
33	19	1	19			694,45	5,35		5,30	845,5	24,13
34	19	1	19	57	INV. 12	694,45	5,35	10260	5,30	845,5	24,13
35	19	1	19			694,45	5,35		5,30	845,5	24,13
36	19	1	19			694,45	5,35		5,30	845,5	24,13
37	12	1	12	36	INV. 13	438,60	5,35	6480	5,30	534	15,24
38	12	1	12			438,60	5,35		5,30	534	15,24
39	12	1	12			438,60	5,35		5,30	534	15,24

TOTALES:

39		720	720	13		129600		914,40
----	--	-----	-----	----	--	--------	--	--------

Verificación de la Potencia Pico del Campo Solar asociado a un Inversor

El inversor NT 8000 dispone de 3 MPP-Multitracking (con 1 entrada cada uno). El fabricante indica (véase la ficha técnica del inversor) que se le puede asociar un generador o campo solar con una potencia máxima de $9600 W_p$ (potencia pico). Aún así, se conoce que el inversor está diseñado para admitir una potencia pico hasta un 15% mayor ($W_{MÁXIMA} = 9600 \times 1,15 W_p = 11040 W_p$). Siendo $180 W_p$ la potencia pico de las placas fotovoltaicas BS-180S5, se verifica que el inversor admite la potencia pico de los campos solares que se le asocian:

$$W_{P \text{ CAMPO SOLAR}} \leq W_{MÁXIMA}$$

$$W_{P \text{ CAMPO SOLAR}} = 3 \times N_{MAX \text{ CAPT. SERIE}} \times N_{STRINGS \text{ PARALELO/MPP}} \times W_{P \text{ CAPTADOR}}$$

$$W_{P \text{ CAMPO SOLAR}} = 3 \times 19 \times 1 \times 180 = 10260 W_p$$

$10260 W_p \leq 11040 W_p$

BIBLIOGRAFÍA

- INSTALACIONES DE ENERGÍA FOTOVOLTAICA. Cómo rentabilizar la energía solar "Adaptado al código técnico de la edificación". Narciso Moreno Alfonso, Lorena García Díaz. Garceta, 2010. ISBN 9788492812264.
- Compendio de energía solar: Fotovoltaica, térmica y termoeléctrica (adaptado al Código Técnico de la Edificación y al nuevo RITE). José María Fernández Salgado. AMV Ediciones, 2010. ISBN 8496709515.