



UNIVERSITAT
POLITÈCNICA
DE VALÈNCIA

ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR
DE INGENIEROS DE CAMINOS,
CANALES Y PUERTOS



Diseño de un sistema solar fotovoltaico en una nave industrial del Puerto de Valencia

Memoria

Trabajo final de grado

Titulación: Grado en Ingeniería Civil

Curso: 2015/16

Autor: Victor Alfonso Sander Albelda

Tutor: D. Miguel Ángel Pérez Ruiz

Valencia, Septiembre de 2016

ÍNDICE

1	INTRODUCCIÓN	4
1.1	FINALIDAD DEL TRABAJO	4
1.2	ALCANCE DEL TRABAJO	4
2	INTRODUCCIÓN A LA ENERGÍA FOTOVOLTAICA	5
2.1	APLICACIONES PRINCIPALES	5
2.2	FUNCIONAMIENTO DE UNA PLANTA FOTOVOLTAICA	6
2.3	SITUACIÓN DE LA ENERGÍA FV EN ESPAÑA Y EUROPA	7
3	DISTRIBUCIÓN FÍSICA DE ELEMENTOS Y LOCALIZACIÓN	10
3.1	LOCALIZACIÓN	10
3.2	CARACTERÍSTICAS DE LA CUBIERTA	12
3.3	DISTRIBUCIÓN DE LOS PANELES FOTOVOLTAICOS	13
3.4	LOCALIZACIÓN DE LOS PANELES FOTOVOLTAICOS	14
4	CARACTERÍSTICAS DE LA INSTALACIÓN	15
4.1	Módulo solar fotovoltaico	15
4.1.1	Definición	15
4.1.2	La unión p-n	16
4.1.3	Tipologías de células fotovoltaicas	17
4.1.4	Elección del módulo solar fotovoltaico	18
4.2	Inversor	20
4.2.1	Definición	20
4.2.2	Elección del inversor	21
4.3	Estructura soporte	24
4.3.1	Definición	24
4.3.2	Tipologías	24
4.3.3	Elección del soporte	25
4.4	Protecciones	27
4.5	Puesta a tierra	27

4.6	Contador	28
5	DIMENSIONADO DE LA INSTALACIÓN	30
5.1	Orientación de los paneles.	31
5.2	Inclinación de los paneles.	32
5.3	Distancia de separación entre filas de módulos	34
5.3.1	Alternativa 1: disposición vertical de los módulos	36
5.3.2	Alternativa 2: disposición horizontal de los módulos	36
5.4	Cálculo del Factor de Irradiación (FI)	37
5.5	Cálculo del Factor de Sombras (FS)	37
5.6	Determinación de la cantidad de energía incidente disponible en la ubicación de la instalación: $G_{dm}(\alpha, \beta)$	38
5.7	Dimensionado físico	40
5.7.1	Alternativa 1	40
5.7.2	Alternativa 2	42
5.7.3	Conclusiones	43
5.8	Dimensionado eléctrico	43
5.8.1	Módulos en serie	44
5.8.2	Módulos en paralelo	45
5.9	Número total de módulos, inversores y soportes.	46
5.10	Rendimiento de la instalación (PR)	48
6	PRODUCCIÓN ENERGÉTICA ESPERADA	53
7	ESTUDIO DE LA DEMANDA ENERGÉTICA	56
7.1	Tarifa eléctrica	56
7.2	Consumo eléctrico	58
7.3	Estimación de la demanda diaria	60
8	PRODUCCIÓN UTIL	62
9	MANTENIMIENTO	68
9.1	Operación de la instalación	68
9.2	Mantenimiento predictivo	70

9.3	Mantenimiento preventivo	70
9.4	Mantenimiento correctivo	71
10	ESTUDIO ECONÓMICO	73
10.1	Introducción	73
10.2	Presupuesto	73
10.3	Ahorro previsto o ingresos	73
10.4	Gastos explotación anuales	75
10.5	Gastos financieros	76
10.6	Balance económico. Beneficios	77
10.7	Rentabilidad	79
10.7.1	VAN	79
10.7.2	TIR	80
10.7.3	Periodo de recuperación del capital invertido	80
11	IMPACTO AMBIENTAL	81
11.1	Impacto debido al funcionamiento de la instalación	81
11.2	Impacto debido a la fabricación de componentes	81
12	CONCLUSIONES	83
13	REFERENCIAS	84

1 INTRODUCCIÓN

1.1 FINALIDAD DEL TRABAJO

Este trabajo consiste en el diseño de un sistema fotovoltaico sobre una cubierta de una nave industrial ya existente en el Puerto de Valencia.

Los principales cometidos de este trabajo son:

1. La utilización de un espacio en desuso, como es la cubierta de la nave industrial.
2. Ajustar la producción energética de la instalación a la demanda energética de la industria.
3. Generación de unos beneficios, tanto económicos como medioambientales.
4. La instalación resulte viable económicamente.

1.2 ALCANCE DEL TRABAJO

En primer lugar se exponen los aspectos más importantes de la tecnología fotovoltaica, su crecimiento en los últimos años y la situación actual.

Se estudia el caso concreto de una nave industrial en la provincia de Valencia en la que se analizan, entre otros, los siguientes aspectos:

- Estudio de la demanda energética.
- El cálculo de la radiación disponible.
- El cálculo eléctrico o dimensionamiento de la instalación fotovoltaica.
- Previsión de la energía producida.
- Los componentes de la instalación.
- La distribución física de los elementos.
- Estudio económico.

Es decir, se pretende estudiar la realidad de los proyectos de energía fotovoltaica desde el caso concreto de una instalación sobre una cubierta de una nave industrial.

2 INTRODUCCIÓN A LA ENERGÍA FOTOVOLTAICA

La utilización de la energía solar como fuente de generación de energía eléctrica nace como consecuencia de tres hechos fundamentales: se trata de una fuente inagotable y gratuita de energía, existe una necesidad de electricidad creciente a nivel mundial, y por último, se trata de una energía medioambientalmente sostenible y limpia.

La energía del Sol es un recurso casi universal, como se muestra en la figura 2, incluso se puede aprovechar en zonas con relativamente poca radiación, como es el caso de Alemania, líder mundial en fotovoltaica en cuanto a potencia instalada.

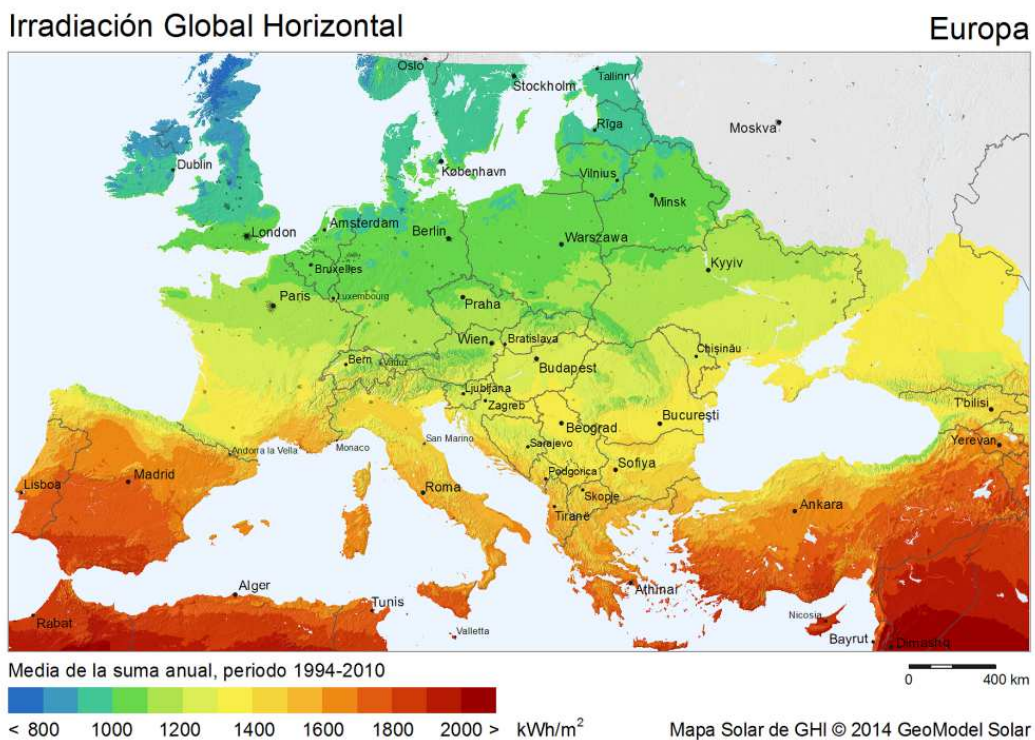


Fig. 2-1 Distribución de la irradiancia solar en Europa

2.1 APLICACIONES PRINCIPALES

La energía solar fotovoltaica tiene una amplia gama de aplicaciones donde se necesite generar electricidad, ya sea para cubrir las necesidades energéticas en lugares donde no existe la posibilidad de acceso a la red eléctrica (sistemas fotovoltaicos autónomos o “stand alone”) o bien para producir energía que será introducida en la red eléctrica.

Desde el punto de vista de instalaciones fotovoltaicas corrientes, como es nuestro caso, podemos clasificar las aplicaciones en tres grupos:

- Sistemas conectados a la red eléctrica o “grid connected”
 - Conectado en paralelo a la red eléctrica.
 - En caso de necesidad se toma energía de la red eléctrica.
 - El exceso de producción se inyecta a la red.
 - Pago de peaje por producción de energía (actual legislación española)
- Sistemas aislados o “stand alone”
 - Pequeño consumo.
 - Necesidad de acumuladores de energía (baterías).
 - Lugares aislados de la red eléctrica.
- Sistemas conmutados
 - Es un sistema conectado a la red que puede aislarse de la misma.

2.2 FUNCIONAMIENTO DE UNA PLANTA FOTOVOLTAICA

En el caso más habitual, como es el nuestro, un sistema fotovoltaico conectado a red está formado principalmente por:

- Generador fotovoltaico.
- Inversor.
- Conexión a red (contador).
- Protecciones.

A continuación se muestra un esquema del funcionamiento de una planta fotovoltaica (fig. 2-2). En el apartado 4 del presente documento se detallan cada una de las funciones de los elementos que forman el sistema.

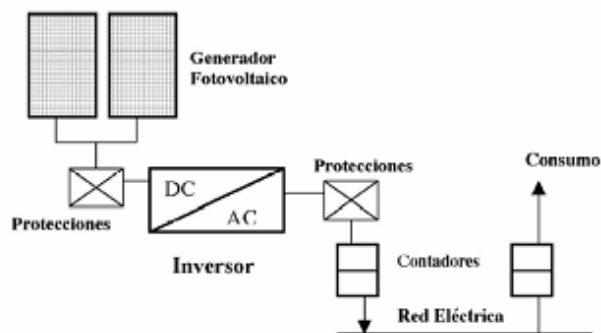


Fig. 2-2 Esquema funcionamiento planta fotovoltaica

2.3 SITUACIÓN DE LA ENERGÍA FV EN ESPAÑA Y EUROPA

Las energías renovables ocupan un lugar muy importante en España, en cuanto a la producción de energía eléctrica se refiere. Según el Informe del Sistema Eléctrico español, en el año 2015 el 36,9% de la generación eléctrica se produjo mediante energías renovables. Sin embargo, este dato ha sido 4,9 puntos porcentuales inferior al del año 2014 (42,8%), como se muestra en el Gráfico 2-1. En gran parte fue debido a que el año 2015 fue hídricamente más seco de lo habitual y en consecuencia hubo un descenso del 27,5% en la producción hidroeléctrica, como se observa en la Tabla 2-1. Por el contrario, la generación con carbón y mediante ciclo combinado subieron un 23,8% y un 18,7% respectivamente.

Pese a ello se observa una tendencia al alza de la generación eléctrica mediante renovables en el sistema eléctrico español, siendo por el momento superior a la media europea (30,6%).

EVOLUCIÓN DE LA GENERACIÓN RENOVABLE Y NO RENOVABLE PENINSULAR (%)

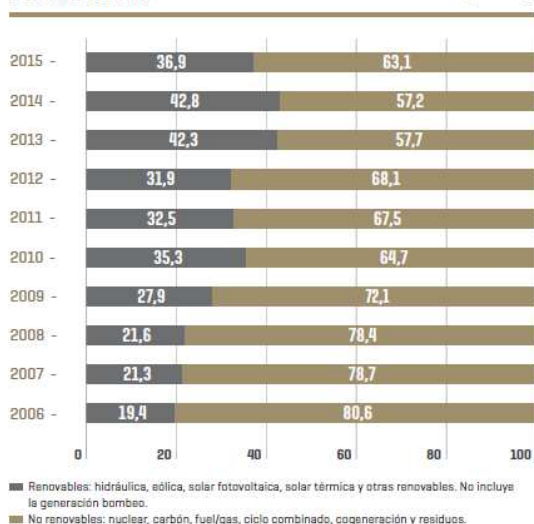


Gráfico 2-1 Evolución de la generación renovable y no renovable peninsular

BALANCE DE ENERGÍA ELÉCTRICA NACIONAL (1)

	Sistema peninsular	
	GWh	% 15/14
Hidráulica	30.815	-27,5
Nuclear	54.755	-0,2
Carbón	50.924	23,8
Fuel/gas (2)	0	-
Ciclo combinado (3)	25.334	18,7
Hidroeléctrica	-	-
Eólica	47.707	-5,8
Solar fotovoltaica	7.839	0,5
Solar térmica	5.085	2,5
Otras renovables (4) (5)	4.615	-2,2
Cogeneración (5)	25.078	-2,0
Residuos (6)	1.886	-
Generación	254.036	0,2

Tabla 2-1 Balance de energía eléctrica sistema peninsular

En cuanto a la energía fotovoltaica se refiere, se mantuvo prácticamente invariable respecto al año 2014, ya que solo fue 0,5% superior llegando a los 7839 GWh. Esto únicamente supone el 3,1% de la generación anual de energía eléctrica en el sistema eléctrico peninsular, como muestra el Gráfico 2-2.

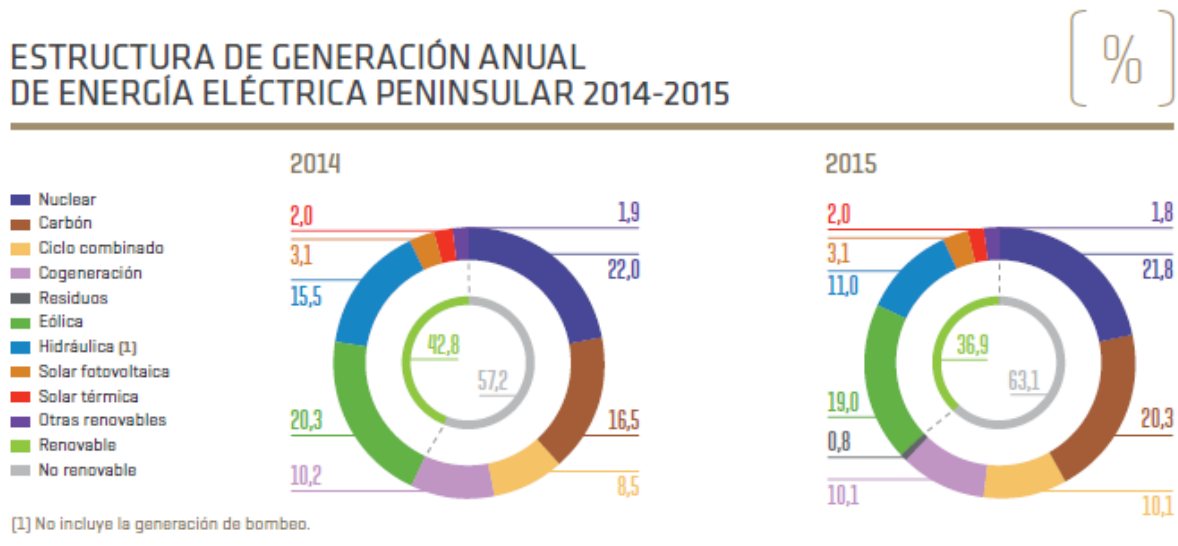


Gráfico 2-2 Estructura de generación anual de energía eléctrica peninsular 2014-2015

El peso de la energía fotovoltaica dentro de las renovables solo supuso el 8,4% en el año 2015, como muestra el Gráfico 2-3.

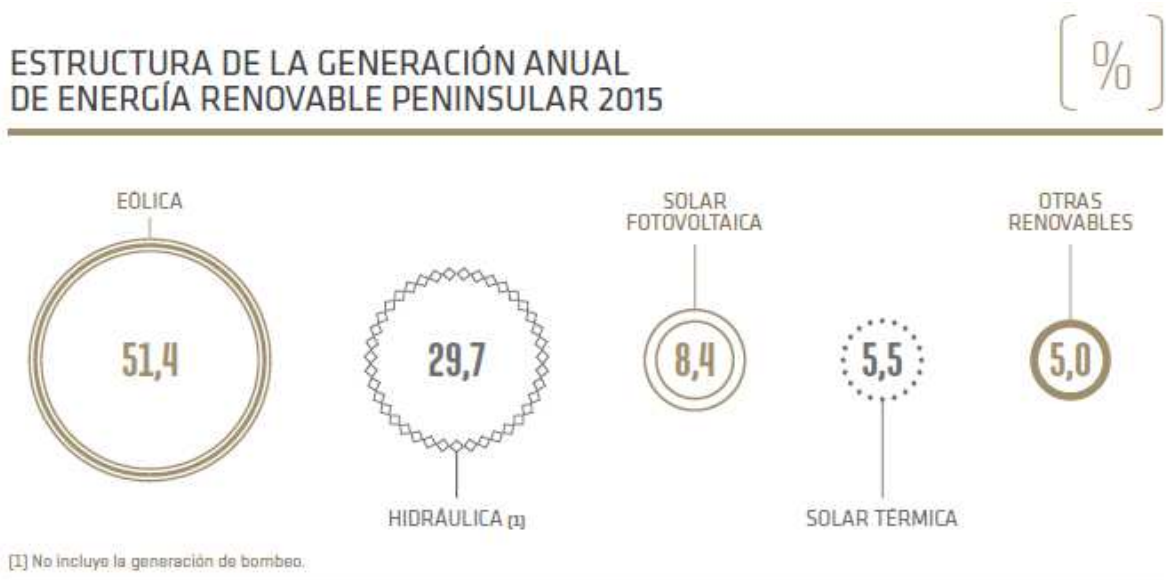


Gráfico 2-3 Peso de la energía fotovoltaica dentro de las renovables

Por otro lado, en cuanto a la potencia instalada de energía fotovoltaica, se observa que desde el año 2011 se mantiene prácticamente invariable. En el año 2015 aumento tan solo un 0,4% respecto al año 2014, alcanzando los 4420 MW instalados.

DESGLOSE DE POTENCIA INSTALADA
A 31.12.2015. SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL

	Sistema peninsular	
	MW	% 15/14
Hidráulica	20.352	4,6
Nuclear	7.573	0,0
Carbón	10.468	0,0
Fuel/gas	0	-100,0
Ciclo combinado	24.948	0,0
Hidroeólica	-	-
Eólica	22.864	0,0
Solar fotovoltaica	4.420	0,4
Solar térmica	2.300	0,0
Otras renovables (1) (2)	742	-24,5
Cogeneración (2)	6.684	-5,2
Residuos (2)	677	-
Total	101.027	0,5

Tabla 2-2 Desglose de la potencia instalada sistema peninsular

Este estancamiento es principalmente debido a la desaparición de las primas a la fotovoltaica a partir de 2012 (Real Decreto Ley 1/2012). Además en el año 2016 ha entrado en vigor Real Decreto 900/2015, de 9 de octubre, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo, estableciendo unos peajes a la producción.

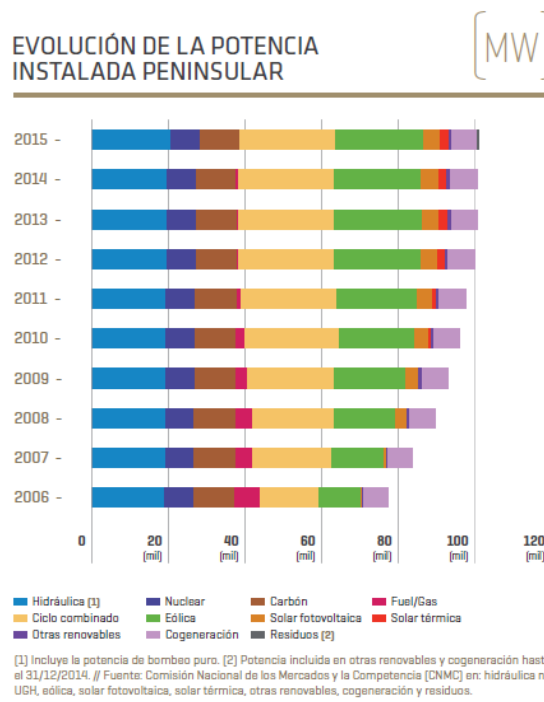


Gráfico 2-4 Evolución de la potencia instalada peninsular

En la siguiente Imagen 3-2 se puede observar el mapa del Puerto de Valencia donde se señala la nave industrial, situada dentro del ZAL (Zona de Actividad Logística).

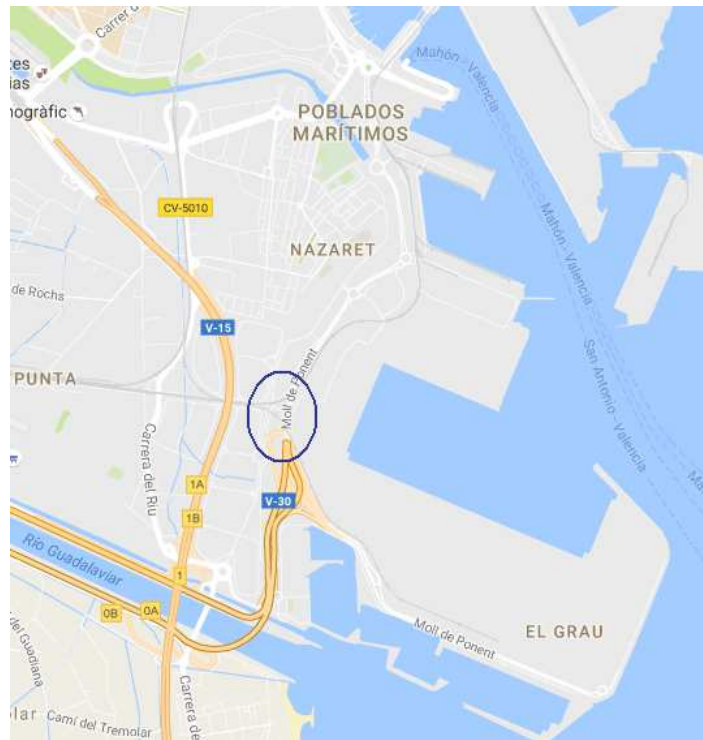


Imagen 3-2 Ubicación de la nave en el Puerto de Valencia

Las coordenadas exactas de la nave industrial son:

— 39°26'13.00"N / 0°20'6.51"O.

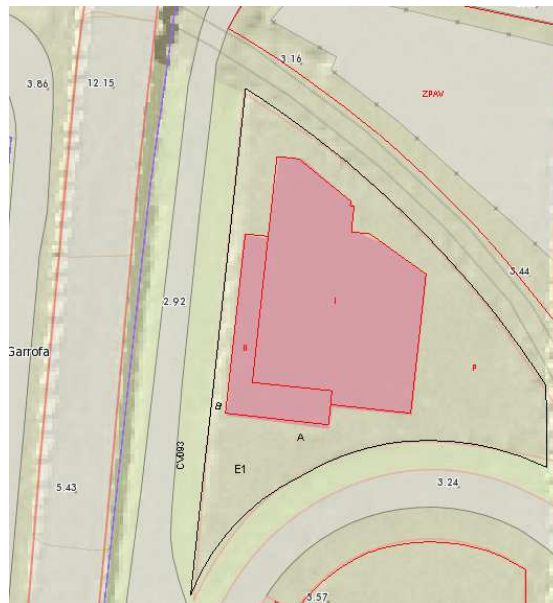


Imagen 3-3 Catastro Comunidad Valenciana

Dicha nave tiene una orientación norte-sur (con una desviación de 2,5º respecto del norte). A efectos de cálculo de la producción de la instalación solar consideraremos dicha desviación despreciable.

3.2 CARACTERÍSTICAS DE LA CUBIERTA

Se trata de dos naves contiguas, por lo que realmente son dos las cubiertas en las que vamos a realizar la instalación.

Ambas cubiertas están realizadas con panel tipo sándwich con una inclinación a dos aguas del 30%. La nave 1 tiene unas dimensiones en planta de 45,47 x 20,78 m y la nave 2 19,93 x 35,49 m. A efectos de cálculo consideraremos, ya que la cubierta está inclinada y dejando unos márgenes para mantenimiento, que disponemos de 2 superficies útiles en la nave 1 de 40 x 11m y de 2 de 30 x 11m en la nave 2.

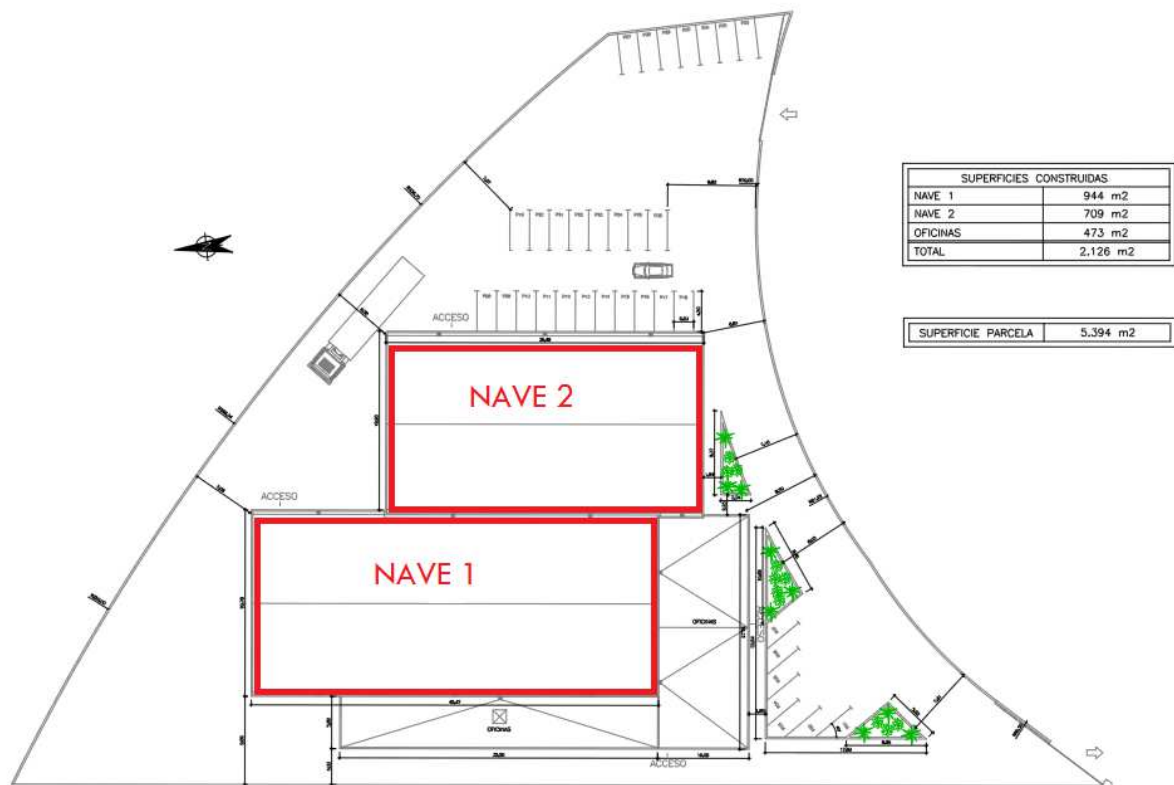


Imagen 3-4 Situación en planta de la nave industrial

Las correas sobre las que apoya dicha cubierta son del tipo ZF -160x2, a las cuales se anclará la estructura soporte de los paneles fotovoltaicos, cuya distribución es la que se adjunta en la Imagen 3-5.

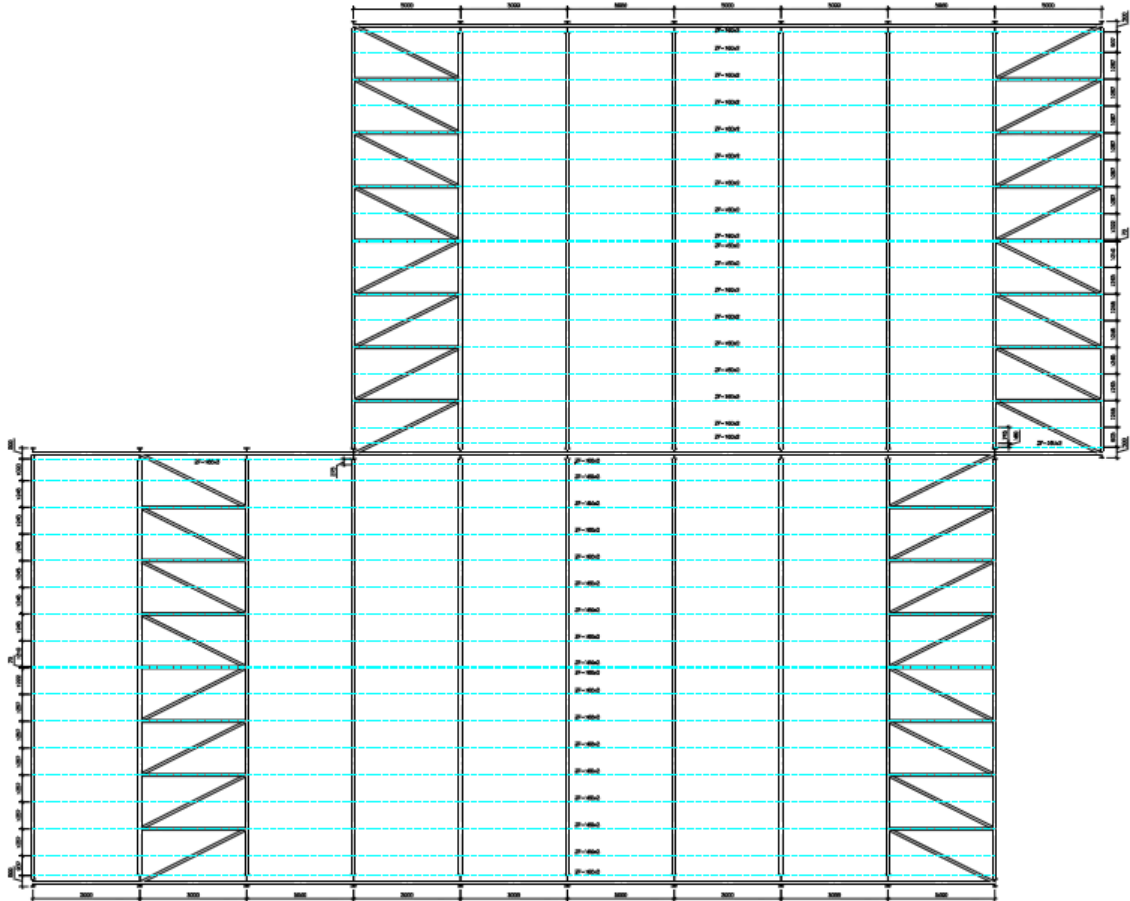


Imagen 3-5 Distribución de las correas

3.3 DISTRIBUCIÓN DE LOS PANELES FOTOVOLTAICOS

En primer lugar definiremos el concepto de alineación. En nuestro caso, llamaremos alineación a la agrupación módulos fotovoltaicos situados en una misma “fila”. Cada fila de módulos fotovoltaicos esta compuesta por:

- 6 módulos fotovoltaicos
- 2 soportes fotovoltaicos, es decir, se disponen 3 módulos por soporte.

En total se disponen:

- Nave 1: 252 paneles y 84 soportes.
- Nave 2: 180 paneles y 60 soportes.

3.4 LOCALIZACIÓN DE LOS PANELES FOTOVOLTAICOS

Los paneles fotovoltaicos quedan distribuidos como se indica en la siguiente imagen 3-6.

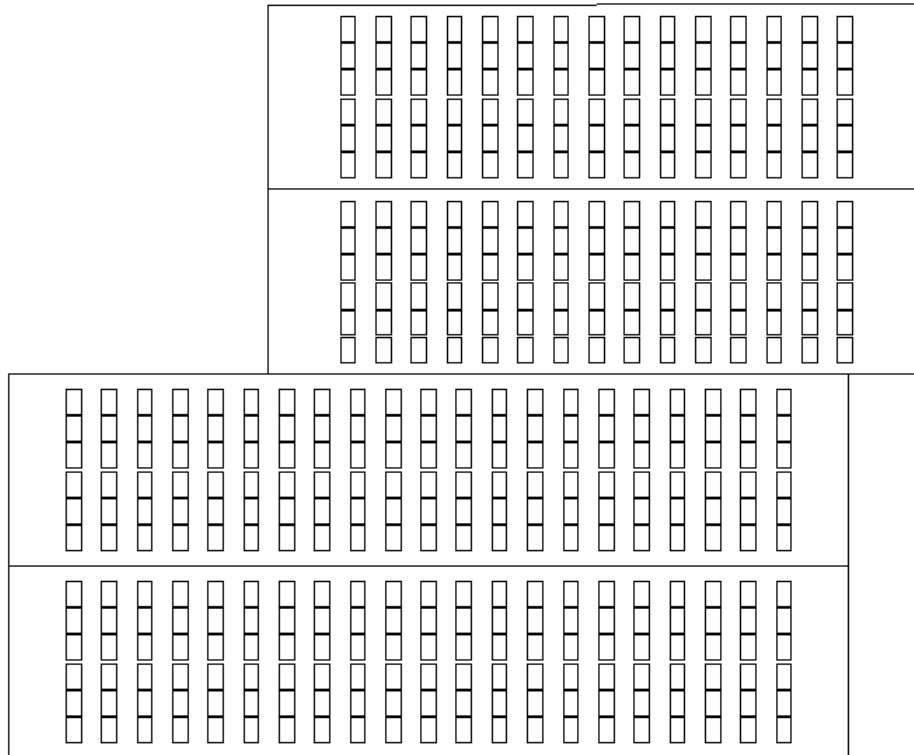


Imagen 3-6 Localización de los paneles fotovoltaicos

4 CARACTERÍSTICAS DE LA INSTALACIÓN

La instalación fotovoltaica diseñada se trata de una instalación conectada a red, formada por un campo generador (paneles fotovoltaicos) y un sistema de transformación de energía eléctrica (inversores), que se encargan de convertir la corriente continua producida por el campo fotovoltaico en corriente alterna en las condiciones correctas para poder verterla a la red de distribución de forma segura.

A lo largo de todo este proceso de conversión de la energía solar en corriente alterna, se disponen todos los elementos que a continuación detallamos y que hacen que sea posible dicho proceso.

4.1 Módulo solar fotovoltaico

4.1.1 Definición

El módulo fotovoltaico o también llamado panel fotovoltaico, es un conjunto de células fotovoltaicas conectadas entre sí. Éstas quedan protegidas por una cubierta superior y otra inferior además de un marco exterior metálico, dándole protección mecánica y contra agentes externos como el viento o agua (lluvia, nieve, granizo...). De esta forma se garantiza que no se modifiquen las propiedades de las células y no queden expuestas a procesos de oxidación que inutilizarían la célula.

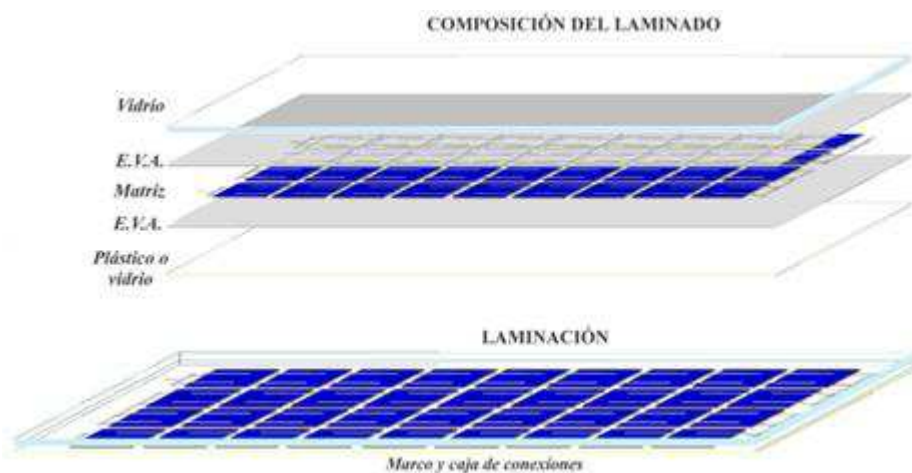


Imagen 4-1 Estructura laminar básica de un panel fotovoltaico

Uno de los principales objetivos que se pretende conseguir con los módulos solares es lograr la máxima captación solar evacuando el calor para mejorar el rendimiento, ya que cuánto mayor es la temperatura en la célula fotovoltaica, menor es el rendimiento.

Las células que se emplean para la construcción de los paneles han de tener las mismas propiedades eléctricas para un correcto funcionamiento del conjunto.

Las células fotovoltaicas son las encargadas de transformar la energía solar en energía eléctrica a través efecto fotovoltaico o fotoeléctrico. Este proceso da a lugar en los materiales semiconductores que tienen la propiedad de absorber y emitir electrones. Cuando los electrones libres son capturados, se crea una corriente eléctrica.

4.1.2 La unión p-n

Este proceso se consigue en la células fotovoltaicas gracias a la “unión p-n”. Esta unión esta formada por una primera capa más delgada de silicio tipo “n”, en el que se han sustituido átomos de silicio por átomos de fósforo, de forma que queda un electrón libre. La segunda capa más gruesa de semiconductor tipo “p” se consigue gracias a que se ha sustituido átomos de silicio por átomos de boro, quedando un hueco libre para un electrón.

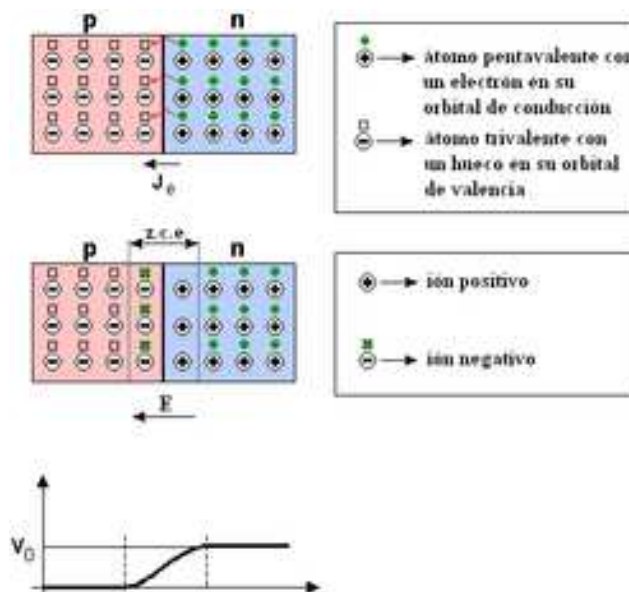


Imagen 4-2 Esquema unión P-N

De esta forma cuando la luz solar incide sobre la capa “n” los electrones libres tienden a ocupar los huecos de la capa “p” creándose así un campo eléctrico. Mediante un conductor externo, se conecta la capa negativa a la positiva, generándose una corriente eléctrica continua de la zona “p” a la zona “n”. Así pues, mientras la luz siga incidiendo sobre la superficie de la célula habrá corriente eléctrica, y la intensidad será proporcional a la radiación incidente.

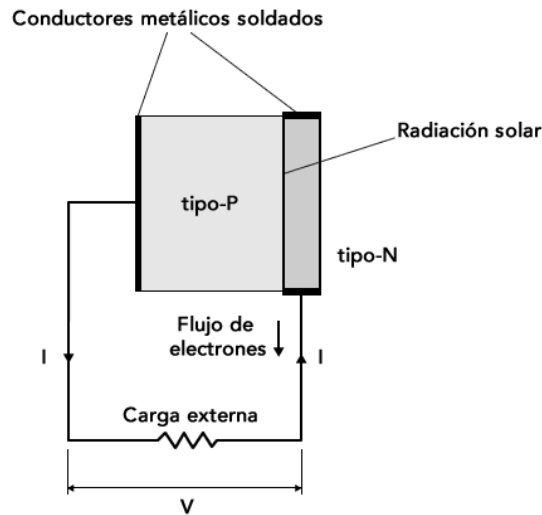


Imagen 4-3 Esquema funcionamiento unión P-N

4.1.3 Tipologías de células fotovoltaicas

En la actualidad son tres los tipos de células solares de silicio con “unión p-n”:

- Silicio monocristalino. Son las más utilizadas para módulos solares debido a su buen comportamiento, ya que tiene una estructura completamente ordenada. Su fabricación es compleja y el rendimiento oscila entre el 15 - 20%.
- Silicio policristalino. Las células están formadas por diferentes estructuras cristalinas ordenadas separadas entre sí. Se obtiene de forma análoga al silicio monocristalino pero con menos fases de cristalización. Debido a estos enlaces entre las diferentes regiones cristalinas el rendimiento disminuye oscilando entre el 12 – 14 %.
- Silicio amorfo. Se trata de una estructura altamente desordenada. El proceso de fabricación es más simplificado y más económico. Son eficientes bajo luz artificial, pero su rendimiento es menor de 10 %.

Además de las células de silicio, existen otros tipos de células como la célula de película delgada cuyo rendimiento es muy bajo y la tecnología para su obtención está poco desarrollada, o como la célula de arseniuro de galio que tiene unas propiedades excelentes pero por el momento su producción es todavía muy costosa.

4.1.4 Elección del módulo solar fotovoltaico

El módulo solar fotovoltaico escogido es el modelo JKM-215 de la marca Jinko-Solar. Se trata de un módulo formado por 72 (6x12) células de silicio monocristalino.



Imagen 4-4 Panel fotovoltaico JKM-215

Se ha escogido este panel fotovoltaico por las siguientes razones:

- Alto rendimiento: 16,84 %.
- Buen comportamiento en condiciones de poca irradiación.
- Gran resistencia al viento (2400 Pa) y a la nieve (5400 Pa).
- Peso reducido: 14,5 kg, disminuyendo así el peso que deben soportar las correas de la nave industrial.
- Garantía de rendimiento lineal a 25 años.
- Precio competitivo. (< 1€/Wp)
- Alta durabilidad en condiciones de corrosión. Puesto que nuestra instalación esta cerca del mar, es un factor importante a tener en cuenta.
- Dimensiones adecuadas para maximizar el espacio disponible en la cubierta.

Las características más importantes son las especificadas en la siguiente tabla:

Características del módulo JKM-215	
Especificaciones Eléctricas	
Potencia nominal	215 W
Eficiencia	16,84 %
Corriente de Maxima Potencia (Imp)	5,7 A
Tensión de Máxima Potencia (Vmp)	37,7 V
Corriente de Cortocircuito (Isc)	6,09 A
Tensión de Circuito Abierto (Voc)	46,4 V
Parámetros térmicos	
Coeficiente de Temperatura de Isc (α)	0,05 %/°C
Coeficiente de Temperatura de Voc (β)	-0,29 %/°C
Coeficiente de Temperatura de P(γ)	-0,4 %/°C
Especificaciones mecánicas	
Dimensiones	1580x808x35 mm
Peso	14,5 kg
Área	1,63 m ²
Tipo célula	Monocristalina 125 x 125 mm
Cristal en serie	72(6x12) ud
Cristal delantero	3,2 mm

Tabla 4-1 Características del módulo fotovoltaico

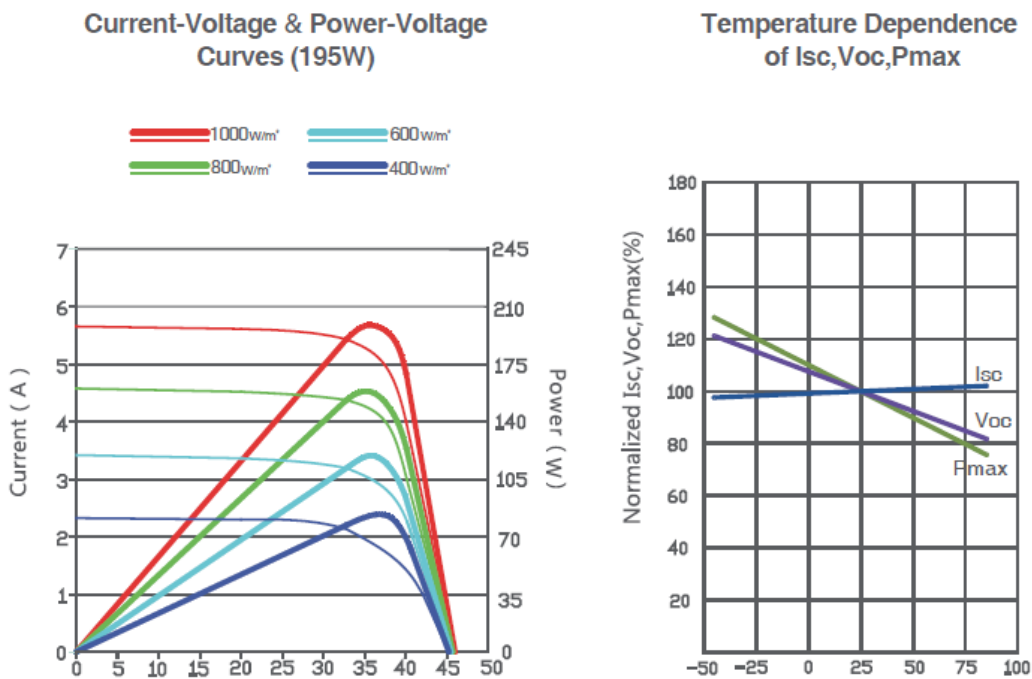


Imagen 4-4 Curva I-V, P-V y influencia de la Temperatura

- Regulación del valor eficaz de la tensión de salida.
- Seguir el punto de máxima potencia de los módulos fotovoltaicos, optimizando la producción.

Actualmente la gran mayoría de inversores disponen de un sofisticado sistema de medición de datos que nos permite saber en cada momento los parámetros fundamentales de funcionamiento, como la tensión de trabajo, la intensidad, la potencia...etc. Además proporciona datos sobre la temperatura de trabajo y ambiental. Todo ello nos permitirá un adecuado mantenimiento preventivo de la instalación.

De cara al dimensionamiento deberemos tener en cuenta las especificaciones técnicas del inversor, ya que en función del campo generador deberemos disponer un inversor con unas características dadas.

En la mayoría de los casos es recomendable disponer más de un inversor, puesto que en caso de avería solo dejaría de funcionar la parte de la instalación conectada a este inversor.

4.2.2 Elección del inversor

El inversor escogido es el modelo FS0040_T de la gama LVT de la marca Power Electronics.



Imagen 4-6 Inversor FS0040_T de Power Electronics

Se trata de un inversor de conexión a red ideal para plantas fotovoltaicas de pequeña y mediana escala como la nuestra.

Equipadas con un transformador de baja tensión de alta eficiencia. Se trata de un inversor central robusto y compacto. En nuestro caso hemos escogido la versión para exteriores (outdoor).

La gama LVT ofrece las últimas funcionalidades de apoyo dinámico a red, FFA(acceso frontal total), armario auto-portante, protecciones CC/CA y PMTA (Algoritmo de búsqueda Máxima Potencia Múltiple).

Fácil de instalar y preparado para ofrecer los más elevados estándares de calidad certificados por TÜV Rheinland.

Las características eléctricas que nos garantiza el fabricante son las siguientes:

Características eléctricas	
Potencia nominal	48 kW
Eficiencia máxima	96,2 %
Rango de tensión MPP	450 – 820 A
Corriente CC máxima de entrada (Imax)	103 V
Frecuencia nominal	50 – 60 Hz
Tensión nominal CA	400 V ($\pm 10\%$)
Corriente nominal CA	58 A
Factor de potencia ($\cos \phi$)	0,95

En la siguiente gráfica podemos observar el rendimiento del inversor en función de la potencia de entrada (P/P_{nom}). Nuestro inversor coincide con la grafica de color tierra, la que el fabricante denomina Frame 2.

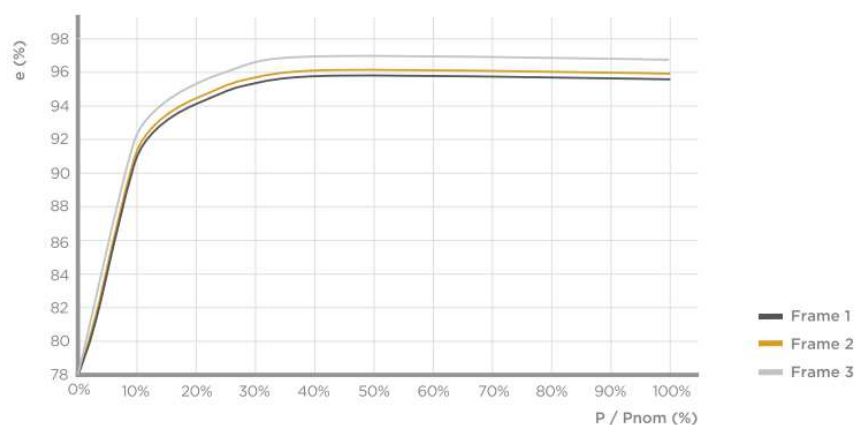


Gráfico 4-1 Eficiencia del inversor respecto a la potencia de entrada (P/P_{nom})

Se puede observar que la eficiencia del inversor es máxima a partir de que la potencia de entrada al inversor sea del orden del 30% (14,4kW) de la potencia nominal del inversor (48kW).

Las características físicas del inversor son las que aparecen en la siguiente tabla:

Características físicas	
Altura	1600 mm
Ancho	1040 mm
Profundidad	755 mm
Peso	750 kg

Y en la siguiente imagen se muestra gráficamente.

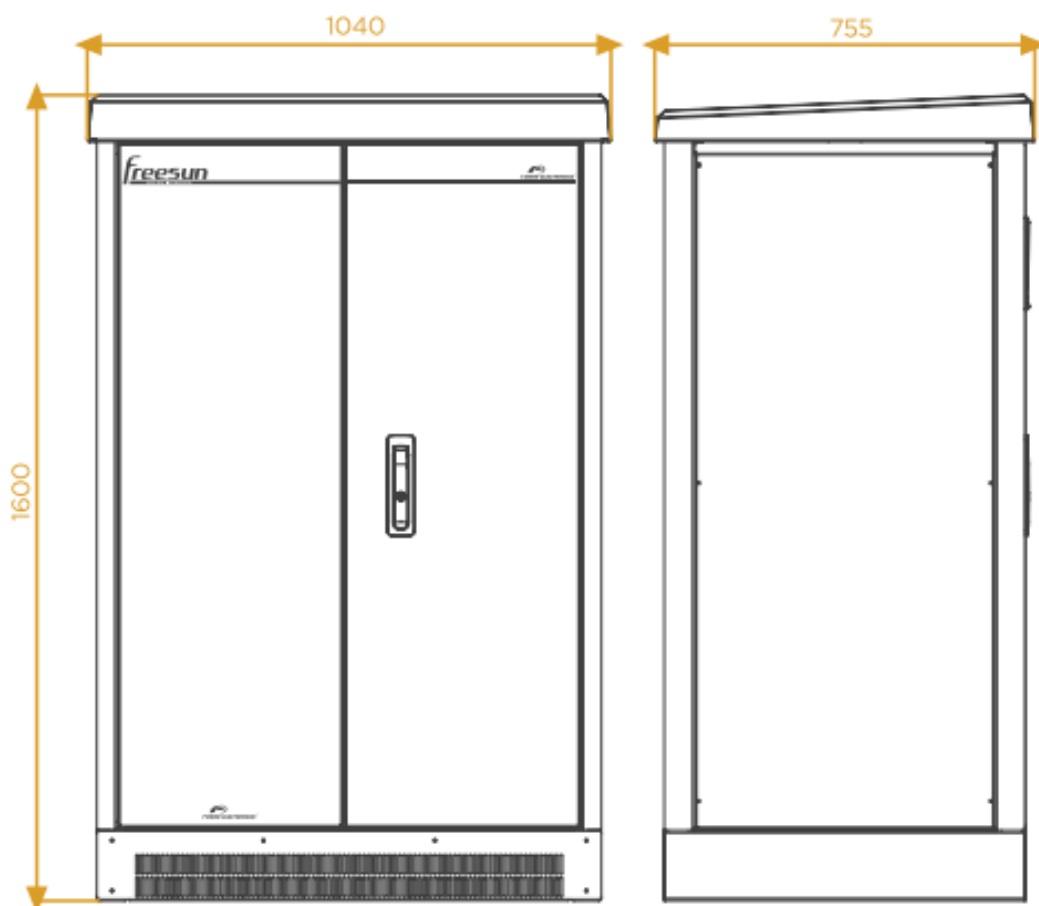


Imagen 4-7 Dimensiones inversor FS0040_T

4.3 Estructura soporte

4.3.1 Definición

Para asegurar los módulos solares a la cubierta de la nave industrial, éstos se dispondrán sobre una estructura soporte que nos permitirá el anclaje y sujeción de los mismos. Esta estructura soporte estará dispuesta con la orientación y el ángulo de inclinación idóneos para la máxima producción de los generadores fotovoltaicos.

Una de las principales funciones de esta estructura soporte es asegurar la rigidez de los paneles y resistir las cargas que son ejercidas por los agentes atmosféricos como el viento y la nieve, así como el peso propio del panel. Además se encarga de transmitir dichas cargas a la estructura de la nave, ya que dicha estructura soporte estará anclada a las correas de la cubierta.

Por otro lado, deberá ser resistente a los efectos producidos por el tipo de ambiente en el que está expuesta, como puede ser la corrosión o las heladas. Asimismo tendrá la capacidad de admitir dilataciones térmicas debidas a la diferencias de temperatura en las distintas épocas del año, sin que éstas afecten a la integridad de los módulos ni de la estructura.

Por ello, la tornillería empleada para la unión a las correas como para la sujeción de los paneles deberá ser de acero inoxidable.

4.3.2 Tipologías

Actualmente existen en el mercado diversos tipos y modelos de estructuras soporte para módulos solares. La mayoría de estas ya están diseñadas y calculadas por los propios fabricantes, lo que facilita su elección y montaje.

Dichas estructuras soporte se clasifican fundamentalmente en dos tipos en función de su movilidad:

- Estructuras fijas. Tienen una orientación e inclinación fijas. Son las que habitualmente se emplean en cubiertas solares.

- Estructuras móviles. Poseen uno o dos rangos de movimiento, lo que permite seguir la posición del sol en cada momento para que la captación de energía sea máxima. Estas estructuras son más habituales en huertos solares, donde la inversión es muy elevada y se debe conseguir la mayor producción posible, ya que esta puede llegar a aumentar en un 35% respecto al empleo de una estructura fija. Por otro lado el precio de estas estructuras es elevado.

4.3.3 Elección del soporte

El soporte elegido está fabricado por la empresa MecaSolar. Se trata de una de las empresas líderes del sector con mas 400MW de potencia instalada con sus estructuras soportes en todo el mundo. MecaSolar cuenta en estos momentos con los certificados ISO 9001:2008 (como norma de aseguramiento de la calidad) e ISO 14001:2004 (que certifica su sistema de diseño y fabricación de seguidores y estructuras acorde con el medioambiente y sostenible con el entorno). Además todos los productos de MECASOLAR cuentan con el certificado CE, que le permite vender sus productos de forma homologada en todos los países de la Comunidad Europea. Además posee una planta de fabricación en España, lo que abarata los costes de transporte.

El modelo seleccionado es el MS-ROOF 3H INC-ST-NS ya que:

- Se trata de una estructura soporte fija, lo habitual para una cubierta industrial.
- Posibilidad de colocar los paneles con una inclinación 30º, es decir, la óptima.
- Idóneo para una orientación de las correas Norte-Sur, como es nuestro caso.
- Es apta para cualquier tipo de módulo solar.
- Dimensiones adecuadas para el espacio disponible en la cubierta, ya que se pueden colocar 2 soportes contiguos por cada una de las vertientes de la nave.
- Se pueden colocar 3 paneles de forma horizontal por soporte, maximizando el espacio en la cubierta, como se verá a continuación en el apartado de dimensionado (apartado 5).
- Anclaje a las correas, ya que nuestra cubierta es del tipo panel sándwich no resistente.

- Perfiles extrusionados de aleación de aluminio AW-6063 y estado T5, con protección superficial mediante anodizado. Estructura muy ligera.
- Es de fácil montaje, elevada duración, y alta resistencia a las inclemencias del tiempo.
- Tornillos en acero inoxidable calidad A2, con lo que se garantiza que no existirá par galvánico entre el acero y el aluminio, evitando con ello que la estructura y el módulo sufran cualquier tipo de alteración que pueda afectar a su resistencia durante toda la vida de la instalación.

En la siguiente figura se muestran las características proporcionadas por el fabricante del soporte MS-ROOF 3H INC-ST-NS.

REFERENCIA MECASOLAR	DISPOSICIÓN MODULOS	TIPO ANCLAJES	MODULOS	ORIENTACIÓN	DISPOSICIÓN EN CUBIERTA
MS-ROOF 3H INC-ST-NS	HORIZONTAL	A ESTRUCTURA	3	N-S	INCLINADA
MS-ROOF 2H INC-ST-NS			2		

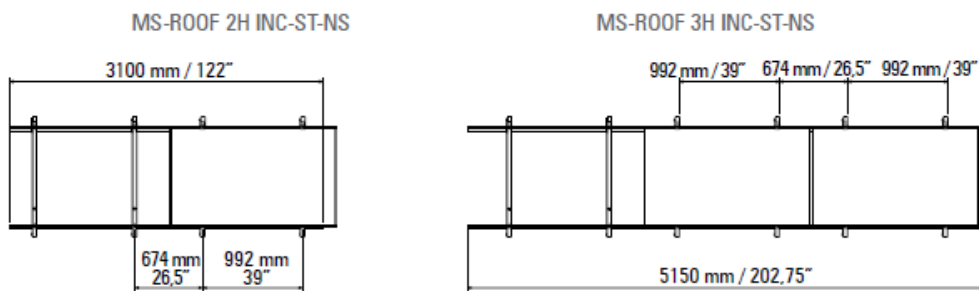


Imagen 4-8 Esquema soporte MS-ROOF 3H INC-ST-NC

Además en la siguiente figura se observa la disposición de la estructura en la cubierta, que en nuestro caso será de 30° inclinada al sur.

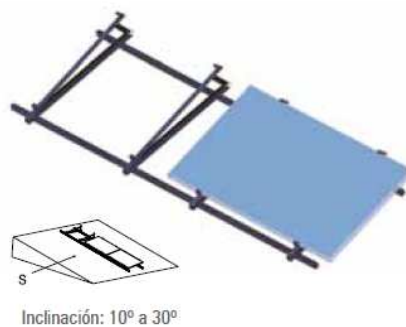


Imagen 4-9 Grados de inclinación posibles de la estructura soporte

4.4 Protecciones

En las instalaciones fotovoltaicas es necesario instalar unas protecciones adicionales a las dispuestas en el inversor con el fin de garantizar la seguridad de la instalación ante un posible fallo o mal funcionamiento. Para ello se deberán de instalar siguientes protecciones recogidas en RD 1663/2000 (artículo 11):

1. Interruptor general manual, que será un interruptor magnetotérmico con intensidad de cortocircuito superior a la indicada por la empresa distribuidora en el punto de conexión. Este interruptor será accesible a la empresa distribuidora en todo momento, con objeto de poder realizar la desconexión manual.
2. Interruptor automático diferencial, con el fin de proteger a las personas en el caso de derivación de algún elemento de la parte continua de la instalación.
3. Interruptor automático de la interconexión, para la desconexión-conexión automática de la instalación fotovoltaica en caso de pérdida de tensión o frecuencia de la red, junto a un relé de enclavamiento.
4. Protección para la interconexión de máxima y mínima frecuencia (51 y 49 Hz, respectivamente) y de máxima y mínima tensión (1,1 y 0,85 Um, respectivamente).
5. Estas protecciones podrán ser precintadas por la empresa distribuidora, tras las verificaciones a las que hacen referencia los artículos 6 y 7.
6. El rearme del sistema de conmutación y, por tanto, de la conexión con la red de baja tensión de la instalación fotovoltaica será automático, una vez restablecida la tensión de red por la empresa distribuidora.

4.5 Puesta a tierra

La puesta o conexión a tierra es la unión eléctrica directa, sin fusibles ni protección alguna, de una parte del circuito eléctrico o de una parte conductora, que en condiciones normales no se encuentra en tensión, mediante una toma de tierra con un electrodo enterrado en el suelo. Mediante la instalación de puesta a tierra se deberá conseguir que permita el paso a tierra de las corrientes de defecto o las de descarga de origen atmosférico.

De acuerdo con el RD 1663/2000 (artículo 12):

- La puesta a tierra de las instalaciones fotovoltaicas interconectadas se hará siempre de forma que no se alteren las condiciones de puesta a tierra de la red de la empresa distribuidora, asegurando que no se produzcan transferencias de defectos a la red de distribución.
- La instalación dispondrá de una separación galvánica entre la red de distribución de baja tensión y las instalaciones fotovoltaicas por medio de un transformador de aislamiento.
- Las masas de la instalación fotovoltaica estarán conectadas a una tierra independiente de la del neutro de la empresa distribuidora de acuerdo con el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión, así como de las masas del resto del suministro.
- La estructura soporte metálica de los módulos fotovoltaicos, así como los marcos de éstos, se conectarán a tierra, como medida de seguridad frente a descargas de origen atmosférico.
- Se empleará la clase II en todos los elementos de la instalación, para asegurar un correcto aislamiento.

4.6 Contador

El contador es el elemento de la instalación fotovoltaica que se encarga de registrar la energía producida por la instalación fotovoltaica, la energía inyectada a la red y la energía consumida.

Para ello se ha escogido el modelo DOMOTAX Bidireccional, de la marca Orbis. Se trata de un contador tarifador de energía eléctrica, estático para medida directa de energía activa, para conexión directa. Es un contador idóneo para aplicaciones de energía solar fotovoltaica conectadas a red, como la de nuestra instalación, con posibilidad de visualizar la curva de carga de la instalación.

El esquema de dimensiones es el siguiente:

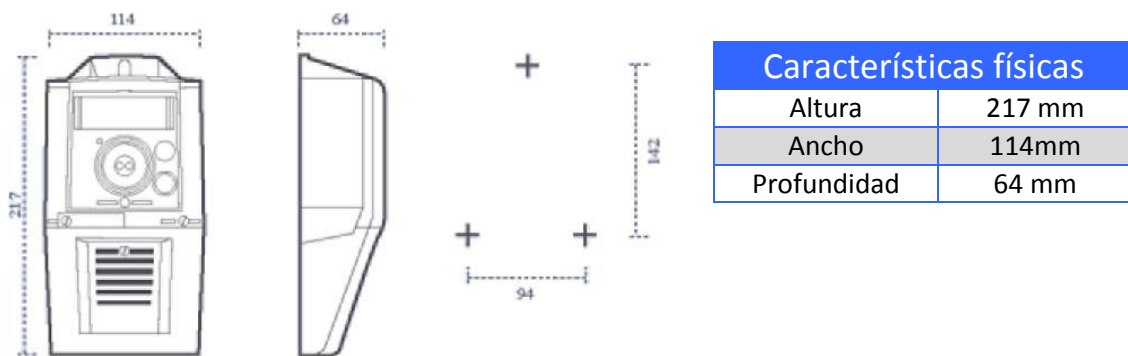


Imagen 4-10 Esquema dimensional contador Domotax

Y las características quedan recogidas en la siguiente tabla:

Características Contador Domotax	
Tensión de referencia	230 V c.a.
Intensidad de base Ib (I máxima)	10 (60) A
Frecuencia de referencia	50Hz
Consumo propio	≤ 2 A inductivo
Clase de precisión	Clase 2 según EN 62053-21 y RD 875/1984
Clase de protección	Clase II según EN 60335
Tipo de protección	IP 51 según EN 60529
Montaje	Triángulo de fijación

Tabla 4-2 Características del contador Domotax

5 DIMENSIONADO DE LA INSTALACIÓN

A diferencia de las instalaciones aisladas, donde se deben satisfacer unas necesidades energéticas dadas, las instalaciones conectadas a red tienen, en la mayoría de los casos, como objetivo principal la producción energética para, posteriormente, introducirla en la red de distribución.

En nuestro caso, dimensionaremos la instalación en base a que la producción energética sea la mayor posible y se adapte a la demanda energética de la nave, para obtener unos resultados económicos tales que el retorno de la inversión inicial sea interesante en el tiempo.

Principalmente se trata de conocer la producción energética de un campo solar, que estará definido por las características técnicas del módulo solar y del inversor empleado.

Habitualmente el dimensionado, y consecuentemente la potencia de las instalaciones solares fotovoltaicas, pueden estar condicionados por los siguientes factores:

- Condiciones económicas.
- Condiciones del espacio físico en donde se va a ejecutar la instalación.
- Condiciones de la capacidad en el punto de conexión a red.
- Condiciones de la capacidad de evacuación de la energía en la línea eléctrica.
- Otros condicionantes (ambientales, urbanísticos, etc.)

En nuestro caso en principal factor condicionante será el espacio disponible, ya que la instalación se realiza en las cubiertas de las naves industriales.

El método de dimensionamiento será el siguiente:

- Determinar las pérdidas por efecto de la orientación e inclinación de los paneles solares, así como las sombras, si las hubiese.
- Determinar la radiación solar incidente en la ubicación de la instalación.
- Definir los principales elementos que constituyen la instalación.
- Determinar el valor que define el rendimiento de la instalación, también llamado performance ratio (PR), teniendo en cuenta la eficiencia de los

elementos integrantes y su variación ante diversos factores (temperatura, suciedad, comportamiento de la red, etc.)

5.1 Orientación de los paneles.

A la hora de diseñar una instalación solar este es uno de los parámetros fundamentales que debemos decidir, ya que la producción de nuestros paneles solares dependerá en gran medida de la orientación de estos.

La orientación viene definida por el parámetro α , llamado azimut, que define el ángulo horizontal formado entre la orientación del panel y el Sur. El azimut toma valor 0° cuando el panel está orientado al Sur, -90° cuando está orientado al Este y 90° cuando está orientado al Oeste. A continuación se muestra una imagen que representa gráficamente el ángulo azimut (α).

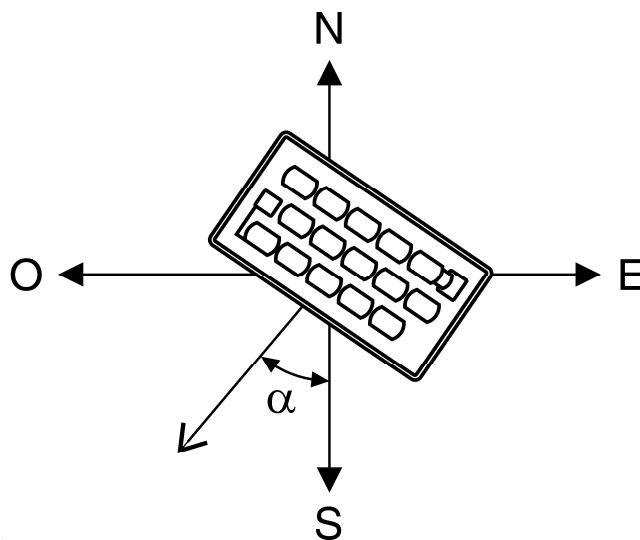


Fig 5-1: Representación del ángulo azimut (α)

En nuestro caso, las naves industriales tienen una orientación Norte-Sur, por lo tanto sólo deberemos colocar los paneles en la misma dirección que la nave, es decir, con un azimut $\alpha = 0^\circ$, consiguiendo de esta manera que las pérdidas asociadas a esta característica sean nulas, puesto que se trata de la orientación óptima.

5.2 Inclinación de los paneles.

La inclinación de los módulos fotovoltaicos vendrá dada por la inclinación de la estructura soporte, que en nuestro caso es fija, y será la óptima para que la captación solar sea máxima a lo largo del año.

La inclinación de los paneles viene definida por el parámetro β , que determina la inclinación del módulo solar respecto al plano horizontal. Cuando el módulo está dispuesto horizontalmente $\beta = 0^\circ$ y alcanza su valor máximo cuando los paneles se disponen verticalmente, cuyo valor es $\beta = 90^\circ$.

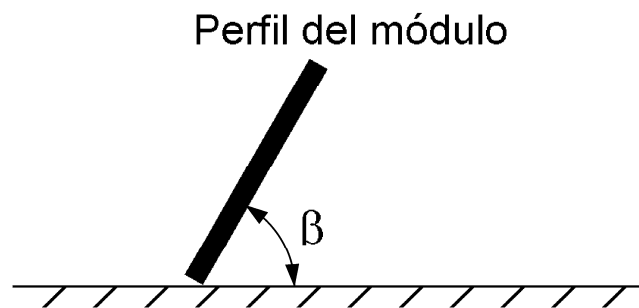


Fig. 5-2: Representación del ángulo de inclinación β

Hemos de tener en cuenta que la captación de energía es máxima cuando los rayos solares inciden perpendicularmente a la superficie del módulo solar. La altura solar varía tanto a lo largo del día como del año. En nuestro proyecto vamos a buscar que la captación de energía sea máxima en el cómputo general del año. Para ello existen diversas fórmulas para calcular la inclinación óptima anual.

Por un lado existe una fórmula basada en el análisis estadístico de la radiación anual sobre superficies inclinadas llegando a una expresión que depende de la latitud del lugar (ϕ):

$$\beta_{\text{opt}} = 3,7 + 0,69 \cdot |\phi|$$

En nuestro caso concreto la nave industrial está situada en la latitud 39.4367 en grados decimales. De este modo operando: $\beta_{\text{opt}} = 3,7 + 0,69 \cdot 39,4367 = 30,91^\circ$.

Por otro lado, existe un método basado en función del periodo de tiempo y el uso quedando recogido en la siguiente tabla:

Tipo de instalación	Uso	Máxima captación	Inclinación óptima
Conectadas a la red	Anual	Anual	$\beta_{opt} = \phi - 10$
Bombeo de agua	Anual	Verano	$\beta_{opt} = \phi - 20$
Autónomas de consumo anual constante	Anual	Periodo de menor radiación (por ejemplo, invierno).	$\beta_{opt} = \phi + 10$

Tabla 5-1: Inclinación en función del periodo de tiempo y el uso

Puesto que nuestra instalación se trata de una instalación conectada a red, de uso anual y deseamos que la máxima captación se anual también, la fórmula a emplear es:
 $\beta_{opt} = \phi - 10 = 39,4367 - 10 = 29,4367^\circ$.

En tercer lugar, los datos que nos ofrece la plataforma web PVEducación.org, nos muestra los siguientes resultados expresados en la siguiente gráfica:

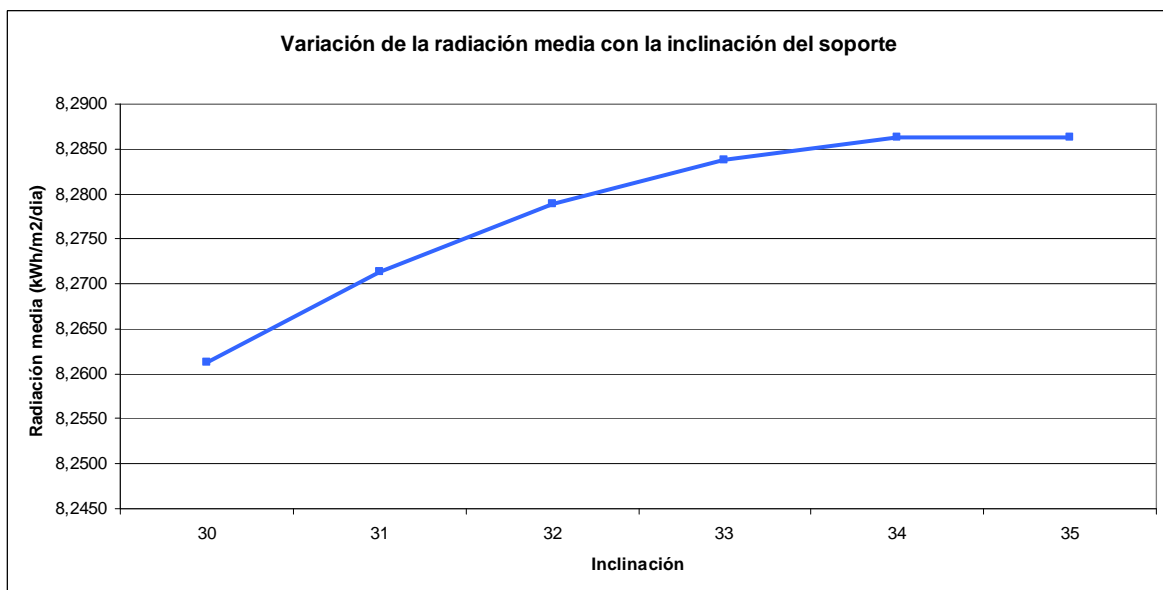


Tabla 5-2 Grado de inclinación óptimo según PVEducation.org

Donde se llega a la conclusión que el óptimo de radiación son 34°.

Por último, consultando los datos que nos ofrece la plataforma PVGIS, está determina que el óptimo de inclinación para nuestra instalación son 36°.

Sin embargo, si comparamos la diferencia de radiación que somos capaces de obtener con la inclinación de 34º y 36º, respecto a la de 30º obtenemos que:

Fuente	$\beta_{opt}(º)$	Dif. $\beta=30º$ (kWh/m ² año)
PVGIS	36	7,30
PVEducation	34	9,13

Tabla 5-3 Comparativa radiación

Está diferencia supone, si lo expresamos en términos de radiación media diaria anual, como si tuviéramos aproximadamente 1,5 días más de radiación anual. Expresándolo en términos porcentuales, seríamos capaces de producir únicamente un 0,4% más.

Por lo tanto atendiendo a las 4 posibilidades óptimas y a que el soporte solar sólo nos permite una inclinación máxima de 30º, llegamos a la conclusión de que la inclinación para los paneles será de:

$$\beta_{opt} = 30º$$

5.3 Distancia de separación entre filas de módulos

A la hora de ejecutar una instalación solar fotovoltaica los paneles solares se suelen distribuir formando filas. Para garantizar que la separación entre las distintas filas sea tal que no existan sombras, vamos a proceder a calcular dicha distancia.

El pliego de prescripciones técnicas del IDAE nos proporciona una fórmula válida para superficies horizontales o inclinadas en las que la orientación no difiera apreciablemente del 0º, es decir, nuestro caso.

Según éste, la distancia mínima deberá garantizar un mínimo de 4 horas de sol en torno al mediodía del solsticio de invierno. La distancia mínima “d” deberá ser superior al valor obtenido por la siguiente expresión:

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

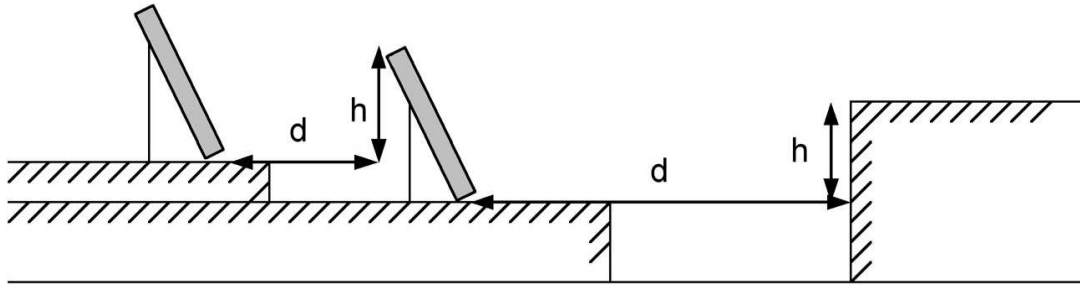


Imagen 5-3 Representación de la distancia d

Puesto que esta distancia depende directamente de la altura del módulo fotovoltaico ($h = \text{sen}30^\circ \cdot \text{altura del módulo}$), vamos a distinguir dos alternativas:

1. El módulo está apoyado sobre el lado corto (vertical)
2. El módulo se apoya sobre el lado largo (horizontal).

Esto va a ser muy importante, porque nos va a condicionar el número de alineaciones que podamos disponer, y por tanto, la potencia que podamos instalar en nuestra nave industrial.

Para los cálculos, utilizaremos el siguiente esquema gráfico:

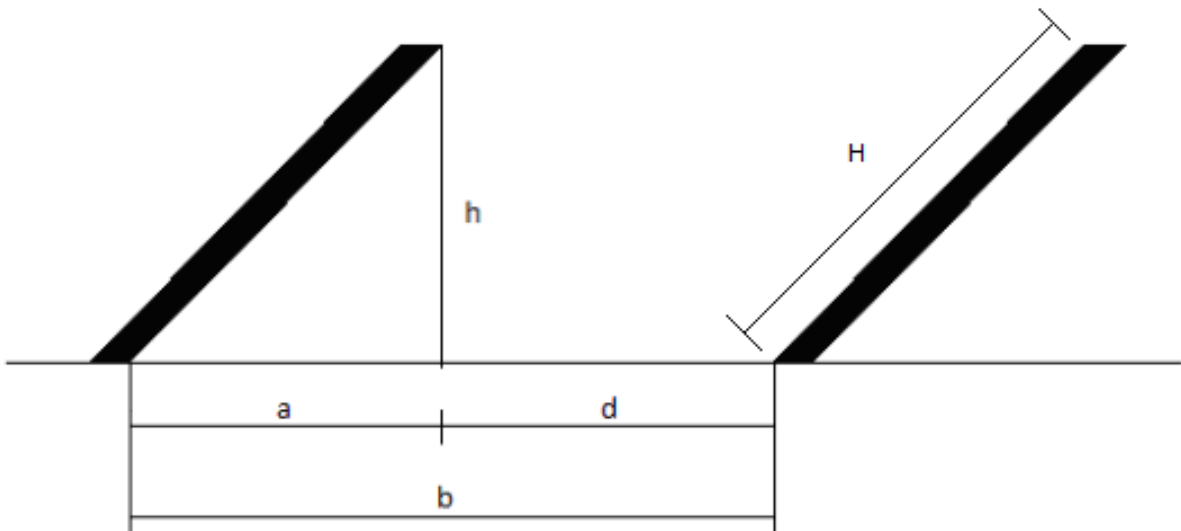


Imagen 5-4 Esquema gráfico de cálculo de la separación entre filas de módulos

5.3.1 Alternativa 1: disposición vertical de los módulos

En este caso, la altura del módulo a considerar es $H = 1,580$ m. De este modo:
 $h = \text{sen}30^\circ \cdot 1,580 = 0,79$ m. Y finalmente queda que:

$$d = h / \tan (61^\circ - \text{latitud}) = 0,79 / \tan (61-39,4367) = 2,00 \text{ m.}$$

Para saber la distancia total (b) entre alineaciones deberemos sumarle la distancia $a = H \cdot \cos 30^\circ$. De este modo resulta:

$$b = d + a = 1,580 \cdot \cos 30^\circ + 2,00 = 3,37 \text{ m} \approx 3,40 \text{ m}$$



Imagen 5-5: Ejemplo de disposición vertical

5.3.2 Alternativa 2: disposición horizontal de los módulos

En este caso, la altura del módulo a considerar es $H = 0,808$ m. De este modo:
 $h = \text{sen}30^\circ \cdot 0,808 = 0,404$ m. Y finalmente queda que:

$$d = h / \tan (61^\circ - \text{latitud}) = 0,404 / \tan (61-39,4367) = 1,02 \text{ m.}$$

Para saber la distancia total (b) entre alineaciones deberemos sumarle la distancia $a = H \cdot \cos 30^\circ$. De este modo resulta:

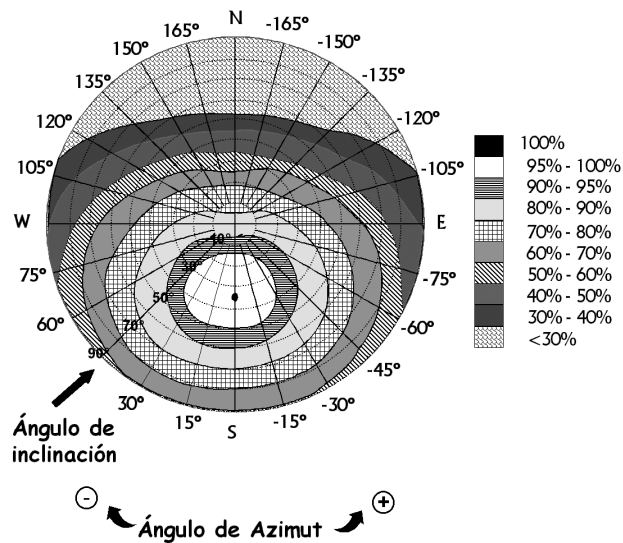
$$b = d + a = 0,808 \cdot \cos 30^\circ + 2,00 = 1,72 \text{ m} \approx 1,80 \text{ m}$$



Fig. 5-6: Ejemplo disposición horizontal

5.4 Cálculo del Factor de Irradiación (FI)

El Factor de Irradiación (FI) nos mide las pérdidas producidas por la orientación y la inclinación de los paneles solares. Este factor se puede calcular de forma gráfica.



Si introducimos los ángulos de alfa y beta de los módulos solares en el gráfico se obtiene el porcentaje de energía captada en el plano de trabajo respecto de la situación ideal (β_{opt} y α_{opt}).

Por otro lado, existen unas expresiones para el cálculo numérico de estas pérdidas:

$$\text{Pérdidas (\%)} = 100 \times [1,2 \times 10^{-4} (\beta - \beta_{opt})^2 + 3,5 \times 10^{-5} \alpha^2] \quad \text{para } 15^\circ < \beta < 90^\circ$$

$$\text{Pérdidas (\%)} = 100 \times [1,2 \times 10^{-4} (\beta - \beta_{opt})^2] \quad \text{para } \beta < 15^\circ$$

Nota: α , β se expresan en grados

Ya que nuestros módulos solares tienen la orientación e inclinación óptimas, nuestro Factor de Irradiación (FI) será igual a 1.

5.5 Cálculo del Factor de Sombras (FS)

Puesto que en nuestro caso se tratan de dos naves contiguas en las que no existe ninguna edificación o elemento que pueda generar sombras alrededor, podemos considerar que el Factor de Sombras (FS) será igual a 1.

5.6 Determinación de la cantidad de energía incidente disponible en la ubicación de la instalación: $G_{dm}(\alpha, \beta)$

Para determinar la producción energética por el sistema fotovoltaico es fundamental disponer de los datos de radiación incidente en el plano del generador.

Actualmente existen diversas bases de datos a través de las cuales uno puede consultar la radiación sobre el plano horizontal, sobre el plano del generador o sobre el plano óptimo.

En nuestro caso, hemos obtenido los datos de radiación sobre el plano horizontal de tres fuentes distintas:

- Centro de Estudios de la Energía.
- PVEducation.org
- PVGIS

Debido a la discrepancia en los datos obtenidos de la fuente PVEducation.org respecto a las otras dos fuentes, se ha decidido realizar una media ponderada, dando menos peso a la fuente más discrepante. Los coeficientes de ponderación son:

Fuente	Coef. Ponderación
C.Estudios de la Energía	0,35
PVGIS	0,35
PVEducation	0,30

Tabla 5-4 Coeficientes de ponderación

Así pues los datos de radiación mensual media obtenidos son los siguientes:

Mes	Radiación horizontal ($kWh/m^2/día$)			
	Centro Estudios de la Energía	PVGIS	PVEducation	Media ponderada
Enero	2,59	2,31	2,79	2,55
Febrero	3,00	3,24	4,35	3,49
Marzo	3,85	4,74	6,58	4,98
Abril	5,13	5,76	8,87	6,47
Mayo	6,02	6,78	10,52	7,64
Junio	6,07	7,48	11,22	8,11
Julio	6,41	7,48	10,84	8,11
Agosto	6,68	6,41	9,49	7,43
Sept.	4,45	5,01	7,35	5,52
Oct.	3,12	3,74	5,00	3,90
Nov.	2,09	2,55	3,22	2,59
Dic.	1,84	2,01	2,42	2,07
Anual	4,27	4,79	6,89	5,24

Tabla 5-5: Energía incidente en el plano horizontal ($kwh/m^2 día$)

Posteriormente, para el cálculo de la energía incidente sobre la superficie inclinada, emplearemos unos factores de corrección K, que depende de la latitud del lugar, del grado de inclinación y del mes del año.

La latitud en nuestro caso son 39º y la inclinación de los paneles son 30º. Con todo ello los valores de K son:

Mes	K
Enero	1,33
Febrero	1,25
Marzo	1,16
Abril	1,07
Mayo	1,00
Junio	0,97
Julio	1,00
Agosto	1,08
Septiembre	1,19
Octubre	1,33
Noviembre	1,41
Diciembre	1,40

Tabla 5-6: Valores del Factor de corrección K

Finalmente, la determinación de $G_{dm}(\alpha, \beta)$ de cada mes se calcularía de la siguiente manera:

$$G_{dm}(\alpha, \beta)_{mes} = G_{dm}(0)_{mes} \times K_{mes} \times FI \times FS$$

Obteniendo el siguiente resultado:

Meses	$G_{dm}(0^\circ,30^\circ)$ [kWh/m ² /día]
Enero	3,45
Febrero	3,75
Marzo	4,46
Abril	5,49
Mayo	6,02
Junio	5,89
Julio	6,41
Agosto	7,21
Septiembre	5,30
Octubre	4,15
Noviembre	2,95
Diciembre	2,57

Tabla 5-7: Radiación en el plano del generador

Observamos que el mes que menor radiación es Diciembre y el de mayor Agosto.

5.7 Dimensionado físico

El espacio físico disponible en nuestra ubicación se compone de las cubiertas de nuestras naves industriales.

- En la nave 1 disponemos de dos superficies de 40m x 11m respectivamente.
- En la nave 2 disponemos de dos superficies de 30m x 11m respectivamente.

Para el cálculo vamos a distinguir las dos alternativas contempladas en el apartado 1.3.

5.7.1 Alternativa 1

La alternativa 1 nos proporciona una distancia de separación entre filas de módulos de 3,4m.

Con ello resulta que en la Nave 1 podríamos colocar:

$$N^\circ \text{ alineaciones por superficie Nave 1} = 40/3,4 = 11,76 \rightarrow$$

Nº alineaciones por superficie Nave 1 = 11 alineaciones

Como tenemos 2 vertientes (tejado a dos aguas):

Nº total alineaciones Nave 1 = $11 \times 2 = 22$ alineaciones posibles

Por otro lado en la nave 2:

Nº alineaciones por superficie Nave 2 = $30/3,4 = 8,82 \rightarrow 8$ alineaciones

Nº total alineaciones Nave 2 = $8 \times 2 = 16$ alineaciones posibles

Teniendo en cuenta que disponemos de un soporte de 5150mm de largo en el que podemos disponer 5 módulos por soportes:

Nº soportes/alineación = ancho tejado / longitud soporte = $11/ 5,150 \rightarrow$

Nº soportes/alineación = 2 soportes /alineación

Nº módulos/alineación = 5 mod/soporte x 2 soportes/alineación \rightarrow

Nº módulos/alineación = 10 mod/alineación

Por lo tanto, en la Nave 1 podríamos disponer:

Nº total de módulos Nave 1 = Nº mod/alineación x Nºalineaciones = $10 \times 22 \rightarrow$

Nº total de módulos Nave 1 = 220 módulos

Y en la Nave 2:

Nº total de módulos Nave 2 = $10 \times 16 = 160$ módulos

En resumen, con la alternativa 1 somos capaces de colocar:

Nº total de modulos = $220 + 160 = 380$ módulos

5.7.2 Alternativa 2

La alternativa 2 nos impone una distancia entre alineaciones de 1,8m.

Con ello resulta que en la Nave 1 podríamos colocar:

$$\text{N}^{\circ} \text{alineaciones por superficie Nave 1} = 40/1,8 = 22,22 \rightarrow$$

$$\text{N}^{\circ} \text{alineaciones por superficie Nave 1} = 22 \text{ alineaciones}$$

Como tenemos 2 vertientes (tejado a dos aguas):

$$\text{N}^{\circ} \text{total alineaciones Nave 1} = 22 \times 2 = 44 \text{ alineaciones posibles}$$

Por otro lado en la nave 2:

$$\text{N}^{\circ} \text{alineaciones por superficie Nave 2} = 30/1,8 = 16,67 \rightarrow$$

$$\text{N}^{\circ} \text{alineaciones por superficie Nave 2} = 16 \text{ alineaciones}$$

$$\text{N}^{\circ} \text{total alineaciones Nave 2} = 16 \times 2 = 32 \text{ alineaciones posibles}$$

En esta alternativa el soporte seleccionado mide lo mismo, pero sólo podemos colocar 3 módulos por alineación, por lo que:

$$\text{N}^{\circ} \text{soportes/alineación} = \text{ancho tejado} / \text{longitud soporte} = 11/ 5,150 \rightarrow$$

$$\text{N}^{\circ} \text{soportes/alineación} = 2 \text{ soportes /alineación}$$

$$\text{N}^{\circ} \text{módulos/alineación} = 3 \text{ mod/soporte} \times 2 \text{ soportes/alineación} \rightarrow$$

$$\text{N}^{\circ} \text{módulos/alineación} = 6 \text{ mod/alineación}$$

Por lo tanto, en la Nave 1 podríamos disponer:

$$\text{N}^{\circ} \text{total de módulos Nave 1} = \text{N}^{\circ} \text{ mod/alineación} \times \text{N}^{\circ} \text{alineaciones} = 6 \times 44 \rightarrow$$

$$\text{N}^{\circ} \text{total de módulos Nave 1} = 264 \text{ módulos}$$

Y en la Nave 2:

$$\text{N}^{\circ} \text{total de módulos Nave 2} = 6 \times 32 = 192 \text{ módulos}$$

En resumen, con la alternativa 2 somos capaces de colocar:

$$\text{Nº total de módulos} = 264 + 192 = 456 \text{ módulos}$$

5.7.3 Conclusiones

La diferencia del número de módulos que podemos disponer con una alternativa u otra es:

$$\text{Nº módulos (Alternativa 2 – Alternativa 1)} = 456 - 380 = 76 \text{ módulos}$$

Por ello, podemos decir que si colocamos los paneles horizontalmente, somos capaces de disponer 76 módulos más que si los colocamos verticalmente.

5.8 Dimensionado eléctrico

En este apartado vamos a calcular el número de módulos solares fotovoltaicos y el número de inversores que podemos disponer por condiciones de funcionamiento eléctricas.

Para ello necesitamos saber los parámetros eléctricos que definen el inversor y el módulo solar a emplear. Dichos parámetros son los expuestos en las tablas de los apartados 4.1 (módulos fotovoltaico) y 4.2 (inversor).

Además hay que tener en cuenta que las condiciones de funcionamiento escogidas por temperatura son:

$$T_{\min} = -5^{\circ}\text{C} ; T_{\max} = 60^{\circ}\text{C} ; T_{\text{STC}} = 25^{\circ}\text{C}$$

5.8.1 Módulos en serie

Para calcular el número de módulos en serie (Ns) debemos cumplir las limitaciones tensionales siguientes:

— Limitación por máxima tensión (en condiciones de frío):

- Máxima tensión admisible por frío en circuito abierto (condiciones pésimas) < Tensión máxima admisible (VmaxDC) = 1000 V

$$V_{oc}(T_{min}) = V_{oc}^{STC} \cdot N_s \cdot (1 + (T_{min} - T^{STC}) \cdot \mu_V)$$

- Máxima tensión en funcionamiento óptimo por frío < Tensión máxima de funcionamiento óptimo (VmaxDC (MPP)) = 820 V

$$V_{max}(T_{min}) = V_{mpp}^{STC} \cdot N_s \cdot (1 + (T_{min} - T^{STC}) \cdot \mu_V)$$

— Limitación por mínima tensión (en condiciones de calor)

- Mínima tensión en funcionamiento óptimo por calor > Tensión mínima funcionamiento óptimo VminDC (MPP) = 450 V

$$V_{min}(T_{max}) = V_{mpp}^{STC} \cdot N_s \cdot (1 + (T_{max} - T^{STC}) \cdot \mu_V)$$

Implementando dichas condiciones en hoja de cálculo llegamos a la conclusión de que el rango de funcionamiento óptimo está comprendido para Ns = [14,19]

Limitacion por tensión (V)			
Ns	Voc	Vmax	Vmin
13	655,7	532,7	440,4
14	706,1	573,7	474,2
15	756,6	614,7	508,1
16	807,0	655,7	542,0
17	857,4	696,7	575,8
18	907,9	737,6	609,7
19	958,3	778,6	643,6
20	1008,7	819,6	677,5

Tabla 5-8 Número de módulos solares en serie (Ns)

5.8.2 Módulos en paralelo

Para saber el número de módulos en paralelo (N_p) que debemos implementar tenemos que cumplir dos condiciones:

- Limitación por la máxima intensidad que puede tener el inversor en las condiciones pésimas (corto circuito y calor).
 - Máxima intensidad admisible: con máxima irradiancia y máxima temperatura en corto corcito < Intensidad máxima de funcionamiento ($I_{maxDC} = 103 \text{ A}$)

$$I_{SC}^{max}(T_{max}) = I_{SC}^{max} \cdot N_p \cdot (1 + (T_{max} - T^{SIC}) \cdot \mu_A)$$

- Comprobación de que no se supere la potencia máxima del inversor ($P_{max} \text{ inversor} = 48 \text{ kW}$):

$$N_p = \frac{P_{max} \text{ inversor}}{N_s \cdot P_{max} \text{ modulo}}$$

Del mismo modo que en el apartado anterior, implementando ambas condiciones en una hoja de cálculo llegamos a las siguientes parejas de valores [N_p, N_s], siendo la pareja [13,17] la que mayor potencia conseguimos sin superar el máximo del inversor.

Limitación intensidad (A)		Limitación potencia (kW)	
N_p	$I_{max}(T_{max})$	N_s	P_{max}
11	68,2	19	44,9
12	74,4	18	46,4
13	80,6	17	47,5
14	86,8	15	45,2
15	92,9	14	45,2
16	99,1	13	44,7

Tabla 5-9 Parejas de valores [N_p, N_s] posibles

5.9 Número total de módulos, inversores y soportes.

En este momento ya conocemos las limitaciones tanto eléctricas como físicas. Por ello estamos en disposición de decidir el número de módulos que podemos implantar.

De este modo colocaremos el mayor número de módulos posible cumpliendo ambas limitaciones ya que:

- Conseguimos una mayor producción eléctrica que pueda ajustarse a la demanda.
- Ocupamos toda la superficie útil de la azotea.
- Cuanto más grande es la instalación, menor es el coste €/kWp instalado, debido a las economías de escala.

Por ello escogeremos la alternativa 2 del dimensionado físico, en la que somos capaces de colocar 6 módulos por alineación. Además, para facilitar el montaje y que se asemeje el esquema eléctrico al físico escogeremos la opción de $[N_p, N_s] = [12, 18]$, ya que 18 es múltiplo de 6 y por lo tanto solo deberemos unir 3 alineaciones para conseguir una rama en serie. De este modo resulta:

	Nº módulos
Serie	18
Paralelo	12
Total	216

Esta configuración entrega una potencia al inversor de:

$$P_{entregada} = 18 \times 12 \times 215 \text{ W} = 46400 \text{ W} = 46,4 \text{ kW} = 0,97\% P_{nominal, inversor}$$

Puesto que el dimensionado eléctrico nos condiciona con grupos de 216 módulos cada uno, sólo podremos disponer dos grupos (inversor-generador), es decir 2 inversores y 432 módulos solares, quedando muy cerca de los 456 posibles.

La diferencia entre el número de módulos por condicionante eléctrico y físico es de:

$$\text{Nº mod máximo} - \text{Nº mod. Condicionante eléctrico} = 456 - 432 = 24 \text{ módulos}$$

Sabiendo que con la alternativa escogida colocamos 6 módulos por alineación, resulta que el número de alineaciones sobrantes es de:

$$\text{Nº alineaciones sobrante} = 24 \text{ módulos} / 6 \text{ mod/alineación} = 4 \text{ alineaciones}$$

Así pues, para distribuir los módulos solares de forma homogénea en ambas naves, eliminaremos una alineación por vertiente de tejado quedando:

$$\text{Nº alineaciones Nave 1} = 44 - 1 \times 2 = 42 \text{ alineaciones}$$

$$\text{Nº módulos Nave 1} = 42 \text{ alineaciones} \times 6 \text{ módulos/alineación} = 252 \text{ módulos}$$

$$\text{Nº alineaciones Nave 2} = 32 - 1 \times 2 = 30 \text{ alineaciones}$$

$$\text{Nº módulos Nave 2} = 30 \text{ alineaciones} \times 6 \text{ módulos/alineación} = 180 \text{ módulos}$$

En cuanto al número de soportes, sabemos que disponemos 3 módulos solares por soporte. Así pues:

$$\text{Nº total soportes} = 432 \text{ módulos} / 3 \text{ módulos/soporte} = 144 \text{ soportes}$$

Resumiendo:

Inversores	2
Módulos	432
Soportes	144

Tabla 5-10 Resumen de la instalación

5.10 Rendimiento de la instalación (PR)

Se define el PR como la eficiencia de la instalación en condiciones reales de trabajo para el periodo de diseño.

Este factor considera las pérdidas en la eficiencia energética debidas a:

- Efecto de la temperatura en las células fotovoltaicas.
- Dispersión de los módulos solares.
- Suciedad en los módulos solares.
- Pérdidas en el cableado.
- Errores en el seguimiento del punto de máxima potencia.
- Otros.

La gran parte de estos factores vienen definidos por los elementos integrantes de la instalación. PR puede reunir tantos factores como el diseñador quiera incluir, con el fin de establecer un valor de la eficiencia de la instalación lo más aproximado posible a la realidad.

En nuestro caso, dicho parámetro lo vamos a calcular con la siguiente expresión y este valor varía en función del tiempo, ya que las condiciones son distintas en cada momento a lo largo del año.

$$PR(\%) = (100 - A - P_{temp}) \cdot B \cdot C \cdot D \cdot E \cdot F$$

Cada uno de los términos se explica por separado a continuación.

- A es el sumatorio de otros tres parámetros:

$$A = A1 + A2 + A3$$

A1	<ul style="list-style-type: none"> - Representa la dispersión de los parámetros entre los módulos, debido a que no operan habitualmente en las mismas condiciones que las reconocidas como estándar de medida, CEM. - Rango de valores: 10% dispersión elevada, 5% - 3% valor adecuado y menores se identifica como valores óptimos.
A2	<ul style="list-style-type: none"> - Determina el efecto del polvo y la suciedad depositados en nuestros módulos solares. - Se trata de un factor muy variable, ya que depende en gran medida

	<p>del emplazamiento de la instalación.</p> <ul style="list-style-type: none"> - La realización de mantenimientos periódicos influye fuertemente a la hora de estimar este coeficiente. - Rango de valores: 8% - 2%
A3	<ul style="list-style-type: none"> - Tiene en cuenta las pérdidas por reflectancia angular y espectral. - Aquí interviene el acabado superficial de las células. Las que contienen una capa antirreflexiva presentan mayores pérdidas que las texturizadas. - También influye la inclinación de los rayos del sol sobre la placa, por lo que las pérdidas son mayores en invierno y con la latitud. - Rango de valores: pérdidas altas 6%, medias 4% y bajas 2%.

Por lo tanto observamos que el rango de valores para el parámetro A esta comprendido entre el 7% y el 24%, por lo que es bastante significativo.

Ya que se van a realizar operaciones de mantenimiento preventivo frecuentemente, los valores adoptados son:

Coeficiente	Valor (%)
A1	3
A2	2
A3	2
A	7

Tabla 5-11 Valores del parámetro A

— Ptemp representa las pérdidas medias anuales debidas al efecto de la temperatura sobre las células fotovoltaicas.

$$P_{temp} (\%) = 100 \cdot 0,0035 \cdot (T_c - 25)$$

Siendo Tc la temperatura de trabajo de las células solares:

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

Tamb	Temperatura ambiente en °C
TONC	Temperatura de operación nominal en °C del módulo fotovoltaico. Valor proporcionado por el fabricante.

E	Irradiancia solar en W/m ² .
---	-----------------------------------------

La temperatura de operación nominal (TONC) de nuestro módulo solar es 45°C.

A continuación se muestra los resultados para cada mes del año:

Mes	E	Tamb	Tc	Ptemp
Enero	751,82	10,30	33,79	3,08
Febrero	799,94	11,00	35,99	3,84
Marzo	934,50	13,10	42,30	6,06
Abril	862,00	14,80	41,73	5,86
Mayo	999,92	17,80	49,04	8,42
Junio	1030,85	21,90	54,11	10,18
Julio	999,92	23,90	55,14	10,55
Agosto	925,85	24,50	53,43	9,95
Septiembre	840,27	22,40	48,65	8,28
Octubre	751,82	18,30	41,79	5,87
Noviembre	709,16	14,40	36,56	4,05
Diciembre	714,23	11,10	33,41	2,95

Como podemos observar, la temperatura de las células (Tc) aumenta proporcionalmente a la irradiancia incidente (E) y con una mayor temperatura ambiente (Tamb). Por eso los meses de verano (Junio, Julio y Agosto), son en los que se producen mayores pérdidas.

— B se trata del coeficiente que representa las pérdidas en el cableado de la parte de corriente continua, es decir, entre las placas solares y el inversor.

$$B = (1 - Lcabcc)$$

El valor máximo admisible para las pérdidas del cableado (Lcabcc) es del 1,5% por lo que el valor mínimo de B será igual a 0,985. En nuestro caso emplearemos 0,5%, siendo B = 0,995.

- C se trata del coeficiente que representa las pérdidas en el cableado de la parte de corriente alterna.

$$C = (1 - L_{cabca})$$

El valor máximo admisible para L_{cabca} es del 2% y el valor recomendable es el 0,5%, con lo que C tendrá unos valores comprendidos entre el 0,980 y 0,995. En nuestro caso adoptamos que C será igual a 0,995.

- D pretende representar las pérdidas relacionadas con la disponibilidad de la instalación, es decir, cuando se detiene la producción total o parcialmente por motivos de mantenimiento, fallos, etc.

$$D = (1 - L_{disp})$$

Por lo general, un valor adecuado para las pérdidas por disponibilidad (L_{disp}) es del 3%. Así pues D adoptará el valor de 0,97.

- E es el coeficiente relacionado con las pérdidas de eficiencia debido al inversor. En nuestro caso nuestro inversor FS0040_T tiene una eficiencia del 96,2%, por lo que E es igual a 0,962.

- F tiene que ver con las pérdidas debidas al no seguimiento del punto de máxima potencia (PMP) y con los umbrales de arranque del inversor.

$$F = (1 - L_{pmp})$$

Dichas pérdidas suelen oscilar entre el 2% y el 10% siendo un valor adecuado estimado para los cálculos el 3%. Por lo que F será igual a 0,97.

A continuación, a modo de resumen, se muestra los valores parciales de cada coeficiente y el valor final del rendimiento energético de la instalación (PR) para cada mes del año, ya que el coeficiente P_{temp} es variable a lo largo del año.

Coeficiente	Valor
A1	3%
A2	2%
A3	2%
A	7%
B	0,995
C	0,995
D	0,970
E	0,962
F	0,970

Tabla 5-12 Valor coeficientes (A-F)

Mes	PR (%)
Enero	80,70
Febrero	78,61
Marzo	75,22
Abril	75,87
Mayo	73,17
Junio	70,82
Julio	71,27
Agosto	73,40
Septiembre	73,95
Octubre	76,22
Noviembre	78,06
Diciembre	79,80

Tabla 5-13 Valor PR (%) mensual

6 PRODUCCIÓN ENERGÉTICA ESPERADA

Una vez hemos obtenido los datos de radiación en el plano de captación y el rendimiento global de la instalación, ya estamos en condiciones de calcular la estimación de la energía diaria aportada por la instalación. Para el cálculo de la producción se utiliza la siguiente expresión:

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

Siendo:

- E_p : energía estimada producida durante un día del periodo seleccionado (kWh/mes).
- $G_{dm}(\alpha, \beta)_{mes}$: valor medio mensual de la irradiación diaria sobre el plano del generador en las condiciones de orientación e inclinación del plano de captación solar (kWh/(m²día)).
- P_{mp} : potencia pico del generador (kW)
- PR: rendimiento energético de la instalación o "Performance Ratio".7
- G_{cem} : constante de valor 1 kW/m².

De esta manera, podemos conocer la energía producida durante un día por una instalación solar fotovoltaica de potencia 1 kW, es decir, $E_{p\ 1kW}$.

$$E_{p\ 1kW} = E_p \cdot 1\ kW$$

Del mismo modo se puede conocer la energía producida durante un día considerando toda la potencia de la Instalación Conectada a Red, E_p pasa a denominarse E_{pICR} . Será:

$$E_{pICR} = E_{p\ 1kW} \cdot n\ kW$$

Puesto que la energía producida se suele expresar mensualmente, la expresión anterior queda de la siguiente forma:

$$E_p' = \frac{G_{dm}(\alpha, \beta)_{mes} \cdot P_{mp} \cdot PR}{G_{CEM}} \cdot n^{\circ} \text{ días}$$

Siendo:

- E_p' : energía estimada producida durante un día del periodo seleccionado (kWh/mes).
- $G_{dm}(\alpha, \beta)_{mes}$: valor medio mensual de la irradiación diaria sobre el plano del generador en las condiciones de orientación e inclinación del plano de captación solar (kWh/(m²día)).
- P_{mp} : potencia pico del generador (kW)
- PR: rendimiento energético de la instalación o “Performance Ratio”.
- n° días: número de días del mes en cuestión.
- G_{cem} : constante de valor 1 kW/m².

De esta manera, podemos conocer la energía producida durante un mes de una instalación solar fotovoltaica de potencia 1 kW, es decir, $E_p'_{1kW}$.

$$E_p'_{1kW} = E_p' \cdot 1 kW$$

Del mismo modo se puede conocer la energía producida durante un mes considerando toda la potencia de la Instalación Conectada a Red, E_p' pasa a denominarse $E_p'_{ICR}$. Será:

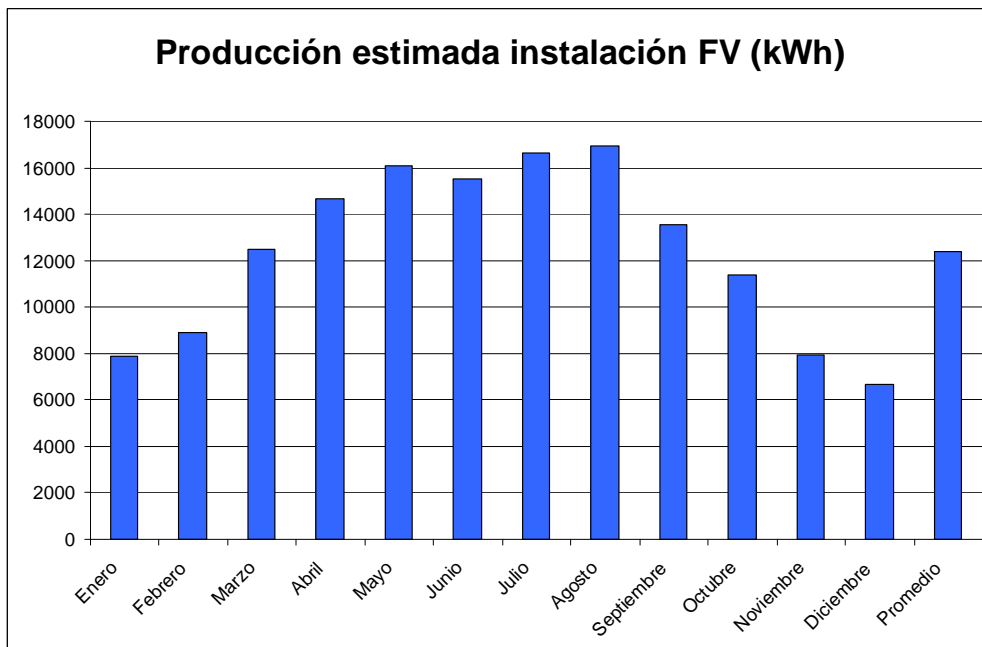
$$E_p'_{ICR} = E_p'_{1kW} \cdot n kW$$

Posteriormente, para saber la energía producida en un año, simplemente se tendrá que sumar la energía producida en cada mes.

A continuación se muestra la tabla resumen de la producción esperada.

Mes	Gdm(0º,30º)	PR	Ep 1 Kw	Ep' 1 Kw	Ep ICR	Ep' ICR
Uds	Kwh/(m2 día)	%	Kwh/día	Kwh/mes	Kwh/día	Kwh/mes
Enero	3,40	80,70	2,74	84,94	254,50	7889,35
Febrero	4,36	78,61	3,43	95,98	318,38	8914,75
Marzo	5,78	75,22	4,35	134,71	403,62	12512,26
Abril	6,93	75,87	5,26	157,65	488,10	14642,91
Mayo	7,64	73,17	5,59	173,23	519,01	16089,41
Junio	7,86	70,82	5,57	167,08	517,27	15518,07
Julio	8,11	71,27	5,78	179,26	537,08	16649,54
Agosto	8,02	73,40	5,89	182,50	546,80	16950,91
Septiembre	6,56	73,95	4,85	145,63	450,87	13526,17
Octubre	5,19	76,22	3,95	122,57	367,25	11384,64
Noviembre	3,65	78,06	2,85	85,55	264,86	7945,75
Diciembre	2,90	79,80	2,31	71,76	214,99	6664,80
Promedio	5,87	75,59	4,38	133,41	406,89	12390,71
Total					148,69 MWh/año	

Y gráficamente:



Se puede observar que el mes de mayor producción será agosto y el de menor diciembre.

7 ESTUDIO DE LA DEMANDA ENERGÉTICA

En este apartado se analiza cuál es la demanda energética que tiene la nave industrial en base a la facturación.

7.1 Tarifa eléctrica

La nave industrial tiene una tarifa contratada con la empresa suministradora del servicio (Iberdrola) denominada 3.0 A. Las características principales de dicha tarifa son:

- La potencia contratada es de 116kW.

- El precio de la energía está regulado en función de 3 periodos:
 - P1 o precio punta. Cuyo valor es 0,113456 €/kWh.
 - P2 o precio valle. Cuyo valor es 0,100071 €/kWh
 - P3 o precio supervalle. Cuyo valor es 0,070764 €/kWh

- La distribución horaria de los períodos (P1, P2 y P3) a lo largo del día varía en función de si estamos en horario de invierno o horario de verano.
 - El horario de invierno comienza con el cambio de hora que tiene lugar habitualmente entre el 25 y el 30 de Octubre. A efectos de cálculo consideraremos que comienza en Noviembre.
 - El horario de verano comienza con el cambio de hora que tiene lugar habitualmente entre el 25 y el 31 de Marzo. A efectos de cálculo consideraremos que empieza en Abril.
 - Por lo tanto:
 - De Noviembre a Marzo. Horario de invierno
 - De Abril a Octubre. Horario de verano.

La distribución horaria de cada periodo es la siguiente:

Hora del día	Invierno	Verano
1	P3	P3
2	P3	P3
3	P3	P3
4	P3	P3
5	P3	P3
6	P3	P3
7	P3	P3
8	P3	P3
9	P2	P2
10	P2	P1
11	P2	P1
12	P2	P1
13	P2	P1
14	P2	P1
15	P2	P1
16	P2	P1
17	P1	P2
18	P1	P2
19	P1	P2
20	P1	P2
21	P1	P2
22	P1	P2
23	P1	P2
24	P2	P2

Tabla 7-1 Distribución de los periodos tarifarios

7.2 Consumo eléctrico

La facturación eléctrica nos muestra los siguientes datos de consumo, en función del periodo consumido:

Mes	Consumo (kWh)	Consumo P1 (kWh)	Consumo P2 (kWh)	Consumo P3 (kWh)
Enero	32571	7895	18586	6090
Febrero	26755	6460	15749	4547
Marzo	24544	7490	13085	3969
Abril	22333	10605	8338	3391
Mayo	24107	12629	8184	3295
Junio	26860	13695	9678	3488
Julio	35574	18014	12650	4910
Agosto	29615	14845	9893	4878
Septiembre	25247	12610	9076	3561
Octubre	28982	14649	10761	3572
Noviembre	25633	6442	15157	4034
Diciembre	28036	6906	15966	5164
Media	27521	11020	12260	4241
Total	330257	132239	147123	50895

Tabla 7-2 Consumo eléctrico de la nave industrial en kWh

Como se puede observar en el gráfico 7-1 el mes de mayor consumo es Junio, mientras que el mes de menor consumo es Abril.

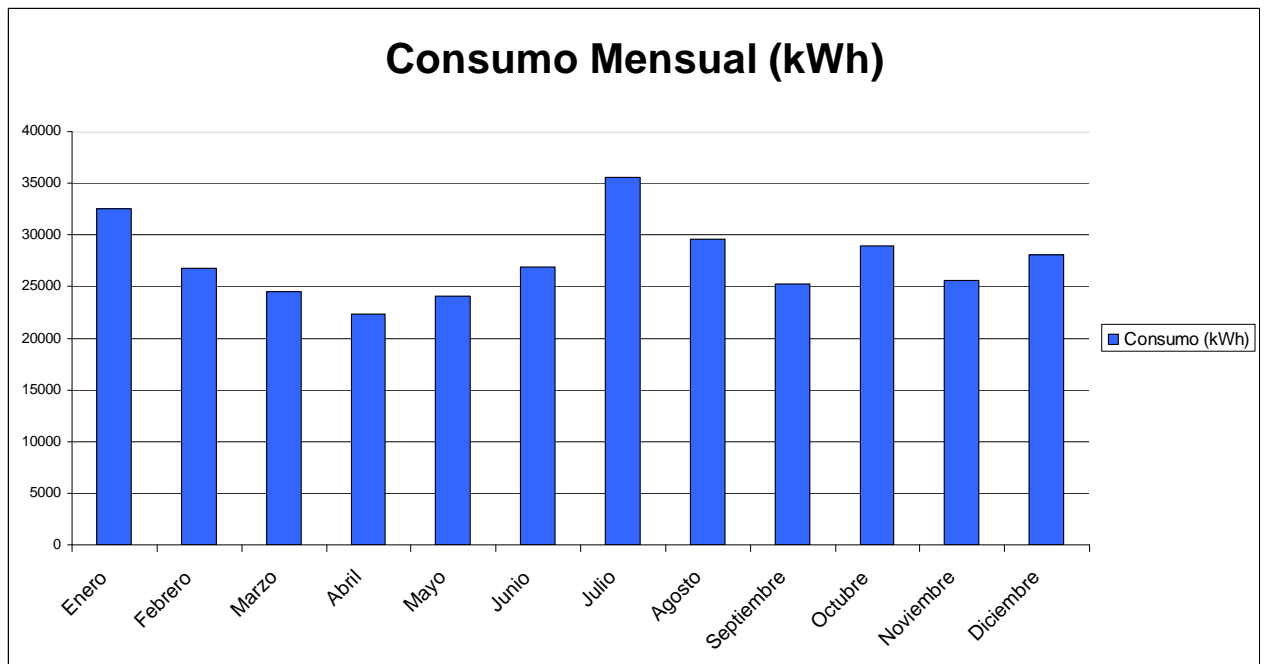


Gráfico 7-1 Consumo mensual en kWh

El consumo mensual distribuido por periodos es el siguiente:

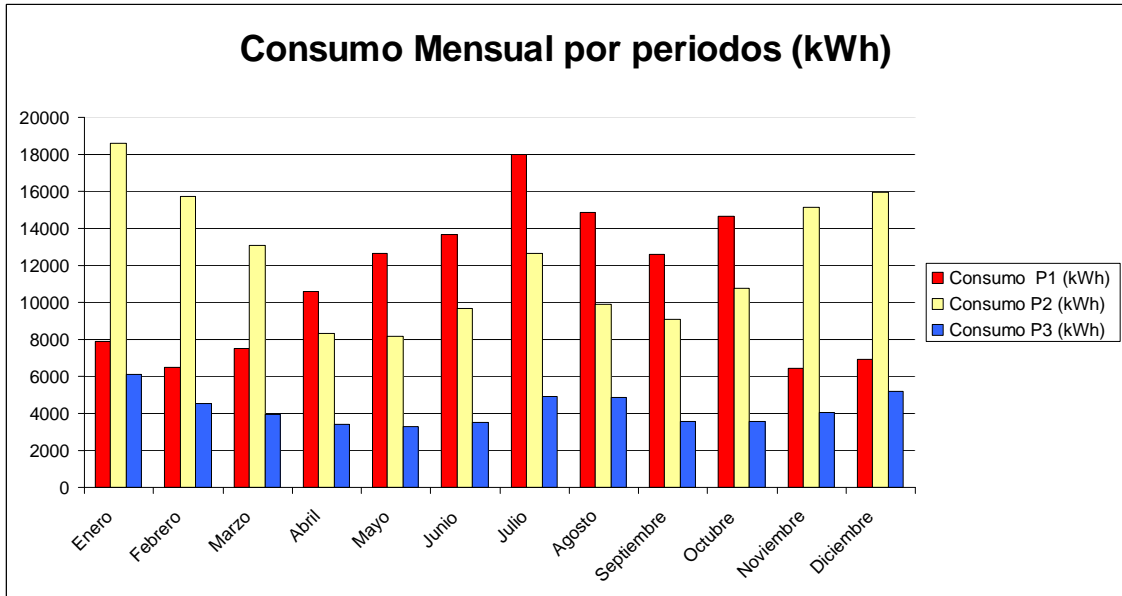


Gráfico 7-2 Consumo Mensual por periodos en kWh

Y la distribución anual del consumo en función del periodo tarifario es el siguiente:

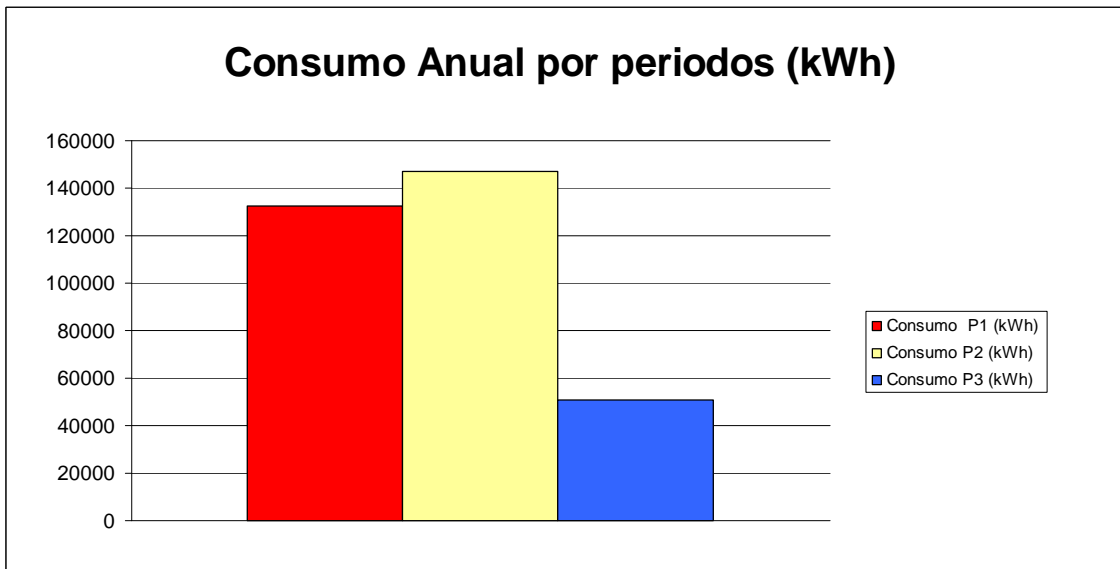


Gráfico 7-3 Consumo anual por periodos

7.3 Estimación de la demanda diaria

Ya que no disponemos de un registro diario de consumo, hemos de realizar una estimación del consumo diario en cada mes en base a los hábitos de consumo que el cliente nos transmite.

- El horario laboral de la empresa es de 8:00h a 20:00h (12h), de lunes a domingo.
- Por lo tanto, se estima en base al consumo y a la potencia contratada, que consumo de la nave industrial es de 10kWh (por hora) durante el horario no laboral (12h al día) durante todo el año. Así pues, el consumo diario en horario no laboral es de 120kWh. Del mismo modo, el consumo mensual en horario no laboral (C_{NOLAB}) será:
 - $C_{NOLAB, mes} = 120kWh \cdot n^{\circ} \text{ dias}_{mes}$
- Por otro lado, en base al consumo mensual (C_{mes}), se establece una media de consumo en horario laboral por hora (C_{LAB}). Este se calcula:
 - $C_{LAB, mes} = (C_{mes} - C_{NOLAB, mes}) / (n^{\circ} \text{ dias}_{mês} \cdot 12) = C_{MEDIO, LAB, mes} / 12$
 - El número 12 es debido a que son 12 las horas de horario laboral.

De este modo se llega a los siguientes resultados:

Mes	C_{mes} (kWh)	$C_{MEDIO, LAB, mes}$ (kWh/día)	$C_{LAB, mes}$ (kwh/h)	nº días
Enero	32571	1050,68	77,56	31
Febrero	26755	955,54	69,63	28
Marzo	24544	791,74	55,98	31
Abril	22333	744,43	52,04	30
Mayo	24107	777,65	54,80	31
Junio	26860	895,33	64,61	30
Julio	35574	1147,55	85,63	31
Agosto	29615	955,32	69,61	31
Septiembre	25247	841,57	60,13	30
Octubre	28982	934,90	67,91	31
Noviembre	25633	854,43	61,20	30
Diciembre	28036	904,39	65,37	31

Tabla 7-3 Resumen estimación de la demanda

Como ejemplo, se adjunta la gráfica de demanda del mes de Enero (invierno) y del mes de Julio (verano). Se trata de una representación gráfica del consumo estimado por horas, es decir, no es una función del consumo (f (consumo)). Del mismo modo sería para el resto de los meses.

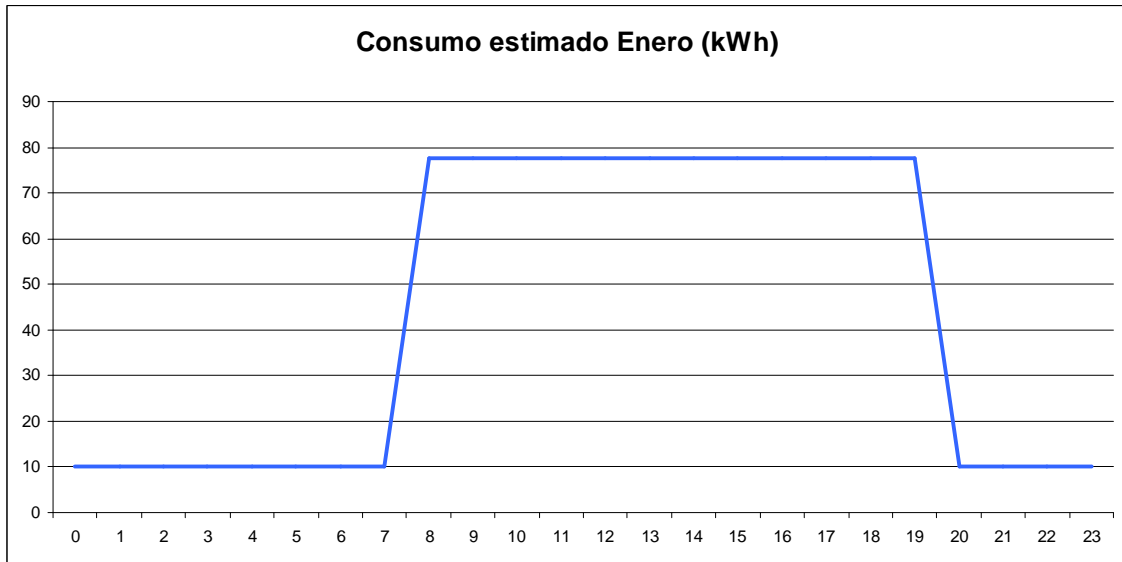


Gráfico 7-4 Consumo estimado para el mes de Enero (kWh)

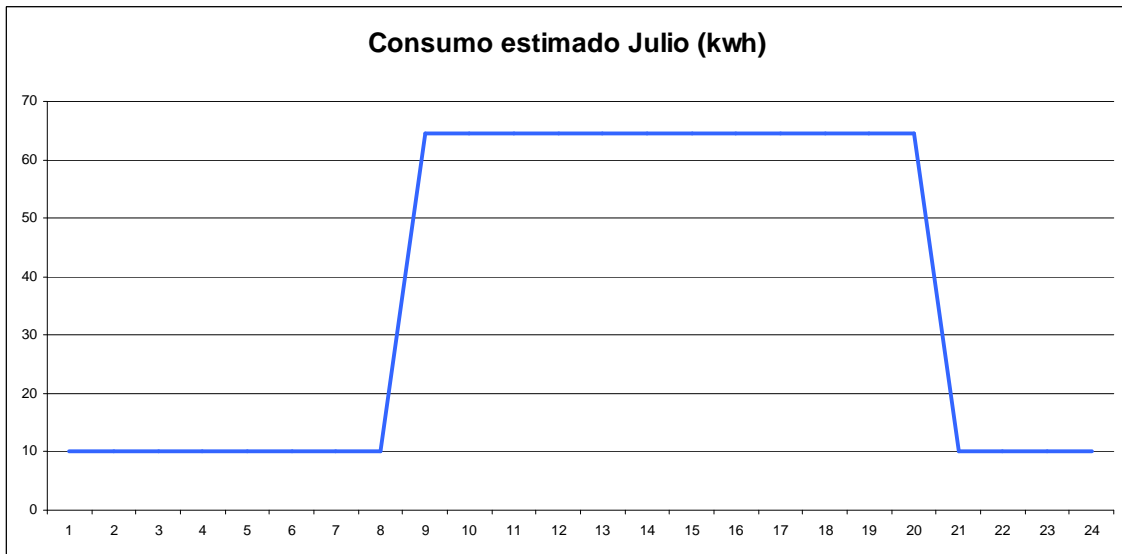


Gráfico 7-5 Consumo estimado para el mes de Julio (kWh)

8 PRODUCCIÓN UTIL

Puesto que estamos diseñando una instalación conectada a red, pero orientada al autoconsumo, necesitamos saber cuanta energía de la que generamos la autoconsumimos.

Además, necesitamos calcular en que horas producimos la energía, ya que dependiendo de la hora en la que produzcamos el ahorro será distinto. Esto es debido a los distintos periodos tarifarios comentados en el apartado 7 (P1,P2 y P3).

Puesto que para la estimación de la demanda hemos empleado términos promedios, para establecer que porcentaje de la producción total producimos en cada periodo tarifario para cada mes del año, también utilizaremos el día promedio de cada mes en cuanto a radiación solar se refiere.

Para ello, acudimos al portal PVEducation.org que nos proporciona los datos de radiación diaria por horas y seleccionamos los días promedio de cada mes.

Puesto que estos datos de radiación eran algo mayores a los que empleamos para el calculo de la producción total anual, aplicamos un coeficiente corrector, de tal manera que sea igual a la radiación media diaria que hemos tenido en cuenta inicialmente.

Para el cálculo de la producción horaria, el procedimiento es el mismo que el empleado en apartado 6, lo único que tenemos datos de radiación horaria. Y por tanto, en ningún momento multiplicamos por el número de días que tiene el mes. Es decir:

$$E_{horaria}' = \frac{G_{dm}(\alpha, \beta)_{diamedio,mes} \cdot P_{mp} \cdot PR_{mes}}{G_{CEM}}$$

Siendo:

- E_p' : energía estimada producida durante una hora (kWh/h).
- $G_{dm}(\alpha, \beta)_{horario}$: valor medio mensual de la irradiación horaria sobre el plano del generador en las condiciones de orientación e inclinación del plano de captación solar (kWh/(m²h)).
- P_{mp} : potencia pico del generador (kW)
- PR: rendimiento energético de la instalación o “Performance Ratio”.
- G_{cem} : constante de valor 1 kW/m²

A modo de ejemplo, se muestra gráficamente la producción horaria para el mes de Enero (invierno) y para el mes de Julio (verano).

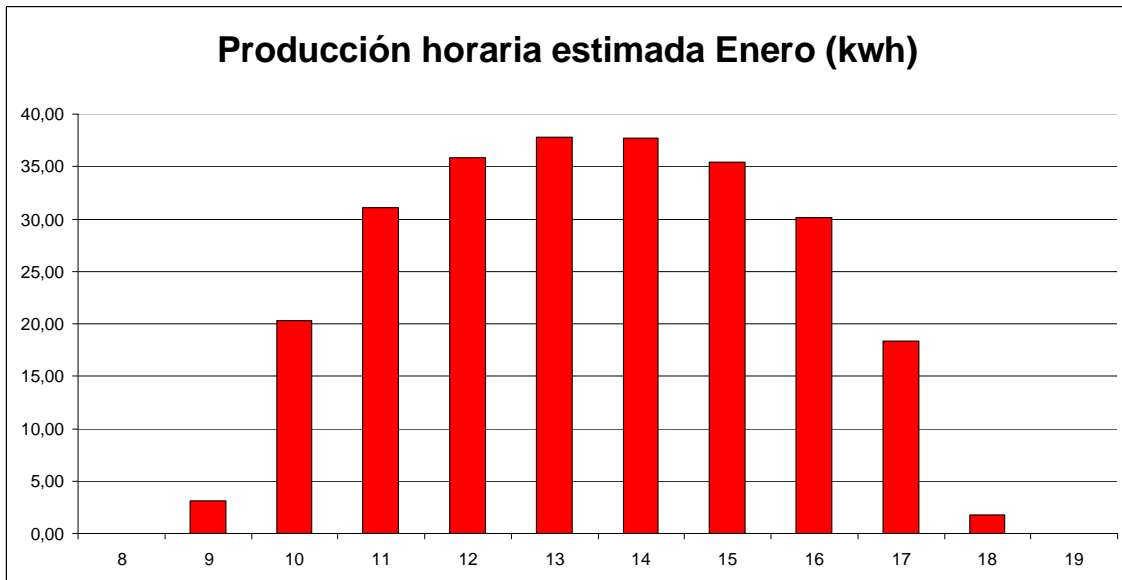


Gráfico 8-1 Producción horaria estimada Enero (kWh)

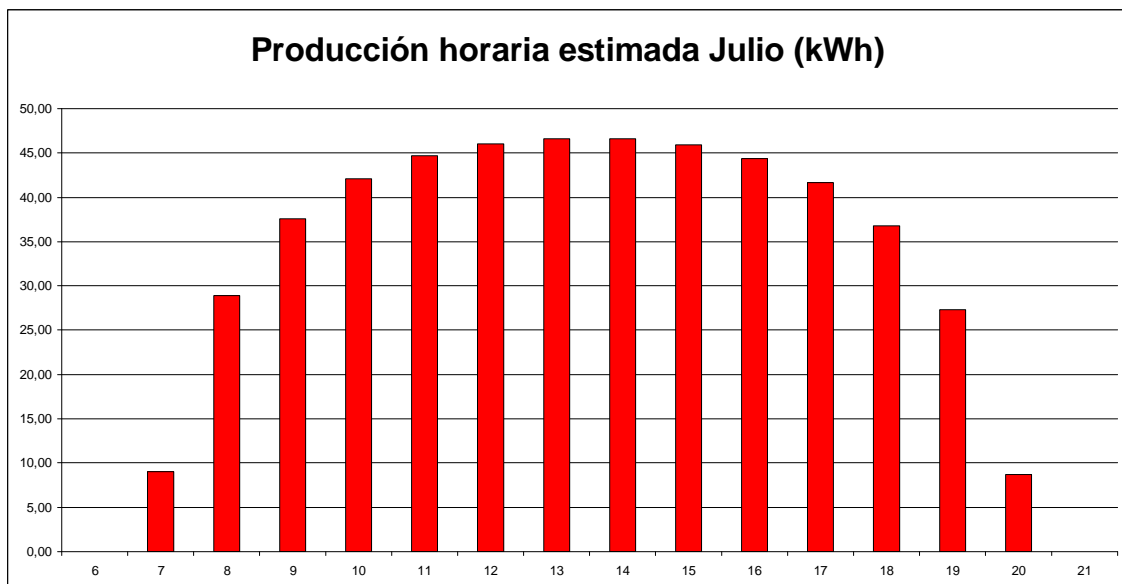


Gráfico 8-2 Producción horaria estimada Julio (kWh)

Una vez sabemos cuanto producimos el dia medio de cada mes y cuanto producimos cada hora, podemos saber a que periodo tarifario corresponde esa hora producida según la tabla 7-1. A continuación en la tabla 8-1 se puede ver la producción estimada por periodos tarifarios.

Mes	Producción	P1 (kWh)	P2 (kWh)	P3 (kWh)
Enero	7889	630	7259	96
Febrero	8915	1081	6930	330
Marzo	12512	2037	6484	648
Abril	14643	9982	2076	435
Mayo	16089	10194	2320	571
Junio	15518	9576	2402	619
Julio	16650	10411	2372	584
Agosto	16951	11203	2223	452
Septiembre	13526	9807	1959	210
Octubre	11385	9189	7259	96
Noviembre	7946	746	7148	163
Diciembre	6665	465	7339	58
Promedio	12391	6277	4648	355
Total	148689	75320	55771	4263

Tabla 8-1 Resumen producción por periodos (kWh)

Del mismo modo, si cruzamos la demanda estimada o consumo de la nave industrial con la producción, obtenemos la producción útil o producción autoconsumida.

En nuestro caso, tras analizar cada uno de los meses la producción fotovoltaica y la demanda (por horas), se llega a la conclusión que toda la energía que produce la instalación fotovoltaica es autoconsumida.

A continuación, en la tabla 8-2 se muestra una comparación de la máxima energía producida por hora y la máxima demandada. Se puede observar que en ningún momento del año el máximo de producción supera el máximo de demanda.

Además se observa que el pico de producción se producirá en Agosto. Sin embargo el mes donde menor diferencia existe entre la demanda pico y la producción máxima es el mes de Abril. Por el contrario, en Diciembre es donde la diferencia es mayor.

Mes	Máx. Producción estimada (kWh)	Máx. consumo estimado (kWh)	Diferencia (kwh)
Enero	37,80	77,56	39,75
Febrero	41,17	69,63	28,46
Marzo	45,34	55,98	10,64
Abril	49,31	52,04	2,73
Mayo	48,33	54,80	6,47
Junio	46,47	64,61	18,14
Julio	49,50	85,63	36,13
Agosto	53,83	69,61	15,78
Septiembre	49,35	60,13	10,78
Octubre	45,96	67,91	21,94
Noviembre	37,70	61,20	23,50
Diciembre	25,13	65,37	40,24

Tabla 8-2 Comparación producción estimada y consumo (kWh)

Del mismo modo, se expone gráficamente para los meses de Diciembre (máximo) y Abril (mínimo).

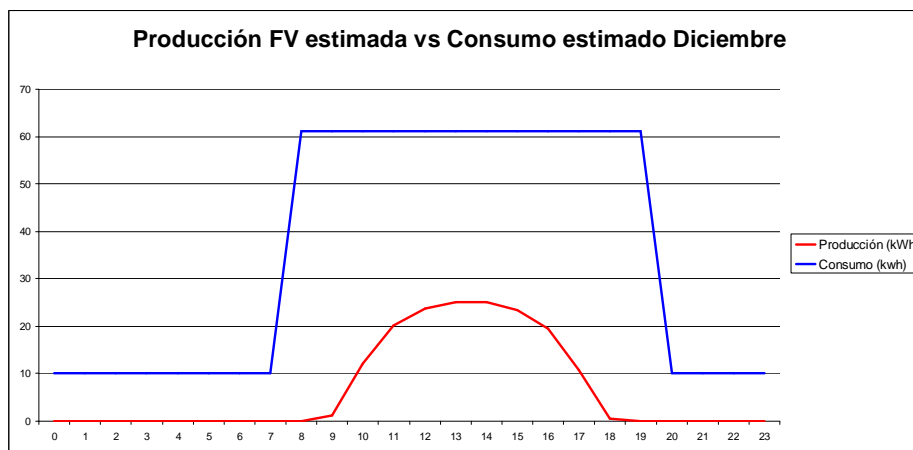


Gráfico 8-3 Producción FV estimada vs Consumo estimado en Diciembre (kWh)

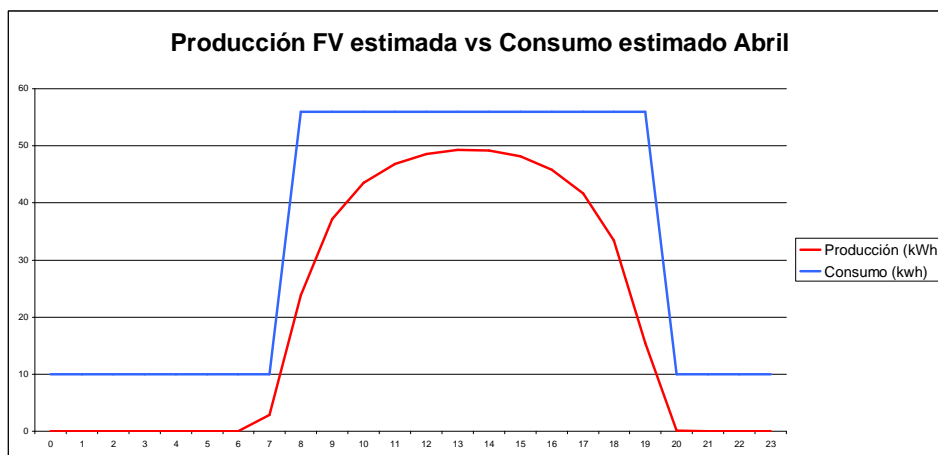


Gráfico 8-4 Producción FV estimada vs Consumo estimado en Abril (kWh)

Por otro lado, el mes de Mayo es el mes en el que la producción fotovoltaica es mayor respecto al consumo, como se muestra en la siguiente tabla 8-3.

Mes	Producción FV (kWh)	Consumo (kWh)	%FV/Consumo
Enero	7889	32571	24%
Febrero	8915	26755	33%
Marzo	12512	24544	51%
Abril	14643	22333	66%
Mayo	16089	24107	67%
Junio	15518	26860	58%
Julio	16650	35574	47%
Agosto	16951	29615	57%
Septiembre	13526	25247	54%
Octubre	11385	28982	39%
Noviembre	7946	25633	31%
Diciembre	6665	28036	24%
Total	148689	330257	45%

Tabla 8-3 Producción FV / Consumo (%)

En el mes de Mayo se puede observar gráficamente que durante el horario laboral, somos capaces de satisfacer prácticamente toda la demanda eléctrica de la nave industrial.

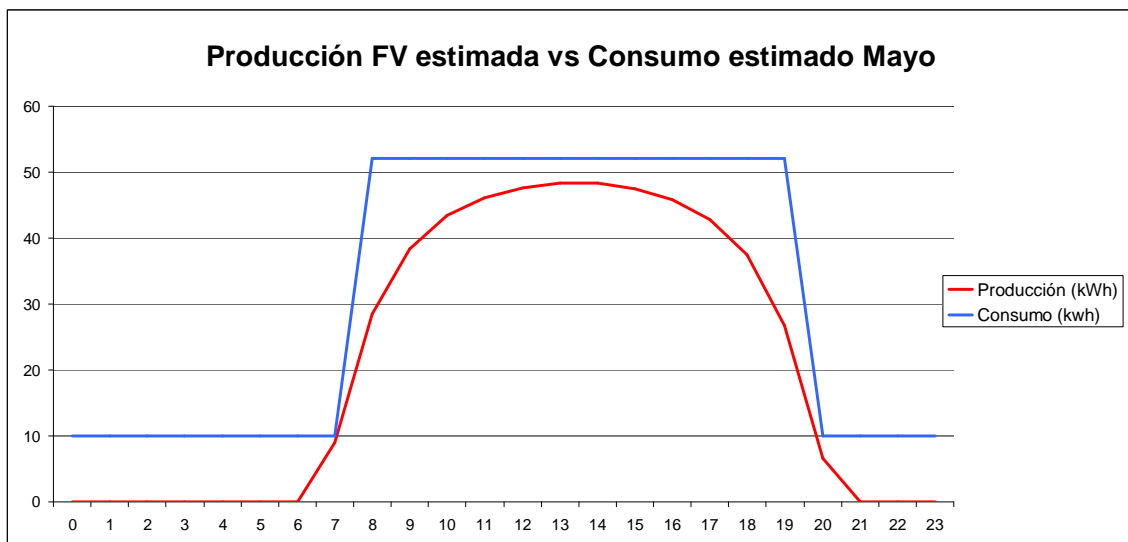


Gráfico 8-4 Producción FV estimada vs Consumo estimado en Abril (kWh)

Igualmente observamos que somos capaces de aportar el 45% de la energía demandada como se observa en el gráfico 8-5.

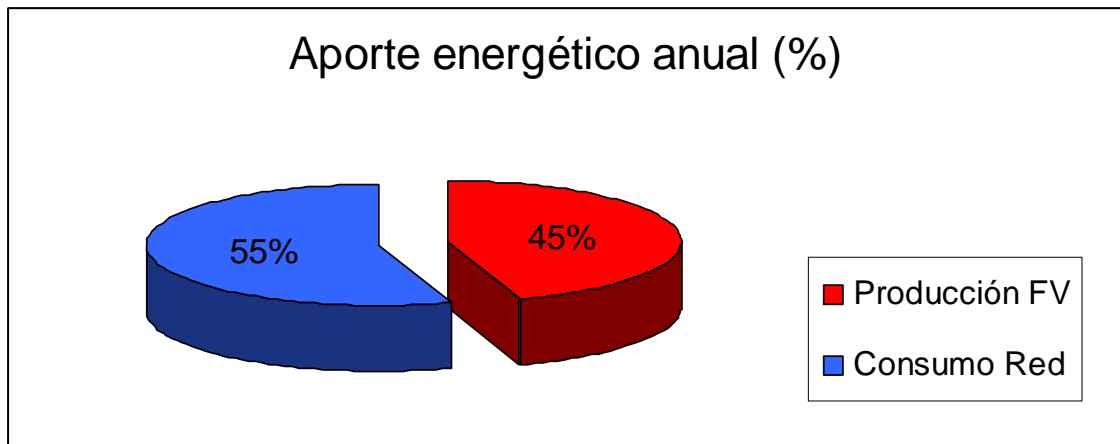


Gráfico 8-5 Aporte energético anual (%)

9 MANTENIMIENTO

Para asegurar el correcto funcionamiento de la instalación fotovoltaica, optimizando la explotación y la duración de la misma, se deberán realizar una serie de operaciones de explotación y mantenimiento (O&M). Todas ellas deben quedar recogidas en un Plan de O&M que constará de cuatro apartados:

1. Operación de la instalación.
2. Mantenimiento predictivo (ensayos)
3. Mantenimiento preventivo
4. Mantenimiento correctivo

Se realizará un contrato de O&M con una empresa proveedora del servicio que cumpla cada uno de los requisitos que a continuación detallamos.

9.1 Operación de la instalación

La instalación posee un sistema de monitorización de datos, por lo que diariamente, el Proveedor verificará, a través de éste, el normal funcionamiento de la misma. Asignará las actuaciones que procedan y transmitirá a su personal las alarmas y disfunciones detectadas para que procedan a su inmediata corrección.

- El Proveedor también podrá implementar su propio sistema de monitorización si así lo deseara.
- El Proveedor analizará todos los datos provenientes de la monitorización del parque y de las labores de mantenimiento preventivo para realizar una diagnosis del estado de la instalación y detectar indicios de posibles incidencias futuras para proceder a subsanar las causas antes de producirse la avería o pérdida de producción.
- El Proveedor prestará una especial atención a que se registren en el Sistema todos aquellos eventos que no lo hacen de manera automática, como pueden ser la utilización de repuestos, las incidencias de seguridad o el avance de los mantenimientos programados.

- El Proveedor realizará los trabajos de operación completa de la instalación, es decir, la atención cotidiana a las contingencias de la instalación como son los arranques y paradas de sus sistemas y supervisión de las condiciones en que se desarrolla la operación, la adecuada intervención ante disparos y situaciones anómalas para evitar averías, la conducción de los sistemas para, en su caso, llevarlos a situación segura y, en general, todos aquellos trabajos tendentes a mantener la planta en óptimas prestaciones.
- El Proveedor gestionará el día a día de las garantías de producto de los grandes equipos.
- El Proveedor elaborará un Informe mensual de mantenimiento en el que aparezca la siguiente información:
 - Producción mensual
 - Producción acumulada total
 - Disponibilidad
 - Performance Ratio (PR)
 - Acciones de mantenimiento correctivo, indicando el tiempo de parada de las máquinas, causas y solución adoptada
 - Programación de mantenimiento preventivo y predictivo
 - Resumen histórico de producción, PR, disponibilidad
- Programar todas las paradas, tanto de operación y mantenimiento, para asegurar que se pierde la mínima producción. Siempre que sea posible, el mantenimiento preventivo se llevará a cabo durante horas nocturnas.
 - Las paradas superiores a 10 minutos, deben realizarse a primera o última hora del día, con la finalidad de evitar pérdida de producción.
 - Para interrupciones inferiores a 5 minutos no hay restricción, siempre que no sean repetitivas sobre el mismo elemento de corte.
- Diariamente, el Proveedor accederá y analizará el acceso y la información de la estación meteorológica y monitorización en general, con el fin de asegurar el correcto funcionamiento.

9.2 Mantenimiento predictivo

En este apartado se establecen la relación de inspecciones y ensayos, la cual dará lugar a la elaboración del plan de mantenimiento anual predictivo por parte del Proveedor.

Área/Grupo de Inspección	Sub ítem	Subgrupo de inspección	Equipo de Inspección	Frecuencia	Cantidad
1. Módulos fotovoltaicos	1.1	Termografía	Cámara Termográfica	Anual	100%
	1.2	Curva I-V	Trazador de curvas	Anual	Series 20%
	1.3	Inspección diodos	Cámara Termográfica	Anual	s/norma UNE 66020-1
	1.4	Degradación	Laboratorio de ensayos	Triannual	20 mod
2. Estructura Soporte Fija	2.1	Inclinación	Inclinómetro	Anual	30%
3. Instalación BT	3.1	Cuadro			
	3.2	Termografía de las conexiones	Cámara Termográfica	Semestral	100%
	3.3	Cableado BT			
	3.4	Aislamiento	Comprobador Multifunción	Triannual	100%
	3.5	Inversor			
	3.6	Curva característica	Analizador de redes	Anual	100%
	3.7	Termografía	Cámara Termográfica	Semestral	100%
	3.8	Panel Centralización de contadores			
	3.9	Termografía	Cámara Termográfica	Semestral	100%
	3.10	Verificación de fusibles	Sistema de Monitorización	Diario	100%
4. Puesta a Tierra	4.1	Medición Resistencia de tierra	Comprobador Multifunción	Anual	100%
5. Monitorización	5.1	Control tolerancia en las medidas	Multímetro	Anual	100%

Tras los resultados obtenidos durante el mantenimiento predictivo, se emitirá un informe de no conformidades que dará lugar a la realización de trabajos de mantenimiento preventivo y correctivo para subsanarlas.

9.3 Mantenimiento preventivo

El mantenimiento preventivo tiene como finalidad maximizar la eficiencia de la instalación (PR) y garantizar la disponibilidad productiva de la planta, además tratando de minimizar el número de acciones correctivas.

A continuación se detalla las gamas y la frecuencia del mantenimiento preventivo mínimo que deberá realizar la empresa proveedora del servicio para cada elemento de la instalación.

Área/Grupo de Inspeccion	Sub item	Subgrupo de inspección	Equipo de Inspección	Frecuencia	Cantidad
1. Modulos fotovoltaicos	1.1	Comprobación Monitorizada	Sistema de Monitorización	Semanal	100%
	1.2	Inspección Visual	Visual	Semestral	100%
	1.3	Limpieza cara activa		Semestral	100%
2. Estructura Soporte Fija	2.1	Inspección Visual	Visual	Anual	100%
	2.2	Apriete	Llave dinamométrica	Triannual	100%
3. Inversor	3.1	Comprobación Monitorizada	Sistema de Monitorización	Diaria	100%
	3.2	Ventiladores	Visual	Mensual	100%
	3.3	Turbina módulo potencia skiiip	Visual	Mensual	100%
	3.4	Limpieza filtros	NA	Trimestral	100%
	3.5	Comprobación cableado	Visual	Mensual	100%
	3.6	Conectores de potencia	Visual	Mensual	100%
	3.7	Comprobación ventilador armario de electrónica	Visual	Mensual	100%
	3.8	Protecciones de sobretensión	Visual	Mensual	100%
	3.9	Comprobación fusibles seccionador AC	Visual	Mensual	100%
	3.10	Comprobar vigilante de aislamiento	Visual	Mensual	100%
	3.11	Reapriete de bornes y terminales	Herramienta aislada	Semestral	100%
4. Cuadros	4.1	Comprobación Monitorización	Sistema de Monitorización	Diaria	100%
	4.2	Inspección Visual	Visual	Semestral	100%
	4.3	Reapriete de bornes y terminales	Herramienta aislada		100%
	4.4	Descargadores de sobretensión			100%
	4.5	Funcionamiento strings	Sistema de Monitorización	Diaria	100%
6. Cableado BT	6.1	Inspección Visual	Visual	Semestral	100%
7. Puesta a tierra	7.1	Inspección Visual	Visual	Semestral	100%
8.Sistema de Monitorización	8.1	Fuentes de alimentación	Visual	Semestral	100%
	8.2	Servidores	Visual	Semestral	100%
	8.3	Racks	Visual	Semestral	100%

9.4 Mantenimiento correctivo

El mantenimiento correctivo da a lugar cuando no se ha conseguido mitigar algún defecto, esperado o inesperado, en el funcionamiento de la instalación a través del mantenimiento preventivo.

En este apartado enumeraremos una serie de trabajos de mantenimiento correctivo más comunes en las instalaciones fotovoltaicas por grupos funcionales.

El Proveedor desarrollará y adaptará los procedimientos adecuados para la instalación en cuestión.

Área/Grupo de Inspeccion	Sub ítem	Subgrupo de inspección
1. Modulos fotovoltaicos	1.1	Sustitución módulo completo
	1.2	Sustitución diodo en caja conexiones
	1.3	Sustitución de cable de serie
2. Estructura Soporte Fija	2.1	Sustitución tornilleria
	2.2	Sustitución estructura soporte
3. Cuadros nivel 1	3.1	Sustitución fusibles caja Nivel 1
	3.2	Sustitución de seccionadores
	3.3	Sustitución interruptor
	3.4	Sustitución cuadro completo nivel 2
4. Cuadros nivel 2	4.1	Sustitución descargadores cuadro nivel 2
	4.2	Sustitución descargadores cuadro Nivel 2
	4.3	Sustitucion seccionadores
	4.4	Sustitución interruptor
	4.5	Sustitucion cuadro completo Nivel 2
5. Cableado BT	5.1	Reparación de aislamiento
	5.2	Empalmes y conexiones
	5.3	Sustitución puntas terminales
	5.4	Sustitucion conectores
6.Sistema de Monitorización	6.1	Sustitución de trafos y captadores de corriente
	6.2	Sustitución de trafos y captadores de tension
	6.3	Sustitucion monitorizador string completo

10 ESTUDIO ECONÓMICO

10.1 Introducción

Este apartado es una de las partes clave de este trabajo, dado que uno de los objetivos principales es que el proyecto fotovoltaico sea económicamente rentable.

Realizaremos un estudio económico sencillo pero riguroso de la instalación para los primeros 30 años. En este tipo de proyectos se emplea dicha cifra o incluso mayor ya que numerosos estudios demuestran que estas instalaciones son capaces de funcionar más allá de los 25 años de garantía que nos proporciona el fabricante de los módulos fotovoltaicos.

10.2 Presupuesto

En primer lugar debemos saber cual será el coste de la instalación fotovoltaica, ya que esta será la inversión inicial que deberemos asumir.

Concepto	Cantidad	Precio unitario (€/ud)	Precio total (€)
Modulo fotovoltaico (1)	432	143,50	61992,00
Inversor (2)	2	21200,63	42401,26
Estructura soporte (3)	144	157,50	22680,00
(1)+(2)+(3)=(4)			127073,26
Instalación (5)	10% ·(4)		12707,33
Transporte (6)	0,4% ·(4)		508,29
Ingeniería (7)	2% ·(4)		2541,47
Inversión inicial	(4)+(5)+(6)+(7)		142830,34

En el sector fotovoltaico se suele emplear el coste de la instalación en €/Wp. Puesto que nuestra instalación cuenta con una potencia pico de 92880W, la instalación tiene un coste de 1,54 €/Wp. Es un precio habitual en el mercado y competitivo.

10.3 Ahorro previsto o ingresos

Se trata del ahorro previsto para cada año, calculado a partir de la previsión de energía generada mensualmente (ver apartado 6 y 8) y en función de la tarifa a aplicar en cada caso. Hablamos en términos de ahorro, ya que desde el punto de vista del cliente se tratará de un ahorro en la factura de la luz.

Sabemos que el precio de la energía para cada periodo es:

Periodo	Ingresos por €/kWh producido
P1	0,113456
P2	0,100071
P3	0,070764

Tabla 10-1 Precios tarifa eléctrica

Por otro lado, hemos obtenido en el apartado 8 los siguientes datos de producción:

Periodo	Producción (kWh)
P1	75320
P2	55771
P3	4263

Tabla 10-2 Producción anual FV por periodos

Por lo tanto, obtenemos que el ahorro generado el primer año es de **14.428,23€**.

Gráficamente el ahorro anual es:

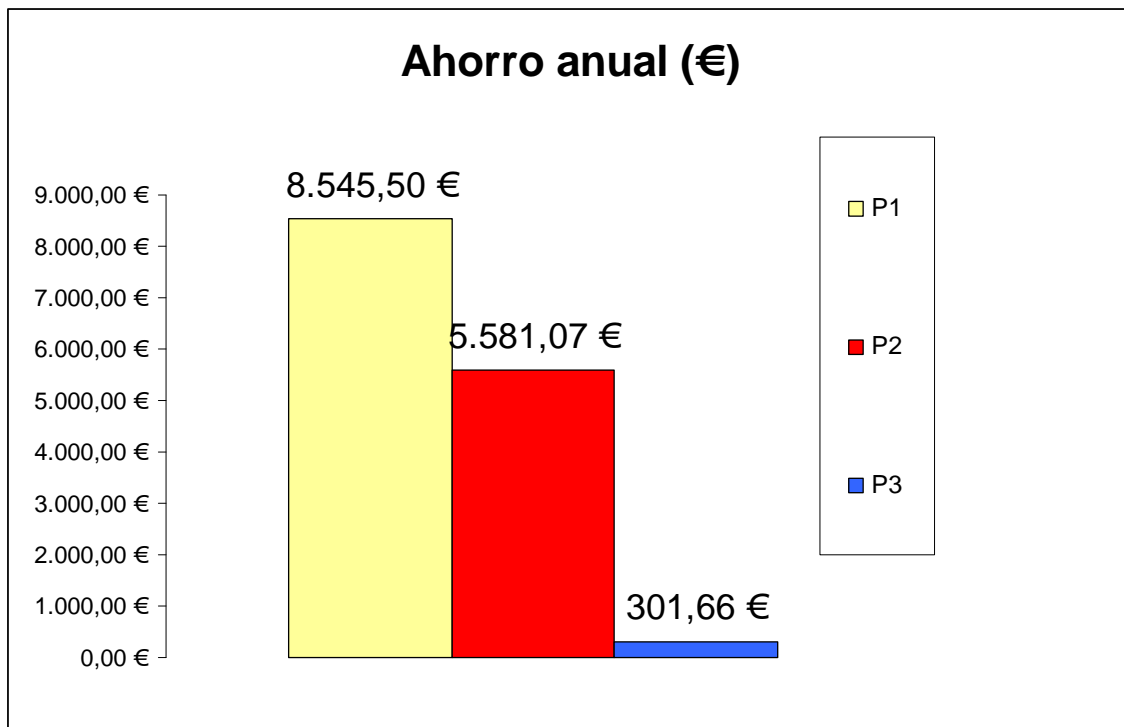


Gráfico 10-1 Ahorro anual por periodos (€)

10.4 Gastos explotación anuales

En este apartado debemos tener en cuenta 3 partidas de gastos anuales:

1. Gastos por operación y mantenimiento (O&M).

- Los gastos habituales para una instalación de 100kWp de potencia son 600€/año.
- Por lo tanto, nuestra instalación de 92,88 kWp tendrá un gasto anual el primer año de 553€.
- La actualización de precios será conforme al IPC estimado.

2. Gastos del seguro

- Los gastos habituales para una instalación de 100kWp de potencia son 300€/año.
- En nuestro caso el coste del seguro el primer año será de 277€.
- La actualización de precios será conforme al IPC estimado.

3. Gastos debidos a los peajes de respaldo que establece RD 900/2015.

- Se establecen unos peajes a la energía autoconsumida en las instalaciones fotovoltaicas, que dependen nuevamente del periodo tarifario:

Cargo transitorio por energía autoconsumida (€/kWh)		
P1	P2	P3
0,029399	0,019334	0,011155

- Por lo tanto, empleando los datos de consumo de la tabla 11-2, el gasto debido a los peajes de respaldo el primer año será de 3340,16€.
- Puesto que este peaje está en entredicho su continuidad en el tiempo, no sufrirá actualización de precios. En cambio, cada año será menor debido a que la producción de los paneles también será menor cada año (0,5%).

Resumiendo, los gastos de explotación del primer año serán:

Concepto	Cantidad (€/año)
Gastos O&M	553,00
Gastos seguro	277,00
Peaje de respaldo	3340,16

10.5 Gastos financieros

Para hacer frente a la inversión requerida, se solicita un préstamo por valor del 70% de la inversión inicial. La duración del préstamo son 10 años a un interés del 3%.

Por lo tanto el capital inicial son 99.981€. La cuota mensual a pagar durante 10 años es de 965,42 €, es decir, 11.585,04 € anuales. El gasto total asciende a los 115.850,91 €.

A continuación se muestra la gráfica Amortización vs Intereses y los detalles del préstamo en cuestión.

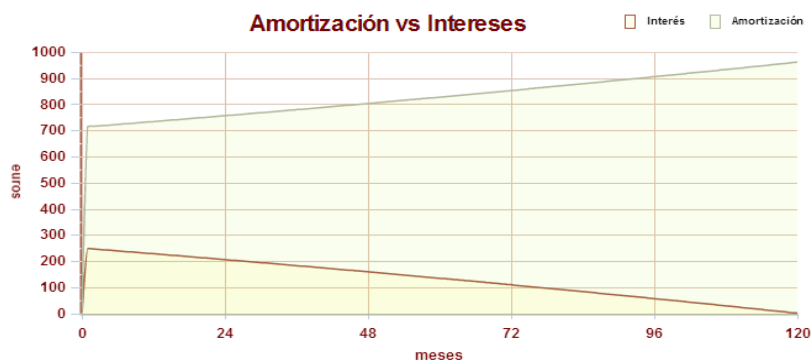


Gráfico 10-2 Amortización vs Intereses



Gráfico 10-3 Detalles préstamo

10.6 Balance económico. Beneficios

Una vez calculado el ahorro anual (beneficio desde el punto de vista del estudio económico) y los gastos anuales que tiene la instalación fotovoltaica vamos a realizar el balance económico para 30 años. Primero establecemos una serie de parámetros económicos que debemos de adoptar.

- IPC = 2,5 %. Este es el valor adoptado para la actualización de precios de los gastos O&M y los gastos del seguro.
- $IPC_{\text{eléctrico}} = 4,0\%$. Este el valor adoptado para la actualización de precios del precio de la luz ahorrada. Aunque los últimos años este valor es mucho mayor, se entiende que deberá normalizarse.
- Coeficiente de rendimiento de los módulos fotovoltaicos. Habitualmente se emplea una bajada del rendimiento del módulo del 0,5% anual. Por lo tanto cada año produciremos un 0,5% menos que el año anterior.
- En cuanto al término de los peajes de respaldo, no se realiza actualización de precios ya que se espera que dichos peajes desaparezcan. En el balance irán disminuyendo un 0,5% anual, debido al descenso de la producción.

Con todas estas premisas se entiende por *balance, tesorería o "cash flow"* el resultado de restar los gastos anuales de los ingresos obtenidos en dicho año.

Igualmente *balance acumulado o "cash flow acumulado"* al resultado de ir sumando los balances anuales. La cifra final (año 30) muestra la cantidad total obtenida después de esos 25 años de operación.

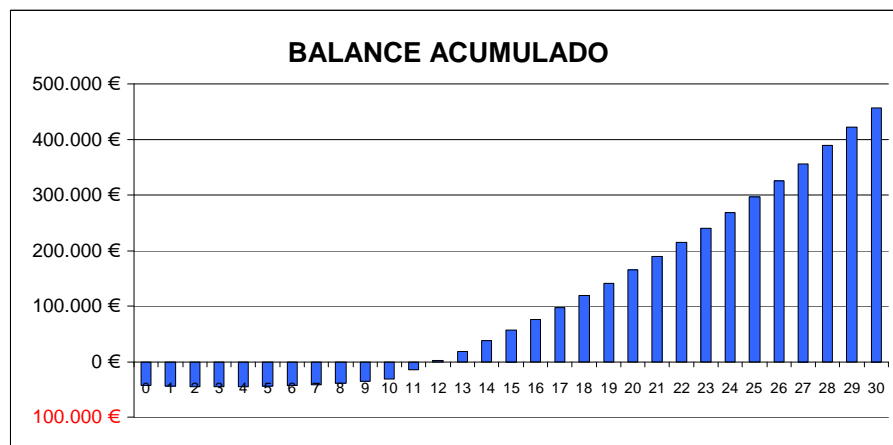


Gráfico 10-4 Balance acumulado

A continuación se muestran los gastos e ingresos que tendrá la instalación durante los 30 años.

Año	Producción de energía FV (kWh)	Total Ahorro	Gastos O&M	Seguro	Peajes	Devolución del Préstamo	CASH FLOW	CASH FLOW ACUMULADO
0							-42.849 €	-42.849 €
1	148.689	14.428 €	553 €	277 €	3.340 €	11.585 €	-1.327 €	-44.176 €
2	147.945	14.933 €	567 €	284 €	3.323 €	11.585 €	-826 €	-45.002 €
3	147.205	15.456 €	581 €	291 €	3.307 €	11.585 €	-308 €	-45.310 €
4	146.469	15.997 €	596 €	298 €	3.290 €	11.585 €	228 €	-45.082 €
5	145.737	16.557 €	611 €	305 €	3.274 €	11.585 €	782 €	-44.300 €
6	145.008	17.136 €	626 €	313 €	3.257 €	11.585 €	1.355 €	-42.945 €
7	144.283	17.736 €	642 €	321 €	3.241 €	11.585 €	1.947 €	-40.997 €
8	143.562	18.357 €	658 €	329 €	3.225 €	11.585 €	2.560 €	-38.437 €
9	142.844	18.999 €	674 €	337 €	3.209 €	11.585 €	3.194 €	-35.243 €
10	142.130	19.664 €	691 €	345 €	3.193 €	11.585 €	3.850 €	-31.393 €
11	141.419	20.352 €	708 €	354 €	3.177 €		16.113 €	-15.279 €
12	140.712	21.065 €	726 €	363 €	3.161 €		16.815 €	1.536 €
13	140.009	21.802 €	744 €	372 €	3.145 €		17.541 €	19.076 €
14	139.309	22.565 €	763 €	381 €	3.129 €		18.292 €	37.368 €
15	138.612	23.355 €	782 €	391 €	3.114 €		19.069 €	56.437 €
16	137.919	24.172 €	801 €	401 €	3.098 €		19.872 €	76.309 €
17	137.229	25.018 €	821 €	411 €	3.083 €		20.704 €	97.013 €
18	136.543	25.894 €	842 €	421 €	3.067 €		21.564 €	118.577 €
19	135.860	26.800 €	863 €	431 €	3.052 €		22.454 €	141.031 €
20	135.181	27.738 €	884 €	442 €	3.037 €		23.375 €	164.406 €
21	134.505	28.709 €	906 €	453 €	3.022 €		24.328 €	188.734 €
22	133.833	29.714 €	929 €	465 €	3.006 €		25.314 €	214.048 €
23	133.164	30.754 €	952 €	476 €	2.991 €		26.334 €	240.382 €
24	132.498	31.830 €	976 €	488 €	2.976 €		27.390 €	267.771 €
25	131.835	32.944 €	1.001 €	500 €	2.962 €		28.482 €	296.253 €
26	131.176	34.097 €	1.026 €	513 €	2.947 €		29.612 €	325.865 €
27	130.520	35.291 €	1.051 €	526 €	2.932 €		30.782 €	356.647 €
28	129.868	36.526 €	1.078 €	539 €	2.917 €		31.992 €	388.640 €
29	129.218	37.804 €	1.104 €	552 €	2.903 €		33.245 €	421.885 €
30	128.572	39.128 €	1.132 €	566 €	2.888 €		34.541 €	456.426 €

Tabla 10-2 Balance y Balance acumulado

10.7 Rentabilidad

Para estudiar la rentabilidad de la instalación se usarán dos métodos complementarios:

- Valor actual neto (VAN)
- Tasa interna de rentabilidad (TIR)

10.7.1 VAN

El valor actual neto es un parámetro que mide la viabilidad de un proyecto teniendo en cuenta los flujos de caja que se prevé tener. Consiste en actualizar los cobros y pagos de un proyecto o inversión y calcular su diferencia. Para ello trae todos los flujos de caja al momento presente descontándolos a un tipo de interés determinado. El VAN va a expresar una medida de la rentabilidad del proyecto en términos absolutos netos, es decir, en nº de unidades monetarias.

$$VAN = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1+k)^t}$$

Donde:

- F_t : son los flujos de dinero en cada periodo t . Es decir, los datos anuales de Cash Flow.
- I_0 : es la inversión realizada en el momento inicial ($t=0$). En nuestro caso 42.849,10 €.
- n : es el número de periodos de tiempo. En nuestro caso $n=30$
- k : es el tipo de descuento o tipo de interés exigido a la inversión. Escogemos $k = 3\%$, aunque ahora mismo el bono español a 30 está entorno al 2% pero se estima que en un futuro próximo suba.

Por lo tanto:

$$VAN = 225.385,45 \text{ €}$$

Puesto que es positivo, quiere decir que el proyecto es rentable.

10.7.2 TIR

La tasa interna de rentabilidad es el promedio geométrico de los rendimientos futuros esperados de dicha inversión. Es la tasa de descuento que tendríamos que aplicar para que el VAN fuera igual a 0.

En la mayoría de las inversiones, suele ser este el parámetro determinante a la hora de escoger una inversión u otra.

$$VAN = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1 + TIR)^t} = 0$$

Donde en nuestro caso:

$$TIR = 13,52 \%$$

Se comprueba que la TIR es positiva y además es mayor que la tasa de descuento supuesta para el cálculo del VAN ($k=3\%$). Por lo tanto el proyecto es viable económicamente.

10.7.3 Periodo de recuperación del capital invertido

Se observa en el balance acumulado que el capital invertido se recuperará partir de año 12, es decir, a partir de este año obtendremos beneficios.

11 IMPACTO AMBIENTAL

Las instalaciones fotovoltaicas de conexión a red tienen un impacto medioambiental que podemos considerar prácticamente nulo. Si analizamos diferentes factores, como son el ruido, emisiones gaseosas a la atmósfera, destrucción de flora y fauna, residuos tóxicos o peligrosos vertidos al sistema de saneamiento, veremos que su impacto está limitado a la fabricación de sus componentes.

11.1 Impacto debido al funcionamiento de la instalación

— *Ruidos:*

- Módulos fotovoltaicos: La generación de energía de los módulos fotovoltaicos, es un proceso totalmente silencioso.
- Inversor: trabaja a alta frecuencia no audible por el oído humano.

— *Emisiones gaseosas a la atmósfera:*

- La forma de generar de un sistema fotovoltaico, no requiere ninguna combustión para proporcionar energía, solo de una fuente limpia como es el sol.

— *Destrucción de flora y fauna:*

- Ninguno de los equipos de la instalación tiene efecto perjudicial sobre la flora o la fauna.

— *Residuos tóxicos y peligrosos vertidos al sistema de saneamiento:*

- Para funcionar los equipos de la instalación no necesitan verter nada al sistema de saneamiento, la refrigeración se realiza por convección natural.

11.2 Impacto debido a la fabricación de componentes

En todos los procesos de fabricación de módulos fotovoltaicos, componentes electrónicos para los inversores, estructuras, cables, etc. es donde las emisiones gaseosas a la atmósfera y vertidos al sistema de saneamiento, pueden tener mayor impacto sobre el medio.

Los principales residuos generados son disoluciones de metales, aceites, disolventes orgánicos, restos de dopantes y los envases de las materias primas que han contenido estos productos.

En cuanto a la energía consumida en el proceso de fabricación, se sabe que en un periodo de entre 4 y 7 años los módulos fotovoltaicos habrán producido más energía que la que se necesitó para su fabricación, siendo esta cifra muy inferior a los 25 años de garantía que poseen.

Así pues la instalación fotovoltaica es ecológicamente sostenible ya que se aprovechan unos recursos naturales con unos beneficios que superan ampliamente los costes medioambientales.

12 CONCLUSIONES

Puesto que la energía fotovoltaica está siendo cada vez más competitiva económicamente y más eficiente se prevé que su uso aumente considerablemente en los próximos años. Además la conciencia ecológica en el mundo es cada vez mayor, lo que ayudará a que este proceso se acelere.

El trabajo ha cumplido el objetivo de diseñar y dimensionar una instalación fotovoltaica que cubra una gran parte de la demanda de energética de la nave industrial, ocupando un espacio en desuso como es la cubierta de la nave industrial.

Además el Estudio Económico ha demostrado que la energía fotovoltaica orientada al autoconsumo es hoy en día viable económicamente, pese a la instauración de los peajes de respaldo.

13 REFERENCIAS

1. Javier Maria Mendez Muñiz (2013) “Energía solar fotovoltaica”.
2. Oscar Perpiñán Lamigueiro (2015) “Energía solar fotovoltaica”.
3. “Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red”.
4. Lluís Jutglar i Banyeras (2007) “Energía Solar”.
5. Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas
“Fundamentos, dimensionado y aplicaciones de la energía solar fotovoltaica.
Volumen I y II”.
6. “Código Técnico de la Edificación: Documento Básico HE Ahorro de Energía”
7. “Informe del Sistema Eléctrico Español 2015”
8. (Jinko Solar) www.jinkosolar.com
9. (PV Education) www.pveducation.org
10. (PVGIS) <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/apps4/pvest.php#>
11. (Mecasolar) www.mecasolar.com
12. (Banco de España) www.bde.es
13. (Red Eléctrica de España) www.ree.es
14. (Catastro) www.catastro.meh.es