



industriales
etsii

**Escuela Técnica
Superior
de Ingeniería
Industrial**

UNIVERSIDAD POLITÉCNICA DE CARTAGENA

**Escuela Técnica Superior de Ingeniería
Industrial**

Diseño de una instalación solar fotovoltaica en la cubierta de una nave industrial de repuestos de automáticos y su estudio de viabilidad

TRABAJO FIN DE GRADO

**GRADO EN INGENIERÍA EN TECNOLOGÍAS
INDUSTRIALES**

Autor: Ignacio Ruiz Sevilla
Director: Francisco Javier Cánovas
Rodríguez

Cartagena, Septiembre de 2018



**Universidad
Politécnica
de Cartagena**

Agradecimientos

En primer lugar quiero agradecer a Francisco Javier Cánovas Rodríguez por darme la oportunidad de realizar, sobre un tema tan interesante, este Trabajo de Fin de Grado con el que culmina mi formación de graduado en Ingeniería en Tecnologías Industriales.

Además, a mis padres, a mi hermana y a José María por su apoyo y sus consejos durante esta fase.

Por último, a mis compañeros y amigos por impulsarme a dar lo máximo de mí.



ÍNDICE

1.	Resumen y objeto del proyecto.....	7
2.	Introducción a la energía solar.....	8
2.1.	Las fuentes de energía a lo largo de la historia.....	8
2.2.	Progreso de la energía solar fotovoltaica global.....	9
2.3.	Estado actual en España.....	12
2.4.	Pool eléctrico español.....	13
2.5.	La reducción de emisiones.....	14
3.	Marco regulatorio, condiciones y normativa.....	15
4.	Introducción al caso propuesto.....	16
4.1.	Emplazamiento de la nave industrial.....	16
4.2.	Características de la nave industrial.....	17
5.	Diseño del proyecto.....	18
5.1.	Radiación solar incidente. Inclinación óptima.....	18
5.2.	Elección del panel FV.....	20
5.3.	Consumo energético de la nave industrial.....	23
5.4.	Estimación de la producción de energía de los paneles solares.....	27
5.5.	Distribución de los paneles solares en la nave.....	35
6.	Estudio económico y viabilidad del proyecto.....	36
7.	Instalación eléctrica. Cableado y elementos de protección.....	40
7.1.	Dimensionado.....	40
7.1.1.	Cableado de Corriente Continua.....	40
7.1.2.	Cableado de Corriente Alterna.....	42
7.2.	Protecciones.....	45
7.2.1.	Corriente continua.....	45
7.2.2.	Corriente alterna.....	46
7.2.3.	Puesta a tierra.....	47
8.	Anexos.....	49
	Anexo 1. DIALux - Área de Mantenimiento.....	49
	Anexo 2. DIALux - Despacho.....	50
	Anexo 3. DIALux - Almacén.....	51
	Anexo 4. DIALux - Vestuario.....	52
	Anexo 5. Informe PVsyst.....	53
9.	Referencias bibliográficas.....	56



1. Resumen y objeto del proyecto

El principal objeto de este trabajo será el diseño, cálculo y posterior verificación de una instalación solar fotovoltaica en la cubierta de una nave industrial ya existente, con 1200 m² útiles y cubierta a dos aguas, emplazada en el Polígono Industrial Cabezo Beaza en Cartagena y cuyo uso específico es el de taller de repuesto de neumáticos, así como también existe una zona para su almacenamiento. La profundización en las actividades que se realizan en la nave será determinante para las necesidades de potencia que requiere el proyecto.

Como descripción de la situación actual, se desea valorar la instalación de un conjunto de paneles solares fotovoltaicos en la cubierta de la nave con el fin de ver disminuidos los gastos que conlleva el consumo eléctrico de las tareas en cuestión. Para ello, se deberá profundizar en el mercado actual teniendo en cuenta el costo actual de los elementos que conforma una instalación fotovoltaica. Para ello, se hará uso del software especializado en el campo.

Una vez diseñada y seleccionados todos los elementos de la instalación, se procederá a realizar el diseño del cableado eléctrico de toda la instalación, tanto de las propias placas fotovoltaicas hasta el cuadro general como el cableado interior desde éste a cada punto de la nave, ya sean iluminarias o tomas de potencia.

A continuación, se dará comienzo al estudio de rentabilidad económica de la instalación diseñada teniendo en cuenta el mercado eléctrico actual y los impuestos que se deben abonar. De esta forma, se indicará el número de años que deben pasar para que el proyecto comience a ser rentable.

Finalmente se analizarán los resultados obtenidos y se llegará a las conclusiones oportunas sobre la posibilidad real de llevar a cabo el proyecto.



2. Introducción a la energía solar.

2.1. Las fuentes de energía a lo largo de la historia.

Los combustibles fósiles son conocidos desde la antigüedad aunque su utilización ha sido inapreciable hasta el siglo XVIII. El petróleo se utilizaba en Mesopotamia para el alumbrado y en la elaboración de materiales de construcción. Este recurso también era conocido por los indios en la América precolombina. El carbón era empleado en China desde hace 2000 años, y los griegos también lo utilizaban en las fundiciones de cobre. Podríamos decir que en Europa la minería del carbón es una práctica generalizada a partir del siglo XII. Por otra parte, el gas natural ha sido empleado principalmente en el Oriente Medio y el subcontinente indio desde hace siglos.

La utilización de combustibles fósiles como fuente de energía comenzó en el siglo XIX de manera lenta y ha ido incrementándose progresivamente hasta el presente. En 1920 comienza a utilizarse el carbón a gran escala, mientras que el petróleo comienza en 1859 cuando se perfora de manera accidental el primer pozo de crudo en Pensilvania, hecho que desencadenaría su utilización masiva hasta convertirlo en “el oro negro” de por todo el mundo. No obstante cabe preguntarse por qué si estas fuentes de energía eran conocidas desde hace largo tiempo, precisamente se convirtieron en entonces en las principales a partir del siglo XIX. La causa es evidente: el desarrollo de los motores en los países industrializados a partir de progreso científico desde el siglo anterior. El uso del motor generó un progreso en numerosos campos, produjo un aumento en la productividad de las industrias y permitió el avance en medicina con el consiguiente incremento de la natalidad y la población.

Por otro lado, a comienzos del siglo XIX comienza la fabricación de máquinas eléctricas a partir del descubrimiento de la reacción entre un cable conductor y una aguja magnética por parte de H. C. Oersted en 1819. En 1831 Faraday desarrolla el principio de inducción magnética y en 1832 Pixii realiza el primer generador eléctrico. Este tipo de avances durante décadas permitieron la aplicación de la energía eléctrica en primer lugar en el campo de la iluminación. A partir de este momento los países industrializados comenzaron un rápido desarrollo de la energía eléctrica hasta que en el presente se ha producido una generalización global.

Por último aparece la energía nuclear. Las radiaciones fueron descubiertas en 1896 por Henri Becquerel y estudiadas tanto por él como por Marie Curie. En 1911 Ernest Rutherford localizó que provenían del núcleo atómico. Ya en la década de 1930 Enrico Fermi bombardeó con neutrones produciendo las primeras fisiones nucleares artificiales. En 1938 Hahn logró la primera fisión del átomo de uranio y el 1942 Fermi construyó el primer reactor nuclear en Chicago.



Un invento que ha cambiado el panorama de la producción es el del primer motor de combustión por cuatro tiempos por parte del ingeniero alemán Nicolaus Otto en 1862. A partir de él se aplicaron a los medios de transporte como el automóvil o el avión y aumentó exponencialmente la demanda de petróleo.

Sin duda, a pesar de que el consumo de combustibles fósiles ha ido en constante progresión, también ha habido conciencia de que las fuentes de energía no renovables son limitadas y que en algún momento se agotarían, esto despertó el interés por hallar nuevas fuentes de energía alternativas. En la segunda década del siglo XX ya Mouchot comenzó los experimentos que permitieron el comienzo de la utilización de la energía solar, no obstante su uso fue limitado dada la disponibilidad de energías no renovables.

Fue a partir la crisis del petróleo de 1973 y la crisis económica del 1979 cuando se centra la atención en las entonces incipientes tecnologías solares no obstante, la caída del precio del petróleo moderó nuevamente su crecimiento.

2.2. Progreso de la energía solar fotovoltaica global.

Desde la década de 1970 la energía fotovoltaica se ha convertido en una de las favoritas en todo el mundo. El primer continente que apostó por su desarrollo fue el europeo, especialmente Alemania aunque otros países han realizado en la última década fuertes inversiones hasta superar la capacidad europea principalmente EEUU, China y Japón.

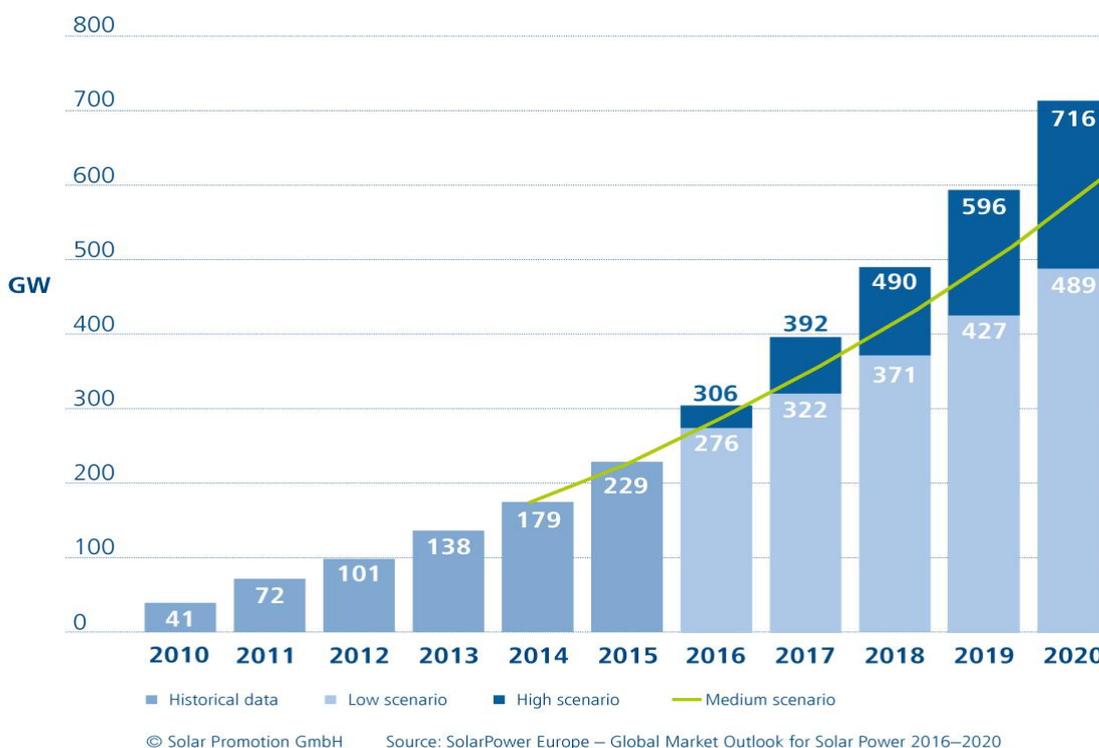


Figura 1. Escenario de mercado solar acumulativo global hasta 2020.



Tan solo en el último año, China y Japón añadieron a sus filas más energía solar que todo el continente europeo, incrementando la inversión de este tipo de instalaciones en Asia en 31,7 billones de dólares en el año 2015, más del 150% de lo que invirtió EE.UU. ese mismo año, siendo el siguiente país con el mercado más grande.

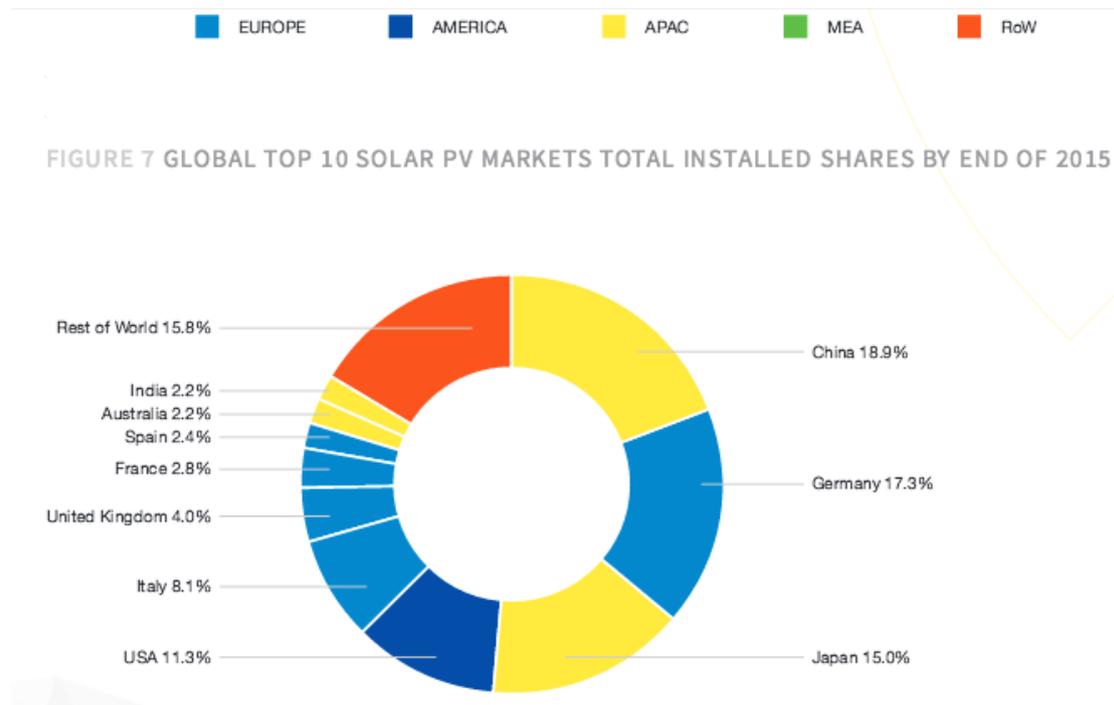


Figura 2. Mayores inversores en energía solar en 2015.

Comparando las mayores potencias mundiales, destaca la tendencia de China aumentar rápidamente la potencia que tiene instalada.

Tras el accidente ocurrido en Fukushima en 2011, Japón apostó por realizar fuertes inversiones en energías renovables, lo que le ha llevado a ser uno de los países punteros del mundo en el desarrollo de la potencia fotovoltaica.

EEUU instaló en 2015 7,3 GW aproximadamente si bien la producción solar se centra principalmente en el estado de California.

Es muy destacable observar que el progreso ha ido ralentizándose en Europa durante los últimos años hasta verse sobrepasado por los países líderes citados, si bien este mercado vuelve a crecer en la actualidad debido al impulso principalmente de Alemania, Reino Unido y Francia.

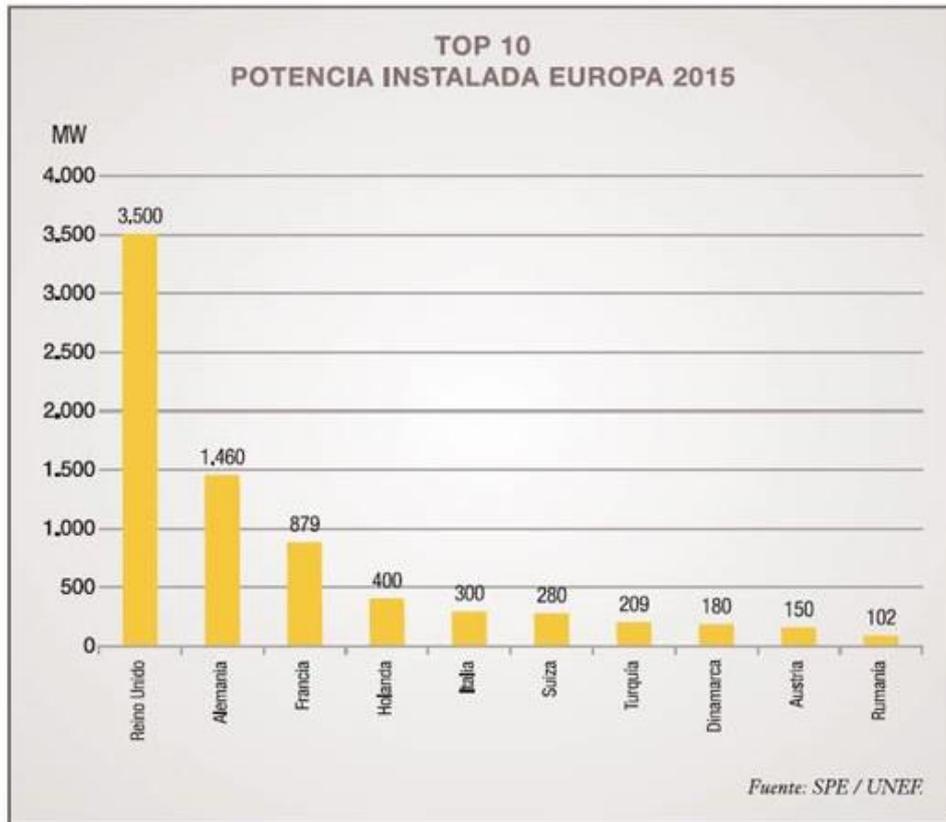


Figura 3. Potencia instalada en Europa en el año 2015.

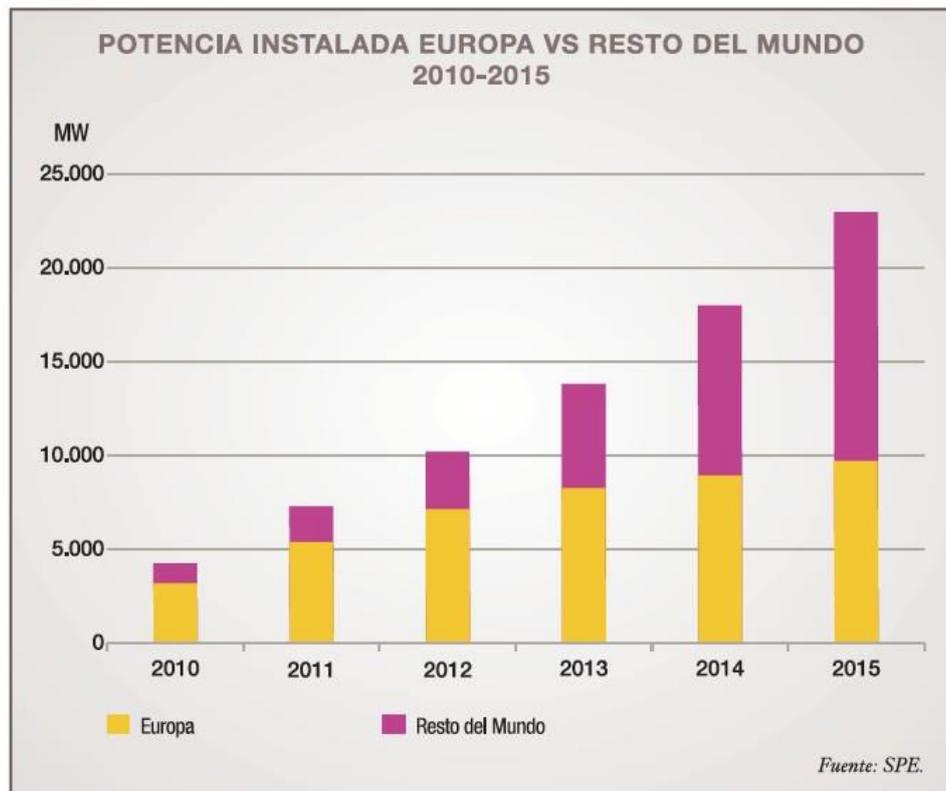


Figura 4. Potencia instalada en Europa frente al resto del mundo



Como se aprecia en la Figura 3, Reino Unido es líder dentro del marco europeo de países con mayor potencia instalada. Cabe destacar la presencia de Alemania y Francia mientras que España no ocupa ningún puesto entre los diez primeros países.

Además, como se puede ver en la Figura 4, han sido los países no europeos los que mayor incremento han experimentado en cuanto a potencia instalada. Mientras que Europa contaba en el año 2010 con casi la totalidad de la potencia, en el año 2015 se ha reducido a menos de la mitad, debida a la fuerte inversión extranjera comentada.

2.3. Estado actual en España

Aunque la mayoría de análisis atribuyen a España el mayor potencial de energía fotovoltaica de Europa, la realidad contrasta con estas proyecciones debido al estancamiento que se ha producido principalmente debido a que la normativa que sufre el país es la principal traba para su desarrollo.

El gobierno español realizó una importante apuesta por la producción de energía fotovoltaica en 2004 y sobretodo en 2007 mediante Reales Decretos que primaban a los productores. Esta apuesta no estuvo bien diseñada puesto que provocó un “boom” de instalaciones y caos regulatorio.

Con el cambio de gobierno en 2011 se derogaron los reales decretos y anularon las primas anteriores. Además el Real Decreto 900/2015 estableció el llamado “peaje de respaldo” o “impuesto al sol” y que establece cargos al autoconsumo de energía. Esto ha supuesto un estancamiento de la producción de renovables afectando incluso a la rentabilidad de las instalaciones.

Durante el periodo 2012-2016, la generación permaneció bastante estable con una producción media alrededor de 8,2 TWh. La potencia instalada ha sido casi insignificante durante este periodo lo cual indica que el mencionado potencial está desaprovechándose. España ha pasado de ser potencia mundial con expectativas similares a Alemania a ser uno más dentro del panorama mundial, aunque con una de las mayores tasas de fotovoltaica instalada.



El panorama cambia en 2017 con las subastas de renovables y la fuerte caída de los costes genera unas expectativas de situar de nuevo a España entre los países con más desarrollo. Los 4 GW de fotovoltaica instalados en la primera oleada parece que se van a quedar muy superados porque las distintas administraciones tienen permisos para instalar 23.000 nuevos megavatios de solar fotovoltaica. El horizonte de 2020 es alcanzar un 20% en renovables.

Para valorar su presencia económica en cifras, la energía fotovoltaica ya generó en el año 2015 en nuestro país 2511,5 millones de euros por lo que contribuye con un 0,2% del PIB y de manera indirecta con otros 289,8 millones de euros. Esta actividad genera empleos directos con un alto porcentaje de titulados universitarios (42%) y empleo fijo (83,6%) existiendo un tejido industrial de micro-pymes (90%) y pequeñas empresas (8%) que comprenden empresas instaladoras, distribuidoras, consultorías y demás servicios.

2.4. Pool eléctrico español

Este mercado eléctrico mayorista o pool es el lugar donde se compra cada día la mayor parte de la energía que al día siguiente va a consumirse en España. Funciona desde 1998 y en él se acopla la oferta y la demanda para determinar el precio del día siguiente.

Este precio sirve de referencia para el cálculo del 40% de la factura del recibo eléctrico, tanto de los pequeños consumidores como de las empresas o industrias.

Se trata de un mercado que se rige por criterios marginalistas, según afirma el ingeniero industrial José Luis Sancha. Se establece como criterio que la última central que entra al cruzarse la oferta y la demanda para cada hora marca el precio que luego cobran todas. En definitiva todas las centrales cobran el precio de lo que cuesta la más cara. Se trata por tanto de un precio distorsionado dado que este esquema únicamente podría ser funcional en un mercado en perfecta competencia, caso que por diversos motivos está muy lejos de cumplirse en el sector energético español.



2.5. La reducción de emisiones

En la actualidad uno de los principales retos respecto al cambio climático señalados por la Cumbre de París es la necesidad de la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero. En este sentido la innovación tecnológica debe jugar un papel decisivo en las instalaciones industriales para evitar la emisión de CO₂, CH₄, N₂O y gases fluorados. Para conseguirlo se deben poner en marcha las siguientes prioridades:

- Mejorar la eficiencia energética puesto que el consumo de energía es la principal fuente de emisión de gases de efecto invernadero fundamentalmente a través de la utilización de combustibles fósiles.
- El uso de energías renovables, como podrían ser la biomasa, el biocombustible, la geotérmica y, especialmente en el caso que nos ocupa, la producción de energía eléctrica mediante autogeneración renovable como es el caso de la solar fotovoltaica.

El objetivo final es reducir la huella de carbono, es decir la cantidad de emisiones de GEI de un producto.

En este sentido desde que en 1992 se llegara al primer convenio de las Naciones Unidas sobre cambio climático, se han suscrito diversos acuerdos internacionales a la vez que la realidad va evolucionando a lo largo de estas últimas décadas.

El Protocolo de Kioto es un acuerdo firmado en 1997 dentro del marco de Naciones Unidas cuyo objetivo es reducir las emisiones de seis gases de efecto invernadero que causan el calentamiento global. Los gases son el dióxido de carbono (CO₂), el metano (CH₄), el óxido nitroso (N₂O), y los otros tres son tipos de gases industriales fluorados: los hidrofluorocarbonos (HFC), los perfluorocarbonos (PFC) y el hexafluoruro de azufre (SF₆). En el protocolo se acordó una reducción de al menos un 5 %, de las emisiones de estos gases en 2008-2012 en comparación con las emisiones de 1990.

Este protocolo apostó por fijar metas obligatorias individuales a cada país y solo logró cubrir el 11% de las emisiones mundiales. Por ello en la Cumbre de París de 2016 se llegó a un nuevo acuerdo en el que por primera vez 195 países admiten el problema del cambio climático y reconocen su responsabilidad humana. En consecuencia se fija, entre otros objetivos, elevar los flujos financieros para lograr una transición a una economía limpia.



3. Marco regulatorio, condiciones y normativa

En España, las principales leyes con ámbito de aplicación a la construcción de instalaciones y generación de energía fotovoltaica son:

- Documentos básicos del Código Técnico de Edificación (CTE).
- Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red por el IDAE.
- Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (REBT).
- Condiciones técnicas de la instalación de producción eléctrica conectada a la red de Iberdrola. MT 3.53.01.
- Normas autonómicas, provinciales y municipales.
- Reglamento de Seguridad e Higiene en Centros de Trabajo.
- Ley 31/1995 para la prevención de riesgos laborales.
- 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.
- Orden ETU/1976/2016, de 23 de diciembre, por la que se determinan los peajes de acceso de energía eléctrica para 2017.
- Real Decreto-Ley 2/2013, de 1 de febrero, de medidas urgentes en el sistema eléctrico y sector financiero.
- Real Decreto 1578/2008, de 26 de septiembre, de retribución de la actividad de producción de energía eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica.
- Real Decreto-Ley 1/2012, de 27 de enero, por el que se procede a la suspensión de los procedimientos de preasignación de retribución y a la supresión de los incentivos económicos para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de cogeneración, fuentes de energía renovables y residuos.
- Real Decreto-Ley 14/2010, de 23 de diciembre, por el que se establecen medidas urgentes para la corrección del déficit tarifario del sector eléctrico.
- Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia.
- Directiva 2009/28/CE, del Parlamento Europeo y del Consejo de 23 de abril de 2009, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables y por la que se modifican y derogan las Directivas 2001/77/CE y 2003/30/CE, establece un marco común para el fomento de la energía procedente de fuentes renovables.



4. Introducción al caso propuesto

4.1. Emplazamiento de la nave industrial

La nave industrial a la que se le va a diseñar la instalación se encuentra localizada en el Polígono Industrial Cabezo Beaza en la ciudad de Cartagena. Las coordenadas de la parcela son las siguientes:

- Latitud: 37° 37' 14'' Norte
- Longitud: 0° 57' 4'' Oeste
- Altitud: 40 metros sobre el nivel del mar

Observando el Mapa de Zonificación Climática de la Figura 5, podemos ver que la zona en la que se encuentra la nave está definida como zona B y cuenta con una transmitancia térmica máxima de 5,70 (W/m^2k). Por ello, se puede asegurar que se encuentra en un espacio idóneo para instalaciones fotovoltaicas.

MAPA DE ZONIFICACIÓN CLIMÁTICA, RÉGIMEN DE INVIERNO.
Transmitancia térmica máxima de hueco (W/m^2K).

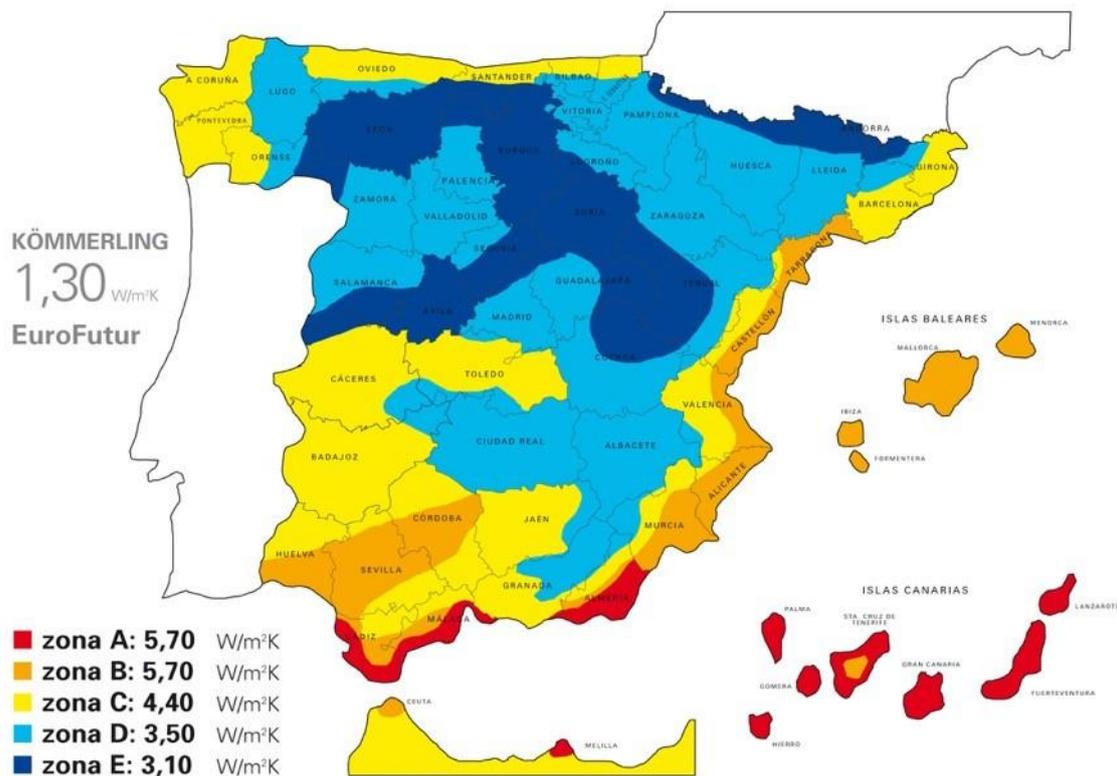


Figura 5. Mapa de las zonas climáticas en España.

Además, es importante comentar que la nave se encuentra orientada 45° frente al sur como se aprecia en la Figura 6.

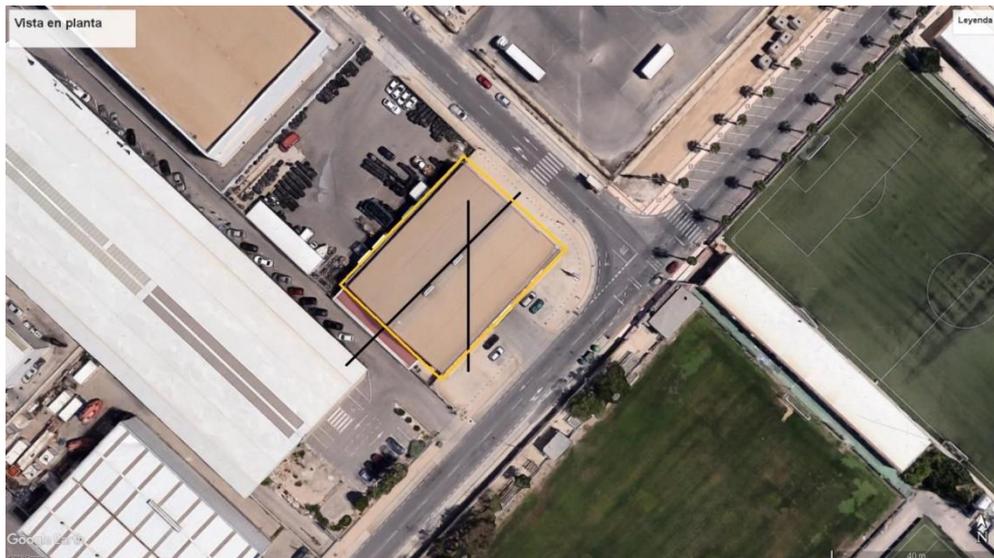


Figura 6. Situación de la nave objeto en Google Maps.

4.2. Características de la nave industrial

La nave industrial en cuestión es una nave rectangular con las siguientes medidas:

- Largo: 40 m
- Ancho: 30 m
- Altura hasta techumbre: 7 m
- Altura máxima: 10 m
- Superficie útil construida: 1200 m²

La cubierta es a dos aguas con un ángulo de 11° con respecto a la horizontal.



Figura 7. Vista general de la nave industrial.

La nave cuenta con una buena accesibilidad al tendido eléctrico. La instalación fotovoltaica que se pretende incorporar en la nave industrial es una instalación conectada a red, siendo la energía producida suficiente para abastecer la demanda energética de la nave.



5. Diseño del proyecto

5.1. Radiación solar incidente. Inclinación óptima

El primer objetivo de esta fase es determinar el ángulo más correcto de inclinación de los paneles fotovoltaicos para obtener un rendimiento máximo de ellos.

Para averiguarlo se va a hacer uso de Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS), donde se ha introducido nuestra ubicación y una potencia de pico instalada de 1 kWp así como unas pérdidas estimadas del sistema de un 14%, aunque estos dos últimos valores no son todavía importantes. Además, se ha mantenido el acimut en cero ya que lo mejor es orientar las placas completamente al sur.

The screenshot displays the PVGIS web interface. At the top, there are logos for JRC and CM SAF, and the title 'Photovoltaic Geographical Information System - Interactive Maps'. Below this is a navigation menu with options like 'EUROPA', 'EC', 'JRC', 'DIR-C', 'RE', 'SOLAREC', 'PVGIS', and 'Interactive maps'. A search bar is present with the text 'e.g., "Ispra, Italy" or "45.256N, 16.9589E"'. The map shows a location in Murcia, Spain, with a popup window for 'Neumaticos Carthagonova SL' at 'Calle Londres, 72, 30353 Cartagena, Murcia, España'. The configuration panel on the right is titled 'Performance of Grid-connected PV' and includes the following settings: Radiation database: Climate-SAF PVGIS; PV technology: Crystalline silicon; Installed peak PV power: 1 kWp; Estimated system losses: 14%; Fixed mounting options: Mounting position: Free-standing; Slope: 34 degrees; Azimuth: 0 degrees; Tracking options: Vertical axis, Inclined axis, and 2-axis tracking are all unchecked; Output options: Show graphs, Show horizon, Web page, Text file, and PDF are all checked. A 'Calculate' button is located at the bottom of the configuration panel.

Figura 8: Configuración de PVGIS.

Como se puede observar, el ángulo que nos proporciona el programa es de 34° con respecto a la horizontal. Del sistema también se puede obtener información acerca de la producción diaria media de electricidad “Ed” (kWh), la producción eléctrica mensual media “Em” (kWh), la suma diaria promedio de irradiación global por metro cuadrado “Hd” (kWh/m²) y la suma promedio de irradiación global por metro cuadrado “Hm” (kWh/m²).



Sistema fijo: inclinación = 34 °, orientación = 0 °				
Mes	E_d	E_m	H_d	H_m
Ene	3.49	108	4.47	139
Feb	4.17	117	5.37	150
Mar	4.92	153	6.51	202
Abr	5.00	150	6.65	200
Mayo	5.17	160	6.96	216
Jun	5.35	160	7.29	219
Jul	5.30	164	7.33	227
Ago	5.16	160	7.15	222
Sep	4.71	141	6.45	194
Oct	4.30	133	5.80	180
Nov	3.54	106	4.62	139
Dic	3.20	99.3	4.12	128
Promedio anual	4.53	138	6.06	184
Total por año		1650		2210

Figura 9. Estimaciones PVGIS de la generación de electricidad solar.

En las siguientes gráficas se han representado la producción eléctrica mensual media y la suma promedio de irradiación global por metro cuadrado.

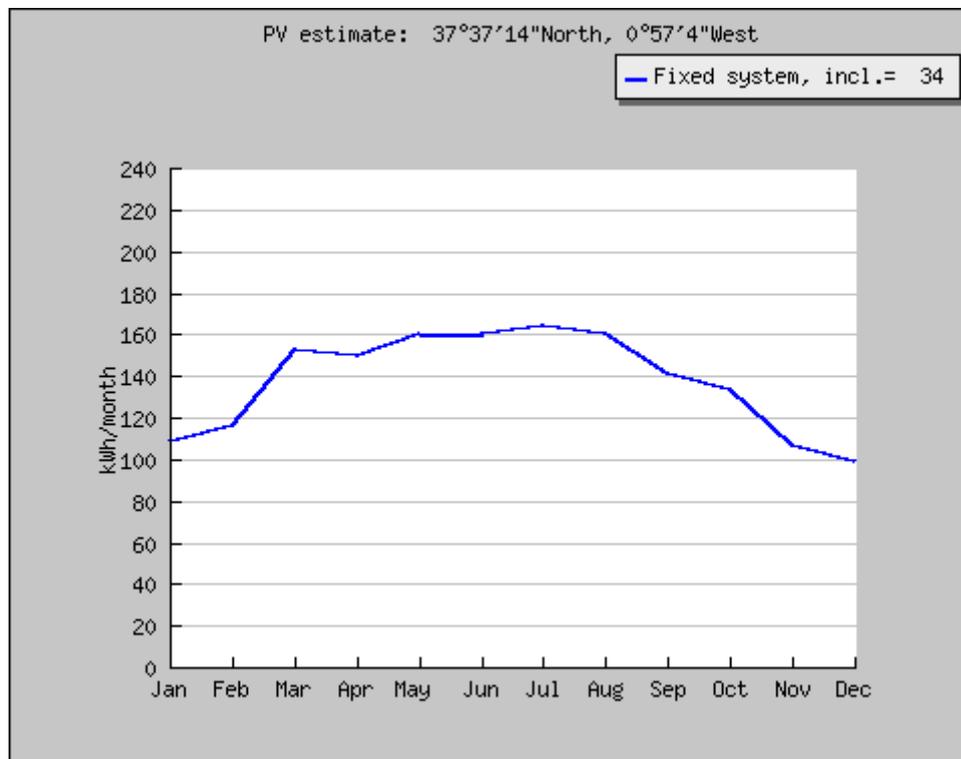


Figura 10. Producción eléctrica mensual media.

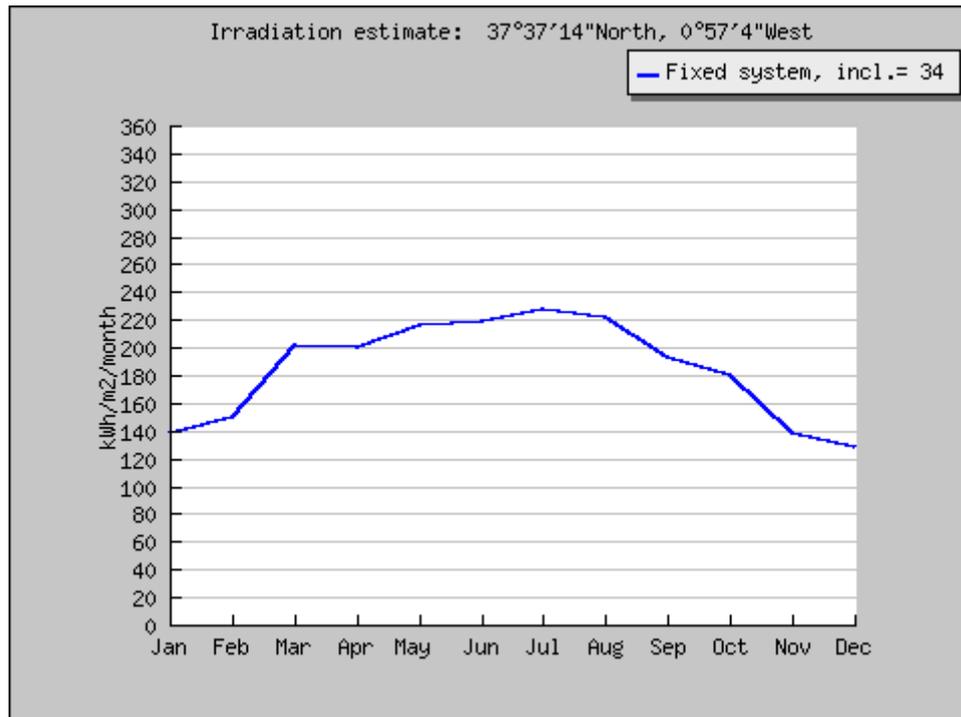


Figura 11. Suma promedio de irradiación global por metro cuadrado.

Las pérdidas de cables, inversores y otros de un 14% se sumarían a un 10.6% de pérdidas estimadas debidas a la temperatura y baja irradiancia y a un 2.6% de pérdidas por efectos de reflectancia angular para dar un total de 25.1% de pérdidas totales del sistema fotovoltaico combinado.

Sin embargo se ha elegido que los paneles solares se encuentren sobre la techumbre de la fábrica para reducir los costes que suponen la compra de soportes para alzar los paneles. De esta forma, las placas tendrán un ángulo de inclinación de 11°.

5.2. Elección del panel FV

A la hora de elegir la marca y modelo del panel fotovoltaico que se va a utilizar, se ha de tener en cuenta una serie de factores o restricciones. En este caso, se ha tomado como principal premisa la búsqueda de un panel solar con una alta eficiencia, es decir, un panel capaz de convertir un alto porcentaje de potencia de la luz solar absorbida en energía eléctrica.

Además, otro requisito importante es el tipo de Silicio que se ha utilizado en la fabricación del panel solar. Por la situación geográfica donde se encuentra la fábrica un panel solar de Silicio policristalino daría un mejor resultado ya que aunque suelen ser ligeramente menos eficientes que los monocristalinos, cuentan con una mayor rapidez en el proceso de calentamiento y se ven menos afectados por el sobrecalentamiento.



Teniendo en cuenta estos requisitos, se ha optado por el modelo **TSM-320PD14** de la compañía **Trina Solar**, un panel solar policristalino con una alta eficiencia de un 18,27% que cuenta con 72 células capaces de proporcionar 320Wp de potencia máxima. Trina Solar es una empresa con 21 años de experiencia con inicios en China. En la actualidad venden productos en más de 70 países y poseen oficinas en Pekín, Madrid, Seúl, Shanghái, Singapur, Sídney, Tokio y San José (California). La electricidad generada por todos los módulos que Trina Solar ha fabricado y vendido es equivalente a la reducción de 27 millones de toneladas de CO₂ o a plantar 18211 km² de árboles.



Figura 12. Vistas del TSM-320PD14.

Este panel solar cuenta con unas dimensiones de 1956x992x40 mm y un peso de 22.50 kg. Cuenta además con certificado de resistencia al viento y la carga de nieve, siendo resistente a la corrosión por niebla salina y amoníaco y trabaja a un excelente rendimiento bajo débiles condiciones de luz.

Todas las características técnicas se pueden observar a continuación:



Características eléctricas	
Tensión máxima del sistema	1000 V
Potencia máxima ($P_{\text{máx}}$)	320 Wp
Tensión en el punto de máxima potencia ($V_{\text{máx}}$)	37,10V
Corriente en el punto de máxima potencia ($I_{\text{máx}}$)	8,63 A
Tensión en el circuito abierto (V_{oc})	45,8 V
Corriente de cortocircuito (I_{sc})	9,10 A
Eficiencia	18,27%

Figura 13. Características eléctricas.

Características mecánicas	
Dimensiones (A/A/F)	1956x992x40 mm
Peso	22,5 kg
Tipo de células	Policristalino
Tamaño de las células	243,4 cm ²
Número de células	72
Estructura	Glass-Blacksheet con marco de Aluminio
No. de diodos Bypass incorporados	3

Figura 14. Características mecánicas



5.3. Consumo energético de la nave industrial

El objetivo de la instalación de los paneles solares es únicamente cubrir el consumo energético de la actividad industrial en cuestión. Por ello, antes de conocer el número de paneles solares que se va a colocar y su disposición en la techumbre, es necesario estimar este consumo.

A continuación, se va a realizar un estudio en cada una de las habitaciones de la nave: el área de mantenimiento, el almacén, el despacho y el vestuario. Las medidas de cada sala son las siguientes:

- Área de mantenimiento: 30x30 metros
- Despacho: 10x10 metros
- Almacén: 10x10 metros
- Vestuario: 10x10 metros

En cada parte se desarrollará un gasto por alumbrado y enchufes eléctricos. Para el correcto diseño del alumbrado se va a hacer uso del programa informático DIALux 4.13. En cuanto al cálculo de la energía usada por las tomas a la pared cabe decir que se va a instalar en las paredes cada 10 metros una toma trifásica a 16 A y una toma monofásica a 32 A. Así cada 10 metros tendremos:

$$\begin{aligned} \text{Consumo (cada 10m)} &= \text{Tensión} \times \text{Intensidad} \\ &= 230 \times (16 \times 3) + 400 \times (32 \times 1) = 23840 \text{ W} = 23,84 \text{ kW} \end{aligned}$$

A este valor se le debe aplicar un factor de simultaneidad de un 10%:

$$\text{Consumo real (cada 10m)} = 0,1 \times 23,84 = 2,384 \text{ kW}$$

En primer lugar, en el área de mantenimiento se cuenta con la siguiente maquinaria que consume energía:

1. Un inflador de neumáticos de 1,8 kW.
2. Un elevador de coches de funcionamiento electro-hidráulico como el de la Figura 15 con un consumo de 2,2 kW.



Figura 15. Elevador electro-hidráulico.



3. Un taladro sobre banco con 750W de consumo.

Es decir, en maquinaria habría un consumo habitual de 4,75 kW

En cuanto al consumo de las tomas a corriente, el área de mantenimiento cuenta con un perímetro de 120 metros, por lo que si hay una instalada cada 10 metros, contaremos con 12 tomas, es decir, 28,61 kW.

Para el alumbrado, se han utilizado 56 campanas industriales Philips BY120P G3, repartidas en 7 filas y 8 luminarias por fila, con un consumo de 85W por luminaria. Para realizar el estudio lumínico, se ha cumplido la norma española de iluminación de lugares de trabajo, que se muestra en la Figura 16 para el caso de actividades de carrocería y montaje. De esta forma, se ha obtenido un valor de nivel de iluminación medio del local (E_m) de 540lx y un factor de uniformidad (U_o) de 0.503, muy cercano al recomendado en la norma. El resto de datos sobre el proyecto lumínico se encuentran en la ficha del Anexo 1.

Tabla 5.24 – Actividades industriales y artesanales – Fabricación de vehículos y reparación

Nº ref.	Tipo de interior, tarea y actividad	\bar{E}_m lx	UGR_L -	U_o -	R_a -	Requisitos específicos
5.24.1	Carrocería y montaje	500	22	0,60	80	

Figura 16. UNE-EN 12464-1 (actividades industriales).

En cuanto al despacho, contamos con un aparato de aire acondicionado con una potencia de 2 kW.

La superficie con la que contamos es de 10x10 metros, es decir, un perímetro de 50 metros. De esta forma, se contará con 4 tomas de corriente, lo que equivale a 9,54 kW.

Con respecto al alumbrado, se ha optado por la iluminación con unas luminarias empotrables SlimBlend rectangulares de alto rendimiento. La disposición elegida ha sido de 5 filas con 5 luminarias por fila y, al contar con 24.5 kW cada una, se ha de contar con una potencia total de 0.6125 kW. Además se ha cumplido con la normativa vigente en oficinas donde se realizan escrituras, escrituras a máquina, lecturas y tratamiento de datos. Se dispone de un valor de nivel de iluminación medio del local de 527 lx (superior a los 500 lx mínimos) y un índice de deslumbramiento unificado, UGR, de 16 (inferior a los 19 que recomienda la norma como tope). El resto de especificaciones se encuentran en el Anexo 2. En la Figura 17 se muestra la normativa para los diferentes tipos de oficina.



3 Oficinas

Nº ref.	Tipo de interior, tarea y actividad	\bar{E}_m lux	UGR _L	R _a	Observaciones
3.1	Archivo, copias, etc.	300	19	80	
3.2	Escritura, escritura a máquina, lectura, tratamiento de datos	500	19	80	Trabajo en EPV: véase el apartado 4.11
3.3	Dibujo técnico	750	16	80	
3.4	Puestos de trabajo de CAD	500	19	80	Trabajo en EPV: véase el apartado 4.11
3.5	Salas de conferencias y reuniones	500	19	80	La iluminación debería ser controlable
3.6	Mostrador de recepción	300	22	80	
3.7	Archivos	200	25	80	

Figura 17. UNE-EN 12464-1 (oficinas).

Por su parte, en el almacén no se cuenta con maquinaria específica que suponga un incremento de potencia.

La superficie de la sala es también de 10x10 metros por lo que, al igual que en el caso anterior, se dispondrá de 4 tomas de corriente (9.54 kW).

Para el alumbrado, se ha hecho uso de dos campanas industriales PHILIPS BY471X. En el almacén se va a contar con una estantería central, por lo que se colocará una luminaria de 128 W a cada lado. De esta forma, obtenemos un valor de nivel de iluminación medio del local de 210 lx, superior a los 100 lx mínimos exigidos. El resto de datos se encuentran en el archivo del Anexo 3. En la Figura 18 se muestra la normativa vigente para las salas de almacenamiento.

1.4 Salas de almacenamiento, almacenes fríos

Nº ref.	Tipo de interior, tarea y actividad	\bar{E}_m lux	UGR _L	R _a	Observaciones
1.4.1	Almacenes y cuarto de almacén	100	25	60	200 lux si está ocupado en continuo
1.4.2	Áreas de manipulación de paquetes y de expedición	300	25	60	

Figura 18. UNE-EN 12464-1 (almacenes)

En cuanto al vestuario, tampoco se necesita maquinaria que vaya a suponer una potencia extra.

Al igual que en el despacho y el almacén, la superficie es de 10x10 metros y se dispondrá de 9.54 kW.



Con respecto al alumbrado, se ha optado por la iluminación con unas luminarias empotrables SlimBlend Square. La disposición elegida ha sido de 3 filas con 4 luminarias por fila y, al contar con 33.5 kW cada una, se ha de contar con una potencia total de 0.402 kW. Además se ha cumplido con la normativa vigente en vestuarios, salas de lavado, cuartos de baño y servicios que se muestra en la Figura 19. Se dispone de un valor de nivel de iluminación medio del local de 331 lx (superior a los 200 lx mínimos) y un índice de deslumbramiento unificado, UGR, de 17 (inferior a los 22 que recomienda la norma como máximo). El resto de datos se encuentran en el archivo del Anexo 4.

1.2 Salas de descanso, sanitarias y de primeros auxilios

Nº ref.	Tipo de interior, tarea y actividad	\bar{E}_m lux	UGR _L	R _a	Observaciones
1.2.1	Cantinas, despensas	200	22	80	
1.2.2	Salas de descanso	100	22	80	
1.2.3	Salas para ejercicio físico	300	22	80	
1.2.4	Vestuarios, salas de lavado, cuartos de baño, servicios	200	25	80	
1.2.5	Enfermería	500	19	80	
1.2.6	Salas para atención médica	500	16	90	T _{CP} ≥ 4 000 K

Figura 19. UNE-EN 12464-1 (vestuario).

Se ha resumido la potencia en la siguiente tabla:

(kW)	Área de mantenimiento	Despacho	Almacén	Vestuario
Alumbrado	4.76	0.6125	0.256	0.402
Tomas a la red	28,61	9,54	9,54	9,54
Otros	4,75	2	-	-
Total		70.0105		

Figura 20. Resumen potencia por sala.

Por tanto, la potencia necesaria en la nave será de 70 kW. En la práctica no se llega a utilizar toda esta potencia a la vez por lo que, se ha de aplicar un factor de uniformidad de 0,5.

$$\text{Potencia} = \text{Factor uniformidad} \times \text{Potencia estimada} = 0.5 \times 70 = \mathbf{35 \text{ kW}}$$



5.4. Estimación de la producción de energía de los paneles solares

Una vez conocido la potencia necesaria en la nave industrial, se puede proceder a realizar una estimación de la producción de energía obtenida de los paneles solares.

Antes de nada, podemos hacer una primera estimación del número máximo de paneles con el que podríamos contar en cada una de las dos aguas.

$$\text{Estimación máx n}^\circ \text{ paneles} = \frac{\text{Mitad ancho nave}}{\text{Largo panel}} \times \frac{\text{Largo nave}}{\text{Ancho panel}}$$

$$\text{Estimación máx n}^\circ \text{ paneles} = \frac{15m}{\frac{\cos(11)}{1,956}} \times \frac{40m}{0,992} = 7,81 \times 43,4 \approx 8 \times 43 = 344$$

$$\text{N}^\circ \text{ total máx} = 2 \times 344 = 688 \text{ paneles}$$

Es decir, si cada panel es capaz de proporcionar 320 Wp, los 688 paneles llegarían a 220,16 kWp de potencia máxima.

En nuestro caso, nos interesa colocar los paneles necesarios para cubrir la potencia necesaria en el uso de la nave que, como se ha estimado tras aplicar el factor de uniformidad, es de 35 kW.

Podemos calcular la energía que son capaces de producir mediante el software **PVSYST**. En primer lugar, se debe analizar la localización geográfica donde se encuentra la nave a estudiar. Para ello, se hará uso del software PVGIS en su modo “Monthly Radiation” como se puede observar en la Figura 21.

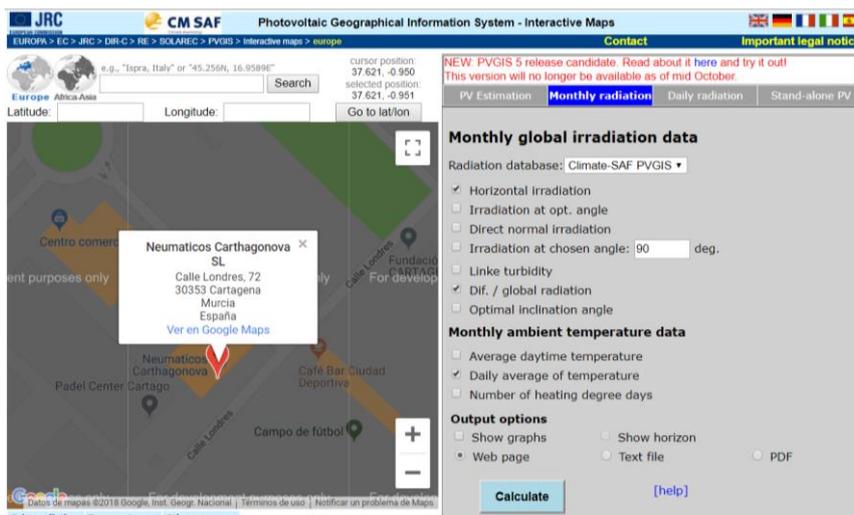


Figura 21. Software PVGIS.



A continuación, se seleccionan los parámetros que se desea conocer y tras clicar en “Calcular”, obtendremos la siguiente tabla.

Monthly Solar Irradiation

PVGIS Estimates of long-term monthly averages

Location: 37°37'14" North, 0°57'4" West, Elevation: 35 m a.s.l.,

Solar radiation database used: PVGIS-CMSAF

Optimal inclination angle is: 34 degrees
Annual irradiation deficit due to shadowing (horizontal): 0.0 %

Month	H_h	D/G	T_{24h}
Jan	2640	0.38	12.8
Feb	3610	0.33	12.2
Mar	5230	0.37	13.5
Apr	6210	0.29	15.6
May	7310	0.27	18.2
Jun	8100	0.23	21.6
Jul	7940	0.23	24.6
Aug	6990	0.25	25.5
Sep	5460	0.29	23.7
Oct	4180	0.34	20.7
Nov	2850	0.36	16.5
Dec	2340	0.39	13.7
Year	5250	0.29	18.2

H_h : Irradiation on horizontal plane (Wh/m²/day)
 D/G : Ratio of diffuse to global irradiation (-)
 T_{24h} : 24 hour average of temperature (°C)

PVGIS © European Communities, 2001-2012
 Reproduction is authorised, provided the source is acknowledged
 See the disclaimer [here](#)

Figura 22. Tabla obtenida del software PVGIS.

Estos datos han de ser copiados para introducirlos en el software PVSYST. Una vez que tenemos definido el lugar geográfico con los datos de la tabla, podemos pasar a la designación del proyecto.

En primer lugar, se ha de determinar qué tipo de instalación se quiere tener. Según el tipo de conexión, existen:

- **Instalación aislada:** aquella instalación donde no hay ningún tipo de conexión eléctrica (directa o indirecta) con la red de transporte o distribución.
- **Instalación conectada a la red:** aquella instalación de generación conectada en el interior de una red de un consumidor, que comparte infraestructuras de conexión de una red con un consumidor o que está unida a esta a través de una línea directa y que puede tener conexión eléctrica con la red de distribución o transporte.

En nuestro caso, se ha optado por contar tanto con la red como con la generación solar fotovoltaica. Por tanto, se trabajará con una instalación conectada a la red.



Una vez decidido este aspecto, se llega al menú principal de diseño de PVSYS.

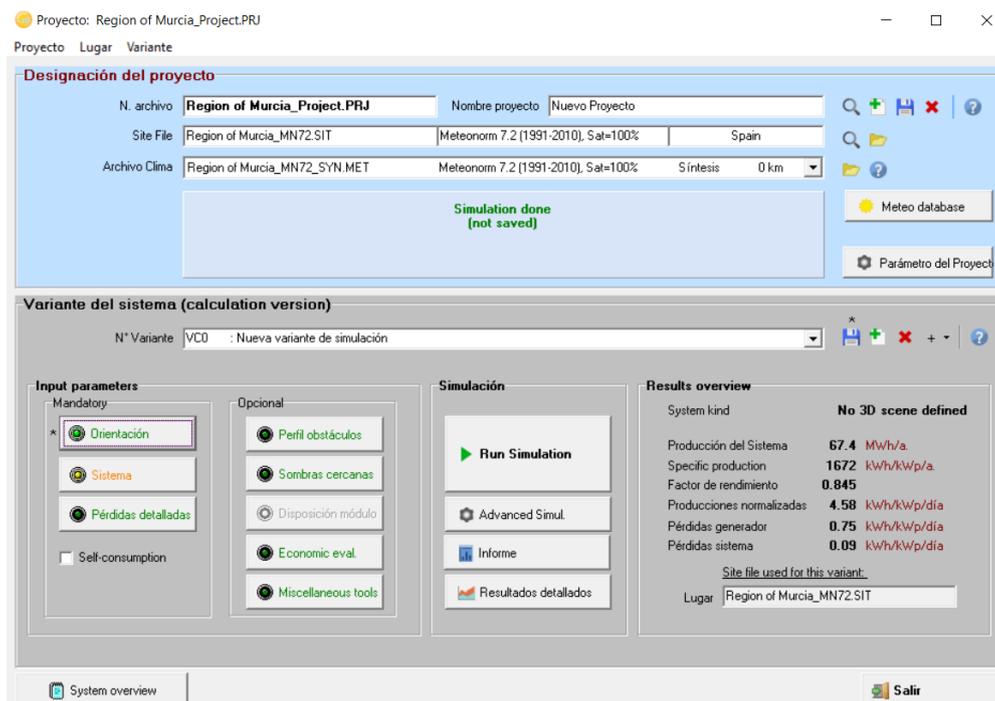


Figura 23. Designación del proyecto.

En este punto, han de introducirse los parámetros correspondientes a la orientación, el sistema utilizado y las pérdidas detalladas.

En cuanto a la **orientación**, se van a utilizar paneles fijos inclinados 11° con un azimut de -45° con respecto al sur que conlleva una pérdida del 10,3% con respecto al valor óptimo de inclinación.

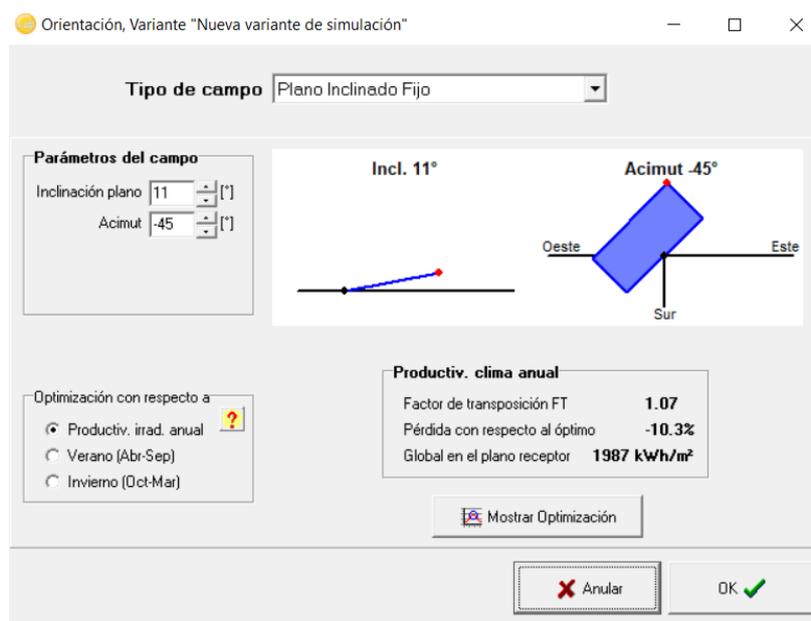


Figura 24. Orientación.



En cuanto al **sistema**, se ha de especificar el número, tipo y potencia de los paneles solares y los inversores. La potencia de pico que se busca es de 35 kW.

A partir de este punto, se entra en la etapa clave del diseño, ya que se debe buscar reducir el número de módulos con la finalidad de minimizar los costes de la instalación.

Se ha de elegir un número de cadenas de módulos en paralelo y número de módulos por cadena que cumpla los valores de tensión de vacío “Voc” e intensidad de cortocircuito “Isc”.

En una instalación con un único inversor, como la mostrada en la Figura 25, hay “n” número de cadenas de módulos y “m” módulos por cadena.

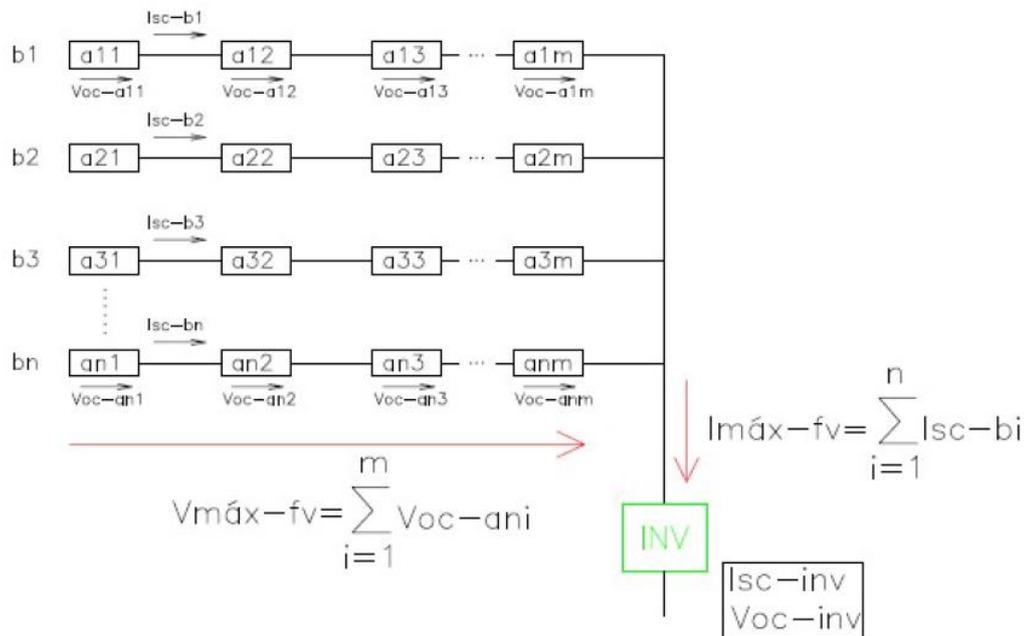


Figura 25. Esquema cadenas de módulos.

La intensidad de cortocircuito máxima de la instalación será la suma de las intensidades que circulan por cada cadena. La tensión de vacío máxima será la suma de las tensiones de vacío de cada módulo. Se debe cumplir:

$$I_{sc}(inversor) \geq I_{m\acute{a}x}(FV)$$

$$V_{oc}(inversor) \geq V_{m\acute{a}x}(FV)$$

Por tanto, se ha de elegir primero el número de inversores de la instalación y, a continuación, el número de cadenas de módulos y de módulos por cadena, siempre cumpliendo las relaciones anteriores.



Tras varias simulaciones con diferentes configuraciones, se ha optado por los parámetros de la Figura 26.

The screenshot shows a software interface for defining a PV system. It is divided into several sections:

- Configuración global sistema:** Shows 1 sub-array type and a simplified schematic.
- Resumen sistema global:** A table summarizing the system:

N° de módulos	126	Potencia nominal FV	40.3 kWp
Superficie módulos	244 m²	Potencia máxima FV	36.9 kWdc
N° de inversores	2	Potencia nominal CA	40.0 kWac
- Generador FV:**
 - Sub-array name and Orientation:** Name: Generador FV, Orientation: Plano Inclinado Fijo, Tilt: 11°, Azimuth: -45°.
 - Ayuda al Dimensionado:** No sizing selected, Desired Pnom: 35.0 kWp, Available surface: 211 m².
 - Selección del módulo FV:** Currently selected: Trina Solar, 320 Wp 31V, Si-poly, TSM-320PD14, Since 2015. Approx. modules needed: 109. Tension de dimensionado: 31.7 V, Voc (-10°C): 51.0 V.
 - Selección del inversor:** Currently selected: SMA, 20 kW, 320 - 800 V, TL, 50/60 Hz, Sunny Tripower 20000TL-30, Since 2014. Frequency: 50 Hz and 60 Hz. Number of inverters: 2. Tension Funciona.: 320-800 V, Pglobal inversor: 40.0 kWac. Tension máx de entrada: 1000 V. Inversor con 2 MPPT.
- Diseño del generador FV:**
 - N° de módulos y cadenas:** Mód. en serie: 18 (between 11 and 19), N° de cadenas: 7 (unique possibility 7). Losses: 0.0% overcharge, 1.01 ratio Pnom.
 - Cond. de funcionamiento:** Vmpp (60°C): 571 V, Vmpp (20°C): 683 V, Voc (-10°C): 919 V.
 - Irradiancia plano:** 1000 W/m².
 - Other parameters:** Imp (STC): 60.5 A, Isc (STC): 63.7 A, Imp (STC): 60.5 A, Isc (STC): 63.7 A.
 - Operational mode:** Máx. en bases selected, STC also selected. Pmáx en funcionamiento en 1000 W/m² y 50°C: 36.2 kW.
 - Final results:** N° módulos: 126, Superficie: 244 m², Potencia nom gener. (STC): 40.3 kWp.

Figura 26. Sistema red.

Como se puede apreciar, se dispondrá de 2 inversores de 20kW. En cuanto a los módulos, se contará con 126 módulos dispuestos en 7 cadenas, lo que forman un total de 244 m².



Por su parte el esquema simplificado del sistema será el siguiente:

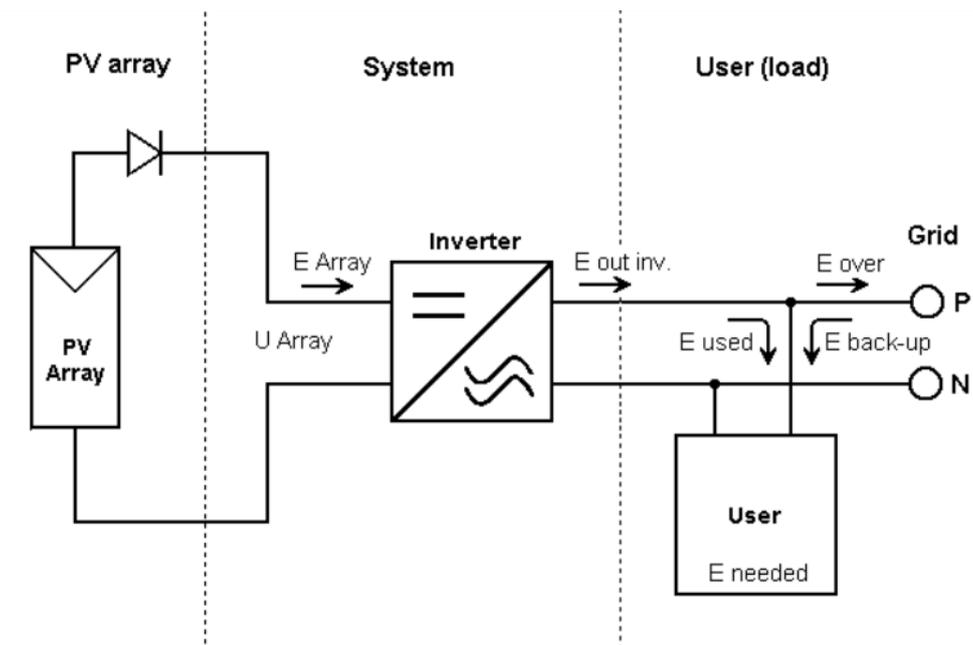


Figura 27. Esquema simplificado sistema

En cuanto a las **pérdidas detalladas**, se ha considerado únicamente las pérdidas por polvo y suciedad, estimadas en un 3% de la energía producida anualmente.

Una vez introducidos todos los parámetros de orientación, sistema y pérdidas, se puede dar paso a realizar la simulación. El resultado del informe se adjunta en el Anexo 5 pero se van a comentar los resultados más importantes.

Los balances y resultados principales se tienen en la Figura 28.

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray kWh	E_Grid kWh	PR
Enero	87.1	25.27	10.83	104.3	96.0	3725	3653	0.869
Febrero	98.1	36.99	12.27	111.2	103.4	3960	3883	0.866
Marzo	149.6	49.07	15.34	160.4	150.3	5562	5453	0.843
Abril	182.1	61.51	17.39	189.3	177.5	6463	6337	0.830
Mayo	219.9	72.61	21.03	222.3	209.3	7451	7303	0.815
Junio	226.8	73.58	24.92	227.5	214.3	7486	7340	0.800
Julio	242.3	63.92	27.24	243.7	230.0	7890	7734	0.787
Agosto	203.1	73.64	27.14	209.5	196.9	6850	6719	0.796
Septiembre	160.9	54.66	23.58	171.9	161.2	5746	5636	0.813
Octubre	125.0	42.53	20.14	138.4	128.9	4730	4639	0.831
Noviembre	88.5	27.39	14.60	104.5	96.6	3674	3602	0.855
Diciembre	78.7	23.62	11.72	95.8	87.9	3406	3338	0.865
Año	1862.2	604.79	18.89	1978.8	1852.4	66944	65639	0.823

Figura 28. Balances y resultados principales.



Como se puede apreciar en el gráfico de la Figura 29, las pérdidas están agrupadas en dos grande grupos: las pérdidas del generador fotovoltaico y las pérdidas del sistema.

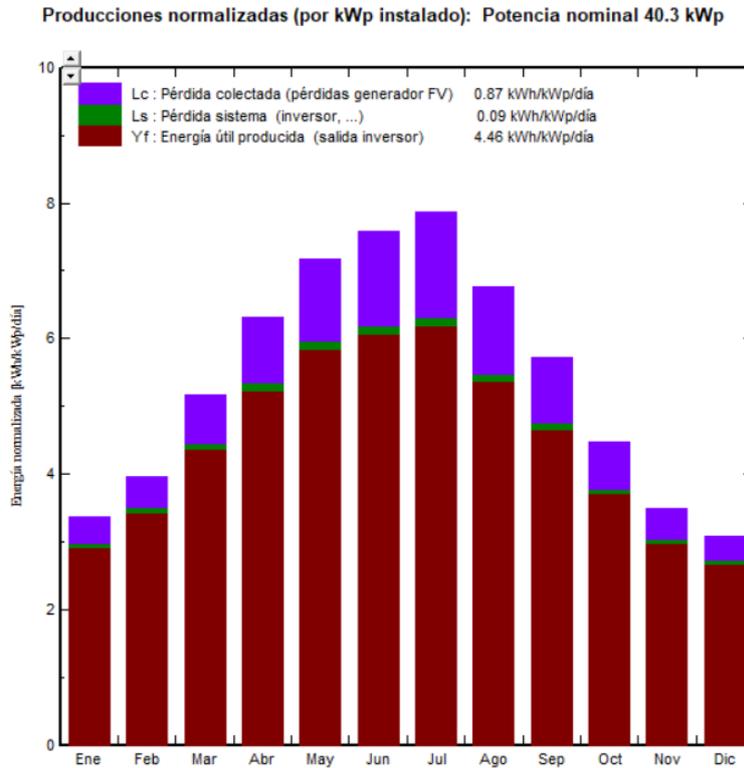


Figura 29. Producción normalizada por kWp instalado.

El factor de rendimiento evoluciona según los meses del año de la siguiente forma:

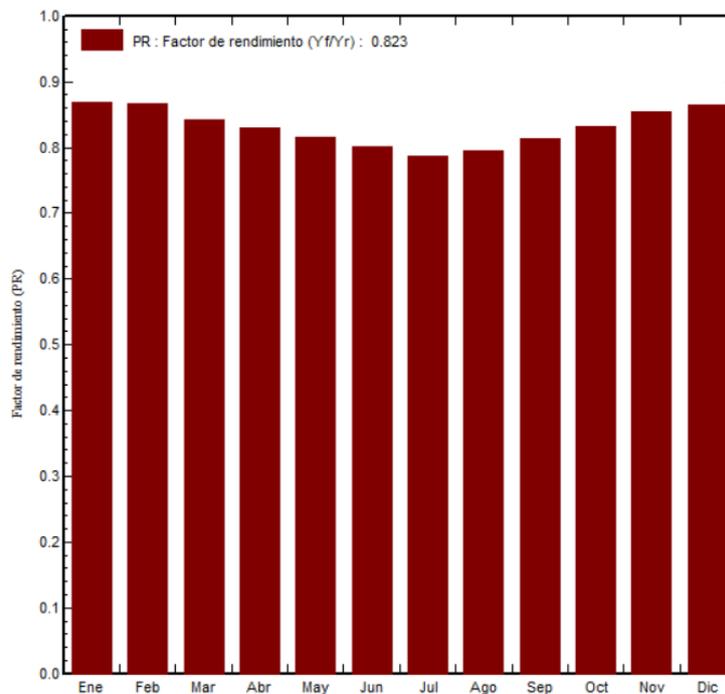


Figura 30. Factor de rendimiento.



En la Figura 31 se tiene el Diagrama de Sankey de pérdidas de la instalación donde se puede ver que las pérdidas más grandes que se dan son debido a la temperatura. Por esta razón, conforme avanza el día el rendimiento de los paneles va disminuyendo por el calentamiento de estos.

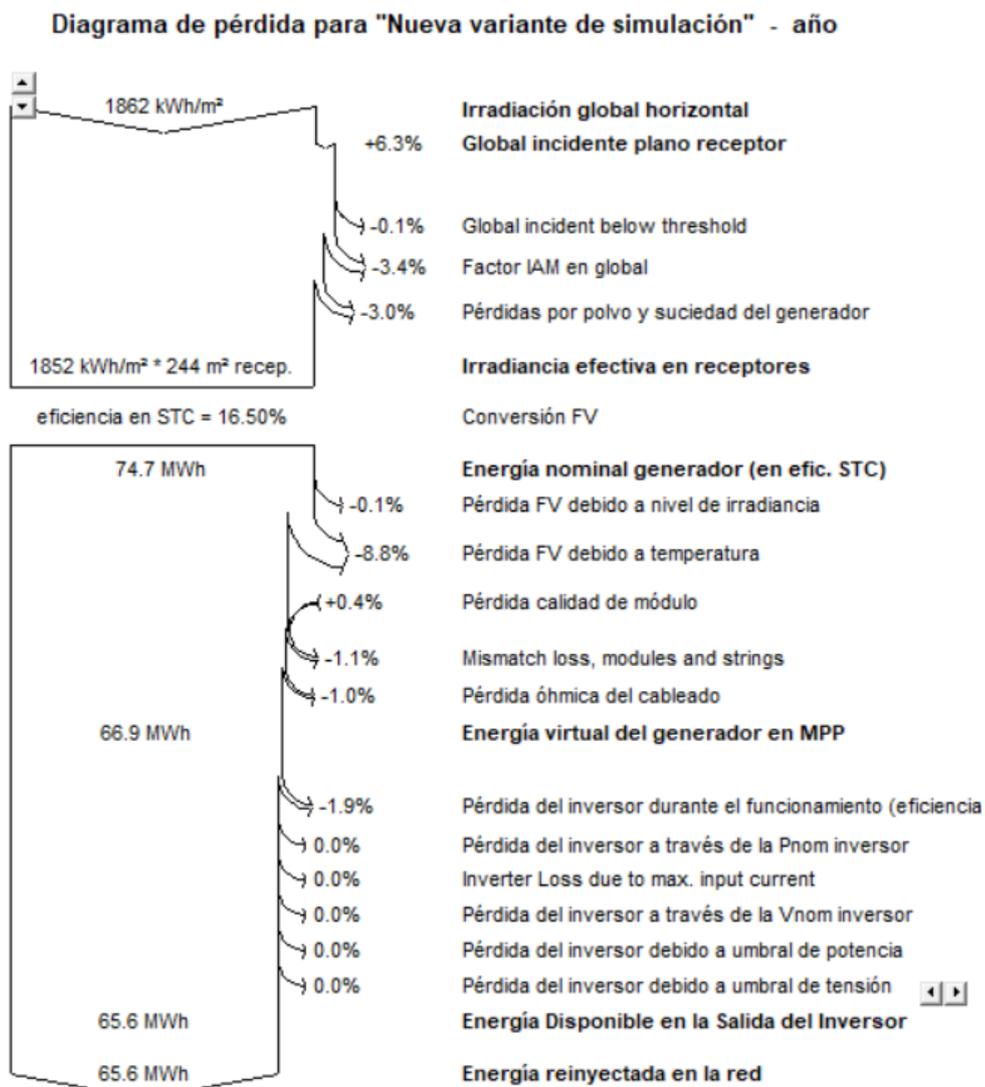


Figura 31. Diagrama de Sankey.

Se ha determinado por tanto, que la energía reinyectada en la red es de **65,639 kWh**.



5.5. Distribución de los paneles solares en la nave

Una vez conocido el número de paneles solares necesarios para cubrir el consumo energético de la actividad industrial en la nave, ya es posible diseñar como sería la disposición de los paneles en el tejado. Para ello, se va a utilizar el software Sketch Up.

Como se comentó, se cuentan con 126 módulos dispuestos en 7 cadenas. La disposición que se va a seguir es la mostrada en la Figura 32, de forma que todos los paneles solares se encuentran en el ala orientada 45° frente al sur.

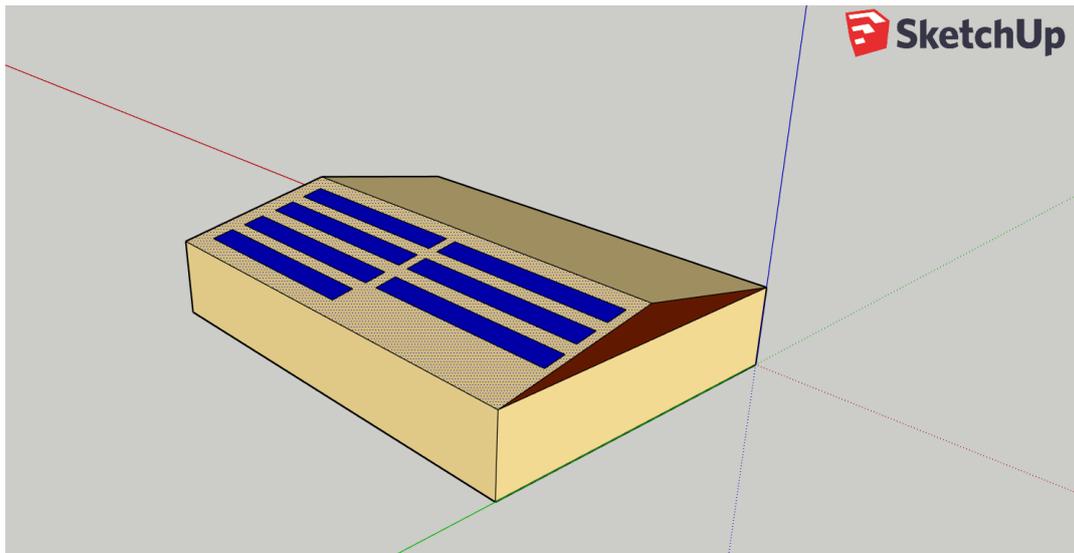


Figura 32. Disposición paneles solares con SketchUp.



6. Estudio económico y viabilidad del proyecto

En este apartado se va a realizar una evaluación económica de proyecto con el fin de analizar la viabilidad de la instalación fotovoltaica en la nave industrial.

El software PVSYST nos proporciona, una vez realizada la correspondiente simulación, la generación total de cada mes por horas eliminando las horas cuya generación es nula.

	6H	7H	8H	9H	10H	11H	12H	13H	14H	15H	16H	17H	18H	19H	Total mes
Enero	0,000	0,000	0,089	265,534	449,422	571,083	625,544	601,436	521,142	382,709	204,601	31,695	0,000	0,000	3653,255
Febrero	0,000	0,000	70,858	292,409	452,645	567,621	603,690	589,751	525,655	420,988	265,887	92,141	1,442	0,000	3883,087
Marzo	0,000	12,150	239,899	460,728	629,304	722,005	761,491	754,210	684,897	567,491	403,430	193,811	23,950	0,000	5453,366
Abril	0,114	171,703	403,142	592,710	719,038	772,625	789,472	805,757	741,040	612,241	438,564	235,897	53,566	1,120	6336,989
Mayo	46,245	265,477	478,216	656,239	790,555	850,490	867,646	862,101	819,402	687,453	516,050	320,201	123,811	19,488	7303,374
Junio	87,526	285,096	488,911	668,187	789,616	850,846	858,177	828,574	762,717	665,576	523,250	339,509	152,031	40,006	7340,022
Julio	47,432	262641,000	492,433	685,326	818,840	895,441	924,041	904,082	839,606	729,979	568,117	367,148	158,937	39,869	270112,251
Agosto	0,247	177,311	394,073	597,763	742,313	826,747	861,219	829,348	765,316	642,444	477,634	290,546	101,587	12,575	6719,123
Septiembre	0,000	114,306	323,494	501,713	655,341	751,320	779,380	766,994	663,050	530,861	349,862	173,980	25,450	0,000	5635,751
Octubre	0,000	3,527	252,113	456,672	598,755	666,372	681,893	657,526	577,162	434,849	248,664	61,503	0,270	0,000	4639,306
Noviembre	0,000	0,000	124,905	332,921	480,664	562,292	596,314	563,957	464,015	322,926	147,375	6,830	0,000	0,000	3602,199
Diciembre	0,000	0,000	2,333	275,888	439,139	552,909	589,026	560,038	451,874	321,659	143,214	2,395	0,000	0,000	3338,475
Año	181,565	1292,212	3270,467	5786,090	7565,632	8589,750	8937,892	8723,773	7815,877	6319,175	4286,648	2115,655	641,043	113,059	65638,838

Figura 33. Generación total de cada mes por horas.



La tarifa de Endesa contratada es la que abarca potencias entre 30 y 50 kW, ya que en nuestro caso es de 35 kW. El precio del kWh varía en función de los tres períodos según la franja horaria del día.

Preferente: > 30 ≤ 50 kW	Punta	Llano	Valle
Término de potencia	41,950752 €/kW y año	25,170444 €/kW y año	16,780296 €/kW y año
Término de energía	0,177567 €/kWh	0,157758 €/kWh	0,114166 €/kWh

Figura 34. Tarifa contratada de Endesa.

Los períodos son los siguientes:

- **P1 (Período Punta):** Es el período en que la potencia y la energía resultan más caras. Son 4 horas al día.
- **P2 (Período Llano):** Son 12 horas al día.
- **P3 (Período Valle):** Es el período en que la potencia y la energía resultan más baratos. Son 8 horas al día.



Figura 35. Horario de cada período en la Península Ibérica.

A continuación, se va a realizar una tabla donde se va a calcular los kWh generados mensualmente por períodos y seguidamente se va a poder hallar el ahorro anual de la empresa.



Mes	Consumo (kWh)				Ahorro (€)			
	P1	P2	P3	Total mes	P1	P2	P3	Total mes
Enero	0,00	3653,26	0,00	3653,26	0,00	576,33	0,00	576,33
Febrero	1,44	3881,65	0,00	3883,09	0,26	612,36	0,00	612,62
Marzo	23,95	5417,27	12,15	5453,37	4,25	854,62	1,39	860,26
Abril	3108,89	3056,28	171,82	6336,99	552,04	482,15	19,62	1053,80
Mayo	3399,64	3592,01	311,72	7303,37	603,66	566,67	35,59	1205,92
Junio	3300,31	3667,09	372,62	7340,02	586,03	578,51	42,54	1207,08
Julio	3563,17	3860,65	310,07	7733,89	632,70	609,05	35,40	1277,15
Agosto	3282,63	3258,94	177,56	6719,12	582,89	514,12	20,27	1117,28
Septiembre	2960,74	2560,70	114,31	5635,75	525,73	403,97	13,05	942,75
Octubre	2582,95	2052,83	3,53	4639,31	458,65	323,85	0,40	782,90
Noviembre	0,00	3602,20	0,00	3602,20	0,00	568,28	0,00	568,28
Diciembre	0,00	3338,48	0,00	3338,48	0,00	526,67	0,00	526,67
Total	22223,74	41941,33	1473,78	65638,84	3946,20	6616,58	168,25	10731,04

Figura 36. Ahorro anual

Al final de cada año se produce un ahorro económico de **10731,04 euros**.

Por último, se va a calcular el tiempo que la instalación empezará a ser rentable, es decir, la amortización de la instalación. Este cálculo se va a realizar en función de un parámetro que va a dividir el ahorro acumulado por año entre los 40,3 kWp de potencia nominal generada.

$$Relación(€/Wp) = \frac{Ahorro\ acumulado\ (€)}{40,3 \times 10^3\ (Wp)}$$

Cuando el parámetro supere el valor de la unidad se puede considerar que el proyecto empieza a ser rentable.

Para los siguientes cálculos se han considerado los siguientes impuestos:

- Incremento anual previsto: 2%
- Impuesto electricidad: 5,11%
- IVA: 21%



La amortización calculada para los próximos 5 años es la siguiente:

	P1	P2	P3	Anual	+ Impto electricidad	+ IVA	Ahorro acumulado	Relación €/Wp
Año 1	3946,20	6616,58	168,25	10731,04	11279,39	13648,07	13648,07	0,34
Año 2	4025,13	6748,91	171,62	10945,66	11504,98	13921,03	27569,09	0,68
Año 3	4105,63	6883,89	175,05	11164,57	11735,08	14199,45	41768,54	1,04
Año 4	4187,74	7021,57	178,55	11387,86	11969,78	14483,44	56251,98	1,40
Año 5	4271,50	7162,00	182,12	11615,62	12209,18	14773,11	71025,08	1,76

Figura 37. Tabla amortización en euros.

En el tercer año se observa que la relación €/Wp supera la unidad y, por tanto, el proyecto comienza a ser rentable.



7. Instalación eléctrica. Cableado y elementos de protección

El esquema de la instalación es el mostrado en la Figura 38.

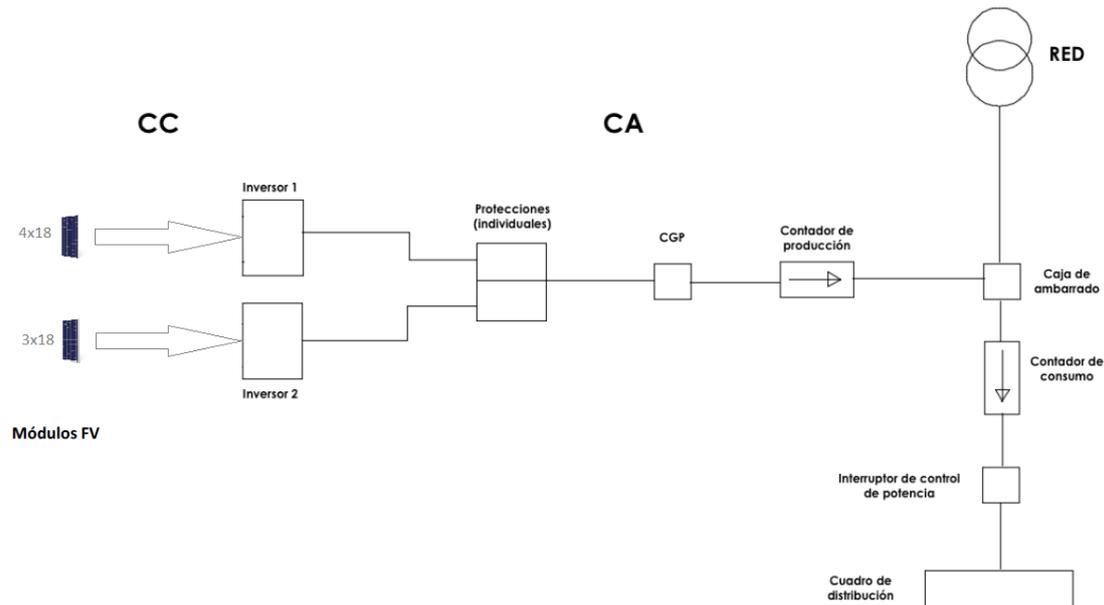


Figura 38. Esquema de la instalación.

7.1. Dimensionado

En primer lugar, cabe destacar que los cables del proyecto se van a elegir de cobre con aislamiento XLPE y sobre bandeja perforada o rejilla.

Los métodos a seguir son los de máxima intensidad admisible o el método del calentamiento y el método de caída de tensión, de forma que quede asegurado el correcto funcionamiento del cableado.

7.1.1. Cableado de Corriente Continua

Esta parte corresponde la zona entre los paneles hasta los inversores. Como tenemos 2 inversores para 7 cadenas de 18 módulos por cadena, habrá un inversor para 3 cadenas y otro para 4 cadenas. Por tanto, si queremos dimensionar el cableado a partir de la condición más desfavorable (la que soporta mayor intensidad), esta será el punto donde se unen las 4 cadenas.

$$\text{Pto mayor intensidad} = 4 \times 8,63 = 34,52 \text{ A}$$

En primer lugar, se va a utilizar el **criterio del calentamiento**.

El tipo de instalación de cables no enterrados que tenemos es “Cables unipolares o multiconductores sobre bandejas perforadas en horizontal o vertical”. Por tanto, estamos ante el Método E.

$$I'_b = \frac{I_b}{\text{Factores de corrección}}$$



Los factores de corrección para este caso son 0,9 para temperatura ambiente máxima de 50°C y 0,9 como factor de agrupamiento para 2 circuitos sobre bandejas perforadas horizontales o verticales.

$$I'_b = \frac{34,52}{0,9 \times 0,9} = 42,62 A$$

A continuación, ya se puede seleccionar una sección de cable, utilizando correctamente la tabla de la Figura 39.

Instalaciones Interiores o Receptoras - Intensidades Admisibles en Amperios (Tª 40°C)

Número de conductores con carga y naturaleza del aislamiento													
A1			PVC3	PVC2		XLPE3	XLPE2						
A2		PVC3	PVC2		XLPE3	XLPE2							
B1					PVC3	PVC2		XLPE3		XLPE2			
B2				PVC3	PVC2		XLPE3	XLPE2					
C						PVC3		PVC2	XLPE3		XLPE2		
D*		VER SIGUIENTE TABLA											
E						PVC3		PVC2	XLPE3		XLPE2		
F								PVC3		PVC2	XLPE3	XLPE2	
Cobre	mm ²	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
	1,5	11	11,5	13	13,5	15	16	16,5	19	20	21	24	25
	2,5	15	16	17,5	18,5	21	22	23	26	26,5	29	33	34
	4	20	21	23	24	27	30	31	34	36	38	45	46
	6	25	27	30	32	36	37	40	44	46	49	57	59
	10	34	37	40	44	50	52	54	60	65	68	76	82
	16	45	49	54	59	66	70	73	81	87	91	105	110
	25	59	64	70	77	84	88	95	103	110	116	123	140
	35	72	77	86	96	104	110	119	127	137	144	154	174
	50	86	94	103	117	125	133	145	155	167	175	188	210
	70	109	118	130	149	160	171	185	199	214	224	244	269
	95	130	143	156	180	194	207	224	241	259	271	296	327
	120	150	164	188	208	225	240	260	280	301	314	348	380
	150	171	188	205	236	260	278	299	322	343	363	404	438
	185	194	213	233	268	297	317	341	368	391	415	464	500
	240	227	249	272	315	350	374	401	435	468	490	552	590
300	259	285	311	360	396	423	461	525	565	630	674	713	

Figura 39. Tabla intensidades admisibles para instalaciones interiores o receptoras (1).

La intensidad máxima admisible (I_z) superior a 42,62A es 45A, que conlleva una sección de 4 mm².

Mediante el **criterio de caída de tensión** se va a comprobar si esta sección es correcta o habría que tomar una mayor.

Según el Pliego de Condiciones Técnicas, la caída máxima de tensión permitida para cualquier condición de trabajo debe ser inferior al 1,5%. La fórmula ya despejada para la calcular la sección es la siguiente:

$$S = \frac{2 c \rho_{\theta} I L}{\Delta U U}$$



Siendo:

- C el incremento de la resistencia en alterna, que en este caso de continua se toma como la unidad.
- ρ_{θ} es la resistividad del conductor a la temperatura de funcionamiento. Para XLPE su valor es $0,023 \Omega\text{mm}^2/\text{m}$.
- I es la intensidad corregida que circula por el conductor.
- L es la longitud del conductor, 30 metros
- ΔU es la caída de tensión en tanto por uno.

$$S = \frac{2 \times 1 \times 0,023 \times 42,62 \times 30}{0,015 \times 599} = 6,55 \text{ mm}^2$$

Se puede deducir por tanto que la sección de 4 mm^2 obtenida anteriormente no es válida y habría que tomar la sección de 10 mm^2 con una intensidad máxima admisible de 76A. La caída de tensión ahora sería:

- 4 cadenas juntas:

$$\Delta U_4 (\%) = \frac{2 c \rho_{\theta} I L}{S U_1} \times 100 = \frac{2 \times 1 \times 0,023 \times 42,62 \times 30}{10 \times 599} \times 100 = \mathbf{0,98\%}$$

- 3 cadenas juntas:

$$\Delta U_3 (\%) = \frac{2 c \rho_{\theta} I L}{S U_1} = \frac{2 \times 1 \times 0,023 \times \frac{3 \times 8,63}{0,9 \times 0,8} \times 30}{10 \times 599} = \mathbf{0,83\%}$$

Los conductores de la parte de corriente continua serán de cobre con aislamiento termoestable XLPE de sección 10 mm^2 .

7.1.2. Cableado de Corriente Alterna

En esta apartado podemos diferenciar dos partes: las salidas de los inversores y la correspondiente las protecciones individuales. La primera parte es considerada como “Cables unipolares aislados en tubos de canalizaciones no ventiladas” que corresponde al Método B1, teniendo una longitud de 10 metros y la segunda parte de 3 metros.

La salida de los inversores es de corriente alterna trifásica de 15,3kW a $230V_{\text{fase}}$ ($400V_{\text{línea}}$).

A continuación, se plantea el **criterio del calentamiento**.

Tomando como factor de potencia 0.95 (mínimo exigido por la IDEA), la intensidad trifásica de la salida de los inversores será:



$$I_L = \frac{P}{\sqrt{3} \times U_L \times \cos \varphi} = \frac{15,3 \times 10^3}{\sqrt{3} \times 400 \times 0,95} = 23,25A$$

Tomando como factores de corrección por temperatura de 50°C y por agrupamiento, respectivamente 0,9 y 0,8 respectivamente, la intensidad corregida quedará:

$$I'_b = \frac{23,25}{0,9 \times 0,8} = 32,29A$$

Instalaciones Interiores o Receptoras - Intensidades Admisibles en Amperios (Tª 40°C)

Número de conductores con carga y naturaleza del aislamiento													
A1			PVC3	PVC2		XLPE3	XLPE2						
A2		PVC3	PVC2		XLPE3	XLPE2							
B1				PVC3	PVC2		XLPE3	XLPE2					
B2				PVC3	PVC2		XLPE3	XLPE2					
C						PVC3		PVC2	XLPE3		XLPE2		
D*		VER SIGUIENTE TABLA											
E							PVC3		PVC2	XLPE3		XLPE2	
F								PVC3		PVC2	XLPE3	XLPE2	
Cobre	mm ²	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
	1,5	11	11,5	13	13,5	15	16	16,5	19	20	21	24	25
	2,5	15	16	17,5	18,5	21	22	23	26	26,5	29	33	34
	4	20	21	23	24	27	30	31	34	35	38	45	46
	6	25	27	30	32	36	41	40	44	46	49	57	59
	10	34	37	40	44	50	52	54	60	65	68	76	82
	16	45	49	54	59	66	70	73	81	87	91	105	110
	25	59	64	70	77	84	88	94	103	110	116	133	140
	35	72	77	86	96	104	110	119	127	137	144	164	174
	50	86	94	103	117	125	133	145	155	167	175	198	210
	70	109	118	130	149	160	171	186	199	214	224	244	269
	95	130	143	156	180	194	207	224	241	259	271	296	327
	120	150	164	188	208	226	240	260	280	301	314	348	380
150	171	188	205	236	260	278	299	322	343	363	404	438	
185	194	213	233	268	297	317	341	368	391	415	464	500	
240	227	249	272	315	350	374	401	435	468	490	552	590	
300	259	285	317	360	396	422	481	525	565	600	674	713	

Figura 40. Tabla intensidades admisibles para instalaciones interiores o receptoras (2).

Se debe tomar una sección de 6 mm² para los conductores de cada fase y el neutro, correspondiente a una I_z de 40A.

A continuación se comprobará la sección con el **criterio de caída de tensión**. Pero ahora, se deberán seguir las fórmulas del caso trifásico.

$$S = \frac{c \rho_{\theta} \sqrt{3} I_L L}{\Delta U} \rightarrow \Delta U(\%) = \frac{1,02 \times 0,023 \times \sqrt{3} \times 32,29 \times 10}{6 \times 400} \times 100 = 0,55\%$$

Al ser menos del 1,5% permitido, podemos asegurar que la sección es buena. Por tanto, a la salida de los inversores, tendremos una sección de 3 x 6mm² + 6mm².



Cuando los conductores quedan unificados en la caja de protecciones, la intensidad que circula será de $2 \times 23,25 = 46,5A$. Se procede a aplicar de nuevo el **criterio del calentamiento**.

Considerando como único factor de corrección 0,9 por temperatura ya que no habría que aplicar el de agrupamiento al ser un único circuito, la intensidad corregida quedará:

$$I'_b = \frac{46,5}{0,9} = 51,67A$$

Instalaciones Interiores o Receptoras - Intensidades Admisibles en Amperios (Tª 40°C)

Número de conductores con carga y naturaleza del aislamiento													
A1			PVC3	PVC2		XLPE3	XLPE2						
A2		PVC3	PVC2			XLPE3	XLPE2						
B1						PVC3	PVC2	XLPE3		XLPE2			
B2				PVC3	PVC2			XLPE3	XLPE2				
C						PVC3		PVC2	XLPE3		XLPE2		
D*		VER SIGUIENTE TABLA											
E								PVC3		PVC2	XLPE3	XLPE2	
F									PVC3		PVC2	XLPE3	
Cobre	mm ²	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
	1,5	11	11,5	13	13,5	15	16	16,5	19	20	21	24	25
	2,6	16	16	17,5	18,5	21	22	23	26	26,5	29	33	34
	4	20	21	23	24	27	30	31	34	36	38	45	46
	6	25	27	30	32	36	37	39	44	46	49	57	59
	10	34	37	40	44	50	53	54	60	65	68	76	82
	16	45	49	54	59	66	70	73	81	87	91	105	110
	25	59	64	70	77	84	88	95	103	110	116	123	140
	35	72	77	86	96	104	110	119	127	137	144	164	174
	50	86	94	103	117	125	133	145	155	167	175	188	210
	70	109	118	130	149	160	171	186	199	214	224	244	269
	95	130	143	156	180	194	207	224	241	259	271	296	327
	120	150	164	188	208	225	240	260	280	301	314	348	380
150	171	188	205	236	260	276	299	322	343	363	404	438	
186	194	213	233	268	297	317	341	368	391	415	464	500	
240	227	249	272	315	350	374	401	435	468	490	552	590	
300	259	285	311	360	396	423	481	525	565	630	674	713	

Figura 41. Tabla intensidades admisibles para instalaciones interiores o receptoras (3).

Para una I_z de 54A, la sección óptima admisible que se debe tomar es de 10 mm².

Podemos comprobar que es válida con el criterio de **caída de tensión**.

$$\Delta U(\%) = \frac{1,02 \times 0,023 \times \sqrt{3} \times 51,67 \times 3}{10 \times 400} \times 100 = 0,16\%$$

Las secciones elegidas con sus intensidades máximas admisibles quedan resumidas en la siguiente tabla:

Tramo	Sección (mm ²)	I _z (A)
Corriente Continua	10	76
Corriente Alterna 1	6	40
Corriente Alterna 2	10	54

Figura 42. Resumen cableado.



7.2. Protecciones

Las protecciones utilizadas para la parte de corriente continua y alterna se compondrán de una instalación de puesta a tierra común a ambas partes pero diferente de la puesta a tierra de la empresa distribuidora. Cada uno tendrá su interruptor diferencial propio y varios fusibles e interruptores magnetotérmicos o PIAs dimensionados para cada uno de los circuitos de la instalación.

Se han de cumplir las siguientes dos reglas o condiciones de la normativa europea de protección frente a sobrecargas:

$$1. I'_b \leq I_N \leq I'_z$$

$$2. I_2 \leq 1,45 I_z$$

$$I_2 = 1,6I_N \text{ (fusibles)} \quad I_2 = 1,45I_N \text{ (magnetotérmicos)}$$

Siendo:

I'_B : intensidad mayorada que circula por el cable.

I_N : intensidad asignada del cartucho fusible normalizada, elegida en la Figura 43.

I'_Z : intensidad máxima admisible corregida por el cable a la sección escogida.

V. FUSIBLES DE BAJA TENSIÓN

La corriente asignada del cartucho fusible debería elegirse entre los siguiente valores: 2, 4, 6, 8, 10, 12, 16, 20, 25, 32, 40, 50, 63, 80, 100, 125, 160, 200, 250, 315, 400, 500, 630, 800, 1000, 1250

Fuente: UNE EN 60269-1:2007

Figura 43. Corrientes normalizadas para Fusibles de Baja Tensión.

7.2.1. Corriente continua

- Protecciones entrada al inversor 1

$$I_b = 4 \times 8,63 = 34,52 \text{ A} \rightarrow I'_b = \frac{34,52}{0,9 \times 0,9} = 42,62 \text{ A}$$

$$I_N = 50 \text{ A}$$

$$S = 10 \text{ mm}^2 \rightarrow I_z = 76 \text{ A} \rightarrow I'_z = 76 \times 0,9 \times 0,9 = 61,56 \text{ A}$$

Condiciones:

$$1. I'_b \leq I_N \leq I'_z \rightarrow 42,62 \leq 50 \leq 61,56$$

$$2. \text{ Fusible: } 1,6I_N \leq 1,45 I'_z \rightarrow 1,6 \times 50 \leq 1,45 \times 61,56 \rightarrow 80 \leq 89,26$$

$$\text{Magnetotérmico: } 1,45I_N \leq 1,45 I'_z \rightarrow 50 \leq 61,56$$

Se cumplen, por tanto se eligen un fusible de 50A y un interruptor automático bipolar de 50A.



- Protecciones entrada al inversor 2

$$I_b = 3 \times 8,63 = 26 \text{ A} \rightarrow I'_b = \frac{26}{0,9 \times 0,9} = 32,1 \text{ A}$$

$$I_N = 40 \text{ A}$$

$$S = 10 \text{ mm}^2 \rightarrow I_z = 76 \text{ A} \rightarrow I'_z = 76 \times 0,9 \times 0,9 = 61,56 \text{ A}$$

Condiciones:

1. $I'_b \leq I_N \leq I'_z \rightarrow 32,1 \leq 40 \leq 61,56$
2. Fusible: $1,6I_N \leq 1,45 I'_z \rightarrow 1,6 \times 40 \leq 1,45 \times 61,56 \rightarrow 64 \leq 89,26$
Magnetotérmico: $1,45I_N \leq 1,45 I'_z \rightarrow 40 \leq 61,56$

Se cumplen, por tanto se eligen un fusible de 40A y un interruptor automático bipolar de 40A.

7.2.2. Corriente alterna

- Protecciones salida de los inversores

Para el valor de I'_b calculado anteriormente de 32,29A, se tiene una I_z de 40A que no cumple las condiciones. Se debe tomar una sección cuya I_z multiplicada por los factores de corrección, sea superior a los 40A de I_N . Esta es 16 mm^2 :

$$S = 16 \text{ mm}^2 \rightarrow I_z = 73 \text{ A} \rightarrow I'_z = 73 \times 0,9 \times 0,8 = 52,56 \text{ A}$$

Condiciones:

1. $I'_b \leq I_N \leq I'_z \rightarrow 32,29 \leq 40 \leq 52,56$
2. Fusible: $1,6I_N \leq 1,45 I'_z \rightarrow 1,6 \times 40 \leq 1,45 \times 52,56 \rightarrow 64 \leq 76,21$
Magnetotérmico: $1,45I_N \leq 1,45 I'_z \rightarrow 40 \leq 52,56$

Se ha demostrado que la sección de 6 mm^2 anteriormente calculada, cumple los criterios de calentamiento y caída de tensión pero no las de los elementos de protección. Por ello, se debe sobredimensionar el cableado aumentándolo a una sección de 16 mm^2 .

Como protecciones se toman un fusible de 40A y un interruptor magnetotérmico tetrapolar de 40A para la salida de cada inversor.



- Protecciones CGP

Para el valor de I'_b calculado anteriormente de 51,67A, se tiene una I_Z de 54A que no cumple las condiciones. Se debe tomar una sección cuya I_Z multiplicada por los factores de corrección, sea superior a 63A de I_N . Esta es 25 mm²:

$$S = 25 \text{ mm}^2 \rightarrow I_Z = 95 \text{ A} \rightarrow I'_Z = 95 \times 0,9 = 85,5 \text{ A}$$

Condiciones:

1. $I'_b \leq I_N \leq I'_Z \rightarrow 51,67 \leq 63 \leq 85,5$
2. Fusible: $1,6I_N \leq 1,45 I'_Z \rightarrow 1,6 \times 63 \leq 1,45 \times 85,5 \rightarrow 100,8 \leq 123,98$
Magnetotérmico: $1,45I_N \leq 1,45 I'_Z \rightarrow 63 \leq 85,5$

Se ha demostrado que la sección de 10 mm² anteriormente calculada, cumple los criterios de calentamiento y caída de tensión pero no las de los elementos de protección. Por ello, se debe sobredimensionar el cableado aumentándolo a una sección de 25 mm².

Como protecciones se toman un fusible de 63A y un interruptor magnetotérmico tetrapolar de 63A para la salida de cada inversor.

7.2.3. Puesta a tierra

Es necesario garantizar la protección de los trabajadores y clientes, así como la continuidad del suministro eléctrico. Para ello, todos los conductores y elementos eléctricos de la instalación deben estar aislados de las demás masas mediante la utilización de puestas a tierra.

Las puestas a tierra consisten en la unión eléctrica directa de una parte del circuito eléctrico o una parte conductora (no perteneciente al circuito) al suelo mediante electrodos o grupos de electrodos. Su objetivo es limitar la tensión que pueda haber en las masas metálicas de la instalación con respecto a la tierra y disminuir el riesgo de una posible avería eléctrica. La puesta a tierra es común para la instalación en corriente continua y alterna.

La norma ITC-BT-18 establece que las instalaciones de puesta a tierra deben componerse por una serie de estos elementos:

- **Conductores de protección:** utilizados para unir eléctricamente las masas de una instalación con el objetivo de asegurar la protección ante contactos indirectos.
- **Bornes de puesta a tierra:** son la unión de cada conductor de protección con el conductor de tierra.



- **Conductores a tierra:** son la unión de cada electrodo con el borne principal de la puesta a tierra.
- **Electrodos:** son los elementos que se encuentran en contacto directo con el terreno para suministrar la corriente de fuga en caso de ser necesario. Deben estar enterrados al menos medio metro. Los electrodos pueden estar formados por barras, placas, tubos, pletinas, conductores desnudos o cualquier estructura enterrada que pueda realizar su función.

La puesta tierra sigue el esquema de la Figura 44.

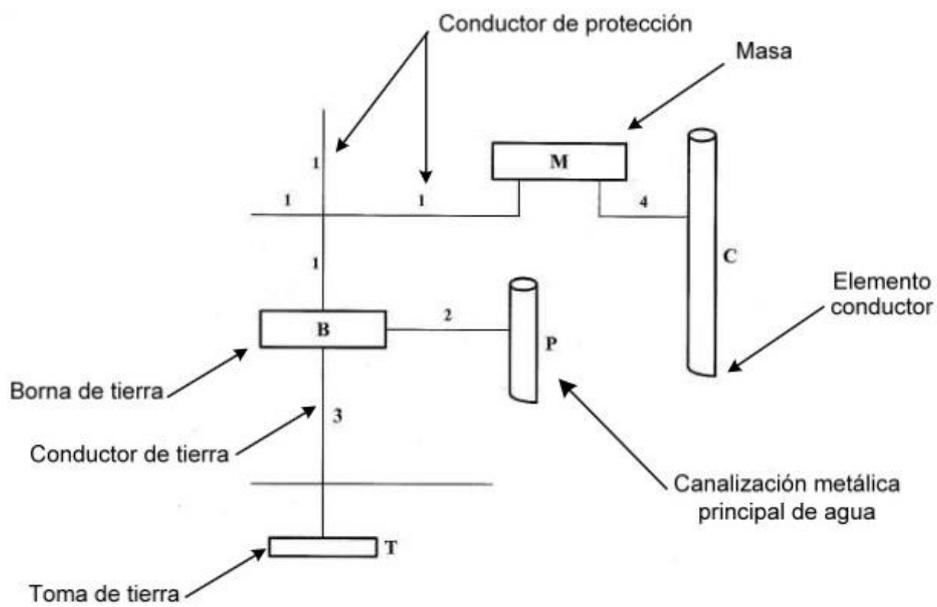


Figura 43. Puesta a tierra.



8. Anexos

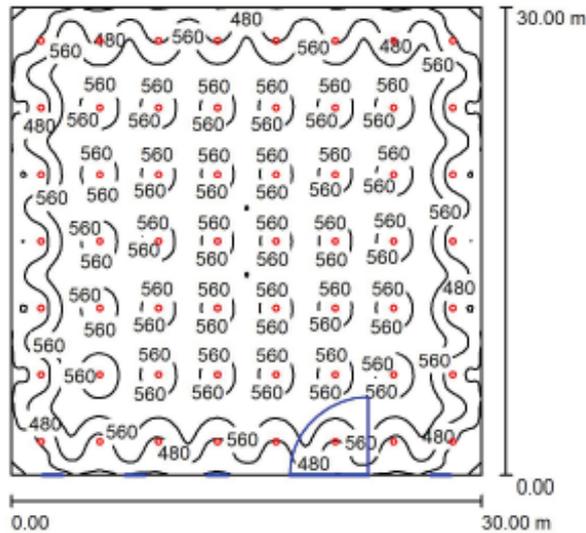
Anexo 1. DIALux - Área de Mantenimiento

Proyecto 1

DIALux
23.07.2018

Proyecto elaborado por
Teléfono
Fax
e-Mail

Área de mantenimiento / Output en hoja simple



Altura del local: 7.000 m, Altura de montaje: 4.500 m, Factor mantenimiento: 0.80

Valores en Lux, Escala 1:388

Superficie	ρ [%]	E_m [lx]	E_{min} [lx]	E_{max} [lx]	E_{min} / E_m
Plano útil	/	540	272	643	0.503
Suelo	20	525	268	636	0.511
Techo	70	94	57	108	0.605
Paredes (4)	50	153	63	348	/

Plano útil:	UGR	Longi-	Tran-	al eje de luminaria
Altura: 0.850 m	Pared izq	25	25	
Trama: 128 x 128 Puntos	Pared inferior	25	25	
Zona marginal: 0.000 m	(CIE, SHR = 0.25.)			

Lista de piezas - Luminarias

N°	Pieza	Designación (Factor de corrección)	Φ (Luminaria) [lm]	Φ (Lámparas) [lm]	P [W]
1	56	PHILIPS BY120P G3 1xLED105S/840 WB (1.000)	10500	10500	85.0
Total:			588000	588000	4760.0

Valor de eficiencia energética: 5.29 W/m² = 0.98 W/m²/100 lx (Base: 900.00 m²)



Anexo 2. DIALux - Despacho

Proyecto 1

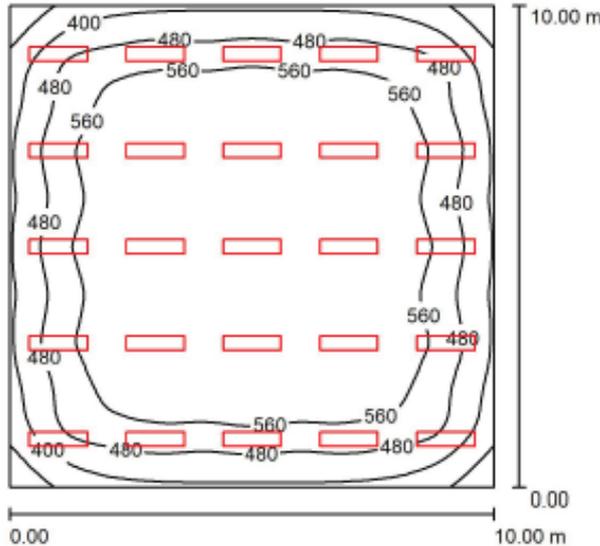


DIALux

25.07.2018

Proyecto elaborado por
Teléfono
Fax
e-Mail

Local 1 / Output en hoja simple



Altura del local: 3.000 m, Altura de montaje: 3.050 m, Factor mantenimiento: 0.80

Valores en Lux, Escala 1:129

Superficie	ρ [%]	E_m [lx]	E_{min} [lx]	E_{max} [lx]	E_{min} / E_m
Plano útil	/	527	259	629	0.491
Suelo	20	487	250	599	0.514
Techo	70	105	87	126	0.832
Paredes (4)	50	228	111	357	/

Plano útil:	UGR	Longi-	Tran	al eje de luminaria
Altura: 0.850 m	Pared izq 16	16	16	
Trama: 64 x 64 Puntos	Pared inferior (CIE, SHR = 0.25.)	16	16	
Zona marginal: 0.000 m				

Lista de piezas - Luminarias

N°	Pieza	Designación (Factor de corrección)	Φ (Luminaria) [lm]	Φ (Lámparas) [lm]	P [W]
1	25	PHILIPS RC400B POE W30L120 1 xLED28S/830 (1.000)	2800	2800	24.5
			Total: 70000	Total: 70000	612.5

Valor de eficiencia energética: $6.13 \text{ W/m}^2 = 1.16 \text{ W/m}^2/100 \text{ lx}$ (Base: 100.00 m^2)



Anexo 3. DIALux - Almacén

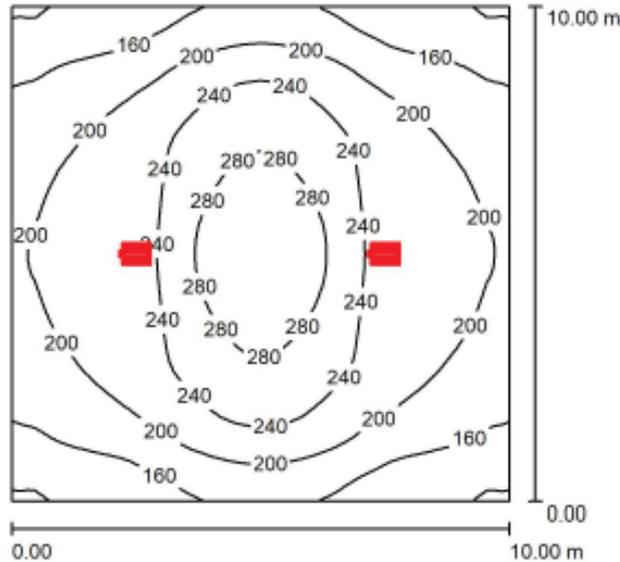
Proyecto 1



DIALux
06.08.2018

Proyecto elaborado por
Teléfono
Fax
e-Mail

Local 2 / Output en hoja simple



Altura del local: 7.000 m, Altura de montaje: 7.000 m, Factor mantenimiento: 0.80

Valores en Lux, Escala 1:129

Superficie	ρ [%]	E_m [lx]	E_{min} [lx]	E_{max} [lx]	E_{min} / E_m
Plano útil	/	210	114	313	0.542
Suelo	20	191	128	283	0.658
Techo	70	35	24	42	0.680
Paredes (4)	50	77	25	199	/

Plano útil:
 Altura: 0.850 m
 Trama: 64 x 64 Puntos
 Zona marginal: 0.000 m

Lista de piezas - Luminarias

N°	Pieza	Designación (Factor de corrección)	Φ (Luminaria) [lm]	Φ (Lámparas) [lm]	P [W]
1	2	PHILIPS BY471X 1xGRN170S/840 WB GC (1.000)	17000	17000	128.0
Total:			34000	34000	256.0

Valor de eficiencia energética: $2.56 \text{ W/m}^2 = 1.22 \text{ W/m}^2/100 \text{ lx}$ (Base: 100.00 m^2)



Anexo 4. DIALux - Vestuario

Proyecto 1

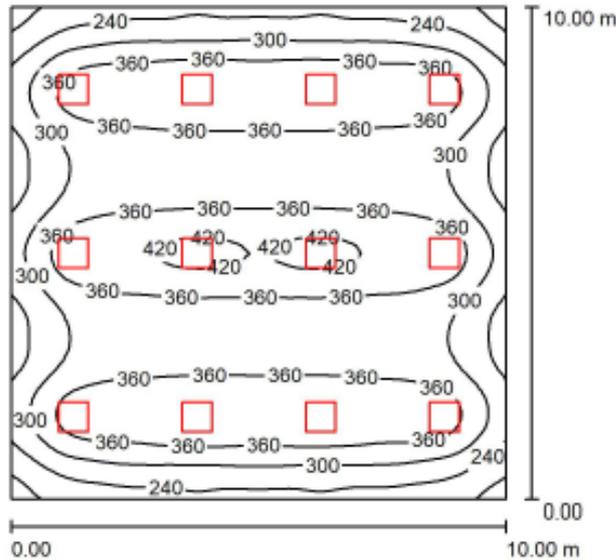


DIALux

26.07.2018

Proyecto elaborado por
Teléfono
Fax
e-Mail

Local 1 / Output en hoja simple



Altura del local: 3.000 m, Altura de montaje: 3.050 m, Factor mantenimiento: 0.80

Valores en Lux, Escala 1:129

Superficie	ρ [%]	E_m [lx]	E_{min} [lx]	E_{max} [lx]	E_{min} / E_m
Plano útil	/	331	150	434	0.452
Suelo	20	302	160	371	0.529
Techo	70	64	51	71	0.800
Paredes (4)	50	139	62	242	/

Plano útil:	UGR	Longi-	Tran	al eje de luminaria
Altura: 0.850 m	Pared izq	17	17	
Trama: 64 x 64 Puntos	Pared inferior	17	17	
Zona marginal: 0.000 m	(CIE, SHR = 0.25.)			

Lista de piezas - Luminarias

Nº	Pieza	Designación (Factor de corrección)	Φ (Luminaria) [lm]	Φ (Lámparas) [lm]	P [W]
1	12	PHILIPS RC400B PSD W60L60 1 xLED36S/840 (1.000)	3600	3600	33.5
			Total: 43200	Total: 43200	402.0

Valor de eficiencia energética: 4.02 W/m² = 1.21 W/m²/100 lx (Base: 100.00 m²)



Anexo 5. Informe PVsyst

PVSYST V6.75		25/08/18		Página 1/3	
Sistema Conectado a la Red: Parámetros de la simulación					
Proyecto : Nuevo Proyecto					
Lugar geográfico		Region of Murcia		País España	
Ubicación		Latitud 37.62° N		Longitud -0.95° W	
Hora definido como		Hora Legal Huso hor. UT+1		Altitud 35 m	
Datos climatológicos:		Region of Murcia		Meteonorm 7.2 (1991-2010), Sat=100% - Síntesis	
Variante de simulación : Nueva variante de simulación					
		Fecha de simulación		25/08/18 12h03	
Parámetros de la simulación		Tipo de sistema		No 3D scene defined	
Orientación Plano Receptor		Inclinación		11°	
				Acimut -45°	
Modelos empleados		Transposición		Perez	
Perfil obstáculos		Sin perfil de obstáculos			
Sombras cercanas		Sin sombreado			
Características generador FV					
Módulo FV		Si-poly		Modelo TSM-320PD14	
Original PVsyst database		Fabricante		Trina Solar	
Número de módulos FV		En serie		18 módulos	
Nº total de módulos FV		Nº módulos		126	
Potencia global generador		Nominal (STC)		40.3 kWp	
Caract. funcionamiento del generador (50°C)		V mpp		599 V	
Superficie total		Superficie módulos		244 m²	
				En paralelo 7 cadenas	
				Pnom unitaria 320 Wp	
				En cond. funciona. 36.2 kWp (50°C)	
				I mpp 60 A	
				Superf. célula 221 m²	
Inversor		Modelo		Sunny Tripower 20000TL-30	
Original PVsyst database		Fabricante		SMA	
Características		Tensión Funciona.		320-800 V	
Banco de inversores		Nº de inversores		2 unidades	
				Pnom unitaria 20.0 kWac	
				Potencia total 40 kWac	
				Relación Pnom 1.01	
Factores de pérdida Generador FV					
Pérdidas por polvo y suciedad del generador				Fracción de Pérdidas 3.0 %	
Factor de pérdidas térmicas		Uc (const) 20.0 W/m²K		Uv (viento) 0.0 W/m²K / m/s	
Pérdida Óhmica en el Cableado		Res. global generador 187 mOhm		Fracción de Pérdidas 1.5 % en STC	
Pérdida Calidad Módulo				Fracción de Pérdidas -0.4 %	
Pérdidas Mismatch Módulos				Fracción de Pérdidas 1.0 % en MPP	
Strings Mismatch loss				Fracción de Pérdidas 0.10 %	
Efecto de incidencia, parametrización ASHRAE		IAM = 1 - bo (1/cos i - 1)		Parám. bo 0.05	
Necesidades de los usuarios : Carga ilimitada (red)					



PVSYST V6.75	25/08/18	Página 2/3																																																																																																																														
Sistema Conectado a la Red: Resultados principales																																																																																																																																
Proyecto : Nuevo Proyecto Variante de simulación : Nueva variante de simulación																																																																																																																																
Parámetros principales del sistema Orientación Campos FV Módulos FV Generador FV Inversor Banco de inversores Necesidades de los usuarios	Tipo de sistema inclinación Modelo N° de módulos Modelo N° de unidades Carga ilimitada (red)	No 3D scene defined 11° TSM-320PD14 126 Sunny Tripower 20000TL-30 2.0 acimut -45° Pnom 320 Wp Pnom total 40.3 kWp 20.00 kW ac Pnom total 40.0 kW ac																																																																																																																														
Resultados principales de la simulación Producción del Sistema Energía producida 65.64 MWh/año Factor de rendimiento (PR) 82.27 %																																																																																																																																
Producciones normalizadas (por kWp instalado): Potencia nominal 40.3 kWp																																																																																																																																
Nueva variante de simulación Balances y resultados principales																																																																																																																																
<table border="1" style="width:100%; border-collapse: collapse; text-align: center;"> <thead> <tr> <th></th> <th>GlobHor kWh/m²</th> <th>DiffHor kWh/m²</th> <th>T Amb °C</th> <th>GlobInc kWh/m²</th> <th>GlobEff kWh/m²</th> <th>EArray MWh</th> <th>E_Grid MWh</th> <th>PR</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>Enero</td><td>87.1</td><td>25.27</td><td>10.83</td><td>104.3</td><td>96.0</td><td>3.725</td><td>3.653</td><td>0.869</td></tr> <tr><td>Febrero</td><td>98.1</td><td>36.99</td><td>12.27</td><td>111.2</td><td>103.4</td><td>3.960</td><td>3.883</td><td>0.868</td></tr> <tr><td>Marzo</td><td>149.6</td><td>49.07</td><td>15.34</td><td>160.4</td><td>150.3</td><td>5.562</td><td>5.453</td><td>0.843</td></tr> <tr><td>Abril</td><td>182.1</td><td>61.51</td><td>17.39</td><td>189.3</td><td>177.5</td><td>6.463</td><td>6.337</td><td>0.830</td></tr> <tr><td>Mayo</td><td>219.9</td><td>72.61</td><td>21.03</td><td>222.3</td><td>209.3</td><td>7.451</td><td>7.303</td><td>0.815</td></tr> <tr><td>Junio</td><td>226.8</td><td>73.58</td><td>24.92</td><td>227.5</td><td>214.3</td><td>7.488</td><td>7.340</td><td>0.800</td></tr> <tr><td>Julio</td><td>242.3</td><td>63.92</td><td>27.24</td><td>243.7</td><td>230.0</td><td>7.890</td><td>7.734</td><td>0.787</td></tr> <tr><td>Agosto</td><td>203.1</td><td>73.64</td><td>27.14</td><td>209.5</td><td>196.9</td><td>6.850</td><td>6.719</td><td>0.796</td></tr> <tr><td>Septiembre</td><td>160.9</td><td>54.66</td><td>23.58</td><td>171.9</td><td>161.2</td><td>5.746</td><td>5.636</td><td>0.813</td></tr> <tr><td>Octubre</td><td>125.0</td><td>42.53</td><td>20.14</td><td>138.4</td><td>128.9</td><td>4.730</td><td>4.639</td><td>0.831</td></tr> <tr><td>Noviembre</td><td>88.5</td><td>27.39</td><td>14.80</td><td>104.5</td><td>96.6</td><td>3.674</td><td>3.602</td><td>0.855</td></tr> <tr><td>Diciembre</td><td>78.7</td><td>23.62</td><td>11.72</td><td>95.8</td><td>87.9</td><td>3.406</td><td>3.338</td><td>0.865</td></tr> <tr><td>Año</td><td>1862.2</td><td>604.79</td><td>18.89</td><td>1978.8</td><td>1852.4</td><td>66.944</td><td>65.639</td><td>0.823</td></tr> </tbody> </table>		GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR	Enero	87.1	25.27	10.83	104.3	96.0	3.725	3.653	0.869	Febrero	98.1	36.99	12.27	111.2	103.4	3.960	3.883	0.868	Marzo	149.6	49.07	15.34	160.4	150.3	5.562	5.453	0.843	Abril	182.1	61.51	17.39	189.3	177.5	6.463	6.337	0.830	Mayo	219.9	72.61	21.03	222.3	209.3	7.451	7.303	0.815	Junio	226.8	73.58	24.92	227.5	214.3	7.488	7.340	0.800	Julio	242.3	63.92	27.24	243.7	230.0	7.890	7.734	0.787	Agosto	203.1	73.64	27.14	209.5	196.9	6.850	6.719	0.796	Septiembre	160.9	54.66	23.58	171.9	161.2	5.746	5.636	0.813	Octubre	125.0	42.53	20.14	138.4	128.9	4.730	4.639	0.831	Noviembre	88.5	27.39	14.80	104.5	96.6	3.674	3.602	0.855	Diciembre	78.7	23.62	11.72	95.8	87.9	3.406	3.338	0.865	Año	1862.2	604.79	18.89	1978.8	1852.4	66.944	65.639	0.823	Leyendas: GlobHor Irradiación global horizontal DiffHor Irradiación difusa horizontal T Amb Temperatura Ambiente GlobInc Global incidente plano receptor GlobEff Global efectivo, corr. para IAM y sombreados EArray Energía efectiva en la salida del generador E_Grid Energía reinyectada en la red PR Factor de rendimiento	
	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR																																																																																																																								
Enero	87.1	25.27	10.83	104.3	96.0	3.725	3.653	0.869																																																																																																																								
Febrero	98.1	36.99	12.27	111.2	103.4	3.960	3.883	0.868																																																																																																																								
Marzo	149.6	49.07	15.34	160.4	150.3	5.562	5.453	0.843																																																																																																																								
Abril	182.1	61.51	17.39	189.3	177.5	6.463	6.337	0.830																																																																																																																								
Mayo	219.9	72.61	21.03	222.3	209.3	7.451	7.303	0.815																																																																																																																								
Junio	226.8	73.58	24.92	227.5	214.3	7.488	7.340	0.800																																																																																																																								
Julio	242.3	63.92	27.24	243.7	230.0	7.890	7.734	0.787																																																																																																																								
Agosto	203.1	73.64	27.14	209.5	196.9	6.850	6.719	0.796																																																																																																																								
Septiembre	160.9	54.66	23.58	171.9	161.2	5.746	5.636	0.813																																																																																																																								
Octubre	125.0	42.53	20.14	138.4	128.9	4.730	4.639	0.831																																																																																																																								
Noviembre	88.5	27.39	14.80	104.5	96.6	3.674	3.602	0.855																																																																																																																								
Diciembre	78.7	23.62	11.72	95.8	87.9	3.406	3.338	0.865																																																																																																																								
Año	1862.2	604.79	18.89	1978.8	1852.4	66.944	65.639	0.823																																																																																																																								

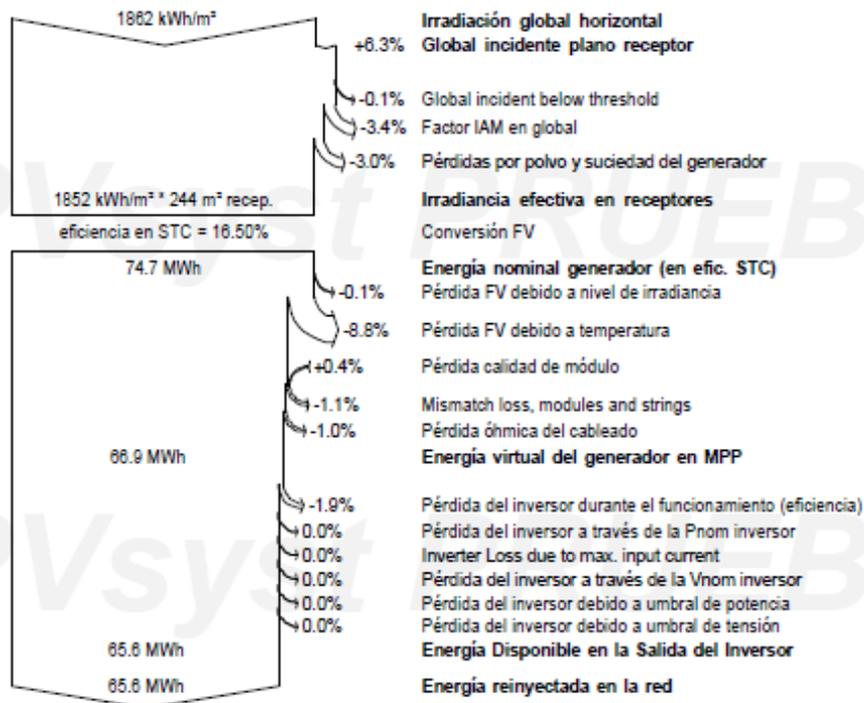


Sistema Conectado a la Red: Diagrama de pérdidas

Proyecto : Nuevo Proyecto
Variante de simulación : Nueva variante de simulación

Parámetros principales del sistema	Tipo de sistema	No 3D scene defined	
Orientación Campos FV	inclinación	11°	acimut -45°
Módulos FV	Modelo	TSM-320PD14	Pnom 320 Wp
Generador FV	N° de módulos	128	Pnom total 40.3 kWp
Inversor	Modelo	Sunny Tripower 20000TL-30	20.00 kW ac
Banco de inversores	N° de unidades	2.0	Pnom total 40.0 kW ac
Necesidades de los usuarios	Carga ilimitada (red)		

Diagrama de pérdida durante todo el año





9. Referencias bibliográficas

- [1] Cuaderno de aplicaciones técnicas nº10 de ABB - Plantas fotovoltaicas. 1TXA007109G0701_CT10.pdf [Internet]. [cited 2018 Jun 13]. Available from: https://library.e.abb.com/public/e703d99268365a43c125791f002ce826/1TXA007109G0701_CT10.pdf
- [2] Manual Técnico de Distribución MT-3.53.01. Condiciones técnicas de instalaciones de producción eléctrica conectadas a la red de Iberdrola. MT_2_90_01.pdf [Internet]. [cited 2018 Jun 13]. Available from: https://www.iberdroladistribucion.es/socdis/gc/prod/en_US/contenidos/docs/MT_2_90_01.pdf
- [3] BOE-A-2011-19242 para instalaciones de producción de energía eléctrica y autoconsumo. BOE-A-2011-19242.pdf [Internet]. [cited 2018 Jun 20]. Available from: <https://www.boe.es/boe/dias/2011/12/08/pdfs/BOE-A-2011-19242.pdf>
- [4] BOE-A-2015-10927 para instalaciones de producción de energía eléctrica y autoconsumo. 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.
- [5] Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (REBT). REGLAMENTO-RBT-SEPT-2003.pdf [Internet]. [cited 2018 Jul 18]. Available from: <http://www.iet.es/wp-content/uploads/2013/03/REGLAMENTO-RBT-SEPT-2003.pdf>
- [6] Plan de Energías Renovables 2011-2020 en España (PER). documentos_11227_PER_2011-2020_def_93c624ab.pdf [Internet]. [cited 2018 Jul 27]. Available from: http://www.idae.es/uploads/documentos/documentos_11227_PER_2011-2020_def_93c624ab.pdf
- [7] Manual PVsyst. PVsyst_Tutorials.pdf [Internet]. [cited 2018 Ago 4]. Available from: http://www.pvsyst.com/images/pdf/PVsyst_Tutorials.pdf
- [8] Luminarias de interior [Internet]. Philips Lighting. [cited 2018 Ago 6]. Available from: <http://www.lighting.philips.es/prof/luminarias-de-interior>
- [9] Pedro Javier Rivas Sánchez, Francisco Javier Cánovas Rodríguez. “Diseño de una instalación fotovoltaica en la cubierta de una nave industrial en el municipio de Mula y análisis de viabilidad”, 2017.



- [10] Pedro Pablo López López, Francisco Javier Cánovas Rodríguez. “Estudio y diseño de instalación de planta fotovoltaica para autoconsumo en la empresa ARBAL FOODS, S.L e instalación eléctrica de la planta”, 2018.
- [11] Eduardo Laborda Pradas, Lluís Massagues Vidal. “Instalación eléctrica en una nave industrial destinada a la fabricación de muebles de oficina”, 2006.
- [12] Marcos Calatayud Benavent, Miguel Ángel Pérez Martín. “Diseño de una instalación solar fotovoltaica en la nave industrial Hermanos Calatayud situada en La Font de la Figuera (Valencia)”, 2015.
- [13] Miguel Ángel Ramírez Basalo, Juan Martínez Tudela. “Instalación fotovoltaica sobre cubierta de nave industrial”, 2013.

